



Wijkgeoptimaliseerd energiesysteem EVA- Lanxmeer

Haalbaarheidsonderzoek naar
verstandige collectieve en
individuele keuzes



Wijkgeoptimaliseerd energiesysteem EVA-Lanxmeer

Haalbaarheidsonderzoek naar verstandige collectieve en
individuele keuzes

Dit project is uitgevoerd met subsidie van het Ministerie van Economische Zaken, Nationale regelingen EZ-subsidies, Topsector Energie uitgevoerd door Rijksdienst voor Ondernemend Nederland.

Gegevens project:

Projectnummer: TESI117010

Projecttitel: Geïntegreerd energiesysteem woonwijk

Uitgevoerd door: Coöperatief Energie Dienstenbedrijf Rivierenland (EDBR) (Penvoerder)
Energiebedrijf Thermo Bello BV
TNO
CE Delft

Projectperiode: 1 juli 2017 - 30 juni 2018

Dit rapport is geschreven door:

Maarten Afman, Thijs Scholten (CE Delft), Jinxue Hu, Pascal Wissink (TNO), Gerwin Verschuur (EDBR en Thermo Bello)

Delft, CE Delft, oktober 2018

Publicatienummer: 18.3L86.129

Trefwoorden: Energievoorziening / Regionaal / Woonwijken / Duurzaamheid / Energieopbrengst / Prijsstelling / Scenario's

Opdrachtgever: RVO, Topsector Energie

Alle openbare publicaties van CE Delft zijn verkrijgbaar via www.ce.nl

Meer informatie over de studie is te verkrijgen bij de projectleider Maarten Afman

© copyright, CE Delft, Delft

CE Delft

Committed to the Environment

CE Delft draagt met onafhankelijk onderzoek en advies bij aan een duurzame samenleving. Wij zijn toonaangevend op het gebied van energie, transport en grondstoffen. Met onze kennis van techniek, beleid en economie helpen we overheden, NGO's en bedrijven structurele veranderingen te realiseren. Al 40 jaar werken betrokken en kundige medewerkers bij CE Delft om dit waar te maken.

Inhoud

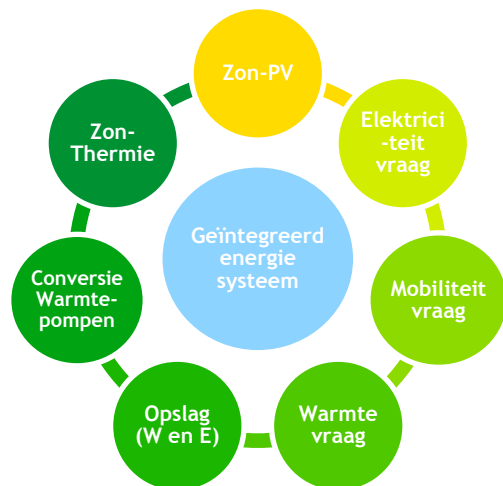
	Samenvatting	4
1	Inleiding	6
	1.1 Aanleiding	6
	1.2 Leeswijzer	7
2	Gestructureerde aanpak	8
	2.1 Stap 1: Startpunt - Behoeftte aan systeemintegratie in de wijk zelf	8
	2.2 Stap 2: Afbakenen van het onderzoek	9
	2.3 Stap 3: Het huidige energiesysteem in beeld brengen	9
	2.4 Stap 4: Het toekomstige energiesysteem ontwerpen	10
	2.5 Stap 5: Scenario's uitwerken in een conceptueel model	11
	2.6 Stap 6: Businesscases en value cases berekenen	12
	2.7 Stap 7: Simulatiemodel configureren	13
	2.8 Stap 8: Toekomstig energiesysteem simuleren	14
	2.9 Stap 9: Terugkoppelen van de uitkomsten met de wijk	14
	2.10 Stap 10: Conclusies en aanbevelingen voor de wijk	14
	2.11 Concluderende opmerkingen	14
3	Value cases	15
	3.1 Inleiding value cases	15
	3.2 Aanpak businesscases	15
	3.3 Resultaten individuele businesscases	16
	3.4 Resultaten collectieve businesscases	25
	3.5 Beschouwing en conclusies	30
4	Simulatie	32
	4.1 Doel en opzet simulaties	32
	4.2 Resultaat inventarisatie van de huidige situatie.	33
	4.3 Scenario's voor EVA-Lanxmeer	34
	4.4 Resultaten	37
	4.5 Extra (gevoeligheids-)analyses	48
	4.6 Beschouwing en conclusies	53
5	Conclusie en aanbevelingen	58
	5.1 Conclusie en discussie	58
	5.2 Aanbevelingen	59
	5.3 Vervolgstappen en vervolg	60
A	Projecties energietarieven 2018-2040	61
	A.1 Algemene aannames prijzen	61
B	Uitvoering project	62

C	Netinfo EVA-Lanxmeer	63
C.1	Netkaart	63
C.2	Capaciteiten van stations	63
C.3	Capaciteit van de wijk	63

Samenvatting

Wijken in Nederland bereiden zich voor op een toekomst zonder aardgas en zien tegelijkertijd de duurzame opwek en elektrisch vervoer in de wijk toenemen. Een geïntegreerde en geoptimaliseerde energievoorziening biedt voordelen bij het oplossen van lokale onbalans door toenemend gebruik van intermitterende energiebronnen. Tegelijkertijd bevordert het de autonomie van het lokale energiesysteem.

Hierbij gaat bijvoorbeeld om het lokaal inpassen van de duurzame opwek door middel van thermische en/of elektrische opslag en integratie met de warmtevoorziening. Het integraal kijken naar energiefuncties op wijkniveau en het maken van lokale koppelingen tussen onder andere elektriciteit en warmte kan helpen om de nieuwe elementen in het energiesysteem in te passen. Dit stimuleert de overstap naar duurzame energiebronnen, zonder dat er een onevenredig beroep op de energievoorziening van buiten de wijk wordt gedaan.



Dit project heeft zich tot doel gesteld een gestructureerde aanpak te ontwikkelen voor het onderzoeken van de technische en financiële haalbaarheid van een dergelijk geïntegreerd energiesysteem in een woonwijk. Hierbij wordt de wijk EVA-Lanxmeer in Culemborg als case gebruikt. Deze wijk huist een groep bewoners die hier actief aan willen bijdragen. Tevens biedt de wijk technisch veel mogelijkheden omdat er in de wijk een collectief warmtenet ligt.

De werkwijze en de activiteiten die zijn uitgevoerd zijn in het kort:

- **Fase 1:** Doel in deze fase is inzicht verkrijgen in het huidige energiesysteem en aanwezige technische en financiële informatie.
- **Fase 2:** Doel in deze fase is het creëren van een conceptueel ontwerp met technische varianten voor integratie en optimalisatie van het energiesysteem in de wijk.
- **Fase 3:** Doel in deze fase is het simuleren van het geïntegreerde en geoptimaliseerde energiesysteem waarbij de simulatie prijs gedreven is tegen realistische prijsscenario's (spotmarkt, beprijzen van netcongestie en lokale prijzen).
- **Fase 4:** Doel in deze fase is het verkrijgen van het economische verdienmodel van een geïntegreerd en geoptimaliseerd energiesysteem.
- **Fase 5:** Rapportage & Disseminatie.

De uitvoering van de activiteiten heeft geresulteerd in een aantal deliverables:

- Een gestructureerde aanpak die gebruikt kan worden om inzicht te krijgen in een toekomstig geïntegreerd lokaal energiesysteem in een wijk.
- Een verbeterd technisch-economisch rekenmodel van energiestromen in een woonwijk, waarin diverse energiesysteemcomponenten zijn gesimuleerd (onder andere warmte, gas, elektriciteit, transportbrandstoffen).
- Diverse economische analyses van energietechnieken.
- Inzichten in de mogelijkheden om opwek van energie met zon-thermie en zon-PV-lokaal in te passen, met onder andere slimme koppelingen met elektrisch vervoer, integratie met een warmtenet en opslag in een wijkbatterij.
- Conclusies over de wenselijke vervolgstappen.

De resultaten beslaan drie onderdelen: de ontwikkeling van een gestructureerde aanpak, het uitwerken van value cases en aanverwante businesscases, en de simulatie van een toekomstig energiesysteem.

De ontwikkeling van een gestructureerde aanpak heeft geleid tot een stappenplan, waarin tien stappen zijn geïdentificeerd van behoefte inventarisatie tot aanbevelingen. Dit stappenplan vormt een solide richtlijn voor de uitvoer van onderzoek naar een geïntegreerd en geoptimaliseerd energiesysteem op wijkniveau. Het vormt tevens de rode draad voor het onderzoek naar het energiesysteem van EVA-Lanxmeer, dat in de opvolgende hoofdstukken wordt beschreven. Hoofdstuk 2 beschrijft de gestructureerde aanpak inclusief stappenplan in meer detail.

Voor het uitwerken van de value cases voor de wijk EVA-Lanxmeer zijn twee scenario's ontwikkeld: een individueel scenario op basis van een individuele value case, en een collectief scenario op basis van een collectieve value case. Rond de individuele value cases is het inzicht dat een woning die een aardgas boiler vervangt door een elektrische boiler én de amorphe zonnepanelen vervangt (zonder thuisbatterij) € 12.277 bespaart tussen 2018 en 2040. Wanneer er wel voor een thuisbatterij wordt gekozen kost het juist € 4.323, doordat de kosten van de thuisbatterij niet terugverdiend kunnen worden. Een inzicht uit collectieve value case is dat de vervanging van een gasboiler door een booster warmtepomp een gemiddeld huishouden ca. € 1.313 bespaart voor huishoudens die al op het warmtenet zijn aangesloten. Het aansluiten van een woning op het warmtenet, via het vervangen van de conventionele HR-ketel door een aansluiting op het warmtenet van Thermo Bello in combinatie met een booster warmtepomp is wel duurder. Dit kost een huishouden gemiddeld € 5.164, wat voornamelijk is toe te schrijven aan de hoge aansluitkosten. Een uitvoerige beschrijving van de aannames en resultaten is het onderwerp van Hoofdstuk 3.

De simulatie van een toekomstig energiesysteem van EVA-Lanxmeer leert dat een geïntegreerd energiesysteem een hoge graad van zelfvoorzienendheid en balans mogelijk maakt. In het collectieve scenario kan 74% van de energie van de wijk in de wijk zelf worden opgewekt, en in het individuele scenario is dat 70%. Van de energie die zelf wordt opgewekt kan in het collectieve scenario 70% uurlijks worden gebruikt en gaat 30% als overschot de wijk uit. In het individuele scenario blijft op uurbasis 60% in de wijk en gaat 40% de wijk uit. De hoeveelheid energie die van het centrale net wordt afgenomen neemt met 2/3^e af, waarbij de besparing op gas het meest fors is. Hoofdstuk 4 bevat een uitvoerige beschrijving van de simulatieresultaten.

Dit project is uitgevoerd met subsidie van het ministerie van Economische Zaken, Nationale regelingen EZ-subsidies, Topsector Energie uitgevoerd door Rijksdienst voor Ondernemend Nederland.

1 Inleiding

1.1 Aanleiding

Meerdere wijken in Nederland bereiden zich voor op een toekomst zonder aardgas en zien tegelijkertijd de duurzame opwek in de wijk toenemen. Voordelen worden gezien in een geïntegreerde energievoorziening. Hierbij gaat het bijvoorbeeld om het lokaal inpassen van de duurzame opwek door middel van integratie met de warmtevoorziening, het laden van elektrische auto's, en thermische en elektrische opslag. Dit speelt bijvoorbeeld in de wijk EVA-Lanxmeer in Culemborg. Een groep wijkbewoners werkt aan een plan voor een met zon-PV overdekte centrale parkeerplaats met een laadplein en elektrische deelauto's. Parallel daaraan werkt een andere groep wijkbewoners aan een buurtwarmteplan om van het aardgas af te gaan. En Energiebedrijf Thermo Bello, dat in de wijk lagetemperatuurverwarmingswater maakt, hoofdzakelijk met een warmtepomp, zoekt ook naar mogelijkheden om de energievoorziening van de wijk verder te verduurzamen. Tegen deze achtergrond is de **probleemstelling** geformuleerd als:

Hoe kunnen we lokale energieopwekking zoveel mogelijk lokaal inpassen door gebruik te maken van integratie en opslag, en komen tot een op wijkniveau geïntegreerd en geoptimaliseerd energiesysteem, waarbij grote systeem- en/of netwerkkosten vermeden worden?



Om deze vraag te beantwoorden heeft Thermo Bello een samenwerkingsverband gevormd dat met financiering vanuit de partners en de Rijksdienst voor Ondernemend Nederland (RVO TKI systeemintegratie) een haalbaarheidsonderzoek heeft uitgevoerd. De partners zijn TNO, CE Delft en Coöperatief Energie Dienstenbedrijf Rivierenland. Voor alle financiers was een reden om in het haalbaarheidsonderzoek te investeren, de verwachting dat systeemintegratie op wijkniveau in de toekomst belangrijk gaat worden. De partners hebben vervolgens samen de **haalbaarheidsvraag** geformuleerd als:

Wat kan een gestructureerde aanpak bieden om wijken te begeleiden naar een geïntegreerd en geoptimaliseerd energiesysteem?

Het projectteam is gestart met de **resultaatvoorstelling** dat het een gestructureerde aanpak ontwikkelt voor het onderzoeken van de technische en financiële haalbaarheid van een geïntegreerd energiesysteem in een wijk. Hierbij wordt de wijk EVA-Lanxmeer als case gebruikt. De aanpak kan door regionale overheden en organisaties gebruikt worden en het helpt netbeheerders en energie dienstverleners concretere proposities aan te bieden welke passen in het toekomstig energiesysteem van wijken.

In Culemborg is vooraf de verwachting dat de opgedane kennis en resultaten bruikbaar zijn in een **vervolgtraject**: a) als onderbouwing van investeringen door wijkbewoners in het lokale energiesysteem; b) in het besluitvormingstraject over het buurtwarmteplan; c) om een beslissing te nemen over de aanvraag van een experiment met de Elektriciteitswet; d) om andere wijken te begeleiden naar een geïntegreerd en geoptimaliseerd energiesysteem (zonder aardgas). Omdat Thermo Bello geen mandaat heeft om actief te zijn buiten de wijk, is de penvoerder van het haalbaarheidsonderzoek Coöperatief Energie Dienstenbedrijf Rivierenland, dat wel kan zorgen voor de uitrol van de gestructureerde aanpak in andere wijken in de regio Rivierenland.

De projectpartners hebben de werkzaamheden verdeeld in **vijf fasen** met in elk fase een andere partners als trekker.

- Thermo Bello is trekker van de inventarisatie van het huidige energiesysteem en beschikbare financiële en technische informatie (Fase 1). Doel in deze fase is het ontwikkelen van een aanpak om inzicht te krijgen in het huidige energiesysteem en aanwezige technische en financiële informatie.
- TNO is trekker van het ontwikkelen van een conceptueel ontwerp met varianten (Fase 2). Doel in deze fase is het creëren van een conceptueel ontwerp met technische varianten voor integratie en optimalisatie van het energiesysteem in de wijk.
- CE Delft is trekker van het simulatiemodel en de berekeningen van een geïntegreerd energiesysteem (Fase 3). Doel in deze fase is het ontwikkelen van een simulatiemodel om een geïntegreerd energiesysteem op wijkniveau te simuleren. Hierbij was het doel om de simulatieberekeningen prijs-gedreven te maken, tegen realistische prijsscenario's (spotmarkt, beprijzen van netcongestie en lokale prijzen).
- TNO is trekker van het economisch verdienmodel en niet-technische factoren (Fase 4). Doel in deze fase is het ontwikkelen van het economische verdienmodel van een geïntegreerd en geoptimaliseerd energiesysteem. Daarbij spelen ook niet-technische factoren een rol.
- Energie Dienstenbedrijf Rivierenland is trekker van de eindrapportage en het delen van de resultaten met de markt (Fase 5).

1.2 Leeswijzer

Hoofdstuk 2: Bevat de beschrijving van hoe de gestructureerde aanpak eruitziet.

Hoofdstuk 3: Bevat de value cases en de onderliggende businesscases.

Hoofdstuk 4: Gaat in op het doel, de opzet, en de resultaten van de simulaties die zijn uitgevoerd van het collectieve en het individuele scenario.

Hoofdstuk 5: Bevat de conclusies, aanbevelingen en vervolgstappen.

2 Gestructureerde aanpak

Voor de projectpartners is het hoofddoel van het project het ontwikkelen van een gestructureerde aanpak om wijken te begeleiden naar een geïntegreerd energiesysteem. In dit hoofdstuk wordt op basis van de ervaringen met het onderzoeksproces in de wijk EVA-Lanxmeer een gestructureerde aanpak voorgesteld die herhaalbaar en schaalbaar is in andere wijken in Nederland. De aanpak bestaat uit tien stappen. Figuur 1 vat de stappen samen.

Figuur 1 - Gestructureerde aanpak voor het ontwikkelen van een geïntegreerd wijk-energiesysteem



2.1 Stap 1: Startpunt - Behoeftte aan systeemintegratie in de wijk zelf

In de wijk EVA-Lanxmeer was een duidelijke behoefte aan kennis over de meerwaarde van systeemintegratie op wijkniveau. Die behoefte bleek uit concrete initiatieven van wijkbewoners op het gebied van de ontwikkeling van hernieuwbare energie, elektrisch rijden (en laden), en het aardgasvrij maken van de eigen woning en de wijk als geheel. De initiatiefnemers hadden het bewustzijn dat in de toekomst in bepaalde periodes van de dag, week of maand tekorten of overschotten aan elektriciteit kunnen ontstaan. En dat enige vorm van buffering wenselijk gaat zijn voor de leveringszekerheid en om de prijzen van groene energie en energietransport betaalbaar te houden. Daarnaast had Energiebedrijf Thermo Bello, de producent, netbeheerder en leverancier van verwarmingswater, ook interesse in de opslag van warmte. Omdat de behoefte er was, waren wijkbewoners en Thermo Bello ook bereid om data te verzamelen en te delen met de onderzoekers. En daarmee is voldaan een belangrijke voorwaarde voor zinvol onderzoek.

2.2 Stap 2: Afbakenen van het onderzoek

De wijk EVA-Lanxmeer heeft een heldere geografische afbakening met aan de westkant een spoorlijn, aan de oostkant een toegangsweg tot de stad, en aan de noord- en zuidkant twee straten. De wijk kent een mix aan functies, zoals wonen, kantoren, schoolgebouwen, drinkwaterproductie, centrale wijkverwarming, stadslandbouw. Daarbij is er voor gekozen om niet alle functies in het onderzoek mee te nemen. Criteria waren de beschikbaarheid van verbruiksdata, en de potentie om 'centraal' in het verbruik te sturen. Een aantal kantoren, de drinkwaterwinning en de stadsboerderij vallen buiten het onderzoek.

Ook was er een afbakening nodig van huidige en toekomstige technische varianten die in het onderzoek worden meegenomen. De wijk heeft een grote diversiteit aan technische installaties, omdat er 20 verschillende bouwprojecten zijn gerealiseerd met verschillende installatiebedrijven. Bijvoorbeeld woningen met een WKO-installatie, en een aantal woningen gestookt op hout of houtpellets zijn buiten het onderzoek gebleven. En ook de twee appartementengebouwen in de wijk, met een centrale energievoorziening voor de verwarming van het tapwater, zijn niet in het onderzoek meegenomen.

Het geïntegreerde energiesysteem van de toekomst is inhoudelijk afgebakend als een systeem zonder aardgas, met een forse uitbreiding van de opwek van elektriciteit (met zon-PV), die verschillende warmtepompen en accu's van elektrische auto's in de wijk van energie gaat voorzien. Veel woningen hebben daarnaast een zonneboiler, en dat zal ook in de toekomst zo zijn. Vergroting van de thermische opslag van de wijkverwarming van Thermo Bello is ook in het onderzoek meegenomen.

2.3 Stap 3: Het huidige energiesysteem in beeld brengen

Het energiesysteem van de wijk EVA-Lanxmeer is in beeld gebracht door beschikbare gegevens te verzamelen en te ordenen, en voor een deel door aanvullend onderzoek te doen. Tot de taken behoorde:

1. Ordenen van bouwobjecten in de wijk op postcode en huisnummer en onderverdelingen van deze bouwobjecten met netaansluitingen op gas, elektriciteit en warmte.
2. Ophalen van openbare data uit de gemeentelijke basis administratie ten aanzien van bouwjaar, bouwvolume, etc.
3. Ophalen van verbruiksgegevens gas en elektra uit Energie in Beeld (de database van de netbeheerders).
4. Verbruiksprofielen van huishoudens op basis van landelijke profielgegevens, en gecheckt met dag profielen van een aantal huishoudens.
5. Ophalen van verbruiksgegevens warmte uit de database van Thermo Bello.
6. Gebruiken van verbruiksprofielen van huishoudens op basis van landelijke temperatuur-data en gemiddelde stooklijnen die Thermo Bello voor de huishoudens heeft berekend.
7. Gebruiksgegevens utiliteitsgebouwen (via de gebouwbeheerders, individueel opgevraagde en verkregen slimme meter-data).
8. Verbruiksprofielen van utiliteitsgebouwen op basis van landelijke profielgegevens gecheckt met de uur profielen van een aantal utiliteitsgebouwen in de wijk.
9. Onderzoek per woningtype (bouwproject) naar de technische installaties in en op de woning en utiliteitsgebouw op basis van een vragenlijst, foto's en een visuele inspectie ter plekke. Inclusief een raming van wat bijvoorbeeld de jaaropbrengst is van de geïnstalleerde technieken, waaronder enigszins gedegradeerde PV en zon-thermie panelen.
10. Aantallen voertuigen op grond van handmatige telling; Energiegebruik voor vervoersvraag via aannames dat jaarkilometrages per voertuig het landelijke gemiddelde volgt (CBS).

Een deel van de gegevens zijn door wijkbewoners zelf verzameld, Thermo Bello heeft een deel verzameld, en de onderzoekers hebben een deel uit openbare databases opgehaald.

2.4 Stap 4: Het toekomstige energiesysteem ontwerpen

Het beeld van het wijkenergiesysteem van de toekomst is gebaseerd op drie dominante veranderingen:

1. Alle gebouwen gaan vroeg of laat van het aardgas af, en er gaat elektrisch gekookt en hoofdzakelijk elektrisch verwarmd worden.
2. Brandstofauto's worden vervangen door elektrische auto's, en het totaal aantal auto's in de wijk wordt lager doordat het aantal deelauto's toeneemt. De e-auto's worden in de wijk geladen op collectieve parkeerplaatsen die worden overkapt met zon-PV-panelen die in verbinding staan met oplaadpunten.
3. Er wordt meer energie in de wijk opgewekt en het is belangrijk om die energie zoveel mogelijk realtime (of door middel van tijdelijke opslag) in de wijk te benutten.

Om een geïntegreerd energiesysteem te ontwerpen is het nodig om vast te stellen welke technieken daarin kunnen voorkomen en in welke mate die toegepast gaan worden.

Om hiervan een inschatting te kunnen maken, zijn vier vragen van belang:

1. Welke technieken zijn beschikbaar?
2. Past de techniek bij de gebruiker, bij het gebouw, of in de wijk of zijn er omstandigheden die een bepaalde techniek uitsluiten?
3. Heeft de techniek een positieve value case ten opzichte van de huidige situatie? Dan levert toepassing van die techniek een positief financieel voordeel op (Stap 5).
4. Heeft een bepaalde mix van technieken een positieve gecombineerde value case? In dat geval is het financiële voordeel optimaal als voor een combinatie van technieken wordt gekozen (Stap 8).

2.4.1 Beschikbare technieken

- Om elektrisch te **koken**: keramische kookplaat en inductie kookplaat.
- Om de ruimte te **verwarmen**: individuele warmtepomp, infrarood panelen, aansluiting op het warmtenet van Thermo Bello (dat met een buurtwarmtepomp wordt verwarmd), open haard, houtpelletketel.
- Om **warm tapwater** te maken: individuele warmtepomp, zonneboiler in combinatie met elektrische boiler, warmtepomp boiler (= zonneboiler in combinatie met warmtepomp op basis van warmteterugwinning uit ventilatielucht), boosterwarmtepomp op basis van het verwarmingswater van Thermo Bello.
- Om **elektrisch te rijden**: e-auto in privébezit, elektrische deelauto.
- Om e-auto's **op te laden**: laadpunt aan huis, publiek laadpunt, collectief laadplein met laadpunten.
- Om **elektriciteit op te wekken**: zon-PV-paneel.
- Om **elektriciteit op te slaan**: batterij van een e-auto, thuisbatterij, buurtbatterij.
- Om **warmte op te wekken**: zonnecollector (vlakke plaat), heat pipes.
- Om **warmte op te slaan**: thermische seizoensopslag, vergroten van de thermische buffer, en warmtebatterij met 'phase changing materials' (PCM's).

2.4.2 Match van techniek met gebruiker, gebouw en wijk

In de wijk EVA-Lanxmeer is er een mismatch op de brede toepassing van open haarden en houtpellet ketels om gezondheidsredenen (fijnstof), en op laadpunten aan huis want er zijn nauwelijks parkeervoorzieningen op het eigen perceel.

De andere technieken zijn breed toepasbaar met dien verstande dat de keuzevrijheid voor de wijkbewoners in veel gevallen wordt beperkt door de huidige techniek en beschikbare ruimte voor wat extra's of iets nieuws.

