

De waarde van flexibel laden
Verkenning van de waarde van demand response bij het laden van elektrische voertuigen

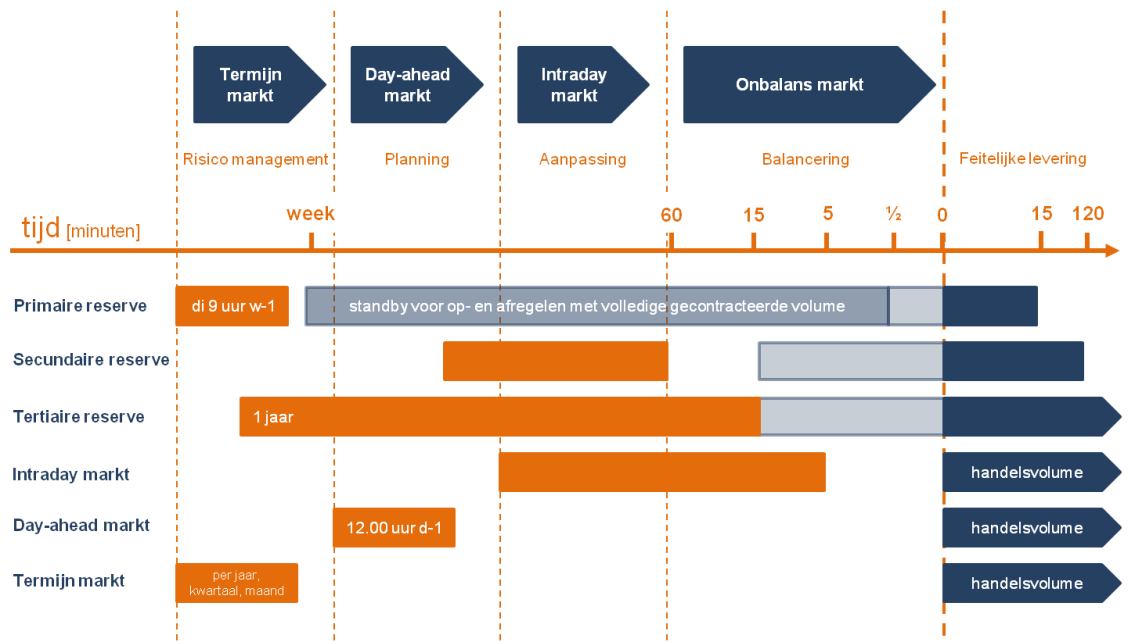
1 juni 2016

In opdracht van ElaadNL

Samenvatting

Door de sterk toenemende elektriciteitsproductie uit wind en zon neemt de behoefte aan flexibiliteit in het elektriciteitsstelsel eveneens toe. Elektrische voertuigen zijn bij uitstek geschikt om in deze flexibiliteitsbehoefte bij te voorzien. Voertuigen staan gemiddeld meer dan 90% van de tijd stil en kunnen op basis van het aanbod van energie en de (locale) netcapaciteit geladen worden.

Om het potentieel van gestuurd laden verder vorm te geven is er behoefte aan inzicht in de waarde hiervan op de verschillende elektriciteitsmarkten. Binnen ElaadNL en onder netbeheerders heeft de mogelijke netimpact van smart charging op basis van de verschillende marktprijzen nadrukkelijk de aandacht. Om meer inzicht te krijgen in deze markten is Movares door ElaadNL gevraagd een verkenning uit te voeren naar de potentiële waarde van de flexibiliteit van elektrische voertuigen op de elektriciteitsmarkten. Dit onderzoek is dan ook nadrukkelijk gericht op de marktkant van flexibel laden en netaspecten zoals congestie of power quality worden buiten beschouwing gelaten. Een schematische weergave van deze elektriciteitsmarkten met de relevante tijdsparameters staat in onderstaande figuur.



Figuur 1 Overzicht van elektriciteitsmarkten en handelsmomenten

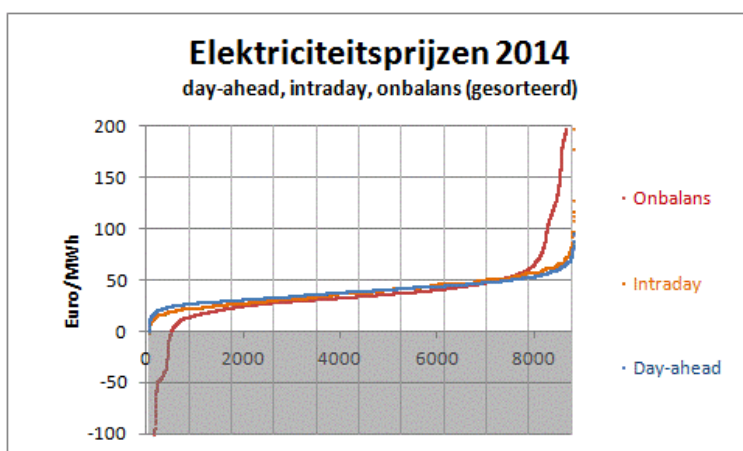
Flexibel laden van elektrische voertuigen kan een belangrijke bijdrage leveren aan de behoefte aan flexibiliteit op de elektriciteitsmarkten. Mogelijkheden hiervoor bevinden zich op de korte termijn elektriciteitsmarkten, zoals de day-ahead markt, de intraday markt en de onbalansmarkt (secundaire reserve).

- De primaire reserve wordt als eerste aangesproken bij het ontstaan van een te grote afwijking in de frequentie. De primaire reserve is een door TenneT gecontracteerde

hoeveelheid vermogen en wordt verzameld via een wekelijkse veiling. Traditioneel gezien wordt de primaire reserve geleverd door productiecentrales.

- De onbalansmarkt is bedoeld om verstoringen van de energiebalans te balanceren die langer duren dan 15 minuten. Voor deze secundaire reserve kunnen marktpartijen biedingen plaatsen voor levering of afname van vermogen. Het gaat hierbij om capaciteit die wordt geproduceerd of afgenomen door of via deze partij en waarbij deze partij dus meer of minder gaat afnemen ten opzichte van het opgegeven E-programma. De maximale responstijd is 15 minuten.
- De tertiaire reserve of noodvermogenpool kan door TenneT worden afgeroepen als alle middelen op de onbalans zijn afgeroepen en de duur kan oplopen tot enkele uren. Aan deze pool wordt veelal deelgenomen door bedrijven die de beschikking hebben over een noodstroomaggregaat.
- Op de intraday markt wordt elektriciteit verhandeld die nog dezelfde dag wordt geleverd. De handel vindt plaats tot 5 minuten voor het moment van levering.
- De day-ahead markt is de markt waar elektriciteit wordt verhandeld die de volgende dag wordt geleverd. De elektriciteit wordt verhandeld in blokken van één uur.

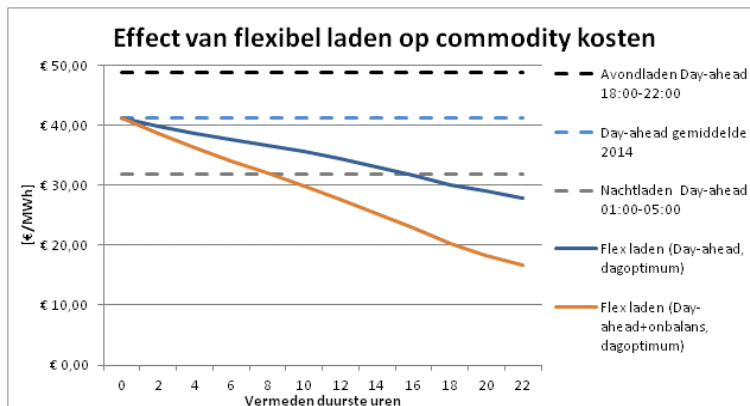
Waar de waarden op de day-ahead markt, de intraday markt en de onbalansmarkt elkaar het grootste deel van de tijd niet sterk ontlopen, is dat duidelijk wel het geval tijdens de 10% goedkoopste en 10% duurste uren van deze markten. Met name de onbalansmarkt kent dan grote uitschieters naar boven en naar beneden. Dit wordt geïllustreerd in figuur 2, waarin de elektriciteitsprijzen per uur uit 2014 op waarde zijn gesorteerd voor de day-ahead markt, de intraday markt en de onbalansmarkt.



Figuur 2 Elektriciteitsprijzen onbalansmarkt, intraday markt en day-ahead markt 2014, gesorteerd op waarde (bron: APX, TenneT)

Door gebruik te maken van flexibel laden kan de kale stroomprijs (zonder belastingen of transportkosten) van het laden van elektrische voertuigen dalen met 35% tot 60%. Dit komt neer op een jaarlijks voordeel van € 40,- tot € 65,-.

Voor een elektrisch voertuig dat gemiddeld 37 km per dag rijdt (het landelijk gemiddelde) bedroegen in 2014 de directe elektriciteitskosten (exclusief transport en belastingen) jaarlijks € 111,-. Indien deze elektriciteit wordt ingekocht op de day-ahead markt tijdens de vier goedkoopste uren, dan wordt een besparing gerealiseerd van 35% tot 45%. Dit voordeel kan groter worden indien wordt ingekocht op de intraday markt of de onbalansmarkt. Eerste ervaringen op de onbalansmarkt resulteren momenteel in een kostenvoordeel van meer dan 60%.



Figuur 3 Effect van flexibel laden (day ahead + onbalans) op commodity kosten (prijzen 2014)

Het is overigens de verwachting dat in het volgend decennium met name de behoefte aan aanbod van flexibiliteit op de intraday markt zal toenemen, gevolgd door de onbalansmarkt. De behoefte aan aanbod van flexibiliteit op de day-ahead markt lijkt vooralsnog slechts beperkt toe te nemen. Hoe dat aanbod van flexibiliteit zich gaat ontwikkelen is nog onduidelijk.

Om flexibel laden op grote schaal mogelijk te maken zijn er een aantal technische, wettelijke en markt randvoorwaarden die moeten worden ingevuld. Zo moeten laadpunten beschikken over een slimme meter, moeten de standaardprofielen voor kleinverbruikers worden losgelaten en moeten leveranciers kleinverbruikers flexibele elektriciteitsstarieven aanbieden. Wetsvoorstel STROOM, dat een aantal belangrijke onderwerpen bevat t.a.v. flexibiliteit, is eind 2015 door de Eerste Kamer verworpen. De verwachting is dat na de zomer van 2016 een tweede wetsvoorstel wordt aangeboden aan de Tweede Kamer.

Het is onze verwachting dat het aantal elektrische voertuigen sterk blijft toenemen: naar 200.000 voertuigen in 2020 en één miljoen voertuigen rond 2027. Indien deze voertuigen bij stilstand gekoppeld zijn aan het elektriciteitsnet, kunnen zij een sterke impact hebben op de korte termijn elektriciteitsmarkten. Zo is het de verwachting dat rond 2027 deze voertuigen op momenten een collectief laadvermogen kunnen leveren van meerdere GW. Bovendien heeft flexibel laden de mogelijkheid om bijna instantaan te reageren op stuursignalen, wordt de laadduur slechts beperkt door het te vragen vermogen en is er geen sprake van een hersteltijd of van marginale kosten. Dit maakt flexibel laden zeer kansrijk als optie op de intraday markt en onbalans markt. Ook lijkt de energievraag van elektrische voertuigen voldoende groot om een relevante systeembijdrage te leveren. Deze vraag is voor één miljoen elektrische voertuigen 2,7 TWh. Dit komt overeen met 6% van het volume van de day-ahead markt (2014) en is aanzienlijk groter dan het huidige volume van de intraday markt en de onbalansmarkt. De impact van flexibel laden zal overigens versterkt worden indien voertuigen ook de mogelijkheid hebben terug te leveren aan het net (V2G).

