



Windstilte voor onshore wind

Wat stilvallende investeringen
ons leren





Windstilte voor onshore wind

Wat stilvallende investeringen ons leren

Samenvatting

De investeringsappetijt voor onshore windprojecten is sterk teruggevallen in Vlaanderen en Nederland. Nochtans blijft onshore wind volgens internationale kostvergelijkingen competitief, ook wanneer systeemkosten¹ worden meegerekend. De rendabiliteit van onshore wind wordt echter ondergraven door dalende 'capture rates'². Het huidige marktmodel richt zich op allocatieve efficiëntie maar lokt geen investeringen uit in weersafhankelijk elektriciteitsproductie. Zonder ondersteuning komen er geen onshore windprojecten bij maar ondersteuning is evenzeer essentieel om investeringen in nieuwe gascentrales uit te lokken, en wellicht ook om oude gascentrales beschikbaar te houden. Europa liberaliseerde de energiemarkten maar we evolueren naar een energielandschap waarin alle technologieën gesubsidieerd worden.

De windstilte rond onshore wind is geen technologisch falen, maar een signaal dat we systeemgrenzen naderen. Een aanpassing van het marktmodel en een sterke coördinatie van transitietrajecten door een systeemarchitect zijn essentieel om de energietransitie te versnellen.

- 1 Systeemkosten: Integratiekosten van de technologie in het elektriciteitssysteem, zoals aanpassingen in het transmissie- en distributienet, netwerkversterking, flexibiliteit, balanshandhaving en opslag.
- 2 Capture rate: de gemiddelde prijs die een technologie effectief ontvangt gedeeld door de gemiddelde marktprijs in dezelfde periode. Interpretatie:
 - > 100%: verkoopt relatief vaak in dure uren (bv. gascentrales).
 - ≈ 100%: verkoopt gemiddeld tegen marktprijs
 - < 100%: verkoopt relatief vaak in goedkope uren of wordt vaker tijdelijk stilgelegd of teruggeschakeld bij overschot of netbeperkingen (bv. zonne-energie midden op de dag, wind bij veel aanbod).



Inhoudstafel

INLEIDING	4
ELEKTRIFICATIE ALS EUROPESE PRIORITEIT	5
Hernieuwbaar en competitief	5
Markt zoekt rendement	7
Europese context	7
- De transformatie-ambitie	7
- De uitdagingen rond gascentrales	7
Belgische context	8
- De problematiek rond gas in onze bevoorradingszekerheid	8
- De dreigende capaciteitskloof	8
- Onvoldoende rendement zonder subsidies	9
HOE DUUR IS ONSHORE WIND?	10
Kostencompetitiviteit per technologie	10
Europese referentie-data (2020)	10
Evoluties sedert 2020	11
- Kostenstijgingen	11
- LCOE evoluties sinds 2020	12
Evoluties in en grenzen van de LCOE-benadering	13
- LCOE-uitbreiding: Integreren van opslagkosten	13
- Continue evoluties en verfijningen in de LCOE-benadering	13
- Belangrijke blinde vlek in de LCOE-benadering: leveringstijden	15
Waarom zijn de systeemkosten voor hernieuwbare energie zo hoog?	15
De economische rem op hernieuwbare productie: capture rates	16
Het belang van capture rates	16
- Wat zijn capture rates?	16
- Capture rates per technologie	16
- Verwachte evoluties voor België	16
- Vergelijking met onze buurlanden en Denemarken	18
- De impact van een stijgend marktaandeel op capture rates	18
SYSTEEM- EN RENDABILITEITSTRANSFORMATIE?	19
Het huidige marktmodel is efficiënt, maar heeft blinde vlekken en perverse effecten	19
De economische puzzel van investeren in opslagcapaciteit	19
De onzichtbare hand mist zijn doel	20
Nood aan een actieve overheid met een systeemperspectief	20
Limieten van de geliberaliseerde energiemarkt	21
Hervormingen zijn noodzakelijk en haalbaar	22
CONCLUSIES	23
Vaststellingen	23
Aanbevelingen	24
APPENDIX	25



Inleiding

Hernieuwbare energie is essentieel in elke visie op onze energietoekomst. Elektriciteit uit hernieuwbare bronnen tekende in 2024 voor 47% van de totale elektriciteitsproductie in Europa³. De geïnstalleerde hernieuwbare productiecapaciteit verveelvoudigde in het afgelopen decennium maar vandaag kampen windprojecten met forse tegenwind. Nieuwe offshore projecten trekken weinig of geen investeerders aan in Duitsland, Nederland, het Verenigd Koninkrijk en Denemarken.

Ook de ontwikkeling van onshore wind projecten valt stil. Zo worden in Vlaanderen alsmaar minder windturbines bijgebouwd. In 2023 en 2024 kwamen er in Vlaanderen respectievelijk 19 en 12 nieuwe onshore turbines bij, wat de laagste cijfers zijn van de afgelopen 10 jaar. In Nederland is de situatie zeer vergelijkbaar; in 2024 werd 127 MW onshore geïnstalleerd terwijl er in 2021 nog 1109 MW bijkwam⁴.

Voor 2025 wordt geen spectaculaire verbetering verwacht in Vlaanderen en Nederland. In Duitsland blijft onshore windenergie wel een groeiverhaal. In 2024 kwamen er 772 windturbines bij, waarvan 745 onshore (+ 3 290 MW), wat een beperkte toename is tegenover de groei in 2023⁵. Maar ook in Duitsland ligt de recente toename van de geïnstalleerde windcapaciteit ver onder het recordniveau van 2017 (+ 6 584 MW).

De Belgische federatie van energiebedrijven (Febeg) en de Vlaamse Windenergie Associatie (VWEA) waarschuwen voor een totale investeringsstop, waarbij zelfs vergunde projecten niet meer worden gerealiseerd. De vorige Vlaamse regering had de steun aan onshore windenergie stopgezet maar deze beslissing werd recent door de nieuwe Vlaamse regering teruggedraaid. Onshore windenergie wordt opnieuw voor vier jaar ondersteund om bijkomende investeringen uit te lokken⁶. Deze steun wordt door critici op de korrel genomen. De verwachting dat hernieuwbaar fossiel automatisch uit de markt zou prijzen, blijkt voorlopig niet te kloppen.

Hoe moeten we de huidige 'windstilte' interpreteren? Is wind economisch plots minder aantrekkelijk geworden, of botsen we op systeemgrenzen in de energietransitie? Wat is de economische meerwaarde van technologieën die permanent gesubsidieerd moeten worden? Om deze vragen te beantwoorden, bekijken we bondig enkele evoluties inzake productiekost en marktwaarde van elektriciteit uit windturbines. Vervolgens staan we stil bij de systeemimplicaties van bijkomende hernieuwbare productiecapaciteit.

3 <https://ec.europa.eu/eurostat/en/web/products-eurostat-news/w/ddn-20250319-1>

4 <https://www.rvo.nl/onderwerpen/windenergie-op-land/monitor-wind>

5 <https://strom-report.com/windenergie/>

6 <https://www.febeg.be/nl/nieuws/investeringszekerheid-voor-vlaamse-windenergie>



“De hernieuwbare productiecapaciteit moet sterk toenemen om de verwachte groei van de elektriciteitsvraag te volgen.”

Elektrificatie als Europese prioriteit

Hernieuwbare energie staat al een kwarteeuw centraal in het Europese klimaatbeleid. Tot 2010 werd de rol van windturbines en zonnepanelen in Europese beleidsdocumenten eerder beperkt tot het verlagen van de CO₂-intensiteit van een vrij stabiele elektriciteitsproductie. Hernieuwbare energietechnologieën zouden samen met gascentrales vooral het gebruik van steenkool in de elektriciteitsproductie moeten drukken.

In het Witboek Transport van 2011 en vooral in de EU Clean Energy Package van 2016-2018 werd de massale elektrificatie van transport, huishoudelijke verwarming en industriële processen voor het eerst als ‘generieke’ klimaatstrategie gepresenteerd. Elektrificatie staat ook centraal in de EU Green Deal van 2019, die tegen 2050 EU klimaatneutraliteit ambiëert.

De hernieuwbare productiecapaciteit zal zeer sterk moeten toenemen om de verwachte groei van de elektriciteitsvraag te kunnen volgen. Bij een succesvolle elektrificatie kan de elektriciteitsvraag in de Europese Unie tussen vandaag en 2050 meer dan verdubbelen, tot zelfs verdrievoudigen.

Drie jaar na de Green Deal werd Europa geconfronteerd met een energiecrisis en een nieuwe geopolitieke realiteit. Europa wil de externe energieafhankelijkheid tegen 2030 drastisch verminderen en

andermaal wordt hiervoor gekeken naar de lokale productie van hernieuwbare energie. De elektrificatie van industriële processen staat ook centraal in de Net Zero Industry Act (NZIA) en in de Clean Industrial Deal van februari 2025. Deze beleidsobjectieven noodzaken een zeer sterke expansie van de hernieuwbare productiecapaciteit in alle lidstaten.

