



Impact lokale warmte-koude keuzes

Kosten voor netverzwaring en back-up voorzieningen

In opdracht van

RVO, TKI Urban Energy en Systemintegratie (onderdeel van Energy Innovation NL)

Bart Visser, Rob Terwel, Dion Engels & Zaránd Ferjancsik

24 april 2026

Managementsamenvatting

De Nederlandse energietransitie vraagt om een systeembrede aanpak waarin de transformatie van warmte- en koudevoorziening in de gebouwde omgeving een belangrijke rol speelt. Aardgas wordt uitgefaseerd en de koudevraag neemt toe, terwijl ook andere sectoren worden geëlektrificeerd en duurzame elektriciteitsvoorzieningen worden opgeschaald. Dit leidt tot een complex samenspel tussen lokale warmte-koude keuzes en effecten op nationaal systeemniveau dat tot nu toe onvoldoende is doorgrond.

De lokale warmte-koude keuzes – of het nu gaat om elektrische warmtepompen, hybride warmtepompen, warmtenetten of airconditioning – hebben directe consequenties voor de belasting van elektriciteitsnetten en de vraag naar back-up vermogen. Momenteel ontwikkelen warmte-koude strategieën en elektriciteitsplannen zich grotendeels parallel aan elkaar, zonder systematische afstemming over netwerkimpact, flexibiliteitsbehoeften of leveringszekerheid. Dit onderzoek richt zich daarom op het in kaart brengen van de systeembrede consequenties van lokale warmte-koude keuzes voor de nationale elektriciteitsinfrastructuur en back-up voorzieningen, op basis van verschillende weerscenario's.

De onderzoeksresultaten zijn vastgelegd in dit hoofdrapport, aanvullende documentatie, een webinar en een interactieve webmodule, beschikbaar via www.systeemimpact-warmtekoude.nl.

Vijf instrumenten worden gecombineerd tot een geïntegreerde analyse van de systeemimpact van lokale warmte-koude keuzes

De methodiek combineert vijf instrumenten tot een geïntegreerde analyse van de systeemimpact van lokale warmte-koude keuzes. Als vertrekpunt voor de gebouwde omgeving dient de Startanalyse van het PBL, die per buurt de warmtevraag, elektriciteitsvraag en lokale warmtekosten beschrijft voor verschillende warmtestrategieën. De rest van het energiesysteem wordt ingevuld met de Netbeheer Nederland scenario's editie 2025 in het Energie Transitie Model (ETM), waarbij de gebouwde omgeving is vervangen door de uitkomsten van de Startanalyse. Deze referentiescenario's vormen de invoer voor twee rekenmodellen. Het Infrastructuur Transitie Model (ITM) regionaliseert de uurlijkse vraag- en aanbodprofielen, koppelt deze aan een nettopologie op basis van publieke assetdata en berekent met PyPSA de piekbelasting per verbinding en transformator. De back-uptool bepaalt op basis van residuele vraagcurves het benodigde regelbaar vermogen, na optimale inzet van opslag. De doorrekening vindt plaats voor drie weerjaren (1987, 1997 en 2019), zodat extreme omstandigheden zoals dunkelflaute en hittegolven worden meegenomen.



Figuur 1. Schematisch overzicht van het analyseproces: van Startanalyse en NBNL-scenario's via het ETM naar netkosten (ITM) en back-upkosten (back-uptool).

De analyse richt zich op buurten waar de lucht-water warmtepomp volgens de Startanalyse de strategie met de laagste nationale kosten vormt. Juist in deze buurten kan een overstap naar een bodemwarmtepomp of naar een warmtenet de netbelasting en back-upbehoefte verlagen. Per strategiewissel worden de stijging in lokale warmtekosten en de besparingen op net- en back-upkosten tegen elkaar afgezet.

Deze aanpak maakt het mogelijk om op basis van openbare data een gedetailleerde analyse uit te voeren van de netbelasting en de impact op back-upvoorzieningen. De methode kent echter verschillende beperkingen die bij de interpretatie van de resultaten in acht moeten worden genomen. Een uitgebreide bespreking hiervan staat in hoofdstuk 6.

Net- en back-upkosten besparingen wegen in de meeste buurten niet op tegen lokale meerkosten

Wanneer wordt gewisseld van een lucht-water warmtepomp naar een alternatieve warmte-koude strategie, wegen de bijbehorende nationale besparingen in net- en back-upkosten in alle hier doorgerekende varianten niet op tegen de som van de hogere lokale warmtekosten. Per individuele buurt kan de uitkomst van deze afweging echter verschillen. In buurten waar het kostenverschil tussen de lucht-waterwarmtepomp en een alternatieve warmtestrategie klein is, zou de besparing op net- en back-upkosten wél de doorslag kunnen geven. Voor de meeste buurten geldt dit echter niet.

Warmtenetten met centrale opwekking en piekketels leveren per woning jaarlijks honderden euro's aan net- en back-upkosten besparingen ten opzichte van lucht-water warmtepompen, alternatieve oplossingen met individuele warmtepompen slechts tientallen euro's

De omvang van de net- en back-upkostenbesparing verschilt aanzienlijk per strategie. Een wissel van een lucht-water warmtepomp naar een bodemwarmtepomp of (Z)LT-warmtenet levert vanuit systeem perspectief een besparing op van enkele tientallen euro's per woningequivalent per jaar. Bij een MT-warmtenet met centrale opwekking (warmtepomp of geothermie) in combinatie met piekketels liggen deze besparingen op net- en back-up kosten aanzienlijk hoger: tot enkele honderden euro's per woningequivalent per jaar. De sensitiviteitsanalyse laat zien hoe deze besparingen variëren onder verschillende NBNL-scenario's, weerjaren en aannames over infrastructuur- en back-upkosten. Daarbij is ook verkend wat er gebeurt bij alternatieve invullingen van het energiesysteem, zoals het gedrag van EV's, batterijen, zon-PV of slimme aansturing van warmtepompen.

Nationale kosten maken deel uit van een breder afwegingskader

Deze studie richt zich uitsluitend op nationale kosten. In de uiteindelijke lokale warmte-koude keuzes spelen daarnaast ook factoren als ruimtelijke inpassing, geluidsoverlast en het financiële plaatje voor bewoners een rol, dat laatste wijkt af van het nationale kostenperspectief. De besparing op net- en back-upkosten kan in lokale besluitvorming worden meegewogen en vormt daarmee één factor binnen een bredere afweging.

Warmte-koude keuzes vormen bovendien slechts één van de factoren die de netbelasting bepalen; de omgang met zon-PV pieken, het laadgedrag van elektrische voertuigen, de inzet van (thuis)batterijen en ontwikkelingen in onder meer de industrie zijn minstens zo bepalend.

De kostenbasis van de Startanalyse verdient uitbreiding en het ITM kan op meerdere punten worden doorontwikkeld.

Op basis van dit onderzoek wordt aanbevolen de kostenbasis van de Startanalyse aan te vullen met net- en back-upkosten, met de kosten van airconditioning voor woningen met een MT-warmtenetaansluiting en met de kosten en baten van flexibilisering van warmtepompen. Daarnaast verdient de doorrekening van het laagspanningsnet verrijking.

Het ITM kan op verschillende punten worden doorontwikkeld. Een eerste stap is validatie op basis van de interne netberekeningen van de regionale en landelijke netbeheerders. Daarnaast is een doorrekening op basis van transitiepaden in plaats van eindbeelden wenselijk. Dit vereist integratie van capaciteitsdata, zodat de bestaande netcapaciteit, congestieproblematiek, de fasering van uitbreidingen en de maakbaarheid van netverzwaring expliciet kunnen worden meegewogen. Verder verdient een koppeling met een internationale elektriciteitsmarktberkening aanbeveling, waarmee grensoverschrijdende elektriciteitsstromen expliciet kunnen worden meegenomen. Ook een uitbreiding naar het laagspanningsnet is wenselijk, aangezien de gebouwde omgeving juist op dit netvlak een groot aandeel heeft. Tot slot verdient het aanbeveling de huidige historische weerjaren aan te vullen met klimaatgecorrigeerde weerjaren, zodat de weers-extremen van de toekomst adequaat worden meegenomen in de dimensionering van netten en back-upvoorzieningen.

Inhoudsopgave

Managementsamenvatting.....	1
1 Introductie.....	5
1.1 Doelstelling en onderzoeksvragen.....	5
1.2 Leeswijzer	6
2 Methodiek.....	7
2.1 Uitgangssituatie gebouwde omgeving.....	7
2.2 Netbeheer Nederland scenario's.....	13
2.3 Infrastructuur Transitie Model (ITM).....	15
2.4 Back-uptool.....	21
2.5 Eerste toetsing modeluitkomsten.....	22
3 Resultaten.....	23
3.1 Technologiekeuzes en strategieën	23
3.2 Sensitiviteitsanalyse.....	29
3.3 Piekbelastingen en de rol van de gebouwde omgeving.....	38
4 Conclusies	43
5 Aanbevelingen.....	45
6 Beperkingen aan de studie.....	47
7 Scopevergelijking Startanalyse.....	50

1 Introductie

De Nederlandse energietransitie vraagt om een systeembrede aanpak waarin de transformatie van warmte- en koudevoorziening in de gebouwde omgeving een belangrijke rol speelt. Enerzijds wordt aardgas uitgefaseerd en neemt de vraag naar koude toe. Anderzijds worden ook andere sectoren geëlektrificeerd en worden duurzame warmtevoorzieningen geïmplementeerd. Dit leidt tot een complex samenspel tussen lokale warmte-koude keuzes en effecten op nationaal systeemniveau dat tot nu toe onvoldoende is doorgrond.

De lokale warmte-koude keuzes – of het nu gaat om elektrische warmtepompen, hybride warmtepompen, warmtenetten of airconditioning – hebben directe consequenties voor de belasting van elektriciteitsnetten en de vraag naar back-up vermogen. Het veranderende klimaat, met als gevolg frequentere extreme weersomstandigheden, maakt een geïntegreerd perspectief op deze problematiek des te belangrijker.

Momenteel ontwikkelen warmte-koude strategieën en elektriciteitsplannen zich grotendeels parallel aan elkaar, zonder systematische afstemming over netwerkimpact, flexibiliteitsbehoeften of leveringszekerheid. Zo brengt de Startanalyse van het PBL¹ op buurtniveau de meerkosten in kaart van verschillende warmtestrategieën voor de transitie naar een aardgasvrije gebouwde omgeving. De kosten voor elektriciteitsinfrastructuur en back-up capaciteit worden hierin echter niet volledig meegenomen. Juist op dit punt sluit het voorliggende onderzoek aan: door deze componenten aan te vullen, kunnen de systeembrede effecten van lokale warmte-koude keuzes vollediger in beeld worden gebracht. Zie hoofdstuk 7 voor een uitgebreide vergelijking tussen de scope van de Startanalyse en dit onderzoek.

1.1 Doelstelling en onderzoeksvragen

Dit onderzoek richt zich daarom op het in kaart brengen van de systeembrede consequenties van lokale warmte-koude keuzes voor de nationale elektriciteitsinfrastructuur en back-up voorzieningen. Centraal staat de vraag:

- *Hoe vertaalt de optelsom van lokale warmte-koude keuzes zich naar benodigde investeringen in elektriciteitsnetwerken en back-up voorzieningen op basis van verschillende weerscenario's?*

Naast deze hoofdvraag zijn er diverse deelvragen die met dit onderzoek geadresseerd worden:

- *Wat is de impact van lokale warmte/koude keuzes op de elektriciteitsnetten en back-up voorzieningen binnen een set aan energiesysteemscenario's?*
- *Wat is de impact van alternatieve technologiekeuzes (dan in de referentiescenario's) op de elektriciteitsnetten en back-up voorzieningen, inclusief de bijbehorende verschuivingen in lokale warmtekosten?*

¹ PBL (2025). Actualisatie Startanalyse aardgasvrije buurten 2025

- *Wat is de impact van slimme aansturing van warmtepompen op de elektriciteitsnetten en back-up voorzieningen?*
- *Wat is de impact van weersextremen zoals koudegolven, dunkelflaute en hittegolven op de inzet en het gedrag van de lokale warmte/koude technologieën en daarmee op de elektriciteitsnetten en back-up voorzieningen?*
- *Hoe veranderen bovenstaande uitkomsten bij een gevoeligheidsanalyse van diverse kernparameters?*
- *Welke technologieën en strategieën bieden systeemvoordelen om netbelasting en back-up behoefte te beperken, ook afgezet tegen lokaal gemaakte kosten?*
- *Wat zijn de implicaties en mogelijke aanbevelingen ter sturing richting oplossingen met lagere systeembelasting?*

Met deze deelvragen wordt daarmee inzicht verkregen in de bijdrage en impact van technologieën, strategieën, weersextremen en (scenario)onzekerheden op de uiteindelijke netbelasting en back-upbehoefte die voortvloeit uit lokale warmte-koude keuzes.

1.2 Leeswijzer

Dit onderzoek heeft geresulteerd in de volgende eindproducten:

- Het hoofdrapport
- Documentatie
- Een interactieve webmodule waar de resultaten van het onderzoek in te zien zijn
- Een webinar

Het hoofdrapport bevat een beknopte beschrijving van de gehanteerde methode en de inzet van de modellen, en richt zich hoofdzakelijk op de verkregen resultaten, de analyse en de antwoorden op de onderzoeksvragen. De documentatie biedt een uitgebreide, op zichzelf staande beschrijving van de methodiek.

Aanvullend op deze rapportage zijn de onderzoeksresultaten beschikbaar via www.systeemimpact-warmte-koude.nl. Deze website toont een kaart van Nederland met de gekozen warmtestrategie per buurt per analysevariant, aangevuld met overzichtstabellen van nationale uitkomsten op het gebied van onder meer piekbelastingen, netinvesteringen en back-upbehoefte. Via deze omgeving kan de geïnteresseerde lezer verder inzoomen op de resultaten die in deze rapportage worden gepresenteerd. Daarnaast is via bovenstaande link ook een verwijzing naar de documentatie en een opgenomen webinar te vinden, waarin de resultaten van het onderzoek door de auteurs toegelicht worden.

Bij het opstellen van dit adviesrapport is gebruikgemaakt van een AI-tool als schrijfhulp. De resulterende tekst is door de auteurs inhoudelijk gecontroleerd en aangepast.

2 Methodiek

Hieronder volgt een toelichting op de gehanteerde methodiek en het analyseproces, opgebouwd uit vijf hoofdcomponenten: de Startanalyse voor de gebouwde omgeving, de Netbeheer Nederland (NBNL)-scenario's voor het overige energiesysteem, het Energie Transitie Model (ETM), het Infrastructuur Transitie Model (ITM) voor netberekeningen en de back-uptool voor de benodigde back-upcapaciteit. Voor verdere achtergrond en technische diepgang is aanvullende documentatie beschikbaar als losstaand rapport.



Figuur 2. Schematisch overzicht van het analyseproces: van Startanalyse en NBNL-scenario's via het ETM naar netkosten (ITM) en back-upkosten (back-uptool).

De referentiescenario's in dit onderzoek zijn opgebouwd uit twee onderdelen. De technologiekeuzes in de gebouwde omgeving zijn gebaseerd op de Startanalyse van het PBL, die per buurt de warmtevraag, elektriciteitsvraag en lokale warmtekosten voor verschillende warmtestrategieën beschrijft. Het overige energiesysteem is ontleend aan de meest recente NBNL-scenario's uit het ETM, waarbij de oorspronkelijke beschrijving van de gebouwde omgeving is vervangen door de uitkomsten van de Startanalyse. Daarnaast zijn enkele aanvullende aanpassingen doorgevoerd. De resulterende "Startanalyse – NBNL" scenario's in het ETM vormen de referentiescenario's voor deze studie.

De referentiescenario's dienen als invoer voor twee analysetools. Het ITM vertaalt de scenario's naar geregenialiseerde vraag- en aanbodprofielen, koppelt deze aan een nettopologie op basis van publieke assetdata van de netbeheerders en berekent vervolgens met PyPSA de piekbelasting per netverbinding en transformator. De back-uptool bepaalt op basis van residuele vraagcurves uit dezelfde scenario's hoeveel regelbaar vermogen nodig is om de resterende elektriciteitsvraag – na optimale inzet van opslag – op elk moment af te dekken. Samen leveren deze tools de netkosten en back-upkosten op die in dit onderzoek centraal staan.

2.1 Uitgangssituatie gebouwde omgeving

De uitgangspunten voor de warmte-koude mix in de gebouwde omgeving zijn gebaseerd op de Startanalyse. Daarin worden voor iedere buurt in Nederland het aantal woningen en gebouwen beschreven, inclusief de warmtevraag, elektriciteitsvraag en lokale warmtekosten voor verschillende warmtestrategieën die leiden tot een aardgasvrije warmtevoorziening. De lokale warmtekosten omvatten onder meer de kosten voor isolatie, warmtepompen, elektriciteit, klimaatneutraal gas en warmtenetten. De Startanalyse onderscheidt vier warmtestrategieën:

Strategie 1: Individuele lucht-water warmtepomp of bodemwarmtepomp

Strategie 2: Midden temperatuur (MT) warmtenet met restwarmte of geothermie + piekketels

Strategie 3: Deels warmtenet [(Z)LT-warmtenet met individuele warmtepomp of MT-warmtenet met centrale warmtepomp + piekketels], deels individuele warmtepomp (strategie 1)

Strategie 4: Hybride warmtepompen met klimaatneutraal gas (groen gas evt. bijgemengd met waterstof)

Voor iedere buurt zijn in de Startanalyse meerdere warmtestrategieën doorgerekend en wordt de optie met de laagste nationale kosten geselecteerd. De analyse beperkt zich tot buurten waar de lucht-water-warmtepomp volgens de Startanalyse de warmtestrategie met de laagste nationale kosten vormt, omdat daar een overstap naar een alternatieve strategie netbelasting en back-upbehoefte kan verlagen. Buurten waarin de Startanalyse een warmtenet of hybride oplossing als optimaal aanwijst, vallen buiten de scope. Een wissel zou daar juist tot extra net- en back-upkosten leiden.

Buurten met strategie 1 (lucht-water of bodemwarmtepomp) worden overgezet naar een alternatieve verwarmingsstrategie (strategie 2, 3A of 3B), of binnen strategie 1 wordt de lucht-warmtepomp vervangen door een bodemwarmtepomp. Een wissel naar de hybride warmtepomp wordt niet meegenomen, omdat de inzet daarvan wordt beperkt door de beschikbaarheid van klimaatneutraal gas.

Voor strategiewissels naar strategie 3 geldt als hoofdregel dat deze alleen wordt toegepast wanneer de lokale meerkosten maximaal 20% hoger liggen dan bij de oorspronkelijke strategie. Zonder deze begrenzing zou een relatief klein aantal buurten met sterk afwijkende meerkosten de resultaten onevenredig beïnvloeden en de vergelijking tussen netkosten, back-upbesparingen en lokale meerkosten vertekenen. Deze 20%-grens geldt niet voor wissels van lucht-warmtepomp naar bodemwarmtepomp of naar een warmtenet met geothermie, omdat de kostenstijging bij deze wissels aanzienlijk hoger ligt en toepassing van de grens ertoe zou leiden dat slechts een zeer klein aantal buurten zou wisselen. Verder is bij een wissel naar strategie 3 niet altijd voldoende (Z)LT-warmte beschikbaar om alle woningen aan te sluiten; woningen waarvoor geen aansluiting mogelijk is, blijven op een lucht-water of bodemwarmtepomp (strategie 1).

Tabel 1 geeft een overzicht van alle warmtestrategieën, inclusief de groepering van substrategieën, waarbij binnen iedere strategie de substrategie met de laagste nationale kosten wordt geselecteerd. De Startanalyse hanteert verschillende aannamevarianten, die in Tabel 2 nader worden toegelicht; twee daarvan komen uit de sensitiviteitsanalyse van het PBL (Duur & schaars gas en Isolatie B+), terwijl de variant 'Hogere elektriciteitsprijs' door Kalavasta is toegevoegd. Figuur 4 toont per buurt de optelsom van de warmtevraag en het aantal aansluitingen per warmtestrategie in Nederland, uitgaande van de strategie met de laagste nationale kosten, en geeft tevens de ruimtelijke verdeling van warmtestrategieën per buurt weer. De gehanteerde strategiewisselingen zijn samengevat in Tabel 3; de effecten daarvan op de warmtevraag en het aantal aansluitingen zijn eveneens in Figuur 4 opgenomen.

Tabel 1. Overzicht van alle warmtestrategieën inclusief groepering van substrategieën. Een deel van deze parameters zijn direct overgenomen van de Startanalyse. De elektrische piekvraag is het resultaat van Startanalyse data gecombineerd met warmtepomp profielen uit het ETM. De warmtevraag is niet alleen afhankelijk van het schillabel maar ook van parameters als woningoppervlakte en bouwjaar. De woningmix verschilt per strategie waardoor de warmtevraag per woning kan afwijken voor strategieën met hetzelfde schillabel.

