

De Nederlandse zonnestroomboterberg

Door: Anton Tijdink en Joost Greunsven

Er is een behoorlijk overschot aan stroom in Nederland op zonnige dagen. Maar hoe groot? En is dat eigenlijk erg? Lees welke partijen productie al wel afschakelen als dat nodig is en welke nog niet. En hoe we slimmer kunnen omgaan met overtollige zon- en windproductie bij negatieve day-ahead prijzen.

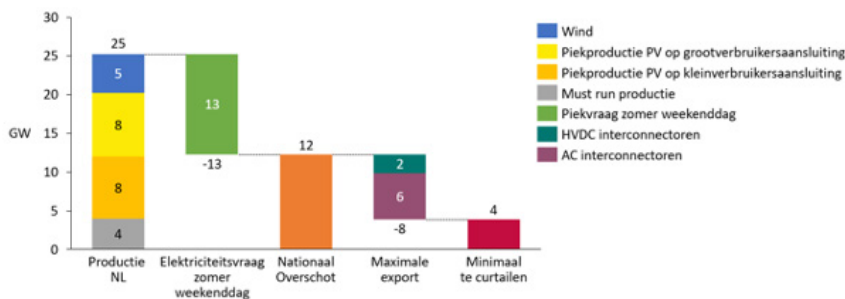
Hoe groot zijn de Nederlandse elektriciteitsoverschotten eigenlijk?

In het elektriciteitssysteem moet er altijd balans zijn tussen vraag en aanbod. Maar als het flink waait én zonnig is, produceren windmolenparken en zonnepanelen op volle toeren elektriciteit. Er wordt dan zoveel hernieuwbare elektriciteit opgewekt dat er meer aanbod dan vraag is. In dat geval zijn producenten (of hun

afnemers) bereid te betalen om de geproduceerde elektriciteit te leveren. En hoe hoger de nood om elektriciteit kwijt te raken, hoe lager de prijs.

In de figuur hieronder is een versimpelde weergave opgenomen van de situatie op een mooie dag in 2023, met veel zon en veel wind. Deze cijfers geven treffend weer dat op zulke dagen de totale potentiële duurzame productie van zon-PV, windenergie en 'must run' centrales veel hoger is dan het elektriciteitsverbruik in Nederland plus de exportmogelijkheden naar het buitenland. Op dergelijke dagen is er nationaal al een overschot van zo'n 12 gigawatt (GW), waarvan er dan na maximale export nog 4 GW overblijft dat afgeschakeld moet worden. Waarschijnlijk is dit zelfs nog meer als Nederland door de eigenschappen van [flow-based methodiek](#) niet de maximale capaciteit voor export kan alloceren in de day-ahead market coupling.

Situatie in Nederland qua vraag en productie rondom 14.00 uur op een zonnige lente weekenddag in 2023.



Toelichting op de aannames uit de figuur

Productie:

- Piekproductie van zon-PV geïnstalleerd bij kleinverbruik aansluitingen: 80% van opgesteld vermogen van ~10 GW. (Bron: schatting o.b.v. [CBS data](#), CERES register en [RVO](#) lijst van SDE+(+) projecten in beheer - peildatum 1/7/23);
- Piekproductie van grootschalige zon-PV op grootverbruik aansluitingen, met name op basis SDE+(+): 70% van een totaal opgesteld vermogen van ~12GW (Bron: CERES register en [RVO](#) lijst van SDE+(+) projecten in beheer - peildatum 1/7/23);
- Must run productie: ~4 GW (Bron: productie o.b.v. bronnen anders dan zon-PV en wind op [CO2monitor.nl](#) op 28/5);
- Wind: ~5 GW. Waargenomen piekproductie op [CO2monitor.nl](#) rond middaguur op hele zonnige lentedagen. Er zijn ook momenten in NL met windproductie tot zo'n 8 GW, maar die vallen doorgaans niet in de zomer rond het middaguur en daarom is voor deze figuur niet piekproductie van wind gebruikt.