Hernieuwbaar en competitief

Als gevolg van de Russische invasie in Oekraïne verdubbelde de energieprijkskloof met de VS en daalde de output van de Europese energie-intensieve sectoren met 15%. Het Draghi-rapport van 2024 houdt vast aan de ambities van de EU Green Deal maar stelt expliciet dat het Europese klimaatbeleid onze economische competitiviteit moet versterken in plaats van uit te hollen.

Mario Draghi benadrukt ook dat Europese gezinnen en bedrijven moeten kunnen genieten van de (prij)svoordelen van hernieuwbare energieproductie; *‘Without a plan to transfer the benefits of decarbonisation to end-users, energy prices will continue to weigh on growth (Draghi, 2024).’*

Deze ambities werden ook overgenomen in de Clean Industrial Deal, maar zowel het Draghi-rapport als



“Het Europese marktmodel dateert uit een tijdperk met een beperkte hernieuwbare energieproductie en weinig interesse in opslagcapaciteit en vraagflexibiliteit.”

de Clean Industrial Deal bevatten geen roadmap om deze laatste ambitie waar te maken. De impliciete kritiek op het Europese marktmodel voor elektriciteit in het Draghi-rapport suggereert wel dat een ingrijpende bijsturing van het energie- en klimaatbeleid geen taboe meer is⁷.

Ook de organisatie van de Europese energiemarkten zal ingrijpend bijgestuurd moeten worden. Het Europese marktmodel dateert immers uit een tijdperk met een beperkte hernieuwbare energieproductie en weinig interesse in opslagcapaciteit en vraagflexibiliteit⁸. In het marktmodel van de toekomst zullen opslag en vraagflexibiliteit een cruciale rol moeten krijgen.

Het streven naar klimaatneutraliteit tegen 2050 is een zeer uitdagend transformatie- en investeringsproject. Europa kiest voor een nieuwe koolstofarme infrastructuur met inherente onzekerheden, terwijl de Amerikanen bij hun fossiele expansiestrategie de bestaande energie-infrastructuur kunnen gebruiken. De energietransitie mag de prijskloof met de VS niet vergroten. Daarom moeten we focussen op systeemefficiëntie en kosteneffectieve technologieën.

Competitiviteit staat vandaag centraal in de Europese beleidsagenda. Het Competitiveness Compass⁹ van januari 2025 is hiertoe illustratief. Het Draghi-rapport benadrukt terecht dat competitiviteit niet mag gereduceerd worden tot enkele technologische keuzes. We gaan hoe dan ook nog lang verschillende technologieën moeten combineren. Belangrijker zijn een betere *governance* van de energietransitie en een sterke beleidscoördinatie op Europees niveau om deze ambitie waar te maken.

“Governance en Europese coördinatie zijn cruciaal om de transitie betaalbaar te houden.”

7 Albrecht, J. (2025). Energiekosten en competitiviteit. Een alternatieve lezing van het Draghi-rapport. Itinera Analyse

8 Vraagflexibiliteit: Het vermogen van gebruikers om verbruik te verschuiven in de tijd of tijdelijk te verlagen. Vermindert pieken, drukt systeemkosten en verhoogt de waarde van hernieuwbare energie-productie.

9 EC (2025). A Competitiveness Compass for the EU (COM(2025)30 final)



„Uiteindelijk ontstaat een situatie waarbij het subsidiëren van één categorie van activa leidt tot een noodzaak aan het subsidiëren van andere types van activa.“

Markt zoekt rendement

Europese context

De transformatie-ambitie

De beoogde transformatie van het Europese energielandschap wordt niet alleen aangestuurd door beleidskeuzes. Beleidsobjectieven inzake hernieuwbare energieproductie en elektrificatie hebben een grote impact op de marktwerking en vertalen zich in 'markresultaten' zoals marktprijzen en investeringsopportunities.

Uitstekende weersomstandigheden leiden vandaag tot zeer lage of negatieve prijzen maar dit was niet het geval in 2010. Ook leefde in 2010 de verwachting dat de private sector sterk zou investeren in nieuwe gascentrales terwijl er vandaag alleen in nieuwe gascentrales geïnvesteerd wordt mits subsidies.

Tegen 2040 zijn grote investeringen nodig in hernieuwbare capaciteit, opslag en vraagflexibiliteit. Zonder die investeringsgolf zijn de EU-doelen

onhaalbaar. De gewone marktwerking is niet geïnteresseerd in een systeemtransformatie zodat het beleid bijstuurt met instrumenten zoals Contracts for Difference (CfD)¹⁰. Deze voegen capaciteit toe, maar drukken prijzen en veroorzaken winstkannibalisatie.

De uitdagingen rond gascentrales

Gascentrales spelen nog steeds een zeer belangrijke rol in de Europese elektriciteitsproductie. Het Draghi rapport benadrukt dat gascentrales in 2022 nog voor 60% van de tijd prijszettend waren in Europa. Gascentrales halen hun rendement uit de uren met hoge elektriciteitsprijzen. Door bijkomende investeringen in hernieuwbare capaciteit, opslagcapaciteit en flexibiliteit worden gascentrales minder frequent prijszettend en daalt het aantal 'dure' uren.

Door die dynamiek dreigen gascentrales uit de markt te verdwijnen. Wanneer deze centrales vanuit een adequacy- of bevoorradingszekerheidsperspectief¹¹ echter essentieel zijn, zoals momenteel nog

¹⁰ Contracts for Difference (CfD): Steuncontracten die werken met een referentieprijis ('strike price'). Ligt de marktprijs lager/hoger, dan krijgt/betaalt de producent een compensatie. Dit maakt projectinkomsten voorspelbaarder en verlaagt daardoor financieringskosten.

¹¹ Adequacy: de structurele beschikbaarheid van voldoende productiecapaciteit om aan de verwachte vraag te voldoen, gemiddeld over het jaar. Het is dus een kwantitatieve inschatting van risico op tekorten (bv. "x uur per jaar kans op tekort"). Bevoorradingszekerheid: de mate waarin het elektriciteitssysteem op elk moment genoeg productie en flexibiliteit heeft om aan de vraag te voldoen, ook bij pieken of slecht weer. Het omvat adequacy, maar ook: betrouwbaarheid van netwerken, beschikbaarheid van brandstoffen, importafhankelijkheid en geopolitieke risico's, alsook operationele veiligheid. Belangrijk omdat tekorten tot black-outs kunnen leiden en dat scenario vermijden veelal extra investeringen of steun vereist.



het geval is in ons land, zijn subsidies noodzakelijk om deze operationeel te houden. Hiervoor gebruiken we veelal capaciteitsvergoedingen zoals een *capacity remuneration mechanism (CRM)* of een capaciteitsvergoeding die beschikbaarheid vergoedt.

Uiteindelijk ontstaat een situatie waarbij het subsidiëren van één categorie van activa – de zogenaamde policy-driven activa – op termijn leidt tot een noodzaak aan het subsidiëren van andere types van activa. In ons land worden ook de meest recente nucleaire centrales gesubsidieerd om deze langer te kunnen gebruiken. Zonder deze subsidies worden de kerncentrales gesloten. Ook kernenergie valt dus onder de uitdijende groep van ‘policy driven’ activa met mogelijk een marktversturende impact.

Belgische context

De problematiek rond gas in onze bevoorradingzekerheid

In de ‘Adequacy and flexibility study for Belgium 2026-2036’ van juni 2025 presenteert Elia¹² een analyse van de economische levensvatbaarheid van de huidige productiecapaciteit en de noodzakelijke productiecapaciteit in ons land voor de eerstkomende tien jaar. Om een dergelijke analyse uit te kunnen voeren, zijn heel specifieke assumpties nodig, waaronder ‘perfect foresight’. Hiermee moeten we rekening houden bij de interpretatie van de resultaten.

Los hiervan concludeert Elia dat de verwachte marktprijzen te laag zullen zijn om meer dan 1 GW bestaande gascapaciteit (CCGT¹³) in ons land rendabel te onderhouden om deze verder te kunnen gebruiken. Zonder aangepaste subsidies verlaten deze bestaande gascentrales op relatief korte termijn de markt, wat natuurlijk een impact heeft op de bevoorradingzekerheid van ons land.

Tegelijkertijd blijkt uit de analyse van Elia dat ook nieuwe activa niet levensvatbaar zijn in de marktomgeving vanaf 2028: *‘no new capacity is deemed economically viable, on top of the already contracted new capacities under the CRM’*. Bestaande gascentrales dreigen zonder subsidies uit de markt gedreven te worden terwijl het zonder subsidies niet mogelijk is om te investeren in nieuwe gascentrales. Maar we hebben wel gascentrales nodig om de bevoorradingzekerheid te garanderen.

De dreigende capaciteitskloof

Tussen 2028 en 2036 ontstaat zo volgens Elia een capaciteitskloof van 500 tot 3 300 MW (derated¹⁴). Deze capaciteit ontbreekt in de verwachte marktomgeving tussen 2028 en 2036. Figuur 1 komt uit het bovenvermelde Elia-rapport en toont in de derde kolom het gebrek aan capaciteit dat dreigt te ontstaan zonder specifieke ondersteuningsmechanismen.