Strategie Kalavasta	Warmte technologie Startanalyse	Isolatie Startanalyse	Koeling Kalavasta	Tapwater Startanalyse	Radiatoren Startanalyse	Invoer – radiator T Startanalyse	Schillabel Startanalyse	SCOP ruimte- verwarming Startanalyse m.u.v. S3A 1-3: aanname Kalavasta	Warmte- vraag (GJ/weq/jaar) Startanalyse	Elektrische piekvraag (kW/weq) Kalavasta (via ETM profielen)	Aandeel piekkel Startanalyse
1 A	Lucht-water warmtepomp	B+	WP/airco	Combi WP	LT radiatoren	Lucht – 50 °C	B+	4.25	33	2.1	-
1 B	Bodemwarmtepomp	B+	WP	Combi WP	LT radiatoren	Bodem – 50 °C	B+	5	33	0.9	-
2 A	MT-warmtenet rest- warmte	B+/D+	Airco	Warmtenet	Standaard	-	B+	-	23	0.0	15%
2 B	MT-warmtenet geother- mie	B+/D+	Airco	Warmtenet	Standaard	-	B+	-	30	0.0	15%
3 A1	(Z)LT-warmtenet met indi- viduele WP per woning	B+	WP	Combi WP	LT radiatoren	15 – 50 °C	B+	5.25	30	0.7	-
3 A2	"" ""	B+	WP	Combi WP	LT radiatoren	15 – 50 °C	B+	5.25	35	0.8	-
3 A3	"" ""	B+	WP	Combi WP	LT radiatoren	15 – 50 °C	B+	5.25	29	0.6	-
3 A4	"" ""	D+	WP	Combi WP	Standaard	15 – 70 °C	D+	3.5	34	1.1	-
3 A eWP	<i>Strategie 1 voor het deel van de buurt waarvoor niet voldoende (Z)LT warmte beschikbaar is</i>										
3 B1	MT-warmtenet - bron (Z)LT - met centrale warmtepomp	B+	Airco	Warmtenet	Standaard	15 – 70 °C	B+	3.5	31	0.36	15% ¹
3 B2	LT warmtenet - bron (Z)LT - met centrale warmte- pomp	B+	Airco	Warmtenet + booster WP	LT radiatoren	15 – 50 °C	B+	4.5	34	0.36	10%
3 B3	MT-warmtenet - bron (Z)LT - met centrale warmtepomp	D+	Airco	Warmtenet	Standaard	15 – 70 °C	D+	3.5	30	0.35	15% ¹
3 B4	MT-warmtenet - bron (Z)LT - met centrale warmtepomp	D+	Airco	Warmtenet	Standaard	15 – 70 °C	D+	3.5	29	0.34	15% ¹
3 B eWP	<i>Strategie 1 voor het deel van de buurt waarvoor niet voldoende (Z)LT warmte beschikbaar is</i>										
4 A	Hybride warmtepomp	B+	WP/airco	HR-ketel	Standaard	15 – 70 °C	B+	4	34	1.3	-
4 B	Hybride warmtepomp	D+	WP/airco	HR-ketel	Standaard	15 – 70 °C	D+	3.6	39	1.7	-

¹ De Startanalyse schrijft 10% voor. Deze waarde is incorrect overgenomen en te laat opgemerkt voor aanpassing. Hierdoor worden de besparingen op net- en back-upkosten bij een strategiewissel naar S3B enigszins overschat.

Tabel 2. Vier Startanalyse aannamevarianten.

Startanalyse aannames	Beschrijving
PBL referentieaannames	De standaard aannames die het PBL hanteert, zie PBL (2025) ² .
Duur & schaars gas	De prijs van klimaatneutraal gas neemt toe en de beschikbaarheid neemt af.
Hogere elektriciteitsprijs	De elektriciteitsprijs die de gebouwde omgeving moet betalen voor warmte opwek stijgt met gemiddeld 50%.
Isolatie B+	Uitsluitend warmtestrategieën met schillabel B+ worden meegenomen. In dit rapport wordt de aanname gedaan dat dit de situatie weerspiegelt waarin door autonome isolatie nagenoeg alle woningen en gebouwen schillabel B+ hebben.

Tabel 3. Beschrijving strategiewissels die als varianten doorgerekend worden in dit onderzoek.

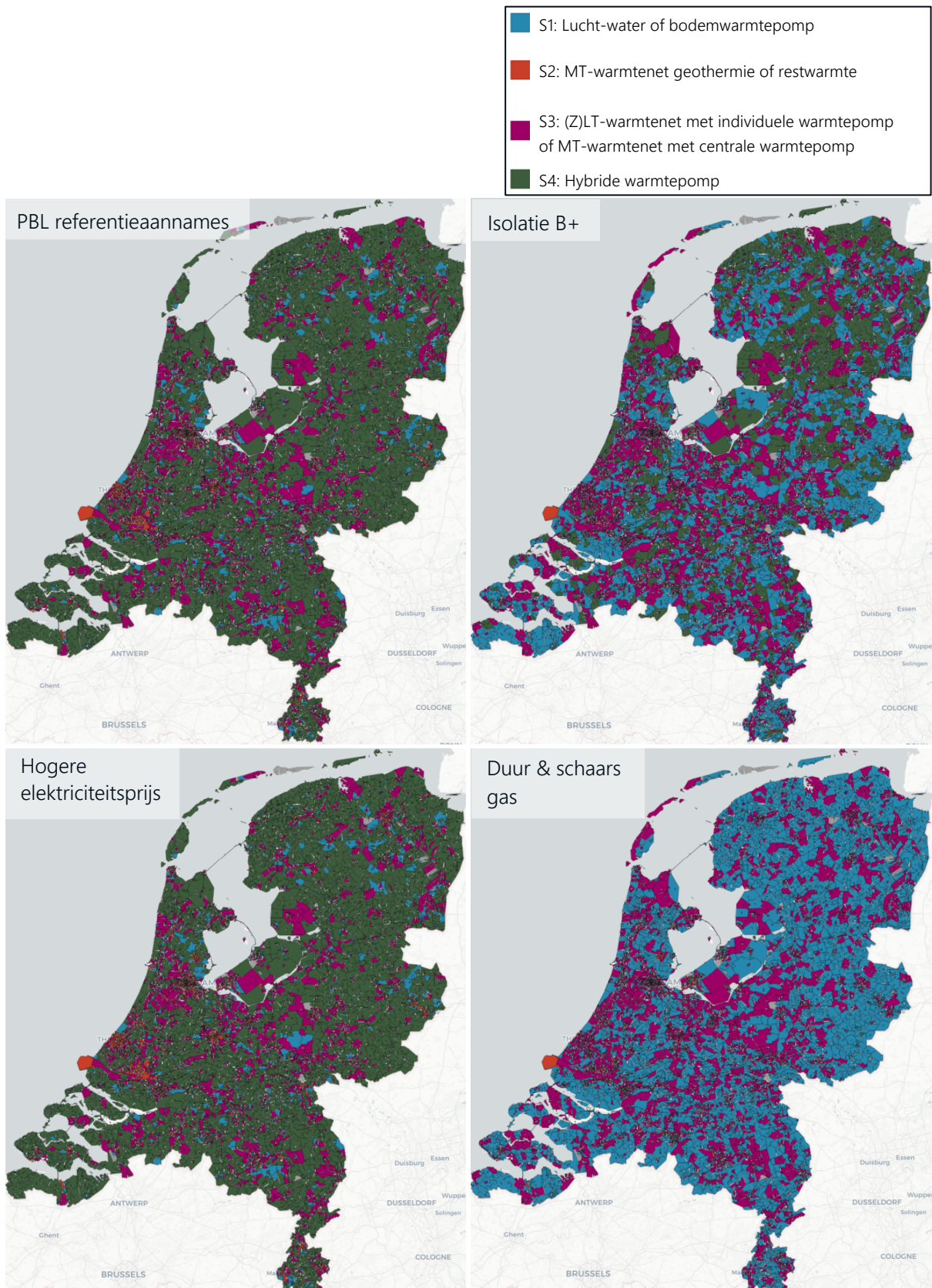
Naam	Strategie-wissel	Beschrijving
Laagste nationale kosten		Dit is de referentie strategie, waarbij voor iedere buurt de warmtestrategie met de laagste nationale kosten is geselecteerd. Uitzondering is de hybride warmtepomp, waarvan de totale inzet ook beperkt wordt door de beschikbaarheid van klimaatneutraal gas.
Meer bodemwarmtepomp	S1A → S1B	De lucht-water warmtepomp in buurten die strategie S1 volgen, wordt vervangen door de bodemwarmtepomp. Omdat de lokale meerkosten in de meeste buurten meer dan 20% hoger zijn dan bij de lucht-water warmtepomp, worden alle buurten met een lucht-water warmtepomp gewisseld.
Meer (Z)LT-warmtenet	S1 → S3A	De lucht-water warmtepomp in buurten die strategie S1 volgen, wordt vervangen door een (Z)LT-warmtenet met individuele warmtepomp. Alleen buurten waarvan de lokale meerkosten maximaal 20% hoger zijn dan bij de lucht-water warmtepomp worden gewisseld.
Meer MT-warmtenet centrale warmtepomp	S1 → S3B	De lucht-water warmtepomp in buurten die strategie S1 volgen, wordt vervangen door een MT-warmtenet met centrale warmtepomp. Alleen buurten waarvan de lokale meerkosten maximaal 20% hoger zijn dan bij de lucht-water warmtepomp worden gewisseld.
Meer MT-warmtenet centrale 'netneutrale' warmtepomp	S1 → S3B*	Variant op S1 → S3B waarbij warmteopslag en/of extra piekketels worden toegevoegd. Hierdoor kan de warmtepomp in theorie netneutraal en back-up neutraal worden ingezet. Alleen buurten waarvan de lokale meerkosten maximaal 20% hoger zijn dan bij de lucht-water warmtepomp worden gewisseld.
Meer MT-warmtenet geothermie	S1 → S2	De lucht-water warmtepomp in buurten die strategie S1 volgen, wordt vervangen door een MT-warmtenet met geothermie. Omdat de lokale meerkosten in de meeste buurten meer dan 20% hoger zijn dan bij de lucht-water warmtepomp, worden alle buurten met een lucht-water warmtepomp gewisseld.

Verwerking Startanalyse warmtestrategieën in het de Netbeheer Nederland scenario's

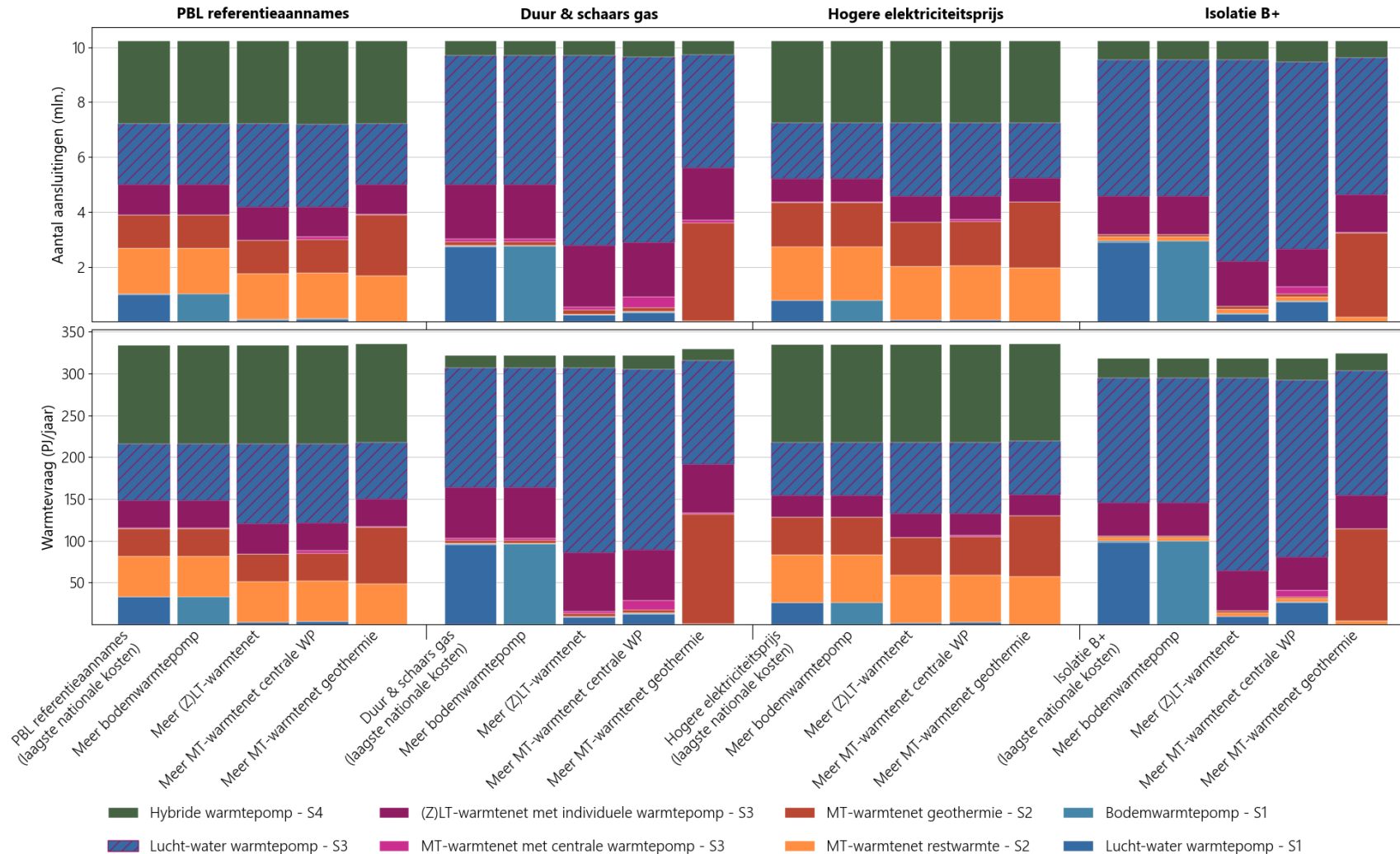
De Startanalyse werkt met aardgasvrije warmtestrategieën. De scenario's van Netbeheer Nederland voor de periode 2025-2040 rekenen daarentegen nog gedeeltelijk met aardgas voor de verwarming van woningen en gebouwen. De verdeling van warmtestrategieën uit de Startanalyse wordt in het ETM toegepast op het deel van de woningen en gebouwen dat geen aardgas meer gebruikt.

De jaarlijkse warmtevraag van de gebouwde omgeving bedraagt momenteel circa 400 PJ, met een piekvraag van ongeveer 70 GW aardgas tijdens zeer strenge winterdagen. In de Startanalyse ligt de warmtevraag tot 20% lager, onder andere door isolatiemaatregelen. Bij het invullen van de Startanalyse in het ETM, voor een NBNL 2050 scenario zonder aardgas, ligt de elektrische piekvraag tijdens strenge winterdagen rond de 15 GW. Bij een gemiddelde COP van 3 tot 4 gedurende deze momenten vertaalt zich dat naar 45 tot 60 GW thermisch vermogen (3 à 4 × 15 GW), wat goed overeenkomt met de verwachte piekvraag na isolatie van circa 56 GW (70 GW × 80%).

² PBL (2025). Verdieping op de actualisatie van de Startanalyse



Figuur 3. De ruimtelijke verdeling van gekozen warmtestrategieën per buurt per doorrekening (o.b.v. gegevens Startanalyse, voor sommige buurten is geen Startanalyse data beschikbaar).



Figuur 4. De jaarlijkse warmtevraag en het aantal aansluitingen per warmte technologie voor de verschillende Startanalyse aannames en voor verschillende strategiewisselingen.

2.2 Netbeheer Nederland scenario's

Omdat de gebouwde omgeving in het energiesysteem niet op zichzelf staat, is er ook een beschrijving van dit overkoepelende energiesysteem nodig. Netbelasting en de inzet van regelbaar back-up vermogen worden namelijk bepaald door de verdeling van elektriciteitsvraag en -aanbod in de ruimte en in de tijd van alle sectoren.

Voor een beschrijving van de rest van het energiesysteem worden de Netbeheer Nederland scenario's editie 2025 gebruikt³. Deze scenario's geven context aan de totale elektriciteitsvraag van overige sectoren, de hoeveelheid hernieuwbare opwek en de beschikbaarheid van flexibiliteitsmiddelen zoals opslag en regelbare centrales. Tabel 4 toont een overzicht van verschillende Netbeheer Nederland Scenario's 2025 met daarbij korte toelichting per scenario.

Tabel 4. Scenario's beschikbaar in het ETM die worden gebruikt als beschrijving van het niet-gebouwde omgeving deel van het energiesysteem.

Netbeheer Nederland Scenario's 2025	Beschrijving
Koersvaste Middenweg (KM)	Volgt de huidige beleidskoers. Sterke, snelle elektrificatie van het eindverbruik, aangevuld met gas en waterstof.
Eigen Vermogen (EV)	Maximale inzet op energie-autonomie. Sterke groei zon en wind, groene waterstof en snelle elektrificatie van industrie en mobiliteit. Sterke overheidssturing.
Gezamenlijke Balans (GB)	Europese samenwerking staat centraal. Hybride verduurzaming: elektrificatie én gas (aardgas, groen gas, blauwe waterstof). Gasinfrastructuur blijft belangrijk.
Horizon Aanvoer (HA)	Grootschalige import van duurzame energie. Energie-intensieve industrie verplaatst deels naar het buitenland, laag binnenlands verbruik. Beperkte eigen opwek, weinig overheidssturing.

Voor dit onderzoek zijn de oorspronkelijke scenario's op een aantal punten aangepast. De belangrijkste aanpassing heeft betrekking op de warmte-koude keuzes voor de gebouwde omgeving, die zijn vervangen door de instellingen uit de Startanalyse.

De warmtemix en de isolatiegraad zijn in het ETM afgestemd op de Startanalyse. Voor de periode 2025–2040 is een ingroeipad gehanteerd waarbij de warmte-koude mix geleidelijk verschuift van de huidige situatie naar het eindbeeld dat de Startanalyse voor 2050 schetst. Het aandeel HR-ketels in de scenario's is daarbij gehandhaafd, waarna de resterende warmtemix naar rato is verdeeld op basis van de verhoudingen in de Startanalyse.

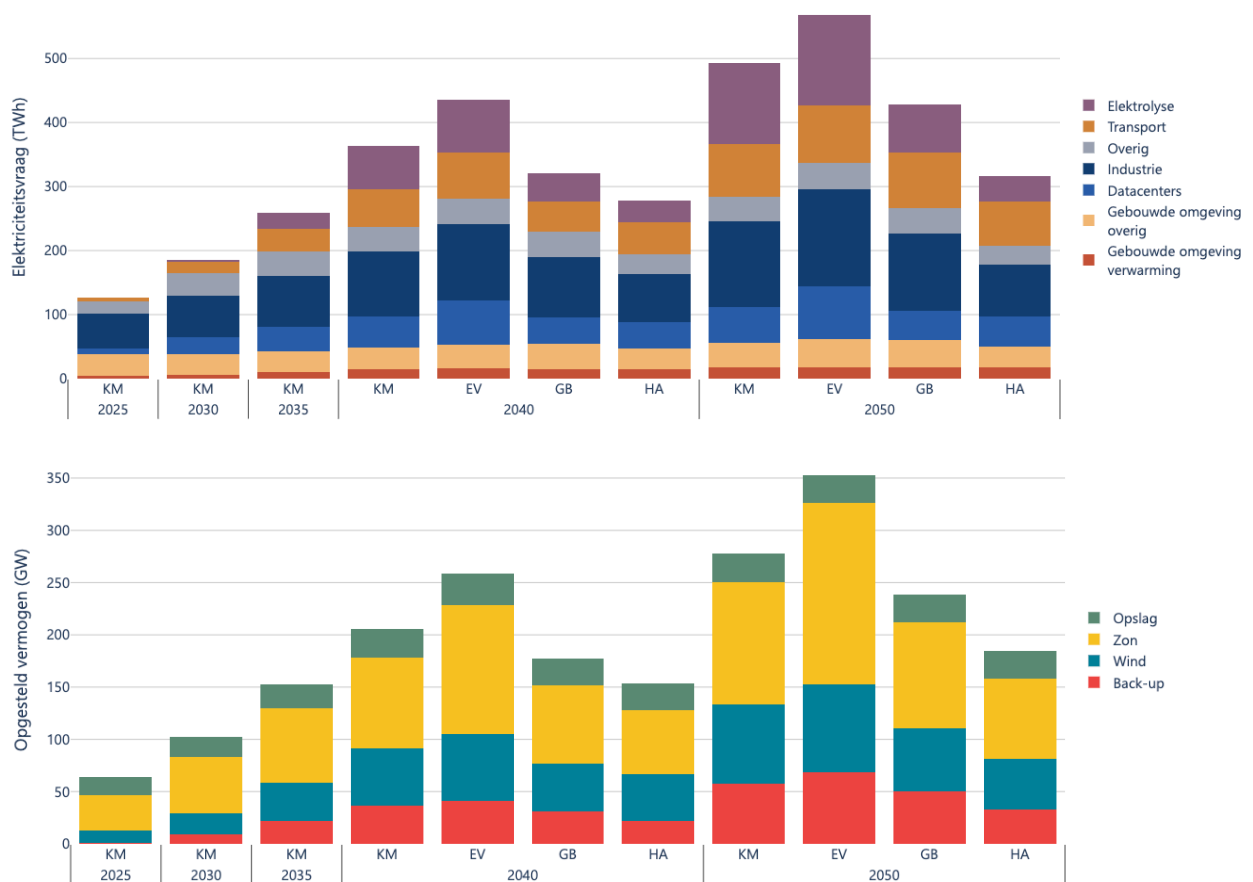
De koudemix is gebaseerd op zowel de Startanalyse als de NBNL-scenario's. In de NBNL-scenario's is vastgelegd in welke mate de koudevraag toeneemt en welk percentage daarvan met airconditioning wordt ingevuld. Deze instellingen zijn ongewijzigd overgenomen. De technologiemix van het deel dat niet door airconditioning wordt gedekt, is afgeleid van de warmtetechnologiekeuzes uit de Startanalyse. Dit onderscheid is relevant omdat woningen met een bodemwarmtepomp of een (Z)LT-warmtenet aanzienlijk efficiënter kunnen koelen dan woningen met een lucht-waterwarmtepomp of airconditioning.

