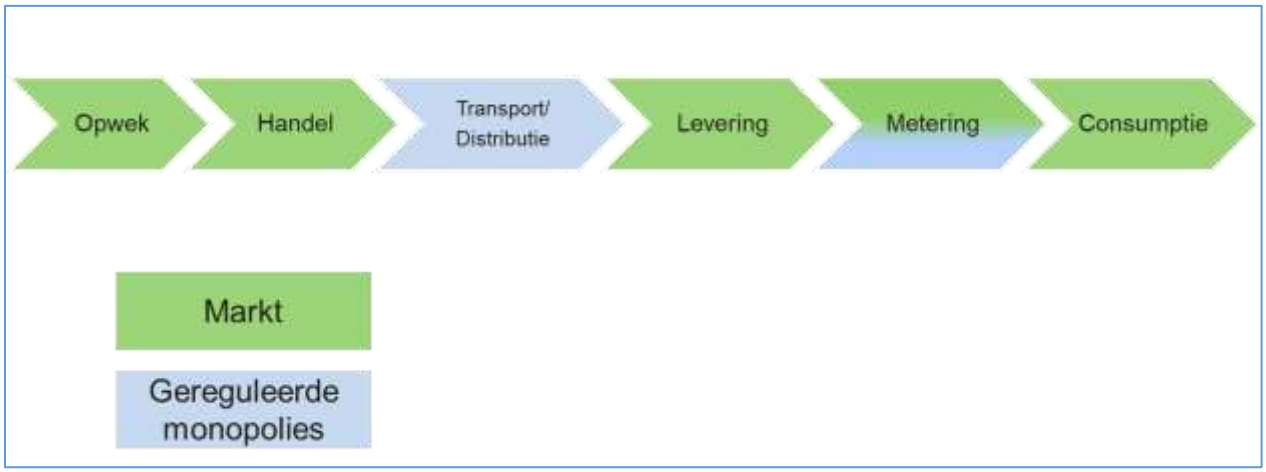
Marktwerking elektriciteitsmarkt

1. Inleiding

Voor de energietransitie is een stabiele elektriciteitsmarkt van essentieel belang. De energietransitie zal gepaard gaan met grote investeringen. Ondernemers (elektriciteitsbedrijven en anderen) zullen alleen in de energietransitie willen investeren, wanneer er over een lange periode zicht is op voldoende marges. Dit hoofdstuk bepreekt enkele kenmerken van de huidige elektriciteitsmarkt die van belang zijn voor de energietransitie. Dit hoofdstuk levert geen oplossingen, maar wil enkele evidente knelpunten in de elektriciteitsmarkt signaleren. Wel wordt in de conclusie een oplossingsrichting aangedragen. Sommige begrippen in het Engels zijn niet vertaald, omdat de Engelse termen algemeen gangbaar zijn in de elektriciteitswereld.

In Nederland en het grootste deel van Europa, hebben we een vrije energiemarkt. Bedrijven en consumenten mogen zelf bepalen met wie ze zakendoen en tegen welke prijs. Hierbij is sprake van 3 basis vrijheden, vrijheid van aansluiting, transactie en dispatch. Dit wordt ook wel het koperen-plaat-principe genoemd. Transport en distributie van elektriciteit is van deze marktwerking uitgesloten. De kern van het marktsysteem is de zogenaamde day-ahead-markt, die werkt volgens het merit-order-model. Er zijn ook andere markten, zoals de intraday-markt en vaste lange termijncontracten tussen leverancier en klant (OTC: Over-The-Counter). In totale omvang zijn de andere markten groter dan de day-ahead markt, echter de ervaring leert dat de prijzen voor elektriciteit gemiddeld steeds dicht bij de day-ahead-markt liggen.



Figuur 1: Opzet van de elektriciteitsmarkt; TENNET; 2014

Aan een commercieel marktsysteem worden de volgende eisen gesteld:

- Vrije toegang van leveranciers en gebruikers
- Betrouwbaarheid van het systeem
- Betrouwbaarheid van leveranciers en gebruikers
- Voorkomen van kartelvorming. Voorkomen van handelsafspraken en uitwisselen van handelsinformatie tussen leveranciers onderling.
- Voor alle spelers dezelfde regels. (Level-playing-field)
- Investeringsstabiliteit
- Concurrerend met de internationale markten

De invoering van de vrije elektriciteitsmarkt rond de millenniumwisseling heeft gezorgd voor een betere leveringszekerheid, keuzevrijheid en efficiënte elektriciteitsprijzen.

De energiemarkt is volop in ontwikkeling. Zo is een aantal jaar geleden de Europese marktintegratie in gang gezet. Doel hiervan is te komen tot een Europese markt voor elektriciteit, waarbinnen marktpartijen op een eenvoudige en efficiënte manier elektriciteit van het ene land naar het andere land kunnen verhandelen. Een andere ontwikkeling is de energietransitie. Conventionele kolen en gascentrales maken plaats voor elektriciteit uit wind en zon. Daarnaast verschuift de productie voor een deel naar een meer decentraal en zelfs lokaal niveau. Deze ontwikkelingen brengen uitdagingen met zich mee die vragen om nieuwe marktconcepten en nieuwe technologieën.

