



Goedkopere stroom door slim laden van EV's

Synergiën tussen elektrisch rijden en
lokale duurzame elektriciteitsopwekking



CE Delft

Committed to the Environment

Goedkopere stroom door slim laden van EV's

Synergiën tussen elektrisch rijden en lokale duurzame elektriciteitsopwekking

Dit rapport is geschreven door:

S.J. (Sanne) Aarnink

M.R. (Maarten) Afman

H.P. (Huib) van Essen

M.A. (Marijke) Schuurbiers

Delft, CE Delft, September 2015

Elektrische voertuigen / Duurzame energie / Windenergie / Zonne-energie / Infrastructuur /
Kosten / Reductie

Publicatienummer: 15.4E83.63

Opdrachtgever: Rijksdienst voor Ondernemend Nederland

Alle openbare CE-publicaties zijn verkrijgbaar via www.ce.nl

Meer informatie over de studie is te verkrijgen bij de projectleider Huib van Essen.

© copyright, CE Delft, Delft

CE Delft
Committed to the Environment

CE Delft draagt met onafhankelijk onderzoek en advies bij aan een duurzame samenleving. Wij zijn toonaangevend op het gebied van energie, transport en grondstoffen. Met onze kennis van techniek, beleid en economie helpen we overheden, NGO's en bedrijven structurele veranderingen te realiseren. Al 35 jaar werken betrokken en kundige medewerkers bij CE Delft om dit waar te maken.



Inhoud

	Summary	6
	Samenvatting	9
	Afkortingen	12
1	Inleiding	13
1.1	Aanleiding	13
1.2	Doel en afbakening	14
1.3	Methode	15
1.4	Leeswijzer	15
2	Mogelijke synergievoordelen zon-PV/windenergie en EV's	16
2.1	Inleiding	16
2.2	Overzicht van synergievoordelen	16
2.3	Kostenbesparing in (conventionele) elektriciteitsproductie	18
2.4	Kostenbesparing in lokale energie-infrastructuur	27
2.5	Versnelling toename EV's en zon-PV door groei in één van beiden	30
3	Waarde van synergievoordelen zon-PV/windenergie en EV's	34
3.1	Inleiding	34
3.2	Definitie van scenario's	34
3.3	Gehanteerde methode voor het waarderen van de synergievoordelen	37
3.4	Waarde van synergievoordelen elektriciteitsopwekking	41
3.5	Waarde van kostenbesparing in (lokale) energie-infrastructuur	44
3.6	Totale waarde van synergievoordelen EV's en zon-PV/windenergie	46
3.7	Meerkosten van een groei in EV's voor de elektriciteitssector	47
4	Conclusies en aanbevelingen	52
4.1	Inleiding	52
4.2	Conclusies	52
4.3	Aanbevelingen voor vervolg onderzoek	54
5	Bibliografie	56
Bijlage A	Interviews	58
Bijlage B	Inputparameters en resultaten kwantificering	59
B.1	Parameters voor het netmodel - CEGRID	59
B.2	Resultaten doorrekening met het netmodel - CEGRID	61
B.3	Resultaten doorrekening met het stroomprijsmodel - CEFLEX	62



Bijlage C	Netmodel CEGRID	66
C.1	Doel	66
C.2	Structuur - inputparameters en data	66
C.3	Modules voor elektrisch laden	68
Bijlage D	Stroomprijsmodel CEFLEX	70
D.1	Doel	70
D.2	Inputparameters	70
D.3	Output van CEFLEX	71
D.4	Validatie	72
D.5	Verbeteringen	73



Summary

Background

The transition from fossil fuels to renewable sources of energy is ongoing and has benefits for our climate, air quality and energy security. The strong growth in electric vehicles (EVs) in the transport sector does increase the existing peak demand for electricity in the evening. At the same time, the growth in solar PV and wind energy causes larger fluctuations in the supply of electricity.

Separately, these trends can result in higher costs, but when the two are combined in a smart way, synergies gains can be realised. However, the type and scale of potential synergy gains are unclear.

Therefore, RVO has asked CE Delft to investigate this topic and to provide a first estimate of the potential value of these synergies for the Netherlands in 2025. In addition, the additional costs of the expected growth in the number of EVs for the electricity sector have been estimated.

Overview of synergy gains EVs and renewable energy production

Three synergy gains between EVs and solar-PV/wind energy have been identified with an extensive literature review and interviews with five experts, concerning:

– Cost savings in electricity production

These cost savings result from:

- less fluctuation in the demand for energy, which would normally be compensated with conventional coal and/or gas plants;
- less curtailment of renewable energy production (particularly wind);
- avoiding or postponing investments in peak capacity power production;
- cancelling short term fluctuations in electricity demand and supply to guarantee the (frequency) balance of the power grid.

– Cost savings in local energy infrastructure

These consist of avoided investments in strengthening local electricity grids as a result of better matching supply and demand, which in turn can result in a lower peak demand.

– Acceleration of EVs and solar-PV as a result of growth in one or the other

This is for example due to sustainability considerations and/or financial benefits. The latter is mainly relevant when net metering is no longer allowed, as this improves the return on investment from solar panels for home owners who also buy an EV. This benefit has not been quantified in this study, but is important according to the interviewed experts.

Method for estimating the value of synergy gains

CE Delft has used two of her models (CEGRID and CEFLEX) to provide a first estimate of the first two mentioned synergy gains in six scenarios with different assumptions about developments in the number of EVs, solar-PV/wind energy, battery capacity and of the level of smart charging.

The value of the synergy gains have been determined by comparing the costs in a scenario with regular charging (no synergies) and with a smart charging concept (synergy effects) - either with smart charging or vehicle-to-grid (V2G). Of the four mentioned types of potential cost savings in electricity production, only the first type (less fluctuation in the demand for energy, which would normally be compensated with conventional coal and/or gas plants) has been quantified by the modelling; the other three type have not been quantified in this study.



The value of cost savings in electricity production

The value of this synergy gain has been estimated at 75 to 132 million euro per year with smart charging and from 17 to 176 million euro per year with vehicle-to-grid. This results in a value of 89 to 172 euro per EV per year. The total benefits are larger (particularly in the case of vehicle-to-grid), as some synergy gains could not be quantified. Foreign studies show that benefits of avoiding curtailment can be significant (e.g. 50 to 60 euro per EV per year in the UK). Benefits of vehicle-to-grid for short-term frequency balancing may be even much larger (e.g. up to more than 1,000 euro per EV per year in a case study in Denmark). It is unclear whether these estimates could also be representative for the Netherlands.

The value of cost savings in local energy infrastructure

By combining EVs and solar-PV in a smart way, a reduction in the annual peak demand can be achieved. This can result in lower investments in the local energy grid of about 50 to 240 euro in total. Due to the long depreciation period of these infrastructures, the value of this synergy gain are much lower, from 3 to 12 million euro per year in 2025, which is 10 to 12 euro per EV, depending on the scenario.

The total value of synergy gains between EVs and renewable energy

The total value of the potential synergy gains as modelled in this study ranges from **20 to 200 million euro per year**. This corresponds to **100 to 200 euro per EV per year**. Note that also these numbers are underestimates, particularly in the case of vehicle-to-grid, as some synergy gains could not be quantified. On the other hand, the technical costs of enabling smart charging and/or vehicle-to-grid and the impacts on the EV battery capacity and life time have also not yet been quantified, the analysis of which requires further research.

Conditions for realising the synergy gains

There are a number of important conditions for realising the above-presented synergy gains. The diffusion of smart charging concepts, such as smart charging and vehicle-to-grid, and the ability to provide price incentives to EV-owners are particularly important. The latter requires an adjustment of existing legislation. In addition, uncertainty in the costs of accelerated battery depreciation when discharging the battery (vehicle-to-grid) may hamper the application of this smart charging concept.

Costs of EVs for the electricity sector

In addition to the synergies, also the total cost of the growth of EVs for the Dutch electricity generation and networks has been estimated, under the condition of smart charging. This analysis shows that the additional costs for the electricity system amount (rounded) about 100 to 300 euros per EV per year (including the electricity use of the EVs themselves). These costs are the sum of the cost of investments in the grid and additional electricity use both caused by the EVs, minus the potential savings due to the synergies that can be harvested by applying smart charging and/or *vehicle-to-grid*. Note that these costs may be lower (and perhaps in some cases even negative) because of the potential cost savings that have not been quantified (particularly in the case of vehicle-to-grid).



Recommendations for follow-up research

There are several recommendations for further research:

- Determining the value of synergy gains for electricity production in the imbalance market (for scenarios with vehicle-to-grid), avoided curtailment of wind mills and due to avoiding or postponing investments in peak capacity.
- Electricity price effects (e.g. using the POWERFLEX model).
- Distributional impacts and synergies with the business case of renewable energy.
- The barriers and costs that impede the realization of the synergy gains and policies to remove these barriers.
- Finally, a complete cost -benefit analysis of smart charging concepts.



Samenvatting

Achtergrond

De energietransitie van fossiele naar hernieuwbare bronnen is in volle gang en brengt voordelen voor het klimaat, luchtkwaliteit en energiezekerheid. De sterke groei van Elektrische Voertuigen (EV's) in de transportsector verhoogt echter wel de bestaande piekvraag naar elektriciteit in de avond en de groei in zon-PV en windenergie in de energiesector zorgt voor grotere fluctuaties in het aanbod van elektriciteit.

Deze trends kunnen los van elkaar leiden tot hogere kosten voor het elektriciteitssysteem, maar door ze slim te combineren kunnen synergievoordelen worden behaald. De precieze aard en schaal van deze synergievoordelen zijn echter niet duidelijk. Daarom heeft RVO aan CE Delft gevraagd om de aard van de synergievoordelen te onderzoeken en een eerste-orde inschatting te maken van de omvang ervan voor Nederland. Ook is een inschatting gemaakt van de kosten voor de elektriciteitssector van de te verwachten groei in EV's, wanneer deze synergievoordelen worden benut.

Overzicht synergievoordelen EV's en hernieuwbare energie

Met een uitgebreide literatuuranalyse en interviews met vijf experts zijn voor de combinatie van EV's en hernieuwbare elektriciteitsopwekking drie soorten synergievoordelen geïdentificeerd, namelijk:

– Kostenbesparing in elektriciteitsproductie

Deze kostenbesparing komt voort uit:

- vermindering van de fluctuatie in de energievraag die moet worden opgevangen door conventionele kolen- en/of gascentrales;
- het vermijden van het tijdelijk stopzetten van hernieuwbare energieproductie (met name wind) (*curtailment*);
- het voorkomen of uitstellen van investeringen in pieklastcapaciteit;
- het opvangen van kortcyclische fluctuaties in elektriciteitsvraag en aanbod om de balans op de korte termijn te handhaven (zoals frequentiehandhaving).

– Kostenbesparing in lokale energie-infrastructuur

Dit betreft vermeden investeringen in de verzwaring van lokale netten door een betere afstemming van vraag en aanbod wat o.a. leidt tot een lagere piekvraag.

– Versnelling toename EV's en zon-PV door groei in één van beiden

Dit kan voortkomen uit duurzaamheidsoverwegingen en/of om financiële voordelen. Dit laatste is met name relevant wanneer de salderingsregeling wordt afgeschaft omdat dan het verdienmodel van zonnepanelen verbetert bij de aanschaf van een EV. Dit voordeel is niet gekwantificeerd in deze studie, maar is volgens geïnterviewde experts belangrijk.

Methode voor het bepalen van de waarde van synergievoordelen

CE Delft heeft met behulp van twee modellen (CEGRID en CEFLEX) een eerste-orde inschatting gemaakt van de eerste twee synergievoordelen die hierboven worden genoemd. Dit is gedaan voor zes scenario's waarin verschillende aannames zijn gemaakt over de ontwikkelingen in het aantal EV's, zon-PV/windenergie, accucapaciteit en de mate van slim laden/ontladen.



De waarde van de synergievoordelen is bepaald als het kostenverschil in een scenario met normaal laden (geen synergie) en met slim laden (wel synergie), al dan niet in combinatie met ontladen (*vehicle-to-grid*). Van de mogelijke kostenbesparingen in elektriciteitsproductie is de eerste gemodelleerd (vermindering van de fluctuatie in de energievraag die moet worden opgevangen door conventionele kolen- en/of gascentrales); de andere drie zijn niet in beeld gebracht.

De waarde van kostenbesparing in elektriciteitsproductie

De gemodelleerde waarde van de kostenbesparing in (conventionele) elektriciteitsproductie varieert van 75 tot 132 mln. euro per jaar met slim laden en van 17 tot 176 mln. per jaar met ook *vehicle-to-grid*. Dit vertaalt zich in een waarde per EV van 89 tot 172 euro per jaar. De baten (van vooral de scenario's met *vehicle-to-grid*) zijn een onderschatting, omdat een aantal synergievoordelen hierin nog niet zijn meegenomen. Buitenlandse studies tonen aan dat de waarde van *curtailment* significant kan zijn (bijvoorbeeld 50-60 euro per EV per jaar in het Verenigd Koninkrijk). De kostenbesparing van *vehicle-to-grid* voor korte termijn balanshandhaving is mogelijk nog veel groter (bijvoorbeeld tot ruim 1.000 euro per EV per jaar in een case in Denemarken). Het is onduidelijk of deze schattingen ook representatief kunnen zijn voor Nederland.

De waarde van kostenbesparing in lokale energie-infrastructuur

Door het slim combineren van EV's en zon-PV/wind wordt een reductie in de Nederlandse piek-jaarvraag gerealiseerd en kan (een deel van) de benodigde investering in lokale energie-infrastructuur worden voorkomen, orde grootte 50 tot 240 mln. euro. Vanwege de lange afschrijftermijn van deze netten gaat het jaarlijks om relatief beperkte besparingen, circa 3 tot 12 mln. euro per jaar in 2025 (10 tot 12 euro per EV), afhankelijk van het gekozen scenario.

De totale waarde van synergievoordelen

De totale waarde van de gekwantificeerde synergievoordelen door toepassing van slim laden en/of *vehicle-to-grid* voor Nederland als geheel zijn geschat in de orde grootte van 20 tot 200 mln. euro per jaar. Omgeslagen naar alle EV's is dit gemiddeld circa 100 tot 200 euro per EV per jaar. Ook dit zijn onderschattingen, vooral bij toepassing van *vehicle-to-grid* omdat een aantal synergievoordelen niet kon worden gekwantificeerd. Daar staat tegenover dat de kosten om slim laden en/of *vehicle-to-grid* mogelijk te maken en effecten op de capaciteit en levensduur van de EV-batterijen ook nog niet bekend zijn.

Voorwaarden voor de realisatie van de synergievoordelen

Er zijn een aantal belangrijke voorwaarden om deze synergievoordelen te realiseren. Met name de uitrol van slimme laadconcepten en de mogelijkheid om prijsprikkels te geven aan EV-eigenaren zijn cruciaal. Daarnaast dienen risico's van mogelijke versnelde slijtage van de batterij te worden afgedekt.

Kosten van EV's voor het elektriciteitssysteem

Naast de synergievoordelen zijn ook de totale meerkosten door de groei van de EV's voor de Nederlandse elektriciteitsopwekking en -netten ingeschat, onder de conditie dat er slim wordt geladen. De modelresultaten laten totale meerkosten voor het elektriciteitssysteem zien van (afgerond) 100 tot 300 euro per EV per jaar, inclusief het stroomgebruik van de EV's zelf. Deze kosten zijn dus de som van de kosten door de benodigde investeringen in het net en het stroomgebruik van de EV's minus de potentiële besparing op de net- en stroomkosten door de synergievoordelen van slim laden en/of *vehicle-to-grid*. De daadwerkelijke kosten kunnen lager (en mogelijk soms negatief) zijn vanwege de kosten-besparingen die nog niet zijn gekwantificeerd (vooral met *vehicle-to-grid*).



Aanbevelingen voor vervolgonderzoek

Er zijn een aantal aanbevelingen voor vervolgonderzoek:

- Bepalen van de waarde van het synergievoordeel door kostenbesparing in de balanshandhaving (voor de scenario's met *vehicle-to-grid*), door vermeden *curtailment* (stopzetten) van windmolens en als gevolg van het voorkomen of uitstellen van investeringen in pieklastcapaciteit.
- Nader onderzoek naar stroomprijseffecten (bijvoorbeeld met behulp van POWERFLEX-model).
- Nader onderzoek naar verdelingseffecten en de synergie met het verdienmodel van hernieuwbare energie.
- De barrières en kosten die de realisatie van de synergievoordelen hinderen en beleidsmaatregelen die deze barrières kunnen wegnemen.
- Uiteindelijk een complete kosten-batenanalyse van slimme laadconcepten.



Afkortingen

Afkorting	Volledige term	Toelichting
EV	Elektrisch Voertuig	Dit betreft zowel volledig elektrische auto's als semi-elektrische voertuigen (bijvoorbeeld plug-in hybrides)
FCEV	Fuel Cell Electric Vehicle	Brandstofcelauto op waterstof
FEV	Full Electric Vehicle	Volledig elektrische auto
G2V	Grid-to-vehicle	De mogelijkheid om het tijdstip van elektriciteitslevering aan elektrische auto's te sturen
PHEV	Plug-in Hybride elektrisch voertuig	Semi-elektrische auto
PV	Photo Voltaic	Fotovoltaïsch in het Nederlands
TCO	Total Costs of Ownership	De totale kosten van een voertuig over de levensduur
V2G	Vehicle-to-grid	De mogelijkheid om het tijdstip van elektriciteitslevering aan elektrische auto's te sturen én om stroom terug te leveren aan het net
Zon-PV	Zon-photo-voltaic	Zonnepanelen om elektriciteit mee op te wekken



1 Inleiding

1.1 Aanleiding

De productie van elektriciteit is verantwoordelijk voor circa 30% van de Nederlandse CO₂-uitstoot en is grotendeels afhankelijk van fossiele energiebronnen. Om de CO₂-uitstoot terug te dringen en de afhankelijkheid van fossiele energiebronnen te verminderen is de energietransitie ingezet, waarbij het aandeel hernieuwbare bronnen significant moet groeien naar 14% in 2020 (SER, 2013). Om dit doel te behalen is naar verwachting een aandeel van circa 35% hernieuwbare elektriciteit noodzakelijk in 2020 (ECN; Energie-nederland; Netbeheer Nederland, 2013). Zodoende groeit het opgestelde vermogen aan zon-PV momenteel snel, met zo'n 40% per jaar. Als dit tempo aanhoudt, dan staat er in 2020 4 GW opgesteld, evenveel als vier grote kolencentrales. Windenergie gaat ook groeien: in het SER-Energieakkoord is besloten dat in 2020 6 GW wind op land opgesteld staat, een verdrievoudiging in tien jaar, en dat 4,5 GW wind op zee gerealiseerd is in 2023 (SER, 2013).

Ook in de transportsector is de transitie ingezet. In de Brandstofvisie voor verkeer (Juni 2014) (SER, 2014) neemt elektrisch wegvervoer een centrale plaats in. De ambitie is dat met name het lichte vervoer in de komende decennia overschakelt van conventionele verbrandingsmotoren naar elektromotoren (bijvoorbeeld batterij-elektrische voertuigen en/of brandstofcelvoertuigen). De doelstelling van de Nederlandse overheid is om 200.000 elektrische voertuigen (EV's) te realiseren in 2020 en 1 mln. in 2025 (Rijksoverheid, 2011).

Deze transitie naar hernieuwbare energiedragers hebben grote voordelen in termen van emissiereductie (zowel klimaat- als luchtvervuilende emissies), energiezekerheid en bieden kansen voor groene groei (IEA-RETD, 2010). Tegelijkertijd heeft deze transitie belangrijke gevolgen voor het elektriciteitsstelsel. Zo zal er op zonnige dagen met een harde wind en een lagere elektriciteitsvraag een overschot aan elektriciteit ontstaan, terwijl er op niet zonnige en windstille dagen een (relatief) tekort zal ontstaan. Dit beïnvloedt de *dynamiek op de energiemarkten*: bij zonnig weer en/of veel wind zullen de stroomprijzen heel laag (in het uiterste geval nul of negatief) worden en andersom. Daarnaast kan het huidige laadpatroon van EV's op bepaalde tijdstippen (bijvoorbeeld na werktijd) een hoge vraag naar elektriciteit veroorzaken. Dit kan leiden tot toenemende piekbelasting in de elektriciteitsnetten.

Ook zijn er grote gevolgen voor de *elektriciteitsnetten*. Een sterke toename van de hoeveelheid lokaal opgewekte duurzame energie en van het aantal EV's kan versterking van bestaande elektriciteitsnetten noodzakelijk maken, wat substantiële investeringen zal vergen.

Waar een toename van de hoeveelheid lokaal opgewekte duurzame energie en van het aantal EV's beiden tot hogere kosten kunnen leiden voor elektriciteitsnetten en opwekking, biedt de combinatie ervan ook kansen op synergievoordelen. De impact op de dynamiek van de energiemarkt en op elektriciteitsnetten zal met een paar zonnepanelen of EV's in een straat beperkt zijn, maar dat verandert bij grote aantallen. Juist in deze situaties zijn de mogelijkheden voor het behalen van synergievoordelen dan ook het grootst.



Zo is het goed denkbaar dat EV's als buffer kunnen functioneren door overschotten hernieuwbare elektriciteit op te slaan en elektriciteit te leveren aan het net bij tijdelijke tekorten (*ontladen* of *vehicle-to-grid*). Daarnaast is het mogelijk om in combinatie met slimme netten (*smart grids*) (bijvoorbeeld tijdstip-gestuurd laden) de lokale vraag en aanbod beter op elkaar af te stemmen waardoor bijschakeling van conventionele centrales wordt voorkomen. Ten slotte wordt door het combineren van lokale duurzame energieopwekking en elektrisch rijden het volledige vergroeningspotentieel van dit type auto benut (TNO; CE Delft, 2014).

Dit soort synergievoordelen kunnen een belangrijk argument zijn om elektrisch rijden als hoofdroute te bestempelen, maar het ontbreekt op dit moment aan inzicht in en een gedegen onderbouwing van de omvang en precieze aard van mogelijke synergievoordelen, zeker voor de specifieke Nederlandse situatie. Daarom heeft RVO aan CE Delft gevraagd om dit nader te onderzoeken en een eerste-orde inschatting van de omvang van deze synergievoordelen te maken.

1.2 Doel en afbakening

Zoals in de vorige paragraaf is toegelicht, is de ordegrrootte van mogelijke synergiën tussen EV's en lokale duurzame energieopwekking onbekend. De centrale vraag die in deze studie wordt beantwoord is:

Wat is de ordegrrootte van de totale maatschappelijke waarde van de synergievoordelen van het 'slim' combineren van elektrisch wegvervoer en lokale duurzame elektriciteitsopwekking en wat betekent dit voor de kosten voor elektriciteitsopwekking en netten van grote aantallen EV's?

Om deze centrale vraag te beantwoorden zijn vier deelvragen gedefinieerd:

1. Welke soorten synergievoordelen bestaan er in het slim combineren van elektrisch wegvervoer en duurzame lokale elektriciteitsopwekking (met name zon-PV)?
2. Waar zitten deze voordelen vooral (bijvoorbeeld bij wie, wanneer, etc.)?
3. Wat is (de ordegrrootte van) de toekomstige waarde van deze synergievoordelen in Nederland in termen van kostenbesparing in lokale elektriciteitsnetten en opslag en van kostenbesparing in de elektriciteitsopwekking?
4. Hoe hoog zijn de opwekkings- en netwerkkosten van (een sterke groei in het aantal EV's) en hoeveel lager worden deze kosten indien slim laden (*smart charging*) en/of slim ontladen (*vehicle-to-grid*) wordt toegepast?

Deze studie is toegespitst op de **Nederlandse situatie** en heeft dan ook als doel om een eerste-orde inschatting te maken van de synergievoordelen tussen elektrisch wegvervoer en duurzame elektriciteitsopwekking in heel Nederland. Er is echter ook gekeken naar buitenlandse studies en resultaten; waar relevant zijn verschillen tussen de Nederlandse en buitenlandse situatie benoemd.



1.3 Methode

Deze studie is verkennend van aard. Dat betekent dat de waarde van de synergievoordelen niet zeer nauwkeurig is bepaald, maar dat slechts een eerste-orde inschatting is gemaakt. Hiertoe is een combinatie van kwalitatief en kwantitatief onderzoek gebruikt:

- **Kwalitatief onderzoek.** Door middel van literatuuranalyse en interviews zijn de eerste twee deelvragen beantwoord.
- **Kwantitatief onderzoek.** Met behulp van CE Delft's modellen CEGRID en CEFLEX is een kwantitatieve inschatting gemaakt van de synergievoordelen. Hiermee zijn de laatste twee deelvragen beantwoord.

1.4 Leeswijzer

De rest van dit rapport is als volgt opgebouwd. Hoofdstuk 2 vat alle mogelijke synergievoordelen tussen lokale duurzame energieopwekking en elektrisch wegverkeer samen en schetst waar deze voordelen zich bevinden (bijvoorbeeld welke locaties, welke tijdshorizon, etc.). Dit hoofdstuk geeft dus een antwoord op de eerste twee deelvragen. Hoofdstuk 3 gaat in op de kwantitatieve inschatting van de synergievoordelen en geeft daarmee antwoord op de laatste deelvraag. Ten slotte vat Hoofdstuk 4 de belangrijkste conclusies en aanbevelingen samen.



2 Mogelijke synergievoordelen zon-PV/windenergie en EV's

2.1 Inleiding

Dit hoofdstuk vat de belangrijkste synergiën tussen EV's en lokale duurzame energieopwekking samen en gaat in op de tijdshorizon waarop deze voordelen verwacht mogen worden, bij wie deze voordelen gerealiseerd kunnen worden en welke voorwaarden bestaan om deze synergiën te kunnen realiseren. Dit hoofdstuk geeft dan ook antwoord op de eerste twee deelvragen (zie tekstbox).

De resultaten zijn gebaseerd op een uitgebreide literatuuranalyse en op interviews met zes experts (zie Bijlage A).

Dit hoofdstuk geeft antwoord op de eerste twee onderzoeksvragen:

1. Welke soorten synergievoordelen bestaan er in het combineren van elektrisch wegvervoer en duurzame lokale elektriciteitsopwekking (met name zon-PV)?
2. Waar zitten deze voordelen vooral?

Paragraaf 2.2 geeft een overzicht van alle mogelijke synergievoordelen tussen EV's en lokale duurzame elektriciteitsopwekking, waarna in Paragraaf 2.3 tot en met 2.5 elke synergie in detail wordt beschrijven.