Om het theoretische maximale opwekpotentieel voor de hele wijk vast te stellen, heeft een wijkbewoner een onderzoek uitgevoerd naar het opwekpotentieel van zon-PV en thermische collectoren. Dit onderzoek heeft het beschikbare dakoppervlak en ook het oppervlak aan (mogelijk te overkappen) openbare parkeerplaatsen in beeld gebracht. Op basis daarvan is aangetoond dat het plaatsen van 5.000 extra zon-PV-panelen in de wijk mogelijk is. Ook is vastgesteld dat aan de gevels van een aantal utiliteitsgebouwen nog ruimte is voor de productie van verwarmingswater met heatpipes.

Om een zonnepark aan te leggen boven een openbare parkeerplaats moet de gemeente een omgevingsvergunning afgeven, waarmee de parkeerplaats een extra ruimtelijke bestemming krijgt. Voor een van de openbare parkeerplaatsen is die vergunning verleend.

De mogelijkheden voor grootschalige warmteopslag door Thermo Bello zijn mede afhankelijk van de beschikbare ruimte in directe omgeving van de warmtevoorziening. Thermo Bello heeft zich georiënteerd op de oude bezinkbakken van Vitens en op de ruimte op het terrein van de oude watertoren en pomphuis, dat een nieuwe bestemming en een nieuwe eigenaar krijgt. Beide opties vielen af.

2.5 Stap 5: Scenario's uitwerken in een conceptueel model

Op basis van de overgebleven technische mogelijkheden zijn twee scenario's uitgewerkt. Een individueel scenario en een collectief scenario.

In het individuele scenario kiezen bewoners voor een individuele warmtepomp om hun huis te verwarmen en warm tapwater te maken, zo mogelijk gevoed door een zon-PV-installatie op eigen dak, met een thuisbatterij om elektriciteit tijdelijk in op te slaan, en rijden zij in hun eigen e-auto en maken daarbij gebruik van publieke laadpalen.

In het collectieve scenario kiezen bewoners voor een aansluiting op het warmtenet van Thermo Bello, en maken zijn warm tapwater met een warmtepompboiler, een booster-warmtepomp, of een zonneboiler gecombineerd met een elektrische boiler. Zij delen een buurtbatterij en ook een vloot elektrische deelauto's, en om de auto's op te laden een collectief zonnedak met een laadplein. De laadpunten zijn bi-directioneel zodat de accu's in de deelauto's ook kunnen ontladen op het moment dat er een tekort aan elektriciteit is. Thermo Bello kan een overschot aan elektriciteit omzetten in warm water en dan opslaan in een grote warm water buffer of in een warmtebatterij met PCM's.

Na de keuze van de scenario's, zijn de geselecteerde technieken in het toekomstige energiesysteem gedimensioneerd. Daarbij werden de hoeveelheid en capaciteit van elke techniek ingeschat en in een conceptueel model vastgelegd.

2.6 Stap 6: Businesscases en value cases berekenen

Om vast te kunnen stellen of een individueel of collectief scenario ook economische waarde heeft, is eerst de businesscase van elk van de geselecteerde technieken afzonderlijk door-gerekend, onder de huidige en toekomstige verwachte condities ten aanzien van het energiesysteem, energiebelastingtarieven, energieprijzen en dergelijke.

In dit rapport maken we onderscheid tussen businesscases en value cases:

- Een **businesscase** geeft een overzicht van de verschillende kasstromen over de tijd voor de geselecteerde technieken, waarbij er onderscheid wordt gemaakt tussen investeringen, operationele kosten en opbrengsten. De businesscase resulteert in de berekening van een netto contante waarde onder bepaalde aannames van de financiële ontwikkelingen over een voor gedefinieerde horizon. Een businesscase kan positief (positieve netto contante waarde) of negatief uitvallen.
- Een **value case** is een geïntegreerd scenario waarbij verschillende technieken en verschillende businesscases zodanig worden gecombineerd dat het (ex-ante) de potentie heeft om uit te groeien tot een positieve businesscase voor de betrokken stakeholders. In de value case kunnen losse businesscases elkaar ook versterken.

Als technieken individueel een te slechte businesscase hadden vielen ze uit het scenario. Echter, een techniek met een negatieve businesscase werd niet in alle gevallen geschrapt omdat die in combinatie met een andere techniek wel positief was. Door technieken in een scenario slim te combineren ontstaat uiteindelijk een positieve value case voor het toekomstig energiesysteem. De 'slimheid' zit hem daarbij om te beginnen in de platte optelsom van kosten en baten. Maar daar blijft het niet bij, want de aanname bij systeem-integratie is dat de pieken in de vraag en aanbod van elektriciteit, in de prijzen tot uitdrukking gaan komen. Dus zijn er dynamische berekeningen nodig waarbij wordt uitgegaan van verschillende prijzen over een etmaal (zie Stap 7 en 8).

Voor de wijk EVA-Lanxmeer was de uitkomst van de businesscase berekeningen dat de warmtebatterij in PCM's afviel, en uit het collectieve scenario werd geschrapt. Omwille van de complexiteit van het rekenmodel werd ook de teruglevering vanuit autobatterijen aan het e-net ook geschrapt.

De individuele value case bestond uit de volgende drie businesscases:

1. Vervangen zonnepanelen, eventueel met thuisopslag.
2. Vervangen aardgas boiler door elektrische boiler (warm tapwater).
3. Vervangen HR-ketel door individuele lucht-water warmtepomp (ruimteverwarming en warm tapwater).

De collectieve value case bestond uit de volgende drie businesscases:

1. Vervanging gasboiler door booster warmtepomp (warm tapwater).
2. Vervanging HR-ketel door aansluiting op het Thermo Bello-warmtenet met booster warmtepomp (ruimteverwarming en warm tapwater).
3. Participatie in elektrische deelauto's met zon-PV en buurtbatterij.

Deze stap biedt aanknopingspunten om de economische waarde van de twee value cases te duiden. De volgende stap is het technisch-energetische simulatie. Daarbij is het doel voor ogen gehouden dat de wijkbewoners begeleid worden in hun keuzes voor het energiesysteem van de toekomst, en dus hun investeringsbeslissingen.

2.7 Stap 7: Simulatiemodel configureren

De technieken die na de wasstraat van financiële doorrekening nog overbleven in de twee toekomstscenario's (individueel en collectief) zijn opgenomen in een simulatiemodel.

In dit project is het energiesimulatiemodel CEGRID gebruikt. Hierin zijn ook opgenomen:

1. Jaarverbruiken (E/G/W) van de bewoners en utiliteitsgebouwen (huidige situatie).
2. Productie warmtelevering door Thermo Bello (huidige situatie).
3. Netkaart van Liander met capaciteiten en transformatorkasten (huidige situatie).
4. Temperatuurverloop in een jaar.
5. Gebruiksprofielen van bewoners en utiliteitsgebouwen op uurbasis (E-,W-vraag).
6. Laadprofielen van elektrische auto's.
7. Productieprofielen zon-PV en zon-thermie op uurbasis.
8. Simulatie warmtelevering warmtenet Thermo Bello (klimaatjaren aanpasbaar).
9. Simulatie warmteproductie t.b.v. warmtenet uit inzet E, G, zonthermie (heatpipes), buffers (PCM) (uurlijks).
10. Simulatie elektriciteitsvraag woningen en utiliteitsgebouwen (uurlijks) incl. veranderingen zoals warmtepompen.
11. Simulatie elektriciteitsproductie (zon-PV) en inzet opslagmodules, onder verschillende capaciteiten.
12. Energieprijzen (lokaal¹) om flexibiliteit aan te sturen.

Omdat er zoveel variabelen in het simulatiemodel zijn opgenomen is het belangrijk om te bepalen waarop het simulatiemodel stuurt. Het model stuurt op het doel om zoveel mogelijk lokaal opgewekte energie in de wijk direct te gebruiken of op te slaan en het transportnet buiten de wijk te ontlasten. Daarin zit impliciet ook de keuze dat de wijk niet volledig ontvankelijk is om te reageren op prijsprikkels die komen van buiten de wijk. De wijk zou er ook voor kunnen kiezen om de flexibiliteit in het energiesysteem van de wijk in te zetten op de onbalansmarkt (TenneT), de spotmarkt, en in de toekomst in de congestiemarkt (Liander). Daarmee zou de wijk dan een actieve speler worden op deze verschillende energiemarkten. Die rol kan gedelegeerd worden aan een professionele partij. Zo'n keuze zou beter passen in het collectieve scenario dan in het individuele scenario. Maar aan die keuze zijn ook kosten en risico's verbonden. Vasthouden aan het doel van zoveel mogelijk benutten van lokaal opgewekte energie, betekent dat een heldere regelstrategie kan worden bepaald, waarmee de risico's voor de wijkbewoners beperkt kunnen worden, en toch een goed idee verkregen kan worden voor de haalbaarheid van het geïntegreerde energiesysteem. Paragraaf 4.5.1 behandelt hoe dit in het model is opgenomen.

Vanuit dit doel biedt het simulatiemodel duidelijkheid over de technische prestaties van de twee scenario's onder de verschillende simulaties.

1. Het doel was deze te koppelen met een de landelijke markt (APX spot) in een getrapt of gelaagd model maar dat is nog niet haalbaar gebleken in deze verkennende studie.

2.8 Stap 8: Toekomstig energiesysteem simuleren

Er zijn diverse 'runs' uitgevoerd met het simulatiemodel waarbij met een aantal variabelen is gespeeld om de value cases te optimaliseren, en de gevoeligheid te bepalen voor bepaalde variabelen. De simulatie behelst de volgende aspecten:

- Hoeveel kan er netto in de wijk worden opgewekt, en hoe vergelijkt dat met de totale vraag in de wijk?
- Hoeveel lokaal opgewekte energie kun je binnen de wijk gebruiken?
- Hoeveel energie is nog nodig van een centraal netwerk, kijkend naar elektriciteit, aardgas, transportbrandstoffen?
- In hoeverre blijft de wijk binnen een bepaalde gestelde piek-netbelasting?
- Hoeveel regelbaar vermogen is beschikbaar voor flexibiliteit?
- Gevoeligheidsanalyse (onder andere voor lokale prijzen, globale prijzen, dimensionering van de opslag, warmtebuffer, etc.).

2.9 Stap 9: Terugkoppelen van de uitkomsten met de wijk

Er is bij elk van de voorgaande stappen input en terugkoppeling geweest met een klein team van actieve wijkbewoners. Daardoor is het eigenaarschap voor het ontwerp van het energiesysteem, en de scenario's die daarin zijn gekozen bij de wijkbewoners zelf blijven liggen.

De terugkoppeling van de uitkomsten van de simulatie van het energiesysteem is breed aan wijkbewoners teruggekoppeld in een bijeenkomst die Thermo Bello heeft georganiseerd, in het kader van haar tienjarige bestaan. Die bijeenkomst heeft plaats gevonden nadat dit project formeel was afgesloten.

2.10 Stap 10: Conclusies en aanbevelingen voor de wijk

De vraag vanuit de wijk was oorspronkelijk gericht op een aantal mogelijk vervolgtrajecten:

- Een aanvraag voor een Experiment Elektriciteitswet met een decentraal energiesysteem.
- Richting geven aan investeringsbeslissingen op wijkniveau door Thermo Bello en wijkbewoners.
- Een concreet toekomstperspectief voor bewoners van Culemborg dat in het project 'Warmtekeuze Culemborg' een rol gaat spelen in de communicatie over een toekomst zonder aardgas en de besluitvorming over een buurtwarmteplan.
- Een vervolgonderzoek voor de ontwikkeling van een geïntegreerd energiesysteem nieuwbouwwijk Parijsch-Zuid door marktpartij Heijmans.
- Uitrol van de gestructureerde aanpak in andere wijken in de regio Rivierenland.

2.11 Concluderende opmerkingen

Een belangrijk inzicht dat we bij de ontwikkeling van dit stappenplan hebben opgedaan is dat er kennis en betrokkenheid van de wijk nodig is om de inventarisatie goed te doen én deskundigheid om de bewoners goed te adviseren en ondersteunen. Het doorlopen van deze gestructureerde aanpak is alleen mogelijk met de tijd, inzet en enthousiasme van een aantal enthousiaste bewoners in de wijk. Maar in het energiesysteem vinden de veranderingen in een dusdanig tempo plaats dat ook economische en energiesysteem-technische deskundigheid nodig is om de wijkbewoners goed te adviseren.

3 Value cases

3.1 Inleiding value cases

De bewoners van de wijk EVA-Lanxmeer te Culemborg hebben de ambitie van het gas af te gaan. Het huidige energiesysteem loopt tegen het einde van haar levensduur aan en is aan vervanging toe. Dit is daarom het momentum om naar een duurzaam en gasvrij energiesysteem over te stappen. Echter zijn er vele technische mogelijkheden te bedenken om dit te bereiken. Welke combinaties van technieken zijn geschikt en hoeveel gaat dat de bewoners opbrengen? In andere woorden wat is de value case van een gasvrij en duurzaam energiesysteem voor de bewoners van EVA-Lanxmeer?

Dit hoofdstuk beschrijft de economische waarde van een individueel en collectief gasvrij energiesysteem door middel van value cases.

De **individuele value case** berekent de kosten en baten van drie businesscases:

1. Vervangen zonnepanelen, eventueel met thuisopslag.
2. Vervangen aardgas boiler door elektrische boiler (warm tapwater).
3. Vervangen HR-ketel door booster warmtepomp (ruimteverwarming en warm tapwater).

De **collectieve value case** bestaat uit de volgende drie businesscases:

1. Vervanging gasboiler door booster warmtepomp (warm tapwater).
2. Vervanging HR-ketel door aansluiting op het Thermo Bello-warmtenet met booster warmtepomp (ruimteverwarming en warm tapwater).
3. Participatie in elektrische deelauto's met zon-PV en buurtbatterij.

3.2 Aanpak businesscases

Een businesscase geeft aan hoeveel een bepaalde optie oplevert in euro's. Het zet de kosten en baten tegen elkaar af en berekent het verschil met de situatie wanneer men niet had gekozen voor deze optie. Neem bijvoorbeeld de optie van het vervangen van een aardgasboiler met een elektrische boiler. Wat zijn de investeringskosten van een elektrische boiler in het eerste jaar en hoeveel bespaar je hierdoor op je jaarlijkse energierekening (cashflow per jaar)? Wat zijn de totale kosten en baten over de gehele looptijd (netto contante waarde)? Wat is het verschil in kosten en baten vergeleken met de situatie waarin de aardgasboiler niet wordt vervangen (winst of verlies)?

In een businesscase spelen prijzen een belangrijke rol. Zo bepaalt het energietarief hoeveel energiebesparingen waard zijn. Echter hangt de hoogte van de prijs af van vele zaken. Zo verschilt het energietarief per leverancier en moment. Voor de berekeningen moeten wij toch één enkel tarief kiezen. Daarom worden er in een businesscase veel aannames gemaakt. Deze aannames rondom aanschafprijzen en levensduur van apparaten zijn getoetst met Thermo Bello, CE Delft en TNO en worden in dit hoofdstuk transparant vermeld. Aannames voor onderhoudskosten zijn gebaseerd op expert opinion en Fraunhofer (2018)².

² Kost, C. et al., (2018), Levelized Cost of Electricity Renewable Energy Technologies, Fraunhofer ISE.

De belangrijkste aannames voor de businesscases zijn:

- tijdshorizon van de businesscase loopt van 2018 tot 2040;
- gas wordt in deze periode duurder (2x zo duur in 2040);
- energiebelasting verschuift naar belasting op CO₂-dichtheid;
- salderingsregeling wordt vervangen met terugleversubsidie vanaf 2020;
- reële verdisconteringsvoet van 2%.

De verwachting is dat gas twee keer zo duur wordt volgens projecties van de Nationale Energieverkenning 2017³. Daarentegen wordt naar verwachting elektriciteit niet duurder omdat het kabinet wilt dat energiebelasting in lijn moet zijn met de CO₂-uitstoot. Elektriciteit wordt steeds schoner en daarnaast wordt gas ook nog eens schaarser in de toekomst. Projecties voor de energiebelasting zijn geschat door CE Delft. Zie Bijlage A voor meer details over de energieprijspredicties.

Alle kosten en opbrengsten zijn uitgedrukt in constante prijzen om zo de kosten in de verschillende jaren te kunnen vergelijken en optellen. De kosten en opbrengsten zijn dus uitgedrukt in prijzen zonder inflatie. De kosten en opbrengsten na 2018 worden daarnaast verdisconteerd met de reële verdisconteringsvoet van 2% omdat een bedrag dat men in de toekomst ontvangt minder waard is dan wanneer datzelfde bedrag nu wordt ontvangen. Dit is vanwege verschillende factoren zoals onzekerheid of men dat bedrag nog wel gaat ontvangen en de voorkeur om dat bedrag nu alvast te hebben en rente over te ontvangen.

3.3 Resultaten individuele businesscases

3.3.1 Vervangen zonnepanelen

Momenteel zijn er 41 woningen in de wijk met verouderde amorfe zonnepanelen. Als deze vervangen zouden worden, zou dat met efficiëntere multikristallijn zonnepanelen worden vervangen. Wij gaan ervan uit dat de huidige amorfe zonnepanelen momenteel nog ongeveer een efficiëntie van 70% hebben. Daarmee komt de capaciteit van amorf te liggen op 70 Wp/m² terwijl de capaciteit van multikristallijn op 150 Wp/m² ligt. Het alternatief is om de zonnepanelen niet te vervangen en de bestaande amorfe panelen te laten liggen t/m 2040.

Alle kosten en opbrengsten staan opgesomd in de tabel hieronder. Tabel 1 geeft de kosten weer voor de wijk oftewel de 41 woningen met amorfe zonnepanelen. Tabel 2 geeft de kosten weer per woning. De vervangingskosten voor multikristallijn zonnepanelen bedragen € 8.047 per woning of € 329.915 voor de wijk (zie CAPEX/Capital Expenditures).

Deze kosten worden gemaakt in 2018 wanneer de zonnepanelen en omvormer worden vervangen. Ook de eenmalige kosten voor een extra groep in de meterkast à € 300 zijn hierin meegenomen. Oude zonnepanelen kunnen eventueel worden ingeleverd bij Stichting Zonne-energie Recycling Nederland voor een milieuvriendelijke verwerking van oude panelen en omvormers.

De multikristallijn zonnepanelen leveren volgens deze businesscase elk jaar zo'n € 1.090-€ 1.163 aan energiebesparing op per woning (€ 44.685-€ 47.698 voor de wijk).

Zoals beschreven in Sectie 3.2 wordt de salderingsregeling per 2020 afgeschaft en

³ Energieonderzoek Centrum Nederland (2017), Nationale Energieverkenning 2017.

vervangen met een terugleversubsidie⁴. Hierdoor worden de jaarlijkse opbrengsten in euro iets lager vanaf 2020, maar zullen hoog genoeg blijven om de kosten voor zonnepanelen in zeven jaar terug te verdienen. Opgewekte zonne-energie wat niet direct verbruikt wordt door de woning, wordt namelijk teruggeleverd aan het net. Met de huidige salderings-regeling mag de terug-geleverde zonne-energie één-op-één worden verrekend met de energie-afname van het net, wat voor een lagere energierekening zorgt. De terugleversubsidie werkt daarentegen op een andere manier. De teruggeleverde zonne-energie mag niet worden verrekend op de energierekening maar je krijgt er wel een aparte lagere terugleververgoeding over. Van de energieleverancier krijgt men sowieso al een kleine terugleververgoeding. Met de terugleversubsidie zal ook de overheid een terugleververgoeding hier bovenop doen.

Daarnaast is het mogelijk een thuisbatterij toe te voegen. De thuisbatterij slaat opgewekte zonne-energie op, op het moment van energieopwekking (middag). De opgeslagen energie kan vervolgens op een ander moment worden gebruikt (bijvoorbeeld in de avond). Zo voorkom je dat jouw energie teruggeleverd wordt aan het net tegen een iets lagere terugleververgoeding. De kosten van een thuisbatterij liggen op zo'n € 10.320 per stuk inclusief installatiekosten. We zijn hier uitgegaan van een LG Chem thuisbatterij. Een ander merk/type is de Tesla PowerWall.

Tabel 1 en Tabel 2 is te zien dat de jaarlijkse energieopbrengsten ongeveer € 69 hoger liggen wanneer er wordt gekozen voor een thuisbatterij (€ 1.232 in plaats van € 1.163 in 2040). Echter zijn de investeringskosten wel meer dan twee keer zo hoog (€ 18.367 in plaats van € 8.047).

Tabel 1 - Overzicht kosten vervangen zonnepanelen voor de wijk (41 woningen met amorfe zonnepanelen)

		Zonnepanelen niet vervangen	Zonnepanelen vervangen	Zonnepanelen vervangen en thuisbatterij
CAPEX			€ 329.915	€ 329.915 (2018) € 423.120 (2020)
	PV-panelen		€ 276.615	€ 276.615
	Levensduur PV-panelen	25 jaar	25 jaar	25 jaar
	Omvormer		€ 41.000	€ 41.000
	Levensduur omvormer	12,5 jaar	12,5 jaar	12,5 jaar
	Nieuwe groep meterkast		12.300	€ 12.300
	Thuisbatterij			€ 423.120
	Levensduur thuisbatterij			10 jaar
Opbrengsten per jaar		€ 28.909 in 2018 € 1.571 in 2040	€ 44.685 in 2018 € 47.698 in 2040	€ 44.685 in 2018 € 50.501 in 2040
	Energieopbrengsten per jaar voor eigen gebruik	€ 10.943 in 2018 € 674 in 2040	€ 12.552 in 2018 € 11.530 in 2040	€ 12.552 in 2018 € 22.743 in 2040
	Energieopbrengsten per jaar voor indirect eigen gebruik (saldering)	€ 16.759 in 2018 € 0 in 2040	€ 15.150 in 2018 € 0 in 2040	€ 15.150 in 2018 € 0 in 2040
	Energieopbrengsten ongeschikt voor direct of indirect eigen gebruik (terugleververgoeding)	€ 1.207 in 2018 € 897 in 2040	€ 16.983 in 2018 € 36.168 in 2040	€ 16.983 in 2018 € 27.758 in 2040

⁴ De terugleversubsidie wordt aangenomen op 50% van het energietarief en de terugleververgoeding op 25% van het energietarief. Dit is gebaseerd op het rekenvoorbeeld uit het 'Sectorvoorstel voor een toekomstbestendig salderingsmodel' van de Nederlandse Vereniging Duurzame Energie, waarbij het energietarief € 0,20, de terugleversubsidie € 0,10 en de terugleververgoeding € 0,05 bedraagt.

Tabel 2 - Overzicht kosten vervangen zonnepanelen per woning

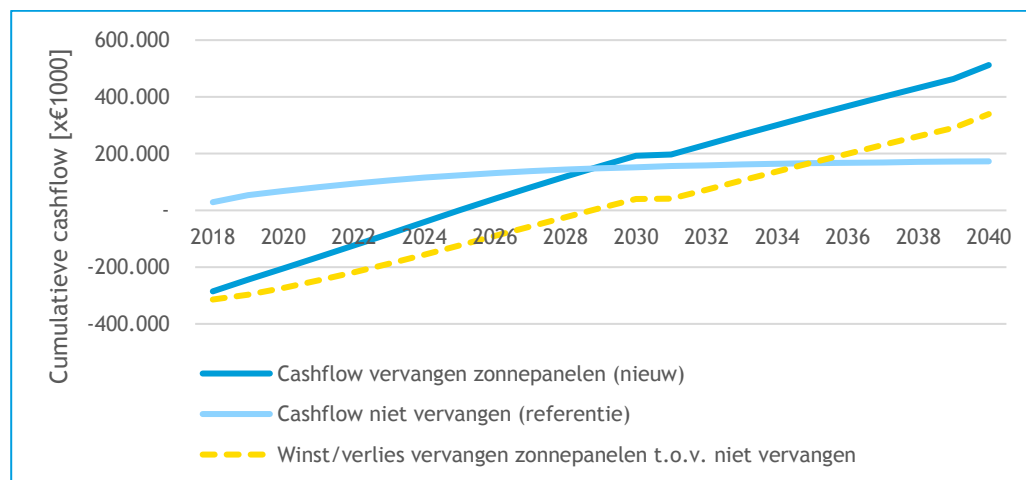
		Zonnepanelen niet vervangen	Zonnepanelen vervangen	Zonnepanelen vervangen en thuisbatterij
CAPEX			€ 8.047	€ 18.367
	PV-panelen		€ 6.747	€ 6.747
	Levensduur	25 jaar (resterende levensduur 10 jaar gemiddeld)	25 jaar	25 jaar
	Omvormer		€ 1.000	€ 1.000
	Levensduur omvormer	12,5 jaar	12,5 jaar	12,5 jaar
	Nieuwe groep meterkast		€ 300	€ 300
	Thuisbatterij			€ 10.320
	Levensduur thuisbatterij			10 jaar
Opbrengsten per jaar		€ 705 in 2018 € 38 in 2040	€ 1.090 in 2018 € 1.163 in 2040	€ 1.090 in 2018 € 1.232 in 2040
	Energieopbrengsten per jaar voor eigen gebruik	€ 267 in 2018 € 16 in 2040	€ 306 in 2018 € 281 in 2040	€ 306 in 2018 € 555 in 2040
	Energieopbrengsten per jaar voor indirect eigen gebruik (saldering)	€ 409 in 2018 € 0 in 2040	€ 370 in 2018 € 0 in 2040	€ 370 in 2021 € 0 in 2040
	Energieopbrengsten ongeschikt voor direct of indirect eigen gebruik (terugleververgoeding)	€ 29 in 2018 € 22 in 2040	€ 414 in 2018 € 882 in 2040	€ 414 in 2021 € 677 in 2040

De grafieken hierna geeft de resultaten van de businesscase voor het vervangen van zonnepanelen (zonder thuisbatterij) weer. Het toont het saldo van de totale kosten en opbrengsten weer tot dat gegeven jaar. Dit heet de cumulatieve verdisconteerde cashflow. In 2018 worden vervangingskosten gemaakt van € 329.915 om de amorfe zonnepanelen te vervangen. De cashflow voor het vervangen van zonnepanelen staat dan ook op minus € 329.915 (zie donkerblauwe lijn). Jaarlijks leveren de panelen zo'n € 44.685 op waardoor de cashflow steeds minder negatief wordt.