De aandacht gaat vaak uit naar de nieuwe technologieën, waarbij men zich niet afvraagt welke nieuwe marktconcepten nodig zijn om deze technologieën te verwezenlijken, met behoud van de hierboven genoemde voorwaarden voor een commercieel marktsysteem. Zoals hiervoor opgemerkt staat de day-ahead-markt centraal in de Europese elektriciteitsmarkt. De day-ahead-markt maakt gebruik van het (marginale-kosten) meritorder-model. De marktprijs wordt hierbij bepaalt door inschrijving, een dag van te voren, door aanbieders en gebruikers. Ieder uur van de volgende dag wordt separaat aangeboden. De aanbieders bieden voor een zekere aan te bieden hoeveelheid energie (MWh) met hun laagst mogelijke prijs (de marginale kosten) aan en gebruikers geven aan wat hun hoogst acceptabele bod is voor de gewenste hoeveelheid energie. Per uur worden de biedingen van de aanbieders en van de gebruikers op volgorde gesorteerd (de merit order), wat twee curves oplevert. Op het snijpunt van de aanbieders- en gebruikers curve ligt de market-clearing-price (MCP). Voor elk uur wordt een MCP bepaalt. De MCP is voor dat uur geldig voor alle winnende biedingen. Normaal is, voor een deel van de aanbieders, de MCP hoger dan de marginale kosten. Met de zo behaalde marge kunnen winst en de doorlopende kosten gedekt worden.

Dit systeem werkt tot nu toe goed. Maar met een veel grotere bijdrage van Variabele Hernieuwbare Energiebronnen (Variable Renewable Energy: VRE), zoals wind en zon, kan het Merit-order-systeem echter niet goed functioneren. Doordat de marginale kosten van wind- en zonne-energie nul zijn, zullen regelmatig periodes voorkomen, waarbij de opbrengst nul of zelfs negatief zal zijn. In deze situaties is het merit-order systeem ook niet in staat te discrimineren welke opwekkers mogen blijven leveren en welke moeten worden afgeschakeld. Periodes met negatieve opbrengsten komen nu al regelmatig voor in Nederland en nog vaker in Duitsland. Hoe hiermee op de lange termijn zal worden omgegaan is onduidelijk. Dit wordt meer in detail besproken in paragraaf 6.

Een ander probleem komt voort uit de toepassing van het zonale elektriciteitsmarktmodel in Europa. Dat wil zeggen dat de netwerk-systeemkosten uitgemiddeld worden over een grote zone, de zogenaamde biedzone en over een lange periode. Er wordt volgens een tarievensysteem betaald voor de getransporteerde MWh, ongeacht de afstand, de te volgen transportweg en eventuele tijdelijke netwerkknelpunten, door bijvoorbeeld onderhoud. Hierdoor maakt het voor koper niet uit of hij stroom van dichtbij haalt of van ver weg en ook niet of deze aankoop tot congestie problemen zou kunnen leiden. Dat hierdoor de kosten hoger worden merkt hij niet, omdat het uitgemiddeld wordt over alle gebruikers. Hierdoor maakt het bijvoorbeeld ook niet uit of je een energievretende industrie dicht bij de opwekkers positioneert. Omdat de systeemkosten verschillend kunnen zijn voor de verschillende soorten types opwekkers kan de elektriciteitsmarkt hierdoor minder goed richting geven aan de meest efficiënte opwekkers. Hierover meer in hoofdstuk 5.

Voor een beter begrip van de elektriciteitsmarkt wordt in paragraaf 2,3 en 4 het huidige marktsysteem beschreven.

In veel Energiescenario-studies wordt aangenomen dat het Elektriciteit-marktsysteem onveranderd blijven zal. Gegeven de hierboven beschreven knelpunten is dit niet waarschijnlijk. In hoofdstuk 8 wordt de cijfermatige betrouwbaar van dit soort studies besproken.

2. Liberalisatie elektriciteitsmarkt

Vanaf 1 juli 2001 is de overheid begonnen met het liberaliseren (vrijgeven) van de elektriciteitsmarkt. Vanaf die datum moesten netbeheerders andere leveranciers op hun netwerk toelaten. Hierdoor wordt de keuzevrijheid van eindgebruikers vergroot en de concurrentie tussen leveranciers bevorderd. Voor die tijd was er sprake van regionale elektriciteitsbedrijven die in hun regio zelf hun prijs konden vaststellen, en die ook verantwoordelijk waren voor het korte en lange termijn stabiel functioneren van hun netwerk. De elektriciteitsbedrijven waren in handen van provincies en gemeenten. Omdat meerdere naast elkaar bestaande elektriciteitsnetwerken te kostbaar zou zijn is besloten de netwerkbedrijven af te splitsen van de productie- en verkoopbedrijven en deze niet te liberaliseren. Sinds de van de elektriciteitsmarkt-liberalisatie zijn de elektriciteitsprijzen voor de consument enorm gedaald, hoewel dit effect voor een groot deel teniet is gedaan door belastingen en toeslagen.

Ongecoördineerde besluitvorming is een belangrijke voorwaarde voor het verkrijgen van efficiënte markten, omdat er alleen dan concurrentie kan bestaan. Het doel van commerciële verkoop- en productiebedrijven is om winst te maken, binnen de wettelijke randvoorwaarden. Ze zijn dus niet meer verantwoordelijk voor het op lange termijn stabiel functioneren van het netwerk. Coördinatie tussen de productiebedrijven onderling is verboden. Ze hebben ieder voor zich wel een zogenaamde programma verantwoordelijkheid. M.a.w. ze moeten precies de hoeveelheid stroom leveren doe ze op elk moment contractueel beloofd hebben. Wanneer men ten opzichte van het programma teveel of te weinig wordt geleverd, moet boete worden betaald. De stabiliteitsverantwoordelijkheid op korte termijn ligt bij de netwerkbedrijven (Tennet, Liander, Enexis). De netwerkbedrijven mogen niet concurreren op het gebied van verkoop en productie van elektriciteit. Ze mogen alleen nood- en stabiliteitsvermogen contracteren.

