

## Kosten van nieuwe kernenergie

Kernenergie was decennia lang de goedkoopste vorm van elektriciteitsopwekking. Dat geldt nog steeds voor het merendeel van de in bedrijf zijnde kerncentrales in de wereld. Dit is anders voor nieuwe kerncentrales. Na enkele decennia zonder nieuwbouw is men rond 2010 weer begonnen met het bouwen van kerncentrales in de westerse wereld. Deze herstart bleek moeilijker dan gedacht. Hierdoor is de verwachte kostprijs per kilowattuur veel hoger dan voorheen. In dit document worden de kosten van nieuwe kernenergie vergeleken met zon- en wind energie. De berekeningen laten zien dat ook in Nederland kernenergie concurrerend kan zijn met ander CO<sub>2</sub>-arme elektriciteitsbronnen. In de toekomstige energie-mix kan kernenergie complementair zijn tot zon- en wind energie.

Omdat de investeringskosten van de in bedrijf zijnde kerncentrales werden afgeschreven zijn de integrale kosten lager dan de kosten van bijvoorbeeld van zon- en windenergie. De marginale kosten van zon- en windenergie zijn weliswaar nul, echter slechts een klein van alle elektriciteit wordt op EEX beurs (European Energy Exchange) verhandeld, waar de marginale kosten van elektriciteit maatgevend zijn. Marginale kosten zijn de kosten die wegvallen op het moment dat je de productie-eenheid afschakelt. Het grootste deel van alle elektriciteit wordt via contracten verhandeld, waarbij de integrale kosten bepalend zijn. Hierdoor levert kernenergie op dit moment nog steeds de goedkoopste vorm van elektriciteit.

Echter ligt de situatie voor nieuw te bouwen kerncentrales anders. Tussen de jaren 1985 en 2005 zijn er geen nieuwe kerncentrales meer gebouwd in Europa, Canada en de VS. De bouw van nieuwe kerncentrales ging wel door in Azië en Rusland. Vanaf 2007 is de bouw van nieuwe eenheden weer opgepakt in de westerse wereld Finland Frankrijk en de VS. Maar de nieuwbouwprojecten kregen te maken met grote vertragingen en kostenoverschrijdingen. Dit werd veroorzaakt doordat:

- 20 jaar er niet werd meer gebouwd, maar de ontwikkeling van strengere regelgeving m.b.t. de veiligheid stond niet stil. Met name de zogenaamde codes & standaarden m.b.t. de kwalificatie van componenten, structuren en systemen is veel ingewikkelder geworden met een grotere administratie tot gevolg.
- De bouwbedrijven van kerncentrales, fabrikanten van grote componenten en structuren, en onderleveranciers hadden de kennis en ervaring verloren om dit soort grote projecten uit te voeren.
- Ditzelfde geldt voor overheden en andere toezichthouders. Kleine afwijkingen kunnen hierdoor leiden tot grote vertragingen, doordat beide partijen missen acceptabele afwijkingen op een effectieve manier goedgekeurd te krijgen.
- De ontwerpen nog niet voldoende waren uitgewerkt bij de start van de bouw, waardoor er nog vergunningsactiviteiten plaats hadden tijdens de bouw van de eenheden.
- Sommige en met name bouwkundige ontwerpen (structuren) waren in de praktijk zeer moeilijk te bouwen.

Intussen werden er zonder veel vertragingen en verdere problemen kerncentrales in Rusland en China gebouwd. De betrokken bedrijven in Europa en de VS hebben geleerd van hun ervaringen en denken dat ze nu nieuwe kerncentrales veel sneller en zonder grote kostenverhogingen te kunnen bouwen. Het Franse elektriciteitsbedrijf EdF en kerncentralebouwer Framatome willen de volgende generatie centrales van het type EPR bouwen met een kostenverlaging van ongeveer 30%. Hiertoe is o.a. het ontwerp van de EPR vereenvoudigd met behoud van het veiligheidsniveau. Bijvoorbeeld is het dubbele veiligheidsomhullingontwerp vervangen door een enkele omhulling met een interne RVS-liner. Naast de EPR's in Finland, Frankrijk en de twee die te Hinkley-Point op dit moment gebouwd worden, staan er nog 8 EPR's op het programma, 2 in Sizewell in Engeland en 6 in Frankrijk.

