

Waarde van Congestiemanagement Rapport



Waarde van Congestiemanagement Rapport

Door: Timme van Melle, Lou Ramaekers en Wouter Terlouw

Datum: 11 april 2016

Projectnummer: POWNL15915

Reviewer: Frank Wiersma

© Ecofys 2016 in opdracht van: Netbeheer Nederland



Samenvatting

Doel van studie

Duurzaamheidsdoelstellingen zullen er naar verwachting toe leiden dat het aantal elektrische auto's, warmtepompen en zonnepanelen sterk zal toenemen. Deze ontwikkelingen zorgen voor een grotere belasting van het elektriciteitsnetwerk. Als gevolg hiervan zullen netbeheerders in toenemende mate geconfronteerd worden met de vraag of distributienetten en mogelijk ook transmissienetten verzwakt moeten worden.

"Vraagrespons" (of "demand side management") wordt vaak genoemd als een mogelijkheid om deze investeringen in vergroting van de netwerkcapaciteit te beperken. Hiermee wordt bedoeld dat, met behulp van fijnmazige informatie-uitwisseling, vraag en aanbod op elkaar kunnen worden afgestemd, waarbij rekening kan worden gehouden met een begrensde netwerkcapaciteit. Bij een begrensde netwerkcapaciteit wordt de term "congestiemanagement" gebruikt. Dit zou tot gevolg kunnen hebben dat uitbreiding van (delen van) de netwerkinfrastructuur achterwege kan blijven of in mindere mate nodig zal zijn.

Deze studie beantwoordt de vraag wat de waarde is van de introductie van dit alternatief voor verzwaring. Inzetten van flexibiliteitsopties ten behoeve van congestiemanagement kan netverzwaring in bepaalde gevallen voorkomen of uitstellen. Deze studie analyseert daarvoor de systeemkosten. Dit zijn kosten voor het mogelijk maken van vraagsturing, de kosten voor verzwaring van de distributienetwerken en de transmissienetwerken, en de kosten voor opwek. Deze systeemkosten worden vergeleken in een situatie zonder en met congestiemanagement.

Methode

De effectiviteit van congestiemanagement is in belangrijke mate afhankelijk van de profielen voor de elektriciteitsvraag en het aanbod. Deze studie beschouwt drie scenario's tot 2050, met telkens één dominante duurzame technologie. Die technologieën zijn: elektrische auto's (EV), warmtepompen (WP) en zonnepanelen (PV) (Tabel 1). Deze scenario's geven een beeld van de diversiteit aan situaties die zich binnen Nederland kunnen voordoen, terwijl de combinatie van deze drie toekomstbeelden een beeld geven van de verwachte ontwikkelingen in geheel Nederland. Op basis van de scenario's worden vraag- en aanbodprofielen opgesteld, die geschikt zijn om zowel de winterpiek als zomerpiek te analyseren.

Tabel 1. Aandeel van technologieën in elk scenario voor 2050.

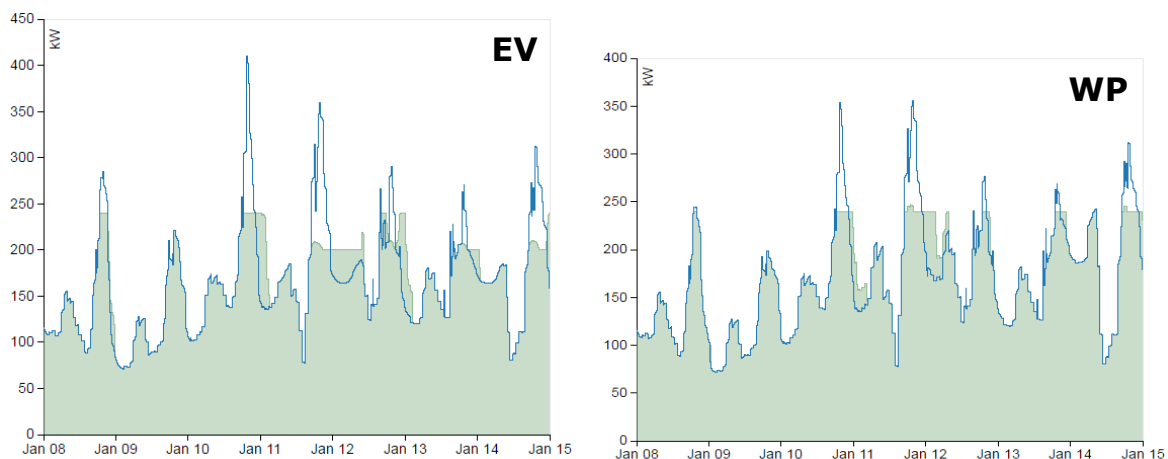
Beschrijving	Dominant EV scenario	Dominant WP scenario	Dominant PV scenario	Nederland
Vermogen zonnepanelen per huishouden	0,8 kWp	0,8 kWp	3,3 kWp	1,6 kWp
Huishoudens met warmtepompen	50%	69%	18%	46%
Huishoudens met elektrische auto's	94%	69%	34%	66%

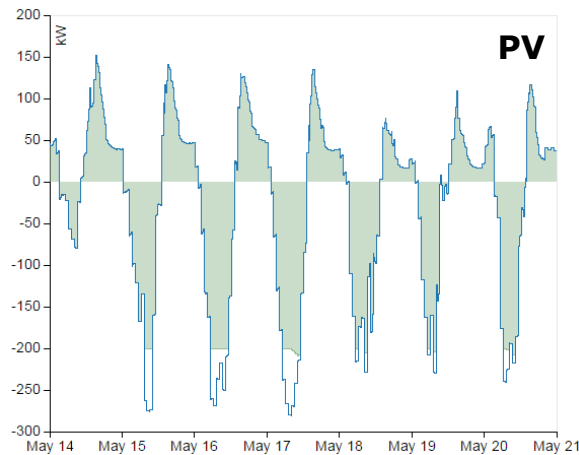
Zogenoemde flexibiliteitsopties kunnen de piekvraag verlagen. Zo'n optie is het vervroegen van een deel van de vraag, bijvoorbeeld door het bufferen van warmte of opslag van elektriciteit in batterijen om een latere piek in de vraag te kunnen opvangen. Ook kan de vraag zelf worden uitgesteld, bijvoorbeeld door het uitstellen van het opladen van elektrische auto's.

Het doel van deze studie is om te illustreren welke waarde congestiemanagement kan creëren. We hebben in deze studie flexibiliteitsopties gekozen die naar verwachting relatief goedkoop zijn en die tegelijk oplossing bieden voor de problemen die kunnen ontstaan in elk van de scenario's. De gekozen opties zijn: het slim laden van elektrische auto's, het slim sturen van warmtepompen en het beperken ('curtailen') van elektriciteitsproductie uit zonnepanelen.

Binnen de scope van deze studie passen niet alle mogelijke flexibiliteitsopties die waardevol kunnen zijn bij het toepassen van congestiemanagement. Onze keuze voor een scenario met elektrische warmtepompen neemt bijvoorbeeld niet de mogelijkheid mee van inzetten van hybride warmtepompen. Hybride warmtepompen kunnen overschakelen van elektriciteit naar gas tijdens momenten van piekvraag in het elektriciteitsnet.

In de onderstaande figuren staan de berekende vraagprofielen voor 100 huishoudens in de drie scenario's, zonder (blauwe lijn) en met (groene vlak) de inzet van flexibiliteitsopties (Figuur 1). Daaruit volgt hoe de flexibiliteitsopties de benodigde piekcapaciteit in de verschillende delen van het elektriciteitsnetwerk kunnen verlagen.

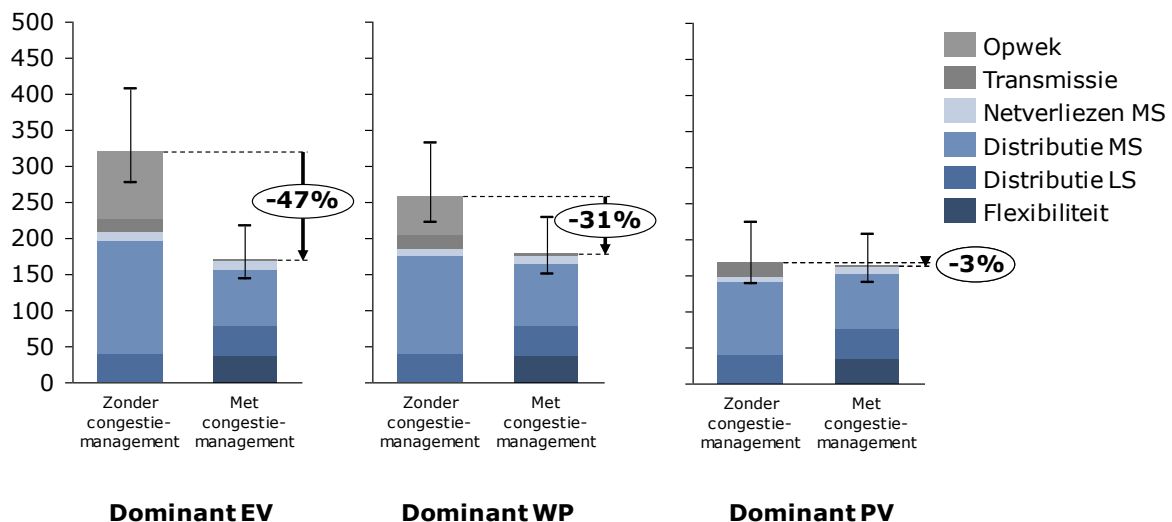




Figuur 1. Profielen zonder (blauw) en met (groen) congestiemanagement in het EV scenario (elektrische voertuigen), het WP scenario (warmtepompen) en het PV scenario (zonnecellen) voor 100 huishoudens in de week met de hoogste piekvraag.

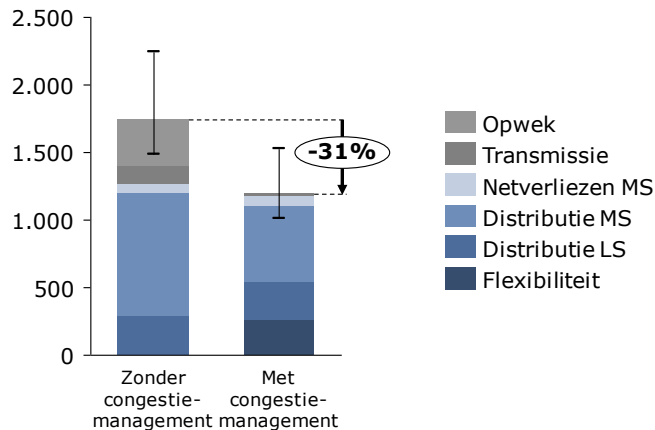
De geschatte inzet van flexibiliteitsopties voor congestiemanagement in de laag- en middenspanningsnetten leidt tot een kostenreductie in alle scenario's. In Figuur 2 en Figuur 3 zijn de kosten per huishouden per jaar geschatst voor de inzet van flexibiliteitsopties, het laagspanningsnet, het middenspanningsnet, netverliezen in het middenspanningsnet, het hoogspanningsnet en de opwek. De baten van de inzet van flexibiliteitsopties voor congestiemanagement bedragen in de geschatte scenario's 5-150 €/jaar. Er wordt gesproken over additionele kosten omdat de kosten van het bestaande netwerk niet zijn meegenomen.

Jaarlijkse additionele kosten per huishouden (€)



Figuur 2. Jaarlijkse additionele kosten per huishouden zonder en met congestiemanagement per dominant scenario.

Jaarlijkse additionele kosten voor Nederland (M€)



Figuur 3. Jaarlijkse additionele kosten voor Nederland zonder en met congestiemanagement.

Resultaten

Uit de resultaten van onze studie (samengevat in Figuur 1, Figuur 2 en Figuur 3) trekken we een aantal conclusies over de effecten per deel van het elektriciteitssysteem:

- **Laagspanningsnet** – In elk van de drie scenario's neemt de piekvraag in de huishoudens substantieel toe (> 1,5 kW per huishouden). Flexibiliteitsopties kunnen netverzwaring op dit spanningsniveau over het algemeen niet overbodig maken, hoewel dit in wijken met beperkte penetratie van de technologieën natuurlijk nog wel mogelijk is.
- **Middenspanningsnet** – Door de reductie van de piekvraag in elk van de scenario's nemen de kosten voor verzwaring van middenspanningsnetten minder toe bij de inzet van flexibiliteitsopties dan zonder de inzet van deze opties.
- **Transmissienet** – Verlaging van de piek in de distributienetten leidt tot een verlaging van de piek in de transmissienetten, waarmee kosten worden bespaard.
- **Opwekkosten** – Reductie van de vraagpiek resulteert ook in besparingen op de opwekkosten. Ten eerste is het minder vaak nodig om opwekvermogen met hogere marginale kosten in te zetten. Ten tweede hoeft er ook minder vermogen als reserve opgesteld te staan.

Risico's

Gesprekken met netbeheerders in deze studie brachten enkele risico's aan het licht die samenhangen met congestiemanagement. Deze risico's komen vooral voort uit de beperkte ervaring met het plannen voor, en operationeel inzetten van congestiemanagement.

- Het is onzeker of de betrouwbaarheid van het net negatief beïnvloed wordt door congestiemanagement. Er is veel ervaring met bestaande technologieën en procedures, maar de technologieën en procedures die in deze studie aan de orde komen moeten nog uitontwikkeld en getest worden.
- Bij de keuze voor congestiemanagement in specifieke netdelen blijkt, voordat de investeringen in flexibiliteitsopties zijn afgeschreven, dat netverzwaring alsnog nodig is.

Hierdoor ontstaan dubbele kosten en vallen de totale kosten op deze plaats hoger uit dan bij een standaard keuze voor verzwaring.

- Netverzwaring blijkt, na het mogelijk maken van congestiemanagement, in veel meer gevallen dan verwacht toch onnodig, of juist onvermijdelijk te zijn. De basisinvestering die dan landelijk gedaan is om congestiemanagement mogelijk te maken wordt niet volledig terugverdiend. Dit risico betreft de basiskosten, omdat deze in het geval van netverzwaring in individuele gevallen niet meer kunnen worden voorkomen. Op dat moment kunnen de kosten van flexibiliteitsopties op specifieke locaties nog wel worden vermeden.

Conclusies

We trekken de volgende conclusies:

- Investerings in systemen die congestiemanagement in distributienetten mogelijk maken dragen bij aan een kostenefficiënt netbeheer.
- Congestiemanagement met de geselecteerde flexibiliteitsopties levert, met meenemen van de kosten voor het beschikbaar maken van de flexibiliteit, in de middenspanningsnetwerken een kostenbesparing op van 20 tot 120 €/jaar per aansluiting. Deze kostenbesparing is het grootst in het scenario waarin het aantal elektrische auto's sterk toeneemt. Verdere optimalisatie in de keuze en inzet van flexibiliteitsopties kunnen mogelijk leiden tot grotere besparingen. Flexibiliteitsopties die wisselen van energiedrager, zoals hybride warmtepompen, zijn in deze studie bijvoorbeeld niet onderzocht.
- In onze scenario's is de besparing in het laagspanningsnetwerk beperkt, want de beschikbare flexibiliteitsopties zijn niet voldoende om netverzwaring geheel overbodig te maken. In specifieke gevallen is wel besparing te verwachten, bijvoorbeeld als netverzwaring enige jaren uitgesteld kan worden.
- Inzet van flexibiliteit voor congestiemanagement beperkt ook de toename in de piekvraag in de transmissienetten, en leidt ook daar tot lagere kosten. In onze scenario's dalen de additionele jaarlijkse kosten van €136 miljoen naar €16 miljoen. Die conclusie hangt mede af van de ontwikkeling van de vraag in de overige sectoren; wij nemen aan dat de piekvraag daar niet sterk verandert.
- Congestiemanagement door flexibiliteitsopties in het distributienetwerk besparen significant op de benodigde centrale opwekcapaciteit, omdat de inzet van flexibiliteitsopties voor congestiemanagement in veel gevallen direct de landelijke piekvraag omlaag brengt. Een lagere benodigde (back-up) opwekcapaciteit bespaart ongeveer €50 per aansluiting per jaar.

Om de conclusies uit onze modelmatige studie te vertalen naar de werkelijkheid in Nederland, moeten we rekening houden met de volgende feiten:

- De distributienetten zijn in werkelijk verscheiden in bijvoorbeeld topologie en capaciteit in verhouding tot gebruikers. Een optimale oplossing per distributienet vraagt dus om maatwerk in congestiemanagement en/of netverzwaring en de besluitvorming daarover.
- Bij verzwaring van laagspanningsnetten wordt een groot gedeelte van de kosten veroorzaakt door graafwerkzaamheden; de meerkosten voor een zwaardere kabel zijn relatief klein. Als achteraf blijkt dat een kabel, ondanks de voorspelde efficiëntie van congestiemanagement toch te licht is uitgevoerd, zijn de extra kosten relatief hoog.

Inhoudsopgave

1	Inleiding	1
1.1	Achtergrond	1
1.2	Doelstelling	2
1.3	Overwegingen bij aanpak	2
1.4	Leeswijzer	3
2	Reikwijdte van de studie	4
2.1	Flexibiliteit en congestiemanagement	4
2.2	Beschouwde kosten	5
2.3	Comfort	6
3	Overzicht bestaande literatuur	7
3.1	Goedkopere stroom door slim laden van EV's	7
3.2	Maatschappelijke kosten en baten van intelligente netten	7
3.3	Waarde van Slimme Netten	8
3.4	Systeemkosten van warmte voor woningen	8
3.5	Wonen en ondernemen in de energiewereld van morgen	9
3.6	Conclusies uit overzicht bestaande literatuur	9
4	Methodologie	10
4.1	Scenario's	10
4.2	Flexibiliteitsopties	10
4.3	Vraagprofielen	11
4.4	Kostenanalyse	14
5	Scenario's	15
6	Flexibiliteitsopties	17
6.1	Verschillende soorten flexibiliteit	17
6.2	Eigenschappen van verschillende flexibiliteitsopties	18
6.3	Dimensies van flexibiliteit	22
7	Vraagprofielen	25
7.1	Basisvraagprofielen	25
7.2	Vraagprofiel voor elektrische auto's	26
7.3	Profiel voor warmtepompen	27
7.4	Profiel voor zonnepanelen	29
7.5	Aggregatie	29
8	Kostenanalyse	31
8.1	Overzicht kostenposten	31
8.2	Flexibiliteitskosten	32
8.3	Netverzwakingskosten	33

8.4	Opwekkosten	37
9	Resultaten	40
9.1	Profielen	40
9.2	Systeemkosten	41
9.3	Verdiepende analyse ten aanzien van laagspanningsnetten	45
10	Risico's	49
11	Conclusies	50
12	Aanbevelingen	52
Bijlage I.	Basiskosten	53
Bijlage II.	Effecten van flexibiliteitsopties per scenario	54
Bijlage III.	Kosten elektriciteitstransmissie	57
	Afbakening en vereenvoudiging	57
	Aannames en uitgangspunten	57
Bijlage IV.	Vermeden vaste jaarlijkse kosten opwek	59
	Vermeden piek capaciteit	59
	Kapitaalkosten	60
	Alternatieven	60
	Operationele kosten	60
	Vermeden vaste kosten	61
	Resultaten dispatch berekeningen	61
Bijlage V.	EV batterijen voor flexibiliteit in de landelijke energiemarkt	64
Bijlage VI.	Gevoeligheidsanalyse	65
	Kosten van flexibiliteitsopties	65
	Rentepercentage	65

1 Inleiding

1.1 Achtergrond

In Europa en in Nederland is al meerdere jaren sprake van een ambitie voor het vergroten van het aandeel duurzame energie en het verlagen van broeikasgasemissies. Dit moet onder meer leiden tot een gestage groei van de toepassing van zonne- en windenergie. Om ook de uitstoot die samenhangt met transport en verwarming van woningen en gebouwen omlaag te brengen is bovendien een sterke groei gewenst van respectievelijk het aandeel elektrische auto's en warmtepompen.

Naast duurzaamheid worden betaalbaarheid en de betrouwbaarheid als belangrijke randvoorwaarden gezien waaraan het huidige en het toekomstige energiesysteem moeten voldoen. Omdat in de meeste scenario's het aandeel elektriciteit in de energiemix toeneemt, wordt verwacht dat dit ook om de nodige aanvullende investeringen in netwerkcapaciteit zal vragen.

"Vraagrespons" (of "demand side management") wordt vaak genoemd als een mogelijkheid om deze investeringen in vergroting van de netwerkcapaciteit te beperken. Hiermee wordt bedoeld dat, met behulp van fijnmazige informatie-uitwisseling, vraag en aanbod op elkaar kunnen worden afgestemd, waarbij tegelijkertijd rekening kan worden gehouden met een begrensde netwerkcapaciteit. In het geval van een begrensde netwerkcapaciteit wordt de term "congestiemanagement" gebruikt. Dit zou tot gevolg kunnen hebben dat uitbreiding van (delen van) de netwerkinfrastructuur achterwege kan blijven of in mindere mate nodig zal zijn. Veel internationale en nationale studies concluderen dat hiervoor inderdaad goede mogelijkheden zijn, waarmee kosten kunnen worden uitgespaard.¹ Het rapport dat voor u ligt beoogt inzicht te geven in de kosten die in Nederland bespaard kunnen worden als congestiemanagement in het distributienet mogelijk wordt gemaakt.

Eind 2014 heeft Ecofys voor Netbeheer Nederland een analyse uitgevoerd met een inschatting van de waarde van vraagsturing in de middenspanningsnetten om netverzwaringen te voorkomen.² In die studie werd geconcludeerd dat in de gekozen cases investeringen in vraagsturing zich terugbetalen door de vermeden investeringen in de middenspanningsdistributienetten. Deze huidige studie bouwt hierop voort. In het bijzonder worden hierin de volgende aanvullende aspecten bekeken:

- Naast middenspanningsdistributienetten worden in dit rapport ook de laag- en hoogspanningsnetten bestudeerd.
- Verder wordt ook het effect van een vlakker vraagprofiel op de landelijke opwekkosten van elektriciteit bekeken.

¹ CE Delft (2012) Maatschappelijke kosten en baten van Intelligente Netten, EPRI (2011) Estimating the costs and benefits of the smart grid. Economics of Demand Response, www.rmi.org/electricity_demand_flexibility

² Ecofys (2014) Waarde van slimme netten: Welke waarde creëren slimme oplossingen in het distributienetwerk. Beschikbaar op: <http://nbn-assets.netbeheernederland.nl/p/32768/files/Rapport%20Waarde%20van%20Slimme%20Netten%20Ecofys.pdf>

Daarnaast onderzoekt deze studie verschillende scenario's voor de groei van de toepassing van technologieën – elektrische voertuigen (EV), warmtepompen (WP) en zonnepanelen (PV). Op deze wijze wordt de vraag beantwoord wat de waarde van lokale flexibiliteit is in scenario's waarin een van deze technologieën domineert. Met de grote diversiteit aan netwerkeigenschappen en verschillende gebruikers zullen in werkelijkheid allerlei combinaties van technologieën voorkomen.

1.2 Doelstelling

Het rapport dat voor u ligt geeft inzicht in de waarde van congestiemanagement en daarmee samenhangende vraagsturing in de distributienetten. Daarnaast benoemt het rapport een aantal overwegingen rond de keuze om te investeren in het mogelijk maken van congestiemanagement en ook de risico's die daarmee samenhangen. Uiteindelijk moet dit leiden tot beter inzicht in de voor- en nadelen van het invoeren van congestiemanagement in de distributienetten. Specifiek richt de studie zich op de volgende vragen:

- Kan het inzetten van lokale flexibiliteit, in verschillende scenario's, de kosten van het beheren van het distributienetwerk verlagen, en zo ja, in welke mate?
- Welke kosten hangen hiermee samen in andere delen van het Nederlandse elektriciteitssysteem?
- Wat is de resterende waarde van de lokale flexibiliteit, binnen de beperkingen die met de inzet van congestiemanagement samenhangen, als deze wordt ingezet om op nationaal niveau de vraag beter op het aanbod aan te laten sluiten?
- Welke risico's zijn er verbonden aan het introduceren van congestiemanagement en de daarmee samenhangende beperkte uitbreiding van de capaciteit van het distributienetwerk?

1.3 Overwegingen bij aanpak

Bij het bepalen van de waarde van congestiemanagement en het interpreteren van de resultaten van deze studie zijn een aantal overwegingen belangrijk:

- **In werkelijkheid is er een grote verscheidenheid aan distributienetten** - In Nederland komen veel verschillende woongebieden voor. Deze gebieden verschillen in de samenstelling van de woningtypes en de onderlinge afstand tussen de woningen. Ook verschillen de distributienetwerken zelf. Sommige netwerken hebben nog veel "ruimte" (capaciteit) over voor groei van de piekvraag, terwijl andere netten tegen hun maximale capaciteit aanlopen. Dit betekent dat de kosten die gemoeid zijn met de groei van de piekvraag in de netten sterk kunnen verschillen van locatie tot locatie. Hiermee moet in de operationele besluitvormingsstrategie over congestiemanagement en/of netverzwaring rekening worden gehouden. Om recht te doen aan deze verscheidenheid worden de netwerkverzwarkosten gesplitst in verschillende gebiedstypes. Deze variëren van stedelijk tot ruraal. Ook wordt voor elk gebied een bandbreedte aangehouden om de verscheidenheid in kosten te reflecteren. Daarom zullen ook de uitkomsten van de studie in bandbreedtes worden weergegeven.

- **Bij verzwaring van laagspanningsnetten wordt een groot gedeelte van de kosten veroorzaakt door graafwerkzaamheden terwijl de kosten voor additionele kabelcapaciteit relatief klein zijn** - Een besluit of en op welk moment congestiemanagement dan wel netverzwaring op een specifieke locatie in te zetten zal plaats vinden op basis van een voorspelling van de toekomst die inherent onzeker is. In sommige gevallen zal dit besluit achteraf suboptimaal blijken en daarmee duurder uitvallen dan eerder gedacht. De capaciteitsvraag waaraan netbeheerder moeten voldoen in de gewenste energietransitie is niet perfect te voorspellen. Dit geldt zowel voor de vraag die zou horen bij een min of meer stabiele eindsituatie, maar ook voor de snelheid waarmee de vraagpatronen zich richting deze eindsituatie ontwikkelen. Op enig moment moet een netbeheerder echter beslissen om ofwel te investeren in distributie-infrastructuur, of in congestiemanagement, of in een combinatie hiervan. Doorgaans worden deze keuzes gemaakt voor een periode van tientallen jaren. Om recht te doen aan de inherente onzekerheid over de toekomst op het moment waarop dergelijke beslissingen worden genomen worden in dit rapport een aantal cases besproken die verschillende mogelijkheden voor ontwikkelingen laten zien. Hierbij laten we de effecten zien van de verschillende keuzes op de kosten die over de jaren heen gemoeid zijn met het voorzien in de capaciteitsvraag.

