

NUMMER 7, 24 FEBRUARI 2023

**GENTSE
ECONOMISCHE
INZICHTEN**



**UNIVERSITEIT
GENT**

VIER AANBEVELINGEN VOOR EEN STABIELE EN DUURZAME ELEKTRICITEITSMARKT

Aislinn D'hulster, Sam Hamels, Joannes Laveyne,
Marten Ovaere en Koen Schoors
Vakgroep Economie, Universiteit Gent

 **FACULTEIT ECONOMIE
EN BEDRIJFSKUNDE**

Vier aanbevelingen voor een stabiele en duurzame elektriciteitsmarkt

KERNINZICHTEN

- Het huidige design van de elektriciteitsmarkt is het resultaat van een decennialang proces dat veel welvaart heeft gecreëerd.
- Vier belangrijke pijlers van het marktontwerp werken goed en moeten niet verbeterd worden:
 1. Ontbundeling van productie, transport en verkoop
 2. Marginale prijszetting
 3. De opeenvolging van markten op verschillende tijdsschalen
 4. Marktkoppeling tussen regio's
- We doen vier aanbevelingen om het marktontwerp te verbeteren:
 1. Het vierde energiepakket (2019) verder implementeren
 2. Prijsstabiliteit verbeteren voor consumenten en producenten met behulp van:
 - i) Contracts for differences
 - ii) Capaciteitsbetalingen
 - iii) Power purchasing agreements
 - iv) Contracten op lange termijn voor kleinere verbruikers
 - v) Burgerparticipatie in hernieuwbare energieprojecten
 - vi) Creëren van een "long-term electricity contracts company"
 3. De elektriciteitsvraag flexibeler maken door automatisatie
 4. Meer coördinatie van de energietransitie

INLEIDING

De Europese Unie plant dit jaar een grondige hervorming van de Europese elektriciteitsmarkt. Dit “vijfde energiepakket” moet oplossingen bieden voor de pijnpunten in het marktontwerp die zijn blootgelegd door de energie- en inflatiecrisis. Ter ondersteuning van deze belangrijke hervorming doet dit Gents Economisch Inzicht vier aanbevelingen om de elektriciteitsmarkt stabiel en duurzamer te maken.

DE GASVOLUMECRISIS

De energiecrisis is eerst en vooral een **gasvolume crisis**. De chaotische prijsevoluties signaleren het mogelijke tekort aan gas en de snel veranderende en soms speculatieve verwachtingen op dit vlak. Dit moet dus ook in de eerste orde opgelost worden op de gasmarkt. Dit kan door **minder te verbruiken** en over te schakelen op andere energiebronnen. Ook het Europees gasprijsp plafond (aan een fors hogere prijs dan voor de crisis) kan helpen om de speculatieve pieken uit de prijs te halen en de onnodige vernietiging van sociaal en economisch weefsel die daaruit volgt te beperken.

De hoge gasprijzen leidden echter ook tot hoge elektriciteitsprijzen omdat gascentrales vaak de laatste centrale zijn om aan de vraag te voldoen en zo de prijs bepalen van elektriciteit. Het feit dat door deze marginale prijszetting ook goedkope productie – zoals zon, wind en nucleair - aan deze hoge prijs wordt vergoed, is voor velen onaanvaardbaar. Zo zei, bv. Ursula von der Leyen dat “De elektriciteitsmarkt niet meer werkt en moet worden aangepast aan de nieuwe realiteit van dominante hernieuwbare energiebronnen”.

Ursula von der Leyen: “De elektriciteitsmarkt werkt niet meer en moet worden aangepast aan de nieuwe realiteit van dominante hernieuwbare energiebronnen”.

In dit Gents Economisch Inzicht bespreken we eerst welke onderdelen van het huidige marktontwerp goed werken en dus niet moeten veranderen. Daarna doen we vier aanbevelingen ter verbetering van het marktontwerp.

WAT WERKT EN MOETEN WE DUS NIET VERANDEREN?

Energie is de lijm die Europa samenhoudt en stond centraal bij het ontstaan van de EU. De Europese elektriciteit- en gasmarkt is het resultaat van een decennialang proces van verbeteringen, door duizenden betrokken mensen van uiteenlopende organisaties, en is ongezien op globale schaal – nergens is er zo’n grote super-geïntegreerde en geharmoniseerde elektriciteitsmarkt over talloze landsgrenzen heen.

Omdat vraag en aanbod te allen tijde in evenwicht moeten zijn en vanwege het economische belang van elektriciteit, is het ontwerp van de markt anders dan die van de meeste andere markten voor gewone goederen zoals boter, bier of auto's. Het is een ingewikkelde structuur van markten, marktdeelnemers, regels en verantwoordelijkheden om ervoor te zorgen dat de handel goed georganiseerd is. De vier belangrijkste pijlers van het marktontwerp zijn: (1) ontbundeling van productie, transport en verkoop, (2) marginale prijszetting, (3) een opeenvolging van markten op verschillende tijdsschalen, en (4) marktkoppeling tussen regio's.

ONTBUNDELING VAN PRODUCTIE, TRANSPORT EN VERKOOP

Tijdens het interbellum begon in Europa de **eerste golf van elektrificatie**. Tijdens de Tweede Wereldoorlog werd veel energie-infrastructuur echter vernietigd, en voor de heropbouw besloten de meeste Europese landen deze te nationaliseren. De bouw van elektriciteitscentrales en het netwerk om die elektriciteit tot bij de burgers en industrie te brengen werd als een nieuwe openbare dienstverlening gezien. België vormde één van de uitzonderingen hierop. De elektriciteitssector bleef steeds in private handen, maar consolideerde **tot één monopolist**. In de praktijk was de situatie dan ook gelijkaardig als in andere landen.

De eenmaking van de elektriciteitssector zorgde initieel voor een enorme versnelling van de elektrificatie. Niet alleen nam de omvang van het elektriciteitsnetwerk snel toe, ook ambitieuze bouwplannen met nieuwe technologie zoals kernenergie werden ondernomen.

De voluntaristische ambitie van de sector ruimde na twee decennia echter plaats voor een zelfgenoegzame houding. Elektriciteitsvoorziening werd beschouwd als een “opgelost probleem”. Als de energievraag steeg werden simpelweg extra centrales gebouwd en de kous was af. De kostprijs werd gewoon doorgerekend aan de consument, die toch niet te kiezen had. Ook de dienstverlening begon te wensen overlaten. De klagende klant kon toch nergens anders terecht.

Deze monopolisatie zorgde in veel landen voor een overcapaciteit aan elektriciteitsproductie. Bovendien was er geen nood aan **innovatie**, sterker, dit werd door elektriciteitsproducenten vaak zelfs als een bedreiging voor de eigen positie beschouwd. De monopolisten hadden een inherent belang het status-quo zo veel mogelijk te behouden.

