

Marktontwerp voor CO₂-vrije elektriciteit

Delft, 28 september 2023

Aan: Deelnemers workshop Marktontwerp voor CO₂-vrije elektriciteit
Betreft: Verslag van de twee workshops 7 en 8 september 2023
Van: Suzanne Breman, Lucas van Cappellen en Frans Rooijers

Op 7 september heeft de workshop 'Marktontwerp voor CO₂-vrije elektriciteit' plaatsgevonden bij Eneco in Rotterdam. Deelnemers zijn experts op het gebied van het elektriciteitssysteem. Op 8 september heeft ook een workshop op basis van dezelfde notitie met vertegenwoordigers van energiebedrijven plaatsgevonden. De workshops hebben plaatsgevonden onder 'Chatham house rules'. Onderstaand verslag geeft dan ook de discussies gezamenlijk weer, zonder te specificeren wat de inbreng van afzonderlijke deelnemers was.

1 Algemeen

Moet NL zelfvoorzienend zijn op het gebied van elektriciteit?

Belangrijk in de vormgeving van het marktontwerp is in hoeverre Nederland zelfvoorzienend moet zijn. Daar zijn verschillende visies op.

De monitor leveringszekerheid zegt dat het nodig is om het vermogen te hebben in eigen land. Op momenten dat het in Nederland niet waait/weinig zon is, is het niet vanzelfsprekend dat er overschotten zijn in het buitenland.

Daar wordt tegenin gebracht dat een Europees verknoopt systeem efficiënter is dan dat ieder land zelfvoorzienend is. Nederland heeft bovendien een goede positie om netto-exporteur te worden met een groot potentieel voor wind op zee en bestaande gascentrales. België wordt als voorbeeld genoemd van een land waarin importafhankelijkheid samengaat met leveringszekerheid omdat dit door een capaciteitsmarkt wordt gewaarborgd.

Onzekerheid

Er bestaat brede consensus over dat de onzekerheid op de elektriciteitsmarkt groot is. Tijdens de recente prijzen crisis zijn er verschillende interventies gedaan in de markt, waardoor men niet meer op het marktmodel durft te vertrouwen. Naarmate de capaciteit van zon- en wind toeneemt zullen er meer schokken optreden in de markt en er is geen vertrouwen dat de politiek dan niet zal ingrijpen. Dan krijg je asymmetrische investeringsrisico's: de winst wordt afgeroomd, maar het risico is voor de investeerder.

Ook is de onzekerheid over toekomstige ontwikkelingen groot, omdat er steeds meer opties zijn. Meer we kunnen ook niet op één optie wedden. Het zal uiteindelijk een mix van technologieën worden.

De snelheid van de transitie zorgt ook voor onzekerheid en daardoor voor hogere kosten. Uiteindelijk betalen we daar als samenleving voor, want investeerders zijn niet bereid die kosten te dragen.

Wel is het nodig om de onzekerheden die nu belemmerend zijn voor investeringen beter in kaart ten brengen om die met aanvullend beleid te kunnen oplossen. De onzekerheden verschillen per techniek.

Haalbaarheid 2035

Nederland heeft als ambitie om in 2035 een klimaatneutrale elektriciteitssector te hebben. Dat is sneller dan in de EU, waar de emissierechten voor de elektriciteitssector in 2040 naar nul gaan. De deelnemers ondersteunen de ambitieuzere doelstelling van Nederland, maar hebben ook zorgen over grenseffecten als de rest van Europa nog geen CO₂-vrij elektriciteit heeft.

De laatste paar procenten om klimaatneutraal te worden hebben heel hoge kosten en 'nagenoeg CO₂-vrij' in 2035 is misschien ook genoeg. Daar wordt wel bij opgemerkt dat daar duidelijkheid over moet bestaan, omdat het verschil tussen helemaal CO₂-vrij en nagenoeg CO₂-vrij veel impact kan hebben op investeringsbeslissingen.