Uiteraard zijn er meer potentiële aanbieders van vraagflexibiliteit, zoals bijvoorbeeld bedrijfsprocessen. Flexibel laden beschikt echter over goede karakteristieken voor het leveren van korte termijn flexibiliteit.

Inhoudsopgave

Samenvatting	3
1 Inleiding	7
1.1 Achtergrond	7
1.2 ElaadNL	7
1.3 Vraagstelling	7
1.4 Beleidscommissie	8
1.5 Leeswijzer	8
2 Elektriciteitsmarkten	9
2.1 De Nederlandse elektriciteitsmarkt	9
2.2 Termijnmarkt	10
2.3 Day-ahead markt	10
2.4 Intraday markt	10
2.5 Regel- en reservevermogen	10
2.5.1. Primaire reserve	11
2.5.2. Secundaire reserve	11
2.6 Noodvermogenpool	11
3 De waarde van flexibel laden	13
3.1 Elektriciteitsprijzen 2014	13
3.2 Volume en waarde elektriciteitsmarkten	14
3.3 Laadgedrag optimaliseren: day ahead markt	16
3.4 Laadgedrag optimaliseren day ahead + onbalans	18
3.5 Elektriciteitsprijzen kleinverbruik	18
3.6 De waarde van flexibel laden voor netbeheer	19
4 Enablers en STROOM	21
4.1 Enablers	21
4.2 Wetsvoorstel STROOM	22
5 Lange termijn potentieel flexibel laden	24
5.1 Voorziene groei elektrisch rijden	24
5.2 Vermogen flexibel laden	24
5.3 Verwachtingen lange termijn prijsontwikkelingen	26
5.4 Flexibel laden vergeleken met andere aanbieders van flexibele vraag	27
6 Conclusies	29
6.1 Conclusies	29
6.2 Flexibel laden en ElaadNL	30
Literatuur	31
Begrippen	32
Colofon	34

1 Inleiding

1.1 Achtergrond

Demand response wordt gezien als een belangrijk instrument voor de betaalbaarheid en de verdere verduurzaming van de toekomstige energievoorziening. Bedrijven en andere gebruikers zullen steeds vaker gestimuleerd worden om hun energiegebruik aan te passen aan het aanbod. Zo wordt het energiegebruik steeds beter afgestemd op het aanbod ervan. Aanbod van wind en zon is immers niet te sturen en vraagt om meer flexibiliteit in het elektriciteitsstelsel.

Elektrische voertuigen zijn hiervoor bij uitstek geschikt. Voertuigen staan gemiddeld meer dan 90% van de tijd stil en kunnen op basis van het aanbod van energie en de (locale) netcapaciteit geladen worden. Er ligt zelfs een potentieel voor gestuurd terugleveren aan het net (V2G). Een wagenpark in Nederland van één miljoen elektrische voertuigen, zoals voorzien wordt rond 2027¹, kan een substantiële invulling geven van de behoefte aan flexibiliteit in dit land. Hierbij gaan partijen als ElaadNL er vanuit dat een systeem ter ontsluiting van dit flexibel potentieel vanuit markt-overwegingen een vergelijkbare inrichting heeft als een systeem ter ontsluiting van flexibiliteit ten behoeve van de meer technische uitdagingen van de regionale netbeheerder.

1.2 ElaadNL

ElaadNL beschikt met haar netwerk en expertise rond elektrisch rijden over een uitstekende uitgangspositie om het demand response potentieel van elektrische voertuigen verder vorm te geven. Naast kennis van de laadtechniek en het elektriciteitsnet, heeft zij een leidende positie in het vormgeven van de communicatieprotocollen tussen de diverse betrokkenen bij een laadtransactie (DSO, PV-partij, laadpuntexploitant, laaddienstprovider, eindgebruiker). Bovendien kan zij bogen op de ervaringen uit diverse pilots van de samenwerkende netbeheerders.

1.3 Vraagstelling

Binnen ElaadNL en onder netbeheerders heeft de mogelijke netimpact van smart charging op basis van de verschillende marktprijzen nadrukkelijk de aandacht. Om meer inzicht te krijgen in deze markten is Movares door ElaadNL gevraagd een verkenning uit te voeren naar de potentiële waarde van de flexibiliteit van elektrische voertuigen op de elektriciteitsmarkten. Hierbij doen zich de volgende vragen voor:

- Welke korte termijn elektriciteitsmarkten lenen zich voor demand response?
- Wat is de waarde van flexibel laden op deze markten?
- Welke wijzigingen in het huidige marktsysteem zijn er te voorzien?
- Welke wijzigingen zijn er nodig om het potentieel van flexibel laden te ontsluiten?
- Wat is het lange termijn perspectief van flexibel laden?

Bij de uitvoering zijn ook een aantal randvoorwaarden opgenomen. Zo richt deze studie zich uitsluitend op de marktkant van elektriciteitslevering, en worden netaspecten zoals congestie of power quality buiten beschouwing gelaten. Ook is in deze studie geen aandacht besteed aan de impact van ontwikkelingen als Vehicle to Grid (V2G).

¹Movares (2013). Laadstrategie elektrisch wegvervoer

1.4 Beleidscommissie

Deze verkenning is uitgevoerd in nauwe samenwerking met een beleidscommissie van ElaadNL. In deze commissie hadden gedurende de uitvoering van dit project de volgende personen zitting:

- Arjan Wargers ElaadNL Manager Innovatie en Ontwikkeling
- Erik Schepens Liander Product manager
- John Hodemaekers Stedin Manager Innovatie
- Lennart Verheijen Enexis Innovator

1.5 Leeswijzer

Deze notitie is als volgt opgebouwd. Volgend op deze introductie wordt in hoofdstuk twee een beschrijving gegeven van de huidige elektriciteitsmarkten en de actoren die hiertoe toegang hebben. De waarde en fluctuaties op deze markten worden in beeld gebracht in hoofdstuk drie, evenals een voorbeeldberekening van de huidige waarde van flexibel laden. In hoofdstuk vier wordt ingegaan op de beoogde wijzigingen in de elektriciteitswet (STROOM) met betrekking tot het valoriseren van flexibiliteit en de actuele status van dit wetsvoorstel. Tevens benoemen wij enkele verwachtingen ten aanzien van toekomstige wetswijzigingen en de mogelijkheden en beperkingen voor flexibel laden van elektrische voertuigen. In hoofdstuk vijf gaan wij in op het lange termijn flexibel potentieel van elektrisch rijden en doen we een inschatting hoe flexibel laden zich verhoudt tot andere potentiële leveranciers van flexibiliteit. Dit rapport wordt in hoofdstuk 6 afgesloten met conclusies en enkele gedurende het proces vanuit ElaadNL geformuleerde vragen.

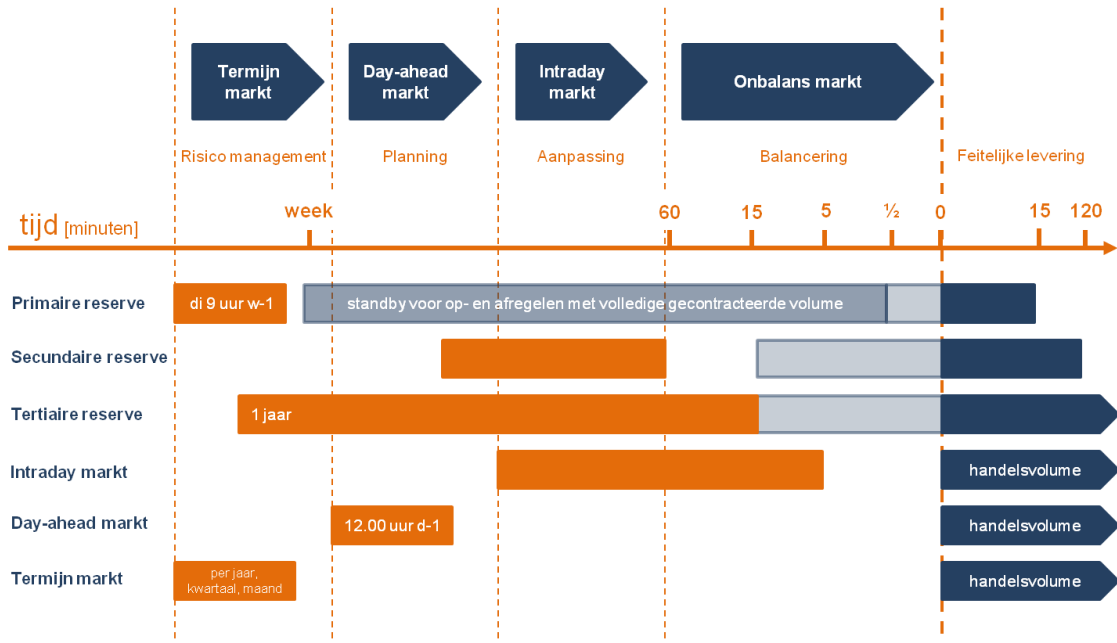
2 Elektricitetsmarkten

2.1 De Nederlandse elektricitetsmarkt

In dit hoofdstuk wordt een beschrijving gegeven van de huidige structuur van de Nederlandse elektricitetsmarkt en de actoren die hiertoe toegang hebben.

Op diverse plaatsen en momenten vindt er handel plaats in elektriciteit, afhankelijk van de tijdsperiode tot het daadwerkelijke moment van levering. In Figuur 2-1 is een grafisch overzicht gegeven van de Nederlandse elektricitetsmarkten en de bijbehorende handelsmomenten. Hierna worden de markten nader toegelicht.

De oranje balken geven de handelsperiode of biedperiode weer, waarop elektriciteit verhandeld kan worden of vermogen kan worden aangeboden op de biedladder. De donkerblauwe balken geven het feitelijke moment van levering weer. Voor de primaire, secundaire en tertiaire reserve geldt een op- of afregeltijd – de periode waarin het vermogen moet zijn bijgesteld. Deze periode is weergegeven in blauwgrijs.



Figuur 2-1 Overzicht van elektricitetsmarkten en handelsmomenten

ENTSO-E² hanteert voor het regel-, reserve- en noodvermogen de volgende benamingen:

- Primaire reserve : *Frequency Containment Reserve (FCR)*
- Secundaire reserve : *automated Frequency Restoration Reserve (aFRR)*
- Tertiaire reserve : *manual Frequency Restoration Reserve (mFRR)*

In dit rapport zullen, voor de eenduidigheid, de benamingen zoals benoemd in Figuur 2-1 worden gehanteerd.

² European Network of Transmission System Operators for Electricity (www.entsoe.eu)

2.2 Termijnmarkt

Op de termijnmarkt worden commodities verhandeld. Deze handel kan worden uitgevoerd via de beurs (ENDEX) of via tussenhandel, de zgn. OTC-contracten (Over The Counter). Voordelen van handel op de beurs is dat het anoniem is en zonder risico. Elektriciteit die ingekocht is wordt geleverd, ongeacht een eventueel faillissement van de partij die de elektriciteit gaat leveren.

Voor handel op de beurs is een (betaald) lidmaatschap vereist. Dit lidmaatschap is voorbehouden aan productie- en distributiebedrijven, grootverbruikers, industriële eindgebruikers, brokers en handelaren.

Wanneer op basis van OTC elektriciteit wordt ingekocht gaat de afnemer een contract aan met een leverancier of handelaar die de elektriciteit gaat leveren aan afnemer. Voordeel hiervan is dat de afnemer geen lid hoeft te zijn van de beurs, echter wanneer de leverancier of handelaar failliet gaat is het risico voor afnemer. Daarnaast brengt de leverancier of handelaar een servicefee in rekening voor de diensten die zij verricht, bovenop de commodity prijs voor elektriciteit.