De elektriciteitssector kwam zo steeds meer in het vizier van economisch liberale Europese politici. De Europese Akte van 1986, die onder andere het vrije verkeer van handel binnen de Unie harmoniseerde, diende als breekijzer in de monopolies van energiebedrijven. Twee jaar later werd de eerste visienota over de eenmaking van de Europese energiemarkt gepresenteerd. Toch zou het tot 1996 duren vooraleer het **Eerste Energiedirectief 96/92/EC** werd afgeklopt. De ontbundeling van het energiesysteem stond hierin centraal.

Ontbundeling houdt in dat elektriciteitsproductie gescheiden wordt van het elektriciteitsnet. Tot nu toe waren die in de handen van één en dezelfde partij. Europa wilde de markt voor elektriciteitsproductie vrijmaken, waarbij de bestaande energieproducenten geprivatiseerd dienden te worden en nieuwe producenten zo

ook de markt konden betreden. Op die manier wou men concurrentie, innovatie en lagere prijzen uitlokken.

De ontbundeling verliep niet van een leien dakje. De (voormalige) monopolisten verzetten zich met hand en tand tegen de aantasting van hun machtspositie. In België zou het tot 2005 duren vooraleer de ontbundeling een feit was. Het kostte de maatschappij bovendien handenvol geld. Nieuwe productietechnologieën moesten subsidies krijgen om te kunnen concurreren in een markt verzadigd door de voormalige monopolist en diens afgeschreven centrales. De toegenomen concurrentie zorgde dan wel voor **dalende groothandelsprijzen** voor elektriciteit, maar omdat de subsidies voor nieuwe productietechnologieën op de eindfactuur verrekend werden voelde de eindgebruiker hier initieel maar weinig van.

Ondertussen plukken we wel reeds de vruchten van het lange proces. De kwaliteit van de elektriciteitsvoorziening is nog nooit zo hoog geweest (een Vlaams gezin wordt momenteel gemiddeld slechts eens in de 2,5 jaar door een (kleine) ongeplande stroomonderbreking getroffen), en is een divers aanbod aan leveranciers ontstaan. Ook energiecoöperaties hebben dankzij de ontbundeling kunnen groeien en bloeien.

Omdat de ontbundeling Europees werd ingevoerd is een vergelijking met de historische situatie moeilijk te maken. Onderzoek in de VS, waar beide systemen nog naast elkaar bestaan, toont echter aan dat de ontbundeling daar tot **aantoonbare efficiëntiewinsten** heeft geleid, maar dat alles staat of valt met goede regulering¹². Vooral het creëren van een gelijk speelveld tussen historische en nieuwe deelnemers staat hier centraal.

¹ <https://pubs.aeaweb.org/doi/pdfplus/10.1257/aer.97.4.1250>

² <https://pubs.aeaweb.org/doi/pdfplus/10.1257/aer.20172034>

MARGINALE PRIJSZETTING

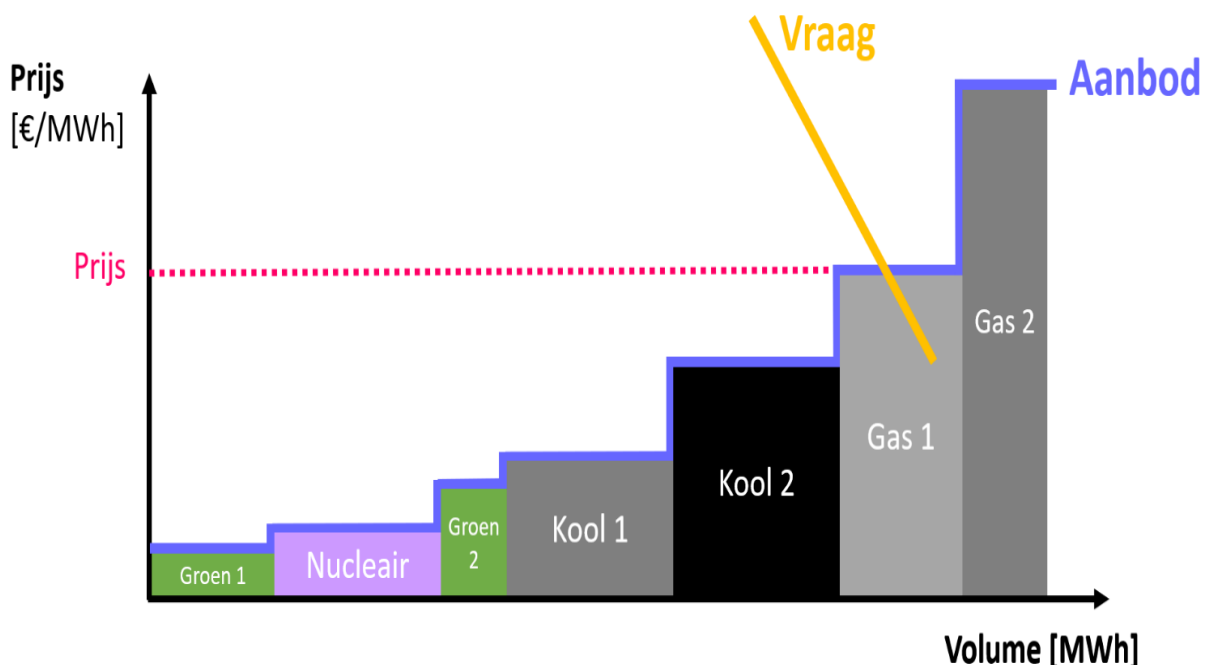
Net als voor andere grondstoffen – zoals graan, rijst, mineralen, metalen, olie, steenkool en gas – wordt elektriciteit verhandeld in markten met **marginale prijszetting**. Dit betekent dat de prijs wordt gezet door de laatste productie-eenheid die door de markt wordt geselecteerd om aan de vraag te voldoen.

Aangezien elke geproduceerde MWh dezelfde prijs krijgt, is er voor een producent geen enkele reden om in te bieden aan een prijs hoger dan de echte marginale productiekosten. Hierdoor garandeert marginale prijszetting dat de producenten met de laagste marginale productiekosten altijd eerst gekozen worden om elektriciteit te leveren. Dit noemt men **productie-efficiëntie**, aangezien de kosten voor de productie van elektriciteit geminimaliseerd worden (zie Figuur 1).

Productie-efficiëntie is niet gegarandeerd bij **pay-as-bid prijszetting**, waar producenten slechts hun ingeboden kost betaald krijgen en dus inbieden aan een prijs hoger dan hun marginale productiekost. Hierdoor is het mogelijk dat duurdere productie, zoals gascentrales, wordt geselecteerd terwijl zon- of windparken niet mogen produceren indien ze te hoog hebben ingeboden in de markt.

Marginale prijszetting leidt ook tot **vraagefficiëntie** voor afnemers die kunnen reageren op de marktprijs van elektriciteit. Afnemers zullen hun vraag laten dalen indien de prijs hoger is dan de mogelijke baten van hun elektriciteitsconsumptie. Zo kan een fabriek zijn productie verlagen tijdens uren met een zeer hoge elektriciteitsprijs en verhogen wanneer de prijs zeer laag of zelfs negatief is. Ook het opladen van elektrische wagens kan verschuiven naar uren met een lagere prijs. Hierdoor zal er minder nood zijn om dure gascentrales in te schakelen en wordt hernieuwbare productie maximaal gebruikt. Aangezien de mogelijkheid tot **vraagflexibiliteit** momenteel echter nog zeer beperkt is, worden verder in deze tekst maatregelen opgesomd om dit te vergroten met behulp van automatisatie (zie ‘aanbeveling 3’).