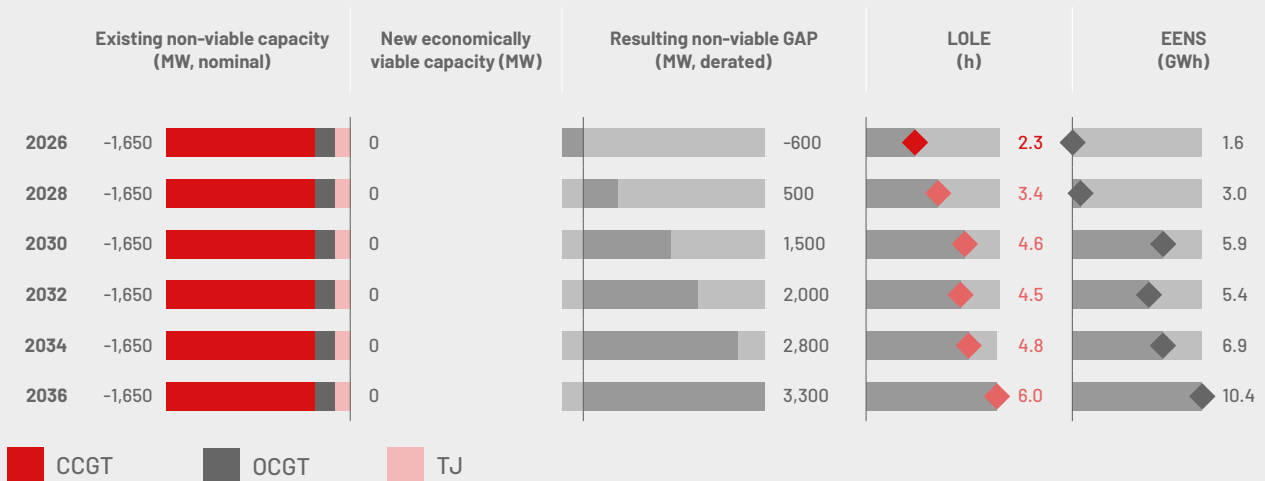
¹² Elia (2025). Adequacy and flexibility study for Belgium 2026-2036

¹³ Combined-Cycle Gas Turbine (CCGT): Gascentrale met twee gekoppelde turbines (gas + stoom). Efficiënt en vaak prijszettend op dure uren, maar steeds vaker steun nodig om rendabel te blijven.

¹⁴ Derated capaciteit (MW derated): De theoretische capaciteit aangepast (derated) voor realistische beschikbaarheid. Voor planning rekent men met ‘effectieve’ MW in plaats van het theoretische maximum.



Figuur 1 – Economische leefbaarheid en capaciteitsstekort 2026-2036



Bron: Elia (2025). Adequacy and flexibility study for Belgium 2026-2036

Zonder marktinterventies zoals een algemene vergoeding voor nieuwe en bestaande capaciteit (CRM) kan de bevoorradingszekerheid op relatief korte termijn in ons land niet gegarandeerd worden. Overheden zullen meer dan ooit de marktdynamiek moeten superviseren en corrigeren. En dat in een geliberaliseerde marktomgeving!

Na 2036 verwachten we een verdere expansie van de totale capaciteit – inclusief opslag en flexibiliteit – zodat de marktkannibalisatie zich kan voortzetten. Of dit effectief zal gebeuren, blijft af te wachten. Investeerders hebben hieraan echter geen boodschap en zullen terecht garanties vragen.

Onvoldoende rendement zonder subsidies

We stellen vast dat niet enkel nieuwe onshore windprojecten nood hebben aan subsidies om rendabel

te zijn, maar dat dit ook geldt voor nieuwe gascentrales. Zonder subsidies zullen zelfs bestaande gascentrales verdwijnen, terwijl we deze niet kunnen missen voor onze bevoorradingszekerheid.

Er is groeiende interesse in nieuwe nucleaire capaciteit, klein of groot, bijvoorbeeld onder de vorm van small modular reactors (SMR's). Maar ook nieuwe nucleaire capaciteit is enkel levensvatbaar bij gratie van overheidssteun. En ook ons bestaande nucleaire park blijft enkel open mits subsidies.

We maken vandaag dus kennis met een marktomgeving waarin alle technologieën blijkbaar ondersteund moeten worden. Geen wonder dat niemand investeert in onshore windprojecten zonder ondersteuning.



Hoe duur is onshore wind?

Kostencompetitiviteit per technologie

Europese referentie-data (2020)

Het vooruitzicht dat alle technologieën gesubsidieerd zullen worden, betekent niet dat de kostencompetitiviteit per technologie niet meer relevant zou zijn. Wat is de rol van onshore wind in het Europese energielandschap met kostencompetitiviteit als herontdekte prioriteit?

Een bondig antwoord op deze vraag vertrekt dikwijls van LCOE-vergelijkingen¹⁵. Traditionele LCOE-vergelijkingen hanteren een 'stand-alone' perspectief en negeren de systeemimplicaties van bepaalde technologieën.

Deze aanpak dateert uit een tijdperk met een zeer beperkte hernieuwbare energieproductie zodat mogelijke systeemimplicaties weinig relevant waren en 'gesocialiseerd' werden, bijvoorbeeld via de netwerkkosten. Dit perspectief is moeilijk houdbaar bij een hoog aandeel hernieuwbare energieproductie zodat in toenemende mate systeemcomponenten - zoals de nood aan opslagcapaciteit- worden opgenomen in LCOE-vergelijkingen¹⁶.

Een basisbron voor LCOE-analyses is (nog steeds) het rapport 'Projected Costs of Generating Electricity 2020' van het IEA waar zowat alle beschikbare data over bestaande productiecapaciteiten per continent gebundeld worden. Tabel 1 geeft de LCOE-mediaanwaarden voor Europa in functie van drie discontovoeten.

Volgens deze LCOE-vergelijking per MWh van het IEA voor 2020 is wind onshore in Europa 'gemiddeld' de goedkoopste productietechnologie. Achter dit Europese gemiddelde kunnen per land grote verschillen schuilgaan. Tabel 1 vergelijkt wind en andere productietechnologieën met grote zonneparken - Solar PV (utility) - en dus niet met kleine installaties op particuliere daken waarvan de LCOE een veelvoud bedraagt.

Tabel 1 – LCOE per technologie in Europa (mediaan, \$/MWh)

Discontovoet	3%	7%	10%
Gas (CCGT)	68	71	74
Nucleair	45	71	97
Wind onshore	44	55	63
Wind offshore	68	90	108
Solar PV (utility)	55	70	83

bron: IEA 2020, Median technology costs by region; Europe

¹⁵ LCOE (Levelized Cost of Energy): is een methode om de totale elektriciteitsproductiekosten van een energietechnologie over haar volledige levensduur te berekenen. Hierbij wordt rekening gehouden met de initiële investeringskosten, onderhoudskosten, brandstofkosten, financieringskosten, ontmantelingskosten en de verwachte totale energieproductie gedurende de levensduur.

¹⁶ Het Internationale Energie Agentschap (IEA) gebruikt hiertoe de zogenaamde value-adjusted LCOE of VALCOE <https://www.iea.org/reports/projected-costs-of-generating-electricity-2020>



„De kost van hernieuwbare energie stijgt door de hogere rente en materiaalprijzen, maar blijft ook in 2025 competitief ten opzichte van fossiele alternatieven.“

Evoluties sedert 2020

Kostenstijgingen

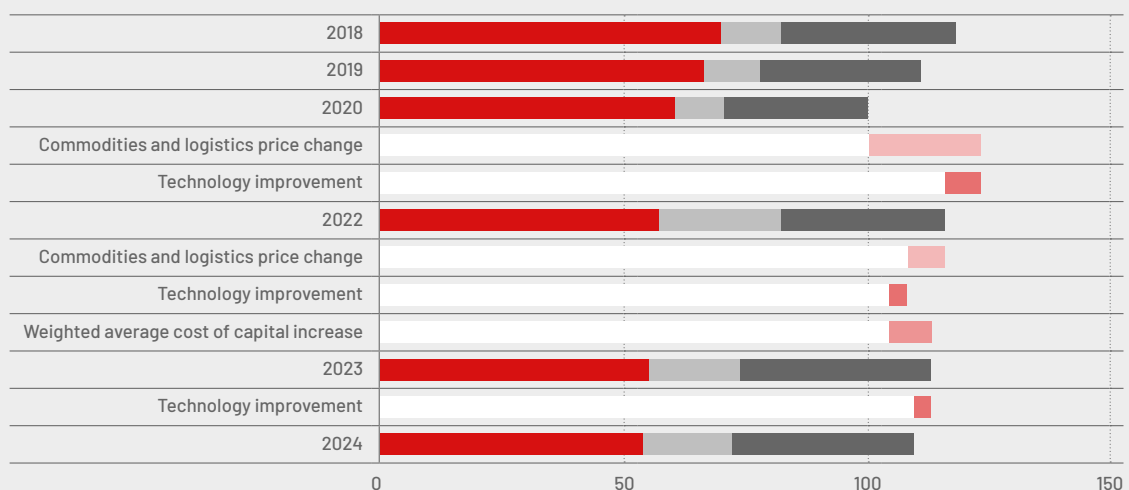
Vanaf 2020 hebben de coronacrisis, de oorlog in Oekraïne en de rentestijging een grote impact gehad op de kapitaalkost van energieprojecten. Dit geldt ook voor de windsector. Er kwam dan ook een bruusk einde aan de structurele daling van de investeringskosten per kW.

