

Energiekosten: Opwek- en Systemkosten LCOE, VALCOE en LFSCOE

Serie: Inzichten uit de internationale vakliteratuur

CleanEnergy&Co

Februari 2025



OVER DIT DOCUMENT

De serie '*Inzichten uit de internationale vakliteratuur*' kwam voort uit de behoefte bij meerdere opdrachtgevers naar meer begrip en helderheid over onder andere het onderwerp LCOE en energiekosten. Deze documenten zijn voor eigen rekening ontwikkeld, bevatten geen vertrouwelijke informatie van onze opdrachtgevers en mogen algemeen openbaar worden gedeeld.

CleanEnergy&Co

Wij zijn een adviesbureau dat zich richt op schone elektriciteit en warmte.

Onze opdrachtgevers zijn bedrijven, overheidsorganisaties en financiers.

Wij geven objectieve en technologie-neutrale analyses en adviezen, op basis van realistische, goed onderbouwde aannames.

Bezoek ons op: www.cleanenergyco.nl

Colofon

Versie: 1.0

Publicatiedatum: 18 februari 2025

Vragen naar aanleiding van dit document?

Neem graag contact op via: team@cleanenergyco.nl

Inhoudsopgave

Inhoudsopgave	3
Samenvatting	2
I. SYSTEM LCOE	5
II. Value-Adjusted Levelised Cost Of Electricity (VALCOE)	6
III. Levelised Full System Costs of Electricity (LFSCOE)	8
IV. Marginale kosten	10
BRONNEN	12



Samenvatting

Introductie

Het Nederlandse elektriciteitssysteem zorgde decennia voor lage kosten en een hoge betrouwbaarheid. Het systeem was gebaseerd op een twintigtal gascentrales en een aantal kolencentrales. De steenkolen en het Groningse gas waren heel lang goedkoop.

Na het akkoord van Parijs in 2015 werden de broeikasgasemissies van onze elektriciteitscentrales snel verminderd. Dankzij ruime subsidieregelingen werden zonnepanelen en windturbines in recordtempo geïnstalleerd.

In de media lazen we dat de energiekosten omlaag zouden gaan omdat “*elektriciteitsopwek uit zon en wind goedkoper is dan elektriciteitsopwek met een gas- of kolencentrale*”. Deze belofte werd ondersteund met LCOE grafieken van Bloomberg, Lazard of het IEA .

Begin 2025 staat Nederland in de wereldwijde top drie van zonnepaneelvermogen per inwoner en in de top vijf van windopwek per inwoner. In 2024 werd al 47% van onze elektriciteitsvraag opgewekt door windturbines en zonnepanelen.

Desondanks zijn de elektriciteitskosten niet lager maar juist hoger geworden ten opzichte van de periode daarvoor – ondanks vele miljarden aan subsidies en de gratis zon en wind.

Hoe kan dit?

Een deel van de verklaring ligt in de sterk gestegen kosten van aardgas samen met het prijsmechanisme op basis van de hoogste benodigde prijs. Maar een ander, fundamenteeler probleem is dat de artikelen die jubelen over de lage kosten van wind- en zonnestroom niet vermelden dat de LCOE-methode alleen gaat over de kosten van elektriciteitsopwekking¹.

En opwekkosten zijn lang niet alle kosten. Want burgers en bedrijven hebben niets aan elektriciteit op zich. Zij hebben behoefte aan een *specifieke hoeveelheid* elektriciteit op een *specifieke locatie* op een *specifiek tijdstip*.

Je hebt niet alleen PV-installaties en windturbines nodig maar ook kabels en trafostations omdat wind- en zonneparken vaak ver verwijderd zijn van de gebruikers. Deze kabels en trafo's worden relatief weinig gebruikt door de lage capaciteitsfactor van zon en wind en daardoor zijn de kabels per geleverde kilowattuur relatief duur.

En er zijn nog andere systeemkosten: de kosten van elektriciteitsopslag, afschakelverliezen en indirecte systeemkosten.