2.2 Overzicht van synergievoordelen

Op basis van de literatuur en interviews zijn drie synergievoordelen geïdentificeerd:

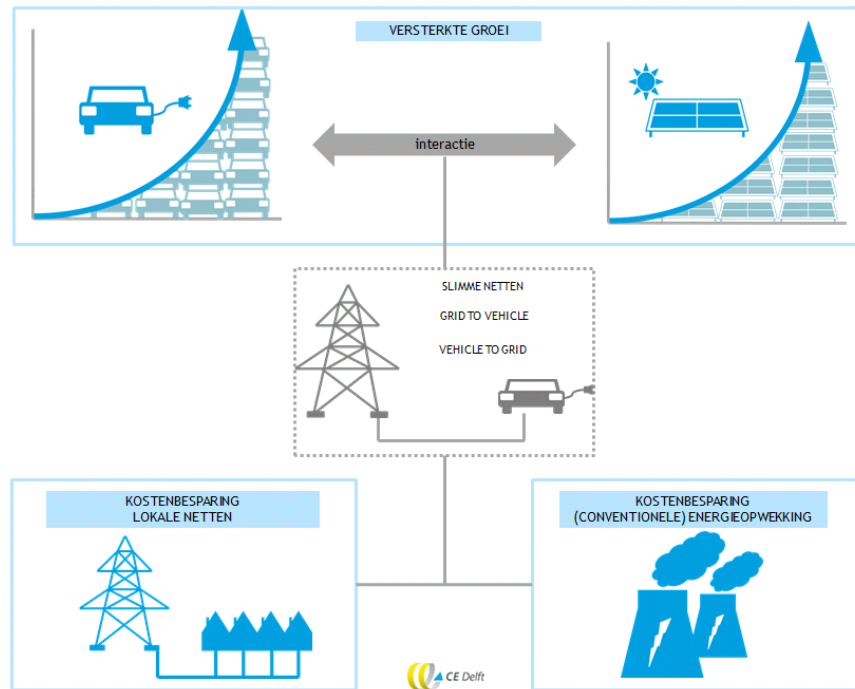
1. Kostenbesparing in (conventionele) elektriciteitsproductie.
2. Kostenbesparing in lokale energie-infrastructureur.
3. Versnelling toename EV's en zon-PV door groei in één van beiden.

Om de eerste twee synergievoordelen echt grootschalig te kunnen realiseren zijn concepten als vraaggestuurd laden (*grid-to-vehicle*) al dan niet in combinatie met ontladen (*vehicle-to-grid*) noodzakelijk. De realisatie van zulke slimme concepten vereist de verdere uitrol van slimme netten of een adequaat stuursignaal waar het laadgedrag op gebaseerd moet worden.

Figuur 1 geeft deze aspecten schematisch weer. De blauwe blokken laten de drie synergievoordelen zien, terwijl het grijze blok de hierboven genoemde randvoorwaarden omvat om deze synergievoordelen te realiseren.

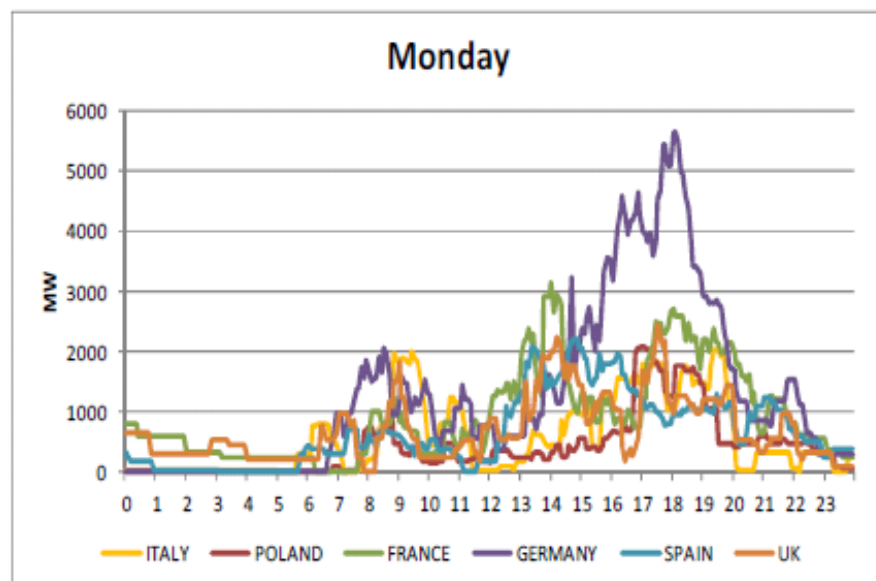


Figuur 1 Schematisch overzicht van mogelijke synergievoordelen



De hierboven geschetste synergievoordelen zijn erg locatieafhankelijk. In een wijk met veel utiliteitsgebouwen en veel zon-PV kunnen synergievoordelen heel anders uitpakken dan in een woonwijk. Daarnaast zullen de synergievoordelen verschillen tussen landen, bijvoorbeeld doordat landen verschillende type elektriciteitsnetten hebben (o.a. van invloed op (vermeden) kosten van verzwaring), het aandeel en type hernieuwbare energie verschilt en omdat laadpatronen van EV's verschillen (Cambridge Econometrics ; Elementenergy; Ricardo-AEA, 2012). Figuur 2 laat zien dat de verschillen (in dit geval van laadpatronen) heel locatie specifiek zijn.

Figuur 2 Laadprofielen in verschillende EU-landen (ongestuurd laden)



Bron: JRC, 2013.



Kwantitatieve inschattingen van synergievoordelen voor andere landen zijn dan ook slechts een indicatie van de mogelijke omvang hiervan in Nederland en de daadwerkelijke omvang kan significant anders zijn. De rest van dit hoofdstuk beschrijft deze drie synergievoordelen in detail.

2.3 Kostenbesparing in (conventionele) elektriciteitsproductie

Type synergie: Kostenbesparing op systeemniveau door minder fluctuatie in de residuele energievraag (met andere woorden de energievraag die niet kan worden ingevuld met de opgewekte hernieuwbare energie maar die landelijk moet worden opgevangen door conventionele kolen- en/of gascentrales), voorkomen of uitstellen van investeringen in pieklastcapaciteit, het vermijden van het tijdelijk stopzetten van hernieuwbare energieproductie (met name wind) (*curtailment*), opvangen van kortcyclische fluctuaties in elektriciteitsvraag en aanbod om de balans op de korte termijn te handhaven (zoals frequentiehandhaving).

Voordelen synergie: Kostenbesparing door efficiëntere inzet van conventionele centrales, betere benutting hernieuwbare energie, lagere investeringen.

Partijen: Energiebedrijven, landelijke netbeheerders en EV-eigenaren.

Tijdshorizon: Voor vraaggestuurd laden (*grid-to-vehicle*) is de verwachting dat de *totale waarde* van dit synergievoordeel blijft toenemen, met een sterke toename na 2025, terwijl voor vraaggestuurd laden met ontladen (*vehicle-to-grid*), de totale waarde van het synergievoordeel in eerste instantie ook toeneemt maar mogelijk gaat afnemen bij grotere aandelen EV's in de vloot (na circa 10-15%).

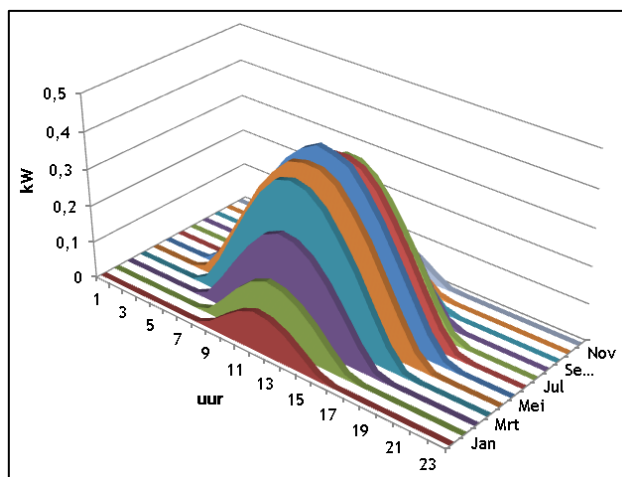
Voorwaarden: Vergt de uitrol van slimme netten met bijbehorende communicatiesystemen; EV-eigenaren moeten een vergoeding krijgen voor het bieden van flexibiliteit; Een businesscase voor *vehicle-to-grid* vergt een sterke daling van de batterijprijs omdat het een negatieve impact heeft op de levensduur van de batterij.



Het aantal huishoudens en bedrijven met zon-PV-installaties is de afgelopen jaren sterk toegenomen. Zon-PV produceert met name overdag elektriciteit met een piek midden op de dag, waarbij het seizoen ook sterk bepalend is voor de dagproductie. Figuur 3 toont de gemiddelde opwek van een 1 kWp installatie over de dag heen, voor alle maanden van het jaar¹.

¹ Hoewel de gemiddelde productie van zon-PV over verschillende maanden goed te voorspellen is, kunnen er op dit patroon grote variaties zijn, bijvoorbeeld door bewolking, etc.

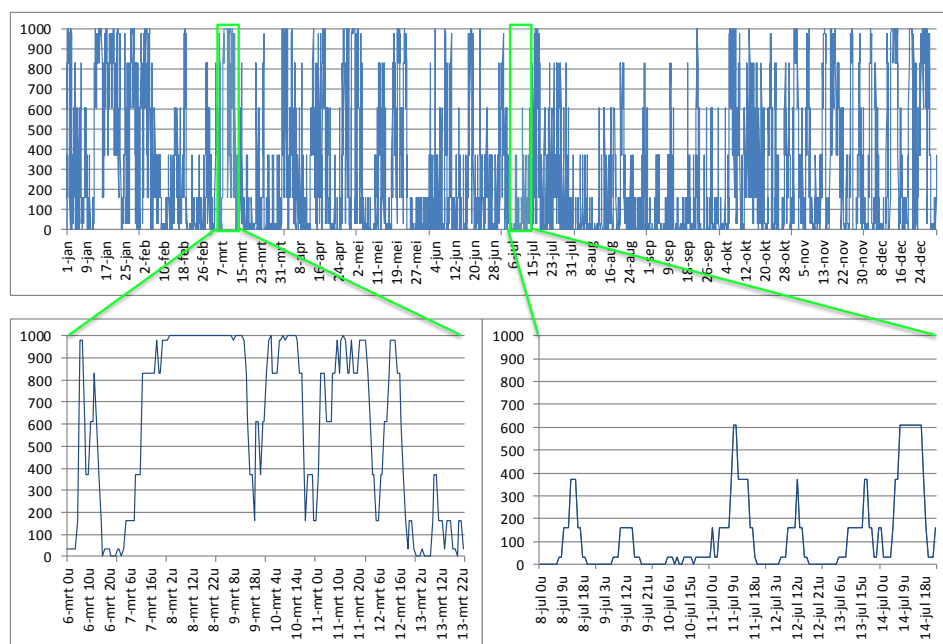
Figuur 3 Dagprofiel van de gemiddelde productie van een 1 kWp zon-PV-installatie door het jaar heen



Bron: CE Delft, berekeningen o.b.v. meerjarige instralingsdata KNMI.

Ook windenergie levert een onregelmatig aanbod van energie, dat bovendien moeilijker te voorspellen is (PBL, 2009). Figuur 4 geeft een voorbeeld van hoe grillig het profiel van windenergie eruit kan zien met zeer windarme en windrijke periodes.

Figuur 4 Jaarproductie van windenergie voor een KNMI-meetlocatie (Rotterdam)



Noot: Het bovenste figuur betreft de windproductie van het gehele jaar. Het figuur linksonder zoomt in op een windrijke week in de lente, terwijl het figuur rechtsonder inzoomt op een windarme zomerweek.

Bron: CE Delft op basis van KNMI-data.

Pieken in het (onregelmatige) aanbod van zon- en windenergie worden nu vooral opgevangen door regelbare gas- en kolengestookte elektriciteitscentrales. Deze conventionele centrales bieden energieleveranciers de benodigde flexibiliteit om onregelmatigheden in het energiesysteem op te



vangen en zo vraag en aanbod in balans te houden. De flexibiliteit van conventionele centrales behelst het continu aanpassen van de productie om de vraagpatronen van alle energiegebruikers verminderd met de fluctuerende productie van hernieuwbare energie te volgen (PBL, 2009). Deze bron van flexibiliteit is momenteel de voornaamste leverancier van de flexibiliteit die het systeem in balans houdt, maar op langere termijn - met grotere aandelen hernieuwbaar, bijvoorbeeld vanaf 2023 - ontstaat er een vraag naar additionele flexibiliteit om het groeiende aandeel hernieuwbare energie goed te accommoderen.

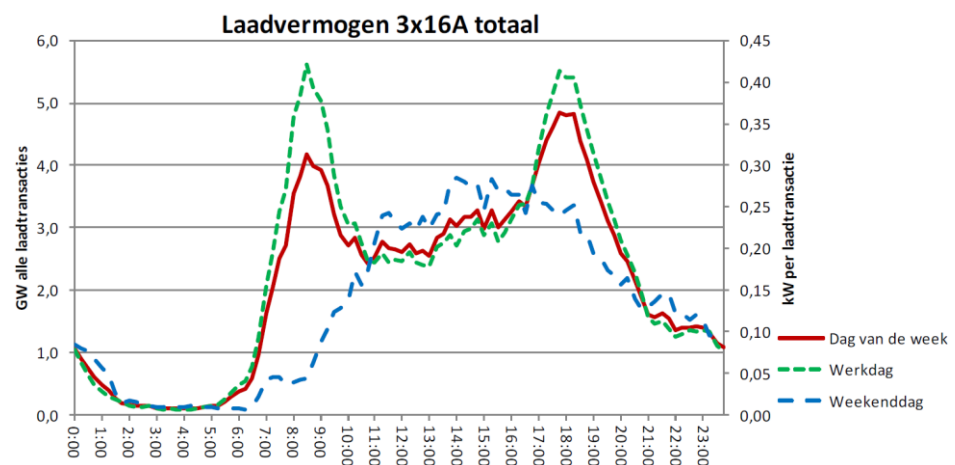
Dit is van belang om te voorkomen dat de productie van hernieuwbare energie tijdelijk wordt stopgezet (in het Engels: *curtailment*) omdat het systeem het aanbod niet aan kan omdat er onvoldoende vraag is. Want dat leidt immers tot misgelopen klimaatvoordelen en is sociaal ook niet wenselijk (Cambridge Econometrics ; Elementenergy; Ricardo-AEA, 2012). Bovendien leidt het tot hogere kosten voor de opwekking van hernieuwbare energie.

Dit soort additionele flexibiliteit kan geleverd worden door de tijdelijke opslag van elektrische energie (opslagsystemen: bijvoorbeeld accu's of *pumped hydro*) en/of door flexibele elektriciteitsvraag.

Behalve hernieuwbare elektriciteitsopwekking als zon-PV en wind vergroot ook de toename in het aantal EV's de behoefte aan flexibeltopties, omdat de elektriciteitsvraag van EV's ook pieken kent. Meerdere studies (o.a. Spoelstra, 2014; Movares, 2013; Verzijlbergh, 2013; Helmus & Hoed, 2015) hebben het specifieke laadprofiel van EV's in Nederland in kaart gebracht of gesimuleerd.

Figuur 5 toont een aantal inzichtelijke figuren uit deze studies. Te zien is dat er op werkdagen een grote piekvraag is rond 8 uur en rond 18 uur, wat overeenkomt met de Nederlandse werktijden, en dat het laadprofiel in het weekend meer gespreid is. Daarnaast laat Figuur 6 zien dat het laadpatroon van verschillende type eigenaren (in Amsterdam) erg varieert.

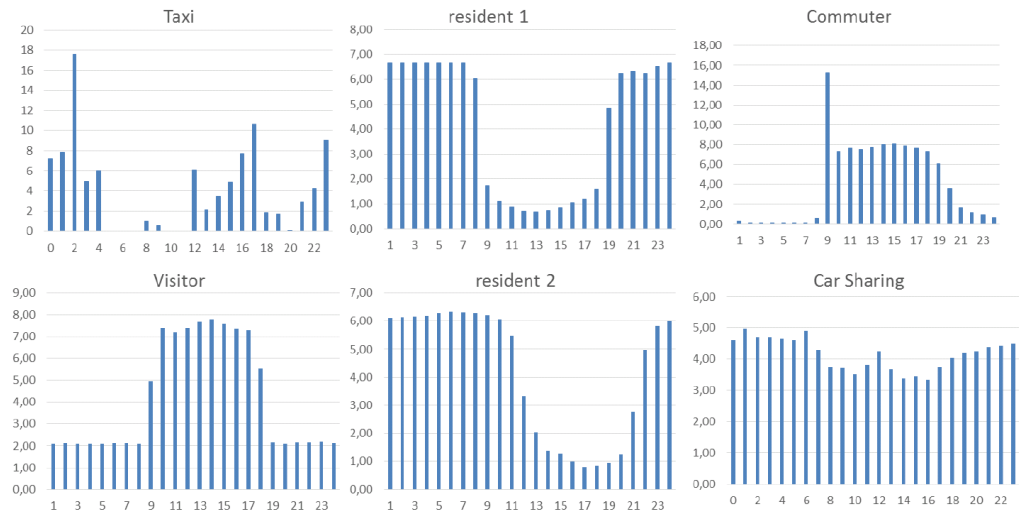
Figuur 5 Laadpatronen van EV's in Nederland



a) Laadpatroon Nederlandse EV's (scenario: 'overall laden') op een gemiddelde dag (rood), een werkdag (groen) en weekenddag (blauw). Bron: (Movares, 2013).



Figuur 6 Laadpatroon van verschillende type eigenaren in Amsterdam



b) Laadpatroon verschillende EV-eigenaren in Amsterdam. De x-as is het uur van de dag en de y-as het percentage van de totale laadtransacties van de desbetreffende groep die op een bepaald uur plaatsvindt. Bron: (Helmus & Hoed, 2015).

Deze pieken in de vraag naar elektriciteit van EV's komen momenteel niet optimaal overeen met de pieken in het aanbod van zon-PV en wind. Indien geen maatregelen worden genomen om de vraag en het aanbod beter op elkaar af te stemmen (het zogenoemd normaal laden of ongestuurd laden), is het waarschijnlijk dat EV's de systeemkosten (verder) verhogen.

Spoelstra (2014) concludeert echter dat 92% van alle laadtransacties drie keer langer duren dan in theorie noodzakelijk is om de batterij vol te laden. Met andere woorden, de parkeertijd van EV's bij laadpunten is tot drie keer langer dan de oplaadtijd. Hoewel de parkeerduur wel aan het afnemen is in verband met toegenomen drukte rond deze gereserveerde parkeerplekken, geeft dit aan dat er veel ruimte is voor laadsturing. EV's kunnen daarmee een alternatieve vraaggestuurde flexibiliteitsoptie bieden aan energieleveranciers waardoor er minder noodzaak is voor de aanbodgestuurde flexibiliteitsopties die hierboven zijn omschreven. De geïnterviewde experts ondersteunen dit synergievoordeel en geven aan dat het met name nuttig is om fluctuaties in de dag en nacht cyclus mee op te vangen en minder relevant is voor het opvangen van fluctuaties over seizoenen.

In bestaande literatuur (PBL, 2009; Cambridge Econometrics ; Elementenergy; Ricardo-AEA, 2012; ICCT, 2013; Ecofys, 2014) worden twee flexibiliteitsopties onderscheiden:

- **Vraaggestuurd laden:** 'slim' laden, waarbij de laadtransactie van een op het net aangesloten EV niet meteen start (zoals nu het geval is) maar pas op een geschikt(er) moment (bijvoorbeeld op momenten met een overschot aan hernieuwbare energie). Dit wordt ook wel *grid-to-vehicle* genoemd.
- **Vraaggestuurd laden en ontladen:** een uitbreiding van vraaggestuurd laden, waarbij de EV niet alleen slim wordt opgeladen, maar ook elektriciteit kan terugleveren aan het net bij tijdelijke tekorten. Dit wordt ook wel *vehicle-to-grid* genoemd.



Beide opties bieden flexibiliteit aan energieleveranciers doordat met vraag-gestuurd laden (in combinatie met ontladen tussen haakjes):

- De laadtransactie kan starten op een moment dat de totale elektriciteitsvraag het laagst is (en energie kan terug leveren op een moment dat de totale vraag het hoogst is). Dit leidt tot een **verbeterde capaciteitsbenutting** van het elektriciteitssysteem wat lagere systeemkosten met zich mee brengt.
- De elektriciteitsvraag (en in geval van *vehicle-to-grid* ook het aanbod) beter beheerd kan worden, waardoor **conventionele energiecentrales minder vaak bij- en afgeschakeld te hoeven worden**. Daarnaast reduceert dit de benodigde reserve capaciteit die geïnstalleerd moet zijn om een betrouwbaar energiesysteem te realiseren. En;
- Ongeplande schommelingen in het aanbod van hernieuwbare energie beter opgevangen kunnen worden, door de laadtransactie te starten wanneer het aanbod hernieuwbare energie groter is dan de vraag (en energie terug te leveren wanneer de hernieuwbare energievraag kleiner is dan het aanbod). Op deze manier bieden EV's een vorm van energieopslag, wat **de kosten van het tijdelijk stopzetten van hernieuwbare energieproductie vermindert** (Weiller & Sioshansi, 2015).

Deze voordelen worden beaamd door de geïnterviewde experts. Zij merken terecht op dat de omschreven synergievoordelen kunnen optreden bij zon-PV, maar ook bij windenergie. De voordelen op systeemniveau kunnen naar verwachting vooral bij windenergie groot zijn, doordat EV's 's nachts stil staan wanneer er geen zon is maar wel wind.

De toepassing van beide flexibiliteitsopties (met andere woorden vraag-gestuurd laden en vraaggestuurd laden en ontladen) vereist de uitrol van slimme netten met bijbehorende communicatiesystemen waarmee EV-eigenaren en energieleveranciers afspraken kunnen maken over de minimale capaciteit van de batterij op een bepaald tijdstip (PBL, 2009). De verwachting is dat EV-eigenaren zullen instemmen met zulke afspraken als daar een vergoeding tegenover staat (bijvoorbeeld een lager elektriciteitsstarief) (Dederichs, 2011).

Met andere woorden het vereist slimme netten en dus ook een prijssignaal om op te sturen. Dit betekent dus ook een herziening van het tariefsysteem dat nu geldt voor elektriciteit (Berenschot, CE Delft, Overview, 2015)

Het is overigens onduidelijk in hoeverre eigenaren bereid zijn om de controle over hun laadpatroon uit handen te geven als daar financiële vergoedingen tegenover staan. Verschillende studies hebben echter aangetoond dat EV-eigenaren wel gevoelig zijn voor prijsprikkels (o.a. Dederichs, 2011; Center for Sustainable Energy California (2012), mits dit de gebruikersvriendelijkheid van het voertuig gelijk blijft (Handberg & Owen, 2014). Dit beeld wordt bevestigd door de geïnterviewde experts. Momenteel is het geven van prijs-prikkels echter nog niet toegestaan in Nederland. Dit is dan ook een barrière die de realisatie van vraaggestuurd laden en ontladen in de weg staat en daarmee ook de realisatie van kostenbesparingen in elektriciteitsopwekking en in lokale netten beperkt.

2.3.1 Vraaggestuurd laden (*grid-to-vehicle*)

Er is overeenstemming in de literatuur en bij de geïnterviewde experts dat 'slim' (vraaggestuurd) laden meer waarde heeft voor energieleveranciers dan normaal (ongestuurd) (Movares, 2013) (Verzijlbergh, 2013).

Dit beeld wordt ook bevestigd in het buitenland. Cambridge Econometrics ; Elementenergy; Ricardo-AEA, (2012) kijken naar de waarde van synergie-

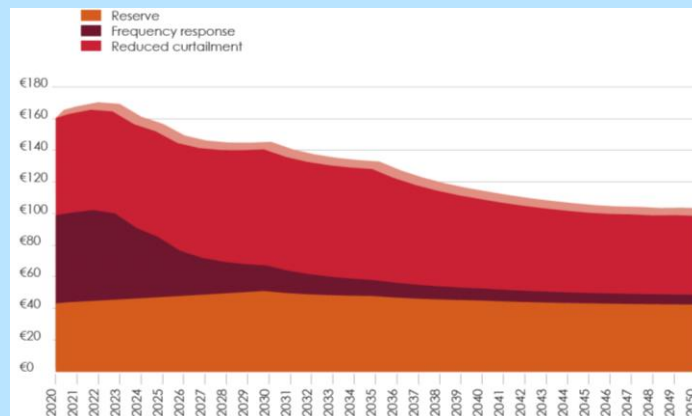


voordelen tussen vraaggestuurd laden en windenergie in het Verenigd Koninkrijk (zie volgende tekstbox). Hoewel deze kwantificering niet goed vertaald kan worden naar Nederland, bijvoorbeeld door andere kosten van elektriciteitsopwekking en laadprofielen, is het wel reëel om te stellen dat:

- de waarde van vraaggestuurd laden per (additionele) EV afneemt en dat;
- de totale synergievoordelen van de vloot blijven toenemen naarmate het aantal EV's toeneemt.

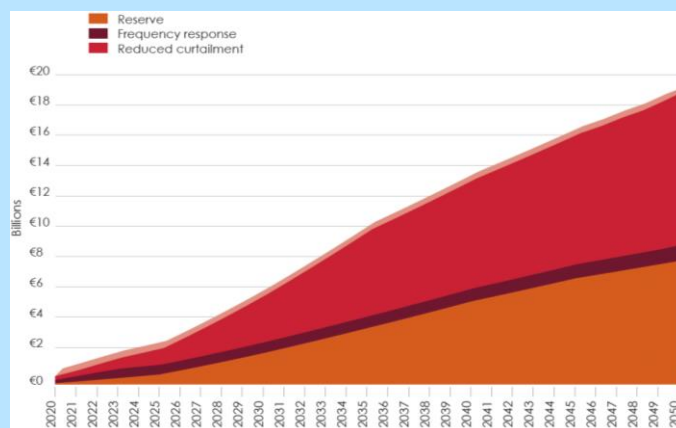
Geschatte waarde van *grid-to-vehicle-services* in het Verenigd Koninkrijk

Cambridge Econometrics ; Elementenergy; Ricardo-AEA, (2012) modelleren de synergievoordelen van *grid-to-vehicle-services* in het VK. Zij nemen aan dat het aandeel van EV's in de nieuwverkopen oploopt van 2,5% in 2020 naar 90% in 2050 (waarvan 35% volledig elektrische auto's, 30% PHEV's en 25% FCEV's). De uitkomst is dat de synergievoordelen dan variëren van circa 170 euro per EV bij kleine aantallen EV's in de vloot (rond 2020) tot circa 100 euro per EV bij grote aantallen EV's (rond 2050).