Indien de prijs niet de marginale kost is maar de **gemiddelde kost** is er geen vraagefficiëntie, aangezien de marginale kost voor elke extra MWh hoger is dan de prijs die consumenten hiervoor betalen, wat leidt tot overconsumptie. Intermezzo 1 geeft meer informatie over de geschiedenis van marginale prijszetting.



Figuur 1 - Marginale prijszetting leidt tot efficiënte productie

OPEENVOLGING VAN MARKTEN OP VERSCHILLENDE TIJDSCHALEN

Net zoals andere grondstoffen wordt elektriciteit verhandeld op verschillende tijdschalen. Op de **langetermijnmarkt** kunnen leveranciers en industriële grootverbruikers terecht om van producenten grote volumes elektriciteit aan te kopen die pas worden geleverd binnen enkele maanden of zelfs jaren. Op deze manier kunnen ze hun toekomstig elektriciteitsverbruik gedeeltelijk afdekken tegen een vastgelegde prijs, wat grote voordelen biedt op vlak van risicomanagement.

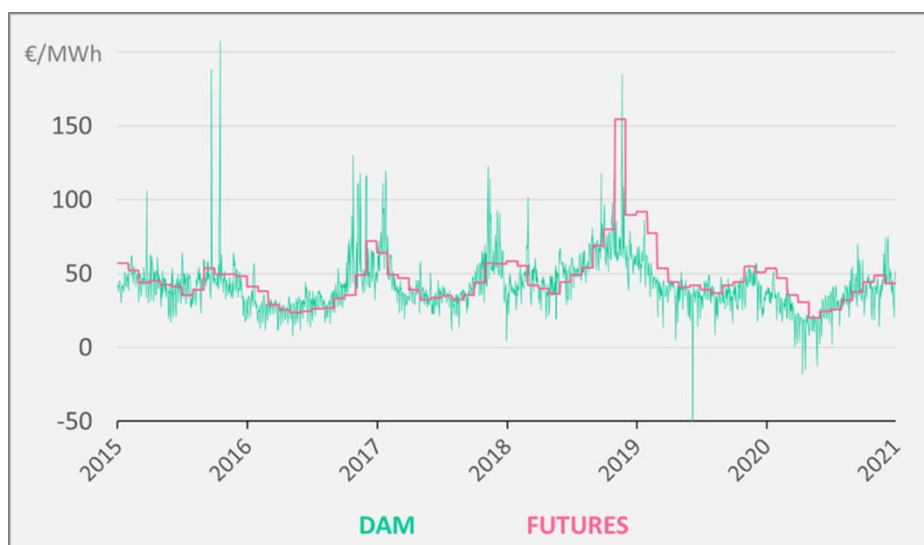
Leveranciers en grootverbruikers kunnen echter nooit *perfect* voorspellen hoeveel elektriciteit ze in toekomstige maanden of jaren gaan nodig hebben van dag op dag – laat staan van uur op uur – waardoor de langetermijnmarkt niet volstaat. Daarom is er ook nood aan een **kortetermijnmarkt**, waar tekorten voor een bepaalde dag nog kunnen bijgekocht worden, wanneer vlak voor levering blijkt dat het verbruik hoger gaat uitvallen dan het volume dat reeds lang op voorhand aangekocht werd op de langtermijnmarkt. Omgekeerd kunnen er overschotten *verkocht* worden, wanneer blijkt dat men op de langetermijnmarkt te veel heeft ingekocht.

De volumes op de kortetermijnmarkt – ook wel de **spot markt of day-ahead markt (DAM)** genoemd – zijn dus kleiner dan hetgeen verhandeld wordt op de langetermijnmarkt, waardoor sommigen dit ook wel een ‘*restmarkt*’ noemen. Dit wil echter niet zeggen dat de kortetermijnmarkt van weinig belang is, in tegendeel. Het is dé toonaangevende markt die ook de prijzen op de

langetermijnmarkt mee bepaalt. De korte- en langetermijnmarkten zijn immers communicerende vaten, waardoor de prijzen op beide tijdschalen steeds in lijn zijn met elkaar (zie Figuur 2). Dit is een logisch gevolg van het feit dat marktspelers arbitrageopportuniteiten tussen de korte- en langetermijnmarkt maximaal benutten. Wat goedkoper kon aangekocht worden op de langetermijnmarkt, kan met winst verkocht worden op de kortetermijnmarkt en omgekeerd.

Het resultaat zijn prijzen die steeds quasi perfect in dezelfde lijn liggen. Zo worden prijzen op de langetermijnmarkt indirect aangestuurd door het marginal pricing principe van de korte termijnmarkt. Ondanks het feit dat contracten op de langetermijnmarkt niet expliciet a.d.h.v. dit principe bepaald worden. Deze contracten zijn simpelweg overeenkomsten tussen een individuele koper en verkoper van elektriciteit, tegen een onderling overeengekomen prijs.

Bovenop de klassieke lange- en kortetermijnmarkten bestaan er voor elektriciteit nog enkele markten die *niet* voorkomen bij andere commodities. Deze zijn noodzakelijk vanwege de unieke technische eigenschappen van elektriciteit. Zo is er de “zeer kortetermijn markt”, ook wel de **intraday markt**, waarop kleine overschotten of tekorten die luttele uren voor de effectieve levering nog opduiken nog kunnen verkocht of aangekocht worden. Daarnaast bestaan er nog **balanceringsmarkten** waarop marktpartijen in concurrentie gaan met elkaar om op elk moment zo goedkoop mogelijk de balans te bewaren tussen vraag en aanbod in *real-time*.



Figuur 2 - Overeenstemming van prijzen op de korte-termijn (groen) en lange-termijn (rood) elektriciteitsmarkten

MARKTKOPPELING TUSSEN REGIO'S

Alle hierboven vermelde markten worden in Europa steeds beter over de vele landsgrenzen heen geïntegreerd, wat grote welvaartswinsten oplevert voor alle Europeanen, aangezien goedkopere productie zo verkocht kan worden in duurdere regio's. Volgens ACER³ was de welvaartswinst van marktkoppeling het voorbije decennium ongeveer **€34 miljard per jaar**. Niet alle markten zijn echter al even goed geïntegreerd. Er is vooral nog veel werk voor de boeg om de langetermijnmarkt beter te integreren en zo het aantal marktspelers en dus de liquiditeit te verhogen, vooral om elektriciteit

vlotter tot meer dan vijf jaar in de toekomst te kunnen (ver)kopen en zo de investeringsprikkel in productiecapaciteit te versterken en stabiliseren (zie verder).

