

Beschrijving en gebruik van het model Artelys Crystal Super Grid

Februari 2024

Deze Working Paper maakt deel uit van de voorbereidende werkzaamheden voor de doorrekening van de prioriteiten van de politieke partijen bij de verkiezing voor de Kamer van volksvertegenwoordigers in juni 2024 (DC2024).

Abstract - Het Artelys Crystal Super Grid model, ontwikkeld door het Franse bedrijf Artelys, richt zich op de elektriciteitssector. Het werkt met een hoge temporele resolutie en maakt het mogelijk de impact te beoordelen van maatregelen die het productiepark beïnvloeden, aan de hand van een aantal indicatoren. Die indicatoren hebben meer bepaald betrekking op de bevoorradingszekerheid, de elektriciteitskost en de duurzaamheid van het systeem, via broeikasgasemissies. Dit model wordt dan ook steeds belangrijker gezien de uitdagingen waarmee het elektriciteitssysteem wordt geconfronteerd, met name het toenemend aandeel van intermitterende productiemethoden en de groeiende nood aan elektriciteit die inherent is aan de rol van elektrificatie in het bereiken van klimaatneutraliteit.

Inhoudstafel

1. Inleiding	1
2. Beschrijving van het model	2
3. Geselecteerde indicatoren	4
4. Input van het model	6
5. Referentiescenario	7
6. Mogelijke maatregelen in het kader van DC2024	9
7. Een concreet voorbeeld	10
Bibliografie	12

Lijst van tabellen

Tabel 1	Activa voor elektriciteitsopwekking/-opslag geselecteerd in het kader van DC2024	6
Tabel 2	Overzicht van brandstofprijzen [$\text{€}_{2022}/\text{MWh}$] en CO_2 -prijzen [$\text{€}_{2022}/\text{t}$]	7
Tabel 3	Beschouwde productie-/opslagmiddelen voor België in 2033	8
Tabel 4	Overzicht van de capaciteiten in het illustratieve scenario (doeljaar 2030)	10

Lijst van figuren

Figuur 1	Positionering van de indicatoren ten opzichte van het energietrilemma	5
Figuur 2	Evenwicht aanbod (→) en vraag (←) op de spot market/day-ahead	5
Figuur 3	Resultaten van de optimale dispatch op de indicatoren	11

1. Inleiding

Door de wet van 22 mei 2014¹, gewijzigd door de wet van 30 juli 2018, werd het Federaal Planbureau belast met de taak om, voor elke federale verkiezing, de verkiezingsprogramma's van de in de Kamer van volksvertegenwoordigers vertegenwoordigde politieke partijen door te rekenen. Deze wet definieert de doorrekening als: *“een berekening op korte en middellange termijn van de gevolgen voor de overheidsfinanciën, de koopkracht en de werkgelegenheid van de diverse inkomensgroepen, voor de sociale zekerheid en alsook van de impact op het milieu en de mobiliteit die inherent verbonden zouden kunnen zijn aan de uitvoering van de prioriteitenlijst.”*

Het model Artelys Crystal Super Grid, dat in deze publicatie wordt beschreven, richt zich op maatregelen die het elektriciteitsproductiepark beïnvloeden. Het zal het mogelijk maken om hun impact op het milieu te becijferen, via broeikasgasemissies, maar ook op de bevoorradingzekerheid en de marginale productiekosten.

Deze Working Paper is als volgt opgebouwd. Na een algemene beschrijving van het model (deel 2) worden de voor DC2024 geselecteerde indicatoren gepresenteerd (deel 3). Vervolgens worden de gegevens gespecificeerd die nodig zijn voor de input van het model (deel 4) en wordt het referentiescenario uiteengezet (deel 5). De maatregelen waarvan de impact kan worden beoordeeld voor DC2024 worden vervolgens gespecificeerd (deel 6). Dit document wordt afgesloten met een illustratief voorbeeld van doorrekening, waarbij de impact van een specifieke maatregel op de geselecteerde indicatoren wordt gekwantificeerd (deel 7).

¹ Wet betreffende de doorrekening door het Federaal Planbureau van de verkiezingsprogramma's van de politieke partijen bij de verkiezing voor de Kamer van volksvertegenwoordigers.