Overcapaciteit en afschakelverliezen

Bij een hoog aandeel wind en zon in de mix heb je veel *overcapaciteit* nodig om nog voldoende energie op te wekken bij een beetje zon of wind. Hierdoor is er bij veel zon en of wind een forse overproductie waardoor de opwek deels moet worden afgeschakeld.

¹ En helaas is de LCOE berekening zelf te ver versimpeld voor realistische vergelijking van kosten van opwek, zie bijvoorbeeld *Emblemsvåg, 2024*.

Bovendien gaat de benodigde elektriciteitsopslag gepaard met aanzienlijke verliezen.

Het *Nationaal Plan Energiesysteem 2050*, gemaakt toen voormalig Minister Rob Jetten en nog steeds het beleidsplan van het kabinet Schoof, becijfert de benodigde overcapaciteit en afschakelverliezen.

Ten opzichte van de gemiddelde elektriciteitsvraag in 2050 (31 GW) vereist het NPE *driemaal* zoveel windvermogen (72 GW offshore + 17 GW onshore) plus *zesmaal* de gemiddelde vraag aan zonnepanelen (172 GW). Samen is dit 268 GW ofwel *negeenmaal* de vraag. Door het afschakelen en door conversie- en opslagverliezen gaat 51% van de opwek verloren².

Als de gemiddelde vraag van 31 GW in 2050 met gascentrales of kernenergie zou worden opgewekt, beiden goed regelbaar, volstaat een opgesteld vermogen gelijk aan *éénmaal* de gemiddelde elektriciteitsvraag, plus 10%. En in dit geval gaat er bijna géén energie verloren.

Indirekte systeemkosten

In het elektriciteitssysteem van Nederland van 2024 werd 47% opgewekt door zon en wind en 37% door de gascentrales. Met een opgesteld vermogen van ongeveer 14 GW kunnen de gascentrales in onze hele vraag voorzien. Tijdens donkere windstille uren in de winter zijn ze dan ook allemaal nodig. In 2024 was de gemiddelde bezettingsgraad slechts ~33%.

Dat is een lage bezettingsgraad. In 2019 wekten de gascentrales nog tweederde van onze elektriciteit op en was de gemiddelde bezettingsgraad ca. 70% - twee keer zo hoog! De vaste kosten van de gascentrales (afschrijving, personeel, onderhoud) moeten in 2024 worden verrekend over de *helft* van de in 2019 geleverde energie. Hierdoor stijgen de kosten per kilowattuur.

Goedkope wind- en zonopwek veroorzaken zo *hogere* kosten bij andere opwekkers zoals gascentrales. Het huidige opgestelde vermogen aan gascentrales is nog lang nodig in de winter. Maar hoe meer de opwek van de gascentrales wordt verdrongen door zon en wind, hoe duurder de resterende opwek per kilowattuur.

Al vanaf 2002 papers over systeemkosten en tekortkomingen van LCOE

Onderzoekers wijzen al 25 jaar op de systeemkosten, integratiekosten en verborgen kosten als er “*intermittent variable renewable energy sources*” (zonnepanelen en windturbines) worden toegevoegd aan een elektriciteitssysteem.

Enkele voorbeelden:

- *Bélanger, 2002* toonde de verschillende ‘verborgen kosten’ als windturbines worden toegevoegd aan een elektriciteitssysteem op basis van waterkracht
- *De Carolis, 2005* benoemde de diverse soorten ‘systeemkosten’ ten gevolge van de variabele en onzekere opwek door windturbines
- *Milligen, 2009* en *Holttinen, 2011* spraken over de ‘integratiekosten’ van grote hoeveelheden windturbines in een elektriciteitssysteem

² Volgens het NPE2050 bedraagt de finale elektriciteitsvraag 227 TWh p.j. en de opwek 556 TWh p.j.

Al vóór 2010 was het voor academici en experts evident dat bovengenoemde kosten een belangrijk deel vormen van de totale economische kosten van een energiesysteem, en dat het cruciaal is deze kosten mee te nemen in beleid en in roadmaps voor de energietransitie.

Desondanks zijn diverse organisaties doorgegaan met het publiceren van de misleidende LCOE-grafieken. Onze media bleven deze grafieken publiceren zonder te wijzen op het incomplete beeld en de tekortkomingen.