Noot: *Reserve* betreft de diensten voor reservevermogen, *Frequency response* is het geautomatiseerd stabiel houden van de netfrequentie. Beide zijn aparte diensten in de systeembalanshandhaving. *Reduced curtailment* betreft het vermijden van het tijdelijk stopzetten van de *invoeding* van hernieuwbare energieproductie.

Hoewel de waarde per EV af neemt bij grotere aantallen in de vloot, schatten Cambridge Econometrics ; Elementenergy; Ricardo-AEA (2012) in dat de totale waarde van *grid-to-vehicle-services* voor de gehele toekomstige EV-vloot in de UK blijft toenemen, met name na 2025:



De algemene conclusies die getrokken kunnen worden op basis van deze studie zijn:

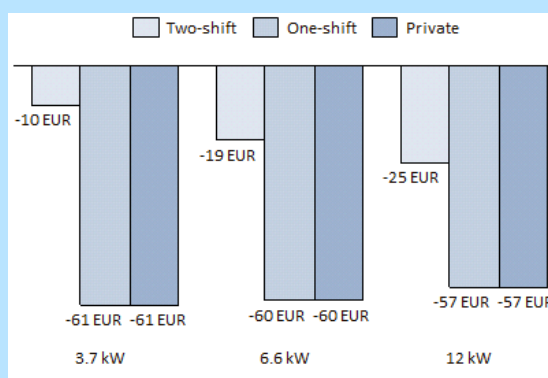
- De waarde van vraaggestuurd laden per (additionele) EV neemt af. En;
- De totale waarde van vraaggestuurd laden van de gehele EV-vloot blijft toenemen naarmate het aantal EV's toeneemt.



Insero e-mobility (2015), heeft de waarde van vraaggestuurd laden in kaart gebracht voor Denemarken. Hun resultaten staan in de volgende tekstbox.

Geschatte waarde van *grid-to-vehicle-services* in Denemarken

Insero e-mobility, 2015 heeft de waarde van vraaggestuurd laden ingeschat per EV in twee regio's van Denemarken voor drie gebruikersprofielen en voor drie laadsnelheden. In deze modellering gaan EV's laden op het moment dat de elektriciteitsprijs het laagst is. Hieronder staan de resultaten voor één van deze regio's (de resultaten van de andere regio liggen 1 tot 5 euro lager). Uit deze modellering blijkt een waarde van 10 tot 25 euro per EV voor het meest intensieve gebruiksprofiel tot 57 tot 61 euro per EV voor het minst intensieve gebruiksprofiel. De tijd waarop EV's zijn aangesloten op het net (49-70%) liggen aanzienlijk hoger dan wat is aangenomen voor deze studie (gemiddeld 40%), vanzelfsprekend zal de waarde daarom ook hoger liggen.



Noot: *Two-shift* (49% aangesloten op het net), *one-shift* (70% aangesloten op het net) en *private* (68% aangesloten op het net) zijn de gebruikersprofielen. De x-as (kW) zijn verschillende laadsnelheden.

Bron: Insero e-mobility, 2015.

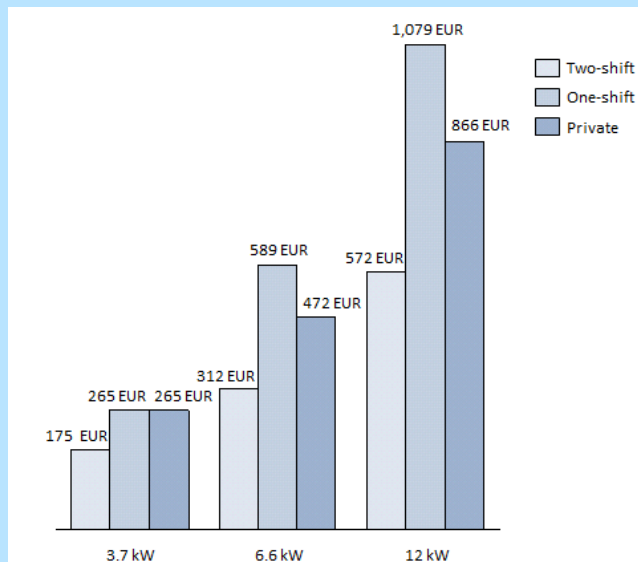
Naar verwachting zijn er vrijwel geen additionele kosten verbonden aan vraaggestuurd laden (Cambridge Econometrics ; Elementenergy; Ricardo-AEA, 2012). Sommige geïnterviewde experts merken op dat het wel een investering vergt om alle laadinfrastructuur in te kunnen zetten voor slim laden. De waarde van vraaggestuurd laden zal gedeeltelijk bij de EV-eigenaar terecht komen, want zoals hierboven al werd aangegeven is het onwaarschijnlijk dat EV-eigenaren vraaggestuurd laden toestaan als daar niets tegenover staat. Dit heeft een positieve invloed op de Total Costs of Ownership (TCO) van EV's (Cambridge Econometrics ; Elementenergy; Ricardo-AEA, 2012), wat een positieve impact kan hebben op de groei van het aantal EV's. Het verschil tussen de waarde en de vergoeding zal terecht komen bij energiebedrijven, landelijke netbeheerders en/of exploitanten van hernieuwbare energie.

2.3.2 Vraaggestuurd laden en ontladen (*vehicle-to-grid*)

De waarde van vraaggestuurd laden, is naar verwachting nog groter wanneer dit wordt gecombineerd met ontladen (*vehicle-to-grid-services*). *Vehicle-to-grid-services* bieden namelijk ook flexibiliteit wanneer er een onverwachte daling is in het hernieuwbare energieaanbod (Weiller & Sioshansi, 2015). Dit wordt bevestigd door de geïnterviewde experts. Volgens IEA-RETD (2010) varieert de waarde van enkele tientallen euro's tot een paar honderd euro per EV, afhankelijk van naar welk EU-land gekeken wordt, bij kleine aantallen in de vloot. Insero e-mobility (2015) schat de waarde een stuk hoger in (175 tot 1.079 euro per EV per jaar) voor Denemarken. Hun resultaten zijn toegelicht in de volgende tekstbox.

Geschatte waarde van *vehicle-to-grid*-services in Denemarken

Insero e-mobility (2015) heeft de waarde van vraaggestuurd laden en ontladen ingeschat per EV in twee regio's van Denemarken voor drie gebruikersprofielen en voor drie laadsnelheden. In deze modelering gaan EV's laden op het moment dat de elektriciteitsprijs het laagst is, daarnaast leveren ze elektriciteit terug aan het net (tot een rest batterijcapaciteit van 40%) door middel van biedingen in de elektriciteitsmarkt voor deze teruglevering. Hieronder staan de resultaten voor één van deze regio's. Uit deze modellering blijkt een waarde van 175 tot 572 euro per EV voor het meest intensieve gebruikersprofiel tot 265 tot 1.079 euro per EV voor het minst intensieve gebruikersprofiel. De aandelen waarop EV's zijn aangesloten op het net (49-70%) liggen aanzienlijk hoger dan wat is aangenomen voor deze studie (gemiddeld 40%), vanzelfsprekend zal de waarde daarom ook hoger liggen.



Noot: *Two-shift* (49% aangesloten op het net), *one-shift* (70% aangesloten op het net) en *private* (68% aangesloten op het net) zijn de gebruikersprofielen. De x-as (kW) zijn verschillende laadsnelheden.

De resultaten van de andere regio liggen tot 550 euro hoger, doordat prijsschommelingen in deze regio hoger zijn. De waarde per EV van *vehicle-to-grid*-services is gemiddeld 387 tot 1.432 euro per EV.

Uit de resultaten van deze studie blijkt verder dat de waarde van *vehicle-to-grid* per EV afneemt naarmate het aantal EV's toeneemt, omdat er meer aanbieders zijn en de prijs van de biedingen dan afneemt. Daarnaast nemen de voordelen toe naarmate de laadsnelheid toeneemt.

De omvang van deze synergievoordelen neemt geen versnelde afschrijving van de batterij mee.

Bron: Insero e-mobility, 2015.

IEA-RETD (2010) en Insero e-mobility(2015) nemen echter geen kosten mee bij het bepalen van de waarde van *vehicle-to-grid*-services, terwijl hier wel kosten aan verbonden zijn (Sioshansi & Denholm, 2010; ICCT, 2013). De daadwerkelijke waarde is dan ook lager. Dit komt voort uit het feit dat de levensduur van de (momenteel dure) batterij wordt verkort bij elke laadtransactie (Sioshansi & Denholm, 2010). Met vraaggestuurd laden wordt de vereiste laadtransactie slechts uitgesteld. Dit heeft daarom geen additionele kosten voor de EV-eigenaar (IEA-RETD, 2010). Ontladen daarentegen is een *additionele* transactie en daarom zal de EV-eigenaar (naast een vergoeding voor het bieden van flexibiliteit, ook de volledige kosten van versnelde

afschrijving willen terugverdienen (IEA-RETD, 2010; Cambridge Econometrics ; Elementenergy; Ricardo-AEA, 2012; ICCT, 2013). Daarnaast vereist ontladen een vermogensomvormer (*grid-tied inverter*) op het voertuig of op de laadpaal, wat de aanschafkosten verhoogt (Cambridge Econometrics ; Elementenergy; Ricardo-AEA, 2012).

De meeste studies stellen dat de additionele kosten van versnelde batterij-afschrijving voorlopig groter zijn dan de voordelen en dat andere vormen van energiereserves en -voorziening momenteel goedkoper zijn o.a. Cambridge Econometrics ; Elementenergy; Ricardo-AEA, 2012; ICCT, 2013. Een uitzondering is een studie naar de voordelen van *vehicle-to-grid-services* in Texas. De resultaten van deze studie zijn toegelicht in de volgende tekstbox.

Evenals bij vraaggestuurd laden zullen EV-eigenaren een deel van de waarde van deze synergievoordelen opeisen in termen van een vergoeding voor het bieden van extra flexibiliteit. Daar komen dus vergoedingen voor de verhoogde aanschafprijs en versnelde afschrijving van de batterij bij.

Waarde van *vehicle-to-grid*--services door een PHEV-vloot in Texas, U.S.

Sioshansi & Denholm (2010), kwantificeren de kosten van versnelde batterijafschrijving door *vehicle-to-grid-services* en schatten de totale voordelen van vraaggestuurd laden en ontladen in voor PHEV's in Texas. Met een batterijprijs van circa 3.250 euro en een levensduur van 12.000 laad-transacties naar 40% van de batterijcapaciteit (en dus ook 12.000 ontladingen van 40% van de totale capaciteit), bedragen de kosten per ontlading: $1/12.000 * 3.250 = 0,27$ euro. Hier komen nog de kosten van extra benzinegebruik (indien de auto nodig is vlak na een tijdelijke terug levering) en de kosten van conventionele elektriciteitscentrales bij. De volgende tabel laat zien dat de netto besparingen dan groter zijn dan de kosten (maximaal 52 mln. euro per jaar). Ook blijkt uit de modellering van Sioshansi & Denholm (2010) dat de waarde van *vehicle-to-grid-services* in eerste instantie toeneemt bij een groter aandeel PHEV's, maar vanaf circa 10-15% PHEV's af gaat nemen.

Aandeel PHEV's in Texas	Netto dagelijkse besparing van V2G voor de gehele PHEV-vloot in Texas	Netto dagelijkse besparing van V2G per PHEV
1%	€ 40.469	€ 195
5%	€ 119.372	€ 115
10%	€ 143.431	€ 69
15%	€ 124.648	€ 40

Bron: (Sioshansi & Denholm, 2010) bewerkt door CE Delft met een Dollar/Euro koers van 0,91.

Net als bij vraaggestuurd laden, concluderen verschillende studies dat de synergievoordelen per additionele EV het grootst zijn bij kleinere aandelen in de vloot. Volgens Sioshansi & Denholm (2010) zal de totale waarde van *vehicle-to-grid-services* afnemen bij te grote aandelen EV's in de vloot, doordat de voordelen per EV afnemen, terwijl de kosten dan niet meer volledig gecompenseerd worden. Volgens Insero e-mobility (2015), neemt de waarde af omdat het aantal aanbieders stijgt, waardoor de geboden prijs voor de teruglevering van elektriciteit afneemt. Het is onduidelijk in hoeverre dit laatste ook van toepassing is op de Nederlandse situatie.



2.4 Kostenbesparing in lokale energie-infrastructuur

Type synergie: Vermeden investeringen in (lokale) elektriciteitsnetten en lokale opslag.

Voordelen synergie: Kostenbesparing.

Partijen: Baten van vermeden investeringen voor regionale netbeheerders. De toepassing van vraaggestuurd laden door energiebedrijven, landelijke netbeheerders en EV-eigenaren.

Tijdshorizon: Afhankelijk van groeipad EV's en hernieuwbaar; naar verwachting post 2020. Hoe groter het aandeel EV en zon-PV, hoe groter de totale waarde.

Voorwaarden: Vereist de toepassing van vraaggestuurd laden.

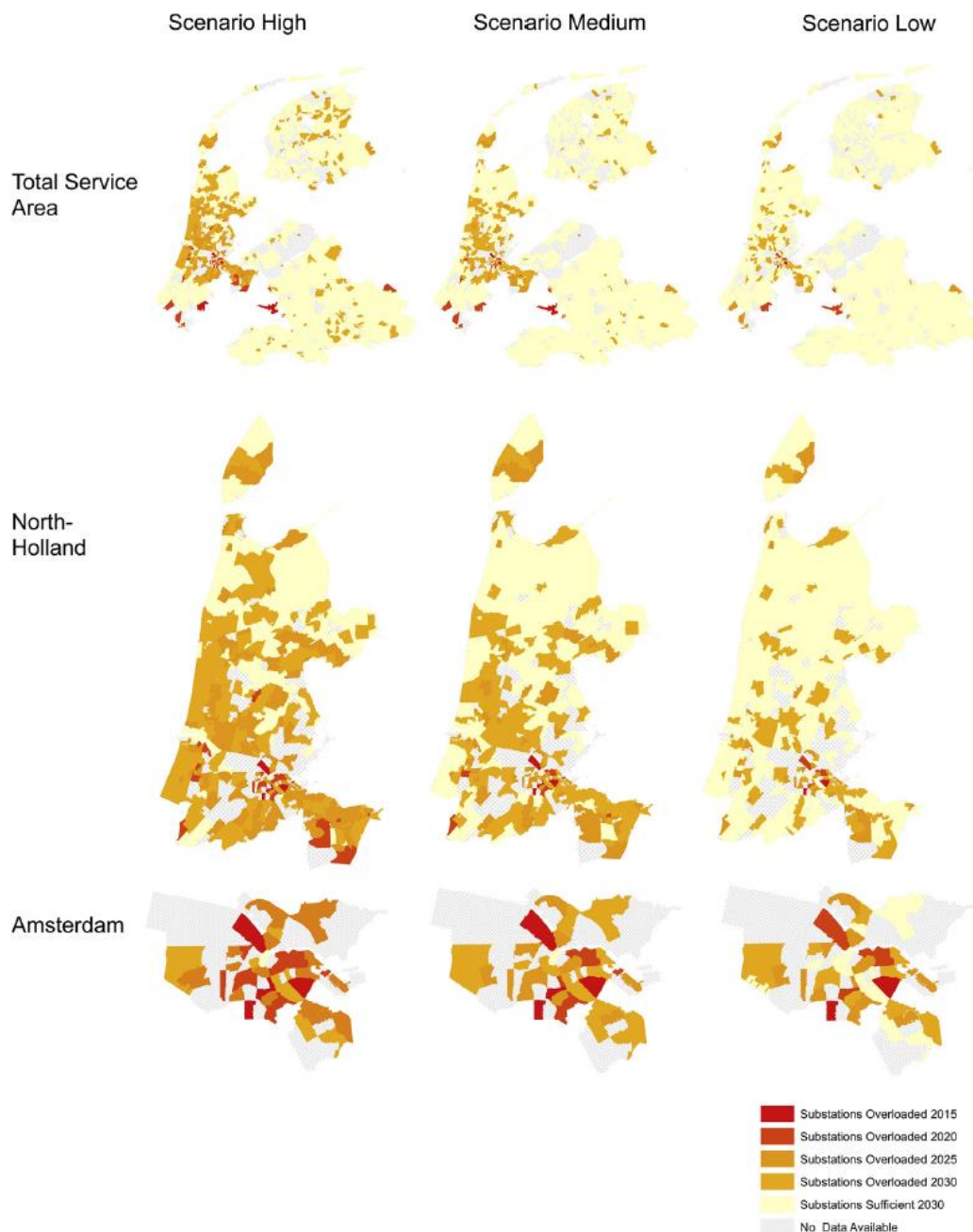
EV-eigenaren moeten een vergoeding ontvangen voor het bieden van flexibiliteit.



De verwachting is dat het Nederlandse wagenpark in de toekomst grotendeels elektrisch zal zijn. Op Nederlands niveau kan dit leiden tot een additionele energievraag van 10-15 TWh, zo'n 10% van de totale vraag naar elektriciteit. Op wijkniveau kan de impact echter groter zijn volgens PBL (2009) en kan de additionele energievraag van ditzelfde wagenpark uitkomen op meer dan 50%.

Eising, et al. (2014) modelleren de impact van drie EV-scenario's (variërend van 0,55 mln. tot 1,8 mln. EV's in 2045) op de belasting van netwerkcomponenten van netbeheerder Liander tijdens de reguliere piekvraag (met andere woorden de piekvraag na werktijd, wanneer EV's ook worden opgeladen). Figuur 7 vat de resultaten van deze analyse samen en laat zien dat met name rond 2025/2030 een groot aantal postcodegebieden te maken krijgt met overbelaste midden-/laagspanning transformatorstations. In sommige wijken raken echter al in 2015 een aantal stations overbelast.

Figuur 7 Belasting van EV's op bestaande midden-/laagspanning transformatorstations in drie scenario's



Noot: Scenario High = 1,8 mln. EV's in de vloot in 2045, Scenario Medium = 1,1 mln. EV's in de vloot in 2045 en Scenario Low = 0,55 mln. EV's in de vloot in 2045.

Ook een toename in de productie van lokaal opgewekte duurzame energie kan lokale netten extra belasten en kan netverzwaringen vereisen. Ecofys (2014) heeft de combinatie van ontwikkelingen in zon-PV, warmtepompen en EV's in een doorgerekende voorbeeldwijk zelfs becijferd op tot meer dan een factor 4. Echter, wanneer zowel het aantal EV's als zon-PV-installaties in een lokaal net toeneemt, kan dit de kans op investeringen in netverzwaringen verminderen omdat een groter deel van de lokaal opgewekte zonne-energie in dezelfde wijk kan worden ingezet, mits er van gestuurd laden gebruik gemaakt wordt. De impact van gestuurd laden wordt in Ecofys (2014) ingeschat op een reductie van de piekvraag van zo'n 20%.



In Paragraaf 2.3 werd toegelicht hoe vraaggestuurd laden (al dan niet in combinatie met ontladen) kan leiden tot een betere benutting van zon-PV (en windenergie). De toepassing hiervan kan de waarde van dit synergievoordeel dan ook verder vergroten. Dit beeld wordt bevestigd door de meeste geïnterviewde experts, zij geven aan dat het met name op lokaal niveau (een deel van de) investeringen kan voorkomen. De uitrol van slimme netten vergt echter wel investeringen in slimme laadinfrastructuur.

Ook Movares (2013) heeft onderzocht in hoeverre netten overbelast raken bij verschillende aantallen EV's (variërend van nieuw verkopen van 40 in 2040 (midden) tot 60% in 2030 (hoog)) en op verschillende locaties (woonwijken, kantoorlocaties, winkelcentra en tankstations). Hun analyse toont aan dat in 2030 17 tot 30% van de transformatoren kritisch overbelast zijn en 4 tot 12% van de netten. Movares (2013) maakt ook een ruwe inschatting van de kosten van ongestuurd vs. gestuurd laden en concludeert dat in een situatie waarin thuisladen domineert, de kosten van ongestuurd laden ongeveer twee tot drie keer hoger liggen dan bij vraaggestuurd laden tussen 2030 en 2050. Merk op dat de besparing naast vermeden investeringen in lokale netten ook vermeden extra conventionele productiecapaciteit betreft (zie Paragraaf 2.3). Ook internationaal wordt dit beeld ondersteund (zie volgende tekstbox).

Kostenbesparingen in Amerikaanse netten

Handberg & Owen (2014) concluderen dat de kosten van vraaggestuurd laden (bijvoorbeeld in termen van het bieden van lagere elektriciteitsstarieven) in de U.S. ongeveer één-tiende bedragen van de kosten van het aanpassen van elektriciteitsnetten in een situatie met ongestuurd laden. Met het toepassen van vraaggestuurd laden kan ongeveer 50% van de Amerikaanse vloot bestaan uit EV's voordat investeringen in de energie-infrastructuur nodig zijn. Netsituaties zijn echter erg locatiespecifiek, dus deze cijfers zijn moeilijk te vertalen naar de Nederlandse netsituatie.

De percentages EV's in de nieuw verkopen zoals die in de hierboven beschreven studies zijn gehanteerd, zijn mogelijk een onderschatting; de doelstelling die is gedefinieerd in de Brandstofvisie voor Transport (SER, 2014) is dat vanaf 2035 alle nieuw verkochte personenauto's volledig of semi-elektrisch zijn.

De hierboven genoemde studies hanteren een verschillende tijdshorizon. Ecofys (2014) schat de kosten van slimme oplossingen en baten van vermeden investeringen in voor 2020 tot 2050. De resultaten tonen aan dat in 2020 de kosten nog iets hoger kunnen zijn dan de baten in sommige wijken (in andere wijken kan het al wel uit), maar dat in beide onderzochte wijken de baten hierna groter zijn de kosten. In 2050 zijn de baten relatief groter dan in 2030 en in 2030 zijn de baten groter dan in 2020. Movares (2013) concludeert dat op korte termijn EV's en zon-PV goed kunnen worden ingepast in bestaande netten. Volgens deze studie zijn de baten van vraaggestuurd laden tussen 2030 en 2050 hoger dan de kosten.

Onder de streep ontstaat het beeld dat dit synergievoordeel niet te verwachten is voor 2020, maar dat het daarna steeds belangrijker wordt; met name tussen 2030 en 2050 kunnen de voordelen groot zijn. Dit is ook de verwachting van de geïnterviewde experts.

De voorwaarden om dit synergievoordeel te realiseren zijn in feite dezelfde voorwaarden als bij het synergievoordeel kostenbesparing in (conventionele) elektriciteitsproductie (Paragraaf 2.3). Met andere woorden het vereist



vraaggestuurd laden door middel van slimme netten en dus ook een prijssignaal om op te sturen.

2.5 Versnelling toename EV's en zon-PV door groei in één van beiden

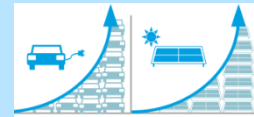
Type synergie: Versnelde groei van EV's of zon-PV door groei van de ander.

Voordelen synergie: Ondersteuning van de energietransitie en Nederlandse klimaat- en luchtvervuilingsdoelen en een betere benutting van het volledige vergroeningspotentieel van EV's.

Partijen: Realisatie van de synergie door huishoudens en bedrijven. Voordelen van de synergie voor huishoudens/bedrijven (financieel), voor de Nederlandse overheid (energietransitie/ klimaatdoelen) & maatschappij (externe kostenreductie).

Tijdshorizon: Synergievoordeel is het grootst wanneer de salderingsregeling voor zon-PV eigenaren wordt afgeschaft.

Voorwaarden: Huishoudens/bedrijven moeten beschikken over een private parkeerplaats/bedrijfsterrein (privaat laadpunt) en over een dak waar zij zonnepanelen kunnen installeren.



Zowel het aandeel EV als zon-PV groeit snel. Een mogelijke synergie tussen beiden is dat het één het ander versterkt; er bestaan situaties waarin het aantrekkelijker is om zowel een EV als zonnepanelen te hebben dan om enkel een EV of enkel zonnepanelen te bezitten. De versnelde groei van EV's en zon-PV kan veroorzaakt worden door twee causaliteiten:

1. Een groei in het aantal EV's veroorzaakt een (snellere) groei in het aantal zon-PV-installaties (bijvoorbeeld eigenaren willen hun EV met groene eigen stroom laden).
2. Een groei in het aantal zon-PV-installaties veroorzaakt een (snellere) groei in het aantal EV's (bijvoorbeeld door verbetering van het verdienmodel voor consumenten in een situatie zonder saldering).

Bij de eerste causaliteit veroorzaakt een groei in het aantal EV's ook een groei in het aantal zon-PV-installaties, bijvoorbeeld omdat EV-eigenaren het leuk vinden om een zo duurzaam mogelijke levensstijl te adopteren waarbij zij hun EV opladen met zelfopgewekte groene stroom (Handberg & Owen, 2015). Dit argument is veelvuldig genoemd door de geïnterviewde experts en deze emotionele waarde is volgens sommigen van hen nog belangrijker dan het financiële aspect.

Er zijn echter geen onderzoeken die deze causaliteit gekwantificeerd hebben voor Nederland, maar er zijn wel enkele studies uitgevoerd in het buitenland die een indicatie geven van dit effect (zie volgende tekstbox).

Versnelde groei van EV's en zon-PV door groei in één van beiden in het buitenland.

California, U.S (Center for Sustainable Energy California, 2012) concludeert op basis van een grootschalige steekproef met PHEV-eigenaren (circa 1.400 responses) dat 39% van de eigenaren ook zonnepanelen heeft aangeschaft en 17% van plan is om binnen een jaar zonnepanelen aan te schaffen. Dit onderzoek heeft ook aangetoond dat EV-eigenaren in regio's met hogere elektriciteitsprijzen vaker zonnepanelen aanschaffen dan EV-eigenaren in regio's met relatief lagere prijzen.

Australië: (Jabeen, et al., 2013) concluderen ook dat EV-eigenaren erg gevoelig zijn voor de kosten van het opladen van hun EV. EV-eigenaren die ook zonnepanelen bezitten hebben dan ook een voorkeur voor thuisladen (om kosten uit te sparen), maar zijn daarnaast ook enthousiast over hernieuwbare energie.