Hierbij is ook belangrijk dat een groot gedeelte van de kosten van netverzwaring is verbonden aan de graafwerkzaamheden die hiervoor nodig zijn. Echter, als eenmaal gegraven wordt, zijn de kosten voor het neerleggen van additionele capaciteit relatief klein. In veel gevallen wordt er daarom, als de capaciteit versterkt wordt, voor gekozen om de capaciteit van de kabel zo te kiezen dat deze met grote zekerheid tot het einde van zijn technische levensduur in de piekvraag kan voorzien. Zo wordt voorkomen dat voortijdig opnieuw gegraven moet worden. Dit maakt dat de keuze tussen congestiemanagement en netverzwaring op laagspanningsniveau een alles-of-niets karakter heeft: óf netverzwaring moet in het geheel voorkomen worden, óf het heeft in het laagspanningsnet geen additionele waarde omdat extra capaciteit tegen verwaarloosbare meerkosten kan worden aangelegd. Om hieraan recht te doen rekenen we bij laagspanningsnetten met een vast bedrag dat gemoeid is met verzwaring van het netwerk. In de bovengenoemde cases wordt beschouwd in hoeverre en onder welke omstandigheden en voorwaarden, netverzwaring in de laagspanningsnetten in het geheel voorkomen kan worden, en welke kosten hiermee bespaard worden. Dit betekent dat er een verschillende aanpak gevolgd wordt voor midden- en hoogspanningsnetten enerzijds en laagspanningsnetten anderzijds.

1.4 Leeswijzer

Secties 2, 3 en 4 beschrijven de reikwijdte, relevante literatuur en de gevolgde methodologie van deze studie. Secties 5 tot en met 8 geven een uitwerking van de methodologie voor de scenario's, de flexibiliteitsopties inclusief modellering en de kosten. Sectie 9 presenteert de resultaten, waarbij bepaalde gevoeligheden extra worden uitgelicht door middel van cases. Sectie 10 besteedt aandacht aan de aanwezige risico's. Uiteindelijk worden de conclusies gepresenteerd in Sectie 11.

2 Reikwijdte van de studie

Deze Sectie beschrijft in meer detail de reikwijdte en afbakening van deze studie. Het geeft aan wat er verstaan wordt onder 'waarde van congestiemanagement' en 'waarde van flexibiliteit voor balancerings'. Ook wordt nader ingegaan op de definitie van de verschillende kostencomponenten die worden bekeken en de baten die worden meegenomen.

2.1 Flexibiliteit en congestiemanagement

In deze studie wordt gebruik gemaakt van de termen 'flexibiliteit' en 'congestiemanagement'. Deze termen behoeven nadere definiëring.

In dit rapport wordt met **flexibiliteit** bedoeld "de mogelijkheid om vraag of aanbod van energie aan te passen". Hierbij is het belangrijk wie deze mogelijkheid heeft. Ter illustratie, in het huidige laagspanningsnet is een grote flexibiliteit aanwezig. Deze ligt echter vrijwel volledig bij de afnemers – deze kunnen op elk moment van de dag hun vraag (binnen de fysieke beperkingen van hun eigen installaties) volledig naar wens invullen. Deze flexibiliteit wordt mogelijk gemaakt door het energiesysteem – de combinatie van opwek, transport en distributie. In deze huidige opzet zijn de technische flexibiliteitsopties voor het overgrote gedeelte in dit systeem opgenomen. In het geval van de distributienetten betekent dit bijvoorbeeld dat het net zo is uitgelegd dat iedereen vrijelijk elektriciteit kan afnemen zonder beperkingen in de tijd.

Congestie wordt gedefinieerd als de situatie waarin een elektriciteitsverbinding haar limiet heeft bereikt, als gevolg waarvan transacties (zoals levering, verbruik, transport, distributie) niet meer fysiek kunnen worden geïmplementeerd.³ **Congestiemanagement** is aan de orde in situaties dat de capaciteit van het net niet (langer) is ingericht om volledige flexibiliteit te leveren. Dit kan betekenen dat de flexibiliteit die vanuit het systeem geleverd wordt aan (sommige) afnemers contractueel – bijvoorbeeld in ruil voor lagere kosten – ingeperkt wordt.⁴ Congestiemanagement maakt het mogelijk om verschillende bronnen van flexibiliteit in te zetten waaronder de flexibiliteit waarin afnemers zelf kunnen voorzien.

Deze studie vergelijkt de kosten van (i) een systeem zonder lokale flexibiliteit (waarbij dus alle flexibiliteit vanuit het centrale systeem via het distributienet aan de afnemers wordt geleverd) met (ii) een alternatief systeem waarin een mogelijkheid bestaat om lokale flexibiliteit aan de vraagkant actief in te zetten (waarmee dus minder capaciteit, en daarmee flexibiliteit, vanuit het centrale systeem hoeft te worden voorzien).

³ Van Blijswijk, M.J. (2011), Congestion management in the Dutch power sector.: a quantitative evaluation of policy options. Master's thesis, Delft University of Technology, Delft

⁴ Dit kan ook betekenen dat er door er additionele flexibiliteit aan het net wordt toegevoegd, bijvoorbeeld door een batterij in het laagspanningsnet te plaatsen. Dit wordt in deze studie niet nader bestudeerd, maar behoort in principe wel bij de mogelijkheden voor congestiemanagement.

Indien flexibiliteitsopties niet voor congestiemanagement worden ingezet, kunnen deze in het geheel voor optimalisatie in de energiemarkt worden ingezet, zonder beperkingen vanwege congestiemanagement. Omdat in deze studie echter specifiek wordt gekeken naar flexibiliteit ten behoeve van congestiemanagement, past het om aan te nemen dat de netbeheer in dat geval over gegarandeerde flexibiliteit beschikt, aangezien dit een operationele voorwaarde is van congestiemanagement. Omdat deze studie uitgaat van systeemkosten onderscheiden we niet specifieke welke partij primair over de lokale flexibiliteit beschikt.⁵

2.2 Beschouwde kosten

Deze studie kijkt naar **systeemkosten**. Dit betekent dat de kosten die worden berekend de totale kosten representeren die samenhangen met de levering van elektriciteit in de verschillende scenario's. Met de **waarde van congestiemanagement** wordt bedoeld het verschil tussen de systeemkosten *met* congestiemanagement en de systeemkosten *zonder* congestiemanagement. Dit kan natuurlijk ook op een negatief getal uitkomen. Om een netto besparing op te leveren is het noodzakelijk dat de kosten die samenhangen met vraagrespons lager zijn dan de opbrengsten. Hoe deze kosten en baten verdeeld worden tussen de verschillende marktpartijen en welke afspraken hierover tot stand moeten komen wordt niet beschouwd. Dit betekent dat er geen uitspraak gedaan wordt over tarieven of prijzen.

Dit onderzoek richt zich voornamelijk op de systeemkosten die gemaakt worden in het laag-, midden- en hoogspanningsnet. Er wordt een vergelijking gemaakt tussen kosten voor netverzwaring die nodig zou zijn zonder flexibiliteitsopties en de kosten voor netverzwaring voor zover nodig met flexibiliteitsopties, *inclusief* de kosten van de flexibiliteitsopties zelf. Hierbij nemen we zowel de investerings- als de operationele kosten mee voor netverzwaring en de toepassing van flexibiliteitsopties. De kosten voor het gehele Nederlandse elektriciteitssysteem worden beschouwd, er wordt echter aangenomen dat het verbruiksprofiel van industrie en grootgebruik niet wijzigt.

Daarnaast wordt er gekeken naar de additionele waarde die de lokale flexibiliteit heeft op het landelijke systeem. Flexibiliteit kan voor meerdere doelen tegelijkertijd worden ingezet. Een batterij die gebruikt wordt om overdag een eventueel overschot aan zonne-energie op te slaan om het distributienetwerk te ontlasten, kan 's nachts gebruikt worden om een eventueel landelijk overschot aan windenergie in Nederland op te slaan en om 's ochtends weer te ontladen. In de praktijk vindt dit plaats op de energiemarkt, bijvoorbeeld op de day-ahead markt of de balanceringsmarkt. Deze studie maakt een inschatting van deze 'additionele' voordelen door de technische flexibiliteitsmogelijkheden die voor congestiemanagement worden ingezet, voor landelijke optimale aanpassingen in de vraag te gebruiken in periodes dat deze lokaal niet hoeft te worden ingezet voor congestiemanagement.

⁵ Een mogelijkheid die in het huidige markt model past is dat de netbeheerder gegarandeerde flexibiliteit koopt van een marktpartij (een aggregator). Bij afroeping van dit recht moet de aggregator onvoorwaardelijk reageren op de wensen van de netbeheerder. Op andere momenten staat het de aggregator vrij om de flexibiliteit in te zetten om te optimaliseren op de energiemarkt – uiteraard zolang deze hierdoor geen congestie veroorzaakt.

Het gebruik van het woord 'additioneel' geeft uiting aan het feit dat indien in een bepaalde netruimte besloten is om congestiemanagement toe te passen, de hiervoor bedoelde flexibiliteit met prioriteit beschikbaar moet zijn voor de netbeheerder als congestie dreigt. Het kunnen inzetten van deze flexibiliteit is op dergelijke momenten namelijk essentieel om te voorkomen dat het lokale systeem overbelast wordt. In de periodes dat er geen congestie dreigt, blijft de flexibiliteit ter beschikking voor het landelijke systeem.

2.3 Comfort

Er wordt aangenomen dat voor de eindgebruiker de functionaliteiten of voordelen die voortkomen uit het energiesysteem gelijk moeten blijven. We zoeken dus oplossingen waarbij bewoners hun functionele vraag of hun gedrag niet – of slechts minimaal – hoeven aan te passen, zonder verlies van comfort. Dit betekent bijvoorbeeld dat het op geen enkel moment (in de winter) in huis kouder mag zijn dan bij conventionele oplossingen.⁶ Om twee redenen is voor deze aanpak gekozen. Ten eerste vergroot dit de kans dat gekozen flexibiliteitsopties door gebruikers geaccepteerd zullen worden. Ten tweede zijn de resultaten van dit rapport objectiever omdat er op deze wijze geen waardering nodig is van een verlies aan comfort bij de eindgebruiker.

⁶ In bepaalde gevallen zal de temperatuur wel hoger zijn dan in de conventionele oplossing, echter nooit hoger dan de nagestreefde dagtemperatuur. Geen comfortverlies wordt aangenomen als de temperatuur in bijvoorbeeld de woonkamer van een huis in plaats van 17 graden naar 20 graden wordt verhoogd, omdat er van wordt uitgegaan dat 20 graden de meest gewenste temperatuur is, en daar enkel vanwege kostenoverwegingen van wordt afgeweken.

3 Overzicht bestaande literatuur

Deze Sectie geeft een samenvatting van de belangrijkste literatuur over de waarde van flexibiliteit in distributienetwerken. Per bron wordt vraagstelling, methodologie, resultaten en conclusies kort besproken.

3.1 Goedkopere stroom door slim laden van EV's

De studie "Goedkopere stroom door slim laden van EV's"⁷ van CE Delft bestudeert de besparingen die optimalisatie van laadpatronen van elektrische voertuigen (EV's) kan opleveren in elektriciteitsproductie en lokale infrastructuur. In deze studie wordt ingeschat dat slim aansturen van EV's een kostenbesparing in elektriciteitsproductie oplevert die varieert tussen de 75 en 132 miljoen euro per jaar. Dit komt overeen met 89 tot 172 euro per jaar per EV.

Dit zijn kosten voor de gebruikers van elektriciteit op basis van het prijsniveau dat ontstaat door de additionele vraag van de ongestuurde elektrische voertuigen. Dit is dus niet hetzelfde als de systeemkosten zoals deze worden gehanteerd in de studie die voor u ligt. De systeemkosten zullen lager zijn dan de kosten voor de gebruikers, omdat een deel van de kosten voor de gebruikers bij een dergelijke vraagverhoging in de pieken als winst terecht zullen komen bij de producenten van de gebruikte elektriciteit.

Daarnaast valt op dat de uitkomsten van verschillende vraagrespons scenario's zijn gebaseerd op een constant opgesteld Nederlandse opwekvermogen, dus zonder investeringen in aanvullende capaciteit. In werkelijkheid zullen bij aanhoudende hoge vraag en hoge prijzen investeringen in het opwekpark plaatsvinden die leiden tot verlaging van de prijzen tot een nieuw evenwichtsniveau. In deze studie wordt hiermee rekening gehouden door het aanpassen van het opwekpark op basis van capaciteitsbehoefte.

3.2 Maatschappelijke kosten en baten van intelligente netten

De studie "Maatschappelijke kosten en baten van intelligente netten"⁸ van CE Delft werd uitgevoerd voor het Ministerie van Economische Zaken met als doel om de financiële en niet-financiële kosten en baten van het introduceren van intelligente netten in kaart te brengen. De uitkomsten van deze studie in brede zin zijn niet direct van belang voor het huidige onderzoek. De kosten en baten die hierbij geaggregeerd worden beslaan een breder spectrum dan die deze studie aan bod komen en zijn beschreven op een hoger aggregatieniveau.

⁷ CE Delft (2015) Goedkopere stroom door slim laden van EV's: Synergiën tussen elektrisch rijden en lokale duurzame elektriciteitsopwekking. Beschikbaar op: http://www.ce.nl/publicatie/goedkopere_stroom_door_slim_laden_van_evs/1670

⁸ CE Delft (2012) Maatschappelijke kosten en baten van intelligente netten. Beschikbaar op: http://www.ce.nl/publicatie/maatschappelijke_kosten_en_baten_van_intelligente_netten/1236

Specifieke posten die relevant zijn voor de huidige studie zijn de basiskosten, de kostenbesparingen in de distributienetten en kosten voor centrale opwek. In deze eerdere studie worden de kostenbesparingen in de distributienetten ingeschat op basis van een kental van 1820 €/kW voor netverzwaring. Hierbij wordt ervan uitgegaan dat elke vorm van verzwaring moet worden voorkomen. In werkelijkheid zijn de besparingen aanmerkelijk lager bij het leggen van een kabel met een klein vermogen, omdat de graafkosten het grootste (onveranderlijke) gedeelte van deze kosten behelzen.

3.3 Waarde van Slimme Netten

De studie “Waarde van Slimme Netten”⁹ van Ecofys, in opdracht van Netbeheer Nederland, bekijkt de eventuele meerwaarde van slimme netten voor een tweetal bestaande en representatieve middenspanningsnetwerken in Nederland. De twee case studies representeren twee verschillende netwerktypen: bebouwde kom (casus Steenwijk) en landelijk (casus Drechterland). De studie laat voor beide cases zien dat de inzet van slimme oplossingen bij huishoudens zich terugbetaalt door een besparing op de netverzwaring.

De voorliggende studie bouwt voort op de Waarde van Slimme Netten studie en is met name gericht op de punten van discussie en nieuwe vragen die daarbij naar voren kwamen. Belangrijkste discussiepunten waren de context van de gehele energiemarkt om zo goed de waarde in te kunnen schatten. Daarnaast was er behoefte aan het beschouwen van een diversiteit aan lokaal verschillende scenario's en aan meer zicht op de randvoorwaarden waarbinnen een betere benutting van de flexibiliteit op de distributienetten zou kunnen plaatsvinden.

3.4 Systeemkosten van warmte voor woningen

Alliander, ECN, Gasunie (GTS), TenneT en Ecofys hebben zich de studie “Systeemkosten van warmte voor woningen”¹⁰ gericht op de vraag wat nieuwe technologische ontwikkelingen in de warmtevoorziening gaan betekenen voor de betrouwbaarheid en betaalbaarheid van het energiesysteem in de toekomst. Aan de hand van scenario's, waarin verschillende technologieën dominant zijn in de invulling van de warmtevraag, wordt een inschatting gemaakt van de bijbehorende emissies en kosten in de keten. Hierbij zijn de volgende kostencomponenten bekeken: kosten voor distributie en transmissie, kosten in woningen en kosten voor energie.

De studie concludeerde dat verregaande maatregelen nodig zijn om de emissies in de gebouwde omgeving sterk te verminderen. Een hoge isolatiegraad in combinatie met warmtepompen biedt de meeste potentie voor emissieverlaging. Hierbij zijn de hoogste investeringen nodig bij de huishoudens zelf. Naast de kosten in de woning, is met name het verkregen inzicht in de netwerkverzwarkosten voor distributie en transmissie van belang voor de huidige studie.

⁹ Ecofys (2014) Waarde van slimme netten: Welke waarde creëren slimme oplossingen in het distributienetwerk. Beschikbaar op: <http://nbn-assets.netbeheernederland.nl/p/32768/files/Rapport%20Waarde%20van%20Slimme%20Netten%20Ecofys.pdf>

¹⁰ Ecofys (2015) De systeemkosten van warmte voor woningen: Hoe beïnvloeden technologiekeuzes in woningen de toekomstige kosten van het energiesysteem? Beschikbaar op: http://www.ecofys.com/files/files/ecofys-2015-systeemkosten-van-warmte-voor-woningen_02.pdf

De studie laat zien dat piekvraag in de netwerken een belangrijke invloed hebben op de systeemkosten, en dat deze kosten door socialisering van de tarieven maar voor een klein gedeelte terechtkomen bij de gebruikers die deze kosten veroorzaken.

3.5 Wonen en ondernemen in de energiewereld van morgen

Het rapport "Wonen en ondernemen in de energiewereld van morgen"¹¹ van PowerMatching City beschrijft het onderzoek uitgevoerd in PowerMatching City, een demonstratieproject waarin een slim energienet in de praktijk is geïmplementeerd. In dit onderzoek wordt geconcludeerd dat het inzetten van slimme energiesystemen 1 tot 3,5 miljard euro oplevert in de consumentenmarkt. Tevens wordt aanbevolen om een nieuw marktmodel te ontwikkelen, waarin de flexibiliteit optimaal verdeeld wordt en de waarde van flexibiliteit optimaal benut wordt om tot een positieve business case te komen.

3.6 Conclusies uit overzicht bestaande literatuur

Veel literatuur en rapporten geven aan dat vraagrespons waarde heeft. De omvang van deze geschatte waarde verschilt echter sterk van studie tot studie. Per huishouden lopen de ingeschatte besparingen in de distributienetten door lokale vraagsturing sterk uiteen. Daarbij is een vergelijking tussen de verschillende studies niet goed mogelijk omdat de scope sterk verschilt tussen de studies.

Een belangrijke factor in deze verschillen is het verschil in kosten die voor netverzwaring worden aangenomen. Deze lopen uiteen van 200 €/kW tot 4400 €/kW, afhankelijk van de gebruikte berekeningsmethodologie en het type net. Wijzigingen van inzichten in netverzwarkosten volgen elkaar snel op in de afgelopen vijf jaar. Dit heeft te maken met de grote diversiteit in berekeningsmethoden, netwerktypes en investeringsstrategieën.

Ten tweede spelen afwijkende inschattingen voor kosten van flexibiliteit een rol.

¹¹ PowerMatching City (2015) Wonen en ondernemen in de energiewereld van morgen. Beschikbaar op: <http://www.powermatchingcity.nl/site/pagina.php?id=34>

4 Methodologie

Het doel van deze studie is het in kaart brengen van de systeemkosten van de inzet van flexibiliteitsopties ten behoeve van congestiemanagement in de laag- en middenspanningsnetten en om deze te vergelijken met de systeemkosten zonder congestiemanagement. In de waarde van het systeem *met* congestiemanagement worden de bijkomende kosten en baten in de hoogspanningsnetten en op de energiemarkt meegenomen. Deze Sectie beschrijft welke methodologie hierbij is toegepast. Figuur 4 geeft hierbij een overzicht van de hoofdstappen in de methodologie.



Figuur 4. Overzicht van methodologie.

4.1 Scenario's

De waarde van congestiemanagement is in belangrijke mate afhankelijk van de vorm van de vraag- en aanbodprofielen. Deze zijn op hun beurt afhankelijk van de technologieën en flexibiliteitsopties die worden toegepast. De scenario's beschrijven de introductie van de volgende "nieuwe technologieën" in het systeem: elektrisch vervoer (EV), elektrische warmtepompen (WP) en zonnepanelen (PV). Binnen deze studie wordt voor elk van deze drie technologieën een specifiek scenario gemodelleerd voor de periode tot 2050. In elk van deze scenario's is één bepaalde technologie dominant. Dit reflecteert een diversiteit die binnen Nederland verwacht mag worden. De drie verschillende scenario's (i.e. dominant EV, dominant WP en dominant PV) geven inzicht in zowel de waarde van congestiemanagement bij een winterpiek als bij een zomerpiek. Het vraagprofiel in de winter wordt gedomineerd door de elektriciteitsvraag van elektrische auto's en warmtepompen. In de zomer zorgen zonnepanelen voor een terugleverpiek.

Een uitgebreide beschrijving van de aangenomen introductie van de technologieën wordt gegeven in Sectie 5.

4.2 Flexibiliteitsopties

Vervolgens wordt in kaart gebracht welke flexibiliteitsopties kunnen bijdragen aan congestiemanagement in het laag- en middenspanningsnet. Deze studie heeft als doel om de waarde van congestiemanagement in kaart te brengen. Uit de veelheid van potentiële flexibiliteitsopties zijn er daarom drie geselecteerd om de waarde van congestiemanagement te illustreren. Een uitgebreide inventarisatie van alle beschouwde flexibiliteitsopties wordt gegeven in sectie 6. Vervolgens wordt daar de keuze voor de drie nader beschouwde opties beschreven, waarbij rekening is gehouden met de volgende elementen:

- **Kosten** – Om de totale kosten te verlagen is het belangrijk dat de kosten (investerings- en operationele kosten) voor flexibiliteitsopties lager uitvallen dan de vermeden kosten voor netverzwaring. Om deze reden zijn de meest kostenefficiënte haalbare flexibiliteitsopties geselecteerd.
- **Toepasbaarheid** – Niet alle flexibiliteitsopties zijn toepasbaar op elk capaciteitsprobleem. Steeds worden die flexibiliteitsopties geselecteerd die in staat zijn de verwachte capaciteitsproblemen in elk van de scenario's op te lossen.
- **Impact** – Naast de toepasbaarheid is ook de impact van de flexibiliteitsoptie van belang. Een flexibiliteitsoptie moet, juist op de momenten van piekcapaciteit, voldoende flexibiliteit kunnen leveren. Een optie met een hoge impact is bijvoorbeeld curtailment van PV-productie. Dit verlaagt direct de pieklevering op de momenten waarop de piek het hoogste is. Vraagrespons van warmtepompen heeft echter veel minder impact. Juist op de dagen waarop de piek het hoogste is (zeer koude dagen) is er de minste ruimte voor vraagrespons omdat de warmtepomp op deze dagen vrijwel continu in bedrijf is om de woning op de gewenste temperatuur te houden.

4.3 Vraagprofielen

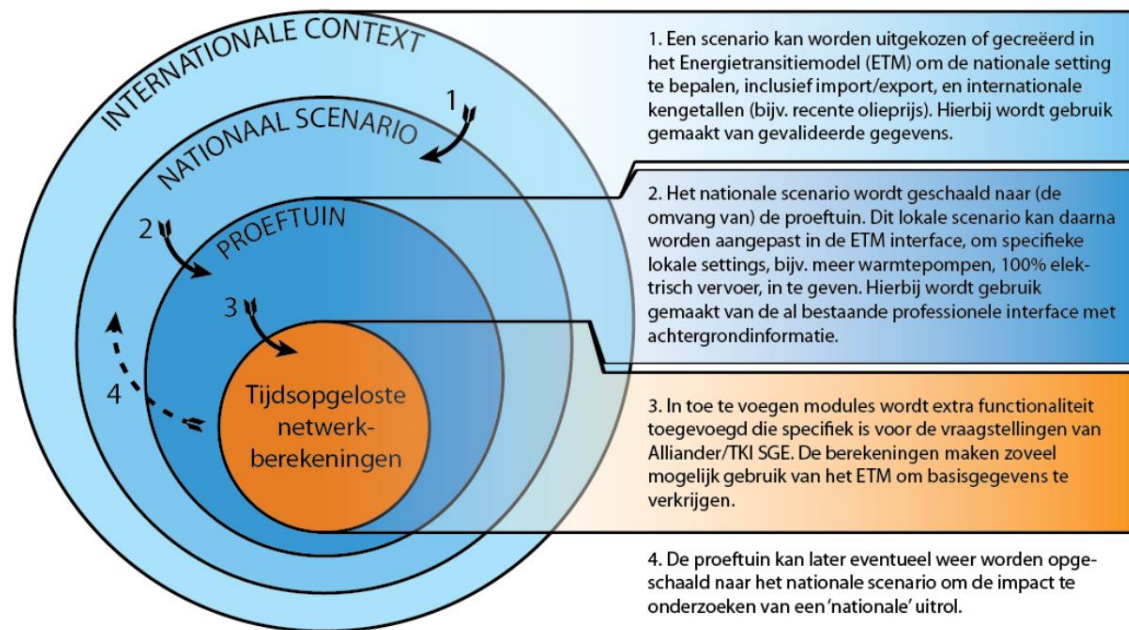
De mogelijkheden tot aanpassing van de vraag voor congestiemanagement worden bepaald door de vorm en de componenten van het vraagprofiel. Vraagprofielen geven inzicht in de toekomstige eisen aan het netwerk. Aan de hand van de vraagprofielen kan de mogelijke verandering in vraag en aanbod worden onderzocht van verschillende flexibiliteitsopties. Diverse technologieën zullen van invloed zijn op de toekomstige elektriciteitsvraag. In deze studie is er voor gekozen alleen naar elektrische auto's, warmtepompen en zonnepanelen te kijken aangezien we verwachten dat deze een groot effect zullen hebben op de capaciteit van het netwerk.

De vraagprofielen beschrijven het elektriciteitsverbruik door het jaar heen met een tijdsresolutie van één uur. De vraagprofielen per scenario zijn samengesteld uit een basisvraagprofiel en technologie-specifieke profielen voor respectievelijk elektrische auto's, warmtepompen en zonnepanelen aan de hand van de technologie penetratiegraden. In Sectie 7 worden de uitgangspunten voor de verschillende vraagprofielen beschreven.

Voor het modeleren van de flexibiliteitsopties wordt gebruikt gemaakt van ETMoses.¹² ETMoses is ontwikkeld door Quintel Intelligence als module bij het Energietransitiemodel.¹³ In ETMoses is het mogelijk om een nationaal scenario te reduceren tot een proeftuin van bijvoorbeeld honderd huishoudens. Voor deze proeftuin kunnen vervolgens tijdsopgeloste netwerkberekeningen worden uitgevoerd (Figuur 5).