2.3 Day-ahead markt

De day-ahead markt is de markt waar de elektriciteit wordt verhandeld die de volgende dag wordt geleverd, met als doel om verwachte aanpassingen in levering of productie te kunnen vereffenen. Deze markt functioneert via een veilingsysteem, een van de hoofdactiviteiten van APX Power NL³. Tot 12.00 uur op de dag voorafgaand aan de feitelijke levering kunnen aanbieders hun biedingen volledig geautomatiseerd inleggen. Hierna worden vraag en aanbod op elkaar afgestemd en worden de marktprijzen voor de volgende dag bepaald, gedifferentieerd per uur. De handel vindt anoniem plaats, uitgevoerd door APX namens de aanbieders. De elektriciteit wordt verhandeld in blokken van één uur.

2.4 Intraday markt

Op de intraday markt wordt elektriciteit verhandeld die nog dezelfde dag wordt geleverd. Deze handel loopt ook via APX Power NL. De handel vindt plaats tot 5 minuten voor het daadwerkelijk moment van levering.

Vanwege het korte termijn karakter worden de day-ahead markt en intraday markt ook wel spotmarkten genoemd. Ongeveer 90% van de handel via APX Power NL vindt plaats op de day-ahead markt. De resterende 10% wordt verhandeld via de intraday markt. Daarnaast is het relevant om te weten dat slechts een klein deel van deze korte termijn handel loopt via de huidige intraday markt. Het merendeel van de intraday markt handel vindt bilateraal tussen aanbieders en vragers plaats. Van de omvang van deze handel zijn geen gegevens bekend.

2.5 Regel- en reservevermogen

De markten die tot nu toe zijn genoemd worden ook wel handelsmarkten genoemd. Deze zijn bedoeld om aanpassingen in de vraag en productie uit te voeren, de zgn. E-programma's. Voor de zeer korte termijn, 15 minuten en korter, beschikt TenneT over het zgn. regel- en reservevermogen om snel frequentieherstel en balanshandhaving op het hoogspanningsnet uit te voeren. Dit is een zgn. single-buyer markt waarop TenneT capaciteit voor regel- en reservevermogen contracteert met partijen.

In de volgende paragrafen worden de primaire en secundaire reserve, zoals dit regel- en reservevermogen wordt genoemd, toegelicht.

³ De APX is in mei 2015 gefuseerd met de EPEX SPOT. Hiermee is er een spotmarkt ontstaan die Nederland, België, Verenigd Koninkrijk, Duitsland, Frankrijk, Oostenrijk en Zwitserland bedient.

2.5.1. Primaire reserve

De primaire reserve wordt als eerste aangesproken bij het ontstaan van een te grote afwijking in de frequentie. De primaire reserve is een gecontracteerde hoeveelheid vermogen en wordt verzameld via een wekelijkse veiling. Aanbieders kunnen voor een termijn van één week een bepaalde hoeveelheid vermogen aanbieden voor een bepaalde prijs. Dit vermogen moet zowel op- als afgeregeld kunnen worden. TenneT bepaalt de volgorde van afroep van vermogen op basis van de prijs. Voor deelname aan de veiling moeten partijen een raamovereenkomst hebben en voldoen aan prekwificatie eisen.⁴

Het door partijen gecontracteerde vermogen moet binnen 30 seconden volledig beschikbaar zijn. Er worden blokken van minimaal 1 MW per week gecontracteerd. Voor het beschikbaar stellen van primaire reserve geldt een capaciteitsvergoeding. Voor de daadwerkelijk geleverde elektriciteit vindt geen vergoeding plaats. Indien elektriciteit wordt geleverd ontstaat een afwijking op het E-programma van de betreffende partij, deze afwijking wordt niet gecorrigeerd.

Op productie-installaties is een lokaal uitgevoerde automatische inrichting aanwezig die binnen 30 seconden zorgt voor een constante verhouding tussen frequentieverandering en productieverandering. Hierdoor blijft een evenwicht bestaan tussen de vraag en het aanbod in het gehele internationaal gekoppelde elektriciteitsnet.

TenneT is verplicht om jaarlijks een door ENTSO-E vastgestelde omvang aan primair reservevermogen te contracteren. Voor 2015 is dat 96 MW⁴. Een deel daarvan moet van Nederlandse aanbieders afkomstig zijn, het resterende deel komt van buitenlandse aanbieders.

2.5.2. Secundaire reserve

De secundaire reserve is bedoeld om verstoringen van de energiebalans te balanceren die langer duren dan 15 minuten. Voor de secundaire reserve kunnen marktpartijen een contract afsluiten met TenneT of alleen biedingen plaatsen voor reservevermogen. Het gaat hierbij om capaciteit die wordt geproduceerd of afgenomen door of via deze partij en waarbij deze partij dus meer of minder gaat afnemen ten opzichte van het opgegeven E-programma. De maximale responsetijd is 15 minuten.

TenneT contracteert jaarlijks ca. 300 MW aan secundair reservevermogen. Partijen krijgen hiervoor, naast de MWh-vergoeding, ook een capaciteitsvergoeding. Ook is het mogelijk om vrijwillig in te bieden, in dat geval ontvangt deze partij alleen een MWh-vergoeding. Daarnaast kunnen partijen zelf in onbalans gaan en zo actief afwijken van hun energieprogramma, waardoor ze systeemmonbalans verhelpen. Dit noemt men ook wel het leveren van een passieve bijdrage. Dit laatste wordt onder meer ingezet ten behoeve van het opheffen van de onbalans binnen de portefeuille van een programma verantwoordelijke partij. Partijen die maar beperkt beschikken over andere instrumenten om hun onbalans op te heffen (stuurbaar opwekvermogen) zullen hier eerder gebruik van willen maken.

Algemeen geldt dat de biedingsmogelijkheid voor deze (vrijwillige) onbalansmarkt van TenneT 60 minuten voor het daadwerkelijke moment van levering sluit. In de periode van 60 minuten tot 5 minuten voor het moment van levering is het nog mogelijk om op de intraday markt te handelen.

2.6 Noodvermogenpool

Naast de bovengenoemde primaire en secundaire reserve is er nog de noodvermogenpool. Dit is een veiling die TenneT kan afroepen op het moment dat alle

⁴ http://www.tennet.org/bedrijfsvoering/Systeemgegevens_vorbereiding/primaire_reserve.aspx, bezocht op 28-05-2015

middelen op de onbalansmarkt gebruikt zijn en waarbij voor langere tijd noodvermogen nodig is. Dit wordt de zgn. tertiaire reserve of *Manual Frequency Restoration Reserves (mFRR)* genoemd. Voor toepassingen van demand response is deze minder populair, met name door de stringente eisen. In 2014 is hiervan enkele tientallen keren gebruik gemaakt.

Het noodvermogen dat beschikbaar gesteld wordt op basis van een contract met TenneT moet te allen tijde beschikbaar zijn en kan dus niet voor andere doeleinden gebruikt worden. Daarnaast kan het incident enkele uren duren.

Toegang tot de tertiaire reserve is mogelijk voor partijen die met een zeer hoge beschikbaarheid minimaal 20 MW noodvermogen kunnen leveren. Dit noodvermogen mag ook bestaan uit een pool van partijen die gezamenlijk minimaal 20 MW kunnen leveren. Een voorbeeld hiervan is NL Noodvermogenpool⁵.

De reponstijd voor het beschikbaar stellen van het gecontracteerde vermogen ten behoeve van de tertiaire reserve is maximaal 15 minuten. De duur van het gebruik door TenneT kan oplopen tot enkele uren⁶. Aan deze pool wordt veelal deelgenomen door bedrijven die de beschikking hebben over een noodstroomaggregaat.

⁵ Zie ook: www.nlnvp.nl

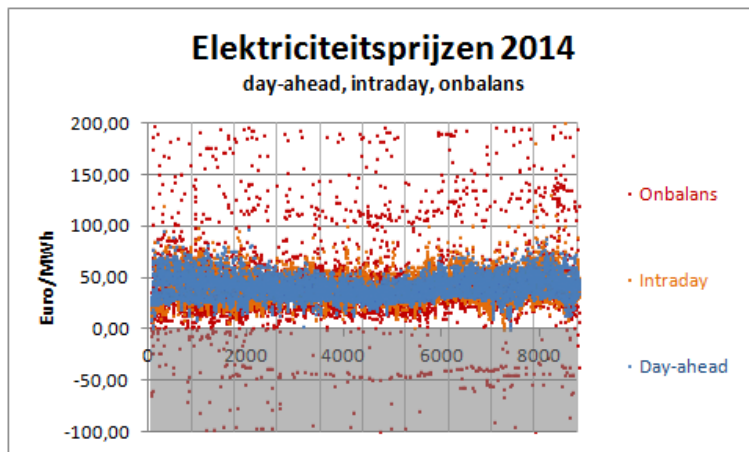
⁶ TenneT (2013). Productinformatie noodvermogen.

3 De waarde van flexibel laden

In hoofdstuk 2 is een overzicht gegeven van de Nederlandse elektriciteitsmarkt. Tevens is een beeld geschetst van de handels- en bijsturingsmomenten en de manier waarop TenneT het net in balans houdt. In hoofdstuk 3 wordt een indicatie gegeven van de waarde van – met name – korte termijn flexibiliteit op de verschillende markten en de bijbehorende volumes.

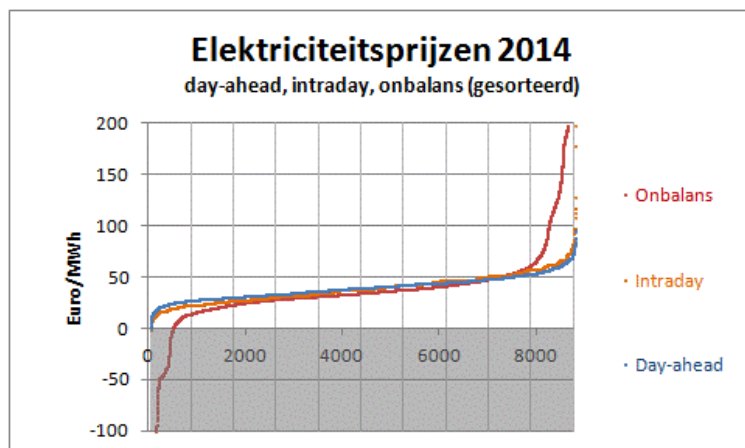
3.1 Elektriciteitsprijzen 2014

Figuur 3-1 geeft een impressie van de waarde van de elektriciteitsprijzen op de day-ahead markt, intraday markt en onbalansmarkt. De gegevens waarmee de figuur is opgebouwd omvatten het gehele kalenderjaar 2014. Voor ieder uur is de prijs bekend. De rode stippen laten de prijs zien op de onbalansmarkt (secundaire reserve), de oranje stippen op de intraday markt en de blauwe stippen op de day-ahead markt, verspreid over een jaar, waarbij geheel links 1 januari 2014 is geplaatst en geheel rechts 31 december 2014.



Figuur 3-1 Elektriciteitsprijzen onbalansmarkt, intraday markt en day-ahead markt 2014 (bron: APX, TenneT)

In dit figuur is te zien dat er zowel positieve als negatieve uitschieters zijn, maar onduidelijk is hoe de spreiding er nu exact uit ziet. Daarom laat Figuur 3-2 een grafiek zien waarbij de prijzen zijn gesorteerd op waarde. Ook hierbij zijn de elektriciteitsprijzen van een geheel jaar weergegeven. Het verschil met Figuur 3-1 is dat nu geheel links de laagste prijzen zijn weergegeven en geheel rechts de hoogste prijzen. Tevens is duidelijk waarneembaar dat de prijs het grootste deel van de tijd zich rond de € 40 / MWh bevindt. Alleen de eerste 10% en laatste 10% daalt resp. stijgt de prijs sterk. Op de onbalansmarkt zijn de prijzen het meest volatiel.