2. Beschrijving van het model

Artelys Crystal Super Grid is een model dat is ontwikkeld door Artelys, een Frans bedrijf dat is gespecialiseerd in optimalisatie, modellering van het energiesysteem en ondersteuning van de besluitvorming. Het richt zich voornamelijk op de elektriciteitssector en vormt de basis van het METIS multi-energiemodel, waarmee de Europese Commissie de impact kan kwantificeren van wetgevingsvoorstellen met betrekking tot de energiemarkt (zie bijvoorbeeld (European Commission, Directorate-General for Energy, 2019) en (European Commission, Directorate-General for Energy, 2023)).

Meer specifiek is dit een *optimal dispatch-model*. In dit type model beschouwen we enerzijds een elektriciteitsvraag en anderzijds een productiepark. Het doel is om voor elke eenheid het productieniveau te bepalen waarbij de totale productiekosten worden geminimaliseerd, terwijl aan de vraag wordt voldaan. Het is van fundamenteel belang voor de stabiliteit van het elektriciteitsnetwerk dat er te allen tijde een evenwicht is tussen productie en vraag. De analyse van een doeljaar wordt daarom doorgaans met een uurlijkse granulariteit uitgevoerd.

Op het eerste gezicht zou men kunnen denken dat het oplossen van dit probleem eenvoudig is en analytisch kan worden gedaan. Het probleem is echter complexer dan het lijkt, en wel om twee belangrijke redenen.

Eenzijds is België, net als de meeste andere Europese landen, sterk geconnecteerd met zijn buurlanden. Deze interconnecties beperken zich niet tot het wegwerken van tekorten in de lokale productie. Ze bieden ook op elk moment de mogelijkheid om toegang te krijgen tot de goedkoopste elektriciteitsbron (binnen de grenzen van de interconnectiecapaciteit). Dus als elektriciteit nog steeds kan worden opgewekt met hernieuwbare energiebronnen of met kernenergie in de centrales van onze burens, zullen we die veeleer importeren dan een lokale gas- of oliegestookte centrale op te starten. Dit resulteert in continue, variabele en bidirectionele stromen tussen de buurlanden. Een optimale dispatch kan dus niet worden bereikt door ons te beperken tot het Belgische elektriciteitspark. Integendeel, we moeten onszelf in een internationale context plaatsen. Dit impliceert het modelleren, voor elk beschouwd land, van het productiepark, de uurlijkse elektriciteitsvraag, de uurlijkse productie van intermitterende bronnen (wind, zon, riviercentrales) en de uitwisselingscapaciteit met buurlanden.

Aan de andere kant vereist het beheer van opslagcapaciteit, of het nu gaat om batterijen of hydraulische faciliteiten², dat er wordt geanticipeerd op veranderingen in elektriciteitsprijzen. Het beste moment om opgeslagen energie te ontladen of voorraden aan te vullen, kan niet alleen worden bepaald op basis van de huidige elektriciteitsprijzen. Dit vereist een inschatting van de evolutie tijdens de uren of zelfs dagen die volgen. Welnu, deze prijzen hangen net af van de uitkomst van de optimale dispatch. Er is dus een koppeling tussen opeenvolgende perioden. Met andere woorden, we kunnen de kosten niet minimaliseren door elk uur afzonderlijk te beschouwen. In plaats daarvan moeten we in opeenvolgende 'blokken' te werk gaan. Om te voorkomen dat het model 'te veel' op de toekomst anticipeert, is elk 'blok' in de praktijk beperkt tot een periode van enkele dagen.

² De pompcentrales van Coe en Plate Taille zijn voorbeelden van dergelijke faciliteiten in België.

Hoewel complex, is het oplossen van de optimale dispatch essentieel om een beter zicht te krijgen op de reacties van het elektriciteitssysteem, in termen van invoer of verdeling van de productie over de verschillende technologieën, op de veranderingen waarmee het wordt geconfronteerd. Voorbeelden hiervan zijn de versnelde groei van intermitterende productiemiddelen, zoals windmolens en fotovoltaïsche zonnecellen, of de toename van de elektriciteitsvraag, die inherent is aan de rol van elektrificatie om klimaatneutraliteit te bereiken.

3. Geselecteerde indicatoren

Zoals we net hebben gezien, toont de optimale dispatch ons, voor elk uur van het doeljaar, de hoeveelheid elektriciteit die wordt opgewekt door elke (categorie van) productie-eenheid (eenheden). Uit die uitkomst kunnen we een aantal indicatoren afleiden. Vier daarvan zijn bijzonder interessant in de context van DC2024.