¹² ETMoses is door Quintel Intelligence ontwikkeld als module gekoppeld aan het Energietransitiemodel. Moses staat voor Modeling a system of energy systems. De module is beschikbaar op: <https://moses.energytransitionmodel.com/welcome>

¹³ Het Energietransitiemodel is een online model waarin een landelijk energiesysteem wordt gemodelleerd. Met behulp van dit model kan op eenvoudige en interactieve wijze de impact van de energietransitie worden verkend. Het model is beschikbaar op: <https://energytransitionmodel.com/>.

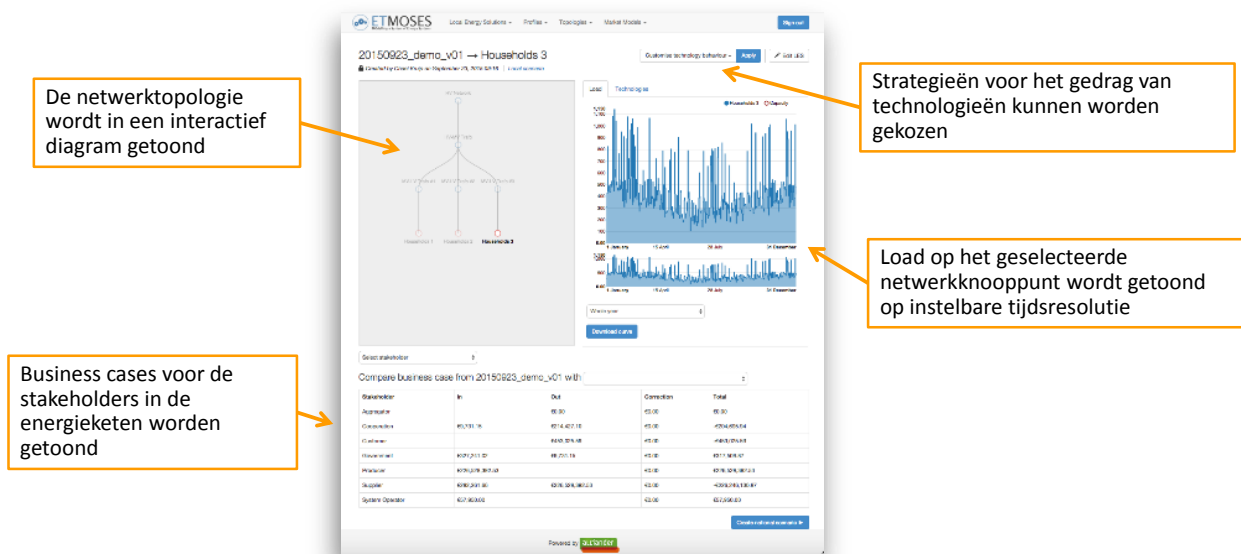


Figuur 5. Tijdsopgeloste netwerk berekeningen in de context van nationale scenario's. Bron: Quintel Intelligence, 2015.

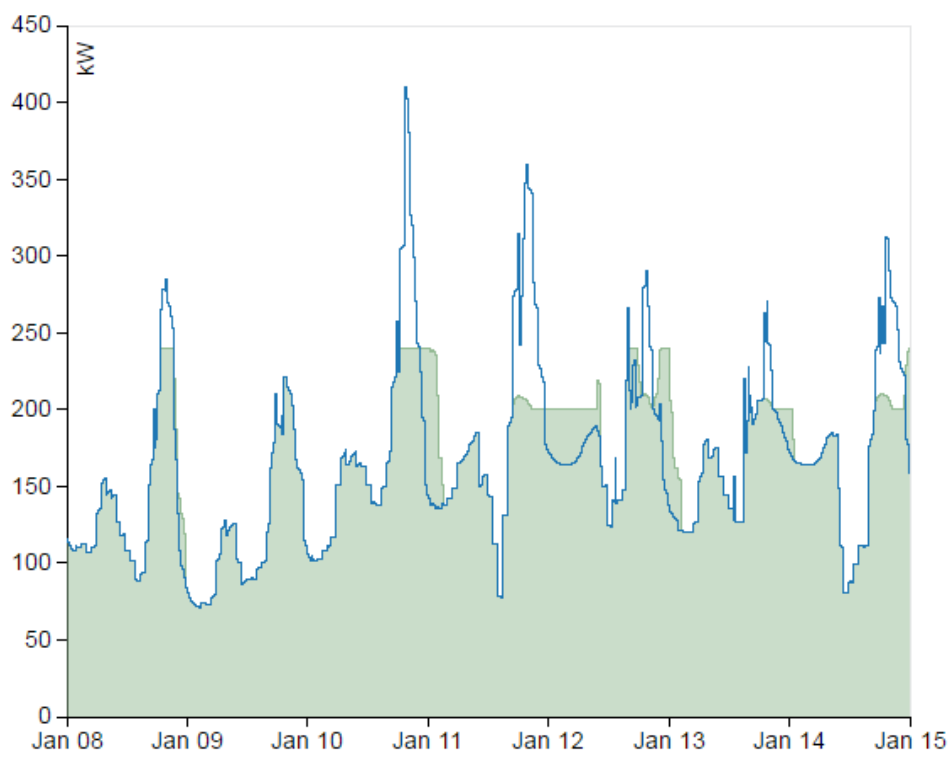
In dit project is gebruikt gemaakt van ETMoses voor het bepalen van de impact van flexibiliteitsopties. Hiertoe is allereerst de module opgesteld die honderd huishoudens beschrijft.¹⁴ Vervolgens is de technologiemix gedefinieerd en zijn de bijbehorende profielen geselecteerd. Op basis van de technologiemix en de profielen wordt de vraag zonder flexibiliteitsopties bepaald. ETMoses kan vervolgens op basis van geselecteerde flexibiliteitsopties het profiel optimaliseren.

Figuur 6 geeft een indruk van de output van ETMoses. In Figuur 7 wordt een voorbeeld gegeven van een uitkomst waarbij profiel zonder (blauw) en met (groen) congestiemanagement zichtbaar zijn.

¹⁴ ETMoses werkt altijd vanuit een nationaal scenario in het EnergieTransitieModel (<https://energytransitionmodel.com/>). Ten behoeve van deze analyse is een basisscenario geopend. Daar de technologiemix vervolgens handmatig wordt aangepast, heeft dit scenario geen invloed op de uiteindelijke resultaten. Naast de keuze voor een scenario wordt de topologie en het marktmodel gedefinieerd. De topologie beschrijft de indeling van het netwerk, uitgangspunt is dat er aan één streng honderd huishoudens zitten, de maximale capaciteit per huishouden bedraagt 1,5 kW, de maximale capaciteit van de streng is 150 kW. Dit betekent dat de optimalisatie er altijd op gericht zal zijn om de piekvraag tot dat niveau terug te brengen. In de analyse van de flexibiliteitsopties wordt de netcapaciteit zo gekozen dat er behoefte is aan het toepassen van de flexibiliteitsopties, en dat deze flexibiliteitsopties het congestieprobleem ook daadwerkelijk kunnen oplossen.



Figuur 6. Dashboard van ETMOSES. Aan de linkerzijde van het scherm kan het gewenste onderdeel van de netwerktopologie worden geselecteerd. De rechterzijde van het scherm toont vervolgens het vraagprofiel. Bron: Quintel Intelligence, 2015.



Figuur 7. Voorbeeld van een profiel zonder (blauw) en met (groen) congestiemanagement.

Met behulp van ETMoses worden vraagprofielen gegenereerd voor de drie scenario's. De drie scenario's beschrijven richtingen waarin wijken zich zouden kunnen ontwikkelen. De drie scenario's zijn zo ontworpen dat deze kunnen worden geaggregeerd om dan samen een reële afspiegeling van een gemiddelde (toekomstige) situatie voor Nederland te vormen.

4.4 Kostenanalyse

In de kostenanalyse wordt, op basis van door ETMoses gegenereerde profielen, een vergelijking gemaakt tussen de kosten zonder en met de inzet van flexibiliteitsopties ten behoeve van congestiemanagement. Hierbij wordt gekeken naar de kosten voor de inzet van de flexibiliteitsopties, de kosten van eventuele netverzwaringen en het verschil in opwekkosten (additionele kosten of minder kosten). Als geen congestiemanagement wordt toegepast zal het netwerk in bepaalde gevallen moeten worden verzaamd om de piekvraag te kunnen leveren. De toepassing van flexibiliteitsopties kan de mate van benodigde verzwaring verlagen door een gedeelte van de vraag van de piek te verschuiven naar een ander moment of naar een andere energiedrager. Aan deze inzet van flexibiliteit zijn kosten verbonden. Zolang deze kosten lager zijn dan de vermeden kosten van netwerkverzwaring, is het aantrekkelijk om flexibiliteitsopties toe te passen.

De volgende kosten worden berekend voor elk van de scenario's:

- Flexibiliteitskosten;
- Netverzwarkosten;
- Opwekkosten.

In Sectie 8 worden de verschillende kostenposten toegelicht.

5 Scenario's

De waarde van congestiemanagement wordt in deze studie onderzocht aan de hand van een drietal scenario's. Deze scenario's zijn gebaseerd op de strategische analyses van Liander over elektrisch vervoer (EV), warmtepompen (WP) en zonnepanelen (PV).¹⁵ De scenario's bouwen voort op de 'Scenario's voor de energievoorziening in 2030' van Netbeheer Nederland.¹⁶ In elk van deze scenario's wordt een mix van nieuwe technologieën aangenomen, waarbij er steeds één dominant is en aan deze ontleent het scenario zijn naam. Binnen de scenario's wordt verder onderscheid gemaakt tussen scenario's waarin de winterpiek of zomerpiek wordt verlaagd door flexibiliteitsopties. Bij de keuzes van de penetratieniveaus wordt hiermee rekening gehouden.

Het Dominant EV en Dominant WP scenario geven inzicht in het verlagen van de winterpiek, die met name 's avonds verwacht wordt. De toepassing van respectievelijk elektrische auto's en warmtepompen is in deze scenario's hoog. Het aandeel zonnepanelen is daarbij bewust laag gehouden. Het Dominant PV scenario geeft inzicht in de zomerpiek, die met name op het midden van de dag zal plaatsvinden. Het aandeel zonnepanelen is in deze scenario's hoog. Het aandeel elektrische auto's en warmtepompen zijn relatief laag gehouden. Het aandeel zonnepanelen, warmtepompen en elektrische auto's in elk scenario wordt gegeven in Tabel 2. De betreffende penetratiegraad in de beschouwde woonwijk is daarom ook hoger dan het gemiddelde in Nederland.

Tabel 2. Aandeel technologieën in elk scenario voor 2050.

Beschrijving	Dominant EV scenario	Dominant WP scenario	Dominant PV scenario
Vermogen zonnepanelen per huishouden	0,8 kWp	0,8 kWp	3,3 kWp
Huishoudens met warmtepompen	50%	69%	18%
Huishoudens met elektrische auto's	94%	69%	34%

Het vermogen aan zonnepanelen is gebaseerd op de eerder genoemde strategische analyse van Liander in combinatie met een eigen berekening voor het dominant PV scenario.¹⁷ Binnen elk scenario wordt het vermogen aan zonnepanelen per huishouden gemodelleerd voor een aantal representatieve woonmilieus (variërend van stedelijk tot ruraal), rekening houdend met het type woningen. Dit is gedaan omdat de potentiële ruimte voor zonnepanelen verschillend is per woningtype (bijvoorbeeld heel laag in geval van appartementen en aanzienlijk in het geval van vrijstaande woning).

¹⁵ Liander, Bevindingen impact van energietransitie op Noord Holland Noord, Flevoland & waarde van slimme oplossingen, Liander, Strategische trends EV, Liander, Strategische trends WP. Liander (2015d), Strategische trends PV. In de scenario's is gekozen voor een extreem scenario voor één van de technologieën. Het extreme scenario voor zon-PV wordt beschreven door Alliander, maar wordt niet actief gehanteerd.

¹⁶ Netbeheer Nederland, Scenario=ontwikkeling energiehuishouding 2030. Beschikbaar op: <http://nbn-assets.netbeheernederland.nl/p/32768/files/Scenario-ontwikkeling%20energiehuishouding%202030%20DEF.pdf>

¹⁷ Het dominant PV scenario gaat uit van een penetratiegraad van 70% zonnepanelen en een geïnstalleerd vermogen dat gelijk is aan de elektriciteitsvraag per huishouden. In andere woorden, elk huishouden wordt voor 70% voorzien van eigen geproduceerde zonnestroom. De elektriciteitsvraag van een huishouden in het dominant PV scenario in 2050 komt overeen met 4150 kWh. Deze waarde is opgebouwd uit een basisvraag van 2500 kWh, 18% warmtepompen met een elektriciteitsvraag van 3500 kWh en 34% elektrische auto's met een elektriciteitsvraag van 3000 kWh per jaar (op basis van een kilometerstand van 15000 km per jaar en een elektrische auto met een verbruik van 0,20 kWh/km). Er vanuit gaande dat 70% van de huishoudens zonnepanelen heeft en een zonnepaneel 900 kWh per kWp levert, komt het vermogen aan zonnepanelen per huishouden overeen met 3,3 kWp.

Dit verschilt daarmee ook per woonmilieu (bijvoorbeeld centrum-stedelijk versus landelijk wonen). Het aandeel warmtepompen is gebaseerd op de strategische analyse van Liander en geeft weer hoeveel procent van de huishoudens beschikken over een warmtepomp. Hetzelfde geldt voor het aandeel elektrische auto's.

In de bovenstaande scenario's is geen rekening gehouden met een mogelijke autonome groei van batterijen achter de meter. Dit laat echter onverlet dat het aantrekkelijk kan worden voor huishoudens om zonne-energie achter de meter op te slaan om zelf te verbruiken bij afschaffing van de salderingsregeling.

6 Flexibiliteitsopties

Het toenemen van het aantal elektrische auto's, warmtepompen en zonnepanelen zal resulteren in een zwaardere belasting van de netwerken. De daarmee samenhangende toenemende piek in de netwerkbelasting is grotendeels bepalend voor de netverzwarkosten. Flexibiliteitsopties kunnen worden ingezet om de kosten voor het distributienet te verlagen door het reduceren van de vraagpiek of de terugleverpiek.

6.1 Verschillende soorten flexibiliteit

Flexibiliteitsopties kunnen op verschillende manieren resulteren in piekverlaging. Zo kan bijvoorbeeld de vraag worden vervroegd (bijvoorbeeld in het geval van warmtebuffering of batterijen) of kan de vraag worden uitgesteld (slim laden van elektrische auto's). Soms zal het absolute vermogen hetzelfde blijven, maar op een ander tijdstip worden gevraagd (witgoed); in andere gevallen kan het vermogen ook meer verspreid worden over langere tijd (laden met een lager vermogen).

Flexibiliteitsopties kunnen ook worden ingezet om de elektriciteitsvraag of -teruglevering helemaal te voorkomen. Zo kan bij de inzet van hybride warmtepompen, het vermogen van de warmtepomp op elk gewenst moment afgeschakeld worden. De warmtelevering op basis van gas neemt het dan over. In het geval van te grote productie van elektriciteit uit zonnepanelen kan de productie door het aansturen van de inverter beperkt worden (curtailment).

Het doel van deze studie is om te illustreren welke waarde flexibiliteitsopties kunnen bieden voor het faciliteren van congestiemanagement in de laag- en middenspanningsnetten. Deze studie heeft dus niet als doel om bepaalde flexibiliteitsopties te identificeren of om deze als het meest waardevol te beschouwen. We kiezen in deze studie voorbeelden van flexibiliteitsopties waarvan verwacht wordt dat deze beschikbaar zijn tegen beperkte kosten en die passen bij het scenario waarin congestiemanagement wordt toegepast. Hierbij moet worden opgemerkt dat diverse andere factoren de beschikbaarheid van flexibiliteitsopties zal beïnvloeden. Zo is de inzet van batterijen op niveau van huishoudens voor alleen congestiemanagement een dure optie. Bij het wegvallen van de salderingsregeling kan er echter bij huishoudens een drijfveer zijn om toch te investeren in batterijen voor het opslaan van zonnestroom en deze ook in te zetten voor congestiemanagement. Ook als huishoudens in plaats van volledige elektrische warmtepompen kiezen voor de goedkopere hybride warmtepompen, kan de back-up ketel naast het leveren van piekcapaciteit, ook ingezet worden voor congestiemanagement. Deze mogelijke inzet van hybride warmtepompen als flexibiliteitsoptie wordt nader beschreven in Box 1.

6.2 Eigenschappen van verschillende flexibiliteitsopties

Op basis van de studie “Waarde van slimme netten” en verschillend andere studies¹⁸ is een overzicht van flexibiliteitsopties samengesteld. In Tabel 3 op de volgende bladzijde zijn deze flexibiliteitsopties onderverdeeld in opties voor vraag- en aanbodsturing, opties voor opslag en opties voor energieconversie. Voor elk van de opties wordt een kwalitatieve beoordeling beschreven op kosten, toepasbaarheid en impact.

Voor de beoordeling van de **kosten** wordt gekeken naar de investeringen en operationele meerkosten die gemoeid zijn met het toepassen van flexibiliteitsopties bij huishoudens. Met andere woorden, dit zijn de additionele kosten die nodig zijn om de technologie “slim” te maken, dat wil zeggen inzetbaar voor congestiemanagement. Zo wordt in het geval van een elektrische auto de kosten voor de batterij niet meegenomen aangezien deze al aanwezig is. Wel kijken we naar additionele de kosten om deze batterij te kunnen inzetten voor congestiemanagement op het netwerk.

Voor de beoordeling van de **toepasbaarheid** wordt gekeken in hoeverre de flexibiliteitsoptie past bij de scenario's zoals deze in de studie gekozen zijn. Flexibiliteitsopties waarbij maar weinig additionele technologie nodig is, zijn makkelijker toepasbaar dan opties waarbij extra apparaten nodig zijn. Een lage score op toepasbaarheid in deze lijst betekent niet dat deze flexibiliteitsopties *in het algemeen* slecht toepasbaar zijn.

Voor de beoordeling van de **impact** wordt bekeken welke rol de flexibiliteitsopties kunnen hebben binnen elk scenario (Dominant PV, Dominant WP en Dominant EV). De keuze zal uitgaan naar de flexibiliteitsoptie met de laagste kosten voor de gerealiseerde piekreductie. Zo zal bijvoorbeeld het slim laden van elektrische auto's binnen het Dominant EV scenario zal naar verwachting meer piekreductie opleveren tegen lagere kosten dan de inzet van losse stationaire batterijen.

Op basis van bovenstaande overwegingen en de scores in de onderstaande tabel worden in deze studie de volgende drie flexibiliteitsopties toegepast:

- “Slim laden van elektrische auto's”;
- “Warmtepompsturing”; en
- “Beperken van de productie van zonnepanelen”.

¹⁸ TKI Systeemintegratie studies, <http://www.rvo.nl/subsidies-regelingen/studies-systeemintegratie-tse>

Tabel 3. Overzicht van beschouwde en geselecteerde flexibiliteitsopties. Vetgedrukte flexibiliteitsopties worden in deze studie toegepast. Met "+" (gunstig) en "-" (ongunstig) worden de flexibiliteitsopties beoordeeld op kosten, toepasbaarheid en impact.

Flexibiliteitsoptie	Beschrijving	Kosten	Toepasbaarheid	Impact
Vraag- en aanbodsturing				
Slim laden van elektrische auto's	Elektrische auto's worden opgeladen op momenten die optimaal zijn voor het elektriciteitssysteem. Hiermee wordt onder meer voorkomen dat elektrische auto's laden op het moment van de vraagpiek. <i>Kosten: Kosten voor softwarematige aanpassingen zijn beperkt.</i> <i>Toepasbaarheid: Biedt flexibiliteit voor de veroorzaker van de piek.</i> <i>Impact: Het volledige vermogen af- en aangeschakeld kan worden.</i>	+	+	+
Slim laden en ontladen van elektrische auto's	Elektrische auto's worden gestuurd opgeladen op momenten van weinig vraag, maar kunnen bij een hoge vraag ook elektriciteit terugleveren aan het net. De resterende capaciteit kan bijvoorbeeld gebruikt worden om de vraagpiek aan het begin van de avond op te vangen. <i>Kosten: De mogelijkheid om Eva's te ontladen is, in vergelijking met slim laden, duur om te verwezenlijken aangezien hiervoor een additionele investering gedaan moet worden om stroom op de juiste manier terug te leveren aan het net. Ook wordt hiermee de levensduur van de batterij verkort doordat er extra laadcycli plaatsvinden.</i> <i>Toepasbaarheid: Biedt flexibiliteit voor de veroorzaker van de piek én om pieken door andere technologieën op te vangen.</i> <i>Impact: Het volledige vermogen af- en aangeschakeld kan worden.</i>	-	+	+
Warmtepompsturing	Als huizen goed geïsoleerd zijn, kunnen ze fungeren als warmteopslag. Wanneer er een vraagpiek wordt verwacht kunnen de warmtepompen het huis in de tijd daarvoor alvast voorverwarmen. De elektriciteitsvraag voor verwarming kan op momenten van een vraagpiek op deze manier beperkt worden. Eventueel kan additionele warmwateropslag voor additionele opslag en daarmee flexibiliteit zorgen. <i>Kosten: Er kan gebruik worden gemaakt van de bestaande opslagcapaciteit en de thermische massa. Kosten voor hardware voor aansturing zijn beperkt.</i> <i>Toepasbaarheid: Biedt flexibiliteit voor de veroorzaker van de piek.</i> <i>Impact: Impact is beperkt omdat op de dagen met de hoogste piekvraag (koude dagen) warmtepompen het grootste deel van de dag moeten draaien.</i>	+	+	-
Productie van zonnepanelen (PV) beperken (curtailment, piekscheren)	Bij congestie kunnen zonnepanelen tijdelijk afgeschakeld worden. Dit gaat uiteraard ten koste van de opbrengst. Dit wordt in de kosten meegenomen. De absolute piek als gevolg van de productie van zonne-energie is afkomstig van slechts een beperkt aantal uren per jaar. Als gevolg hiervan zijn de kosten van het verlies van elektriciteit dan ook beperkt. <i>Kosten: Kosten voor softwarematige aanpassingen zijn beperkt. Wel additionele kosten voor gedeelde elektriciteit, kosten zullen echter laag zijn vanwege lage elektriciteitsprijzen op dergelijke momenten.</i> <i>Toepasbaarheid: Biedt flexibiliteit voor de veroorzaker van de piek.</i> <i>Impact: De gedeelde inkomsten nemen snel toe met de curtailment frequentie. Overigens kan - wanneer nodig - het hele vermogen afgeschakeld worden.</i>	+	+	-

Flexibiteitsoptie	Beschrijving	Kosten	Toepasbaarheid	Impact
Hybride warmtepomp	Een hybride warmtepomp is een combinatie van een elektrische warmtepomp en een gasgestookte HR ketel. Een hybride warmtepomp kan flexibiliteit bieden op momenten dat andere technologieën (e.g. elektrisch vervoer) zorgen voor een additionele piekvraag bovenop de maximale warmtepiek. In dat geval schakelt de warmteproductie over op gas zodat de elektriciteitsvraag tijdens de piek wordt verlaagd. Binnen deze studie kan een hybride warmtepomp dus ingezet worden om pieken van andere technologieën op te vangen in het elektriciteitsprofiel. <u>Kosten:</u> Als add-on zijn de kosten hoog omdat een additionele HR-ketel nodig is om warmte te leveren. Wanneer de hybride warmtepomp wordt geplaatst in plaats van een elektrische warmtepomp, zijn er alleen kosten voor de aansturing van de installatie. <u>Toepasbaarheid:</u> Hybride warmtepompen zijn in het algemeen goed toepasbaar voor congestiemanagement. Ze passen echter niet goed in deze studie vanwege de specifieke keuze van de scenario's. In deze scenario's komen hybride warmtepompen niet voor, waardoor voor de installatie ervan kosten moeten worden gemaakt. Daarnaast heeft de hybride warmtepomp ook zonder congestiemanagement een positief effect door de lagere piekvraag naar elektriciteit. Daarbovenop kan de hybride warmtepomp worden ingezet om de gecombineerde piek van WP en EV te verlagen. De vermenging van deze voordelen zou het moeilijk maken om conclusies te trekken over de waarde van congestiemanagement. <u>Impact:</u> In geval van urgentie kan volledige vermogen van warmtepomp afgeschakeld worden.	+	-	+
Witgoed	Het gebruik van witgoed apparatuur kan gestuurd worden om te voorkomen dat deze apparaten bij een piekvraag actief zijn. <u>Kosten:</u> Kosten voor hardware voor aansturing zijn beperkt. <u>Toepasbaarheid:</u> Aansturen van heeft mogelijk effect op het comfort in huishoudens. Mogelijkheid van sturing is aangetoond maar in veel gevallen zijn hiervoor hoge beloningen nodig. Automatische aansturing wordt door veel praktische bezwaren beperkt <u>Impact:</u> Vanwege lage gelijktijdigheid heeft het sturen van witgoed een beperkte impact of het verlagen van de piekvraag	+	-	-
Opslag				
Batterijen	Bij overschot aan aanbod kunnen batterijen worden opgeladen. Bij een overschot aan vraag kunnen batterijen worden ontladen. <u>Kosten:</u> Investerings in additionele technologie noodzakelijk. <u>Toepasbaarheid:</u> Bovendien zou er een autonome reden voor huishoudens om batterijen achter de meter te installeren op het moment dat salderen van PV-opwek niet meer mogelijk is. Vaste batterijen hebben het voordeel dat deze altijd aanwezig zijn, wat bij batterijen in EV's niet zo is. Ook kunnen ze curtailment overbodig maken. <u>Impact:</u> Geïnstalleerd vermogen kan volledig benut worden.	-	+	+

Flexibiliteitsoptie	Beschrijving	Kosten	Toepasbaarheid	Impact
Vliegwheels	Vergelijkbaar met batterijen kunnen ook vliegwheels als elektriciteitsopslag worden gebruikt. Vliegwheels zetten elektriciteit om in kinetische energie, en deze kan vanwege de zeer lage weerstand van het vliegwiel weer voor een groot deel in elektriciteit omgezet worden op het moment dat daar behoefte aan is. <u>Kosten:</u> Deze toepassing is vergelijkbaar met batterijen, echter tegen aanzienlijk hogere kosten. <u>Toepasbaarheid:</u> Beperkte mogelijkheden voor lokale opslag. <u>Impact:</u> Geïnstalleerde vermogen kan volledig benut worden.	-	-	+
Elektrochemische condensator	Vergelijkbaar met batterijen kunnen elektrochemische condensatoren, of 'supercondensatoren', elektriciteit opslaan. Supercondensatoren zijn met name geschikt in toepassingen (bijvoorbeeld hybride voertuigen) waar in korte tijd energie opgeslagen of geleverd moet worden (in andere woorden korte laad-ontlaad cycli). De technologie van supercondensatoren is nog in ontwikkeling (DNV GL Nederland B.V., 2015). <u>Kosten:</u> Deze toepassing is vergelijkbaar met batterijen, echter tegen aanzienlijk hogere kosten. <u>Toepasbaarheid:</u> Beperkte mogelijkheden voor lokale opslag. <u>Impact:</u> Geïnstalleerde vermogen kan volledig benut worden.	-	-	+
Supergeleidende magnetische opslag	Supergeleiders zijn materialen die bij een zeer lage temperatuur geen elektrische weerstand hebben. In andere woorden, stroom kan in een supergeleider eeuwig blijven stromen. De toepassing van supergeleidende magnetische opslag is tot nu toe beperkt door de hoge kosten voor het koelsysteem (DNV GL Nederland B.V., 2015). <u>Kosten:</u> Deze toepassing is vergelijkbaar met batterijen, echter tegen aanzienlijk hogere kosten. <u>Toepasbaarheid:</u> Beperkte mogelijkheden voor lokale opslag. <u>Impact:</u> Geïnstalleerde vermogen kan volledig benut worden.	-	-	+
Energieconversie				
Power-to-Gas	Bij Power-to-Gas wordt elektriciteit in methaan omgezet in periodes dat het elektriciteitsnetwerk overbelast dreigt te worden of er onvoldoende vraag is. Deze technologie zou in de toekomst in de distributienetwerken kunnen worden toegepast. Het gas kan in het gasnetwerk worden gevoed, of opgeslagen worden om later weer in elektriciteit omgezet te worden. Deze oplossing vereist uiteraard dat gasnetwerk (althans deels) in stand wordt gehouden. <u>Kosten:</u> Investerings in additionele technologie noodzakelijk. <u>Toepasbaarheid:</u> Deze optie is sterk gericht op seizoensopslag op nationaal niveau. Kosteniveau is hoog. Lokaal kan het enkel worden ingezet om overschotten aan elektriciteit weg te regelen, niet om tekort aan te vullen. Tevens is er bij lokale inzet een sterke afhankelijkheid van het gasnetwerk. <u>Impact:</u> Geïnstalleerde vermogen kan volledig benut worden.	-	-	+
Power-to-Heat	Een gloeispiraal in combinatie met een boiler kan elektriciteit in warmte omzetten op momenten van een elektriciteitsoverschot. Op deze momenten wordt elektriciteit alsnog nuttig gebruikt. <u>Kosten:</u> Investerings in additionele technologie noodzakelijk. <u>Toepasbaarheid:</u> Op lokaal niveau is hiervoor overcapaciteit nodig. <u>Impact:</u> Geïnstalleerde vermogen kan volledig benut worden.	-	+	+

Flexibiteitsoptie	Beschrijving	Kosten	Toepas- baarheid	Impact
Micro-WKK in combinatie met warmtepompen	Een micro-WKK, in de vorm van een fuel cell, kan op zo'n manier worden ingezet dat deze op moment van warmteproductie voldoende elektriciteit produceert om een warmtepomp aan te sturen bij bijvoorbeeld de burens. <u>Kosten:</u> Investeringskosten in additionele technologie noodzakelijk. <u>Toepasbaarheid:</u> Een optimale mix tussen micro-WKK en warmtepompen is noodzakelijk. Hiermee kan de piekvraag voor verwarming beperkt blijven. Flexibele inzet voor andere doeleinden is echter beperkt. <u>Impact:</u> Vergelijkbaar als met de inzet van hybride warmtepompen kunnen micro-WKK's voorzien in de piekvraag van andere technologieën.	-	-	+

6.3 Dimensies van flexibiliteit

Flexibiteitsopties worden gekenmerkt door drie belangrijke eigenschappen: vermogen, energie en reactiesnelheid (ramping rate). Vermogen is de hoeveelheid energie per tijdseenheid kan worden geleverd of juist opgenomen. Energie is het volume van energie dat opgenomen of geleverd kan worden, en daarmee de maximale tijdsduur waarover het vermogen geleverd kan worden. Reactiesnelheid is de snelheid waarmee het vermogen kan worden aan- of afgeschakeld. Deze paragraaf beschrijft op welke wijze deze studie met deze elementen omgaat.

