

# PROSPECTIEVE STUDIE ELEKTRICITEIT

## Monitoringverslag over de bevoorradingszekerheid

Januari 2024

## Inhoud

Inleiding en wettelijke context .....	4
1. Overzicht van de energiecontext in België.....	7
1.1. Institutioneel kader.....	7
1.2. Federaal beleid van België .....	7
1.3. Beleid van de Gewesten.....	9
1.4. Internationaal beleid.....	10
1.4.1. Het klimaatakkoord van Parijs.....	10
1.4.2. COP28 in Dubai .....	10
1.4.3. North Sea Summit.....	11
1.4.4. Europees voorzitterschap van België .....	11
1.4.5. Europese Unie .....	12
2. Gegevens over de elektriciteitsmarkt in België .....	14
2.1. Vraag.....	14
2.2. Aanbod.....	17
2.2.1. Geïnstalleerde elektriciteitscapaciteit (inclusief batterijen) .....	17
2.2.2. Bruto elektriciteitsproductie.....	18
2.2.3. Marktrespons.....	22
2.2.4. Toekomstige capaciteit.....	23
2.3. Invoer en uitvoer.....	26
3. Adequacy-monitoring van het Belgische elektriciteitssysteem.....	27
3.1. Studie van ELIA – “Adequacy and Flexibility study for Belgium 2024-2034” .....	27
3.2. ENTSO-E-studie - "European Resource Adequacy Assessment 2023 - ERAA23" .....	32
3.3. Analyse van de TNB voor de winterperiode 24/25 (update vanaf november 2023) .....	34
4. Maatregelen.....	36
4.1. Ontwikkeling van het CRM.....	36
4.1.1. Historiek .....	37
4.1.2. Doelstellingen van het CRM.....	38
4.1.3. De principes van het CRM.....	38
4.1.4. De veilingen .....	38
4.1.5. Doorgevoerde CRM-verbeteringen.....	41
4.1.6. Verbeteringen van het CRM die in ontwikkeling zijn.....	42
4.2. Toezicht op de Franse kernenergie.....	43
4.3. De flexibiliteit deblokkeren.....	44
4.4. Ontwikkeling van binnenlandse lijnen en interconnecties .....	46
4.5. Risk preparedness plan .....	47
5. Conclusie .....	50



# Inleiding en wettelijke context

Dit verslag is opgemaakt door de Algemene Directie Energie van de FOD Economie, KMO, Middenstand en Energie.

Het gaat om een monitoringverslag van de bevoorradingszekerheid<sup>1</sup> naar aanleiding van de prospectieve studie van 2015 en het aanvullende monitoringverslag van december 2021<sup>2</sup>.

Zodoende zal in voorliggend verslag een overzicht gegeven worden van de opvolging van de bevoorradingszekerheid in België sinds de vorige prospectieve studie, met name aan de hand van de studie van de adequacy in België van Elia die in juni 2023<sup>3</sup> werd gepubliceerd, alsook de studie van ENTSO-E die in december 2023<sup>4</sup> werd gepubliceerd (*European Resource Adequacy Assessment* of ERAA). De maatregelen die zijn genomen om de bevoorradingszekerheid te garanderen, zullen ook worden geanalyseerd.

Na een korte herinnering in hoofdstuk 1 aan de organisatie van het elektriciteitssysteem in België, wordt in hoofdstuk 2 een overzicht gegeven van de huidige stand van zaken van de vraag en het aanbod, en worden vervolgens in hoofdstuk 3 de laatste relevante studies over de bevoorradingszekerheid in België samenvat. In hoofdstuk 4 wordt daarna gekeken naar de genomen en overwogen maatregelen met betrekking tot de bevoorradingszekerheid van het land, om te eindigen in hoofdstuk 5 met de conclusies.

Dit rapport geldt als het verslag zoals voorzien in artikel 3 van de wet betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt.

Volgens het *Clean Energy Package*<sup>5</sup> gaat de monitoring van de bevoorradingszekerheid voortaan door via de geïntegreerde klimaat- en energieplannen. In toepassing van de Europese governanceverordening (2018/1999) van 11 december 2018 betreffende de governance van de energie- en klimaatunie moet België tegen midden 2024 een definitieve update van dit plan indienen. De AD Energie van de FOD Economie alsook de AD Milieu van de FOD Volksgezondheid, Veiligheid van de Voedselketen en Leefmilieu zorgen voor de coördinatie van de opmaak van dit plan.

De procedure voor de opstelling van de prospectieve studie, met zijn vele samenwerkingsverbanden, overleg en raadplegingen, heeft tot gevolg dat de termijn tussen de bepaling van de hypothesen van de te overwegen scenario's en de publicatie onnodig lang blijkt te zijn. De vaststelling die zonder uitzondering al meerdere jaren gedeeld wordt door de AD Energie, het Federaal Planbureau, de CREG, de Nationale Bank van België, de transmissienetbeheerder (TNB) en bepaalde geraadpleegde stakeholders is dat de resultaten van de studie verouderd zijn vanaf de publicatie ervan. Zo is een herziening van de Elektriciteitswet snel nodig gebleken, teneinde de bevoorradingszekerheid op korte en middellange termijn zo goed mogelijk te kunnen controleren (monitoren).

Een eerste herziening van de Elektriciteitswet (26 maart 2014 – art. 7bis) liet toe het mechanisme van de strategische reserve in te voeren, een mechanisme dat in 2018 door de DG Mededinging werd goedgekeurd voor toepassing tot de winter van 2021/2022, waarbij een jaarlijkse evaluatie op korte termijn van de bevoorradingszekerheid wordt uitgevoerd, via het uitvoeren van een probabilistische analyse door de TNB en het opstellen van een advies door de AD Energie. De laatste analyse van de netbeheerder heeft betrekking op de winter van 2024-2025 waarbij Elia op 20 november 2023 de Minister van Energie een brief heeft gestuurd waarin staat dat, gezien de resultaten van de laatste *Adequacy and Flexibility*-studie van 2023 voor de winterperiode 2024-2025, er in dit stadium geen risico is voor de bevoorradingszekerheid. Het advies van 12 december 2023 van de AD Energie<sup>6</sup> onderschrijft deze conclusie.

---

<sup>1</sup> Dit monitoringverslag geldt als de prospectieve studie elektriciteit (EPE5).

<sup>2</sup> <https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/Etude-prospective-electricite-2021.pdf>

<sup>3</sup> <https://www.elia.be/nl/elektriciteitsmarkt-en-systeem/adequacy/adequacystudies>

<sup>4</sup> <https://www.entsoe.eu/outlooks/eraa/2023/>

<sup>5</sup> <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/clean-energy-all-europeans>

<sup>6</sup> <https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/Advies-AD-Energie-Strategische-reserve-winterperiode-2024-2025.pdf>

Een latere wijziging van de Elektriciteitswet (30 juli 2018 – art. 7bis §4bis) liet toe het kader in te voeren voor het uitvoeren, door de TNB, van een nationale analyse, om de 2 jaar, met betrekking tot de noden van het Belgische elektriciteitssysteem inzake de toereikendheid en de flexibiliteit voor de komende tien jaar. Deze studie, de NRAA of Adequacy & Flexibility-studie, is een voorwaarde voor de implementatie van een capaciteitsvergoedingsmechanisme in België (bij gebrek aan een ERAA gevalideerd door ACER). Zij moet voldoen aan de regels van Verordening 2019/943, die het mogelijk maken de toereikendheid van de middelen op middellange en lange termijn te beoordelen. Het regelgevingskader voor het uitvoeren van een dergelijke studie wordt aangevuld met een reeks methodologieën die zijn goedgekeurd door de Europese regelgever (ACER), zoals het vaststellen van de betrouwbaarheidsnorm, met inbegrip van de berekening van de waarde van de verloren belasting (VoLL) en de elektriciteitskosten.

Op 31 augustus 2021 stelde de Koning de Belgische betrouwbaarheidsnorm vast op een LOLE (*Loss of Load Expectation*) van 3 uur. Overeenkomstig de verbintenis die is aangegaan in het kader van het Besluit (EU) 2022/639 van de Europese Commissie van 27 augustus 2021 betreffende de steunregeling SA.54915 - 2020/C capaciteitsvergoedingsmechanisme (randnummer 28), hebben de bevoegde Belgische autoriteiten de eenmalige raming van de waarde van de verloren belasting (VoLL) geactualiseerd op basis van een nieuw onderzoek naar de betalingsbereidheid<sup>7</sup>, overeenkomstig de door ACER gepubliceerde methode. Er zijn dus nieuwe waarden vastgesteld voor VoLL/CONE/RS volgens de wettelijke procedure die zich in het KB van 4 september 2022<sup>8</sup> bevinden. De betrouwbaarheidsnorm die voortaan van kracht is, is: LOLE = 3u.

De basishypothesen en -scenario's alsook de methodologie die gebruikt wordt voor deze Adequacy & Flexibility-analyse worden bepaald door de TNB in samenwerking met de AD Energie en het Federaal Planbureau en in overleg met de CREG. Een eerste studie werd gepubliceerd in juni 2019.

De meest recente studie van de TNB die in het kader van art. 7 bis, §4bis "Adequacy and Flexibility study for Belgium 2024-2034"<sup>9</sup> werd opgesteld en in juni 2023 werd gepubliceerd, beantwoordt aan veel inhoudsvereisten van de prospectieve studie, bepaald in art. 3 van de Elektriciteitswet. Deze recente studie gaat immers over tot een schatting van de evolutie van de elektriciteitsvraag en het -aanbod op middellange en lange termijn en identificeert de nood aan nieuwe middelen<sup>10</sup> die daaruit voortvloeien; ze houdt rekening<sup>11</sup> met de richtsnoeren in verband met de keuze van primaire bronnen opgenomen in het Belgische Nationaal Energie- en Klimaatplan door de productietechnologieën met lage emissie van broeikasgassen te bevorderen; ze evalueert de bevoorradingszekerheid op het vlak van elektriciteit en ze diende als basis voor de kennisgeving in juni 2023 van het Belgische capaciteitsvergoedingsmechanisme, gewijzigd<sup>12</sup> en goedgekeurd<sup>13</sup> door de DG Mededinging op 29 september 2023.

Gezien de verschillende studies over de bevoorradingszekerheid, is het belang om een nieuwe prospectieve studie tegen eind 2021 op te stellen uiterst beperkt gebleken. De vereisten van het Clean Energy Package en in het bijzonder de verplichting om een Nationaal Energie- en Klimaatplan<sup>14</sup> op te

---

<sup>7</sup> <https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/CRM-Nota-Raming-verloren-belasting-Belgisch-grondgebied-VoLL-02062022.pdf>

<sup>8</sup> <https://www.ejustice.just.fgov.be/eli/bsluit/2021/08/31/2021021813/staatsblad>

<sup>9</sup> In de rest van de tekst zal de term "Adequacy and Flexibility" worden gebruikt om naar deze studie te verwijzen.

<sup>10</sup> Identificatie van het niveau van de behoefte.

<sup>11</sup> De liberalisering van de elektriciteitsmarkt maakt zo'n normatieve context niet meer mogelijk waarin een studie de richtsnoeren in verband met de keuze van bronnen bepaalt. Met inachtneming van de klimaat- en milieudoelstellingen en van de ambities van de regering, zijn de investeerders vrij in hun investeringen.

<sup>12</sup> [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/nl/ip\\_23\\_4689](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/nl/ip_23_4689)

<sup>13</sup> [https://ec.europa.eu/competition/state\\_aid/cases1/202340/SA\\_104336\\_B04EFF8A-0000-CDF2-866E-13BF028481FA\\_65\\_1.pdf](https://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases1/202340/SA_104336_B04EFF8A-0000-CDF2-866E-13BF028481FA_65_1.pdf)

<sup>14</sup> Verordening (EU) 2018/1999 van het Europees Parlement en de Raad van 11 december 2018 inzake de governance van de energie-unie en van de klimaatactie, tot wijziging van Richtlijn 94/22/EG, Richtlijn 98/70/EG, Richtlijn 2009/31/EG, Verordening (EG) nr. 663/2009, Verordening (EG) nr. 715/2009, Richtlijn 2009/73/EG, Richtlijn 2009/119/EG van de Raad, Richtlijn 2010/31/EU, Richtlijn 2012/27/EU, Richtlijn 2013/30/EU en Richtlijn (EU) 2015/652 van de Raad, en tot intrekking van Verordening (EU) nr. 525/2013, Art. 3.

<sup>15</sup> <https://www.nationaalenergieklimaatplan.be/nl>

stellen en te monitoren heeft deze perceptie bevestigd. Daarom is een nieuwe wijziging van de wet lopende om de uitvoering van de prospectieve studie zoals gekend weg te werken en om de AD Energie in staat te stellen de bevoorradingszekerheid continu te monitoren. Aangezien het werk nog niet is voltooid, moet de AD Energie toch eind 2023 (begin 2024) een prospectieve studie publiceren in overeenstemming met de geldende tekst. Om redenen van efficiëntie stelt ze echter voor om deze studie te integreren in een monitoringverslag. Het Federaal Planbureau heeft de periode van 22 december 2023 tot 19 januari 2024 gekregen om deze opmerkingen of commentaren te formuleren<sup>16</sup>.

Het wetsontwerp tot wijziging van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt dat in december 2023 aan de Ministerraad werd voorgelegd, stelde ook het volgende artikel voor dat een continue monitoring door de AD Energie van de FOD Economie mogelijk maakt:

*Art. 5. Artikel 7 ter van dezelfde wet wordt vervangen als volgt:*

*“art. 7ter. §1. De Algemene Directie Energie volgt continu de toestand van de bevoorradingszekerheid van elektriciteit van het land, in het bijzonder met het oog op de komende winterperiode.*

*Als de Algemene Directie Energie van mening is dat er bezorgdheid bestaat over de toestand van de bevoorradingszekerheid van elektriciteit van het land, stuurt ze een advies naar de minister. Het advies van de Algemene Directie Energie wordt gepubliceerd op de website van de Algemene Directie Energie, rekening houdend met de eventuele vertrouwelijke elementen.*

*§2. Het te bereiken niveau van de bevoorradingszekerheid komt overeen met de betrouwbaarheidsnorm bepaald in overeenstemming met artikel 7undecies, §7, tweede lid.*

[...]

---

<sup>16</sup> De nalezing door het Federaal Planbureau werd op 17 januari 2024 ontvangen door de Algemene Directie Energie.

# 1. Overzicht van de energiecontext in België

## 1.1. Institutioneel kader

Het energiebeleid in België is verdeeld over de federale overheid en de drie gewesten. Het bewaken van de bevoorradingszekerheid van het land is een federale bevoegdheid.

Op vlak van elektriciteit is de federale staat verder onder meer bevoegd voor: de cyclus van de nucleaire brandstof, de grote infrastructuur op het vlak van productie, de opslag en het transport van energie (met inbegrip van het ontwikkelingsplan van het transmissie- en transportnet) en de offshore windenergie.

Op federaal vlak is het energiebeleid ondergebracht bij de Algemene Directie Energie van de FOD Economie, KMO, Middenstand en Energie. De federale regulator is de Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas.

Tussen de verschillende Belgische overheidsniveaus vindt permanent overleg plaats via ENOVER, een overleggroep die de samenwerking op het vlak van energie tussen de federale en gewestelijke regeringen versterkt en afgevaardigden samenbrengt van de vier energieadministraties en de vier kabinetten bevoegd voor energie.

Op 31 december 2019 heeft België haar Nationaal Energie- en Klimaatplan (NEKP)<sup>17</sup> voor de periode 2021-2030<sup>18</sup> aan de Europese Commissie voorgelegd. Op 18 december 2019 keurden de federale regering en de Vlaamse, Waalse en Brusselse regeringen het Nationaal Energie- en Klimaatplan goed tijdens een overlegcomité. In dit plan moet ons land vermelden hoe het tot de langetermijndoelstellingen van vermindering van de broeikasgasemissies in het kader van het Akkoord van Parijs zal bijdragen.

België is ook steeds een voorloper geweest op het vlak van regionale samenwerking en marktintegratie. Zo is ons land een stichtend lid van o.a. het Pentlateraal Energieforum en het North Seas Energy Forum (voorheen "North Seas Countries' Offshore Grid Initiative" [NSCOGI]). Deze fora beogen via een intense samenwerking op regionaal vlak te komen tot een doorgedreven marktintegratie, een gewaarborgde bevoorradingszekerheid en een kosten-efficiënte ontwikkeling van netwerkinfrastructuur en de uitbouw van hernieuwbare energiebronnen.

## 1.2. Federaal beleid van België

Als gevolg van de onvoorziene internationale context en de Europese reactie op de oorlog die Rusland in Oekraïne voert, besliste de Belgische federale regering op 18 maart 2022 om de kalender voor de geleidelijke uitstap uit kernenergie gedeeltelijk te herbekijken, door de exploitatieduur van twee van de zeven kerncentrales (Tihange 3 en Doel 4) met tien jaar te verlengen, en dit vanaf november 2025.

Deze twee eenheden hebben een gecombineerde nominaal vermogen van ongeveer 2 GW. De sluiting van de andere nucleaire eenheden (met een totaal nominaal vermogen van ongeveer 4 GW) verloopt volgens de wettelijke kalender. In het kader van de uitvoering van de verlengingsovereenkomst voor Doel 4 en Tihange 3, en meer bepaald omwille van de evolutie van de exploitatie- en milieuomstandigheden van de efficiëntie van de kerncentrales, werd de nettoreferentiecapaciteit van de centrales Doel 4 en Tihange 3 op 13 oktober 2023 door Engie neerwaarts herzien, met name:

- voor Tihange 3 wordt de nieuwe nettocapaciteit geschat op 1030 MWe.
- voor Doel 4 wordt de nieuwe nettocapaciteit geschat op 1026 MWe.

Een tweede element van het Belgische energiebeleid betreft de ontwikkeling van de flexibiliteit:

- België zet zich al enkele jaren in om de actieve deelname van de vraag aan de markt te bevorderen. Deze technologie kan dus worden vergoed via het

---

<sup>17</sup> [https://www.rtbf.be/info/belgique/detail\\_accord-national-sur-le-plan-energie-climat-pour-la-belgique?id=10391333](https://www.rtbf.be/info/belgique/detail_accord-national-sur-le-plan-energie-climat-pour-la-belgique?id=10391333)

<sup>18</sup> <https://www.cnc-nkc.be/nl/NEKP>

- capaciteitsvergoedingsmechanisme. Meer dan 287 MW *derated* actieve vraagparticipatie werd zo gecontracteerd tijdens de eerste veiling.
- De afgelopen jaren zijn ook een aantal regelgevende belemmeringen opgeheven, zodat elk type technologie zijn flexibiliteit kan aanbieden en kan deelnemen aan de levering van ondersteunende diensten die nodig zijn voor de markt of het elektriciteitstransmissienetwerk. De frequentiestabilisatiereserve<sup>19</sup> (FCR) staat sinds 2017 open voor alle soorten technologie, net als frequentieherstel door handmatige activering<sup>20</sup> (mFRR). Automatisch frequentieherstel<sup>21</sup> (aFRR) staat sinds 2020 open voor alle technologieën. Bovendien is het voor elke technologie ook mogelijk om verschillende diensten te combineren, zoals FCR en mFRR of FCR en aFRR, met de intentie om in de komende jaren de combinatie van aFRR- en mFRR-diensten mogelijk te maken. Tegen midden 2024 hoopt men ook de gedecentraliseerde capaciteiten (batterijen, actieve vraagdeelname, enz.) die aanwezig zijn op het laagspanningsnet in staat te stellen aFRR- en mFRR-diensten aan te bieden.
  - België is ook bezig met de ontwikkeling van het *Consumer Centric Market Design*<sup>22</sup> om de flexibiliteit van eindgebruikers (elektrische auto's, warmtepompen, thuisbatterijen, enz.) te kunnen benutten. Het doel van het model is om de toegang tot alle elektriciteitsmarkten zoveel mogelijk te vereenvoudigen voor alle soorten flexibiliteit (ook op het laagspanningsnet). Consumenten die over flexibiliteit beschikken, zullen deze flexibiliteit dus expliciet kunnen benutten via dynamische contracten die door leveranciers zouden worden aangeboden, maar ook impliciet via hun deelname aan ondersteunende diensten via een aggregator.

Een derde element van het Belgische energiebeleid dat een bijzonder beslissende invloed zal hebben op de bevoorradingszekerheid van België is de toename van hernieuwbare energie onder impuls van de Europese klimaat- en energiedoelstellingen en de ambitie van minister Van der Straeten om deze doelstellingen te helpen bereiken. Onder impuls van de internationale en Europese ambities kenden hernieuwbare energiebronnen – zowel op transmissie- als distributieniveau – een echte doorbraak en werden ze een steeds belangrijker onderdeel van de Belgische energiemix. Dit zou alleen maar toenemen naar de toekomst toe aangezien het de doelstelling van de huidige regering is om tegen 2050 te beschikken over een klimaatneutraal energiesysteem. Dit zal gebeuren via de ontwikkeling van hernieuwbare energie en in het bijzonder de overgang naar een bevoorrading van hernieuwbare energie in de transportsector, de federale waterstofstrategie, de inzet van offshore windenergie, enz.

Op 15 oktober 2021 heeft de federale regering zich tot doel gesteld om de productiecapaciteit van offshore windenergie tegen 2030 te verdrievoudigen, zodat elk Belgisch gezin kan worden voorzien van in de Noordzee geproduceerde elektriciteit. Deze capaciteitstoename wordt mogelijk gemaakt door het energie-eiland van het Nationaal plan voor herstel en veerkracht alsook door interconnecties met andere landen als eerste “meshed grid” in de Noordzee. Deze interconnecties, bijvoorbeeld met Denemarken, zullen ons toegang geven tot hernieuwbare energie uit het buitenland.

Daarnaast heeft de federale regering de vergroening van het bedrijfswagenpark aangepakt. Dankzij de aanneming van de wet van 25 november 2021 over de fiscale en sociale vergroening van de mobiliteit<sup>23</sup>, kunnen we een belangrijke elektrificatie van het bedrijfswagenpark verwachten (auto's die meer dan de helft van alle nieuwe auto's in België vertegenwoordigen). Deze elektrificatie van de mobiliteit zal de vraag naar elektriciteit, en dus de behoefte aan capaciteit, doen toenemen. Vanaf 2026 zullen de bedrijven geen belastingaftrek meer krijgen voor de aankoop van een voertuig met verbrandingsmotor en sinds 1 juli 2023 wordt de solidariteitsbijdrage geleidelijk verhoogd, terwijl vanaf 2025 de maximale aftrek voor auto's met verbrandingsmotor geleidelijk zal worden verlaagd.

---

<sup>19</sup> <https://www.elia.be/nl/elektriciteitsmarkt-en-systeem/systeemdiensten/het-evenwicht-behouden/fcr>

<sup>20</sup> <https://www.elia.be/nl/elektriciteitsmarkt-en-systeem/systeemdiensten/het-evenwicht-behouden/mfrr>

<sup>21</sup> <https://www.elia.be/nl/elektriciteitsmarkt-en-systeem/systeemdiensten/het-evenwicht-behouden/afrr>

<sup>22</sup> <https://www.eligroup.eu/en/ccmd>

<sup>23</sup> [https://etaamb.openjustice.be/nl/wet-van-25-november-2021\\_n2021033910](https://etaamb.openjustice.be/nl/wet-van-25-november-2021_n2021033910)



De belastingaftrek voor koolstofvrije personenauto's zal ook geleidelijk worden verminderd vanaf 2026 (67,5% aftrek)<sup>24</sup>.

De integratie van hernieuwbare energiebronnen vormt echter eveneens een uitdaging voor het

bestaande energiesysteem:

- grootschalige hernieuwbare productie bevindt zich veelal ver van de grote consumptiecentra, waardoor bijkomende infrastructuur noodzakelijk is;
- het variabele karakter van bepaalde hernieuwbare energiebronnen vormt een uitdaging voor de uitbating van het systeem.