Na 2020 daalde de LCOE van windprojecten niet maar dit geldt ook voor andere energietechnologieën en netwerkcomponenten. Windmolens zijn in ab-

solute termen duurder geworden maar dit betekent niet dat ze hierdoor in relatieve termen ook economisch minder interessant zijn geworden.

Figuur 2 toont voor de periode van 2018 tot 2024 de evolutie van de LCOE voor onshore windturbines vertrekkende van gemiddelde jaarlijkse inputkosten. De lichtgrijze vlakken in Figuur 2 tonen de kosten van materialen (staal, koper, aluminium,...) en logistiek. De donkergrijze vlakken tonen de financieringskost. De rode vlakken vertegenwoordigen alle andere kosten (arbeid, energie, manufacturing, bouw, andere materialen, enzovoort).

Figuur 2 – Impact voor hogere materiaalkosten en rente op de LCOE van onshore wind



Bron: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/wind-onshore-lcoe-index-based-on-average-annual-input-costs-2018-2024>



De rente kan relatief snel dalen maar wellicht stijgt de kapitaalkost van windturbines op termijn als gevolg van CBAM of het Carbon Border Adjustment Mechanism. Met CBAM wil de Europese Unie koolstoflekken voorkomen. CBAM zal vanaf 2026 leiden tot een aanzienlijke prijsverhoging van onder andere geïmporteerd staal. Europese importeurs moeten CBAM-certificaten voorleggen en daarnaast is er een aanzienlijke administratieve kost. Volgens de Europese windfederatie kan hierdoor de investeringskost per windturbine op termijn toenemen met iets meer dan €900.000¹⁷. Deze toename is ronduit spectaculair en komt op een verkeerd moment.

Door CBAM zullen ook de onderdelen om in Europa een elektromotor te produceren duurder worden, terwijl de heffing niet van toepassing is voor geïmporteerde elektromotoren. Het is immers niet mogelijk om de footprint van complexe afgewerkte producten te becijferen. CBAM stimuleert zo de import van complexe afgewerkte producten uit China, terwijl concurrerende Europese bedrijven aankijken tegen een meerkost aan de inputzijde.

LCOE-evoluties sinds 2020

Sinds 2020 zijn de kosten voor elektriciteitsopwekking (LCOE) sterk beïnvloed door grondstofprijzen, rentevoeten en geopolitieke ontwikkelingen. Toch blijven hernieuwbare technologieën in Europa de goedkoopste opties. Een kort overzicht¹⁸:

- **Onshore wind:** Na jaren van dalende kosten steeg de LCOE tussen 2020 en 2024 licht door hogere turbineprijzen, inflatie en rentevoeten. In Duitsland liep de bandbreedte op van €39–83/MWh (2021) naar €43–92/MWh (2024). Verwacht wordt dat de kosten richting eind 2025 opnieuw dalen door herstel van toeleveringsketens en lagere inflatie.
- **Offshore wind:** Tot 2020 daalden de kosten spectaculair, maar sindsdien zorgden supply chainproblemen, hogere materiaalprijzen en financieringskosten voor een tijdelijke stijging. In 2024 lag de Europese LCOE rond €55–100/MWh. Grotere turbines en meer vollast-uren drukken de kost, maar beleidsmatige en marktgebonden factoren temperen verdere dalingen voorlopig.
- **Zonne-energie (PV):** Grootschalige zonneparken bereikten rond 2020 record-lage LCOE's. Na een piek in 2021–2022 door dure grondstoffen (o.a. polysilicium) en transportkosten, daalden de kosten opnieuw. In 2024 lag de LCOE op zonnige locaties rond €41/MWh, met een verdere daling van ca. 10% tegen eind 2025 door goedkopere modules en schaalvoordelen. PV blijft daarmee de goedkoopste elektriciteitsbron in Europa.
- **Gascentrales (CCGT):** De LCOE steeg fors sinds 2020, vooral door de explosieve aardgasprijzen in 2021–2022 en de hoge CO₂-prijs. In 2024 lag de LCOE van nieuwe CCGT's rond €110–180/MWh. Brandstof- en emissiekosten domineren deze waarden; investerings- en onderhoudskosten spelen een kleinere rol.

¹⁷ https://www.europarl.europa.eu/doceo/document/E-10-2025-000774_EN.html

¹⁸ Fraunhofer ISE, [Levelized Cost of Electricity – Renewable Energy Technologies](#)
Wood Mackenzie, [Global Wind and Solar Market Outlooks](#)
NedZero, [Kostenontwikkelingen hernieuwbare energie](#)



- **Kernenergie:** Nieuwe kerncentrales behoren tot de duurste opties. Recente analyses ramen de LCOE op €136–490/MWh, vooral door extreem hoge bouwkosten, lange doorlooptijden en dure financiering. Tussen 2020 en 2025 is hierin geen merkbare daling zichtbaar. Beleidssteun (bv. garanties of vaste prijscontracten) blijft noodzakelijk om projecten te realiseren.

Evoluties in en grenzen van de LCOE-benadering

LCOE-uitbreiding: Integreren van opslagkosten

Meer recente LCOE-vergelijkingen integreren opslagkosten en komen tot een rangschikking van technologieën die zeer vergelijkbaar is met de analyse van IEA uit 2020. In de veel geciteerde LCOE-vergelijking van Lazard voor de VS blijkt onshore wind – ook in combinatie met opslagcapaciteit – zeer attractief te zijn.

Onshore wind plus opslag heeft in de VS een lagere LCOE dan gascentrales (CCGT) en dan grote zonneparken met geïntegreerde opslagcapaciteit (zie appendix). En de gasprijs is in de VS veel lager dan in Europa.

Het opnemen van opslagcapaciteit is beslist een meerwaarde maar hierdoor ontstaat snel een complexe discussie over de optimale dimensie van deze opslagcapaciteit. Vanuit een systeemperspectief moet immers de totale opslagcapaciteit zo economisch mogelijk georganiseerd worden en is er geen enkele reden om aan elk zonnepark of klein windproject een lokale opslagcapaciteit te koppelen.

Het toevoegen van lokale opslagcapaciteit is vooral relevant voor landen met weinig waterkrachtcentrales of grootschalige batterijparken. In een land als Noorwegen, is lokale batterijopslag naast een windpark economisch weinig zinvol, omdat de waterkrachtreservoirs er al grootschalige opslagcapaciteit en flexibiliteit bieden.

Continue evoluties en verfijningen in de LCOE-benadering

De LCOE-methodologie evolueert continu om de systeemimplicaties per technologie beter in kaart te brengen. Dit blijkt geen eenvoudige opgave omdat de totale systeemkost afhangt van heel wat interacties – inclusief interacties met het buitenland – en niet altijd eenduidig aan één technologie toegevoegd kan worden. Bovendien verandert de totale systeemkost continu – we bevinden ons immers in een energietransitie – en niet noodzakelijk op een lineaire of voorspelbare manier.

Enkele Duitse economen publiceerden al in 2013 een veelgeciteerde analyse waarbij de evolutie van de systeemkost van wind- en zonne-energie gesimuleerd werd in functie van het relatieve aandeel in de productiemix. Figuur 3 toont dat bij een ‘relatief hoog’ aandeel van windenergie in de totale productie, de systeemkost per MWh zelfs hoger zou uitvallen dan de ‘stand-alone’ LCOE-kost per MWh.

Dit soort analyses kampt met belangrijke endogeneiteitsproblemen omdat de systeemkost van één windturbine afhangt van het lokale energielandschap en heel wat (des)investeringen in aanverwante economische sectoren die momenteel amper of niet gecoördineerd worden.



Figuur 3 geeft bijvoorbeeld geen informatie over de evolutie van de vraag naar elektriciteit in Duitsland. De systeemkost per windturbine bij een stabiele elektriciteitsvraag kan niet vergeleken worden met de systeemkost bij een verdubbeling van de elektriciteitsvraag op relatief korte termijn enzovoort. De systeemkost hangt ook af van investeringen in netwerkinfrastructuur en van regelgevende maatregelen. Als deze investeringen en beleidsmaatregelen niet synchroon verlopen, kan dit leiden tot inefficiënties en te vermijden systeemkosten.