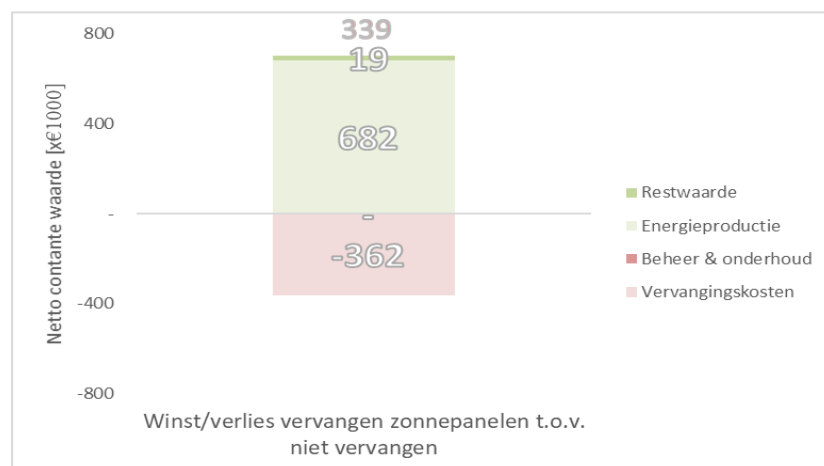
De resultaten laten zien dat vanaf 2025 de cumulatieve verdisconteerde cashflow positief wordt. Dit betekent dat de investeringskosten van de nieuwe zonnepanelen na zeven jaar worden terugverdiend. Aan het einde van de looptijd in jaar 2040 is de cumulatieve cashflow maar liefst € 512.236. Dit is tegelijk ook de netto contante waarde. Dit betekent dat de vervanging van zonnepanelen in totaal € 512.236 oplevert tussen 2018 en 2040.

Deze businesscase gaat echter over het vervangen zonnepanelen of helemaal niets doen en dus niet vervangen. Daarom moeten de totale opbrengsten van vervanging vergeleken worden met de situatie waarin de amorfe zonnepanelen blijven liggen t/m 2040 en intussen ook niet worden vervangen. Het verschil tussen de twee alternatieven wordt weergegeven met de geel gestreepte lijn in onderstaande grafiek. De gele lijn is in 2018 negatief door de investeringskosten. Vanaf 2029 wordt de gele lijn positief, wat betekent dat de kosten van vervanging ten opzichte van geen vervanging dan worden terugverdiend. In 2040 is de cumulatieve cashflow € 339.405 (is gelijk aan de netto contante waarde). Dit betekent dat het vervangen van amorfe met multikristallijn zonnepanelen loont en € 8.278 per woning oplevert over de gehele looptijd. De businesscase is hiermee positief.

Figuur 2 - Cumulatieve verdisconteerde cashflow vervangen zonnepanelen



Figuur 3 - Netto contante waarde vervangen zonnepanelen

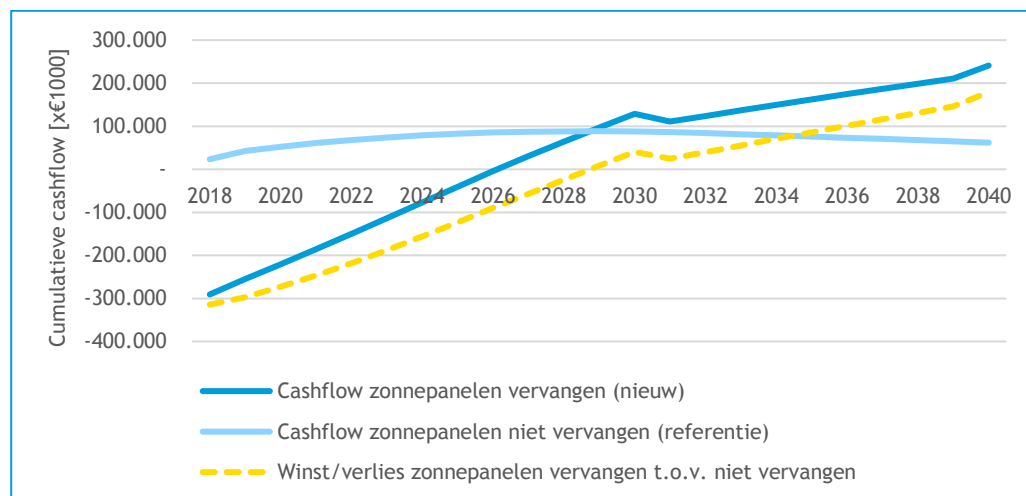


Een kanttekening hierbij is dat deze businesscase sterk afhangt van de gemaakt aannames. Zo wordt er aangenomen dat de terugleververgoeding t/m 2040 zal blijven bestaan en worden er geen onderhoudskosten meegenomen in de berekening. In de praktijk neemt men namelijk vaak geen onderhoudscontract en worden de panelen zelf gewassen. Hierdoor vallen de businesscases positiever uit. Aan de andere kant is er ook een pessimistische aanname gemaakt over de elektriciteitsprijs. Er is aangenomen dat de elektriciteitsprijs redelijk stabiel zal blijven ten opzichte van huidige prijs. Mocht de prijs stijgen in de toekomst, dan worden zonnepanelen nog rendabeler.

Hieronder staan daarom de resultaten van een sensitiviteitsanalyse. In deze analyse is uitgegaan van meer voorzichtigere aannames. De terugleversubsidie wordt per 2030 afgeschaft en ook worden er jaarlijkse onderhoudskosten van € 135 per woning meegerekend. De resultaten laten zien dat de investeringskosten van multikristallijn nu na negen jaar worden terugverdiend in plaats van na zeven jaar. Ook worden de kosten na 2030 langzamer terugverdiend dan voor 2030. Echter blijft de businesscase positief met een netto contante waarde van € 4.370 per woning⁵ in plaats van € 8.278.

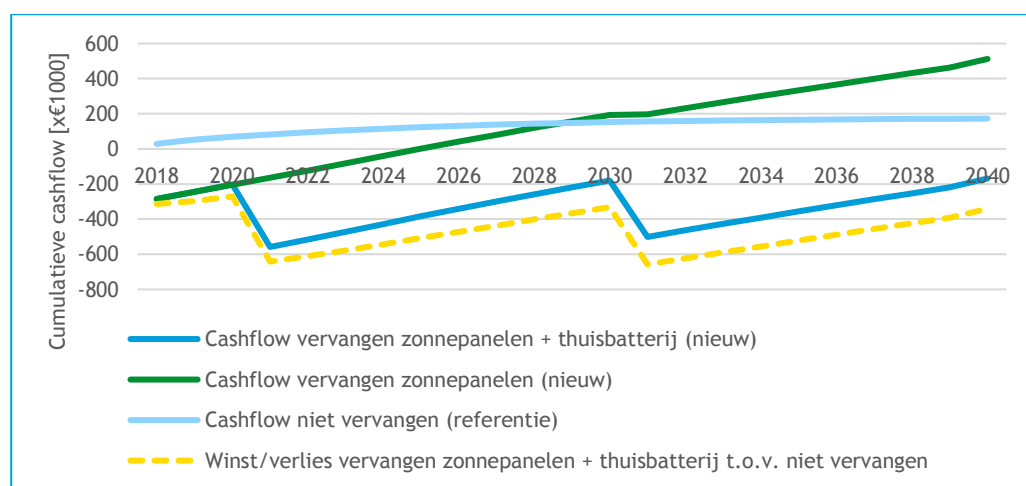
⁵ 2040 cumulatieve cashflow van € 179.190 gedeeld door 41 woningen.

Figuur 4 - Cumulatieve verdisconteerde cashflow vervanging zonnepanelen met striktere aannames

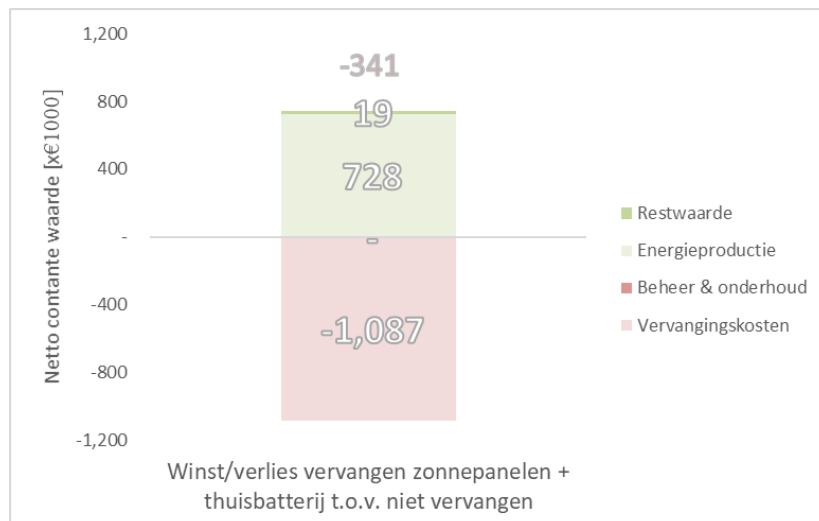


De businesscase voor thuisopslag van zonne-energie is negatief volgens de resultaten uit onderstaande twee grafieken. De businesscase gaat ervan uit dat in 2020, wanneer de salderingsregeling wordt afgeschaft, een thuisbatterij wordt aangeschaft. Met de salderingsregeling levert de thuisbatterij in economische zin namelijk niets op omdat eigen gebruik van zonne-energie evenveel oplevert als zonne-energie teruggeleverd aan het net. De resultaten laten zien dat de hoge kosten van een thuisbatterij niet worden terugverdiend. Bovendien gaat een thuisbatterij maar tien jaar mee en moet er in 2030 wederom een nieuwe thuisbatterij worden aangeschaft (zie knik in donkerblauwe lijn). De netto contante waarde is dan ook negatief en bedraagt €-8.322 per woning (€-341.200 voor de wijk).

Figuur 5 - Cumulatieve verdisconteerde cashflow vervanging zonnepanelen met thuisopslag



Figuur 6 - Netto contante waarde vervanging zonnepanelen met thuisopslag



3.3.2 Vervangen aardgas boiler door elektrische boiler (warm tapwater)

Momenteel zijn er 110 woningen met een aansluiting op het warmtenet in combinatie met een aardgasboiler. Omdat het een lagetemperatuurwarmtenet betreft, is er een additionele boiler nodig om in warm tapwater te voorzien. De boilers hebben nog een gemiddelde resterende levensduur van zo'n drie jaar. Om van het gas af te gaan zou de aardgasboiler kunnen worden vervangen door een elektrische boiler. Een elektrische boiler is goedkoper dan een gasboiler (€ 600 in plaats van € 900) maar de initiële investeringskosten voor een elektrische boiler liggen toch hoger. Dit komt door de eenmalige kosten van het afsluiten van gasaansluiting door de netbeheerder à € 687⁶.

Ondanks het feit dat een elektrische boiler hogere energielasten heeft (€ 337 in plaats van € 157 in 2018), zijn de totale jaarlijkse kosten van een elektrische boiler juist lager dan die van een aardgasboiler (€ 337 in plaats van € 441 in 2018). Dit komt met name doordat er bespaard wordt op het vastrecht voor gas à € 235. Immers er is na vervanging van de gasboiler door een elektrische boiler geen reden meer om de gasaansluiting te behouden, daarom is het afkoppelen van het gasnet meegenomen. Door de stijgende gasprijs wordt het verschil in de jaarlijkse energiekosten nog groter in de komende jaren.

⁶ Zie bijvoorbeeld www.liander.nl/consument/aansluitingen/tarieven2018/?ref=15827

Tabel 3 - Overzicht kosten vervangen aardgas-boiler met elektrische boiler (warm tapwater)

		Gasboiler	Elektrische boiler
CAPEX		€ 900	€ 1.357
	<i>Boiler</i>	€ 900	€ 600
	<i>Levensduur</i>	10 jaar	10 jaar
	<i>Afsluiting gasaansluiting</i>		€ 687
	<i>Verwijderingskosten boiler</i>		€ 70
OPEX per jaar		€ 441 in 2018 € 602 in 2040	€ 337 in 2018 € 346 in 2040
	<i>Onderhouds- en beheerkosten per jaar</i>	€ 50	€ 0
	<i>Energiekosten per jaar</i>	€ 157 in 2018 € 318 in 2040	€ 337 in 2018 € 346 in 2040
	<i>Energieverbruik per jaar</i>	6 GJ gas	7,6 GJ elektriciteit
	<i>Vastrecht en netbeheerkosten gas per jaar</i>	€ 235	

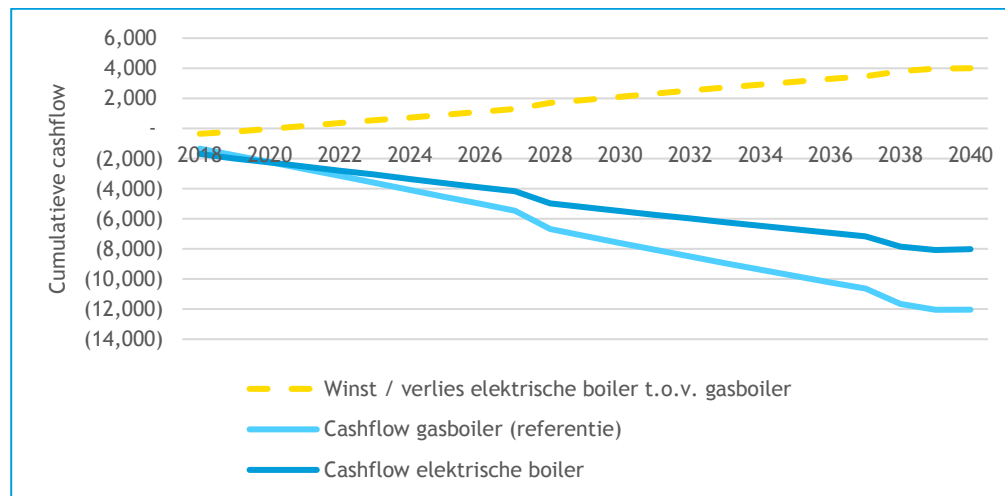
De businesscase van de elektrische boiler ten opzichte van de aardgasboiler is duidelijk positief. Vanaf 2019 worden de extra investeringskosten al terugverdiend voor de elektrische boiler. De cumulatieve cashflow van de elektrische boiler (donkerblauwe lijn) is al hoger dan die van de aardgasboiler (lichtblauwe lijn). De elektrische boiler levert meer op dan het aanhouden van de aardgasboiler volgens deze businesscase.

In 2028 en 2038 zijn de boilers aan vervanging toe en wij zien dan ook een knik omlaag in beide lijnen. In 2040 zien wij een kleine knik omhoog. Dit heeft te maken met de restwaarde. De boiler kan namelijk nog zeven jaar mee, maar tot zo ver loopt de businesscase niet. Daarom wordt er een restwaarde toegekend aan de boiler, alsof de boiler op dat moment verkocht wordt.

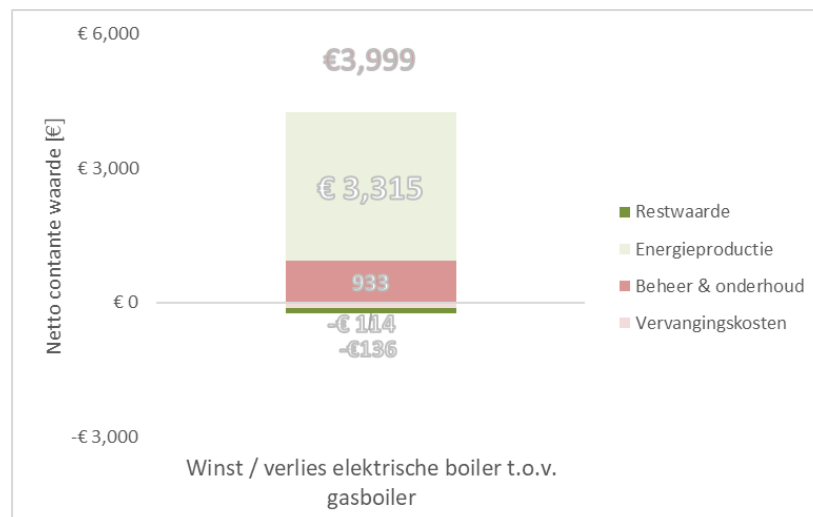
In 2040 is de cumulatieve cashflow van elektrische boiler ten opzichte van de aardgasboiler € 3.999 (zie geel gestreepte lijn). Dit is tevens de netto contante waarde en dat houdt in dat een elektrische boiler € 3.999 goedkoper is dan een aardgasboiler over een periode 2018-2040. Uit Figuur 8 blijkt dat de positieve netto contante waarde met door een lagere energierekening (goed voor € 3.315) met name doordat er geen vastrecht op gas betaald hoeft te worden.

Er zullen wijkbewoners zijn die als onderdeel van het afsluiten van de gasaansluiting, ook een nieuw kooktoestel moeten kopen (elektrisch koken in plaats van koken op gas). De businesscase biedt hier ruimte toe: zelfs als deze kosten meegenomen worden blijft de businesscase positief. (Een andere oplossing is eventueel koken op flessengas.)

Figuur 7 - Cumulatieve verdisconteerde cashflow vervangen aardgasboiler met elektrische boiler



Figuur 8 - Netto contante waarde vervangen gasboiler met elektrische boiler



3.3.3 Vervangen aardgas HR-ketels door individuele lucht-warmtepomp (ruimteverwarming én warm tapwater)

Er zijn 50 woningen in EVA-Lanxmeer met een aardgas HR-combiketel, die voorziet in de vraag naar ruimteverwarming en warm tapwater. De HR-ketel kan worden vervangen door een gasvrije individuele lucht-warmtepomp. De kosten voor een HR-ketel en een individuele lucht-warmtepomp staat opgesomd in Tabel 4. Een individuele lucht-warmtepomp is beduidend duurder dan een HR-ketel, namelijk € 7.000 in plaats van € 1.300. Daarentegen zijn de jaarlijkse lasten veel lager. De jaarlijkse lasten bij een lucht-warmtepomp zijn € 412 in 2018 terwijl dat voor een HR-ketel € 717 is. De hoge jaarlijkse lasten voor een HR-ketel komen door kosten vastrecht en een hoger energieverbruik. Door een hogere gasprijs in de komende jaren worden de energiekosten voor een HR-ketel nog hoger.

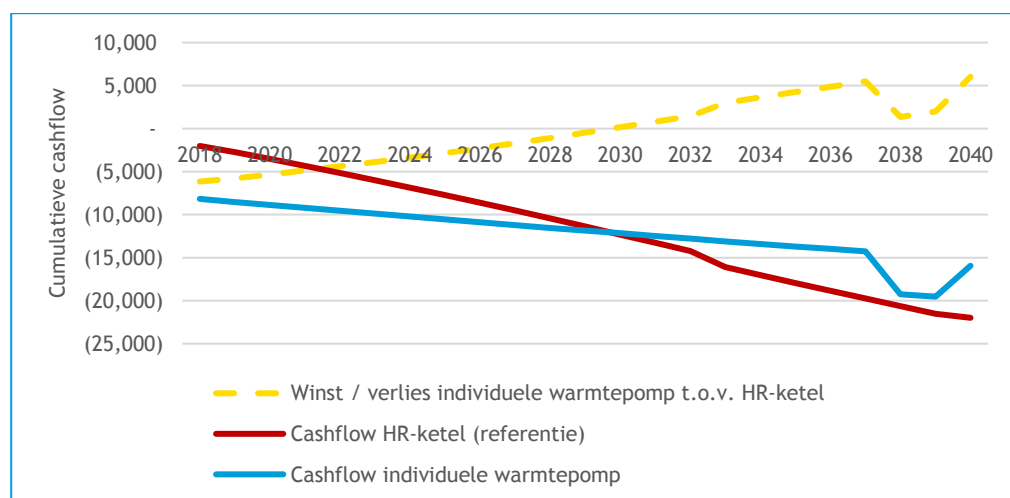
Tabel 4 - Overzicht kosten vervangen HR-ketel door individuele lucht-warmtepomp (ruimteverwarming én warm tapwater)

		HR-ketel	Individuele lucht-warmtepomp
CAPEX		€ 1.300	€ 7.757
	<i>Boiler / Warmtepomp</i>	€ 1.300	€ 7.000
	<i>Levensduur</i>	15 jaar	20 jaar
	<i>Afsluiting gasaansluiting</i>		€ 687
	<i>Verwijderingskosten boiler</i>		€ 70
OPEX per jaar		€ 717 in 2018 € 1.347 in 2040	€ 412 in 2018 € 421 in 2040
	<i>Onderhouds- en beheerkosten per jaar</i>	€ 70	€ 35
	<i>Energiekosten per jaar</i>	€ 413 in 2018 € 1.043 in 2040	€ 377 in 2018 € 386 in 2040
	<i>Energieverbruik per jaar</i>	20 GJ gas	6.7 GJ elektriciteit
	<i>Vastrecht en netbeheerkosten gas per jaar</i>	€ 235	

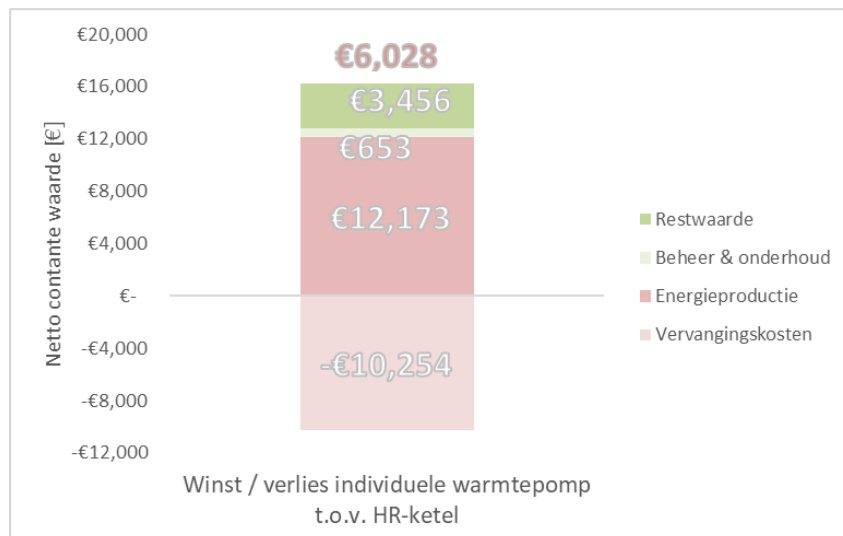
In Figuur 9 is te zien dat in 2018 de cashflow voor een individuele lucht-warmtepomp op €-7.757 start (zie donkerblauwe lijn) terwijl de cashflow voor de HR-ketel ‘slechts’ op €-1.300 start (zie lichtblauwe lijn). Echter door de lagere jaarlijkse lasten loopt de warmtepomp langzaam in en vanaf 2030 wanneer de donkerblauwe en lichtblauwe lijn elkaar kruisen wordt de warmtepomp goedkoper dan de HR-ketel. In 2038 is de warmtepomp aan vervanging toe en is wederom een investering van € 7.000 nodig, zoals te zien is aan de grote knik omlaag in de donkerblauwe lijn. In 2040 wordt de restwaarde van de relatief nieuwe warmtepomp meegenomen als opbrengsten, alsof de warmtepomp op dat moment wordt verkocht. Daarom is er in 2040 een grote knik omhoog. In 2040 telt de cumulatieve cashflow van een warmtepomp ten opzichte van een HR-ketel € 6.028. Daarmee is de businesscase van een warmtepomp in plaats van een HR-ketel zeer positief.

Uit Figuur 10 blijkt dat de netto contante waarde van € 6.028 met name is opgebouwd uit een negatief component van € 10.254 voor de extra investeringskosten en een groter positief component van € 12.173 door lagere energielasten.