Consumptie:

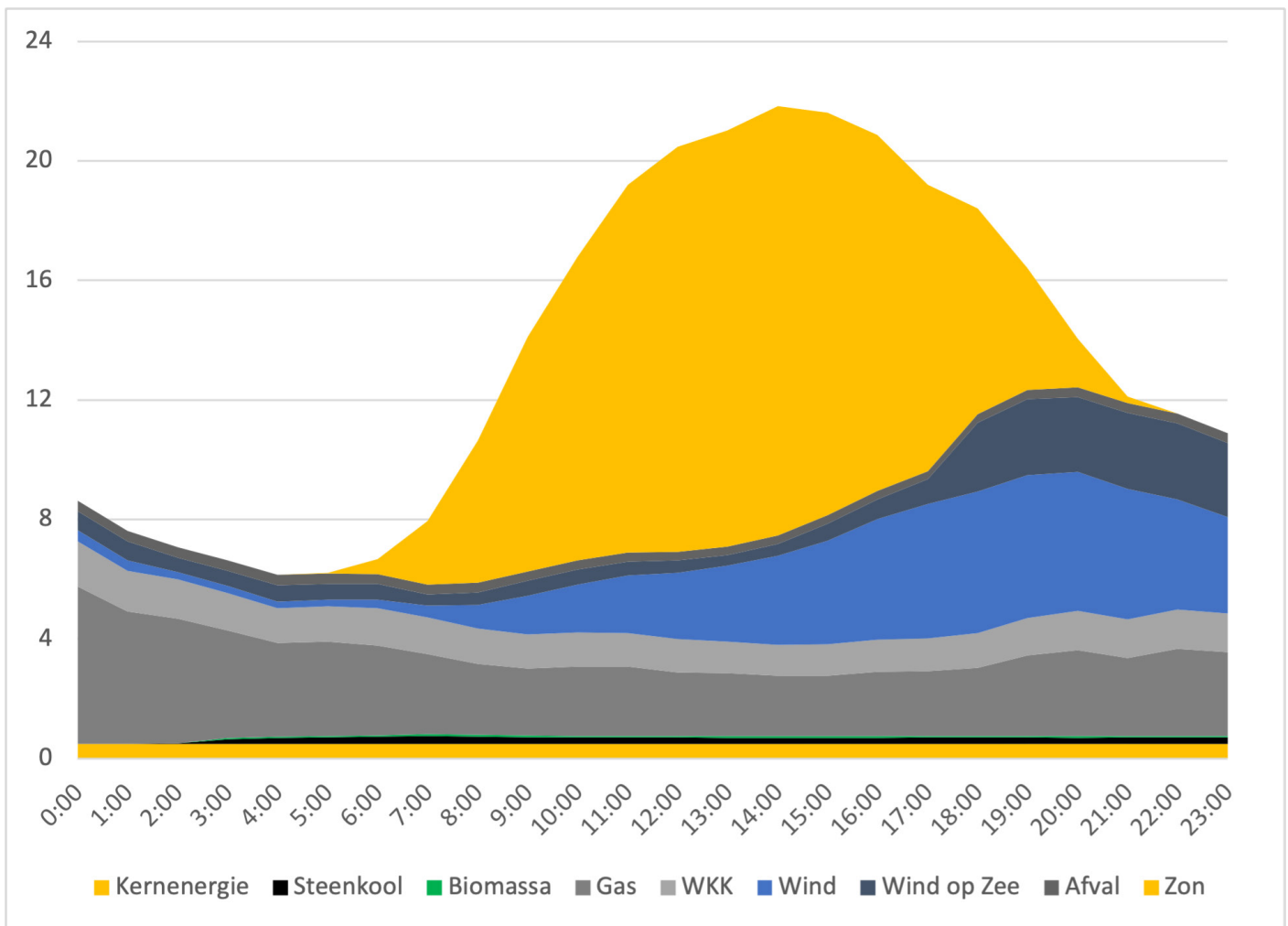
- Piekvraag lente weekenddag: ~13 GW;
- Maximale export capaciteit 2,4 GW via de HVDC interconnectoren en 5,8 GW via de AC interconnectoren.