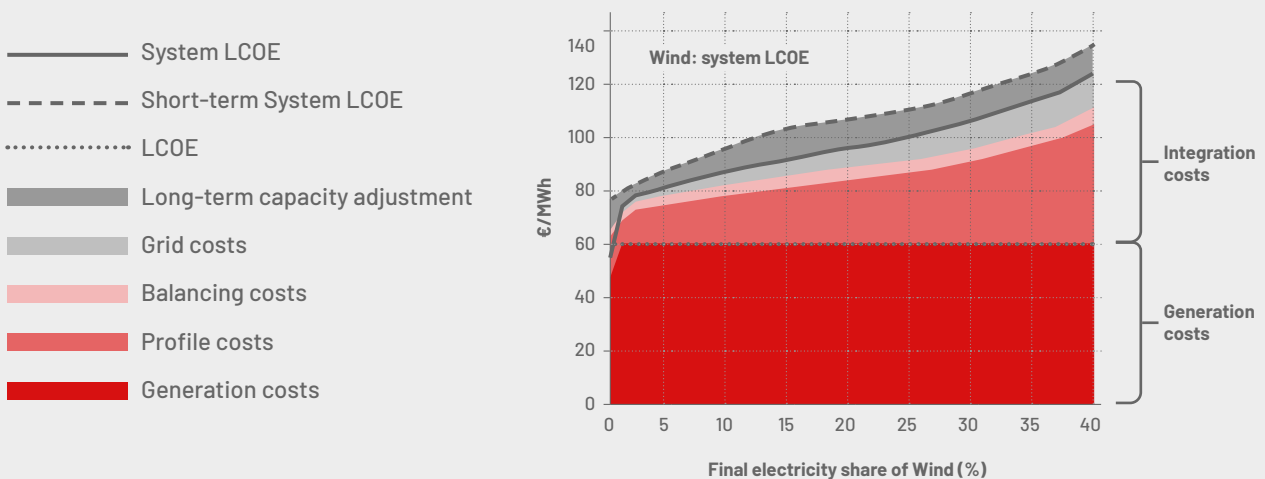
Een technologie moet vandaag competitief zijn maar het blijkt niet zo eenvoudig om de totale productiekost van verschillende energietechnologieën correct te vergelijken. Wel kunnen we veronderstel-

len dat de totale kost van onshore wind zich bevindt tussen de resultaten van klassieke ‘stand-alone’ LCOE-analyses en de eerder ‘dramatische’ projecties zoals weergegeven in Figuur 3.

Belangrijke blinde vlek in de LCOE-benadering: leveringstijden

LCOE-vergelijkingen houden geen rekening met leveringstijden. Nochtans zijn die een cruciaal element in de beleidsmix. Wie vandaag windturbines bestelt, weet dat deze op relatief korte termijn beschikbaar kunnen zijn. Dit is vandaag niet het geval voor gascentrales. Het aantal aanbieders van gascentrales is beperkt zodat vandaag bestelde gascentrales pas rond 2029 of nog later geleverd kunnen worden.

Figuur 3 – Productie- en systeemkost van wind in functie van de generation mix (Duitsland)



Bron: Ueckerdt, F. et al. (2013). System LCOE: What are the costs of variable renewables? Energy 63, 61-75



„De systeemkost van hernieuwbare energie loopt op omdat het huidige energiesysteem niet is ontworpen om een hoog aandeel weersafhankelijke technologieën optimaal te benutten. „

Voor nucleaire projecten zijn de doorlooptijden nog veel langer. Zowel voor Olkiluoto 3 in Finland (open sinds 2023) als voor Flamanville 3 in Frankrijk (open sinds 2025) bedroeg die 18 jaar. Small Modular Reactors (SMR's) mikken op 8 à 12 jaar inclusief vergunningen, maar dat blijft voorlopig theoretisch: geen enkel Europees SMR-project is al in commerciële uitbating.

Waarom zijn de systeemkosten voor hernieuwbare energie zo hoog?

Analyses over de systeemkost van hernieuwbare energie zijn zeer relevant maar we moeten ook de vraag stellen waarom deze systeemkost 'zo hoog uitvalt' en hoe we dit moeten interpreteren. De elektriciteitssystemen waarin we vandaag weerafhankelijke technologieën willen integreren, zijn in de afgelopen eeuw net opgebouwd rond controleerbare of 'firm capacity' op basis van fossiele brandstoffen en uranium. Steenkool wat tot pakweg 1965 dominant in de elektriciteitsproductie in Europa. De hoge energiedichtheid van steenkool en de opslag- en transportmogelijkheden waren belangrijke troeven. Om de vraag naar elektriciteit in de vorige eeuw snel te laten groeien, stonden betrouwbaarheid en gebruiksgemak voorop. Het elektriciteitssysteem werd ontworpen om een sterk variabele vraag perfect te kunnen volgen.

Dit werkte prima maar zorgde er ook voor dat tot op vandaag heel wat bedrijven en gezinnen nog nooit hebben nagedacht over het spreiden van hun verbruik over de tijd of over het verminderen van hun piekvraag. Dit is een begrijpelijke houding die de systeemkost evenwel verhoogt. Zolang we ons totale verbruik niet flexibeler organiseren, stijgt de nood aan opslagcapaciteit en dus ook de systeemkost per windturbine.

De systeemkost van hernieuwbare energie loopt op omdat het huidige energiesysteem niet is ontworpen om een hoog aandeel van weersafhankelijke technologieën optimaal te benutten. Dit verklaart de complexiteit van de energietransitie. Vertrekkende van de Europese ambities is een fundamentele systeemhervorming noodzakelijk om het potentieel van weersafhankelijke technologieën maximaliseren.

Momenteel voegen we hernieuwbare componenten toe aan een systeem dat ontworpen werd vanuit andere en destijds zeer legitieme doelstellingen. De cruciale vraag blijft echter: wie neemt de verantwoordelijkheid voor deze ingrijpende systeemtransformatie of wie levert de architecturale blauwdruk? Een bijkomende complicatie is de noodzaak om de algemene decarbonisatie sterk te versnellen. De energietransitie verloopt in Europa immers te traag.



De economische rem op hernieuwbare productie: capture rates

Het belang van capture rates

Wat zijn capture rates?

LCOE-vergelijkingen worden best gekoppeld aan analyses van de creatie van economische waarde per technologie. Steunmechanismen zoals de *onrendabele top (OT) met bandingfactor (Bf)*¹⁹ of *Contracts-for-Difference (CfD)* houden immers rekening met de marktwaarde van de gerealiseerde productie.

De 'capture rate' vergelijkt per technologie de gerealiseerde opbrengst per MWh met de evolutie van de groothandelsprijzen gedurende een kalenderjaar. Hiertoe wordt de gemiddelde prijs die een technologie ontvangt, vergeleken met de gemiddelde marktprijs. In de praktijk kan de capture rate op zeer uiteenlopende wijzen berekend worden, bijvoorbeeld door al dan niet rekening te houden met onbalanskosten²⁰ voor bepaalde technologieën.

Capture rates per technologie

Los van allerhande technische overwegingen pakken vooral gascentrales uit met een hoge capture

rate omdat deze in de markt komen wanneer de elektriciteitsprijzen relatief hoog zijn. Elektriciteit uit PV-installaties wordt dikwijls verkocht aan relatief lage marktprijzen wat leidt tot een lage capture rate. Hoe hoger het aandeel van PV in de totale elektriciteitsconsumptie, hoe hoger de kans op overproductie en hoe lager de capture rate van PV.

Een recente analyse voor België in 2024 komt tot capture rates van 55% voor PV, 87% voor offshore wind en 83% voor onshore wind. Vertrekkende van gemiddelde *day-ahead* prijzen²¹ bedraagt de capture rate voor gascentrales in ons land 125%. Opvallend is de capture rate van bijna 100% voor de Belgische kerncentrales. Deze recente waarden zijn vergelijkbaar met een gemiddelde capture rate van 86% voor onshore wind in een analyse voor de periode van 2016 tot 2021²². In deze periode bedroeg de marktwaarde van onshore wind gemiddeld € 39/MWh met een range van € 29 - € 53 per MWh.

Verwachte evoluties voor België

Uit het recente modelwerk van Elia blijkt dat de capture rate van onshore en offshore wind zal dalen van 86% in 2028 naar 64% in 2036 (zie Figuur 4). De toename van de hernieuwbare productiecapaciteit zorgt voor een daling van de groothandelsprijzen bij ideale weersomstandigheden. Elia voorziet een

19 Onrendabele top: is het deel van de investerings- of exploitatiekosten dat niet kan worden terugverdiend via marktinkomsten. Overheden gebruiken dit begrip vaak om de hoogte van subsidies te bepalen: de steun moet precies de onrendabele top afdekken, zodat het project economisch haalbaar zonder overwinst.

Bandingfactor (Bf): Aanpassingsfactor binnen sommige steunregelingen die de hoogte van de steun per technologie bijstelt. Doel: voorkomen van te veel of te weinig steun.

20 Onbalanskosten: Kosten omdat feitelijke productie/afname afwijkt van wat vooraf is ingepland. Relevanter bij weersafhankelijke productie. Drukken netto-opbrengst.

21 Day-ahead markt & prijzen: Groothandelsmarkt waar stroom één dag op voorhand per uur wordt geprijsd en verhandeld. Referentie voor veel opbrengst- en 'capture rate'-analyses.