Figuur 9 - Cumulatieve verdisconteerde cashflow vervangen HR-ketel door individuele lucht-warmtepomp



Figuur 10 - Netto contante waarde vervangen HR-ketel met individuele lucht-warmtepomp



3.4 Resultaten collectieve businesscases

3.4.1 Vervangen gasboiler door booster warmtepomp op Thermo Bello-net (warm tapwater)

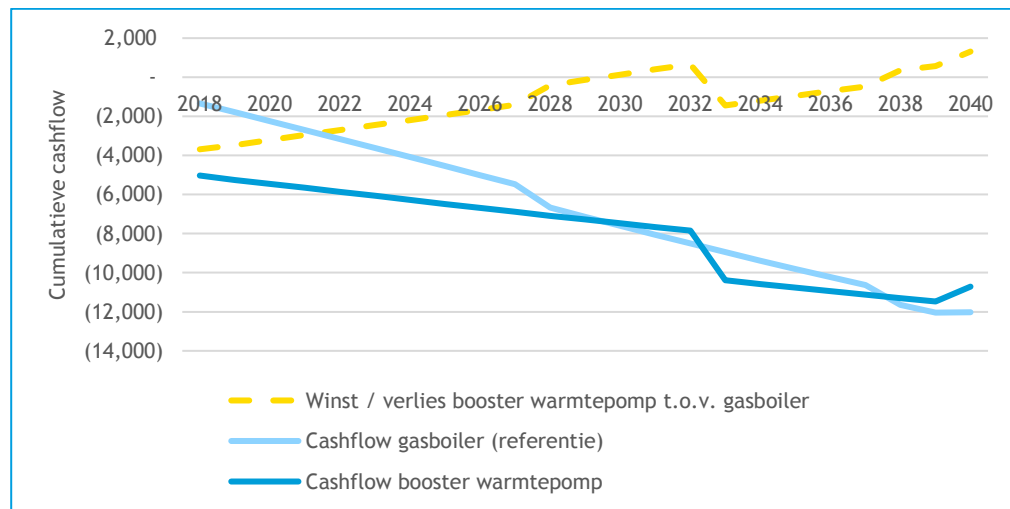
De 110 woningen met een aardgasboiler en een aansluiting op het Thermo Bello-warmtenet kunnen van het gas af door, naast ruimteverwarming, ook het warm tapwater van Thermo Bello af te nemen. Om het warm tapwater van het warmtenet op hogere temperatuur te krijgen is een booster warmtepomp nodig. De kosten van een gasboiler en een booster warmtepomp staan in onderstaande tabel. De aanschafkosten (zie CAPEX: Capital Expenditures) van een booster warmtepomp liggen beduidend hoger dan die van een gasboiler, namelijk € 3.100 ten opzichte van € 900. Hier komen ook nog de eenmalige kosten bij voor het afsluiten van gas door de netbeheerder à € 687, een extra groep in de meterkast à € 300 en het doortrekken van de Thermo Bello-aansluiting naar zolder waar de booster warmtepomp staat à € 630. De booster warmtepomp gaat daarentegen wel vijf jaar langer mee en resulteert in veel lagere energielasten, namelijk € 242 ten opzichte van € 441 in 2018 (zie OPEX: Operating Expenses). Dit komt met name doordat het vastrecht gas niet meer betaald hoeft te worden. Het verschil in energielasten wordt bovendien steeds groter naarmate de gasprijs zal stijgen, zoals is geprojecteerd.

Tabel 5 - Overzicht kosten vervangen aardgas-boiler met booster warmtepomp op Thermo Bello-net (warm tapwater)

		Gasboiler	Booster warmtepomp
CAPEX		€ 900	€ 4.787
	<i>Boiler / Warmtepomp + buffervat</i>	€ 900	€ 3.100
	<i>Levensduur</i>	10 jaar	15 jaar
	<i>Afsluiting gasaansluiting</i>		€ 687
	<i>Verwijderingskosten boiler</i>		€ 70
	<i>Nieuwe groep in meterkast</i>		€ 300
	<i>Aansluiting doortrekken naar zolder</i>		€ 630
OPEX per jaar		€ 441 in 2018 € 602 in 2040	€ 242 in 2018 € 270 in 2040
	<i>Onderhouds- en beheerkosten per jaar</i>	€ 50	€ 50
	<i>Energiekosten per jaar</i>	€ 157 in 2018 € 318 in 2040	€ 192 in 2018 € 220 in 2018
	<i>Energieverbruik per jaar</i>	6 GJ gas	4.5 GJ warmte 1.5 GJ elektriciteit
	<i>Vastrecht en netbeheerkosten gas per jaar</i>	€ 235	

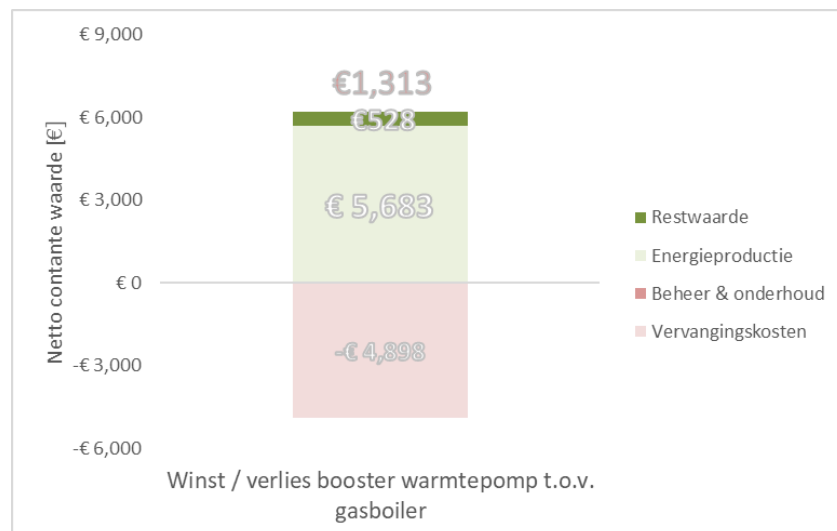
De figuren hierna laten de resultaten van de businesscase voor het vervangen van de gasboiler zien. Figuur 11 laat de cumulatieve verdisconteerde cashflow zien. De cumulatieve cashflow geeft de totale saldo van kosten en opbrengsten weer tot dat jaar. Zo zien we dat de cashflow voor de booster warmtepomp op € -4.787 begint vanwege de investeringskosten in 2018 (zie donkerblauwe lijn). Ook is te zien dat de cashflow vervolgens langzamer daalt vergeleken met de boiler. De jaarlijkse energielasten zijn namelijk veel lager met een booster warmtepomp. Vanaf 2030 worden de extra kosten voor het vervangen terugverdiend. Echter in 2033 is de booster warmtepomp aan vervanging toe en zal er opnieuw moeten worden geïnvesteerd in een warmtepomp en een buffervat van € 3.100. Daarom is er een flinke knik neerwaarts te zien in de donkerblauwe lijn. In slechts vijf jaar worden ook deze kosten alweer terugverdiend en is de cumulatieve cashflow van de warmtepomp weer hoger dan die van de boiler. In het jaar 2040 loopt de businesscase af. Echter gaat de warmtepomp nog zeven jaar mee. Om hiervoor te corrigeren tellen wij de restwaarde van de warmtepomp mee in de businesscase. Dit is vergelijkbaar met de situatie waarin de warmtepomp als het ware wordt doorverkocht in 2040. Daarom heeft de donkerblauwe lijn een klein positief staartje. In 2040 is de cumulatieve cashflow € 1.313 van een booster warmtepomp ten opzichte van de gasboiler (zie gele gestreepte lijn). Dat wil zeggen, een booster warmtepomp is € 1.313 goedkoper dan een gasboiler als we alle kosten en opbrengsten optellen voor de gehele periode t/m 2040. Dit getal is tevens de netto contante waarde. De businesscase voor vervanging van gasboiler door booster warmtepomp is daarmee positief.

Figuur 11 - Cumulatieve verdisconteerde cashflow vervangen gasboiler door booster warmtepomp op Thermo Bello-net (warm tapwater), 2018-2040



In Figuur 12 wordt de netto contante waarde uitgesplitst naar de netto contante waarde van energielasten, investeringskosten en de restwaarde. Het positieve component bestaat met name uit € 5.683 aan lagere energielasten en het negatieve component bestaat uit € 4.898 vanwege hogere investeringskosten. De onderhoudskosten waren gelijk voor een gasboiler en warmtepomp en het verschil is daarom nul in onderstaande grafiek.

Figuur 12 - Netto contante waarde vervangen gasboiler door booster warmtepomp op Thermo Bello-net (warm tapwater)



3.4.2 Vervangen gas HR-ketels door aansluiting op Thermo Bello-net met booster warmtepomp (ruimteverwarming én warm tapwater)

Momenteel zijn er 50 woningen met een HR-ketel. Deze woningen kunnen gasvrij worden door bijvoorbeeld over te stappen op een booster warmtepomp in combinatie met een aansluiting op het warmtenet van Thermo Bello. De overstapkosten zijn wel erg hoog vergeleken met de kosten van een HR-ketel. De totale kosten voor een overstap zijn € 8.787 waarvan € 3.100 voor een booster warmtepomp met buffervat, € 687 afsluitkosten voor de gasaansluiting, € 4.000 voor de nieuwe aansluiting op het warmtenet plus de kosten voor een extra groep in de meterkast en het doortrekken van de Thermo Bello-aansluiting van de begane grond naar de zolder. Let wel dat deze kosten eenmalig zijn met uitzondering van de warmtepomp en buffervat die elke 15 jaar vervangen moet worden.

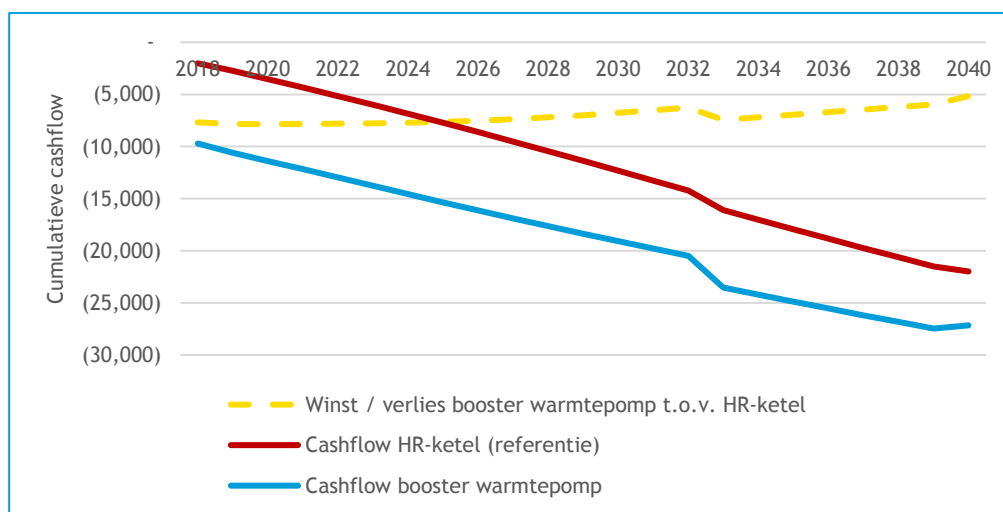
Daarnaast zijn ook de energielasten na zo'n overstap niet direct lager. Dit komt door de hogere vastrechtkosten voor het warmtenet. Pas vanaf 2022 zijn de energielasten lager met een booster warmtepomp omdat de gasprijs dan naar verwachting hoger zal zijn. In 2040 is de besparing op de energierekening wel significant, namelijk € 548 in plaats van € 1.043 aan energielasten.

Tabel 6 - Overzicht kosten vervangen HR-ketel door aansluiting Thermo Bello-net met booster warmtepomp (ruimteverwarming én warm tapwater)

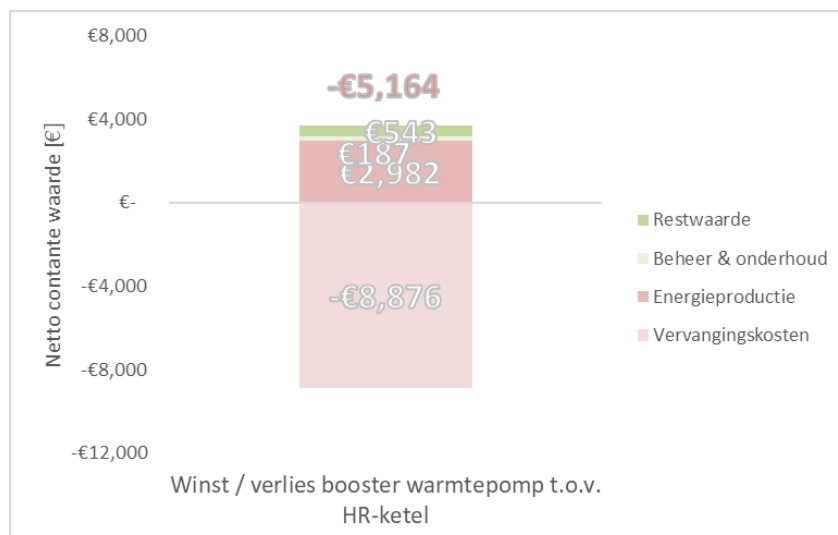
		HR-ketel	Aansluiting Thermo Bello met booster warmtepomp
CAPEX		€ 1.300	€ 8.787
	<i>Boiler / Warmtepomp + buffervat</i>	€ 1.300	€ 3.100
	<i>Levensduur boiler / warmtepomp</i>	15 jaar	15 jaar
	<i>Afsluiting gasaansluiting</i>		€ 687
	<i>Verwijderingskosten boiler</i>		€ 70
	<i>Aansluiting warmtenet</i>		€ 4.000
	<i>Nieuwe groep meterkast</i>		€ 300
	<i>Doortrekken aansluiting naar zolder</i>		€ 630
OPEX per jaar		€ 717 in 2018 € 1.347 in 2040	€ 927 in 2018 € 963 in 2040
	<i>Onderhouds- en beheerkosten per jaar</i>	€ 70	€ 50 voor warmtepomp 10 voor aansluiting Thermo Bello
	<i>Energiekosten per jaar</i>	€ 413 in 2018 € 1.043 in 2040	€ 512 in 2018 € 548 in 2040
	<i>Energieverbruik per jaar</i>	20 GJ gas	1.5 GJ elektriciteit 4.5 GJ warmte voor tapwater 13.3 GJ warmte voor ruimteverwarming
	<i>Vastrecht en netbeheerkosten gas / Vastrecht Thermo Bello per jaar</i>	€ 235	€ 355

De resultaten van de businesscase staan in de twee figuren hieronder. De cumulatieve cashflow van een booster warmtepomp en aansluiting op het warmtenet blijven over de gehele looptijd lager liggen dan die van een HR-ketel. De belangrijkste reden hiervoor is de hoge aansluitkosten voor het warmtenet. De netto contante waarde is €-5.164. Dit betekent dat een overstap naar een booster warmtepomp in combinatie met een nieuwe aansluiting op Thermo Bello zo'n € 5.164 duurder is over de gehele periode t/m 2040 dan wanneer de HR-ketel wordt behouden. In financiële termen lijkt de businesscase daarom niet aantrekkelijk. Echter is de gasvrije optie uiteraard wel milieuvriendelijker omdat er restwarmte wordt gebruikt.

Figuur 13 - Cumulatieve verdisconteerde cashflow vervangen gas HR-ketels door aansluiting op Thermo Bello-net met booster warmtepomp



Figuur 14 - Netto contante waarde vervangen gas HR-ketels door aansluiting op Thermo Bello-net met booster warmtepomp



3.4.3 Participatie in elektrische deelauto's met zon-PV en buurtbatterij

Deze collectieve businesscase wordt in een los project ontwikkeld om deze als propositie uit te rollen naar alle wijkbewoners. Uitwerken van deze businesscase in dit project bleek niet haalbaar. We verwachten hier een positieve businesscase, afhankelijk van het al dan niet verkrijgen van SDE+-subsidie op de overdekte laadpleinen. De collectieve businesscase is wel in de simulatie meegenomen.

3.5 Beschouwing en conclusies

De waarde van een businesscase wordt uitgedrukt in de netto contante waarde. De netto contante waarde staat voor het totale saldo van kosten en opbrengsten over de gehele looptijd van een businesscase.

Tabel 7 hieronder geeft de netto contante waarde weer voor de verschillende individuele businesscases en kunnen bij elkaar worden opgeteld om tot de waarde van de individuele value case te komen. Oftewel, een woning die een aardgas boiler vervangt met een elektrische boiler én de amorfe zonnepanelen vervangt (zonder thuisbatterij) bespaart daarmee € 12.277 tussen 2018 en 2040. Wanneer er wel voor een thuisbatterij wordt gekozen kost het juist € 4.323 doordat de kosten van de thuisbatterij niet terugverdiend worden in de huidige businesscase.

Een woning met een HR-ketel kan zelfs nog meer besparen. Een woning met nieuwe zonnepanelen zonder thuisbatterij en een individuele lucht-warmtepomp in plaats van een HR-ketel bespaart € 14.306. Wederom wanneer hier een thuisbatterij aan wordt toegevoegd kost het juist geld en is de netto contante waarde € -2.294. Hiermee is de individuele value case zeer positief en levert de bewoners € 12.277 of € 14.306 op wanneer er niet wordt gekozen voor een thuisbatterij.

Tabel 7 - Netto contante waarde van de individuele value case

Businesscase	Value case zonder thuisbatterij	Value case met thuisbatterij
Vervanging zonnepanelen	€ 8.278 ⁷	€ -8.322 ⁸
Vervangen aardgas boiler door elektrische boiler (warm tapwater)		€ 3.999
Vervangen aardgas HR-ketels door individuele lucht-warmtepomp (ruimteverwarming en warm tapwater)		€ 6.028
Individuele value case voor woningen met aardgas boiler	€ 12.277	€ -4.323
Individuele value case voor woningen met HR-ketel	€ 14.306	€ -2.294

In Tabel 8 worden de netto contante waarden van de collectieve value case samengevat.

Tabel 8 - Netto contante waarde van de collectieve value case

Businesscase	Value case
Vervanging gasboiler door booster warmtepomp	€ 1.313
Vervanging HR-ketel door aansluiting op Thermo Bello-net	€ -5.164

⁷ Netto contante waarde € 339.405 gedeeld door 41 woningen.

⁸ Netto contante waarde € 341.200 voor de wijk gedeeld door 41 woningen.

De vervanging van een gasboiler door een booster warmtepomp bespaart een gemiddeld huishouden ca. € 1.313 terwijl de vervanging van de conventionele HR-ketel door een aansluiting op het warmtenet van Thermo Bello in combinatie met een booster warmtepomp een huishouden gemiddeld €-5.164 kost. De besparingen van de booster warmtepomp ten opzichte van de gasboiler kunnen voornamelijk worden toegeschreven aan het ontbreken van onkosten voor vastrecht (€ 235 per jaar) in combinatie met een langere levensduur (15 jaar versus 10 jaar), waardoor de hoge aanschafprijs zich uiteindelijk zal terugverdienen. De hoge kosten die gepaard gaan met de vervanging van een HR-ketel door een aansluiting op Thermo Bello en een warmtepomp zijn met name toe te schrijven aan de hoge investeringskosten voor de aansluiting (€ 4.000) en warmtepomp (€ 3.100) ten opzichte van een HR ketel (€ 1.300) bij een vergelijkbare levensduur van 15 jaar.

Een kanttekening die hierbij gemaakt moet worden is dat de resultaten sterk afhangen van gemaakte aannames. Zo is er aangenomen dat gas veel duurder wordt terwijl elektriciteit even duur blijft vergeleken met de huidige situatie. Dit maakt de businesscases waarbij wordt overgestapt van gas op elektrische alternatieven zeer positief. Aan de andere kant zou een hoger elektriciteitsstarief de businesscase voor zonnepanelen met thuisbatterij minder negatief maken. Eveneens hebben de aannames ten aanzien van subsidieregelingen een significante impact op de aanschafprijs, terwijl er geen garantie is dat deze voor de gehele looptijd van de businesscase ook daadwerkelijk van kracht blijven.

Tenslotte zijn in de berekeningen factoren als uitval, circulariteit en hergebruik, en emissies buiten beschouwing gelaten. De maatschappelijke en financiële kosten en baten die met dergelijke aspecten gepaard gaan laten derhalve ruimte voor discussie van de conclusies.

4 Simulatie

4.1 Doel en opzet simulaties

Het doel in de ‘simulatiefase’ (Stappen 7 en 8) is om te gaan onderzoeken hoe het geïntegreerde energiesysteem in de praktijk zal presteren door het te simuleren. Hiermee zijn een groot aantal vragen te beantwoorden over bijvoorbeeld in welke mate energie-zelfvoorzienendheid wordt bereikt, op een jaarlijks-gemiddelde tijdschaal (‘energieneutraliteit’), en op een uurlijkse tijdschaal (‘systeembalans’). Tevens is een dergelijke simulatie nodig om te laten zien wat de waarde in de praktijk is van een geïntegreerd systeem, en maakt het mogelijk om ook bepaalde dimensionerings-vraagstukken te adresseren (aantallen, capaciteiten, opslagvolumina). Een ander mogelijk doel van de simulatie is een analyse van het (dynamische) gedrag van het systeem onder verschillende soorten van prijs-sturing: lokale beprijzing in de wijk of prijzen van de landelijke energiemarkt, beprijzing van net-congestie en dergelijke.

Het energiesysteem kent een aantal elementen die een gegeven zijn en niet beïnvloedbaar of niet praktisch stuurbaar. Niet of beperkt stuurbaar zijn bijvoorbeeld de elektriciteits-vraag naar verlichting, koken en diverse apparaten, de vraag naar ruimteverwarming en tapwater als er geen buffervat aanwezig is. De introductie van stuurbare componenten zoals energieopslag maakt dat de productie en consumptie van energie in de tijd kunnen worden ontkoppeld. Naar mate we meer stuurbare elementen (thuisaccu’s, wijkbatterijen, elektrische auto’s, warmtebuffervaten, en dergelijke) introduceren wordt het energiesysteem steeds meer in staat zich slim aan te passen aan de situatie op het net, de invoeding van hernieuwbare energie in de wijk (en buiten de wijk) en de vraag naar energie (binnen de wijk én buiten de wijk). Als er dan ook slimme koppelingen gemaakt kunnen worden over de energiedragers heen (van elektriciteit naar warmte) dan spreken we over een geïntegreerd energiesysteem.

De simulatie moet laten zien hoe het hele totale geïntegreerde energiesysteem energetisch presteert in de scenario’s, waarbij alle energiecomponenten zijn meegenomen, inclusief de niet-stuurbare vraag. Dit laat zien hoe de verschillende technieken bijdragen aan het totale energiesysteem van de wijk. Vervolgens is de vraag hoe de actieve, stuurbare componenten die hierboven beschreven zijn, bijdragen aan het in balans houden van het geïntegreerde energiesysteem.

Het uiteindelijke doel is dan om een uitspraak te doen over de hoofdonderzoeksvraag naar de haalbaarheid van een geïntegreerd energiesysteem, waar het project mee is gestart:

Hoe kunnen we lokale energieopwekking zoveel mogelijk lokaal inpassen door gebruik te maken van integratie en opslag, en komen tot een op wijkniveau geïntegreerd en geoptimaliseerd energiesysteem, waarbij grote systeem- en/of netwerkkosten vermeden worden?

In Paragraaf 4.2 wordt behandeld hoe het collectieve en het individuele scenario eruit zien. Vervolgens zijn er een aantal vragen die de simulatie van het wijk-energiesysteem moet beantwoorden. Deze zijn geclusterd op een aantal onderwerpen: energiezelfvoorziening en balans, netbelasting, opslag en operationeel:

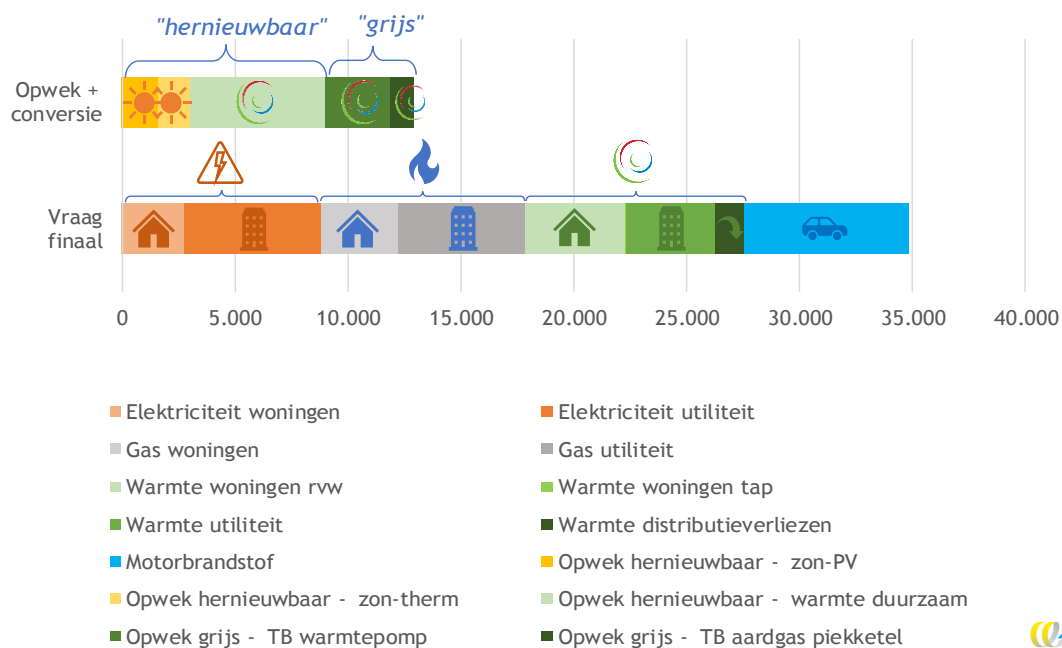
- **Energiezelfvoorziening en energiebalans:**
 - Hoe groot is de bijdrage van hernieuwbare energie? In hoeverre kan de wijk energie-zelfvoorzienend worden?
 - Hoeveel lokaal opgewekte energie kun je ook echt binnen de wijk gebruiken?
 - Hoeveel energie is nog nodig van een centraal netwerk (E/G/W)?
- **Netbelasting:**
 - In hoeverre blijft de wijk binnen een bepaalde gestelde piek-netbelasting?
- **Opslag en operationeel:**
 - Buffers: Wat kan de bijdrage zijn van een grotere warmtebuffer voor het warmtenet aan het vermijden van de gasinzet?
 - Opslagsystemen hebben een regelstrategie: hoe ziet de regelstrategie er op hoofdlijnen uit?
 - Hoe moet de opslag worden gedimensioneerd?
 - Hoeveel regelbaar vermogen is beschikbaar voor flexibiliteit?