In een geliberaliseerde markt wordt de lange termijn stabiliteit, d.w.z. besluitvorming over toekomstige investeringen, over gelaten aan de marktwerking, zoals ook in alle andere markten. De overheid kan hierin sturend optreden, door middel van subsidies, heffingen en vergunningsvoorwaarden. De netwerkbedrijven hebben de taak de overheid de informeren over de lange termijn stabiliteit van het elektriciteitssysteem en mogen niet concurreren met de elektriciteitsmarkt. Wanneer de overheid sturend optreedt, dan dient hierbij rekening gehouden worden voor een gelijk speelveld voor alle marktpartijen, voor de concurrentiepositie van het bedrijfsleven in Nederland en de totale elektriciteitskosten van de Nederlandse consument.

3. Werking elektriciteitsmarkt, voor de komst van hernieuwbare bronnen

De elektriciteitsmarkt onderscheidt zich van andere goederenmarkten, zoals voor graan, aardappelen en aardgas, doordat de fysieke levering van elektriciteit alleen gedaan kan worden op het moment dat deze wordt gebruikt. Opslag van elektriciteit is niet mogelijk. In alle gevallen wanneer er gesproken wordt over de opslag van elektriciteit, is er sprake van conversie in een andere energievorm (batterijen, waterstof, waterkracht), met bijbehorende verliezen. De elektriciteitsmarkt bestaat daarom uit termijnmarkten (forwards, futures), waarbij gehandeld wordt vóórdat de fysieke

levering en verbruik van elektriciteit plaatsvinden, die steeds verfijnder worden naarmate de fysieke levering dichterbij komt. Er zijn elektriciteitsbeurzen, zoals de APX in Nederland(samen met België en Groot-Brittannië), die zich geheel op de korte termijn (spot-markt) richten en beurzen, zoals ENDEX in Nederland, die zich richten op de lange termijn (future-markt) contracten. Bij een spotmarkt wordt elk uur van de volgende dag verhandeld (de day-ahead-markt) en ook enkele uren vooruit, waarbij ook delen van uren (de intraday markt). In 2015 zijn APX en ENDEX samengegaan.

Echter het grootse deel van het elektriciteitsvolume dat dagelijks wordt verhandeld loopt niet via de beurs, maar via OTC contracten (Over the Counter). De meeste eindgebruikers hebben een contract met een productiebedrijf of een retailer. Op de handelsvloeren van deze bedrijven wordt vraag en aanbod binnen het eigen bedrijf gebalanceerd. Men biedt op de beurs aan wanneer men overschotten heeft. Men koopt op de beurs wanneer men een tekort heeft of wanneer het niet economisch is om het zelf op te wekken.

Op de spotmarkten wordt er voor de korte termijn energie ingekocht. Een spotmarkt werkt vergelijkbaar met de aandelenbeurs: de prijzen zijn aan fluctuering onderhevig. De spotmarkt heeft de afgelopen jaren tot 15% lager gestaan dan de lange termijn beurs. Zeker voor grote ondernemingen met veel energieverbruik maakt dit een enorm verschil. De spotmarkt kan echter zeer volatiel zijn, met bijbehorende risico's. De meeste eindgebruikers hebben daar weinig last van, omdat in de meeste gevallen het hiermee gepaard gaande risico gedragen wordt door de productiebedrijven en retailers.

4. Begrippen basislastvermogen, regelvermogen, variabele- en constante opwekkers

Traditioneel wordt onderscheid gemaakt tussen basislast en regellast. Deze twee begrippen worden bepaalt door de vraag aan elektriciteit. Basislast werd voorzien door bijvoorbeeld kolen- en kerncentrales en regellast door waterkracht, gas- en olie centrales. Bij de verdere definitie van deze begrippen speelt ook de tijdsperiode een rol, per jaar, per maand, per week, weekend of midweek. Kolencentrales werden vaak in het weekend af- of terug-geregeld, omdat de basislast in het weekend lager is.

Deze situatie is nu aan het veranderen doordat vanwege variabele elektriciteitsbronnen, zoals zon- en windenergie ook regelvermogen nodig is om de variatie van deze bronnen te compenseren. Regelvermogen is overigens meer dan het vermogen wat nodig is voor de frequentie-regeling door de netbeheerders. Vroeger was de regellast op door de weekste dagen ongeveer 25%. De hiervoor benodigde elektrische energie was vroeger minder dan 10% van het jaarlijkse gebruik.

Wanneer je volledig van zon- en wind opwekking uitgaat, moet je uitgaan van periodes zonder wind en zon. Dat zou beteken dat er evenveel regelvermogen opgesteld moet zijn als het theoretische maximum van de vraag, waarbij er vanuit gegaan wordt dat de recombiners tijdens dit soort periodes afgeschakeld worden (load-shedding).

Het is nog onbekend of het balanceringsvermogen, dat in de toekomst nodig zal zijn om langere periodes met elektriciteitstekorten te balanceren met elektriciteitsoverschotten, ook regelvermogen genoemd gaat worden of dat hiervoor een specifieke term voor wordt gereserveerd.

Dit balanceringsvermogen kan behalve door batterij- en waterstofopslagsystemen ook geleverd worden door gasturbines met ondergrondse CO2-opslag en door kerncemtrales.