De eerste indicator is de hoeveelheid koolstofdioxide (CO₂) die is gekoppeld aan de elektriciteitsproductie. Om in overeenstemming te zijn met het ETS-systeem (*Emissions Trading System*), dat onder meer de emissies van de elektriciteitssector regelt, zullen de emissies van methaan (CH₄) en distikstofoxide (N₂O) niet worden berekend³. In elk geval zijn die vrij beperkt (de specifieke emissiefactoren voor broeikasgassen⁴ variëren met niet meer dan 2% als methaan en distikstofoxide worden meegerekend).

De tweede indicator zijn de marginale elektriciteitskosten, gemiddeld over het jaar. Die worden gedefinieerd als de variabele kosten (werking, onderhoud, brandstof en CO₂-emissiecertificaat) van de laatste (en dus duurste) centrale die in dienst wordt genomen om aan de elektriciteitsvraag te voldoen. Op de groothandelsmarkt bepalen deze marginale kosten de prijs van elektriciteit (zie kader 1). Merk op dat deze kosten niet verward mogen worden met de finale elektriciteitsprijs, die ook de transmissiekosten op het netwerk en de belastingen omvat. Ze geven echter wel een goed beeld van de waarde van elektriciteit op een bepaald moment en kunnen daarom van invloed zijn op investeringsbeslissingen in de sector en als benchmark dienen voor het vaststellen van prijzen op andere markten (bv. *futures contracts*).

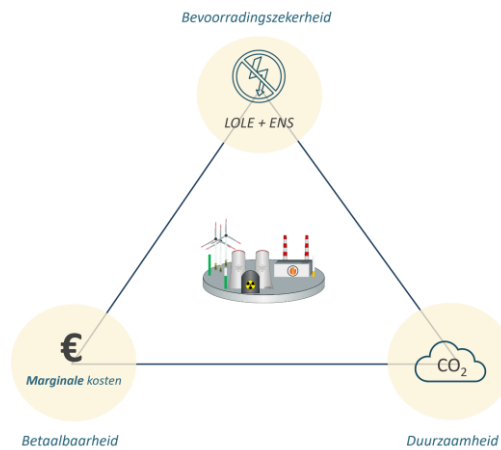
De laatste twee indicatoren zijn '*loss of load expectation*' (LOLE) en '*energy not served*' (ENS). *Loss of load expectation* staat voor het aantal uren waarin niet aan de elektriciteitsvraag kan worden voldaan door een tekort aan binnenlandse productie en onvoldoende invoer. De *energy not served* komt overeen met de hoeveelheid energie die niet kon worden geleverd tijdens die periode. Deze twee indicatoren vullen elkaar dus aan: de ene geeft informatie over het zich voordoen van het probleem, de andere over de ernst ervan.

De combinatie van die indicatoren maakt het mogelijk het energiesysteem te situeren ten opzichte van het energietrilemma (zie figuur 1). Het doel is om een systeem te garanderen dat tegelijk duurzaam en betaalbaar is én de bevoorradingszekerheid garandeert.

³ Bijlage I bij Richtlijn 2003/87/EG van het Europees Parlement en de Raad van 13 oktober 2003 tot vaststelling van een regeling voor de handel in broeikasgasemissierechten binnen de Gemeenschap en tot wijziging van Richtlijn 96/61/EG van de Raad.

⁴ Deze factor wordt gedefinieerd als de verhouding tussen de hoeveelheid broeikasgassen en de hoeveelheid verbruikte brandstof.

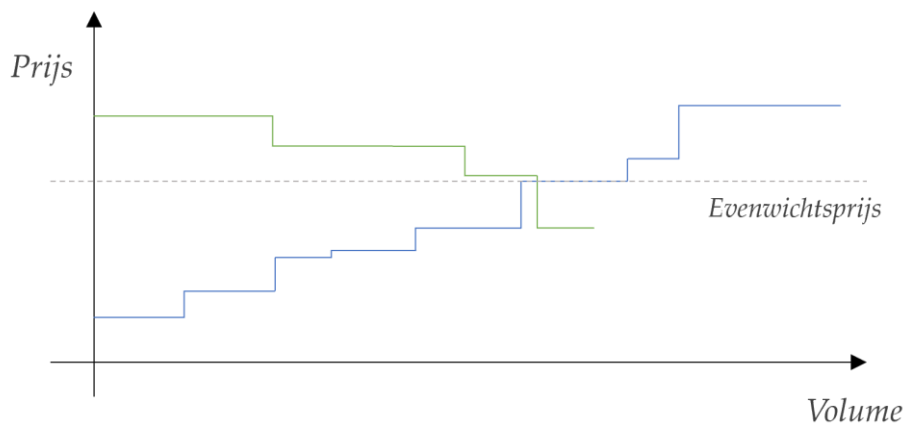
Figuur 1 Positionering van de indicatoren ten opzichte van het energietrilemma