De resultaten van de simulaties worden behandeld in Paragraaf 4.3. Vervolgens trekken we conclusies, en staan we stil bij vervolgvragen: wat zijn de keuzes die nog gemaakt moeten worden, bijvoorbeeld op grond van de simulaties?

4.2 Resultaat inventarisatie van de huidige situatie.

De input van de scenario-modellering van de wijk is begonnen met een inventarisatie van de huidige situatie (reeds beschreven in Stap 3 van de gestructureerde aanpak, Paragraaf 2.3) toont het resultaat van deze inventarisatie (gegevens over 2016). Dit is input voor de simulatie.

Figuur 15 - Grafiek huidige energie-situatie EVA-Lanxmeer (GJ/jaar)



Een aantal dingen valt op:

1. Aan de vraagkant zien we dat alle energiedragers, elektriciteit, gas, warmte, elektriciteit, transportbrandstoffen een belangrijke rol spelen, alle ongeveer even groot. Het is niet zo dat een van de energiedragers zeer dominant is. Als de wijk wil verduurzamen, moeten alle energiedragers dus duurzaam (CO₂-vrij) worden gemaakt.
2. Tevens valt meteen op dat de finale vraag veel groter is dan de hernieuwbare opwek: de wijk is momenteel nog zeker niet zelfvoorzienend met duurzame energie, maar slechts voor ongeveer 1/4^e.
3. Als derde valt op dat de huishoudens een relatief kleiner aandeel van het totale verbruik in de wijk uitmaken, kijkend naar elektriciteit en gasgebruiken. De kantoor en schoolgebouwen dragen ongeveer het dubbele van de woningen bij. Voor transport is dit moeilijker te zeggen omdat geen vergelijking is gemaakt naar zakelijke en particuliere auto's.

4.3 Scenario's voor EVA-Lanxmeer

Vervolgens is de vraag hoe het energiesysteem in de wijk zich kan ontwikkelen, als nieuwe elementen in het energiesysteem worden geïntroduceerd, conform de collectieve en individuele value case. Deze twee value cases zijn in een collectief en individueel scenario uitgewerkt.

Om deze scenario's te kunnen maken is de inventarisatie eerst uitgebreid met nog een aantal gegevensbronnen:

1. Inventarisatie van de dakoppervlakten die additioneel geschikt zijn voor zon-PV en additioneel zon-thermie; inclusief oriëntatie.
2. Inventarisatie/deelstudie van de technische mogelijkheden om buffers te realiseren voor het warmtenet van Thermo Bello (met ijs, PCM's, etc.) en om extra zon-thermie te kunnen opwekken door middel van verticaal opgestelde heatpipes.
3. Deelstudie/plan om zon-PV en elektrische mobiliteit te combineren op de parkeerterreinen (de parkeerterreinen worden overdekt met zon-PV en worden ook laadpleinen; opbrengstraming zon-PV via oriëntatie).

Het collectieve en het individuele scenario omvatten de technieken uit de collectieve en de individuele value case, maar zijn aangevuld met enige technieken waarvan geen volledige businesscase is gemaakt, zoals heat pipes, ventilatieluchtwarmtepompen voor tapwater, en elektrische (deel)auto's.

Daarnaast is ook opslag toegevoegd, zowel individuele -achter de meter- opslag in de woningen als de wijkbatterij, omdat dit juist een van de actieve en stuurbare energiesysteemcomponenten is waarvan we het dynamische gedrag willen kunnen simuleren. Het is de verwachting dat deze vormen van accu-opslag toch wel een bepaalde rol gaan vervullen ook al is de losse businesscase misschien niet goed. Uit overwegingen van zelfvoorziening of uit ideële overwegingen zal een deel van de bewoners toch tot de installatie besluiten. Het is een prettig idee om de eigen zonne-energie op te slaan en 's avonds te gebruiken, zelfs als dit iets duurder is dan elektriciteit van het net van buiten de wijk halen.

De kerngegevens van het collectieve en het individuele scenario staan in Figuur 16 en Figuur 17. De figuren bevatten de aantallen per techniek.

Figuur 16 - Overzicht - Collectief scenario - aantallen per techniek

Ruimteverwarming			Tapwater		Hernieuwbare opwek		Transport	
	Optie	Aantal	Optie	Aantal				
110 woningen nog niet op w-net	A-aansluitenLT	80	1-boosterWP	70	Zon-PV m2	17.300	Besparing% auton	10%
	B- aansluitenMT		2-vent. luchtWP		Zon-Th m2	800		
	C-indiv. luchtWP	30	3-ind. luchtWP	30	Extra bron warmtenetten		Optie	Aantal
210 woningen op het Wnet	A-aansluitenLT	210	4-elektrisch	10	Heatpipes	550	Ouderwetse auto's	50
	B- aansluitenMT		1-boosterWP	140	Zon-lucht coll. SolarEis		EVs particulier	50
			2-vent. luchtWP	50	AWZI effluent default optie		EVs-deelauto's	50
			3-ind. luchtWP				Laadpunten reg.	60
Utiliteit	A-aansluitenLT	5: 2 grote + 3 klei	4-elektrisch	20			Laadpunten snel.	8
	B- aansluitenMT	7 grote (zwembad)	1-boosterWP LT	5				
	C-indiv. luchtWP		2-vent. luchtWP					
			3-ind. luchtWP					
			4 MT Wnet + klei	7				

Figuur 17 - Overzicht - Individueel scenario - aantallen per techniek

Ruimteverwarming			Tapwater		Hernieuwbare opwek		Transport	
	Optie	Aantal	Optie	Aantal				
110 woningen nog niet op w-net	A-aansluitenLT		1-boosterWP		Zon-PV m2	17.300	Besparing% auton	10%
	B- aansluitenMT		2-vent. luchtWP		Zon-Th m2	800		
	C-indiv. luchtWP	110	3-ind. luchtWP	110	Extra bron warmtenetten		Optie	Aantal
210 woningen op het Wnet	A-aansluitenLT	210	4-elektrisch		Heatpipes	550 bij zwembad	Ouderwetse auto's	50
	B- aansluitenMT		1-boosterWP	60	Zon-lucht coll. Sol		EVs particulier	125
			2-vent. luchtWP	50	AWZI effluent		EVs-deelauto's	25
			3-ind. luchtWP				Laadpunten reg.	110
Utiliteit	A-aansluitenLT	7: 4 grote, 3 klei	4-elektrisch	100			Laadpunten snel.	8
	B- aansluitenMT		1-boosterWP					
	C-indiv. luchtWP	5 grote (zwembad)	2-vent. luchtWP					
			3-ind. luchtWP	12				
			4-elektrisch					

In het individuele scenario kiezen bewoners voor een individuele warmtepomp om hun huis te verwarmen en warm tapwater te maken, zo mogelijk gevoed door een zon-PV-installatie op eigen dak, met een thuisbatterij om elektriciteit tijdelijk in op te slaan, en rijden zij in hun eigen e-auto en maken daarbij gebruik van publieke laadpalen.

In het collectieve scenario kiezen bewoners voor een aansluiting op het warmtenet van Thermo Bello, en maken zijn warm tapwater met een warmtepompboiler, een booster-warmtepomp, of een zonneboiler gecombineerd met een elektrische boiler. Zij delen een buurtbatterij en ook een vloot elektrische deelauto's, en om de auto's op te laden een collectief zonnedak met een laadplein. De laadpunten zijn bidirectioneel zodat de accu's in de deelauto's ook kunnen ontladen op het moment dat er een tekort aan elektriciteit is. Thermo Bello kan een overschot aan elektriciteit omzetten in warm water en dan opslaan in een grote warm water buffer of in een warmtebatterij met PCM's.

Na de keuze van de scenario's, zijn de geselecteerde technieken in het toekomstige energiesysteem gedimensioneerd. Daarbij werden de hoeveelheid en capaciteit van elke techniek ingeschat en in een conceptueel model vastgelegd.

4.3.1 Gebruikt simulatiemodel: CEGRID

Het CEGRID-model is een model dat op een uurlijkse tijdsresolutie rekt aan toekomst-scenario's voor een energiesysteem. Het kan gebruikt worden om toekomstscenario's voor de energievoorziening (met daarin energiebesparing, zon-PV, elektrische voertuigen, warmtepompen, 'flexibiliteitsopties' zoals demand response, opslag, smart charging) te vertalen naar effecten op de energie-infrastructuur, energie-zelfvoorzienendheid, etc.

Om de scenario's te kunnen doorrekenen is het CEGRID-model uitgebreid met warmte-modellering (CEGRID-W), zodat er een volledig wijk-energiesysteem is doorgerekend, over alle energiedragers die in de wijk worden gebruikt: gas, elektriciteit, warmte, en motor-brandstof voor personenvervoer.

Oorspronkelijk was het model gericht op het elektriciteitssysteem: elektriciteitsnet, opwek en afname; maar in dit project is het model flink onder handen genomen en nu rekt het ook aan effecten op het warmtenet, de gasvoorziening, en de transportbrandstofvraag. Door de aanpassing is nu dus meer een lokaal energiesysteem model geworden, die voor alle vormen van energie berekeningen uitvoert over hoe de uurlijkse energievraag- en aanbod eruit ziet, en hoe bijvoorbeeld opslag en slimme sturing daarin past.

Hiermee is het model geschikt voor de analyses die het wijkenergiesysteem verlangt. De elektriciteits- en opslagmodules van het model zijn in eerdere projecten⁹ uitvoerig gevalideerd; de nieuwe warmte- en gas modules zijn voor dit project gebouwd en de resultaten zijn kritisch in het projectteam besproken, wat tot bijstelling op onderdelen heeft geleid waarmee de resultaten wel conform verwachtingen zijn.

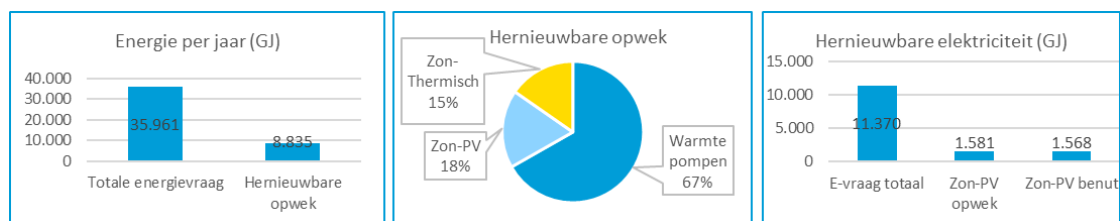
⁹ Het model is door CE Delft ingezet in diverse projecten. 2014: opgezet samen met Stedin als Model Kosten en Baten Intelligent Netbeheer Stedin (MKBINS). Het ging hier om de MKBA-aanpak en het effect op netinvesteringen van scenario's voor slimme sturing. 2015: Verkenning van 'flexibiliteit in het net' met Stedin. 2015: systeemimpact slim laden EV's & zon-PV voor RVO incl. modellering net-impact. 2016: Scenario's netcongestie in project Markt en Flexibiliteit (Topsector Energie, TKI Systeemintegratie). 2016: lokaal energiesysteem project voor EDBR Culemborg (hernieuwbare energie impact). 2017: scenario's flexibiliteitsmechanismen en de salderingsregeling, in opdracht van RVO/TKI Urban Energy. 2017: scenario's en systeemoorrekeningen Net voor de Toekomst (in opdracht van Netbeheer Nederland). 2018: simulatie en netinvesteringen in MKBA-light slim laden EV's (in opdracht van Enpuls). De rapportages van deze projecten zijn te downloaden via www.ce.nl/energievoorziening

4.4 Resultaten

4.4.1 Huidige scenario (2017)

Als eerste is het huidige scenario gemodelleerd. De resultaten voor het huidige scenario zijn hier weergegeven in Figuren 18-20. Figuur 18 bevat een overzicht van een aantal belangrijke simulatie-uitkomsten.

Figuur 18 - Kernstatistieken 'Huidig'



Figuur 19 toont een plaat van hoe op jaarbasis de energiestromen voor elektriciteit, gas, warmte en transportbrandstoffen eruitzien. Deze figuur bevat vijf soorten blokken (cf. de door TNO ontwikkeld *Energy System Description Language*¹⁰):

- **Productie** van energie in een werkbare vorm/werkbare energiedrager (bijvoorbeeld zon-PV: zonne-energie wordt 'gevangen' en wordt in elektriciteit omgezet).
- **Conversie** van een energievorm in een andere energievorm, bijvoorbeeld een gas-ketel, conversie van gas naar warmte.
- **Transport** van energie, over een stuk infrastructuur (elektriciteit, gas, warmtenet).
- **Opslag** van energie (bijvoorbeeld een warmtebuffer of accu).
- **Gebruik** (finaal) van energie (bijvoorbeeld nuttig gebruik van warmte voor ruimteverwarming). (Naast finaal nuttig gebruik zijn verliezen hier ook toe gerekend).

De verbindingslijnen tussen de blokken geven de infrastructuur aan (elektriciteit, gas, warmtenetten enz.). Hier is gewerkt met onderscheidende kleuren per energiedrager:

- **Rood** = elektriciteit.
- **Groen** = gas.
- **Blauw** = warmte.
- **Zwart** = transportbrandstof.

Vervolgens gaat Figuur 20 in op de productie van het warmtenet van Thermo Bello: hoe ziet de productie er uurlijks gedurende het jaar uit, hoe zien vraag en aanbod eruit, wat is de bron-onderverdeling.

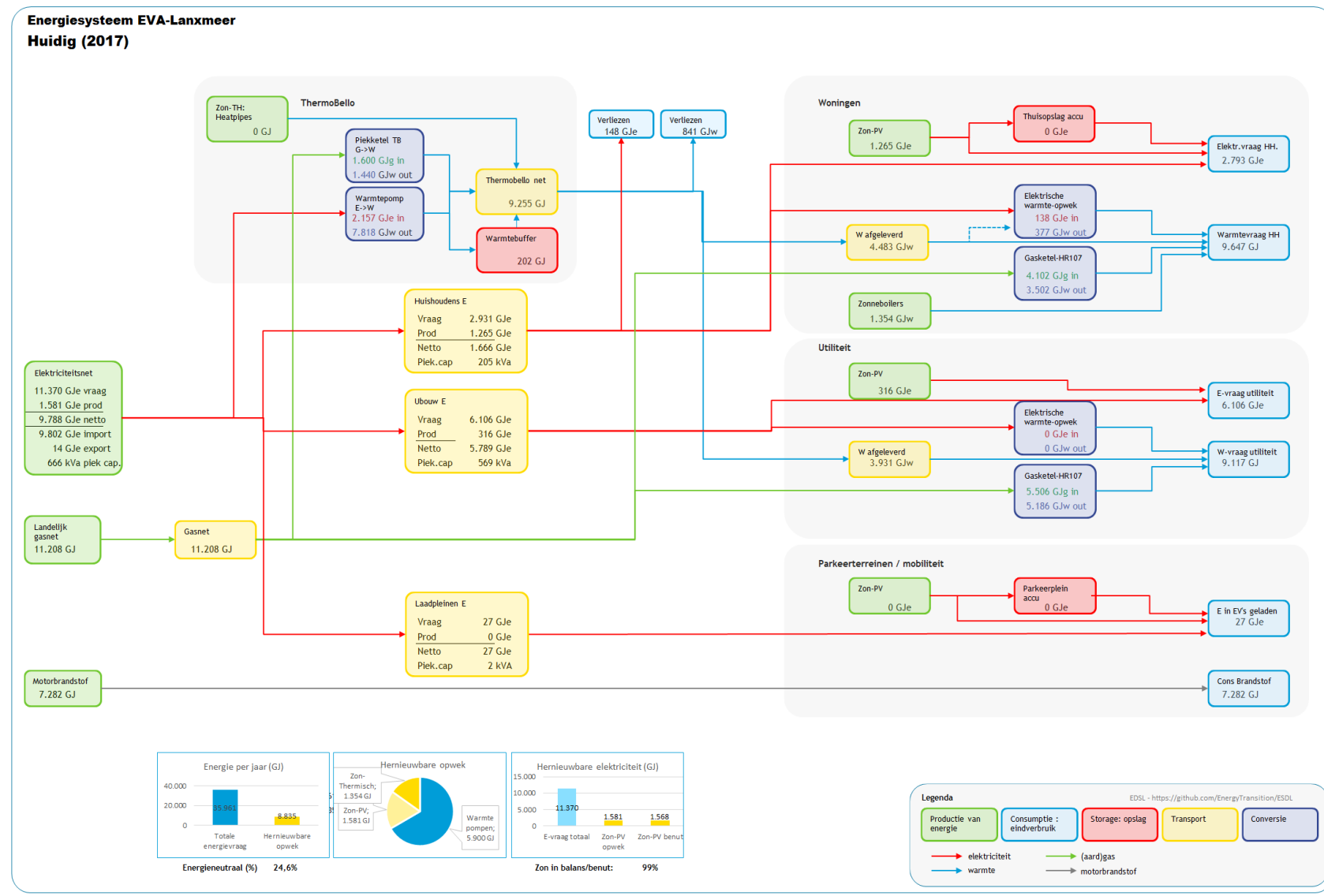
De resultaten komen (logischerwijs) goed overeen met de inventarisatie. De belangrijkste inzichten zijn:

- In de huidige situatie is de wijk slechts voor 25% energie-zelfvoorzienend, waarbij het grootste deel te danken is aan de warmtepomp van Thermo Bello. Deze onttrekt omgevingswarmte die 'nutteloos' is, en maakt hier nuttige warmte van, waardoor dit deel als hernieuwbaar telt. (Technisch wordt er warmte aan drinkwater onttrokken).
- De wijk bevat nu ook al veel zon-PV (en zon-thermie) en gebruikt dat ook veel zelf, direct, binnen de wijk.
- 14% van de elektriciteit wordt binnen de wijk opgewekt met zon-PV; er wordt nauwelijks zon-PV geëxporteerd als 'overschot'.

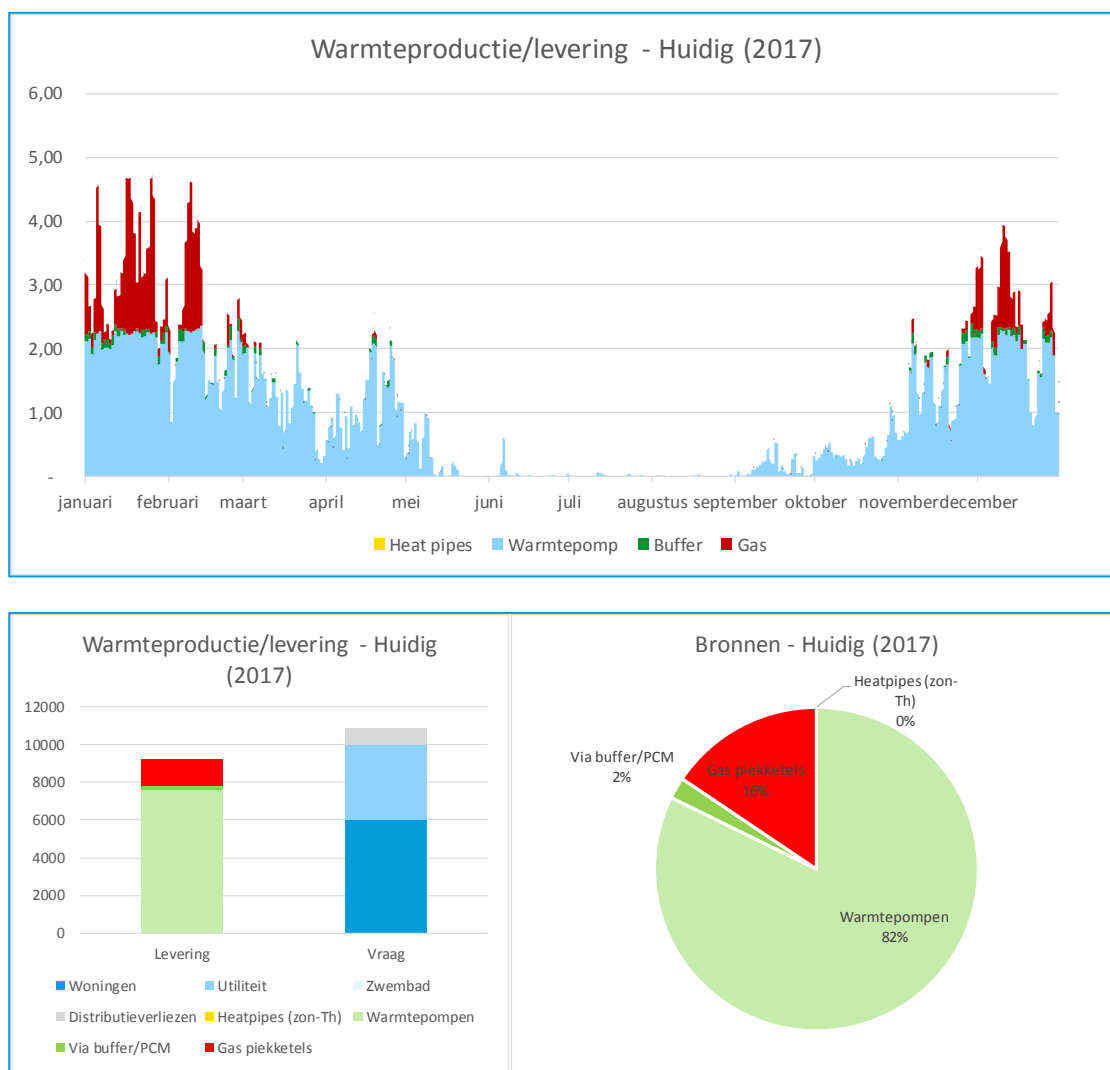
10. (TNO, Mathijssen e.a.) <https://github.com/EnergyTransition/ESDL>

- De netbelastingpiek voor de piek-elektriciteitsvraag/invoeding is 670 kW, wat ruim binnen de totale capaciteit van Liander valt (zie Bijlage C - 4.500 kW).
- Het warmtenet wordt voor 84% gevoed door elektriciteit en omgevingswarmte, 82% rechtstreeks en 2% via de (bescheiden) warmtebuffer. Aardgas voorziet in 16% van de warmtevraag, voornamelijk ten behoeve van de piekvoorziening op de echt koude dagen.

Figuur 19 - Plaat van de energiestromen in het huidige scenario



Figuur 20 - Simulatie warmteproductie/levering warmtenet Thermo Bello in 2017, uurlijks (boven) en statistieken voor een heel jaar (aanbod-vraag, linksonder) en bronverdeling (rechtsonder)



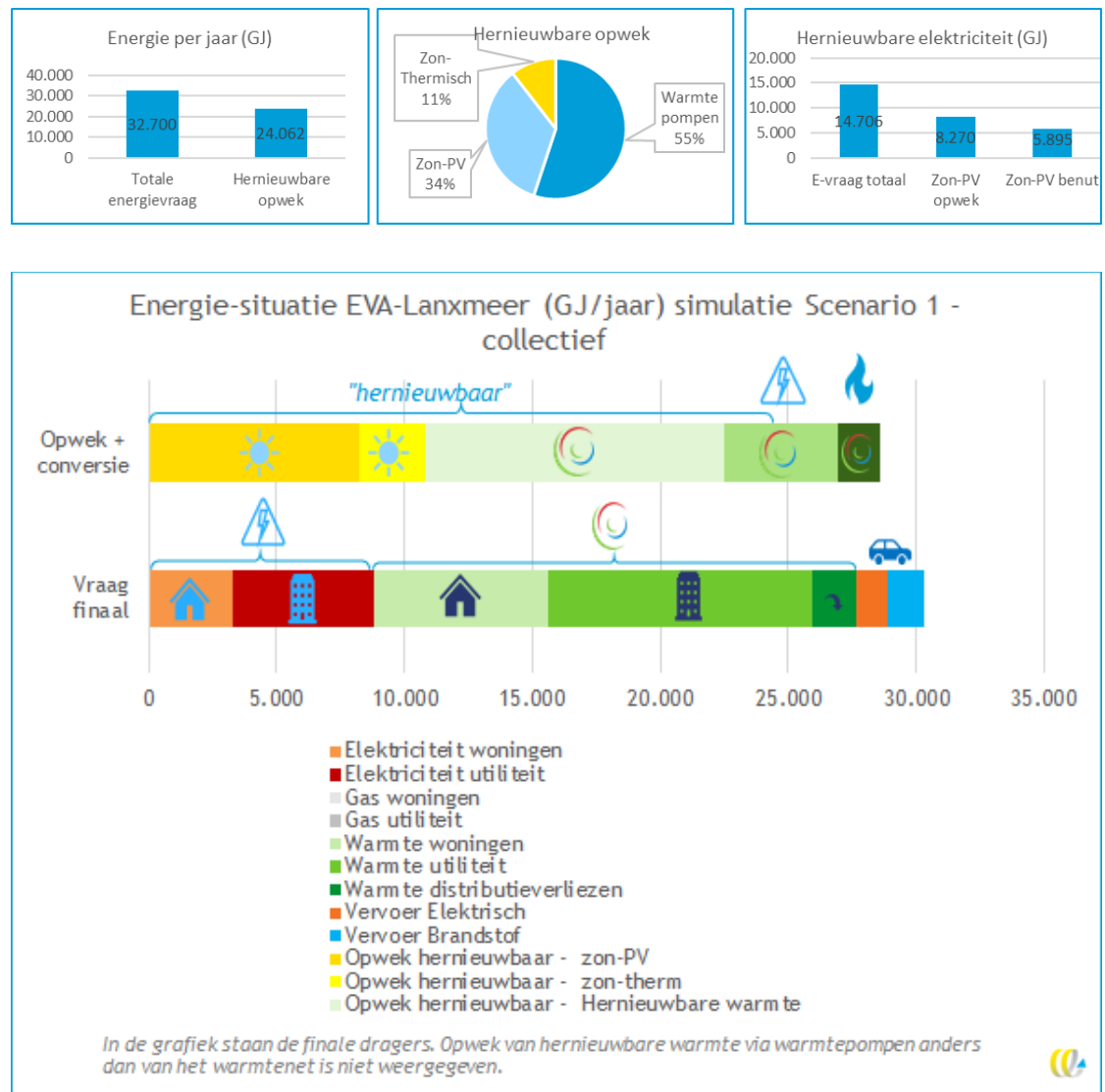
4.4.2 Collectief scenario

Vervolgens het collectieve scenario gemodelleerd. De resultaten zijn weergegeven in de Figuren 21-23. Figuur 21 bevat een overzicht van een aantal belangrijke simulatie-uitkomsten.