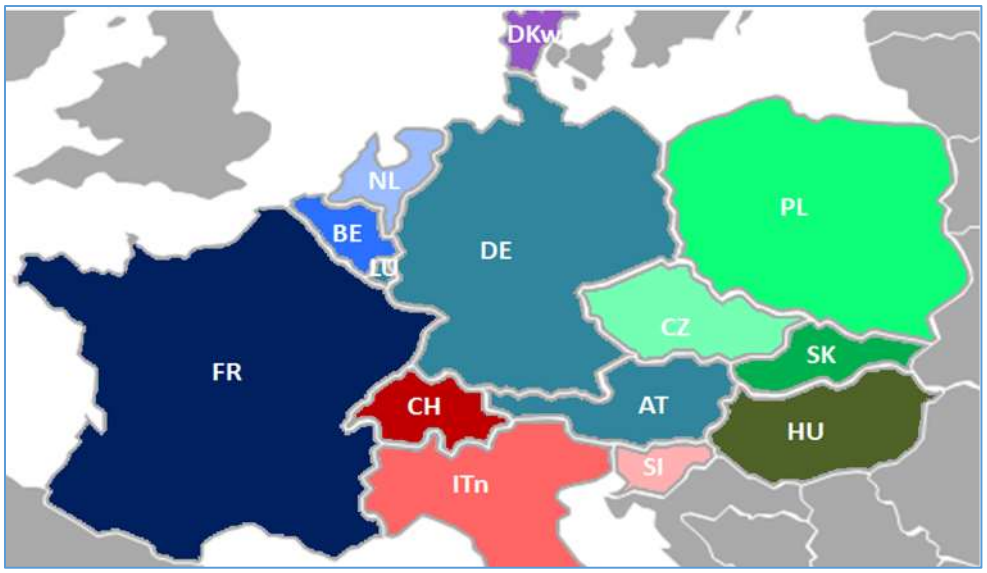
Kernenergie heeft als voordeel dat het continu voorziet in basislast (vraag zijde), waardoor minder regelvermogen of balanceringsvermogen (aanbod zijde) nodig is. De combinatie van kernenergie en waterstof-productie is gunstig, omdat de continue beschibaarheid ook continue bedrijfsvoering van de recombiners mogelijk maakt. Ze werken beter zo en de investeringskosten worden makkelijker terug verdiend.

5. Zonale- of nodale elektriciteitsmarkt model

In de Verenigde staten ging de overgang naar een gedereguleerde markt gepaard met een overgang naar een zogenaamde nodale marktstructuur. De groothandelsmarkten voor elektriciteit op korte termijn verschillen van de markten voor andere producten doordat de elektriciteit geproduceerd door een productie-eenheid op de ene locatie niet wordt geleverd aan een klant op een andere locatie in dezelfde zin als bijvoorbeeld een auto die in de fabriek wordt geproduceerd en aan de klant wordt geleverd op een andere locatie. Energie die in het transmissienet wordt geïnjecteerd, stroomt volgens fysieke wetten, in plaats van rechtstreeks van de verkoper naar de koper. De capaciteit van het transportnet beperkt vaak de hoeveelheid energieopwekkingseenheden die op bepaalde locaties kunnen suppleren en de hoeveelheid die consumenten op bepaalde locaties kunnen onttrekken.

In 1988 werd een model ontwikkeld waarbij spotprijzen kunnen worden berekend, op basis van de bijzondere fysieke omstandigheden van de elektriciteitstransmissiesystemen en dit model vormt nu de basis voor de nodale prijsstelling. Dit nodale marktmodel wordt nu in alle gedereguleerde staten van de VS toegepast.

In Europa wordt het zonale marktmodel toegepast. Een zone heeft hierbij meestal de grote van een geheel land. Dit worden bied-zones (bidding zones) genoemd. Zie figuur 2. In de VS is sprake van duizenden zones. Hierdoor kunnen de systeemkosten van het netwerk op ieder moment en in detail toegerekend worden aan de kopers van elektriciteit. In het zonale systeem worden de systeem kosten uitgemiddeld over alle (groothandel-)gebruikers. In het zonale systeem maakt het niet uit of je de stroom van dichtbij haalt of van veraf. In het nodale-model wordt gedetailleerde transportweg in de prijs betrokken, met een betere marktoptimalisatie tot gevolg. In het nodale marktsysteem worden congestie problemen opgelost via prijsopdrijving, waardoor sommige kopers zullen afhaken. In her zonale systeem leidt congestie tot afschakeling door ingrijpen van beveiligingen. Natuurlijk zal de netbeheerder er alles aan doen om het congestieprobleem op te lossen door binnen de mogelijkheden de stroom via andere wegen naar de gebruiker te brengen. Om deze taak goed te kunnen uitvoeren is t.o.v. het nodale marktsysteem over-dimensionering van het netwerk noodzakelijk, waardoor hogere kosten.