Het overschot wordt niet alleen veroorzaakt door zon en wind, maar ook door zogenaamde 'must-run centrales' in het energiesysteem. Dit zijn centrales waarvan de inzet door andere factoren dan (hoofdzakelijk) de elektriciteitsprijs wordt bepaald, zoals:

- Gascentrales die draaien voor leveren balanceringsreserves of blindvermogenscompensatie aan TenneT.
- Centrales met warmtekrachtkoppeling (WKK) die noodzakelijk zijn voor het leveren van warmte of stoom, bijvoorbeeld aan industriële processen.
- Centrales die technisch moeilijk afschakelbaar zijn, die hele hoge start-stop kosten hebben, of die bij op- en afregelen een groot risico lopen om uit te vallen en daarmee een groot risico op hoge onbalanskosten hebben (typisch kern-, afval- en kolencentrales).
- Centrales die op minimumlast draaien om betrouwbaar en snel te kunnen opregelen als zon- en/of wind wegvallen.

Voor een inschatting van de hoeveelheid 'must-run' in het Nederlandse systeem, is gekeken naar de productie op 28 mei 2023 om 14u, het uur met toen de laagste prijs ooit in de Nederlandse day-ahead markt.

Het zou kunnen zijn dat het weergegeven 4 GW overschot een overschatting is van de hoeveelheid af te schakelen elektriciteitsproductie. Het zou namelijk kunnen dat er veel vraagrespons actief is en dat er bij aanzienlijke negatieve prijzen een flinke toename is in de elektriciteitsvraag. Helaas biedt de data die ons ter beschikking staat geen specifiek inzicht in de hoeveelheid vraagrespons omdat veel verbruik 'achter de meter' plaatsvindt en daardoor niet in meetdata zichtbaar is. Desalniettemin lijkt het (nog) niet erg aannemelijk dat er een vraagtoename is op deze momenten in de orde van grootte van 4 GW. Daarmee blijft de conclusie staan: Op een mooie lentedag met veel zon en wind hebben we in Nederland een boterberg van met name zonne-energie.



Bron: CO₂Monitor.nl

Wie reageren nu al wel op (negatieve) prijzen?

Tot nog toe is het systeem steeds in balans gebleven, ook als wind en zon samen volop produceren. Dat betekent dat er dus wel degelijk extra vraag actief is (vraagrespons) en/of dat partijen hun productie terugschroeven, zodat vraag en aanbod uiteindelijk fysiek in balans zijn. In de rest van dit artikel wordt stap voor stap verklaard waar er al duidelijk reactie op negatieve prijzen te zien is, waar dat nog niet gebeurt en welke ontwikkelingen er nog te verwachten zijn.

Hernieuwbare opwek met SDE++-beschikkingen

Hernieuwbare opwek zoals zon en wind met een SDE++-beschikking zou in principe op negatieve prijzen moeten reageren, maar zal niet reageren op elke negatieve prijs. Deze opwek krijgt namelijk

vanuit de SDE++ regeling een subsidie voor de opgewekte elektriciteit. Als dit subsidiebedrag groter is dan wat er bij negatieve prijzen voor het afzetten van stroom moet worden betaald, dan is het voor de hernieuwbare opwek nog steeds rendabel om toch stroom te blijven produceren. De SDE++ is (gelukkig!) wel zo opgesteld dat het subsidiebedrag per MWh is gemaximeerd op het verschil tussen het basisbedrag en de basisenergieprijs (zie kader). Hoewel in de SDE++ gebruik wordt gemaakt van gemiddelde marktinkomsten, is het verschil tussen basisbedrag en basisenergieprijs wel indirect een grens geworden voor de prijs waarbij het voor hernieuwbare opwek beter is om niet meer te produceren. In de situatie van het voorbeeld uit het kader, mag worden verwacht dat zon-PV zichzelf zal afschakelen als de marktwaarde lager ligt dan -18 €/MWh (het verschil tussen de blauwe lijnen). En dat zou moeten plaatsvinden ongeacht de contractvorm