Figuur 3-2 Elektriciteitsprijen onbalansmarkt, intraday markt en day-ahead markt 2014, gesorteerd op waarde (bron: APX, TenneT)

Deze volatiliteit blijkt met name uit de waarden in de eerste 10% en laatste 10%. De waarden op de onbalansmarkt zijn hier duidelijk extremer dan op de intraday markt en de day-ahead markt. Acteren op de onbalansmarkt is in de regel wel complexer.

3.2 Volume en waarde elektriciteitsmarkten

Niet alleen de waarde van de korte termijnmarkten is van belang, ook de volumes zijn een belangrijke factor. In Tabel 3-1 is een overzicht gegeven van de omvang van de diverse elektriciteitsmarkten. Omdat de wijze van volumebepaling niet altijd gelijk is zal volgend aan de tabel een korte toelichting worden gegeven. Om het overzicht compleet te maken is in de tabel ook aangegeven welke waarde de verschillende markten vertegenwoordigen.

Tabel 3-1 Volumes en waarden elektriciteitsmarkten⁷

Markt	Volume	Waarde
Primaire reserve	96 MW (2015)	Capaciteitstarief: € 4000 /MW per week
Secundaire reserve	300 MW (2015) + addit. 240 GWh afgenomen (2014) 224 GWh ingevoerd (2014)	10% - € 17 /MWh 50% - € 42 /MWh 90% - € 65 /MWh
Tertiaire reserve	350 MW (2015)	€ 15.000 /MW/jaar + € 200 /MWh
Intraday markt	0,7 TWh (2013)	10% - € 25 /MWh 50% - € 42 /MWh 90% - € 60 /MWh
Day-ahead markt	44,5 TWh (2014)	10% - € 29 /MWh 50% - € 41 /MWh 90% - € 55 /MWh
Termijnmarkt	66 TWh (2013)	€ 35 – 40 /MWh

⁷ Liquiditeitsrapport 2014 ACM Groothandelsmarkten Elektriciteit en Gas, TenneT, EnergyGlobal.nl (2014), Eneco

In Tabel 3-1 worden zowel handelsmarkten als regel-, reserve- en noodvermogen genoemd. Voor de handelsmarkten wordt het verhandelde volume weergegeven. Voor de primaire, secundaire en tertiaire reserve stelt ENTSO-E⁸ minimum normwaarden vast waaraan de nationale TSO's dienen te voldoen. Dit betekent dat het aangegeven vermogen tenminste moet worden gecontracteerd door TenneT. Een deel daarvan moet tevens door Nederlandse partijen worden gefaciliteerd.

De waarde van de verschillende markten wordt met name bepaald door de responstijd en de tijdsduur van levering.

De primaire reserve kent een capaciteitsvergoeding, maar geen vergoeding voor de geleverde elektriciteit. Ook wordt de geleverde elektriciteit niet gecorrigeerd in het E-programma.

De secundaire reserve kent een vergoeding per MWh geleverde elektriciteit. Deze is afhankelijk van de op dat moment geldende onbalansprijs.

Tenslotte is er de tertiaire reserve, ook wel noodvermogenpool genoemd. Deze kent zowel een capaciteitsvergoeding als een vergoeding per geleverde MWh elektriciteit. Over het algemeen wordt aan deze noodvermogenpool deelgenomen door bedrijven die een noodstroomaggregaat kunnen inzetten.

De intraday markt en day-ahead markt kennen beiden een handelsprijs. Dat wil zeggen dat er wordt gehandeld tegen de op dat moment geldende prijzen die door APX worden vastgesteld. Afhankelijk van het volume wordt de prijs bepaald.

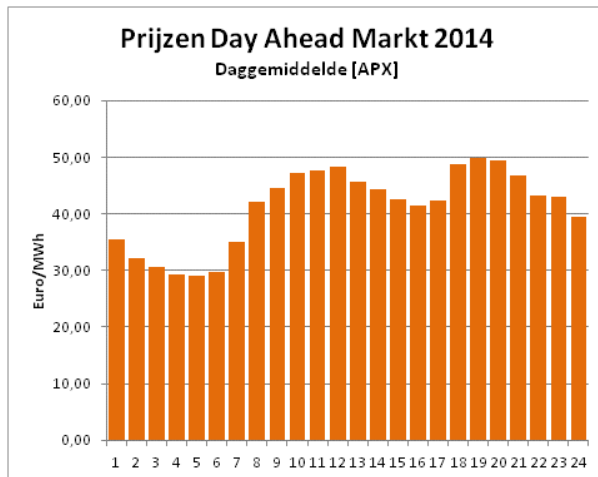
Hetzelfde geldt voor de termijnmarkt, waarbij de prijs wordt vastgesteld door ENDEX. Ook hier geldt de handelprijs, afhankelijk van het moment waarop geleverd moet worden. Handel is tot drie jaar voor het daadwerkelijke moment van levering mogelijk.

In de volgende twee paragrafen wordt inzicht gegeven indien laadgedrag wordt afgestemd op de APX day ahead prijs, of een combinatie van day ahead prijs en onbalansprijzen.

⁸ Continental Europe Operation Handbook, ENTSO-E

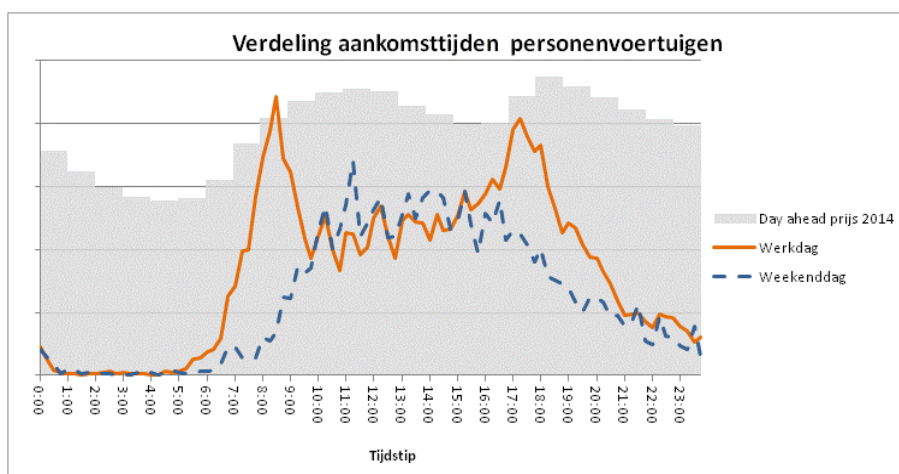
3.3 Laadgedrag optimaliseren: day ahead markt

Welke waarde is er nu te creëren door flexibel te laden? In deze paragraaf wordt ingegaan op het slim laden op basis van de day-ahead prijzen. Uitgangspunt hierin is dat een voertuig gemiddeld 37 kilometer per dag rijdt. Dit geldt momenteel als gemiddelde voor het wagenpark in Nederland⁹. Wij zijn ons er overigens bewust van dat leaseauto's nu gemiddeld het dubbele hiervan rijden.



Figuur 3-3 Gemiddelde elektriciteitsprijs per uur (day-ahead) over 2014

In 2013 heeft Movares voor Netbeheer Nederland een koppeling gelegd tussen landelijk rijgedrag en netbeheer aspecten rond elektrisch rijden¹. Onderstaande figuur geeft de aankomsttijden weer van personenauto's voor werkdagen en in het weekend. Goed zichtbaar zijn hierin de ochtendspits (7:30-9:00) en de avondspits (16:30-18:30). Aan dit figuur is de gemiddelde day ahead prijs per uur over 2014 toegevoegd. Dit illustreert goed hoe voertuigen die gelijk na de ochtendspits of avondspits laden, dit doen tegen de hogere tarieven. 's Nachts laden (1:00-6:00) is het meest voordelig, aangezien de prijs dan 1/3 lager ligt dan tijdens de piekuren.

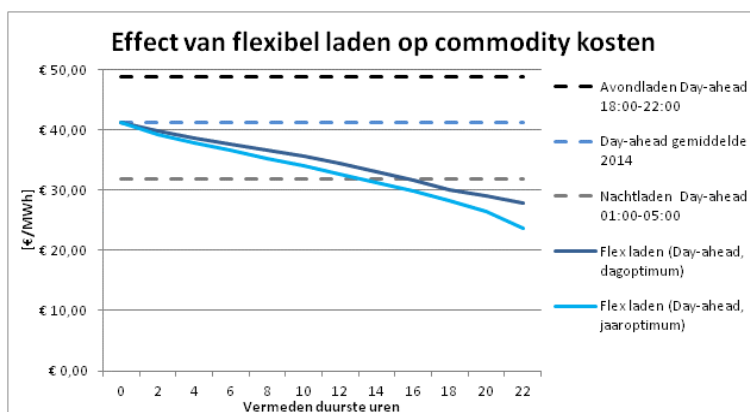


Figuur 3-4 Aankomsttijden personenvoertuigen en day ahead elektriciteitsprijs 2014

⁹ www.cbs.nl, bezocht op 1/6/2015

Flexibel laden en de day ahead markt

Indien ladende voertuigen zouden worden afgerekend tegen day-ahead prijzen (APX 2014), zou er een prijsvoordeel van bijna 35% te behalen zijn indien men van avondladen (18:00-22:00) zou overstappen op nachtladen (01:00-05:00). Onderstaande figuur illustreert hoe dit voordeel nog groter kan worden indien het laadgedrag zou worden afgestemd op de dagelijks wijzigende day-ahead prijzen. Uitgangspunt is hierbij dat voertuigen zo lang mogelijk verbonden zijn met het elektriciteitsnet om zo te kunnen laden tegen de goedkopere uren. In het figuur is het prijsvoordeel per MWh weergegeven als functie van de te vermijden duurste uren van de day-ahead markt. Zichtbaar is het prijsvoordeel dat ontstaat naarmate men meer de dure uren kan vermijden. Die te vermijden uren zullen zich dus veelal bevinden aan het einde van de ochtend en het begin van de avond. Weergegeven zijn zowel de optie waarin het laadproces per dag wordt geoptimaliseerd, als de meest gunstige optimalisatie op basis van een jaar optimum.

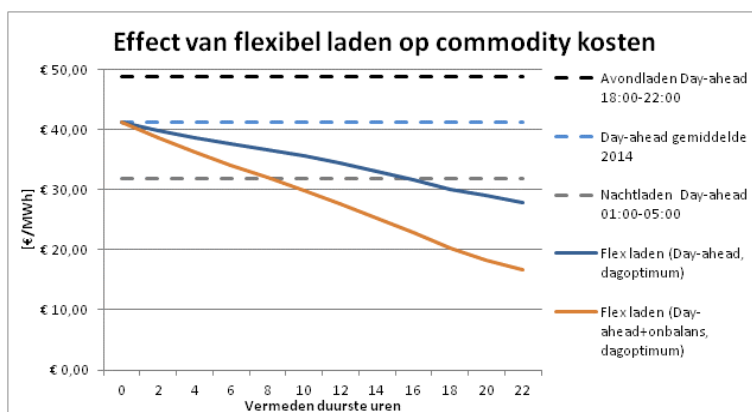


Figuur 3-5 Effect van flexibel laden (day ahead) op commodity kosten (prijzen 2014)

In deze rapportage wordt uitgegaan van een gemiddeld kilometrage van 37 km per dag. Indien deze 37 kilometer elektrisch wordt gereden, leidt dat tot een jaarlijkse elektriciteitsvraag van 2700 kWh. De gemiddelde day-ahead markt elektriciteitsprijs over 2014 was € 41,20 /MWh. Indien elektriciteit zou worden ingekocht tegen deze gemiddelde prijs, zouden de jaarlijkse leveringskosten liggen op € 111,-. Indien het laden nu zou plaatsvinden op de day-ahead markt in de vier goedkoopste uren, zou dat resulteren in een kostenreductie van 35% ten opzichte van de gemiddelde day-ahead prijs (€ 40,- voordeel). Ten opzichte van avondladen (€ 48,70 /MWh) is dit prijsvoordeel 45% (€ 60,- voordeel).