Politici en beleidsmakers hebben vanuit dit verkeerde beeld plannen gemaakt voor de energietransitie. Ook is onze samenleving niet goed voorgelicht over de energiekosten.

Vele methoden voor een eerlijkere en volledige kostenvergelijking

Energie-experts hebben verschillende methoden ontwikkeld om de systeemkosten te berekenen. Elke methode heeft eigen voordelen en beperkingen.

In de onderstaande paragrafen worden vier bekende methoden en conclusies samengevat:

- i. Systeem LCOE (S-LCOE)
- ii. Value-Adjusted Levelised Cost Of Electricity (VALCOE)
- iii. Levelised Full System Costs of Electricity (LFSCOE)
- iv. Marginale kosten

Conclusie

De conclusies van al deze methoden zijn gelijk:

- Als je alle systeemkosten meeneemt zijn zon en wind niet goedkoop maar duur
- Kernenergie resulteert in lagere elektriciteitskosten dan wind en zon
- Het toevoegen van extra kernenergie verlaagt de elektriciteitskosten

I. System LCOE

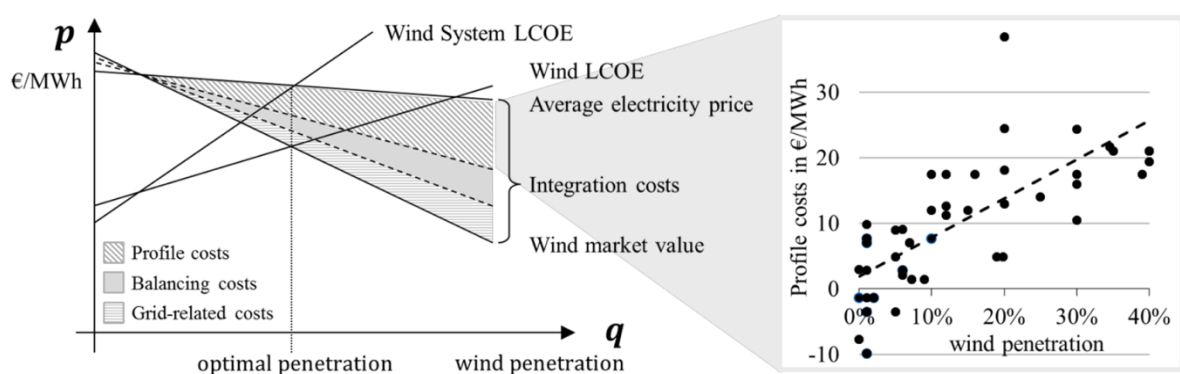
In 2015 ontwikkelde de Duitse onderzoeker Lion Hirth het concept *System LCOE* [Hirth 2015]. Hij maakt met empirische data inzichtelijk dat een opwekker ‘integratiekosten’ heeft die sterk afhangen van het aandeel in de mix. Bij een paar procent windopwek merk je nauwelijks iets van deze integratiekosten. Maar bij 20-30% windopwek zijn deze integratiekosten al gelijk aan een groot deel van de opwekkosten (LCOE). Hij definieert de *SystemLCOE* als de LCOE (opwekkosten) plus de integratiekosten (afhankelijk van aandeel).

Hirth ontwikkelde de hypothese dat je de integratiekosten empirisch kan afleiden via de energiemarkten, via de elektriciteitsprijzen die elk uur worden bepaald. Hij berekent de ‘wind-gewogen stroomprijs’: de gemiddelde prijs van de uren dat windturbines elektriciteit leveren, gewogen met de hoeveelheid windstroom die elk uur werd geleverd. Deze wind-gewogen stroomprijs blijkt flink lager dan de gemiddelde prijs van elektriciteit gedurende het hele jaar, en dit reflecteert volgens Hirth de integratiekosten.