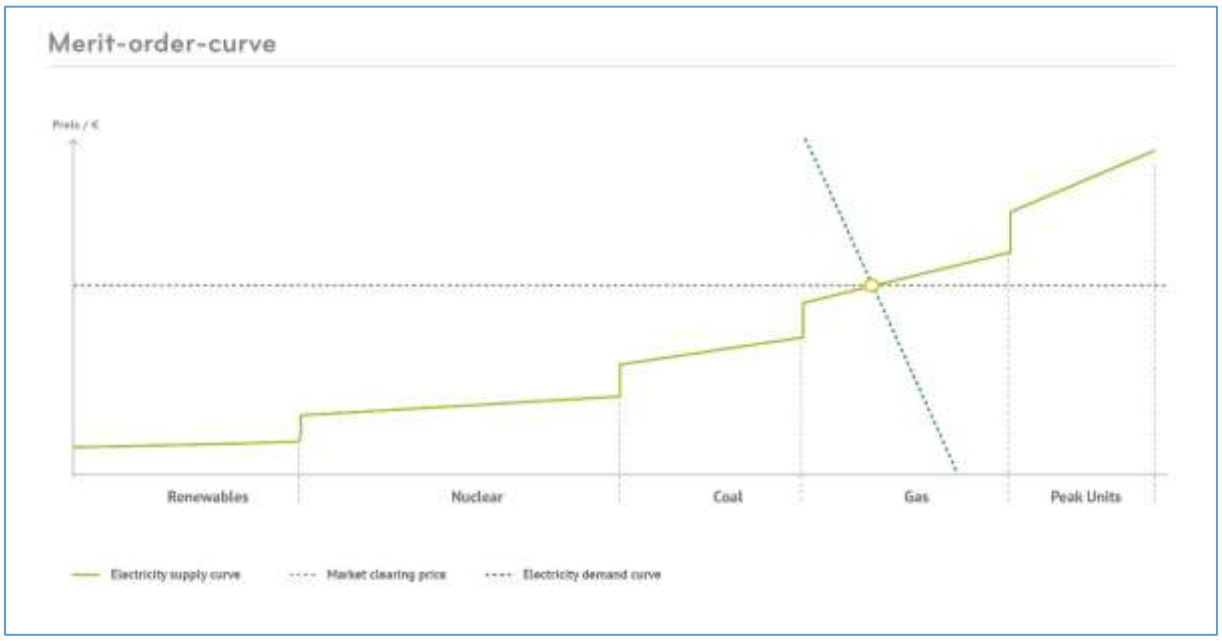


Figuur 2: Bied-zones in Europa; TENNET; 2014

De netwerksysteemkosten van de verschillende elektriciteitsbronnen verschillen enorm. Bij sommige bronnen is de weg tussen opwekker en de gebruiker kort en stabiel, bij andere lang en instabiel. Bijvoorbeeld is bij zonne-energie de weg van opwekker naar gebruiker instabiel, doordat het afhankelijk is van weersomstandigheden. Wanneer een wolkendek ober het land trekt, moet de opgewekte stroom steeds een andere weg naar de gebruikers zoeken.

Conventionele opwekkingseenheden en VRE-eenheden hebben een andere inpassing in het elektriciteitsnetwerk. Veelal worden bijvoorbeeld gasturbines dicht bij de grootverbruikers gesitueerd, terwijl zon- en windeenheden meestal langere en variabele (weersafhankelijk) transportpaden kennen. Hierbij hebben ook zon, zeewind en landwind totaal verschillende netwerk-karakteristieken. Door het zonale marktsysteem komen deze verschillen echter niet tot uiting in de uiteindelijk prijs. Een marktoptimalisatie op grond van prijsvorming tussen de verschillende technologieën is daardoor niet mogelijk. Op Europees niveau verschillende partijen pleiten daarom voor de overgang naar een Nodaal Elektriciteitsmarktsysteem. **Het merit-order-model**

Het merit-order-model is een manier om beschikbare energiebronnen, met name elektrische opwekking, te rangschikken op basis van een oplopende prijsvolgorde, die bijvoorbeeld de volgorde van hun marginale productiekosten op korte termijn kan weerspiegelen en soms ook milieueffecten, samen met de hoeveelheid energie die zal worden gegenereerd worden. In een gecentraliseerd beheer is de rangorde zo dat de installaties met de laagste marginale kosten als eerste online worden gebracht om aan de vraag te voldoen, en de installaties met de hoogste marginale kosten de laatsten die online worden gebracht. Door op deze manier opwekking te verdelen, ook wel bekend als "economic dispatching", worden de productiekosten van elektriciteit geminimaliseerd. Soms moeten opwekkingseenheden toch worden gestart vanwege transmissiecongestie, systeembetrouwbaarheid of andere redenen. Het merit-order-model werd vroeger bijvoorbeeld gebruikt door de SEP , om te bepalen welke productie-eenheden in Nederland op een bepaalde dag wel of niet ingezet moesten worden.



Figuur 3: Merit-order model

Tegenwoordig wordt het merit-order-algoritme gebruikt bij de clearing van de day-ahead-markt op de elektriciteitsbeurs. De day ahead markt bepaalt de prijs voor elektriciteit die de volgende dag wordt geleverd en verbruikt. Deze markt werkt met een veiling: om 12 uur ’s middags matcht de APX per uur de ingediende vraag en aanbod voor de 24 uren van de volgende dag. Na deze match komt de prijs tot stand. Marktpartijen dienen bij de APX een conditionele bieding in. De verkopers vragen een minimale prijs per MWh en de kopers bieden met een maximale prijs. Door de optelling van deze biedingen worden de vraag- en aanbodvolumes op huurbasis gematcht. Op basis hiervan wordt de transactieprijs vastgesteld. De transactieprijs is hetzelfde voor iedereen die volume voor dat uur gekocht of verkocht heeft. De grafiek hierboven geeft een voorbeeld van de vraag- en aanbodcurve op een uur (verticaal is prijs in €/MWh, horizontaal is de cumulatieve energiehoeveelheid in MWh).

Het snijpunt van de aanbod- en vraagcurve in de merit-order wordt de market-clearing-price (MCP) genoemd. Deze prijs geldt voor alle aanbieders en kopers, links van het snijpunt. Het verschil tussen de MCP en het bod van een bepaalde aanbieder wordt de spread genoemd. Met deze spread moeten de investeringskosten en alle andere doorlopende kosten terug verdiend worden.

Het aanbieden op de day-ahead-markt gebeurt op basis van marginale kosten. Marginale kosten zijn die kosten die wegvallen wanneer men de productie-eenheid afschakelt. Dit zijn bijvoorbeeld brandstofkosten en bedrijfsduurafhankelijke onderhoudskosten. Aanbieders zijn echter vrij om een voor zichzelf optimale minimale prijs te bieden en ze kunnen daarbij speculeren op de te verwachten markt. In de praktijk wordt echter veelal wel met de marginale kosten aangeboden en bij VRE’s veelal met nul euro.

Bij de Intraday en termijn markt op de elektriciteitsbeurs wordt het Merit-order-algoritme niet toegepast, maar is er sprake van zogenaamde over-the-counter handel (OTC), waarbij tussenhandelaren verkopers en kopers bij elkaar brengen.