Om de energietransitie te vergemakkelijken, heeft België onlangs opnieuw de mogelijkheid onderzocht om de emissielimieten opgelegd door Verordening (EU) 943/2019 te verlagen in het kader van het capaciteitsvergoedingsmechanisme. Daartoe werd in juni 2022 een eerste openbare raadpleging gelanceerd, waarin 5 specifieke emissiereductietrajecten werden voorgesteld om tegen 2050 koolstofneutraliteit te bereiken<sup>25</sup>. Een kosten-batenanalyse van deze 5 trajecten, uitgevoerd in december 2022, concludeert enerzijds dat deze trajecten zouden leiden tot een toename van de thermische energieproductie elders in Europa ter vervanging van de Belgische centrales, wat zou leiden tot een zeer kleine totale CO<sub>2</sub>-reductie en een aanzienlijke toename van de Belgische afhankelijkheid van invoer, en anderzijds dat de vermindering van de CO<sub>2</sub>-uitstoot die wordt bereikt als gevolg van de trajecten een zeer hoge kostprijs met zich meebrengt voor de samenleving en voor de Belgische klanten, die met een aanzienlijke stijging van de prijs van elektriciteit en van capaciteit zouden geconfronteerd worden. In de context van een gekoppelde energiemarkt zou deze verlaging van de CRM-emissielimieten op Europees niveau moeten worden doorgevoerd. België heeft de jaarlijkse emissielimiet echter al afhankelijk gemaakt van een specifiek emissieplafond van 600 gCO<sub>2</sub>/kWh, om de meest vervuilende eenheden uit te sluiten van het Belgische CRM. Deze eerste specifieke emissielimiet die de toegang tot de jaarlijkse emissiedrempel afbakt, moet worden gezien als het eerste plateau in een vijfjarig plateau-traject dat gericht is op het bereiken van koolstofneutraliteit tegen 2050.

### 1.3. Beleid van de Gewesten

Bovendien zullen een aantal gewestelijke maatregelen een grote impact hebben op het stijgende elektriciteitsverbruik en dus op de bevoorradingszekerheid in België. Het gaat onder andere om:

- het verbod op de verkoop van auto's met verbrandingsmotor in Vlaanderen vanaf 2029, alsook de invoering van een aantal steeds strengere lage-emissiezones in verschillende grote Belgische steden,
- het toekennen in Vlaanderen van een premie van €5.000 voor de aankoop van een elektrische auto vanaf 2024,
- de premie voor de installatie van thuisbatterijen die in Vlaanderen van kracht was tot maart 2023. Alleen al voor het jaar 2021 heeft deze premie de installatie van meer dan 16.000 thuisbatterijen in Vlaanderen gedeeltelijk gefinancierd,
- In Wallonië werd op 21 maart 2023 het Plan Air Climat Energie (PACE) 2030<sup>26</sup> aangenomen dat een aantal maatregelen bevat om de energietransitie te bevorderen, waaronder de afschaffing van subsidies voor fossiele brandstoffen,
- In Brussel zal de installatie van stookolieketels vanaf 1 juni 2025 verboden zijn, terwijl dieselauto's vanaf 2030 volledig verboden zullen worden.

---

<sup>24</sup> <https://vanpeteghem.belgium.be/nl/minister-van-peteghem-zorgt-met-vergroening-van-bedrijfswagens-voor-kickstart-richting-fossielvrij>

<sup>25</sup> <https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/Raadpleging-reductietraject-CO2-emissielimieten-vanaf-2023.pdf>

<sup>26</sup> <https://energie.wallonie.be/servlet/Repository/pace-2030-adopte-gw-21-mars-2023.pdf?ID=73812>

Ook andere gewestelijke maatregelen kunnen een neerwaarts effect hebben op het niveau van het jaarlijks elektriciteitsverbruik of piekverbruik, bijvoorbeeld de verplichting om energierenovaties uit te voeren in Vlaanderen als het aangekochte goed een "E" of "F" EPB-certificaat heeft, terwijl in Brussel het einde van slecht geïsoleerde woningen met een "F" of "G" EPB-certificaat gepland is voor 2033. Wallonië heeft een vergelijkbaar systeem van EPB-vereisten, met bijvoorbeeld de verplichting om EPB D te bereiken binnen 5 jaar na de eigendomsoverdracht van de woning vanaf 2026 zoals uiteengezet in PACE 2030. Daarnaast voorziet het plan in de grootschalige ontwikkeling van hernieuwbare energiebronnen.

Vanuit het oogpunt van de bevoorradingszekerheid is het erg belangrijk om ook het implementatieplan voor slimme meters in elk Gewest te volgen, aangezien deze een enorm potentieel voor flexibiliteit deblokkeren dat in de loop der jaren alleen maar zal toenemen met de ontwikkeling van warmtepompen, elektrische auto's, zonnepanelen en batterijen.

Het Vlaams Gewest is van plan om vóór juli 2029 alle traditionele meters te vervangen door slimme meters, terwijl in Wallonië 80% van de klanten met een gestandaardiseerd jaarverbruik van 6.000 kWh of meer, of de klanten met een netto ontwikkelbare elektriciteitsproductiecapaciteit van 5 kWe of meer, of de publiek toegankelijke oplaadpunten, tegen 2030 over slimme meters moeten beschikken.

Naast maatregelen met betrekking tot het verbruik zijn er in Brussel nog steeds premies via de toekenning van groenestroomcertificaten voor de installatie van zonnepanelen. Vlaanderen werkt ook aan een Zonneplan 2025 om de fotovoltaïsche capaciteit te stimuleren. Voor Wallonië zal het principe van de "terugdraaiende teller" van toepassing zijn op de nieuwe installaties tot 31 december 2023. Deze gewestelijke premies bevorderen de ontwikkeling van nieuwe capaciteit of opslag en hebben een positieve invloed op de toereikendheid van elektriciteit van België.

## 1.4. Internationaal beleid

Op internationaal en Europees niveau werden de laatste jaren belangrijke stappen gezet. Deze stappen geven het Belgische energiebeleid mede vorm en beïnvloeden ons elektriciteitsstelsel.

### 1.4.1. Het klimaatakkoord van Parijs

Met het internationaal klimaatakkoord van Parijs, dat in december 2015 werd afgesloten, wordt het wereldwijde optreden tegen de gevaren van klimaatverandering versterkt. De ondertekenende landen verbinden zich ertoe om de stijging van de gemiddelde wereldwijde temperatuur, in vergelijking met de pre-industriële niveaus van de planeet, ruim onder 2°C te houden, en ze beogen het te beperken tot 1,5°C. De eerste evaluatie van deze overeenkomst vond plaats tijdens de COP 28 in Dubai<sup>27</sup>, die eind 2023 plaatsvond.

### 1.4.2. COP28 in Dubai

De conferentie over klimaatverandering van 2023 werd van 30 november tot 12 december in Dubai gehouden. Op deze 28<sup>ste</sup> Conferentie van de Partijen werd de doelstelling om de opwarming van de aarde te beperken tot 1,5°C herbevestigd. Deze doelstelling maakte al deel uit van eerdere overeenkomsten. Wat fossiele brandstoffen betreft, voorziet het akkoord in een overgang, maar niet in een uitstap van fossiele brandstoffen:

*"Een eerlijke, ordelijke en rechtvaardige transitie weg van fossiele brandstoffen in energiesystemen, met een versnelling in dit kritiek decennium om tegen 2050 het net zero-doel te bereiken in lijn met de wetenschappelijke gegevens".*

Tot slot zijn ook de geleidelijke vermindering van steenkool, die al was opgenomen in de COP26-overeenkomst in Glasgow, en een toename van de productie van koolstofarme energie, zoals hernieuwbare energie, kernenergie en het gebruik van koolstofafvang en -opslag, in de overeenkomst opgenomen.

---

<sup>27</sup> <https://unfccc.int/fr/cop28>

### 1.4.3. North Sea Summit

De eerste topconferentie vond plaats in 2022 in Esbjerg, Denemarken, een stad die wereldwijd bekend staat voor zijn offshore industrie. Tijdens deze eerste editie ondertekenden de 4 stichtende leden (België, Denemarken, Duitsland en Nederland) een overeenkomst om de “North Sea Coalition” te vormen met als doel hun afhankelijkheid van fossiele brandstoffen te verminderen. De topconferentie resulteerde in een overeenkomst om de productiecapaciteit van offshore windenergie te verviervoudigen tot 150 GW, i.e. het jaarlijkse verbruik van 150 miljoen Europeanen.

De tweede topconferentie vond plaats op 24 april 2023 in Oostende, waarbij verschillende leden toetraden tot de coalitie. Frankrijk, het Verenigd Koninkrijk, Noorwegen, Luxemburg en Ierland hebben zich aangesloten bij de stichtende leden om de grootste energiecoalitie rond de Noordzee te vormen. Een van de grootste uitdagingen van de coalitie bestaat erin de transmissie van de geproduceerde elektriciteit mogelijk te maken, zodat elke burger in deze landen kan genieten van deze hernieuwbare energie.

Op deze tweede topconferentie heeft de coalitie zich ertoe verbonden de offshore productiecapaciteit in 2050 drastisch te verhogen tot 300 GW, met een tussentijdse doelstelling van 120 GW tegen 2030. Deze ontwikkeling van de windenergiecapaciteit zal ook de productie van hernieuwbare waterstof mogelijk maken.

België is er trots op deel uit te maken van deze coalitie en zich te engageren om haar windenergiecapaciteit te verhogen. Dit zal de toekomstige bevoorradingszekerheid garanderen door de afhankelijkheid van fossiele brandstoffen en de CO<sub>2</sub>-uitstoot door elektriciteitsopwekking te verminderen.

### 1.4.4. Europees voorzitterschap van België

Van 1 januari 2024 tot 30 juni 2024 zal België het Voorzitterschap van de Raad waarnemen en zal het dus de Europese agenda moeten sturen en de promotie van de samenwerking tussen de lidstaten moeten garanderen. Een aantal van de besproken thema's hebben betrekking op energie en zullen van nabij opgevolgd worden door de AD Energie van de FOD Economie.

Allereerst zal een van de doelstellingen zijn om de huidige wetgevingsagenda te voltooien, waaronder de hervorming van de elektriciteitsmarkt<sup>28</sup>, het gaspakket<sup>29</sup>, de uitbreiding van noodmaatregelen<sup>30</sup> en de oprichting van een waterstofbank<sup>31</sup>.

Daarnaast zijn de prioriteiten voor dit voorzitterschap de bevoorradingszekerheid van medische radio-isotopen, het stimuleren van innovatie in Europa, het ontwikkelen van offshore windenergie en duurzame energie-infrastructuren, en tot slot het vergemakkelijken van de uitwisseling van waterstof op internationaal niveau.

De AD Energie zal elk van deze kwesties uiteraard in het oog houden, maar wat de bevoorradingszekerheid van elektriciteit betreft, zal het zich vooral focussen op de hervorming van de elektriciteitsmarkt, de uitbreiding van de noodmaatregelen en de ontwikkeling van offshore energie.

Deze kwesties hebben een grote invloed op de bevoorradingszekerheid. Een voorbeeld is o.a. de ontwikkeling van offshore windenergie, die de behoefte aan fossiele capaciteit vermindert en een grotere productiecapaciteit mogelijk maakt. Wat de hervorming van de elektriciteitsmarkt betreft, hebben verschillende maatregelen een directe impact op de toereikendheid in België. Deze hervorming

---

<sup>28</sup><https://www.consilium.europa.eu/en/policies/electricity-market-reform/#:~:text=The%20reform%20of%20the%20electricity%20market%20was%20first%20presented%20by,in%20the%20wholesale%20energy%20market.>

<sup>29</sup>[https://energy.ec.europa.eu/topics/markets-and-consumers/market-legislation/hydrogen-and-decarbonised-gas-market-package\\_en](https://energy.ec.europa.eu/topics/markets-and-consumers/market-legislation/hydrogen-and-decarbonised-gas-market-package_en)

<sup>30</sup>[https://energy.ec.europa.eu/news/commission-prolongs-energy-emergency-measures-12-months-2023-11-28\\_en](https://energy.ec.europa.eu/news/commission-prolongs-energy-emergency-measures-12-months-2023-11-28_en)

<sup>31</sup> [https://energy.ec.europa.eu/news/commission-outlines-european-hydrogen-bank-boost-renewable-hydrogen-2023-03-16\\_en](https://energy.ec.europa.eu/news/commission-outlines-european-hydrogen-bank-boost-renewable-hydrogen-2023-03-16_en)

is met name gericht op het bevorderen van actieve vraagrespons en batterijen in capaciteitsvergoedingsmechanismen, de ontwikkeling van *Contracts for difference* alsook *Power Purchase Agreements*, wat de investeringen in hernieuwbare technologieën zou moeten vergemakkelijken.

De Europese Commissie heeft overigens een studie gelanceerd over de belemmeringen voor de deelname van actieve vraagrespons aan de elektriciteitsmarkt en aan de capaciteitsvergoedingsmechanismen<sup>32</sup> in samenwerking met Grimaldi Alliance. België van haar kant heeft het voortouw genomen en heeft reeds via een studie de optimale vorm die de *Power Purchase Agreements* zouden moeten aannemen volgens de toekomstige hervorming van de elektriciteitsmarkt overwogen. Tot slot wordt in de noodmaatregelen<sup>33</sup> voorzien om de toekenning van vergunningen voor hernieuwbare projecten te vergemakkelijken, wat de ontwikkeling van nieuwe capaciteiten dus zou moeten vergemakkelijken<sup>34</sup>. Het is belangrijk om op te merken dat er momenteel een wijziging van de elektriciteitswet aan de gang is op Belgisch niveau om de toekenning van vergunningen eveneens te vergemakkelijken, wat de inspanningen van België aantoont om de ontwikkeling van nieuwe capaciteiten te versnellen en aan de toekomstige vraag naar elektriciteit te voldoen.

### 1.4.5. Europese Unie

Op Europees niveau werd reeds in 2009 overeengekomen om tegen 2050 de uitstoot van broeikasgassen terug te dringen met 80-95% ten opzichte van het niveau van 1990. Dit is een doelstelling die België ook steunt.

In het kader van haar visie 2030 op energie en klimaat, publiceerde de Europese Commissie in 2015 het strategische kader voor een veerkrachtige energie-unie, uitgerust met een toekomstgericht beleid inzake klimaatverandering. Het doel van deze strategie is ervoor te zorgen dat de consumenten in de Europese Unie toegang hebben tot een veilige, duurzame, concurrentiële en betaalbare energie, hetgeen een diepgaande verandering in het Europese energiesysteem vereist. Het strategisch kader voor deze Energie-unie is gebaseerd op 5 pijlers:

- bevoorradingszekerheid, gebaseerd op solidariteit en vertrouwen;
- een volledig geïntegreerde Europese energiemarkt;
- energie-efficiëntie die bijdraagt tot matiging van de vraag;
- het koolstofarm maken van de energiemix van de EU;
- onderzoek en innovatie.

Europa streeft er bijgevolg naar om een geïntegreerde energiemarkt te creëren teneinde de mededinging te stimuleren, de efficiëntie van de markt te vergroten en betaalbare prijzen te bieden aan de consumenten, terwijl tegelijkertijd de Europese afhankelijkheid van fossiele brandstoffen wordt verminderd.

In december 2019 stelde de Europese Commissie de *European Green Deal*<sup>35</sup> voor die bestaat uit een geheel van maatregelen die de burgers en de bedrijven van de EU zouden moeten toelaten om van een duurzame ecologische transitie te genieten. Deze maatregelen zullen vergezeld gaan van een eerste roadmap met een reeks belangrijke beleidsmaatregelen, van de ambitieuze emissiereductie tot investeringen in toponderzoek en -innovatie, om de natuurlijke omgeving van Europa te beschermen<sup>36</sup>.

Anderzijds wil Europa de Energie-unie uitrusten met een geïntegreerd bestuurs- en controleproces om ervoor te zorgen dat energieregerelateerde acties bijdragen tot de doelstellingen van de Energie-unie. De doelstellingen tegen 2030 moeten worden geïntegreerd in een strategische visie tegen 2050 waarin de EU ernaar streeft klimaatneutraal te zijn.

Zoals hierboven vermeld moet elke lidstaat een nationaal geïntegreerd Energie-Klimaatplan 2030 voor de Europese Commissie opstellen. Dit plan werd eind 2019 aangenomen en het bepaalt de beoogde doelstellingen, de beleidslijnen en de maatregelen, alsmede een becijferd scenario van de impact van

<sup>32</sup> <https://eu-demandresponsebarriers-project.eu/>

<sup>33</sup> [https://energy.ec.europa.eu/news/commission-prolongs-energy-emergency-measures-12-months-2023-11-28\\_en](https://energy.ec.europa.eu/news/commission-prolongs-energy-emergency-measures-12-months-2023-11-28_en)

<sup>34</sup> [https://energy.ec.europa.eu/system/files/2023-11/COM\\_2023\\_763\\_1\\_EN\\_ACT\\_part1\\_v8.pdf](https://energy.ec.europa.eu/system/files/2023-11/COM_2023_763_1_EN_ACT_part1_v8.pdf)

<sup>35</sup> [https://ec.europa.eu/info/sites/info/files/european-green-deal-communication\\_en.pdf](https://ec.europa.eu/info/sites/info/files/european-green-deal-communication_en.pdf)

<sup>36</sup> [https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal\\_nl](https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal_nl)

deze maatregelen naast een WEM-scenario. Dit plan moet tegen juni 2024 worden bijgewerkt in overeenstemming met de Europese regelgeving.

Op 14 juli 2021 stelde de Commissie 14 maatregelen van het "Fit-for-55"-pakket voor met als doel concrete acties voor te stellen opdat de EU haar CO<sub>2</sub>-reductiedoelstelling voor 2030 van 55% onder het niveau van 1990 behaalt. Verschillende van deze maatregelen hebben een grote impact op de Belgische elektriciteitsmarkt. Deze omvatten energie-efficiëntiemaatregelen om het eindenergieverbruik in 2030 met 11,7% te verlagen ten opzichte van de prognoses voor 2020, de ontwikkeling van hernieuwbare energiebronnen met een toename van de energieproductie uit hernieuwbare bronnen, en wijzigingen in het emissiehandelssysteem van de Europese Unie en het mechanisme voor koolstofcorrectie aan de grens.

Bovendien is het verlangen van de EU naar energieonafhankelijkheid versterkt door de oorlog tussen Oekraïne en Rusland. De oorlog benadrukte immers de extreme afhankelijkheid van de EU van Russische brandstoffen zoals olie en gas en zette de EU ertoe aan het RePowerEU-plan te introduceren als onderdeel van de *European Green Deal*. Dit plan is gebaseerd op de hierboven gedefinieerde doelstellingen in het kader van het "Fit-for-55"-pakket en voegt de volgende acties toe:

- energie besparen
- leveringen diversifiëren
- fossiele brandstoffen snel vervangen door Europa's overgang naar schone energie te versnellen
- investeringen en hervormingen verstandig combineren

Bovenstaande doelstellingen hebben niet alleen een impact op de Belgische context, maar geven uiteraard ook vorm aan het energiebeleid in de ons omringende landen.

De Raad heeft op 9 oktober 2023<sup>37</sup> een nieuwe richtlijn aangenomen om de doelstellingen op het gebied van schone energie verder te verwezenlijken en heeft het aandeel van hernieuwbare energie in de elektriciteitsproductie op 42,5% vastgesteld, met een aanvullend indicatieve doelstelling van 2,5% voor elke lidstaat.

Daarnaast is een aantal maatregelen genomen om de ontwikkeling van hernieuwbare energie verder te stimuleren in het kader van REPowerEU, waaronder een snellere procedure voor het toekennen van vergunningen voor hernieuwbare energie in de EU. Bovendien worden deze vergunningen vereenvoudigd en zullen ze onder het "hoger openbaar belang" vallen, waardoor de gronden voor juridische bezwaren tegen nieuwe installaties worden beperkt.

Europa heeft ook zeer grote ambities op het gebied van offshore windenergie in de Noordzee, zoals blijkt uit de *North Sea Summits* in Esbjerg in 2022 en in Oostende in 2023, zoals hierboven beschreven.

Op Europees niveau worden voortdurend verschillende maatregelen ontwikkeld. Hieronder valt ook het nieuwe *Wind Power package* dat de Commissie op 24 oktober 2023 heeft voorgesteld<sup>38</sup>. Er zijn twee initiatieven voorgesteld om de ontwikkeling en ontplooiing van de windenergie-industrie te versnellen.

Het eerste initiatief betreft het actieplan COM/2023/669<sup>39</sup> en is gebaseerd op de volgende 6 pijlers:

- snellere uitrol door meer voorspelbaarheid en snellere vergunningverlening;
- betere opzet van veilingen;
- toegang tot financiering;
- een billijke en competitieve internationale omgeving creëren;
- ontwikkeling van vaardigheden;
- betrokkenheid van de industrie en toezeggingen van de lidstaten;

De Commissie heeft ook een mededeling gepubliceerd (COM/2023/668)<sup>40</sup> waarin de noodzaak van investeringen in offshore windenergie wordt bevestigd. De totale cumulatieve geïnstalleerde capaciteit is 16,3 GW. Dit betekent dat de nieuwe offshore capaciteiten in de EU met gemiddeld 12 GW per jaar

<sup>37</sup><https://www.consilium.europa.eu/fr/press/press-releases/2023/10/09/renewable-energy-council-adopts-new-rules/>

<sup>38</sup> [https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/eu-wind-energy\\_en](https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/eu-wind-energy_en)

<sup>39</sup> [https://energy.ec.europa.eu/publications/european-wind-power-action-plan\\_en](https://energy.ec.europa.eu/publications/european-wind-power-action-plan_en)

<sup>40</sup>[https://energy.ec.europa.eu/publications/communication-delivering-eu-offshore-renewable-energy-ambition\\_en](https://energy.ec.europa.eu/publications/communication-delivering-eu-offshore-renewable-energy-ambition_en)

moeten toenemen. Dit is een vertienvoudiging ten opzichte van de 1,2 GW die in 2022 is geïnstalleerd. De Commissie identificeert 6 gebieden waar verbeteringen nodig zijn om de ontplooiing van offshore windenergie te versnellen:

- Versterking van de netwerkinfrastructuur en van regionale samenwerking;
- Snellere vergunningverlening;
- Geïntegreerde maritieme ruimtelijke ordening waarborgen;
- Versterking van de weerbaarheid van de infrastructuur;
- Onderzoek en innovatie ter ondersteuning van offshore-energie;
- Ontwikkeling van toeleveringsketens en vaardigheden;

Bovendien heeft de Commissie op 28 november 2023 een *Grid Action Plan* voorgesteld om de elektriciteitsnetwerken in Europa te ontwikkelen en ze stabiel, efficiënter en geïnterconnecteerd te maken om de energietransitie te ondersteunen en aan burgers en bedrijven goedkopere elektriciteit te leveren.

De acties die de Commissie voorstelt om de decarbonisatie-doelstellingen voor 2030 te halen, zijn:

- projecten van gemeenschappelijk belang sneller uitvoeren en nieuwe projecten ontwikkelen;
- de langetermijnplanning van netten verbeteren;
- regelgevingsstimulansen invoeren door middel van grensoverschrijdende kostendeling voor offshore-projecten;
- beter gebruik van de netten stimuleren;
- de toegang tot financiering voor relevante projecten verbeteren;
- snellere vergunningverlening voor de ontwikkeling van netwerken stimuleren;
- de netwerktoeleveringsketens verbeteren en beveiligen;

Tot slot zijn er de noodmaatregelen die de Raad heeft aangenomen om de energieprijzen<sup>41</sup> en de afhankelijkheid van Rusland tijdens de winter van 2022-2023 te verminderen. Er is een vrijwillige doelstelling vastgesteld om het elektriciteitsverbruik met 10% te verminderen en een bindende doelstelling om het piekverbruik van elektriciteit tussen 1 december 2022 en 30 maart 2023 met 5% te verminderen<sup>42</sup>. Voor dezelfde periode had de Raad besloten tot een bindende vermindering van het gasverbruik met 15%, en deze doelstelling werd op vrijwillige basis met een jaar verlengd<sup>43</sup>, met de mogelijkheid om ze bindend te maken als er een "EU-alarm" voor de bevoorradingszekerheid zou worden afgekondigd.

Tot slot is het uiterst belangrijk om het Europese beleid, dat een zeer sterke invloed heeft op de Belgische elektriciteitsmarkt en een impact kan hebben op de bevoorradingszekerheid, op de voet te volgen. Daarom volgt de AD Energie van nabij de huidige discussies over de hervorming van de elektriciteitsmarkt in de EU, waarvan verschillende maatregelen een effect zouden kunnen hebben op de toereikendheid van de elektriciteitsvoorziening in België, zoals hierboven vermeld. De Raad heeft hierover op 17 oktober 2023 een akkoord bereikt<sup>44</sup>.