Hirth definieerde drie verschillende soorten integratiekosten via de marktprijzen:

1. *Profielkosten* – veroorzaakt door de variatie in opwek; gemeten als het verschil tussen de gemiddelde elektriciteitsprijs en de wind-gewogen prijs
2. *Netwerkkosten* – veroorzaakt door extra infrastructuur (kabels en trafo's); gemeten als het prijsverschil tussen de gemiddelde en de wind-gewogen prijs tussen verschillende biedzones (in Duitsland)
3. *Balanskosten* – veroorzaakt door onzekerheid in de opwek van wind en zon; gemeten via de gewogen prijzen van de onbalansmarkt en de intra-day markt.

Figuur 1 toont de resultaten voor de Duitse energiemix destijds. Bij 2% windopwek bleek de *SystemLCOE* van windopwek gelijk aan de LCOE: €60/MWh. Maar bij 40% windopwek stijgt de *SystemLCOE* van wind al naar €105/MWh - een kostenstijging van 75%(!).



Figuur 1: Systeemkosten en Systeem-LCOE nemen snel toe met een hoger aandeel wind in de mix.
Bron: Hirth 2015.

Conclusie

Hirth's onderzoek toonde al dat de kosten van wind en zon snel stijgen bij een groter aandeel zon en wind in de mix. Een belangrijke tekortkoming van de methode is dat het niet de volledige systeemkosten inzichtelijk kan maken; de kosten voor opslag en back-up en ook een deel van de netwerkkosten blijven nog verborgen.

II. Value-Adjusted Levelised Cost Of Electricity (VALCOE)

De International Energy Agency (IEA) publiceert jaarlijkse tal van rapporten en prognoses over energiekosten. Elke vijf jaar verschijnt het lijvige rapport *'Projected Costs of Generating Electricity'* waarin de kosten van alle soorten energieopwekking met elkaar worden vergeleken voor diverse continenten. De meest recente editie verscheen in 2020 [IAE-2020].

Hierin publiceert de IEA eerst in hoofdstuk 3 de 'kale' LCOE met de kosten van elektriciteitsopwekking in diverse continenten. Het IEA vertelt er gelukkig wel expliciet bij dat dit een deel van de kosten zijn en dat de systeemkosten niet zijn meegenomen in de LCOE.

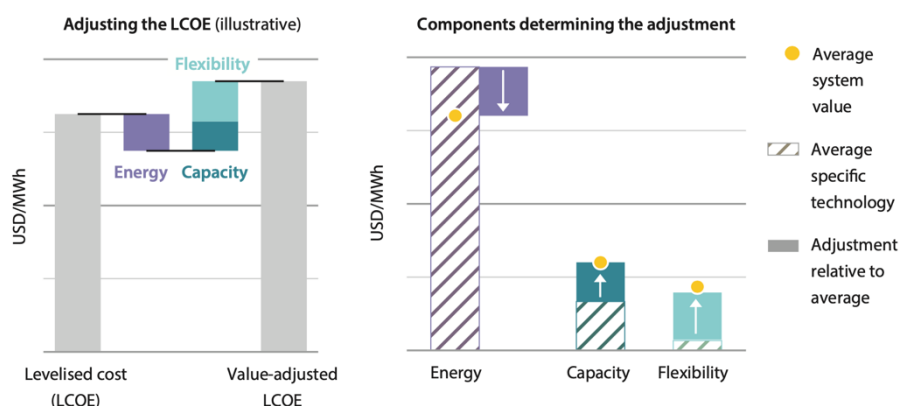
In hoofdstuk 4 worden de systeemkosten geadresseerd en wordt het concept *Value-Adjusted Levelised Cost Of Electricity (VALCOE)* toegelicht. Het concept VALCOE werd in 2018 ontwikkeld voor de jaarlijkse IEA 'World Energy Outlook'.

Het concept VALCOE – de marktwaarde van systeemdiensten

VALCOE lijkt op een doorontwikkeling van het SysteemLCOE concept van Lion Hirth en kijkt eveneens naar de marktprijzen van elektriciteit. Maar waar Hirth kijkt naar de kosten, kijkt de VALCOE naar de *waarde* en die kan positief of negatief uitpakken.

De VALCOE combineert voor elke technologie de LCOE (opwekkosten) met de waarde van de verschillende '*systeemdiensten*' die de opwekker kan leveren - voor een specifieke periode in een specifieke regio. Het IEA onderscheidt de volgende drie verschillende systeemdiensten, zoals geïllustreerd in Figuur 2:

- Energiewaarde
- Flexibiliteitswaarde
- Capaciteitswaarde.