In ieder geval vormen de sterk geïntegreerde Europese markten, over de verschillende tijdsschalen heen, al een **stabiliserende factor** in crisistijden zoals vandaag. De noodzakelijke solidariteit tussen landen onderling wordt volledig automatisch geregeld a.d.h.v. marktprocessen. Dat is een groot voordeel t.o.v. het moeten maken van expliciete politieke beslissingen telkens wanneer het ene land het andere uit de nood moet helpen.

Intermezzo 1: De geschiedenis van marginale prijszetting

Het huidige marktontwerp van marginale prijszetting heeft een interessante voorgeschiedenis die terug te leiden valt tot de paper "*La vente au cout marginal*" van **Marcel Boiteux** uit ... 1949. Boiteux, van opleiding fysicus, leerde de knepen van het economische vak bij Maurice Allais, die decennia later de Nobelprijs zou winnen voor zijn onderzoek naar efficiënte markten. Boiteux ontving van Allais echter niet alleen economische inzichten, maar ook diens bezorgdheid over sociale rechtvaardigheid achter de inkomensverdeling (Allais kwam uit een gezin van eenvoudige melkboeren).

Toen Gabriel Dessus, een directeur van EDF, een college van Boiteux bijwoonde en hem de theorie van efficiënte markten zag toepassen op het probleem van sociale ongelijkheid besloot hij prompt Boiteux te rekruteren. De econoom werd opgedragen een **tariefstructuur** te ontwikkelen om de nog volop in heropbouw zijnde Franse elektriciteitssector op de maatschappelijk meest efficiënte manier te laten werken. De sector was namelijk in overheidshanden, en het was belangrijk dat het geld van de Franse belastingbetaler zo goed mogelijk besteed werd en dat iedere Fransman hier de best mogelijke dienst voor terugkreeg.

Het op marginale prijszetting gebaseerde systeem dat Boiteux ontwierp probeerde vraag en aanbod op elkaar af te stemmen. Het zorgde ervoor dat de goedkoopste (meest efficiënte) centrales zo veel als mogelijk werden ingezet om aan de vraag naar elektriciteit te voldoen, en dat de verbruikers een financiële prikkel voelden om hun verbruik te beperken zodat het opstarten van een duurdere centrale zo lang mogelijk vermeden kon worden. **Vanaf de jaren '60 werd het overal ter wereld een fundamenteel aspect van de elektriciteitsmarkten**, markten die toen nog volledig verticaal geïntegreerd of in overheidshanden waren.

Net zoals Boiteux zelf, die in 2022 100 kaarsjes mocht uitblazen, leeft ook zijn werk nog steeds voort in het huidige marktontwerp. Tijdens de liberalisering van de energiemarkten werd immers beslist het systeem van marginale prijszetting te behouden, net omdat het decennia lang zijn merites bewezen had. Het was echter niet dat Boiteux onverdeeld gelukkig was met het eindresultaat. **Zijn systeem van marginale prijszetting werkte dan wel aantoonbaar het meest efficiënt, de herverdeling van die efficiëntiewinsten – een politieke taak – liet vaak te wensen over.** Toen Boiteux in 1987 op pensioen ging werd EDF, net zoals andere Europese energiebedrijven in staatshanden of in een monopoliepositie, geplaagd door hoge loonkosten, een stugge ambtenarenmentaliteit, overheidsbemoedeningen en dalende werknemersproductiviteit. Het terug wakker schudden van de energiebedrijven was één van de zaken die aanleiding zou geven tot de liberalisering van de energiesector.

³ <https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/ACER%26%23039%3Bs%20Final%20Assessment%20of%20the%20EU%20Wholesale%20Electricity%20Market%20Design.pdf>

VIER AANBEVELINGEN OM HET MARKTONTWERP TE VERBETEREN

De energiecrisis heeft enkele pijnpunten blootgelegd in het huidige design van energiemarkten. We bespreken vier mogelijke verbeteringen met als doel goedkope en stabiele energieprijzen voor Europese consumenten en het versnellen van de energietransitie.

1. HET VIERDE ENERGIEPAKKET (2019) VERDER IMPLEMENTEREN

Sinds de jaren '90 zijn er vele stappen genomen op het Europese niveau om consumenten te voorzien van goedkope en stabiele energieprijzen, telkens gebundeld in periodieke "energiepakketten". Dit hield in dat er een heleboel maatregelen en aanpassingen tegelijk onderhandeld en goedgekeurd werden door de Europese lidstaten en het Europese parlement. Het vierde en meest recente pakket werd na jaren onderhandelen goedgekeurd in 2019 en kreeg de naam "**Clean Energy For All Europeans**". Nooit eerder bevatte een pakket zo veel wetteksten, elk bestaande uit honderden pagina's gevuld met de (vaak zeer technische) uitwerking van maatregelen om de geïntegreerde energiemarkt verder vorm te geven.

Vele van deze maatregelen werden tot op vandaag nog niet volwaardig geïmplementeerd, vooral wat betreft de elementen die door de lidstaten moeten worden omgezet naar nationale wetteksten. Alvorens we *nieuwe* maatregelen voorstellen, is het dus belangrijk om te benadrukken dat alle maatregelen die reeds uitgewerkt en goedgekeurd werden volwaardig geïmplementeerd moeten worden, en dit zo snel mogelijk. We verwachten immers van meerdere van deze maatregelen dat ze een wezenlijke bijdrage kunnen leveren aan het aanpakken van de huidige energiecrisis, alsook het betaalbaar en duurzaam maken van energie op de langere termijn.

Er zijn in het bijzonder een reeks technische aanpassingen die doorgevoerd moeten worden om een zo goed mogelijk functionerende elektriciteitsmarkt (over de landsgrenzen heen) te realiseren. Dit betreft bijvoorbeeld de implementatie van de **70% regel**, die transmissie-netbeheerders (zoals Elia, in België) ertoe aanzet om een groter deel van de capaciteit op grensoverschrijdende kabels commercieel beschikbaar te maken voor internationale handel. Samen met andere technische maatregelen – zoals het uitbreiden van de "**flow based**

coupling", het herzien van de **geografische afbakening van prijszones**, en de **verdere integratie van de nationale balanceringsmarkten** – heeft dit de bedoeling om de uiteindelijke elektriciteitsfacturen van Europese consumenten te drukken aan de hand van toegenomen concurrentie en een optimale marktwerking.

"Het is eerst en vooral belangrijk dat alle reeds in 2019 besliste verbeteringen van de Europese elektriciteitsmarkt in de praktijk geïmplementeerd worden."

Ook is het cruciaal om over heel Europa werk te maken van een **versnelde uitrol van digitale meters**, die het mogelijk maken voor consumenten om een beter beeld te krijgen op hun gas- en elektriciteitsverbruik. Daarenboven moet **het verplicht aanbieden van dynamische elektriciteitscontracten** (door energieleveranciers) ervoor zorgen dat consumenten mogelijkheden krijgen om optimaal gebruik te maken van de specifieke tijdstippen waarop elektriciteit het goedkoopst is.