³ Netbeheer Nederland (2025): Scenario's Editie 2025.

Daarnaast zijn de weersafhankelijke vraag- en aanbodprofielen uit de Netbeheer Nederland scenario's (weerjaar 2012) vervangen door de weerprofielen die standaard beschikbaar zijn in het ETM (weerjaren 1987, 1997 en 2019). Er zijn geen weerjaren beschikbaar waarin de impact van klimaatverandering is meegenomen.

Tot slot zijn de interconnectie-instellingen aangepast. Import vindt nog uitsluitend plaats bij dreigende tekorten, terwijl export volledig is uitgeschakeld. Hiervoor is gekozen omdat de interconnectie modellering in het ETM de werking van daadwerkelijke elektriciteitsmarkten onvoldoende weerspiegelt.

De jaarlijkse elektriciteitsvraag en opgestelde vermogens van de door Kalavasta aangepaste Netbeheer Nederland scenario's zijn weergegeven in Figuur 5. Het back-up vermogen is bepaald door de back-uptool.



Figuur 5. Elektriciteitsvraag (boven) en opgesteld vermogen (onder) per aangepast NBNL scenario.

2.2.1 Weerjaren

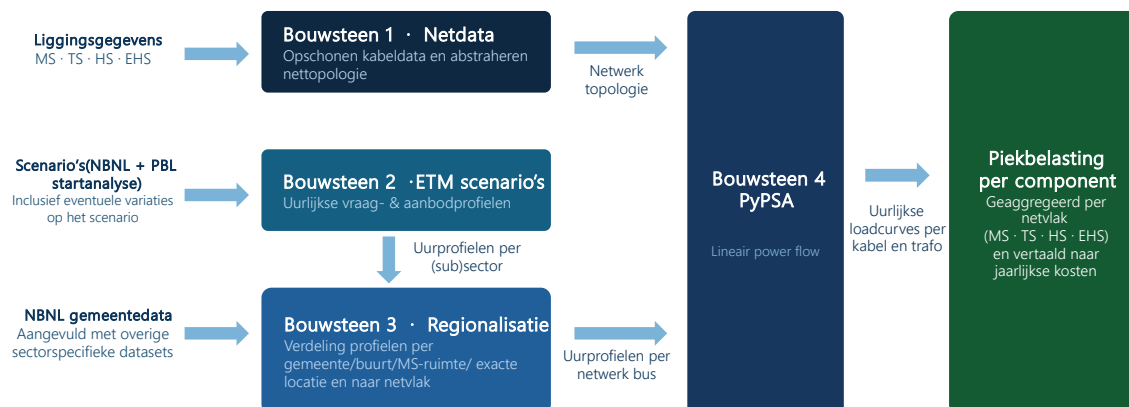
Zowel de warmte- en koudevraag, evenals de opwek uit zon en wind zijn sterk afhankelijk van weersomstandigheden. Elektriciteitsinfrastructuur en back-upvoorzieningen moeten gedimensioneerd zijn om ook gedurende extreme weersomstandigheden aan de vraag te kunnen voldoen. Daarom zullen de aangepaste Netbeheer Nederland scenario's onder verschillende extreme weersomstandigheden worden doorgerekend. Hierbij zijn de volgende weerjaren gekozen:

- 1987: Een jaar met koude winterweken in januari wat samenviel met een windstille periode ('Dunkelflaute'). Tevens het jaar met het op vier na minste aantal uren zonneshijnsinds 1901.
- 1997: Een jaar met meerdere windstille periodes gedurende het stookseizoen en koude dagen, ook in de lente en herfst.
- 2019: Het jaar met de warmste hittegolf ooit gemeten in Nederland, waarbij op 25 juli het nationale hittestrecord werd verbroken.

2.3 Infrastructuur Transitie Model (ITM)

Het Infrastructuur Transitie Model (ITM) kent vier bouwstenen: de hierboven besproken ETM scenario's, de regionalisatie van de uurlijkse vraag- en aanbodcurves van deze scenario's, een beschrijving van de elektriciteitsnetstructuur en een tool voor netberekeningen, PyPSA (zie Figuur 6). De laatste drie bouwstenen worden hieronder kort toegelicht.

De uurprofielen uit de ETM nationale scenario's – wat betreft uurlijkse elektriciteitsvraag en -aanbod – worden geregionaliseerd naar lokaal niveau (gemeente, buurt, MS-ruimte of exacte locatie) en netvlak, zodat kabel- en transformatorbelastingprofielen kunnen worden doorgerekend. De huidige elektriciteitsnetten (nettopologie) worden verkregen op basis van publieke liggingsgegevens van verbindingen en stations van de midden-, tussen-, hoog- en extrahoogspanningsnetten. De berekening van de netbelasting per verbinding en station vindt vervolgens plaats met PyPSA. Dit resulteert in een piekbelasting per netcomponent. Dit wordt vervolgens geaggregeerd en naar nationale kosten vertaald.



Figuur 6. Bouwstenen en componenten van de toolset en het analyseproces van het Infrastructuur Transitie Model (ITM).

2.3.1 Regionalisatie

De eerder besproken ETM scenario's beschrijven de elektriciteitsvraag en het -aanbod op uurbasis op nationaal niveau. Voor de netberekeningen moet deze nationale informatie worden vertaald naar lokale profielen en gekoppeld aan het elektriciteitsnet. Deze regionalisatie verloopt in twee stappen: eerst naar gemeenteniveau op basis van NBNL-data⁴, daarna binnen gemeenten waar mogelijk. Figuur 7 toont een

⁴ <https://www.netbeheernederland.nl/toekomstscenarios/regionale-scenarios-en-datasets-van-de-netbeheer-nederland-scenarios-editie-2025>

overzicht van de gebruikte datasets en aanpak per sector. Het netvlak waarop ieder vraag- en aanbod-profiel wordt aangesloten hangt af van het piekvermogen, de aansluitcategorieën die zijn gehanteerd staan in Tabel 5.

NBNI regionalisering gemeenteniveau	Zon op land	Openstreetmap	Naar rato van huidige capaciteit, bij opschaling plaatsing extra zonnepark
	Zon op dak	Kadaster	Naar rato van dakoppervlak woningen en gebouwen
	Wind op land	Openstreetmap, Nationale energieatlas	Naar rato van huidige capaciteit, op- en afschalen eerst via kleinste turbines
	Wind op zee	TenneT Target Grid + Routekaart WoZ	Handmatige toewijzing
	Thermische centrales		
	Grootschalige batterijen		
	Thuisbatterijen		Volgt zon op dak
	Datacenters		
	Interconnectie	Hoogspanningsnet.com en Tennet Target Grid	Handmatige toewijzing
	Overige e-vraag GO	Kadaster, CBS, verrijkte BAG TNO	Verdeeld o.b.v. locaties eensgezinswoningen, appartementen en gebouw
	Industrie (provincie niveau)	CBS, NEa, Emissieregistratie, MIDDEN	Eerst verdeeld over NEa sites. Daarna residu per gemeente verdeeld over utiliteitsgebouwen met industriefunctie
	Landbouw	Top10NL	Verdeeld over kasoppervlak
	Auto's, bestelwagens, vrachtwagens	Elaad	Verdeeld over woningen, bedrijfshallen en snellaadpunten o.b.v. laadstrategie
	Trein, tram, metro	Prorail, Centraal haltebestand	Verdeeld over onderstations Prorail en OV stations tram en metro
	Bus	OV wiki	Verdeeld over busdepots of eindhaltes
	Scheepsvaart	Vaarweginformatie.nl	Verdeeld over ligplaatsen
	Luchtvaart	Google maps	Handmatig aanwijzen luchthavens

Figuur 7. Overzicht van datasets en aanpak gebruikt voor regionalisatie van vraag- en aanbodprofielen.

Tabel 5. Aansluitcategorieën gehanteerd voor netkoppeling.

Netaansluiting	Piekvermogen
MS/LS station	< 0.3 MW
MS kabel	0.3 - 3 MW
HS/TS of HS/MS station (TS of MS zijde)	3 - 80 MW
EHS/HS, HS/MS, HS/TS station (HS zijde)	80 - 800 MW
EHS station (EHS zijde)	> 800 MW

2.3.2 Nettopologie

De geregionaliseerde vraag- en aanbodprofielen worden vervolgens gekoppeld aan de nettopologie, waarvoor een beschrijving van het elektriciteitsnet nodig is. Deze topologie wordt in een aantal stappen opgebouwd:

1. De openbare liggingsgegevens van verbindingen en stations van TenneT en de regionale netbeheerders dienen als uitgangspunt.
2. Deze worden opgeschoond (bijv. door buiten bedrijf gestelde kabelsegmenten te verwijderen), kabelsegmenten worden aan elkaar aangesloten en worden vervolgens gekoppeld aan stations.
3. Alle opgeschoonde datasets worden samengevoegd tot één nationaal netwerk.
4. Kabels die niet verbonden zijn aan minstens twee transformatoren of schakelinstallaties worden verwijderd.
5. De verbindingen in het netwerk worden waar mogelijk gevalideerd met publieke bronnen.
6. Ten slotte worden de consumenten en producenten vanuit de regionalisatie toegevoegd en aan het netwerk gekoppeld.



Figuur 8. Opgeschoonde liggingsgegevens van het EHS- (rood), HS- (zwart), TS- (blauw) en MS-net (geel).

Voor de netberekeningen wordt het netwerk geabstraheerd naar een nettopologie. Daarbij worden alle verbindingen teruggebracht tot een aantal kernwaarden: tussen welke twee locaties de verbinding loopt (bijvoorbeeld tussen twee transformatoren), het voltage, de lengte en het aantal parallelle verbindingen. Ter illustratie van het resultaat staat in de onderstaande figuur een deel van het MS-net van Almere.



Figuur 9. Illustratie van resulterende nettopologie voor een deel van Almere.

2.3.3 PyPSA en kostenberekening

Op basis van de bovengenoemde graafstructuur en de eerder genoemde regionalisatie van vraag- en aanbod profielen, worden de elektriciteitsstromen door het netwerk 'geduwd'. Deze netberekeningen worden uitgevoerd met het Python-pakket PyPSA, een open-source en breed toegepast pakket voor dit type berekeningen. Hierbij wordt een versimpelde rekenmethode, de lineaire powerflow methode, gehanteerd. Voordelen hiervan zijn de hoge rekensnelheid en de beperkte hoeveelheid vereiste elektrotechnische parameters. Echter kent deze rekenmethode ook beperkingen, zie hoofdstuk 6 voor nadere toelichting.

Het resultaat is een uurlijkse belastingcurve per kabel en transformator, waarbij de piekbelasting over de drie weerjaren bepalend is voor de benodigde capaciteit per netwerkcomponent. Kabel- en transformatorcapaciteiten zijn dus een output van het ITM, geen input.

De berekende piekbelasting per kabel en transformator wordt omgezet naar kosten aan de hand van kostenkennallen, uitgedrukt in €/kW·m voor kabels en €/kW voor transformatoren. Voor kabels weegt daarmee niet alleen de belasting mee, maar ook de lengte. Deze kennallen verschillen per netvlak, zie Tabel 6. De investeringskosten worden per spanningsniveau opgeteld en vervolgens vertaald naar jaarlijkse kosten.

Tabel 6. Kostenkennallen elektriciteitsinfrastructuur, hierbij wordt een WACC van 2,25% toegepast conform de Startanalyse.

	CAPEX	Typische capaciteit	Beschikbaar na n-1 redundantie	OPEX ⁷	Investeringskosten (CAPEX)	Jaarlijkse kosten (CAPEX + OPEX)
EHS/HS transformator	260 €/kW ¹			1,5 % CAPEX/jaar	260 €/kW	13,8 €/kW/jaar
HS/TS transformator	160 €/kW ¹			1,5 % CAPEX/jaar	160 €/kW	8,5 €/kW/jaar
HS/MS transformator	160 €/kW ¹			1,5 % CAPEX/jaar	160 €/kW	8,5 €/kW/jaar
TS/MS transformator	112 €/kW ²			1,5 % CAPEX/jaar	112 €/kW	6,0 €/kW/jaar
EHS verbinding	7500 €/m ³	$\sqrt{3} \cdot 4,00 \text{ kA}^2 \cdot 380 \text{ kV} = 2635 \text{ MVA}$	1845 MVA (70%) ³	1,0 % CAPEX/jaar	4,1 €/kW·km	0,2 €/kW·km/jaar
HS verbinding	3500 €/m ³	$\sqrt{3} \cdot 1,35 \text{ kA}^2 \cdot 150 \text{ kV} = 350 \text{ MVA}$	250 MVA (70%) ³	0,5 % CAPEX/jaar	14,3 €/kW·km	0,6 €/kW·km/jaar
TS verbinding	650 €/m ³	$\sqrt{3} \cdot 0,785 \text{ kA}^4 \cdot 50 \text{ kV} = 70 \text{ MVA}$	35 MVA (50%) ⁴	0,5 % CAPEX/jaar	19,1 €/kW·km	0,8 €/kW·km/jaar
MS verbinding	250 €/m ³	$\sqrt{3} \cdot 0,390 \text{ kA}^5 \cdot 10 \text{ kV} = 7 \text{ MVA}$	3,5 MVA (50%) ⁴	0,5 % CAPEX/jaar	74,0 €/kW·km	3,2 €/kW·km/jaar
Disconteringsvoet				2,25% ⁶		
Levensduur				40 jaar ⁷		

¹ CE Delft (2024). Analyse en doorrekening van invoedingstarief

² Middenwaarde uit Netbeheer Nederland (2019), geschaald met kostenverschil HS/MS transformator uit CE Delft (2024)

³ Middenwaarde uit 'Netbeheer Nederland (2019). Basisinformatie over energie-infrastructuur'

⁴ 40/69 (72.5) kV Aluminum Conductor with Copper Wire Screen - trefoil formation

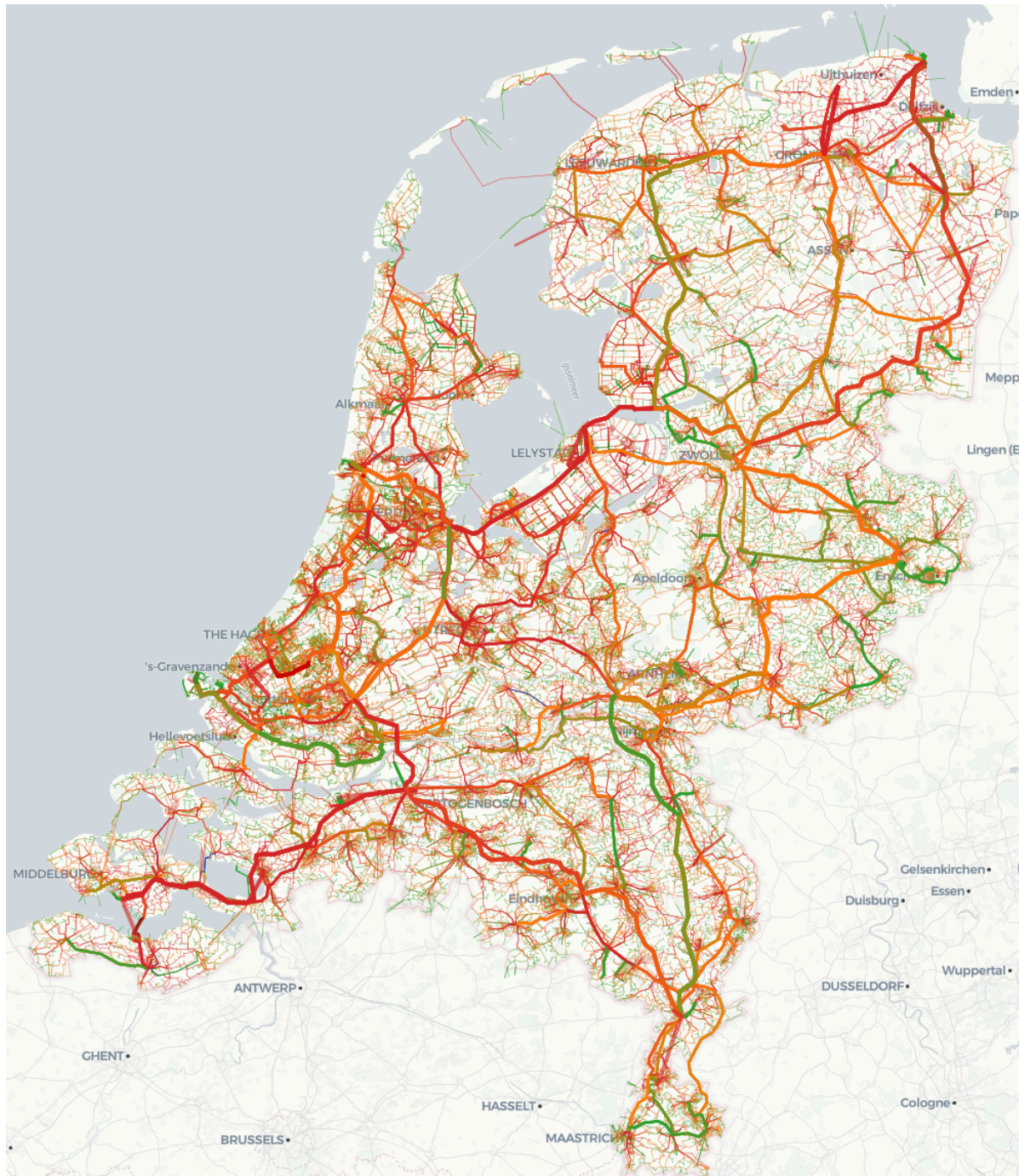
https://www.alfanar.com/catalogs/cables_wires/HV_cables.pdf

⁵ 6.35/11 (12) kV Three Core unarmoured aluminium conductors - 3x240 mm²

<https://www.powerandcables.com/wp-content/uploads/2016/12/Nexans-6-33kV-Medium-High-Voltage-Underground-Power-Cables.pdf>

⁶ Zelfde disconteringsvoet als wordt gebruikt in de Startanalyse

⁷ Aannames



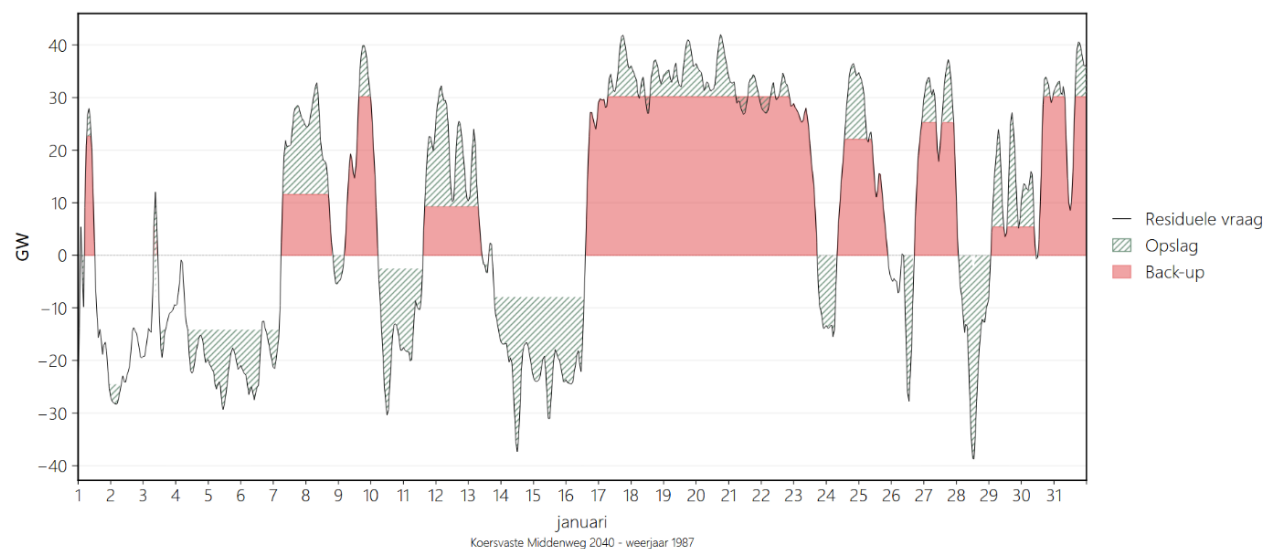
Figuur 10. Kleurgecodeerde piekbelasting per kabel voor het KM2040 scenario met gecombineerde weerjaren 1987, 1997 en 2019. Rode verbindingen zijn het hoogst belast, groene verbindingen het laagst. Ieder spanningsniveau (MS, TS, HS en EHS) heeft een aparte kleurschaal.