Kader 1 Groothandelsmarkt (spot market/day-ahead)

Op de groothandelsmarkt voor elektriciteit (*spot market/day-ahead*) biedt elke producent elektriciteitsvolumes aan tegen de prijzen die hij wil. Die dekken op zijn minst de variabele productiekosten (kost van brandstof, CO₂-emissies, onderhoud, enz.). Kopers bieden op hun beurt aan om een bepaalde hoeveelheid elektriciteit te kopen tegen een bepaalde prijs. Het aanbod wordt dan gerangschikt in oplopende prijsvolgorde, terwijl de vraag in aflopende volgorde wordt gerangschikt. Het marktevenwicht (*clearing price*) komt overeen met het punt waarop de 'curves' elkaar snijden (figuur 2). Producenten van wie het aanbod wordt geaccepteerd, krijgen vervolgens de evenwichtsprijs voor hun gehele productie. Dit stemt overeen met de marginale systeemkosten. Afhankelijk van hun variabele kosten zullen de verschillende producenten meer of minder winst maken.

Figuur 2 Evenwicht aanbod (→) en vraag (←) op de spot market/day-ahead



4. Input van het model

Om de optimale dispatch te realiseren en de indicatoren te kunnen afleiden die we net hebben bekeken, moeten zowel het productiepark als de elektriciteitsvraag worden gemodelleerd.

Artelys Crystal Super Grid kan worden gebruikt om een breed scala aan technologieën te modelleren. In het kader van DC2024 zullen 18 productietechnologieën worden beschouwd. Die staan gedetailleerd in tabel 1 en geven een vrij nauwkeurig beeld van de meeste eenheden die momenteel geïnstalleerd zijn of in de ontwikkelingsfase zitten. Daarnaast wordt ook de mogelijkheid geboden om een deel van de vraag te schrappen wanneer de productie onvoldoende blijkt (*Demand Side Response*).

Tabel 1 Activa voor elektriciteitsopwekking/-opslag geselecteerd in het kader van DC2024

Thermisch	Andere
Nucleair	Riviercentrales
Bruinkool	Stuwdamcentrales
Steenkool	Pompstations voor energieoverdracht
Gasturbine met gecombineerde cyclus	Fotovoltaïsche zonne-energie
Open-cyclusgasturbine	Thermodynamische zonne-energiecentrale (CSP)
Conventionele gasturbine	Offshore windenergie
Stookolie	Onshore windenergie
Andere niet-hernieuwbare energiebronnen (bv. kleine warmtekrachtkoppelingseenheden)	Batterijen
Biobrandstof/biomassa	
Andere hernieuwbare energiebronnen (bv. verbrandingsovens)	

Elk van deze activa wordt gekenmerkt door een aantal parameters. Sommige hebben betrekking op economische eigenschappen (bv. variabele productiekosten). Andere hebben betrekking op fysieke kenmerken (bv. nominaal vermogen, efficiëntie, broeikasgasemissiefactor).

Deze parameters zijn ontleend aan een aantal bronnen, waaronder nationale historische gegevens, de begeleidende documenten bij de scenario's van ENTSO-E (*European Network of Transmission System Operators for Electricity*), de World Energy Outlook van het Internationaal Energieagentschap en het rapport (De Vita, et al., 2018) gekoppeld aan het Europese Asset-project⁵ (*Advanced System Studies for Energy Transition*).

De waarden en referenties die voor de belangrijkste parameters zijn gebruikt, worden in het volgende deel gegeven, nadat het referentiescenario is behandeld.

⁵ De parameters uit dit project werden gebruikt in het meest recente energiereferentiescenario van de Europese Commissie.