2. PRIJSSTABILITEIT VERBETEREN VOOR PRODUCENTEN EN CONSUMENTEN

Aanbieders of afnemers van hernieuwbare energie worden met enkele risico's geconfronteerd die worden veroorzaakt door het intermitterend karakter van hernieuwbare productie en de interactie van hernieuwbare bronnen met de markt:

- **Profielrisico:** variabele hernieuwbare elektriciteitsinstallaties wekken elektriciteit op onder niet-controleerbare omstandigheden. Het **productieprofiel komt** (van uur op uur) **niet noodzakelijk overeen met het profiel van vraagzijde**. Denk hiervoor aan de vroege avonduren: vaak is er geen zon of wind, maar bereikt de consumptie zijn piek. Om de vraag op die momenten te dekken zal een bijkomende elektriciteitsbron moeten produceren.
- **Onbalansrisico:** Het net moet op elk moment van de dag in evenwicht zijn, maar de uiteindelijke productie kan afwijken van de verwachte productie door **onverwachte onbeschikbaarheden of voorspellingsfouten**. Wanneer de werkelijke productie afwijkt van de verwachte productie is een financiële compensatie verschuldigd.

- **Prijsrisico:** wanneer energie uit hernieuwbare bronnen voor lange termijn verkocht wordt aan een vaste prijs dragen beide contracterende partijen een prijsrisico. De afgesproken prijs kan immers hoger of lager zijn dan de marktprijs doorheen de contractuele periode. Omgekeerd lopen zowel de kopers als verkopers net zo goed een prijsrisico indien ze *geen* langetermijncontract met elkaar afsluiten. Met name **het risico dat de marktprijzen nadelig zullen evolueren** (respectievelijk hoger of lager dan verwacht) zonder dat men dit risico heeft afgedekt.

Elk van deze risico's en onzekerheden leidt tot **verhoogde investeringskosten** van hernieuwbare energie omdat de investeerders door de onzekerheid een hogere return zullen vragen op hun investeringen.

Om investeringen in hernieuwbare energie aan te moedigen bekijken we hoe risico's voor potentiële investeerders kunnen vermeden worden. Vandaag reeds bestaat er een Europees lappendeken van **mogelijke ondersteuningsmechanismen** voor investeerders.⁴ We bespreken enkele opties die de prijsstabiliteit voor producenten en consumenten kunnen verbeteren:

- 1) **2-sided Contract for Difference:** prijsstabiliteit voor producenten

Een 2-sided Contract for Difference (2-CfD) is een contract tussen de overheid en investeerders in hernieuwbare energie. Het contract wordt gegund via een veiling en biedt de investeerder een **prijsgarantie**. De investeerder ontvangt betalingen of doet betalingen aan de overheid naargelang een referentieprijs boven of onder de overeengekomen '*strike price*' ligt. De *strike price* is de prijs die de investeerder geboden heeft in de veiling en nodig heeft om zijn investering rendabel te maken.

Voor de aanvang van de veiling wordt de referentieprijs en een referentievolume afgesproken. De **referentieprijs** is typisch de gemiddelde prijs in de day-ahead markt, waarbij het gemiddelde wordt berekend per uur, dag, maand of jaar. Hoe langer deze periode, hoe meer een producent wordt gestimuleerd om efficiënter te produceren. De producent verkoopt de elektriciteit die is opgewekt in het kader van het 2-CfD doorgaans op diezelfde markt om een prijsrisico te vermijden. Het

volume energie dat onder het 2-CfD valt kan variëren – gaande van enkel het geïnjecteerde volume op momenten met positieve prijzen tot de totale potentiële productie van de productie-eenheid, ongeacht injectie.

Contracts for differences zijn een goede oplossing om het prijsrisico van producenten te verminderen omdat ze leiden tot efficiëntere dispatchbeslissingen dan eerdere steunmechanismen (feed-in-tariff, fixed feed-in-premium, renewable obligation certification) en beter gekalibreerd kunnen worden voor verschillende technologieën door de keuze van referentieprijzen en -volume.⁵

- 2) **Capacity payments:** prijsstabiliteit voor producenten

Bij een **capaciteitsvergoedingsmechanisme** krijgen producenten van de overheid een betaling (€/MW) voor capaciteit die beschikbaar wordt gehouden. Capaciteitsbetalingen hebben als doel te zorgen dat er voldoende elektriciteitscapaciteit beschikbaar is om aan de bevoorradingsnoden te voldoen. Met deze betalingen kan de overheid investeerders of uitbaters aanzetten om centrales te bouwen of in de markt te houden wanneer de verwachte inkomsten uit de verkoop van elektriciteit de kosten van de productie en levering niet dekken.

- 3) **Power purchasing agreements:** prijsstabiliteit voor producenten en grote consumenten

Een **stroomafnameovereenkomst** (power purchase agreement, PPA) is een contract tussen een elektriciteitsproducent en een afnemer van elektriciteit waardoor de afnemer gedurende een bepaalde periode elektriciteit kan afnemen tegen een vooraf afgesproken prijs.

Voor de elektriciteitsproducent zijn PPA's een manier om financiering voor een lange termijn (vaak 10-20 jaar) veilig te stellen. Tegelijk helpt het de afnemer van elektriciteit om een voorspelbare en stabiele bron van elektriciteit veilig te stellen. Vaak gaat het over contracten met **grote industriële afnemers**, die met een goede kredietwaardigheid en lange termijnengagement een belangrijke rol spelen bij de ontwikkeling van hernieuwbare energieprojecten. Bij PPA's is het prijsrisico

⁴ Zie <http://aures2project.eu/auction-database/> en <http://www.res-legal.eu/>

⁵ Fabra, N. (2022). Electricity Markets in Transition: A Proposal for Reforming European Electricity Markets. Centre for Economic Policy Research.

afgedekt maar wordt onderling afgesproken welke partij het profiel- en onbalansrisico draagt.

4) Langetermijncontracten met vaste prijs: prijsstabiliteit voor consumenten

Eindafnemers met slechts een beperkt verbruiksvolume kopen hun energie aan via leveranciers. Sinds de energiecrisis is het aanbod van contracten met vaste prijzen bijna verdwenen. Dit kwam door hoge prijsvolatiliteit en het gebrek aan bescherming voor leveranciers in geval van contractbreuk door de consument. Gezien de voordelen die prijsstabiliteit ook kan bieden aan huishoudens is het nuttig om werk te maken van gestandaardiseerde vaste prijscontracten voor consumenten. Die contracten moeten voldoende bescherming bieden aan de contracterende partijen tijdens de looptijd van het contract, maar ook in het geval van een contracteinde. Een element dat hiertoe kan bijdragen is het afspreken van een **verbrekingsvergoeding** die rekening houdt met de resterende waarde van het contract en die wordt betaald door de partij die het contract verbreekt.

5) Burgerparticipatie in hernieuwbare energieprojecten: prijsstabiliteit voor kleine consumenten

Wanneer burgers zich verenigen om aandeelhouder te worden van een energieproject en hier eveneens elektriciteit van afnemen, organiseren ze zo zelf hun vaste prijscontract. Ze betalen voor hun energie een prijs die de **werkelijke kost** voor de producent weerspiegelt. Dit elimineert het prijsrisico, maar net zoals bij een PPA is er nog een profiel- en een onbalansrisico. Door

eigenaarschap van de productie-eenheid en door een (gedeeltelijke) prijsgarantie worden burgers gestimuleerd om hun engagement voor een lange periode aan te gaan.