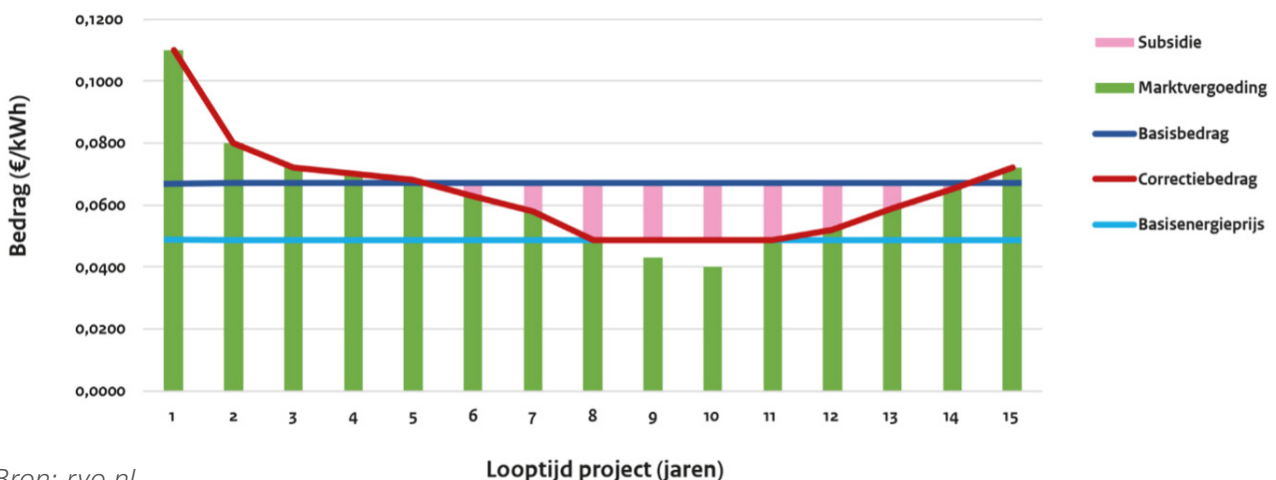
die tussen partijen is gesloten (zie deze toelichting van vaste Trilemma-auteur [Paul Giesbertz](#)). Zelfs als een zonnepark de stroom voor een vaste prijs verkoopt aan een afnemer, dan staat daar een taart op tafel. Die taart is de besparing die gerealiseerd kan worden door geen elektriciteit te produceren die op dat moment een negatieve waarde heeft, maar eigen productie te stoppen en in plaats daarvan elektriciteit én geld uit de markt te halen. Die taart zouden producent en afnemer kunnen delen en bij de huidige ontwikkelingen zal die taart in veel gevallen voldoende smakelijk zijn om de moeite van het aanpassen van contracten te compenseren. De overeenkomsten waarin hier geen gebruik van wordt gemaakt, noemen wij bij gebrek aan een gangbare term bij dezen: 'luie' Power Purchase Agreements (PPA's).

Werking SDE++

De subsidie die voor hernieuwbare opwek onder de SDE++ wordt ontvangen, is het verschil tussen het basisbedrag – de kostprijs van de hernieuwbare energie die in de SDE++ veiling is ingeboden – en het correctiebedrag – de gemiddelde jaarlijkse opbrengst op basis van de marktwaarde. Het Planbureau voor de Leefomgeving (PBL) berekent ieder jaar de correctiebedragen per SDE++-categorie.