2.4 Back-uptool

Voor het berekenen van de benodigde back-up capaciteit is een aparte back-uptool ontwikkeld. Dit model maakt gebruik van residuele vraagcurves uit de NBNL-scenario's voor de weerjaren 1987, 1997 en 2019. De residuele vraag is hierbij gedefinieerd als de totale basislast-elektriciteitsvraag minus hernieuwbare opwek.

Het model rekent vervolgens met perfecte voorkennis door op welke momenten batterijen zouden laden en ontladen, met als doel de hoogste residuele piekvraag af te toppen. Zolang een hogere residuele vraag gepaard gaat met een hogere elektriciteitsprijs, zou dit een realistische benadering van daadwerkelijke batterijzetting moeten zijn. Zo kan de minimaal benodigde back-up capaciteit worden bepaald om het afgetopte deel van de vraagcurve in te vullen.

Een voorbeeld hiervan is weergegeven in Figuur 11. Hieruit blijkt dat één weerevenement – in dit geval de periode van 17 tot 23 januari van het weerjaar 1987 – bepalend is voor de benodigde hoeveelheid back-up capaciteit. Het model houdt daarbij ook rekening met het opladen van opslag, zodat kort opeenvolgende weerevenementen correct worden gemodelleerd.



Figuur 11. Voorbeeldberekening van back-up inzet in januari, weerjaar 1987 voor het KM2040 scenario.

Het benodigde back-up vermogen wordt vervolgens berekend voor een referentie systeem met voor iedere buurt de warmtestrategie met de laagste nationale kosten. Vervolgens wordt de berekening herhaald waarbij voor buurten met een lucht-water warmtepomp (deels) worden verwisseld door een andere warmtestrategie. Het verschil in de back-up vraag tussen deze referentie en de strategiewissel wordt vervolgens vermenigvuldigd met de jaarlijkse kosten van back-up vermogen. Hierbij wordt gerekend met 1350 €/kW (Common Futures 2025, Nationale kosten van warmte voor woningen), uitgaande van all-in kosten van een gasturbine (OCGT). Voor de levensduur wordt uitgegaan van 25 jaar met vaste OPEX van 3% van de CAPEX en een WACC van 2,25%.

In de praktijk wordt de back-up behoefte ingevuld door verschillende soorten regelbaar vermogen, opslag, vraagsturing (bijvoorbeeld tijdelijke vraagreductie) en import. In een goed functionerende elektriciteitsmarkt zullen al deze opties in meer of mindere mate worden benut. De marginale toe- of afname van de back-upbehoefte zal zich echter grotendeels vertalen in meer of minder regelbare piekcentrales.

2.5 Eerste toetsing modeluitkomsten

Validatie van de modelresultaten van het ITM is lastig omdat er geen publiek beschikbaar referentiemodel bestaat waarmee het ITM kan worden vergeleken. Een vergelijking met interne tools van de netbeheerders zou in dat opzicht waardevol zijn maar heeft nog niet plaatsgevonden. Wel zijn individuele onderdelen van het ITM al gevalideerd of getest. De netwerktopologie van het hoogspanningsnet is bijvoorbeeld gevalideerd aan de hand van externe topologiedata. Daarnaast zijn eerste sanity checks uitgevoerd op de loadflow-resultaten voor het KM2025-scenario. Hieruit blijkt dat de maximale vermogensstromen over EHS- en HS-verbindingen niet hoger liggen dan de typische maximale capaciteit van dergelijke verbindingen. Aanvullend zijn interne consistentiechecks uitgevoerd tussen de Startanalyse, de NBNL-scenario's in het ETM en de geregionaliseerde elektriciteitsprofielen.

Deze eerste modeltoetsing laat echter nog niet zien hoe het ITM zich verhoudt tot de inschattingen en netberekeningen van netbeheerders. Om daar een eerste beeld van te krijgen, worden in de onderstaande tabel de benodigde netcapaciteit voor KM2025 en KM2040 in het ITM met elkaar vergeleken. Op basis van dit verschil zijn de benodigde meerinvesteringen berekend. Deze bedragen in totaal €99,7 miljard (51% HS+EHS, 49% MS+TS). Ter vergelijking: het IBO-rapport raamt de meerinvesteringen richting 2040 op €91 miljard (59% HS+EHS, 41% MS+TS), terwijl het FIEN26-rapport uitkomt op een hoger bedrag van €127,6 miljard (57% HS+EHS, 43% MS+TS). Het ITM komt qua ordegrrootte in de buurt van deze resultaten. Hoewel het ITM niet bedoeld is om dit type berekeningen uit te voeren – onder andere omdat het geen capaciteitsdata bevat (zie hoofdstuk 6 voor een toelichting op de modelbeperkingen) – scheidt het vertrouwen dat het ITM qua investeringskosten tot vergelijkbare uitkomsten leidt.

Tabel 7. Benodigde capaciteit per spanningsniveau voor de KM2025- en KM2040-netberekeningen binnen het ITM, inclusief bijbehorende meerinvesteringen, vergeleken met de meerinvesteringen uit het IBO Bekostiging Elektriciteitsinfrastructuur en FIEN26.

	Benodigde netcapaciteit KM2025 (ITM)	Benodigde netcapaciteit KM2040 (ITM)	Meerinvesteringen KM2025-KM2040 (ITM)	Meerinvesteringen 2024-2040 (IBO Bekostiging Elektriciteitsinfrastructuur)	Meerinvesteringen 2026-2040 (FIEN26)
	[GW]	[GW]	[mld. €]	[mld. €]	[mld. €]
EHS/HS trafo	23,5	68,3	11,6		
HS/MS trafo	8,0	15,7	1,2		
HS/TS trafo	15,0	30,9	2,5		
TS/MS trafo	12,7	24,2	22,0		
	[GW·km]	[GW·km]			
EHS verbinding	1260	5017	15,3		
HS verbinding	866	2560	24,1		
TS verbinding	44	97	1,0		
MS verbinding	226	524	22,0		
Totaal HS+EHS (net op land)			51,0	54 ¹	73,1 ²
Totaal MS+TS			48,7	37 ¹	54,5 ²

¹ <https://www.rijksfinancien.nl/sites/default/files/extrainfo/ibos/2025%20IBO%20Bekostiging%20Elektriciteitsinfrastructuur.pdf>

² <https://www.netbeheernederland.nl/publicatie/fien-2026>

3 Resultaten

Dit hoofdstuk presenteert de resultaten van de analyse. Eerst wordt per strategiewissel de verhouding tussen lokale meerkosten en besparingen op net- en back-upkosten besproken. Vervolgens wordt via een sensitiviteitsanalyse onderzocht hoe deze uitkomsten variëren onder verschillende aannames. Tot slot wordt ingegaan op wanneer piekbelastingen optreden en welke rol de gebouwde omgeving daarin speelt.

3.1 Technologiekeuzes en strategieën

In buurten waar de individuele elektrische warmtepomp (strategie 1) als optie met de laagste nationale kosten naar voren komt, worden strategiewissels toegepast waarbij wordt overgeschakeld naar een alternatief: de bodemwarmtepomp, een (Z)LT-warmtenet, een MT-warmtenet met centrale warmtepomp, of een MT-warmtenet met geothermie.

Een dergelijke wissel heeft twee tegengestelde effecten. Enerzijds nemen de lokale warmtekosten toe aangezien per definitie wordt afgeweken van de strategie met de laagste nationale kosten. Onder lokale warmtekosten vallen zaken als: isolatie, een bodemlus, de aanleg van een warmtenet, kosten voor lokale elektriciteitsinfrastructuur (laagspanning) of de inkoop van elektriciteit en gas. Deze kosten zijn onderdeel van de Startanalyse. Anderzijds verschuiven de netbelasting en de back-upvraag, omdat verschillende warmtetechnologieën een verschillend elektriciteitsverbruik kennen. De net- en back-upkosten dalen bij een strategiewissel, doordat de lucht-waterwarmtepomp een hogere elektrische piekvraag heeft dan de bodemwarmtepomp en warmtenetten. Dit wordt doorgerekend met het ITM en de back-uptool.

Let op: er zijn ook andere factoren die een rol spelen bij de keuze van een lokale warmte-koude strategie, zoals ruimtelijke factoren, kosten voor de eindgebruiker, geluid of esthetiek. Hiermee wordt in dit onderzoek geen rekening gehouden. Er wordt uitsluitend gekeken naar nationale kosten.

De net- en back-upkostenbesparingen door een strategiewissel van de lucht-water warmtepomp naar de **bodemwarmtepomp** zijn uiteengezet in Tabel 8 en vergeleken met stijging van lokale warmtekosten in Figuur 12.

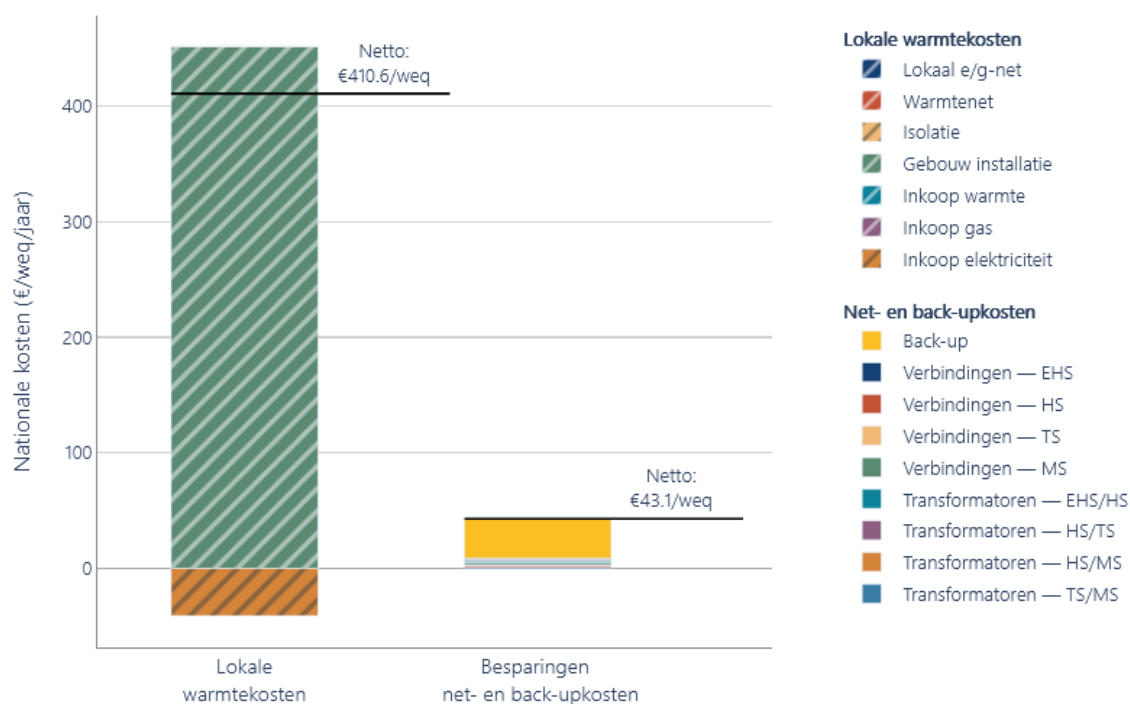
Door de hogere COP van de bodemwarmtepomp ten opzichte van de lucht-water warmtepomp, daalt de back-up vraag met 0,3 kW per woningequivalent. Dit levert per woningequivalent (weq) een besparing op van 33,9 €/jaar. Ook de netbelasting daalt, echter levert dit slechts een besparing op van 9,2 €/jaar. Dit resulteert in een totale net- en back-upkostenbesparing van 43,1 €/weq/jaar.

De lokale warmtekosten stijgen met 410,6 €/weq/jaar doordat de bodemwarmtepomp met bodemlus aanzienlijk duurder is dan een lucht-warmtepomp. De hogere COP van de bodemwarmtepomp levert weliswaar een besparing op elektriciteitskosten op, maar deze is relatief beperkt.

De net- en back-upkostenbesparingen zijn dus circa een factor 10 kleiner dan de stijging in lokale warmtekosten.

Tabel 8. Net- en back-upkostenbesparingen bij een wissel van lucht-water warmtepomp naar **bodemwarmtepomp**, op basis van de PBL referentieaannames, het KM2040-scenario en de weerjaren 1987, 1997 en 2019.

	KM2040 met lucht-water warmtepomp	KM2040 met bodemwarmtepomp	Vershil	Besparingen	Per woningequivalent (weq) (848 duizend weq's gewisseld)	
	[GW]	[GW]	[GW]	[mln. €/jaar]	[kW/weq]	[€/weq/jaar]
Back-up	30,17	29,91	-0,26	-28,7	-0,30	-33,9
EHS/HS trafo	68,33	68,24	-0,09	-1,2	-0,11	-1,5
HS/MS trafo	15,71	15,59	-0,12	-1,0	-0,14	-1,2
HS/TS trafo	30,87	30,80	-0,07	-0,6	-0,08	-0,7
TS/MS trafo	24,18	24,10	-0,08	-0,5	-0,10	-0,6
	[GW·km]	[GW·km]	[GW·km]	[mln. €/jaar]	[kW·km/weq]	[€/weq/jaar]
EHS verbinding	5017,5	5013,3	-4,2	-0,8	-5,0	-1,0
HS verbinding	2559,2	2556,6	-2,6	-1,6	-3,1	-1,9
TS verbinding	97,0	96,6	-0,4	-0,3	-0,4	-0,4
MS verbinding	524,1	523,6	-0,5	-1,7	-0,6	-2,1
Totaal				-36,5		-43,1



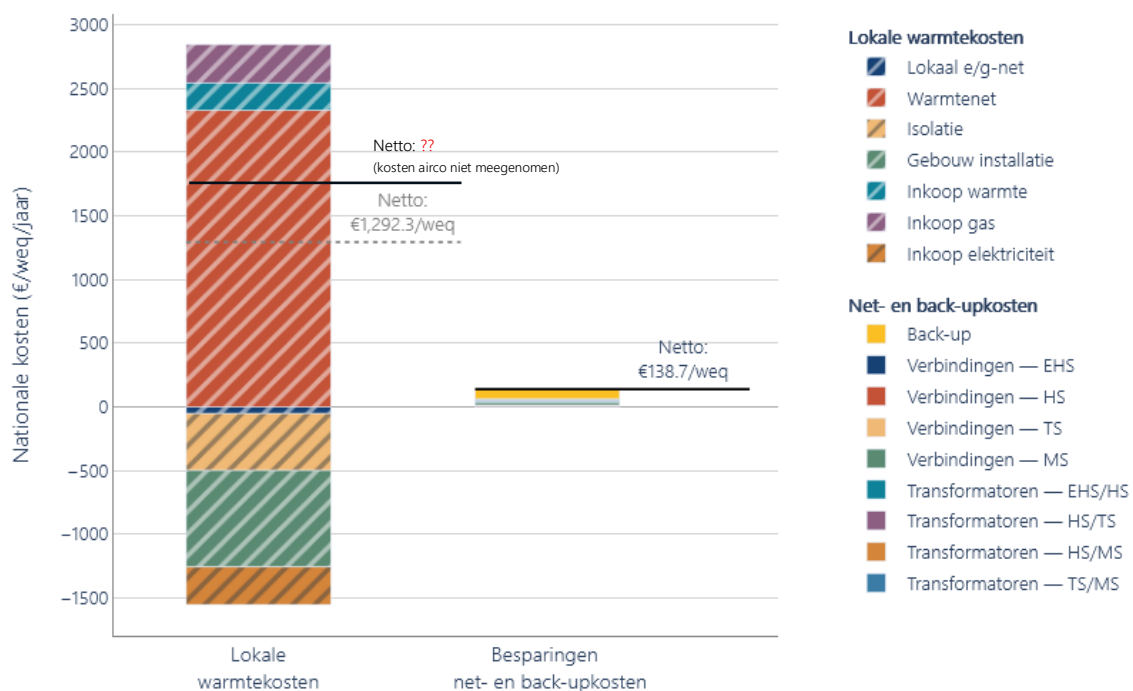
847 939 woningequivalenten gewisseld van strategie

Figuur 12. Vergelijking tussen besparingen op net- en back-upkosten en de lokale meerkosten per woningequivalent (weq), bij een wissel van lucht-water warmtepomp naar **bodemwarmtepomp**, op basis van de PBL referentieaannames, het KM2040-scenario en de weerjaren 1987, 1997 en 2019.

Bij een strategiewissel van lucht-water warmtepomp naar **MT-warmtenet met geothermie** nemen de lokale warmtekosten toe door de aanleg van het warmtenet, waar ook de kosten voor de geothermieput onder vallen. Ook hierbij geldt dat extra kosten voor airconditioning bijkomen die niet in de Startanalyse zijn meegenomen. De besparingen komen voornamelijk doordat er geen warmtepomp meer nodig is, door lagere isolatiekosten en door een lagere elektriciteitsvraag. Per saldo stijgen de lokale warmtekosten substantieel.

Woningen aangesloten op een MT-warmtenet hebben daarnaast airconditioning nodig voor koeling, terwijl dit bij de lucht-water warmtepomp niet noodzakelijk is. De lucht-water warmtepomp kan namelijk ook koelen wanneer vloerverwarming of LT-radiatoren zijn geïnstalleerd. De lokale kosten stijgen daardoor verder als ook de kosten van airconditioning worden meegerekend (weergegeven door de zwarte streep, waarvan de hoogte niet bepaald is). Deze kosten zijn niet meegenomen in de Startanalyse en daarom ook niet in deze studie.

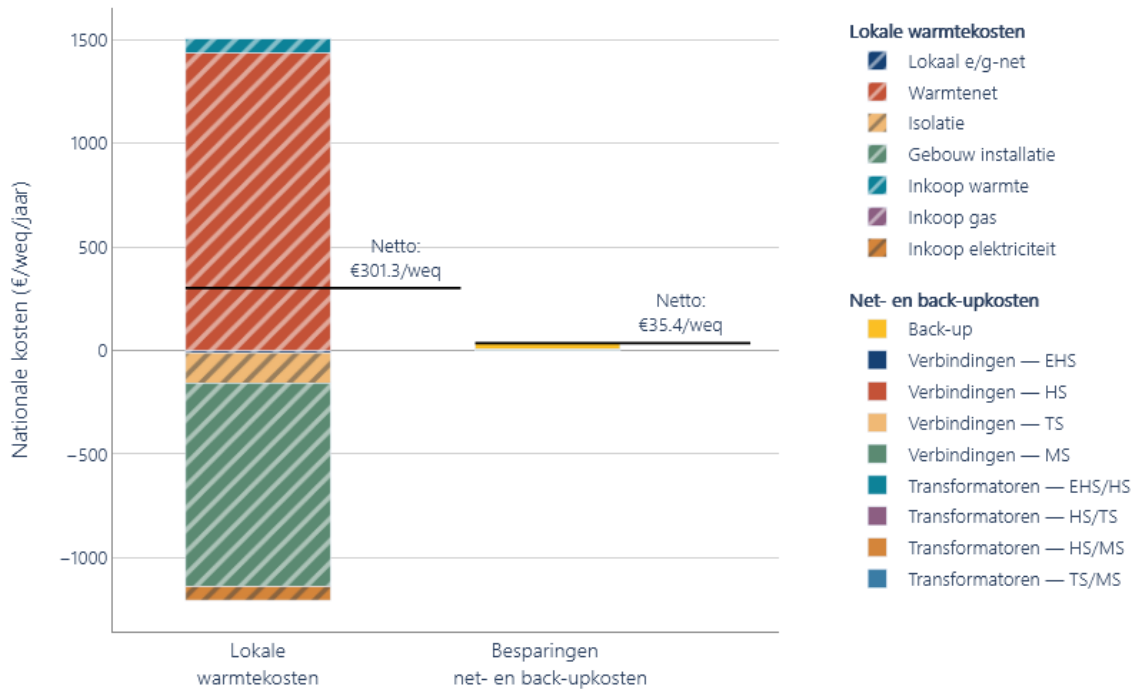
Aan de systeemzijde wordt bespaard door een lagere back-upvraag en een verminderde netbelasting. Deze besparing is aanzienlijk lager dan de lokale meerkosten.



863 634 woningequivalenten gewisseld van strategie

Figuur 13. Vergelijking tussen besparingen op net- en back-upkosten en de lokale meerkosten per woningequivalent (weq), bij een wissel van lucht-water warmtepomp naar **MT-warmtenet met geothermie**, op basis van de PBL referentieaannames, het KM2040-scenario en de weerjaren 1987, 1997 en 2019.

Bij een strategiewissel van lucht-water warmtepomp naar **(Z)LT-warmtenet** met individuele warmtepomp nemen de lokale warmtekosten toe als gevolg van de aanleg van het warmtenet. De besparingen komen voornamelijk voort uit de goedkopere water-water warmtepomp en in mindere mate uit lagere isolatiekosten. Per saldo stijgen de lokale warmtekosten. Aan de systeemzijde wordt bespaard door een lagere back-upvraag en, in mindere mate, door een verminderde netbelasting. Net als bij een wissel naar de bodemwarmtepomp is deze besparing circa een factor 10 kleiner dan de lokale meerkosten.