De eigenschappen van vermogen en energie worden weerspiegeld in de modellering van de flexibiliteitsopties in ETMoses. Deze optimalisering houdt rekening met deze beperkingen. Deze uitkomsten dienen als basis voor de kwantitatieve eindresultaten. Bij de selectie van de flexibiliteitsopties spelen deze elementen kwalitatief mee.

Ramping rate (snelheid) wordt buiten beschouwing gelaten. Dit betekent dat ervan uit wordt gegaan dat deze oneindig hoog verondersteld wordt, dat wil zeggen: het vermogen kan elk moment naar wens worden aangepast. Dit zal in voorkomende gevallen daadwerkelijk zo zijn. Echter, omdat het vermogen niet wordt ingezet op zeer korte tijdschaal (er wordt in uren gerekend) wordt niet verwacht dat een eventuele vertraging van inzet in de hier gebruikte modelbeschrijving een groot effect heeft op de uitkomsten.

Box 1. Hybride warmtepompen.

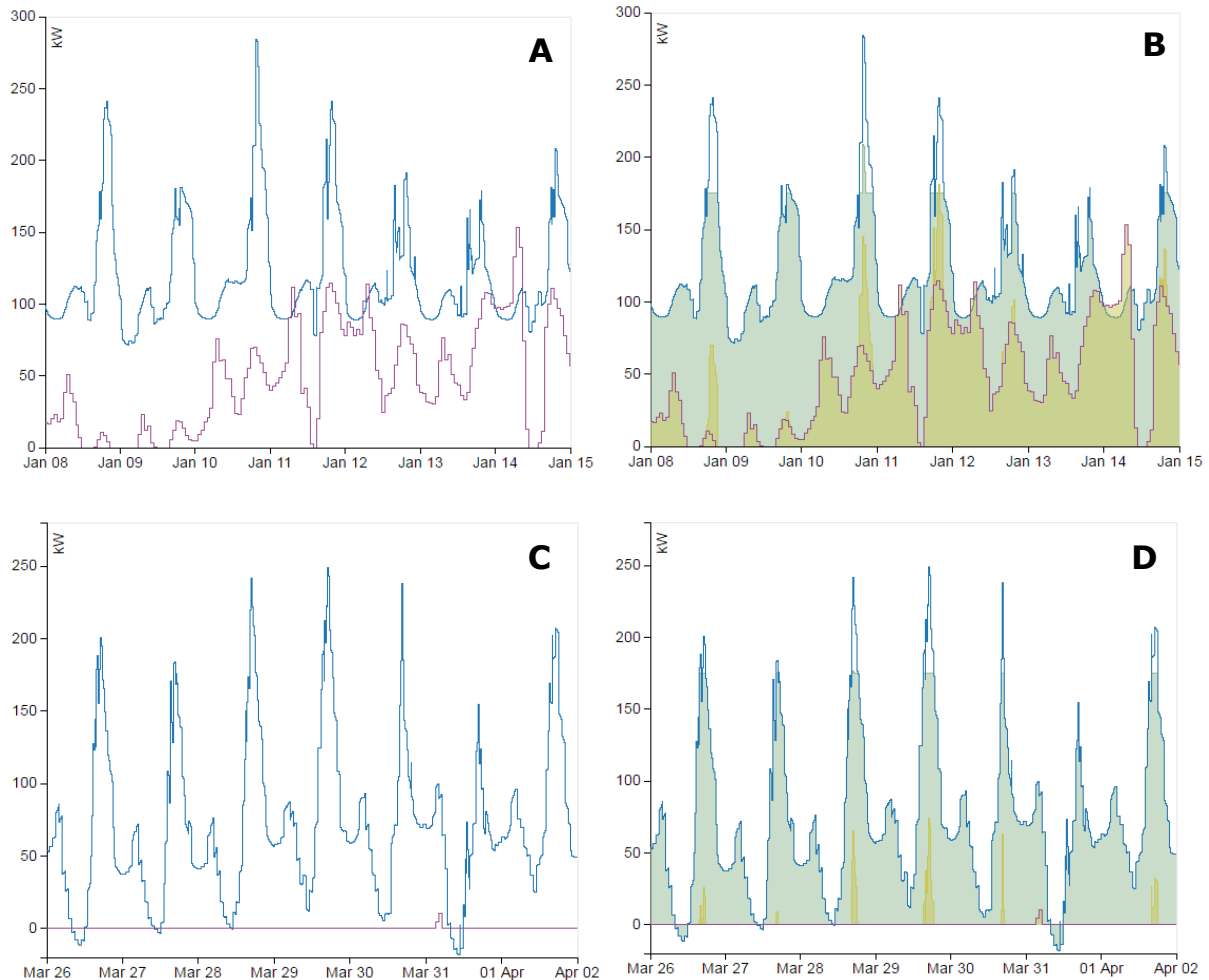
De hybride warmtepomp vormt een uitzondering in het rijtje van flexibiliteitsopties. Waar de meeste flexibiliteitsopties worden ingezet om de vraag of het aanbod te af te vlakken of verplaatsen naar een ander tijdstip, kan de hybride warmtepomp worden ingezet om de wisselen naar gas als energiedrager op momenten van piekvraag in het elektriciteitsnetwerk.

Hybride warmtepompen bestaan uit een relatief kleine elektrische warmtepomp naast een HR-ketel om op piekmomenten aan de vraag te kunnen voldoen. De gasketel heeft voldoende vermogen om volledig aan de warmtevraag te voldoen. Bij lage temperaturen loopt de Coefficient of Performance (COP) van luchtwarmtepompen sterk terug. De benodigde hoeveelheid elektriciteit om aan de warmtevraag te voldoen neemt daardoor sterk toe, waardoor het aantrekkelijk kan worden om tijdelijk op gas te stoken. Het installeren van hybride warmtepompen (in plaats van elektrische warmtepompen) zal daarom ook zonder vraagrespons voor een kleinere groei van de piekvraag zorgen. Omdat de piekvraag door gas wordt voorzien, kan het elektrische vermogen beperkt blijven. Hiermee wordt het elektriciteitsnetwerk dus minder belast. Dit deel van de verlaging van de piekvraag komt voort uit een aankoopbeslissing van de gebruiker en is niet het gevolg van het slim maken van reeds bestaande hardware.

Een hybride warmtepomp kan echter ook worden ingezet als additionele flexibiliteitsoptie. Wanneer de hardwarer wel slim regelbaar wordt gemaakt, dan kan het elektrische vermogen namelijk te allen tijden afgeschakeld worden, waarbij de warmtevoorziening wordt overgenomen door de HR-ketel. Deze additionele flexibiliteit kan worden ingezet om te reageren op de pieken die door andere vraag in het netwerk wordt veroorzaakt. Het elektrische gedeelte van de hybride warmtepomp zal namelijk vaak volledig worden ingezet omdat deze doorgaans de basislast van de warmtevraag op zich neemt. Een beperking in het netwerk die de vraag ingeeft om het warmtepomp gedeelte af te schakelen betekent dat de warmtepomp eigenaar beperkt wordt bij het inzetten van het volledige vermogen van de warmtepomp. Om deze reden is een hybride warmtepomp beter in te zetten om meer uitzonderlijke pieken – veroorzaakt door bijvoorbeeld elektrische auto's – af te vlakken door tijdelijk over te schakelen op gas.

De inzet van hybride warmtepompen voor additionele flexibiliteit wordt in Figuur 8 geïllustreerd aan de hand van vraagprofielen. Figuur 8-A toont het vraagprofiel in een koude week. De blauwe curve toont de elektriciteitsvraag (als gevolg van de basisvraag, elektrische auto's en warmtepompen), de paarse curve de gasvraag (als gevolg van de inzet van de HR-ketel). Op veel momenten in de week wordt de HR-ketel ingezet voor het leveren van de piekvraag. Deze inzet is niet het gevolg van van vraagsturing, maar is nodig vanwege de beperkte capaciteit van de elektrische warmtepomp. Figuur 8-C toont het vraagprofiel in een minder koude week. In deze week wordt de HR-ketel nauwelijks ingezet en wordt de warmtevraag voorzien met behulp van de elektrische warmtepomp. In deze week zorgt de piekvraag van de elektrische auto's echter nog wel voor een aanzienlijke belasting van het net. Hybride warmtepompen kunnen in dat geval een oplossing bieden. In Figuur 8-D wordt daarom de HR-ketel extra ingezet om op de momenten van de piekvraag van de elektrische auto's, de elektrische warmtepomp te kunnen uitschakelen. Dit resulteert in een additionele gasvraag (geel) en een reductie van de elektriciteitsvraag (groen). In Figuur 8-B wordt hetzelfde gedaan in de koude week, waarbij de additionele inzet van de hybride warmtepomp ook zorgt voor het opvangen van de piekvraag van elektrische auto's.

Hybride warmtepompen kunnen daarmee eenvoudig flexibiliteit bieden voor de winterpiek. Als er in de zomer nog steeds additionele piekvraagreductie nodig is, zullen andere flexibiliteitsopties ingezet moeten worden.



Figuur 8. Effect van de inzet van hybride warmtepompen voor additionele flexibiliteit. De blauwe en paarse curve tonen de elektriciteits- en gasvraag zonder inzet van additionele flexibiliteit (A, C), de groene en gele curven tonen de elektriciteits- en gasvraag met inzet van additionele flexibiliteit (B, D). Bij lage buitentemperaturen (A, B) wordt gas ingezet voor zowel pieklevering en flexibiliteit, bij hogere buitentemperaturen (C, D) wordt gas nagenoeg alleen ingezet voor flexibiliteit.

7 Vraagprofielen

In deze Sectie wordt uiteengezet hoe de vraagprofielen voor huishoudens zijn ingeschat. Deze vraagprofielen bestaan uit een basisvraagprofiel en uit de verwachte verandering in de vraag in verband met de mate waarin de beschouwde technologie groeit in elk scenario. De vraagprofielen per scenario worden uiteindelijk gedefinieerd voor 100 huishoudens. Omdat de gelijktijdigheid bij meer dan 100 huishoudens naar verwachting slechts beperkt afneemt, wordt in deze studie daarbovenop geen verdere gelijktijdigheidscorrectie toegepast. Bij de inschatting van de profielen wordt ervan uitgegaan dat er geen beïnvloeding plaatsvindt van de vraag door bijvoorbeeld dynamische leveringstarieven.¹⁹

7.1 Basisvraagprofielen

Het basisvraagprofiel beschrijft de elektriciteitsvraag op basis van de huidige vraag van huishoudens (Figuur 9). Elektrische auto's, warmtepompen en zonnepanelen maken geen deel uit van dit basisvraagprofiel. Het basisvraagprofiel voor het elektriciteitsgebruik van een doorsnee huishouden is vastgesteld op basis van de standaardprofielen voor elektriciteit van EDSN.²⁰ Deze standaardprofielen geven per kwartier het elektriciteitsgebruik als fractie van het jaarverbruik. Deze fracties hebben een waarde tussen 0 en 1 die aangeeft welk deel van het jaarverbruik in het desbetreffende kwartier gebruikt wordt. Om het absolute verbruik te bepalen zijn deze fracties vermenigvuldigd met het gemiddelde jaarverbruik.²¹ In deze studie wordt er geen vraagsturing toegepast op de basisvraag. Deze aanpak is ook gebruikt in de "Waarde van slimme netten" studie (Ecofys, 2014).

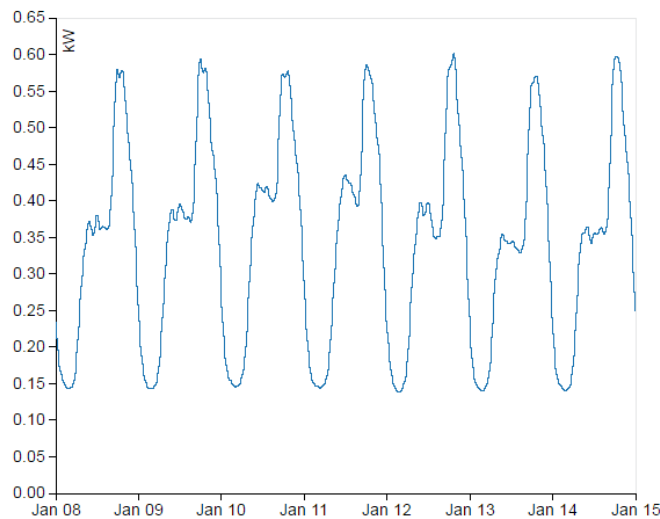
Er wordt uitgegaan van een basisvolume van 2500 kWh per jaar voor een gemiddeld huishouden. Het huidige gemiddelde gebruik per huishouden is 3050 kWh per jaar.²² De verlaging tot 2500 kWh/jaar is een gevolg van een verwachte toenemende efficiëntie.

¹⁹ Het is mogelijk dat dynamische leveringstarieven de piekvraag verhogen door een toename van de gelijktijdigheid van vraag doordat lokale vraag op een centraal signaal reageert.

²⁰ EDSN (2014) Profielen Elektriciteit 2013, gedownload van <http://www.edsn.nl/verbruiksprofielen/> op 17 september 2014.

²¹ Door het gecombineerde effect van efficiëntieverbetering én groei van elektrische apparaten wordt in deze studie aangenomen dat de basisvraag constant blijft tot 2050.

²² <http://statline.cbs.nl/StatWeb/publication/?DM=SLNL&PA=81528NED>

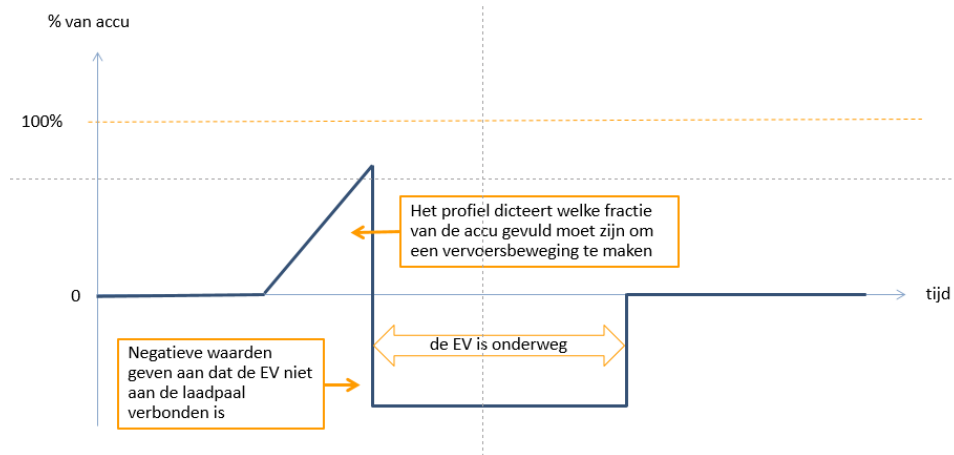


Figuur 9. Het basisvraagprofiel is geconstrueerd op basis van de EDSN profielen in combinatie met een basisvraag van 2500 kWh per huishouden per jaar. Het hier weergegeven profiel is voor één huishouden.

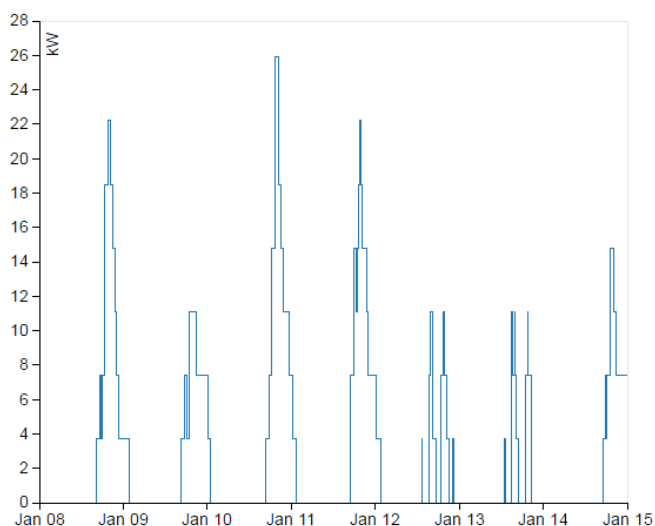
7.2 Vraagprofiel voor elektrische auto's

Voor de modellering van het laden van elektrische auto's wordt gebruikt gemaakt van de "beschikbaarheidsprofielen" zoals gedefinieerd in het ETMoses model²³ (Quintel Intelligence, 2015). Het beschikbaarheidsprofiel beschrijft per kwartier in hoeverre de auto beschikbaar is voor het laden (Figuur 10). Gedurende de dag zijn er momenten waarop de auto kan, maar niet moet worden opgeladen ("laden optioneel"). Als het vertrek nadert wordt laden noodzakelijk ("laden noodzakelijk"). Als de auto onderweg is, is deze niet beschikbaar voor laden ("laden niet mogelijk"). Wanneer er geen sprake is van slim laden, wordt de auto direct na aankomst weer opgeladen. In Figuur 11 wordt het laadpatroon van tien auto's weergegeven, waarbij altijd direct na aankomst geladen wordt. Wanneer de auto slim wordt geladen, wordt hiervoor een alternatief moment gezocht waarop de netwerkbelasting lager is.

²³ ETMoses is een module van het Energietransitiemodel dat lokale effecten van profielwijzigingen kan modelleren. Dit model is ontwikkeld door Quintel in samenwerking met onder andere Alliander en Gasunie.



Figuur 10. Beschikbaarheidsprofiel van een elektrische auto. Bron: Quintel Intelligence (2015).

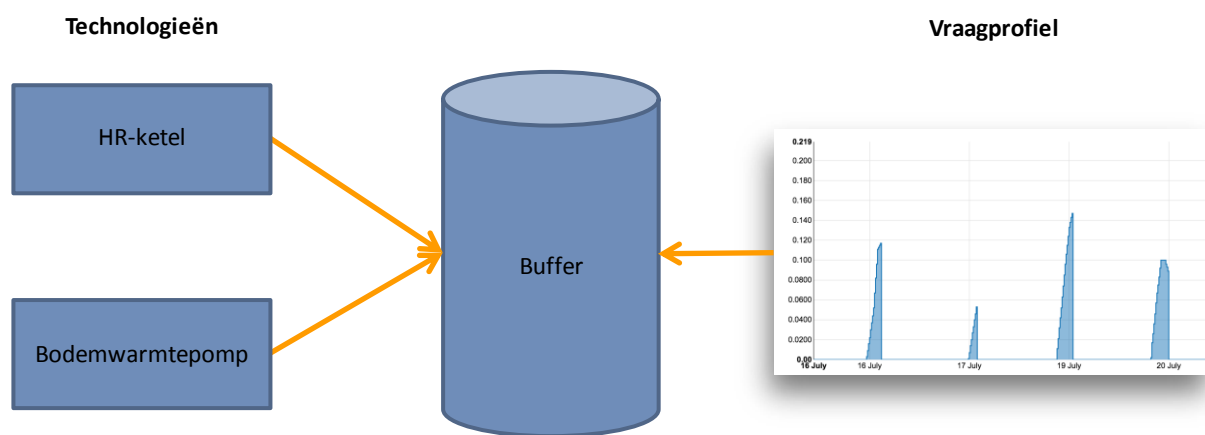


Figuur 11. Elektriciteitsvraag voor het normaal laden van elektrische auto's op basis van het ETMoses model. De maximale laadcapaciteit in dit voorbeeld is 3,7 kW. Het weergegeven profiel is voor 10 elektrische auto's.

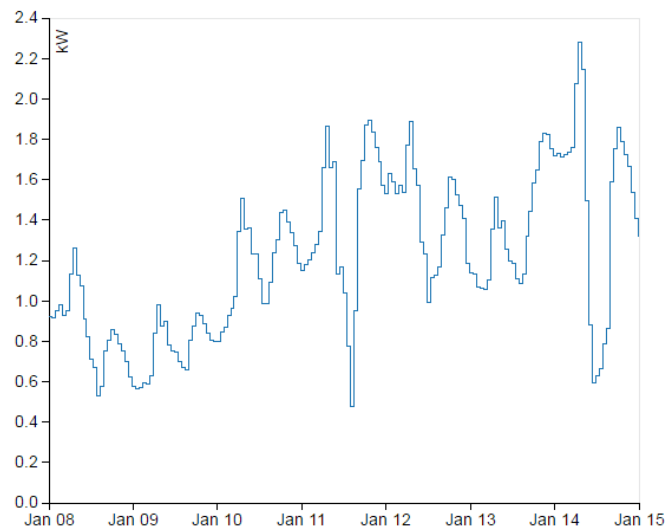
7.3 Profiel voor warmtepompen

Om het profiel voor warmtepompen te creëren wordt gebruik gemaakt van de warmtevraagprofielen zoals deze zijn bepaald in de "De Systeemkosten van warmte voor woningen" studie (Ecofys, 2015). In deze studie zijn warmtevraagprofielen gedefinieerd voor vijf types woningen en drie verschillende isolatieniveaus. De profielen zijn gemodelleerd op basis van een jaar met een warmtevraag die voor het jaar gemiddeld was maar een extreme koudepiek had. Deze koudepiek heeft een grote invloed op de elektrische piekvraag in het net, aangezien bij lage temperaturen de vraag naar warmte omhoog en de efficiëntie van de warmtepomp juist omlaag gaat. Voor deze studie wordt gebruikt gemaakt van het warmtevraagprofiel van een tussenwoning.

Deze warmtevraag wordt vervolgens in ETMoses vertaald in een elektriciteitsvraag van een warmtepomp, al dan niet met gebruik van een buffervat (Figuur 12). In deze studie zal de verwarmingsvraag zonder tussenkomst van een buffer worden geleverd, terwijl voor de warmtapwatervraag wel een buffervat wordt aangenomen. Hiertoe wordt het buffervat voor de verwarmingsvraag op nul gezet. Figuur 13 geeft een voorbeeld van een elektriciteitsvraagprofiel van een warmtepomp in een appartement. Wanneer vraagsturing wordt toegepast moet een buffervat worden ingezet. Dit buffervat kan vervolgens worden gevuld en kan gedurende de dag verbruikt worden tot deze leeg is.



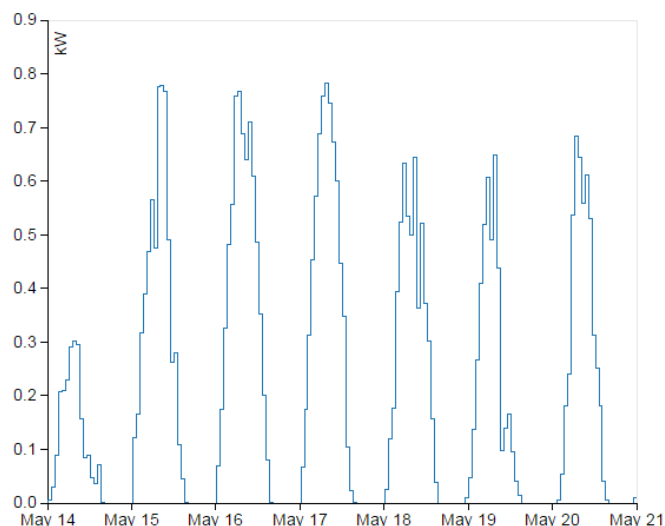
Figuur 12. Bepaling van profielen voor warmtepompen in ETMoses. Bron: Quintel Intelligence (2015). Het vraagprofiel is bepaald in de "Systeemkosten van warmte voor woningen" studie (Ecofys, 2015).



