



Kernpunten uit België's Adequacy & Flexibility Study 2026-2036:

verdere implementatie van het CRM, versnelde ontwikkeling van flexibiliteit en duidelijkheid over de energiemix op langetermijn

HOOFDPUNTEN

- De snelheid waarmee België elektrificeert, zorgt ervoor dat de vraag naar elektriciteit vanaf 2028 niet volledig afgedekt kan worden met de beschikbare capaciteit. Het capaciteitsvergoedingsmechanisme (CRM) blijft echter een hoeksteen van de Belgische bevoorradingszekerheid: het houdt essentiële thermische capaciteit beschikbaar en zorgt er tegelijk voor dat er geïnvesteerd wordt in nieuwe koolstofarme productie.
- Flexibiliteit wordt cruciaal – zowel aan de vraag- als de aanbodzijde – om de toenemende volatiliteit en periodes van overaanbod op te vangen. Door consumenten aan te zetten tot flexibel verbruik, wint die twee keer: zowel de systeemkosten als de elektriciteitsfactuur zijn lager.
- Om de (via het CRM) gegarandeerde capaciteit uit te breiden en het elektriciteitstekort op lange termijn op te vangen, kan de Belgische overheid bijkomende hefboomen overwegen, zoals de levensduurverlenging of de bouw van nieuwe nucleaire eenheden, bijkomende offshore windcapaciteit, interconnecties of een structurele vermindering van de vraag.

BRUSSELS | Om ervoor te zorgen dat België op elk moment over voldoende elektriciteit beschikt, heeft netbeheerder Elia haar vijfde Adequacy & Flexibility studie gepubliceerd voor de periode 2026–2036. Daaruit blijkt dat elektrificatie en digitalisering het Belgische elektriciteitssysteem drastisch veranderen. Hoewel de bevoorradingszekerheid op korte termijn verzekerd is (dankzij het huidige CRM-mechanisme en de levensduurverlenging van twee nucleaire eenheden), zal vanaf 2028 bijkomende capaciteit nodig zijn om de bevoorradingszekerheid te blijven handhaven. Het CRM blijft daarom een cruciale pijler om zowel bestaande als nieuwe capaciteit te voorzien. Toch kunnen aanvullende structurele maatregelen overwogen worden om de bevoorradingszekerheid op lange termijn te waarborgen. Een versnelde ontwikkeling van flexibiliteit in het hele Belgische elektriciteitssysteem is een essentiële hefboom voor de huidige transitie. Van vraagrespons en batterijopslag tot regelbare hernieuwbare productie: flexibele middelen zijn onmisbaar om de volatiliteit op te vangen, netstabiliteit te garanderen en het teveel aan hernieuwbare productie efficiënt te benutten. Met gepaste regulatoire voorwaarden – zoals realtimeprijzen en digitale tools – kan slimme flexibiliteit tegen 2036 jaarlijks 350 tot 500 miljoen euro aan systeemkosten besparen, terwijl het ook consumenten helpt in het verlagen van hun elektriciteitsfactuur.

"De feiten zijn gekend, de maatregelen zijn geïdentificeerd, en er is politieke wil om te werken aan een langetermijnvisie voor het Belgische energiesysteem. Het realiseren van deze visie vereist een verdere implementatie van het CRM, een versnelde ontwikkeling van flexibiliteit – zowel aan de vraag- als aan de productiezijde – én meer duidelijkheid over de langetermijnkeuzes voor de energiemix. Om dit waar te maken, zijn gecoördineerde en volgehouden inspanningen nodig van alle betrokkenen: overheden, regulatoren, netbeheerders, producenten, marktspelers, industriële partners én burgers. We hopen dat dit rapport een betekenisvolle bijdrage kan leveren aan de komende debatten over de toekomstige energiepolitiek van België. Het waarmaken van deze gezamenlijke ambitie is nu onze gedeelde prioriteit."

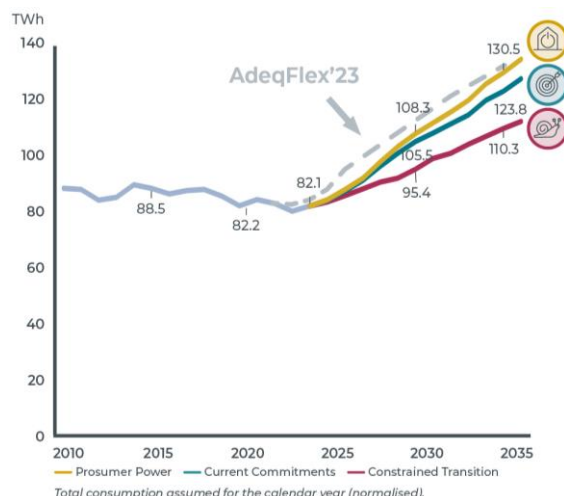
Frédéric Dunon, CEO van Elia Transmission Belgium

GRAFIEK 1 – TOTALE ELEKTRICITEITSVERBRUIK IN BELGIË PER SCENARIO

De energietransitie blijft ons verrassen. De opmerkelijke groei van batterijopslag en datacenters, bijvoorbeeld, heeft de verwachtingen ruimschoots overtroffen. Om met deze onzekerheden rekening te houden, zijn in deze studie voor het eerst drie verschillende scenario's opgenomen: (1) **Current Commitments & Ambitions** (gebaseerd op bestaande doelstellingen en huidig beleid). (2) **Constrained Transition** (een vertraagde transitie); (3) **Prosumer Power** (een versnelde transitie met een actieve rol voor consumenten).