Om het doel van een klimaatneutrale elektriciteitsvoorziening in 2035 te halen is een hoge CO₂-prijs nodig. Het is niet ondenkbaar dat dat met het ETS gebeurt, maar om zekerheid te hebben, heb je een (nationale) minimum CO₂-prijs nodig. Als we accepteren dat we niet de meest kosten-optimale oplossing krijgen, kunnen we het doel realiseren.

De problematiek van netcongestie viel buiten discussie, ook al kan dat zeer belangrijk en beperkend zijn.

2 Investerings in zon/wind

Door de toenemende capaciteit van wind en zon, worden de elektriciteitsprijzen voor wind en zon op korte termijn steeds lager, zodat de winstgevendheid afneemt. Dat heeft er vooral mee te maken dat de vraag naar elektriciteit zich minder snel ontwikkelt dan het aanbod toeneemt. Uiteindelijk is er flexibele vraag nodig die energie afneemt op het moment dat het geproduceerd wordt. Dat kan ook door met elektrolyzers waterstof te produceren.

Er is wel verschil in de businesscase van wind en zon. De businesscase van wind op zee blijft aantrekkelijk, aangenomen dat de vraag groeit en de overheid niet te veel eisen stelt, is er een redelijke businesscase. Bij zon ontstaat wel een probleem. In 2030 zakt de prijs weg, en capaciteit die volledig aan de markt is blootgesteld kan niet meer goed uit. Dat zal zon afremmen, maar dat is misschien ook niet erg.

Op termijn, als de vraagmarkt zich verder ontwikkelt, (elektrificatie is een belangrijke voorwaarde voor extra zon/wind) zou het weer aantrekkelijk moeten worden om te investeren in zon en wind, maar dat gebeurt niet snel genoeg. Daarom is ingrijpen met een slimsupportmechanisme, zoals een 2-sided contract for difference (CfD) nodig om 2035 te halen. Normeren wordt niet gezien als een goede optie, omdat het systeem daarvoor te complex lijkt.

We hebben naast wind op zee ook wind in minder windrijke zones nodig, zodat er een mechanisme als CfD nodig is. Het biedt ook een belangrijke zekerheid bij het financieren van de projecten.

Balans tussen vraag en aanbod

Het belang van vraagontwikkeling voor de rentabiliteit van zon en wind wordt benadrukt. Door de vraag te ontwikkelen wordt het ook aantrekkelijker om aanbod te ontwikkelen. Daarbij is het belangrijk om flexibele elektrificatie aan de vraagkant te stimuleren en niet alleen maar base-loadvraag. Er zijn technologische mogelijkheden om ook baseloadprocessen flexibel te maken, bijvoorbeeld met bufferen.

De balans tussen stimuleren van vraag en aanbod is een coördinatievraagstuk vanuit de overheid. Dat is weerbarstig. Voor investeringen in wind op zee moet je ver vooruit kunnen kijken, maar zo ver wordt niet vooruitgekeken aan de vraagkant. Bovendien is beschikbaarheid van aanbod ook een randvoorwaarde om de vraagkant te ontwikkelen. Het aanbod zal daarom voorop moeten lopen ten opzichte van de vraag.

Het is dan ook nodig om de aanbodkant te blijven stimuleren en daarnaast ook de vraagkant te ontwikkelen. Op termijn verschuift het zwaartepunt van aanbod naar vraag stimuleren.

PPA's worden door de Europese Commissie genoemd als belangrijk instrument om zon en wind rendabeler te maken. Die hoge verwachtingen worden niet gedeeld. Een garantiefonds ernaast is nodig. Ook binnen PPA's zou vraag aangepast moeten worden aan aanbod.

3 Investerings in flexibiliteit (bij overschotten)

Kortetermijnflexibiliteit heeft veel potentie om overschotten aan elektriciteit op te vangen. Batterijen, elektrolyzers en e-boilers zijn voorbeelden van kortetermijnflexibiliteit. Daarnaast worden curtailment van wind en zon genoemd (onvermijdelijk) en flexibele vraag.