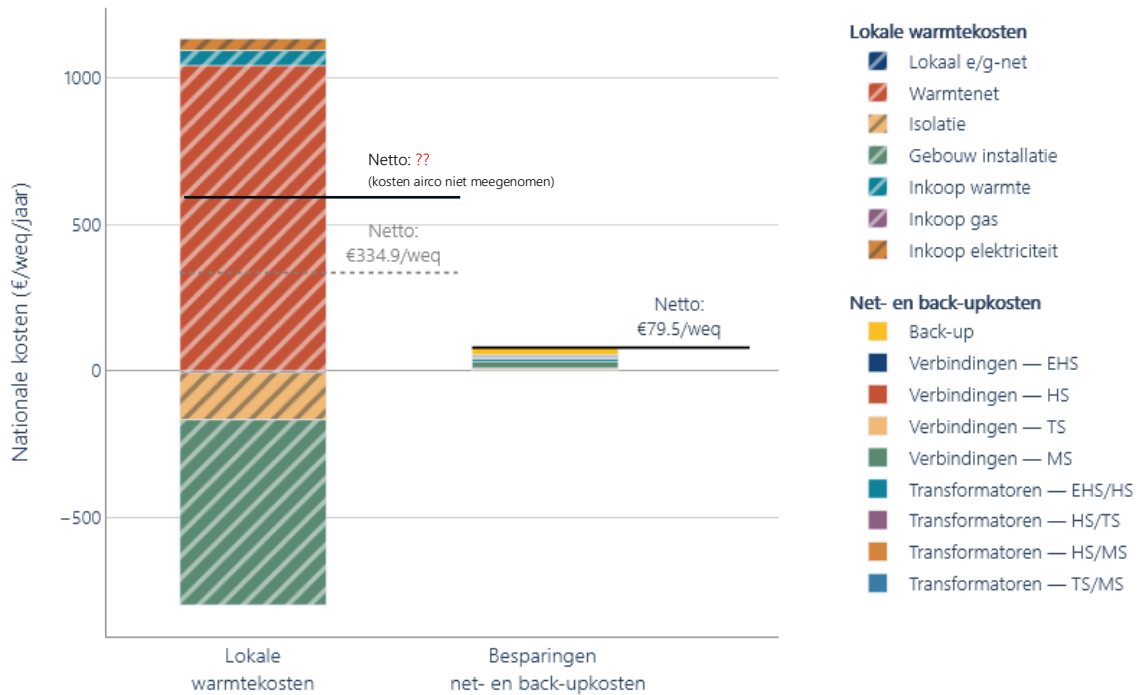


89 118 woningequivalenten gewisseld van strategie

Figuur 14. Vergelijking tussen besparingen op net- en back-upkosten en de lokale meerkosten per woningequivalent (weq), bij een wissel van lucht-water warmtepomp naar **(Z)LT-warmtenet**, op basis van de PBL referentieaannames, het KM2040-scenario en de weerjaren 1987, 1997 en 2019.

Bij een strategiewissel van lucht-water warmtepomp naar **MT-warmtenet met centrale warmtepomp** nemen de lokale warmtekosten eveneens toe door de aanleg van het warmtenet. De besparingen komen ook hier voornamelijk doordat er geen individuele warmtepomp nodig is en in mindere mate uit lagere isolatiekosten. Per saldo stijgen de lokale warmtekosten.

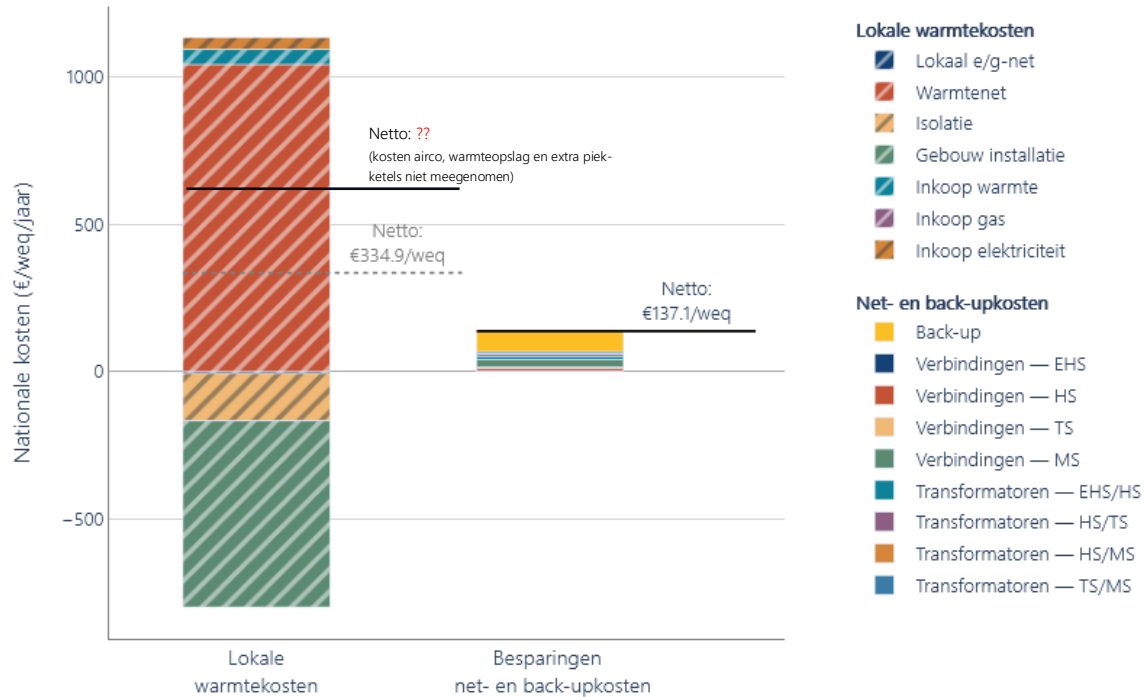
Aan de systeemzijde wordt voornamelijk bespaard door een verminderde netbelasting en in mindere mate door een lagere back-upvraag. Ook hier zijn de systeembesparingen aanzienlijk lager dan de lokale meerkosten.



106 742 woningequivalenten gewisseld van strategie

Figuur 15. Vergelijking tussen besparingen op net- en back-upkosten en de lokale meerkosten per woningequivalent (weq), bij een wissel van lucht-water warmtepomp naar **MT-warmtenet met centrale warmtepomp**, op basis van de PBL referentieaannames, het KM2040-scenario en de weerjaren 1987, 1997 en 2019.

De centrale warmtepomp in een MT-warmtenet kan in theorie ook **netneutraal** worden bedreven wanneer warmteopslag en voldoende piekketels beschikbaar zijn. In de praktijk zal de netimpact nooit volledig verdwijnen, maar de vergelijking biedt wel inzicht in de verhouding tussen de systeembesparingen en de bijbehorende lokale meerkosten. Die lokale meerkosten stijgen verder door de kosten van warmteopslag en extra piekketels, welke niet zijn meegenomen in de Startanalyse. De besparingen op net- en back-upkosten nemen in dit geval met circa tweederde toe. Ook bij deze hypothetische strategiewissel overstijgen de lokale meerkosten de systeembesparingen.



106 742 woningequivalenten gewisseld van strategie

Figuur 16. Vergelijking tussen besparingen op net- en back-upkosten en de lokale meerkosten per woningequivalent (weq), bij een wissel van lucht-water warmtepomp naar MT-warmtenet met centrale 'netneutrale' warmtepomp, op basis van de PBL referentieaannames, het KM2040-scenario en de weerjaren 1987, 1997 en 2019.

3.2 Sensitiviteitsanalyse

De voorgaande resultaten zijn gebaseerd op de PBL-referentieaannames, het KM2040-scenario en de weerjaren 1987, 1997 en 2019. Wijzigingen in deze uitgangspunten kunnen zowel de lokale meerkosten als de besparingen op net- en back-upkosten beïnvloeden.

De lokale meerkosten veranderen wanneer aannames in de Startanalyse over bijvoorbeeld isolatieniveaus, elektriciteitskosten of gaskosten worden aangepast. Tegelijkertijd kunnen daardoor ook de besparingen op net- en back-upkosten verschuiven. Veranderingen in de PBL-aannames beïnvloeden namelijk de uitgangspositie in de gebouwde omgeving – voor welke buurten welke warmtestrategie de laagste nationale kosten heeft – en daarmee de impact van een strategiewissel.

Ook de NBNL-scenario's beïnvloeden de uitkomsten, omdat deze de invulling van het overige energiesysteem beschrijven. In scenario's met veel elektrificatie en hernieuwbare opwek is de relatieve rol van de gebouwde omgeving beperkter dan in scenario's met minder elektrificatie en minder hernieuwbare opwek. De impact van een strategiewissel op netbelasting en back-up hangt daardoor mede af van het gekozen NBNL-scenario.

Daarnaast spelen de weerjaren een rol. Bij mildere weerjaren liggen de piekbelastingen op het net en de back-upvraag lager dan bij extremere weerjaren, waardoor ook de relatieve besparing van een netvriendelijkere warmtestrategie afneemt. De weerjaren beïnvloeden uitsluitend de berekende netkosten en back-upbehoefte; de lokale warmtekosten uit de Startanalyse blijven hierbij ongewijzigd, aangezien deze zijn gebaseerd op jaargemiddelde warmtevragen en niet op weersextremen.

Tot slot hangen de besparingen op netkosten en back-upkosten bij een strategiewissel sterk af van de gelijktijdigheid met overige sectoren. Voor sommige sectoren is het echter nog onzeker hoe deze zich zullen gedragen. Zo is het de vraag of zon-PV pieken op woningen worden afgetopt bij hoge netbelasting of dat de netten worden verzwaard om deze pieken te transporteren (zie pagina 38 voor nadere toelichting). Vergelijkbare onzekerheid geldt voor de vraag of elektrische voertuigen netbewust zullen laden of juist verantwoordelijk zijn voor aanzienlijke piekvraag, en of (thuis)batterijen netbewust worden ingezet dan wel voornamelijk op de groothandelsmarkt acteren en daarmee juist extra netbelasting veroorzaken.

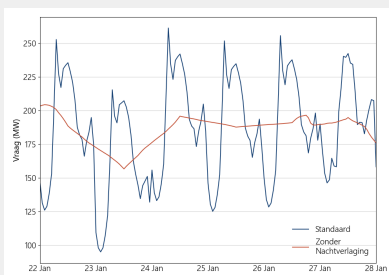
Deze vragen worden niet in dit onderzoek beantwoord. Wel kan de impact ervan worden verkend door middel van wat-als berekeningen: eenvoudige aanpassingen aan het energiesysteem, bijvoorbeeld het geheel verwijderen van elektrische voertuigen of batterijen. Hiermee kan inzicht worden verkregen in de maximale impact die dergelijke factoren hebben op de netkosten- en back-upbesparingen bij een warmtestrategiewissel.

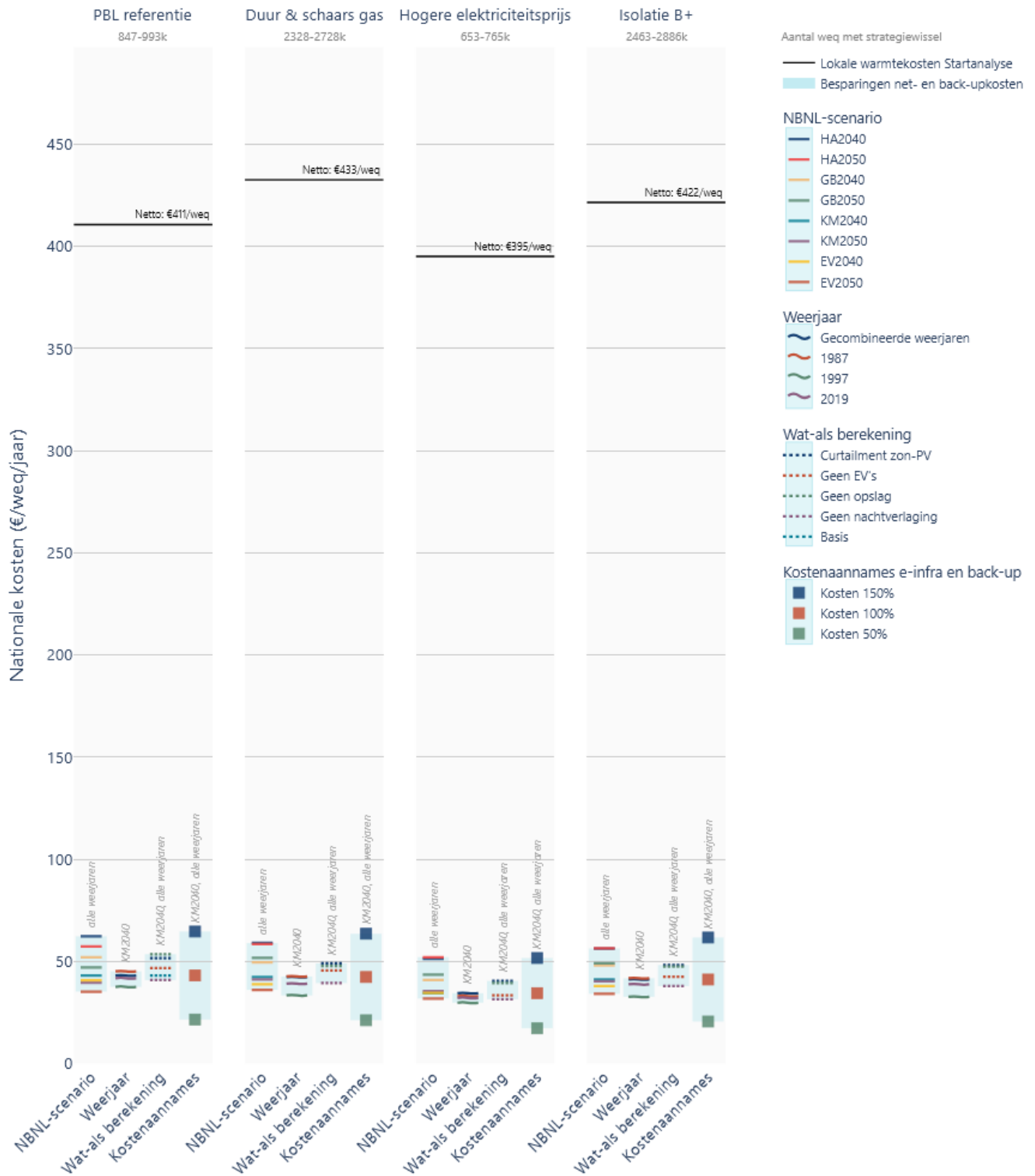
De sensitiviteitsanalyse omvat variaties in NBNL-scenario's, weerjaren, kostenaannames voor infrastructuur en back-up ($\pm 50\%$) en de genoemde wat-als berekeningen. Tabel 9 geeft een overzicht van de gehanteerde sensitiviteitsvarianten.

Op de volgende pagina's wordt per strategiewissel de sensitiviteitsanalyse weergegeven. Hierbij worden zowel de lokale meerkosten (aangegeven met de brede zwarte lijnen) als de netkosten- en back-upbesparingen (aangegeven met kortere gekleurde lijnen) getoond. Deze resultaten zijn ook interactief beschikbaar via de website <https://systeemimpact-warmtekoude.nl/>.

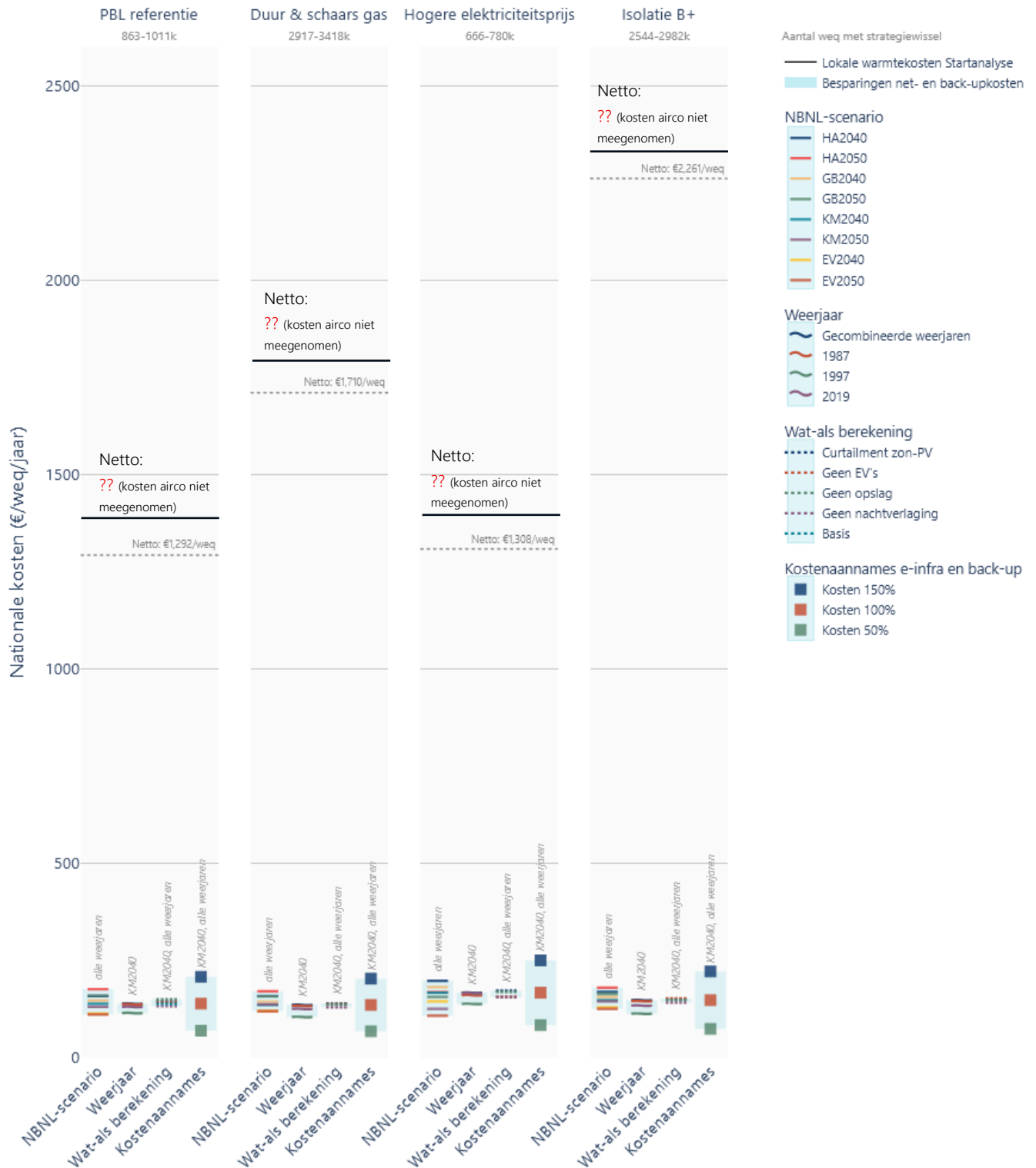
Tabel 9. Gehanteerde sensitiviteitsvarianten opgedeeld in 5 categorieën.