Hieronder wordt de verwachte kostprijs per MWh (LCOE) van kernenergie in het jaar 2040 vergeleken met zon- en wind energie. Het jaar 2040 is genomen, omdat nieuwe kernenergie niet eerder dan dat jaar mogelijk is in Nederland. Hierbij is uitgegaan van de hierboven aangegeven geleerde lessen. M.b.t. zon- en windenergie wordt er vanuit gegaan dat de kostenverlagingen van het laatste decennia zich voortzetten. In de kostenberekeningen speelt de term totale capaciteitsfactor een grote rol. Dit is een combinatie van de technische capaciteitsfactor en de benuttingfactor. De technische capaciteitsfactor is behalve van het ontwerp van de installatie ook afhankelijk van weersomstandigheden en van onderhoud. De benuttingfactor is afhankelijk van de marktsituatie. Voor een goede vergelijkbaarheid wordt in de berekeningen voor alle opwekkingstechnologieën uitgegaan van een 100% benuttingfactor. D.w.z. dat alle technisch beschikbare energie aan het net geleverd mag worden, ongeacht de marktsituatie.

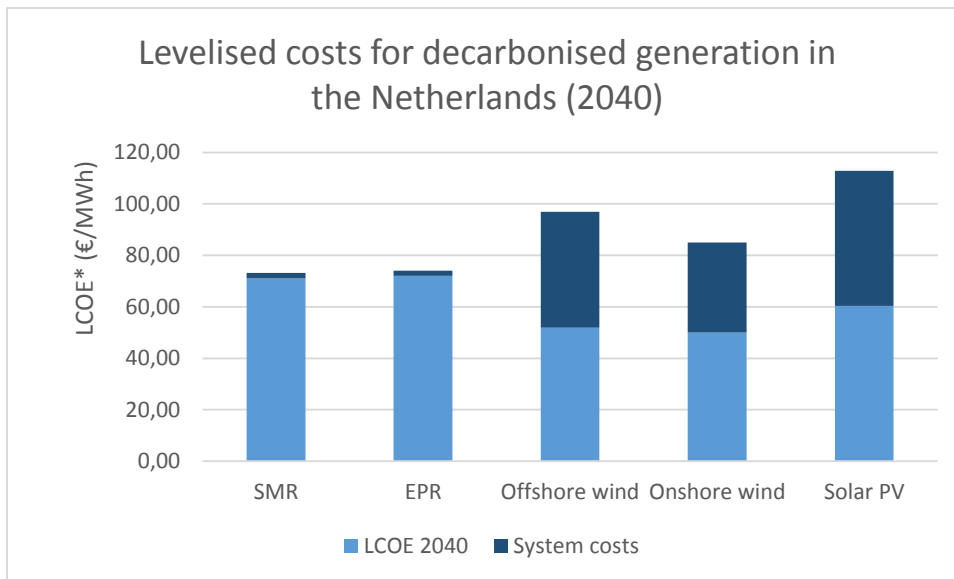
De berekening voor LCOE (Levelized Cost Of Energy) (maakt gebruik van de volgende gegevens over de productie technologieën:

- Kapitaalkosten (engels: overnight construction costs)
- Kapitaalrente (engels: Weighted Average Cost of Capital , WACC)
- Bouwtijd
- Levensduur van de productie-eenheid
- Bedrijfsvoering- en onderhoudskosten, inclusief verzekeringen
- (Radioactief)afvalkosten
- Brandstofkosten
- Voorzieningen voor sanering en langetermijn opslag
- Totale capaciteitsfactor (product van technische capaciteitsfactor en de benuttingfactor)

Naast de directe investeringskosten, brandstof, exploitatie en onderhoud, evenals milieukosten, hebben verschillende technologieën ook kosten die verband houden met de integratie van de opgewekte elektriciteit in het omringende energiesysteem, de zogenaamde systeemkosten. Dit geldt met name voor technologieën met een variabel vermogen zoals windenergie en zonnepanelen. Kernenergie heeft ook een impact op de systeemkosten, omdat het groot is en beperkte flexibiliteit biedt. Voor een goede kostenvergelijking dienen de systeemkosten in rekening gebracht te worden.

Voor de kwantificering van de systeemkosten is gebruik gemaakt van studies uit 2015 en 2019 van de Nuclear Energy Agency (NEA) en de International Energy Agency (IEA). De kwantificering van de systeemkosten uit de IEA/NEA-rapporten is gebaseerd op eerdere studies van: NREL, IEA, Edf, KEMA, KU Leuven en Holttinen.