De marginale kosten van zon en wind zijn heel laag en in praktijk worden de eenheden tegen nul euro aangeboden op de day-ahead-beurs. In gevallen waarbij het aanbod van zon en wind de vraag overtreft, zijn de VRE-eenheden marktbepalend. De MCP wordt dan dus bepaald door de marginale

kosten van VRE-eenheden, die nul is. Gedurende dit soort situaties wordt dus geen geld verdiend, maar moet wel geleverd worden. Bij een energie mix, die vooral bestaat uit zon- en windbronnen, zoals door velen gepropagandeerd wordt, zal deze situatie zich een groot deel van het jaar voordoen. Dus een groot deel van het jaar wordt er geen geld verdiend. Er kan alleen geld verdiend worden wanneer er continue opwekkers, zoals gascentrales nodig zijn om de vermogensvraag af te dekken. De gascentrales bepalen dan de prijs op de markt.

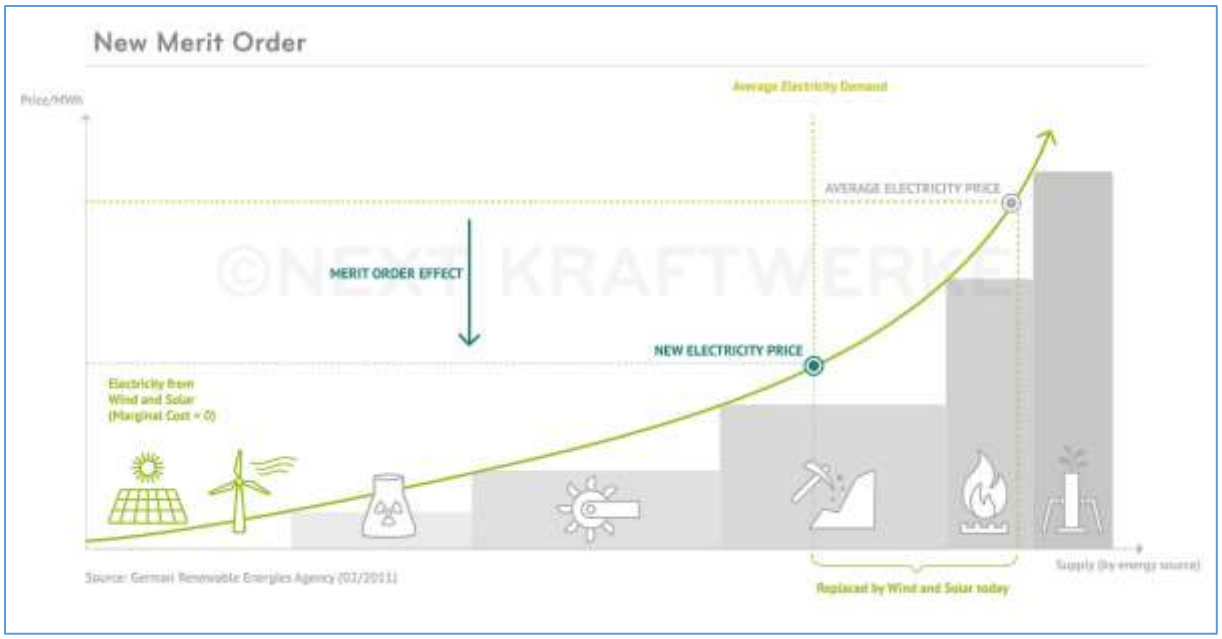
In het geval van VRE vermogensoverschot is het merit-order-model niet discriminerend zijn. Dit betekent dat in gevallen waarbij het aanbod van zon en wind de vraag overtreft, niet bepaalt kan worden elke eenheden mogen leveren en welke moeten afschakelen. Voor de stabiliteit van het net is het noodzakelijk dat overbodige bronnen afgeschakeld worden. Het merit-order-systeem is feitelijk niet geschikt voor elektriciteitsbronnen met overwegend doorlopende kosten, zoals investerings-afschrijving, verzekeringen, pacht en onderhoud.

Elektriciteitsopslagsystemen, zoals batterijen, elektrolysers/gasturbines of elektrolysers/brandstofcellen (hier opslag-opwekkers genoemd) kunnen de rol price-setter door conventionele centrales niet eenvoudig overnemen. Dit soort systemen hebben een leverings- en een onttrekkingskant. Ingeval van een stroomtekort kunnen dit soort opslag-opwekkers de leveringsrol van gasturbines overnemen. In deze situatie werkt het huidige merit-order-systeem.

In de tegenovergestelde situatie van stroomoverschot echter ontstaat een probleem. Het merit-order-systeem werkt niet goed. Technisch zijn opslag-opwekkers bedoelt om stroom op te slaan in situaties van overproductie door de VRE. Maar stel dat de opslag-opwekkers bereid zijn de 'normale'-stroomprijs te betalen, dan nog wordt de MCP bepaald door lage marginale kosten van de aanbieders. Dus uiteindelijk krijgen de opslagsysteem-uitbaters de stroom voor niets en wordt er door VRE-uitbaters niets verdiend. In deze situatie is het merit-order-systeem wel in staat om vast te stellen welke opslag-opwekker mag onttrekken (de hoogste bieders), maar het systeem kan niet vaststellen welke VRE alsnog moet afschakelen, wanneer er onvoldoende opslag-opwekker aanbod beschikbaar is. Het systeem is onvoldoende discriminerend.

6. Het zogenaamde merit-order-effect, invloed van hernieuwbare energiebronnen

De permanent dalende marginale kosten voor elektriciteitsproductie, vooral bij de productie van hernieuwbare energie, hebben ertoe geleid dat de volgorde van de verdiensten is verschoven, waarbij conventionele elektriciteitscentrales een positie verder terug innemen. Het effect is goed zichtbaar bij de toenemende bijdrage van hernieuwbare energiebronnen (zoals fotovoltaïsche energie, windenergie en biomassa). Fluctuerende fotovoltaïsche en windenergiecentrales met marginale kosten die bijna nul zijn, komen op de markt en duwen conventionele energiecentrales naar het einde van de merit order. Door de lage marginale kosten van de hernieuwbare bronnen krijgen deze prioriteit op het net, maar het veroorzaakt ook een verlaging van de market-clearing-price (MCP) en geeft daarmee een verlaging van de spread. Hierdoor kunnen nieuwe investeringen moeilijker terug verdiend worden, De energie-industrie beschrijft dit fenomeen als het merit order effect (MOE) van hernieuwbare energie. Alleen de restbelasting - de resterende elektriciteitsvraag die hernieuwbare energie niet kan dekken - moet worden geleverd door conventionele elektriciteitscentrales.