Figuur 13. Elektriciteitsvraagprofiel voor warmtepomp op basis van de Systeemintegratiestudie en ETMoses. Er wordt hier gebruik gemaakt van een modulerende warmtepomp met een maximale capaciteit van 3 kW. Het weergegeven profiel is voor één huishouden.

7.4 Profiel voor zonnepanelen

Het productieprofiel van zonnepanelen (zon-PV profiel) wordt bepaald door de geïnstalleerde capaciteit, de jaarlijkse productie per geïnstalleerd vermogen en de weersomstandigheden. De extremen in weersomstandigheden resulteren in geen productie (nacht, of besneeuwde daken) of maximale productie (zonnige zomerdag). Om de jaarprofielen te genereren wordt gebruik gemaakt van een referentieprofiel voor de opbrengst van zonnepanelen. Het referentieprofiel is gebaseerd op een systeem in De Bilt met een oriëntatie naar het oosten, naar het zuiden en naar het westen en een hellingshoek van 35°. Het profiel dat wordt gebruikt in deze studie is vervolgens opgebouwd uit 25% panelen met een oost-oriëntatie, 50% panelen met een zuid-oriëntatie en 25% panelen met een west-oriëntatie. Het profiel is berekend op basis van een meteorologisch referentiejaar (test reference year). Een week uit het jaarprofiel is weergegeven in Figuur 14. Deze aanpak is ook gevolgd in de “Waarde van slimme netten” studie (Ecofys, 2014). In de huidige studie is de aanpak echter verfijnd door het combineren van het productieprofiel op het zuiden met een profiel voor het oosten en westen. Dit laatste zal in toenemende mate van toepassing zijn wanneer een groter deel van het technische potentieel wordt ingevuld. Dit betekent dat het profiel zal afvlakken.



Figuur 14. Productieprofiel van zonnepanelen. De weergegeven periode beslaat een week van het jaarprofiel. Het weergegeven profiel is genormaliseerd voor een systeem van 1 kWp. In het profiel is rekening gehouden met een mix tussen panelen met oost-oriëntatie, zuid-oriëntatie en west-oriëntatie.

7.5 Aggregatie

Op basis van de scenario's in Sectie 5 en de technologieprofielen wordt een profiel opgesteld per 100 huishoudens voor het Dominant EV, Dominant WP en Dominant PV scenario. Hiertoe worden de profielen van de individuele technologieën bij elkaar opgeteld. Voor warmtepompen en zonnepanelen wordt hiervoor één profiel gebruikt. De aanname is daarmee impliciet dat er een zeer hoge gelijktijdigheid is. Voor elektrische auto's wordt er gebruikt gemaakt van tien verschillende laadprofielen.

De scenario's worden ook gecombineerd tot een landelijk vraagprofiel ten behoeve van de kostenberekeningen voor het hoogspanningsnet en de elektriciteitsopwekking. Nederland wordt hiertoe gedefinieerd als een mix van verschillende dominante scenario's. De aandelen van de verschillende scenario's in Nederland zijn gelijk (Tabel 4). Dit resulteert in een gematigde penetratie van technologieën in heel Nederland (Tabel 5).

Tabel 4. Aandeel van de scenario's in de landelijke mix.

Scenario	Aandeel
Dominant EV	33,3%
Dominant WP	33,3%
Dominant PV	33,3%

Tabel 5. Gemiddelde penetratiegraad van technologieën in heel Nederland.

Beschrijving	Nederland
Vermogen zonnepanelen per huishouden	1,6 kWp
Aandeel warmtepompen	46%
Aandeel elektrische auto's	66%

8 Kostenanalyse

8.1 Overzicht kostenposten

In de vergelijking tussen de systeemkosten zonder en met de inzet van flexibiliteitsopties ten behoeve van congestiemanagement in de laag- en middenspanningsnetten worden de volgende kostenposten meegenomen:

- **Flexibiliteitskosten** – Kosten die gemoeid zijn met het mogelijk maken van inzet van flexibiliteit voor congestiemanagement. De flexibiliteitskosten bestaan uit de volgende componenten:
 - **Basiskosten** – Dit zijn de kosten van software en communicatie die het mogelijk maken voor de netbeheerder om te bepalen wanneer flexibiliteitsopties ingezet moeten worden, en om de signalen te kunnen uitzenden aan degene die de flexibiliteit aanstuurt zodat deze ze op het juiste moment in kan zetten.
 - **Technologiekosten** – Kosten die gemoeid zijn met het toepassen van individuele flexibiliteitsopties.
- **Netverzwakingskosten** – Kosten die samenhangen met het vergroten van de capaciteit van de netwerken. In de netverzwakingskosten worden vier types onderscheiden:
 - **Laagspanningskosten** – Kosten die gemoeid zijn met de verzwaking van het laagspanningsnet. Deze zijn afhankelijk van de vraag of de benodigde capaciteit wel of niet de 1,5 kW capaciteit per huishouden overschrijdt.
 - **Middenspanningskosten** – Kosten die gemoeid zijn met de verzwaking van het middenspanningsnet. In de middenspanningskosten zijn de kosten meegenomen van de transformatie van hoog- naar middenspanning, en de transformatie van midden- naar laagspanning.
 - **Netverliezen.**
 - **Hoogspanningskosten** – Kosten voor het eventueel verzwaken van het hoogspanningsnet.
- **Opwekkosten**
 - **Capaciteitskosten** – Kosten voor het beschikbaar hebben van opwekcapaciteit. De capaciteitskosten bestaan uit kapitaalkosten en vaste operationele kosten.
 - **Variabele operationele kosten** – Kosten die gemaakt worden als de capaciteit wordt ingezet om elektriciteit op te wekken. De variabele operationele kosten omvatten ook de kosten op de energiemarkt die gemoeid zijn met de inzet van flexibiliteitsopties, bijvoorbeeld de kosten van eventueel verloren gegane elektriciteit als gevolg van curtailment van zonnepanelen.

In Sectie 8.2–8.4 worden deze kostenposten in meer detail beschreven.

Deze studie vergelijkt dus de kosten voor een systeem met en zonder congestiemanagement, waarbij naast de flexibiliteitskosten en netverzwakingskosten, ook rekening gehouden wordt met de additionele kosten of baten op de energiemarkt.

De kosten worden gepresenteerd als jaarlijkse kosten. Deze jaarlijkse kosten zijn berekend op basis van de investeringskosten met een bij de afschrijvingstermijnen en rentepercentage horende annuïteitsfactor en de operationele kosten:

$$\text{Jaarlijkse kosten} = \text{Investeringskosten} \cdot \text{Annuïteitsfactor} + \text{Operationele kosten}$$

waarbij de annuïteitsfactor is gedefinieerd als $\frac{r}{1-(1+r)^{-n}}$, met r als rentepercentage en n als afschrijvingstermijn in jaren. De aannames die ten grondslag liggen aan de berekening van de annuïteitsfactor voor de verschillende kostenposten zijn gegeven in Tabel 6. In aanvulling hierop wordt in Bijlage VI een gevoeligheidsanalyse gepresenteerd met betrekking tot het rentepercentage.

Tabel 6. Aannames in relatie tot de berekening van de annuïteitsfactor

Technologie	Rentepercentage	Levensduur (jaar)	Annuïteitsfactor
Flexibiliteitskosten (Basiskosten)	5%	50 ²⁴	0,05
Flexibiliteitskosten (Technologieën)	5%	10	0,13
Netverzwarkosten (LS, MS en HS)	5%	40	0,06
Opwekkosten	5%	40	0,06

8.2 Flexibiliteitskosten

De kosten die gepaard gaan met het creëren van flexibiliteit bestaan uit basiskosten en technologiekosten. De basiskosten zijn de kosten die samenhangen met het geschikt maken van het elektriciteitssysteem voor demand response: het onderliggende systeem waarmee de juiste signalen kunnen worden gestuurd waarop de vraag kan reageren. Vervolgens zijn de technologiekosten de kosten die samenhangen met het creëren van de daadwerkelijke mogelijkheid om op deze signalen te reageren op de gewenste locatie en daarmee de vraag (of het aanbod) aan te passen.

8.2.1 Basiskosten

In de studie “Maatschappelijke kosten en baten van Intelligente Netten” (CE Delft, 2012) zijn de directe kosten voor intelligente netten beschreven. Deze kosten omvatten kosten voor woningen, utiliteit, industrie, netautomatisering en centrale systemen, waarbij onderscheid wordt gemaakt tussen de kosten voor sensoren en actuatoren, communicatie, hardware, software en installatie (Tabel 15 in Bijlage I). Deze studie richt zich op de kosten (en ook de mogelijkheden) rondom woningen en voor netbeheerders, waarbij mogelijkheden in de utiliteitsbouw en industrie vooralsnog buiten beschouwing worden gelaten. Binnen de kosten voor woningen zijn de kosten voor aansturing en monitoring inbegrepen in de kosten voor de flexibiliteitsopties. Kosten voor communicatie worden opgenomen in de basiskosten.²⁵ Voor de netautomatisering in transformatoren wordt aangenomen dat dit een ontwikkeling is die voor monitoringsdoeleinden zal plaatsvinden onafhankelijk van de vraag of flexibiliteitsopties wel of niet toegepast zullen worden.

²⁴ Bij de basiskosten zijn upgrades en vervanging opgenomen in de operationele kosten.

²⁵ De investeringskosten voor lokale communicatie bedragen €70; de operationele kosten bedragen €11 per jaar (CE Delft, 2012)

Kosten voor centrale systemen worden opgenomen in de basiskosten.²⁶ Naast de kosten beschreven in Tabel 15 in Bijlage I zijn er ook nog kosten voor administratie, deze worden geschat op €110 miljoen.²⁷ De som van de basiskosten komt neer op circa €33 per huishouden per jaar.

8.2.2 Technologiekosten

De kosten voor flexibiliteitsopties beschrijven de additionele kosten die gemaakt moeten worden om flexibiliteit daadwerkelijk te realiseren op locaties in het netwerk. Dit kunnen kosten zijn voor het slim maken van technologieën, zoals het kunnen sturen van de laders van elektrische auto's. De afschrijving en de operationele kosten hiervan worden meegenomen in de totale kosten van flexibiliteitsopties. Tabel 7 geeft een overzicht van de kosten voor de geselecteerde flexibiliteitsopties. De kosten voor flexibiliteitsopties zijn overgenomen uit de "Waarde van Slimme Netten" studie. Veelal zijn de meerkosten beperkt omdat er geen additionele hardware nodig is. Er zijn al diverse apparaten waarbij sturing nu al mogelijk is.²⁸

Tabel 7. Kosten geselecteerde flexibiliteitsopties. Kosten worden gegeven per auto, per PV installatie en per warmtepomp.

Flexibiliteitsoptie	Investeringskosten (€)	Levensduur (jaar)	Jaarlijkse operationele kosten (€)	Jaarlijkse kosten (€/jaar)
Slim laden elektrische auto's	20	10	0	2,6
PV productie beperken	20	10	Circa 22*	24,6
Warmtepompsturing	20	10	0	2,6

* Gederfde inkomsten als gevolg van de curtailment worden definitief bepaald in de analyse van de opwekkosten.

Omdat deze studie kijkt naar systeemkosten is niet gekeken naar welke vergoeding voor de eindgebruikers hier tegenover zou moeten staan. Maar het is duidelijk dat deze zal moeten worden betaald uit de eventuele waarde die deze flexibiliteit elders creëert.

8.3 Netverzwakingskosten

De kosten voor netwerkaanpassingen worden bepaald door de benodigde investering in het laag-, midden- en hoogspanningsnet. Het gaat om de kosten voor het verzwaken van een bestaand netwerk. Voor elke type elektriciteitsnet worden deze kosten afzonderlijk bepaald. Deze worden toelicht in Secties 8.3.1 tot en met 8.3.4.

²⁶ De investeringskosten voor centrale systemen in geheel Nederland worden als volgt aangenomen: €38.500.000 (hardware: €13.500.000; software: €25.000.000); de operationele kosten bedragen €9.525.000 per jaar (hardware: €2.025.000; software: €7.500.000) (CE Delft, 2012). De CAPEX is de initiële investering. De OPEX is zowel het onderhoud en de herinvestering.

²⁷ Deze kosten bestaan uit 30 miljoen centrale kosten voor alle netbeheerder en 80 miljoen kosten bij de netbeheerders zelf.

²⁸ <http://www.greentechmedia.com/articles/read/SMA-Sees-Little-Costs-to-Make-Inverter-Grid-Smart>

8.3.1 Laagspanningskosten

De huidige laagspanningsnetten hebben een gemiddelde capaciteit van 1,5 kW per huishouden. Zodra het piekvermogen groter is, zal het net moeten worden uitgebreid. De investeringskosten voor de aanleg van nieuwe laagspanningskabels is geschat op €700 per huishouden.²⁹ De jaarlijkse investeringskosten bedragen daarbij circa €40 per huishouden per jaar. Zolang het gelijktijdig piekvermogen onder de 1,5 kW per huishouden blijft hoeft het net niet te worden uitgebreid en zijn de kosten nul.

Netverliezen in het laagspanningsnet bedragen 0,3% tot 2,1%.³⁰ Omdat netverliezen kwadratisch toenemen met de belasting van het net, zal de verzwaring van de laagspanningsnetten tot een reductie van de netverliezen leiden. De inzet van flexibiliteit ten behoeve van congestiemanagement zal de piekbelasting van het laagspanningsnet relatief doen afnemen, waardoor netverliezen lager zullen uitvallen. Dit effect wordt niet nader gekwantificeerd in deze studie.

8.3.2 Middenspanningskosten

Voor netwerkverzwarkingskosten is uitgegaan van kentallen, die per netwerktype verschillen. Hiervoor is gebruik gemaakt van een set met bronnen die wordt samengevat in het onderstaande overzicht. Dit zijn getallen uit de bestaande literatuur, aangevuld met recentere schattingen door netbeheerders. Deze bronnen zijn verwerkt tot een tabel die een overzicht geeft van een bandbreedte per netwerktype die bepaald is op basis van de bovenstaande getallen, waarbij de sterkst afwijkende getallen worden uitgesloten. Dit heeft geleid tot de bandbreedte van kentallen in Tabel 9 en Tabel 10. Per netwerktype is een minimum, een maximum en een meest waarschijnlijk bedrag gegeven.

²⁹ Expertinschatting netbeheerders

³⁰ Elektriciteitsdistributienetten, KluwerTechniek, EnergieNed

Tabel 8. Overzicht van netwerkkosten in de literatuur.

Bron	Scope	Range	Opmerkingen
Waarde van slimme netten (Ecofys, 2014)	Middenspanningsnet	Stedelijk: 200 €/kW Landelijk: 800 €/kW	Bepaald op basis van modelberekening met PowerFys voor Steenwijk (stedelijk) en Drechterland (landelijk)
De systeemkosten van warmte voor woningen (Ecofys, 2015)	Distributienet (laagspanningsnet en middenspanningsnet)	Centrum-stedelijk: 1600 €/kW Buiten-centrum: 2500 €/kW Groen-stedelijk: 2500 €/kW Centrum-dorps: 3600 €/kW Landelijk wonen: 4400 €/kW	Bepaald door Alliander assetmanagement op basis van diverse voorbeeldwijken.
Maatschappelijke kosten en baten van Intelligente Netten (CE Delft/KEMA, 2012)	Afhankelijk van gebruikersgroep	Stedelijk bestaand (LS): 2050 €/kW Stedelijk nieuw/Huishoudens overig/Kleine utiliteit (LS): 1300 €/kW Utiliteit, industrie, glastuinbouw en duurzaam (MS): 950 €/kW Zware industrie, centrale opwekking en duurzaam (HS): 550 €/kW	Zorgt een verhoging in het LS netvlak ook voor additionele MS en HS kosten?
Pieter Gockel (Alliander)	LS MS inclusief kosten HS veld	800 €/kVA 350-950 €/kVA	Expertinschatting Alliander verzorgingsgebied

Tabel 9. Netwerkverzwakingskosten voor het middenspanningsnet per netwerktype (€/kW).

	Netwerktype Centrum- stedelijk	Buiten- centrum	Groen- stedelijk	Centrum- dorps	Landelijk wonen
Minimum	200	200	400	800	800
Gemiddeld	350	350	450	950	950
Maximum	700	700	1000	1150	1150

Tabel 10. Jaarlijkse netwerkverzwakingskosten voor het middenspanningsnet per netwerktype (€/kW/jaar).

	Netwerktype Centrum- stedelijk	Buiten- centrum	Groen- stedelijk	Centrum- dorps	Landelijk wonen
Minimum	11,7	11,7	23,3	46,6	46,6
Gemiddeld	20,4	20,4	26,2	55,4	55,4
Maximum	40,8	40,8	58,3	67,0	67,0

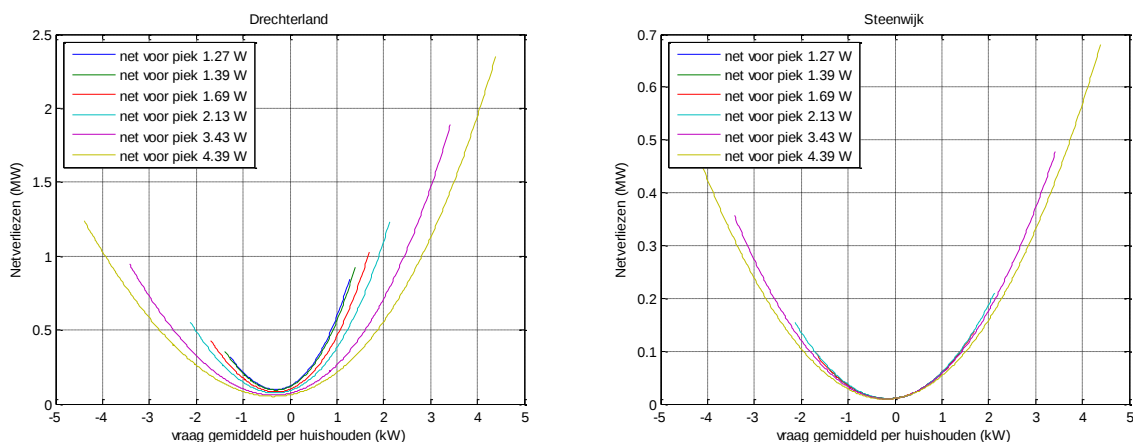
Er moet worden opgemerkt dat de vraag die in deze studie gemodelleerd wordt niet de volledige vraag op het middenspanningsnetwerk bevat. Naast huishoudelijke vraag is er op het middenspanningsnet ook veel niet-huishoudelijk vraag aangesloten. In sommige gevallen zal het gedrag van deze niet-huishoudelijke vraag bepalend zijn voor de piekbelasting van het middenspanningsnetwerk, waardoor het verlagen van de huishoudelijke vraag een kleiner effect heeft op het verminderen van de piekvraag in dat netvlak. In dat geval is het zinvoller om zich te richten op het tijdelijk verlagen van niet-huishoudelijke vraag die de piek veroorzaakt.

8.3.3 Netverliezen

Van alle gedistribueerde elektriciteit gaat 1,5% tot 7,5% verloren aan netverliezen.³¹

Congestiemanagement leidt tot een mindere noodzaak voor capaciteitsuitbreiding van kabels en transformatoren. Het leidt echter ook tot een intensiever gebruik van het bestaande netwerk. Omdat netverliezen toenemen naarmate het netwerk zwaarder belast wordt, leidt dit tot hogere netverliezen in vergelijking met een situatie waarbij het netwerk wel verzwakt wordt.

In de studie Waarde van Slimme Netten³² zijn voor twee middenspanningsgebieden de netverliezen bepaald afhankelijk van de mate waarin het net wordt verzwakt. In Figuur 15 zijn twee curves weergegeven die de netverliezen beschrijven. De figuur voor Drechterland representeert een ruraal gebied waarbij er de kabellengte per huishouden relatief groot is. De figuur voor Steenwijk daarentegen vertegenwoordigt een stedelijk gebied. In de figuur worden de netverliezen (y-as) uitgezet tegen de piekvraag (x-as) voor verschillende netcapaciteiten (zes curves). Op basis van het vraagprofiel per uur kan vervolgens bepaald worden wat de cumulatieve verliezen zijn. De verliezen zijn in onderstaande figuren beschreven voor respectievelijk 3500 en 4700 huishoudens. Ter illustratie wordt een voorbeeld gegeven: wanneer de piekcapaciteit van het net circa 3,4 kW per huishouden bedraagt en de gemiddelde vraag in een bepaald uur 2 kW is, kan voor het ruraal gebied (linker grafiek) met behulp van de paarse curve (3,4 kW) de netverliezen in dat uur worden bepaald. Deze bedragen in dit geval circa 0,7 MW, dat wil zeggen 0,2 kW per huishouden.



Figuur 15. Netverliezen in een ruraal (links) en een stedelijk gebied (rechts).

In deze studie wordt allereerst bekeken welke curve van toepassing is voor een specifieke piekvraag. Op basis van deze curve en het vraagprofiel worden vervolgens de cumulatieve verliezen berekend. Vervolgens worden de kosten van deze netverliezen berekend (uitgaande van een elektriciteitsprijs van 0,03 €/kWh). Deze resultaten die representatief zijn voor een rurale en stedelijke gebieden worden gebruikt als bandbreedte voor de netverliezen die landelijk verwacht worden.

³¹ Elektriciteitsdistributienetten, KluwerTechniek, EnergieNed

³² Ecofys (2014) Waarde van slimme netten: Welke waarde creëren slimme oplossingen in het distributienetwerk. Beschikbaar op: <http://nbn-assets.netbeheernederland.nl/p/32768/files/Rapport%20Waarde%20van%20Slimme%20Netten%20Ecofys.pdf>

8.3.4 Hoogspanningskosten

De hoogspanningskosten worden ingeschat op basis van de landelijk piekvraag en de kosten van de verzwaring van het hoogspanningsnetwerk (Tabel 11). Voor deze inschatting hebben we kentallen gebruikt die ook in de studie "Systeemkosten van warmte voor woningen" zijn gehanteerd. Bij een initiële stijging (tot 3 GW) is er nog ruimte in het netwerk om dit tegen beperkte kosten op te vangen. Bij een grotere stijging (van 3 tot 10 GW) moet grootschalig in de bestaande infrastructuur worden ingegrepen. Bij een stijging van meer dan 10 GW moeten er nieuwe verbindingen worden gecreëerd en lopen de kosten sterk op. In Bijlage III wordt een nadere uitleg van de aannames rond hoogspanningskosten gegeven.

Tabel 11. Netwerkverzwarkosten per capaciteitsrange.

	0 – 3 GW	3 – 10 GW	10 – 100 GW
Kosten (€/kW)	10	50	500

Netverliezen in het hoogspanningsnet bedragen 1% tot 2%.³³ Vergelijkbaar met de verliezen op het middenspanningsnet, zal een afvlakking van het vraagprofiel en het voorkomen van verzwaringen gemiddeld tot een zwaardere belasting van het net leiden, waardoor de verliezen zullen toenemen. Deze verliezen zijn echter niet nader gekwantificeerd in deze studie.

8.4 Opwekkosten

Het toepassen van flexibiliteit ten behoeve van congestiemanagement in de distributienetten heeft ook invloed op de kosten voor de opwek van elektriciteit. Dit kan positief uitvallen, bijvoorbeeld als lokale verlaging van de piek leidt tot het verlagen van de landelijke piekvraag, waarmee op lange termijn de kosten voor het beschikbaar hebben van voldoende opwekcapaciteit lager wordt. Het kan ook negatief uitvallen, bijvoorbeeld als de inzet van curtailment voor congestiemanagement het opwekken van deze energie op een ander moment en elders nodig maakt.

In deze studie is het Ecofys dispatch model PowerFys gebruikt voor het bepalen van de opwekkosten. PowerFys modelleert de werking van de energiemarkt op uurlijkse basis. Op basis van gedetailleerde informatie over de elektriciteitsvraag, over energieopwekking uit duurzame bronnen en over de operationele kenmerken en beperkingen van de individuele elektriciteitscentrales, berekent PowerFys de inzet van de verschillende productie-eenheden in de elektriciteitsmarkt. Het model vindt de opwekkingsstrategie met minimale operationele kosten binnen de grenzen van evenwicht tussen vraag en aanbod en andere randvoorwaarden. Bij het modelleren wordt geen rekening gehouden met de winstgevendheid van investeringen in opwekcapaciteit binnen het huidige marktmodel.

³³ Elektriciteitsdistributienetten, KluwerTechniek, EnergieNed; Tennet rapport netverliezen van 0,45% en 0,76% voor respectievelijk 110/150 kV en 220/380 kV netten in 2014. Zie ook: <http://annualreport.tennet.eu/2014/jaarverslag/verslag-van-de-raad-van-bestuur/milieu>.

Voor de dispatch berekeningen gaan we uit van een model van de energiemarkt in Nederland, gebaseerd op aannames en gegevens van scenario A uit: Pfluger, B., et al (2011), *Tangible ways towards climate protection in the European Union (EU Long-term scenarios 2050)*, Fraunhofer ISI, Karlsruhe. Om aan te sluiten bij de scenario's die in deze studie zijn gekozen worden de Fraunhofer data op een aantal punten aangepast:

- Voor de specifieke berekeningen in deze studie wordt het profiel van de elektriciteitsvraag in Nederland aangepast en afgeleid uit de scenarioanalyses van de lokale netten.³⁴ De vraagprofielen van de verschillende netwerktypen worden gewogen gesommeerd tot een landelijk vraagprofiel.
- De beschikbaarheid van zonnestroom op landelijke energiemarkt wordt voor NL ook afgeleid uit de opwek van PV in de lokale scenario's.
- In geval van lokale flexibiliteit die beschikbaar is in de landelijke energiemarkt wordt deze gemodelleerd door toevoeging van een extra, virtuele opslageenheid (bijvoorbeeld één grote batterij die het landelijk beschikbare laadvermogen van EV vertegenwoordigt).

De uitkomsten van PowerFys zijn onder andere de inzet van elektriciteitscentrales en hun totaal opgewekte energie, de totale opwekkosten, en de totale feed-in en curtailment van duurzame bronnen.