3.4 Laadgedrag optimaliseren day ahead + onbalans

Indien het laden van elektrische voertuigen kan worden afgestemd op de onbalansmarkt, dan kan dat kostenvoordeel nog groter zijn. In onderstaande figuur geeft de oranje lijn een voorbeeld van mogelijke kostenvoordelen indien flexibel day-ahead laden wordt gecombineerd met acteren op de onbalansmarkt. In dit voorbeeld wordt het laadproces onderbroken indien het verschil tussen day-ahead prijs en de onbalansprijs een bepaald drempelbedrag dreigt te overschrijden. Hoe meer de dure prijsmomenten kunnen worden vermeden, hoe lager de gemiddelde prijs wordt. Uiteraard kan dit alleen als er de tijd is om te schuiven met laadmomenten. Zichtbaar is hoe het kostenvoordeel op deze wijze kan oplopen tot meer dan 60% ten opzichte van avondladen.



Figuur 3-6 Effect van flexibel laden (day ahead + onbalans) op commodity kosten (prijzen 2014)

Eneco startup Jedlix experimenteert momenteel met een concept waarbij zij het laden van elektrische voertuigen inzet om haar eigen onbalanskosten te beperken. Hierbij maakt zij gebruik van de situatie dat Eneco in bepaalde Stedin gebieden (Rotterdam) een dominant marktaandeel heeft. De daar veroorzaakte onbalans onder kleinverbruikers wordt immers proportioneel toegewezen aan de daar actieve leveranciers: met name Eneco. Hiermee is zij erin geslaagd om, ondanks het ontbreken van kwartierwaarden allocatie, toch het laden van elektrische voertuigen bij kleinverbruikers in te zetten om waarde te creëren op de onbalansmarkt met vooralsnog een gerapporteerde kostenreductie tot 65%.

3.5 Elektriciteitsprijzen kleinverbruik

Het te behalen voordeel van flexibel laden is overigens relatief klein vergeleken met de totale kWh prijs die betaald wordt bij een kleinverbruikersaansluiting. De elektriciteitsprijs van kleinverbruikers is immers opgebouwd uit meerdere componenten, waarbinnen de diverse overheidsbijdragen domineren. De prijs per kWh voor kleinverbruikers is in 2016 als volgt opgebouwd (voorbeeld):

• Tarief levering (excl. BTW)	€ 0,0550 (voorbeeld)
• Energiebelasting (excl. BTW) ¹⁰	€ 0,1007
• Heffing 'opslag duurzame energie' (excl. BTW)	€ 0,0056
• <u>BTW</u>	<u>€ 0,0338</u>
Totaal	€ 0,1951

¹⁰ Momenteel wordt gewerkt aan een verlaging van de energiebelasting op elektriciteit van openbare laadpunten, zie <https://www.rijksoverheid.nl/ministeries/ministerie-van-financien/documenten/kamerstukken/2016/03/18/reactie-op-motie-over-laadpalen-en-energiebelasting>

De leverancierscomponent in de opbouw van de elektriciteitsprijs is ongeveer een kwart van de totale kleinverbruikersprijs.

3.6 De waarde van flexibel laden voor netbeheer

Deze studie vermeldt geen nieuwe resultaten ten aanzien van de vraag welke waarde flexibel laden kan hebben ten behoeve van netbeheer. Deze onderzoeksvraag valt buiten de scope van deze studie. Bovendien wordt hier al vanuit ElaadNL, Netbeheer Nederland en de individuele netbeheerders aandacht aan besteed. Ook zijn er studies van Movares (2013) en CE Delft (2015) die hier al het een en ander over vermelden. Op de resultaten uit deze laatste twee wordt hieronder kort ingegaan.

Vanuit congestiemanagement is de netbeheerder meer gericht op vermogensvraagstukken [kW] dan op energievolume [kWh]. In de studie *Movares (2013). Laadstrategie elektrisch wegvervoer* voert Movares een eerste berekening uit van de additionele kosten aan netverzwaring die inpassing van de groei van elektrisch rijden in het huidige elektriciteitsnet zou vergen. Uitgangspunten hierbij zijn onder meer:

- Een thuislaad scenario met 1,2 miljoen elektrische voertuigen (geen V2G);
- Een gemiddelde afgelegde afstand van 37 km per dag;
- Een thuislaad scenario met een laadpiek rond 19:00-20:00 uur. Deze piek is gebaseerd op verkeersdata (gemiddelde aankomsttijden) en resulteert in een gemiddelde laadpiek van 0,8 kW per elektrisch voertuig op een werkdag. Aangezien niet alle voertuigen op exact hetzelfde moment laden ligt deze piek dus lager dan het laadvermogen van een individuele laadtransactie;
- Gegevens over piekbelasting van laagspanningskabels en MS/LS transformatoren.

In dit scenario is een inschatting gedaan voor de daarvoor vereiste netinvestering. Deze investering is geraamd op 313 miljoen Euro en is als volgt opgebouwd.

- LS netverzwaring M€ 268
- Capaciteitsuitbreiding MS/LS transformatoren M€ 45

In de studie *CE Delft (2015). Goedkopere stroom door het slim laden van EVs* komt CE Delft tot getallen met een vergelijkbare ordegrootte. Er is hier gewerkt met meerdere scenario's met onder meer verschillende aantallen elektrische voertuigen, batterij capaciteit en verschillende hoeveelheden opgesteld duurzaam vermogen (zon-PV en wind). De scenario's vergelijkbaar met het Movares scenario hierboven hanteren de volgende uitgangspunten:

- Een thuislaad scenario met 1 miljoen elektrische voertuigen (geen V2G);
- Een gemiddeld afgelegde afstand van 37 km per dag (12.000-15.000 km per jaar);
- Een reductie piekvraag LS door flexibel laden van 890 MW tot 1.050 MW
- Een kental van 450 €/kW voor gereduceerde piekvraag en een geschatte netovercapaciteit van 50%.

De geschatte totale waarde van de met flexibel laden vermeden netinvesteringen worden hiermee berekend op 200 M€ tot 236 M€ voor een aantal van 1 miljoen elektrische voertuigen. Dit bedrag ligt iets onder de door Movares berekende 260 M€ bij 1 miljoen voertuigen, maar de bedragen liggen vrij dicht bij elkaar.

Overigens is dit bedrag klein vergeleken met de netinvesteringen die de regionale netbeheerders de komende decennia moeten doen om hun netten op peil te houden. Het verdient aanbeveling om de voorziene netinvesteringen in energietransitie-gerelateerde technologieën als elektrisch vervoer, warmtepompen en zon-PV af te zetten tegen de reguliere netinvesteringen. Hieruit zal blijken dat de vereiste netinvestering ten behoeve van de energietransitie aanzienlijk minder zal zijn dan de som der delen (netinvesteringen ten behoeve van elektrisch vervoer, warmtepompen en zon-PV).

Het door CE Delft berekende voordeel op basis van day-ahead flexibel laden per auto per jaar wordt in dit scenario overigens berekend op € 84 tot € 132 in 2013 en €75 tot €108 in 2025. Dit is aanzienlijk hoger dan het door Movares berekende voordeel van € 40 tot € 60. CE Delft houdt in haar analyse echter rekening met het prijsopdrijvend effect van piek-laden. Deze prijs geldt dan voor alle elektriciteitsgebruikers op dat moment. Smart charging leidt tot een lagere prijs voor alle gebruikers, inclusief elektrisch rijden. Dit totale maatschappelijke prijsvoordeel is in dit bedrag uitgedrukt in een maatschappelijk voordeel per slim ladend elektrisch voertuig. Het betreft dus niet een voordeel dat volledig ten goede komt aan de EV bestuurders.

4 Enablers en STROOM

In dit hoofdstuk wordt ingegaan op de zgn. ‘enablers’ van prijsgestuurd laden. Hiermee worden de voorwaarden bedoeld die een stimulerende werking hebben op de invoering van flexibiliteit in elektrisch laden.

Daarnaast wordt een beeld geschetst van de actuele stand van zaken met betrekking tot de voorgestelde veranderingen van de Elektriciteitswet 1998. Het Ministerie van Economische Zaken is in 2010 een wetgevingstraject gestart om de Elektriciteitswet 1998 en de Gaswet te stroomlijnen, optimaliseren en moderniseren. Het doel van dit wetgevingstraject, dat STROOM genoemd wordt, is te komen tot wetgeving die duidelijker en eenvoudiger is, met minder regeldruk voor bedrijven en minder lasten voor de overheid. Wetgeving die bovendien op inzichtelijke wijze is geënt op de Europese wetgeving, die een concurrerende economie faciliteert en die de transitie naar een duurzame energiehuishouding optimaal ondersteunt. Op 22 december 2015 is dit wetsvoorstel door de Eerste Kamer verworpen.

4.1 Enablers

Allereerst beschouwen we de voorwaarden die flexibel laden mogelijk moeten maken. Er wordt hierbij onderscheid gemaakt in technische, wettelijke en marktvoorwaarden.

De invoering van een 15 minuten registratie op de kWh-meting voor kleinverbruikers is hierbij een van de belangrijkste maatregelen die genomen moet worden om de marktvoordelen van flexibiliteit te gebruiken bij elektrisch laden. Gerelateerd aan deze maatregel worden in onderstaande tabel de voorwaarden hiervoor genoemd.

Tabel 4-1 Voorwaarden m.b.t. techniek, wetgeving en markt

Technische voorwaarden	Wettelijke voorwaarden	Markt voorwaarden
T1 Slimme meter, registratie 15 minuten	W1 Aanpassing vangnet voor kleinverbruikers	M1 Aanbieden flexibele elektriciteitstarieven
T2 Koppelen van IT-infrastructuur	W2 Verlaten van standaard gebruiksprofielen voor kleinverbruikers	M2 Toegang tot de elektriciteitsmarkt

T1 Slimme meter

Het gebruik van een slimme meter is noodzakelijk voor het flexibel laden van elektrische voertuigen. Reden hiervoor is de registratie van verbruikte elektriciteit per 15 minuten. Hiermee heeft de leverancier inzicht in de momenten waarop elektriciteit wordt verbruikt, dit is nodig t.b.v. het allocatie- en reconciliatieproces.¹¹

T2 Koppelen van IT-infrastructuur

Voor het ontsluiten van de meetdata en het kunnen acteren op prijsprikkels uit de markt is een goed ontwikkelde IT-infrastructuur noodzakelijk. Partijen die gebruik willen maken van de voordelen van flexibiliteit moeten aangesloten worden op deze IT-

¹¹ De ‘traditionele’ slimme meter wordt gezien de omvang niet als zeer geschikt voor laadpalen gezien. De laadpaal (aansluiting) moet wel bemeterd en digitaal uitgelezen worden om de netbeheerder en marktpartijen via een comptabele manier van de juiste meetdata te voorzien.

infrastructuur. Voor kleinverbruikers zijn deze informatiesystemen nog niet ingericht. De ontwikkelingen hiervan liggen in lijn met de IT-infrastructuur die wordt ontwikkeld door de ingebruikname van de slimme meter. Het is noodzakelijk om de gerelateerde systemen en databases te koppelen aan informatiesystemen die acteren op prijsprikkels uit de markt, zodat TSO, programmaveerantwoordelijke, laadpuntexploitant, laaddienstprovider en eindgebruiker met elkaar kunnen communiceren.