## 2. Gegevens over de elektriciteitsmarkt in België

### 2.1. Vraag

Afbeelding 1 illustreert de historische vraag en de evolutie ervan tot 2035. Deze gegevens komen uit de *Adequacy and Flexibility study* van Elia van juni 2023. Zoals te zien is, verwacht de netbeheerder een

---

<sup>41</sup><https://www.consilium.europa.eu/nl/press/press-releases/2022/09/30/council-agrees-on-emergency-measures-to-reduce-energy-prices/>

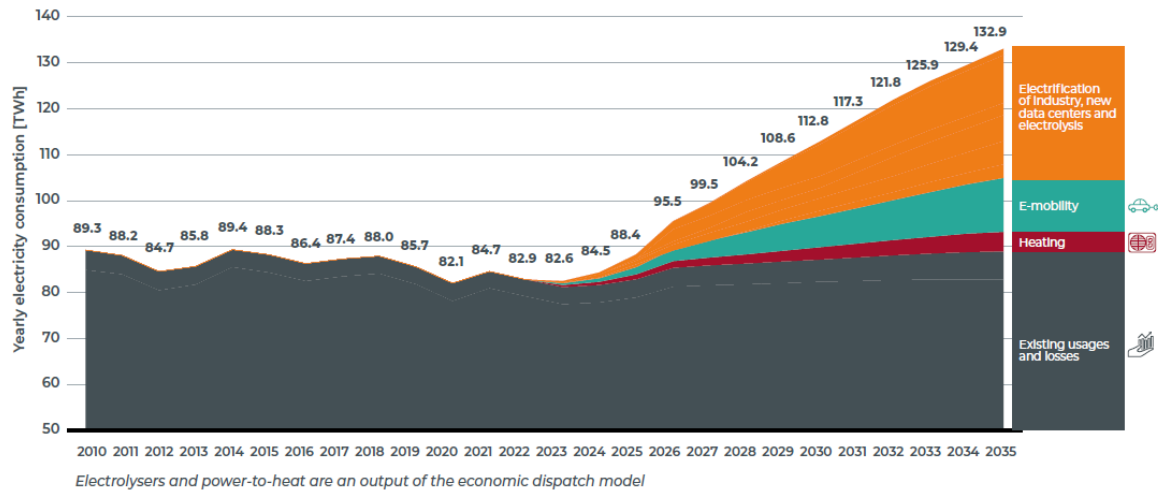
<sup>42</sup> <https://economie.fgov.be/nl/themas/energie/monitoring-van-de-europese/monitoring-van-de-europese>

<sup>43</sup><https://www.consilium.europa.eu/nl/press/press-releases/2023/03/30/council-formally-adopts-15-gas-demand-reduction-target/>

<sup>44</sup> <https://www.consilium.europa.eu/fr/press/press-releases/2023/10/17/reform-of-electricity-market-design-council-reaches-agreement/>

grote elektrificatie van de samenleving, met een toename van het elektriciteitsverbruik in de industrie en de transportsector in het bijzonder. Deze elektrificatie wordt uiteraard gestimuleerd door de Europese klimaatdoelstellingen die in hoofdstuk 2 van dit document worden genoemd.

## 1. ÉLECTRICITÉ EN BELGIQUE : CONSOMMATION ANNUELLE HISTORIQUE ET PROJECTION POUR LE FUTUR

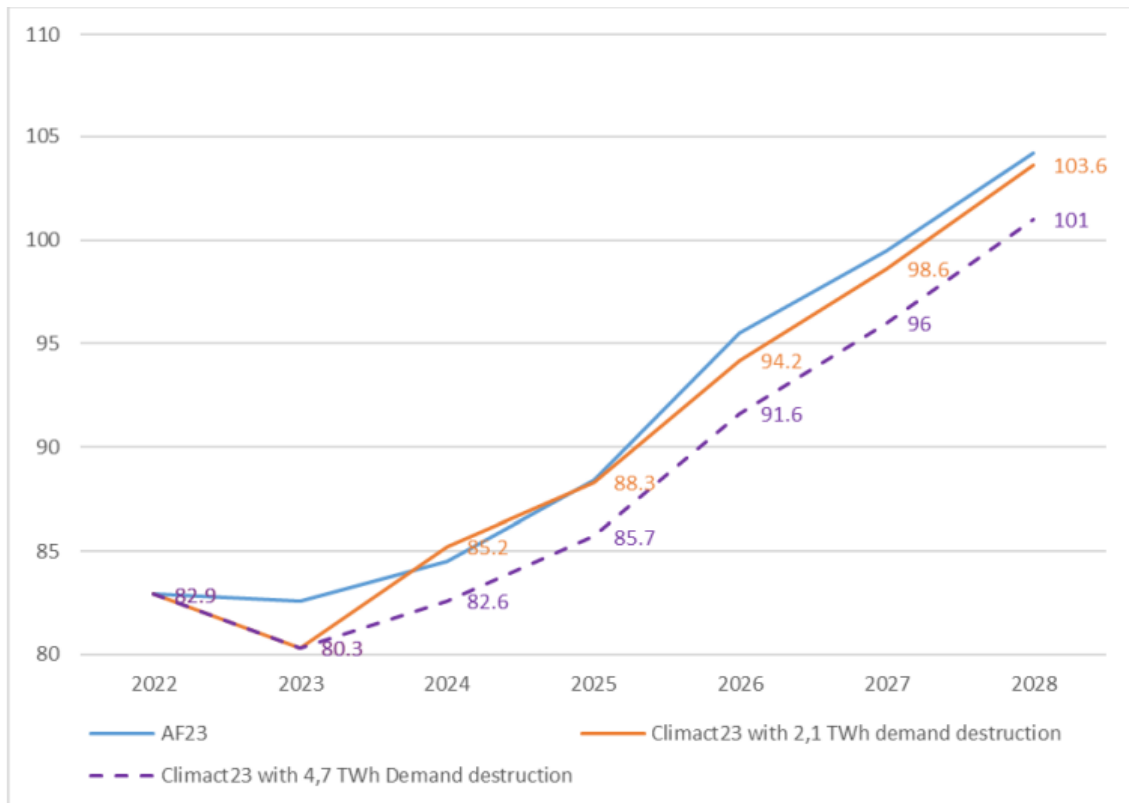


Afbeelding 1 Historisch jaarlijks elektriciteitsverbruik en prognose voor de toekomst uit de Adequacy and Flexibility-studie 2023

Elia heeft de elektriciteitsvraag in België in augustus 2023 geactualiseerd in samenwerking met de consultant Climact om een scenario te kunnen aanbevelen in het kader van de kalibratie van de vraagcurve voor de Y-1 veiling van het leveringsjaar 2025-2026 en de Y-4 veiling van het leveringsjaar 2028-2029 van het capaciteitsvergoedingsmechanisme in België. De vraag in 2023 zou lager liggen dan geraamd in de Adequacy and Flexibility-studie van Elia. Climact concludeert dat deze daling van de vraag te wijten is aan de vernietiging van de vraag van 2,1 TWh. Deze daling van de vraag is het resultaat van de verlenging van vraagbeperkende initiatieven die werden genomen in de nasleep van de energiecrisis en de extreem hoge prijzen van 2022. De nieuwe vraagcurve zou dan een vergelijkbaar traject volgen, vanwege lagere prijsniveaus ten opzichte van de hypothesen in de Adequacy and Flexibility-studie. De CREG was het echter niet helemaal eens met de hypothesen van Climact en vond dat de vernietiging van de vraag onderschat werd omdat de berekening rekening hield met een vertraging van één jaar in het prijselasticiteitseffect van de residentiële en tertiaire sectoren, zoals te zien is in afbeelding 2. De CREG heeft daarom voorgesteld een scenario te nemen dat gebaseerd is op een vernietiging van de vraag met 4,7 TWh.

Tot slot besliste de minister om het voorstel van de CREG te volgen voor de leveringsperiode 2025-2026 en om voor het Y-1 veilingsscenario rekening te houden met het gemiddelde tussen het voorstel van de CREG en de aanbeveling van Elia voor de leveringsperiode 2028-2029 als voorzorgsmaatregel voor de bevoorradingszekerheid.

Deze zeer grote verschillen en wijzigingen in de prognoses op een zeer korte tijdsperiode tonen aan hoe moeilijk het is om het nationale elektriciteitsverbruik op voorhand te voorspellen, en dus hoe noodzakelijk het is om de bevoorradingszekerheid in België voortdurend op te volgen en te controleren.

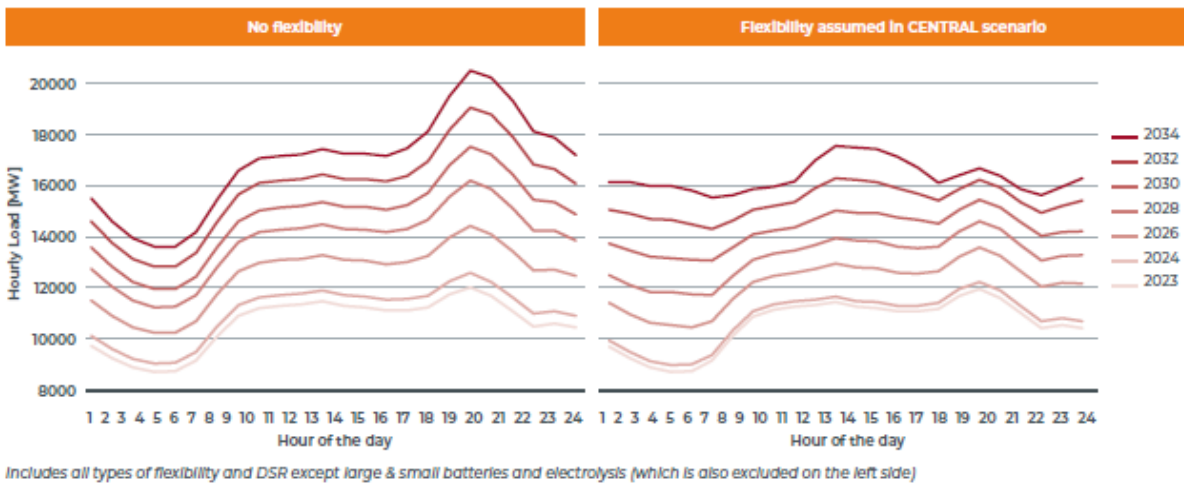


Figuur 2 Toekomstig elektriciteitsverbruik geschat door Climact met een vraagvernietiging van 4,7 TWh zoals voorgesteld door de CREG (C)2630

De verdeling van het elektriciteitsverbruik is ook een uiterst belangrijke maatregel om de behoefte te beoordelen en de bevoorradingszekerheid te kunnen garanderen. Hoe hoger de pieken, hoe groter de behoefte aan capaciteit. Een grotere flexibiliteit maakt het mogelijk om deze pieken te verminderen en zo de bevoorradingszekerheid te garanderen zonder de productiecapaciteit te moeten verhogen. Dit verschijnsel is te zien in de grafiek hieronder, met links de benodigde capaciteit voor elk uur van de dag zonder flexibiliteit. Met flexibiliteit laat de rechterkant van de grafiek zien dat de benodigde piekcapaciteit drastisch afneemt.



FIGURE 3-52 — HOURLY DEMAND DURING AN AVERAGE WINTER'S DAY FOR BELGIUM IN THE CENTRAL SCENARIO – EXCLUDING AND INCLUDING FLEXIBILITY



Afbeelding 3 Vraagprofiel tijdens de winter in België afkomstig van de Adequacy and flexibility-studie 2023

## 2.2. Aanbod

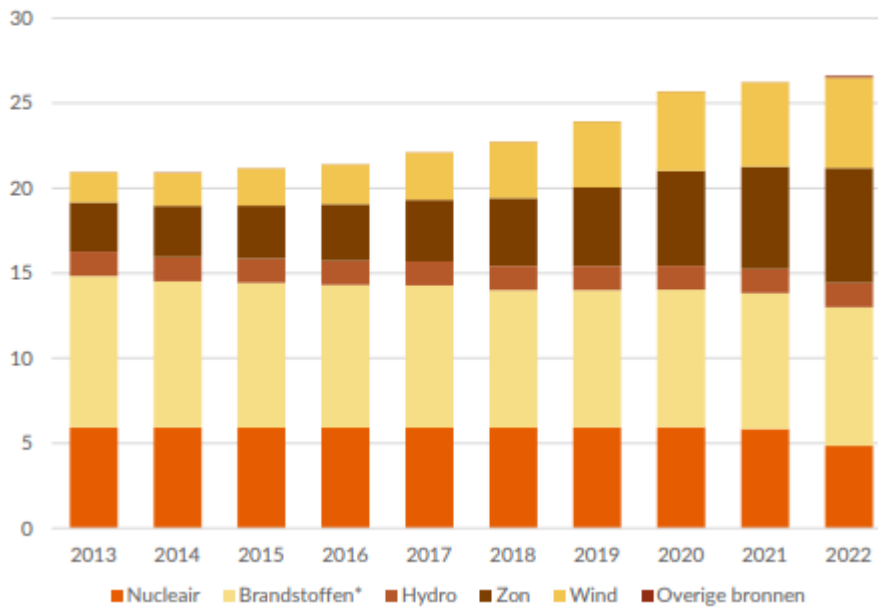
### 2.2.1. Geïnstalleerde elektriciteitscapaciteit (inclusief batterijen)

Afbeelding 4 hieronder toont de evolutie van 2013 tot eind 2022 van de geïnstalleerde elektriciteitscapaciteit in België en komt uit het "Energy Data Overview" van de winter van 2024, die de AD Energie van de FOD Economie verzameld heeft<sup>45</sup>. De geïnstalleerde capaciteit in België is gestegen van 20,9 GW in 2013 tot 26,6 GW in 2022. Hernieuwbare energiebronnen waren de belangrijkste dragers van deze stijging, en vertegenwoordigen 12,1 GW of 45,3% van de geïnstalleerde elektriciteitscapaciteit in België eind 2022. Daarentegen daalde de conventionele thermische (niet-nucleair) en nucleaire capaciteit met respectievelijk 0,7 GW en 1,1 GW.

Het is echter belangrijk erop te wijzen dat een toename van de totale geïnstalleerde capaciteit niet noodzakelijk leidt tot een toename van de elektriciteitsproductie, gezien het intermitterende karakter van hernieuwbare energie en de werking van de elektriciteitsmarkt.

<sup>45</sup><https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Publications/files/Belgian-Energy-Data-Overview-winter-2024.pdf>

## Verloop in GW



Afbeelding 4 Evolutie in GW van de productiecapaciteit in België

Wat kleinschalige opslagcapaciteit (residentiële batterijen) betreft, schat de netbeheerder de totale capaciteit op 350 MW tegen eind 2023. Deze schatting is voornamelijk gebaseerd op het aantal premies voor thuisbatterijen dat in Vlaanderen werd aangevraagd. Voor grootschalige opslag via batterijen schat Elia de geïnstalleerde capaciteit op 152 MW tegen eind 2023. De capaciteit van pompopslag is opgenomen in de categorie "Waterkracht" in afbeelding 4.

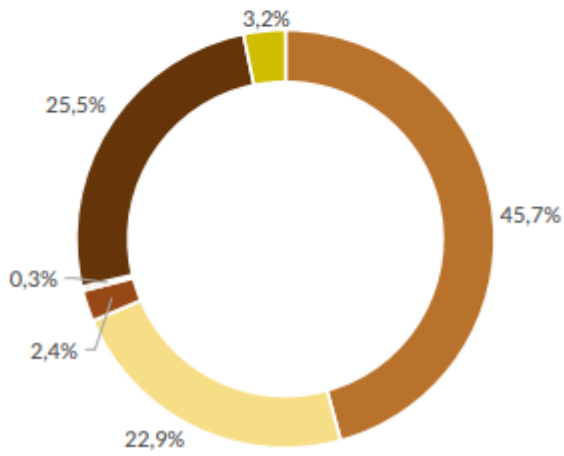
### 2.2.2. Bruto elektriciteitsproductie

Afbeeldingen 5 en 6 komen ook uit het Energy Data Overview van de AD Energie en tonen de totale bruto elektriciteitsproductie in 2022, alsook de uitsplitsing naar productiebron en de ontwikkeling ervan van 2013 tot 2022.

## Elektriciteit

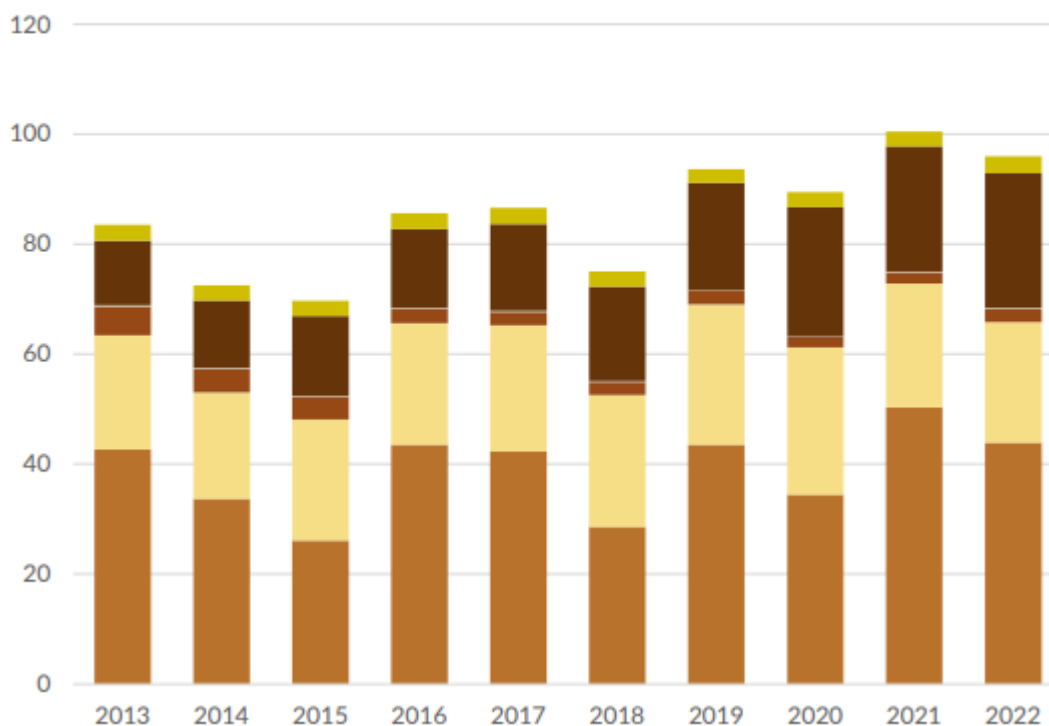
	TWh
Nucleair	43,9
Aardgas	21,9
Vaste fossiele brandstoffen en siderurgische gassen	2,3
Aardolieproducten	0,3
Hernieuwbare energie	24,4
Andere bronnen*	3,1
<b>Totaal</b>	<b>95,9</b>

\* Andere bronnen omvatten gepompte hydro, recuperatiewarmte, niet-hernieuwbaar afval en andere.



Afbeelding 5 Bruto elektriciteitsproductie per productiebron in 2022 in België

## Verloop in TWh

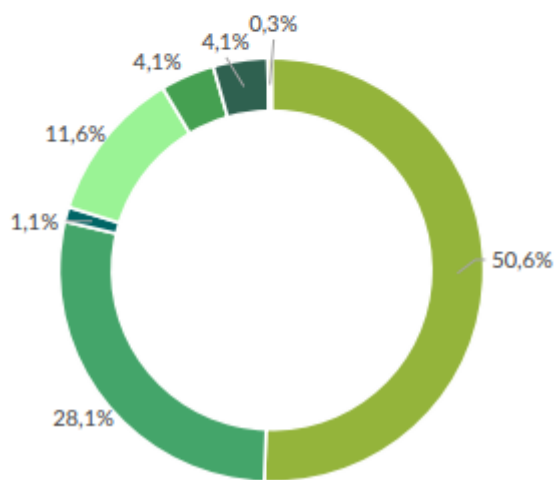


Afbeelding 6 Evolutie van de bruto elektriciteitsproductie per productiebron in België

De bruto elektriciteitsproductie in 2022 lag 4,5% lager dan in 2021, voornamelijk door de sluiting van Doel 3 in het najaar van 2022, waardoor de productie van elektriciteit uit kernenergie met 6,4 TWh daalde. Toch is 2022 het tweede jaar met de hoogste bruto elektriciteitsproductie, vooral dankzij de ontwikkeling van hernieuwbare energie. Tussen 2013 en 2022 is de elektriciteitsproductie uit hernieuwbare energiebronnen meer dan verdubbeld (+108,3% of +12,7 TWh). Omgekeerd is de elektriciteitsproductie op basis van aardolieproducten of vaste fossiele brandstoffen sterk gedaald, met respectievelijk 8,5% en 55,1%. Deze cijfers brengen de positieve vooruitgang die België boekt op weg naar koolstofneutraliteit onder de aandacht, ook al zijn er nog grote inspanningen nodig.

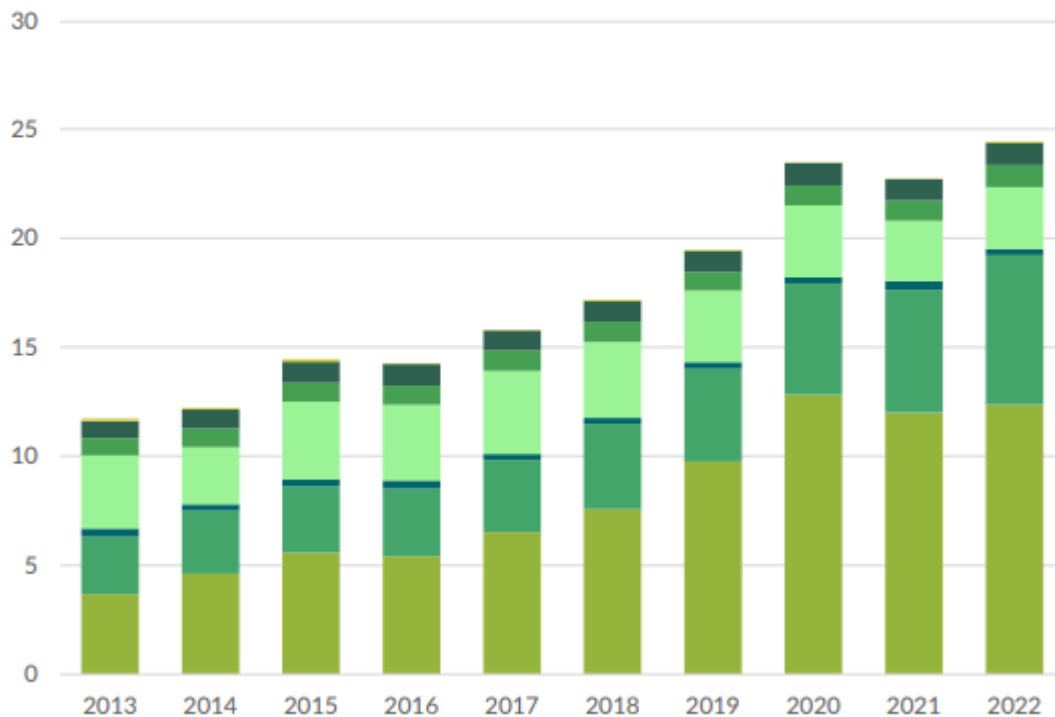
De onderstaande afbeeldingen 7 en 8 tonen overigens een meer gedetailleerde uitsplitsing van de verschillende hernieuwbare energiebronnen en hun evolutie in TWh sinds 2013. Deze gegevens werden opnieuw door de AD Energie in het Energy Data Overview van de zomer van 2023 verzameld.