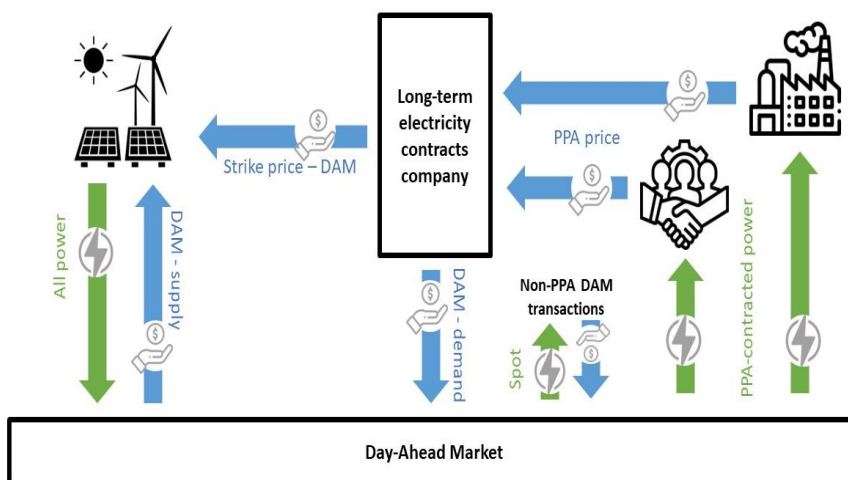
6) Creëren van een Long-term electricity contracts company (LECC):

Een nadeel van een contract for difference is dat de overheid het prijsrisico op zich neemt. Hierdoor kan de overheid veel inkomsten krijgen indien marktprijzen structureel hoger zijn dan de strike price, maar moet de overheid ook grote bedragen betalen indien de marktprijzen structureel lager zijn.

Bovendien stimuleert een CfD producenten om hun productie op de kortetermijnmarkt te verkopen, waardoor consumenten minder langetermijncontracten kunnen aangaan uit de hernieuwbare energiebron.

Een oplossing voor beide problemen is dat de intermediaire partij⁶ – hier de “Long-term electricity contracts company” (LECC) genoemd – langetermijncontracten (i.e. PPA’s) met variërende looptijden aanbiedt aan leveranciers en grote verbruikers. Hierdoor vermindert de long positie van de overheid en ontstaat er een liquide markt van langetermijncontracten.

De LECC staat in voor het efficiënt beheersen van de risico’s op de lange termijn en doet dit in opdracht van de overheid. De financiële stromen en productiestromen worden geïllustreerd in figuur 3.



Figuur 3 – De financiële (blauw) en productiestromen (groen) wanneer een long-term electricity contracts company (LECC) CfD’s afsluit met producenten en PPA’s met leveranciers en grote verbruikers.

⁶ Analoog aan de Low Carbon Contracts Company (LCCC) in het Verenigd Koninkrijk, zie <https://www.lowcarboncontracts.uk/>

3. DE ELEKTRICITEITSVRAAG FLEXIBELER MAKEN DOOR AUTOMATISATIE

Het ontwerp van onze elektriciteitsmarkt heeft als bedoeling dat vraag naar en aanbod van elektriciteit op de meest efficiënt mogelijke manier op elkaar wordt afgestemd, met de prijs als informatiesignaal (zie paragraaf “Marginale prijszetting”). Aan de productiekant is dit altijd redelijk goed gelukt. Energieproducenten beschikken over professionele teams die de prijsevolutie op de markten nauw in het oog houden. Het is vooral de vraagkant die zich passief gedraagt. De prijssignalen, die wel of niet moeten aanzetten tot elektriciteit verbruiken, geraken immers moeilijk tot bij de verbruiker. Dit heeft in eerste instantie een technologische oorzaak. Het was immers lange tijd moeilijk tot onmogelijk om elektriciteitsverbruik te koppelen aan het tijdstip waarin het verbruikt werd, en het dus aan de prijs van dat moment aan te rekenen. Klassieke elektriciteitstellers werden slechts per kwartaal of jaar afgelezen, dus men moest noodgedwongen met gemiddelde prijzen werken. Dit maakte het reageren op prijssignalen onmogelijk.

In het afgelopen decennium is dit echter beginnen wijzigen. **Grote elektriciteitsverbruikers** werden uitgerust met digitale meters, die het verbruik per kwartier registreren en doorsturen naar de netbeheerder. Door de ontbundeling (zie paragraaf “Ontbundeling van productie, transport en verkoop”) konden die verbruikers zich nu ook rechtstreeks of via een tussenpersoon op de elektriciteitsmarkt begeven. Steeds meer bedrijven begonnen zo, waar mogelijk, hun elektriciteitsverbruik te sturen op basis van de actuele elektriciteitsprijzen. Bij momenten van overproductie, als er negatieve prijzen ontstaan, kunnen ze zelfs betaald worden om elektriciteit te verbruiken! Door anderzijds op momenten van piekverbruik in het systeem (en dus hoge prijzen) hun elektriciteitsconsumptie te reduceren vermijden ze dat er nog duurdere centrales opgestart dienen te worden.

Deze zogenaamde “industriële flexibiliteit” is ondertussen al goed ingeburgerd bij de Belgische energie-intensieve bedrijven, en druppelt steeds meer door naar kleinere ondernemingen. Bij **residentiële afnemers**, zeg maar de gezinnen, is elektrische flexibiliteit nog zo goed als onbestaande. Nochtans maken gezinnen een kwart van ons elektriciteitsverbruik uit en, vooral, zijn ze verantwoordelijk voor de grote verbruikspiek in de avond.

Ook hier liggen allereerst technische barrières aan de basis. De uitrol van de digitale meter is nog maar net op kruissnelheid, maar ook de hoeveelheid en de mogelijkheid van toestellen om hun energieverbruik te sturen is nog beperkt. Daar zal de komende jaren echter snel verandering in komen, denk maar aan de toenemende populariteit van warmtepompen en de golf van elektrische voertuigen die er aankomt.

Waar industriële flexibiliteit ondertussen goed gestroomlijnd geraakt, voelt “residentiële flexibiliteit”, de flexibiliteit van de elektriciteitsvraag van gezinnen, echter nog wat aan als het Wilde Westen: er is veel onontgonnen terrein, maar het terrein is ook ruw en onvoorspelbaar. Nochtans is het potentieel er wel: volgens een inschatting van netbeheerder Elia kan residentiële flexibiliteit tegen 2030 goed zijn voor een stuurbaar vermogen tot **800MW**. Dat scheelt toch al snel de inzet van een gascentrale of twee.

“De huishoudelijke vraag naar elektriciteit kan veel flexibeler gemaakt worden a.d.h.v. doorgedreven automatisatie, al blijft er werk aan de winkel om dit voldoende eenvoudig en toegankelijk te maken.”