Voor de realisatie van deze technische voorwaarden zijn open protocollen en standaarden overigens zeer belangrijke faciliterende factoren.

W1 Aanpassing vangnet

Voor kleinverbruikers (consumenten) geldt momenteel een beschermende maatregel, de zgn. vangnetregeling. Deze is vastgelegd in de Elektriciteitswet 1998 onder art. 95b lid 2 en schrijft voor dat iedere wijziging van de leveringstarieven tenminste vier weken van te voren aan de Autoriteit Consument en Markt wordt verschaft.

W2 Verlaten van standaard gebruiksprofielen voor kleinverbruikers

Kleinverbruikers hebben geen eigen E-programma. Op basis van prognoses krijgen kleinverbruikers een collectief E-programma. De kleinverbruiker wordt daardoor niet afgerekend op basis van zijn werkelijke verbruik over de dag maar op een van te voren verondersteld verbruiksprofiel. Een flexibel gebruik van een kleinverbruiker leidt daardoor niet tot aanpassing van het E-programma. Flexibiliteit heeft – door gebruik van standaard gebruiksprofielen – momenteel geen waarde voor een kleinverbruiker.

M1 Aanbieden van flexibele elektriciteitstarieven

Naast de mogelijkheid die er moet zijn om afgerekend te worden op flexibele tarieven zal de markt ook moeten inspelen op deze nieuwe vorm van elektriciteitscontracten voor kleinverbruikers. Elektriciteitsleveranciers of handelaren zullen een pakket moeten aanbieden waarmee ingespeeld kan worden op flexibiliteit. De verwachting is dat in 2017 de IT-infrastructuur van netbeheerders en energieleveranciers is aangepast en de eerste huishoudens kunnen kiezen voor een flexibel leveringscontract. Voorwaarde is wel dat deze huishoudens over een slimme meter beschikken en een energieleverancier hebben die een dergelijke contractvorm aanbiedt.

M2 Toegang tot de elektriciteitsmarkt

Om snel te kunnen inspelen op de fluctuaties van elektriciteitsprijzen is toegang tot de elektriciteitsmarkt noodzakelijk. Voor kleinverbruikers zal dit veelal via de op dit moment gebruikelijke wegen gaan. De elektriciteitsleverancier faciliteert dit.

4.2 Wetsvoorstel STROOM

In de voorgaande paragraaf zijn de voorwaarden besproken die een stimulerende werking hebben of zelfs voorwaardelijk zijn voor de invoering van flexibiliteit in de elektriciteitslevering.

Een deel daarvan zijn wettelijke voorwaarden die via het wetsvoorstel STROOM geregeld zouden worden. Dit wetsvoorstel is op 22 december 2015 door de Eerste Kamer verworpen.

Een deel van het wetsvoorstel, dat regelt dat landelijk netbeheerder Tennet als exclusieve netbeheerder op zee kan worden aangewezen, is op 22 maart 2016 alsnog door de Eerste Kamer aangenomen. Hiermee wordt voorkomen dat Nederland de doelstelling uit het Energieakkoord – 14% duurzame energieopwekking in 2020 – niet haalt.

Naast het net op zee omvatte het wetsvoorstel meer belangrijke onderdelen, zoals het bieden van meer ruimte voor experimenten in het kader van hernieuwbare energie, energiebesparing, efficiënt gebruik van systemen en het ontwikkelen van nieuwe marktmodellen en verduidelijking van de rol van het infrastructuurbedrijf. Het Ministerie van Economische Zaken is voornemens¹² om na de zomer van 2016 een tweede wetsvoorstel bij de Tweede Kamer in te dienen dat de huidige Elektriciteitswet 1998 en Gaswet wijzigt om zo een aantal verbeteringen uit het wetsvoorstel Elektriciteits- en gaswet in de huidige wetten op te nemen.

Daarna zal gestart worden met de voorbereiding van een nieuw wetsvoorstel voor een Elektriciteits- en gaswet inclusief herziening van de hoofdstukken die in het verworpen wetsvoorstel nog beleidsneutraal waren overgenomen. Een wetsvoorstel over deze aspecten kan door de vertraging in plaats van voor de zomer van 2017 niet eerder dan eind 2017 ingediend worden bij de Tweede Kamer.

In het wetsvoorstel STROOM zijn diverse bepalingen opgenomen die de beperkingen voor bijvoorbeeld duurzame initiatieven en flexibiliteit weg kunnen nemen. Deze worden uitgewerkt in de zgn. Experimenten-AMvB. Hieronder worden enkele van de belangrijkste genoemd en toegelicht.

Introductie van de slimme meter

De introductie hiervan is reeds ingezet. De uitrol van de slimme meter en de technische eisen die hieraan gesteld worden blijven onveranderd in het wetsvoorstel STROOM. Door het gebruik van de slimme meter zal op termijn een einde komen aan de standaard gebruiksprofielen.

Ruimte voor experimenten om tijdelijk af te mogen wijken van de bepalingen in de Elektriciteitswet

Op dit moment is reeds een experimenteerruimte opgenomen in de wet, deze is echter beperkt tot decentraal opgewekte duurzame elektriciteit. In het wetsvoorstel STROOM wordt genoemd dat de grondslag voor deze experimenteermogelijkheden verruimd zal worden. Te denken valt hierbij aan o.a. nieuwe marktmodellen, tariefregulering en efficiënt gebruik van het systeem. Deze verruiming vindt plaats bij AMvB, deze is op dit moment echter nog in ontwikkeling.

Aanpassing van de bestaande vangnetregeling

De bestaande vangnetregeling houdt in dat elektriciteitstarieven minimaal 4 weken voor de ingangsdatum voorgelegd moeten worden aan de ACM. De regeling is bedoeld om consumenten te beschermen tegen onredelijke leveringstarieven. Echter deze regeling belemmert wel de mogelijkheid om flexibele tarieven te hanteren.

Daarom is in het wetsvoorstel STROOM een zgn. horizonbepaling opgenomen, waardoor de vangnetregeling kan worden afgebouwd of afgeschaft. De afschaffing vindt plaats bij Koninklijk Besluit.

Verder wordt de periode waarbinnen tariefgegevens moeten worden voorgelegd aan de ACM verkort van 4 weken voor ingangsdatum naar het moment van ingangsdatum. De ACM kan een leverancier een maximum tarief opleggen. Dit betreft een individueel maximum tarief voor de betreffende leverancier en geen generieke pricecap in de markt.

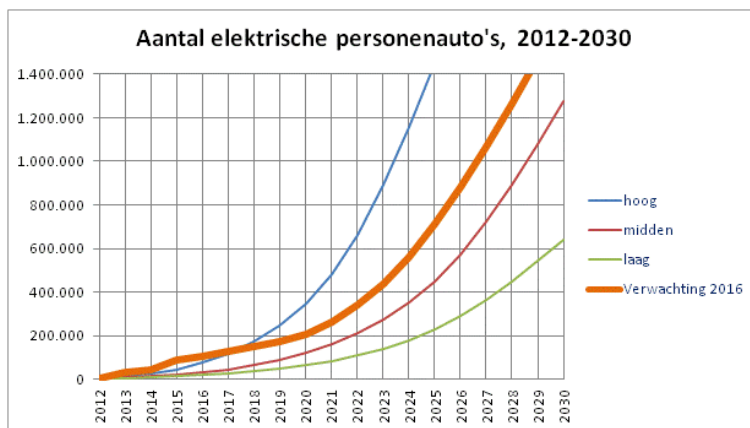
¹² Kamerstukken I 2015/16, 31510, A

5 Lange termijn potentieel flexibel laden

In dit hoofdstuk wordt ingegaan op het lange termijn flexibel potentieel van elektrisch rijden. Uitgaande van een groeiscenario voor elektrische voertuigen wordt het flexibel vermogen bepaald. Tevens worden enkele verwachtingen ten aanzien van de toenemende behoefte aan flexibiliteit geschetst en wordt een inschatting gegeven hoe flexibel laden zich verhoudt tot andere aanbieders van flexibiliteit.

5.1 Voorziene groei elektrisch rijden

In 2013 heeft Movares voor Netbeheer Nederland haar ‘Laadstrategie elektrisch wegvervoer’ gepubliceerd¹. In dit rapport staat onder meer een inschatting van de lange termijn groei van het aantal elektrische voertuigen. In aanvulling op deze informatie hebben we de recente groei van het aantal elektrische voertuigen gecombineerd met beleidsontwikkelingen en onze eerdere verwachtingen. Deze nieuwe verwachting is weergegeven in onderstaande figuur.



Figuur 5-1. Voorziene lange termijn groei aantal elektrische voertuigen

Uit dit figuur blijkt onder meer dat voor 2020 een aantal van 200.000 elektrische voertuigen verwacht wordt en voor 2027 een aantal van ongeveer één miljoen elektrische voertuigen. Hoewel de te hanteren bandbreedte vrij ruim is, wordt in deze rapportage verder uitgegaan van deze verwachtingswaarde. Hierbij wijken we overigens iets af van de eerder door het Rijk gestelde doelstelling van 1 miljoen elektrische voertuigen in 2025, die we vooral als een beleidsdoel beschouwen.

5.2 Vermogen flexibel laden

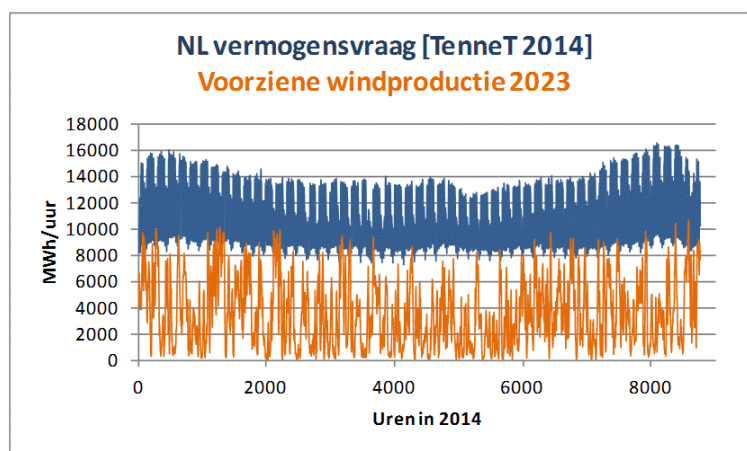
In deze paragraaf wordt nader ingegaan op de mogelijke impact die flexibel laden kan hebben op de korte termijn elektriciteitsmarkten. Om die impact te schetsen zijn een aantal uitgangspunten gehanteerd:

- Voertuigen in stilstand zijn de helft van de tijd (bijv. om de dag) aangesloten op het elektriciteitsnet. Zij kunnen snel in hun laadgedrag worden aangestuurd;
- Fast charging wordt beperkt ingezet;
- De dagelijkse laadbehoefte van een voertuig is gemiddeld 7 kWh. Dit komt overeen met een gemiddelde rijafstand van 37 km per dag¹³;
- Er is geen sprake van teruglevering aan het elektriciteitsnet (V2G).

¹³ Statline.cbs.nl

Afhankelijk van de beschikbaarheid (ochtend/avondspits) kunnen voldoende aan het net gekoppelde elektrische voertuigen een indrukwekkende bijdragen leveren aan de balancering van vraag en aanbod. Zo kunnen bijvoorbeeld één miljoen elektrische voertuigen gekoppeld met een aansluiting van 3,7 kW schommelingen tot 3,7 GW opvangen. Hiermee kan elektrisch rijden een goede bijdrage leveren aan het opvangen van de schommelingen in het aanbod van onder meer windenergie. Het is overigens onze verwachting dat het aantal elektrische voertuigen na deze periode verder blijft groeien, hetgeen zal leiden tot een toename in dit flexibel potentieel.