Elektriciteit	TWh
Wind	12,4
Zon	6,9
Niet-gepompte hydro	0,3
Vaste biomassa	2,8
Hernieuwbare stedelijk afval	1,0
Biogas	1,0
Vloeibare biomassa	0,1
<b>Totaal</b>	<b>24,4</b>



Afbeelding 7 Bruto elektriciteitsproductie afkomstig van hernieuwbare energiebronnen in 2022

## Verloop in TWh



Afbeelding 8 Evolutie van de bruto elektriciteitsproductie per energiebron in België

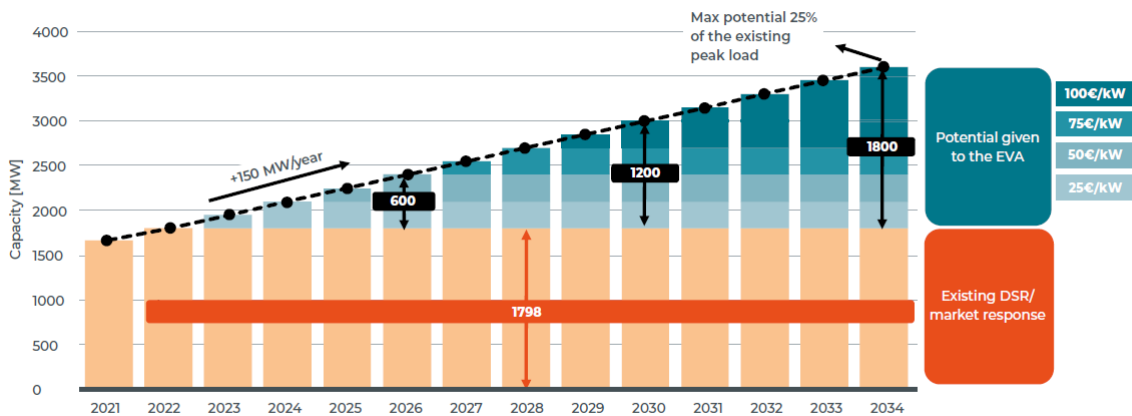
De productie van hernieuwbare elektriciteit is tijdens het laatste decennium sterk toegenomen. De elektriciteitsproductie op basis van zonne-energie kent, voor het vijfde opeenvolgende jaar, een duidelijke groei (+22,4%). Deze sterke stijging is onder andere te wijten aan het uitzonderlijk hoge aantal zonne-uren in 2022. De productie van windenergie is van 2021 tot 2022 met 3% gestegen, dankzij de installatie van bijkomende windmolenparken en ondanks uitzonderlijk lage windsnelheden in 2022.

Windenergie is de belangrijkste hernieuwbare energiebron, gedeeltelijk dankzij de offshore windmolenparken. Deze parken hebben 6,7 TWh aan elektriciteit gegenereerd in 2022, hetzij het equivalent van het verbruik van ongeveer 1.900.000 huishoudens (ervan uitgaande dat een gemiddeld huishouden 3.500 kWh aan elektriciteit verbruikt per jaar).

### 2.2.3. Marktrespons

Wat de *marktrespons* of actieve deelname aan de vraag betreft, schatte Elia in *de Adequacy and Flexibility-studie 2023* de huidige capaciteit op 1798MW, zoals weergegeven in de onderstaande grafiek. Dit volume zou in de loop der jaren constant blijven, maar met de mogelijkheid van bijkomende capaciteit voor actieve deelname aan de vraag bij een beoordeling van economische levensvatbaarheid. Tijdens de Working Group Adequacy op 25 augustus 2023 heeft de door Elia ingehuurd consultant E-CUBE een update voorgesteld van de bestaande actieve vraagresponscapaciteit, die geraamd werd op 1843 MW, hetzij een stijging met 8% ten opzichte van de raming die gebruikt werd in *de Adequacy and Flexibility-studie 2023*.

**FIGURE 3-22 — EXISTING DSR/MARKET RESPONSE AND CAPACITY POTENTIAL CONSIDERED IN THE CENTRAL SCENARIO**



Afbeelding 9 Vraagresponscapaciteit en het potentieel ervan volgens EVA

## 2.2.4. Toekomstige capaciteit

### Toekomstige capaciteit gecontracteerd in het CRM

Het capaciteitsvergoedingsmechanisme in België heeft het mogelijk gemaakt om aanzienlijke nieuwe capaciteit te contracteren en zal het mogelijk maken om de bevoorradingszekerheid voor de komende jaren te garanderen.

De veiling van 2021 heeft het mogelijk gemaakt om 2 CCGT-centrales (Les Awirs en Seraing) te contracteren voor een totaal van meer dan 1600 MW na toepassing van de reductiefactor. We kunnen ook de 40 MW aan nieuwe kleinschalige en grootschalige batterijcapaciteit vermelden die tijdens deze veiling werd geselecteerd. Al deze nieuwe capaciteit wordt vanaf 1 november 2025 op de markt verwacht.

De centrales van Awirs en Seraing zullen worden aangesloten op het 380kV-net van Rimièrre. Vandaag is er slechts één 220 kV-onderstation in Rimièrre, dat vanuit Gramme wordt gevoed door een luchtlijn met enkele draaistroomkabel via twee 380/220 kV-transformatoren. Netstudies hebben de nood aan een nieuw 380 kV-onderstation aangetoond, enerzijds omwille van de toename van de stromen op 220 kV en de stijging van de elektriciteitsproductie in de regio, en anderzijds om de bevoorradingszekerheid van de regio rond Luik te versterken en te garanderen. Dit nieuwe 380 kV GIS-onderstation in Rimièrre moet goed worden geïntegreerd in het 380 kV-hoogspanningsnet. Naast de bestaande draaistroomkabel, wordt er hiervoor een tweede draaistroomkabel getrokken tussen de onderstations Gramme en Rimièrre (380 kV). Dankzij deze tweede draaistroomkabel zal het onderstation altijd met voldoende betrouwbaarheid verbonden zijn met het hoogspanningsnet, zelfs bij een incident op een van de twee draaistroomkabels of tijdens onderhoud. In dit stadium wordt dit Elia-project voor de aansluiting voor de nieuwe centrale van Awirs ter goedkeuring voorgelegd aan de bevoegde overheid, met een geplande indienststelling voor 2025, op voorwaarde dat de nodige vergunningen tijdig worden verkregen<sup>46</sup>. In februari 2023 verleende de gedelegeerde ambtenaar van het Waalse Gewest de vergunning aan Elia, dat aankondigde dat het van plan was om rond augustus met de werkzaamheden te beginnen. Na een door de gemeente Nandrin ingesteld beroep heeft de Waalse minister Willy Borsus de vergunning in juni 2023 ingetrokken. Deze beslissing werd betwist door Elia, dat bijgevolg een vordering tot nietigverklaring indiende bij de Raad van State om de bevoorradingszekerheid van het land te garanderen<sup>47</sup>.

Bij de veiling van 2022 werd geen capaciteit geselecteerd omdat de vraagcurve volledig gedekt was en er geen nieuwe capaciteit hoefde te worden gecontracteerd ondanks biedingen van meer dan 1,2 GW.

<sup>46</sup> <https://www.elia.be/nl/infrastructuur-en-projecten/investeringsplannen/federaal-ontwikkelingsplan-2024-2034> Hoofdstuk 4.4.3.

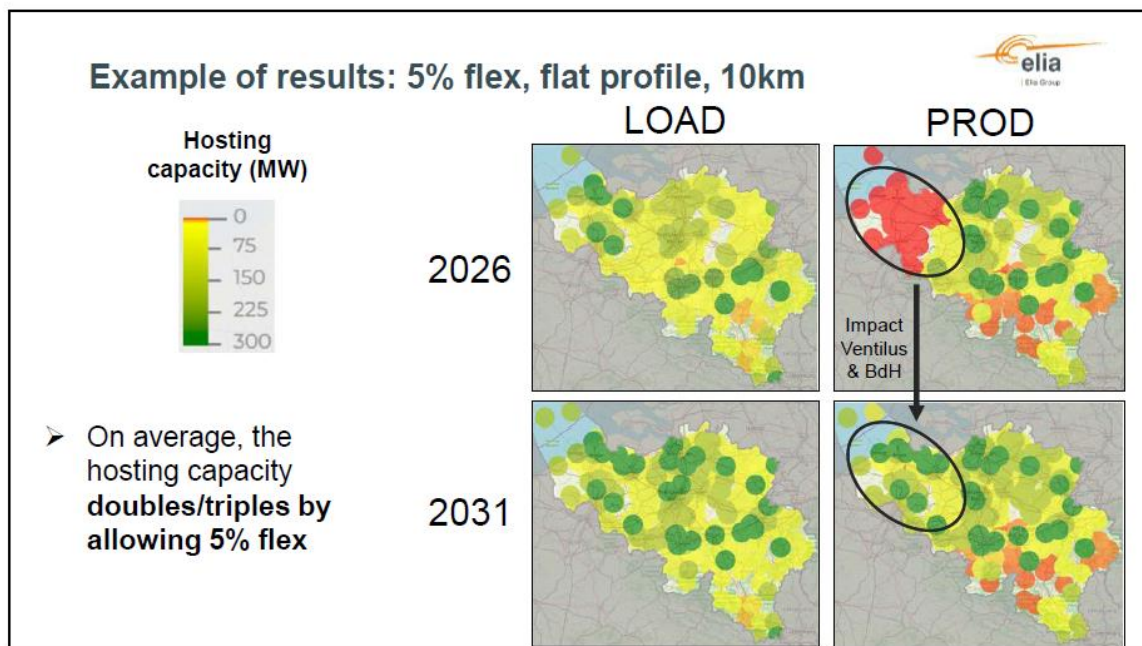
<sup>47</sup> [Versterking van de hoogspanningsluchtlijn Gramme-Rimièrre: Elia vecht de intrekking van de vergunning aan bij de Raad van State - L'Avenir \(lavenir.net\)](#)

De veiling van 2023 liet toe meer dan 360 MW aan nieuwe batterijen te contracteren en de centrale van Vilvoorde in OCGT-modus, wat staat voor 245 MW aan capaciteit, te verlengen. Deze capaciteit zal vanaf 1 november 2027 op de markt beschikbaar zijn.

Meer informatie over de resultaten van de CRM-veilingen is beschikbaar in hoofdstuk 5.

### Offshore windcapaciteit

Wat offshore windenergie betreft, zal 700 MW aan offshore windcapaciteit beschikbaar zijn vanaf 2029, waarbij de eerste windturbine eind 2028 zal worden gebouwd. Deze capaciteit is afhankelijk van de voltooiing van het "Ventilus"-project om ze op het netwerk te kunnen aansluiten. Zolang de nieuwe hoogspanningslijn Ventilus niet is geïnstalleerd, is er volgens Elia in West-Vlaanderen geen ruimte om nieuwe windturbines, zonneparken of andere elektriciteitscentrales aan te sluiten (zie onderstaande slide van de WG Belgian Grid van 7/12/2023).



Afbeelding 10 Impact van Ventilus en Boucle du Hainaut op het Belgische elektriciteitsnet

De tweede golf van bijkomende windenergiecapaciteit zou beschikbaar moeten zijn in 2030, maar is deze keer afhankelijk van de voltooiing van het "Boucle du Hainaut"-project. Deze tweede golf komt overeen met een bijkomende capaciteit tussen 2,5 GW en 2,8 GW.

Net als het Ventilus-project gaat de voltooiing van het Boucle du Hainaut-project gepaard met zeer langdurige administratieve procedures, waarbij een groot aantal belanghebbenden (burgers, verenigingen, ...) beroep aantekent tegen het project. De AD Energie heeft daarom aandacht voor de voortgang van het project en elk van de fasen ervan. De onderstaande afbeelding illustreert de administratieve procedure voor het Boucle du Hainaut-project.



## Procédure Boucle du Hainaut

Scenario tendering windmolenparken

### PHASE 2. PROCÉDURE DE RÉVISION DU PLAN DE SECTEUR - 2020 à 2023



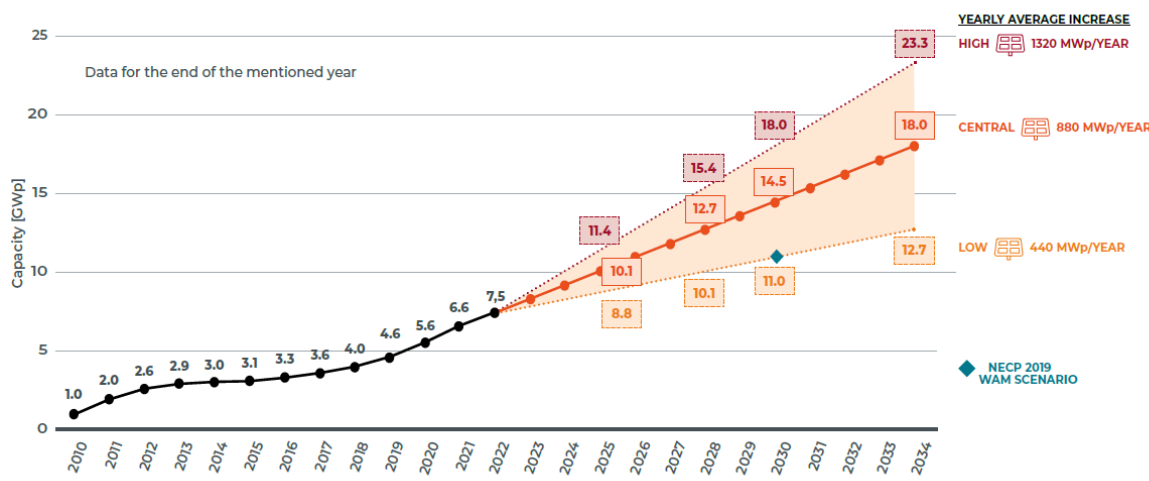
Afbeelding 11 Administratieve procedure voor het Boucle du Hainaut-project voorgesteld tijdens een seminarie tussen Elia en de AD Energie op 8 december 2023

In totaal zou er op die manier tussen 2029 en 2030 tussen 3,15 en 3,5 GW bijkomende offshore windcapaciteit beschikbaar moeten zijn, die een belangrijke bijdrage levert aan het verzekeren van de bevoorradingszekerheid in België.

## Fotovoltaïsche en onshore windcapaciteit

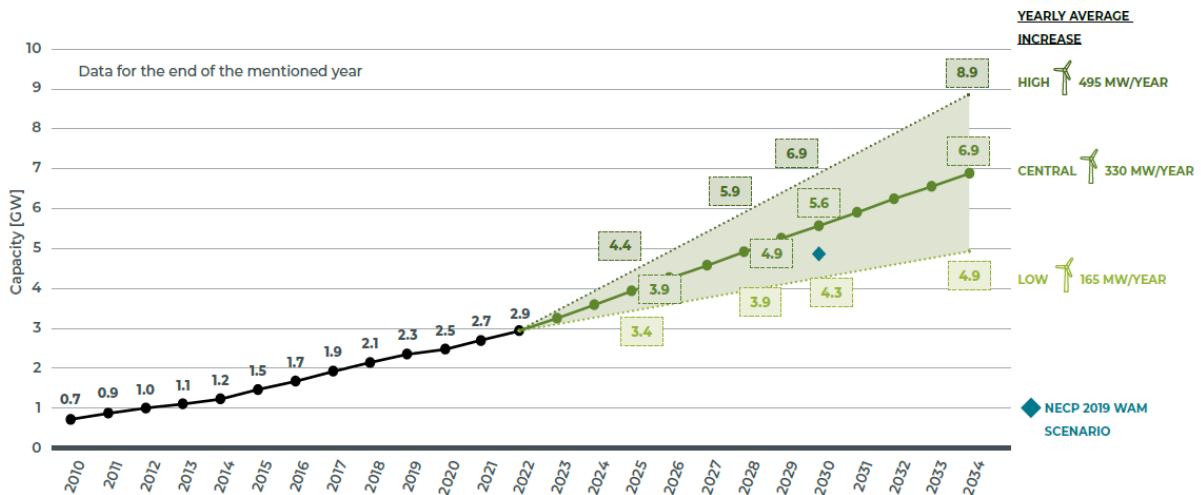
De fotovoltaïsche en onshore windcapaciteit die de Adequacy and Flexibility-studie 2023 van Elia als hypothesen in aanmerking is genomen, zijn een goede weergave van de ontwikkeling van zonne- en windenergiecapaciteit in België die de gewesten verwachten. Elia voerde deze schattingen immers uit in samenwerking met de AD Energie van de FOD Economie en de verschillende Gewesten.

FIGURE 3-54 — ASSUMED EVOLUTION OF THE INSTALLED PHOTOVOLTAICS CAPACITY IN THE CENTRAL SCENARIO AND SENSITIVITIES FOR BELGIUM



Afbeelding 12 Evolutie van de fotovoltaïsche capaciteit in België

**FIGURE 3-56 — ASSUMED EVOLUTION OF THE INSTALLED ONSHORE WIND CAPACITY IN THE CENTRAL SCENARIO AND SENSITIVITIES FOR BELGIUM**



Afbeelding 13 Evolutie van de onshore windcapaciteit in België

## 2.3. Invoer en uitvoer

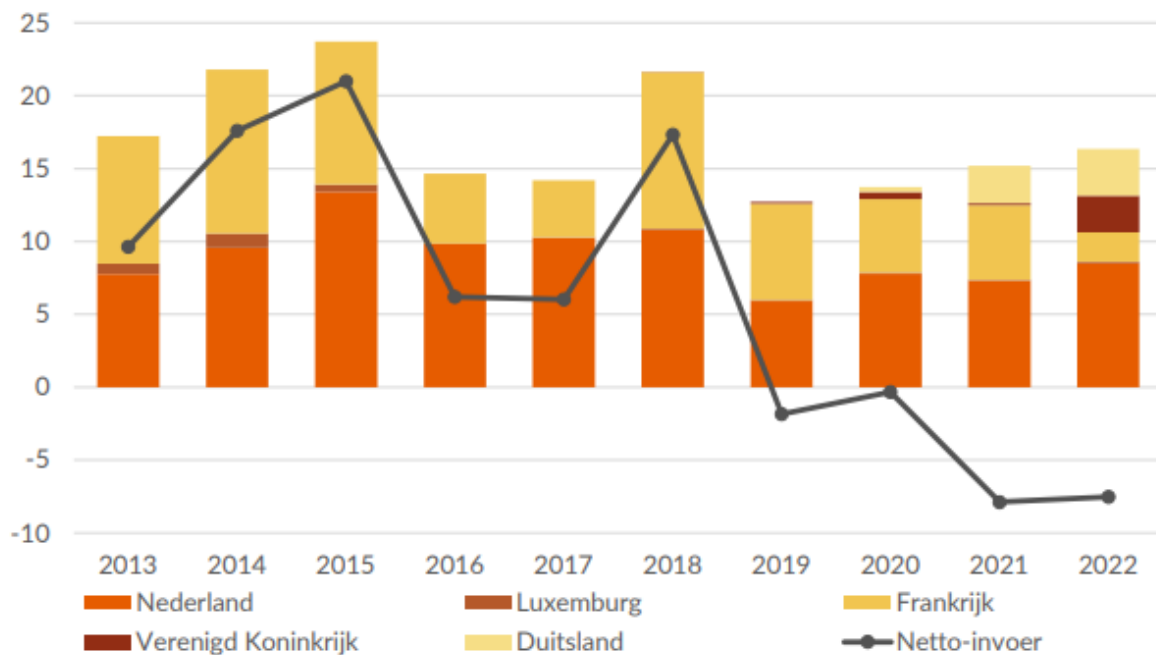
Om aan de vraag naar elektriciteit te voldoen, moet België een beroep doen op de invoer uit de buurlanden. Er is een omgekeerd evenredige relatie tussen deze gegevens en de elektriciteitsproductiecijfers. Jaren met een lage elektriciteitsproductie (2014, 2015 en 2018 bijvoorbeeld) kennen een zeer hoge invoer van elektriciteit.

Eind 2020 werden de werkzaamheden aan de ALEGrO interconnector tussen België en Duitsland afgerond waardoor stroom tussen beide landen kan uitgewisseld worden. Sinds november 2020 is deze interconnector beschikbaar voor commerciële activiteiten. Met ALEGrO (1.000 MW) bedraagt de maximale commerciële importcapaciteit 6.500 MW sinds 2020.

De interconnectie tussen Frankrijk en België is ook versterkt, met een verdubbeling van de maximale invoercapaciteit van 3.000 MW naar 6.000 MW sinds december 2022. Deze interconnectie zal de bevoorradingszekerheid voor de 2 landen vergroten.

In 2022 was de netto invoer van elektriciteit voor het vierde jaar op rij negatief, na verschillende jaren van positieve netto invoer. Dit duidt op een surplus aan elektriciteitsproductie in verhouding tot de binnenlandse vraag. De netto invoer in België was positief met Nederland en Duitsland (respectievelijk 3,6 en 1,3 TWh); de netto invoer met Frankrijk, Luxemburg en het Verenigd Koninkrijk was negatief (respectievelijk -9,9, -1,8 en -0,8 TWh). Hieruit volgde een netto export van 7,5 TWh in 2022. De export naar het Verenigd Koninkrijk werd vooral veroorzaakt door de hogere prijzen op piekmomenten dan op het vasteland. De stijging van de export naar Frankrijk werd veroorzaakt door de lage beschikbaarheid van de Franse nucleaire installaties.

## Verloop in TWh



Afbeelding 14 Evolutie in TWh van de netto invoer van elektriciteit in België

### 3. Adequacy-monitoring van het Belgische elektriciteitssysteem

#### 3.1. Studie van ELIA – “Adequacy and Flexibility study for Belgium 2024-2034”

In overeenstemming met art. 7bis §4bis van de Elektriciteitswet, moet ELIA ten laatste op 30 juni van iedere tweejaarlijkse periode een analyse met betrekking tot de noden van het Belgische elektriciteitssysteem inzake de adequacy en de flexibiliteit van het land voor de komende tien jaar uitvoeren.

In juni 2023 heeft ELIA zijn Adequacy and Flexibility studie voor de periode 2024-2034 gepubliceerd.

De basishypothesen en -scenario's alsook de methodologie die voor deze analyse gebruikt worden, worden door Elia in samenwerking met de Algemene Directie Energie en het Federaal

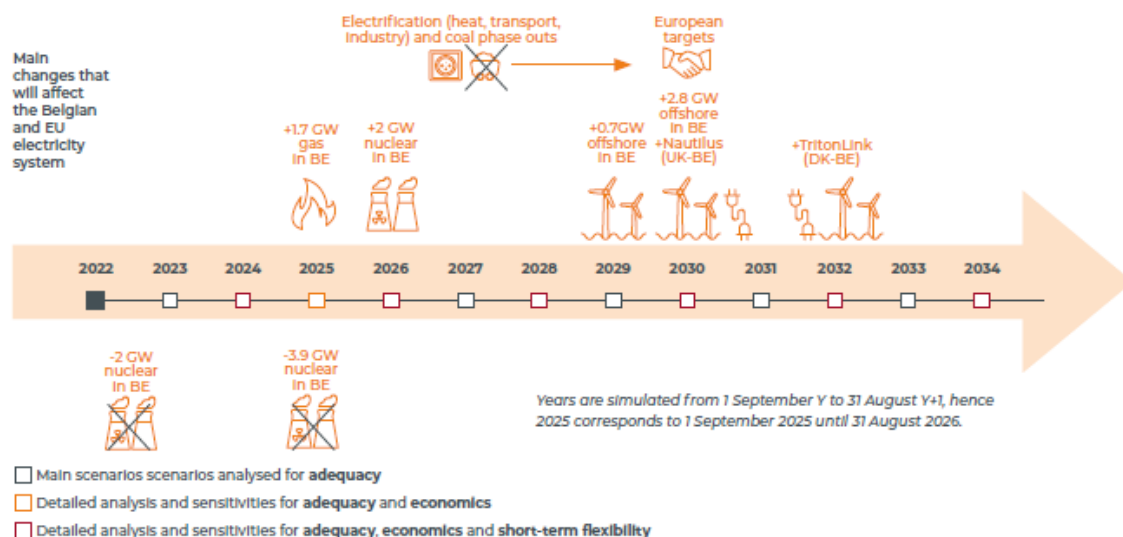
Planbureau en in overleg met de CREG bepaald. De beoordelingen van de adequacy werden uitgevoerd op basis van de nieuwe Europese methodologieën en in overeenstemming met de artikelen 23 en 24 van de Europese verordening 2019/943. In deze studie wordt met name rekening gehouden met de

nieuwe methodologie die ACER<sup>48</sup> in januari 2023 heeft gepubliceerd over de "SDAC Harmonised Maximum and Minimum Clearing Price".

Bovendien houdt deze studie rekening met de waarde van de verloren belasting, de betrouwbaarheidsnorm en de kosten voor de nieuwe toegang, zoals geactualiseerd in het Koninklijk Besluit van 4 september 2022<sup>49</sup>. De update van deze waarden is in overeenstemming met de nieuwe methodologie die is goedgekeurd door ACER<sup>50</sup> en voldoet aan de verbintenis die België is aangegaan in het kader van het Besluit 2022/639 van de Europese Commissie van 27 augustus 2021<sup>51</sup> betreffende de steunregeling SA.54915 - 2020/C betreffende het Belgische capaciteitsvergoedingsmechanisme. De nieuwe betrouwbaarheidsnorm voor België is vastgesteld op een LOLE van 3 uur.