Elk scenario heeft andere gevolgen voor het energiesysteem. Er zijn uiteenlopende niveaus van elektrificatie en een andere elektriciteitsmix. Dit vertaalt zich in verschillen op vlak van hernieuwbare energie, netto-elektriciteitsimport, fossiel brandstofverbruik, totale brandstofkosten en emissiereducties.



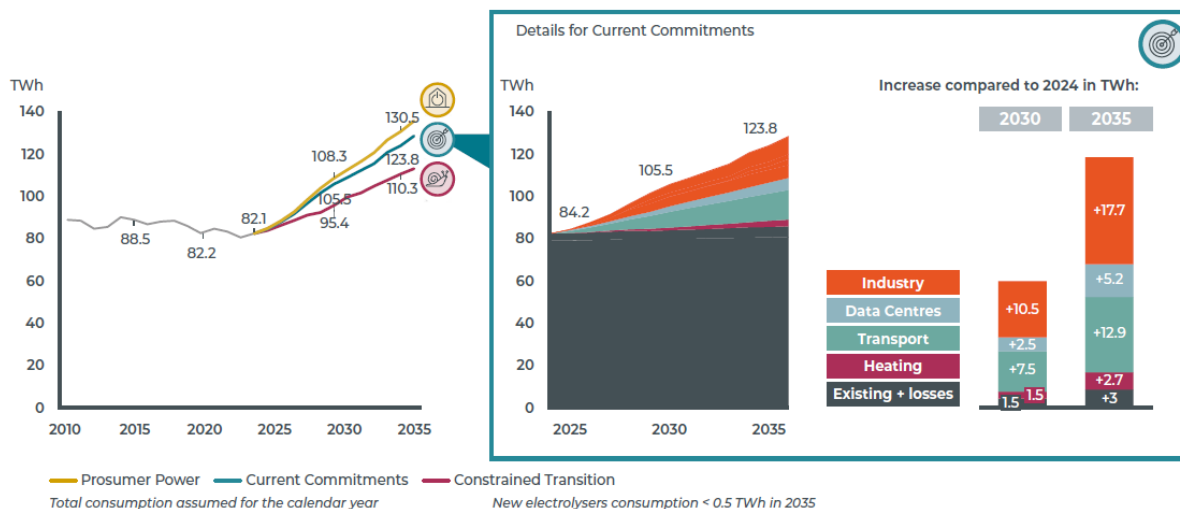
In vergelijking met de vorige Adequacy & Flexibility studie (AdeqFlex'23), ligt het verwachte elektriciteitsverbruik in België lager.

- De elektrificatievooruitzichten voor de transport- en verwarmingssector liggen grotendeels in lijn met eerdere projecties.
- De opvallende groei van batterijopslag en datacenters overstijgt ruim de verwachtingen.
- De prognoses voor industrieel verbruik daarentegen blijven voorlopig uit; voornamelijk door onzekerheden en vertragingen in de industriële elektrificatie en toenemende concurrentiedruk.

GRAFIEK 2 – TOTAAL ELEKTRICITEITSVERBRUIK – HUIDIGE COMMITMENTS & AMBITIONS SCENARIO

De onderstaande grafiek geeft een gedetailleerd overzicht van het elektriciteitsverbruik per sector binnen het huidige *Commitments & Ambitions* scenario. Dit is het pad waarop België zich vandaag bevindt, veronderstellend dat de Europese ambities effectief worden nagestreefd. Dit scenario is afgestemd op het huidige Belgische energiebeleid en op gepubliceerde doelstellingen zoals de vooruitzichten van het Federaal Planbureau, de ambities uit het Nationaal Energie- en Klimaatplan (NEKP), recente federale en gewestelijke regeerakkoorden en plannen rond industriële elektrificatie.