Figuur 4: Het merit-order effect

Dit zelfde merit-order-effect raakt echter de duurzame bronnen ook zelf. Wanneer het aandeel hernieuwbare energiebronnen verder toeneemt is er steeds vaker voorkomen dat deze volledig de vraag naar elektriciteit afdekken. Wanneer deze bronnen werkelijk tegen nul euro bieden, dan verdienen ze gedurende deze periodes allemaal slechts nul euro. Ingeval van een 100% hernieuwbare energiemix verdienen volgens het 'marginale kosten merit order model' de aanbieders slechts nul over het gehele jaar en zijn dus niet in staat om hun investeringen terug te verdienen.

Volgens de huidige regelingen worden de hernieuwbare energiebronnen echter in een deze situatie toch betaald via een exploitatiesubsidie (SDE+, SDE++). Het verschil tussen de werkelijke kosten plus een redelijke winst en de marktopbrengst (hier dus nul), wordt namelijk vergoed. Het merit-order-effect voor de conventionele elektriciteitscentrales wordt door deze exploitatiesubsidies alleen maar vergroot. Hierdoor zullen bijvoorbeeld exploitanten niet durven investeren in bijvoorbeeld gascentrales met CCS, wat wel nodig is voor de stabiliteit van het elektriciteitsnetwerk.

7. Kostenschattingen in energie scenario studies

In energie-scenario-studies wordt over het algemeen uitgegaan van een onveranderd elektriciteitsmarktsysteem. Hierboven is echter aangetoond dat het marktsysteem zal moeten worden aangepast om een groot marktaandeel van VRE's mogelijk te maken. Door geen rekening te houden met het effect van een groot aandeel VRE's op de markt, kunnen verkeerde conclusies gemaakt worden.

Bij energie-scenario-studies is het belangrijk te weten vanuit welk perspectief te toekomstige kosten worden geschat. Het maakt veel uit of de schattingen betrekking het op zakelijke inkoop-, consumenten- of groothandelsprijzen. De meeste scenario studies berekenen de zogenaamde nationale kosten of maatschappelijke kosten en soms ook wel genoemd "de kosten voor de BV Nederland", wanneer het over Nederland gaat.

Volgens PBL zijn de nationale kosten zijn de totale extra kosten in Nederland van alle maatregelen die nodig zijn om ergens (bijvoorbeeld in een buurt) een strategie uit te voeren, ongeacht wie die

kosten betaalt, inclusief de baten van energiebesparing. Alle bedragen zijn exclusief belastingen, heffingen en subsidies. De jaarlijkse nationale kosten van investeringen (zoals afschrijvings- en rentekosten) worden bepaald op basis van de technische levensduur van de investering en de nationale discontovoet. Deze discontovoet wijkt af van de marktrente die voor verschillende partijen van toepassing is. Het betreft dus het verschil tussen de totale toekomstige kosten en de huidige kosten. De kosten worden berekend vanuit groothandelsperspectief. Vergelijk van de nationale kosten met retailprijzen is niet zondermeer correctie mogelijk.

In veel studies wordt los met deze definitie omgegaan, zonder goed te beschrijven volgens welke uitgangspunten werd gewerkt, wat vergelijking van deze studies moeilijk maakt. De volgende afwijkingen komen regelmatig voor:

- Er wordt een verschillende discontovoet gebruikt voor verschillende partijen.
- De huidige situatie werd berekend volgens andere uitgangspunten dan de toekomstige situatie. Het verschil, dus de nationale kosten, zijn hierdoor niet correct gedefinieerd.
- Er wordt wel gerekend met heffingen en subsidies.
- Niet meenemen van kosten voor handelsorganisatie en winst.

De grootste onzekerheid in energie scenario studies betreft dat het nu eenmaal een toekomstvoorspelling is, waarbij het onduidelijk is hoe de markt zal reageren op grote veranderingen in het systeem.

De toekomstige constructiekosten voor productie-eenheden wordt verkregen door extrapolatie van verleden. Het is maar zeer de vraag of de trend van de laatste 10 jaar zich zal voortzetten. Bij sommige essentiële onderdelen van de energietransitie, zoals elektrolysers, brandstofcellen, waterstofopslagsystemen, bestaat er nog geen volwassenmarkt, waardoor kostenschattingen zeer problematisch zijn.

In veel economische marktstudies wordt het merit-order-model op basis marginale kosten gebruikt om de toekomstige marktwerking te modeleren. Zoals gezegd, het merit-order-model wordt alleen gebruikt voor de zogenaamde Day-Ahead markt, waarbij het bieden volgens marginale kosten niet formeel verplicht is. Een groot deel van de markt vindt anders plaats. Het op deze manier toegepaste merit-order-model is slechts een denkmodel en het geeft niet alle kenmerken van de werkelijke elektriciteitsmarkt weer. Men kan het model gebruiken om bepaalde verschijnselen te verklaren, maar men dient zich goed bewust te zijn van de beperkingen van het model. Zo zou men, naast de marginale kosten, ook eigenlijk de opportuniteitskosten en het niet-leveringsrisico moeten meenemen. De opportuniteitskosten komen voort uit het mogelijk missen van hogere opbrengsten, doordat men niet in een volgende forward-markt kan meebieden. Het niet-leveringsrisico is gerelateerd aan de mogelijk dat men mogelijk niet de gecontracteerde hoeveelheid energie kan leveren door bijvoorbeeld technische problemen met een productie-eenheid.