Figuur 2: Illustratie van de werking van het concept VALCOE. Bron: IEA-2020.

De energiewaarde verrekent bijvoorbeeld de 'kannibalisatie-effecten' van zon en wind. Immers, naarmate het aandeel van variabele hernieuwbare energiebronnen toeneemt vermindert de marktwaarde van deze opwekkers omdat er steeds vaker moet worden afgeschakeld (kannibalisatie).

De VALCOE hangt af van lokale factoren als: de kracht van zon en wind; mogelijkheden en kosten van elektriciteitsopslag in stuwmeren; samenstelling van de elektriciteitsmix.

Conclusie

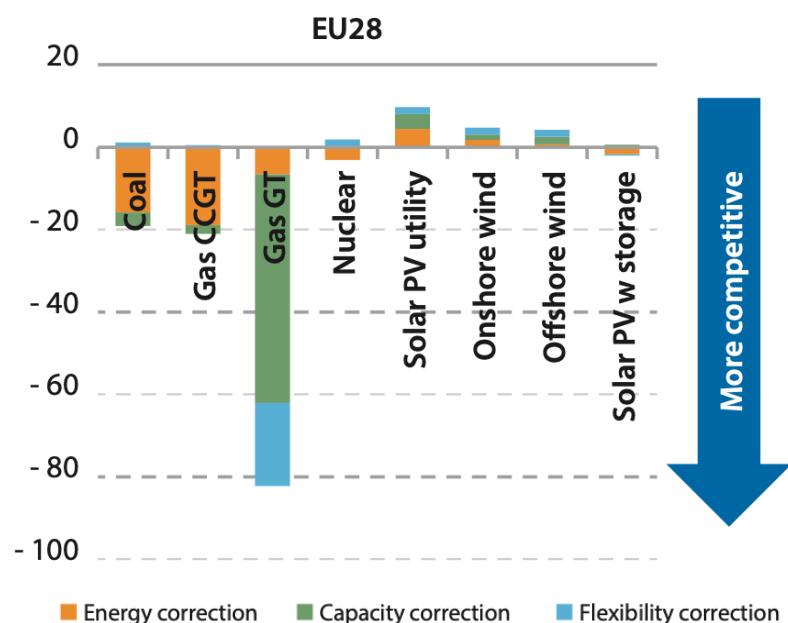
Zoals Figuur 3 laat zien, via een wat lastig te begrijpen illustratie, moet je bij zon en wind extra kosten optellen om te komen tot de werkelijke elektriciteitskosten van zon en wind. Bij kernenergie moet je juist waarde toevoegen (kosten aftrekken) voor de werkelijke elektriciteitskosten. De figuur slaat op de IEA prognose voor de EU-28 in 2025.

Het IEA geeft ook in tekst aan dat het toevoegen van meer wind en zon steeds hogere value-adjustments ofwel systeemkosten met zich meebrengen.

Beperkingen

Het VALCOE concept heeft helaas beperkingen omdat de kosten van backup, opslag en netwerkintegratie niet volledig in deze empirische analyse kunnen worden meegenomen.

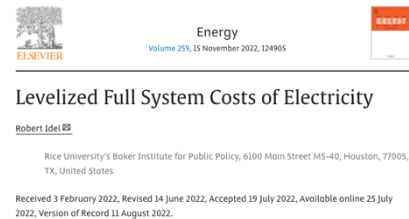
Ook is het niet duidelijk of er prognoses mogelijk zijn. De IEA heeft in elk geval geen prognoses van de VALCOE gemaakt voor bijvoorbeeld een elektriciteitsmix op basis van grotendeels wind en zon of eentje juist grotendeels op basis van kernenergie.



Figuur 3: Value Adjustments ten opzichte van LCOE in EU-28, volgens het Stated Policies scenario, in het jaar 2025. Bron IEA-2020.