Sensitiviteitsvarianten	Beschrijving
PBL aannames	PBL referentieaannames – Isolatie B+ – Hoge elektriciteitsprijs – Duur & schaars gas
NBNL-scenario's	Koersvaste Middenweg (KM) – Eigen Vermogen (EV) – Gezamenlijke Balans (GB) – Horizon Aanvoer (HA)
Weerjaren	1987 – 1997 – 2019 – combinatie van deze drie weerjaren
Kostenaannames infrastructuur en back-up	50% – 100% – 150%
Wat-als berekeningen	Curtailement zon-PV: Zon-PV op daken van woningen wordt voor 50% ingeperkt, in plaats van de NBNL-standaard van 10%
	Geen opslag
	Geen EV's
	Geen nachtverlaging: dagelijkse pieken en dalen in de warmtepomp profielen worden afgevlakt zonder dat het vraagvolume verandert:

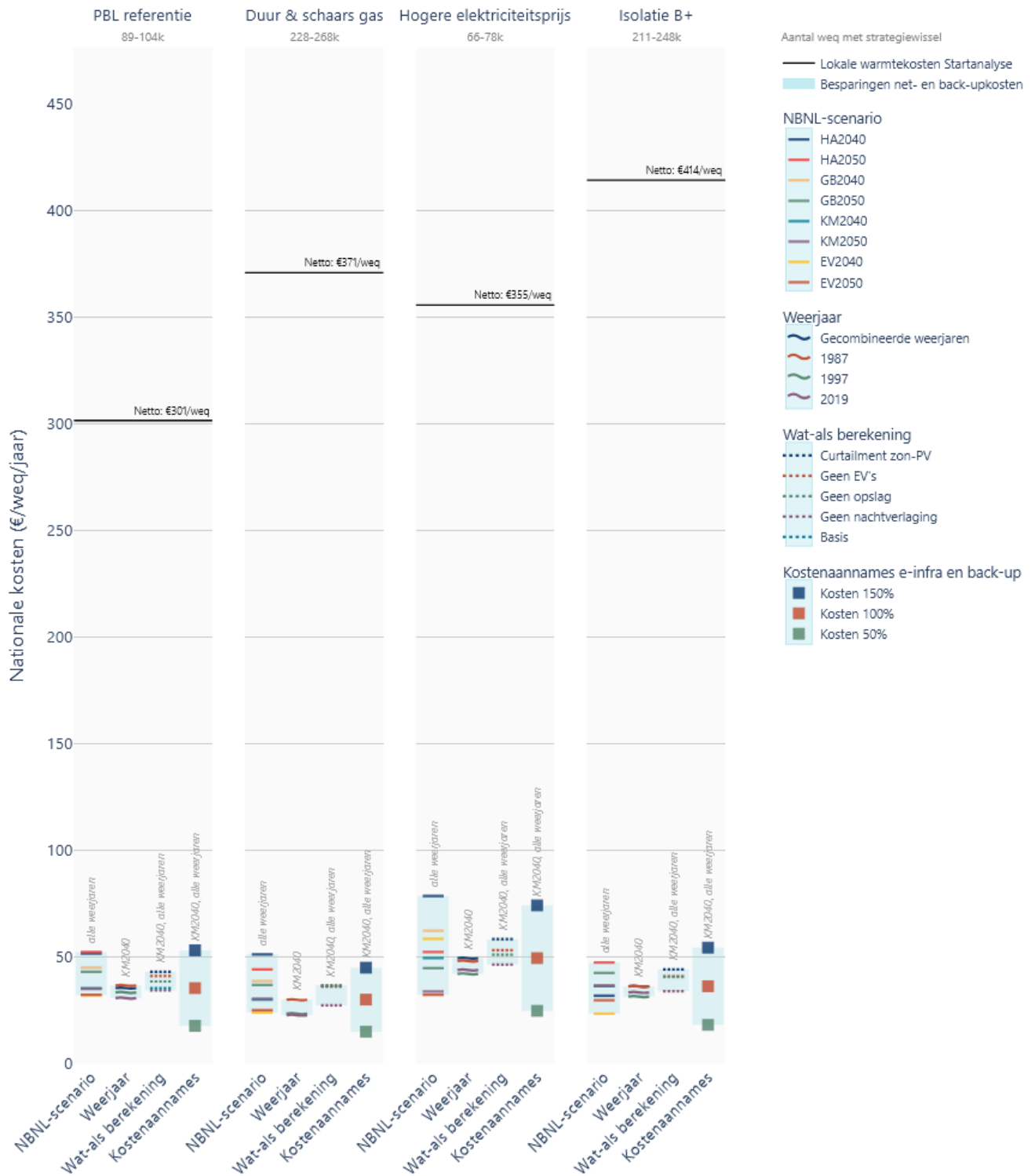




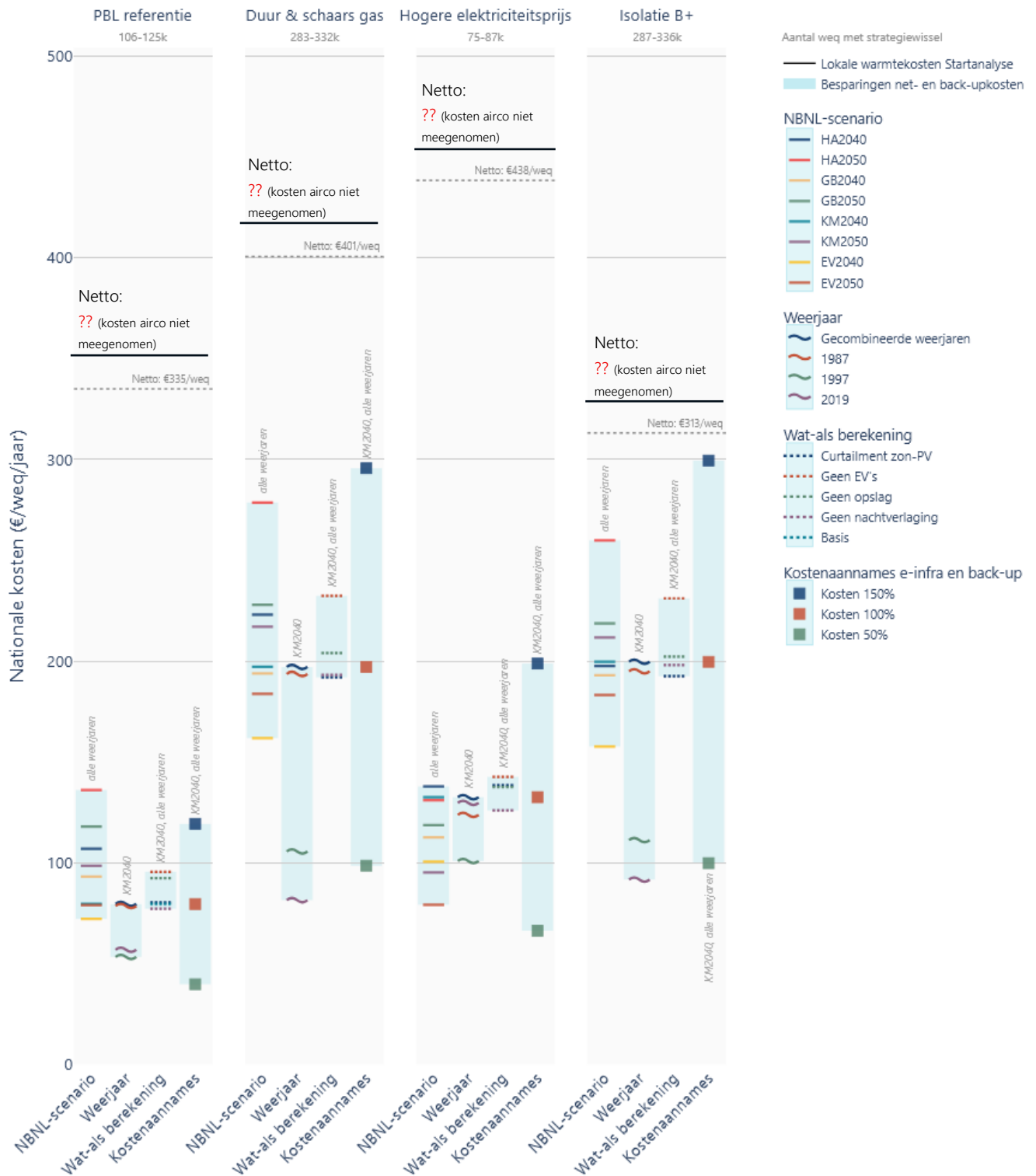
Figuur 17. Vergelijking tussen besparingen op net- en back-upkosten en de lokale meerkosten per woningequivalent (weq), bij een wissel van alle lucht-water warmtepompen naar bodemwarmtepompen. Verdere toelichting op de figuur is terug te zien via de webinar waarvan de link te vinden is op <https://systeemimpact-warmtekoude.nl/>



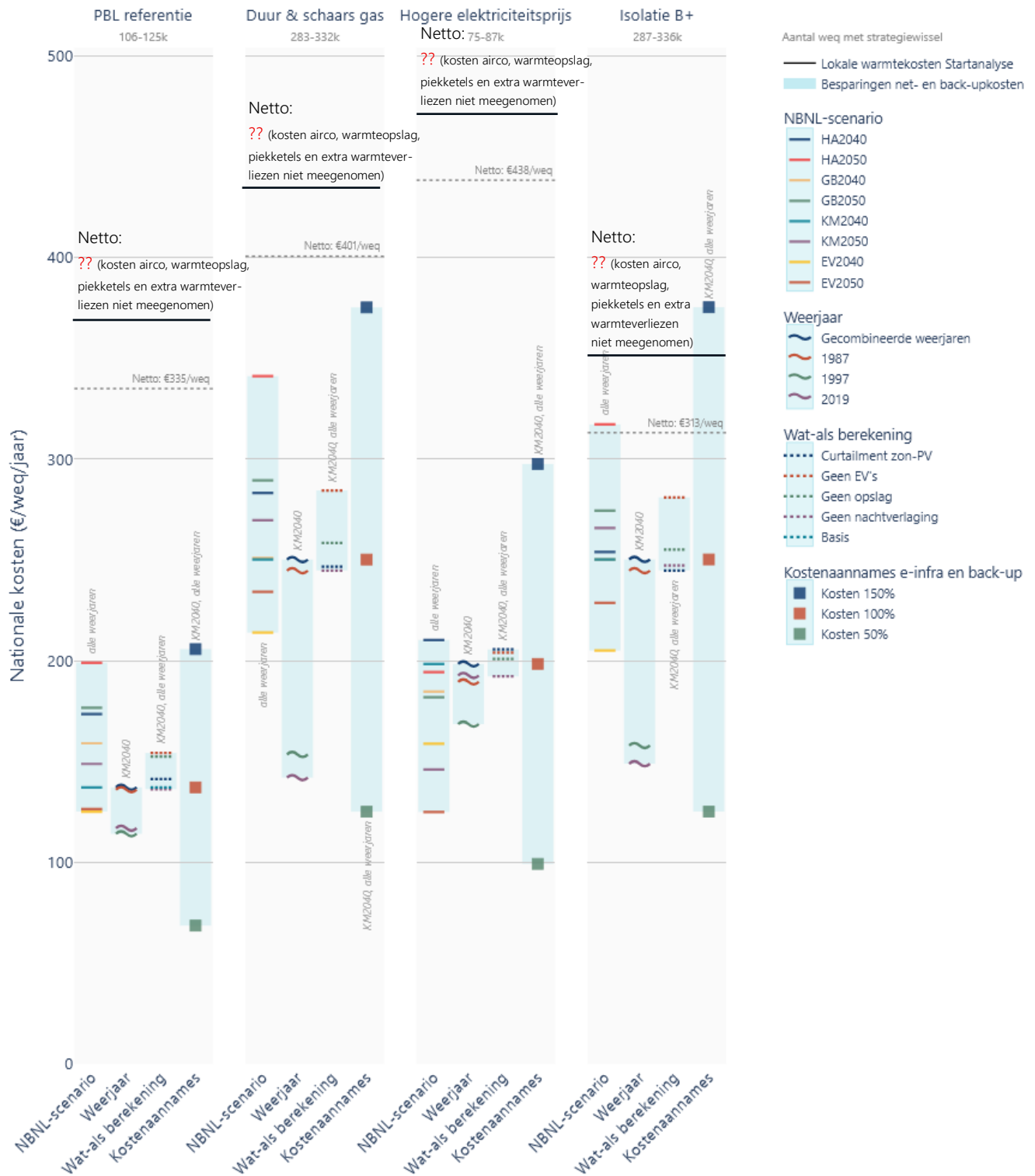
Figuur 18. Vergelijking tussen besparingen op net- en back-upkosten en de lokale meerkosten per woningequivalent (weq), bij een wissel van lucht-water warmtepompen naar **MT-warmtenetten met geothermie met piekkel**. Verdere toelichting op de figuur is terug te zien via de webinar waarvan de link te vinden is op <https://systeemimpact-warmtekoude.nl/>



Figuur 19. Vergelijking tussen besparingen op net- en back-upkosten en de lokale meerkosten per woningequivalent (weq), bij een wissel van lucht-water warmtepompen naar (Z)LT-warmtenet met individuele warmtepomp voor buurten waarbij de meerkosten niet meer dan 20% bedragen. Verdere toelichting op de figuur is terug te zien via de webinar waarvan de link te vinden is op <https://systeemimpact-warmtekoude.nl/>



Figuur 20. Vergelijking tussen besparingen op net- en back-upkosten en de lokale meerkosten per woningequivalent (weq), bij een wissel van lucht-water warmtepompen naar **MT-warmtenetten met centrale warmtepomp** met pekketel voor buurten waarbij de meerkosten niet meer dan 20% bedragen. Verdere toelichting op de figuur is terug te zien via de webinar waarvan de link te vinden is op <https://systeemimpact-warmtekoude.nl/>



Figuur 21. Vergelijking tussen besparingen op net- en back-upkosten en de lokale meerkosten per woningequivalent (weq), bij een wissel van lucht-water warmtepompen naar MT-warmtenetten met 'netneutrale' centrale warmtepomp met warmteopslag en/of extra piekketels voor buurten waarbij de meerkosten niet meer dan 20% bedragen. Verdere toelichting op de figuur is terug te zien via de webinar waarvan de link te vinden is op <https://systeemimpact-warmtekoude.nl/>

Besparingen op net- en back-upkosten variëren sterk met aannames

De sensitiviteitsanalyse laat zien dat de besparingen op net- en back-up kosten bij een strategiewissel sterk variëren, afhankelijk van de gehanteerde aannames. De bandbreedtes per strategiewissel zijn als volgt, van lucht/water warmtepomp naar:

- meer bodemwarmtepomp levert een besparing op van 20 tot 60 €/weq/jaar
- meer (Z)LT-warmtenet van 15 tot 80 €/weq/jaar
- meer MT-warmtenet met centrale warmtepomp van 40 tot 300 €/weq/jaar
- meer MT-warmtenet met netneutrale centrale warmtepomp van 70 tot 380 €/weq/jaar
- meer MT-warmtenet met geothermie van 70 tot 250 €/weq/jaar

Deze bandbreedtes zijn fors. De infrastructuur en back-up kostenaannames hebben de grootste invloed op de uitkomsten, gevolgd door de NBNL-scenario's. Scenario's met meer elektrificatie en hernieuwbare opwek, zoals Koersvaste Middenweg (KM) en Eigen Vermogen (EV), gaan gepaard met lagere besparingen bij een strategiewissel. In deze scenario's is de relatieve bijdrage van de gebouwde omgeving aan de totale netbelasting kleiner, waardoor het effect van een strategiewissel beperkter is. Bij scenario's met minder elektrificatie en hernieuwbare opwek, zoals Gezamenlijke Balans (GB) en Horizon Aanvoer (HA), zijn de besparingen groter.

De weerjaren hebben een merkbaar maar beperkter effect. Jaren met mildere winters en zonder donkere periodes leiden tot lagere piekbelastingen en daarmee tot kleinere besparingen bij een strategiewissel. Van de drie onderzochte weerjaren is 2019 het mildst, gevolgd door 1997, terwijl 1987 de meest extreme omstandigheden kent met koude winterweken en gelijktijdig lage wind- en zonopbrengsten.

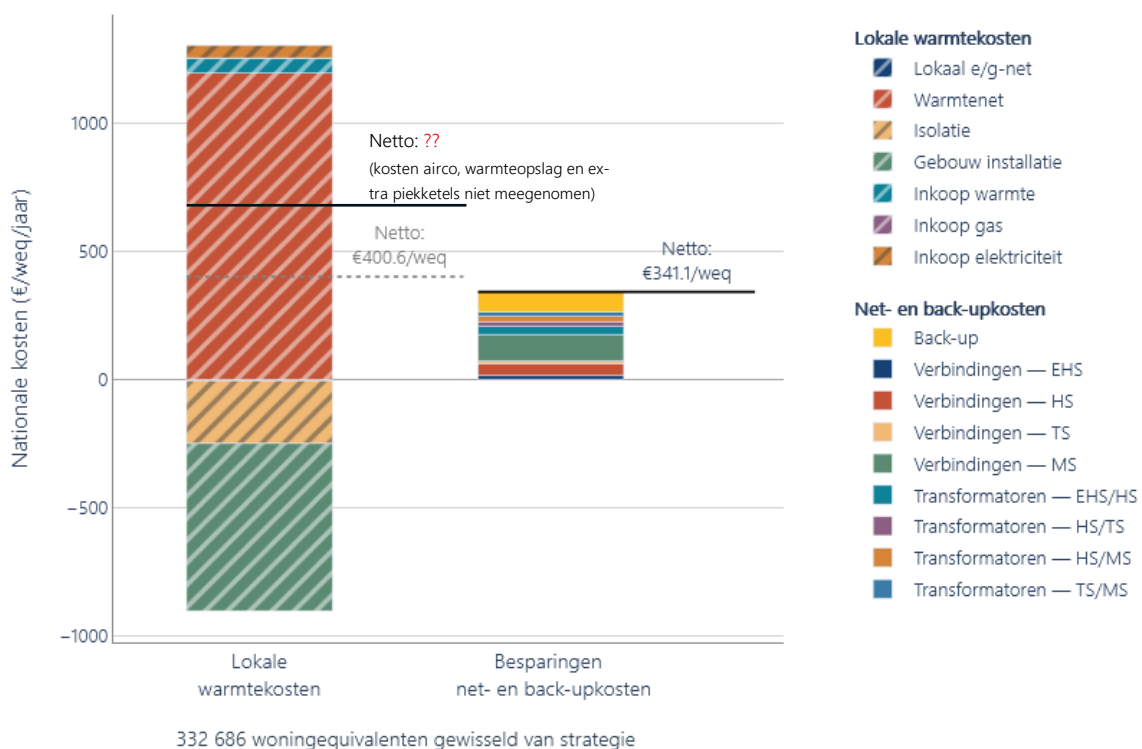
De wat-als berekeningen laten interessante maar relatief kleine verschuivingen zien. Het aftoppen van zon-PV pieken verhoogde de besparingen, doordat deze pieken minder bepalend worden voor de benodigde netverzwaring en de relatieve impact van warmtegerelateerde netbelasting daarmee toeneemt. Het verwijderen van batterijen en elektrische voertuigen met vehicle-to-grid-functie heeft wisselende effecten: soms nemen de besparingen toe, soms nemen ze af. Dit hangt af van de warmtestrategiewissel en de PBL-aannames, en komt waarschijnlijk doordat de laad- en ontladprofielen soms samen met warmteprofielen, maar soms juist tegengesteld werken.

Het afvlakken van warmtepompprofielen – bijvoorbeeld door af te stappen van nachtverlaging of door centrale aansturing om de gelijktijdigheid en daarmee de gezamenlijke vraagpieken te verlagen – verlaagt voornamelijk de netbelasting van lucht-waterwarmtepompen. In mindere mate neemt ook de netimpact van de overige warmtestrategieën af, waardoor het relatieve voordeel van een overstap naar een bodemwarmtepomp of warmtenet kleiner wordt. Op de back-upvraag heeft het afvlakken van warmtepompprofielen geen effect. Deze wordt bepaald door de gemiddelde elektriciteitsvraag gedurende een extreem weerevenement dat meerdere dagen kan aanhouden. Omdat afvlakken de gemiddelde vraag niet verlaagt – en in de praktijk eerder licht zou kunnen verhogen – daalt de back-upvraag niet.

De kostenaannames voor infrastructuur en back-up voorzieningen hebben van alle sensitiviteitsvarianten de grootste invloed op de uitkomsten. De gehanteerde bandbreedte van $\pm 50\%$ is bewust ruim gekozen, omdat de kosten voor infrastructuur en back-up de afgelopen jaren sterk zijn gestegen en ook voor de toekomst met aanzienlijke onzekerheid zijn omgeven.

De invloed van de initiële warmtemix en de omvang van een strategiewissel op net- en back-upkostenbesparingen

De besparingen op net- en back-upkosten vallen in de meeste gevallen lager uit dan de lokale meerkosten uit de Startanalyse. Een uitzondering vormt het MT-warmtenet met 'netneutrale' centrale warmtepomp, dat onder specifieke omstandigheden besparingen oplevert die de lokale meerkosten overstijgen. Dit doet zich voor bij duur en schaars gas in het HA2050 scenario. Hierbij moet worden opgemerkt dat de meerkosten van warmteopslag, extra piekkelers en extra airconditioning nog niet zijn meegenomen in de lokale meerkosten, waardoor deze in de praktijk hoger zullen uitvallen. Figuur 22 laat zien hoe met duur & schaars gas in het HA2050 scenario, er veel netbesparingen plaatsvinden.



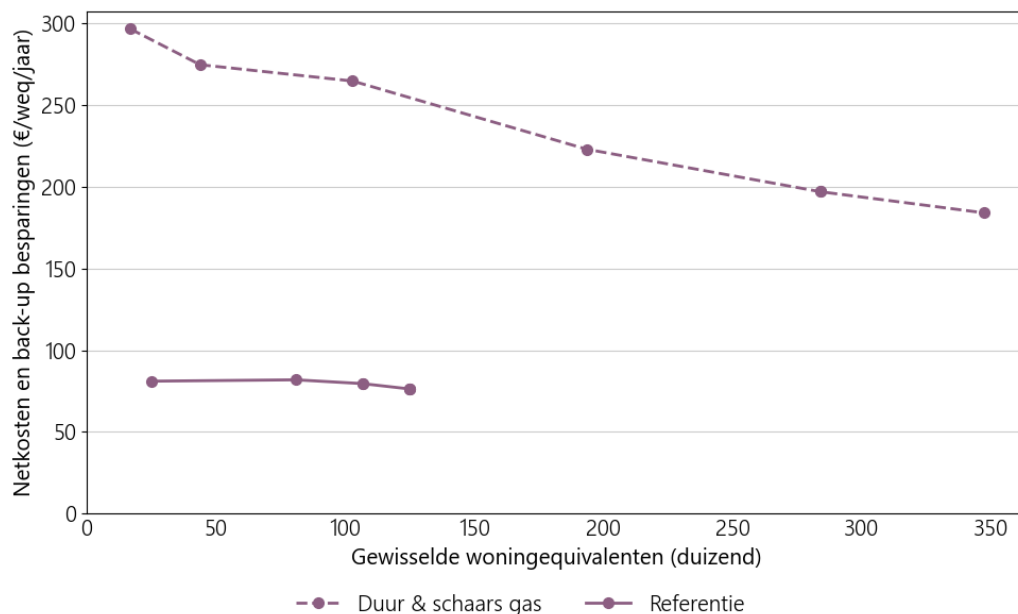
Figuur 22. Vergelijking tussen besparingen op net- en back-upkosten en de lokale meerkosten per woningequivalent (weq), bij een wissel van lucht-water warmtepomp naar MT-warmtenet met 'netneutrale' centrale warmtepomp, op basis van de Startanalyse variant 'Duur & schaars gas', het HA2050-scenario en de weerjaren 1987, 1997 en 2019.