We vergelijken het verschil in opwekkosten voor drie vraagcurves:

- **Zonder congestiemanagement** – De curve “zonder congestiemanagement” beschrijft de elektriciteitsvraag zonder dat er congestiemanagement wordt toegepast.³⁵ Ook zijn er geen mogelijkheden om flexibiliteitsopties in te zetten ten behoeve van de landelijke energiemarkt.
- **Met congestiemanagement** – De curve “met congestiemanagement” beschrijft de elektriciteitsvraag als gevolg van de inzet van flexibiliteitsopties voor congestiemanagement. De flexibiliteitsopties worden echter niet ingezet ten behoeve van de landelijke energiemarkt.³⁶
- **Met congestiemanagement, landelijk geoptimaliseerd** – Voor de curve “met congestiemanagement, landelijk geoptimaliseerd” wordt als extra optie de lokale flexibiliteit landelijk ingezet om opwekkosten verder te minimaliseren.³⁷

De opbouw van de vraagcurves wordt samengevat in Tabel 12. Voor deze drie vraagcurves wordt de inzet van opwekvermogen gemodelleerd. Op basis hiervan worden de totale opwekkosten berekend.

³⁴ Om de landelijk opwekkosten te kunnen modelleren, wordt uit de combinatie van verschillende lokale netwerken een geaggregeerd landelijk profiel gegenereerd. Bij die aggregatie wordt de totale basisvraag elektriciteit afgeleid uit de elektriciteitsvraag voor Nederland zoals gedefinieerd in Fraunhofer (2011) rapport. Deze basisvraag elektriciteit wordt vervolgens aangevuld met de lokale aanwezigheid van nieuwe technologieën, PV, EV en WP die extra elektriciteitsvraag en -productie veroorzaken. Dit nieuwe profiel noemen we hier de bruto base load en is dus gelijk aan het Fraunhofer vraagprofiel aangevuld met de nieuwe technologieën. We definiëren ook de netto base load die vervolgens weer wordt afgeleid uit de bruto base load door de bruto base load te verminderen met de lokaal opgewekte zonnestroom.

³⁵ De netto base load wordt als landelijke elektriciteitsvraag genomen. Uitgangspunt is dat er lokaal nog geen congestiemanagement wordt toegepast en dat de netto base load dus onveranderd door lokale flexibiliteitsopties aan de landelijke elektriciteitsmarkt wordt doorgegeven.

³⁶ Uitgangspunt is weer de netto base load, maar deze is nu aangepast met de lokale flexibiliteitsopties.

³⁷ De landelijke elektriciteitsvraag is nu gelijk aan de bruto base load, terwijl de lokaal opgewekte PV landelijk beschikbaar is als extra landelijke bron van duurzame energie. Zo kan het landelijke systeem de zonnestroom flexibel inzetten. De bruto base load wordt wel eerst aangepast met de flexibiliteitsopties die al lokaal worden ingezet (lokale curtailment van PV en andere optimalisaties). Verder wordt in dit scenario de resterende flexibiliteit van lokale elektriciteitsopslag in EV landelijk beschikbaar gemaakt.

Tabel 12. Specifieke input voor de landelijke opwekkosten per vraagcurve.

Scenario	Landelijke elektriciteitsvraag NL	Landelijke flexibiliteit opties
Zonder congestiemanagement	Vraag zonder toepassing van congestiemanagement	Geen
Met congestiemanagement	Vraag met toepassing van congestiemanagement	Geen
Met additionele landelijke optimalisatie	Vraag met toepassing van landelijke optimalisatie	PV curtailment, Virtuele opslag EV

Modelmatig worden de volgende restricties opgelegd om te voorkomen dat het model flexibiliteit voor optimalisatie van opwekking op nationaal niveau gaat gebruiken, terwijl die reeds lokaal wordt ingezet:

- Curtailment vindt alleen plaats voor zover dit nog mogelijk is na eventuele lokale curtailment (deze is maximaal 20%).
- Flexibiliteit van batterijen van auto's kan enkel landelijk worden ingezet binnen de restricties³⁸ van de minimale State of Charge voor gebruik van de auto voor de volgende rit, en de capaciteit in het netwerk die beschikbaar is, inclusief de verlaging van de capaciteit die samenhangt met congestiemanagement.

De kosten³⁹ van opwekking worden afgeleid uit de resultaten van de dispatch berekeningen, gebaseerd op het huidige marktmodel. We onderscheiden operationele kosten (OPEX) en investeringskosten (CAPEX). Deze kentallen worden berekend voor de verschillende scenario's, en we vergelijken hoe de lokale optimalisaties en flexibiliteitsopties doorwerken in de landelijke opwekkosten.

De variabele OPEX worden gelijk gesteld aan de *totale opwekkosten*. De vaste operationele kosten worden berekend als kosten per MW opgesteld vermogen en kunnen worden afgeleid uit de maximale benodigde opwekcapaciteit, die gelijk gesteld wordt aan de maximale opwek door conventionele eenheden.

Een ander deel van de vaste jaarlijkse vaste kosten zijn de investeringskosten. Ook de CAPEX worden afgeleid uit de *maximale opwek* door conventionele eenheden. De maximaal benodigde opwekking van elektriciteit bepaalt de investeringen die gedaan moeten worden in capaciteit van opwekkingseenheden. De CAPEX is gelijk aan de maximaal benodigde opwekcapaciteit vermenigvuldigd met de kosten van investeringen per kW en met de annuïteitsfactor.

De resultaten worden gegeven in sectie 9.

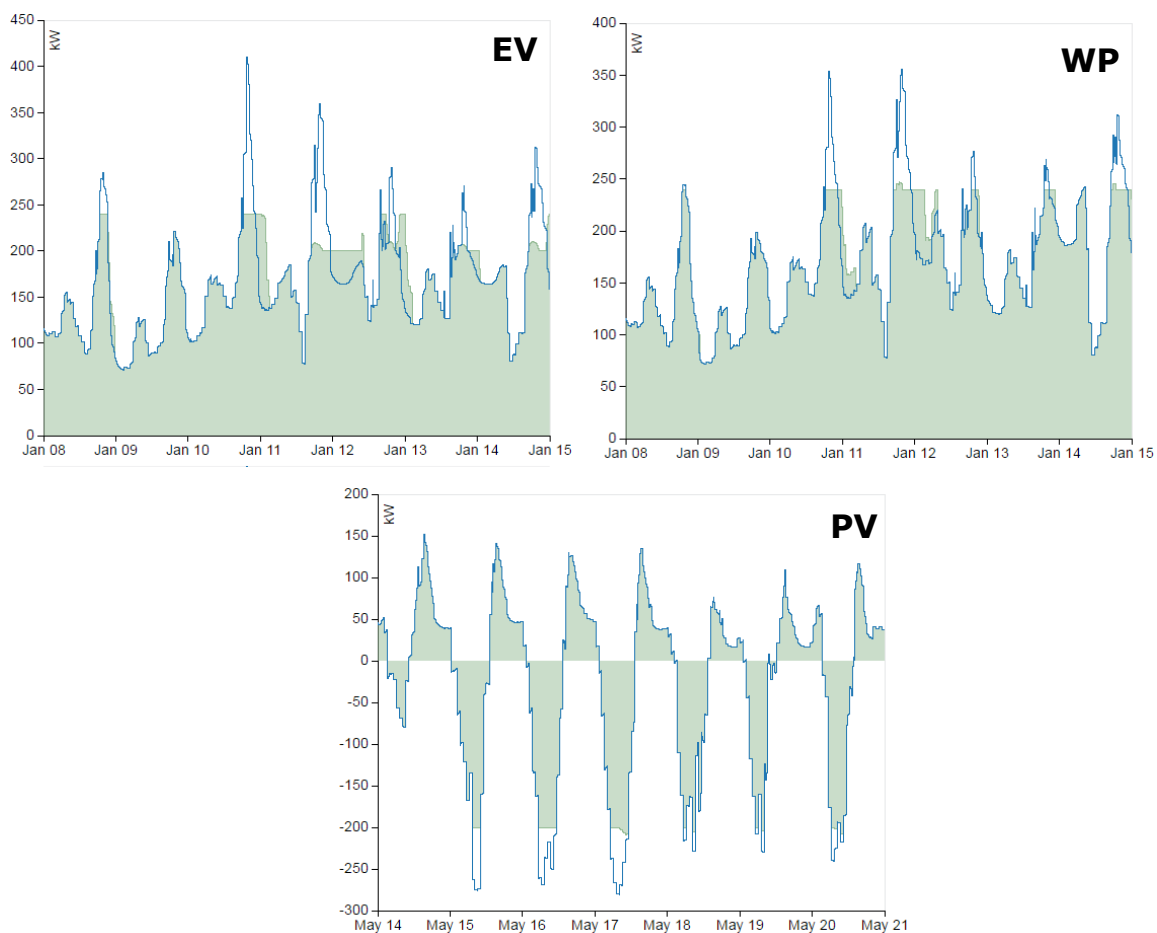
³⁸ De implementatie van deze restricties wordt in detail beschreven in Bijlage V, EV batterijen voor flexibiliteit in de landelijke energiemarkt.

³⁹ Deze kosten zijn modelmatig afgeleid en alleen gebaseerd op brandstof- en CO₂-kosten. De kosten geven daarom alleen een indicatie van een trend, er zullen meer factoren zijn die de exacte kosten bepalen.

9 Resultaten

9.1 Profielen

De eerste stap in de methodologie is het analyseren van de effecten van de flexibiliteitsopties. In Figuur 16 wordt het profiel van de basisvraag en de profielen zonder en met congestiemanagement in de verschillende scenario's getoond.



Figuur 16. Profielen zonder (blauw) en met (groen) congestiemanagement in het dominant EV scenario, het dominant WP scenario en het dominant PV scenario voor 100 huishoudens in de week met de hoogste piekvraag.

De reductie is het grootste in het dominant EV scenario als gevolg van het slim laden van elektrische auto's. Hierbij wordt het laden van elektrische auto's zo veel mogelijk uitgespreid over de dag.

Ook in het dominant WP scenario valt de piek in de vraag samen met de piek van het laden van elektrische auto's⁴⁰. Deze komen namelijk bovenop de vlakkere piek van de elektrische warmtepompen. Ook in dit scenario wordt daarom slim laden als flexibiliteitsoptie ingezet.⁴¹

In het dominant PV scenario wordt maximaal 20% van het piekvermogen gecurtaild, de gederfde elektriciteitsopwekking bedraagt hiermee minder dan 1%. Bij verregaande penetratie van PV blijft de resterende piek daardoor substantieel.

9.2 Systeemkosten

Deze paragraaf geeft de systeemkosten weer, eerst opgedeeld per scenario en vervolgens voor heel Nederland.

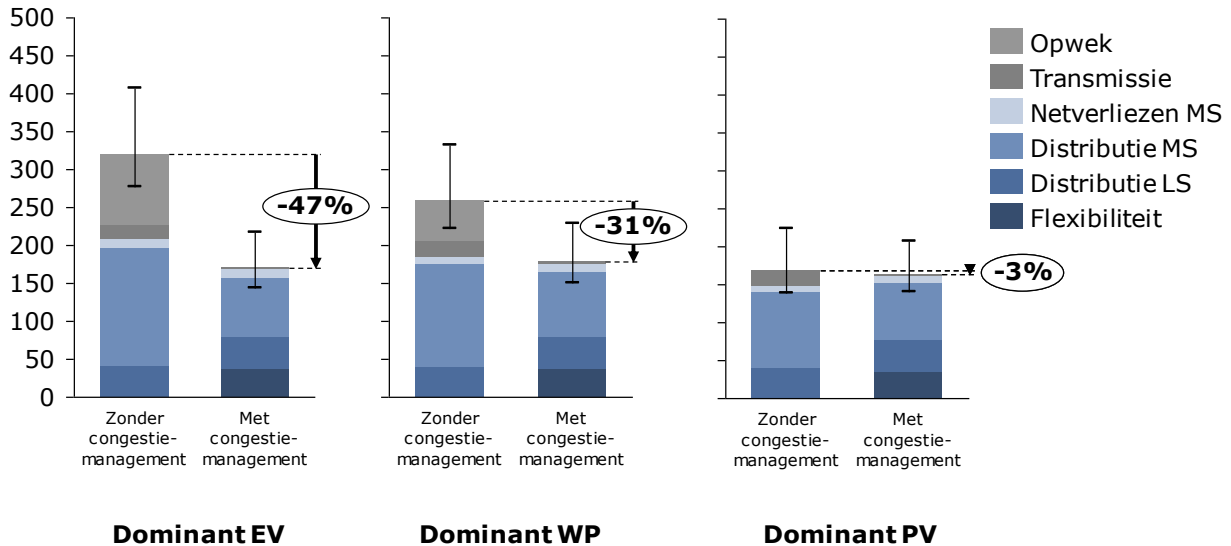
9.2.1 Kosten per scenario

De geschetste inzet van flexibiliteitsopties voor congestiemanagement in de laag- en middenspanningsnetten leidt tot een kostenreductie in alle scenario's. In Figuur 17 zijn de kosten per huishouden per jaar geschetst voor de inzet van flexibiliteitsopties, het laagspanningsnet, het middenspanningsnet, netverliezen in het middenspanningsnet, het hoogspanningsnet en de opwek. De kosten worden geschetst per scenario. De baten van de inzet van flexibiliteitsopties voor congestiemanagement bedragen in de geschetste scenario's 5-150 €/jaar. Er wordt gesproken over additionele kosten omdat de kosten van het bestaande netwerk niet zijn meegenomen.

⁴⁰ Dit effect blijft zichtbaar in de scenario's met een lagere penetratie van EV's.

⁴¹ In Bijlage II worden ter illustratie ook de curves gepresenteerd voor het sturen van warmtepompen. Hiervoor is echter een additioneel buffervat nodig, waardoor de kosten beduidend hoger zijn dan de kosten van het slim sturen van elektrische auto's.

Jaarlijkse additionele kosten per huishouden (€)



Figuur 17. Jaarlijkse additionele kosten (ten opzichte van huidige kosten) per huishouden zonder en met congestiemanagement per dominant scenario. De balkjes geven de bandbreedte aan.

Tabel 13 geeft de gegevens uit Figuur 17 in meer detail weer, inclusief de bandbreedtes van de verschillende kostenelementen.

Tabel 13. Jaarlijkse additionele kosten (bandbreedte) per huishouden (€) zonder en met congestiemanagement per dominant scenario.

Scenario	Congestie-management	Flexibiliteit	Distributie LS	Distributie MS	Netverliezen MS	Transmissie	Opwek	Totaal
Wijk met Dominant EV	Nee	0	41	121 - 237	3 - 15	19	93	277 - 406
	Ja	37	41	61 - 119	3 - 18	2	0	143 - 217
Wijk met Dominant WP	Nee	0	41	104 - 204	3 - 14	19	54	221 - 332
	Ja	37	41	67 - 132	3 - 17	2	0	150 - 229
Wijk met Dominant PV	Nee	0	41	77 - 150	2 - 13	19	0	139 - 224
	Ja	36	41	58 - 115	2 - 13	2	0	140 - 207

Op basis van deze resultaten kan het volgende worden vastgesteld:

- **Distributie LS** – In elk van de drie scenario's vindt een substantiële piekverhoging plaats, ook met de inzet van congestiemanagement. Inzet van flexibiliteitsopties kan deze niet kosteneffectief terugbrengen tot een niveau waarbij geen netverzwaring nodig is. In specifieke situaties (op locaties met een hogere beschikbare capaciteit of met een beperkte penetratie van technologieën) is dit wel mogelijk. Dit wordt nader beschreven in Sectie 9.3.

- **Distributie MS** – Als gevolg van de reductie van de piekvraag nemen de kosten voor middenspanningsdistributienetten bij inzet van congestiemanagement minder toe. De onzekerheid in deze kostenpost is hoog omdat deze kosten sterk afhankelijk zijn de karakteristieken van het net.
- **Netverliezen MS** – De netverliezen in het middenspanningsnet zijn onder andere afhankelijk van de kabellengte en de belasting van het net. Ook in deze post is de onzekerheid daarom aanzienlijk. Wel zien we dat de netverliezen zonder congestiemanagement lager zijn dan met congestiemanagement. Dit heeft er mee te maken dat met congestiemanagement het profiel vlakker is en het net verhoudingsgewijs zwaarder wordt belast. Bij een profiel met een hoge piek wordt het net maar gedurende enkele uren volledig belast. Wanneer het profiel vlakker is, zal dit vaker voorkomen.

De berekening van de kosten of baten gerelateerd aan het hoogspanningsnet en de opwek komen in Sectie 9.2.2 in detail aan bod.⁴²

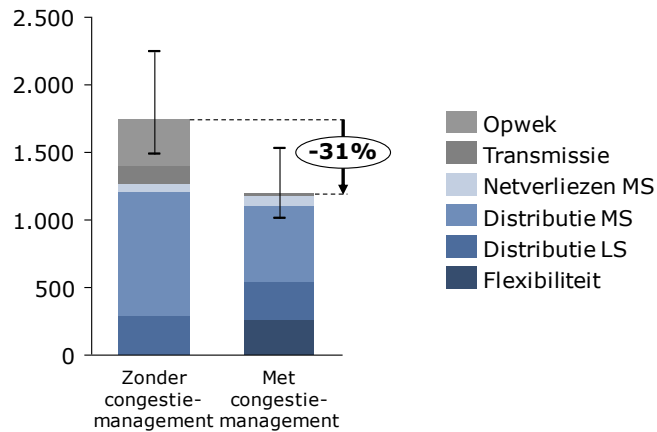
9.2.2 Kosten voor Nederland

De geschetste kosten per scenario in de vorige paragraaf beschrijven een dwarsdoorsnede van wijken waarin bepaalde technologieën de overhand zullen hebben. De scenario's zijn gedefinieerd zodat een gelijkwaardige mix ervan Nederland als geheel representeert. Om een indicatie te geven van de kosten op nationale schaal, worden de resultaten van de drie scenario's geaggregeerd (Sectie 7.5). Voor deze geaggregeerde scenario's zijn vervolgens de kosten voor transmissie en opwek bepaald. De kosten voor heel Nederland zijn weergegeven in Figuur 18 en Tabel 14.

Met deze aggregatie is de ontwikkeling in Nederland vereenvoudigd tot een mix van de drie scenario's. In werkelijkheid zal de diversiteit in wijken veel groter zijn en zal er in bepaalde wijken ook ingezet moeten worden op meerder flexibiliteitsopties, onder andere als zowel de vraagpiek als gevolg van EV's en de terugleverpiek als gevolg van PV hoog is.

⁴² Kosten voor hoogspanningsnetten en de opwek worden berekend voor heel Nederland. Hiervoor wordt voor Nederland een mix van scenario's aangenomen (Sectie 7.5). Vervolgens worden deze kosten gealloceerd naar rato van de reductie in piekvermogen in de desbetreffende scenario's: 63% dominant EV, 37% dominant WP en 0% dominant PV.

Jaarlijkse additionele kosten voor Nederland (M€)



Figuur 18. Jaarlijkse additionele kosten voor Nederland zonder en met congestiemanagement.

Tabel 14. Jaarlijkse kosten (in miljoen €) voor Nederland zonder en met congestiemanagement.

Scenario	Congestie-management	Flexibiliteit	Distributie LS	Distributie MS	Netverliezen MS	Transmissie	Opwek	Totaal
Nederland	Nee	0	286	704 - 1381	18 - 99	136	343	1485 - 2244
	Ja	255	286	435 - 853	18 - 112	16	0	1010 - 1522

- **Transmissiekosten** – De toegenomen piekvraag in de vraagprofielen van de huishoudens leidt tot een toename van de piek in de transmissienetten. Hiermee zijn verzwaringen in het transmissienet noodzakelijk. Inzet van flexibiliteit voor congestiemanagement beperkt deze piekvraag en resulteert dus in lagere kosten voor de transmissienetten. De mate waarin vraagrespons bij huishoudens tot piekverlaging in de transmissienetten leidt is mede afhankelijk van de toekomstige ontwikkeling van de vraag in de overige sectoren. In de huidige modellering is de vraag van niet-huishoudens meegenomen, maar wordt aangenomen dat de piekvraag hiervan niet sterk verandert. Indien deze piek gaat domineren in het transmissienet wordt vraagrespons bij huishoudens minder effectief in het verlagen ervan.
- **Opwekkosten** – Op elk moment in het jaar moet er voldoende beschikbare capaciteit zijn om de te kunnen voldoen aan de vraag. Wanneer er sprake is van een hoge piekvraag, moet er, vanwege de variabiliteit van hernieuwbare energie, een grote hoeveelheid back-up capaciteit beschikbaar zijn. Reductie van de vraagpiek resulteert daarom ook in besparingen op de opwekkosten. De resultaten van de dispatch berekening worden verder uitgewerkt in Bijlage IV.

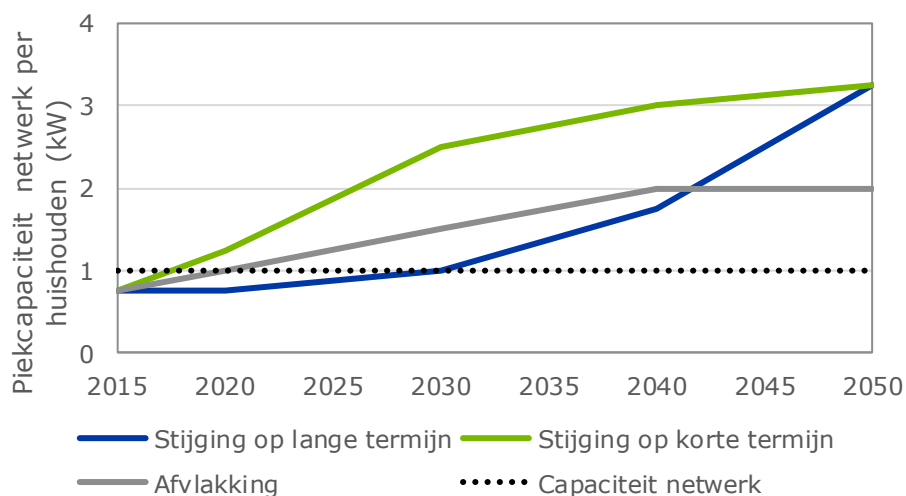
9.3 Verdiepende analyse ten aanzien van laagspanningsnetten

De resultaten in sectie 9.2 geven aan dat er geen kostenbesparingen in de laagspanningsnetten mogelijk zijn. Dit is een gevolg van het feit dat in de geschetste scenario's de penetratie van technologieën het verzwaren van de laagspanningsnetten onvermijdelijk maakt. Hieraan wordt echter voorbijgegaan aan twee overwegingen. Ten eerste zijn de scenario's eindbeelden, en zijn niet alleen deze eindbeelden onzeker, maar ook het pad ernaartoe. Ten tweede bestaat er een enorme diversiteit aan laagspanningsnetwerken en de ontwikkeling binnen die gebieden, die niet te vangen is in drie algemene scenario's. Het is mogelijk dat in bepaalde laagspanningsnetwerken netinvesteringen uitgesteld of voorkomen kunnen worden met behulp van congestiemanagement. We proberen daarom in deze sectie meer inzicht te geven in de veelzijdigheid van laagspanningsnetwerken en de onzekerheden die samenhangen met het doordringen van nieuwe technologieën.

Tijdspaden – Er worden drie tijdspaden beschreven waarin de technologiepenetratie zich zou kunnen ontwikkelen. Zo is het denkbaar dat in bepaalde gebieden het aandeel zonnepanelen op korte termijn zeer snel zal stijgen als gevolg van bijvoorbeeld "Nul-op-de-Meter" renovaties. In andere gebieden kan het veel langzamer gaan. Ook is het goed mogelijk dat er gebieden zijn waarbij het aandeel zon-PV lager uitkomt dan het gemiddelde in Nederland. In de cases onderzoeken we een drietal tijdspaden:

- De piek stijgt op **lange termijn** tot een punt waar netverzwaring noodzakelijk is.
- De piek stijgt op **korte termijn** tot een punt waar netverzwaring noodzakelijk is.
- De piek stijgt **niet** tot een punt waar netverzwaring noodzakelijk is.

In Figuur 19 worden de geschetste tijdspaden aangegeven. Hierin wordt aangegeven wat de piekverhoging *zonder* congestiemanagement zou zijn. In bepaalde mate zijn deze nog kostenefficiënt op te lossen met congestiemanagement.



Figuur 19. Ontwikkeling van de benodigde piekcapaciteit in de geschetste tijdspaden.

Investeringskeuzes – Naast een verscheidenheid in tijdspaden, kan er ook op verschillende manieren met deze onzekerheid omgegaan worden. Eén mogelijkheid is om bij een stijgende piekvraag voor de zekerheid in alle gevallen te verzwaren. Een andere mogelijkheid is om voor de middellange termijn congestiemanagement te overwegen. In dit geval kan het echter voorkomen dat na verloop van tijd blijkt dat er toch verzaamd moet worden. De volgende combinaties van keuzes en gevolgen zijn daarmee mogelijk:

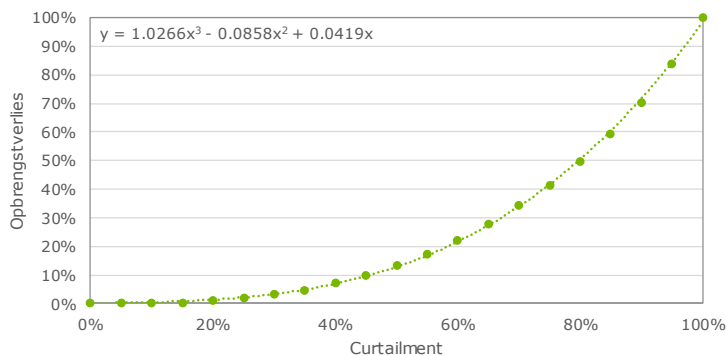
- **Direct verzwaren en geen inzet van congestiemanagement** – Er wordt bij stijgende piek in alle gevallen verzaamd.
- **Toepassen van congestiemanagement met suboptimale keuzes** – Er wordt congestiemanagement toegepast, waarbij echter in sommige gevallen de verkeerde keuzes worden gemaakt. Dat betekent dat congestiemanagement wordt ingezet, maar dat in bepaalde gevallen tijdens de periode dat flexibiliteitsopties nog niet zijn afgeschreven netverzaarding alsnog noodzakelijk is.
- **Toepassen van congestiemanagement met optimale keuzes** – Er wordt congestiemanagement toegepast en na elke afschrijvingsperiode wordt een optimale keuze gemaakt tussen verzaarding en congestiemanagement. Dit betekent dat er aan het begin van een periode waarin netverzaarding noodzakelijk wordt geen herinvesteringen in flexibiliteitsopties meer plaatsvinden, maar verzaarding wordt toegepast. Om deze investeringsstrategie te realiseren is een accuraat beeld van de ontwikkeling in de tijd nodig ("perfect hind-sight").

In de casus berekenen we de kosten voor de bovenstaande drie gevallen. We kijken naar periodes van tien jaar, de periode waarin de flexibiliteitsopties worden afgeschreven. De inzet van zon-PV als voorbeeld genomen. In deze casus hanteren een capaciteit van het laagspanningsnet van 1 kW per huishouden. Dit representeert een laagspanningsnet met beperkte additionele capaciteitsruimte. Deze capaciteit zal sterk verschillen per laagspanningsnet. In de rest van deze studie hanteren we daarom een gemiddelde van 1,5 kW per huishouden.