5. Referentiescenario

Zoals aangegeven in deel 2, moet de optimale dispatch plaatsvinden in een internationale context. Om een zo groot mogelijke coherentie tussen de gegevens van de verschillende landen te garanderen, is ons uitgangspunt de *European Resource Adequacy Assessment (ERAA)-studie* die door ENTSO-E wordt uitgevoerd. Ter informatie: deze studie dient ook als basis voor de tweejaarlijkse adequacy- en flexibiliteitsstudie die wordt uitgevoerd door Elia, de beheerder van het Belgische transmissienet voor elektriciteit, die ook lid is van ENTSO-E.

De editie 2023 van de ERAA werd als basis gekozen en de definitieve versie werd half december 2023 gepubliceerd⁶. Dat maakt het een van de meest actuele scenario's. Van de genoemde doeljaren is het jaar 2033 geselecteerd, wat een tijdshorizon van 10 jaar betekent, vergelijkbaar met wat werd gedaan tijdens de vorige doorrekening in 2019.

Naast de geïnstalleerde capaciteit voor de verschillende technologieën en landen levert de ERAA een groot aantal gegevens, zoals:

- Uurlijkse elektriciteitsvraagprofielen;
- Uurlijkse opwekking van hernieuwbare energie (onshore wind, offshore wind, fotovoltaïsche energie, thermodynamische zonne-energiecentrales);
- De variabele kosten van de meeste technologieën.

Merk op dat voor de variabele kosten die niet in de ERAA zijn opgenomen, de studie (De Vita, et al., 2018) wordt gebruikt.

Wat de brandstofprijzen en de CO₂-emissierechten betreft, werden de IEA-projecties (International Energy Agency, 2022) en de waarden die in de ERAA in aanmerking zijn genomen, vergeleken met andere bronnen. Dat bracht ons tot de waarden in tabel 2.

Tabel 2 Overzicht van brandstofprijzen [€₂₀₂₂/MWh] en CO₂-prijzen [€₂₀₂₂/t]

Steenkool	Bruinkool	Aardgas	Nucleair	Ruwe olie	CO ₂
7,96	7,02	26,47	1,89	36,68	133,72

De CO₂-emissiefactoren zijn afgeleid uit het rapport van het Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) (International Panel for Climate Change, 2006).

De samenstelling van het productiepark in Europese landen kan lichtjes afwijken van die in de ERAA 2023, als er inconsistenties werden vastgesteld of als er recentere gegevens beschikbaar waren. Voor België zijn de geselecteerde waarden samengevat in tabel 3. Die houden rekening met de volgende factoren:

- Verlenging van Doel 4 (1 039MW) en Tihange 3 (1 038MW) tot 2035;

⁶ <https://www.entsoe.eu/outlooks/eraa/2023/eraa-downloads/>

- Ingebruikname van 3 500MW offshore wind capaciteit in de Prinses Elisabeth windmolenzone (bovengrens project) tegen 2030;
- Uitbreiding van het opslagvolume van de pompcentrale van Coö (+387MWh tussen eind 2022 en eind 2023) en de turbinecapaciteit ervan (+81MW tussen eind 2022 en eind 2025);
- Ingebruikname van de gasturbines met gecombineerde cyclus in Seraing (885MW) en Flémalle (875MW) in 2025, en buitengebruikstelling van de oude stoomturbine in Seraing⁷ (170MW) in 2024 en van de turbine met gecombineerde cyclus in Vilvoorde⁸ (105MW in april 2023 en 170MW in 2025).

Tabel 3 Beschouwde productie-/opslagmiddelen voor België in 2033

Productiemiddelen	Geïnstalleerd vermogen [MW]
Kerncentrales	2 077
Gascentrales, waaronder	7 078
Centrales met gecombineerde cyclus	6 150
Open-cycluscentrales	623
Conventionele centrales	305
Oliegestookte centrales	140
Riviercentrales	151
Stations met pompslag	1 305
Offshore windenergie	5 761
Onshore windenergie	6 238
Fotovoltaïsche zonne-energie	16 250
Biomassa/biobrandstofcentrales	354
Overige hernieuwbare energiebronnen	615
Overige niet-hernieuwbare energiebronnen	1 594
Batterijen	1 233
Vraagrespons (<i>Demand Side Response</i>)	3 090