De besparingen op net- en back-upkosten bij een strategiewissel variëren dus significant tussen de verschillende Startanalyse-aannames. De NBNL-scenario's en weerjaren blijven daarbij gelijk; het verschil ontstaat doordat de PBL-aannames de initiële warmtemix beïnvloeden – het vertrekpunt van de strategiewissel. Zo bevat de warmtemix bij duur & schaars gas en isolatie B+ meer lucht-water warmtepompen, terwijl dat aantal bij een hogere elektriciteitsprijs juist lager ligt.

Het aantal lucht-water warmtepompen in de uitgangssituatie heeft een direct effect op de besparing per woning bij vervanging door een alternatief met lagere impact op infrastructuur en back-up. Lucht-water warmtepompen veroorzaken op koude momenten gelijktijdig een hoge elektrische piekvraag. Naarmate er meer van deze warmtepompen in de mix zitten, vallen individuele pieken vaker samen en dragen ze sterker bij aan systeempieken op het elektriciteitsnet en de back-upvraag. Omgekeerd geldt: bij een kleiner

aandeel lucht-water warmtepompen is hun piekvraag minder vaak bepalend voor de totale piekbelasting, en levert het vervangen van één warmtepomp verhoudingsgewijs minder verlichting op.

Bij de strategiewissel naar een MT-warmtenet met centrale warmtepomp schakelt slechts een beperkt deel van de woningen daadwerkelijk over. Alleen buurten waarvan de lokale meerkosten minder dan 20% hoger liggen dan bij de lucht-water warmtepomp komen in aanmerking, en ook binnen die buurten behoudt een aanzienlijk deel de lucht-water warmtepomp door de beperkte beschikbaarheid van ZLT-warmte. In de varianten duur & schaars gas en isolatie B+ – waar het totale aantal lucht-water warmtepompen groot is – wisselt daardoor een relatief kleine groep woningen, terwijl een groot deel op de lucht-water warmtepomp blijft. Juist die combinatie maakt de besparing per wisselende woning verhoudingsgewijs groot: de achterblijvende warmtepompen houden de gelijktijdige piekbelasting hoog, waardoor elke woning die wél overstapt een merkbare verlichting van die piek oplevert. Dit fenomeen is weergegeven in Figuur 23.

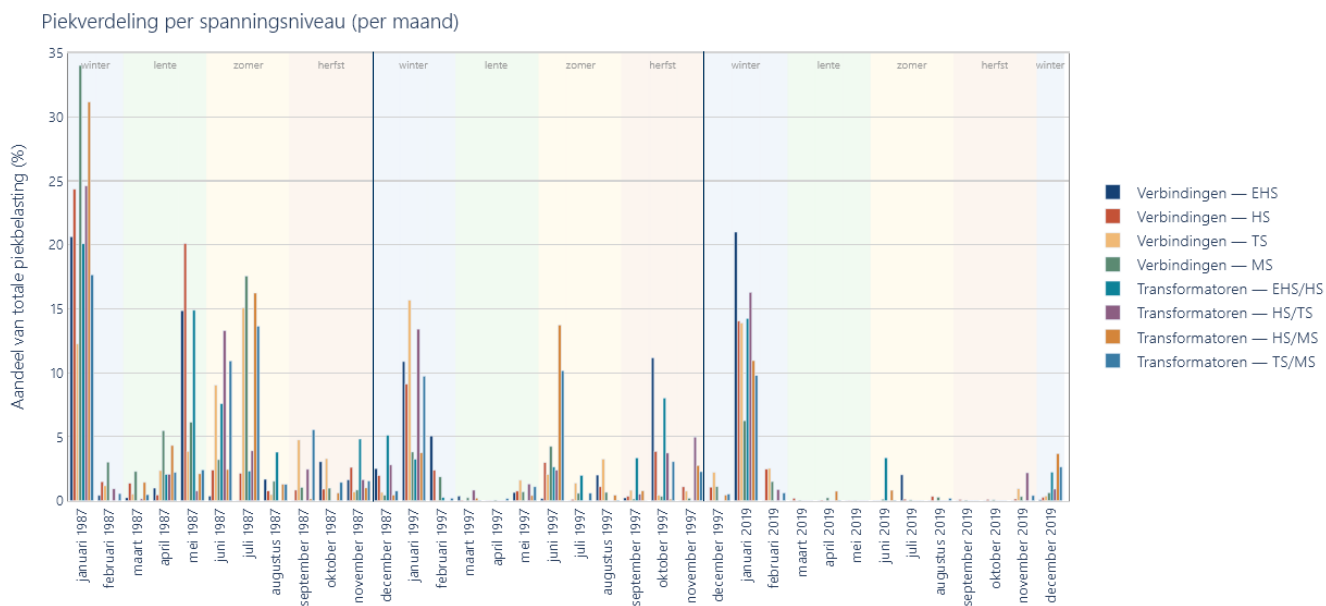


Figuur 23. Net- en back-upkostenbesparing per woningequivalent als functie van het aantal woningequivalenten die wisselen van lucht-water warmtepomp naar MT-warmtenet met centrale warmtepomp, voor zowel de PBL referentie- als duur & schaars gas aannames, op basis van het KM2040-scenario en de weerjaren 1987, 1997 en 2019.

3.3 Piekbelastingen en de rol van de gebouwde omgeving

De gepresenteerde besparingen op netkosten volgen uit netberekeningen waarin voor iedere verbinding en transformator de piekbelasting bepalend is voor de benodigde capaciteit. Per netcomponent is er in de drie doorgerekende weerjaren één uur waarin deze piek optreedt en daarmee de vereiste capaciteit dicteert. Om te begrijpen waar de berekende netkosten en besparingen vandaan komen, is het nuttig te weten welke sectoren op welke momenten van het jaar de piekbelastingen veroorzaken.

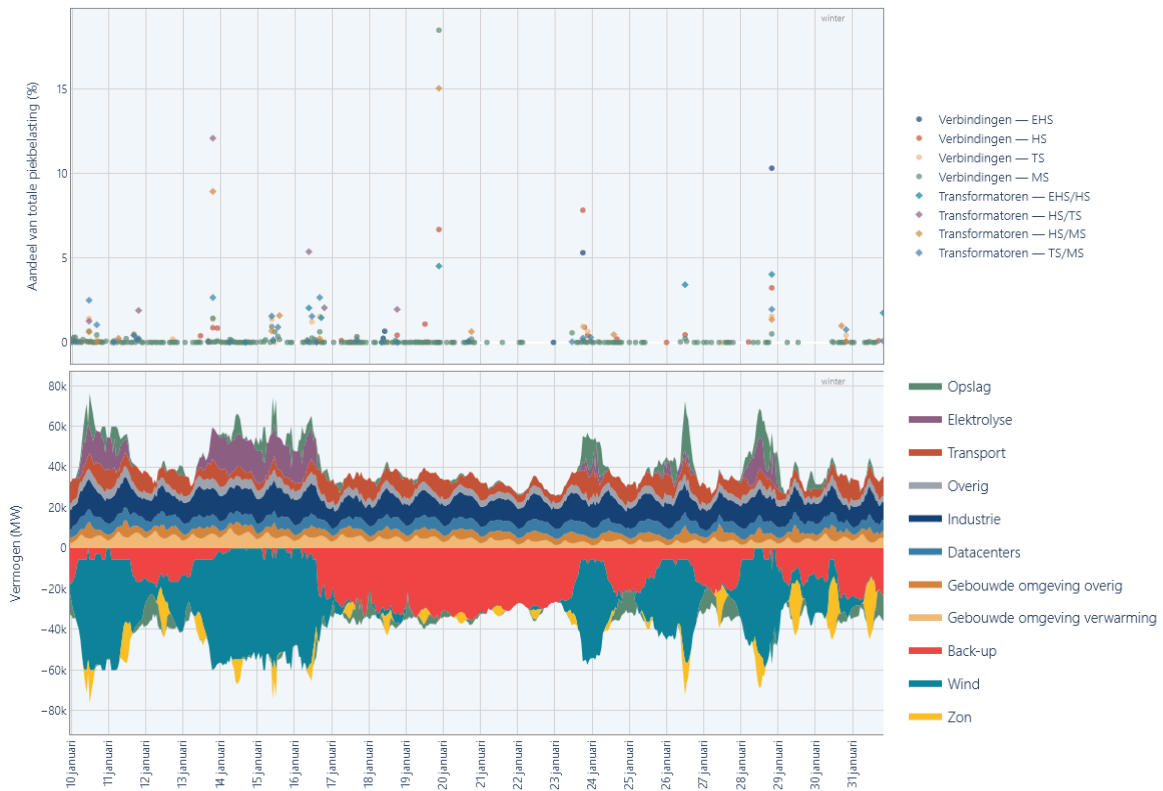
Figuur 24 laat zien wanneer piekbelastingen op de verschillende netvlakken plaatsvinden. De weergegeven waarden zijn gewogen percentages, gebaseerd op individuele belastingprofielen op verbinding- en transformatorniveau. Een groot deel van de piekbelastingen valt in de wintermaanden, maar ook in de lente en zomer treedt een aanzienlijk deel op.



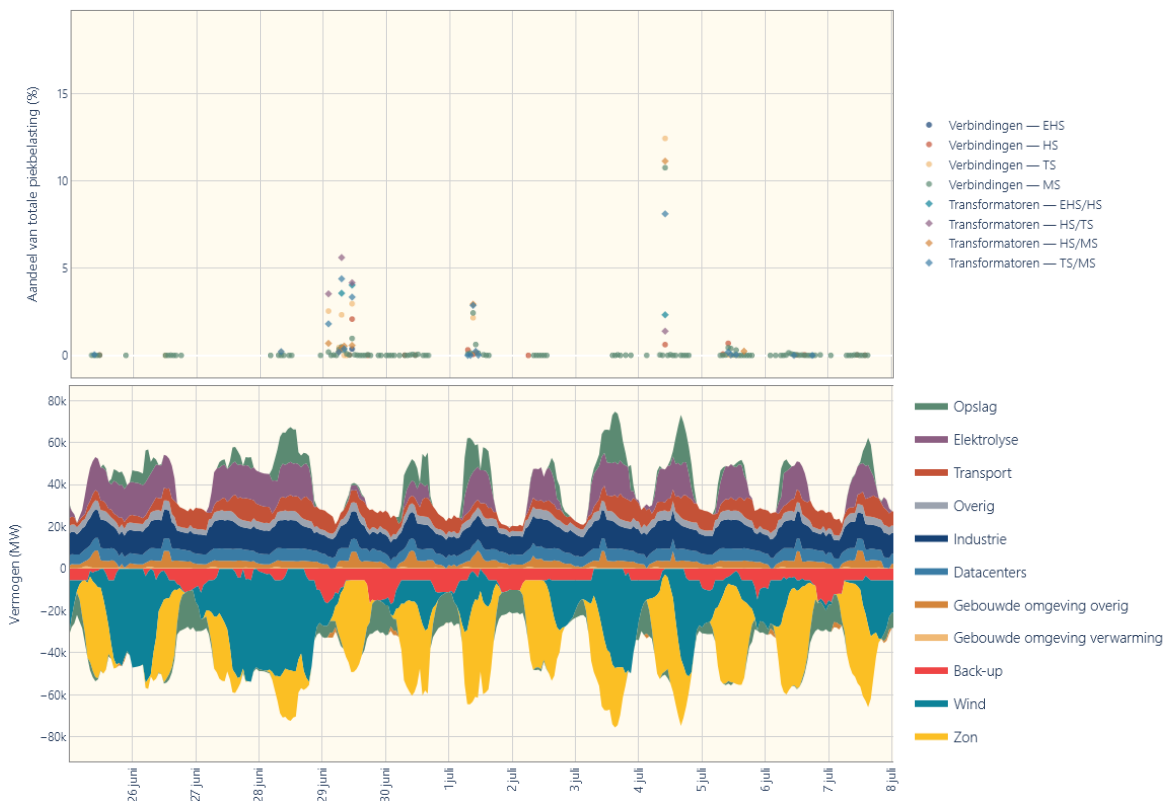
Figuur 24. Verdeling van piekbelastingen over het jaar per netvlak, als gewogen percentage op basis van individuele belastingprofielen per verbinding en transformator, voor het KM2040 scenario en de gecombineerde weerjaren 1987, 1997 en 2019.

Figuur 25 en Figuur 26 tonen de elektriciteitsprofielen van het KM2040-scenario op momenten waarop op verschillende netvlakken veel piekbelastingen optreden, respectievelijk voor een winter- en een zomerperiode. Hierin vallen enkele patronen op. In de winter vallen piekbelastingen deels samen met een hoge vraag vanuit de gebouwde omgeving in combinatie met zeer lage hernieuwbare opwek, maar vaker nog met hoge windopwek in combinatie met vraag vanuit elektrolyse en opslag. In de zomer vallen de piekbelastingen vooral samen met momenten van hoge opwek uit zon-PV.

Deze resultaten illustreren het belang van een locatiespecifieke benadering van het elektriciteitsnet. Veel studies hanteren een koperen plaat benadering, waarin wordt aangenomen dat opwek en verbruik onbeperkt over een netvlak kunnen worden uitgewisseld. De hier gehanteerde benadering maakt zichtbaar dat juist het geografische verschil tussen locaties van opwek en verbruik bepalend is voor het moment en de omvang van piekbelastingen per netcomponent, en daarmee voor de benodigde capaciteit en de daaruit voortvloeiende netkosten.



Figuur 25. Elektricietsprofielen tijdens winterse piekbelastingen in het KM2040-scenario.

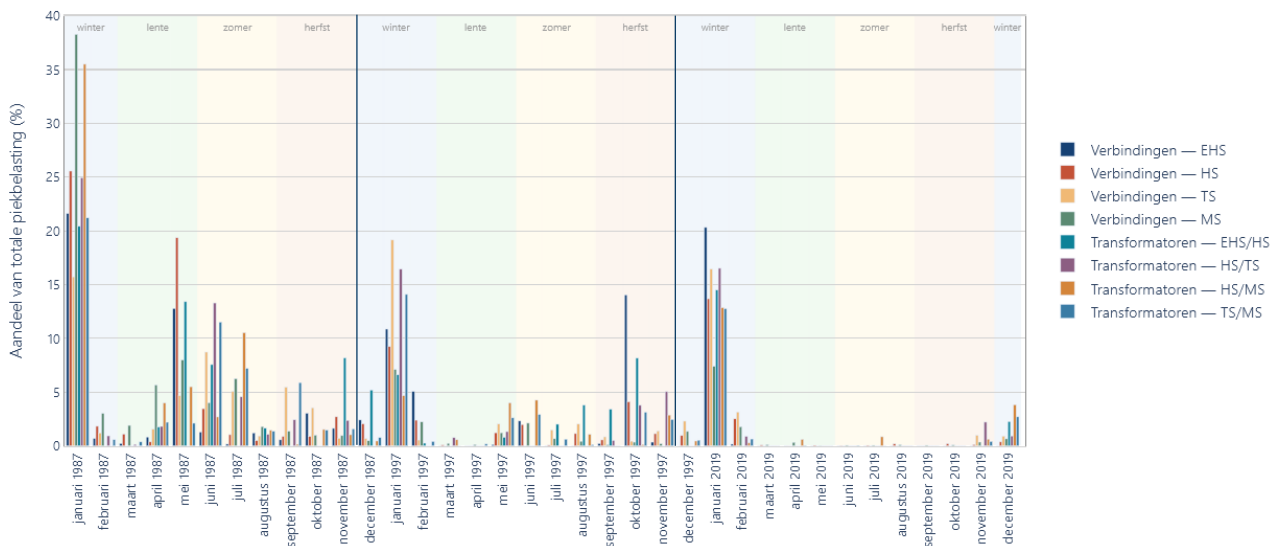


Figuur 26. Elektricietsprofielen tijdens zomerse piekbelastingen in het KM2040-scenario.

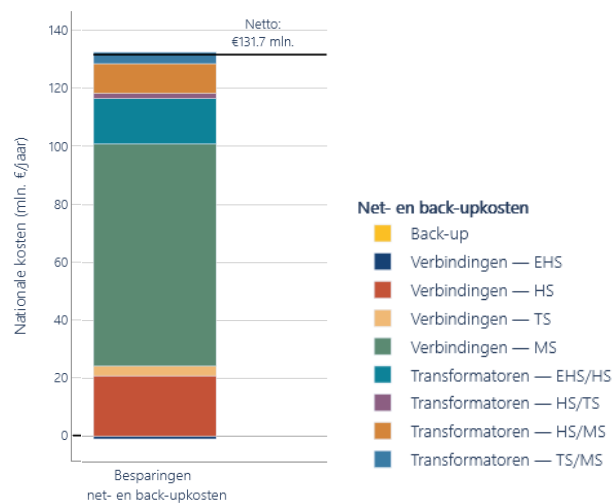
Besparingen door extra curtailment zon-PV

Het is echter de vraag of de netcapaciteit daadwerkelijk zal worden gedimensioneerd op basis van pieken in zon-PV opwek. Om die reden is in de sensitiviteitsanalyse een wat-als berekening uitgevoerd waarin 50% van het piekvermogen van zon-PV op woningdaken wordt afgetopt. Figuur 27 laat zien dat in dit geval de zomerpieken minder vaak bepalend zijn voor de piekbelastingen op de verschillende netvlakken. Dit resulteert in een besparing op netkosten van ruim €100 miljoen per jaar (zie Figuur 28). Dit is vergelijkbaar met de net- en back-up besparingen bij het vervangen van 1 miljoen elektrische lucht-water warmtepompen door MT-warmtenetten met geothermie. Dit illustreert dat keuzes elders in het energiesysteem – zoals de omgang met zon-PV pieken – een minstens zo grote invloed kunnen hebben op de benodigde netkosten als de warmte-koude keuzes in de gebouwde omgeving.

Piekverdeling per spanningsniveau (per maand)



Figuur 27. Verdeling van piekbelastingen over het jaar per netvlak, als gewogen percentage op basis van individuele belastingprofielen per verbinding en transformator, voor het KM2040 scenario en de gecombineerde weerjaren 1987, 1997 en 2019 wanneer zon-PV op woningen wordt afgetopt op 50% van de piekcapaciteit.



Figuur 28. Totale besparing in netinvesteringen bij het KM2040 scenario met gecombineerde weerjaren wanneer zon-PV op woningen wordt afgetopt op 50% van de piekcapaciteit.

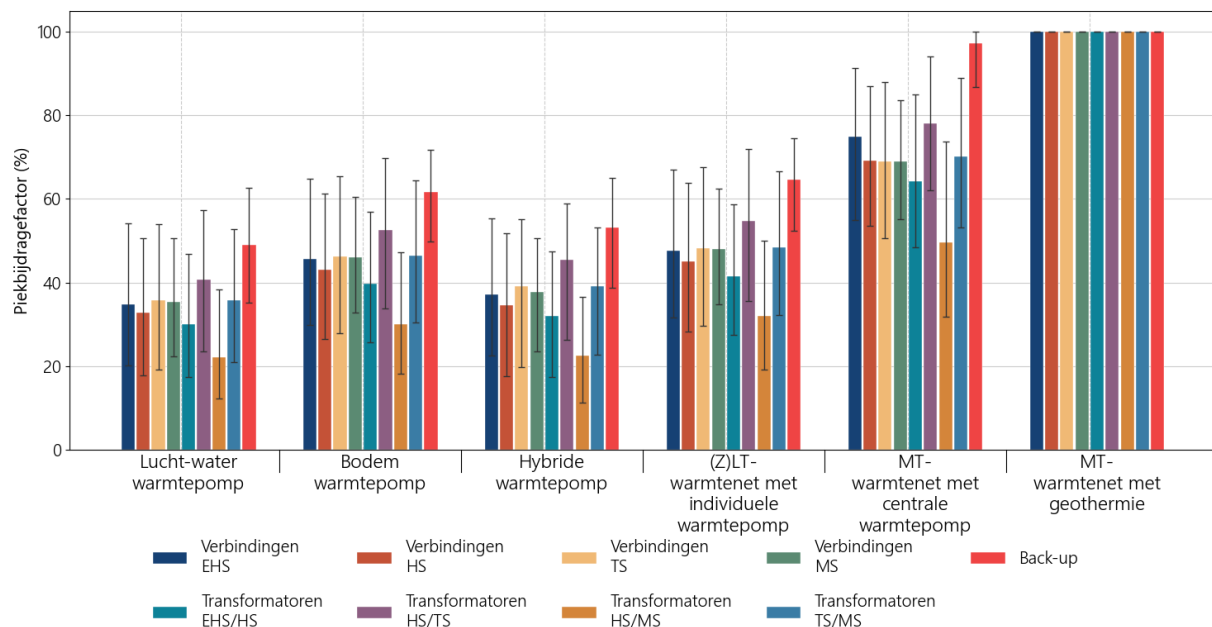
Piekbijdragefactor per warmtetechnologie

Figuur 29 toont de bijdrage van de gebouwde omgeving aan netpieken via piekbijdragefactoren. Deze factoren geven aan welk deel van de maximale warmtegerelateerde elektriciteitsvraag van een warmtepomp of geothermiepomp optreedt wanneer een verbinding of transformator zijn piekbelasting bereikt, of wanneer maximale back-upinzet nodig is. Bij een factor van 100% valt de maximale warmtepompvraag samen met alle net- en back-uppiekmomenten; bij 0% wordt de piek volledig door andere sectoren veroorzaakt. De figuur toont per netvlak en voor back-up de gewogen gemiddelde piekbijdragefactor per warmtetechnologie.