TOTAL ELECTRICITY CONSUMPTION ACROSS SCENARIOS

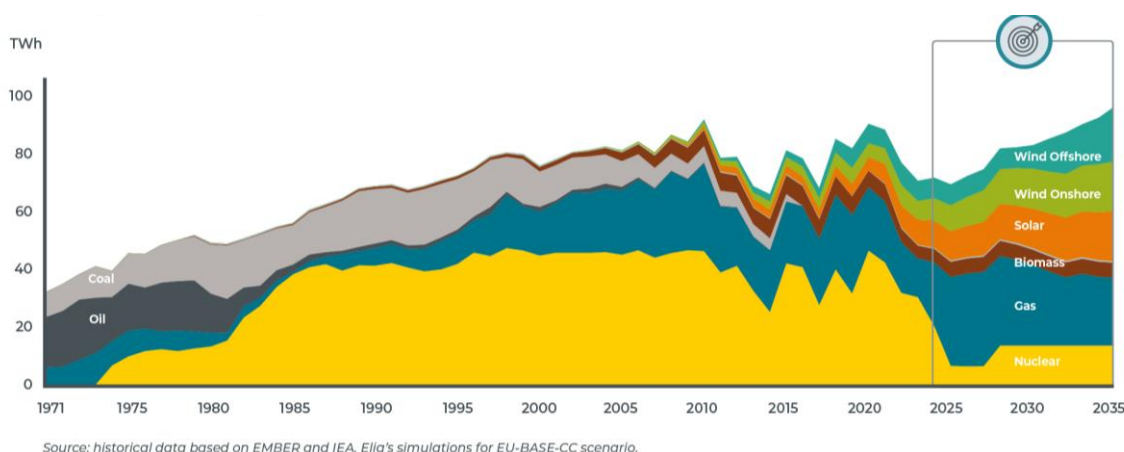


Wat toont de bovenstaande figuur?

- **DE VRAAG NAAR ELEKTRICITEIT** zal de komende tien jaar blijven stijgen, met elektrificatie als voornaamste impuls. Binnen de vier sleutelsectoren (industrie, datacenters, transport en verwarming) zullen de elektrificatie van industrie en mobiliteit de grootste impact hebben.
- **DATA CENTERS** zijn de bepalende factor van het toenemende elektriciteitsverbruik door de opkomst van artificiële intelligentie en het toenemende digitale verbruik.
- **HET AANDEEL ELEKTRISCHE VERWARMING** in gebouwen blijft relatief beperkt door eerder voorzichtige prognoses die in dit scenario zijn meegenomen.

GRAFIEK 3 – HISTORISCHE EN TOEKOMSTIGE VERANDERINGEN IN DE BELGISCHE ELEKTRICITEITSMIX

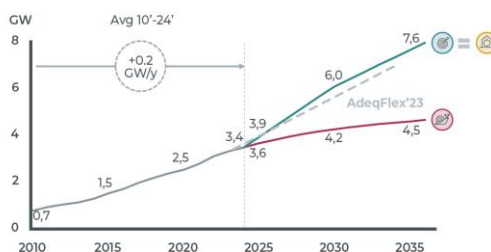
Om de veranderingen in de Belgische elektriciteitsmix te illustreren, worden binnen het *Current Commitments & Ambitions* scenario specifieke keuzes gemaakt over de toekomstige elektriciteitsproductie. Hoewel er nog veel onzekerheden zijn, gaat de onderstaande figuur uit van 2 GW aan nucleaire productiecapaciteit na 2035 en 5,8 GW aan offshore windcapaciteit vanaf 2035. Daarnaast worden in de studie verschillende varianten geanalyseerd.



Wat toont de bovenstaande figuur?

- Kijkend naar de toekomst, zien we een toename aan hernieuwbare energie en een daling van gas. Er wordt rekening gehouden met de 10jarige levensduurverlenging van nucleaire eenheden.
- Na een uitzonderlijke stijging in 2023 is de PV-capaciteit ook in 2024 voort gegroeid (tot meer dan 11 GW). Verwacht wordt dat de geïnstalleerde capaciteit tegen 2030 de regionale doelstellingen van 16,5 GW bereikt – zelfs binnen het *Constrained Transition* scenario (CT) – dankzij de toegankelijkheid en lage kostprijs van zonne-energie. Zie grafiek 4 hieronder.
- Het behalen van de regionale doelstellingen voor onshore wind tegen 2030 (in de CC- en PP-scenario's) vraagt een verdubbeling van het historische groeitempo in de komende vijf jaar. Zie eveneens grafiek 4.

GRAFIEK 4 – VERWACHTE EVOLUTIE VAN DE GEÏNSTALLEERDE PV- EN ONSHORE WINDCAPACITEIT



GRAFIEK 5 – BELGIË'S VERWACHTE CAPACITEITSNODEN IN DE KOMENDE 10 JAAR

De onderstaande figuur toont hoeveel nieuwe capaciteit België nodig heeft (uitgaande van 100% beschikbaarheid) om de bevoorradingszekerheid in het komende decennium te handhaven. Dit komt bovenop de volumes die gecontracteerd zijn via eerdere CRM-veilingen en ook bovenop de verlenging van de levensduur van Doel 4 en Tihange 3 (2025–2035).

In de berekening van de capaciteitsnoden is al rekening gehouden met de verwachte ontwikkeling van bijkomende flexibiliteit aan de verbruik zijde. Als deze flexibiliteit niet tot stand komt, zal bijkomende capaciteit voorzien moeten worden. Een tragere uitrol van flexibel verbruik in de residentiële, tertiaire en industriële sectoren kan de capaciteitsbehoefte doen toenemen met ongeveer +700 MW tegen 2030 en +1.300 MW tegen 2036.



Wat toont de bovenstaande figuur?