Als het netwerk niet wordt verzaamd, moet al het vermogen boven de 1 kW worden gecurtailed.⁴³ De kosten die met deze curtailment samenhangen zijn de basiskosten voor congestiemanagement, de investeringskosten om curtailment mogelijk te maken en de operationele kosten van de gederfde stroom.⁴⁴ Het verlies aan elektriciteitsopbrengst als gevolg van curtailment is gebaseerd op een analyse van de piekvraag per uur, wat resulteert in onderstaande curve. Hier is zichtbaar dat het verlies van productie beperkt is bij het curtailen van de hoogste pieken. Pas vanaf 20-30% curtailment wordt het opbrengstverlies significant. Dit komt doordat zonnepanelen op veel momenten in het jaar een beperkte productie hebben en op slechts een beperkt aantal momenten produceren met de piekcapaciteit. Voor het bereiken van de absolute piek is een optimale combinatie van instraling en temperatuur nodig.

⁴³ Het effect van het eigen verbruik is buiten beschouwing gelaten omdat het gemiddelde eigen verbruik op zomerse dag, op het midden van de dag, slechts 0,15 kW bedraagt.

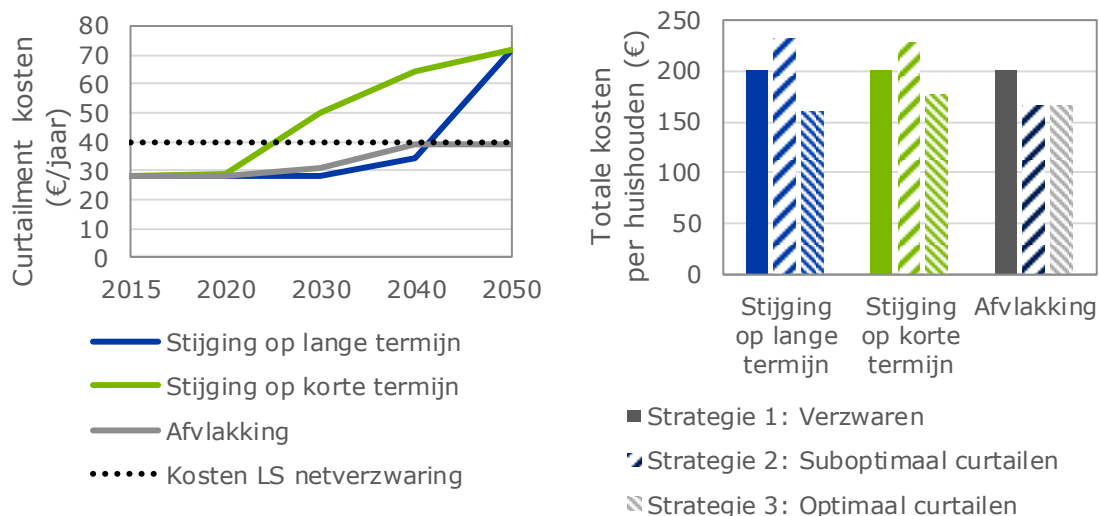
⁴⁴ Aanname is dat de operationele kosten van de gederfde stroom 0,05 €/kWh bedragen.



Figuur 20. Relatie tussen curtailmentpercentage en opbrengstverlies.

Er kunnen verschillende redenen zijn om over te gaan tot verzwaring van het net. Voor de curtailment van zon-PV zal dit het geval zijn als de kosten van curtailment de kosten van netverzwaring overstijgen. In andere gevallen, bijvoorbeeld met het slim laden van elektrische auto's, kan er ook een fysieke beperking zijn. Alle auto's moeten uiteindelijk opgeladen worden en als dit niet in een bepaalde periode kan, zal verzwaring nodig zijn. Voor deze analyse wordt gesteld dat de kosten voor curtailment niet meer mogen zijn dan de kosten voor het verzwaren van het laagspanningsnet (€40 per huishouden per jaar) (Sectie 8.3.1).

Resultaten – Op basis van de gedefinieerde tijdspaden kunnen de kosten voor curtailment worden berekend (Figuur 21-A). Wanneer verschillende investeringsstrategieën worden toegepast op de drie gedefinieerde tijdspaden, zien we verschillen in kosten (Figuur 21-B). De kosten bij suboptimale inzet van flexibiliteitsopties zijn gelijk of hoger dan bij optimale inzet. Bij stijging op lange termijn resulteert optimale inzet van flexibiliteitsopties in een aanzienlijke kostenreductie. Deze besparing is te danken aan het uitstel van investeringen in netverzwaringen. Bij een stijging op korte termijn is het effect beperkt omdat na de introductie van congestiemanagement al snel alsnog verzwaard moet worden. Wanneer er sprake is van afvlakking kan een verzwaring echter volledig voorkomen worden en liggen de kosten bij toepassing van flexibiliteitsopties substantieel lager.



Figuur 21. Kosten voor curtailment en totale kosten bij de verschillende investeringsstrategieën.

De uiteindelijke besparingen die gerealiseerd kunnen worden in de netten hangen sterk af van de kwaliteit van de keuzes voor verzwaring of curtailment in individuele gevallen. In de cases waarin netverzwaring uiteindelijk nodig is, moeten alle drie de besluiten de juiste zijn om de kosten niet te laten toenemen. Bij een onjuist besluit wordt de verwachte kostenbesparing over de hele periode omgezet in een kostentoeename die ongeveer even groot is. Dit betekent dat, om kosten te besparen, in meer dan de helft van de gevallen in alle periodes de juiste beslissing moet worden genomen. Dit betekent dat netbeheerders veel vertrouwen moeten hebben in de piekvraagvoorspellingen op middellange termijn om financieel succesvol congestiemanagement in de laagspanningsnetten toe te passen. Op basis van de gemodelleerde cases kan – als alle juiste keuzes worden gemaakt – ongeveer 10-20% bespaard worden op de laagspanningskosten door uitstel van verzwaring.

Bij afvlakking van de piekvraaggroei is congestiemanagement achteraf gezien altijd de beste oplossing gebleken. Het kan zo zijn dat er onzekerheid bestaat in een laagspanningsgebied of een verhoging van de piek zal doorzetten of wellicht weer zal afvlakken of afnemen. In dat geval is congestiemanagement een middel om grote lange termijn investeringen uit te stellen totdat meer zekerheid bestaat over de vraagontwikkeling in de toekomst.

Als nuancering moet vermeld worden dat de kosten van een verkeerd besluit sterk samenhangen met de hoogte van de bijdrage van kapitaalkosten in de totale kosten van de flexibiliteitsoptie, van de daadwerkelijke afschrijvingstermijn van de flexibiliteitsoptie en van de noodzaak om een flexibiliteitsoptie volledig af te schrijven bij netverzwaring. Als een batterij bijvoorbeeld op een andere wijze gebruikt kan worden, of elders in het net geplaatst kan worden voor congestiemanagement, hoeft deze niet geheel te worden afgeschreven en blijft de financiële schade beperkt.

Conclusies – Om gegeven de discrete besluitvorming in de laagspanningsnetten kosten te besparen met congestiemanagement moeten netbeheerders accuraat kunnen voorspellen of netverzwaring niet alsnog nodig zal blijken in de afschrijvingsperiode van de flexibiliteitsopties. In de geschetste tijdspaden zijn de voordelen van de inzet van flexibiliteit het grootste bij een stijging op lange termijn en een afvlakking.

10 Risico's

In deze Sectie worden verschillende risico's genoemd die samenhangen met congestiemanagement. Deze risico's zijn geïdentificeerd tijdens het project op basis van gesprekken met netbeheerders.

Het is mogelijk dat de betrouwbaarheid van het net negatief beïnvloed wordt door congestiemanagement – Het is niet zeker of de betrouwbaarheid van componenten, apparatuur, systemen en processen huidige systeem geëvenaard kan worden in een systeem waarbij vertrouwd wordt op congestiemanagement. De informatietechnologie zal zich verder moeten ontwikkelen en tijdens deze ontwikkeling is er een kans dat er storingen zullen optreden, die de betrouwbaarheid van het net zouden verlagen. Congestiemanagement kan echter ook resulteren in een grotere betrouwbaarheid in het toekomstige net omdat er bij dreigende problemen ingegrepen kan worden in de vraag.

De basiskosten worden mogelijk niet terugverdiend – Om congestiemanagement mogelijk te maken moeten er bepaalde basisprocessen worden ingericht, op basis waarvan lokale flexibiliteit kan worden ingekocht, aangestuurd, gecontroleerd en gewaardeerd. De investering die hiermee samenhangt wordt enkel terugverdiend als in voldoende specifieke netdelen congestiemanagement daadwerkelijk kosteneffectief kan worden ingezet om netverzwaring te voorkomen. Het is mogelijk dat er bij nadere beschouwing onvoldoende netdelen zijn waar, bij nadere beschouwing, congestiemanagement kosteneffectief geacht wordt. Op dat moment kan nog van de investering in een specifieke lokale flexibiliteitsoptie worden afgezien. De investering in de basiskosten is dan echter reeds gedaan.

Na inzet van congestiemanagement in een specifiek netdeel kan alsnog verzwaring nodig zijn – Als eenmaal in een specifiek netdeel is besloten tot congestiemanagement, is het mogelijk dat de piekvraag sterker stijgt dan verwacht, waardoor deze niet meer (kostenoptimaal) met congestiemanagement is op te lossen. Dit betekent dat netverzwaring alsnog nodig (of gewenst) is en dat congestiemanagement alleen tijdelijk een oplossing heeft geboden. Het kan zijn dat netverzwaring pas nodig is *nadat* de (relatief korte) afschrijvingstermijn voor de congestiemanagementmogelijkheid is afgeschreven. In dit geval is de besparing gerealiseerd voor de geplande periode en ligt er opnieuw een beslissing voor over verzwaren of congestiemanagement. In een minder gunstig geval blijkt verzwaring nodig te zijn *voordat* de flexibiliteitsoptie is afgeschreven. In dat geval zijn er dubbele kosten voor de kapitaalkosten van de flexibiliteitsoptie totdat deze zijn afgeschreven. De additionele kosten hangen natuurlijk ook af van de mate waarin de flexibiliteitsmiddelen (zoals batterijen) elders in het systeem kunnen worden ingezet.

11 Conclusies

De onderzochte flexibiliteitsopties leveren kostenbesparingen op in de middenspanningsnetwerken – Binnen de bandbreedte van netverzwarkosten die is aangehouden in deze studie levert congestiemanagement met de onderzochte flexibiliteitsopties besparingen op in het middenspanningsnetwerk. Deze netto besparingen bedragen 20 tot 120 €/jaar per aansluiting en zijn het grootste in het scenario waar het aantal elektrische auto's sterk toeneemt. Op basis van de gevoeligheidsanalyse is vastgesteld dat ook als de kosten voor flexibiliteitsopties verdubbelen, de gemiddelde jaarlijkse kosten lager zijn bij toepassing van congestiemanagement. Het is mogelijk dat met een verdere optimalisatie in de keuze en inzet van flexibiliteitsopties verdergaande besparingen gerealiseerd kunnen worden. Flexibiliteitsopties die wisselen van energiedrager, zoals hybride warmtepompen, zijn in deze studie bijvoorbeeld niet onderzocht.

Met de uiteindelijke piekstijging die samenhangt met de gemodelleerde scenario's is het slechts in beperkte mate mogelijk kosten te besparen in het laagspanningsnetwerk door middel van congestiemanagement – Als aangenomen wordt dat de stijging van de capaciteitsbehoefte in alle laagspanningsnetwerken hetzelfde is als op basis van de gemodelleerde profielen verwacht wordt, dan is er op lange termijn geen besparing mogelijk in de laagspanningsnetwerken. Dit is een gevolg van het feit dat de beschikbare flexibiliteitsopties de vraagpiek niet (kosteneffectief) terug kunnen brengen tot onder het niveau waarbij netverzwaring niet meer nodig is. De conclusie is daarom dat netverzwaring op het laagspanningsnet in de meeste gevallen sowieso nodig zal blijken. Omdat de kosten van het verzwaren van het netwerk vrijwel geheel veroorzaakt worden door graafwerkzaamheden en slechts voor een klein gedeelte worden veroorzaakt door het neerleggen van additionele capaciteit als deze graafwerkzaamheden eenmaal plaatsvinden, is de kostenbesparing die behaald wordt met het verlagen van de piek klein.

Er zijn specifieke gevallen waarbij door middel van congestiemanagement kosten kunnen worden bespaard in het laagspanningsnet - De gehanteerde scenario's geven een gemiddelde ontwikkeling aan voor een groot aantal laagspanningsgebieden. Omdat er een grote verscheidenheid is in netwerkomstandigheden en lokale ontwikkelingen van de penetratie van technologieën, is het wel degelijk mogelijk dat er in bepaalde gevallen met congestiemanagement kosten bespaard kunnen worden. Zo zou het kunnen voorkomen dat de piekvraag, tijdelijk of permanent, met flexibiliteitsopties verlaagd kan worden tot een niveau waarop netverzwaring niet nodig is. In de laagspanningscases is aangetoond dat, bij goede timing van netverzwaring, ook bij de gehanteerde scenario's kosten kunnen worden bespaard door verzwaring zo lang mogelijk uit te stellen.

Inzet van flexibiliteit voor congestiemanagement beperkt de toename in de piekvraag in de transmissienetten en resulteert dus in lagere kosten voor de transmissienetten - In de door ons geanalyseerde scenario's pakken de additionele jaarlijkse kosten lager uit: €16 miljoen in plaats van €136 miljoen. De mate waarin vraagrespons bij huishoudens tot piekverlaging in de transmissienetten leidt, is echter mede afhankelijk van de toekomstige ontwikkeling van de vraag in de overige sectoren. In de huidige modellering is in algemene zin de vraag van andere gebruikers dan huishoudens wel meegenomen, maar verondersteld wordt dat de piekvraag hiervan niet significant verandert.

Congestiemanagement door flexibiliteitsopties in het distributienetwerk draagt in belangrijke mate bij aan het verlagen van benodigde centrale opwekpiekcapaciteit -

Veranderingen in de lokale vraagpatronen hebben ook invloed op de kosten die moeten worden gemaakt voor het opwekken van elektriciteit. Vanwege congestie is het niet altijd mogelijk om als huishouden energie te verkopen of in te kopen op het moment dat dit het meest optimaal is. Uit deze studie blijkt – met de gehanteerde scenario's en uitgangspunten – dat de lokale aanpassing van de vraag ten dienste van congestiemanagement over het algemeen gesproken ook kosten bespaart bij het opwekken van elektriciteit. Dit is omdat de optimale inzet van flexibiliteit voor congestiemanagement in veel gevallen samenvalt met de optimale keuze om landelijk de piekvraag te reduceren. De bespaarde kosten in de opwek van elektriciteit bedragen ongeveer €50 per aansluiting per jaar, waarvan een groot gedeelte gerealiseerd wordt zonder additionele optimalisatie op systeemniveau.

Om de bevindingen in de geschematiseerde situatie in deze studie te vertalen in betekenis voor de meer diverse werkelijkheid in Nederland moet rekening worden gehouden met het volgende:

- In werkelijkheid is er een grote verscheidenheid aan distributienetten (topologie, capaciteit in verhouding tot gebruikers, et cetera), zodat de optimale oplossing een diversiteit zal laten zien waarmee in de operationele besluitvormingsstrategie over congestiemanagement en/of netverzwaring rekening moet worden gehouden.
- Bij verzwaring van laagspanningsnetten wordt een groot gedeelte van de kosten veroorzaakt door graafwerkzaamheden terwijl de kosten voor additionele kabelcapaciteit relatief klein zijn. Een besluit of en op welk moment congestiemanagement ofwel netverzwaring op een specifieke locatie in te zetten zal plaats vinden op basis van een voorspelling van de toekomst die inherent onzeker is. In sommige gevallen zal dit besluit achteraf sub-optimaal blijken en daarmee duurder uitpakken dan eerder gedacht.

De studie toont aan dat investeringen in de basissystemen die het mogelijk maken om congestiemanagement in te zetten in distributienetten positief bijdragen aan kostenefficiënt netbeheer.

12 Aanbevelingen

Op basis van de resultaten en conclusies van deze studie volgen een aantal aanbevelingen:

1. In deze studie is niet onderzocht welke waarde het zou hebben om lokale flexibiliteit in de distributienetten volledig ter beschikking te stellen van de energiemarkt, zonder enige vorm van congestiemanagement. Dit zou betekenen dat er geen enkele beperking opgelegd wordt vanuit de netbeheerder en dat de distributienetten waar nodig verzwaaard worden om aan de hogere piekvraag te voldoen die samenhangt met de inzet van lokale flexibiliteit voor centrale systeemdiensten. Het verdient aanbeveling om deze waarde te kwantificeren, zodat de opportuniteitskosten van het inzetten van lokale flexibiliteit voor congestiemanagement kunnen worden meegewogen.
2. Deze studie gaat nadrukkelijk niet in op de mogelijke rolverdeling tussen verschillende partijen in het geval van de introductie van congestiemanagement. Het is echter wel een belangrijke vraag welke partij eigenaar is van de flexibiliteitsoptie en welke afspraken en transacties er nodig zijn tussen de verschillende betrokken partijen. Het verdient daarom aanbeveling om de verschillende mogelijkheden hiervoor in kaart te brengen. Daarbij zijn allerlei randvoorwaarden waarmee rekening zal moeten worden gehouden, waaronder de beginselen van vrijheid van handel en vrijheid van afname en levering. Het Universal Smart Energy Framework⁴⁵ kan hiervoor mogelijk als startpunt dienen.
3. Gezien de doelstelling van de studie en de keuze van de scenario's was het niet mogelijk om alle flexibiliteitsopties te onderzoeken. Om een volledig beeld te krijgen van de mogelijkheden voor flexibiliteitsopties en de mogelijke meerwaarde die slimme keuzes of combinaties zouden kunnen bieden zou het nuttig zijn om dit in additionele scenario's te onderzoeken. Zo is bijvoorbeeld de hybride warmtepomp niet nader bestudeerd als flexibiliteitsoptie. Vanwege de mogelijkheid die deze geeft om van energiedrager te wisselen heeft de hybride warmtepomp echter potentie om een nuttige rol te spelen bij het implementeren van congestiemanagement. Het verdient daarom aanbeveling om deze flexibiliteitsoptie en de waarde die hiermee samenhangt nader te onderzoeken.

⁴⁵ www.usef.energy

Bijlage I. Basiskosten

Tabel 15. Overzicht van kosteninschatting voor intelligente netten. Bron: CE Delft (2012). Oranje = opgenomen in kosten flexibiliteitsopties, blauw = opgenomen in basiskosten, grijs = buiten beschouwing.

Gebouw /unit		Sensoren (€)	Actuatoren (€)	Communicatie (€)	ICT hardware (€)	Software (€)	Installatie (€)	Aantallen
Woningen	CAPEX	50	50	70	Inbegrepen	Inbegrepen	Zelf-installatie	8.145.568
	OPEX	8	8	11	Inbegrepen	Inbegrepen	Zelf-installatie	8.145.568
Utiliteit (klein)	CAPEX	40	40	60	Inbegrepen	Inbegrepen	110	395.328
	OPEX	6	6	9	Inbegrepen	Inbegrepen	-	395.328
Utiliteit (groot)	CAPEX	120	3.000	100	1.000	1.000	440	27.597
	OPEX	18	450	15	150	300	-	27.597
Industrie	CAPEX	5.000	5.000	1.000	2.000	5.000	880	40.790
	OPEX	200	200	150	300	1.500	-	40.790
Netautomatisering (distributiestations)	CAPEX	15.000	7.500	-	-	-	Inbegrepen	101.236
	OPEX	600	300	-	-	-	-	101.236
Netautomatisering (wijkkasten)	CAPEX	4.500	3.000	-	-	-	Inbegrepen	126.545
	OPEX	180	120	-	-	-	-	126.545
Centrale systemen	CAPEX	-	-	-	13.500.000	25.000.000	Inbegrepen	1
	OPEX	-	-	-	2.025.000	7.500.000	-	1

Bijlage II. Effecten van flexibiliteitsopties per scenario

In onderstaande tabellen zijn de drie scenario's samengevat.

Het jaarvolume beschrijft het netto verbruik in het huishouden. De basisvraag bedraagt 2500 kWh. De additionele vraag in het dominant EV en dominant WP scenario is afkomstig van de penetratie van EV en WP. Het jaarvolume in het dominant PV scenario is lager omdat hier sprake is van substantiële productie met zonnepanelen.

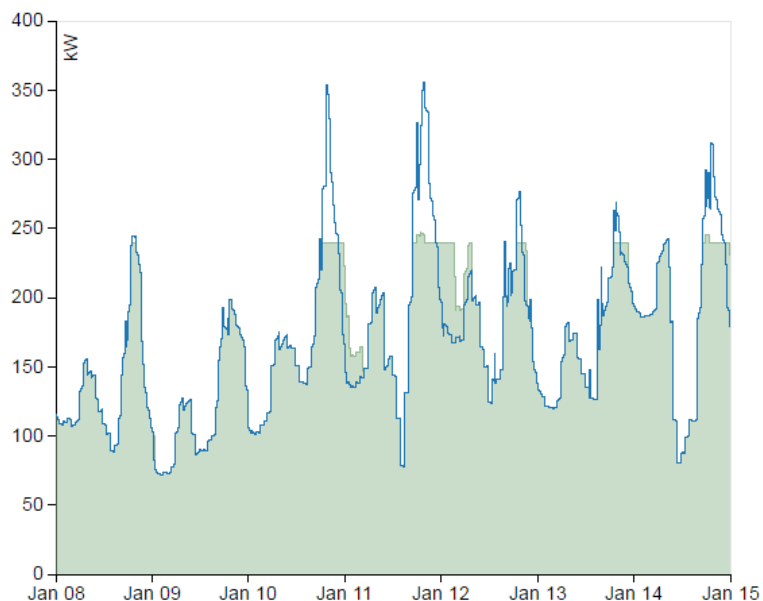
De piekvraag wordt gereduceerd in het dominant EV en dominant WP scenario door het slim laden van elektrische auto's. In het dominant PV scenario worden geen flexibiliteitsopties toegepast die de vraag verlagen. De piekproductie wordt echter wel verlaagd door de curtailment. Ook met curtailment blijft de piekproductie nog licht hoger dan de piekvraag.

Tabel 16. Parameters voor het profiel zonder en met congestiemanagement van het dominant EV scenario. Waarden zijn gemiddelden per huishouden.

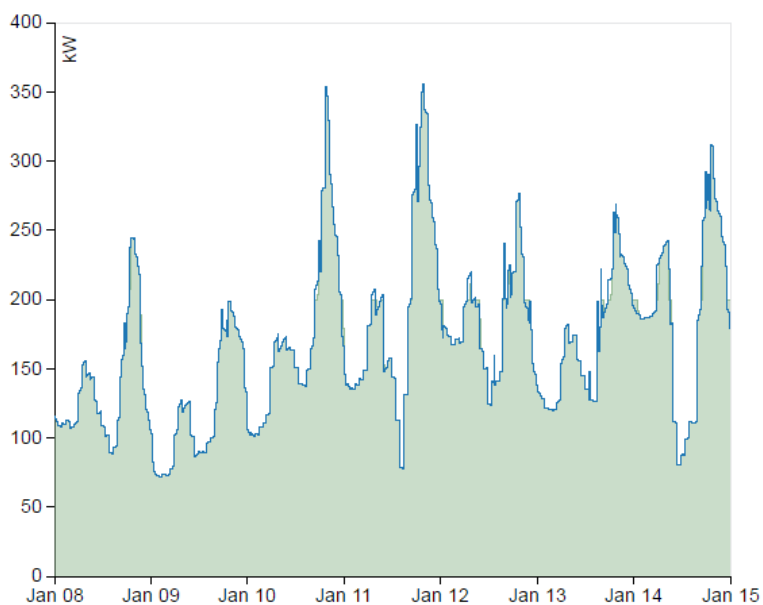
Parameter	Zonder congestiemanagement	Met congestiemanagement
Jaarvolume (kWh)	6680	6680
Piekvraag (kW)	4,2	2,2
Piekproductie (kW)	-0,4	-0,4

Tabel 17. Parameters voor het profiel zonder en met congestiemanagement van het dominant WP scenario. Waarden zijn gemiddelden per huishouden.

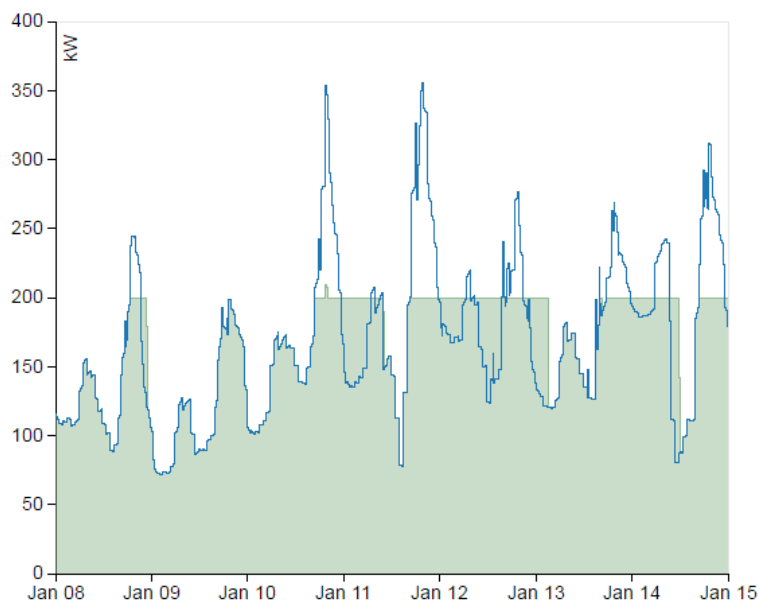
Parameter	Zonder congestiemanagement	Met congestiemanagement
Jaarvolume (kWh)	6156	6156
Piekvraag (kW)	3,6	2,5
Piekproductie (kW)	-0,4	-0,4



Figuur 22. Profiel in dominant WP scenario met toepassing van slim laden voor 100 huishoudens.



Figuur 23. Profiel in dominant WP scenario met toepassing van warmtepomp sturing zonder additionele buffer voor 100 huishoudens.



Figuur 24. Profiel in dominant WP scenario met toepassing van warmtepomp sturing met additionele buffer van 10 kWh voor 100 huishoudens.

Tabel 18. Parameters voor het profiel zonder en met congestiemanagement van het dominant PV scenario. Waarden zijn gemiddelden per huishouden.