Onderstaande figuur geeft een voorbeeld van de per 2023 te verwachten schommelingen in windenergie op jaarbasis weer (0-10 GW, oranje) ten opzichte van de huidige schommelingen in onze vermogensvraag (8-16 GW, blauw).



Figuur 5-2 Vermogensvraag Nederland in 2014 en voorziene aanbod van windenergie in 2023.

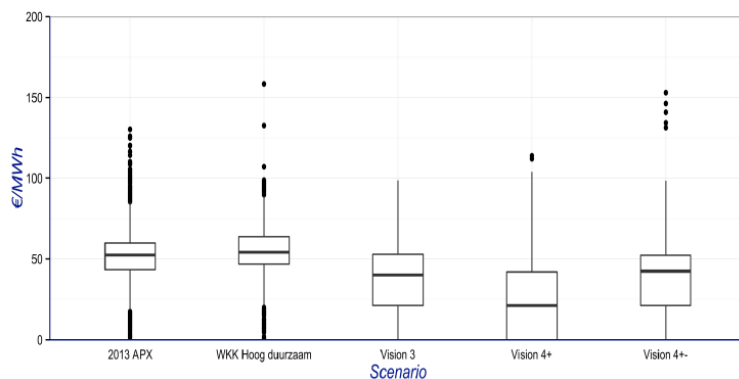
Een beperking van deze waterbed functie is uiteraard de te laden hoeveelheid energie. Daarbij doet zich de vraag voor hoe de te laden hoeveelheid elektriciteit zich verhoudt tot de hoeveelheid elektriciteit die omgaat op de onbalansmarkt. Vandaag de dag is het onbalans volume ongeveer 0,5% geregistreerde invoeding en afname ten opzichte van de day ahead markt. In 2014 betrof het hier 240 GWh afname en 224 GWh invoeding. Onbekend is overigens het volume waarmee door marktpartijen naast deze bij TenneT bekende volumes wordt bijgedragen middels het actief sturen van opwek en afname op basis van onbalans verwachtingen.

De verwachte elektriciteitsvraag van een miljoen elektrische voertuigen is 2,7 TWh. Dit komt overeen met 6% van de omvang van de day ahead markt in 2014 en overtreft daarmee ruimschoots de volumes van de intraday markt en de onbalansmarkt. Hoewel de verwachtingen zijn dat deze twee korte termijn markten in volume zullen toenemen, lijkt de ontwikkeling van elektrisch rijden een flexibel potentieel met zich mee te brengen dat in belangrijke mate kan bijdragen aan de balanshandhaving van het elektriciteitsstelsel.

5.3 Verwachtingen lange termijn prijsontwikkelingen

In deze paragraaf wordt kort ingegaan op enkele verwachtingen ten aanzien van prijs en volatiliteit op de korte termijn elektriciteitsmarkten. Algemeen kan gesteld worden dat er rond dit onderwerp nog veel onzekerheid is, met name wat betreft de ontwikkelingen binnen een dag.

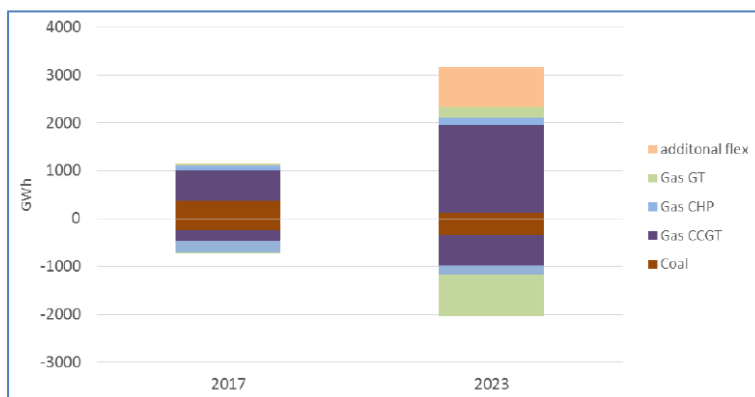
Eerder in 2015 publiceerde DNV GL en partners de Routekaart Energieopslag 2030¹⁴. Hierin presenteerden zij hun verwachtingen voor de prijsontwikkeling op de day-ahead markt in 2030, zoals weergegeven in het volgende figuur:



Figuur 5-3 Prijs-spreiding voor verschillende scenario's 2030 en het basisjaar 2013

Dit figuur presenteert voor de meeste scenario's een dalende gemiddelde prijs en een enigszins toenemende volatiliteit.

Enkele maanden daarvoor presenteerde ECN de studie 'Quantifying flexibility markets'¹⁵. Hierin sprak zij de verwachting uit dat door de toename van onder meer windenergie de volumes op de intraday markt en onbalans markt sterk zullen toenemen. Tevens presenteerde zij haar verwachting voor de behoefte aan flexibiliteit op de intraday markt. Voor 2023 komt deze neer op een behoefte van ruim 3 TWh (3%) bij te regelen flexibiliteit en 2 TWh (1%) af te regelen flexibiliteit (zie ook onderstaande figuur).



Figuur 5-4 Vraag naar bij- en afregelbare flexibiliteit op de intraday markt

¹⁴ DNV GL, TU Delft, Berenschot (2015). Routekaart Energieopslag 2030. Topsector Energie

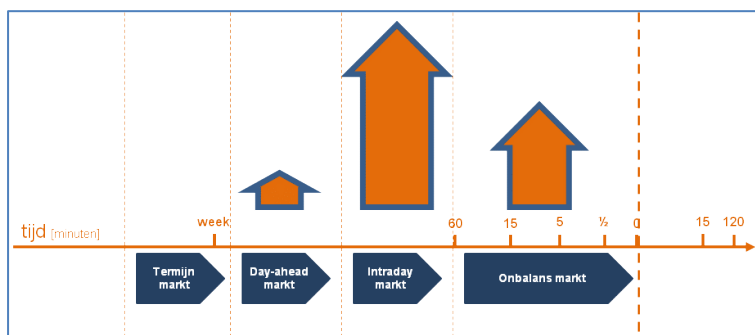
¹⁵ ECN (2014). Quantifying flexibility markets. TenneT

Beide studies geven een indicatie van de ontwikkeling van de vraag naar flexibiliteit op de korte termijn markten. Tegelijkertijd zien wij vooralsnog veel vragen op dit terrein en verwachten we de komende jaren meer onderzoek dat deze ontwikkelingen zal proberen te kwantificeren.

Kwalitatief gezien zien wij voor het volgend decennium de volgende trends wat betreft de behoefte aanbod van flexibiliteit:

- Op de day-ahead markt zal de behoefte aan aanbod van flexibiliteit iets toenemen. Tegelijkertijd zal de gemiddelde prijs per kWh dalen.
- Op de intraday markt zullen zowel het volume als de behoefte aan aanbod van flexibiliteit sterk toenemen. Dit wordt onder meer veroorzaakt door het effect van wind en zon. Deze zijn op een schaal van enkele uren steeds beter te voorspellen.
- Op de onbalansmarkt zal de vraag naar aan aanbod van flexibiliteit toenemen, maar minder sterk dan op de intraday markt. Partijen zullen immers proberen de behoefte aan flexibiliteit eerder in te vullen op de iets goedkopere intraday markt.

Hierbij gaan we overigens niet in op de ontwikkeling van het aanbod aan flexibiliteit. Bovenstaande is tevens weergegeven in het volgende figuur.



Figuur 5-5 Kwalitatieve verwachting t.a.v. de behoefte aan flexibiliteit in 2025 op de korte termijn markten voor elektriciteit. In dit figuur wordt niet ingegaan op de ontwikkeling van het aanbod van flexibiliteit.

5.4 Flexibel laden vergeleken met andere aanbieders van flexibele vraag

Hoe verhoudt flexibel laden zich tot andere aanbieders van flexibele vraag? Om deze vraag te kunnen beantwoorden is het zaak om flexibel laden te beschouwen vanuit enkele relevante tijdsparameters. Deze tijdsparameters betreffen de *responstijd*, de *incidentduur* en de *hersteltijd*.

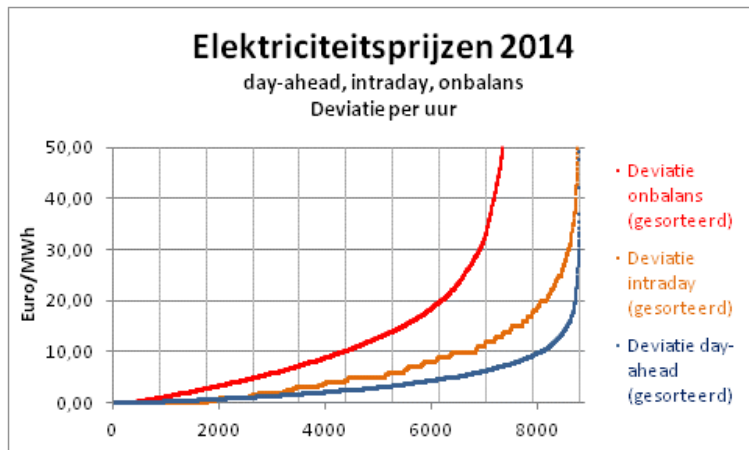
- Responstijd: hoeveel tijd is er nodig om na een signaal een bepaald lever/afneemvermogen beschikbaar te maken? Bij flexibel laden kan dat signaal met de snelheid van een GPRS verbinding gegeven worden (zeer snel).
- Incidentduur: hoe lang kan het gevraagde lever/afneemvermogen worden volgehouden? In de beschouwde situatie van alleen flexibel laden (niet leveren) is de incidentduur omgekeerd evenredig met het gevraagde vermogen. Er is immers een gemiddelde laadbehoefte van 7 kWh per voertuig. Hier is dus een ruime keuzevrijheid.
- Hersteltijd: welke periode is er na een incident vereist om weer terug te keren naar de normale processituatie? Voor voertuigen is deze tijd minimaal.

Een andere relevante factor betreft de marginale kosten van een demand response incident. In het geval van flexibel laden zijn die kosten nihil: het op deze wijze

optimaliseren van het laadmoment brengt geen andere kosten met zich mee.

Op basis van deze beschouwing kan worden gezegd dat het laadproces van elektrische voertuigen bijzonder geschikt is om flexibiliteit te kunnen leveren op de korte termijn markten als de intraday markt en de onbalans markt. Hiermee is het proces beter gepositioneerd dan bijvoorbeeld de procesindustrie.

Een belangrijke factor daarbij is de volatiliteit van de prijzen op de korte termijn markten. Figuur 5-6 geeft daarvan een impressie. Dit figuur is opgebouwd uit de prijsverschillen van uur tot uur, waarna deze waarden vervolgens op grootte zijn gesorteerd. Zo valt hieruit af te lezen dat 70% van de tijd (6132 uur per jaar) de prijsfluctuaties van uur tot uur op de day-ahead markt kleiner zijn dan 5 €/MWh. Op de intraday markt ligt deze maximale schommeling op 9 €/MWh. Op de onbalans markt tenslotte is deze maximale schommeling van uur tot uur 70% van de tijd lager dan 20 €/MWh.



Figuur 5-6 Prijsfluctuaties per uur op enkele korte termijn markten (gesorteerd, 2014)

Zoals in de vorige paragraaf al geformuleerd, is het waarschijnlijk dat deze schommelingen onder invloed van de toenemende opwek uit wind en zon zullen toenemen. Flexibel laden lijkt gezien de goede tijdscharacteristieken vooralsnog beter gepositioneerd om op dergelijke schommelingen in te spelen dan menig andere aanbieder van flexibele vraag.