Ingeval van krapte aan capaciteit ontstaan er schaarsteprijzen. De schaarsteprijzen zijn gerelateerd aan de betalingsbereidheid van de afnemers en niet aan de werkelijke kosten van de leveranciers. Het merit-order-model op basis van marginale kosten geeft geen inzicht in deze schaarste prijzen.

Bijvoorbeeld wordt bij economische toekomststudies vaak m.b.v. merit-order-model' rekening gehouden met gemiddelde niet-beschikbaarheden van productie-eenheden. In werkelijkheid worden planbare stilstandsperioden zodanig gepland, dat de economische effecten laag zijn.

Het merit-order-model is een statisch beschrijvingsmodel dat zeer geschikt is om de vorming van elektriciteitsprijzen op korte termijn weer te geven. Het berekenen van de langetermijn ontwikkeling

van elektriciteitsprijzen vereist echter een marktmodel dat rekening houdt met langetermijneffecten. Een dergelijk elektriciteitsmarktmodel zou factoren omvatten zoals beslissingen van de exploitant over de invoering, uitbreiding en ontmanteling, evenals vaste operationele kosten. Vooral het laatste punt is relevant: geen enkele exploitant van een elektriciteitscentrale zal extra centrales willen bouwen als de verkoop van elektriciteit alleen de marginale kosten dekt. Zo komen de enorm hoge investerings- en ontmantelingskosten van hernieuwbare energiebronnen en bijvoorbeeld kerncentrales niet goed tot uiting in het merit order model. Het model vereist ook dat alle elektriciteit op de elektriciteitsbeurs wordt verkocht, wat niet zo is. Zonder rekening te houden met deze factoren, kan het merit order-model het vermogen van hernieuwbare energiebronnen om de prijzen te beïnvloeden overschatten. Daarom weerspiegelt het merit order-model de werkelijkheid niet volledig, waardoor de volledige omvang van het merit order-effect ter discussie staat.

Energiescenario studies suggereren dat men de nationale kosten met een nauwkeurigheid van enkele procenten kan berekenen. Bovenstaande geeft aan dat dit onmogelijk is. In de conclusies zou meer aandacht besteed moeten worden aan onzekerheden en de gevoeligheid m.b.t. bepaalde aannames.

Dit soort studies suggereren vaak dat men de nationale kosten met een nauwkeurigheid van enkele procenten kan berekenen. Een dergelijke nauwkeurige schatting is echter onmogelijk. In de conclusies van de studies zou meer aandacht besteed moeten worden aan onzekerheden en de gevoeligheid m.b.t. bepaalde aannames. Het feit dat de publiek en politiek niet van onzekerheden houdt, is nog geen rede om dit buiten beschouwing te laten en een schijnwaarheid voor te houden.

8. Conclusie:

De huidige elektriciteitsmarkten in Europa zijn niet in staat een toekomst te ondersteunen met alleen of grotendeels Variable Renewable Energy (VRE) bronnen. De kern van de huidige elektriciteitsmarkt is de zogenaamde Day-Ahead-markt, die gebruik maakt van het Merit Order System op basis van marginale kosten. Omdat VRE's nul of zeer lage marginale kosten hebben, zal dit meestal resulteren in nul inkomsten voor de operators. Bovendien is dit Merit Order-systeem in een situatie van overproductie niet in staat om op economische gronden te discrimineren welke machines kunnen draaien en welke moeten worden uitgeschakeld.

Europa gebruikt een zonale marktmodel. Dit betekent dat de netwerksysteemkosten worden gemiddeld over een grote zone en over een lange periode. Daardoor maakt het voor de koper niet uit of hij stroom van dichtbij of van veraf betrekt, en evenmin of deze aankoop tot congestieproblemen kan leiden. Hij merkt niet dat dit de kosten verhoogt, omdat het gemiddeld wordt over alle gebruikers. Dit mechanisme is niet gunstig voor de meest economische oplossingen. In de VS hebben de gedereguleerde staten gekozen voor een nodale elektriciteitsmarktmodel. Afstand en de actuele situatie van het netwerk op dat moment spelen hierbij wel een rol. Dit resulteert in eerlijkere kosten voor leveranciers en verbruikers van elektriciteit, maar ook in een grotere efficiëntie van het netwerk.

Dit artikel biedt geen oplossingen, maar beoogt enkele voor de hand liggende knelpunten in de elektriciteitsmarkt in kaart te brengen. Desalniettemin mag worden verwacht dat de toekomstige elektriciteitsmarkt zich zal ontwikkelen in de richting van een capaciteitsmarkt, waarbij wordt betaald voor de beschikbaarheid van stroom in plaats van voor de geleverde hoeveelheid energie. Een

ontwikkeling die ook de mobiele telefoon heeft doorgemaakt. Verder kan men de day-ahead-markt anders inrichten. De aanbieders zouden meer speculatief kunnen aanbieden, i.p.v. sec de marginale kosten. Ook kan er een verschuiving optreden naar de intra-day-markt en de termijnmarkten.

Energie-scenario-studies suggereren dat nationale kosten met een nauwkeurigheid van enkele procenten kunnen worden berekend. Een dergelijke nauwkeurige schatting is echter onmogelijk. De invloed van een overgroot aandeel VRE's op het marktsysteem wordt vaak onderschat. In de conclusies van dit soort studies zou men meer aandacht moeten besteden aan onzekerheden en de gevoeligheid ten aanzien van bepaalde aannames. Anders worden conclusies getrokken die niet in lijn zijn met de onzekerheden.