Voor de meeste warmtetechnologieën en netvlakken liggen de piekbijdragefactoren tussen 30% en 70%. Warmtepompen draaien op het moment van de netpiek dus doorgaans niet op maximale capaciteit en sectoren zoals EV's, datacenters, elektrolyse en opslag bepalen de piek mede. Het MT-warmtenet met collectieve opwaardering (zonder warmteopslag) en het MT-warmtenet met geothermie vormen een uitzondering: door hun meer volcontinue elektriciteitsvraagprofiel liggen de factoren hoger. De aanzienlijke bandbreedtes komen voort uit verschillen tussen de NBNL-scenario's en weerjaren.

Een hoge piekbijdragefactor impliceert echter niet automatisch een hoge net- of back-up impact, aangezien de factor gebaseerd is op de piekvraag van de warmtepomp of geothermiepomp. Een hoge factor gecombineerd met een lage piekvraag – zoals bij een MT-warmtenet met centrale opwekking of geothermie – resulteert in een lagere netbelasting dan een lagere piekbijdragefactor met een hoge piekvraag, zoals bij de lucht-waterwarmtepomp. Zie Tabel 1 voor de piekvraag per warmtestrategie.

Tot slot zijn deze factoren gebaseerd op een gemiddeld 'dom' profiel. Door slimme aansturing van warmtepompen zouden netpieken deels kunnen worden gemedend, waardoor de netimpact afneemt.



Figuur 29. Piekbijdragefactor per warmtetechnologie, met bandbreedtes over alle NBNL-scenario's en weerjaren.

LET OP: de bovenstaande piekbijdragefactoren zijn van toepassing op de nationale warmtepompprofielen. Individuele warmtepompen gedragen zich grilliger dan het nationaal gemiddelde profiel, waardoor de piekbijdrage op netvlakken en back-up lager is dan getoond in Figuur 29. Uitzondering hierop is het MT-warmtenet met centrale warmtepomp of geothermie.

4 Conclusies

Net- en back-upkosten besparingen wegen in de meeste buurten niet op tegen lokale meerkosten

Deze studie brengt de systeembrede gevolgen van decentrale warmte-koude keuzes voor de midden-, tussen-, hoog- en extra-hoogspanningsnetten en back-upvoorzieningen in beeld. Daarmee draagt het onderzoek bij aan het afwegingskader voor de warmtetransitie in de gebouwde omgeving.

De analyse beperkt zich tot buurten waar de lucht-waterwarmtepomp volgens de Startanalyse de warmtestrategie met de laagste nationale kosten vormt. In deze buurten kan een overstap naar een bodemwarmtepomp, warmtenet of geothermie de netbelasting en back-upbehoefte verlagen. Buurten waarin de Startanalyse al een warmtenet of hybride oplossing als optimaal aanwijst, vallen buiten de scope. Een wissel zou daar juist tot extra net- en back-upkosten leiden.

De bijbehorende nationale besparingen in net- en back-upkosten wegen in alle hier doorgerekende varianten niet op tegen de som van de hogere lokale warmtekosten. Per individuele buurt kan de uitkomst van deze afweging echter verschillen. In buurten waar het kostenverschil tussen de lucht-waterwarmtepomp en een alternatieve warmtestrategie klein is, kan de besparing op net- en back-upkosten wél de doorslag geven. Voor de meeste buurten geldt dit echter niet.

Warmtenetten met centrale opwekking en piekketels leveren per woning jaarlijks honderden euro's aan net- en back-upkosten besparingen ten opzichte van lucht-water warmtepompen, alternatieve oplossingen met individuele warmtepompen slechts tientallen euro's

De omvang van de net- en back-upkostenbesparing verschilt aanzienlijk per strategie. Een wissel van een lucht-water warmtepomp naar een bodemwarmtepomp of (Z)LT-warmtenet levert vanuit systeemperspectief een besparing op van enkele tientallen euro's per woningequivalent per jaar. Bij een MT-warmtenet met centrale opwekking (warmtepomp of geothermie) in combinatie met piekketels liggen deze besparingen aanzienlijk hoger: tot enkele honderden euro's per woningequivalent per jaar. De sensitiviteitsanalyse laat zien hoe deze besparingen variëren onder verschillende NBNL-scenario's, weerjaren en aannames over infrastructuur- en back-upkosten; de onzekerheden rondom deze aspecten zijn daarmee in de analyse meegenomen. Daarbij is ook verkend wat er gebeurt bij alternatieve invullingen van het energiesysteem, zoals het gedrag van EV's, batterijen, zon-PV of slimme aansturing van warmtepompen.

Naast nationale kosten spelen ook eindgebruikerskosten en niet-financiële aspecten een rol

Deze studie kijkt uitsluitend naar nationale kosten. De besparing op net- en back-upkosten vormt binnen dat perspectief één van de onderdelen die hogere lokale warmtekosten kunnen rechtvaardigen. Daarnaast spelen aspecten als ruimtelijke inpassing, geluidsoverlast en het financiële plaatje voor bewoners (dat afwijkt van het nationale kostenperspectief) een rol.

Ontwikkelingen elders in het energiesysteem zijn minstens zo bepalend voor de netbelasting

Warmte-koude keuzes vormen één van de factoren die de netbelasting beïnvloeden; ontwikkelingen elders in het energiesysteem zijn echter minstens zo bepalend. Voorbeelden hiervan zijn de omgang met zon-PV pieken, het laadgedrag van elektrische voertuigen en de inzet van (thuis)batterijen, maar ook andere sectoren zoals de industrie spelen een rol. De NBNL-scenario's geven vier verschillende invullingen aan deze ontwikkelingen en zijn daarmee in de analyse meegenomen. De bandbreedte die deze scenario's schetsen is echter zelf ook omgeven met onzekerheid: de werkelijke ontwikkeling van het energiesysteem hoeft niet binnen deze bandbreedte te vallen en werkt daarmee door in de berekende systeembesparingen. Een uitgebreidere bespreking van deze onzekerheden en de overige beperkingen van deze studie is opgenomen in hoofdstuk 6.

5 Aanbevelingen

Weeg systeembesparingen mee in lokale besluitvorming, maar beschouw ze als één van meerdere factoren

De besparing op net- en back-upkosten vormt voor lokale besluitvorming één factor in een bredere afweging. Naast deze besparing spelen de kosten voor de eindgebruiker, de maakbaarheid van zowel netverzaring als aanleg van warmtenetten, en niet-financiële aspecten zoals ruimtelijke factoren, geluid of esthetiek een rol. De analyse laat zien dat de lokale warmtekosten in de meeste gevallen aanzienlijk zwaarder wegen dan de besparingen op net- en back-upkosten; een keuze voor een warmtenet louter omwille van de systeemimpact op elektriciteitsnetten en back-upvermogen is daarmee doorgaans niet te rechtvaardigen. De systeembesparingen zijn het meest relevant in gebieden waar de lokale meerkosten van een MT-warmtenet met centrale warmtepomp of geothermie relatief laag zijn. In dergelijke situaties kan de systeembesparing wél een onderdeel vormen van de rechtvaardiging voor een lokaal duurdere warmtestrategie.

Vul de kostenbasis van de Startanalyse verder aan

In de Startanalyse blijven verschillende kostenposten buiten beschouwing, terwijl deze wel doorwerken in de vergelijking tussen warmtestrategieën. In de eerste plaats wordt op basis van dit onderzoek aanbevolen om de net- en back-upkosten aan te vullen. Het ITM kan hieraan een bijdrage leveren. Daarnaast verdient het aanbeveling de kosten van airconditioning op te nemen voor woningen met een MT-warmtenetaansluiting, aangezien deze strategie niet in koudelevering voorziet. Ook de kosten en baten van flexibilisering van warmtepompen – bijvoorbeeld via warmteopslag en/of additionele piekketels – zouden moeten worden meegenomen.

Verder verdient de LS-netdoorrekening verrijking. De huidige methoden interacties met zon-PV, elektrisch laden en thuisbatterijen buiten beschouwing, terwijl deze elementen piekbelastingen en daarmee benodigde verzaring op het LS-net mede bepalen.

Ontwikkelrichtingen voor het ITM

Het ITM kan op verschillende punten worden doorontwikkeld om de robuustheid en reikwijdte van de analyses te vergroten.

Allereerst verdient een vergelijking met de interne netberekeningen van de regionale en landelijke netbeheerders aanbeveling, waarmee inzicht ontstaat in eventuele systematische afwijkingen als gevolg van de vereenvoudigingen in het model, zoals de lineaire powerflow benadering en de gehanteerde kostenkennetallen voor infrastructuur.

Daarnaast is een doorrekening op basis van transitiepaden in plaats van eindbeelden wenselijk. Dit vereist integratie van capaciteitsdata, zodat de bestaande netcapaciteit, congestieproblematiek, de fasering van uitbreidingen en de maakbaarheid van netverzaring expliciet kunnen worden meegewogen.

Een koppeling met een internationale elektriciteitsmarktberkening, inclusief verbeterde modellering van flexibiliteitsmiddelen en uitwisseling met omliggende landen, maakt het mogelijk grensoverschrijdende elektriciteitsstromen expliciet mee te nemen. Dit is met name relevant voor het hoog- en extrahoogspanningsnet, waar relaystromen een substantieel effect op de belasting kunnen hebben.

Tot slot verdient uitbreiding van de scope aandacht. De laagspanningsnetten vallen momenteel buiten het model, terwijl de gebouwde omgeving juist daar een groot aandeel heeft. Ook zou het uitbreiden van de weerdata in de vorm van klimaatgecorrigeerde weerjaren een aanvulling kunnen vormen op historische weersextremen.

6 Beperkingen aan de studie

De gehanteerde methodiek en databronnen van deze studie kennen diverse beperkingen waar rekening mee moet worden gehouden bij de interpretatie van de uitkomsten. Hieronder worden de belangrijkste beperkingen benoemd.

Startanalyse

De Startanalyse evalueert op buurtniveau welke warmtestrategie uit een vooraf gedefinieerde set de laagste nationale kosten oplevert, waarbij ontwikkelingen zoals de inzet van airco's voor verwarming en de flexibele aansturing van warmtepompen buiten beschouwing blijven. Een aantal aannames is onzeker of onderwerp van discussie, waaronder het benodigde schillabel per warmtestrategie, de benodigde aflevertemperatuur en aansluitgraad van warmtenetten, de beschikbaarheid van klimaatneutraal gas en de elektriciteitsprijzen. Een aantal van deze factoren zijn meegenomen via gevoeligheidsanalyses, maar niet allemaal. Ook de lokale warmtekosten kennen aanzienlijke onzekerheidsmarges, mede doordat zij sterk locatieafhankelijk zijn terwijl in deze studie is gerekend met nationale gemiddelden.

Netbeheer Nederland (NBNL) scenario's

De NBNL-scenario's editie 2025 schetsen het Nederlandse energiesysteem voor uiteenlopende steekjaren en ontwikkelrichtingen. De mate van elektrificatie in de industrie en mobiliteit en de groei van hernieuwbare opwek, opslag en elektrolysecapaciteit werken echter door in de uitkomsten van dit onderzoek. De bandbreedte die de vier scenario's gezamenlijk schetsen is zelf omgeven met onzekerheid: de werkelijke ontwikkeling van het energiesysteem hoeft niet binnen deze bandbreedte te vallen.

Energie Transitie Model (ETM)

De belastingprofielen die in het ETM worden gehanteerd, betreffen afgevlakte en synthetische gemiddelden per technologie of sector. Individuele netaansluitingen vertonen in werkelijkheid grilliger gedrag, die pas op een hoger systeemniveau uitmiddelen tot vlakke patronen en dus niet noodzakelijkerwijs op lokaal netniveau. Een vergelijkbare beperking geldt voor de weerprofielen: het ETM rekent met één uniforme set voor heel Nederland, terwijl de weersomstandigheden regionaal verschillen. Zo kan een koudegolf die landelijk wordt gemodelleerd zich in de praktijk ruimtelijk zodanig manifesteren dat niet alle regio's gelijktijdig extreme vraagpieken ondervinden. Dit geldt evenzeer voor de hernieuwbare opwek, waarbij regionale verschillen in zoninstraling en windaanbod in de uniforme profielen buiten beschouwing blijven. Deze benadering leidt tot een overschatting van de gelijktijdigheid op nationaal niveau.

Een tweede beperking betreft de wijze waarop flexibiliteit wordt gemodelleerd. De dispatch van regelbare centrales wordt binnen het ETM niet afgestemd op netwerkbependingen, maar uitsluitend ingezet ten behoeve van de nationale vraag-aanbodbalancering via de ETM-marktmodellering. Deze modellering is minder verfijnd dan gespecialiseerde marktmodellen zoals PyPSA of PLEXOS. Curtailment is bovendien handmatig ingesteld: bij overschotten wordt eerst zon-PV afgeschakeld en vervolgens wind.

Infrastructuur Transitie Model (ITM)

De nettopologie van de middenspanningsnetten is zo goed als mogelijk afgeleid van openbare liggingsgegevens. Echter zijn deze liggingsgegevens soms 'rommelig' waardoor het niet altijd mogelijk is een correcte nettopologie af te leiden. Laagspanningsnetten en het net op zee vallen buiten de scope van het model. De netberekeningen zijn gebaseerd op een lineaire powerflow (DC-powerflow), waarbij spanningsproblematiek en blindvermogen niet worden gemodelleerd. De regionalisatie van vraag- en aanbodprofielen betreft een benadering en kan voor toekomstige scenario's per definitie niet 'kloppen'. Hierdoor zijn conclusies over specifieke locaties minder robuust dan de nationale resultaten. Toekomstige scenario's maken bovendien gebruik van de huidige nettopologie; netwerkontwikkeling in de tijd wordt niet meegenomen.

De interconnectie met omliggende landen is beperkt gemodelleerd. Alleen import bij dreigende tekorten wordt in de berekeningen verwerkt, terwijl export is uitgeschakeld. Een belangrijk gevolg hiervan is dat relaystromen buiten beschouwing blijven. In de praktijk kunnen dergelijke stromen een substantieel effect hebben op de belasting van het hoogspanningsnet.

Het model bevat geen capaciteitsdata; de benodigde capaciteit wordt afgeleid van de piekbelasting. Hierdoor kan geen rekening worden gehouden met restcapaciteit of transitiepaden waarin tijdelijke congestieproblematiek en de timing van beschikbaar komen van netcapaciteit juist een belangrijke rol spelen.

Ook de kostenkennallen kennen beperkingen. In de praktijk zijn deze kennallen locatieafhankelijk, terwijl in deze studie is gerekend met gemiddelde getallen. Daarnaast wordt geen onderscheid gemaakt tussen verschillende typen verzwaring op de hogere netvlakken. Op het EHS-niveau verschillen de kosten aanzienlijk tussen het vervangen van bestaande lijnen door zwaardere geleiders (relatief goedkoop), het bijplaatsen van een extra verbinding naast een bestaand tracé (duurder) en de aanleg van een DC-overlay (het duurst, maar mogelijk noodzakelijk bij zeer grote capaciteitsuitbreidingen). De kosten voor elektriciteitsinfrastructuur en regelbaar vermogen zijn de afgelopen jaren bovendien sterk gestegen, en een verdere stijging boven de in de gevoeligheidsanalyse gehanteerde bandbreedte van 50% is denkbaar. Ook worden netverzwaringen investeringen als continu gemodelleerd in plaats van als discrete stappen. In de praktijk wordt netverzwaring echter wel of niet uitgevoerd: wanneer een verbinding of transformator wordt verzaamd, wordt doorgaans in één keer een zware kabel of transformator geplaatst, zodat de investering toekomstbestendig is. Het ITM gaat daarentegen uit van een continue schaling, waarbij een 10% hogere piekbelasting leidt tot een 10% hogere capaciteit.

Back-uptool

De back-uptool past geen probabilistische berekeningen toe, maar rekent met een beperkt aantal weerjaren – zij het inclusief extreme weersomstandigheden. Ook wordt er geen onderscheid gemaakt tussen back-up, interconnectie en vraagsturing; alle resterende behoefte wordt toegeschreven aan regelbaar vermogen. De kosten voor back-up zijn gebaseerd op een open cycle gas turbine (OCGT). Deze kosten zijn door schaarste op de markt sterk gestegen en de toekomstige ontwikkeling is onzeker. Daarnaast

gaat de tool uit van perfect foresight bij de inzet van opslag. De genoemde beperkingen zijn minder relevant wanneer uitsluitend naar het verschil tussen varianten wordt gekeken, zoals in dit onderzoek. Dan kunnen veel imperfecties tegen elkaar worden weggestreept.

Waar is de studie niet voor te gebruiken

Het ITM is geschikt voor grove kosteninschattingen van het net op land (MS, TS, HS en EHS) bij A/B-vergelijkingen in toekomstige steekjaren en voor het inzichtelijk maken van geaggregeerde piekbelastingen en de bijdrage van verschillende netgebruikers daaraan. Het model is minder geschikt voor huidig-toekomstvergelijkingen, aangezien restcapaciteit niet wordt meegenomen, en niet geschikt voor de bepaling van netcongestie op korte termijn of het specificeren van individuele netverzwaringen. De back-uptool is geschikt voor het bepalen van het verschil in benodigd regelbaar vermogen tussen varianten, maar niet voor absolute ramingen van de toekomstige back-upbehoefte.

7 Scopevergelijking Startanalyse

Tabel 10. Overzicht van de scope van de Startanalyse en de scope van dit onderzoek

Kostencategorie	Startanalyse	Kalavasta	Toelichting
Aanleg en onderhoud warmtenet	✓		
Warmteproductie warmtenet	✓		
Installatie in gebouw	✓		Warmtepomp, radiatoren etc.
Isolatie	✓		
Klimaatneutraal gas	✓		
Elektriciteit			De nationale kosten voor de levering van elektriciteit omvatten investerings- en vaste onderhoudskosten van productiemiddelen, variabele kosten zoals brandstofkosten, import van elektriciteit, overheadkosten voor energieleveranciers en transport & distributie. De Startanalyse hanteert voor elektriciteitskosten de jaargemiddelde groothandelsprijs gebaseerd op Trajectverkenning klimaatneutraal 2050 (TVKN). Deze prijzen zijn gecorrigeerd naar 2030 ¹ .
Marginale kosten elektriciteitsopwek	✓		De groothandelsprijs voor elektriciteit komt tot stand op basis van marginale elektriciteitsproductiekosten en schaarsteprijzen en dekt de variabele kosten en importkosten volledig.
Capaciteit hernieuwbare opwek	~		Echter is het niet vanzelfsprekend dat de investeringskosten voor hernieuwbare opwek hierdoor ook volledig worden afgedekt. Op dit moment is dit niet het geval en zijn subsidies nodig om de onrendabele top af te dekken. Deze subsidies maken onderdeel uit van de nationale kosten voor elektriciteitslevering maar worden niet weerspiegeld in de groothandelsprijs.
Capaciteit regelbaar vermogen	~	✓	<u>Startanalyse:</u> Ook voor regelbaar vermogen worden investeringskosten in afnemende mate volledig terugverdiend via de elektriciteitsmarkt. Daarom lijkt het kabinet voor te sorteren op een capaciteitsmechanisme. Deze capaciteitsvergoeding maakt ook onderdeel uit van nationale kosten voor elektriciteitslevering maar wordt ook niet weerspiegeld door de gemiddelde groothandelsprijs. <u>Kalavasta:</u> de volledige investeringskosten en vaste onderhoudskosten van extra back-up capaciteit worden doorgerekend.
Overheadkosten	✓		Onbalanskosten, winstmarge energieleveranciers etc.
Elektriciteitsinfrastructuur			
Laagspanning (LS)	✓		Vereenvoudigde berekening zonder o.a. zon-PV, opslag of transport.
Middenspanning (MS)	X	✓	
Tussenspanning (TS)	X	✓	
Hoogspanning (HS)	X	✓	
Extra hoogspanning (EHS)	X	✓	
Net op zee	X		
MS/LS	✓		Idem als LS
TS/MS	X	✓	
HS/MS	X	✓	
EHS/HS	X	✓	
Gasinfrastructuur			
Lagedruk (LD)	✓		
Middendruk (MD)	X		
Hogedruk (HD)	X		

¹ PBL (2025). [concept] Verdieping op de actualisatie van de Startanalyse, pagina 99