T.o.v. industriële flexibiliteit kent residentiële flexibiliteit enkele bijkomende drempels. Allereerst is er de **verscheidenheid aan types en merken** van warmtepompen, elektrische voertuigen, ... Het feit dat fabrikanten het “stuurbaar” maken van hun toestellen in variërende maten en vormen uitvoeren zorgt ervoor dat er vaak verregaand maatwerk nodig is om toestellen met elkaar en met de energiemarkt te laten samenwerken.

Een tweede drempel is de **beperkte impact** van de individuele toestellen. Om dezelfde elektrische flexibiliteit van een groot industrieel proces te evenaren moet je vele duizenden warmtepompen of elektrische voertuigen tegelijk aansturen. De nood aan maatwerk die hierboven geschetst werd is incompatibel met deze schaal-grootte die bij residentiële flexibiliteit gehaald moet worden.

Een derde uitdaging is **de eindconsument zelf**. Een industrieel proces gehoorzaamt de bevelen van de vrouw of man achter de knoppen. Bij residentieel verbruik blijft de consument de baas over zijn verbruik, en zit hier veel

variatie in afhankelijk van levenswijze, gezinssituatie en individuele verwachtingen. Het ongeïnformeerd of gedwongen beïnvloeden van het energieverbruik kan de eindafnemer bovendien doen vervreemden van het concept van flexibiliteit, en zelfs het draagvlak van de energietransitie doen verminderen (zie Intermezzo 2).

Voor het slagen van de energietransitie is het echter essentieel dat prijssignalen ook aan de verbruikskant volledig doordringen. Naast het blijven stimuleren van industriële flexibiliteit vereist dit specifiek voor residentiële flexibiliteit de volgende aanbevelingen:

1. Flexibiliteit moet **begrijpelijker en transparanter** worden. Capaciteitstarief, dynamische energietarieven, zelfconsumptie, ... Voor de meeste eindgebruikers zijn dit zeer complexe zaken. Er is nood aan meer heldere communicatie hierover, die bovendien veel beter gecoördineerd tussen overheid, regulator en netbeheerder dient te verlopen.
2. Flexibiliteit moet **eenvoudiger en goedkoper**. Hier is een grote rol weggelegd voor de fabrikanten van toestellen zoals warmtepompen of elektrische voertuigen. Het inplannen van energieverbruik moet op eenvoudige en transparante manier regelbaar worden, en de toestellen moeten kunnen samenwerken met die van andere merken. De wetgever dient het ontstaan van “walled gardens”, waarbij fabrikanten het samenwerken met andere toestellen van andere merken bemoeilijkt of onmogelijk maakt, te vermijden.
3. De “afstand” tussen de energiemarkt en de eindklant die vrijwillig aan flexibiliteit wil deelnemen moet kleiner worden gemaakt. De huidige **technische en juridische regelgeving**, die vooral op industriële flexibiliteit is gericht, vereist op verschillende aspecten een grondige herziening. Ook kan nagedacht worden over een “**ééngemaakt prijssignaal**” dat zoveel mogelijk alle aspecten (capaciteitstarief, energietarief, ...) van flexibiliteit incorporeert.
4. Diensten die residentiële flexibiliteit aanbieden moeten transparant en **gebruiksvriendelijk** ontworpen zijn, zodat particuliere klanten gemakkelijk kunnen begrijpen hoe het werkt en welke gevolgen dit voor hun gezin kan hebben. Dit kan de bezorgdheid over het “**verliezen van de controle**” over hun apparaten wegnemen en de dienst aantrekkelijker

maken voor klanten. Hier ligt een belangrijke rol weggelegd voor de ontwerpers en aanbieders van deze diensten.

5. De dienst moet bovendien **flexibel en aanpasbaar** zijn, zodat particuliere klanten het voor hen juiste niveau van deelname kunnen kiezen. Zij kunnen bijvoorbeeld te allen tijde in- of uitschrijven, of zij kunnen het niveau van flexibiliteit aangeven dat zij bereid zijn aan het net te leveren.
6. Er moet een afweging gemaakt worden tussen efficiëntie en **stabiliteit/gemoedsrust**. Zo zouden flexibiliteitscontracten limieten kunnen leggen op hoeveel en hoe vaak het flexibiliteitspotentieel van warmtepomp of elektrische wagen wordt gebruikt, of kan er een limiet staan op de gemiddelde kost die verbruikers betalen per kWh bij een dynamisch contract. Ook kan men dynamische tarieven enkel toepassen voor geschikte assets (elektrische wagens, warmtepompen, batterijen etc.) en vaste tarieven behouden voor traditioneel (basis-)verbruik.

4. MEER COÖRDINATIE VAN DE ENERGIE-TRANSITIE

De energietransitie vraagt om zo’n allesomvattende veranderingen dat coördinatie noodzakelijk is. Markten zijn erg goed in het coördineren van consumptie- en productiebeslissingen op korte termijn, maar er is nood aan langetermijncoördinatie op verschillende niveaus.

Op **regionaal of nationaal niveau** is er nood aan één centraal orgaan dat coördineert over de verschillende beleidsdomeinen heen en dat eindverantwoordelijkheid heeft over alle beslissingen rond de energietransitie. Ook moet er meer structurele steun zijn voor een onafhankelijke onderzoeks- en beleidsondersteuning, zoals het Planbureau in Nederland.

Op **Europees niveau** is meer coördinatie nodig over de investeringen in wind, PV, opslag, waterstofproductie en het transportnet.

- Het optimale Europese **transportnet** van de toekomst, dat nodig is voor een kosten-efficiënt klimaatneutraal elektriciteitssysteem, zal niet zomaar uit de lucht vallen door de werking van pure marktprocessen en de acties van winstmaximaliserende marktspelers. Er is een grote noodzaak aan meer **coördinatie** op Europese schaal.

- Ook voor de kostenefficiënte verdeling van **wind, PV, elektrolyse** en **back-up** capaciteiten in de verschillende Europese landen is coördinatie nodig, aangezien geen enkel individueel land of marktpartij dit overzicht heeft bij investeringsbeslissingen. Tot op zekere hoogte kunnen goed ontworpen markten en prijssignalen dat aansturen – zeker als je prijzen geografisch gedifferentieerd zijn, zoals bij *nodal pricing* – maar we moeten niet verwachten dat daarom de noodzaak aan Europese coördinatie volledig zou wegvallen.

Conclusies

Het vijfde energiepakket is een noodzakelijk stap in de verdere ontwikkeling van de interne Europese energiemarkt, maar de focus mag niet liggen op 2023. Elke verandering aan het marktontwerp moet in lijn zijn met de lange termijn energietransitie naar een CO₂-neutrale

elektriciteitsvoorziening. De energiecrisis heeft extra duidelijk gemaakt dat dit de enige weg vooruit is: **meer hernieuwbare energie en een meer flexibele vraag**. Hoe meer we hierin investeren hoe meer dat we de elektriciteitsprijs zullen “ontkoppelen” van de gasprijs. Naarmate dit proces vordert zal het aantal uren waarin het nodig is om gascentrales aan te spreken steeds lager worden.