Om de bevoorradingszekerheid in de loop van de periode 2024-2034 te garanderen, moet er bijzondere aandacht worden besteed aan de impact van de sluiting van de kernreactoren in België, de Europese doelstellingen die voortvloeien uit de Green Deal en de maatregelenpakketten Fit-for-55 en REPowerEU. Afbeelding 15 toont de verschillende tijdsbestekken die in dit onderzoek in beschouwing zijn genomen en de belangrijkste data voor de elementen die belangrijk zijn voor de bevoorradingszekerheid. Elia overweegt om de 2GW aan kernenergie in België te verlengen vanaf 2026. Op het ogenblik dat de hypothesen van deze studie over de adequacy werden opgesteld, was de overeenkomst tussen de Belgische Staat en Engie immers nog niet gesloten.

FIGURE 2-2 — OVERVIEW OF THE TIME HORIZONS COVERED IN THE PRESENT STUDY



Afbeelding 15 15 Periode bestreken door de Adequacy and Flexibility-studie 2023 en belangrijke gebeurtenissen

Wat de veronderstellingen over de elektriciteitsvraag betreft, verwacht de netbeheerder een zeer sterke toename van het elektriciteitsverbruik, vooral door een sterke elektrificatie van de industrie, evenals een toename van het elektriciteitsverbruik voor mobiliteit en, in mindere mate, voor verwarming. Zoals weergegeven op afbeelding 1, zal de vraag naar elektriciteit naar verwachting stijgen van 88,4 TWh in 2025 tot 132,9 TWh in 2035, hetzij een stijging van 50,3% in verbruik over 10 jaar.

<sup>48</sup><https://www.acer.europa.eu/Individual%20Decisions/ACER%20Decision%2002-2023%20on%20HMMCP%20SIDC.pdf>

<sup>49</sup> [https://www.ejustice.just.fgov.be/cgi\\_loi/change\\_lg.pl?language=nl&la=N&cn=2021083103&table\\_name=wet](https://www.ejustice.just.fgov.be/cgi_loi/change_lg.pl?language=nl&la=N&cn=2021083103&table_name=wet)

<sup>50</sup>[https://acer.europa.eu/Decisions\\_annex/ACER%20Decision%2023-2020%20on%20VOLL%20CONE%20RS%20-%20Annex%20l.pdf](https://acer.europa.eu/Decisions_annex/ACER%20Decision%2023-2020%20on%20VOLL%20CONE%20RS%20-%20Annex%20l.pdf)

<sup>51</sup> <https://eur-lex.europa.eu/eli/dec/2022/639/oj>

Met betrekking tot het adequacy-onderdeel van de studie illustreert de onderstaande grafiek de beschikbare marge voor de winter van 2023-2024 en van 2024-2025 voor zowel het EU-BASE- als het EU-SAFE-scenario. In het EU-BASE-scenario wordt ervan uitgegaan dat de capaciteitsmechanismen blijven bestaan in de landen waar ze aanwezig zijn, maar ook dat vanaf 2027 alle landen aan hun betrouwbaarheidsnorm voldoen, en als dat niet het geval is, dat er een LOLE van 3 uur als referentie genomen wordt. Het EU-SAFE-scenario houdt rekening met een gevoeligheid voor de Franse kernenergie en vermindert de beschikbaarheid ervan met 4 eenheden van 900 MW of is gebaseerd op de lage raming van de productieprognoses van EDF wanneer deze gegevens beschikbaar zijn.

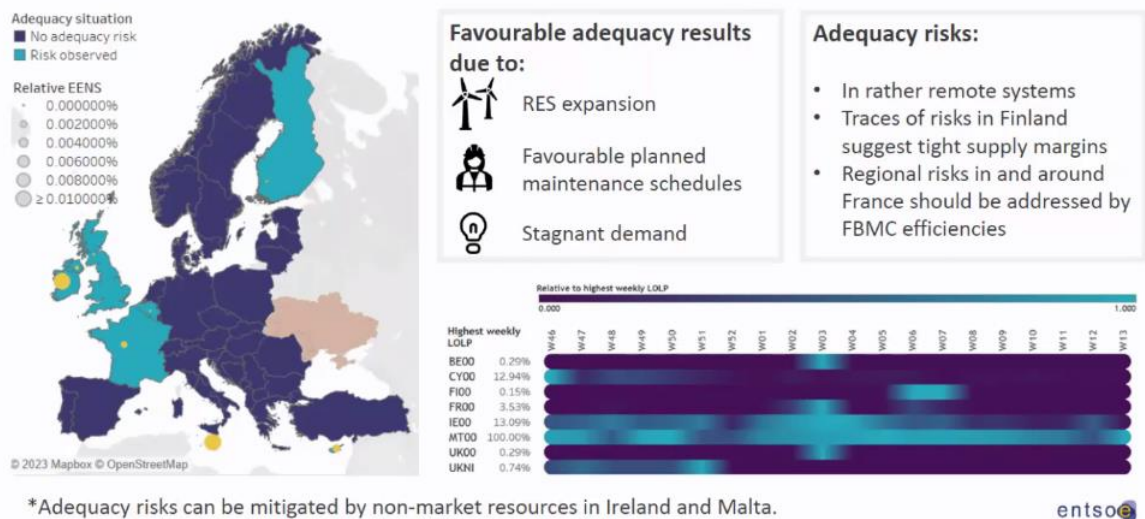


Afbeelding 16.16 Adequacy-resultaat voor de winter van 2023-2024 en 2024-2025 volgens de Adequacy and flexibility-studie 2023

Voor de winter van 2023-2024 heeft Elia geen enkel risico voor de bevoorradingszekerheid vastgesteld, noch in het EU-BASE-scenario, noch in het EU-SAFE-scenario. Voor het EU-BASE scenario zou de marge van het Belgische elektriciteitssysteem 2800 MW bedragen en 800 MW voor het EU-SAFE scenario. In zijn recente Winter Outlook<sup>52</sup>, die op 13 november 2023 tijdens de Electricity Coordination Group aan de lidstaten werd voorgesteld, gaf ENTSO-E aan dat Frankrijk en België in week 3 van 2024 toch een gecorreleerd risico zouden vormen. Dit risico kan echter als onbestaand worden beschouwd gezien het feit dat ENTSO-E een scenario gebruikt dat geen vraagbepurende maatregelen omvat en gezien het gebruik van de NTC-methodologie in plaats van flow-based market coupling (FBMC).

<sup>52</sup> [Winter Outlook 2023-2024 \(entsoe.eu\)](https://www.entsoe.eu/publications/Winter-Outlook-2023-2024)

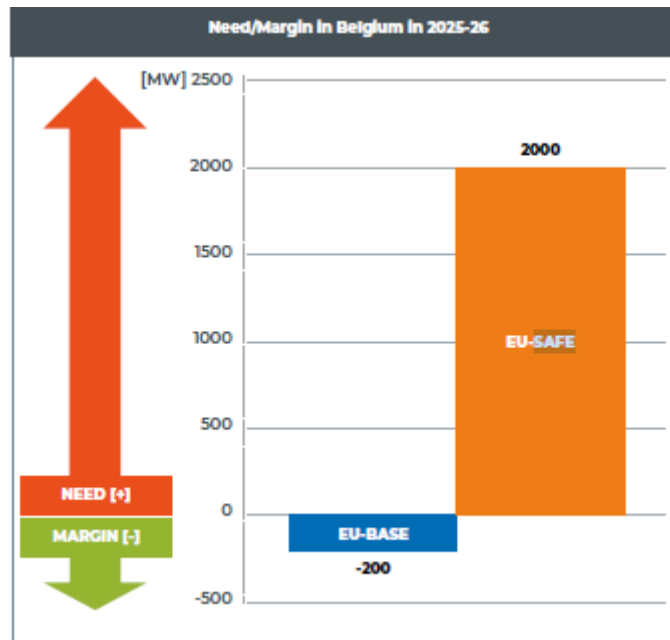
## Results confirm positive trend identified in input data



Afbeelding 1717 Resultaat van de adequacy-analyse volgens de Winter Outlook van ENTSO-E

Voor de winter van 2024-2025 werd er opnieuw geen risico voor de bevoorradingszekerheid vastgesteld en berekende Elia een marge van 2100 MW voor het EU-BASE-scenario en 300 MW voor het EU-SAFE-scenario. Deze marge bewijst dat de *Low Carbon Tender* (art. 7 duodecies van de Elektriciteitswet) niet langer nodig was. In de studie van 2021 berekende Elia een behoefte van 500 MW. Sindsdien hebben zich echter een aantal positieve ontwikkelingen voorgedaan, zoals een lager elektriciteitsverbruik dan verwacht en een grotere opslagcapaciteit in Europa.

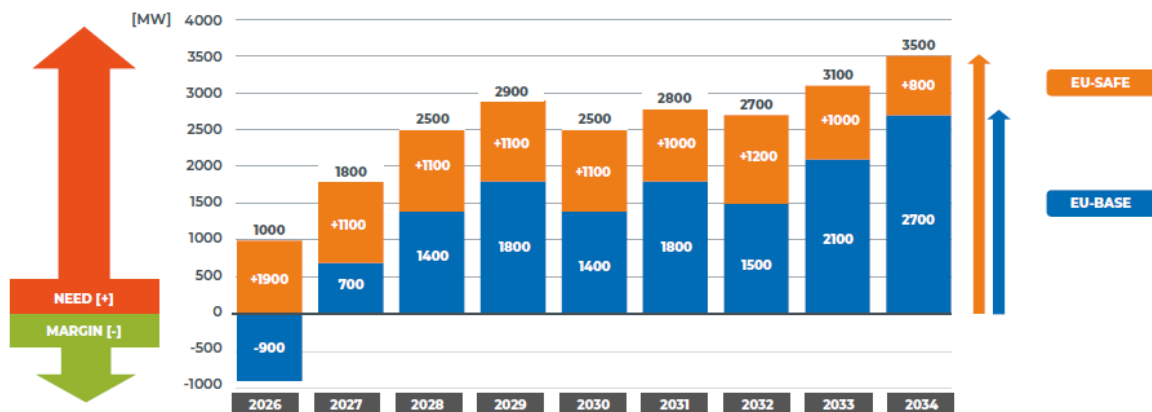
De onderstaande grafiek illustreert ook de behoefte aan nieuwe capaciteit, maar dit keer met een specifieke focus op de winter van 2025-2026. De resultaten van Elia zijn, zoals hierboven vermeld, niet langer relevant gezien het akkoord over de Flex LTO, waardoor de centrales Doel 4 en Tihange 3 vanaf november 2025 kunnen produceren, onder voorbehoud van nuttige overeenkomsten zoals die van het FANC. In het meest pessimistische scenario (EU-SAFE) daalt de behoefte aan nieuwe capaciteit daarom van 2.000 MW naar 300 MW, die op de veiling van 2024 kan worden gevonden in het kader van het capaciteitsvergoedingsmechanisme. Het EU-BASE-scenario daarentegen gaf geen behoefte aan voor deze winter, maar wel een marge van 200 MW, die nog is versterkt door de Flex LTO.



Afbeelding 18 18 Resultaat van de Adequacy and Flexibility-studie van Elia voor de winter van 2025-2026

Voor de volgende winters zal de elektrificatie van de samenleving, zoals voorzien door Elia, leiden tot een aanzienlijke behoefte aan nieuwe capaciteit, zoals blijkt uit onderstaande grafiek. Deze elektrificatie is immers nodig om de Europese decarbonisatie-doelstellingen te halen, zoals beschreven in het Fit-for-55-maatregelenpakket. De elektrificatie zal voornamelijk te wijten zijn aan de toename van elektrische auto's, warmtepompen en elektrificatie in de industrie. Er moet echter worden opgemerkt dat deze behoefte aan nieuwe capaciteit in de jaren 2030 en 2032 zal dalen dankzij de ingebruikname van interconnecties tussen België en Groot-Brittannië en met Denemarken. Dit onderstreept het belang van de ontwikkeling van dergelijke infrastructuur en helpt de behoefte aan nieuwe capaciteit te beperken.

FIGURE 4-16 — EVOLUTION OF THE GAP VOLUME IN BELGIUM IN THE EU-BASE AND EU-SAFE SCENARIOS POST-2026



Afbeelding 19 19 Resultaten van de Adequacy and Flexibility-studie van Elia voor de EU-BASE- en EU-SAFE-scenario's

Tot slot zal België volgens Elia voor grote uitdagingen komen te staan in het verzekeren van zijn bevoorradingszekerheid, en deelt de netbeheerder 4 kernboodschappen als antwoord op deze grote veranderingen in onze samenleving.

- De elektrificatie van de samenleving verloopt vroeger en sneller dan verwacht, in het bijzonder vanwege de oorlog in Oekraïne en de daaropvolgende stijging van de gasprijzen. Deze elektrificatie creëert nieuwe behoeften waarop het CRM kan inspelen.
- Flexibiliteit zal uiterst belangrijk zijn om verbruikspieken af te vlakken en de variabiliteit van de hernieuwbare energiebronnen te beheren. Dit is een essentiële pijler om de behoefte aan nieuwe capaciteit als gevolg van de elektrificatie van de samenleving te verminderen.
- Elektrificatie maakt het mogelijk om de CO<sub>2</sub>-uitstoot te verminderen met behoud van consumentencomfort. Deze CO<sub>2</sub>-reductie zal toenemen naarmate het aandeel energie uit hernieuwbare bronnen toeneemt.
- Elke vertraging in de ontwikkeling van flexibiliteit en in de bouw van netwerkinfrastructuur zal de behoefte aan nieuwe capaciteit doen toenemen om de elektrificatie van de samenleving aan te pakken.

De AD Energie identificeert niettemin een aantal positieve ontwikkelingen met betrekking tot de vraag naar en beschikbaarheid van Franse kernenergie, met name op de korte termijn, zoals beschreven in hoofdstuk 4.3. Toch blijft de uitdaging van de energietransitie bijzonder groot en onderstreept ze de noodzaak om de Belgische elektriciteitsmarkt en zijn adequacy-behoeften nauwlettend in het oog te houden.

## 3.2. ENTSO-E-studie - "European Resource Adequacy Assessment 2023 - ERAA23"

Overeenkomstig artikel 23 van de Richtlijn 2019/943 van het Europees Parlement en de Raad van 5 juni 2019 betreffende de interne markt voor elektriciteit, heeft ENTSO-E het derde European Resource Adequacy Assessment (ERAA)<sup>53</sup> in december 2023 gepubliceerd met toepassing van de nieuwste methodologieën bepaald door ACER.

Het EERA is een studie die de toereikendheid van de middelen van het elektriciteitssysteem op pan-Europees niveau analyseert over een horizon van 10 jaar. Het ERAA is gebaseerd op geavanceerde methodologieën en probabilistische beoordelingen, ontworpen om gebeurtenissen te modelleren en te analyseren die een negatieve invloed kunnen hebben op het evenwicht tussen de vraag naar en het aanbod van elektriciteit. Voor deze editie zijn de twee bestudeerde streefjaren 2025 en 2028 voor de korte en middellange termijn, en 2030 en 2033 voor de lange termijn.

ENTSO-E heeft twee scenario's vastgesteld om de adequacy op Europees niveau te bestuderen. Het eerste scenario A komt overeen met het centrale scenario, terwijl scenario B overeenkomt met een gevoeligheid. Deze twee scenario's houden geen rekening met bestaande of toekomstige steunmechanismen, maar alleen met eventueel reeds verkregen contracten. Het verschil tussen deze twee scenario's is de weging tussen de verschillende klimaatjaren waarmee rekening wordt gehouden, zoals te zien is in afbeelding 20.

Set of CY weights	Scenario A	Scenario B
1985	0.085	0.028
1988	0.058	0.057
2003	0.858	0.915

Afbeelding 20 Weging van de verschillende klimaatjaren voor scenario A en B van de ERAA 2023

### Economische levensvatbaarheidsanalyse:

De *Economic Viability Analysis* (EVA) van scenario A voegt in 2030 en 2033 aanzienlijke capaciteit van nieuwe OCGT-centrales toe die economisch levensvatbaar zouden zijn zonder steunmechanisme.

<sup>53</sup> <https://www.entsoe.eu/outlooks/eraa/2023/eraa-downloads/>



Daarnaast is in dit scenario ook een verlenging gepland van de levensduur van CCGT-centrales van 2025 tot 2033. De onderstaande afbeelding vat de veranderingen in capaciteiten na de EVA samen.

Study Zone	PEMMDB Technology	Decision Variable	2025	2028	2030	2033
BE00	Gas CCGT	Life Extension	300	1480	1480	1480
	Gas CCGT	Decommissioning	-380	0	0	0
	Gas OCGT	New Entry	0	0	470	3700
	Gas OCGT	Life Extension	50	50	50	50
	Gas OCGT	Decommissioning	-110	-480	-480	-480

Afbeelding 21 Verandering in capaciteit na de EVA voor scenario A

Voor scenario B zijn de EVA-resultaten significant verschillend voor België. In feite leidt de EVA niet langer tot nieuwe OCGT-capaciteit, maar alleen tot een verlenging van de werkingsduur van CCGT-centrales voor een capaciteit van 300 MW in 2025 en 1480 MW voor de 3 andere streefjaren.

Study Zone	PEMMDB Technology	Decision Variable	2025	2028	2030	2033
BE00	Gas CCGT	Life Extension	300	1480	1480	1480
	Gas CCGT	Decommissioning	-380	0	0	0

Afbeelding 22 Verandering in capaciteit na de EVA voor scenario B

De verklaring voor het grote verschil tussen de EVA van deze twee scenario's ligt in de grotere weging van het jaar 1985 in scenario A vergeleken met scenario B. 1985 was immers een extreem koud jaar in Europa, met recordtemperaturen die zich in verschillende steden sindsdien<sup>54</sup> niet meer hebben voorgedaan. Bij dergelijke vriestemperaturen is de vraag naar elektriciteit veel groter, wat leidt tot een hoger aantal inbedrijfstellingen en bedrijfsuren van piekcapaciteit zoals OCGT-centrales. Deze grotere weging van het jaar 1985 in scenario A verklaart daarom de veel grotere capaciteit van OCGT's die na de EVA voor dit scenario is toegevoegd.

Deze conclusie geldt ook voor andere Europese landen, zodat de EVA van scenario B 58 GW aan capaciteit ontnemt ten opzichte van de hypothesen, terwijl scenario A 46 GW aan capaciteit ontnemt. Voor het jaar 2030 is het verschil nog groter, met een ontneming van 19 GW voor scenario A vergeleken met 32 GW voor scenario B.

Dit heeft natuurlijk een grote invloed op de LOLE, de maatregel die vaak wordt gebruikt om de betrouwbaarheidsnorm van een land te definiëren. In het geval van België is hij vastgesteld op 3 uur. Scenario A zal daarom resulteren in een lagere LOLE dan scenario B, omdat er meer capaciteit op de markt is.

### **ERAA 2023 resultaten voor België:**

Rekening houdend met de hypothesen voor de inbedrijfstelling en buitenbedrijfstelling van productie-eenheden zoals berekend door de EVA van scenario A, bedraagt de LOLE van België voor de jaren 2025, 2028, 2030 en 2033 respectievelijk 1.9, 3.9, 3.1 en 6.2 uur.

Voor scenario B leiden de hypothesen voor de inbedrijfstelling en buitenbedrijfstelling van productie-eenheden na de EVA tot minder capaciteit op de Europese markt en dus tot hogere LOLEs. De LOLE van België voor de jaren 2025, 2028, 2030 en 2033 bedraagt respectievelijk 6, 9.9, 7.1 en 19.6 uur.

Een eerste conclusie van het ERAA 2023 is dat de LOLE van België in de loop der jaren toeneemt en zijn hoogtepunt in 2033 bereikt. Dit is in overeenstemming met de resultaten van de Adequacy & Flexibility-studie 2023 van de netbeheerder Elia, die u kunt vinden in hoofdstuk 3.1 van de studie, en de behoefte aan nieuwe capaciteit die in de loop der jaren toeneemt, voornamelijk door de aanzienlijke elektrificatie van de samenleving.

<sup>54</sup><https://www.meteo-paris.com/actualites/retour-sur-la-vague-de-froid-remarquable-de-janvier-1985-08-janvier-2020.html>

Wat de adequacy van België betreft, toont het ERAA 2023 aan dat België in de meeste gevallen, afhankelijk van het scenario en het jaar, niet voldoet aan de betrouwbaarheidsnorm. Gevallen waarin aan de betrouwbaarheidsnorm wordt voldaan (of bijna wordt voldaan) maken deel uit van scenario A. Voor de AD Energie is het belangrijk om ten opzichte van dit scenario voorzichtig te blijven, aangezien een grote hoeveelheid productiecapaciteit in dienst wordt genomen, waaronder 3.700MW aan OCGT-centrales voor België. Bovendien voldoen alleen de jaren 2025 en 2030 aan de betrouwbaarheidsnorm in scenario A.

Volgens de AD Energie rechtvaardigen deze resultaten het gebruik door België van een capaciteitsmechanisme om zijn bevoorradingszekerheid te garanderen.

### 3.3. Analyse van de TNB voor de winterperiode 24/25 (update vanaf november 2023)

#### Analyse van Elia

Elia heeft op 15 november 2023 de analyse die aan dit advies voorafgaat niet ingediend zoals vereist door art. 7bis §1 van de Elektriciteitswet. Elia heeft echter op 20 november 2023 een brief gestuurd naar de minister. In essentie stelt deze brief dat Elia Transmission Belgium van oordeel is dat zij aan haar verplichting heeft voldaan door middel van de analyse van de winter 2024-2025 die in het kader van de *Adequacy & Flexibility-studie* van juni 2023 werd uitgevoerd.

In haar brief van 20 november 2023 bevestigt Elia overigens de resultaten van deze analyse, maar wijst erop dat de energiemarkt zeer snelle en soms onvoorspelbare veranderingen kan ondergaan en dat het belangrijk is om waakzaam te blijven.

Voor de winter van 2024-2025 werd een marge (d.w.z. geen behoefte aan nieuwe capaciteit) van 100 MW verkregen als resultaat voor het leveringsjaar 2024-2025 voor het LCT-scenario (zie figuur 16 hoger). Er werd een LOLE van 2,6 uur geïdentificeerd, wat onder de wettelijke betrouwbaarheidsnorm van 3 uur ligt.

#### Advies AD Energie

In haar advies van 12 december 2023<sup>55</sup> heeft de AD Energie echter bepaalde hypothesen geactualiseerd die in de *Adequacy and Flexibility study 2023* in aanmerking werden genomen, waaronder het Belgische elektriciteitsverbruik en de beschikbaarheid van Franse kernenergie (twee parameters die uiterst belangrijk zijn voor de bevoorradingszekerheid in België).

Wat de Belgische elektriciteitsvraag betreft, deelt de AD Energie mee dat Elia via de consultant Climact een actualisering heeft uitgevoerd, waarvan de resultaten op 25 augustus 2023 werden voorgesteld<sup>56</sup>. Zowel de regulator als de AD Energie waren het niet eens met de aanbeveling van Climact om rekening te houden met een vertraging van één jaar in de prijselasticiteit voor de residentiële en tertiaire sector. Het gevolg was dat de vraagvernietiging die Climact raamde op 2,1 TWh door de CREG naar boven werd bijgesteld tot 4,7 TWh.

In september 2023 besliste de minister om een elektriciteitsvraag van 85,7 TWh in 2025 en 102,4 TWh in 2028 in aanmerking te nemen als scenario voor de kalibratie van de CRM-veilingen. Deze vraagniveaus liggen onder het niveau van de *Adequacy and Flexibility 2023*, waardoor de capaciteitsmarge die nodig is om SoS te garanderen en die Elia in de *Adequacy and Flexibility study 2023* heeft geïdentificeerd, verder zou moeten toenemen.

Inzake de beschikbaarheid van Franse kernenergie zijn de berekeningen van Elia gebaseerd op de productieraming van EDF van 315 TWh tot 345 TWh voor 2024. Deze schatting werd niet gewijzigd

---

<sup>55</sup><https://economie.fgov.be/fr/themes/energie/securite-dapprovisionnement/electricite/mecanismes-de-capacite/reserve-strategique-en>

<sup>56</sup> <https://www.elia.be/en/users-group/adequacy-working-group/20230825-meeting>

toen ze hun halfjaarlijks verslag voor 2023 presenteerden<sup>57</sup>. Toch is de productieraming voor 2025 licht gestegen, van 330-360 TWh naar 335-365 TWh. Bovendien kunnen er gunstige trends worden waargenomen wat betreft de duur van stilleggingen en de problemen in verband met spanningscorrosie in bepaalde reactoren.