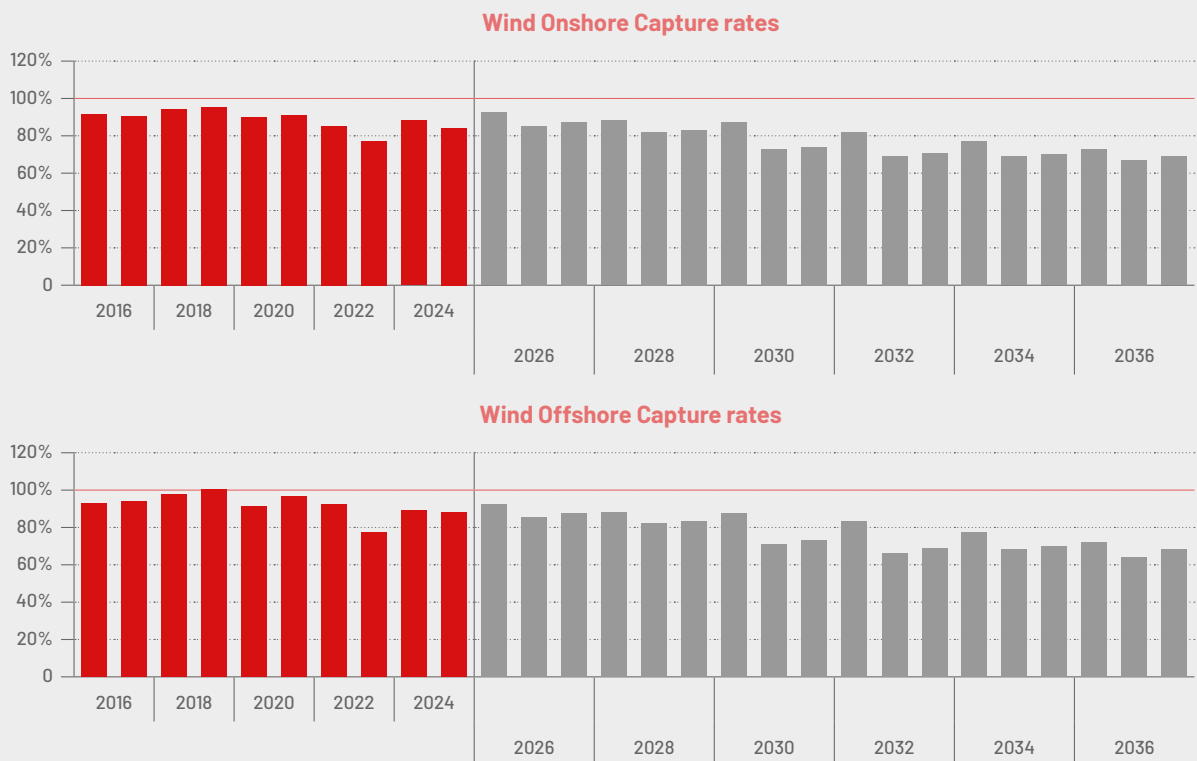
22 3 E (2023). Investeringszekerheid voor windenergie in Vlaanderen post-2023. Studie uitgevoerd in opdracht van VWEA (ODE) en FEBEG



capture rate voor PV van slechts 45% voor 2026, waarbij verondersteld wordt dat de productie niet wordt stopgezet bij negatieve prijzen. Op termijn zullen meer en meer installaties niet meer produceren bij het vooruitzicht van negatieve prijzen. De capture rates van gascentrales zijn

volgens Elia zeker tot 2036 altijd hoger dan 100%, wat toch niet voorkomt dat de markt onvoldoende inkomsten genereert om oude gascentrales die toe zijn aan ingrijpend onderhoud langer in de markt te houden.

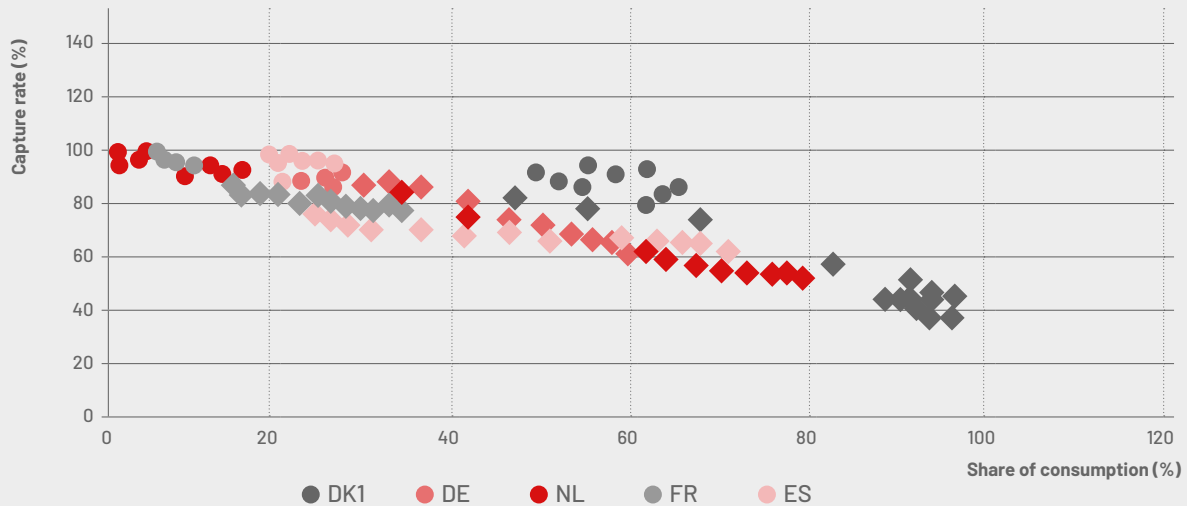
Figuur 4 – Capture rates voor onshore en offshore wind



Bron: Elia (2025). Adequacy and flexibility study for Belgium 2026-2036



Figuur 5 – Capture rates voor onshore en offshore wind in vijf Europese landen



Bron: EIFO (2023). *Emerging trends in renewable power market earnings. Analysis of capture rates in Western Europe*

Vergelijking met onze buurlanden en Denemarken

Deze capture rates voor België sluiten mooi aan bij een vergelijkbare analyse van het Deense EIFO²³ voor onze buurlanden en Denemarken. Figuur 5 toont de capture rates voor windenergie in vijf landen. Offshore en onshore windprojecten zijn samengevoegd voor deze figuur.

De impact van een stijgend marktaandeel op capture rates

De analyse van EIFO concludeert dat de capture rates voor wind variëren van 80 tot 90% zolang het aandeel van wind beperkt blijft tot 30% van de totale consumptie. Bij een hoger aandeel daalt de capture

rate tot 50% à 60% maar blijven er aanzienlijke verschillen van land tot land. Voor PV daalt de capture rate tot ongeveer 20% bij een hoog marktaandeel. Bij een hoog aandeel van windenergie in de totale consumptie is de capture rate van offshore projecten meestal 4 tot 5% hoger dan deze van onshore windprojecten. Het vooruitzicht van een lagere capture rate heeft volgens EIFO een duidelijke impact op het investerings sentiment voor hernieuwbare energie: *'Declining capture rates can potentially make investors hesitant to commit sufficient capital to renewable energy projects, and ultimately, this may be a factor in how much renewable capacity that will be built in commercial terms'* (EIFO, 2023).'

²³ Export and Investment Fund of Denmark (EIFO): is een publieke investeringsmaatschappij gespecialiseerd in hernieuwbare energieprojecten. Voor meer info: <https://www.eifo.dk/en/>



System- en rendabiliteitstransformatie?

Het huidige marktmodel is efficiënt, maar ondersteunt geen radicale transformatie

Het huidige marktmodel is robuust en zorgt altijd voor een evenwicht op de kortetermijnmarkten, zelfs onder extreme omstandigheden. Allocatieve efficiëntie is echter geen garantie op adequacy en bevoorradingszekerheid. De analyse van Elia concludeert dat zowat alle activa in het huidige systeem een vorm van ondersteuning hebben. Dit geldt overigens al lang voor nieuwe gascentrales.

Bijkomende investeringen in hernieuwbare capaciteit leiden tot hogere systeemkosten, lagere capture rates en meer uren met zeer lage tot negatieve prijzen. Hernieuwbare energie kannibaliseert de eigen rendabiliteit. Rendabiliteit is hier wel een marktresultaat voor een stand-alone technologie binnen een marktomgeving die nieuwe maatschappelijke objectieven zoals energie-onafhankelijkheid en klimaatneutraliteit nog niet correct waardeert.

In het huidige marktmodel wordt de CO₂-uitdaging gereduceerd tot een aangepaste prijszetting – via

EU ETS²⁴ – terwijl de radicale klimaat- en geopolitieke doelstellingen net de combinatie van verschillende beleidsinstrumenten noodzaken. Een snelle transformatie van het marktmodel – met meer capaciteitsvergoedingen – is voorlopig geen prioriteit in beleidsdocumenten. Voorlopig primeren stand-alone oplossingen.

De economische puzzel van investeren in opslagcapaciteit

Als de vraag naar elektriciteit sterk toeneemt en we volop investeren in opslagcapaciteit – bijvoorbeeld via batterijparken – lossen we toch al heel wat problemen op? Maar massale investeringen in opslagcapaciteit elimineren net de uren met de hoogste elektriciteitsprijzen zodat de resterende marktprijzen nog minder investeringen uitlokken dan vandaag het geval is.

Voorts zorgen grote batterijparken²⁵ voor een netwerkuitdaging, zeker in regio's die nu al gevoelig zijn voor netcongestie²⁶.