6 Conclusies

In dit hoofdstuk worden de voornaamste conclusies naar aanleiding van dit onderzoek weergegeven. Tevens wordt een overzicht gegeven van de belangrijkste vragen die momenteel bij ElaadNL spelen rond flexibel laden.

6.1 Conclusies

Door de sterk toenemende elektriciteitsproductie uit wind en zon neemt de behoefte aan flexibiliteit in het elektriciteitsstelsel eveneens toe. Flexibel laden van elektrische voertuigen kan een belangrijke bijdrage leveren aan deze behoefte aan flexibiliteit. Mogelijkheden hiervoor bevinden zich op meerdere korte termijn elektriciteitsmarkten, zoals de day-ahead markt, de intraday markt en de onbalans markt (secundaire reserve).

- De day-ahead markt is de markt waar elektriciteit wordt verhandeld die de volgende dag wordt geleverd. De elektriciteit wordt verhandeld in blokken van één uur.
- Op de intraday markt wordt elektriciteit verhandeld die nog dezelfde dag wordt geleverd. De handel vindt plaats tot 5 minuten voor het daadwerkelijk moment van levering.
- De secundaire reserve is bedoeld om verstoringen van de energiebalans te balanceren die langer duren dan 15 minuten. Voor de secundaire reserve kunnen marktpartijen biedingen plaatsen voor levering of afname van vermogen. Het gaat hierbij om capaciteit die wordt geproduceerd of afgenomen door of via deze partij en waarbij deze partij dus meer of minder gaat afnemen ten opzichte van het opgegeven E-programma. De maximale responsetijd is 15 minuten.

Waar de waarden op de day-ahead markt, de intraday markt en de onbalansmarkt elkaar het grootste deel van de tijd niet sterk ontlopen, is dat duidelijk wel het geval tijdens de 10% goedkoopste en 10% duurste uren van deze markten. Met name de onbalansmarkt kent dan grote uitschieters naar boven en naar beneden. Het is overigens de verwachting dat in het volgend decennium met name de behoefte aan aanbod van flexibiliteit op de intraday markt zal toenemen, gevolgd door de onbalansmarkt. De behoefte aan aanbod van flexibiliteit op de day-ahead markt lijkt vooralsnog slechts beperkt toe te nemen.

Voor een elektrisch voertuig met een gemiddeld rijgedrag (37 kilometer per dag), is het te behalen prijsvoordeel met flexibel laden in 2014 overigens wel wat bescheiden. Uitgaande van jaarlijkse elektriciteitskosten van € 111,- (commodity, exclusief transport en belastingen) ligt het maximale voordeel voor laden tijdens lage prijsmomenten rond de 35% tot 45%. Dit voordeel kan aanzienlijk groter worden indien wordt ingekocht op de intraday markt of de onbalansmarkt. Eerste ervaringen op de onbalansmarkt leiden momenteel tot een kostenvoordeel van meer dan 60%.

Om flexibel laden mogelijk te maken zijn er een aantal technische, wettelijke en markt randvoorwaarden die moeten worden ingevuld. Zo moeten laadpunten beschikken over een slimme meetinrichting, moeten de standaardprofielen voor kleinverbruikers worden losgelaten en moeten leveranciers kleinverbruikers flexibele elektriciteitsstarieven aanbieden. Wetsvoorstel STROOM, dat een aantal belangrijke onderwerpen bevat t.a.v. flexibiliteit, is eind 2015 door de Eerste Kamer verworpen. De verwachting is dat na de zomer van 2016 een tweede wetsvoorstel wordt aangeboden aan de Tweede Kamer.

Het is onze verwachting dat het aantal elektrische voertuigen sterk blijft toenemen: naar 200.000 voertuigen in 2020 en één miljoen voertuigen rond 2027. Indien deze voertuigen bij stilstand gekoppeld zijn aan het elektriciteitsnet, kunnen zij een sterke

impact hebben op de korte termijn elektriciteitsmarkten. Zo is het de verwachting dat rond 2027 deze voertuigen op momenten een collectief laadvermogen kunnen leveren van meerdere GW. Bovendien heeft flexibel laden de mogelijkheid om bijna instantaan te reageren op stuursignalen, wordt de laadduur slechts beperkt door het te vragen vermogen en is er geen sprake van een hersteltijd of van marginale kosten. Dit maakt flexibel laden zeer kansrijk als optie op de intraday markt en onbalans markt. Ook lijkt de energievraag van elektrische voertuigen voldoende groot om een relevante systeembijdrage te leveren. Deze vraag is voor één miljoen elektrische voertuigen 2,7 TWh. Dit komt overeen met 6% van het volume van de day-ahead markt (2014) en is aanzienlijk groter dan het huidige volume van de intraday markt en de onbalansmarkt. Hoewel de volumes op deze markten zullen stijgen, blijft het de verwachting dat flexibel laden hier een aanzienlijke bijdrage kan leveren aan de behoefte aan flexibiliteit.

Ook lijkt de energievraag van elektrische voertuigen voldoende om een relevante bijdrage te leveren. Deze is voor een miljoen elektrische voertuigen 2,7 TWh. Dit komt overeen met 6% van het volume van de day-ahead markt (2014) en is aanzienlijk groter dan het volume van de intraday markt en de onbalansmarkt.

6.2 Flexibel laden en ElaadNL

Een presentatie van de voorlopige resultaten van dit onderzoek bij E-laadNL op 17 juni 2015 leidde vervolgens tot een levendige discussie, waarbinnen de volgende vragen en constatering te onderscheiden waren.

- Uitgangspunt in deze verkenning is de gemiddelde dagelijkse laadbehoefte van 7 kWh per voertuig. Echter: vanaf hoeveel voertuigen wordt een dergelijk gemiddelde bereikt en hoe verhouden dergelijke aantallen zich tot de schaal van een distributienet en locale congestie vraagstukken?
- Een belangrijk deel van de voorziene congestieproblematiek wordt vermeden indien voertuigen niet laden gedurende de avondpiek (18-21 uur). Welke instrumenten zijn het meest geschikt om laden buiten de avondpiek te stimuleren (Time of Use tarieven, regelgeving, etc.)?
- V2G (Vehicle to Grid) heeft de mogelijkheid om de waarde van flexibel laden van elektrische voertuigen te verveelvoudigen. Immers: de laadflexibiliteit is dan niet meer beperkt tot het landelijk gemiddelde van 7 kWh per dag. Onbekend is momenteel hoe groot die meerwaarde kan worden, en wat de netimpact hiervan is. In hoeverre wegen de kosten van V2G op tegen de te maken netinvesteringen? Verder: hoe kunnen additionele kosten (energieverliezen, batterij degradatie) worden meegenomen in het bepalen van de business case van flexibel laden/leveren?

Tot slot: flexibel laden lijkt bijzonder goed gepositioneerd om een belangrijke bijdrage te leveren aan de voorziene toenemende behoefte aan flexibiliteit op de elektriciteitsmarkten. V2G kan dit potentieel nog eens versterken. ElaadNL heeft met haar expertise een goede positie om deze ontwikkeling vorm te geven.

Literatuur

Movares (2013). Laadstrategie elektrisch wegvervoer

http://www.tennet.org/bedrijfsvoering/Systeemgegevens_voorbereiding/primaire_reserve.aspx, bezocht op 28-05-2015

TenneT (2013). Productinformatie noodvermogen.

Liquiditeitsrapport 2014 ACM Groothandelsmarkten Elektriciteit en Gas, TenneT, EnergyGlobal.nl (2014), Eneco

Continental Europe Operation Handbook, ENTSO-E

www.cbs.nl, bezocht op 1/6/2015

CE Delft (2015). Goedkopere stroom door het slim laden van EVs

DNV GL, TU Delft, Berenschot (2015). Routekaart Energieopslag 2030. Topsector Energie

ECN (2014). Quantifying flexibility markets. TenneT

Begrippen

Hierna worden enkele begrippen, die in dit rapport zijn genoemd, verduidelijkt. De definitie van de begrippen is overeenkomstig de Begrippenlijst Elektriciteit¹⁶.

- Afnehmer:** Een ieder die beschikt over een aansluiting op een net.
- Energieprogramma:** Een door een programma-verantwoordelijke opgesteld en bij de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet ingediend programma dat voor elke programma-tijdseenheid in een etmaal bevat:
- (i) het saldo van de transporten over alle aansluitingen waarvoor hij programmaverantwoordelijke is;
 - (ii) de netto-omvang van alle energietransacties met andere programmaverantwoordelijken;
 - (iii) de omvang van elke import- en exporttransactie.
- Handelaar:** Een organisatorische eenheid die zich bezighoudt met het sluiten van overeenkomsten betreffende de koop en verkoop van elektriciteit.
- Leverancier:** Een organisatorische eenheid die zich bezighoudt met het leveren van elektriciteit.
- Marktpartij:** Iedere partij die gerechtigd is om transacties in elektriciteit af te sluiten op de Nederlandse elektriciteitsmarkt.
- Onbalans:** De per programmatijdseenheid vastgestelde afwijking:
- van het saldo van de verkoop, export, inkoop en import energietransacties van het goedgekeurde energieprogramma inclusief goedgekeurde wijzigingen op het goedgekeurde energieprogramma ten opzichte van de meetgegevens van invoeding en afname op de aansluitingen, waar de programmaverantwoordelijke programmaverantwoordelijk voor is, voor een programmaverantwoordelijke met volledige handelserkenning;
 - van het saldo van de verkoop, export, inkoop en import energietransacties van het goedgekeurde energieprogramma inclusief goedgekeurde wijzigingen op het goedgekeurde energieprogramma ten opzichte van nul voor een programmaverantwoordelijke met een handelserkenning.
- Order:** Een opdracht tot het aankopen of verkopen van elektriciteit.
- Primaire regeling:** De op (alle) productie-installaties lokaal uitgevoerde automatische inrichting, die binnen maximaal 30 seconden zorgt voor een constante verhouding tussen frequentieverandering en productie(vermogens)-verandering, teneinde een voortdurend

¹⁶ Begrippenlijst Elektriciteit (ACM), per 1 januari 2015

evenwicht tussen gevraagd en geleverd vermogen in het gehele (internationaal) gekoppelde net te handhaven.

Programmaverantwoordelijke: een marktpartij die door de system operator als programmaverantwoordelijke erkend is en daarmee de programma-verantwoordelijkheid daadwerkelijk mag uitvoeren.

Programmaverantwoordelijkheid: De verantwoordelijkheid van afnemers, niet zijnde afnemers zoals bedoeld in artikel 95a, eerste lid van de Wet, en vergunninghouders om programma's met betrekking tot de productie, het transport en het verbruik van elektriciteit op te stellen of te doen opstellen ten behoeve van de netbeheerders en zich met inachtneming van de voorwaarden, bedoeld in artikel 31, te gedragen overeenkomstig die programma's.

Producent: Een organisatorische eenheid die zich bezighoudt met het opwekken van elektriciteit.

Colofon

Opdrachtgever **ElaadNL**
Arjan Wargers

Contact **Stichting ElaadNL**
Utrechtseweg 310
6812 AR Arnhem

Opgesteld door **Menno Chang en Sjaak den Breeje**
Review door **Ron Visser**
Telefoon **06 5395 1871**
Datum **1 juni 2016**

Uitgave **Movares Nederland B.V.**
Daalseplein 100
Postbus 2855
3500 GW Utrecht

Projectnummer **RM131495**

2016, Movares Nederland B.V.

Alle rechten voorbehouden. Niets uit deze uitgave mag worden verveelvoudigd, opgeslagen in een geautomatiseerd gegevensbestand of openbaar gemaakt in enige vorm of op enige wijze, hetzij elektronisch, mechanisch, door fotokopieën, opnamen, of enige andere manier, zonder voorafgaande schriftelijke toestemming van Movares Nederland B.V.