Dit betekent dat de beschikbaarheid van het Frans nucleair park veel groter is dan in 2022. Tot slot zal de beschikbaarheid van Flamanville 3 groter zijn dan door Elia geraamd, aangezien de vervanging van het reactorvat pas in de tweede helft van 2025 zal plaatsvinden, waardoor de nieuwe EPR gedurende bijna de hele winter van 2024-2025 elektriciteit kan produceren.

Met betrekking tot de vraag en geïnstalleerde capaciteit in het buitenland wijst de AD Energie erop dat er slechts een kleine verandering is geweest tussen de aannames in de *Adequacy and Flexibility study* 2023 en de meest recente hypothesen die zijn gebruikt om het scenario vast te stellen voor het kalibreren van de CRM-veilingen in 2024 (gegevens voor 2025, wat een goede proxy is voor het monitoren van veranderingen in hypothesen). Zoals blijkt uit onderstaande tabel zijn de meeste veranderingen verwaarloosbaar, en sommige zijn zelfs positief. De vraag voor Frankrijk daalde met bijna 2%, wat zeer positief is voor de bevoorradingszekerheid in België.

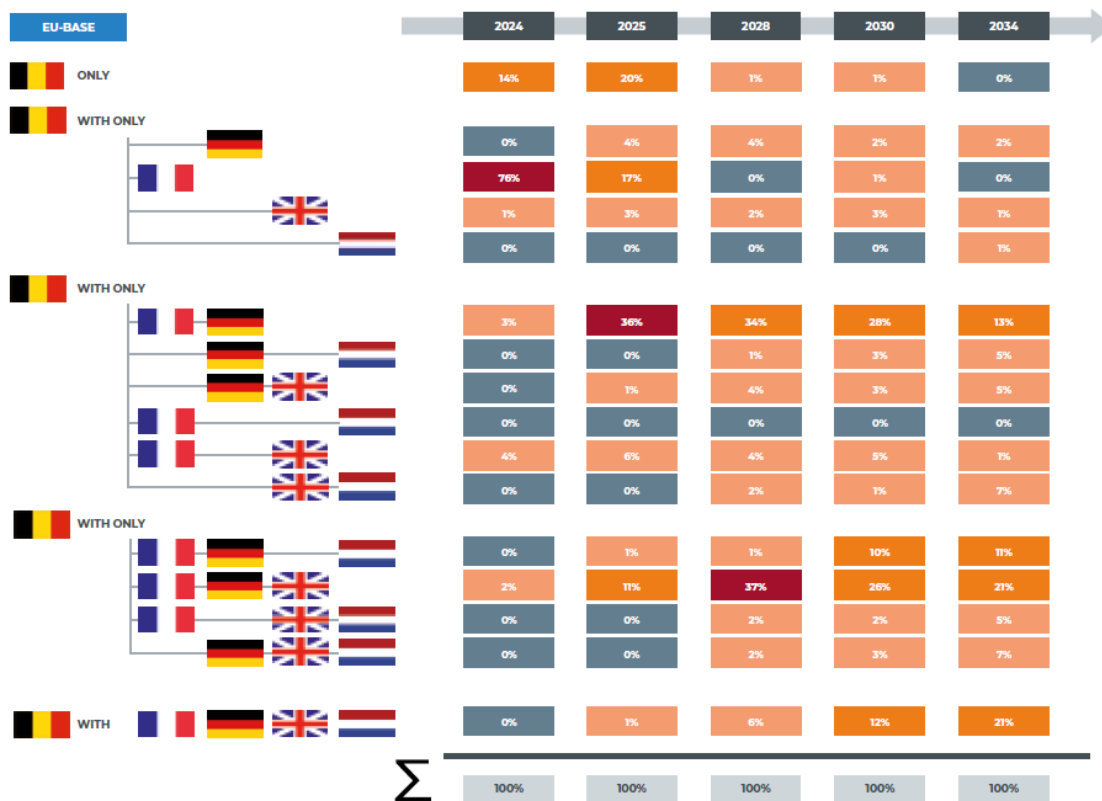
	Frankrijk	Duitsland	Nederland	Groot-Brittannië	Spanje	Italië	Polen	Denemarken
<b>Vraag (TWh)</b>	471 (-9)	574	124	289 (-6)	259	329	167	41
<b>Wind Onshore (GW)</b>	25	77	10	19 (-0,9)	37	14	11	6
<b>Wind offshore (GW)</b>	2	11	6	23	0	4 (+0,8)	0,6	3
<b>Zonne-energie (GW)</b>	24	108	34	21	34	45 (+2)	20	8
<b>Kolen (GW)</b>	1,1	25,1	2,7	0	0	0,5	21	0,4
<b>Kernenergie (GW)</b>	62,9	0	0,5	5,9	7,1	0	0	0

Tabel 1 : Vergelijking voor het jaar 2025 tussen de hypothesen van de *Adequacy and Flexibility study* 2023 en deze verstrekt door Elia op 4 september 2023, met positieve verbeteringen in het groen en negatieve verbeteringen in het rood

Deze verbeteringen zijn uiterst positief voor de bevoorradingszekerheid, gezien de zeer sterke correlatie tussen de tekorten in Frankrijk en België, zoals blijkt uit de *Winter Outlook 2023* van ENTSO-E en de onderstaande grafiek uit de adequacystudie van Elia.

<sup>57</sup> [https://www.edf.fr/sites/groupe/files/2023-07/2023-07-27-resultats-semestriels-presentation\\_0.pdf](https://www.edf.fr/sites/groupe/files/2023-07/2023-07-27-resultats-semestriels-presentation_0.pdf)

FIGURE 4-32 — SIMULTANEOUS SCARCITY EVENTS: CORRELATION BETWEEN BELGIUM AND NEIGHBOURING COUNTRIES (EU-BASE SCENARIO)



Figuur 23 23 Correlatie tussen tijden van schaarste in België en de buurlanden

Wat de grensoverschrijdende stromen betreft, stelt de CREG in haar ontwerpbeslissing<sup>58</sup> dat ze van plan is om de netbeheerder een afwijking toe te staan met betrekking tot de beschikbare minimummarge voor uitwisselingen. De AD Energie wil de nadruk leggen op de verbeteringen van 2022 zoals blijkt uit de studie van de CREG<sup>59</sup> hierover en het engagement van Elia om dwarsregeltransformatoren (PST) in te zetten om de looping flows tot een aanvaardbaar niveau te beperken.

Tot besluit concludeert de AD Energie dat de strategische reservebehoefte voor de winter van 2024-2025 nul is en dat er positieve ontwikkelingen zijn waargenomen in de bevoorradingszekerheid in vergelijking met de hypothesen in de *Adequacy and Flexibility study 2023*. Permanente monitoring van de bevoorradingszekerheid blijft echter noodzakelijk, zodat onvoorziene gebeurtenissen die de elektriciteitsmarkt kunnen beïnvloeden tijdig kunnen worden geïdentificeerd en de nodige maatregelen kunnen worden genomen.

## 4. Maatregelen

### 4.1. Ontwikkeling van het CRM

Een CRM of Capacity Remuneration Mechanism is een mechanisme dat ontworpen is om een capaciteitsmarkt te creëren die de energiemarkt aanvult en de elektriciteitsbevoorrading helpt veilig te stellen. Concreet is de Commissie van mening dat "capaciteitsmechanismen extra inkomsten bieden voor capaciteitsaanbieders door betalingen voor het beschikbaar stellen van elektrische capaciteit". »

<sup>58</sup> <https://www.creg.be/fr/consultations-publiques/prd2687>

<sup>59</sup> <https://www.creg.be/nl/publicaties/studie-f2513>

### 4.1.1. Historiek

In april 2016 was de publicatie van de studie van Elia "Studie over de nood aan 'adequacy' en aan flexibiliteit in het Belgische elektriciteitssysteem" de eerste stap in het opzetten van een CRM op Belgisch niveau. De studie was in december 2015 besteld door minister van Energie Marie-Christine Marghem en had tot doel de behoefte aan flexibele middelen te bepalen om tussen 2017 en 2027 te kunnen voldoen aan de criteria inzake bevoorradingszekerheid. Na de publicatie van de resultaten organiseerde de AD Energie van de FOD Economie in opdracht van de minister een raadpleging van de marktspelers. Naar aanleiding van de resultaten van de studie van Elia en de informatie afkomstig van de raadpleging heeft de AD Energie van de FOD Economie in juni 2016 haar aanbevelingen bezorgd aan de minister. Deze aanbevelingen bestonden uit :

- het werk voortzetten dat is begonnen in verband met de verbetering van de Energy Only Market;
- de strategische reserve als overgangsmaatregel handhaven en verbeteren;
- de basis leggen voor de eventuele implementatie van een CRM;
- de studie van Elia van april 2016 verder uitwerken, een welzijnsanalyse uitvoeren en de behoefte aan adequacy en flexibiliteit op regelmatige basis evalueren.

Naar aanleiding van deze aanbevelingen heeft het Federaal Planbureau, op verzoek van de AD Energie, in februari 2017 een kosten-batenanalyse aangeleverd van verschillende scenario's die verenigbaar zijn met de adequacy van het Belgische elektriciteitssysteem tegen 2027.

In de loop van 2018 gaf de AD Energie PwC de opdracht om te bepalen welk mechanisme voor capaciteitsvergoeding het meest geschikt zou zijn en om het wettelijke kader voor te bereiden. In april 2019 keurde het federale parlement de wet goed die in België een mechanisme voor de vergoeding van de capaciteit op basis van "betrouwbaarheidsopties" invoert. Deze federale CRM-wet mikt op een eerste Y-4 veiling in oktober 2021, met een eerste capaciteitslevering vanaf november 2025. Deze wet voorziet in het bestuurskader voor de ontwerpparameters van het CRM, met inbegrip van een uitgebreide raadplegingsprocedure met de marktspelers, de FOD Economie, de regulator en de transmissienetbeheerder.

Ten tweede zijn een aantal toepassingsbepalingen voor dit capaciteitsmechanisme vastgelegd in secundaire wetgeving, zoals koninklijke besluiten, ministeriële besluiten en marktregels en -contracten die door de regulator zijn goedgekeurd. Al deze secundaire wetteksten hebben hun wettelijke basis in de bovengenoemde federale wet, die in 2020 werd afgerond.

Op 18 december 2019 heeft de AD Energie van de FOD Economie, in opdracht van minister Marghem, een kennisgeving ingediend bij het Directoraat-generaal Concurrentie van de Europese Commissie betreffende het dossier over het mechanisme voor capaciteitsvergoeding. Het dossier is in de daarop volgende weken en maanden vervolledigd. Wanneer in juli 2020 ten slotte ook de financieringswijze van het mechanisme werd overgemaakt, heeft de Commissie beslist dat het dossier volledig was.

Het Directoraat-Generaal Concurrentie van de Europese Commissie heeft de Belgische Staat op 21 september 2020 geïnformeerd over haar beslissing om een grondig onderzoek te openen naar het aangemelde mechanisme. De Belgische Staat werd verzocht zijn antwoord binnen de maand, op 22 oktober 2020, over te maken.

De Commissie heeft op 27 augustus 2021 een positieve beslissing over het mechanisme genomen. Het CRM wordt noodzakelijk, adequaat en proportioneel geacht en in overeenstemming met de Europese wetgeving, waaronder de Elektriciteitsverordening. De steunregeling wordt goedgekeurd voor een periode van maximaal 10 jaar, te rekenen vanaf de datum van de eerste veiling.

Op 29 september 2023 valideerde de Commissie de evenredigheid van het mechanisme, dat de bevoorradingszekerheid tegen de laagste kostprijs garandeert na de verlenging van Doel 4 en Tihange 3 met 10 jaar. In haar beslissing keurde de Europese Commissie ook een aantal wijzigingen aan het Belgische CRM goed om het robuuster en klimaatvriendelijker te maken:

- Indexering van de strike price om deze dynamischer te maken
- Tijdelijke uitbreiding van de ontvankelijkheidsperiode voor de investeringskosten van 1 naar 2 jaar voor Y-1 veilingen in de leveringsperioden 2025-2026 en 2026-2027
- Strengere CO<sub>2</sub>-emissie limieten

#### 4.1.2. Doelstellingen van het CRM

De belangrijkste doelstelling van het voorgestelde CRM is het algemeen belang te dienen, d.w.z. op een concurrerende en duurzame manier te zorgen voor toereikende middelen. Het CRM, zoals voorzien in de wetgeving van de Belgische staat, is bedoeld om een langetermijnprobleem van toereikendheid aan te pakken vanaf november 2025.

Ondanks een reeks verbeteringen die zijn doorgevoerd om de werking van de elektriciteitsmarkt efficiënter te maken, is het duidelijk dat de investeringssignalen die naar de marktspelers worden gestuurd onvoldoende zullen zijn om te voldoen aan het LOLE-criterium van 3 uur<sup>60</sup> zoals momenteel vereist door de elektriciteitswet.

Net als andere landen die een CRM hebben aangenomen, zal ook de Belgische staat in 2025 met een toereikendheidsprobleem worden geconfronteerd, voornamelijk als gevolg van de vermindering van de nucleaire capaciteit in 2022 en 2025 van 5931 MW tot 2056 MW, versterkt door de ontmanteling van bepaalde thermische productiecapaciteiten in België en de buurlanden. Dit resultaat werd bevestigd door de studie over de toereikendheid van het Belgische elektriciteitsnet, uitgevoerd door Elia en beschreven hoger in dit verslag.

#### 4.1.3. De principes van het CRM

Zodra het CRM is geïmplementeerd, zal het moeten voldoen aan een aantal criteria, die ook worden bepaald door het *Clean Energy Package*. Het CRM zal een tijdelijke oplossing zijn die de markt niet zal verstoren of de uitwisseling zal beperken. Er zijn momenteel besprekingen aan de gang op Europees niveau om de capaciteitsmechanismen permanent te maken, maar het Belgische CRM is momenteel in elk geval toegelaten voor een maximumperiode van 10 jaar. Het CRM is gekalibreerd in de zin dat het niet meer capaciteit biedt dan nodig is om het toereikendheidsprobleem op te lossen. De selectie van leveranciers is transparant, niet-discriminerend, concurrerend en technologie-neutraal. CRM creëert stimulansen om ervoor te zorgen dat er capaciteit beschikbaar is wanneer het systeem die het meest nodig heeft (expected system stress) en zal boetes opleggen wanneer leveranciers hun verplichtingen niet nakomen. Het gaat meer bepaald over het paybackstelsel en boetes voor onbeschikbaarheid. Leveranciers worden vooraf op de hoogte gebracht van de technische voorwaarden waaraan capaciteiten moeten voldoen om deel te nemen aan het mechanisme en worden volledig geïnformeerd over het selectieproces dat wordt toegepast. Het CRM is een technologie-neutrale oplossing waaraan alle relevante technologieën kunnen deelnemen (DSM, opslag, enz.). Alle informatie met betrekking tot de uitrol van het CRM is te vinden op [website web](#) van de FOD Economie.

#### 4.1.4. De veilingen

De selectie van de capaciteiten die van steun kunnen genieten, alsook de vaststelling van de hoogte van deze steun, gebeurt aan de hand van een veiling. Elke veiling wordt vooraf gegaan door een fase van prekwificatie. Sinds 2021 vindt er jaarlijks een veiling plaats, telkens in oktober. De capaciteit moet vier jaar later beschikbaar zijn voor de bevoorradingzekerheid en krijgt in ruil daarvoor subsidie. Vanaf 2024 zal er elk jaar een tweede veiling georganiseerd worden. De eenheden die deze veiling winnen moeten één jaar later beschikbaar zijn ("Y-1 veiling"):

<sup>60</sup> [https://www.ejustice.just.fgov.be/cgi\\_loi/change\\_lg.pl?language=nl&la=N&cn=2021083103&table\\_name=wet](https://www.ejustice.just.fgov.be/cgi_loi/change_lg.pl?language=nl&la=N&cn=2021083103&table_name=wet)

2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Enchère Y-4 2025			Enchère Y-1 2025		Livraison 2025		
	Y-4 Enchère 2026			Y-1 Enchère 2026	Livraison 2026		
		Y-4 Enchère 2027			Y-1 Enchère 2027	Livraison 2027	
			Y-4 Enchère 2028			Y-1 Enchère 2028	Livraison 2028

Afbeelding 24 24 Kalender van de CRM veilingen

Voor elk leveringsjaar worden er dus twee veilingen georganiseerd: een eerste veiling vier jaar van tevoren en een tweede één jaar van tevoren. Dit maakt het mogelijk om te investeren in technologieën met een langere voorbereidingstijd (bijv. nieuwe gasgestookte elektriciteitscentrales) of een kortere voorbereidingstijd (bijv. vraagbeheer).

Bovendien kan op deze manier het totale volume worden aangepast op basis van de meest recente gegevens, waardoor leveringszekerheid tegen de laagst mogelijke kosten wordt gegarandeerd.

Beide veilingen staan echter open voor alle technologieën en voor bestaande en nieuwe eenheden, zolang ze beschikbaar zijn tijdens het leveringsjaar. Het volume dat nodig is om de bevoorrading vier jaar later veilig te stellen, wordt jaarlijks geschat. De Minister van Energie bepaalt vervolgens het volume dat geveld wordt op de Y-4 veiling (de veiling die vier jaar op voorhand plaatsvindt), en reserveert een ander deel van het benodigde volume voor de Y-1 veiling (de veiling die één jaar op voorhand plaatsvindt). In het jaar voorafgaand aan het jaar van levering wordt een nieuwe berekening gemaakt op basis van de meest recente gegevens en stelt de minister het definitieve volume voor de veiling Y-1 vast.

Er wordt momenteel gewerkt aan de organisatie van een derde veiling per leveringsjaar in Y-2. Dit werk wordt uitgevoerd in het kader van de voortdurende ontwikkeling om het mechanisme voor de vergoeding van capaciteit te verbeteren en zo de voorzieningszekerheid te garanderen. Deze aanpassing wordt later in het verslag besproken en maakt het mogelijk dat bepaalde technologieën waarvoor de deadline voor het voltooiën van het project langer is dan één jaar, maar waarvoor een deadline van 4 jaar te lang is, toch kunnen deelnemen aan het CRM.

De capaciteiten die geselecteerd worden in de veiling moeten tijdens het leveringsjaar beschikbaar zijn, en krijgen in die periode maandelijks een vergoeding voor hun beschikbaarheid. Capaciteiten die investeringen doen kunnen onder bepaalde voorwaarden genieten van langere contracten, waarbij zij gedurende maximaal 3, 8 of 15 jaar beschikbaar zijn en van steun genieten. Een van deze voorwaarden is een verbintenis om te voldoen aan de Belgische en Europese doelstellingen voor de geleidelijke vermindering van de uitstoot van broeikasgassen met het oog op het bereiken van koolstofneutraliteit tegen 2050. Bovendien is het niveau van het aanbod van deze eenheden niet langer onderworpen aan het tussentijdse prijsplafond, maar aan het algemene plafond, aangezien hun *missing money* als hoger wordt beschouwd dan bijvoorbeeld de bestaande capaciteit.

*Resultaten van de veiling van 2021 voor de leveringsperiode 2025-2026:*

De vraagcurve voor de veiling van 2021 bestond uit 3 punten:

	VOLUME (MW)	PLAFOND DE PRIX (EURO/KW/AN)
Point A	6367	75
Point B	7339	50
Point C	7339	0

Figuur 2525 Vraagcurve voor de veiling Y-4 in 2021

Deze vraagcurve houdt rekening met een uitgesteld volume aan capaciteit van 2531MW dat zal worden aangeboden op de Y-1 veiling in 2024. Dit volume bestaat uit 1.467 MW gereserveerd voor de Y-1 veiling, wat een volume van 200 draaiuren vertegenwoordigt, en 1.064 MW gereserveerd voor buitenlandse deelname aan het Belgische CRM.

In totaal werd 4447,7 MW *derated* capaciteit (na toepassing van een reductiefactor zoals bepaald door de Minister<sup>61</sup>) voor in totaal 40 projecten geselecteerd voor deze veiling. De gewogen gemiddelde prijs van de geselecteerde biedingen bedroeg €31.671,57 per MW per jaar. Van de geselecteerde nieuwe capaciteiten hadden 2 projecten betrekking op nieuwe gasgestookte elektriciteitscentrales, één in Vilvoorde en de andere in Awirs, voor een gecombineerd totaal volume van meer dan 1600MW. Een bijkomende aanbesteding was nodig omdat Vilvoorde geen groen licht kreeg voor zijn vergunning, dus vervangt een centrale in Seraing die van Vilvoorde.

Het is ook vermeldenswaard dat de geselecteerde technologieën toch vrij divers waren, met batterijen en vraagbeheer die ook deelnamen aan de veiling. We kunnen deze veiling als een succes beschouwen, gezien het grote aantal geselecteerde capaciteiten. Een groot aantal eenheden heeft echter een OPT-OUT IN gemaakt, wat betekent dat dit volume wordt overgedragen naar de Y-1 veiling. Voor deze eenheden zijn er geen aanwijzingen dat ze de markt zullen verlaten vóór de leveringsperiode, ook al bestaat dit risico. De verbeteringen die later in dit rapport worden ontwikkeld, zijn er onder andere op gericht om dit risico zo veel mogelijk te beperken.

*Resultaten van de veiling van 2022 voor de leveringsperiode 2026-2027:*

De vraagcurve voor de veiling van 2022 bestond uit 3 punten:

	VOLUME (MW)	PLAFOND DE PRIX (EURO/KW/AN)
Point A	5938	75
Point B	6417	50
Point C	6417	0

Figuur 2626 Vraagcurve voor de veiling Y-4 in 2022

Deze vraagcurve houdt rekening met een uitgesteld volume aan capaciteit van 2677MW dat zal worden aangeboden op de Y-1 veiling in 2025. Dit volume bestaat uit 1249 MW gereserveerd voor de Y-1 veiling, wat een volume van 200 draaiuren vertegenwoordigt, en 1428 MW gereserveerd voor buitenlandse deelname aan het Belgische CRM. We zien dat het volume van de vraagcurve lager is dan dat van de veiling van 2021, ondanks een toename van de vraag naar elektriciteit tussen 2025 en 2026. Dit is het gevolg van de maatregelen van de regering om Doel 4 en Tihange 3 te verlengen, waardoor er minder capaciteit moet worden gecontracteerd in CRM-veilingen. Deze verlenging werd niet meegenomen in de veiling van 2021 en is goedgekeurd door de Europese Commissie sinds 29 september 2023, zoals hierboven vermeld.

Wat de resultaten betreft, werd er in deze veiling geen capaciteit geselecteerd. Het volume van OPT-OUT IN was immers voldoende om de volledige vraagcurve te dekken. Nogmaals, er is geen informatie die erop wijst dat deze capaciteit niet op de markt zal zijn in 2026-2027, ook al bestaat dat risico. Verschillende marktspelers, en in het bijzonder FEBEG, hebben aangevoerd dat het huidige CRM-kader

<sup>61</sup> [https://www.ejustice.just.fgov.be/mopdf/2021/04/30\\_2.pdf#Page20](https://www.ejustice.just.fgov.be/mopdf/2021/04/30_2.pdf#Page20)



niet gunstig genoeg is en hebben er de voorkeur aan gegeven niet mee te bieden in deze veiling. Sindsdien is er veel werk verricht om het Belgische capaciteitsmechanisme te verbeteren en meer biedingen aan te trekken. Deze verbeteringen worden beschreven in het volgende deel van dit rapport.

Toch kunnen we nog enkele positieve punten vermelden, in het bijzonder het feit dat het volledige volume van de vraagcurve werd gedekt door OPT-OUT IN. Daarnaast werden er verschillende biedingen voor nieuwe capaciteit gedaan, waaruit blijkt dat het CRM in staat was om nieuwe investeringen in capaciteit aan te trekken. Deze biedingen werden niet geselecteerd omdat het volume van OPT-OUT IN voldoende hoog was. Er moet worden opgemerkt dat het volume van de nieuwe capaciteit niettemin meer dan 1,2 GW bedroeg, inclusief een gasgestookte elektriciteitscentrale.