Voor alle technieken geldt een grote mate van onzekerheid in de nettarieven (stijgen ze nog veel verder).

Batterijen worden belemmerd door de hoge nettarieven bij hoge vermogens. Er wordt aan gewerkt om dit op te lossen. Subsidie wordt niet als een goede optie gezien.

Elektrolyzers hebben veel potentie, maar komen nog niet vanzelf. Dit wordt gestimuleerd door de verplichting van 42% groene waterstof uit Europa. Er is echter onduidelijkheid over wat er gebeurt als een deel van de productie uit een elektrolyser niet groen is. Mag je de rest dan nog wel groen noemen? En wat wordt de waarde van niet-groene waterstof? In de beginfase is er een onrendabele top. De gecombineerde tenders met wind op zee worden als goede stimulans gezien. De marge van het windpark kan in de onrendabele top van de elektrolyser gestopt worden. Ook zijn subsidies nodig voor een beperkt aantal draaiuren. Het moet nog verder uitgewerkt worden hoe de subsidie het beste kan worden vormgegeven. Waterstof moet afgevoerd kunnen worden met de backbone.

E-boilers hebben een onrendabele top, maar komen niet hoog in ranking bij de SDE++. Dit is wel het snelst mobiliseerbare potentieel voor flex. Net als bij batterijen zitten nettarieven in de weg voor de businesscase. Maar kosten blijken vaak hoger door locatiespecifieke voorzieningen/netaansluiting en integratie in proces.

Daarnaast wordt flexibiliteit van de vraag genoemd als belangrijke optie. Voor huishoudens (thuislaadpalen, thuisbatterijen, warmtepompen, etc.) is het belangrijk dat het gemakkelijk wordt gemaakt, door vraagsturing digitaal aanstuurbaar te maken met een standaardprotocol of het interoperabel maken van systemen waardoor ze kunnen samenwerken. Huishoudens moeten bovendien meer prikkels krijgen om hun vraag aan te passen, door de salderingsregeling af te schaffen en door dynamische tarieven. Als beperking wordt genoemd dat alle flexibiliteit op de laagspanningsnetten de komende 10 tot 20 jaar niet kan bijdragen aan flexibiliteit op nationale netten. In principe kan flexibele vraag in de wijk echter goed in lijn zijn met het lokale aanbod van wind en zon. Publieke laadpalen met dynamische tarieven. Dat kun je als overheid regelen. Dynamische tarieven voor een bredere groep.

Alle grote leveranciers verplicht een dynamisch contract aanbieden.

Flextenders kunnen verschillende opties in de markt brengen.

Ook moeten bedrijven geprikkeld worden om hun vraag flexibel te maken.

Ten slotte zou curtailment van zon en wind meer aandacht moeten krijgen. Het is goedkoop en efficiënt om het balanceervermogen van zon en wind te gebruiken. Zon en wind moeten altijd curtailbaar zijn. In de SDE++ zou dat als eis opgenomen moeten worden.

4 Investerings in CO₂-vrij regelbaar vermogen

Regelbaar vermogen dient twee doelen: leveringszekerheid en CO₂-reductie; voldoende regelbaar vermogen is een belangrijke randvoorwaarde voor een klimaatneutraal energiesysteem. Hierbij speelt afschakelbare vraag ook een belangrijke rol.

Er is veel potentie in Nederland voor het retrofitten van bestaande gascentrales naar waterstof. Dat heeft een relatief lage investering, maar is wel duur om te draaien. Grootste probleem is dat er erg weinig draaiuren in de toekomst zijn. Dat is op zich geen bezwaar. Dankzij de vele gascentrales die omgebouwd kunnen worden, kunnen we het sluiten van de kolencentrales redelijk aan. Bovendien spelen kolencentrales ook nog een rol als regelbaar vermogen als ze worden omgebouwd naar biomassa. Met BECCS kunnen negatieve emissies gerealiseerd worden, waardoor er ruimte is om toch voor een paar uur gascentrales aan te kunnen zetten en toch klimaatneutraal te zijn. Maar er dreigt ingrijpen van de overheid als de prijs te hoog wordt, terwijl dat nodig is voor de businesscase.