24 EU Emissions Trading System (EU-ETS): Cap-and-trade-systeem voor CO₂-uitstoot in de EU. De EU bepaalt een plafond (cap) voor totale jaarlijkse uitstoot. Voor elke ton CO₂ is een uitstootrecht nodig. Rechten worden geveild (en deels gratis toegewezen). Bedrijven kunnen rechten kopen/verkoopen (trade). Het plafond daalt elk jaar, waardoor de schaarste en de prikkel om te investeren in schonere processen toenemen. Van toepassing voor: elektriciteits- en warmteproductie, energie-intensieve industrieën, luchtvaart binnen de Europese Economische Ruimte (EER) en grote zeeschepen die EU-havens aandoen. Er is een tweede ETS-systeem in voorbereiding (ETS2) voor gebouwen en wegverkeer (brandstoffenleveranciers), dat apart wordt uitgerold. Start gepland in 2027, met een mogelijke uitsteloptie tot 2028 bij uitzonderlijk hoge energieprijzen.

25 Batterijpark: Grote batterij-installatie die stroom opslaat bij lage prijzen/overschotten en terug levert bij hoge vraag. Helpt schommelingen in zon- en windproductie opvangen, black-outs voorkomen en kan prijsstabiliserend werken door vraag en aanbod beter op elkaar af te stemmen. Het kan echter ook het netwerk extra belasten en aldus extra investeringen vereisen/bam.

26 Netcongestie: ontstaat bij onvoldoende transportcapaciteit op bepaalde plaatsen of tijdstippen. Leidt tot tijdelijke stilleggingen van productie en vertraging van projecten door onvoldoende garantie op de verkoopbaarheid van de productiecapaciteit.



„De klassieke veronderstelling dat elke investering zichzelf vanuit een stand-alone perspectief moet terugverdienen, botst met de systeemnodzaken van de energietransitie.“

De wereld van batterij-technologie evolueert ook aan een razend tempo. Vandaag worden nieuwe elektrische auto's met een autonomie tot 1000 kilometer aangekondigd waarvan de batterij in amper 15 minuten grotendeels is opgeladen. Deze nieuwe batterijtechnologieën worden eerst gereserveerd voor dure elektrische wagens maar slijpen snel door naar de opslagmarkt. Dat zorgt er voor dat wie vroeger investeert, het risico loopt relatief snel opgescheept te zitten met verouderde technologie.

De onzichtbare hand mist zijn doel

Wie vandaag of morgen investeert in onshore wind, een batterijpark of een gascentrale rekent op een vorm van ondersteuning. Hierbij hanteren we de hypothese dat elke technologie zelf rendement moet vinden in de markt, ongeacht de interacties met andere technologieën die een grote impact kunnen hebben op marktprijzen.

Deze economische logica is de evidentie zelve in stabiele markten met eenduidige en beperkte interacties tussen verschillende categorieën van activa – denk bijvoorbeeld aan de markt voor koopwoningen en de markt voor huurwoningen – maar blijkt alsmaar moeilijker houdbaar in het onzekere en complexe energielandschap.

Dalende groothandelsrijzen en nieuwe varianten van winstkannibalisatie zijn niet bevorderlijk voor de investeringsappetijt. We kunnen dan ook de vraag stellen in welke mate van investeerders verwacht kan worden dat ze hun initiële investering in de markt proberen terug te verdienen.

Nood aan een actieve overheid met een systeemperspectief

Waarom zou elke investering in windturbines, een zonnepark, een grote batterij of een kleine gascentrale zichzelf moeten terugverdienen in een zeer onzekere markt? Uiteindelijk zijn deze investeringen bouwstenen van een nieuw energielandschap dat we nog niet kennen maar dat wel bijdraagt tot belangrijke maatschappelijke objectieven.

Wat telt is dat deze bouwstenen er komen op een gecoördineerde manier. En dit vraagt net om een portfolioperspectief, waarbij het rendement van de totale portfolio – of van het systeem – primeert op het rendement van afzonderlijke componenten in de portfolio. Dit portfolioperspectief noodzaakt wel een systeemarchitect die de noodzakelijke coördinatie van transitietrajecten per sector kan bewaken en afdwingen. Een dergelijke architect is er vandaag niet. Het is hierbij verleidelijk om naar de overheid



„De energietransitie vergt een fundamentele hertekening van het marktmodel en een sterk coördinerende rol van de overheid.“

te kijken. Een snelle systeemtransformatie met oog voor systeemrendement kan niet zomaar aan de markt overgelaten worden.

De klassieke veronderstelling dat elke (kleine) investering zichzelf vanuit een stand-alone perspectief moet terugverdienen via marktinkomsten wijst op een spanningsveld tussen de huidige marktlogica en systeemnodigheden. Deze kloof vraagt op termijn om een herziening van zowel het marktmodel als de rol van de overheid in het toekomstige energielandschap. Een betere governance van de energietransitie moet inspelen op vijf knelpunten;

- Een herijking van het marktmodel met een uitbreiding van capaciteitsmechanismen, de ontwikkeling van flexibiliteitsmarkten en locatiespecifieke prikkels (in functie van netcongestie en lokale objectieven).
- De overheid - of een door de overheid aangeduide entiteit - evolueert van marktregulator naar systeemarchitect dwz de overheid ontwikkelt een consistente langetermijnvisie en investeringszekerheid, staat in voor de publieke coördinatie van strategische investeringen en risicodeling met private investeerders (via investeringsgaranties, publieke co-investeringen of PPS-constructies).
- Integratie van maatschappelijke waarde: het marktmodel moet niet enkel klassieke economische waarde op basis van marktprijzen erkennen maar ook maatschappelijke prioriteiten zoals energiezekerheid, klimaatdoelstellingen, inclusiviteit, innovatie en lokaal ondernemerschap.
- Adaptief en transparant markttoezicht, vertrekkende van een portfolioperspectief: een toekomstgericht marktmodel vereist continue monitoring van de marktwerking en investeringsdynamiek.
- Een radicale transformatie van het energielandschap impliceert dat ook keuzes gemaakt worden die achteraf niet optimaal blijken te zijn. In een vrijemarktomgeving verdwijnen deze vanzelf van de markt om plaats te maken voor betere alternatieven. Ook in een systeem dat aangestuurd wordt door een overkoepelende architect moeten mechanismes voorzien zijn om een inefficiënties weg te selecteren. Zoniet zal de factuur van de energietransitie sterk oplopen.



Limieten van de geliberaliseerde energiemarkt

Bovenstaande knelpunten contrasteren sterk met de filosofie van 'geliberaliseerde' energiemarkten. Het marktmechanisme kan zichzelf niet transformeren omdat het ontworpen is om efficiënte productiekeuzes te organiseren in een vrij statische omgeving. Markten functioneren efficiënt onder voorwaarden die moeilijk te verzoenen zijn met onze energie-ambities.

Marktefficiëntie veronderstelt immers complete markten wat impliceert dat alle gevraagde diensten of goederen op de markten verhandeld worden. Maar in onzekere omgevingen kunnen we de toekomstige oplossingen vandaag nog niet verhandelen om de eenvoudige reden dat we niet weten welke combinatie van activa, instituties en marktmechanismen in 2050 klimaatneutraliteit mogelijk zal maken. Het is dan ook aan beleidsmakers om deze toekomst vorm te geven binnen een pragmatisch transformatietraject.

Europa liberaliseerde de energiemarkten om diverse redenen. Het ontmantelen van verticaal geïntegreerde monopoliebedrijven zou voor een efficiëntierevolutie moeten zorgen. Hierbij werd over het hoofd gezien dat elektriciteit een netwerkproduct is waarbij systeemefficiëntie primeert op de maximale efficiëntie van één schakel in een complexe ketting. De nationale monopoliebedrijven waren overigens gereguleerde monopoliebedrijven zodat een lage efficiëntie in de praktijk vooral het gevolg was van een zwakke regulering door beleidsmakers.

Door de liberalisering werden beleidsmakers van deze taken bevrijd en konden zij rustig achterover-

leunen om toe te kijken hoe de vrije markt zelf naar een evenwicht zou zoeken.

Hervormingen zijn noodzakelijk en haalbaar

Terwijl de liberalisering nog niet voltooid was, werd duidelijk dat Europa vooral nood heeft aan een ander energielandschap. Een transformatie van het energiesysteem vanuit klimaatperspectief werd conceptueel voorbereid tijdens de laatste fase van de liberalisering (en niet door de architecten van de liberalisering zelf die nooit betrokken waren bij het klimaatbeleid).

Die transformatie is vandaag verre van voltooid maar onze beleidsmakers beseffen wel dat ze de decarbonisatiedoelstellingen niet zomaar kunnen overlaten aan de markt. Het beleid zal nieuwe markten moeten vormgeven en alsmaar moeilijker knopen moeten doorhakken.

Systeemtransformaties zijn zelden eenvoudig, maar ze zijn mogelijk. De digitale transformatie verandert vandaag zowat alle systemen terwijl we deze volop gebruiken.