Op basis van invoergegevens zijn afkomstig van betrouwbare instituten, zoals Irena, Agora, NEA en IEA is de LCOE voor het jaar 2040 berekend voor de opwekkingstechnologieën Grote kerncentrales (EPR), kleine kerncentrales (SMR), wind op land, wind op zee en PV zonneweides. Er is voor gekozen zelf LCOE berekeningen uit te voeren, om er zeker van te zijn dat uitgegaan wordt van dezelfde aannames. D.w.z. dat alle technisch beschikbare energie aan het net geleverd mag worden, ongeacht de marktsituatie. Er wordt in de berekeningen voor kernenergie uitgegaan van een WACC van 7% en voor zon en wind van 4,3%. Bij investeringen in de orde van vele miljarden wordt het risico hoger ingeschat en wordt er een hogere rente gerekend.



In deze berekeningen zijn ook de verwachte systeemkosten in kaart gebracht bij een 50% penetratiegraad van niet-regelbare elektriciteitsbronnen. (Nederland wil in 2030 49% minder CO<sub>2</sub> uitstoten ten opzichte van 1990 en 95% minder in 2050). Dit zijn de kosten die nodig zijn om op de korte en lange termijn de balans tussen vraag en aanbod van elektriciteit in evenwicht te houden. Hierbij moet men denken aan netuitbreidingen, kosten door de benodigde overcapaciteit op het net (benuttingsfactorkosten), kosten voor buffervoorzieningen (zoals waterstof) en kosten voor capaciteitseenheden. Zoals hierboven aangegeven zijn de gepresenteerde systeemkosten afkomstig van de instituten IEA/NEA. De gemodelleerde kosten zijn van toepassing voor een land in West-Europa, zoals Nederland, bij een penetratiegraad van zon- en windenergie van 50%, echter met toegang tot waterkracht. Omdat Nederland nauwelijks toegang heeft tot waterkracht, wordt verwacht dat de systeemkosten en werkelijkheid hoger zullen uitvallen.

Naast de kosten van een EPR kerncentrale zijn de kosten van een Small Modular Reactor (SMR) centrale weergegeven. Men verwacht dat deze SMR binnen 10 jaar op de markt komen. De verwachte bouwkosten van een dergelijke SMR zijn hoger, maar door de kleinere capaciteit en de modulaire aanpak, is er een kortere bouwtijd mogelijk. Daardoor zijn de rentekosten veel lager. Voor de berekeningen is uitgegaan van een NOAK NUScale (USA), bestaande uit 12 modules van 60 MWe, totaal 720 MWe. De term Next Of A Kind (NOAK) slaat hierbij tegenover een First Of A Kind (FOAK) ontwerp. Bij een NOAK ontwerp kan men verwachten dat de kinderziektes opgelost zijn.

De berekeningen laten zien dat ook in Nederland kernenergie concurrerend kan zijn, wanneer rekening wordt gehouden met de systeemkosten, veroorzaakt door het grillig aanbod van elektriciteit door zon- en windeenheden. In de toekomstige energie-mix kan kernenergie complementair zijn tot zon- en wind energie.

De kosten van kernenergie wordt met 28% verlaagd, wanneer gerekend wordt met dezelfde kapitaalrente (4,3%) als bij zon- en windenergie. De overheid kan dit ondersteunen door het instellen van een garantieregeling.

Op dit moment zijn de systeemkosten nog niet zo hoog, maar lopen al wel in de miljarden. Bijvoorbeeld de kosten van de netaansluitingen voor de windparken op zee. Nu worden de systeemkosten opgebracht door de netbeheerders en door overheidssubsidies. Wie de kosten draagt

van de extreem stijgende systeemkosten in de toekomst en hoe deze kosten verdeeld gaan worden over de technologieën, is aan de politiek om te beslissen.

### **ANNEX Systeemkosten**

De systeemkosten kunnen worden onderverdeeld in de volgende elementen, zoals gedefinieerd door de International Energy Agency (IEA):

1. Balanceringskosten: dit omvat de kosten van het afhandelen van afwijkingen van de geplande productie en de mogelijke extra kosten voor investeringen in reserves voor het afhandelen van storingen van elektriciteitsproductie-installaties of transmissiefaciliteiten.
2. Profielkosten (benuttingskosten): de waarde van de opgewekte elektriciteit voor het elektriciteitssysteem of de elektriciteitsmarkt. Deze waarde wordt vergeleken met een gemeenschappelijke benchmark, zoals de gemiddelde elektriciteit marktprijs. Als de technologie minder verdient dan de gemiddelde prijs op de elektriciteitsmarkt, kan het verschil worden beschouwd als profielkosten (en als de technologie meer verdient dan de gemiddelde elektriciteitsprijs, beschouwen we dit als een profielvoordeel).
3. Netwerkkosten: Extra kosten voor uitbreiding en aanpassing van de elektriciteitsinfrastructuur om de elektriciteitsproductie van de betreffende technologie te transporteren.