Hierbij merken we nog op dat de voorziene ontwikkeling van het productiepark voor thermische elektriciteitsproductie en voor offshore wind onder de hypothese van ‘ongewijzigd beleid’ relatief zeker is. De toekomstige ontwikkeling van geïnstalleerde onshore wind- en fotovoltaïsche capaciteit, evenals de vraag naar elektriciteit, is echter met grotere onzekerheid omgeven. Bijgevolg zijn de waarden die we voor deze laatste in het referentiescenario hebben aangenomen het resultaat van een compromis tussen verschillende bronnen, zoals de adequacy- en flexibiliteitsstudie die Elia in de zomer van 2023 heeft gepubliceerd, de voorlopige versie van het nationale energie- en klimaatplan dat België in juni bij de Europese Commissie heeft ingediend en de resultaten van de energievoorzichten die we met behulp van het PRIMES-model hebben opgesteld en die begin 2024 worden gepubliceerd. De resulterende elektriciteitsvraag bedraagt 116 TWh (de capaciteiten voor onshore windenergie en fotovoltaïsche zonne-energie zijn opgenomen in tabel 3).

⁷ <https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/tijdelijke-buitenwerkingstelling-stoomturbine-steg-centrale-seraing.pdf>

⁸ <https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/21-34-EBL-SPF-mise-a-l-arret-definitive-central-de-Vilvoorde.pdf>

6. Mogelijke maatregelen in het kader van DC2024

De maatregelen waarvan de impact kan worden beoordeeld met Artelys Crystal Super Grid in het kader van DC2024 vallen uiteen in twee categorieën. Aan de ene kant degene die rechtstreeks de capaciteit van een productietechnologie wijzigen. Aan de andere kant, degene met een indirecte impact.

Onder de eerste categorie maatregelen zijn:

- Een verlenging van Tihange 1, zoals vermeld in de pers door de Eerste Minister.
- Een extra toename van de windenergiecapaciteit in de Noordzee. De overheid heeft hier directe controle over, aangezien domeinconcessies alleen kunnen worden toegekend na een aanbestedingsprocedure. Bovendien bepaalt de Koning, na advies van de CREG, hoe deze procedure wordt uitgevoerd en onder welke voorwaarden de concessies worden toegekend.
- Een toename in fotonvoltaïsche capaciteit, opgelegd door regelgevende maatregelen. Een voorbeeld van zo'n maatregel is de verplichting voor industrieën in Vlaanderen die jaarlijks meer dan 1 GWh verbruiken om een deel van hun elektriciteit te produceren met fotonvoltaïsche panelen.

Maatregelen die een indirecte impact hebben op het elektriciteitspark, via de elektriciteitsvraag, zijn onder andere maatregelen die de aankoop van elektrische voertuigen of de installatie van warmtepompen in gebouwen beïnvloeden. Die maatregelen moeten geval per geval worden onderzocht om te zien of we ze kunnen vertalen naar een variatie in de uurlijkse elektriciteitsvraag.

Er moet worden opgemerkt dat 'maatregelen', die eerder een doelstelling vertegenwoordigen dan een direct uitvoerbare maatregel, niet worden opgenomen. Een voorbeeld van een dergelijk voorstel is: "Onshore windcapaciteit verhogen naar xGW tegen 2033". Ook maatregelen die waarschijnlijk niet voor 2033 zullen worden uitgevoerd, worden niet geëvalueerd. De bouw van een nieuwe kerncentrale zal bijvoorbeeld niet kunnen worden onderzocht in deze oefening, omdat de gemiddelde bouwduur meer dan 10 jaar bedraagt.

7. Een concreet voorbeeld

Om te illustreren hoe Artelys Crystal Super Grid werkt, presenteren we de doorrekening van een concrete maatregel.

Op het moment van de redactie was de definitieve versie van de ERAA 2023 nog niet gepubliceerd. Dit voorbeeld kon daarom niet worden gebaseerd op het referentiescenario dat zal worden gebruikt voor DC2024. Daarom is in dit voorbeeld een ouder scenario beschouwd, dat door Artelys is opgesteld op basis van de TYNDP 2020⁹. Merk op dat in dit scenario bijvoorbeeld nog geen rekening gehouden werd met de verlenging van de nucleaire centrales van Tihange 3 en Doel 4. De resultaten in dit deel zijn daarom louter illustratief.

De windcapaciteit op de Noordzee in de TYNDP 2020 bedroeg 4 271MW voor 2030. Hierdoor kunnen we de toename van de windcapaciteit in de Noordzee tot 5 761MW (huidig project) als een extra maatregel beschouwen. De capaciteit van de rest van het park blijft ongewijzigd. Zie tabel 4 voor meer informatie.