Het realiseren van lagere elektriciteitskosten is in het buitenland een reden voor het aanschaffen van zon-PV. In Nederland geldt momenteel een salderingsregeling die de opbrengsten van zon-PV sterk vergroot wat momenteel geen extra incentive geeft om een EV aan te schaffen (maar overigens ook geen disincentive geeft). Echter, wanneer deze regeling wordt stopgezet kan een EV de opbrengsten van een zon-PV-installatie bijna verdrievoudigen t.o.v. een situatie zonder EV, wat vanzelfsprekend de terugverdientijd van een zon-PV verkleint en een expliciete incentive kan geven om naast zonnepanelen ook een EV aan te schaffen. Dit argument is ook veelvuldig genoemd door de geïnterviewde experts. Zij pleiten vrijwel allemaal voor het afschaffen van de salderingsregeling omdat dit op lange termijn beter is voor de balans in het elektriciteitssysteem (doordat eigenaren dan beter gaan nadenken over hoe ze hun opgewekte elektriciteit inzetten). Dit effect wordt nog groter als EV-eigenaren dan ook overschotten opgewekte elektriciteit mogen leveren aan hun burens, maar dit vergt kleine aanpassingen in de wet- en regelgeving.

Het effect van saldering is verder toegelicht in de volgende tekstbox. Merk op dat deze prikkel alleen gegeven wordt aan huishoudens en bedrijven die zowel een privaat laadpunt als eigen zon-PV-installatie kunnen aanschaffen. Partijen zonder eigen parkeerplaats en/of dak kunnen dit synergievoordeel niet realiseren. Sommige experts geven aan dat deze voordelen het grootst zijn voor huishoudens, omdat bedrijven het (lage) grootverbruikers elektriciteitsstarief betalen en beperkt dakoppervlak hebben, terwijl andere experts aankaarten dat dit effect in eerste instantie het grootst zal zijn bij bedrijven omdat daar een trend is naar een CO₂-neutrale bedrijfsvoering.

Illustratie van de mogelijke invloed van EV's op terugverdientijd van zon-PV

De volgende tabel toont de terugverdientijden voor een PV-zoninstallatie van 2.880 wattpiek, onder verschillende mogelijk toekomstige fiscale/financiële regelingen. Deze installatie kost ongeveer 3.570 euro ('Wij willen zon' 2014).

Regeling	Gemiddelde jaaropbrengst	Terugverdientijd (jaren)
Salderingsregeling 2014 - zonder EV	€ 636	5,6
Salderingsregeling 2014 - met EV (50% EV storage)	€ 636	5,6
Gemiddelde terugleveringsvergoeding 2014	€ 193	18,5
Commodityprijs elektriciteit	€ 116	30,8
Commodityprijs elektriciteit, zon-profiel	€ 110	32,5
Commodityprijs + EV storage, 50%	€ 319	11,2

De tabel laat zien dat de salderingsregeling momenteel leidt tot de hoogste financiële jaaropbrengsten voor de eigenaar van de zon-PV-installatie en de kortste terugverdientijd, en dat het financieel niet uit maakt of de gebruiker een elektrische auto heeft of niet. Echter, verwacht wordt dat de salderingsregeling op den duur wordt afgeschaft, wat de terugverdientijd van een zon-PV-installatie zou verslechteren (hoewel de aanschafprijs op dat moment waarschijnlijk lager zal liggen). In dat geval, en wanneer 'slechts' de helft van de geproduceerde zon-PV-electriciteit gebruikt kan worden om een elektrische auto te laden, verbetert de terugverdientijd van een zonnestroominstallatie significant, vergeleken met de case waarin de gebruiker uitsluitend de commodityprijs ontvangt voor de geproduceerde kWh; de terugverdientijd van de zonnestroominstallatie wordt 65% korter.

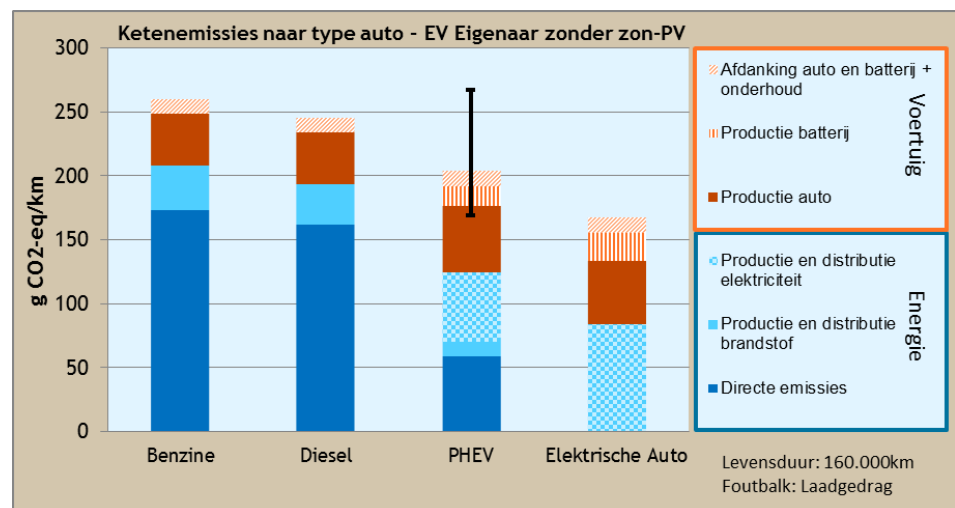
Stel dat de salderingsregeling voor nieuwe zon-PV-installaties ingeperkt zou worden, dan zijn er bij huishoudens en bedrijven met EV's relatief sterkere prikkels om desondanks te blijven investeren in zon-PV-installaties, vergeleken bij huishoudens en bedrijven zonder EV's.



De versnelling in de groeivoet van EV's en zon-PV brengt verschillende voordelen met zich mee. Ten eerste leidt het tot een betere benutting van het volledige vergroeningspotentieel van EV's; hoe groener de elektriciteitsmix waarmee de EV wordt geladen, hoe groter de emissiereductie ten opzichte van een conventionele auto (TNO; CE Delft, 2014). De geïnterviewde experts benoemen dit voordeel ook veelvuldig en geven aan dat daarmee de hele maatschappij baat heeft bij deze synergie.

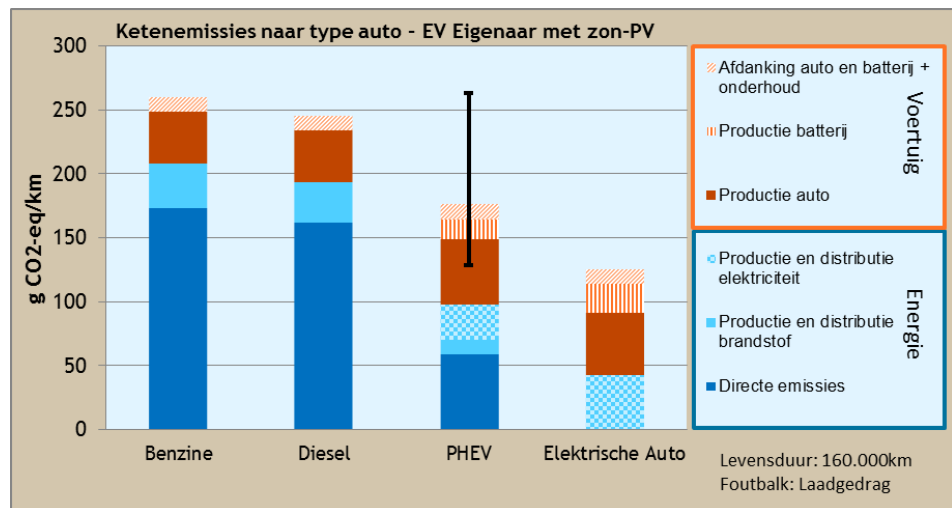
Figuur 8 laat zien dat de emissiereductie voor een EV-eigenaar zonder zonnepanelen (Figuur a) circa 35% is met een volledig elektrische auto en - afhankelijk van het laadgedrag - circa +3% (toename in ketenemissies) tot 35% is met een PHEV. Dit is de emissiebesparing over de gehele levensduur (incl. de emissies van voertuigproductie en afdanking) en bij de huidige Nederlandse elektriciteitsmix. Wanneer deze EV-eigenaar zonnepanelen aanschaft, vergroot hij de emissiereductie naar 52% met een volledig elektrische auto en naar +1 tot 50% met een PHEV (Figuur b). Dit is een situatie met *normaal laden*. Het vergroeningspotentieel wordt nog verder vergroot wanneer het aandeel zon-PV dat daadwerkelijk wordt geladen door de EV wordt vergroot door de toepassing van slimme concepten zoals vraaggestuurd laden. Het vergroeningspotentieel is het grootst bij vraaggestuurd laden in combinatie met ontladen omdat dan het aandeel zon-PV dat gebruikt wordt door de EV het grootste is (Berg, 2014). Deze slimme laadconcepten zijn toegelicht in Paragraaf 2.3).

Figuur 8 Vergroeningspotentieel van een EV voor een eigenaar met en zonder zon-PV-panelen



a) Ketenemissies over de levensduur voor een EV-eigenaar zonder zon-PV.





b) Ketenemissies over de levensduur voor een EV-eigenaar zonder zon-PV.

Noot: De gehanteerde emissies voor de elektriciteitsmix van een EV-eigenaar zonder zon-PV zijn gebaseerd op de gemiddelde Nederlandse elektriciteitsmix: 467 g/kWh (130 g/MJ).

Voor de emissies van de elektriciteitsmix van een EV die is aangesloten op een laadpunt met zon-PV is aangenomen dat met ongestuurd laden circa 50% wordt geladen met zonne-energie en het restant met de gemiddelde Nederlandse elektriciteitsmix: 234 g/kWh (65 g/MJ).

Bron: (TNO; CE Delft, 2014), bewerkt door CE Delft met Berg, 2014 voor %zon met ongestuurd laden.

De additionele emissiereductie van een zon-PV-installatie die wordt gecombineerd met een EV neemt af naarmate de Nederlandse elektriciteitsmix wordt vergroend (bijvoorbeeld met zon-PV maar ook door wind, biomassa, etc.), omdat het relatieve verschil in emissies van de elektriciteitsmix en van zon-PV dan kleiner wordt.

Een tweede voordeel van een versnelde groeivoet is het feit dat dit de energietransitie naar hernieuwbare bronnen, die zowel in de elektriciteitssector als in de transportsector gemaakt zal moeten worden, versnelt. Dit ondersteunt de Nederlandse klimaat- en luchtvervuilingsdoelen en heeft een positieve invloed op de Nederlandse energiezekerheid en op groene groei. Voor de maatschappij als geheel reduceert een versnelde groei bovendien de externe kosten van zowel transport als elektriciteitsopwekking. Deze argumenten worden ook breed gedragen door de geïnterviewde experts.

3 Waarde van synergievoordelen zon-PV/windenergie en EV's

3.1 Inleiding

In het vorige hoofdstuk zijn drie synergievoordelen geïdentificeerd. Voor twee van deze synergievoordelen (kostenbesparing in elektriciteitsproductie en in lokale energie-infrastructuur) is een eerste-orde inschatting gemaakt van de waarde van deze voordelen voor Nederland in 2025. Hierbij dient opgemerkt te worden dat de diverse mogelijke synergievoordelen die leiden tot kostenbesparing in de elektriciteitsproductie ten dele zijn gekwantificeerd en het derde synergievoordeel (versnelde groei in EV of PV door groei in één van beiden) is niet gekwantificeerd. Dit hoofdstuk geeft daarmee een antwoord op de volgende deelvragen.

Dit hoofdstuk geeft antwoord op de derde en vierde onderzoeksvraag:

3. Wat is (de orde)grootte van de toekomstige waarde van deze synergievoordelen in Nederland in termen van kostenbesparing in lokale elektriciteitsnetten en opslag en van kostenbesparing in de elektriciteitsopwekking?
4. Hoe hoog zijn de opwekkings- en netwerkkosten van (een sterke groei in het aantal EV's) en hoeveel lager worden deze kosten indien slim laden en/of *vehicle-to-grid* wordt toegepast?

Het is belangrijk om op te merken dat de waarde van deze synergievoordelen is gekwantificeerd door de impact van EV's en zon-PV met twee simulatiemodellen van CE Delft (die hieronder verder worden uitgelegd) in te schatten. In de uitkomsten zijn vervolgens kostenkennallen gebruikt om de effecten te moneteriseren. Zowel de technische kwantificeringen als moneteriseringen zijn onzeker. De gepresenteerde waarde is dan ook een eerste-orde inschatting van de waarde van de mogelijke synergievoordelen.

De rest van dit hoofdstuk gaat eerst in op de bekeken scenario's, Paragraaf 3.2 en de gehanteerde methode (Paragraaf 3.3), waarna in Paragraaf 3.4 en 3.5 de resultaten van deze kwantitatieve analyse is beschreven voor de kostenbesparing in elektriciteitsproductie en in lokale energie-infrastructuur. In Paragraaf 3.6 zijn deze synergievoordelen samen gevat en is een vergelijking gemaakt met de waarde die is gevonden in bestaande literatuur. Ten slotte wordt in Paragraaf 3.7 geschetst hoe hoog de opwekkings- en netwerkkosten zijn van (een sterke groei in het aantal EV's) en hoeveel lager die worden indien slim laden en/of slim ontladen (*vehicle-to-grid*) wordt toegepast.

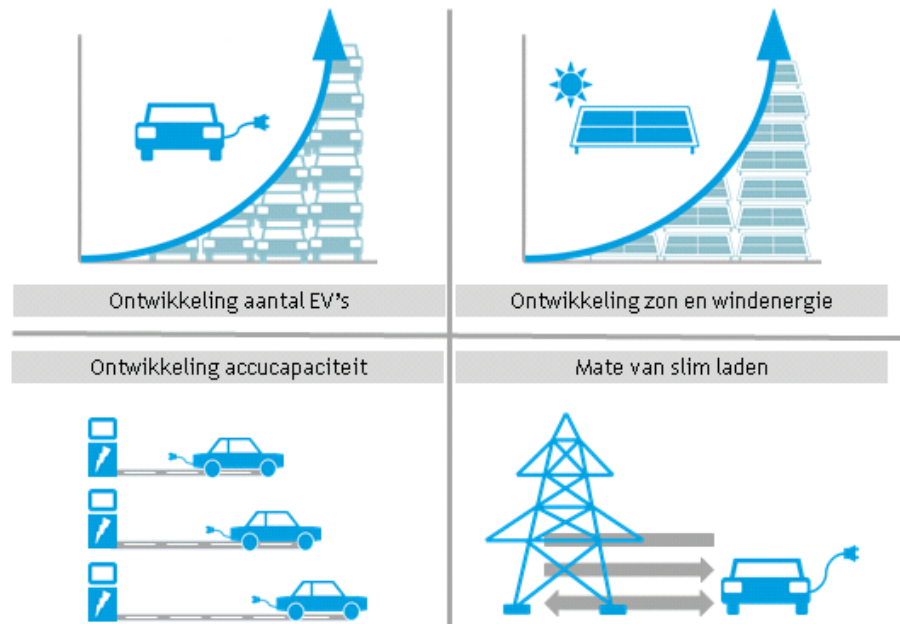
3.2 Definitie van scenario's

De waarde van beide synergievoordelen hangt af van een aantal cruciale ontwikkelingen, die zijn samengevat in Figuur 9. Het gaat om: de ontwikkeling van het aantal EV's, van zon- en windenergie, van de accu-capaciteit van EV's en in welke mate van slim (ont)laden gebruik gemaakt wordt. Om een scenario te definiëren is voor elk van deze vier aspecten een keuze gemaakt.



Deze scenario's zijn vervolgens gebruikt om de waarde van de synergievoordelen mee in te schatten.

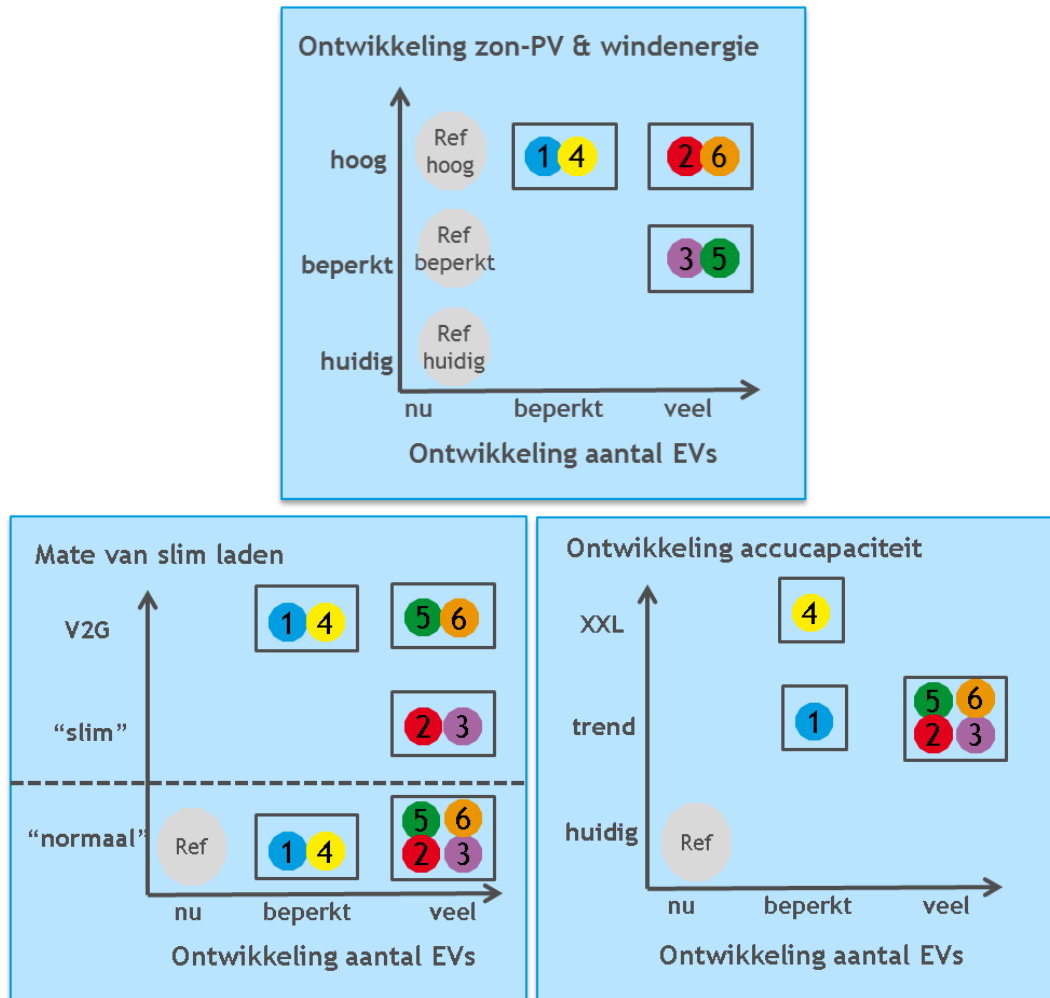
Figuur 9 Gehanteerde assen voor de definitie van scenario's



In totaal zijn zes scenario's en drie referenties gedefinieerd die zijn samengevat in Figuur 10. Op de x-as staat steeds de ontwikkeling in het aantal EV's.

De belangrijkste inputparameters voor deze scenario's zijn te vinden in Tabel 1.

Figuur 10 Gekozen scenario's voor kwantificering waarde van de synergievoordelen



Tabel 1 Inputparameters voor de gekozen scenario's (waarden allemaal voor heel Nederland)

	1) Ontwikkeling in # EV's			2) Mate van slim laden	3) Ontwikkeling accucapaciteit*	4) Ontwikkeling zon-PV/wind			
	Scenario	# PHEV (40 km)*	# FEV (300 km)*			Scenario	GW Zon-PV	GW Wind (land)	GW Wind (zee)
Ref.	Huidig	44.000	11.000	Normaal	Huidig (1)	Huidig	1,5	2,1	0,25
Ref.						Beperkt	5	4	2,25
Ref.						Hoog	15	6	4,5
1	Beperkt	175.000	75.000	Normaal & slim	Trend (1,7)	Hoog	15	6	4,5
2	Veel	500.000	500.000	Normaal & slim	Trend (1,7)	Hoog	15	6	4,5
3	Veel	500.000	500.000	Normaal & slim	Trend (1,7)	Beperkt	5	4	2,25
4	Beperkt	175.000	75.000	Normaal & slim	XXL (3,2)	Hoog	15	6	4,5
5	Veel	500.000	500.000	Normaal & slim/V2G	Trend (1,7)	Beperkt	5	4	2,25
6	Veel	500.000	500.000	Normaal & slim/V2G	Trend (1,7)	Hoog	15	6	4,5

* De beschikbare accucapaciteit is berekend door het elektriciteitsverbruik van een EV (0,65 MJ/km) te vermenigvuldigen met de elektrische range (40 km voor PHEV/300 km voor FEV). Hiervoor is niet de huidige gemiddelde range aangehouden (120 km voor een EV) maar een (PH)EV met een relatief grote range. Deze ranges zijn immers al technisch mogelijk dus in de toekomst mag verwacht worden dat juist deze voertuigen steeds meer gebruikt zullen worden. Bovendien is het om de impact van de ontwikkeling in accucapaciteit te simuleren interessanter om een relatief grote elektrische range als startpunt te nemen, anders zou de accucapaciteit van een EV in het XXL-scenario circa 384 km zijn (120 km * 3,2), wat nu al mogelijk is met een Tesla.



Eerst is de *waarde van de synergievoordelen* in kaart gebracht. Dit is de totale waarde van de synergievoordelen, die gerealiseerd wordt door in een scenario met een beperkt of hoog aantal EV's met behulp van slimme laadconcepten de synergie tussen zon-PV/wind en EV's te realiseren. Met andere woorden, het is het verschil tussen de kosten in een scenario indien alle EV's in dat desbetreffende scenario normaal opgeladen worden (geen synergie) en de kosten indien alle EV's met slimme laadconcepten worden geladen.

Dat laatste kan zijn slim (zon-PV gestuurd en vraaggestuurd laden: Scenario 2 en 3) of hetzelfde in combinatie met ook nog *vehicle-to-grid* (ook ontladen: Scenario 1, 4, 5 en 6).

Deze waarde zijn vergeleken met de waarden die in Hoofdstuk 2 zijn gepresenteerd voor buitenlandse studies.

Daarnaast zijn in deze studie ook de *meerkosten van een groei in het aantal EV's voor de elektriciteitssector* ingeschat. Een groei in het aantal EV's leidt naar verwachting tot hogere kosten voor de elektriciteitssector, bijvoorbeeld doordat alle EV's de vraag naar elektriciteit verhogen (en er dus ook meer elektriciteit geproduceerd moet worden). Deze kostenstijging zal hoger zijn voor normaal laden dan voor slim laden, doordat met slim laden kosten worden bespaard (synergievoordelen). Door de synergievoordelen wordt (een deel van) deze kostenstijging gecompenseerd. De meerkosten van een groei in het aantal EV's is bepaald door het relevante referentiescenario (Ref_beperkt of Ref_hoog) te vergelijken met de kosten in de scenario's wanneer alle EV's geladen worden met slimme laadconcepten.

3.3 Gehanteerde methode voor het waarden van de synergievoordelen

De twee synergievoordelen zijn verschillend van aard en zodoende zijn deze voordelen met verschillende modellen doorgerekend.

3.3.1 Methode voor kostenbesparing in elektriciteitsopwekking

Het eerste synergievoordeel (kostenbesparing energieopwekking) speelt op *systeemniveau*. Verschillen in energievraag bij de eindafnemer van elektriciteit (bijvoorbeeld door de aanschaf van een EV) werken door op de elektriciteitsproductie. Dit synergievoordeel speelt op Nederlandse schaal en hierbij is daarom niet ingezoomd op typische cases (bijvoorbeeld een woonwijk).

De waarde van het synergievoordeel voor de kosten van elektriciteitsproductie is gemodelleerd met behulp van CEFLEX, een model van de elektriciteitsmarkt. Dit model is kort omschreven in de volgende tekstbox.

CEFLEX: Model om effecten op/kosten van elektriciteitsproductie mee in beeld te brengen
CEFLEX is een simulatiemodel van de (centrale) elektriciteitsproductie in Nederland en Duitsland dat per uur de spotmarktprijs voor elektriciteit berekent uit de gesimuleerde inzet van individuele elektriciteitscentrales. Het doel van het model is de effecten van energiesysteemscenario's op de fossiele opwek, opwekkingsmix en de stroomprijs in beeld te brengen. CEFLEX is een zogenaamd *unit commitment model* dat de inzet van daadwerkelijke elektriciteitscentrales op uurbasis simuleert, gegeven een bepaalde totale vraag. Het model optimaliseert voor ieder vraagniveau de *least cost dispatch*, waarbij naar de korte termijn marginale productiekosten gekeken wordt. De stroomprijs volgt dan uit het snijpunt van vraag en aanbod. CEFLEX bevat momenteel Nederland en Duitsland als aparte markten, met de interconnectie daartussen (instelbaar als scenario-parameter). Bij grote interconnectie laat het model relatief vaak prijsconvergentie zien.



Aanbod

Het model bevat data over 175 centrales in Nederland en van 403 eenheden in Duitsland, waarbij het precieze aantal afhangt van het gekozen simulatiejaar en scenariokeuzes zoals het al dan niet uitfaseren van de oudere kolencentrales. De productie van wind en zon wordt in het model niet afgekapt, deze zitten dus altijd 'in de merit-order'. In het model zijn dynamische beperkingen zoals start- en stopkosten niet meegenomen in de beslissing van eenheden om al dan niet te draaien, maar wel technische beperkingen zoals min/max-load en hun efficiency bij verschillende output-levels. Het model bevat van de opgenomen centrales een gedetailleerde modellering van individuele eenheden via hun *heat rate-curves*.

Vraag

De modellering van de elektriciteitsvraag is gebaseerd op de historische vraag en groei-scenario's, maar omvat ook een aantal nieuwe vraagcategorieën die in scenario's gevarieerd kunnen worden, zoals elektrische auto's en *power-to-heat* in de industrie. Voor deze studie zijn de scenario's van de toekomstige vraag echter gemodelleerd met de scenario's in het CEGRID-model (zie volgende paragraaf) voor Nederland (met andere woorden niet voor Duitsland), deze vraag is ingevoegd in CEFLEX.

De prijsvorming van CEFLEX is gevalideerd aan APX 2011-2013. Het model neemt voor toekomstige prijsvorming (het zichtjaar is instelbaar, bijvoorbeeld 2025) de verwachte uitfaseringen (o.a. oude kolencentrales in Nederland, nucleair in Duitsland) en nieuwbouwplannen mee. Daarmee ziet de lijst centrales en de 'merit-order' daarvan er voor ieder simulatiejaar weer anders uit.

Doorrekeningen met CEFLEX geven inzicht in zowel de effecten op elektriciteitsproductie als de kosten hiervan: de stroomprijs in een bepaald scenario. Het verschil tussen 'normaal laden' en 'slimme' laadconcepten in de scenario's geeft een inschatting van de waarde van de synergie.