III. Levelised Full System Costs of Electricity (LFSCOPE)

In 2022 publiceerde Robert Idel de *LFSCOPE*, een methode om de volledige elektriciteitskosten van diverse soorten opwekkers te kunnen vergelijken [Idel-2022]. Deze methode werd bekend nadat diverse organisaties, waaronder *Bank of America*, verwezen naar de resultaten van dit onderzoek.



Methode

De methode LFSCOPE is gebaseerd op een groot simulatiemodel. Het begint met aannames voor de kosten van elektriciteitsopwek zoals in de LCOE: bouwkosten; aansluiting tot het transmissienet; O&M kosten; brandstofkosten; levensduur; capaciteitsfactor; rente.

Het model gebruikt vervolgens de opwekprofielen van wind en zon + het profiel van de elektriciteitsvraag, waarmee het de benodigde hoeveelheid opslag berekent om aan de vraag te kunnen voldoen. Voor de opwek- en vraagprofielen worden recente urengegevens gedurende een jaar voor een bepaalde regio gebruikt.

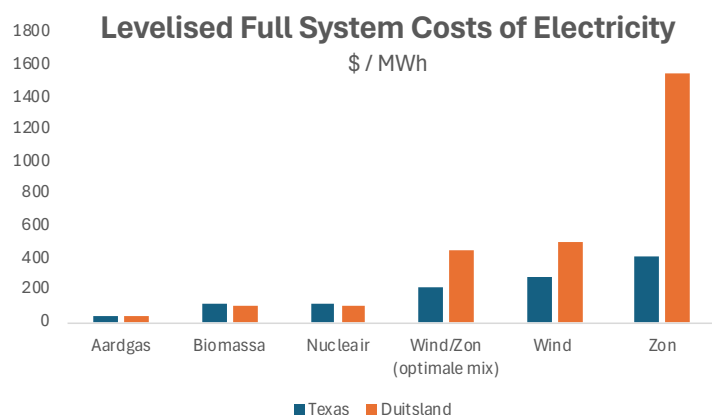
De kosten van verschillende soorten elektriciteitsopslag (bouwkosten, O&M, levensduur) zijn opgenomen in het model, inclusief verliesfactoren. Vervolgens berekent het model de *kostenoptimale* mix van de hoeveelheid *opwek* + de benodigde *opslag* als de hele vraag met die ene opwekker wordt gemaakt.

Naast het gebruik van alleen één type opwek geeft het onderzoek ook varianten zoals de kostenoptimale mix van zon en wind.

Resultaten – wind en zon drie keer zo duur als kernenergie

Figuur 4 toont de resultaten van deze analyse voor Texas en voor Duitsland. De kosten in Nederland zullen in lijn liggen met de resultaten voor Duitsland, omdat de opwek- en vraagprofielen vergelijkbaar zijn.

Uit deze resultaten blijkt dat de LFSCOPE van ZonPV veruit het hoogst is. Ook wind is relatief duur. Bovendien blijkt dat de optimale mix van zon en wind volgens Idel drie keer zo duur is als een mix op basis van kernenergie.



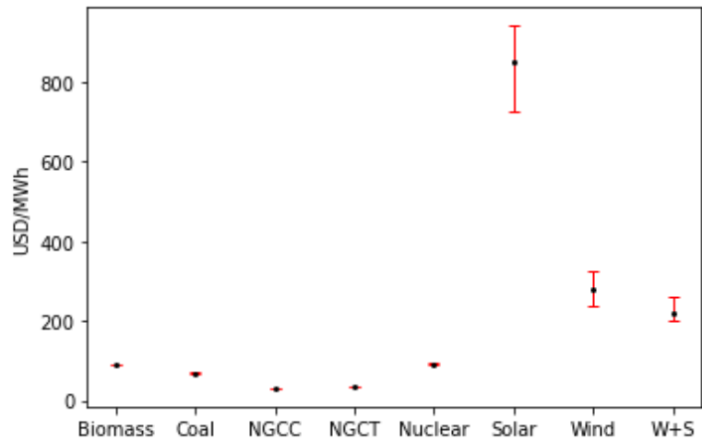
Figuur 4: LFSCOPE voor Texas en Duitsland.
Bron: Idel, 2022.