We kunnen vandaag spreken van een energie drievuldigheid, in de plaats van een energie trilemma.⁷ Historisch gezien werd vaak de nadruk gelegd op het spanningsveld tussen verduurzaming, betaalbaarheid en het garanderen van voldoende energie. Ondertussen is het echter duidelijk geworden dat beleidsmakers die maximaal werk maken van de uitbouw van hernieuwbare energie – en dus ook zo veel mogelijk belemmeringen wegnemen die die uitbouw vertragen – bijdragen tot alle drie deze belangrijke maatschappelijke

Intermezzo 2: Een inclusieve energietransitie - of denken we soms niet te veel als economen, ingenieurs en marktspecialisten?

De veranderingen in het energielandschap komen snel, steeds sneller, en voelen voor sommigen aan als “opgedrongen”. Capaciteitstarief en dynamische tarieven, laat staan een *dynamisch capaciteitstarief*, vormen een complexiteit in een al zeer complex leven. Het komt een efficiënte uitbating van onze infrastructuur absoluut ten goede, maar daar hebben burgers die al niet wijs geraken uit hun bestaande energie of telecomfactuur weinig boodschap aan.

Men *moet* uiteraard niet meedoen aan dynamische tarieven. Maar burgers die het wel doen (omdat ze willen **én** kunnen) zullen met de voordelen (besparingen) gaan lopen.

In deze context kan technologie mensen voor een groot stuk ontzorgen. Slimme sturingen kunnen er voor zorgen dat men niet hoeft wakker te liggen van dynamische tarieven om er toch van te kunnen profiteren. Een doosje in ieder huishouden, een *black box* die meet en registreert wat we wanneer aan energie verbruiken en met complexe algoritmen onze toestellen voor ons aanstuurt. Het zal nodig blijken voor wie wil profiteren van het toekomstige energiesysteem en niet bij de verliezers wil achterblijven

Slimme sturingen zullen voor velen echter als een verlies van controle aanvoelen, en dat in een wereld waar velen reeds het gevoel heeft steeds minder in controle over het eigen leven te zijn. Gecombineerd met de snelle veranderingen in het energielandschap wordt zo het risico op vervreemding of zelfs tegenstand tegen de energietransitie gecreëerd. Nochtans is het essentieel voor het welslagen ervan dat de omslag richting koolstofarme samenleving inclusief is en breed gedragen wordt.

Misschien kan een stukje van het “efficiëntiedenken” vervangen worden door “stabiliteitsdenken”? Bepaalde complexe aspecten van de energiemarkt *opt-in* maken, waarbij er zorg voor wordt gedragen dat de *opt-outers* er niet noodzakelijk op achteruit gaan?

⁷ Albrecht, J., Hamels, S., & Thomass, L. (2017). Energietrilemma. Een verkenning van het Belgische elektriciteitslandschap in 2030.

doelstellingen. Een systeem dat gedomineerd wordt door hernieuwbare energie bereikt niet alleen de noodzakelijke emissiereducties, maar maakt ons als continent ook veel onafhankelijker van schokken in de prijs en beschikbaarheid van fossiele brandstoffen.

Het is ook gebleken dat de huidige focus op kortetermijnmarkten voor niemand goed is: producenten noch consumenten. Investeerders eisen een hoger rendement door de grote onzekerheid – wat leidt tot hogere investeringskosten en lagere investeringen – terwijl huishoudens en bedrijven blootgesteld zijn aan aanzienlijke prijsspieken die leiden tot een hogere elektriciteitsrekening. De oplossing ligt in **het koppelen van vraag en aanbod op langere termijn, eventueel met de overheid als tussenpartij**. Dit kan met behulp van contracts for difference, capaciteitsbetalingen, power purchasing agreements, meer langetermijncontracten voor kleinere verbruikers, burgerparticipatie in hernieuwbare energieprojecten en door het creëren van een “long-term electricity contracts company”. Elk van deze oplossingen heeft voor- en nadelen die de volgende jaren in detail bestudeerd moeten worden alvorens ze te verankeren in het marktontwerp.

Verbeterde prijsstabiliteit is essentieel om investeringen in hernieuwbare en vaste capaciteit aan te moedigen om de klimaatdoelstellingen te halen en de voorzieningszekerheid te garanderen. Er zijn echter aanvullende maatregelen nodig, zoals het verminderen van subsidies voor fossiele brandstoffen, het versnellen van vergunningen, het verbeteren van de opleiding van technisch personeel, het verbeteren van de toegang tot grondstoffen en het versterken van de productieketen van hernieuwbare productiecapaciteit.



Aislinn D'hulster is doctoraatsstudent aan de Vakgroep Economie. Haar onderzoek is gericht op de elektriciteitsmarkt, met de nadruk op investeringen van burgers in energiecoöperaties. Contacteren kan via aislinn.dhulster@ugent.be



Dr. Sam Hamels is postdoctoraal onderzoeker energie economie aan de Vakgroep Economie. Zijn onderzoek richt zich op het klimaatneutraal maken van het Europese elektriciteitssysteem en het woningenbestand, met focus op simulatie van elektriciteitssystemen en vraagflexibiliteit. Contacteren kan via Sam.Hamels@UGent.be



Joannes Laveyne is onderzoeker aan het Laboratorium voor Elektrische Energietechniek van de Vakgroep Elektromechanische Systemen en Metaalengineering. Zijn onderzoek focust op de techno-economische aspecten van de energietransitie. Contacteren kan via joannes.laveyne@ugent.be



Prof. Dr. Marten Ovaere is docent aan de Vakgroep Economie. Zijn onderzoek focust op energie- en milieu-economie, met een focus op elektriciteitsmarkten, energiebeleid, koolstofprijzen en hernieuwbare energie. Meer informatie over zijn onderzoek vindt u op zijn [homepage](#). Contacteren kan via Marten.Ovaere@UGent.be



Prof. Dr. Koen Schoors is hoogleraar aan de Vakgroep Economie. Zijn voornaamste onderzoeksdomeinen omvatten het bank- en financiewezen, economische crisissen, en bedrijfsfinanciering. Meer informatie over zijn onderzoek vindt u op zijn [homepage](#). Contacteren kan via Koen.Schoors@UGent.be

Gentse Economische Inzichten vormen een forum voor toegankelijk gecommuniceerde onderzoeksbevindingen en beleidsaanbevelingen door vorsers van de Universiteit Gent. De Inzichten vertolken alleen de visie van de auteur(s). Zij kunnen niet doorgaan als de visie van een onderzoeksgroep, de Vakgroep Economie of Universiteit Gent.

Voor meer onderzoek van de Vakgroep Economie verwijzen we naar <https://www.ugent.be/eb/economics/en>.

Gentse Economische Inzichten wordt mede mogelijk gemaakt door een gift van www.sustinvest.eu. SUSTINVEST heeft geen inspraak over inhoud en beleidsaanbevelingen.