Prijsmechanisme

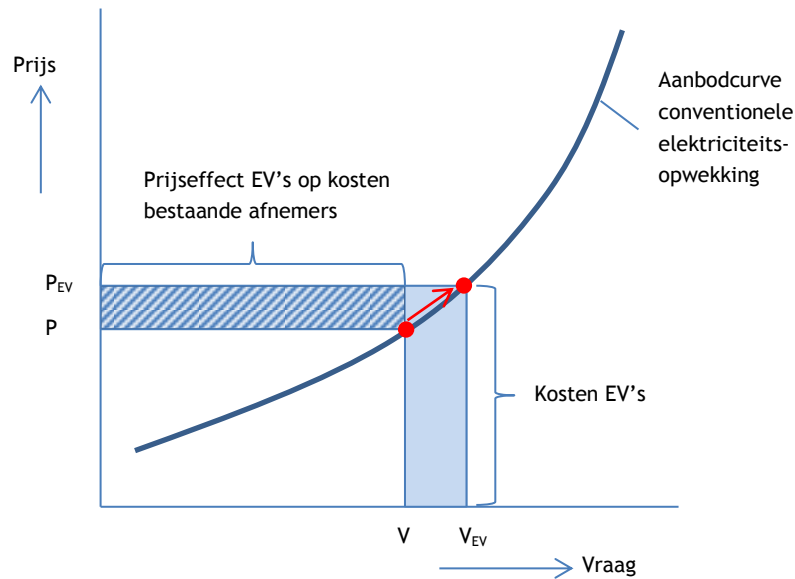
Figuur 11 visualiseert het mechanisme van hoe de vergrote vraag van EV's leidt tot een hogere stroomprijs voor een bepaald uur van het jaar waarin de EV-vraag zich voordoet. Door een grotere vraag ($V \rightarrow V_{EV}$) neemt de prijs toe ($P \rightarrow P_{EV}$). Volume maal een prijs geeft de totale kosten gemoeid met het laden van EV's, maar door het prijseffect veranderen ook de kosten voor andere elektriciteitsafnemers, omdat de prijs P_{EV} ook van toepassing is op het hele volume V . Het slimme laden zorgt ervoor dat de gemiddelde prijs op jaarbasis lager is dan die tijdens normaal laden, doordat 'dure uren' worden vermeden². Een lagere prijs betekent dat bij eindgebruikers kosten worden uitgespaard en geeft daarmee synergievoordelen. Dit is uitgerekend voor ieder scenario, de resultaten worden gepresenteerd in Paragraaf 3.4.

In Paragraaf 3.7 worden de meerkosten van de EV's voor het systeem, alsmede de prijs van de stroom die geladen wordt, expliciet behandeld, waarbij ook een uitsplitsing gemaakt tussen de kosten van het laden van de EV's die bij EV-eigenaren/exploitanten terugkomen, alsmede het prijseffect voor andere afnemers.

² Bij regulier laden kan dit verschijnsel samenvallen bij hoge vraag en dus hoge prijselasticiteit, terwijl in geval van slim laden dit verschijnsel zich met name bij lage vraag en dus lage prijselasticiteit voordoet.



Figuur 11 Aanbodcurve elektriciteit en relatie met EV-vraag en prijseffecten



Prijzen gebruikt in berekeningen

De brandstof- en CO₂-prijzen die zijn gebruikt in de berekeningen zijn weergegeven in Tabel 2.

Tabel 2 Brandstof- en CO₂-prijzen t.b.v. simulaties stroommarkt

	Huidige systeem en prijzen (2014)	Toekomstige systeem en prijzen (2025)
Gasprijs (€/GJ)	7,2	9,7
Kolenprijs (€/GJ)	2,0	2,3
CO ₂ -prijs (€/ton)	7,0	25,0

Niet in beeld gebracht

CEFLEX bevat geen expliciete modellering van *curtailment* (afschakelen bij 'overproductie') van wind en zon, en ook geen kosten die met het handhaven van de balans op de korte termijn (zoals frequentiehandhaving) gemoeid zijn. Synergievoordelen van slimme laadconcepten die hiermee samenhangen worden niet in beeld gebracht. Ook bevat CEFLEX geen modellering van de investeringen in centrales. Effecten daarop worden dus niet in beeld gebracht³.

We zijn voor deze studie geïnteresseerd in een kwantificatie van de waarde van de synergievoordelen en zijn niet geïnteresseerd in de verdelingseffecten. Daarom is in de CEFLEX-simulaties om praktische redenen de interconnectie tussen Nederland en Duitsland op nul GW gezet en beschouwen we puur de Nederlandse prijseffecten. Interconnectie en marktkoppeling is een erg belangrijk aspect van de tegenwoordige inrichting van de elektriciteitssector. Het effect van interconnectie is onder andere een toename van de flexibiliteit van het energiesysteem, waardoor een grotere leveringszekerheid geborgd is,

³ De in een jaar benodigde piekcapaciteit is uiteraard wel in beeld te brengen, maar dat is voor deze studie niet gedaan (zie volgende paragraaf).

naast ook (in het geval elektriciteit in omliggende landen goedkoper is) lagere prijzen voor afnemers. Als enkel naar de Nederlandse volumes en prijzen wordt gekeken en men zou interconnectie toestaan, dan manifesteren de effecten (synergiën) zich voor het grootste deel over de grens, waardoor een onderschatting van de synergie-effecten op de loer ligt. Hoewel we de synergie-effecten puur voor Nederland doorrekenen zijn de effecten er zeker ook in internationale context.

3.3.2 Methode voor kostenbesparingen in (lokale) energie-infrastructuur

Het tweede synergievoordeel (kostenbesparing in lokale energie-infrastructuur) speelt met name op *lokaal niveau*: een doorbraak van EV's en zon-PV vergt naar verwachting in eerste instantie de noodzaak tot lokale netverzwaringen.

De vraagstelling is of de synergie tussen EV's en zon-PV op lokaal niveau mogelijk in ieder geval gedeeltelijk verzwaringen van deze netten kunnen voorkomen. De gelijktijdige effecten van de invoeding van zon-PV en (het al dan niet gestuurd) laden van EV's zijn gesimuleerd met behulp van CEGRID, een simulatiemodel van netbelastingen. Dit model is kort omschreven in de volgende tekstbox.

Met behulp van CEGRID zijn drie cases doorgerekend:

1. Een woonwijk met woningen en kleine utiliteitsbedrijven met veel dakoppervlak en parkeerruimte voor EV's.
2. Een bedrijvenpark met een aantal grote utiliteitsgebouwen.
3. Heel Nederland.

De aannames voor de cases zijn te vinden in Bijlage B.1.

CEGRID: Model om belastingen in elektriciteitsnetten mee in beeld te brengen

Het CEGRID-model bevat een simulatie van elektriciteitsstromen op drie zogenaamde *netvlakken* gedefinieerd door spanningsniveau (hoogspanning, middenspanning, laagspanning). Het model is ontwikkeld om de effecten van verschillende scenario's op de netbelastingen en op de vereiste investeringskosten van netverzwaring mee in beeld te brengen. CEGRID rekent de netbelastingen door op uurbasis voor een heel jaar.

Op ieder netvlak worden door middel van profielen per uur afname en invoeding (o.a. door zon-PV) gesimuleerd. Door te werken op het niveau van de drie netvlakken is het model geschikt om op dat niveau te onderzoeken hoe netbelastingen beïnvloed worden door energiescenario's en de resulterende opwek- en belastingpatronen. Hierin is bijvoorbeeld het al dan niet gestuurd laden van EV's, de opwekking en invoeding van zon-PV, de productie van windenergie en belasting door elektrische of hybride warmtepompen opgenomen. Voor deze studie is het model uitgebreid met diverse sturingsalgoritmes voor slim en zongestuurd laden van EV's en *vehicle-to-grid*.

Het model is geschikt om buurten, wijken, steden of heel Nederland mee te simuleren, al naargelang de keuzes aan inputparameters. Het model simuleert niet de belasting van individuele fysieke netwerkcomponenten (zoals transformatorstations of kabels) maar aggregereert deze. De resulterende verschillen in piekbelastingen kunnen vervolgens worden gebruikt voor de waardering van de synergie.

Het model is doorontwikkeld op basis van trajecten die samen met netbeheerder Stedin zijn doorlopen in de periode 2014-2015 en is bij Stedin intern gevalideerd. CEGRID is gebaseerd op dezelfde methode, maar bevat generieke in plaats van specifieke Stedin kostenkentallen. Zodoende is het model representatief voor Nederland.

Bijlage B.1 vat de gehanteerde inputparameters en aannames samen en Bijlage C bevat technische details van het model.



Doorrekeningen met CEGRID laten verschillen in piek-netbelastingen zien tussen de verschillende scenario's (zie Paragraaf 3.2), waarbij een hogere piekbelasting betekent dat er in het net kosten gemaakt moeten worden, die door de synergie kunnen worden uitgespaard. De vertaling van pieknetbelasting naar kosten is geschat met een kental voor de kosten per kW pieknetbelasting (450 €/kW), gecorrigeerd voor bestaande overcapaciteit in lokale netten (50%). Het verschil tussen de normaal laden en de slimme laadconcepten in de scenario's kan bestempeld worden als de waarde van het synergievoordeel.

3.4 Waarde van synergievoordelen elektriciteitsopwekking

De reductie in fluctuaties in de vraag en het aanbod van elektriciteit door het combineren van EV's en hernieuwbare energieopwekking kan leiden tot kostenbesparingen in de opwekking van elektriciteit die zich manifesteren in lagere kosten voor afnemers (zie Paragraaf 2.3)

De effecten van 'zon-PV gestuurd laden' op de toekomstige stroomprijs zijn complex. Enerzijds is te verwachten dat zon-PV zorgt voor een dalende residuele energievraag in de middag (en veel studies laten dit ook zien, zoals bijvoorbeeld simulaties van DNV GL in (Berenschot, CE Delft, Overview, 2015). Dit heeft tot gevolg dat (onder andere) de gascentrales dan minder draaien en de stroomprijs dan lager is. Als EV's op die momenten, dus 's middags, worden geladen, dan zal de vraag aan fossiele centrales (de residuele vraag) ook toenemen waardoor de gascentrales misschien weer kunnen gaan opstarten. Het effect hiervan is dat de stroomprijs 's middags kan gaan stijgen in vergelijking met de situatie dat EV's niet synchroon met zon-PV laden. Het effect op de avondpiek zal echter omgekeerd zijn. Zonder gestuurd laden zullen EV's immers ook veel 's avonds gaan laden tijdens de avondpiek, waardoor op die momenten relatief inefficiënte en dus extra dure centrales moeten gaan draaien.

Het optimaal op de productie van hernieuwbaar afstemmen van het laden omvat dus deze twee aan elkaar gekoppelde effecten: reductie van elektriciteitsvraag aan centrales in de avond; en op peil blijven elektriciteitsvraag overdag. Het ene deeleffect is prijsdrukkend in de avonduren en het andere effect is prijsophogend in de daguren. Toch zal een vlakkere elektriciteitsvraag zich vertalen tot jaargemiddeld lagere opwekkingskosten van conventionele elektriciteit; dit is een efficiencywinst⁴.

De totale winst valt overigens uiteen in een deel voor de EV-eigenaren en een deel voor andere energie-afnemers (zie Paragraaf 3.3.1).

De volgende 'waarde' is niet gekwantificeerd:

- De waarde van het minder vaak stopzetten van windmolens (*curtailment*). Volgens studies in andere landen kan deze waarde echter significant zijn.
- Waarde voor korte termijn flexibiliteitsdiensten, waaronder de waarde op de onbalansmarkt en frequentiehandhaving. Met name *vehicle-to-grid-services* kunnen een hele reeks aan flexibiliteitsdiensten leveren.

⁴ Het is voorstelbaar dat de jaarpiekvraag ook lager wordt, wat zich kan vertalen in geringere kosten voor productiecapaciteit. Omdat er nu noch op korte- en middellange termijn in Nederland behoefte is aan extra productiecapaciteit, is dit voordeel niet gemonetariseerd. Dit betekent niet dat hier geen waarde zit.



Dit is niet onbelangrijk, omdat de prijzen op de onbalansmarkt extremer zijn dan op de spotmarkt⁵.

- Als de jaarpiekvraag door het ‘slimme’/gestuurde laden ook lager wordt, kan zich dit vertalen in besparingen op kosten voor het handhaven van productiecapaciteit. Omdat er nu noch op korte- en middellange termijn in Nederland behoefte is aan extra productiecapaciteit is dit voordeel niet gemonetariseerd. Dit betekent niet dat hier geen waarde zit, deze waarde kan op lange termijn zeer significant zijn, zoals bijvoorbeeld blijkt uit de MKBA intelligente netten (CE Delft & KEMA, 2012).

De synergievoordelen worden in beeld gebracht door de totale kosten van de fossiele elektriciteitsopwekking in de verschillende scenario's te beschouwen en daarbij dan te kijken naar het verschil dat slim gestuurd/*vehicle-to-grid* maakt voor deze kosten.

Het gaat hier dus om de totale maatschappelijke kosten van elektriciteit, de synergievoordelen van het slim/*vehicle-to-grid*-laden vallen deels toe aan de EV-eigenaar en deels aan andere elektriciteitsgebruikers. De synergievoordelen zijn voor de zes scenario's doorgerekend met CEFLEX en de resultaten zijn samengevat in Tabel 3.

In de doorrekening is gebruik gemaakt van twee verschillende scenario's: 2014 en 2025. Dit is van belang omdat de kosten van de elektriciteitsopwekking sterk afhankelijk zijn van brandstof- en CO₂-prijzen⁶.

Tabel 3 Berekende waarde synergievoordelen kostenbesparingen in elektriciteitsproductie

	Scenario*					
	1	2	3	4	5	6
Huidige systeem en prijzen (2013)						
Totale waarde synergievoordeel (mln.€/j)**	22	84	132	24	176	108
Waarde synergievoordeel per EV (€/auto/j)	89	84	132	97	176	108
Toekomstige systeem en prijzen (2025)						
Totale waarde synergievoordeel (mln.€/j)**	17	75	108	18	154	89
Waarde synergievoordeel per EV (€/auto/jaar)	70	75	108	73	154	89

* Het betreft het verschil tussen normaal laden (geen synergie) en slimme laadconcepten (realisatie lagere piek-jaarvraag door synergie) in het desbetreffende scenario met beperkt/veel zon-PV en beperkt/veel EV's.

** De waarde geeft het verschil weer tussen de totale kosten van conventionele elektriciteitsopwekking om aan de residuele energievraag te voldoen onder de laadconcepten 'normaal laden' en 'slim laden' respectievelijk '*vehicle-to-grid*-laden'.

Noot: Inputparameters en meer gedetailleerde uitkomsten zijn te vinden in Bijlage B.3.

⁵ Er bestaat nog geen goed simulatiemodel voor de onbalansmarkt waarmee scenario's zoals gedefinieerd in deze studie kan worden doorgerekend. De auteurs van dit onderzoek verkennen momenteel manieren hoe een dergelijk model kan worden ontwikkeld, zodat dit in de toekomst in beeld kan worden gebracht.

⁶ Naast brandstofprijzen verschilt in de zichtjaren ook de omvang van het centrale productiepark omdat het model afhankelijk van het ingestelde jaar de geplande uitfaseringen en nieuwbouw van centrales meeneemt.



Tabel 3 laat zien dat het slim combineren van EV's en zon-PV/windenergie in alle scenario's en voor alle gesimuleerde stroomprijsscenario's leidt tot een synergievoordeel. De totale berekende waarde van het synergievoordeel varieert in de verschillende scenario's tussen de (afgerond) 20 tot 180 mln. euro per jaar. Uitgedrukt per auto per jaar varieert de waarde tussen de circa 70 en 180 euro per EV (PHEV/FEV) per jaar. De grootste synergievoordelen ontstaan in scenario's met veel EV's en *vehicle-to-grid*-laden.

Wat opvalt is dat bij een beperkte hoeveelheid hernieuwbare energie (Scenario 3 en 5) de synergievoordelen groter zijn dan bij veel hernieuwbare energie (Scenario 2 en 6). Dit kan worden verklaard door de hogere fossiele energievraag (in Scenario 3 en 5), wat leidt tot hogere kosten per kWh van de fossiele elektriciteitsproductie ten behoeve van residuele energievraag. Er is in de modellering geen rekening gehouden met een verandering in de opgestelde fossiele centrale. Het is echter goed denkbaar dat bij een hoog aandeel hernieuwbaar een deel van het fossiele park wordt gesloten, wat enerzijds kan leiden tot additionele kostenbesparingen (lagere beheerskosten) en anderzijds voor een groter prijseffect van slim laden en *vehicle-to-grid*⁷.

Als het aantal EV's beperkt is (Scenario 1 en 4) dan zijn de synergievoordelen geringer, zowel absoluut als per EV.

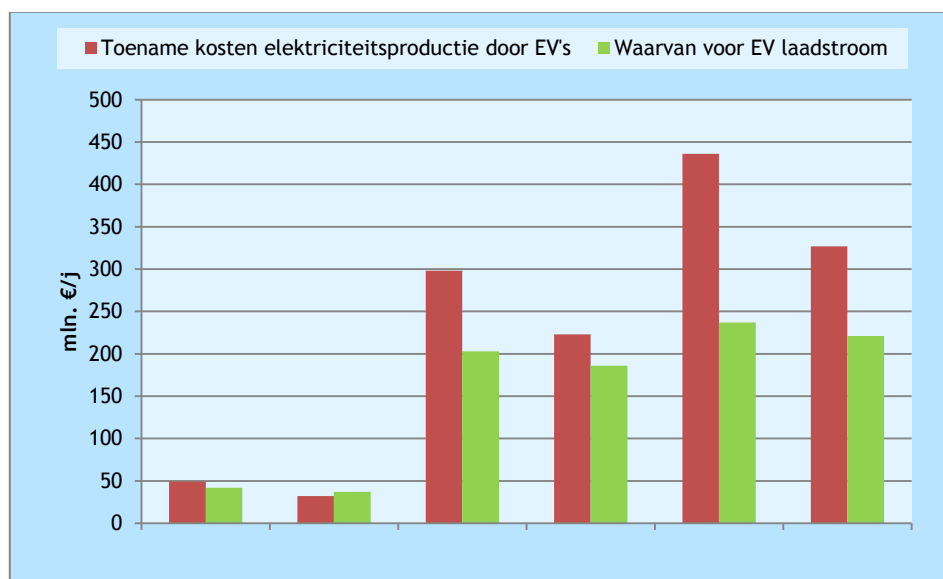
Het verschil tussen *vehicle-to-grid*-laden en slim laden bedraagt circa 20 mln. euro/j (gemiddeld verschil tussen Scenario 6 en 2) tot 45 mln. euro (gemiddeld verschil tussen Scenario 5 en 3), dit lijkt relatief bescheiden en is waarschijnlijk een onderschatting⁸. De resultaten zijn ook weergegeven in Figuur 12.

⁷ Dit zou er namelijk toe leiden dat slim laden en *vehicle-to-grid*-effect heeft in een wat steiler gebied van de aanbodcurve van de 'merit-order'.

⁸ De baten van *vehicle-to-grid* ontstaan in deze simulaties vooral door het terug leveren tijdens dure uren, maar het aantal dure uren is zowel in de 2013 als in de 2025 simulaties nogal beperkt, dus de baten van V2G zijn conservatief berekend. Het 'slim laden' zorgt in deze simulaties al voor laden in ofwel de zonne-uren danwel in de goedkoopste uren, dus *vehicle-to-grid* is in deze simulaties voor het laden op momenten van lage prijzen niet beter dan slim laden. Verder is het zo (reeds genoemd) dat *vehicle-to-grid* een aantal diensten aan het elektriciteitssysteem kan leveren die niet zijn gesimuleerd: kortetermijnbalanshandhaving, frequentiehandhaving, etc.



Figuur 12 Waarde synergievoordelen voor de kosten Nederlandse conventionele elektriciteitsproductie



3.5 Waarde van kostenbesparing in (lokale) energie-infrastructuur

Het combineren van EV's en hernieuwbare energieopwekking kan leiden tot kostenbesparingen in de lokale netten doordat fluctuaties in de vraag en het aanbod kunnen worden gereduceerd. De voorwaarde om deze synergie te realiseren is de toepassing van slimme laadconcepten. Dit synergievoordeel is beschreven in Paragraaf 2.4.

Zoals hierboven werd beschreven is de waarde van de synergie bepaald als het verschil tussen de vereiste netverzwaringen bij toekomstige scenario's met EV's en hernieuwbare energie zonder slimme laadconcepten (normaal laden) en de vereiste netverzwaringen bij deze toekomstige scenario's indien slimme laadconcepten worden toegepast. Dit is zowel gedaan voor een typische woonwijk, een typisch bedrijvenpark, als voor heel Nederland.

De resultaten zijn samengevat in Tabel 4. De reductie in de piek-jaarvraag voor het LS-net in de gedefinieerde woonwijk varieert van -0,08 (toename⁹) en 0,73 MW in 2025 wanneer EV's en zon-PV slim gecombineerd worden. In het gedefinieerde bedrijvenpark is dit 0,01 tot 0,04 MW. De berekeningen voor heel Nederland komen neer op een reductie in de piek-jaarvraag voor het LS-net van 230 tot 1.050 MW in 2025.

⁹ In Scenario 2 en 6 leidt slim laden op woonwijkniveau tot een hogere piekbelasting dan normaal laden in het laagspanningsnet. Dit wordt veroorzaakt door het feit dat slim laden ervoor zorgt dat de batterij van EV's wordt opgeladen op een moment dat de totale residuele vraag van alle netten (met andere woorden de energievraag die overblijft nadat het aanbod hernieuwbaar is ingezet) laag is, omdat de energiekosten dan het laagst zijn. Dit moment kan echter samenvallen met momenten dat de residuele vraag op het laagspanningsnet (van huishoudens) wel hoog is. In dat geval verhoogt slim laden de piekbelasting op wijkniveau.

Tabel 4 Waarde synergievoordelen vermeden investeringen in lokale netten in 2025

	Scenario					
	1	2	3	4	5	6
Reductie piekvraag LS woonwijk (MW)*	0,30	-0,08	0,73	0,30	0,73	-0,08
Reductie piekvraag LS bedrijvenpark (MW)*	0,01	0,02	0,04	0,01	0,02	0,02
Reductie piekvraag LS in Nederland (MW)*	220	890	1.050	220	625	770
Totale waarde uitgespaarde netinvesteringen over levensduur van de netten, voor heel Nederland (€mln.)**	50	200	236	50	141	173
Totale waarde per EV (€/auto per jaar)	198	200	236	198	141	173
Jaarlijkse waarde synergie (€mln.)***	3	10	12	3	7	9
Jaarlijkse waarde synergie per auto (€/auto per jaar)	10	10	12	10	7	9

* Het betreft het verschil tussen normaal laden (geen synergie) en slimme laadconcepten (realisatie lagere piek-jaarvraag door synergie) in het desbetreffende scenario met beperkt/veel zon-PV en beperkt/veel EV's.

** Waarde is berekend door de reductie in piekvraag LS voor heel Nederland te waarderen met een kental van 450 €/kW gereduceerde piekvraag, gecorrigeerd voor beschikbare overcapaciteit in de netten waarvoor een geschatte 50% is aangehouden.

*** Jaarlijkse besparing in CAPEX bij een levensduur van 50 jaar en een discontovoet van 4,5%.

Noot: Meer gedetailleerde uitkomsten zijn te vinden in Tabel 13 in Bijlage B.2.

De waarde van deze synergie zijn de uitgespaarde kosten voor capaciteitsvergroting (verzwaring) die in een situatie met normaal laden hadden moeten worden gemaakt door netbeheerders om deze aantallen EV's en zon-PV mogelijk te maken. Deze vermeden investeringen kunnen met een waardering van 450 €/kW gereduceerde piek-jaarvraag worden ingeschat¹⁰.

Een vermenigvuldiging van de totale reductie in het LS net met dit kental zou echter leiden tot een overschatting van de synergie. Het lokale net hoeft namelijk niet altijd verzward te worden: een groot deel van de huidige MS/LS onderstations biedt voorlopig voldoende capaciteit om de toename in piek-jaarvraag op te vangen (zie bijvoorbeeld Figuur 7). Daarom is een afslag van 50%¹¹ op het hiervoor genoemde kental toegepast om voor deze overcapaciteit te corrigeren. De totale waarde van de synergie komt daarmee op (afgerond) 50 tot 240 mln. euro over de levensduur van de energie-infrastructuur¹².

De laagste synergievoordelen zijn gerealiseerd in Scenario 1 en 4 (beperkte groei EV's i.c.m. slim laden en veel zon-PV/windenergie) en de hoogste voordelen in Scenario 5 (sterke groei EV's i.c.m. *vehicle-to-grid* en beperkte zon-PV en windenergieproductie). De waarde van dit synergievoordeel is even groot voor vergelijkbare scenario's met slim laden en *vehicle-to-grid* (met andere woorden de waarde van de synergie is gelijk voor Scenario 2 en 6 en

¹⁰ De inschatting van de kosten van netverzwaringen in LS-netten varieert sterk. (CE Delft & KEMA, 2012) hanteren 820-1.220 €/kW voor LS; neerwaarts bijgesteld door (CE Delft, 2010). Deze kosten worden voor een groot deel door de netten zelf en niet de onderstations bepaald. (PBL & DNV GL, 2014) laten zien dat een groot deel van de uitbreidingskosten door onderstations worden veroorzaakt, het kostenkental is veel lager (50-100 €/kW). Voor de kwantificering is met een gemiddelde van 450 €/kW gewerkt.

¹¹ De beschikbare overcapaciteit van de verschillende netbeheerders varieert sterk. De 50% afslag is een gemiddelde waarde ingeschat door CE Delft op basis van de informatie van verschillende netbeheerders.

¹² Hier moet wel worden opgemerkt dat de eenmalige investering van de publieke laadinfrastructuur (circa 80 mln. euro) hier niet is meegenomen. Hetzelfde geldt voor investeringen om slim laden mogelijk te maken. De verwachting is dat deze investeringen grotendeels (of mogelijk zelfs meer dan volledig) kunnen worden terugverdiend met de waarde van de synergievoordelen voor de lokale energie-infrastructuur.



voor Scenario 3 en 5). *Vehicle-to-grid* leidt dus niet tot hogere besparingen voor de lokale energie-infrastructuur t.o.v. slim laden (zonder ontladen) in onze modellering.

Met een discontovoet (gemiddelde kapitaalkosten - WACC) van 4,5% en een levensduur van 50 jaar kan de jaarlijkse waarde van deze synergie in beeld worden gebracht. De jaarlijkse besparingen die netbeheerders gemiddeld realiseren komen dan neer op 3 tot 12 mln. euro/jaar afhankelijk van het gekozen scenario.