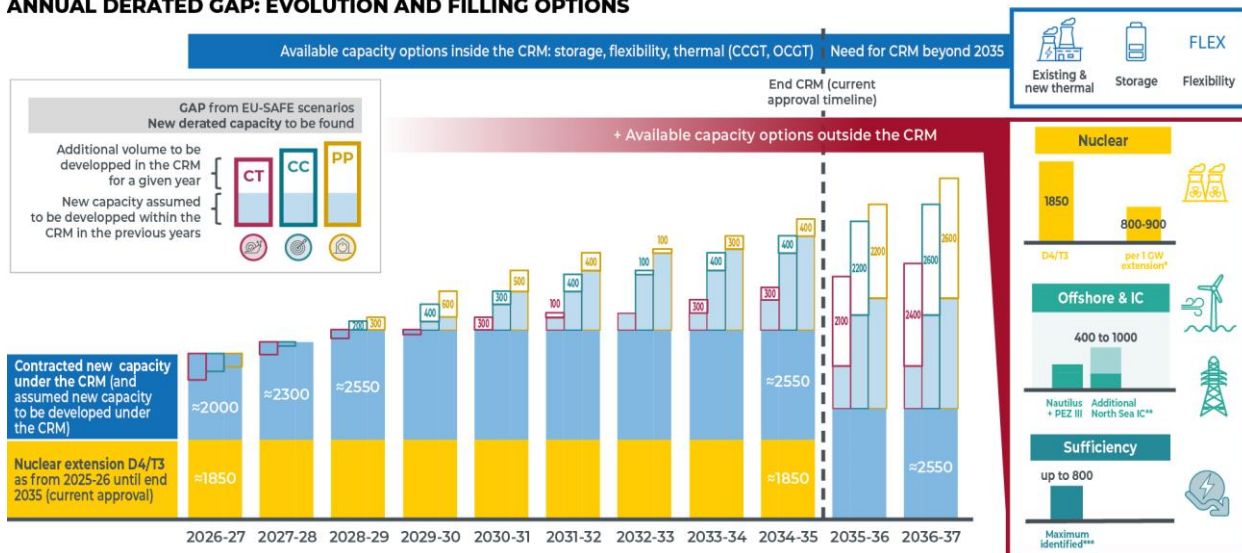
- **VOLDOENDE MARGE OP KORTE TERMIJN, MAAR NIEUWE BEHOEFTE VANAF 2028** - Hoewel België op korte termijn over een capaciteitsmarge beschikt (door de levensduurverlenging van nucleaire eenheden en de volumes die via het CRM zijn gecontracteerd) ontstaat er vanaf 2028 in bepaalde scenario's een bijkomende capaciteitsnood. In alle scenario's wordt die nood voelbaar vanaf 2030. Het jaarlijkse tekort aan nieuwe capaciteit wordt geraamd op 100 tot 600 MW – een volume dat realistisch kan worden ingevuld via toekomstige CRM-veilingen, aangezien het vergelijkbaar is met volumes die eerder al zijn gecontracteerd. Op termijn kan dit echter uitdagender worden wanneer een groter volume batterijen geselecteerd wordt. De “derating factor” van batterijen zal immers dalen naarmate hun aandeel in het systeem toeneemt.
- **GROTER TEKORT TEGEN 2035** - Tegen 2035 wordt een groter capaciteitstekort verwacht, wanneer de verlengde levensduur van de nucleaire eenheden Doel 4 en Tihange 3 afloopt.

Uit onze analyse blijkt dat zonder ondersteuningsmechanismes (zoals het CRM) ca. 1.600 MW aan bestaande thermische capaciteit (ongeveer 20% van het huidige thermisch park) in de komende 10 jaar dreigt de markt te verlaten. Dit kan oplopen tot 2.400 MW bij een bijkomende levensduurverlenging voor een nucleaire eenheid (in de simulaties aangenomen als 1 GW). Zo'n verlenging zou het aantal draaiuren van bestaande thermische centrales immers voort beperken, wat het “missing money”-probleem versterkt en de kans op sluiting van centrales verhoogt.

GRAFIEK 6 – OM HET CAPACITEITSTEKORT NA 2035 OP TE VANGEN, KUNNEN AANVULLENDE HEFBOMEN WORDEN INGEZET

De onderstaande figuur bouwt voort op de vorige grafiek. Verwacht wordt dat CRM-veilingen ook in de komende jaren hun rol blijven spelen in het waarborgen van de nodige capaciteit om te voldoen aan de Belgische normen voor bevoorradingszekerheid. Toch kunnen op middellange en lange termijn bijkomende structurele oplossingen worden ingezet als aanvulling op het CRM.

ANNUAL DERATED GAP: EVOLUTION AND FILLING OPTIONS



*Nuclear extension: The effective contribution could be limited by potential redispatching measures that may be required depending on the year of extension.

**Additional North Sea IC: contribution to adequacy will depend on the cable size, configuration and the country to which it is connected.

***Sufficiency: Demand reduction driven by behavioral changes (e.g., temperature setpoints, vehicle size choices, modal shifts, circular economy practices), also referred to as 'sobriété' in French. The indicated value represents the maximum potential impact, assuming full implementation of all measures outlined in the study.

CT: Constrained Transition; CC: Current Commitments & Ambitions; PP: Prosumer Power.

Wat toont de bovenstaande figuur?