Programmaverantwoordelijkheid is onvoldoende om tijdig te zorgen voor CO₂-vrij regelbaar vermogen, door korte termijn tot 2035 en grote onzekerheid in de markt. Voor heel weinig draaiuren worden op basis van de energy-only-markt waarschijnlijk geen nieuwe centrales gebouwd. Investeerders vinden het niet prettig om te investeren op basis van een beperkt aantal uren, ook al gaat het dan om heel hoge prijzen.

Voor de ombouw (en nieuwbouw) van gascentrales naar waterstof zijn daarom aanvullende prikkels nodig. De prikkel vanuit het ETS is niet voldoende, ook omdat de prijs van waterstof onzeker is. Er worden verschillende vormen van stimulering genoemd, waaronder een ombouwsubsidie en een productiesubsidie voor waterstofcentrales tot het niveau waarop ze kunnen concurreren met een gascentrale of een combinatie daarvan. Een ombouwsubsidie kan bijvoorbeeld gecombineerd worden

met een bijmengverplichting, het gedurende 10 jaar lang verplicht in stand houden van de centrale, etc.

Een capaciteitsmechanisme lijkt onvermijdelijk, zelfs als er subsidie wordt gegeven op ombouw omdat de centrales wel gegarandeerd beschikbaar moeten zijn. Een CRM inclusief de hele noodzakelijke keten van een garantie op CO₂-vrije brandstof is daarbij essentieel. Verschillende varianten zullen afgewogen moeten worden.

Afgewogen moet worden of het laatste deel van de elektriciteitsvoorziening ook CO₂-vrij moet zijn, ook rekening houdend met de connectie met het buitenland. Moet (en kan) de import van elektriciteit uit de buitenlandse landen ook CO₂-vrij geproduceerd zijn? Of is het mogelijk een tijdelijke regeling te ontwerpen die CO₂-vrij vermogen in Nederland eerder mogelijk maakt dan in de buitenlandse landen.

Naast flexibel productievermogen is het ook belangrijk om naar vraagreductie te kijken. De industrie kan een keuze maken: baseload met af en toe hoge prijzen, of flexibiliseren en de 5% duurste uren ontwijken. Het is belangrijk dat de incentives daarvoor goed liggen. Energie-intensieve processen zijn soms zo duur om stil te leggen dat er nog beter een waterstofcentrale naast gezet kan worden. Dat is ook een goede mogelijkheid. Vraagreductie is economisch veel efficiënter dan regelbaar productievermogen als het om een beperkt aantal uren gaat. Het komt nu echter nauwelijks op gang. Daarom moet vraagreductie ook een plek krijgen in eventuele capaciteitsmechanismes.

Een mogelijke optie is gebruik van het bestaande instrument strategische reserve, maar dat betekent centrales niet de markt op mogen, lijkt wezenlijk anders dan CRM.

Hoge prijzen zijn nodig voor de businesscase, maar kunnen leiden tot politieke interventies. Dit geeft grote onzekerheid. Maar ook politieke interventies zoals de bouw van kerncentrales, sluiten kolen-centrales, wel/geen biomassa vormen een belangrijke onzekerheidsfactor. Zeker voor investeringen die afhankelijk zijn van momenten van hoge energieprijzen.

De vraag is welk niveau van leveringszekerheid gewenst is.

Niet alle technieken passen in één instrument, er is ook een rol voor BECS. Ook onderscheid in centrales hoe snel ze kunnen schakelen is nodig zodat techniekneutraal lijkt onverstandig.

Uitwerken van verschillende scenario's met verschil in de mate van extra ingrijpen, bovenop energy-only en daarbij breed evalueren op vele aspecten als zekerheid, effecten in de keten, randvoorwaarden voor ruimte, opslag, zekerheid waterstof, etc. en daarbij leren van andere landen, zoals UK en Duitsland.