Onzekerheden

Uiteraard zijn er naast het daadwerkelijk optreden van het specifieke scenario een aantal belangrijke onzekerheden.

- De daadwerkelijke kosten van netverzwaringen zullen het resultaat bepalen, deze zijn in bovenstaande analyse geschat met een kostenkental, niet met daadwerkelijke investeringen.
- De mate van gelijktijdigheid en gelijkmatigheid van de verspreiding en penetratie van EV en PV bepalen de synergie-mogelijkheden.
- De kwantificering is het resultaat van berekeningen met een simulatie-model, hierin is het collectieve gedrag van een grote aantal gebruikers (bijvoorbeeld het aantal EV's dat is aangesloten op het net) en de configuratie van technische systemen (inclusief het laadprofiel) belangrijk maar onzeker.

3.6 Totale waarde van synergievoordelen EV's en zon-PV/windenergie

Tabel 5 vat de totale waarde van de gemodelleerde synergievoordelen die in de vorige paragrafen zijn gepresenteerd samen.

Tabel 5 Totale waarde van synergievoordelen tussen EV's en zon-PV/windenergie in 2025 in NL

	Scenario					
	1	2	3	4	5	6
<i>Zon-PV/wind</i>	<i>Hoog</i>	<i>Hoog</i>	<i>Beperkt</i>	<i>Hoog</i>	<i>Beperkt</i>	<i>Hoog</i>
<i>Groei EV's</i>	<i>Beperkt</i>	<i>Hoog</i>	<i>Hoog</i>	<i>Beperkt</i>	<i>Hoog</i>	<i>Hoog</i>
<i>Laadgedrag</i>	<i>Slim + V2G</i>	<i>Slim</i>	<i>Slim</i>	<i>Slim + V2G</i>	<i>Slim + V2G</i>	<i>Slim + V2G</i>
<i>Accu capaciteit</i>	<i>Trend</i>	<i>Trend</i>	<i>Trend</i>	<i>XXL</i>	<i>Trend</i>	<i>Trend</i>
Berekende waarde van de synergievoordelen (€ mln./jaar)						
Kostenbesparing elektriciteitsproductie excl. kortetermijn flex.	17-22	75-84	108-132	18-24	154-176	89-109
Vermeden <i>curtailment</i> : stopzetten windmolens	pm	pm	pm	pm	pm	pm
Kostenbesparing lokale energie-infrastructuur	3	10	12	3	7	9
Totale waarde synergievoordelen*	22 (20 tot 25)	89 (85 tot 94)	132 (120 tot 144)	24 (21 tot 27)	172 (161 tot 183)	107 (98 tot 117)
Totale waarde per EV (€/EV per jaar)	89 (80 tot 99)	89 (85 tot 94)	132 (120 tot 144)	95 (83 tot 107)	172 (161 tot 183)	107 (98 tot 117)

* Exclusief korte termijn flexibiliteitsopties (o.a. voor frequentiehandhaving), *curtailment* en besparingen op investeringen in piekcapaciteit.



De totale waarde van de synergievoordelen ligt tussen de 89 en 172 euro per EV per jaar. Dat komt voor heel Nederland neer op zo'n 22 mln. tot 172 mln. euro per jaar, afhankelijk van het scenario. Gezien de onzekerheden kunnen we hieruit concluderen dat de synergievoordelen die in beeld zijn gebracht qua ordegrrootte circa 100 tot 200 euro per EV per jaar bedragen. Met name bij *vehicle-to-grid* zouden de voordelen nog veel hoger kunnen zijn omdat met name daarvoor een aantal voordelen die in deze studie niet zijn gekwantificeerd significant kunnen zijn.

In Tabel 6 is een vergelijking gemaakt met de waardes die voor andere landen zijn gepresenteerd in Hoofdstuk 2 op basis van bestaande literatuur. De resultaten van de scenario's met enkel slim laden (zonder ontladen: Scenario 2 en 3) ligt qua ordegrrootte in lijn met literatuur. De waarde van de synergie in scenario's met *vehicle-to-grid* (Scenario's 1, 4, 5 en 6) lijken iets te liggen aan de onderkant van het spectrum van wat er in andere landen is gemodelleerd.

De verschillen kunnen gedeeltelijk verklaard worden door achterliggende aannames in de scenario's en modellering, bijvoorbeeld aantallen EV's en zon-PV/wind, de duur waarop EV's op het net zijn aangesloten, de methode om vraaggestuurd laden en ontladen te modelleren, de huidige kosten van elektriciteitsopwekking, het feit dat alleen *day-ahead*-marktmodellering is opgenomen en geen onbalansmarktmodellering, etc.

Tabel 6 Vergelijking van de gemodelleerde waarde met bestaande literatuur

Studie	Land	Synergievoordeel (€/EV per jaar)		
		Kostenbesparing (conventionele elektriciteitsopwekking*)	Vermijden van stopzetten windmolens	Kostenbesparing netten
Slim laden (zonder V2G)				
Deze studie	NL	€ 75- 132	pm	€ 10- 12
Cambridge Econometrics; Elementenergy; Ricardo-AEA, 2012	UK	€ 50- 100	€ 50- 60	pm
Insero e-mobility, 2015	DK	€ 10- 61	pm	pm
Slim laden met ontladen (V2G)				
Deze studie	NL	€ 17- 176	pm	€ 7- 10
Insero e-mobility, 2015	DK	€ 175- 1.079	pm	pm
Sioshansi & Denholm, 2010	US	€ 44- 214	pm	pm

* De methode waarmee deze kostenbesparingen zijn ingeschat verschilt tussen de verschillende studies. In Insero e-mobility (2015) zijn vooral de baten voor korte termijn balanshandhaving (frequentiebalancering) ingeschat. Dit verklaart waarom de baten met *vehicle-to-grid* zoveel hoger zijn. Het is onduidelijk of deze baten ook representatief kunnen zijn voor de Nederlandse situatie.

3.7 Meerkosten van een groei in EV's voor de elektriciteitssector

In de vorige paragraaf zijn de synergievoordelen in beeld gebracht van het slim combineren van EV's en duurzame elektriciteitsopwekking. Dit betreft de voordelen die kunnen worden behaald door slim laden en *vehicle-to-grid*. De vraag die in deze paragraaf wordt beantwoord is wat de *totale kostenimpacts* zijn van het slim combineren van EV's met duurzame elektriciteitsopwekking.



Deze kosten zijn een combinatie van:

- De meerkosten in de elektriciteitsopwekking als gevolg van het vergroten van de energievraag door EV's (zowel met als zonder gecombineerd met slim laden/*vehicle-to-grid*). De kosten vallen uiteen in de kosten van de elektriciteitsopwekking (kosten van de stroom) en - bij een toegenomen piekcapaciteit - de kosten van extra opwekkingscapaciteit (voldoende centrales). Alleen de eerste is gekwantificeerd. Deze valt weer uit in twee onderdelen:
 1. Kosten die bij EV-eigenaren/exploitanten neerkomen: de kosten van de stroom waarmee wordt geladen.
 2. Kosten voor andere elektriciteitsafnemers doordat, bij een (dankzij EV's) vergrote vraag, de gemiddelde elektriciteitsprijs gedurende het jaar stijgt (zie Paragraaf 3.3.1).
- De meerkosten in de investeringen in elektriciteitsnetten als gevolg van het toevoegen van EV's (ook weer zowel met als zonder gecombineerd met slim laden/*vehicle-to-grid*).

3.7.1 Kosten van elektriciteitsproductie voor EV's

Tabel 7 toont de toename, ten opzichte van de referenties, van de opwekkingskosten van de conventionele elektriciteit in de verschillende doorgerekende scenario's onder de verschillende laadconcepten. Het eerste getal betreft steeds de meerkosten bij regulier laden; het tweede getal betreft de meerkosten met slim laden en evt. *vehicle-to-grid*.

Tabel 7 Kostenontwikkeling elektriciteitsproductie in scenario's, het eerste getal is steeds onder regulier laden, het tweede getal is onder slim respectievelijk slim laden + *vehicle-to-grid*

	Scenario					
	1	2	3	4	5	6
<i>Zon-PV/wind</i>	<i>Hoog</i>	<i>Hoog</i>	<i>Beperkt</i>	<i>Hoog</i>	<i>Beperkt</i>	<i>Hoog</i>
<i>Groei EV's</i>	<i>Beperkt</i>	<i>Hoog</i>	<i>Hoog</i>	<i>Beperkt</i>	<i>Hoog</i>	<i>Hoog</i>
<i>Laadgedrag</i>	<i>Slim + V2G</i>	<i>Slim</i>	<i>Slim</i>	<i>Slim + V2G</i>	<i>Slim + V2G</i>	<i>Slim + V2G</i>
<i>Accu capaciteit</i>	<i>Trend</i>	<i>Trend</i>	<i>Trend</i>	<i>XXL</i>	<i>Trend</i>	<i>Trend</i>
Huidige systeem en prijzen (2014)						
Toename kosten elektriciteitsproductie door EV's	41 -> 19	251 -> 167	410 -> 278	41 -> 17	410 -> 234	251 -> 143
Waarvan voor EV-laadstroom	24 -> 20	141 -> 126	170 -> 154	24 -> 20	170 -> 153	141 -> 124
Waarvan via prijseffect op andere elektriciteitsgebruikers	17 -> -1	110 -> 41	240 -> 124	17 -> -3	240 -> 81	110 -> 19
Toekomstige systeem en prijzen (2025)						
Toename kosten elektriciteitsproductie door EV's	49 -> 32	298 -> 223	436 -> 327	49 -> 31	436 -> 282	298 -> 209
Waarvan voor EV-laadstroom	42 -> 37	203 -> 186	237 -> 221	42 -> 37	237 -> 221	203 -> 183
Waarvan via prijseffect op andere elektriciteitsgebruikers	7 -> -5	95 -> 37	199 -> 106	7 -> -6	199 -> 61	95 -> 26

Het overzicht laat zien dat de totale opwekkingskosten toenemen door het toevoegen van EV's, maar dat deze toename fors afneemt als er gebruik wordt gemaakt van slim laden.

Te zien is ook dat als er slim of slim met *vehicle-to-grid* wordt geladen, dat het grootste deel van de kosten voor de elektriciteitsopwekking belandt bij de EV-eigenaar of exploitant zelf. De impact van het prijseffect van het EV-laden volume op de kostentoeename voor andere elektriciteitsgebruiken kan met



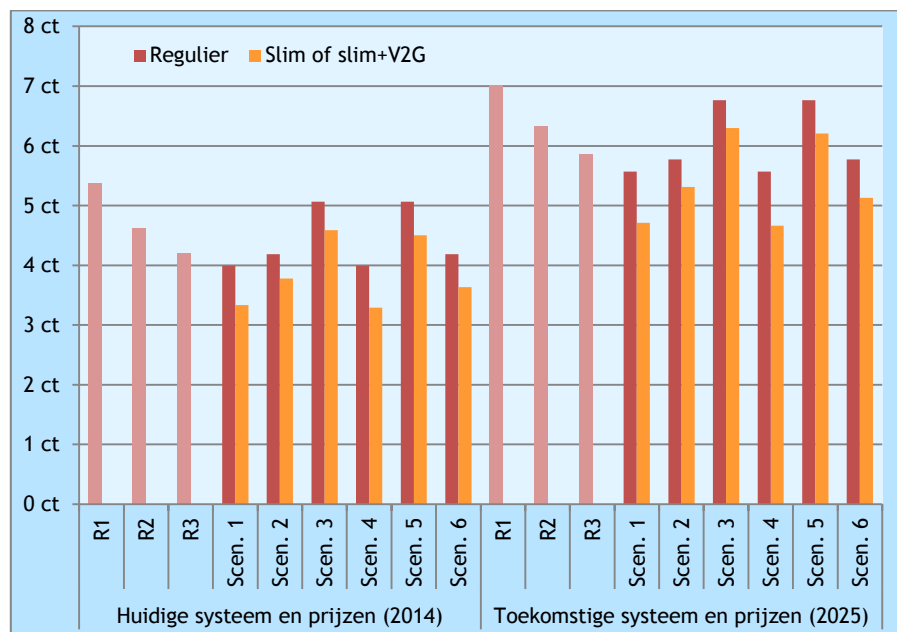
vehicle-to-grid zelfs omslaan naar negatief. Dit betekent dat de stroomprijs voor andere elektriciteitsgebruikers daalt - wat het belang van de systeemfunctie van *vehicle-to-grid* onderstreept.

Doordat een aantal synergievoordelen van *vehicle-to-grid* niet zijn gekwantificeerd, zal het totale effect nog groter zijn. Het is zelfs niet ondenkbaar dat bij toepassing van *vehicle-to-grid* de kosten van de extra elektriciteitsvraag door de EV's (vrijwel) volledig worden gecompenseerd door de synergievoordelen. Om dit te kunnen bepalen is echter nader onderzoek noodzakelijk.

3.7.2 Stroomprijs voor laden EV's

In Figuur 13 is te zien hoe de gemiddelde prijs waartegen EV's laden in de slimme laadconcepten zich verhoudt tot de gemiddelde prijs in de referentiescenario's, alsmede hoe de gemiddelde prijs van het laden naar beneden gaat door het gebruik te maken van de slimme laadconcepten en *vehicle-to-grid*. Ook is aan de gemiddelde prijs van de referenties te zien hoe de toename van hernieuwbare energie zorgt voor een gemiddeld lage prijs. In geen van de scenarioberekeningen geschiedt het laden van EV's mits dit slim of met *vehicle-to-grid* gebeurt - tegen hogere gemiddelde prijzen dan de referentie. Zeker in het geval van *vehicle-to-grid* wordt gemiddeld tegen veel lagere kosten geladen dan de gemiddelde stroom in de referentie. Ook is uit het prijsverschil regulier en het slim/*vehicle-to-grid* laden te zien wat de directe financiële incentive is voor het slimme alternatief.

Figuur 13 Prijs van de laadstroom t.b.v. laden van EV's (€ct./kWh); de prijs voor de referenties is niet de prijs van de laadstroom maar de totaal volume gewogen gemiddelde prijs (dus niet de EV-laadstroom)



3.7.3 Meerkosten van een groei in EV's voor lokale energie-infrastructuur

De meerkosten van EV's t.o.v. referenties zonder groei in het aantal EV's (met andere woorden enkel veel (ref_hoog) of beperkt (ref_beperkt) zon-PV en windenergie) is samengevat in Tabel 8.



Tabel 8 Meerkosten door groei in het aantal EV's voor lokale netten in 2025, voor slim/V2G laden

	Scenario					
	1	2	3	4	5	6
Toename LS in wijk (MW)*	-0,3	0,6	0,2	-0,3	0,2	0,6
Toename LS in bedrijvenpark (MW)*	-0,01	-0,03	0,04	-0,01	0,06	-0,03
Toename LS in Nederland (MW)*	-39	113	-46	-39	378	230
Totale meerkosten netinvesteringen over de levensduur door groei in EV's (€mln.)**	-9	25	-10	-9	85	52
Jaarlijkse meerkosten netinvesteringen door groei in EV's (€mln.)***	-2	6	-2	-2	19	12
Jaarlijkse meerkosten per auto (€/EV)	-8	6	-2	-8	19	12

* Het betreft het verschil tussen de toekomstige scenario's met veel EV's die slim geladen worden met de desbetreffende referenties met het huidige aantal EV's die normaal geladen worden (ref_beperkt/hoog).

** Waarde is berekend door de toename in piekvraag te waarderen met een kental van 450 €/kW gereduceerde piekvraag, gecorrigeerd voor beschikbare overcapaciteit in de netten (50%).

*** Jaarlijkse besparing in CAPEX bij een levensduur van 50 jaar en een discontovoet van 4,5%.

Noot: Meer gedetailleerde uitkomsten zijn te vinden in Tabel 13 in Bijlage B.2.

Tabel 8 laat zien dat in een aantal scenario's EV's in combinatie met slim laden en/of *vehicle-to-grid* kunnen zorgen voor een netto kostenbesparing in de lokale energie-infrastructuur, ten opzichte van een situatie zonder EV's (Scenario 1, 3, 4). In een aantal andere scenario's zijn er wel kosten, maar de kosten zijn kleiner dan de effecten op de kosten van elektriciteitsproductie.

3.7.4 Totale meerkosten van een groei in EV's

Tabel 9 bevat de totale meerkosten voor de groei van de EV's, onder de conditie dat deze slim of met *vehicle-to-grid* worden geladen. De tabel laat zien dat het toevoegen van EV's leidt tot netto kosten voor het elektriciteitssysteem, dat wil zeggen, de kosten van de extra elektriciteitsvraag wordt niet volledig gecompenseerd door de synergievoordelen die kunnen worden behaald met slim laden en *vehicle-to-grid*. De meerkosten bedragen (afgerond) circa 100 tot 300 euro per EV per jaar.

Hierbij dient wel de kanttekening gemaakt te worden dat sommige kostenbesparingen van met name *vehicle-to-grid* niet zijn gekwantificeerd (bijdrage aan korter termijn balanshandhaving en voorkomen van *curtailment*). Als deze kostbesparingen zouden worden meegenomen zouden de netto kosten van het slim toevoegen van EV's lager liggen.

Te zien is dat de meeste meerkosten zitten in het energiegebruik van de EV's, maar er zijn via het prijseffect ook kosten voor andere energiegebruikers. De kosteneffecten op lokale energie-infrastructuur is veel kleiner dan de effecten op de kosten van elektriciteitsopwekking.



Tabel 9 Totale meerkosten voor groei in EV's

	Scenario					
	1	2	3	4	5	6
Zon-PV/wind	Hoog	Hoog	Beperkt	Hoog	Beperkt	Hoog
Groei EV's	Beperkt	Hoog	Hoog	Beperkt	Hoog	Hoog
Laadgedrag	Slim + V2G	Slim	Slim	Slim + V2G	Slim + V2G	Slim + V2G
Accucapaciteit	Trend	Trend	Trend	XXL	Trend	Trend
Lokale energie-infrastructuur (€mln.)	-2	6	-2	-2	19	12
Andere elektriciteitsgebruikers via prijseffect (€mln.)	-3	39	115	-5	71	23
Elektriciteit ('brandstof' EV's)(€mln.)	29	156	188	29	187	154
Totaal extra kosten door toename EV's (slim/slim+V2G) (€mln.)	24	201	300	22	277	188
Gemiddelde extra kosten door toename EV's (slim/slim+V2G) per EV (€/jaar)	94	201	300	88	277	188

* Gemiddelde van '2014 systeem en prijzen' en '2025 systeem en prijzen'.



4 Conclusies en aanbevelingen

4.1 Inleiding

Dit hoofdstuk vat de resultaten van de in de voorgaande hoofdstukken gepresenteerde kwalitatieve en kwantitatieve analyse samen en geeft daarmee antwoord op de hoofdvraag van deze studie (zie volgende tekstbox).

Dit hoofdstuk geeft antwoord op de centrale vraag:

Wat is de ordegrootte van de totale maatschappelijke waarde van de synergievoordelen van het combineren van elektrisch wegvervoer en lokale duurzame elektriciteitsopwekking?

4.2 Conclusies

Een groei in het aantal EV's zal kosten met zich meenemen voor de elektriciteitsproductie en zal lokale netverzwaringen vergen wanneer deze normaal geladen worden. Deze studie laat echter zien dat wanneer de energievraag van deze EV's slim gecombineerd wordt met het aanbod in hernieuwbare energie (met slim laden en ontladen/*vehicle-to-grid*) dit grote voordelen met zich mee brengt waarmee deze kostenstijging gedeeltelijk (en soms zelfs mogelijk volledig) kan worden voorkomen.

Er zijn drie synergievoordelen die door middel van slimme laadconcepten, zoals vraaggestuurd laden (slim laden) en ontladen (*vehicle-to-grid*), kunnen worden gerealiseerd:

1. Kostenbesparing in (conventionele) elektriciteitsproductie.
2. Kostenbesparing in lokale energie-infrastructuur.
3. Versnelling toename EV's en zon-PV door groei in één van beiden.

De grootste synergievoordelen zijn te verwachten in de besparingen in elektriciteitsopwekking. Deze kostenbesparing komt voort uit:

- Vermindering van de fluctuatie in de energievraag die moet worden opgevangen door conventionele kolen- en/of gascentrales.
- Het vermijden van het tijdelijk stopzetten van hernieuwbare energieproductie (met name wind *curtailment*).
- Het voorkomen of uitstellen van investeringen in pieklastcapaciteit.
- Het opvangen van kortcyclische fluctuaties in elektriciteitsvraag en aanbod om de balans op de korte termijn te handhaven (zoals frequentiehandhaving).

De kostenbesparing in (conventionele) elektriciteitsproductie (eerste van de vier hierboven genoemde) treedt op op systeemniveau (met andere woorden op Nederlandse schaal) doordat regelbare gas- en kolengestookte elektriciteitscentrales die fluctuaties in de vraag en in het aanbod opvangen minder vaak hoeven bij te schakelen bij tekorten en af te schakelen bij overschotten hernieuwbare elektriciteitsproductie. De grootte van dit voordeel is gekwantificeerd met behulp van het model CEFLEX. Dit is gedaan voor zes uiteenlopende scenario's met verschillende aantallen EV's en zon-PV en voor verschillende slimme laadconcepten en accuontwikkelingen.



Het tweede voordeel (het voorkomen van wind *curtailment*) is niet gekwantificeerd in deze studie, maar buitenlandse studies tonen aan dat de waarde hiervan significant kan zijn (bijvoorbeeld 50-60 euro per EV per jaar in het Verenigd Koninkrijk). De potentiële synergievoordelen door kostenbesparingen op korte termijn balanshandhaving kunnen bij toepassing van *vehicle-to-grid* zeer significant zijn en zijn in een studie voor Denemarken ingeschat op waarden tot ruim 1.000 euro per EV. Het is onduidelijk of deze inschattingen ook representatief kunnen zijn voor de situatie in Nederland. De mogelijke baten van het voorkomen of uitstellen van investeringen in pieklastcapaciteit niet zijn meegenomen, maar kunnen mogelijk ook significant zijn.

De gemodelleerde waarde van kostenbesparing in (conventionele) elektriciteitsproductie varieert van 75 tot 132 mln. euro per jaar met slim laden en van 17 tot 176 mln. euro per jaar met *vehicle-to-grid*. Dit vertaalt zich in een waarde per EV van 89 tot 172 euro per jaar.

De baten van de scenario's met *vehicle-to-grid* zijn mogelijk onderschat, omdat deze gemodelleerd zijn met het model CEFLEX, wat zich enkel richt op de spotmarkt voor elektriciteit. Met name *vehicle-to-grid* heeft echter ook (mogelijk grote) voor de korte termijn balanshandhaving en frequentiehandhaving. Ook zijn de baten van het voorkomen van wind *curtailment* en van het voorkomen of uitstellen van investeringen in pieklastcapaciteit niet meegenomen.

Het tweede synergievoordeel dat gerealiseerd kan worden met een betere afstemming van de energievraag van EV's en het energieaanbod van hernieuwbare bronnen is een **kostenbesparing (vermeden investering) in lokale energie-infrastructuur**. Met name doordat de piekvraag van EV's (die mede bepalen of netverzwaring noodzakelijk is) kan worden verkleind. Dit voordeel speelt naar verwachting met name op de langere termijn, met grotere aandelen EV's in de vloot en met een groter aantal zon-PV-installaties op wijkniveau.

De waarde van dit synergievoordeel is gekwantificeerd met het model CEGRID en blijkt ook in alle zes de onderzochte scenario's positief: door het slim combineren van EV's en zon-PV/wind wordt een reductie in de Nederlandse piek-jaarvraag gerealiseerd en kan (een deel van) de benodigde investering in lokale energie-infrastructuur worden voorkomen, ter orde grootte 50 tot 240 mln. euro. Vanwege de lange afschrijf-termijn van deze netten gaat het jaarlijks om relatief beperkte besparingen circa 3 tot 12 mln. euro per jaar in 2025, afhankelijk van het gekozen scenario. De laagste waarde is te verwachten in de scenario's met een beperkte groei in het aantal EV's (250.000 in 2025) en de hoogste in de scenario's met een hoge groei in het aantal EV's (1 mln. in 2025). De impact van het slimme laadconcept is aanzienlijk, de impact van de hoeveelheid zon-PV/windenergie is beperkt.

De **totale waarde van de synergievoordelen die zijn gekwantificeerd** zijn in alle gedefinieerde scenario's positief en voor Nederland als geheel naar verwachting in de orde grootte van **20 tot 200 mln. euro per jaar**. Dit komt overeen met circa **100 tot 200 euro per EV per jaar**.

De **daadwerkelijk synergievoordelen zijn naar verwachting hoger**, omdat een aantal soorten kostenbesparingen van slim laden en met name *vehicle-to-grid* in deze studie niet gekwantificeerd konden worden, in het bijzonder de besparingen op *curtailment*, kortetermijn balanshandhaving en frequentiehandhaving. Daar staat tegenover dat de technische kosten om slim laden



en/of *vehicle-to-grid* mogelijk te maken en effecten op de levensduur van de EV-batterijen ook niet zijn gekwantificeerd.

De synergievoordelen gaan verder dan alleen de hierboven gepresenteerde financiële baten. Het combineren van EV en hernieuwbare energie kan ook leiden tot een **versnelde groei van EV's en hernieuwbare energie, met name zon-PV**. Hoewel dit effect niet is gekwantificeerd in deze studie geven geïnterviewde experts aan dat dit zeker een belangrijk synergievoordeel is; er is een trend naar lokale initiatieven en groen bezig willen zijn, waarin EV-eigenaren hun auto op willen laden met groene stroom en daarom eerder geneigd zijn om zonnepanelen aan te schaffen. Wanneer de salderingsregeling wegvalt wordt het bovendien financieel aantrekkelijk om zowel een EV als zonnepanelen te bezitten, omdat het nuttig inzetten van de eigen-opgewekte zonne-energie (bijvoorbeeld in een EV) de terugverdientijd van een zon-PV-installatie dan verkleint.

Om de in deze studie gepresenteerde synergievoordelen te realiseren gelden een aantal belangrijke randvoorwaarden. De belangrijkste randvoorwaarde is het verschaffen van prijsprikkels aan EV-eigenaren. Zonder prijsprikkels is het onwaarschijnlijk dat EV-eigenaren bereid zijn hun laadgedrag uit handen te geven aan derden, laat staan om de in hun batterij opgeslagen elektriciteit terug te leveren aan het net (bij *vehicle-to-grid*). Dit vergt echter een wetswijziging. Daarnaast heeft *vehicle-to-grid* een (nog onbekende) impact op de levensduur van de batterij wat de toepassing van dit laadconcept in de weg kan staan.