*Resultaten van de veiling van 2023 voor de leveringsperiode 2027-2028:*

De vraagcurve voor de veiling van 2023 bestond uit 3 punten:

	VOLUME (MW)	PLAFOND DE PRIX (EURO/KW/AN)
Point A	6450	84,8
Point B	6605	56,5
Point C	6605	0

*Figuur 2727 Vraagcurve voor de veiling Y-4 in 2023*

Deze vraagcurve houdt rekening met een uitgesteld volume aan capaciteit van 2219MW dat zal worden aangeboden op de Y-1 veiling in 2026. Dit volume bestaat uit 1 285 MW gereserveerd voor de Y-1 veiling, wat een volume van 200 draaiuren vertegenwoordigt, en 934 MW gereserveerd voor buitenlandse deelname aan het Belgische CRM

Deze CRM-veiling resulteerde in het contracteren van 1 576 MW aan capaciteit na toepassing van de reductiefactor, waarvan 357 MW aan nieuwe batterijen en de tijdelijke verlenging van een elektriciteitscentrale van 245 MW in OCGT-modus. Dit in tegenstelling tot de vorige veiling, waar geen nieuwe of bestaande capaciteit werd gecontracteerd.

Wat de prijs betreft, bedroeg de gewogen gemiddelde bieding voor deze veiling € 36 300 per MW, wat in lijn is met de resultaten van de veiling van 2021, waar de gemiddelde bieding € 31 000 bedroeg. Dit is een stijging van 16%, in lijn met de inflatie. De stijging bedraagt 20% voor eenheden waarvoor geen tussentijds prijsplafond geldt.

Ondanks het contracteren van 1.576 MW aan capaciteit blijven de resultaten van eerdere veilingen vergelijkbaar, met een groot volume aan OPT-OUT INs. Er lopen verschillende studies en er worden wijzigingen voorbereid om het CRM te verbeteren en de onzekerheid in verband met OPT-OUT INs te beperken. Voor deze veiling waren de geselecteerde capaciteit en het volume OPT-OUT INs niet voldoende om aan de volledige vraag te voldoen, zodat 142 MW aan capaciteit werd overgedragen naar de volgende veiling.

#### 4.1.5. Doorgevoerde CRM-verbeteringen

Naar aanleiding van de resultaten van de veiling van 2022, die duidelijk het probleem van de niet-deelname van bestaande capaciteit aan het licht brachten, zijn aanzienlijke verbeteringen doorgevoerd en goedgekeurd door de Europese Commissie. Deze verbeteringen zijn het resultaat van een intensieve samenwerking tussen de overheid, de regulator en de netbeheerder, en zijn in een openbare raadpleging voorgelegd aan de spelers op de elektriciteitsmarkt.

Deze verbeteringen omvatten onder meer een herziene formule voor de stricke price. Het jaar 2022 werd immers gekenmerkt door extreme prijsvolatiliteit na de Russische invasie in Oekraïne. Deze prijsvolatiliteit heeft voor extreme onzekerheid op de markten gezorgd en een ongunstig investeringsklimaat gecreëerd. Marktdeelnemers hebben hun bezorgdheid geuit over de formule van de

strike price en over het risico dat zij geconfronteerd zullen worden met een extreem groot aantal subsidieterugbetalingsverplichtingen. Als reactie op deze onzekerheid was de eerste stap de formule voor de berekening van de strike price aan te passen en dynamischer te maken. De strike price bestaat nu uit een vaste en een variabele component.

Een andere onzekerheid die bijdroeg aan het ongunstige investeringsklimaat was die in verband met de CO<sub>2</sub>-emissielimieten. De marktspelers hebben herhaaldelijk aangegeven dat er behoefte is aan een langetermijnvisie inzake de CO<sub>2</sub>-drempelwaarden. Hun investeringen worden soms over zeer lange perioden gedaan en het gebrek aan zekerheid over toekomstige CO<sub>2</sub>-drempelwaarden die op de lange termijn worden opgelegd, is genoemd als een factor die hen ervan weerhoudt om deel te nemen aan het CRM<sup>62</sup>. In dit verband zijn de CO<sub>2</sub>-drempelwaarden van het mechanisme voor capaciteitsvergoeding gewijzigd en is een traject per plateau van 5 jaar vastgesteld. Het eerste plateau is vastgesteld voor de komende vijf veilingjaren 2023-2028. Dit betekent dat de CO<sub>2</sub>-drempelwaarden nu vastliggen tot de leveringsperiode 2031-2032. De volgende plateaus van het traject zullen binnenkort worden gedefinieerd.

De tijdelijke uitbreiding van de ontvankelijkheidsperiode voor investeringskosten van 1 naar 2 jaar van de Y-1 veilingen voor de leveringsperiodes 2025-2026 en 2026-2027 is een maatregel die volgt op de oorlog in Oekraïne en de daaruit voortvloeiende problemen in de toeleveringsketens. Aangezien verschillende marktspelers niet konden anticiperen op de langere doorlooptijden voor hun projecten, stelt deze verlenging van de ontvankelijkheidsperiode voor investeringskosten van 1 naar 2 jaar hen nog steeds in staat om hun projecten te realiseren en deel te nemen aan het CRM. Deze maatregel draagt bij tot een grotere liquiditeit van de Y-1 veiling en versterkt de bevoorradingszekerheid die het CRM kan bieden voor de eerste twee leveringsperiodes. Een langetermijnoplossing, de invoering van een Y-2 veiling, wordt momenteel ontwikkeld als structureel antwoord op dit probleem en wordt hieronder nader beschreven.

#### 4.1.6. Verbeteringen van het CRM die in ontwikkeling zijn

Naast de verbeteringen die al zijn ontwikkeld en aanvaard door de Europese Commissie, wordt er momenteel gewerkt aan een aantal wijzigingen om het CRM robuuster te maken en het in staat te stellen zijn missie, nl. het waarborgen van de bevoorradingszekerheid tegen de laagste kosten, volledig te vervullen. Verbeteringen die momenteel in ontwikkeling zijn, omvatten de invoering van een Y-2 veiling, een hervorming van het minimum te reserveren volume van 200 uur voor Y-1 veilingen, een herziening van artikel 4bis van de elektriciteitswet, de invoering van toezicht op de bevoorradingszekerheid en de mogelijkheid om de vraagcurve te herzien na instructie van de minister in het geval van belangrijke en plotselinge gebeurtenissen die een impact hebben op de bevoorradingszekerheid. Deze maatregelen maken deel uit van een Wet Diverse Bepalingen die op 1 december 2023 door de Raad van Ministers is aangenomen.

De invoering van een Y-2 veiling volgt op de problemen met de bevoorradingsketen die een aantal marktspelers ondervonden. Als gevolg van deze problemen duurt de uitvoering van sommige projecten langer en kunnen ze niet langer deelnemen aan de Y-1 veiling. Wat de Y-4 veiling betreft, hebben niet alle investeerders 4 jaar van tevoren een visie op het project en/of een investeringsbeslissing. De invoering van een Y-2 veiling biedt dan ook een gunstiger kader voor deze projecten, in het bijzonder die waarbij batterijen of *repowering* betrokken zijn. Deze Y-2 veiling staat echter open voor alle technologieën en biedt alle capaciteitshouders meer flexibiliteit en een extra kans om geselecteerd te worden in het CRM.

Met betrekking tot de herziening van artikel 4 bis van de elektriciteitswet zijn de huidige stilleggingsregelingen voor productie-eenheden nog steeds gebaseerd op het tijdschema van de strategische reserve. In een nieuwe capaciteitsmarkt was het doel van de herziening dan ook om te reageren op de nieuw geïdentificeerde beschikbaarheidsproblemen. Dit komt door het grote aantal OPT-OUT IN's in de laatste twee veilingen en het risico dat deze capaciteit mogelijk de markt verlaat, hoewel daar op dit moment geen aanwijzingen voor zijn, en dat het niet langer mogelijk zou zijn om deze te vervangen door nieuwe capaciteit in Y-1. Hoewel deze capaciteiten geen bieding doen in Y-4, zullen

---

<sup>62</sup> <https://www.elia.be/en/users-group/adequacy-working-group/20221216-meeting>

ze hoe dan ook het volume van de vraagcurve verkleinen en verhinderen dat nieuwe eenheden die hen hadden kunnen vervangen, kunnen worden gecontracteerd. Bijgevolg maakt de herziening van artikel 4 bis van de elektriciteitswet het mogelijk om een verband te leggen tussen het gedrag van spelers tijdens CRM-veilingen en het moment waarop deze capaciteit de markt kan verlaten. Een capaciteitshouder die een OPT-OUT IN heeft gedaan, zal langer op de markt moeten blijven, terwijl een houder die een bieding heeft gedaan maar niet is geselecteerd, de markt sneller zal kunnen verlaten, aangezien deze capaciteit niet noodzakelijk wordt geacht voor de bevoorradingszekerheid. Deze herziening vermindert de risico's in verband met een te groot capaciteitsvolume dat geen bieding uitbrengt tijdens de veiling.

Met betrekking tot het minimum te reserveren volume van 200 uur voor de Y-1 veiling<sup>63</sup>, is een probleem dat werd vastgesteld dat verschillende houders van batterijcapaciteit of actieve vraagrespons effectief deelnemen aan de Y-4 veilingen; dit is hen echter toegestaan gezien de technologische neutraliteit van het Belgische CRM. Deze deelname aan Y-4, die niet was voorzien toen het ontwerp werd gedefinieerd, beperkt de capaciteit die kan worden gecontracteerd door nieuwe eenheden, die noodzakelijkerwijs 4 jaar nodig hebben om zich voor te bereiden op de levering. Daarom moet dit volume dynamischer worden gemaakt en naar beneden worden bijgesteld wanneer deze technologieën deelnemen aan de Y-4 veiling. Dit voorkomt dat een te groot volume wordt gereserveerd voor de Y-1 veiling en laat de mogelijkheid open om in Y-4 voldoende capaciteit te contracteren om de bevoorradingszekerheid te garanderen met inachtneming van de technologische neutraliteit. Ten slotte biedt de mogelijkheid om de vraagcurve te wijzigen na instructie van de minister in het geval van een plotselinge gebeurtenis met een grote impact op de bevoorradingszekerheid het CRM meer flexibiliteit. Het is immers belangrijk dat dit mechanisme kan reageren op de steeds toenemende onzekerheid en volatiliteit van de markt.

## 4.2. Toezicht op de Franse kernenergie

De Belgische en Franse markten zijn sterk gekoppeld, zoals blijkt uit Figuur 23. De toereikendheidsproblemen in Frankrijk kunnen een impact hebben op België. Dit werd ook vastgesteld in de Winter Outlook 2023, waar ENTSO-E een zeer minimaal risico vaststelde voor België in januari 2024 (week 3) na een potentieel toereikendheidsprobleem in Frankrijk. Zoals hierboven vermeld, wordt dit risico overschat omdat er geen rekening wordt gehouden met een *Flow based Model*, maar het toont wel aan dat de situatie in Frankrijk een aanzienlijke impact heeft op België.

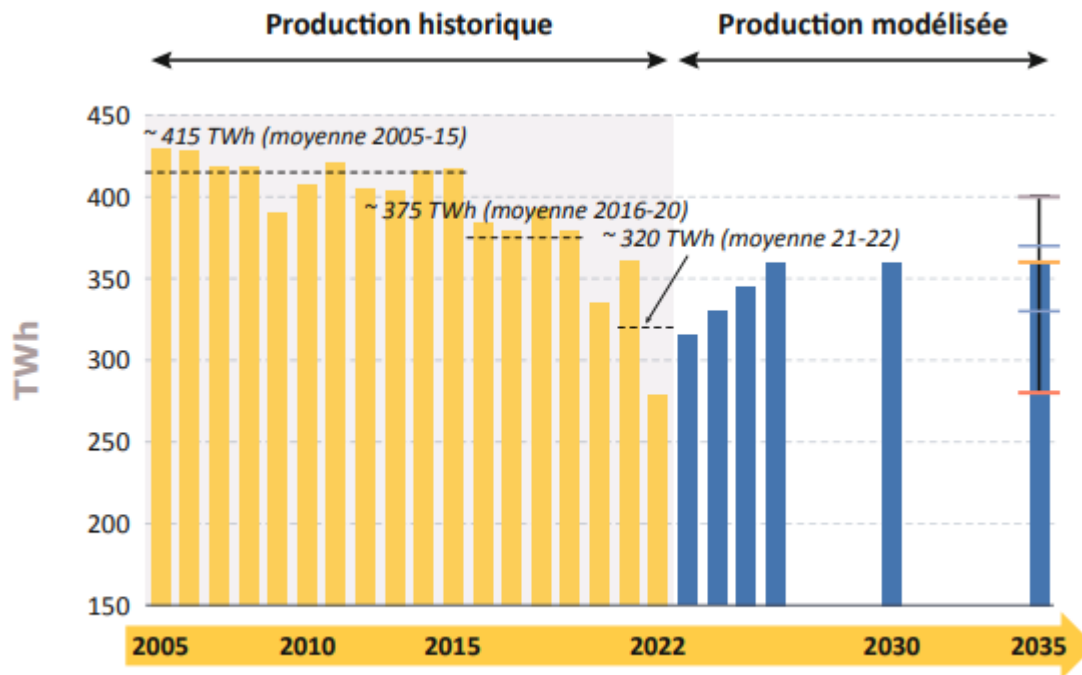
Figuur 23 hierboven toont aan dat voor het jaar 2024 de correlatie tussen tekorten in België en Frankrijk extreem hoog is. In dit verband is een voortdurende monitoring van de situatie in Frankrijk noodzakelijk; deze wordt uitgevoerd door de AD Energie.

De beschikbaarheid van kernenergie in de winter van 2023-2024 wordt veel hoger ingeschat dan in de winter van 2022-2023, toen er een aantal waarschuwingssignalen werden uitgezonden over de bevoorradingszekerheid in Frankrijk. Deze verbetering in beschikbaarheid zal zich naar verwachting voortzetten in de komende winters waarvoor EDF heeft geschat dat haar nucleaire productie zal stijgen van 300 naar 330 TWh in 2023 en van 335 naar 365 TWh in 2025. Onderstaande grafiek, afkomstig uit de 'Bilan Prévisionnel' van RTE<sup>64</sup> laat zien hoeveel beter de Franse nucleaire opwekking in de toekomst zal zijn dan in 2022. Het zal echter moeilijk zijn om het niveau van 2005-2015 te halen. De AD Energie controleert ook tweemaandelijks de geplande stilleggingen van centrales en eventuele vertragingen, zodat er onmiddellijk kan worden gereageerd op een belangrijke verslechtering van de beschikbaarheid van het Franse nucleaire park.

---

<sup>63</sup> Artikel 7undecies, §4 van de elektriciteitswet : [...] Dit voorstel bevat eveneens een voorstel voor het minimale volume dat moet worden gereserveerd voor de veiling die één jaar voor de periode van capaciteitslevering plaatsvindt. Dit minimaal te reserveren volume is minstens gelijk aan de capaciteit die gemiddeld minder dan 200 draaiuren heeft per jaar teneinde de totale piekcapaciteit af te dekken.

<sup>64</sup> <https://assets.rte-france.com/prod/public/2023-10/2023-10-16-chapitre3-production-stockage-electricite.pdf>

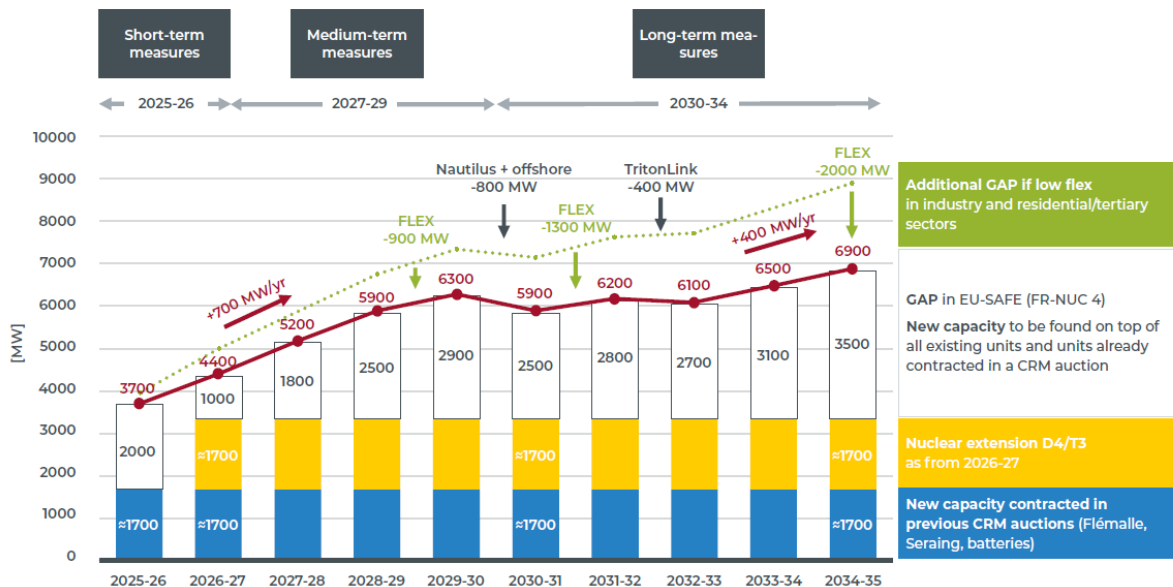


Figuur 28 Historische en toekomstige Franse nucleaire opwekking volgens RTE

De informatie van de Franse autoriteiten en meer bepaald het RTE, is ook geruststellend voor de winter van 2024-2025. Problemen met spanningscorrosie lijken beter te worden beheerd door EDF en zouden tegen 2025 volledig opgelost moeten zijn. Stilleggingen voor onderhoud of inspectie lijken ook beter te worden beheerd en korter te duren, wat resulteert in een grotere beschikbaarheid van kernenergie.

### 4.3. De flexibiliteit deblokkeren

Zoals de netbeheerder aantoont in zijn *Adequacy and Flexibility study 2023*, is flexibiliteit een belangrijke factor om de behoefte aan nieuwe capaciteit te beperken en de bevoorradingszekerheid te garanderen. De grafiek hieronder laat zien dat in een scenario met lage flexibiliteit de benodigde capaciteit tegen 2030 met meer dan 900 MW toeneemt.



Figur 29 De impact van maatregelen om de behoefte aan nieuwe capaciteit te beperken volgens de Adequacy and flexibility study 2023

Er zijn een aantal initiatieven genomen om maximale flexibiliteit op het Belgische elektriciteitsnet te deblokken. In november 2023 publiceerde Elia een studie over de barrières en manieren om flexibiliteit te deblokken, *The Power of Flex*<sup>65</sup>.

Zoals deze laatste studie aangeeft, is het potentieel voor flexibiliteit nog nooit zo groot geweest en zal het de komende jaren alleen maar toenemen. In de residentiële en tertiaire sector zal de toename van warmtepompen, intelligente boilers, huishoudbatterijen en het gebruik van elektrische auto's het potentieel voor flexibiliteit aanzienlijk verhogen, terwijl in de industriële sector de stimulansen voor elektrificatie<sup>66</sup> voortdurend toenemen.

De belangrijkste belemmering voor het deblokken van flexibiliteit voor consumenten is eerst en vooral het gebrek aan een digitale structuur voor het uitwisselen van informatie tussen slimme elektriciteitsmeters (die nog niet voldoende aanwezig zijn in België) en de leveranciers van flexibiliteitsdiensten. Daarnaast is het ook nodig om de huidige infrastructuren te digitaliseren en een veilig platform te bieden waar gegevens van burgers kunnen worden uitgewisseld zonder risico van cyberveiligheid en waar de toegang tot informatie duidelijk en transparant is.

Ten tweede wordt flexibiliteit momenteel niet gewaardeerd en volgens Elia moet de huidige markt worden hervormd zodat consumenten maximaal kunnen profiteren van de flexibiliteit die zij kunnen aanbieden. Daarom is het belangrijk om *slimme meters* te voorzien voor consumenten met flexibele toestellen. De prijzen van de elektriciteitsleveranciers moeten meer representatief zijn voor de marktprijzen en hun evolutie in real time.

Ten slotte ondersteunt Elia op Europees niveau een label "*flex-ready*" voor de flexibiliteit van de toestellen. Aan de hand van een dergelijk label zou het flexibiliteitsecosysteem maximaal kunnen worden geopend en zouden de consumenten het gemakkelijker kunnen gebruiken.

Het *Consumer-Centric Market Design*<sup>67</sup> (CCMD) is een ander initiatief om flexibiliteit in België te promoten door consumenten in staat te stellen de vruchten te plukken van de flexibiliteit van hun warmtepompen, huishoudbatterijen, elektrische auto's en andere apparatuur. Er worden regelmatig vergaderingen georganiseerd met de marktspeelers en de gewesten om een flexibeler markt te helpen ontwikkelen die de komende jaren moet worden geïmplementeerd.

<sup>65</sup> [https://issuu.com/eliagroup/docs/20231121\\_thepowerofflex-study\\_en?fr=sNzFmYzY3OTU2NDE](https://issuu.com/eliagroup/docs/20231121_thepowerofflex-study_en?fr=sNzFmYzY3OTU2NDE)

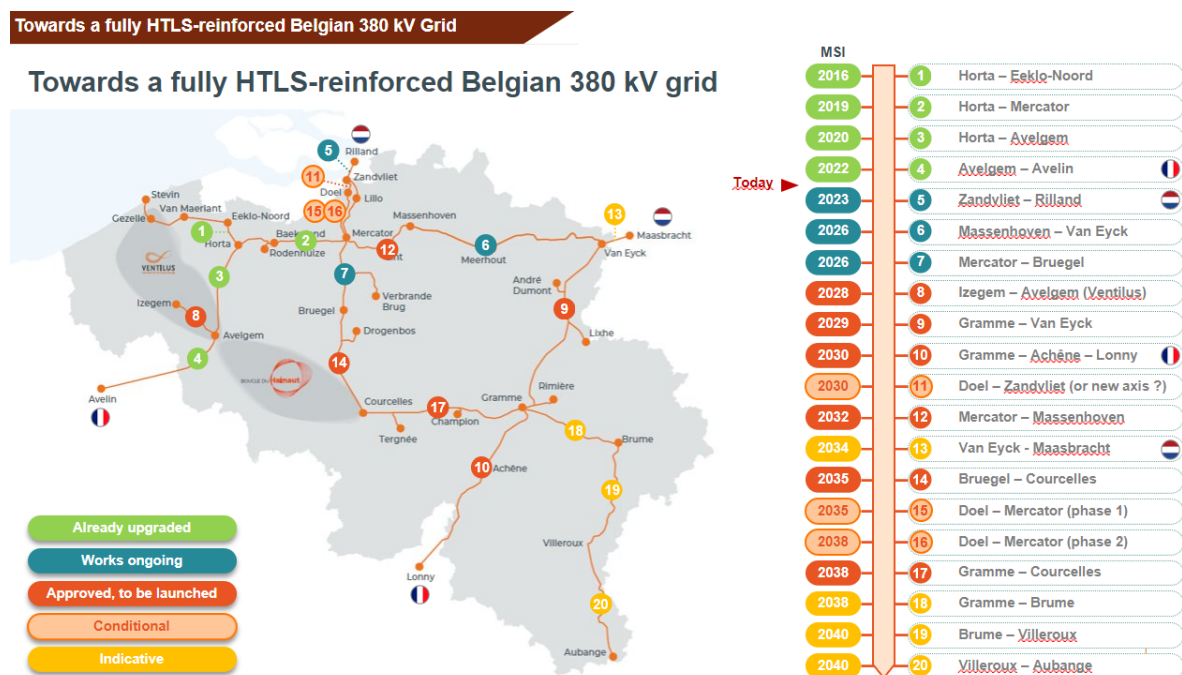
<sup>66</sup> Deze omvatten het ETS-systeem en de stijging van de CO<sub>2</sub>-prijs, evenals de toename van zelfopwekking.

<sup>67</sup> <https://www.elia.be/en/users-group/wg-consumer-centric-market-design>

## 4.4. Ontwikkeling van binnenlandse lijnen en interconnecties

Een bijkomende maatregel om de bevoorradingszekerheid te versterken en tegelijk de markefficiëntie te verhogen, is de ontwikkeling van interconnecties en de daaropvolgende versterking van binnenlandse lijnen. Hun ontwikkeling is des te belangrijker naarmate de capaciteit voor hernieuwbare energie toeneemt. Daartoe, en in overeenstemming met het Ten-Year Network Development Plan van ENTSO-E<sup>68</sup>, dient Elia om de vier jaar een Federaal Ontwikkelingsplan in dat een periode van 10 jaar bestrijkt.

Dit plan, dat ter openbare raadpleging wordt voorgelegd, bevat een gedetailleerde raming van de behoeften aan transmissiecapaciteit en het bijbehorende investeringsprogramma waarmee de transmissiesysteembeheerder aan deze behoeften kan voldoen. Het laatste netwerkontwikkelingsplan werd in mei 2023 voorwaardelijk goedgekeurd door de minister<sup>69</sup> en heeft betrekking op de periode 2024-2034. Onderstaande afbeelding van Elia toont de verschillende lijnen in België die versterkt zijn of in de toekomst versterkt zullen worden.