Tabel 4 Overzicht van de capaciteiten in het illustratieve scenario (doeljaar 2030)

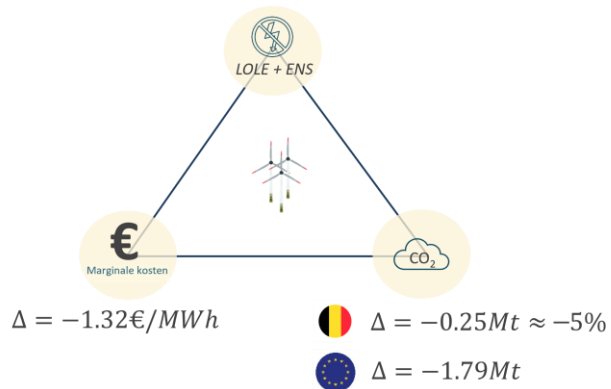
Productiemiddel	Geïnstalleerd vermogen [MW]
Kerncentrales	0
Gascentrales, waaronder	8 443
Centrales met gecombineerde cyclus	7 606
Open-cycluscentrales	50
Conventionele centrales	787
Oliegestookte centrales	158
Riviercentrales	275
Stations met pompslag	1 150
Offshore windenergie	4 271
Onshore windenergie	4 279
Fotovoltaïsche zonne-energie	10 454
Overige hernieuwbare energiebronnen	747
Overige niet-hernieuwbare energiebronnen	1 324
Batterijen	740

De optimale dispatch leidt tot de resultaten in figuur 3. Hieruit blijkt dat deze maatregel, zoals verwacht, zal leiden tot een vermindering van de CO₂-uitstoot in België. De beperkte impact van deze maatregel op de emissies is echter verrassend. De ontplooiing van bijna 1,5 GW aan windenergie in de Noordzee zal immers de emissies die gepaard gaan met de elektriciteitsproductie in België slechts met 5% verminderen (-0,25Mt). Als we echter kijken naar de impact van deze maatregel op Europees niveau, zien we een veel grotere vermindering (-1,79Mt, d.w.z. het zevenvoud van het effect op Belgisch niveau). Dankzij interconnecties is de installatie van deze capaciteit ook ten goede gekomen aan andere landen. Het heeft hen toegang gegeven tot minder dure en meer koolstofvrije productiemiddelen. Deze maatregel verlaagt ook de marginale systeemkosten (-1,32€/MWh). Wat de bevoorradingszekerheid betreft, blijven de LOLE en ENS-indicatoren nul, aangezien een toename van het park geen bevoorradingsprobleem kan veroorzaken.

⁹ <https://2020.entsos-tyndp-scenarios.eu/download-data/>

Figuur 3 Resultaten van de optimale dispatch op de indicatoren

LOLE en ENS blijven op nul staan



Bibliografie

De Vita, A., Kielichowska, I., Mandatowa, P., De Vos, L., Dadkhah, A., Dekelver, G., . . . Zazias, G. (2018). *Technology pathways in decarbonisation scenarios*.

European Commission, Directorate-General for Energy. (2019). *Effect of high shares of renewables on power systems*.

European Commission, Directorate-General for Energy. (2023). *METIS 3, study S5 – The impact of industry transition on a CO₂-neutral European energy system*.

International Energy Agency. (2022). *World Energy Outlook*.

International Panel for Climate Change. (2006). *IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories*.

Doorrekening van de verkiezingsprogramma's 2024

De wet van 22 mei 2014 vertrouwt de doorrekening van de verkiezingsprogramma's van de politieke partijen bij de verkiezing voor de Kamer van volksvertegenwoordigers toe aan het Federaal Planbureau. In het kader van de voorbereidende werkzaamheden voor de doorrekening voor de verkiezingen van juni 2024 (DC2024), publiceert het Federaal Planbureau een reeks technische documenten voor de politieke partijen, de media en de burgers.

Het project wordt gecoördineerd door Baudouin Regout (br@plan.be), Bart Hertveldt (bh@plan.be) en Igor Lebrun (il@plan.be).

Belliardstraat 14-18, 1040 Brussel

+32-2-5077311

www.plan.be

contact@plan.be

Bijdragen

Deze publicatie werd opgesteld door Christophe Labar (cl@plan.be).

Overname wordt toegestaan, behalve voor handelsdoeleinden, mits bronvermelding.

Verantwoordelijke uitgever: Baudouin Regout

Wettelijk Depot: D/2024/7433/11