Behalve de synergievoordelen is in deze studie ook ingeschat wat de totale meerkosten door de groei van de EV's kan zijn voor het Nederlandse elektriciteitsopwekking en -netten, onder de conditie dat er gebruik wordt gemaakt van slimme laadconcepten. Hieruit blijkt dat de meerkosten (afgerond) circa 100 tot 300 euro per EV per jaar bedragen (inclusief het stroomgebruik van de EV's zelf), maar mogelijk ook lager vanwege de hierboven genoemde kostenbesparingen die niet zijn gekwantificeerd. Inclusief deze niet-gekwantificeerde kostbesparingen zouden de netto kosten van het slim toevoegen van EV's lager liggen en in sommige gevallen mogelijk zelfs negatief kunnen zijn. Om daar een uitspraak over te kunnen doen is nader onderzoek nodig.

4.3 Aanbevelingen voor vervolg onderzoek

Deze studie heeft een eerste-orde inschatting gemaakt van de waarde van mogelijke synergievoordelen tussen EV's en zon-PV/windenergie. Er zijn een aantal aanbevelingen voor vervolgonderzoek:

- Bepalen van de waarde van de synergievoordeel door vermeden *curtailment* (stopzetten) van windmolens. Deze waarde is in deze studie niet gekwantificeerd, maar is volgens geïnterviewde experts en buitenlandse studies significant. Een studie van Cambridge Econometrics ; Elementenergy; Ricardo-AEA (2012) schat deze waarde in op circa 50 tot 60 euro per EV per jaar (met slim laden) in de UK. Hoewel het lastig is de waarde van andere landen te vertalen naar de Nederlandse situatie, toont dit wel aan dat er mogelijk een behoorlijke waarde is.
- Bepalen van de waarde van het synergievoordeel door kostenbesparing in elektriciteitsproductie voor de onbalansmarkt (voor de scenario's met *vehicle-to-grid*). Buitenlandse studies laten zien dat de waarde van deze synergievoordelen ook groot kunnen zijn.
- Doorrekening met POWERFLEX-model uitvoeren om stroomprijseffecten nader te onderzoeken.



- Nader onderzoek naar verdelingseffecten en de synergie met het verdienmodel van hernieuwbare energie.
- Onderzoek naar de barrières en kosten die de realisatie van de synergievoordelen in Nederland hinderen en naar mogelijke beleidsmaatregelen die deze barrières kunnen wegnemen. Belangrijke barrières zijn de onbekende kosten van ontladen (in termen van versnelde slijtage van de batterij), het gebrek aan prijsprikkels om slim laden (en ontladen) te kunnen faciliteren en de salderingsregeling. Ook de technische kosten voor het realiseren van de slimlaadconcepten zelf (slim laden en *vehicle-to-grid*) verdienen aandacht.
- Uiteindelijk is het uitvoeren van een complete kosten-batenanalyse van slim laden aan te bevelen.



5 Bibliografie

Berenschot, CE Delft, Overview, 2015. *Rol van de eindgebruikers van energie*, Utrecht: Berenschot.

Berg, R., 2014. *Presentatie Rendement Smartgrid voor iedereen : Grote kansen zongestuurd laden*. Utrecht: LomboXnet.

Cambridge Econometrics ; Elementenergy; Ricardo-AEA, 2012. *Fuelling Europe's future : How auto innovation leads to EU jobs*, Cambridge: Cambridge Econometrics.

CE Delft & DNV GL, 2014. *Scenario-ontwikkeling energievoorziening 2030*, Delft: CE Delft.

CE Delft & KEMA, 2012. *Maatschappelijke kosten en baten van Intelligente Netten*, Delft: CE Delft.

CE Delft, 2010. *Achtergrondrapportage bij NET-document Netbeheer Nederland*, Delft: CE Delft.

Center for Sustainable Energy California , 2012. *California Plug-in Electric Vehicle Owner Survey.*, San Diego: Center for Sustainable Energy California .

Dederichs, T., 2011. *Grid for Vehicles (G4V) : Final Results*, Brussels: European Commissions.

ECN; Energie-nederland; Netbeheer Nederland, 2013. *Energietrends 2013 : Vier gevolgen van de groei van hernieuwbaar voor het energiesysteem*, Petten: ECN.

Ecofys, 2014. *Waarde van slimme netten : Welke waarde creëren slimme oplossingen in het distributienetwerk*, Utrecht: Ecofys Netherlands B.V.

Eising, J. W., Onna, T. v. & Alkemade , F., 2014. Towards smart grids: identifying the risks that arise from the integration of energy and transport supply chains. *Applied Energy*, Volume 123, pp. 448-455.

Handberg, K. & Owen, G., 2015. Electric Vehicles as Grid Support. In: D. Beeton & G. Meyer, red. *Electric Vehicle Business Models : Global Perspectives*. Cham: Springer International Publishing AG, pp. 129-146.

Helmus, J. & Hoed, R. v. d., 2015. *Unraveling User Type Characteristics: Towards a Taxonomy for Charging Infrastructure*, Amsterdam: University of Applied Science Amsterdam.

ICCT, 2013. *EV grid integration in the US, EU and China : Challenges and Choices for Electricity and Transportation Policy*, Washington D.C.: The International Council on Clean Transportation (ICCT).

IEA-RETD, 2010. *RETRANS, Opportunities for the Use of Renewable Energy in Road Transport. Policy Makers Transport*, s.l.: IEA-RETD.

Insero e-mobility, 2015. *Grow your business through new e-mobility insights, presentation by Andreas Sondrup*, Horsens: Insero e-mobility.



Jabeen, F. et al., 2013. *Electric Vehicle Battery Charging Behaviour: Findings from a Driver Survey*. Brisbane, Australasian Transport Research Forum.

JRC, 2013. *Projections for Electric Vehicle Load Profiles in Europe Based on Travel Survey Data*. Luxembourg, Publications Office of the European Union.

Movares, 2013. *Laadstrategie elektrisch wegvervoer*, Utrecht: Movares Nederland B.V., Movares Energy.

PBL & DNV GL, 2014. *Het potentieel van zonnestroom in de gebouwde omgeving van Nederland*, sl: PBL.

PBL, 2009. *Elektrische autorijden : evaluatie van transitie op basis van systeemopties*, Bilthoven: Planbureau voor de Leefomgeving (PBL).

Rijksoverheid, 2011. *Elektrisch Rijden in de versnelling : Plan van aanpak 2011-2015*. [Online]

Available at:

<https://www.rijksoverheid.nl/documenten/richtlijnen/2011/10/03/bijlage-2-plan-van-aanpak-elektrisch-vervoer-elektrisch-rijden-in-de-versnelling> [Geopend 2015].

RVO, 2015. *Cijfers Elektrisch vervoer*. [Online]

Available at: <http://www.rvo.nl/onderwerpen/duurzaam-ondernemen/energie-en-milieu-innovaties/elektrisch-rijden/stand-van-zaken/cijfers>

[Geopend 16 2015].

SER, 2013. *Energieakkoord voor duurzame groei*, Den Haag: Sociaal Economische Raad (SER).

SER, 2014. *Een duurzame brandstofvisie met LEF De belangrijkste uitkomsten uit het SER-visietraject naar een duurzame brandstoffenmix in Nederland*, Den Haag: SER.

Sioshansi, R. & Denholm, P., 2010. *The Value of Plug-In Hybrid Electric Vehicles as Grid Resources*, Golden (USA): National Renewable Energy Laboratory (NREL).

Spoelstra, J., 2014. *Charging behaviour of Dutch EV drivers : A study into the charging behaviour of Dutch EV drivers and factors that influence this behaviour*, Utrecht: Utrecht University.

Stedin, 2013. *Kwaliteits- en Capaciteitsdocument (KCD) 2013 Elektriciteit 150k V-netten*, sl: Stedin.

TNO; CE Delft, 2014. *Indirecte en directe CO2-uitstoot van elektrische personenautos*, Delft: TNO; CE Delft.

Verzijlbergh, R., 2013. *The Power of Electric Vehicles - Exploring the Value of Flexible Electricity Demand in a Multi-actor Context*, Delft: Next Generation Infrastructures Foundation.

Weiller, C. & Sioshansi, R., 2015. *The Role of Plug-In Electric Vehicles with Renewable Resources in Electricity Systems*. pp. 1-14.



Bijlage A Interviews

In aanvulling op de literatuuranalyse zijn interviews uitgevoerd met vijf experts. Tabel 10 geeft een overzicht van de geïnterviewde experts.

Tabel 10 Geïnterviewde experts

Organisatie	Expert
Technische Universiteit Eindhoven/E-Laad/Alliander	Auke Hoekstra
Enexis	Lennart Verheijen
Stedin	Baerte de Brey
Elaad	Onoph Caron en Arjan Wagers
Eneco	Huub Halsema



Bijlage B Inputparameters en resultaten kwantificering

B.1 Parameters voor het netmodel - CEGRID

Met behulp van CEGRID is ingezoomd op een woonwijk en een bedrijventerrein met beiden relatief veel dakoppervlak. Om op dit niveau de netbelastingen voor de verschillende scenario's te simuleren, zijn de scenario parameters zoals weergegeven in Tabel 11 geschaald.

B.1.1 Case A: woonwijk

De gesimuleerde woonwijk betreft een totaal van 5.000 woningen en 500 kleine MKB/utiliteitsbedrijven. Het woningaanbod bestaat veelal uit vrijstaande en twee-onder-een-kap woningen, waardoor het totale dakoppervlak in de wijk relatief groot is.

Figuur 14 Impressie van gesimuleerde woonwijk



Door de karakteristiek van de woonwijk ligt het percentage EV's en zon-PV in de woonwijk hoger dan gemiddeld in Nederland. Het aantal aandeel EV's is daarom niet evenredig geschaald met het aantal woningen in de wijk ten opzichte van heel van heel Nederland, maar gewogen met een extra factor 1,5.

Voor het aandeel zon-PV is een berekening gemaakt aan de hand van het totale dak-potentieel in de wijk. De opwek van windenergie is niet aangesloten op het laagspanningsnet van de woonwijk. Echter het model rekent ook de belastingen van het midden- en hoogspanningsnet door. Daarom is het aandeel wind op land en op zee evenredig geschaald met het aantal woningen in de wijk ten opzichte van heel Nederland.

Voor het laadprofiel van elektrische voertuigen in de woonwijk is het 'alleen thuis laden'-profiel van Movares (2013) gebruikt. De totale laadvraag wordt bepaald aan de hand van het gemiddeld aantal elektrisch gereden kilometers per jaar. De accucapaciteit van de EV's wordt in CEGRID gemodelleerd als een grote opslag capaciteit van het totaal van alle accu's. Deze totale accucapaciteit is gebaseerd op een gemiddelde accu-grootte per EV. Voor een PHEV is een huidige elektrische range van 40 km aangehouden en voor een FEV een elektrische range van 300 km. Een overzicht van de resulterende CEGRID-inputparameters per scenario zijn weergegeven in Tabel 11.

Tabel 11 Inputparameters CEGRID per scenario voor de woonwijk case

Scenario	Aantal EV's	Rijafstand elektrisch (km/jaar)	Accu-capaciteit (MWh)	Zon-PV (GWp)	Wind op land (kWp)	Wind op zee (kWp)
Referentie huidig	54	12.000	0,9	1,2	1,4	0,2
Referentie beperkt	54	12.000	0,9	3,9	2,6	1,5
Referentie hoog	54	12.000	0,9	11,7	3,9	2,9
1	244	13.000	8,8	11,7	3,9	2,9
2	974	15.000	50,8	11,7	3,9	2,9
3	974	15.000	50,8	3,9	2,6	1,5
4	244	13.000	16,6	11,7	3,9	2,9
5	974	15.000	50,8	3,9	2,6	1,5
6	974	15.000	50,8	11,17	3,9	2,9

B.1.2 Case B: bedrijvenpark

Het gesimuleerde bedrijvenpark bestaat uit een totaal van 20 grote utiliteitsgebouwen met in totaal 500 medewerkers. Het is aangenomen dat dagelijks 75% van de werknemers een auto parkeert, wat neer komt op een totaal van 375 auto's op de parkeerplaatsen van het bedrijventerrein.

Figuur 15 Impressie van gesimuleerd bedrijvenpark



Ook voor het bedrijvenpark is aangenomen dat het aandeel elektrische auto's een factor 1,5 hoger ligt dan het landelijk gemiddelde. Voor het schalen van het vermogen aan zon-PV op het bedrijvenpark is een berekening gemaakt op basis van het maximale dak-potentieel van de utiliteitsgebouwen. Het aandeel wind op land en op zee is evenredig geschaald de totale elektriciteitsvraag van het bedrijvenpark ten opzichte van heel Nederland.

Voor het laadprofiel van elektrische voertuigen in het bedrijvenpark is het 'op het werk laden'-profiel van Movares (2013) gebruikt. De totale laadvraag wordt, net als voor de woonwijk, bepaald aan de hand van het gemiddeld aantal elektrisch gereden kilometers per jaar. De totale accu-capaciteit in het bedrijvenpark is gebaseerd op het totaal aantal EV's en de gemiddelde accu-grootte per EV. In Tabel 12 is een overzicht gegeven van alle inputparameters voor de bedrijvenpark case.

Tabel 12 Inputparameters CEGRID per scenario voor de bedrijvenpark case

Scenario	Aantal EV's	Rijafstand elektrisch (km/jaar)	Accu-capaciteit (MWh)	Zon-PV (GWp)	Wind op land (kWp)	Wind op zee (kWp)
Referentie huidig	3	12.000	0,1	0,05	0,05	0,01
Referentie beperkt	3	12.000	0,1	0,16	0,10	0,06
Referentie hoog	3	12.000	0,1	0,47	0,15	0,11
1	12	13.000	1,0	0,47	0,15	0,11
2	47	15.000	5,8	0,47	0,15	0,11
3	47	15.000	5,8	0,16	0,10	0,06
4	12	13.000	1,9	0,47	0,15	0,11
5	47	15.000	5,8	0,15	0,10	0,06
6	47	15.000	5,8	0,47	0,15	0,11

B.2 Resultaten doorrekening met het netmodel - CEGRID

De gesimuleerde piekbelastingen op het laag-, midden- en hoogspanningsnet zijn per scenario weergegeven in Tabel 13 voor de woonwijk, het bedrijvenpark en voor heel Nederland.

In Tabel 13 zien we een aantal opvallende uitkomsten:

- De piekbelasting op het laagspanningsnet neemt, zoals verwacht, sterk toe met een toenemend aantal EV's wanneer deze normaal worden geladen.
- De piekbelasting op het laagspanningsnet in de referentiescenario's neemt sterkt toe met het aandeel zon-PV in het bedrijvenpark, maar is constant voor heel Nederland. Dit komt doordat de piekbelasting in heel Nederland wordt veroorzaakt op een moment in de winter zonder zon-PV opbrengsten (avond) en een hoge residuele vraag. Met andere woorden de piekbelasting door een toename in zon-PV is lager dan de huidige maximale piekbelasting in de winter.
- Toepassing van slim laden en *vehicle-to-grid* levert in alle gevallen piek-reducties ten opzichte van 'normaal laden', behalve in Scenario 2 en 6 in de woonwijk. Dit komt doordat slim laden ervoor zorgt dat de batterij van EV's wordt opgeladen op een moment dat de totale residuele vraag van alle netten (met andere woorden de energievraag die overblijft nadat het aanbod hernieuwbaar is ingezet) laag is, omdat de energiekosten dan het laagst zijn. Dit moment kan echter samenvallen met momenten dat de residuele vraag op het laagspanningsnet (van huishoudens) wel hoog is. In dat geval verhoogt slim laden de piekbelasting op wijkniveau.

Tabel 13 Piekbelastingen op het LS, MS en HS-net per scenario in 2025 voor NL

Case	Scenario	Piekbelastingen Gelijktijdig					
		Regulier laden (MW)			Slim laden & V2G (MW)		
		LS	MS	HS	LS	MS	HS
Woonwijk	Ref. huidig	5,63	6,12	8,08	-	-	-
Woonwijk	Ref. beperkt	5,63	6,02	7,91	-	-	-
Woonwijk	Ref. hoog	6,04	6,02	7,86	-	-	-
Woonwijk	1	6,04	6,16	8,02	5,74	6,07	7,92
Woonwijk	2	6,55	6,90	8,76	6,63	6,63	7,82
Woonwijk	3	6,55	6,90	8,81	5,82	5,99	7,87
Woonwijk	4	6,04	6,16	8,02	5,74	6,10	7,81
Woonwijk	5	6,55	6,90	8,81	5,82	5,83	7,50
Woonwijk	6	6,55	6,90	8,76	6,63	6,63	7,81
Bedrijvenpark	Ref. huidig	0,03	0,66	0,67	-	-	-



Case	Scenario	Piekbelastingen Gelijktijdig					
		Regulier laden (MW)			Slim laden & V2G (MW)		
		LS	MS	HS	LS	MS	HS
Bedrijvenpark	Ref. beperkt	0,10	0,66	0,66	-	-	-
Bedrijvenpark	Ref. hoog	0,30	0,66	0,64	-	-	-
Bedrijvenpark	1	0,30	0,66	0,64	0,29	0,66	0,66
Bedrijvenpark	2	0,29	0,76	0,76	0,27	0,67	0,67
Bedrijvenpark	3	0,18	0,77	0,77	0,14	0,67	0,67
Bedrijvenpark	4	0,30	0,66	0,64	0,29	0,67	0,67
Bedrijvenpark	5	0,18	0,77	0,77	0,16	0,74	0,75
Bedrijvenpark	6	0,29	0,76	0,76	0,27	0,78	0,78
Nederland	Ref. huidig	8.367	15.413	18.755	-	-	-
Nederland	Ref. beperkt	8.367	15.180	18.258	-	-	-
Nederland	Ref. hoog	8.367	15.168	18.178	-	-	-
Nederland	1	8.548	15.348	18.358	8.328	15.144	18.154
Nederland	2	9.367	16.167	19.177	8.480	15.122	18.132
Nederland	3	9.367	16.179	19.257	8.321	15.343	18.575
Nederland	4	8.548	15.348	18.358	8.328	15.165	18.175
Nederland	5	9.367	16.179	19.257	8.745	15.755	18.987
Nederland	6	9.367	16.167	19.177	8.597	15.260	18.270

B.3 Resultaten doorrekening met het stroomprijsmodel - CEFLEX

De scenario's zijn in CEGRID doorgerekend en leveren daar de totale elektriciteitsvraag per uur op. Hierbij is de uurlijkse vraag van de elektrische auto's, al dan niet slim gestuurd en de productie van wind en zon (en evt. het invoeden van *vehicle-to-grid*) is daar dan weer vanaf getrokken. Dat levert de residuele vraag op: het deel van de vraag dat door fossiele centrales moet worden bediend. Deze uurlijkse MW-waarden zijn doorgerekend op hun effect op de centrale opwek van elektriciteit met het CEFLEX-model.

CEFLEX is een model van de elektriciteitsopwekking van Nederland (en Duitsland) waarbij de inzet van een groot aantal centrales (kolen, kern, gas, warmtekracht, en dergelijke) wordt gesimuleerd, waarmee de productiekosten kunnen worden uitgerekend. Het model is nader beschreven op Pagina 37. Voor de CEFLEX berekeningen zijn aannames van belang over de toekomstige brandstofprijzen, CO₂-kosten, etc. Daarnaast zijn de nieuwbouwplannen en geplande uitfaseringen ook input. Omdat berekeningen met een simulatiemodel van een complex systeem als het energiesysteem gevoelig zijn voor dit soort factoren zijn doorrekeningen gedaan voor twee verschillende scenario's: 2014 en 2025, waarbij voor die jaren in verband met de nieuwbouw en uitfasering van centrales een gewijzigd conventioneel park van toepassing is. Hierbij zijn brandstofprijzen gebruikt zoals weergegeven in Tabel 14.

Tabel 14 Brandstof- en CO₂-prijzen t.b.v. simulaties stroommarkt

	Huidige systeem en prijzen (2014)	Toekomstige systeem en prijzen (2025)
Gasprijs (€/GJ)	7,2	9,7
Kolenprijs (€/GJ)	2,0	2,3
CO ₂ -prijs (€/ton)	7,0	25,0

De resultaten van de berekeningen met CEFLEX staan in Tabel 15.



Tabel 15 Resultaten van de berekeningen met CEFLEX

	Referenties			Scenario 1		Scenario 2		Scenario 3		Scenario 4		Scenario 5		Scenario 6	
	huidig	beperkt	hoog	Regulier	Slim/V2G	Regulier	Slim/V2G	Regulier	Slim/V2G	Regulier	Slim/V2G	Regulier	Slim/V2G	Regulier	Slim/V2G
<i>Aantal PHEV & FEV</i>	<i>huidig</i>			<i>beperkt</i>		<i>veel</i>		<i>veel</i>		<i>beperkt</i>		<i>veel</i>		<i>veel</i>	
<i>Laadgedrag</i>	<i>regulier</i>			<i>regulier</i>	<i>V2G</i>	<i>regulier</i>	<i>"slim"</i>	<i>regulier</i>	<i>"slim"</i>	<i>regulier</i>	<i>V2G</i>	<i>regulier</i>	<i>V2G</i>	<i>regulier</i>	<i>V2G</i>
<i>Accucapaciteit</i>	<i>huidig</i>			<i>trend</i>		<i>trend</i>		<i>trend</i>		<i>XXL</i>		<i>trend</i>		<i>trend</i>	
<i>Zon-PV & windenergie</i>	<i>huidig</i>	<i>beperkt</i>	<i>hoog</i>	<i>hoog</i>		<i>hoog</i>		<i>beperkt</i>		<i>hoog</i>		<i>beperkt</i>		<i>hoog</i>	
Energievraag voor EV's (TWh)	0,15	0,15	0,15	0,76	0,76	3,51	3,51	3,51	3,51	0,76	0,76	3,51	3,51	3,51	3,51
Extra energievraag EV's in scenario's				0,61	0,61	3,36	3,36	3,36	3,36	0,61	0,61	3,36	3,36	3,36	3,36
Huidige systeem en prijzen (2014), Nederland zonder Duitsland (interconnectie = 0 GW)															
Volume opgewekt door NL centrales (TWh/j)	92,55	81,43	65,03	65,57	65,59	68,01	68,01	84,41	84,41	65,57	65,59	84,41	84,45	68,01	68,07
Volume opgewekt voor EV's door NL centrales (TWh/j)	0,2	0,2	0,2	0,8	0,8	3,5	3,5	3,5	3,5	0,8	0,8	3,5	3,6	3,5	3,6
Volume geïmporteerd uit het buitenland (TWh)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Jaargemiddelde stroomprijs (€/MWh)	51,9	44,9	39,0	39,2	39,1	40,5	40,1	47,4	46,4	39,2	39,1	47,4	46,1	40,5	40,1
Volumegewogen gemiddelde stroomprijs (€/MWh)	53,8	46,2	42,1	42,3	42,0	43,9	42,7	49,4	47,8	42,3	42,0	49,4	47,3	43,9	42,3
EV-gewogen gemiddelde stroomprijs (€/MWh)	56,2	46,9	39,6	39,9	33,3	41,8	37,8	50,7	45,9	39,9	32,9	50,7	45,0	41,8	36,3
Kosten Elektriciteitsproductie uit NL centrales (mln. €/j)	4.979	3.760	2.736	2.776	2.754	2.986	2.902	4.170	4.038	2.776	2.752	4.170	3.994	2.986	2.878
Toename kosten elektriciteitsproductie (mln. €/j)				41	19	251	167	410	278	41	17	410	234	251	143
Kosten elektriciteitsproductie voor EV's uit NL centrales (mln. €/j)	9	7	6	30	26	147	132	178	161	30	26	178	160	147	130
Toename kosten elektriciteitsproductie voor EV's (mln. €/j)				24	20	141	126	170	154	24	20	170	153	141	124
Totaal maatschappelijke bate van synergie/Slim/V2G laden (mln.€/j)					22		84		132		24		176		108
Waarvan voor EV elektriciteitsvraag (mln. €/j)					4		14		17		4		18		17
Totaal maatschappelijk per EV (€/auto/jaar)					89		84		132		97		176		108
Waarvan per EV (€/auto/jaar)					17		14		17		17		18		17
Opwekkingskosten NL conventionele elektriciteitsproductie voor laden EV's (€/kWh)	5,6	4,7	4,0	4,0	3,4	4,2	3,8	5,1	4,6	4,0	3,4	5,1	4,6	4,2	3,7
Synergievoordeel elektrisch laden voor EV's omgeslagen naar kWh (€/kWh)					3,7		2,5		3,9		4,0		5,2		3,2

	Referenties			Scenario 1		Scenario 2		Scenario 3		Scenario 4		Scenario 5		Scenario 6	
	huidig	beperkt	hoog	Regulier	Slim/V2G	Regulier	Slim/V2G	Regulier	Slim/V2G	Regulier	Slim/V2G	Regulier	Slim/V2G	Regulier	Slim/V2G
Aantal PHEV & FEV	huidig			beperkt		veel		veel		beperkt		veel		veel	
Laadgedrag	regulier			regulier	V2G	regulier	"slim"	regulier	"slim"	regulier	V2G	regulier	V2G	regulier	V2G
Accupaciteit	huidig			trend		trend		trend		XXL		trend		trend	
Zon-PV & windenergie	huidig	beperkt	hoog	hoog		hoog		beperkt		hoog		beperkt		hoog	
Toekomstige systeem en prijzen (2025), Nederland zonder Duitsland (interconnectie = 0 GW)															
Volume opgewekt door NL centrales (TWh/j)	92,55	81,43	65,03	65,57	65,59	68,01	68,01	84,41	84,41	65,57	65,59	84,41	84,45	68,01	68,07
Volume opgewekt voor EV's door NL centrales (TWh/j)	0,2	0,2	0,2	0,8	0,8	3,5	3,5	3,5	3,5	0,8	0,8	3,5	3,6	3,5	3,6
Volume geïmporteerd uit het buitenland (TWh)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Jaargemiddelde stroomprijs (€/MWh)	68,7	62,0	54,6	54,9	54,9	56,3	56,1	64,3	63,7	54,9	54,9	64,3	63,3	56,3	56,3
Volumegewogen gemiddelde stroomprijs (€/MWh)	70,2	63,2	58,5	58,8	58,5	60,3	59,2	66,2	64,9	58,8	58,5	66,2	64,3	60,3	59,0
EV-gewogen gemiddelde stroomprijs (€/MWh)	72,7	64,1	55,3	55,7	47,1	57,7	53,1	67,7	63,0	55,7	46,6	67,7	62,0	57,7	51,3
Kosten elektriciteitsproductie uit NL centrales (mln. €/j)	6.500	5.148	3.805	3.854	3.836	4.103	4.028	5.584	5.476	3.854	3.836	5.584	5.430	4.103	4.013
Toename kosten elektriciteitsproductie (mln. €/j)				49	32	298	223	436	327	49	31	436	282	298	209
Kosten elektriciteitsproductie voor EV's uit NL centrales (mln. €/j)	11	10	9	42	37	203	186	237	221	42	37	237	221	203	183
Toename kosten elektriciteitsproductie voor EV's (mln. €/j)				34	28	194	178	227	211	34	28	227	211	194	174
Totaal maatschappelijke bate van synergie/Slim/V2G laden (mln. €/j)					17		75		108		18		154		89
Waarvan voor EV elektriciteitsvraag (mln. €/j)					5		16		16		5		17		20
Totaal maatschappelijk per EV (€/auto/jaar)					70		75		108		73		154		89
Waarvan per EV (€/auto/jaar)					22		16		16		22		17		20
Vershil kosten elektriciteitsproductie NL per EV (€ct./kWh)				5,6	4,7	5,8	5,3	6,8	6,3	5,6	4,7	6,8	6,3	5,8	5,2
Synergievoordeel elektrisch laden voor EV's per kWh					2,9		2,2		3,2		3,0		4,6		2,7

Noot: De prijsvorming van CEFLEX is gevalideerd aan APX 2011-2013, maar de bovenstaande prijzen zijn geen reflectie daarvan: deze berekeningen zijn allemaal voor de hoeveelheid hernieuwbaar uit de scenario's.