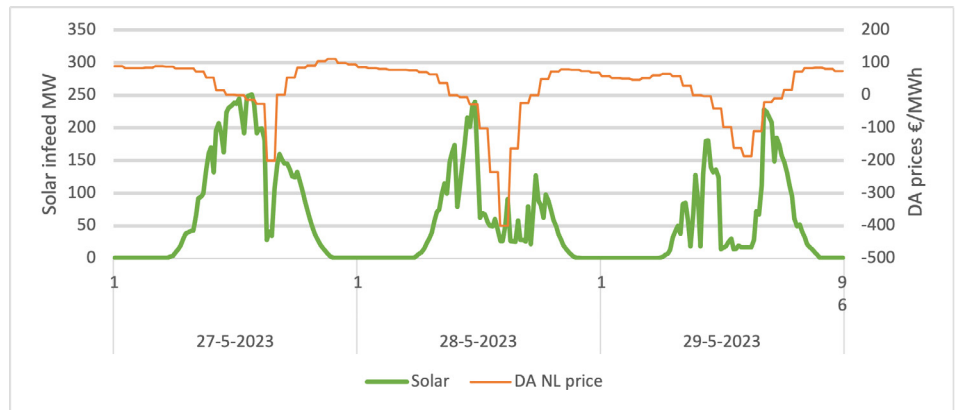
Voor het correctiebedrag is een ondergrens vastgesteld, de basisenergieprijs. Het correctiebedrag kan niet lager worden dan deze basisenergieprijs, ook niet als de (gemiddelde) marktinkomsten op een veel lager niveau liggen dan de basisenergieprijs. Daarmee is dus de subsidie in €/kWh de facto gemaximeerd op het verschil tussen het basisbedrag en de basisenergieprijs.

Voorbeeld mechanisme vergoeding onrendabele top SDE++ bij Zon-PV ≥ 1 MWp dakgebonden (niet-netlevering)

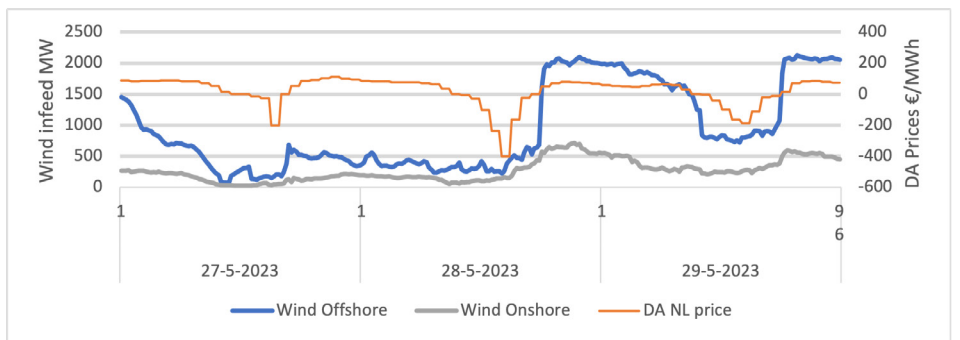


Bron: rvo.nl

In de praktijk blijkt dat in ieder geval een aantal grootschalige zonne- en windparken al op negatieve prijzen reageren en afschakelen. Van de paar grote zonneparken die zijn aangesloten op het net van TenneT, is het geaggregeerd productieprofiel beschikbaar via het ENTSO-E Transparancy Platform. Kijkend naar het zonnige pinksterweekend in 2023 met diep negatieve prijzen, dan is duidelijk te zien dat deze zonneparken hun invoeding hebben aangepast aan de marktprijzen. Er lijkt zelfs iets van een leereffect te zijn opgetreden, want op tweede pinksterdag 29/5 is aanzienlijk meer afschakeling te zien dan op zaterdag 27/5. Het lijkt er dus op dat inmiddels de grotere zonneparken in Nederland ook (steeds meer) van een stopknop worden voorzien.