We zijn allen gebruikers van elektriciteit en investeren we in woningen, voertuigen, huishoudtoestellen enzovoort. Vandaag manifesteert de energietransitie zich voor het eerst als een collectief project, wat zich uit in maatschappelijke betrokkenheid, ondernemerschap en innovatie van marktpartijen en burgers die enkele jaren terug amper nadachten over hun eigen energieverbruik. Een goed beleid kan ook deze energie capteren en versterken.



CONCLUSIES

Hernieuwbare energie staat centraal in het Europese klimaat- en energiebeleid. Toch kampt de windsector met een relatieve windstilte, vooral wat betreft de investeringsappetijt in nieuwe onshore windprojecten.

Vaststellingen

- **Onshore wind blijft kostenefficiënt:** Internationale LCOE-vergelijkingen bevestigen dit, ook wanneer systeemcomponenten (net, flexibiliteit, opslag) worden meegerekend. De recente kostenstijging is sector-breed, niet technologiespecifiek.
- **Dalende capture rates drukken het projectrendement:** Meer weersafhankelijke productie vergroot het aantal goedkope of uren met negatieve prijzen. Vanwege onvoldoende opslagcapaciteit en vraagflexibiliteit zakt daardoor de gemiddelde opbrengst per MWh voor onshore wind onder de marktprijs. Dit is een systeemkenmerk, geen technologisch falen.
- **Gascentrales blijven systeemkritisch maar zijn niet langer economisch rendabel:** In 2022 waren gascentrales dikwijls (+60% van de tijd) prijszettend en produceerden ze vooral elektriciteit tijdens de dure uren. Maar door de groei van hernieuwbare productie, opslag en vraagflexibiliteit zijn er steeds minder dure uren.
- **Bevoorradingszekerheid vergt expliciete capaciteitsmechanismen:** Zonder gerichte ondersteuning ontstaat een capaciteitskloof. Elia toont dat >1 GW bestaande CCGT zonder steun zou wegvallen en dat nieuwe capaciteit niet rendabel is.
- **Steun sijpelt door naar andere activa:** Wie één activaklasse steunt, creëert vaak de noodzaak om ook andere klassen te ondersteunen. Ook recente kerncentrales krijgen steun om langer open te blijven. Zo wordt een groeiend deel van het park beleidsgestuurd (policy-driven), met potentiële marktverstoringen wanneer het marktmodel niet mee evolueert.



Aanbevelingen

- **Investeer in aangepaste ondersteuningsmechanismen om de benodigde investeringen in onshore windprojecten uit te lokken.**
- **Stuur op systeemrendement, niet op projectrendement.** Beprijs externaliteiten en beloon wat het systeem sterker maakt.
- **Verdisconteer maatschappelijke waarde** expliciet (bevoorradingzekerheid, klimaatdoelen, innovatie, ...).
- **Breid capaciteitsmechanismen uit en bouw aan volwassen flexibiliteitsmarkten** (vraagsturing, opslag, interconnectie, regelbare capaciteit).
- **Overheid moet systeemarchitect worden of aanduiden:** Consistentie en coördinatie van transitietrajecten per sector is essentieel om investeringen uit te lokken. Lever langetermijnzekerheid en risicodeling via investeringsgaranties, publieke co-investeringen en PPS-constructies (publiek-private samenwerking). Coördineer strategische investeringen portfoliobreed.
- **Adaptief en transparant markttoezicht. Monitor continu** marktwerking en investeringsdynamiek vanuit een **portfolioperspectief** met duidelijke KPI's (adequacy, flexibiliteit, congestie, CO₂-intensiteit, kosten). Publiceer regelmatige "state-of-the-system" updates en evalueer het beleid op basis van deze updates.
- **Harmoniseer met EU-kaders** (ETS, netwerkcodes, NZIA) zodat nationale ingrepen investeerbaarheid verhogen i.p.v. fragmentatie te creëren.

Bottom line: hou het tempo van de transitie hoog door het systeem te sturen, en kijk daarbij verder dan individuele projecten. Zo blijven energiezekerheid, betaalbaarheid en emissiereductie tegelijk haalbaar. ●

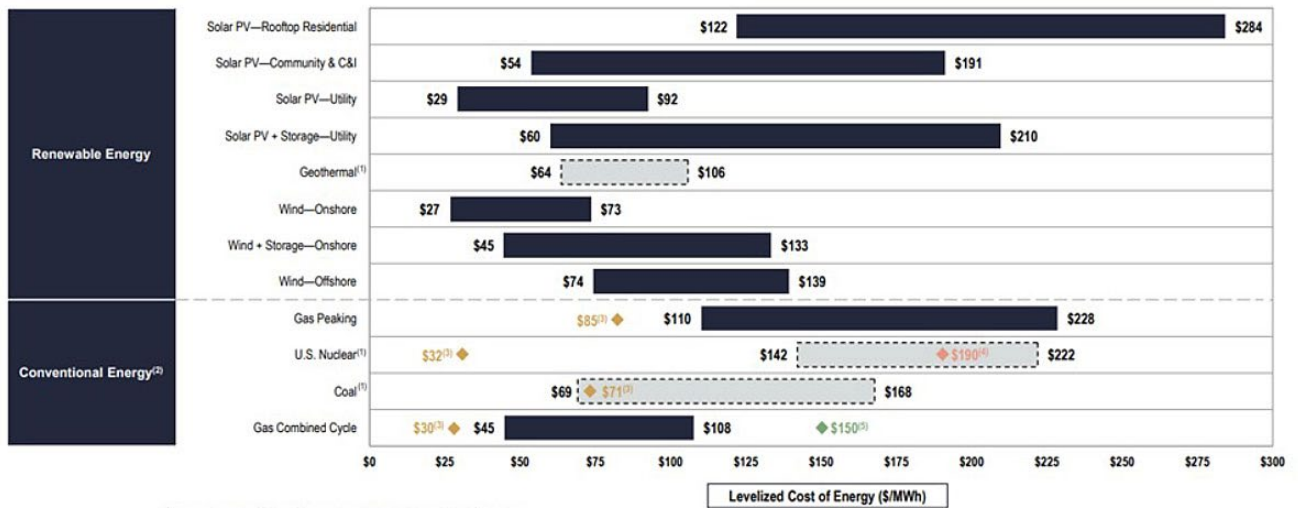




Appendix

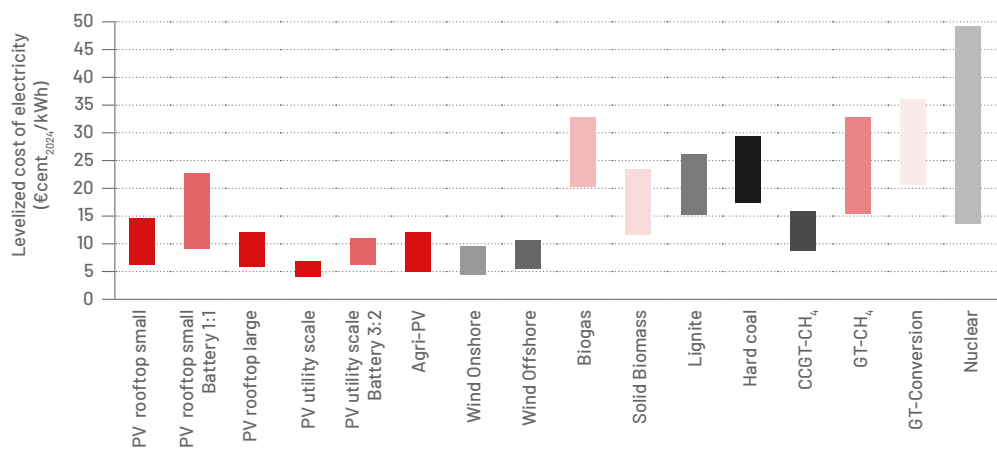
Figuur 1 – LCOE voor energietechnologieën in de VS: Lazard version 17

Selected renewable energy generation technologies remain cost-competitive with conventional generation technologies under certain circumstances



Bron: Lazard's 2024 LCOE+, <https://www.lazard.com/research-insights/levelized-cost-of-energyplus/>

Figuur 2 – LCOE voor hernieuwbare en conventionele energietechnologieën in Duitsland (2024)



Bron: Kost, C. et al. (2024). Levelized Cost of Electricity. Renewable Energy Technologies (July 2024, Fraunhofer ISE)

Over Itinera

Als onafhankelijke denk -en doetank werkt Itinera sinds 2006 aan oplossingen en aanbevelingen voor de maatschappelijke en economische uitdagingen van onze tijd. Itinera voedt en voert op basis van scherpe analyses en aanbevelingen het publieke debat.

Ze inspireert en stimuleert beleidsmakers, ondernemers en burgers om obstakels die goede ideeën tegenhouden, te overbruggen.

Ze legt daarbij de focus op 3 pijlers: een veerkrachtige samenleving, goed bestuur en welvaart door ondernemerschap. Samen met maatschappelijke stakeholders kijkt Itinera kritisch maar oplossingsgericht naar het beleid. Op die manier willen we duurzame welvaart, een veerkrachtige samenleving en positieve impact creëren.



Johan Albrecht
Fellow
johan.albrecht@itinera.team



ITINERA
unchaining ways of progress