Systeemkosten zijn sterk afhankelijk van de configuratie van het elektrische systeem. Hierbij moet opgemerkt worden dat kernenergie een betrouwbare regelbare energiebron is, terwijl PV en wind dagelijks grillig en niet regelbaar zijn. Waar het hier om gaat is de elektrische capaciteit (geïnstalleerde MW) dat nodig is om de levering van elektriciteit te garanderen (in te leveren MWh).

Bovenstaand kan worden verklaard door bijvoorbeeld zonne-energie en kernenergie te vergelijken. Vanwege de capaciteitsfactor van 10% voor zonne-energie en 90% voor kernenergie, moet men ervoor zorgen dat het geïnstalleerde vermogen voor zonne-energie ongeveer 9 keer groter is. De LCOE heeft dit effect 'genivelleerd' omdat het rekening houdt met de verwachte productie van elektriciteit uit verschillende bronnen. Desalniettemin zijn de resulterende netkosten en in het bijzonder de systeemkosten, om een betrouwbare elektriciteitsvoorziening te verzekeren, (veel) hoger voor VRE zoals zonne-PV. Bijvoorbeeld moeten de kabels 9 keer zoveel vermogen kunnen afvoeren, omdat het maximale vermogen maatgevend is en niet het gemiddelde. Daar komt nog bij dat conventionele centrales (en kerncentrales) meestal in de buurt van grote verbruikers worden gepland resulterend in kortere transportafstanden. Dit is bij zon- en windenergie niet mogelijk.

Wanneer men de kosten van technologieën met elkaar vergelijkt, zou daarom rekening gehouden moeten worden met de netwerkkosten en andere systeemkosten van een elektriciteitsbron. Dit is mogelijk wanneer de systeemkosten worden opgeteld bij de productiekosten ter bepaling van elektriciteitskosten per kWh (LCOE).

De systeemkosten van zon- en windenergie zijn groot, doorgaans ten minste een orde van grootte hoger dan die van regelbare technologieën. Deze zijn sterk afhankelijk van het land (bijv. Geografie, en of er grote waterkracht beschikbaar is), de technologie en het penetratiegraad van niet regelbare bronnen. Bij typische onderzoeken naar de systeemkosten wordt altijd rekening gehouden met een bepaald percentage waterkrachtcentrales. Omdat de mogelijkheden voor waterkracht in Nederland beperkt zijn, zal de systeemkosten gecorrigeerde LCOE voor wind en zon in Nederland hoger zijn.

Bovendien stijgen de systeemkosten onevenredig naarmate het aandeel van hernieuwbare energiebronnen in de productiemix toeneemt.

Wanneer een groot deel van de elektriciteitsproductie voor het opwekken van variabele elektriciteit bestaat uit bronnen met bijna nul marginale kosten, zal dit een diepgaande impact hebben op de werking van de elektriciteitsmarkten en op de structuur en werking van de opwekkingscapaciteit. Op de korte termijn zal dit resulteren in verminderde benuttingsfactoren (het compressie-effect) en daardoor lagere prijzen, wat van invloed zal zijn op de economie van alle bestaande regelbare generatoren. Vanwege de lage variabele kosten zal kernenergie het relatief beter doen dan kolen of gas. Op de lange termijn zullen de verminderde benuttingsfactoren het moeilijker maken om de verdeelbare capaciteit te financieren om het elektriciteitssysteem op korte termijn flexibel en op de lange termijn leverzekerheid te bieden.

De koolstofarme elektriciteitssystemen van de toekomst vereisen een bijdrage van alle koolstofarme technologieën. De systeemkosten stijgen echter onevenredig met het aandeel van niet regelbare hernieuwbare energiebronnen en zullen in toenemende mate begeleidende maatregelen vereisen om de continuïteit van de elektriciteitsvoorziening te waarborgen. Bij het plannen van toekomstige elektriciteitssystemen is het belangrijk op te merken dat kernenergie de enige grote dispatchable koolstofarme elektriciteitsbron is (behalve waterkracht, welke in Nederland een beperkt potentieel heeft).