De productie van Nederlandse wind op zee is volledig in beeld op het ENTSO-E Transparency Platform, die voor onshore wind voor ongeveer 30%. Het profiel voor met name offshore wind met de kunstmatige dip op 29/5 in de middag geeft een duidelijke indicatie dat er wel degelijk al wordt gestuurd op marktprijzen. En voor subsidie-vrije offshore wind, zou dit al helemaal het geval moeten zijn.



De EU verbiedt in principe het uitbetalen van subsidie voor productie tijdens negatieve uren, maar lidstaten mogen daar zelf invulling aan geven. Nederland koos ervoor om de subsidiestop bij negatieve prijzen alleen toe te passen voor projecten met een subsidieaanvraag ingediend na 1 december 2015 én alleen als er zes aansluitende uren negatief zijn. Dat laatste kwam tot dit jaar zo weinig voor, dat het mogelijke verlies gewoon voor lief werd

genomen. Het zou een optie kunnen zijn om bij meer projecten subsidiekraan tijdelijk te sluiten als marktprijzen negatief zijn. Als er bij negatieve prijzen geen subsidie meer wordt uitbetaald, dan loont het nog sneller om de contract- en organisatiestructuur bij bedrijven in te richten op het kunnen onderbreken van de productie bij negatieve prijzen.



Waar en hoe kan nog meer flexibiliteit worden ontsloten?

1. Zon-PV bij kleinverbruikers (saldeers)

Voor kleinverbruikers met zon-PV die een contract met een vaste prijs hebben, is er door de salderingsregeling vooralsnog geen prikkel om hun productie aan te passen; binnen de grenzen van hun totale verbruik op jaarbasis krijgen zij namelijk dezelfde prijs voor hun zelf-geproduceerde stroom als dat ze moeten betalen voor uit het net afgenomen stroom, ongeacht de actuele prijs op de groothandelsmarkt.

Tot nog toe heeft de regelbaarheid van alle andere productietechnologieën en export de groei van zon-PV bij kleinverbruikers nog kunnen opvangen, maar de grenzen van het systeem komen in zicht. Als er in het huidige tempo 2 GW zon-PV per jaar bij blijft bijkomen, is over vijf jaar een punt bereikt dat ook afschakelen van zonnepanelen bij kleinverbruikers noodzakelijk wordt om het systeem in balans te houden. Gezien de exponentiele groei van de installatie van zonnepanelen bij huishoudens ligt het echter in lijn der verwachting dat dit punt al eerder wordt bereikt.

Het is goed dat er momenteel een wetsvoorstel in de Eerste Kamer ligt voor de afbouw van de salderingsregeling. De voorgestelde afbouw bestaat uit een geleidelijk pad tot 2031 waarbij is voorgesteld om een minimale terugleververgoeding van 80% van het retailtarief op te leggen aan leveranciers, waardoor de facto een soort 'salderen-light' wordt ingevoerd. Om een toekomstbestendig systeem neer te zetten waarin ook kleinverbruikers een prikkel krijgen om te stoppen met invoeden ten tijde van overschotten en/of hun eigen verbruik van te verhogen, zou het wenselijker zijn om salderen nog sneller af te schaffen en af te zien van het opleggen van een gereguleerde minimale terugleververgoeding.

2. Conventionele must run productie

Om naar een volledig duurzaam energiesysteem te gaan, is het ook nodig de hoeveelheid conventionele must run te verminderen. Hiervoor moeten zon en wind in combinatie met batterijen en vraagrespons ondersteunende systeemdiensten gaan leveren. Voor balancerings- en transportdiensten is dit al mogelijk en gebeurt het al. Het is nog wel een uitdaging hoe de hoeveelheid must run voor leveren van blindvermogen compensatie – noodzakelijk voor de spanningshuishouding – kan worden verminderd. Met een toenemende hoeveelheid decentrale productie wordt de spanningshuishouding op het hoogspanningsnet een steeds grotere uitdaging voor TenneT.