Figuur 22 toont een plaat van hoe op jaarbasis de energiestromen voor elektriciteit, gas, warmte en transportbrandstoffen eruitzien.

Vervolgens gaat Figuur 23 in op de productie van het warmtenet van Thermo Bello: hoe ziet de productie er uurlijks gedurende het jaar uit, hoe zien vraag en aanbod eruit, wat is de bron-onderverdeling.

Figuur 21 - Kernstatistieken 'Collectief'-scenario



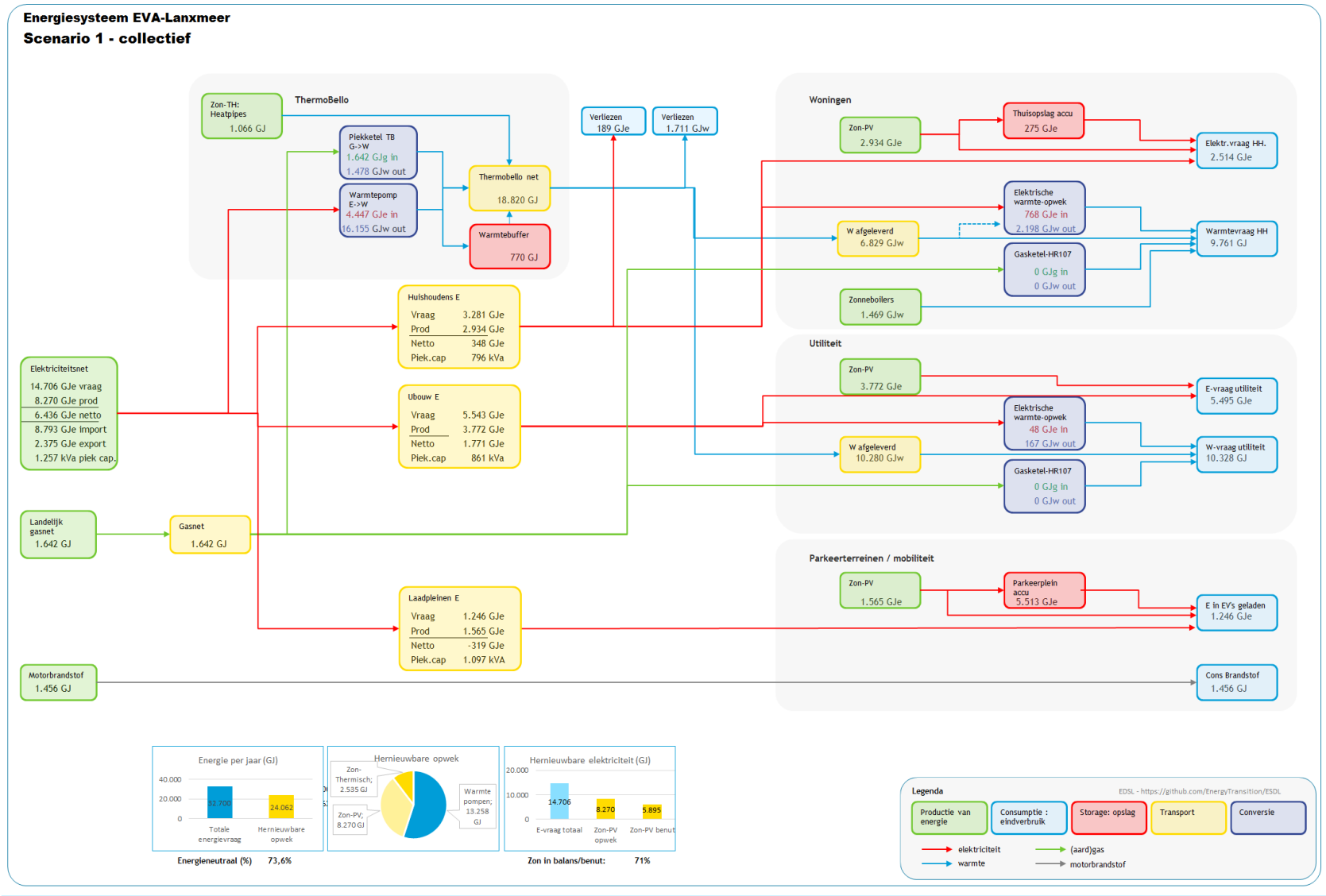
De resultaten in het collectieve scenario zijn flink anders.

De belangrijkste inzichten zijn:

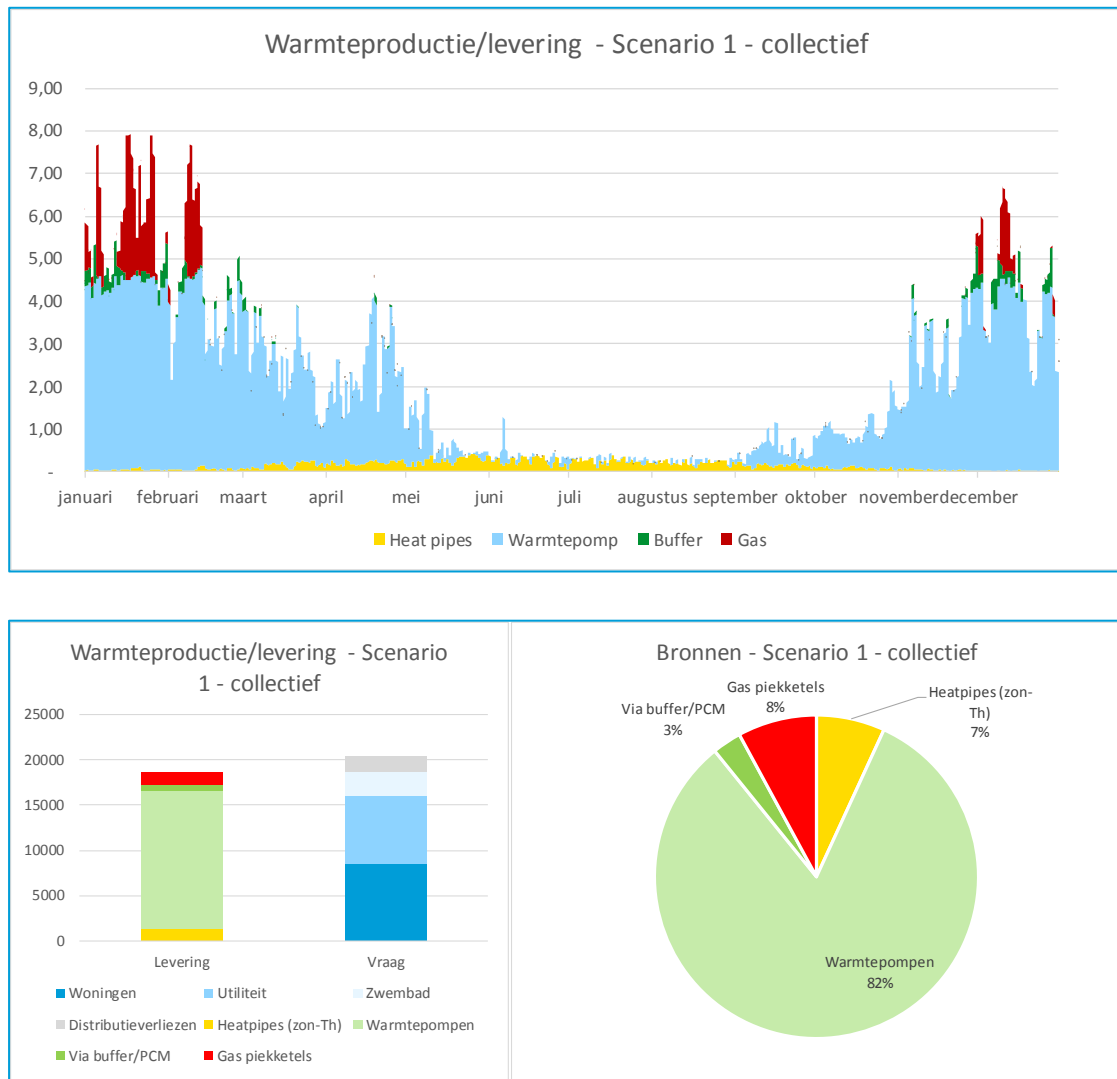
- In het collectieve scenario is de wijk voor 74% energie-zelfvoorzienend op jaarbasis (huidig: 23%). Dit is dus een stuk hoger percentage. Nog steeds is het grootste deel te danken aan de warmtepomp van Thermo Bello, die in dit scenario verdubbeld is in capaciteit in verband met de nieuwe aansluitingen en de uitbreiding van het warmtenet. Echter het aanleggen van extra zon-PV-opwekcapaciteit en het vervangen van oude, gedegradeerde panelen voor nieuwe panelen, levert ook een forse bijdrage.
- Meer dan 50% van de elektriciteit wordt binnen de wijk opgewekt met zon-PV; hiervan wordt het grootste gedeelte (70%) ook uurlijks binnen de wijk gebruikt (er wordt 30% van de zon-PV-productie geëxporteerd als 'overschot', dit kan lokaal in de wijk niet benut worden omdat er geen vraag naar elektriciteit is en de accu-opslag 'vol' is).
- De netbelastingpiek voor de piek-elektriciteitsvraag/invoeding is 1.260 kW, dit is verdubbeld ten opzichte van 'huidig' maar valt waarschijnlijk wel in te passen binnen de totale capaciteit van Liander (zie Bijlage C - 4.500 kW).

- Het warmtenet wordt voor 82% gevoed door elektriciteit en omgevingswarmte, 7% door heatpipers (zonnewarmte), door 8% door aardgas en 3% via de (bescheiden) warmtebuffer (dit kan gaan om zonnewarmte of elektrische/omgevingswarmte).
- Ten opzichte van de huidige situatie is het dus mogelijk om met een grotere buffer en heat pipes relatief gezien de helft van de gasvraag te vervangen, maar de piekketels blijven wel nodig. Dat kunnen in een toekomst zonder aardgas ook elektrische piekketels zijn.

Figuur 22 - Plaat van de energiestromen in het collectieve scenario



Figuur 23 - Simulatie warmteproductie/levering warmtenet Thermo Bello in het collectieve scenario, uurlijks (boven) en statistieken voor een heel jaar (aanbod-vraag, linksonder) en bronverdeling (rechtsonder)



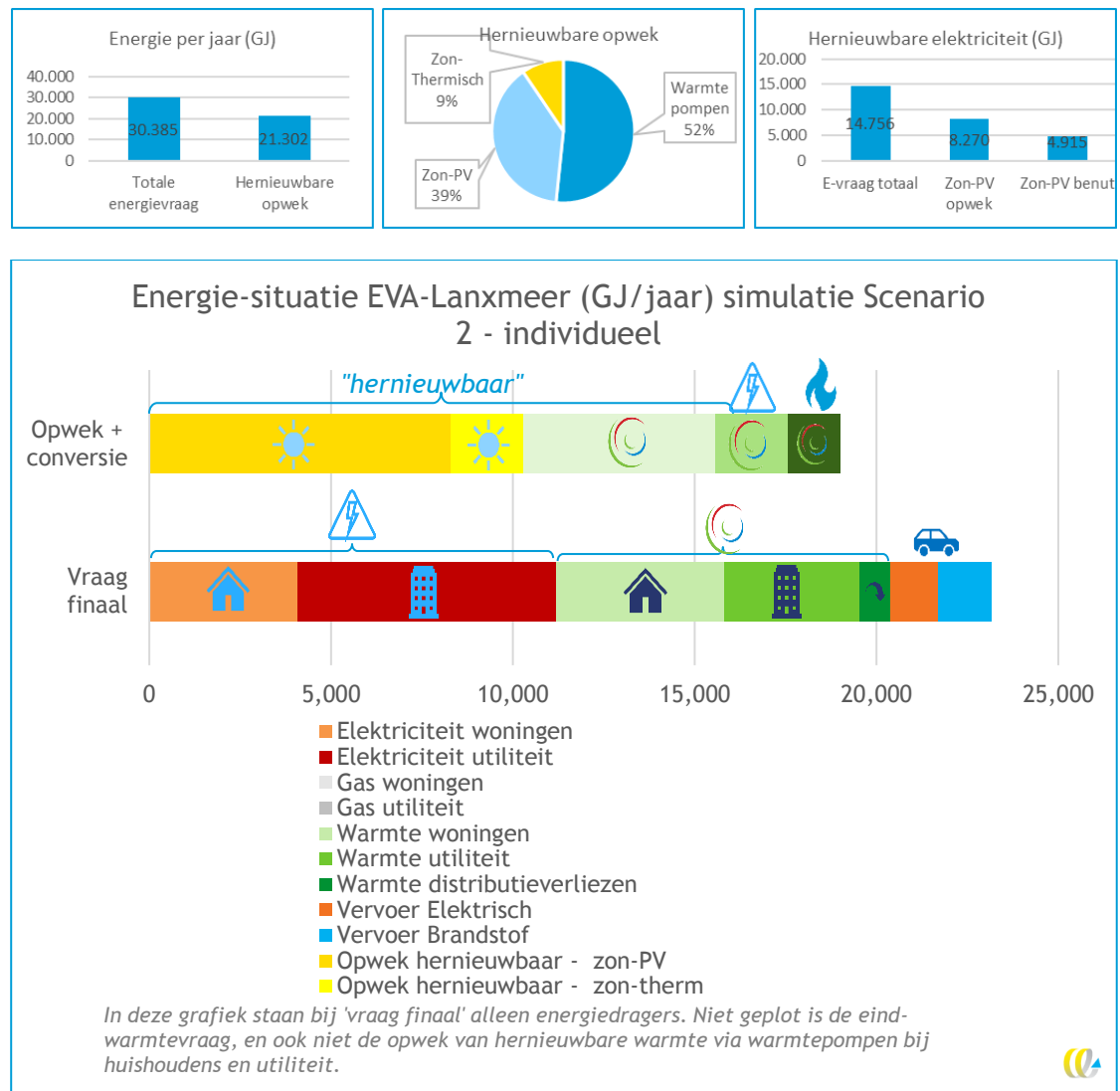
4.4.3 Individueel scenario

Vervolgens het individuele scenario gemodelleerd. De resultaten zijn weergegeven in de Figuren 24-26. Figuur 24 bevat een overzicht van een aantal belangrijke simulatie-uitkomsten.

Figuur 25 toont een plaat van hoe op jaarbasis de energiestromen voor elektriciteit, gas, warmte en transportbrandstoffen eruitzien.

Figuur 26 gaat in op de productie van het warmtenet van Thermo Bello: hoe ziet de productie er uurlijks, gedurende het jaar, uit, hoe zien vraag en aanbod eruit, wat is de bron-onderverdeling.

Figuur 24 - Kernstatistieken 'individueel'-scenario



De resultaten in het individuele scenario lijken op die van het collectieve scenario.

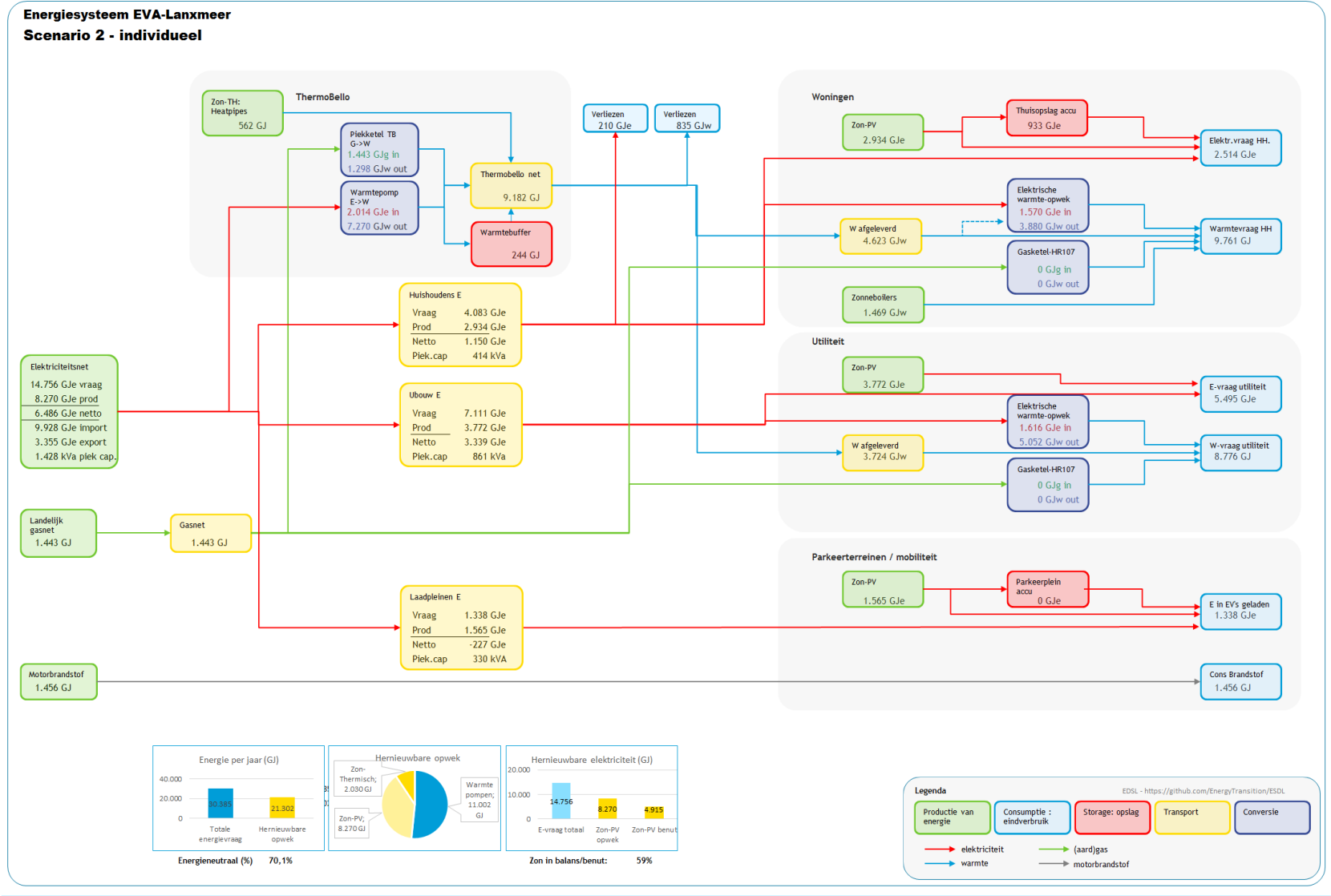
De belangrijkste inzichten zijn:

- In het individuele scenario is de wijk voor 70% energie-zelfvoorzienend op jaarbasis. (collectief: 75%). Nog steeds is het grootste deel te danken is aan de warmtepomp van Thermo Bello. Het aanleggen van extra zon-PV-opwekcapaciteit en het vervangen van oude, gedegradeerde panelen voor nieuwe panelen, levert ook een forse bijdrage.
- Meer dan 50% van de elektriciteit wordt binnen de wijk opgewekt met zon-PV; hiervan wordt het grootste gedeelte (60%) ook uurlijks binnen de wijk gebruikt (er wordt 40% van de zon-PV-productie geëxporteerd als 'overschot', dit kan lokaal in de wijk niet benut worden omdat er geen vraag naar elektriciteit is en de accu-opslag 'vol' is). Het energiesysteem is dus minder in balans in het individuele scenario vergeleken met het collectieve scenario (70% in balans/30% export). Dit heeft te maken met dat er nu geen wijk-buffer is; de thuisopslag is in totaal wel meer in capaciteit in dit scenario, maar stuurt minder effectief op systeembalans.
- De netbelastingpiek voor de piek-elektriciteitsvraag/invoeding is 1.430 kW, dit is meer dan verdubbeld ten opzichte van de 'huidig' en een kleine 200 kW hoger dan het

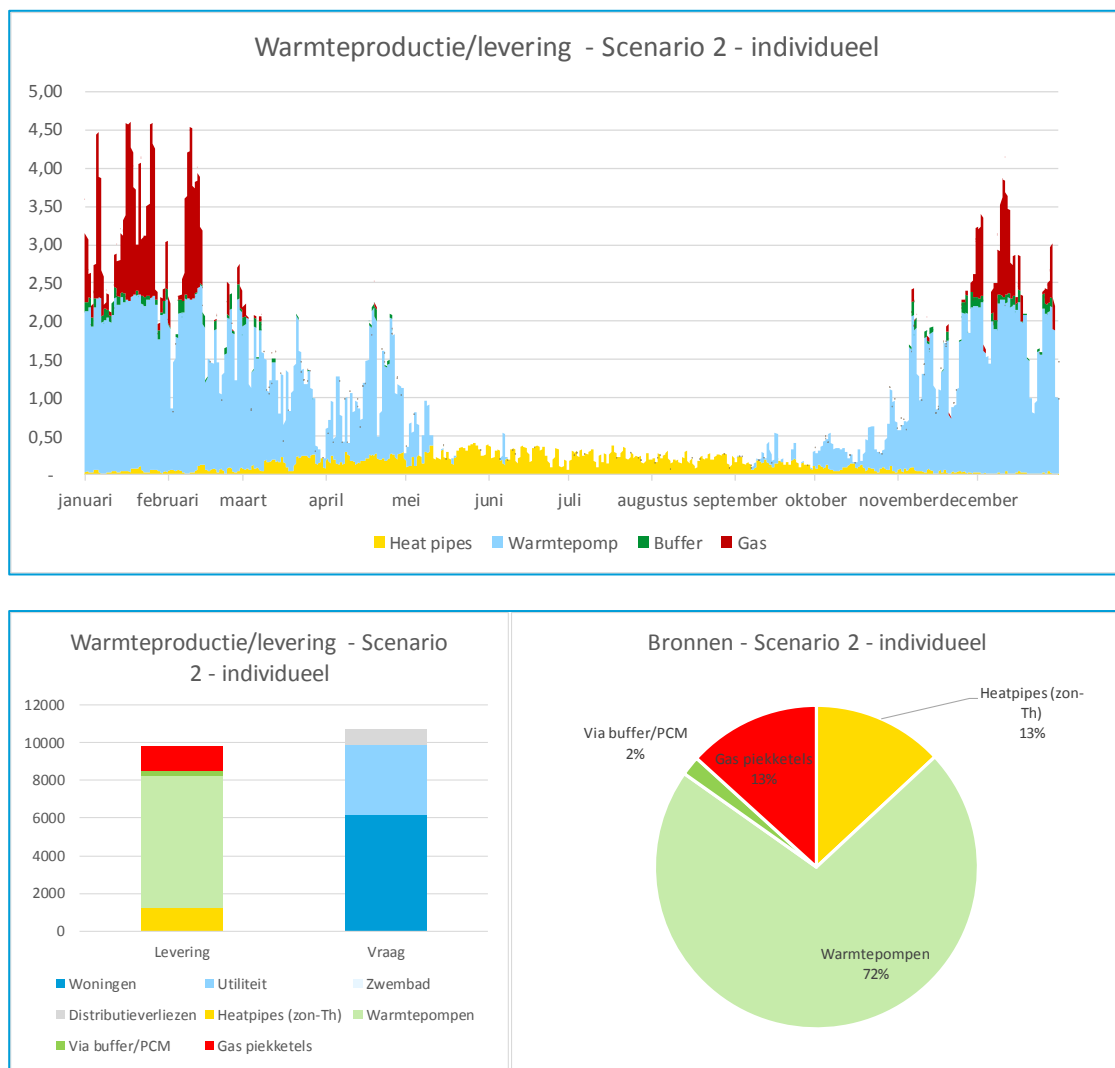
collectieve scenario. Dit valt waarschijnlijk wel in te passen binnen de totale capaciteit van Liander (zie Bijlage C - 4.500 kW).