De 95% variant van de LFSCOE: zon en wind twee keer duurder dan kernenergie.

In geen enkel land wordt 100% van de elektriciteit opgewekt door alleen wind, zon of kernenergie. Vaak is er ook waterkracht en biomassa in de mix.

Daarentegen hebben sommige landen wel plannen en scenario's om 95% op te wekken met zon en wind - in Nederland is dit het officiële beleidsplan (Nationaal Plan Energiesysteem 2050).

Idel berekent ook deze 95% varianten, waarin de resterende 5% door flexibele gascentrales wordt opgewekt. De resultaten worden getoond in Figuur 5: de optimale mix van wind en zon blijkt *twee keer zo duur* als kernenergie.



Figuur 5: LFSCOE voor Duitsland, op basis van 95% opwek door de gegeven type opwekker en 5% door gascentrales. Bron: Idel, 2022.

Opmerkingen

Idel onderzocht ook wat er gebeurt als de kosten van batterij-opslag een factor *tien* lager worden. Maar het blijkt weinig verschil te maken. De kosten voor wind en zon blijven fors hoger dan de kosten van kernenergie.

De LFSCOE methode is niet perfect en kent beperkingen. Import en export met buurlanden worden niet meegenomen in het model. Balanceringskosten worden niet meegenomen en ook transmissiekosten worden niet meegenomen. Deze laatste zijn aanzienlijk hoger voor een systeem op basis van wind en zon.

Idel gaat uit van een ongunstige aanname voor kernenergie - 30 jaar levensduur terwijl kerncentrales minstens 60 jaar meegaan - en juist gunstige aannames voor wind en zon:

- 30 jaar levensduur (in werkelijkheid korter)
- opslag zonder verlies (in werkelijkheid ca. 20% bij batterijen)

Conclusies

Als je alle kosten meeneemt dan is een energiesysteem op basis van kernenergie in Nederland waarschijnlijk fors goedkoper dan een systeem op basis van wind en zon.

IV. Analyse van Additionele opwek

Een verdere evolutie op de LFSCOE en VALCOE is de methode ontwikkeld door Prof. Mulder van de Rijksuniversiteit Groningen. Deze methode combineert elementen van de LFSCOE en VALCOE: op basis van empirische gegevens (marktprijzen) wordt berekend welke optie voor additionele opwek van 1 GW het voordeligst is [Mulder-2022].

Methode

De basis is een bepaalde mix van opwekkers. Vervolgens wordt eerst berekend wat de opwekkosten zijn als er 1 GW capaciteit van deze opwekker aan de mix wordt toegevoegd. Vervolgens wordt berekend welke marktwaarde deze extra opwek heeft en worden de kosten en opbrengsten verrekend. Zo kan worden bepaald welk type opwek het best kan worden toegevoegd aan een bepaalde mix.

Mulder en zijn collega's hebben een aantal scenario's opgesteld met een bepaalde elektriciteitsvraag en een bepaalde elektriciteitsmix. Deze worden gecombineerd met uurprofielen gebaseerd op de empirische cijfers van recente jaren voor:

- de elektriciteitsvraag per uur van het jaar
- de opwek door zon en wind per uur van het jaar
- de verwachte capture-prijzen voor combinaties van vraag en opwek-mix.

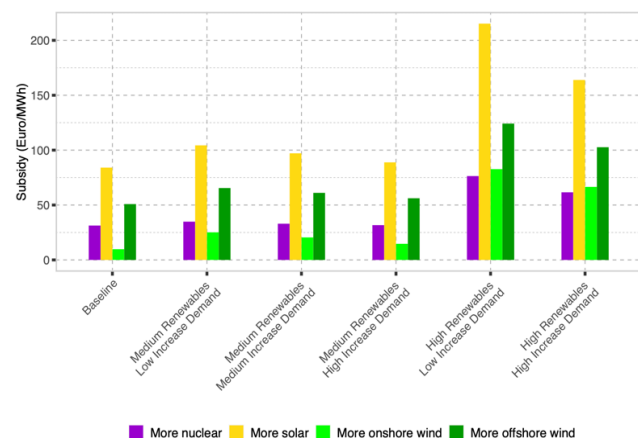
Vervolgens wordt een marginale analyse gemaakt: wat zijn de kosten en opbrengsten als er 1 GW opwek aan het systeem wordt toegevoegd – een kerncentrale, PV-installaties of windturbines.