- **2028–2035** – De grafiek toont de resterende capaciteitsnoden per jaar binnen de huidige CRM-kalender. Uitgangspunt is dat het CRM verder zijn rol vervult door nieuwe volumes capaciteit te contracteren via Y-1-, Y-2- en Y-4-veilingen, en tegelijk de bestaande capaciteit in de markt houdt.
- **NA 2035** – Er wordt een aanzienlijke toename van het capaciteitstekort verwacht door de geplande kernuitstap. Het huidige CRM-kader is bovendien nog niet gevalideerd voor deze periode. Aanvullende maatregelen kunnen een rol spelen in het handhaven van de bevoorradingszekerheid op lange termijn.

Verskillende technologische opties (buiten het CRM-kader) kunnen het toekomstige capaciteitstekort sterk verminderen. Denk aan levensduurverlenging van nucleaire eenheden of nieuwe, bijkomende interconnectiecapaciteit (zoals een nieuwe interconnector tussen België en het VK), bijkomende hernieuwbare capaciteit (in het bijzonder offshore wind) en maatregelen die gericht zijn op consuminderen. Gezien de lange doorlooptijden die deze oplossingen vragen, is het cruciaal om nu werk te maken van een duidelijke en gecoördineerde visie op het toekomstige Belgische energiesysteem.

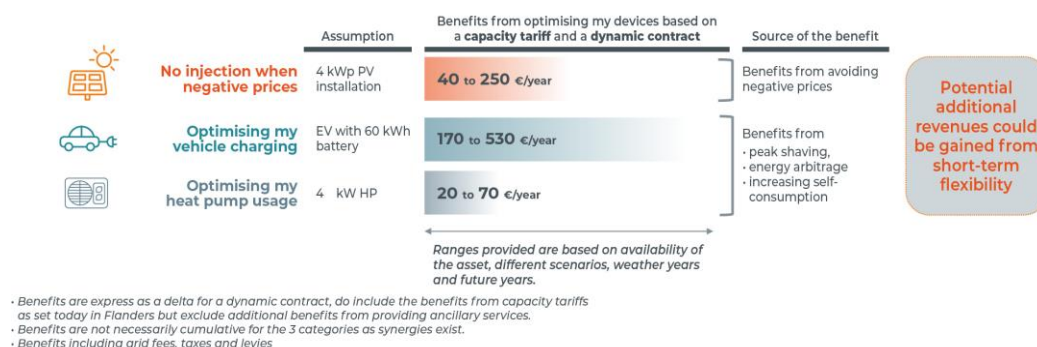
GRAFIEK 7 – EEN FLEXIBELER VERBRUIK KAN TEGEN 2036 JAARLIJKS €350 TOT €500 MILJOEN AAN BESPARINGEN OPLEVEREN VOOR HET BELGISCHE ELEKTRICITEITSSYSTEEM

Periodes van energieoverschot (waarbij de productie van hernieuwbare energie en “must-run”-eenheden hoger ligt dan het verbruik) komen steeds vaker voor in België en in Europa. Een dynamisch en responsief energiesysteem bekent dat het verbruik afgestemd wordt op de hernieuwbare productie. Bovendien kan de elektriciteitsopwekking van productie-eenheden aangestuurd worden via prijssignalen, zodat die -indien nodig- hun productie verminderen. Vooral de controleerbaarheid van zonneproductie kan hierin een cruciale rol spelen wanneer andere flexibiliteitsmiddelen, zoals vraagrespons en batterijen, al maximaal worden ingezet.



Wat toont de bovenstaande figuur?

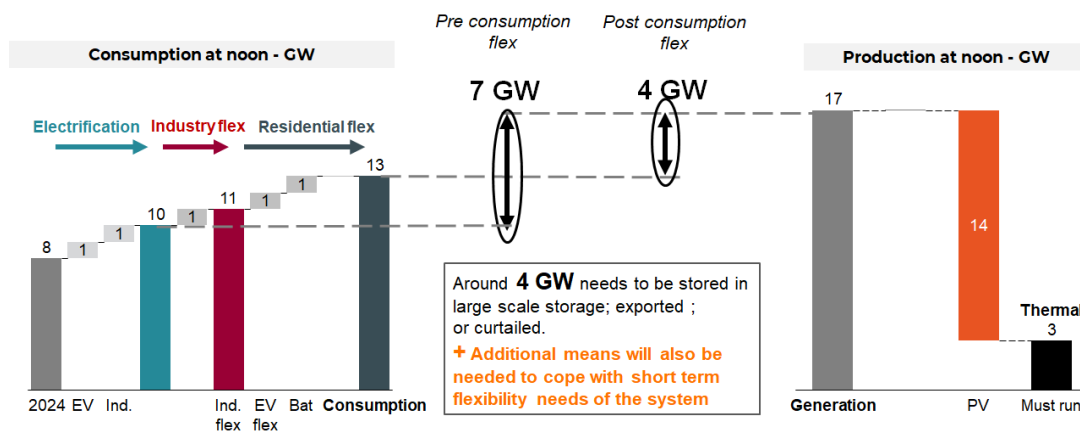
- Het faciliteren van flexibiliteit bij eindverbruikers helpt de nood aan bijkomende balanceringscapaciteit (voor systeembeheer) te beperken, evenals de kosten voor bijkomende capaciteit die via het CRM gecontracteerd moet worden. Dit verhoogt niet alleen de betrouwbaarheid van het systeem, maar leidt ook tot aanzienlijke kostenbesparingen, die worden geraamd op €350 tot €500 miljoen per jaar tegen 2036. Deze waarde neemt nog toe dankzij vermeden netinvesteringen en door consumenten die inspelen op prijssprikkelers in de energiemarkt.
- ‘Slimme’ flexibiliteit kan ook aanzienlijke besparingen opleveren voor residentiële verbruikers. Onze analyse wijst op drie hefbomen die waarde creëren via aangepaste consumptie: geen injectie op het net van zonne-energie bij negatieve prijzen, geoptimaliseerd laden van elektrische voertuigen en het slim aansturen van warmtepompen.