- Het warmtenet wordt voor 72% gevoed door elektriciteit en omgevingswarmte, 13% door heatpipers (zonnewarmte), 13% door aardgas en 2% via de (bescheiden) warmtebuffer (dit kan gaan om zonnewarmte of elektrische/omgevingswarmte). Het aandeel zonnewarmte is nu groter in vergelijking met het collectieve scenario omdat de totale warmtelevering nu kleiner is maar de hoeveelheid opgestelde heat pipes hetzelfde is verondersteld als in het collectieve scenario.

Figuur 25 - Plaat van de energiestromen in het individuele scenario



Figuur 26 - Simulatie warmteproductie/levering warmtenet Thermo Bello in het individuele scenario, uurlijks (boven) en statistieken voor een heel jaar (aanbod-vraag, linksonder) en bronverdeling (rechtsonder)



4.5 Extra (gevoeligheids-)analyses

De modellering van de wijk wordt gedaan via de modellering van een aantal systeem-elementen, en daar zit weer inputdata onder (bijvoorbeeld jaarverbruiken en profielen die het uurlijkse verbruikspatronen gedurende het jaar reflecteren). Er zijn aannames gedaan ten aanzien van dimensionering van opslagsystemen en een bepaalde keuze over hoe er wordt gestuurd voor opslag en buffers. Een aantal van deze keuzes zijn relevant om meer uitgebreid te behandelen.

4.5.1 Gevoeligheidsanalyse voor dimensionering accu-opslag en het optimalisatie-doel

In de scenario's zijn zowel thuisopslag als een wijkbatterij opgenomen. Een van de doelen van een geïntegreerd energiesysteem is dat zoveel mogelijk energie binnen de wijk kan worden gehouden.

De grootte van de opslag heeft hier effect op, het is te verwachten dat een grotere opslag leidt tot een betere score op dit criterium. Wat hier ook effect op heeft is het soort optimalisatiedoel: als de individuele thuisbatterijen niet op het systeem optimaliseren maar alleen optimaliseren voor de eigen 'achter de meter' situatie van de bewoner (dus de eigen elektriciteitsvraag van de woning en de eigen zonnepanelen), dan is te verwachten dat de opslagcapaciteit minder effect sorteert op het systeem-doel¹¹. Beide zaken zijn onderzocht.

Voor het collectieve scenario en het individuele scenario is onderzocht wat de bijdrage is van de grootte van de opslagcapaciteit (MWh) van de wijkbatterij, en hoe effectief de gegeven opslagcapaciteit is aan de hand van het stuursignaal.

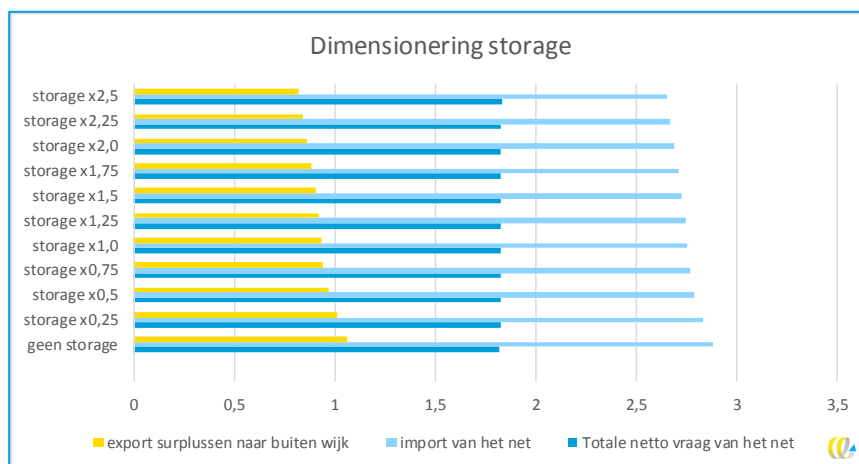
Figuur 27 en Figuur 28 bevatten de resultaten voor het individueel scenario, respectievelijk voor zo lokaal als mogelijk optimaliseren (zoveel mogelijk achter de meter) en optimaliseren op wijk-energiesysteem niveau.

Figuur 29 en Figuur 30 bevatten de resultaten voor het collectieve scenario, respectievelijk voor lokaal optimaliseren (zoveel mogelijk achter de meter) en optimaliseren op wijk-energiesysteem niveau.

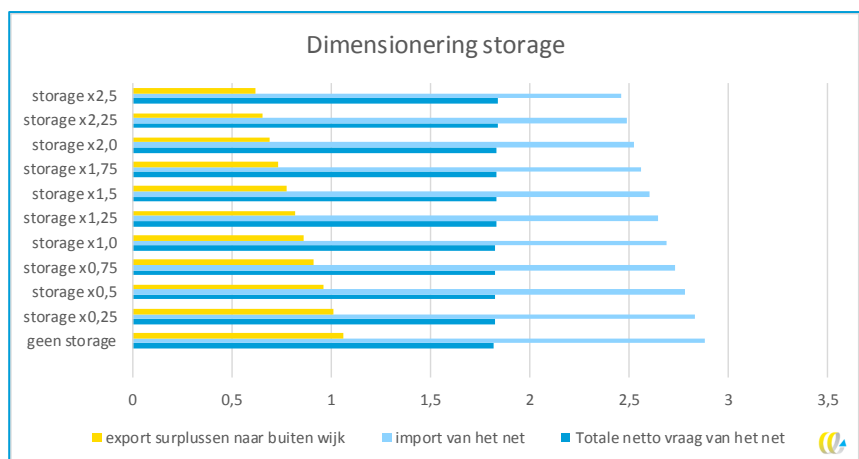
Wat opvalt is dat er in het collectieve scenario een dimensionering is die 'optimaal' is vanuit het oogmerk om zoveel als mogelijk als wijk-energiesysteem in balans te zijn. De gekozen dimensionering (aangegeven met x1,0) is bijna optimaal voor het binnen de wijk houden van de overschotten zon-PV, maar het zou beter zijn om net iets minder opslag op te nemen (x0,75). Dit geldt niet voor het individuele scenario, waar naar mate de hoeveelheid opslag wordt vergroot, de effectiviteit van de opslag om het wijk-energiesysteem in balans te houden, toeneemt. Dit optimum is in het individuele scenario nog niet bereikt - het collectieve scenario bevat in de basis-dimensionering (x1,0) ongeveer 6x meer opslagcapaciteit dan het individuele scenario, vanwege de grote wijk-batterijen.

¹¹ Deze stuursignalen lopen via gemodelleerde synthetisch lokale of wijk-prijssignalen. De prijssignalen worden bepaald op grond van de energetische situatie achter de meter, in de wijk, in het laadplein, of in de hele wijk. Simulaties met globale (Nederlandse) spotprijzen zijn interessant om nog uit te voeren.

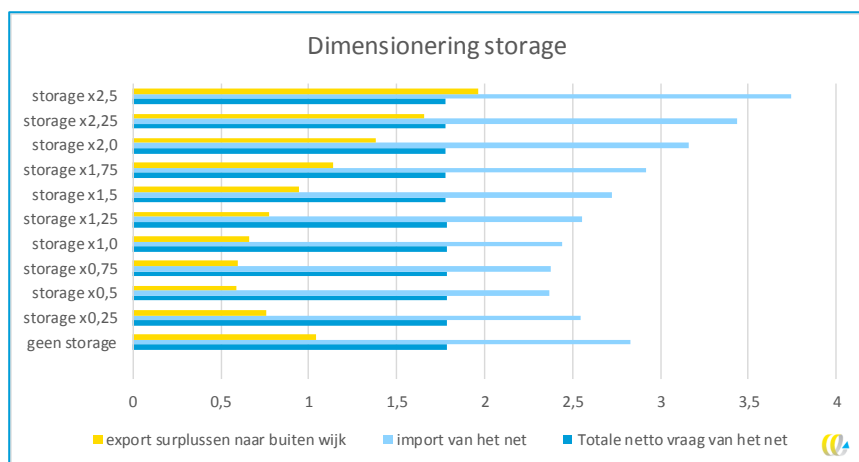
Figuur 27 - Effect dimensionering - individueel scenario (geen wijkbatterij). De thuisaccu's optimaliseren achter de meter. Horizontaal : elektriciteitsvraag van de hele wijk, in GWh/jaar



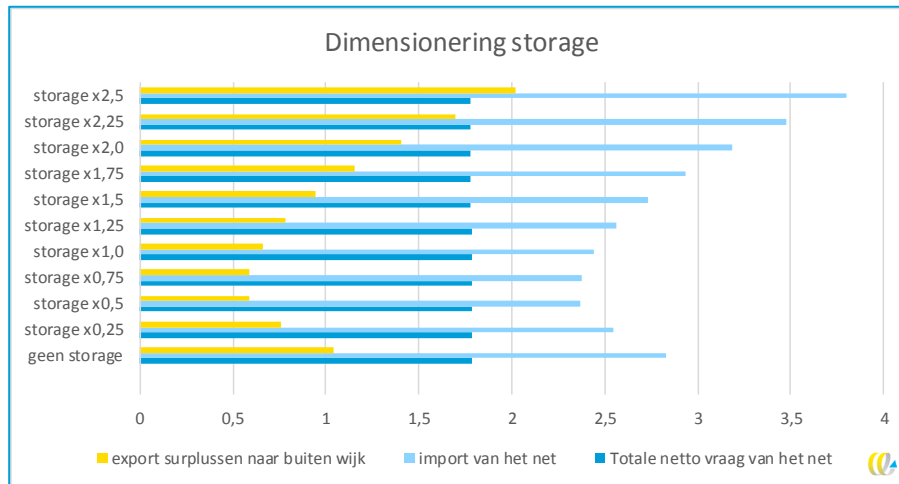
Figuur 28 - Effect dimensionering - individueel scenario. De thuisaccu's optimaliseren voor de totale wijk



Figuur 29 - Effect dimensionering - collectief scenario, wijkbatterij en thuisaccu optimaliseren lokaal



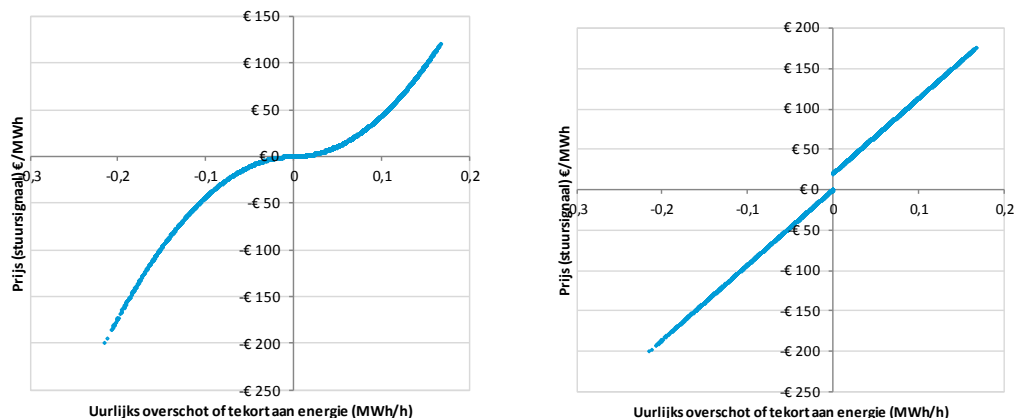
Figuur 30 - Collectief scenario, wijkbatterij en thuisaccu sturen op systeem optimalisatie



4.5.2 Synthetische prijscurves van lokale prijzen

Figuur 31 bevat een voorbeeld van hoe een synthetische prijscurve eruitziet die is gebruikt als inputmateriaal voor de opslagmodules. De synthetische prijscurve wordt opgebouwd afhankelijk van de situatie op het onderdeel van het energiesysteem waarop wordt gestuurd, maar voldoet altijd aan prijssymmetrie voor overschotten en tekorten aan energie.

Figuur 31 - Synthetische prijscurve huishoudens t.b.v. opslag-sturing bij optimalisatie achter de meter. Links: de gebruikte curve. Rechts: lineair alternatief



Toelichting bij Figuur 31: Naar mate men verder van het 0-punt afwijkt naar rechts of links in de curve is de disbalans groter; links van het 0-punt is er netto energie over, en ter rechterzijde is er een tekort.

Het prijseffect van overschotten en tekorten is als kwadratisch verondersteld, ruwweg reflecterend de relatie tussen vraag/aanbod en prijs op de huidige elektriciteitsproductie-systeem. De prijscurve loopt op tot maximaal/minimaal + of - 200 €/MWh (+/- 20ct/kWh).

Er is ook getest met een lineair verband tussen overschot/tekort en prijs, aangevuld met een discontinuïteit rond invoeden/afnemen, zoals in de rechterfiguur weergegeven, maar in dat geval is het DP-opslagmodel duidelijk minder effectief voor het gekozen doel. Deze variant is dus niet gebruikt.

4.5.3 Gevoeligheid voor grootte van de buffer van het warmtenet

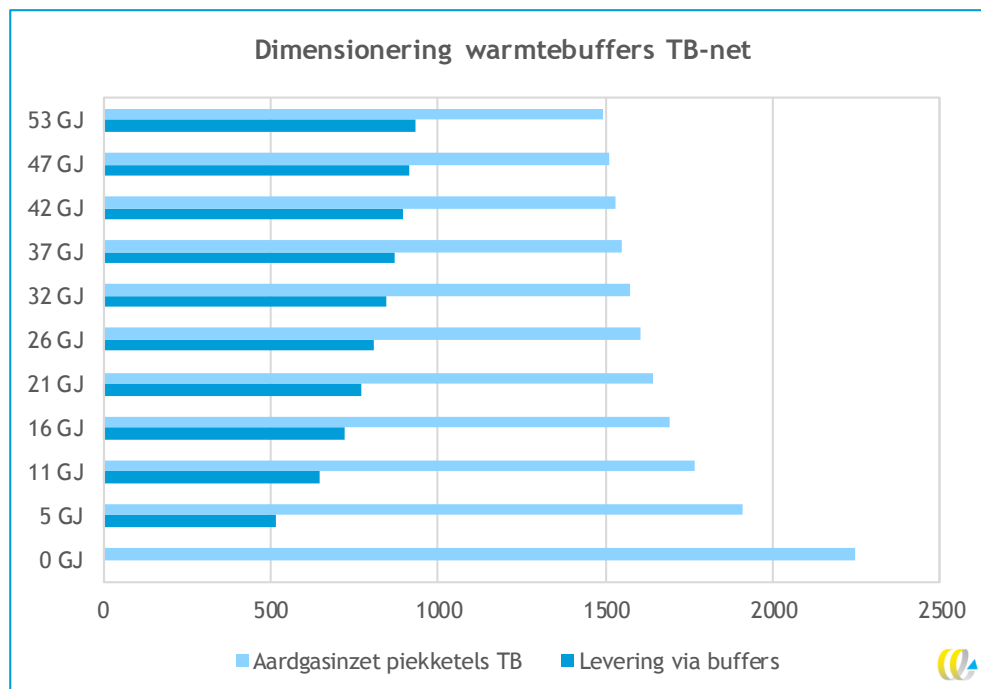
In het project is gestudeerd op thermische buffers. Dit vanuit het idee dat een grotere buffer voor het warmtenet direct van invloed is op het gasgebruik, met een grotere buffer kan de warmtepomp meer in de nacht of midden op de dag vast warmte maken voor een latere afnamepiek in het warmtenet. Een tweede doel van een grotere buffer is dat er wellicht meer zonnewarmte kan worden gebufferd, op zeer warme dagen.

We hebben gekeken naar de diverse varianten die haalbaar lijken. In de huidige situatie is er 50 m³ aan buffercapaciteit plus circa 30 m³ inhoud leidingnet, dit levert een buffercapaciteit (bij een Delta-T van 8 graden) van 2,7 GJ.

Voor het collectieve scenario hebben we aangenomen dat de kelders van de oude watertoren gebruikt kunnen worden, dit zou 200 m³ aan extra buffercapaciteit leveren. Als 60% hiervan wordt ingenomen door PCM-bollen (phase changing materials - een hoeveelheid plastic bollen die in de buffer worden opgenomen om meer energie te kunnen opslaan), dan is de totale opslagcapaciteit 21 GJ.

Dit is een stuk meer, maar nog steeds te weinig om de winterpiek effectief te kunnen adresseren, dan zou de buffergrootte een stuk groter moeten zijn, zo toont Figuur 32. De grootte van de buffer is gevarieerd tussen de scenario's, maar uiteindelijk is besloten dat alleen de kelders van de watertoren mee te nemen in de analyse.

Figuur 32 - Gevoeligheid warmtebuffer in het collectieve scenario (uitbreiding van de warmtelevering)



4.5.4 Profielen en inputdata voor warmte en elektriciteitsvraag

Het zou verder nuttig zijn om gevoeligheidsanalyses naar de volgende zaken te doen, die vanwege beperkingen in de beschikbare tijd niet zijn uitgevoerd:

- **Gevoeligheid voor verschillende klimaatjaren.**
De gekoppelde vraag is dan: hoe groot zal de inzet van aardgas zijn in een jaar met een extreem koude winter (neem als voorbeeld 1986/1997 - toen een Elfstedentocht kon worden gereden). Uit de configuratie van het systeem zou je verwachten dat een extreme winter, waarin het aantal vorst-uren fors groter is, vooral leidt tot extra aardgas-inzet t.b.v. de piekvoorziening. De warmtepomp heeft een maximale uurlijkse productie die mede afhangt van de ingaande temperatuur van het drinkwater, en de warmtenetvraag zal in de piekdagen fors hoger zijn.
- **Kan de warmtevraag stuurbaar gemaakt worden?**
Het is wellicht zinnig om te onderzoeken of het afnameprofiel van wijkbewoners 'vlakker' gemaakt kan worden (onder andere door voorlichting over het oplaadprogramma van de met de boosterwarmtepomp geladen boiler), dan kan de WP-relatief meer produceren omdat er minder opwarmpieken voorkomen.
- Meer specifiek is het interessant verschillende afnameprofielen van lucht/water warmtepompen door te rekenen.
- **Alternatieve EV-laad analyses.**
We hebben voor deze studie een EV-laadprofiel gemaakt voor de laadpleinen op grond van de verwachte aankomsttijden van de auto's. Daar zit een bepaald sturingspotentieel, dat kan worden meegenomen.

Het lijkt ons niet nodig om extra gevoeligheidsanalyses te doen naar zaken als het afnameprofiel ten aanzien van de reguliere elektriciteitsvraag van huishoudens en utiliteit. Dit om de reden dat het profiel voor kleinverbruikers gevalideerd is voor grote aantallen huishoudens. De EDSN-profielen worden gebruikt voor allocatie en reconciliatie van energieprogramma's van leveranciers. Verder laten deze profielen weinig verschillen tussen de jaren zien.

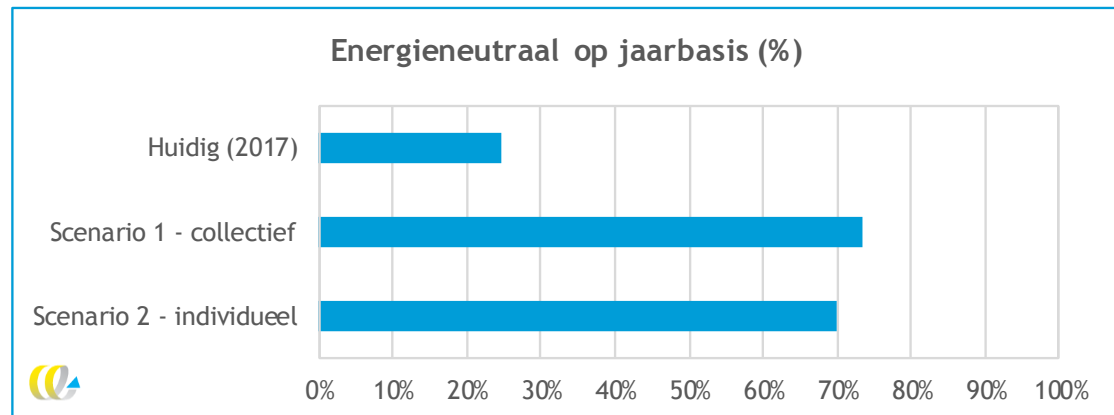
Voor utiliteit zou het interessant zijn wel met echte slimme meter data van alle individuele bedrijven te werken. Het aantal aansluitingen is hier immers beperkt, dus het werken met gemiddelde profielen zorgt theoretisch voor een grotere fout. Aan de andere kant, we hebben voor een enkel utiliteitsgebouw de slimme meter data vergeleken met de EDSN-waarden en het uurlijkse patroon komt redelijk goed overeen. We verwachten dus een beperkt effect wanneer echt alleen meetgegevens gebruikt gaat worden.

4.6 Beschouwing en conclusies

Hieronder behandelen we de kerninzichten van de uitgevoerde scenario's:

De simulatie laat zien dat de wijk in sterke mate energie-zelfvoorzienend kan worden door de potentie voor hernieuwbare energie te vergroten. Het resultaat is weergegeven in Figuur 33.

Figuur 33 - Resultaten energieneutraliteit



In de huidige situatie is de wijk 23% zelfvoorzienend, voornamelijk door de warmtepomp van Thermo Bello aangevuld met zon-PV en zon-thermie.

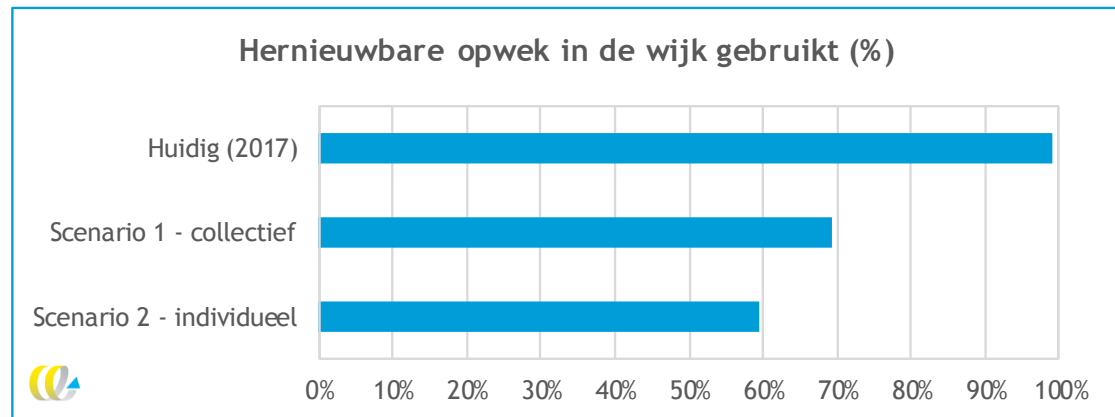
In het gesimuleerde collectieve scenario kan door het warmtenet uit te breiden, een extra warmtepomp te plaatsen, zon-thermie als bron voor het warmtenet toe te voegen, en verder de potentie van zon-PV in de wijk maximaal te benutten, het percentage energie-zelfvoorziening van de wijk op 74% komen.

In het individuele scenario wordt met extra zon-PV en zon-thermie 70% zelfvoorziening bereikt.

Het gaat bij de bovenstaande percentages hier om waarden op jaarbasis, dit heet ook wel 'energie neutraal'. Er wordt in deze statistiek als het ware gesaldeerd als wijk: we tellen de hoeveelheid zon-PV mee die wel wordt opgewekt, maar die de wijk uit gaat omdat er geen gelijktijdige elektriciteitsvraag is en de energie ook niet in de wijk kan worden opgeslagen omdat de opslag al vol is.

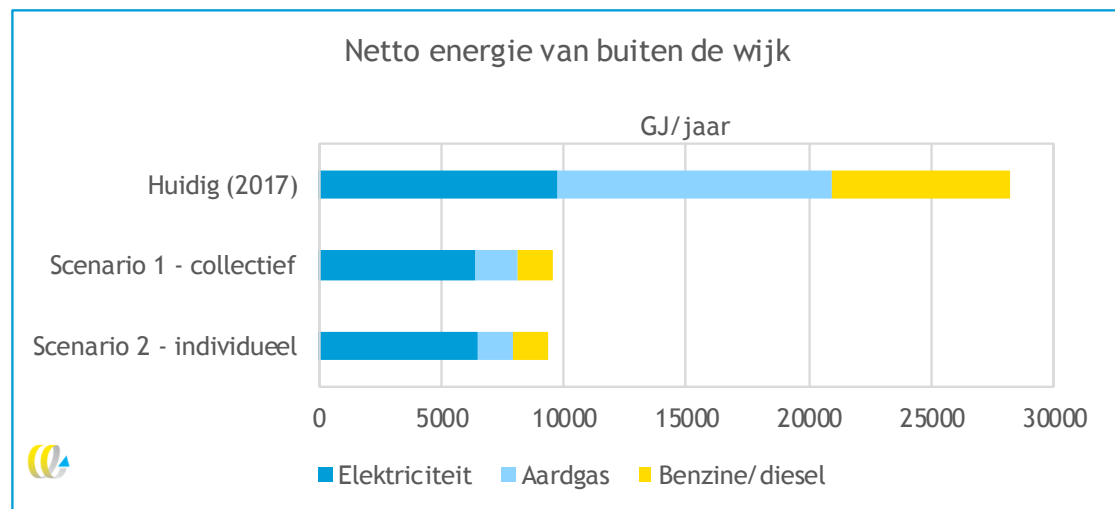
Door de introductie van opslagsystemen kan de wijk een behoorlijk deel van de lokaal opgewekte energie ook echt binnen de wijk (blijven) gebruiken. Dit is te zien in Figuur 34. In de huidige situatie wordt bijna alles in de wijk gebruikt, maar dat wordt moeilijker als de hoeveelheid opwek wordt vergroot. Door de introductie van opslag (wijkbatterij bij laadpleinen; thuisaccu) is dit 69% in het collectieve scenario en 59% in het individuele scenario. In het collectieve scenario is de hoeveelheid elektriciteitsopslag wel 6x groter dan in het individuele scenario.