Stop salderen en luie PPA's

Kortom, de prikkels in de markt zijn in de basis goed om deze in balans te houden. Het afschermen van deze prikkel voor een specifieke groep kleinverbruikers met zon op dak d.m.v. salderen loopt in rap tempo tegen fysieke grenzen aan in het systeem. Dit is een risico dat nog niet meegenomen is in het publieke debat rondom de salderingsregeling, maar daarin hoog op de prioriteitenlijst moet staan. Het is belangrijk hier de nuance te maken dat het van essentieel belang is dat ook zon op dak bij kleinverbruikers stuurbaar wordt en dat de salderingsregeling en een eventuele gereguleerde terugleververgoe-

Momenteel is TenneT hier nog sterk afhankelijk van conventionele centrales die blindvermogen compensatie kunnen leveren op het hoogspanningsnet, maar in principe kunnen zon- en windparken en grootschalige batterijen (mits daartoe geconfigureerd) ook blindvermogen(compensatie) leveren. Een andere optie waarnaar wordt gekeken door TenneT is om zelf in fysieke assets zoals spoelen, condensatorbanken en dynamische assets (e.g. synchrone condensors) te gaan investeren om minder blindvermogen in de markt te hoeven contracteren, waardoor de hoeveelheid must run voor blindvermogen kan worden verlaagd.

Er is ook een deel must run productie door WKKs in de industrie. Om deze productie te reduceren kan gedacht worden aan het vervangen van installaties door Power-To-Heat installaties (zoals warmtepompen of e-boilers) of het installeren van warmtebuffers om bepaalde periodes te overbruggen, maar voor industrieën waarbij stoom of hoge-temperatuur warmte nodig is wordt dit nog wel een hele kluit.

3. Vraagresponse

Naast afschakelen van productie kan er ook meer elektriciteit verbruikt worden op momenten van overschot. Op dit vlak vinden inmiddels positieve ontwikkelingen plaats.

Momenteel zijn er meerdere leveranciers in Nederland die dynamisch contracten aanbieden met prijzen per uur en afrekenen op basis van werkelijk elektriciteitsverbruik per uur. Inmiddels zijn er al meer dan 400.000 kleinverbruikers met een dergelijk contract en het aantal is groeiende.

We zien dat verbruikers ook steeds meer inspelen op negatieve elektriciteitsprijzen, maar het is nog steeds wachten op de verwachte snelle elektrificatie van het energiesysteem. Denk dan bijvoorbeeld aan het gebruik van elektriciteit voor verwarmen, elektrisch vervoer, produceren van waterstof of het elektrificeren van industriële processen. Om tot een CO₂-neutraal energiesysteem te komen zijn deze ontwikkelingen hard nodig, [maar vooralsnog neemt de stroomvraag in Europa niet toe](#). Als de verwachte elektrificatie-groei zijn intrede doet én voldoende flexibel is qua verbruik in de tijd, dan heeft deze de potentie om de Nederlandse (zonne)stroombotherberg weg te spoelen.

ding de prikkel wegneemt om daar geld en moeite in te stoppen. In principe geldt dezelfde boodschap voor alle partijen die betrokken zijn bij contractstructuren waarbij het lastig is in te spelen op veranderingen in de markt. Deze 'luie PPA's' zouden op zijn minst actiever moeten worden gemaakt. Tot slot liggen er kansen voor duurzame energie om diverse systeemdiensten op momenten van hoge beschikbaarheid over te nemen, waarbij 'afgeschakelde invoeding' toch nog waarde krijgt. Op deze manier wordt niet alleen CO₂-uitstoot en maatschappelijk geld bespaard, maar wordt weer een noodzakelijke stap naar volledige systeemintegratie van zon en wind gezet.