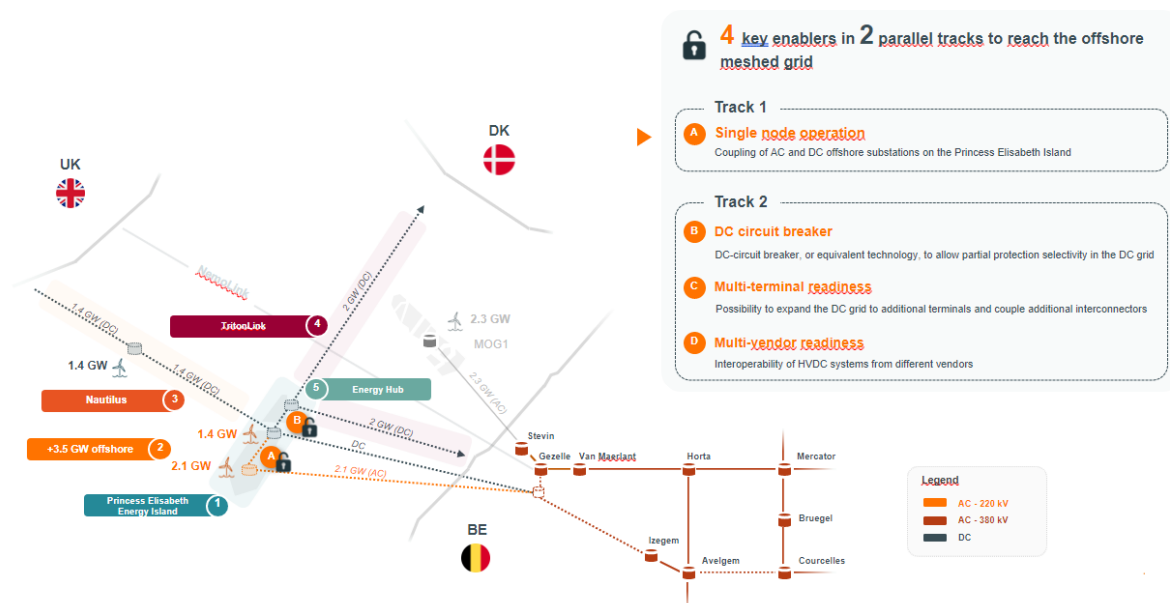
Afbeelding 30 30 Kalender voor de versterking van het netwerk in België. Bron: Seminarie AD Energie - Elia, 8 december 2023

Ten eerste is er een nieuwe interconnectie tussen België en Denemarken, TritonLink, gepland voor 2032. De interconnectie is opgenomen in het Federaal Ontwikkelingsplan en in de *Adequacy and Flexibility-studie 2023* van de netwerkbeheerder, maar het is belangrijk om te benadrukken dat de definitieve investeringsbeslissing nog niet is genomen en dat er voldoende financiële steun nodig zal zijn. Deze interconnectie zal in 2032-2033 in gebruik kunnen worden genomen en zou de capaciteitsbehoefte met 400 MW moeten verminderen, aldus Elia.

Net als met Denemarken is er een interconnectie gepland tussen Groot-Brittannië en België, die in 2029-2030 in gebruik zou kunnen worden genomen. Dezelfde voorzorgsmaatregelen als voor TritonLink zijn noodzakelijk aangezien de definitieve investeringsbeslissing nog niet is genomen. Deze interconnectie met Groot-Brittannië zou de behoefte aan nieuwe capaciteit met 500 tot 600 MW inperken. We kunnen dus het belang van de interconnecties en hun potentieel om de behoefte aan capaciteit te verminderen en de bevoorradingszekerheid te garanderen constateren.

<sup>68</sup> <https://tyndp.entsoe.eu/>

<sup>69</sup> <https://economie.fgov.be/nl/themas/energie/bronnen-en-dragers-van-energie/elektriciteit/transmissie-van-elektriciteit>



Afbeelding 31 Plan van de interconnecties tussen België en Groot-Brittannië en Denemarken. Bron: Seminarie AD Energie - Elia, 8 december 2023

Uiterst belangrijke bijkomende netwerkontwikkelingen zijn het Boucle du Hainaut-project en het Ventilus-project. De 700 MW offshore windenergie die gepland is voor 2029 en de extra 2800 MW offshore windenergie die gepland is voor 2030 kunnen alleen op het net worden aangesloten als deze netontwikkelingsprojecten zijn afgerond. De vertraging in deze projecten zou volgens de berekeningen van Elia de behoefte aan nieuwe capaciteit met meer dan 800 MW kunnen doen toenemen.

Zoals vermeld in hoofdstuk 2.2.4 en geïllustreerd in afbeelding 11, is de administratieve procedure voor de uitvoering van dergelijke projecten uiterst omslachtig en vatbaar voor talrijke beroepsprocedures. De voortgang van deze netwerkontwikkelingsprojecten moet daarom nauwlettend worden opgevolgd, gezien de grote impact die elke vertraging kan hebben op de bevoorradingszekerheid.

Kortom, de ontwikkeling van de Belgische en Europese netten vertegenwoordigt een cruciale maatregel om de bevoorradingszekerheid te garanderen en de Europese doelstellingen in verband met de energietransitie na te komen. Elke vertraging in de verschillende vermelde projecten zal leiden tot een toename van de behoefte aan nieuwe capaciteit en zal een negatieve impact hebben op de bevoorradingszekerheid van België.

## 4.5. Risk preparedness plan

In januari 2022 publiceerde België het eerste risicoparaatheidsplan voor de elektriciteitssector<sup>70</sup> in overeenstemming met de vereisten van de Europese Verordening 2019/941<sup>71</sup>. Ondanks alle maatregelen die zijn genomen en de voortdurende monitoring door de AD Energie is het mogelijk dat er zich een incident voordoet op het netwerk of dat er een crisis ontstaat. Dit plan geeft daarom een overzicht van alle maatregelen die kunnen worden ingezet om de effecten te verzachten of eventuele problemen op te lossen.

### Sensibilisering voor vraagbeperkende maatregelen

<sup>70</sup>

<https://economie.fgov.be/nl/themas/energie/bevoorradingszekerheid/elektriciteit/crisisbeleid/risicoparaatheidsplan-voor-de>

<sup>71</sup> <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/NL/TXT/?uri=CELEX%3A32019R0941>

Als er een elektriciteitsstekort wordt verwacht, kan de federale minister van Energie de bevolking oproepen om het elektriciteitsverbruik te verminderen en zo het risico op een *black-out* te verkleinen of zelfs te elimineren. Daartoe kan de minister de volgende communicatiekanalen gebruiken:

- Via een persconferentie,
- Via radio of televisie,
- Via sociale netwerken en een mediacampagne,
- Via kranten en nieuwswebsites,
- Via de website van de FOD Economie of andere thematische websites, in het bijzonder de off-on site gewijd aan de monitoring van het risico op black-out: <https://economie.fgov.be/off-on/>.

Vraagbeperkende maatregelen kunnen het volgende omvatten:

- het elektriciteitsverbruik van huishoudapparaten zoveel mogelijk beperken,
- de lichten zoveel mogelijk doven,
- elektrische of hybride auto's zo weinig mogelijk opladen,
- de verwarming verlagen naar 18°C in geval van elektrische verwarming en zo weinig mogelijk water verbruiken dat door middel van elektriciteit wordt verwarmd,
- telewerken sterk aanbevelen,
- reclame- en parkeerverlichting uitschakelen.

Ook binnen de FOD Economie werden er al communicatieplannen opgesteld. Deze maatregelen kunnen preventief werken of de omvang van het tekort verminderen, zodat er geen verplichte vraagbeperkende maatregelen nodig zijn.

#### **Verplichte vraagbeperkende maatregelen**

Als de hierboven beschreven sensibiliseringsmaatregelen niet volstaan om het tekort te verminderen, kan de federale minister van Energie verplichte maatregelen ter vermindering van de vraag afkondigen na overleg tijdens het crisioverleg of binnen de beleidseenheid.

De lijst met verplichte vraagbeperkende maatregelen wordt door de AD Energie om de 4 jaar bijgewerkt en wordt door de federale minister van Energie goedgekeurd. De huidige lijst is als volgt:

- het gebruik van huishoudapparaten beperken,
- de lichten doven,
- apparaten in stand-bymodus uitschakelen,
- elektrische of hybride auto's niet opladen,
- de verwarming verlagen naar 18°C in geval van elektrische verwarming en geen water verbruiken dat door middel van elektriciteit wordt verwarmd,
- telewerken in de mate van het mogelijke verplichten,
- reclame- en parkeerverlichting uitschakelen,
- het treinaanbod verminderen,
- verplichte vervroegde sluiting van niet-essentiële winkels.

De genomen maatregelen en hun tijdsduur worden bij ministerieel besluit in het Belgisch Staatsblad gepubliceerd en worden via dezelfde kanalen als de sensibilisatiemaatregelen voor vraagbeperking gecommuniceerd.

#### **Manueel afschakelplan**

Het manuele afschakelplan maakt deel uit van het beveiligingsplan van het systeembeschermingsplan van Elia, dat is opgesteld in overeenstemming met de vereisten van de netcode voor de noodtoestand en het herstel van het elektriciteitsnet (EU 2017/2196)<sup>72</sup>. Het uitdienstnameplan wordt alleen geactiveerd in gevallen van uiterste noodzaak en als laatste redmiddel.

Het manuele afschakelplan voor België omvat acht schijven, elk met een capaciteit tussen 420MW en 650MW. In totaal zijn de acht schijven goed voor ongeveer 35% tot 40% van het totale piekverbruik, of ongeveer 5.000 MW. Deze acht schijven komen niet overeen met regionale of geografische zones.

---

<sup>72</sup> <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/NL/ALL/?uri=CELEX%3A32017R2196>



Gemeenten in verschillende delen van het land kunnen tot dezelfde schijf behoren. Op een interactieve kaart<sup>73</sup> kunnen burgers controleren of hun straat in een schijf valt, en zo ja, welke.

Op de vooravond van een eventueel tekort wordt besloten welke schijf wordt uitgeschakeld om een algemene black-out te vermijden. Rekening houdend met de verbruiksstatistieken wordt verwacht dat de onderbrekingen ongeveer drie uur zullen duren, waarschijnlijk tussen 17.00 en 20.00 uur, de piekverbruiksperiode in de winter. Afhankelijk van de situatie en het werkelijke verbruik, kunnen deze onderbrekingen op andere tijdstippen plaatsvinden of langer duren.

Voor zover mogelijk wordt slechts één schijf uitgeschakeld. Als het tekort echter te groot wordt, kunnen er meerdere schijven betrokken zijn. In ieder geval worden, zelfs in gebieden zonder elektriciteit, sommige prioritaire gebruikers (voornamelijk ziekenhuizen, crisiscentra en beheercentrales voor noodoproepen) niet afgeschakeld of met voorrang opnieuw bevoorrad. Deze lijsten van prioritaire gebruikers worden jaarlijks vastgesteld.

De manuele afschakelingsprocedure voorziet in een beurtrol tussen de schijven in dalende volgorde, van schijf 8 tot schijf 2, en dan opnieuw van schijf 8 tot schijf 2. Schijf 1 zou dus a priori niet "manueel" worden afgeschakeld, met uitzondering van een automatische afschakeling in het geval van een plots incident dat het evenwicht van het Belgische of Europese elektriciteitsnet in gevaar zou brengen.

Er is voorzien in een schijfrotatiesysteem als de schaarste verscheidene dagen na elkaar of verscheidene keren in korte perioden moet plaatsvinden. De schijven worden om beurten, in dalende volgorde, afgeschakeld. Als bijvoorbeeld schijf 8 op maandag werd afgeschakeld en er op dinsdag een schaarste dreigt, dan wordt schijf 7 automatisch gekozen om te worden afgeschakeld. Dit kan ook het geval zijn als schijf 8 uiteindelijk toch niet hoefde te worden afgeschakeld. Als het nodig is om de schijf een paar weken later opnieuw uit te schakelen, wordt schijf 6 afgeschakeld, daarna schijf 5 enzovoort. Het rotatieprincipe geldt enkel voor verschillende dagen. Anders zou het voor de plaatselijke overheid moeilijk zijn om de volksgezondheid en noodhulp aan de bevolking te waarborgen.

Elia heeft de afschakelbare distributiestations in elke schijf bepaald met het oog op de naleving van het wettelijke principe van proportionaliteit t.o.v. het verbruik van de verschillende elektrische zones. Een aantal zones is niet opgenomen in het handmatige afschakelplan:

- het Brussels Hoofdstedelijk Gewest
- de havens en luchthavens
- de provinciale hoofdsteden en de steden met meer dan 50.000 inwoners
- de bedrijven die rechtstreeks zijn aangesloten op het transmissienetwerk.

Bovenstaande maatregelen worden aangevuld met andere beschermingsmaatregelen die de transmissiesysteembeheerder kan uitvoeren. Deze maken deel uit van het systeembeschermingsplan van Elia<sup>74</sup>.

Zoals hierboven kort vermeld, worden naast deze maatregelen elk jaar lijsten van prioritaire klanten opgesteld. De nationale lijsten van prioritaire netgebruikers omvatten enerzijds prioritaire netgebruikers die belangrijk zijn voor het beheer en herstel van het net, zoals bepaald door de transmissiesysteembeheerder, en anderzijds de prioritaire netgebruikers die belangrijk zijn in het belang van de openbare orde en veiligheid, zoals bepaald door de bevoegde overheid in het kader van de implementatie van de risicoparaatheidsverordening. Meer specifiek zijn dit de volgende categorieën van netgebruikers: ziekenhuizen, noodstroomcentrales, crisiscentra, Ampacimon-apparatuur, technische hulpsystemen voor gas en elektriciteit die nodig zijn voor de stabiliteit of het herstel van het net, en treininjectiepunten. Er worden ook extra verbindingen bepaald. In het geval van elektriciteitsschaarste is het mogelijk om te beslissen of deze laatste prioriteit krijgt of niet. Het gaat bijvoorbeeld om gevangenissen, pompstations en verkeerscontrolecentra. De federale minister van Energie kan deze beslissing nemen in het kader van het crisioverleg of binnen de beleidscel als de federale fase van crisisbeheer is afgekondigd.

---

<sup>73</sup>

<https://economie.fgov.be/nl/themas/energie/bevoorradingszekerheid/elektriciteit/elektriciteitschaarste/afschakelplan/tot-welke-schijf-behoort-mijn>

<sup>74</sup> <https://www.elia.be/nl/elektriciteitsmarkt-en-systeem/noodsituatie>

Naast de mogelijkheid om de bovengenoemde maatregelen te nemen, wordt de crisiscel ook geactiveerd binnen de AD Energie en de betrokken crisispartners. In het geval van een (dreigende) elektriciteitscrisis wordt hiervoor de procedure bij schaarste gebruikt. Deze gezamenlijke procedure werd ontwikkeld door het Nationaal Crisiscentrum (CNCC) en de AD Energie in nauwe samenwerking met Elia en Synergrid. De procedure omvat afspraken over de communicatie en de besluitvorming en is bedoeld om de acties van de partners die betrokken zijn bij het oplossen van de crisis te coördineren.

## 5. Conclusie

De kwestie van de bevoorradingszekerheid van elektriciteit staat nu meer dan ooit centraal in het Belgische energiebeleid. De aanzienlijke elektrificatie van de samenleving en de groeiende ontwikkeling van hernieuwbare energie die nodig is om de Europese klimaatdoelstellingen te halen, zetten België onder grote druk om zijn bevoorrading veilig te stellen. In dit verslag worden de context van de Belgische en Europese elektriciteitsmarkten en een uitgebreide beschrijving van deze markten voorgesteld. Vervolgens werd de uitdaging om de toereikendheid van elektriciteit in België tegen 2025 te verzekeren aangetoond door verschillende nationale en Europese studies die door de netbeheerder en ENTSO-E zijn uitgevoerd. België heeft niet stilgezeten ten opzichte van deze uitdaging en heeft al een reeks acties gelanceerd om de bevoorradingszekerheid te garanderen en tegelijk de inspanningen voort te zetten om tegen 2050 klimaatneutraal te zijn.

Al in 2014 werd de rentabiliteit van Belgische elektriciteitscentrales, vooral gasgestookte centrales, onzeker in het licht van de markttrends (vooral elektriciteits- en gasprijzen). Met het oog op het behoud van de bevoorradingszekerheid is het daarom noodzakelijk gebleken te voorzien in een mechanisme dat kan worden geactiveerd wanneer op korte termijn een niet te verwaarlozen risico op een tekort in bepaalde omstandigheden wordt vastgesteld en tegelijkertijd productie-eenheden worden stopgezet en/of stilgelegd wegens marktomstandigheden die door de investeerders als onvoldoende gunstig worden beschouwd. Zo heeft de wet van 26 maart 2014 tot wijziging van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt het voor de Minister van Energie mogelijk gemaakt om de transmissienetbeheerder de opdracht te geven om voor een bepaalde periode een zogenaamde "strategische" reserve aan te leggen die kan worden geactiveerd in geval van een risico op een tekort. De toepassing van dit strategische reservemechanisme, dat door de Commissie is goedgekeurd tot de winter van 2021/2022, weegt echter niet op tegen het ontbreken van prijssignalen op lange termijn op de markt, waardoor investeringen mogelijk gemaakt worden<sup>75</sup>.

Naast het strategisch reservemechanisme heeft de AD Energie in dit verslag de belangrijkste maatregelen voorgesteld die in het verleden al zijn ingevoerd en degene die op middellange termijn zullen worden ingevoerd om de werking van de Energy Only Market (EOM) te verbeteren en bijgevolg de bevoorradingszekerheid van elektriciteit op het Belgisch grondgebied te verzekeren. Ondanks deze maatregelen merkt de AD Energie op dat de EOM alleen de investeringen in capaciteit niet zal kunnen aantrekken die nodig zijn om de bevoorradingszekerheid van België te garanderen.

Daarom heeft België in 2021 een capaciteitsvergoedingsmechanisme ("CRM") ingevoerd om de bevoorradingszekerheid van elektriciteit vanaf de winter van 2025-2026 te garanderen. Sinds 2021 biedt dit mechanisme door middel van jaarlijkse veilingen steun voor eenheden die vanaf 2025 elektriciteit kunnen leveren of besparen. Deze veilingen hebben het mogelijk gemaakt om meer dan 2 GW aan nieuwe capaciteit aan te trekken, naast het ondersteunen van bestaande capaciteit, zodat deze op de markt blijft. Dit mechanisme is het belangrijkste instrument van België om zijn bevoorradingszekerheid vanaf 2025 te garanderen. Er zijn een aantal maatregelen genomen en nog gepland om het te verbeteren en nog aantrekkelijker te maken voor de bestaande en nieuwe capaciteit, tegen lage kosten.

Naast dit mechanisme worden enorm grote inspanningen geleverd om de ontwikkeling van nieuwe hernieuwbare capaciteit te bevorderen. België is zo bijvoorbeeld een stichtend lid van de North Sea Summit en is van plan om zijn offshore windcapaciteit de komende jaren met minstens 3,15 GW en

---

<sup>75</sup> 1 CREG studie (F)150604-CDC-1422 van 4 juni 2015, p 8/213

maximaal 3,5 GW te verhogen. Dit zal het mogelijk maken de bevoorradingszekerheid te garanderen en de Europese doelstellingen na te leven.

De elektrificatie en de ontwikkeling van hernieuwbare energie vormen een uitdaging in termen van het adequacybeheer, maar vormen ook een kans om het potentieel voor flexibiliteit optimaal te benutten. Er is begonnen met het ontsluiten van dit potentieel (CCMD, energiegemeenschappen, Power to flex, slimme meters, enz.)

De ontwikkeling van hernieuwbare energie, in het bijzonder offshore windenergie, en de sterke elektrificatie van de samenleving zullen het net onder grote druk zetten. Om de transitie tot een goed einde te brengen, heeft België geïnvesteerd en zal het blijven investeren in de ontwikkeling van het net, zowel op nationaal als op internationaal niveau, door het versterken en installeren van nieuwe interconnecties.

Ten slotte heeft de regering, om de bevoorradingszekerheid in België te garanderen en elk risico te vermijden, een permanente monitoring van de productiecapaciteit opgezet, in nauw overleg met de Algemene Directie Energie, de CREG en Elia. De situatie met betrekking tot de bevoorradingszekerheid van elektriciteit wordt zowel direct (bijv. via de beschikbare productiecapaciteit en via het niveau van productie en import/export) als indirect (via de prijzen) gemonitord. Alle informatie met betrekking tot deze permanente monitoring is beschikbaar op de website van de FOD Economie<sup>76</sup>.

---

<sup>76</sup> <https://economie.fgov.be/nl/themas/energie/bevoorradingszekerheid/monitoring>

## Tabel van de afbeeldingen:

Afbeelding 1 Historisch jaarlijks elektriciteitsverbruik en prognose voor de toekomst uit de Adequacy and Flexibility-studie 2023.....	15
Figuur 2 Toekomstig elektriciteitsverbruik geschat door Climact met een vraagvernietiging van 4,7 TWh zoals voorgesteld door de CREG (C)2630 .....	16
Afbeelding 3 Vraagprofiel tijdens de winter in België afkomstig van de Adequacy and flexibility-studie 2023.....	17
Afbeelding 4 Evolutie in GW van de productiecapaciteit in België .....	18
Afbeelding 5 Bruto elektriciteitsproductie per productiebron in 2022 in België.....	19
Afbeelding 6 Evolutie van de bruto elektriciteitsproductie per productiebron in België.....	20
Afbeelding 7 Bruto elektriciteitsproductie afkomstig van hernieuwbare energiebronnen in 2022.....	21
Afbeelding 8 Evolutie van de bruto elektriciteitsproductie per energiebron in België.....	22
Afbeelding 9 Vraagresponscapaciteit en het potentieel ervan volgens EVA.....	23
Afbeelding 10 Impact van Ventilus en Boucle du Hainaut op het Belgische elektriciteitsnet .....	24
Afbeelding 11 Administratieve procedure voor het Boucle du Hainaut-project voorgesteld tijdens een seminarie tussen Elia en de AD Energie op 8 december 2023 .....	25
Afbeelding 12 Evolutie van de fotovoltaïsche capaciteit in België .....	25
Afbeelding 13 Evolutie van de onshore windcapaciteit in België .....	26
Afbeelding 14 Evolutie in TWh van de netto invoer van elektriciteit in België .....	27
Afbeelding 15 15 Periode bestreken door de Adequacy and Flexibility-studie 2023 en belangrijke gebeurtenissen.....	28
Afbeelding 16 16 Adequacy-resultaat voor de winter van 2023-2024 en 2024-2025 volgens de Adequacy and flexibility-studie 2023 .....	29
Afbeelding 1717 Resultaat van de adequacy-analyse volgens de Winter Outlook van ENTSO-E .....	30
Afbeelding 18 18 Resultaat van de Adequacy and Flexibility-studie van Elia voor de winter van 2025-2026.....	31
Afbeelding 19 19 Resultaten van de Adequacy and Flexibility-studie van Elia voor de EU-BASE- en EU-SAFE-scenario's .....	31
Afbeelding 20 Weging van de verschillende klimaatjaren voor scenario A en B van de ERAA 2023 .....	32
Afbeelding 21 Verandering in capaciteit na de EVA voor scenario A .....	33
Afbeelding 22 Verandering in capaciteit na de EVA voor scenario B .....	33
Figuur 23 23 Correlatie tussen tijden van schaarste in België en de buurlanden.....	36
Afbeelding 24 24 Kalender van de CRM veilingen.....	39
Figuur 2525 Vraagcurve voor de veiling Y-4 in 2021.....	40
Figuur 2626 Vraagcurve voor de veiling Y-4 in 2022.....	40
Figuur 2727 Vraagcurve voor de veiling Y-4 in 2023.....	41

Figuur 28 Historische en toekomstige Franse nucleaire opwekking volgens RTE .....	44
Figuur 29 De impact van maatregelen om de behoefte aan nieuwe capaciteit te beperken volgens de Adequacy and flexibility study 2023.....	45
Afbeelding 30 30 Kalender voor de versterking van het netwerk in België. Bron: Seminarie AD Energie - Elia, 8 december 2023.....	46
Afbeelding 31 Plan van de interconnecties tussen België en Groot-Brittannië en Denemarken. Bron: Seminarie AD Energie - Elia, 8 december 2023 .....	47