Het activeren van flexibiliteit bij de eindverbruiker blijft een strategische prioriteit voor het Belgische elektriciteitssysteem. Toch zijn vele consumenten (zowel industriële als residentiële) zich onvoldoende bewust van de waarde die ze creëren en de voordelen die ze hebben door hun verbruik aan te passen aan de productie van het moment.

GRAFIEK 8 – MODULEREN VAN PRODUCTIE IS EEN MOGELIJKE OPTIE OM HET SYSTEEM IN BALANS TE HOUDEN

Als we naar de toekomst kijken, zal de verdere groei van hernieuwbare energie zorgen voor grotere en volatilere volumes aan overproductie. De periodes van overschot zullen vooral rond het middaguur gebeuren, wanneer grote volumes aan zonneproductie samenvallen met een lagere consumptie. In 2026 bestaat het risico dat de nood aan flexibiliteit gedurende ca 300 uur niet wordt ingevuld. Afhankelijk van hoe snel de batterijcapaciteit en flexibiliteit bij eindgebruikers worden ontwikkeld, kan dit tegen 2036 zelfs oplopen tot 600 uur. Om het systeem in evenwicht te houden (balans tussen vraag en aanbod), is er in de toekomstige elektriciteitsmarkt tussen 1,8 GW (in 2026) en 2,5 GW (in 2030) aan bijkomende consumentenflexibiliteit en decentrale PV-modulatie nodig.



De bovenstaande grafiek illustreert de situatie op een zonnige, windstille dag in mei 2032.

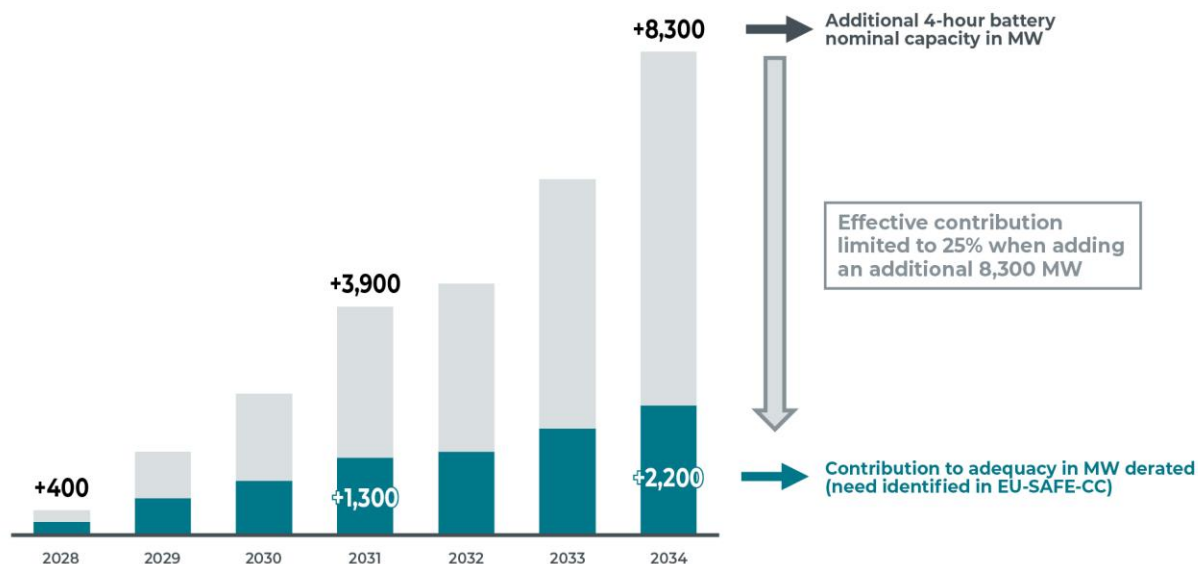
- **VERBRUIK** – Als de elektrificatie evolueert volgens het *Current Commitments* scenario, kan de totale vraag rond de middag in het weekend oplopen tot ongeveer 10 GW. Door diverse vormen van flexibel verbruik te activeren (industriële flexibiliteit, elektrische voertuigen en residentiële batterijen) kan nog eens 3 GW worden toegevoegd. Het totale verbruik zou dan 13 GW bedragen.
- **PRODUCTIE** – Wat de productie betreft, zien we ca. 3 GW aan “must-run” thermische eenheden (waarvan 2 GW nucleair) en ca. 14 GW aan zonneproductie. We houden geen rekening met windproductie aangezien het een windstille dag is. Het productieniveau bereikt ongeveer 17 GW, wat een overschot betekent (ten opzichte van de vraag) van ongeveer 4 GW. Dit overschot moet worden opgeslagen, geëxporteerd of afgeregeld.
- **FLEXIBILITEITSBEHOEFEN** – Terwijl in dit voorbeeld 4 GW nodig is (na het activeren van verbruiksflexibiliteit voor real-time), kunnen aanvullende maatregelen nodig zijn om onevenwichten tussen de day-ahead markt en real-time operaties op te vangen. Tijdens deze momenten kan het verder reduceren van de productie noodzakelijk zijn om de systeembalans te waarborgen.