Figuur 34 - Vergelijking resultaten: hernieuwbare opwek in de wijk zelf gebruikt



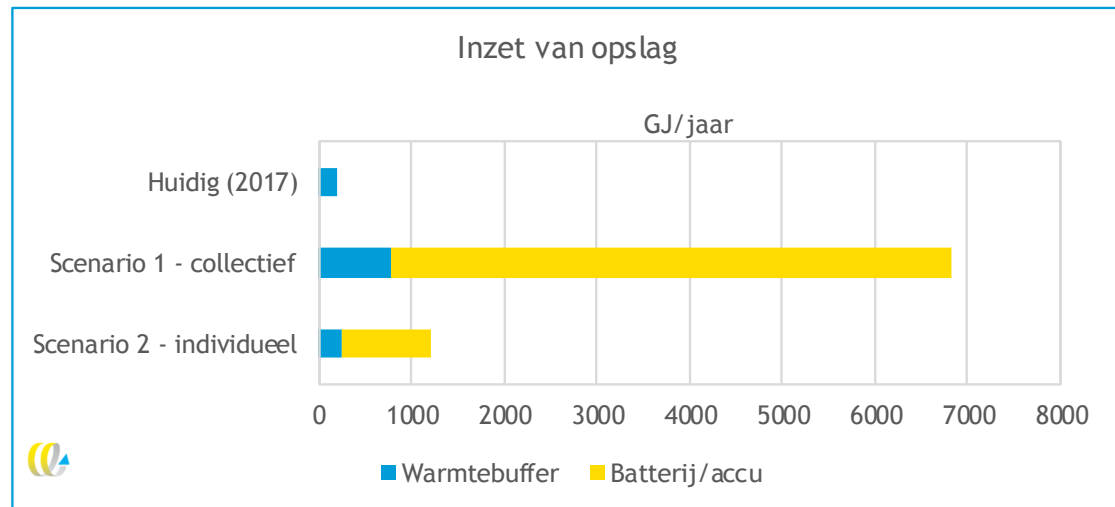
Hiermee is de hoeveelheid energie die nodig is van het centrale elektriciteitsnet, het landelijke gasnet, en die uit aardolie komt (benzine en diesel) een heel stuk minder, zo laat Figuur 35 zien.

Figuur 35 - Resultaten: hoeveelheid energie nodig van buiten de wijk



Figuur 36 toont hoe opslag wordt ingezet in de scenario's. De warmtebuffer is in het collectieve scenario een beetje groter door de kelders van de watertoren te gebruiken als warmteopslag. De bijdrage van accu-opslag is fors in het collectieve scenario. Paragraaf 4.5 gaat nader in op de hoe de regelstrategie er op hoofdlijnen uit ziet (er zijn twee varianten voor opslag gemaakt: sturen op achter de meter of sturen voor systeem optimalisatie), en gaat in op het dimensioneringsvraagstuk.

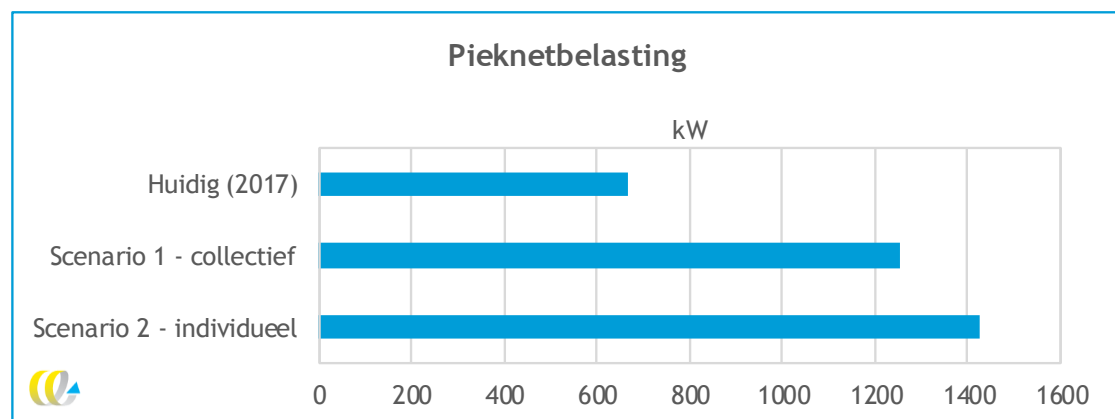
Figuur 36 - Effect van opslag in de scenario's



Met deze uitgangspunten is het mogelijk om ruim binnen de piek-netbelasting te blijven die mogelijk is voor de wijk (Figuur 37).

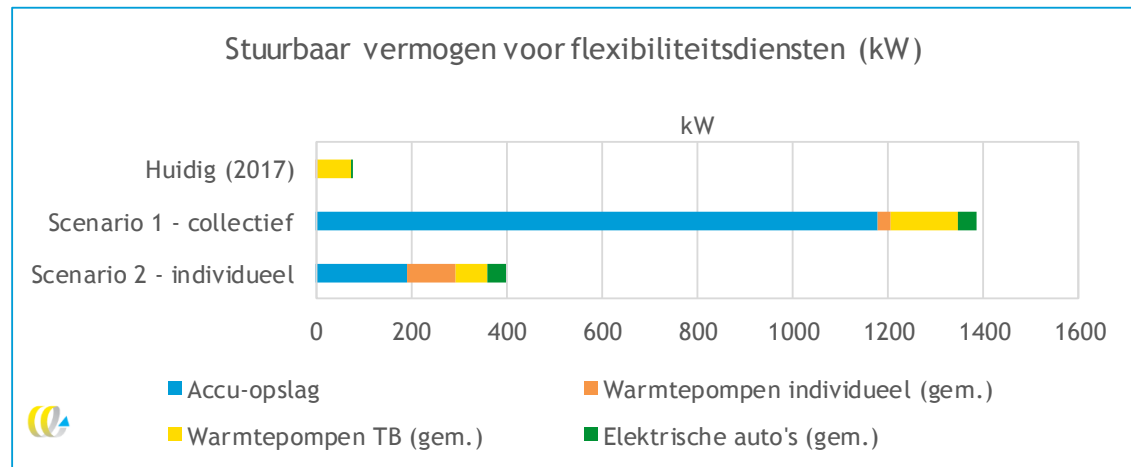
De piek-netbelasting is het hoogst in het individuele scenario, voornamelijk door de individuele warmtepompen. Door de inzet van buffers en accu-opslag is de pieknetbelasting in het collectieve scenario relatief minder groot. Bijlage C gaat in op de piekcapaciteit voor de wijk, het totaal van de trafostations die de wijk voeden is 2.600-4.500 kW afhankelijk van welke stations worden geteld.

Figuur 37 - Resultaten netbelasting



Figuur 38 toont de opbouw van het regelbaar vermogen dat theoretisch beschikbaar is voor flexibiliteitsdiensten, bestaande uit de stuurbare opslagcapaciteit, de gemiddelde vraag van warmtepompen, en de gemiddelde laadvraag van de EV's. In de simulatie is alleen de opslag als gestuurd verondersteld.

Figuur 38 - Regelbaar vermogen voor flexibiliteitsdiensten



4.6.1 Reflectie

Het is nuttig om te reflecteren op de uitgevoerde simulaties.

Er zijn in de ontwikkeling van het simulatiemodel enige zaken anders gedaan ten opzichte van het projectplan.

- In plaats van realistische prijsscenario's is voor de simulatie gewerkt met wijk-gestuurde (endogene) prijzen, waarbij verschillende varianten zijn gemaakt.
- Dit werkt voor het model beter, en is voor het doel van deze analyse en de fase van de planvorming voor de wijk valide en voldoende.
- Zodra er stappen gezet worden richting een echt investeringstraject, is het aanbevolen alsnog de simulatie uit te voeren met realistische prijsscenario's en huidige en verwachte belastingtarieven, zoals in Hoofdstuk 3 is gedaan.
- De verwachtingen dat netcongestie op het elektriciteitsnet in de wijk een prijs zou krijgen, is niet uitgekomen. Er is geen netcongestie in de scenario's omdat de opgestelde transformatoren voldoende capaciteit kennen (zie de discussie hierboven en in Bijlage C).
- De gevoeligheidsanalyse van klimaatjaren is in verband met de in het project beschikbare tijd niet uitgevoerd, maar is zeker wel interessant om uit te voeren.

5 Conclusie en aanbevelingen

5.1 Conclusie en discussie

Het is gelukt in dit project om een gestructureerde aanpak te ontwikkelen voor het geïntegreerd beschouwen van het energiesysteem in een woonwijk, en dit toe te passen op de casus van de wijk EVA-Lanxmeer in Culemborg. Het stappenplan voor de gestructureerde aanpak is in Figuur 39 weergegeven.

Figuur 39 - Gestructureerde aanpak voor het ontwikkelen van een geïntegreerd wijk-energiesysteem



Een belangrijk inzicht dat we hierbij hebben opgedaan is dat er kennis en betrokkenheid van de wijk nodig is om de inventarisatie goed te doen én deskundigheid om de bewoners goed te adviseren en ondersteunen. Het doorlopen van deze gestructureerde aanpak is alleen mogelijk met de tijd, inzet en enthousiasme van een aantal enthousiaste bewoners in de wijk. Maar in het energiesysteem vinden de veranderingen in een dusdanig tempo plaats dat ook economische en energiesysteem-technische deskundigheid nodig is om de wijkbewoners goed te adviseren.

Voor EVA-Lanxmeer zijn twee scenario's ontwikkeld: een collectief scenario, op basis van een collectieve value case, en een individueel scenario op basis van een individuele value case. Rond de individuele value cases is het inzicht dat een woning die een aardgas boiler vervangt met een elektrische boiler én de amorfe zonnepanelen vervangt (zonder thuisbatterij) daarmee € 12.277 bespaart tussen 2018 en 2040. Wanneer er wel voor een thuisbatterij wordt gekozen kost het juist € 4.323 doordat de kosten van de thuisbatterij niet terugverdiend worden in de huidige businesscase.

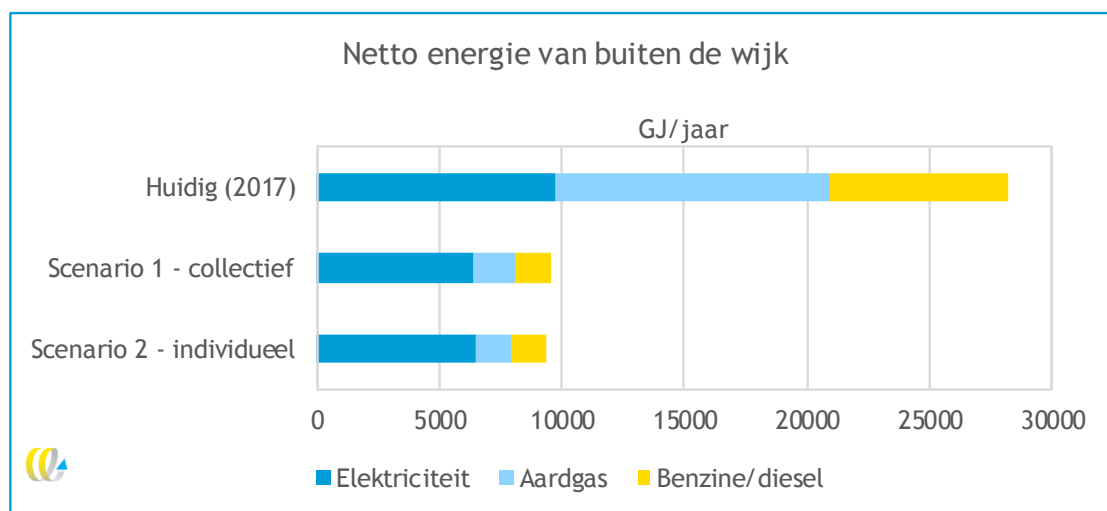
Rond de collectieve value case is het inzicht dat de vervanging van een gasboiler door een booster warmtepomp een gemiddeld huishouden ca. € 1.1313 bespaart, dit geldt voor huishoudens die al op het warmtenet zitten. Het aansluiten van een woning op het warmtenet, via het vervangen van de conventionele HR-ketel door een aansluiting op het warmtenet van Thermo Bello in combinatie met een booster warmtepomp is wel duurder en kost

een huishouden gemiddeld €-5.164 kost over de levensduur van 2018 tot 2040 (voornamelijk door de aansluitkosten).

De simulatie leert dat een hoge graad van zelfvoorzienendheid en balans mogelijk is bij een geïntegreerd energiesysteem. In het collectieve scenario kan 69% van de energie van de wijk in de wijk zelf worden opgewekt en op uurlijkse basis gebruikt, en in het individuele scenario is dat 59%.

De hoeveelheid energie die van het centrale net wordt afgenomen neemt met 2/3^e af, waarbij de besparing op gas het meest fors is.

Figuur 40 - Simulatieresultaat geïntegreerd energiesysteem: netto energie van buiten de wijk nodig



5.2 Aanbevelingen

Er zijn een aantal dingen aanbevolen om nader te onderzoeken.

Op het vlak van het simulatiemodel is dat:

- Nader in beeld brengen hoe prijseffecten doorwerken, via combinaties tussen globale prijzen en lokale prijzen. Hoe is de wisselwerking onder verschillende varianten van de salderingsregeling.
- Een optimale dimensionering van de opslageenheden is een vraagstuk dat nadere studie behoeft. Voor elektriciteit hebben we een technische optimalisatie uitgevoerd waarbij we erop hebben gelet dat de economie van de opslagsystemen niet te nadelig wordt, door de opslag niet zo groot te maken dat deze te weinig effectief wordt ingezet. Tevens hebben we ervoor gezorgd dat er niet vaker dan dagelijks een laad/ontlaad cyclus wordt doorlopen (anders zou een accu de technische levensduur niet halen). Bij de huidige stand der techniek is accu-opslag niet rendabel, is de analyse in Hoofdstuk 3. De hoeveelheid opslag die in de scenario's is opgenomen maakt de elektriciteit ongeveer 7-8 ct/kWh duurder - dat is fors. Het is interessant te onderzoeken hoe dit kan worden geminimaliseerd.
- Technisch is de limiet bereikt over wat binnen Excel valt te simuleren. Het simulatiemodel moet worden doorontwikkeld in Python.

5.3 Vervolgstappen en vervolg

Concrete spin off en vervolgactiviteiten zijn:

EDBR en Thermo Bello:

1. Een aanvraag voor een Experiment Elektriciteitswet met een decentraal energiesysteem Culemborg.
2. Een concreet toekomstperspectief voor bewoners van Culemborg dat in het project Warmtekeuze Culemborg een rol gaat spelen in de communicatie over een toekomst zonder aardgas en de besluitvorming over een buurtwarmteplan.
3. Uitrol van de gestructureerde aanpak in andere wijken in de regio Rivierenland.

Wijkbewoners:

1. Richting geven aan investeringsbeslissingen op wijkniveau door Thermo Bello en wijkbewoners.
2. Participatie elektrische deelauto + eigenaarschap in zon-PV-dak op parkeerterrein, door wijkbewoners.

CE Delft:

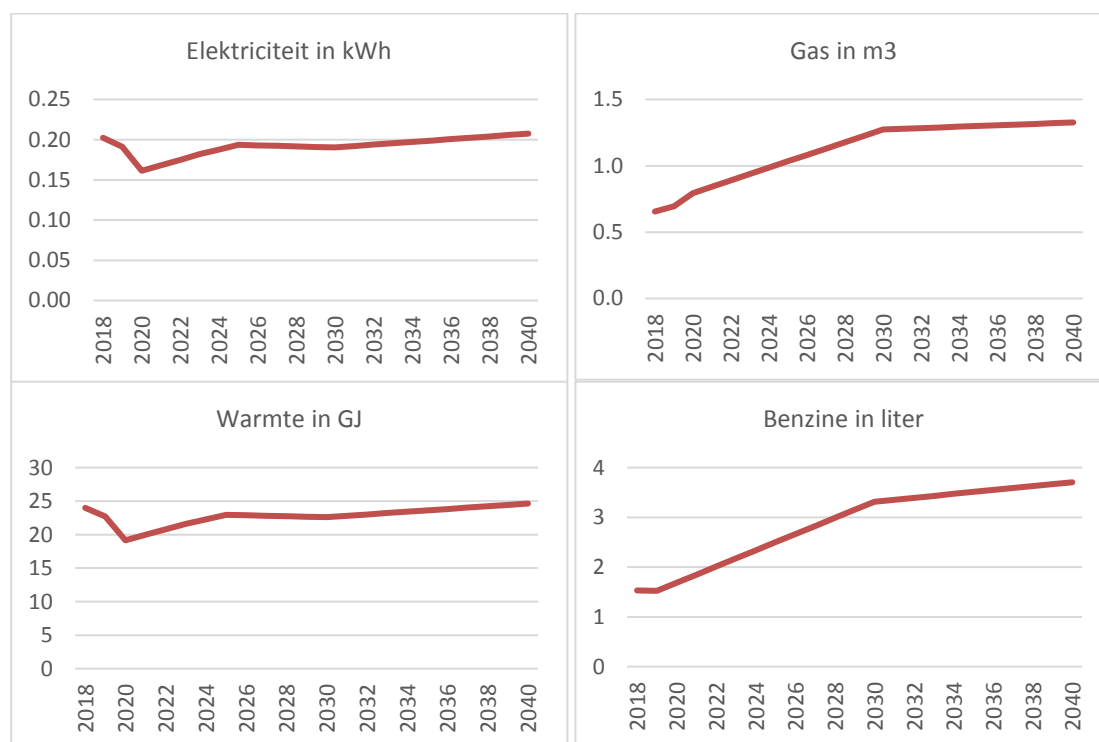
1. Impuls aan modelontwikkeling geven, CEGRID moet in Python worden uitgeprogrammeerd en koppelbaar worden gemaakt via de ESDL-taal die energiesystemen beschrijven. Zo zal het model compatible worden gemaakt met modellen van onder andere TNO en het CEGOIA-model van CE Delft.

A Projecties energietarieven 2018-2040

A.1 Algemene aannames prijzen

Voor elk van de verschillende energietarieven is een projectie tot 2040 geschat. Voor de elektriciteitsprijs zijn de groothandelsprijzen afkomstig uit de Nationale Energieverkenning 2017¹² gebruikt. De energiebelasting die hierop wordt geheven is op eigen berekeningen gebaseerd. De energiebelasting is zo berekend dat de CO₂-externaliteiten worden geïnternaliseerd. Zo wordt de energiebelasting over tijd ook iets lager omdat er steeds meer schonere energiebronnen worden gebruikt. Ook de gas- en pomptarieven volgen de NEV-projecties voor gas en olie. Verder is er aangenomen dat de warmtetarieven dezelfde trend volgen als de elektriciteitsprijs.

Figuur 41 - Projectie energietarieven voor consumenten in euro, 2018-2040



¹² Energieonderzoek Centrum Nederland (2017), Nationale Energieverkenning 2017.

B Uitvoering project

In deze bijlage enige opmerkingen ten aanzien van de uitvoering van het project.

- De problemen (technisch en organisatorisch) die zich tijdens het project hebben voorgedaan en de wijze waarop deze problemen zijn opgelost.

Het is lastig om de inventarisatie volledig te krijgen zonder lokale kennis. Dit vergt meer tijd dan verwacht. Een opmerking hierover is gemaakt als onderdeel van de conclusie.

Technisch is met name de simulatie complexer dan vooraf verwacht, dat heeft ermee te maken dat Excel geen programmeeromgeving is die complexe en non-lineaire interacties goed kan verwerken. Ook recursie is iets waar Excel niet voor gebouwd is.

We hebben met CEGRID met de elektriciteit en warmte modules in de huidige vorm echt de limiet bereikt van wat in Excel te bouwen is en door een klein kernteam van modelleers nog is te onderhouden. We hebben nu de conclusie getrokken dat we voor een vervolgproject het simulatiemodel in een programmeertaal als Python gaan programmeren. Hiermee willen we zorgen voor interoperabiliteit door ESDL te gaan gebruiken als systeembeschrijvings-paradigma.

- Toelichting op wijzigingen ten opzichte van het projectplan.

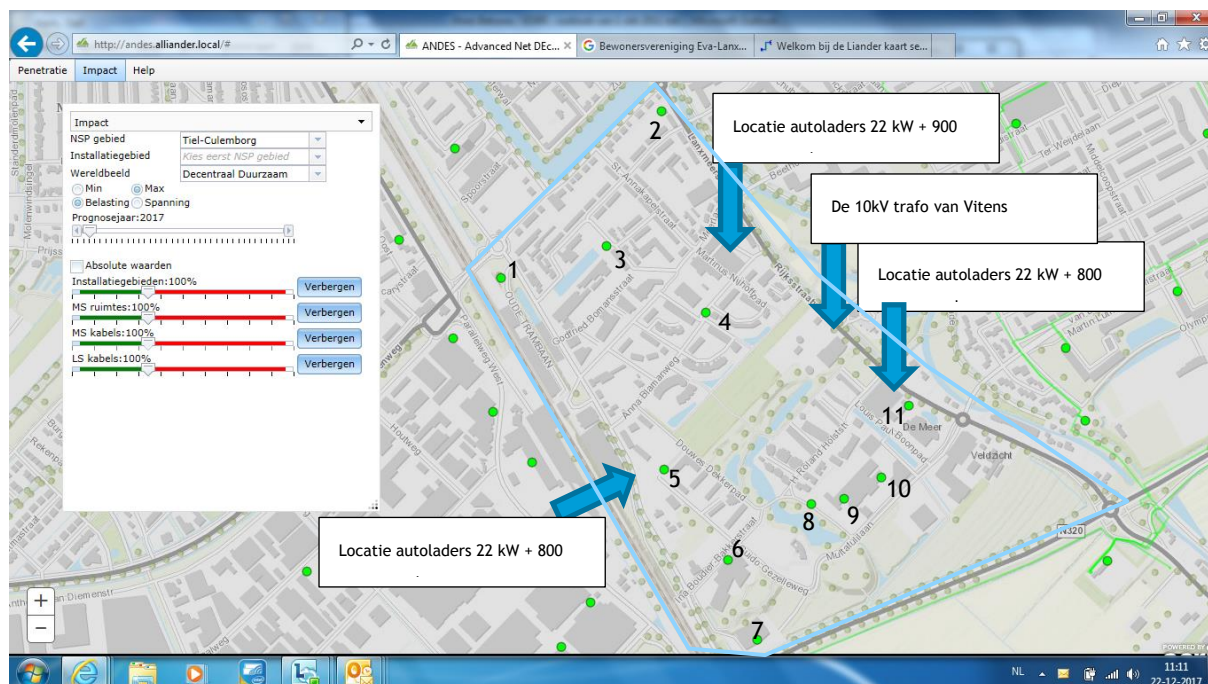
Gezien de bovengenoemde complexiteit van simulatie is het plan om met marktprijzen te werken en daar analyses op te doen niet haalbaar gebleken. Ook een gevoeligheidsanalyse voor klimaatjaren is vanwege dezelfde reden uitgebleven. In plaats daarvan zijn de uren besteed aan de implementatie in de modelleeromgeving inclusief de validatie en visualisatie van resultaten, en de gevoeligheidsanalyses op andere onderdelen zoals de dimensionering van de buffer. Het resultaat van de studie is hierdoor niet wezenlijk anders geworden dan voorzien.

C Netinfo EVA-Lanxmeer

C.1 Netkaart

Informatie over de stations, en de capaciteiten is verkregen van Liander, enige duiding is in het project voorzien.

De kaart laat ook zien waar laadpleinen worden voorzien.



C.2 Capaciteiten van stations

- stations nummers 1 en 7: 630 kW;
- stations 2, 3, 4, 5, 6, 8 en 9 = 400 kW;
- stations 10 en 11 = 250 kW.

Nr. 4, 5, 8 en 11 zijn 'openbare' stations, dat wil zeggen voeden LS-kabels met diverse aansluitingen.

Een aantal stations zijn mogelijk voor utiliteitsgebouwen en voeden dan alleen dat gebouw.

Dit zou gaan om: 7 = De Unie, 6 = O.R.S. Lek en Linge - VMBO-locatie, 9 en 10 is O.R.S.

Lek en Linge (hoofdgebouw), 11 is zwembad De Meer maar wel een openbaar punt.

C.3 Capaciteit van de wijk

- als de voeding van de woningen bestaat uit 4 + 5 + 8 + 11, dan is de totale voeding van de wijk $3 \times 400 \text{ kW} + 250 \text{ kW} = 1.450 \text{ kW}$;
- als de voeding bestaat uit 1 t/m 5 + 8 is de totale cap. 2.630 kW ;
- de totale wijk capaciteit inclusief de utiliteitsbouw is 4.500 kW .