De prijzen in Tabel 15 betreffen kale commodity kosten (exclusief marge, winst, BTW, energiebelasting en dergelijke). De in de modellering gehanteerde brandstofprijzen en overige parameters zijn samengevat in Tabel 16.

Tabel 16 Parameters berekeningen met CEFLEX

	Parameters modelrun '2025'	Parameters 'huidig'
Kolen €/GJ	2,82	2,10
Gas €/GJ	6,94	7,00
Kern €/GJ	1,00	1,00
HO-gas €/GJ	2,86	3,00
Bruinkool €/GJ	1,61	1,61
CO ₂ -emissies €/ton	15	8
Interconnectie (GW)	7,5/1,0	5,0
Centrale capaciteit (GW)	17,0	18,8



Bijlage C Netmodel CEGRID

C.1 Doel

CEGRID is een versimpelde weergave van het Nederlandse elektriciteitsnetwerk. Het model maakt onderscheid tussen invoeding en afname op een drietal representatieve spanningsniveaus (hoog-/midden-/laagspanning).

Met CEGRID kunnen doorrekeningen worden gemaakt van verschillende scenario's over het toekomstige energiesysteem, om daarmee de effecten op het lokale/regionale net in beeld te brengen. Hierbij is de elektriciteitsvraag, de invoeding van zon-PV, windenergie, penetratiegraden van warmtepompen en de aantallen elektrische auto's aanpasbaar. Voor elektrische auto's is ook het laadprofiel aanpasbaar.

De opdeling in drie hoofdnetvlakken (spanningsniveaus) en uitwisselingen daartussen, volgt in grote lijnen de indeling van reeds bestaande modellen:

- model D-Cision: zie (CE Delft, 2010);
- profielmodel DNV GL (voorheen KEMA), zie o.a. (CE Delft & KEMA, 2012; PBL & DNV GL, 2014; CE Delft & DNV GL, 2014).

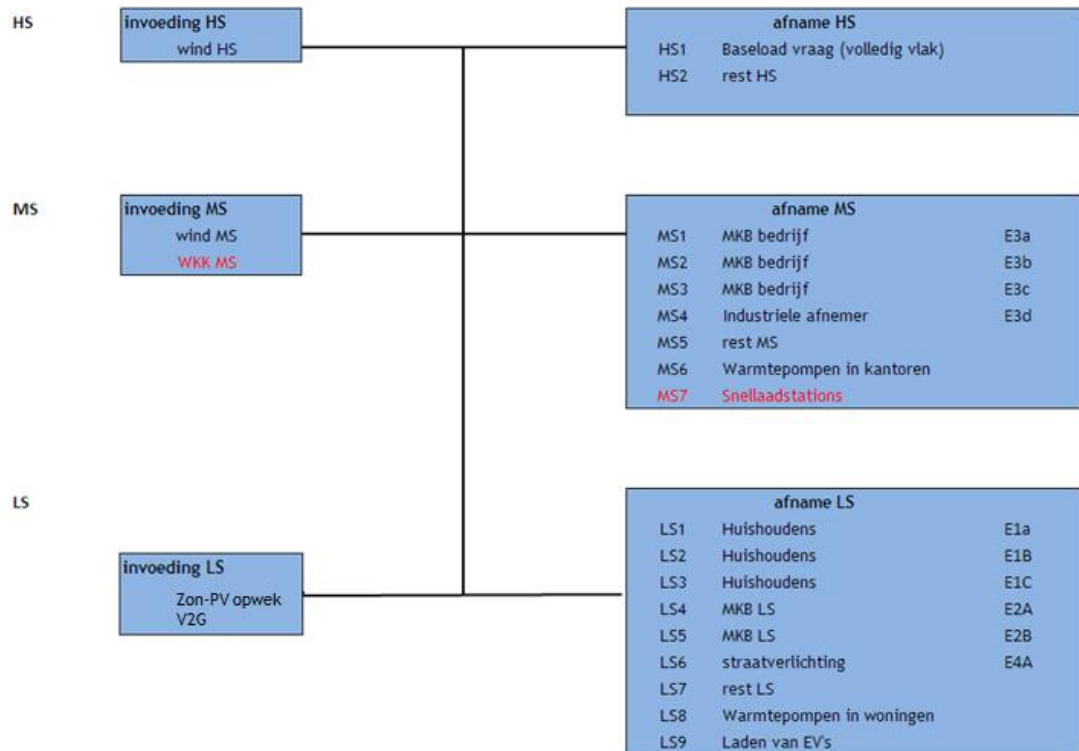
Het profielmodel van DNV GL is uitgebreider en onderscheid meer gebruikersgroepen, afname/opwekprofielen en mogelijke energieconversies in vergelijking met CEGRID. Daarentegen bevat CEGRID een uurlijkse doorrekening waardoor weervariaties met echte klimaatdata gemakkelijker in beeld kunnen worden gebracht.

Het model omvat geen detailmodellering van nettopologie. Daarom is de vertaling van gemodelleerde effecten op de netbelasting naar benodigde uitbreidingsinvesteringen met behulp van kentallen gewaardeerd.

C.2 Structuur - inputparameters en data

De structuur van CEGRID op hoofdlijnen is in Figuur 16 gevisualiseerd. Het model bevat een beperkt aantal profielen en databronnen.

Figuur 16 Structuur input en data CEGRID



C.2.1 Inputparameters

Het model bevat een aantal profielen waarmee de netbelasting op een netvlak kan worden gesimuleerd. De bijbehorende volumes (bijvoorbeeld jaar-energievraag per type aansluiting/profiel) zijn gekalibreerd op basis van CBS-data over 2013. Voor warmtepompen en EV's is een eigen module opgenomen. Het restprofiel is opgesteld met de mismatch tussen TenneT-centrale invoeding en de EDSN-vraagprofielen, omdat de gebruikte data voor veel van de vraagprofielen (EDSN) samen niet optellen tot de totale systeemvraag.

LS-vraagprofielen

- Vraagprofielen op het LS-netvlak voor totale eindgebruiksvraag aansluiting: huishoudens en kleine utiliteit.
- Warmtepomp profiel.
- EV-laadprofiel voor thuis, op het werk en overal laden.
- Restprofiel.

MS-vraagprofielen

- Vraagprofielen op het MS-netvlak voor totale eindgebruiksvraag van grote utiliteit en industrie.
- Warmtepompprofiel.
- Vraagprofielen voor aansluitingen (MKB/industrie).
- Restprofiel.

HS-vraagprofielen

- Vraagprofiel voor grote industrie (vlak).
- Restprofiel.

LS-invoeding

- Zon-PV productie (o.b.v. KNMI instralingsdata).
- Invoeding van EV's die ontladen: *vehicle-to-grid*.

MS-invoeding

- Wind op land productie (o.b.v. KNMI klimaatdata).

HS-invoeding

- Wind op zee productie (o.b.v. KNMI klimaatdata).
- Centrale productie (TenneT-data).

C.2.2 Output van CEGRID

CEGRID levert de uurlijkse gelijktijdige netbelasting per netvlak, alsmede de uitwisselingen tussen netvlakken, en ohmse verliezen. De netbelastingen worden gesorteerd in jaarduurkrommes.

Het model simuleert niet de belasting van individuele fysieke netwerkcomponenten (zoals transformatorstations of kabels) maar aggregeert deze¹³. Verschillen in piekbelastingen kunnen dan vervolgens via een kostenkental worden vertaald naar de verwachte investeringsomvang. Het model levert dus niet direct de investeringskosten in netten op.

C.3 Modules voor elektrisch laden

Het model biedt drie keuzes voor hoe de gesimuleerde elektrische auto's worden geladen:

1. Normaal laden.
2. Slim laden.
3. Slim laden met ontladen (*vehicle-to-grid*).

Bij normaal laden worden profielen van Movares (2013) gebruikt: alleen thuisladen (casus woonwijk), op werk laden (casus bedrijvenpark) en overal laden (casus heel Nederland). Om de slimme opties te modelleren zijn extra modules ontwikkeld die het Movares profiel als basis gebruiken, maar waarin dit profiel vooral op verschillende manieren wordt geoptimaliseerd.

C.3.1 Slim laden

Voor de 'slim laden' module is een tijdvak gedefinieerd waarover het laden van EV's geoptimaliseerd wordt aan de hand van de zon-PV opbrengsten (met andere woorden bij veel invoeding zon-PV gaan EV's laden) en de residuele elektriciteitsvraag (met andere woorden EV's gaan laden op momenten dat de residuele vraag zo laag mogelijk is). Dit tijdvak bedraagt 24 uur en maakt onderscheid tussen werktijd (09:00-17:00) en de periode buiten werktijd. De totale laadvraag in deze perioden wordt bepaald aan de hand van het Movares laadprofiel (alleen thuis laden voor de woonwijk en op het werk laden voor het bedrijvenpark). In technische termen betekent dit dat:

- Als de totale laadvraag in een periode gelijk is aan de totale PV-opbrengst in diezelfde periode, het laadprofiel gelijk zal zijn aan de zon-PV opbrengst.

¹³ Om een uitspraak te doen over de belastingen van individuele componenten kunnen de modeluitkomsten gebruikt worden in combinatie met extern in te voeren statistieken over de statistische huidige belastingverdeling van de relevante individuele netcomponenten.



- Indien de totale laadvraag groter is dan de zon-PV opbrengst, het verschil in stappen van 0,5% zal worden geladen op de momenten met minimale residuele vraag.
- Indien de PV-opbrengst in een periode groter is dan de totale laadvraag, de totale laadvraag in stappen van 5% zal worden verdeeld over maximale PV-opbrengsten.

De module veronderstelt dat de zon-PV opbrengsten goed te voorspellen zijn¹⁴.

C.3.2 Slim laden en ontladen - *vehicle-to-grid*

Deze module is een uitbreiding van de hierboven beschreven module voor slim laden en is uitgebreid met ontladen. Dit zijn uren waarin het gehele energiesysteem behoefte heeft aan de teruglevering van energie. Voor het bepalen van de *vehicle-to-grid*-transacties is uitgegaan van de totale residuele vraag in het model. Deze residuele vraag - de totale netbelasting die door middel van fossiele centrales en importen wordt ingevuld - functioneert in het model hiermee als een proxy voor de stroomprijs. Op de piekmomenten in de residuele vraag kan worden overgegaan op teruglevering aan het net. De hoeveelheid die kan worden teruggeleverd is beperkt door de maximale feed-in stroom (bepaald op 6 kW per aangesloten auto), de grootte van de residuele vraag en het minimale vereiste accuniveau (30%).

Bij het laden en ontladen vindt in het algoritme steeds een conversieverlies van 7% plaats (efficiëntie van een laad/ontlaad cyclus 86%).

De maximale feed-in stroom is afhankelijk van het aantal EV's dat is aangesloten op het laagspanningsnet van de woonwijk of het bedrijvenpark. Om praktische redenen is gekozen om voor de cases uit te gaan van een binaire verdeling voor het aantal voertuigen dat is aangesloten:

- buiten werktijd wordt een percentage van 90% aangehouden in de woonwijk en 20% in het bedrijvenpark;
- onder werktijd (09:00-17:00) wordt een percentage van 20% aangehouden in de woonwijk en 90% in het bedrijvenpark.

Voor de 'heel Nederland' doorrekening is gebruik gemaakt van gemiddelde percentages: 50% onder werktijd en 60% daarbuiten.

Het aantal piekmomenten in het jaar waarop *vehicle-to-grid* wordt toegepast is vastgezet op 1.000 uur. Om onnodig grote *vehicle-to-grid*-transacties te voorkomen die de netbelasting zou vergroten is ook een beperking ingesteld op basis van de grootte van de piek in residuele vraag. De teruglevering is niet groter dan het verschil met het kleinste piekmoment (de drempelwaarde).

¹⁴ Het algoritme kent de toekomst volledig, terwijl in het echt een toekomstvoorspelling onzeker is. Het inbouwen van dit soort onzekerheden is echter buiten de scope van de beoogde detaillering.



Bijlage D Stroomprijsmodel CEFLEX

D.1 Doel

Om berekeningen te kunnen maken over de effecten van energiesysteem-scenario's (zoals wind en zon, maar ook warmtepompen en dergelijke) op de opwekkingskosten van conventionele energie kan gebruikt gemaakt worden van een zogenaamd *dispatch simulatiemodel*: simulatie van de conventionele elektriciteitsproductie waarbij het inzetgedrag van individuele elektriciteitscentrales wordt gemodelleerd gegeven hun technisch-economische karakteristieken. Zo'n simulatiemodel geeft dan voor iedere uur de opwekkingsmix en - uit het snijpunt van vraag en aanbod - de uurlijkse stroomprijs.

Het CEFLEX-simulatiemodel is een dergelijk simulatiemodel van de centrale elektriciteitsproductie in Nederland en Duitsland dat de uurlijkse spotmarktprijs voor elektriciteit berekent uit de gesimuleerde inzet van individuele elektriciteitscentrales en de gesimuleerde vraag. Het doel van het model is de effecten van energiesysteemscenario's op de fossiele opwek, opwekkingsmix en de stroomprijs in beeld te brengen. Met CEFLEX door te rekenen energiesysteemscenario's bevatten ontwikkelingen aan de opwekkingskant maar expliciet ook nieuwe vraagcategorieën zoals EV's, warmtepompen, *demand response* opties in de industrie.

CEFLEX werkt op uurlijkse basis en optimaliseert voor ieder vraagniveau de least cost dispatch, waarbij naar de korte termijn marginale productiekosten gekeken wordt. De stroomprijs volgt dan uit het snijpunt van vraag en aanbod. CEFLEX bevat momenteel Nederland en Duitsland als aparte markten met een interconnectie daartussen (instelbaar als scenario-parameter). Bij grote interconnectie laat het model relatief vaak prijsconvergentie zien.

D.2 Inputparameters

Aanbod

Het model bevat data over 175 centrales in Nederland en van 403 eenheden in Duitsland, waarbij het precieze aantal afhangt van het gekozen simulatiejaar en scenariokeuzes zoals het al dan niet uitfaseren van de oudere kolen-centrales. De productie van wind en zon wordt in het model niet afgekapt, deze zitten dus altijd 'in de merit-order'.

In het model zijn dynamische beperkingen zoals start en stopkosten niet meegenomen in de beslissing van eenheden om al dan niet te draaien¹⁵, maar wel technische beperkingen zoals min/max-load en hun efficiency bij verschillende output-levels. Het model bevat van de opgenomen centrales een gedetailleerde modellering van individuele eenheden via hun *heat-rate-curves*.

¹⁵ Momenteel ontwikkelen CE Delft en KYOS Energy Consulting samen het PowerFlex-model waar deze karakteristieken allemaal wel in zitten.



Wind invoeding is gebaseerd op KNMI data van meetstations, de opwek-karakteristiek van Vestas, en is met CBS-data gekalibreerd. Zon-PV invoeding is ook gebaseerd op KNMI-data. De opwekking/het rendement is vervolgens bepaald met NEN7120 en dit is vervolgens met CBS-data gekalibreerd.

Vraag

De modellering van de elektriciteitsvraag is gebaseerd op de historische vraag (Hourly load data 2013 ENTSO-E, gecorrigeerd voor import/export data van TenneT) en groeiscenario's, maar omvat ook een aantal nieuwe vraag-categorieën waarmee in de scenario's gevarieerd kan worden, zoals EV's en *power-to-heat* in de industrie.

Voor het doel van deze studie zijn de scenario's van de toekomstige vraag echter gemodelleerd met het CEGRID-model (voor Nederland, niet voor Duitsland). De uitkomsten van CEGRID voor de verschillende scenario's (energievraag) zijn vervolgens gebruikt als input voor CEFLEX.

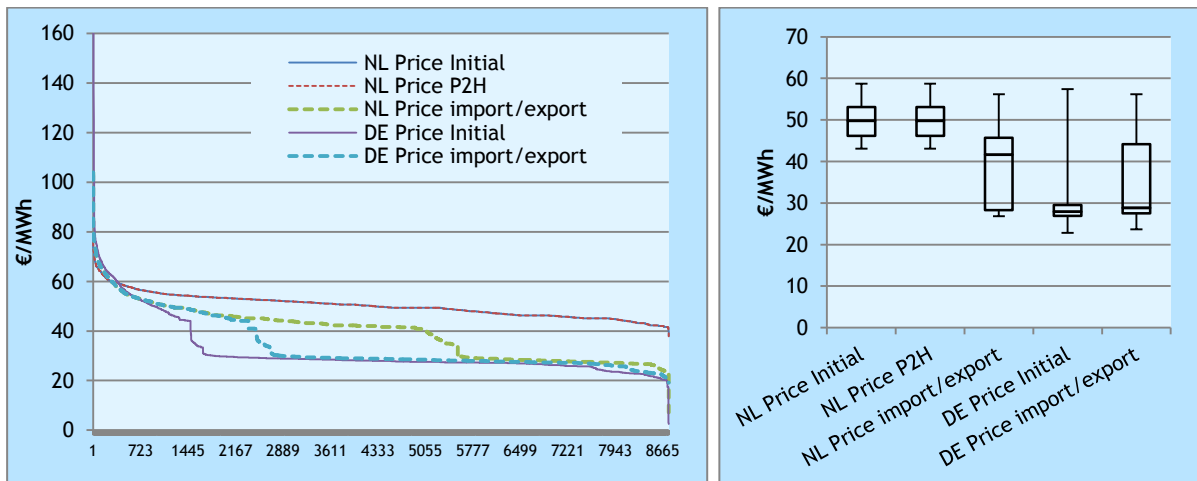
D.3 Output van CEFLEX

CEFLEX geeft per scenario:

- uurlijkse spotmarktprijs, inclusief jaarduurkrommes;
- residuele vraag;
- relevante statistieken: baseload, piek-, dalprijzen, windgemiddelde prijzen, profielkosten wind, e.d.

De waarde van de synergie is berekend door het verschil in de volume-gewogen spotmarktprijs in de verschillende scenario's te vermenigvuldigen met de residuele vraag.

Figuur 17 Jaarduurkromme van de spotmarktprijs (links) en statistieken (boxplot), rechts



Noot: boxplot rechts laat per gesimuleerde prijs de mediane waarde, eerste en derde kwartiel zien. De uitsterste grenzen geven het 5^e en 95^e percentiel zien (95% betrouwbaarheidsinterval). N=8760 uurwaarden uit simulatie 2013.

De figuren tonen de prijzen die het model berekent (gesorteerde jaarduurkromme/boxplot-statistieken) en tevens laat het zien hoe CEFLEX de interconnectie modelleert.

Eerst wordt Nederlandse en Duitse prijsvorming separaat gesimuleerd (Price Initial). Vervolgens worden prijsafhankelijke Demand Response in de Nederlandse context ingezet (Price P2H).

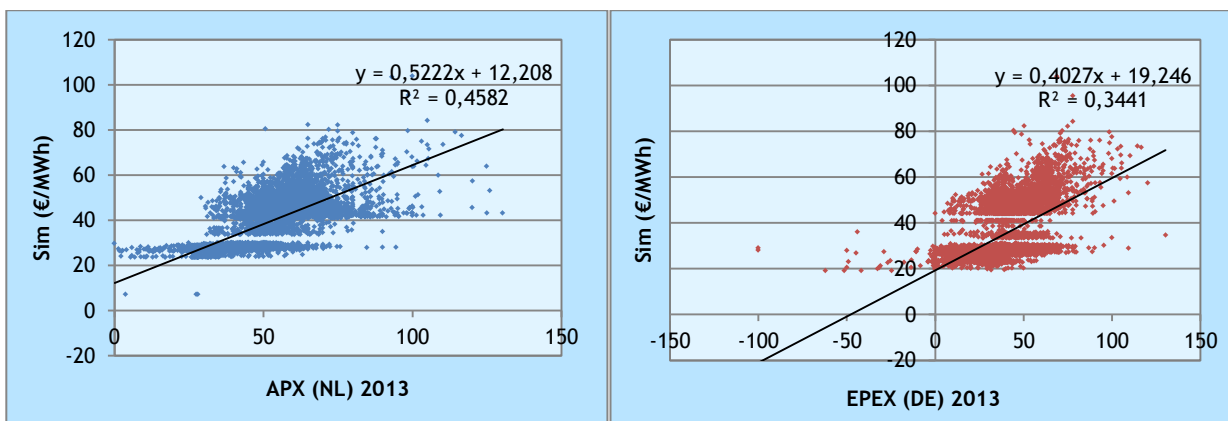
Als laatste stap wordt de interconnectie berekend, waarbij wel of niet prijsconvergentie ontstaat. Prijsconvergentie zorgt in het simulatiemodel gemiddeld voor lagere prijzen in Nederland en hogere prijzen in Duitsland. Als er geen prijsconvergentie optreedt dan is de interconnectiecapaciteit verzadigd.

D.4 Validatie

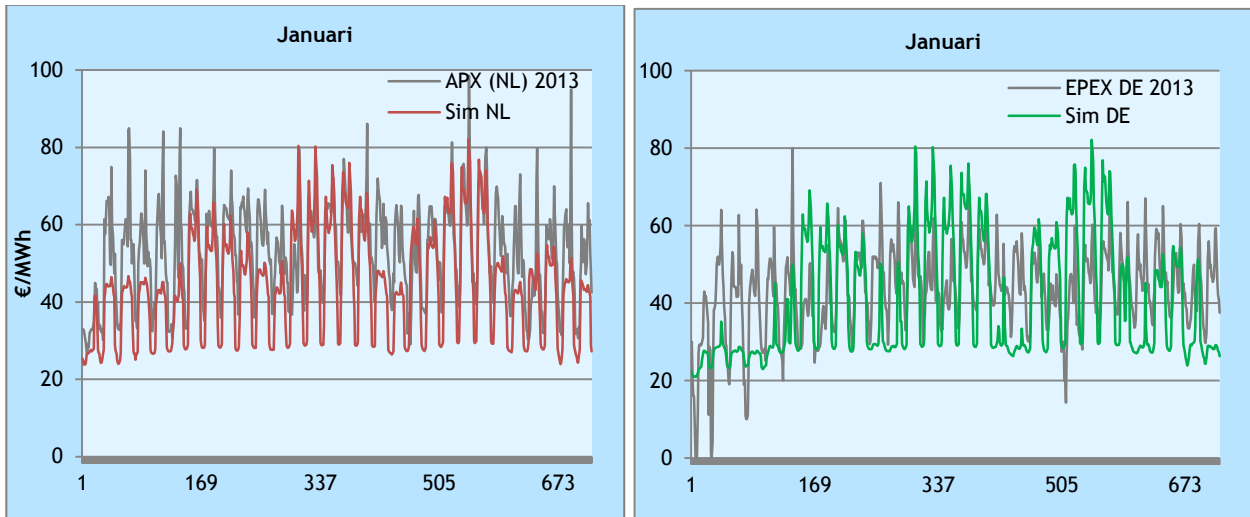
De prijsvorming van CEFLEX is gevalideerd aan de spotmarktprijzen 2011 tot en met 2013. Figuur 18 toont de correlatie tussen de gesimuleerde Nederlandse en Duitse prijzen met de daadwerkelijke 2013-prijzen. De modellering van de Nederlandse markt lijkt beter de APX te simuleren dan de modellering van de Duitse markt (de R^2 is hoger). Figuur 19 laat het prijsverloop van het model en de werkelijke prijzen over een voorbeeldmaand in 2013 zien.

Te zien is dat de dagelijkse piek/dalpatronen redelijk goed in beeld gebracht worden, maar dat er ook prijsvariaties optreden in de werkelijke prijzen die minder door het model worden gesimuleerd, en tevens laat het model prijsvariaties zien die niet in de werkelijkheid zijn gezien.

Figuur 18 Correlatie gesimuleerde prijzen en werkelijke prijzen (Nederland, links; Duitsland, rechts)



Figuur 19 Prijsverloop voor een gesimuleerde maand



Wat niet in het simulatiemodel zit is de stochastiek van de verwachte en onverwachte niet-beschikbaarheid van productie-eenheden en vraag. In het model zit weliswaar voor de centrales de verwachte niet-beschikbaarheid op dag/nacht en seizoensbasis, maar dit is slechts een beperkte representatie van de werkelijkheid. Het is goed mogelijk dat deze dimensie voor een groot deel van de geobserveerde prijsverschillen tussen marktprijzen en simulatie zorgt.

Het model neemt voor toekomstige prijsvorming (het zichtjaar is instelbaar, bijvoorbeeld 2025) de verwachte uitfaseringen (onder andere oude kolen-centrales in Nederland, kerncentrales in Duitsland) en nieuwbouwplannen mee.

D.5 Verbeteringen

Momenteel ontwikkelt CE Delft samen met KYOS Energy Consulting een verbeterd model met uurlijkse dispatch waarin de volgende verbeteringen worden doorgevoerd:

- dynamische beperkingen van centrales: minimale uit/aan tijd, ramp rate, niet-beschikbaarheid;
- beperkingen ten aanzien van het inschakel/uitschakelgedrag waarbij over meerdere tijdsintervallen wordt geoptimaliseerd (met dynamisch programmeren);
- interconnectie met alle relevante markten in NW-Europa (dus niet alleen Duitsland).

Dit model is verwacht vanaf het najaar 2015 inzetbaar, onder de naam POWERFLEX.