Naarmate België evolueert naar een meer geëlektrificeerd en op hernieuwbare energie gebaseerd systeem, wordt het beheren van structurele overschotten — vooral in het voorjaar en de zomer — een belangrijke uitdaging. Tijdens dergelijke momenten is verdere modulatie van hernieuwbare opwekking (wind en zonne-energie) een van de opties om het elektriciteitssysteem in balans te houden.

GRAFIEK 9 - DE EFFECTIEVE BIJDRAGE VAN GROOTSCHALIGE BATTERIJEN AAN BELGIES BEVOORRADINGSZEKERHEID DAALT NAARMATE ER MEER OPSLAGCAPACITEIT BIJKOMT IN BELGIË EN EUROPA

Onderstaande figuur toont de volumes aan grootschalige batterijen (opslagcapaciteit van 4 uur) om het capaciteitstekort (zoals vastgesteld in het EU-SAFE *Current Commitments* scenario) volledig in te vullen tussen 2028 en 2034. De derating factor van de technologie geeft de effectieve bijdrage aan de bevoorradingszekerheid weer.

ADDITIONAL NOMINAL CAPACITY OF BATTERIES THAT WOULD BE REQUIRED TO FILL THE ENTIRE GAP OF THE EU-SAFE-CC SCENARIO (ON TOP OF THE 1,500 MW ALREADY PLANNED FOR 2028)



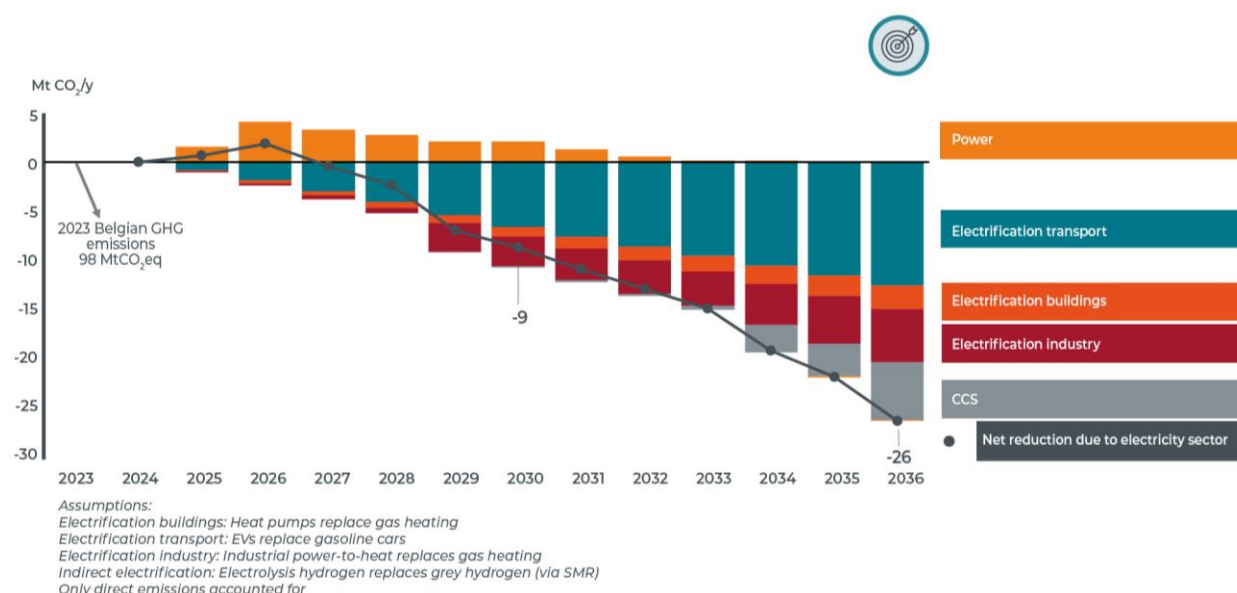
Wat toont de bovenstaande figuur?

- **In 2028** – Er zal 400 MW aan extra batterijcapaciteit nodig zijn om het capaciteitstekort van 200 MW volledig in te vullen. Dit komt overeen met een derating factor van 50%.
- **In 2034** – Als het volledige capaciteitstekort met batterijen wordt ingevuld, zou een bijkomend volume van 8.300 MW nodig zijn. Dit levert slechts een effectieve bijdrage aan de bevoorradingszekerheid van 2.200 MW; wat neerkomt op een derating factor van ongeveer 25%.