Parameter	Zonder congestiemanagement	Met congestiemanagement
Jaarvolume (kWh)	2064	2128
Piekvraag (kW)	2,0	2,0
Piekproductie (kW)	-2,8	-2,1

Bijlage III. Kosten elektriciteitstransmissie

Deze sectie beschrijft de achtergrond van de kosten voor de elektriciteitstransmissie. Allereerst wordt ingegaan op de aspecten van de keuze van de scope van het project en de opzet van het kostenmodel. Beiden hebben invloed op de inschatting van de kosten van het transmissienet voor elektriciteit die gebruikt wordt in de modellering van de scenario's. Daarna wordt beschreven welke aanpak gehanteerd is om tot de kosteninschatting te komen. Aansluitend wordt een overzicht gegeven van de gehanteerde aannames.

Afbakening en vereenvoudiging

Zoals eerder in dit rapport beschreven, zijn er keuzes gemaakt over de te beschouwen scope en de complexiteit van het kostenmodel om deze studie praktisch uitvoerbaar te houden. Ten aanzien van de scope zijn voor de inschatting van de kosten voor het transmissienetwerk voor elektriciteit een aantal keuzes van belang.

De scope die voor het project gekozen is, bevat een aantal elementen die tot gevolg hebben dat er aannames gedaan moeten worden voor het opstellen van de kosteninschatting van het hoogspanningsnetwerk.

- Er wordt gebruik gemaakt van de aannames in het Kwaliteits- en Capaciteitsdocument⁴⁶ van TenneT over de ontwikkeling van centrale energieproductie en centrale energieopslag.
- De ontwikkeling van het elektriciteitsverbruik in de overige sectoren valt buiten de scope van het project. Net als de decentrale opwekking zal ook dit aspect voor het hoogspanningsnet vooral invloed hebben op de inschatting van de piektoename en niet op de inschatting van de kosten per kW extra piekbelasting.

Aannames en uitgangspunten

Als gevolg van de in het project gekozen afbakening en modelinrichting zijn er een aantal aannames gedaan om tot een inschatting van de ordegrootte van de investeringskosten voor het hoogspanningsnet te komen. De gehanteerde uitgangspunten worden hieronder opgesomd:

- De reeds door TenneT geplande investeringen zijn uitgevoerd.
- De situatie ten aanzien van import en export blijft in lijn met de huidige situatie. Dit geldt voor zowel de (geplande) interconnectiecapaciteit als het patroon van de import en export stromen.
- Het extra aanbod van elektriciteit (geleverd uit directe productie of opslag) dat nodig is om te voldoen aan de extra vraag, wordt gerealiseerd nabij het huidige grootschalige aanbod.
- De kosten van een overlay grid vallen buiten de scope van dit project.

⁴⁶ <http://www.tennet.eu/nl/nl/over-tennet/nieuws-pers-publicaties/publicaties/technische-publicaties/kwaliteits-en-capaciteitsdocument-2015.html>

- De verzwaring van het net wordt op de huidige locaties/routes gerealiseerd.
- Ten behoeve van de eenvoud van het model is de uitbreiding uitgedrukt in euro's per kW piektoename. In praktijk is het uitbreidingspatroon minder continu, maar meer trapsgewijs.
- De kosten zijn uitgedrukt in het prijsniveau van 2015.

Bijlage IV. Vermeden vaste jaarlijkse kosten opwek

De besparing op de jaarlijkse kosten door verminderde back-up capaciteit bestaat uit twee gedeeltes:
1) Vermeden kapitaal kosten en 2) vermeden vaste operationele kosten

Vermeden **kapitaalkosten** worden als volgt berekend:

$$\text{Vermeden piek capaciteit (GW)} * \text{kapitaalkosten (€/GW)} * \text{Annuïteitsfactor}$$

Vermeden **vaste operationele kosten** worden als volgt berekend:

$$\text{Vermeden piekcapaciteit (GW)} * \text{vaste operationele kosten (€/GW/jaar)}$$

Vermeden piek capaciteit

De berekening van de vermeden vast jaarlijkse kosten gaat uit van de vermeden piek capaciteit die is berekend met PowerFys. De berekening is gebaseerd op alleen de Nederlandse energiemarkt, en houdt nog geen rekening met het effect van de geïntegreerde Europese energiemarkt. Om het effect van de koppeling van de nationale energiemarkten op de piekvraag te beoordelen, is er een inschatting gemaakt van de benodigde back-up capaciteit voor aan de ene kant de afzonderlijke nationale markten en aan de andere kant voor de geïntegreerde Europese markt.

Daartoe is eerst voor alle Europese landen de *residual load* bepaald: de elektriciteitsvraag verminderd met de opwek door duurzame bronnen. Vervolgens wordt voor elk land de maximum residual load bepaald en worden al deze maxima gesommeerd. Ook wordt de totale residual load voor heel Europa berekend en wordt van die som het maximum bepaald. Door niet gelijktijdige pieken zal dit maximum lager zijn dan de som van de afzonderlijke maxima. De resultaten zijn samen gevat in Tabel 19. Het verschil tussen de twee maxima is de geschatte vermeden piekcapaciteit.

Tabel 19. Inschatting vermeden piekcapaciteit door integratie van de Europese energiemarkt.

Som maximum residual loads (GW)	Maximum gelijktijdige totale residual load (GW)	Vermeden piekcapaciteit (GW)
309	249	60

De vermeden piekcapaciteit door integratie van de Europese energiemarkt schatten we zo in op 60 GW (19,4%).

We nemen aan dat om te corrigeren voor integratie van Nederland in de Europese markt, het procentuele effect op de maximale residual load zich evenredig zal voordoen op de berekende waarde van de maximale opwek in de verschillende scenario's. M.a.w. als in alle Europese landen dezelfde lokale opties worden ingezet als in Nederland, zal in alle landen de maximale benodigde opwek door marktintegratie 19,4% lager worden dan de waarde als elk land afzonderlijk wordt beschouwd.

Ook de gevonden waarden voor Nederland (immers gebaseerd op een berekening voor Nederland afzonderlijk) moeten we dus corrigeren met een vermindering van 19,4%. De berekende maximale opwek en gecorrigeerde maximale opwek staan in Tabel 20.

Tabel 20. Kostenfactoren in de landelijke energiemarkt. De vermeden vaste kosten worden incrementeel weergegeven, van scenario tot scenario.

Scenario	Maximale opwek (GW)	Gecorrigeerde maximale opwek (GW)	Vermeden vaste jaarlijkse kosten (miljoen €)	Variabele jaarlijkse opwekkosten (miljoen €)
1 - Zonder congestiemanagement	25,87	20,85		2092
2 - Met congestiemanagement	21,16	17,05	258,3	2046
3 - Met additionele landelijke optimalisatie	21,08	16,99	4,3	2012

Kapitaalkosten

Als we aannemen dat de piekcapaciteit geleverd wordt door een grote Open Cycle Gas Turbine (welke ongeveer 900 €/kW⁴⁷ kosten om te bouwen, en we een annuïteitsfactor aanhouden van 0,06, zijn de vermeden kosten per GW als volgt:

$$1 * 900 * 10^6 * 0,06 = \text{€}54 \text{ miljoen per jaar per GW}$$

Alternatieven

Er zijn ook alternatieven denkbaar voor peakshaving in de landelijke energiemarkt. In een recent rapport⁴⁸ is gekeken naar flexvermogen in de industrie. In deze studie is een inschatting gemaakt van de kosten van inzet van flexibiliteitsopties zoals repowering met gasturbines in industriële processen. De genoemde studie gaat uit van kapitaalkosten van 600 €/kW. Deze optie komt eerder in de merit order. De vermeden kosten per GW worden nu

$$1 * 600 * 10^6 * 0,06 = \text{€}36 \text{ miljoen per jaar per GW}$$

Operationele kosten

Als we aannemen dat de vaste kosten ongeveer gelijk zijn aan die van een Combined Cycle Power Plants (€32/kW/jaar)⁴⁹ zij de jaarlijkse vaste operationele kosten per GW als volgt:

$$32 * 10^6 = \text{€}32 \text{ miljoen per jaar per GW.}$$

⁴⁷ Danish Energy Agency, Technology data for energy plants, 2012.

⁴⁸ Power To Products, Berenschot, CE Delft en ISPT, 2015.

⁴⁹ Danish Energy Agency, Technology data for energy plants, 2012

Vermeden vaste kosten

De som van de kapitaalkosten en de vaste operationele kosten brengt de vermeden kosten per GW op **€68 miljoen per jaar**.

De resulterende vermeden vaste jaarlijkse kosten staan in Tabel 20. Vergelijken we scenario 3 (met additionele landelijke optimalisatie) en scenario 1 (zonder congestiemanagement) dan zijn de totale vermeden vaste kosten €263 miljoen per jaar. De totale vermeden variabele kosten zijn in dit geval €80 miljoen per jaar. De totale vermeden kosten bedragen €343 miljoen per jaar.

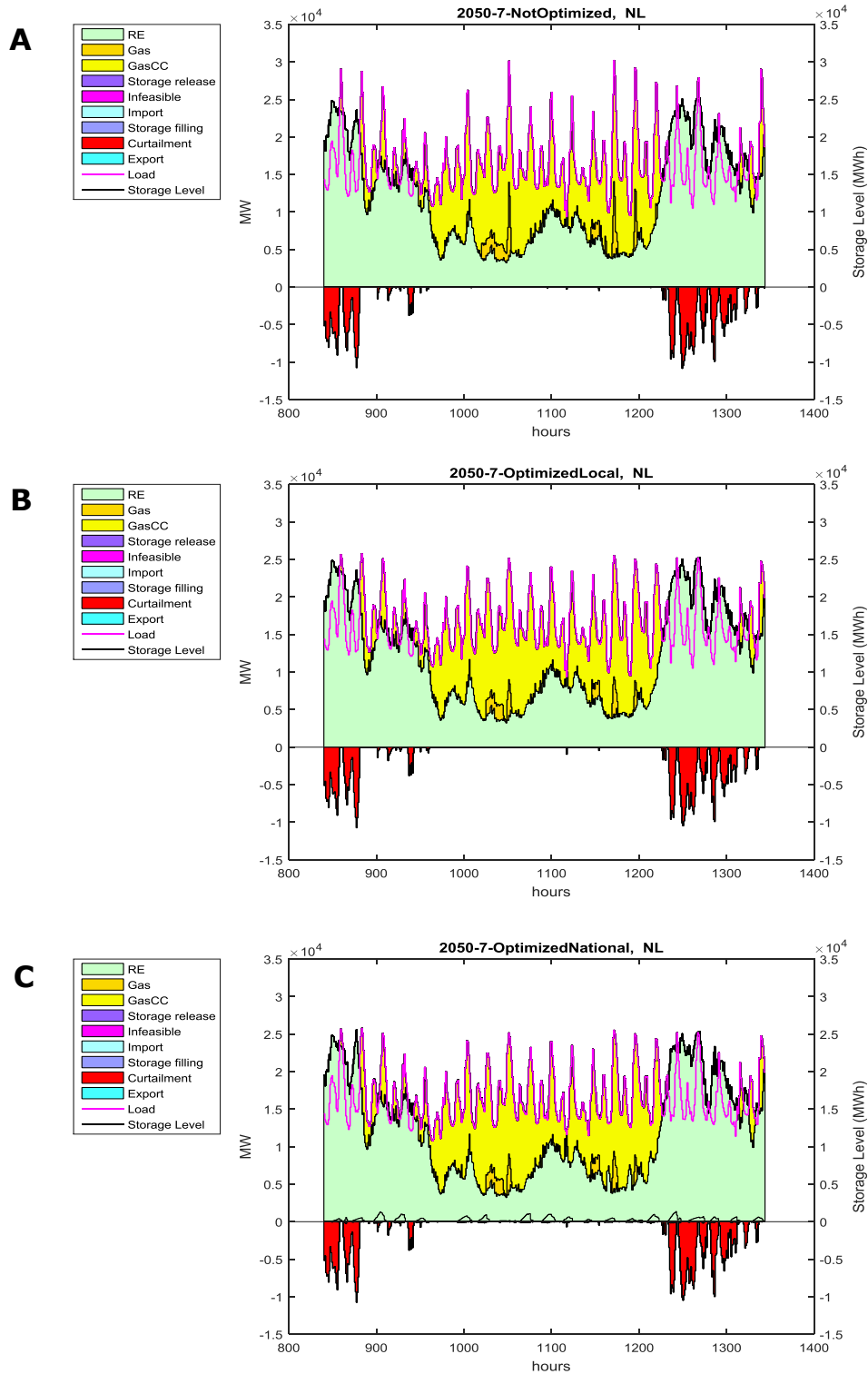
Resultaten dispatch berekeningen

Deze studie houdt rekening met de kosten en baten die samenhangen met congestiemanagement in de distributienetten. Hiervoor wordt voor verschillende vraagpatronen berekend wat de bijbehorende opwekkosten zijn.

- **Zonder congestiemanagement** – In dit geval wordt de huishoudelijke vraag zonder vraagrespons in de landelijke elektriciteitsvraag meegenomen. Uitgangspunt is dat er lokaal nog geen congestiemanagement wordt toegepast en dat de vraag dus onveranderd door lokale flexibiliteitsopties aan de landelijke elektriciteitsmarkt wordt doorgegeven.
- **Met congestiemanagement** – In dit geval wordt de huishoudelijke vraag meegenomen die hoort bij een systeem met congestiemanagement, waarbij de vraagpatronen lokaal zijn aangepast om congestie te voorkomen.
- **Met congestiemanagement, landelijk geoptimaliseerd** – In dit geval wordt de lokale flexibiliteit landelijk ingezet om opwekkosten verder te minimaliseren. Ook in dit geval wordt de huishoudelijke vraag meegenomen die hoort bij een systeem met congestiemanagement, waarbij de vraagpatronen lokaal zijn aangepast om congestie te voorkomen. Daarnaast is echter de flexibiliteit die beschikbaar is binnen de beperkingen van congestiemanagement beschikbaar om in te zetten voor optimalisatie van de opwekkosten.

In Figuur 25 wordt de uurlijkse opwek van elektriciteit getoond voor een periode van drie weken. Figuur 25-A toont de dispatch voor het scenario zonder congestiemanagement. Figuur 25-B en Figuur 25-C tonen de dispatch voor respectievelijk het scenario met congestiemanagement en met additionele landelijke optimalisatie. Het PowerFys model berekent welke opwekeenheden moeten worden ingezet om aan de vraag (*Load*) te voldoen tegen minimale kosten. In de figuur wordt de uurlijkse opwekking van elektriciteit getoond door duurzame bronnen (*RE*) en conventionele krachtcentrales (*Gas* en *GasCC*). Wanneer de totale opwek van duurzame bronnen hoger is dan de vraag, wordt de duurzame energie gecurtaild (getoond als negatieve waarden voor *Curtailment*). Zo kan de uurlijkse energiebalans worden getoond. Indien opslag van elektriciteit beschikbaar is (zoals in Figuur 25-C), wordt het gebruik van de opslag getoond als opwekking (*Storage release*) of overschot (*Storage filling*). In de figuur wordt tevens het verloop van het uurlijkse laadniveau van de opslag getoond (*Storage level*).

Als we Figuur 25-A vergelijken met Figuur 25-B dan zien we dat door de inzet van lokale flexibiliteit voor congestiemanagement het landelijke patroon vlakker wordt. De piekvraag in deze voorbeeldperiode gaat omlaag van ongeveer 30 GW naar ongeveer 25 GW.



Figuur 25. Uurlijkse opwek voor een periode van drie weken, zonder congestiemanagement (A), met congestiemanagement (B) en met additionele landelijke optimalisatie (C).

Tabel 21. Kosten factoren in de landelijke energiemarkt. De vermeden vaste kosten worden incrementeel weergegeven, van scenario tot scenario.

Scenario	Gecorrigeerde maximale opwek ⁵⁰ (GW)	Vermeden vaste jaarlijkse kosten ⁵¹ (miljoen €)	Variabele jaarlijkse opwekkosten (miljoen €)	Totale opwekkosten krachtcentrales (€/MWh)
1 - Zonder congestiemanagement	20,85		2092	122,3
2 - Met congestiemanagement	17,05	258,3	2046	113,1
3 - Met additionele landelijke optimalisatie	16,99	4,3	2012	112,7

De resultaten met betrekking tot de maximale opwek door krachtcentrales, de vermeden vaste jaarlijkse kosten, de variabele jaarlijkse opwekkosten en de totale kosten per MWh van opwek door krachtcentrales worden gegeven in Tabel 21.

Vergelijken we het scenario zonder congestiemanagement met het scenario met congestie-management dan dalen de jaarlijkse opwekkosten (de variabele OPEX) met €46 miljoen. Dit is te verklaren doordat de lokaal gecurtailde zon weinig waarde heeft in het systeem omdat lokale overschotten samengaan met landelijke overschotten. De elektrische auto's zorgen met hun vraagverschuiving voor een gladder profiel en daarmee voor een gelijkmatigere opwekking en minder inzet van back-up capaciteit.

Bij additionele optimalisatie voor het landelijke systeem wordt curtailment van landelijke bronnen (zoals wind) voorkomen door gebruik te maken van de lokale flexibiliteit. Deze lokale flexibiliteit is dan met name gebaseerd op het aansturen van elektrische auto's. De mate van deze inzet blijft echter beperkt doordat deze al in belangrijke mate wordt ingezet voor congestiemanagement. Met deze additionele optimalisatie worden de jaarlijkse opwekkosten verder verlaagd met €34 miljoen. Bij additionele optimalisatie wordt ook de piekvraag een klein beetje verder verlaagd, het vraagpatroon wordt iets verder afgevlakt door de gebruikmaking van de opslagcapaciteit in elektrische auto's.

Vergelijken we scenario 3 (met additionele landelijke optimalisatie) en scenario 1 (zonder congestiemanagement) dan zijn de totale vermeden vaste kosten €263 miljoen per jaar. De totale vermeden variabele kosten zijn in dit geval €80 miljoen per jaar. De totale vermeden kosten bedragen €343 miljoen per jaar.

⁵⁰ Gecorrigeerd voor integratie in de Europese energiemarkt, zie Bijlage IV, Vermeden vaste jaarlijkse kosten opwek.

⁵¹ Zie voor methodiek Bijlage IV, Vermeden vaste jaarlijkse kosten opwek.

Bijlage V. EV batterijen voor flexibiliteit in de landelijke energiemarkt

In de berekening van de opwekkosten in de landelijke energiemarkt, wordt in een van de scenario's de resterende flexibiliteit van de batterijen in EV landelijk ingezet. De batterijen van elk type EV worden geaggregeerd tot een grote, landelijke, virtuele opslageenheid van elektriciteit, onderworpen aan bepaalde restricties. Deze restricties zorgen er voor dat de landelijke 'virtuele' batterij alleen gebruikt kan worden als het EV aan het net is gekoppeld en als er in de EV batterij nog laadcapaciteit beschikbaar is. Ook zorgen de restricties er voor dat de laadvermogens de beschikbare capaciteit op het lokale net niet overschrijden. Hieronder wordt nader uitgelegd hoe dit modelmatig is geïmplementeerd.

De capaciteit van de virtuele opslageenheid die de landelijk beschikbare flexibiliteit van EV batterijen representeert, wordt als volgt bepaald. De totale opslagcapaciteit is de som van alle resterende opslagcapaciteit in alle EV batterijen, bepaald door de maximale batterijcapaciteit te verminderen met het actuele laadniveau. De opslagcapaciteit kan verschillen van uur tot uur door opladen van de EV in het lokale net en door ontladen na een rit met een EV.

Het maximale laadvermogen van de EV virtuele opslageenheid is ook aan beperkingen onderhevig. Het vermogen waarmee de EV opslageenheid kan worden geladen kan nooit hoger zijn dan de totale beschikbare netwerkcapaciteit op het lokale net. Het laadvermogen moet ook altijd kleiner zijn dan het totale laadvermogen van alle batterijen in EV's die aan het net gekoppeld zijn.

EV batterijen kunnen onder de aannames in deze studie technisch alleen ontladen gedurende een autorit. De landelijke virtuele EV opslag kan toch (virtueel) ontladen door vervroegd laden uit landelijke bron te modelleren. Indien de batterij in het EV geladen wordt in het lokale netwerk, kan deze lading er ook op een eerder tijdstip in worden gestopt vanuit de landelijke energiemarkt. De elektriciteit die oorspronkelijk gebruikt werd in het lokale net om het EV te laden komt dan later landelijk beschikbaar. Vanuit het gezichtspunt van de landelijke energiemarkt is het alsof de virtuele EV batterij dan wordt ontladen. De maximale ontladcapaciteit van de virtuele EV batterij in een uur is dus gelijk aan de toename per uur van het laadniveau vanuit het lokale net op dat moment.

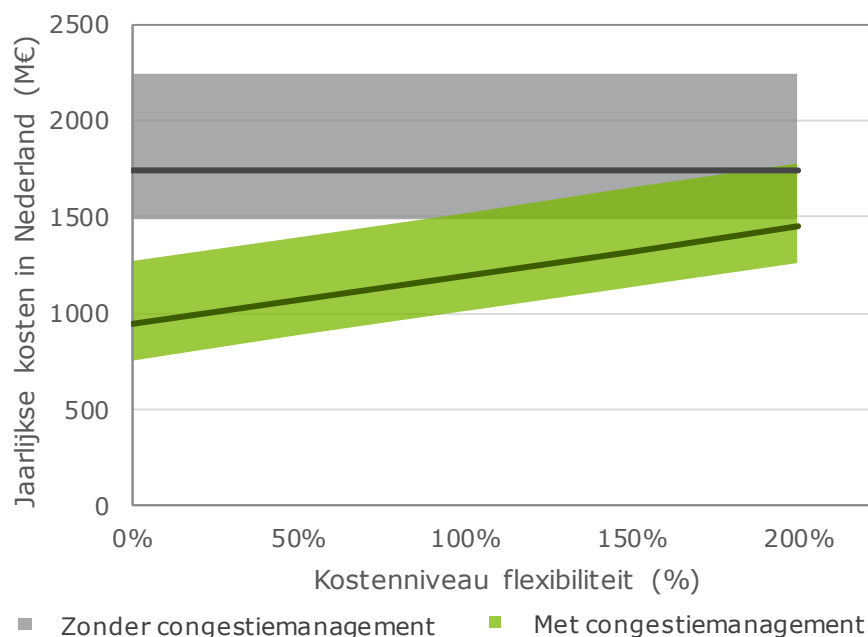
Als de EV's niet beschikbaar zijn (onderweg zijn) wordt de opslagcapaciteit gelijk gesteld aan de opslagcapaciteit net voor vertrek,⁵² terwijl het maximale laad- en ontladvermogen op nul wordt gesteld. Zo wordt gemodelleerd dat de eventuele extra energie waarmee de batterij vanuit de landelijke energiemarkt is geladen, tijdens een rit behouden kan blijven en na terugkomst alsnog (landelijk) kan worden gebruikt.

⁵² De modellen voor het laden van EV's in het lokale net laten deze ruimte nu en dan beschikbaar. In deze modellen worden de batterijen van het voertuig geladen tot het niveau om de geplande rit te kunnen maken. Niet alle ritten hebben de volledige batterijcapaciteit nodig.

Bijlage VI. Gevoeligheidsanalyse

Kosten van flexibiliteitsopties

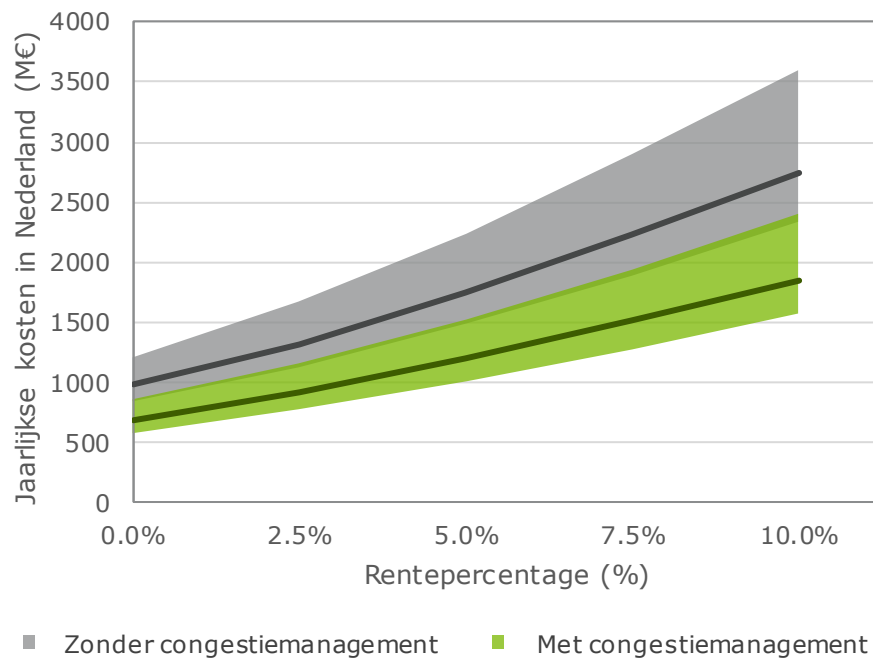
Voor diverse kostenparameters zijn ranges in waarden gebruikt. Zo is er bij de netinvesteringen sprake van een ondergrens en bovengrens. Voor de flexibiliteitsopties is echter gerekend met een vaste kostenpost. In deze gevoeligheidsanalyse wordt de impact van dit kostenniveau onderzocht. In Figuur 26 wordt de gevoeligheid voor de flexibiliteitskosten gevisualiseerd voor diverse kostenniveaus. Het in deze studie aangenomen kostenniveau is 100% en komt overeen met de kosten beschreven in Sectie 8.2. In de gevoeligheidsanalyse wordt deze gevarieerd om te onderzoeken wat de impact is op de eindresultaten. Zelfs als de kosten voor flexibiliteitsopties verdubbelen, blijven de gemiddelde jaarlijkse kosten onder die van de situatie zonder congestiemanagement.



Figuur 26. Gevoeligheidsanalyse op totale additionele jaarlijkse kosten in Nederland met variërende flexibiliteitskosten.

Rentepercentage

De kapitaalscomponent in de jaarlijkse kosten is afhankelijk van het rentepercentage. In Figuur 27 wordt de gevoeligheid voor het rentepercentage gevisualiseerd. Het gehanteerde rentepercentage in deze studie bedraagt 5%. Bij een hoger rentepercentage, neemt het absolute verschil tussen de systeemkosten met respectievelijk zonder congestiemanagement toe. Het relatieve verschil blijft echter gelijk.



Figuur 27. Gevoeligheidsanalyse op totale additionele jaarlijkse kosten in Nederland met variërend rentepercentage.



sustainable energy for everyone



ECOFYS Netherlands B.V.

Kanaalweg 15G
3526 KL Utrecht

T: +31 (0) 30 662-3300

F: +31 (0) 30 662-3301

E: info@ecofys.com

I: www.ecofys.com