De simulatie bepaalt per uur van een jaar de opbrengsten (capture-prijs) terwijl de vaste en variabele kosten ook in het model zijn verwerkt. Zo ontstaan de totale kosten en opbrengsten van een heel jaar, en kan worden bepaald hoe hoog de jaarlijkse kosten zijn.

Resultaten

Figuur 5 toont de resultaten van het onderzoek. Op de y-as staat hoeveel subsidie er nodig zijn als er 1 GW aan het systeem wordt toegevoegd.

Volgens deze analyse is het toevoegen van extra onshore wind het goedkoopst in de eerste vier scenario's. Het toevoegen van kernenergie is het goedkoopst in de laatste twee scenario's. Zon en offshore wind zijn altijd duurder dan onshore wind en kernenergie.



Figuur 6: Benodigde subsidie voor additionele opwek voor diverse scenario's. Bron: Mulder 2022.

Opmerkingen

Enkele opmerkingen over de aannames in deze analyse:

- Netwerkkosten (kabels en trafo's) en onbalanskosten zijn niet meegenomen;
- Opwek uit zon en wind krijgen in het model extra opbrengsten via de verkoop van groencertificaten en kernenergie niet³. Deze opbrengsten zijn echter net als subsidies en belastingen een politieke keuze en zouden niet moeten worden meegenomen in een analyse over de economische kosten.

Conclusie

Voor een aantal scenario's is extra onshore wind de goedkoopste optie. Er is echter veel maatschappelijk verzet tegen extra windturbines op land en het is daarom de vraag hoeveel extra onshore wind kan worden gerealiseerd.

Het toevoegen van extra kernenergie is alle scenario's fors goedkoper dan het toevoegen van zonPV en offshore wind. Als de netwerkkosten, en onbalanskosten volledig worden meegenomen wordt het verschil nog groter.

Ook in dit onderzoek blijkt dat kernenergie lagere elektriciteitskosten heeft dan wind en zon. De werkelijke economische kosten van zon en wind nog hoger dan getoond.

Kernenergie blijkt in vrijwel alle scenario's de goedkoopste optie – het heeft beduidend lagere kosten dan wind en zon.

³ Groencertificaten op basis van kernenergie werden in 2019 door de Europese Commissie uitgesloten.

BRONNEN

- Bélanger-2005 *Adding wind energy to hydropower*, Camille Bélanger, Energy Policy 30(14), 1279–1284, 2002
- DeCarolus-2005 *The Costs of Wind's Variability. Is there a threshold?*, Joseph DeCarolus et al., The Electricity Journal, 69-77, Jan/Feb 2005.
- Emblemsvåg-2024 *Rethinking the "Levelized Cost of Energy": A critical review and evaluation of the concept*, Jan Emblemsvåg, Energy Research & Social Science 119, 2025. [Weblink](#)
- Hirth-2015 *Integration Costs Revisited - An economic framework of wind and solar variability*, Lion Hirth et al., Renewable Energy 74, 925-939, 2015
- Holttinen-2011 *Impacts of large amounts of wind power on design and operation of power systems*, Hannele Holttinen, et al., Wind Energy 14(2), 179 – 192, 2011
- Idel-2022 *Levelized Full System Costs of Electricity*, Robert Idel, Rice University, 2022. [Weblink](#)
- IEA-2020 *Projected Costs of Generating Electricity, 2020 edition*. International Energy Agency, 2020. [Weblink](#).
- Milligan-2009 *Calculating Wind Integration Costs: Separating Wind Energy Value from Integration Cost Impacts*, Michael Milligan, NREL Technical Report TP-550-46275, 2009
- Mulder-2022 *Economic value of nuclear power in future energy systems*, Veenstra, A., X. Li en M. Mulder, Rijksuniversiteit Groningen, Centre for Energy Economics Research, Policy Paper, 12, 2022. [Weblink](#)