GRAFIEK 10 – WIJZIGINGEN IN DE CO₂-UITSTOOT DOOR DE ELEKTRICITEITSSECTOR

INCLUSIEF IMPORT EN CROSS-SECTORALE COMPENSATIES DOOR ELEKTRIFICATIE (TEN OPZICHTE VAN 2024)

Elektrificatie is een cruciale hefboom om onze afhankelijkheid van fossiele brandstoffen te verminderen. Dit zorgt voor een aanzienlijke daling van de directe binnenlandse CO₂-uitstoot. Vooral de elektrificatie van onze industrie, mobiliteit en warmte zorgen ervoor dat de (directe) emissies aanzienlijk verlagen.



Wat toont bovenstaande grafiek?

- **OP KORTE TERMIJN** – De totale emissies gekoppeld aan de elektriciteitsproductie in België zullen naar verwachting eerst stijgen om uiteindelijk op langere termijn te dalen. Dit komt vooral door een toename van elektriciteitsproductie via gascentrales, waardoor de CO₂-uitstoot in 2026 toeneemt.
- **NA 2026** – De CO₂-uitstoot gelinkt aan elektriciteitsproductie zal geleidelijk dalen dankzij een grotere integratie van hernieuwbare energiebronnen in het systeem; en dit ondanks de stijgende elektrificatie.

De elektrificatie van de mobiliteits-, verwarmings- en industriële sector zal ruimschoots compenseren voor de bijkomende emissies die gelinkt zijn aan een grotere elektriciteitsvraag. Elektrificatie kan de uitstoot tegen 2030 met meer dan 9 miljoen ton CO₂ verminderen, en tegen 2036 met bijna 26 miljoen ton CO₂. Hierbij wordt rekening gehouden met carbon capture and storage (CCS) in industriële processen. Hoewel CCS niet wordt gezien als directe elektrificatie, vraagt het grote volumes aan elektriciteit, die worden meegenomen in het elektriciteitsverbruik.

Over Elia Group

Een Europese top 5 speler

Elia Group is een belangrijke speler in elektriciteitstransmissie. We zorgen dat productie en verbruik op elk moment in balans zijn. Zo voorzien we 30 miljoen eindgebruikers van elektriciteit. Met filialen in België (Elia) en het noorden en oosten van Duitsland (50Hertz) beheren we 19.741 km aan hoogspanningsverbindingen. Elia Group behoort daarmee tot de Europese top 5. Met een betrouwbaarheidsgraad van 99,99% geven we de samenleving een robuust elektriciteitsnet, wat belangrijk is voor de socio-economische welvaart. We willen ook een katalysator zijn voor een geslaagde energietransitie naar een betrouwbaar, duurzaam én betaalbaar energiesysteem.

Wij maken de energietransitie waar

Door de uitbouw van internationale hoogspanningsverbindingen en het integreren van steeds grotere hoeveelheden hernieuwbare energieproductie, stimuleren we zowel de integratie van de Europese energiemarkt als de decarbonisering van onze samenleving. Tegelijk optimaliseren we voortdurend onze operationele systemen en ontwikkelen wij nieuwe marktproducten zodat nieuwe technologieën en marktpartijen toegang krijgen tot ons net. Elia Group versnelt zo de energietransitie.

In het belang van de samenleving

Als centrale speler in het energiesysteem handelt Elia Group in het belang van de samenleving. We spelen in op de snelle toename van hernieuwbare energiebronnen door ons transmissienet voortdurend aan te passen. We zorgen er ook voor dat onze investeringen op tijd en binnen het budget worden uitgevoerd en met een maximale focus op veiligheid. Bij de realisatie van onze projecten gaan we voor een proactief stakeholdermanagement, waarbij we heel vroeg in het ontwikkelingsproces en met alle betrokkenen wederzijdse communicatie opstarten. We stellen onze expertise ook ten dienste van verschillende spelers in de sector om het energiesysteem van de toekomst uit te bouwen.

Internationaal georiënteerd

Naast activiteiten als transmissienet beheerder leveren we ook consultingdiensten aan internationale klanten via onze dochteronderneming Elia Grid International (EGI). De afgelopen jaren heeft Elia Group enkele nieuwe niet-gereguleerde activiteiten opgezet, waaronder re.alto en Windgrid. re.alto is de eerste Europese marktplaats voor de uitwisseling van energiegegevens via gestandaardiseerde energie-API's. Met Windgrid, een dochteronderneming, breiden we onze overzeese activiteiten verder uit en dragen we bij aan de ontwikkeling van offshore elektriciteitsnetten binnen en buiten Europa.

De juridische entiteit Elia Group is een beursgenoteerde onderneming waarvan de belangrijkste referentie-aandeelhouder de gemeentelijke holding Publi-T/NextGrid Holding is.

eliagroup.eu

Neem voor meer informatie contact op met:

Corporate Communication

Marie-Laure Vanwanseele (NDL) | M +32 499 86 51 58 | marielaure.vanwanseele@elia.be

Elia Transmission Belgium SA/NV

Boulevard de l'Empereur 20 | Keizerslaan 20 | 1000 Brussel | België