

Raadpleging

Raadpleging van de Algemene Directie Energie van de FOD Economie over een voorstel voor een geleidelijk reductietraject, vanaf 2023, van de CO₂-emissielimieten die moeten worden gerespecteerd in het kader van het Belgische CRM

1 juni 2022

Inhoudsopgave

INLEIDING	3
1. Herinnering aan de context en het wettelijke en regelgevingskader.....	4
1.1. De klimaatdoelstellingen van de EU.....	4
1.2. De besluiten van de Europese Investeringsbank en de "taxonomie"-verordening	5
1.3. De klimaat- en energiedoelstellingen van België.....	6
1.4. Het REPowerEU-plan	7
1.5. Staatssteun	7
1.6. Continuïteit van de elektriciteitsvoorziening en emissiegrenswaarden in het Belgische CRM	8
1.6.1 De EOM, de "merit order" en de prijs van CO ₂	8
1.6.2. Europese eisen voor CRM-emissiegrenswaarden.....	9
1.6.3. Belgische voorschriften voor CRM-emissiegrenswaarden	10
1.6.4. Emissies en milieuvergunningen van elektriciteitsproductie-eenheden.....	13
1.7. CO ₂ -emissies van de Belgische elektriciteitssector.....	13
1.8. Verwachte technologische ontwikkelingen.....	14
1.8.1. Waterstof in 2030 en 2050.....	14
1.8.2. Biomethaan.....	16
1.8.3. Waterstof turbines.....	16
1.8.4. CCS/CCU in België	17
2. Analyse.....	19
2.1 Scenario's voor de elektriciteitsmix in België voor 2030 en 2050	19
2.1.1. Studieverlag van het Federaal Planbureau Fuel for the future - More molecules or deep electrification of Belgium's energy system by 2050"	19
2.1.2. De Elia-studie "roadmap to net zero"	21
2.1.3. Het verslag "Visie en strategische projecten voor een koolstofarm België tegen 2050" van de FOD Volksgezondheid	22
2.1.4. Het ENTSOG- en ENTSO-E plan "TYNDP 2022"	22
2.1.5 Referentiescenario dat in aanmerking moet worden genomen voor het leveringsjaar 2027-2028 in de Y-4-veiling van oktober 2023	25
2.1.6. Vergelijking van de scenario's	25
2.2 Studie van interessante trajecten	26
2.2.1. Traject 1.....	26
2.2.2. Traject 2.....	28
2.2.3. Traject 3.....	29
2.2.4. Traject 4.....	30
1.2.5. Traject 5	33
3. Bespreking.....	35
4. Aanbeveling van traject	36

INLEIDING

Met dit document beantwoordt de AD Energie van de FOD Economie, K.M.O., Middenstand en Energie aan de opdracht die haar op 7 april 2022 werd toevertrouwd door het kabinet van minister Tinne Van der Straeten, namelijk : om, in samenwerking met het kabinet van minister Elia en de AD Leefmilieu van de FOD Volksgezondheid, Veiligheid van de Voedselketen en Leefmilieu, een progressief reductietraject voor te stellen, vanaf 2023, van de CO₂-emissielimieten die moeten worden gerespecteerd in het kader van het Belgische capaciteitsvergoedingsmechanisme (CRM), rekening houdend met de klimaatdoelstellingen, de bevoorradingszekerheid en de noodzaak om een voldoende mate van concurrentie te behouden op de veilingen.

Bij de opstelling van dit document is rekening gehouden met de Europese en Belgische klimaatdoelstellingen voor 2030 en 2050, de "taxonomie"-verordening, het REPowerEU-plan, de richtsnoeren inzake staatssteun, het wetgevingskader met betrekking tot het Belgische CRM, enz.

Het aanbevolen traject voor de verlaging van de CO₂ -emissiegrenswaarden dat in dit document is opgenomen, staat open voor opmerkingen van marktspelers en belanghebbenden over :

- het realisme van het traject: de beschikbaarheid van de vereiste energiebron en infrastructuur, de technische haalbaarheid van de vergroening van de thermische eenheden volgens het beoogde tijdschema;
- de bevoorradingszekerheid die voortvloeit uit de toepassing van het gekozen traject;
- de periodiciteit van de herziening van het gekozen traject;
- de economische gevolgen van het gekozen traject (gekwantificeerde gevolgen voor kosten en baten, indien de informatie beschikbaar is).

De capaciteitshouders die op grond van de verkregen contracten reeds verplicht zijn een verbintenisplan voor de energietransitie op middellange termijn in te dienen, worden ook verzocht hun eerste reflecties kenbaar te maken die de uitwerking van deze plannen mogelijk maken.

De ontvangen opmerkingen, die zijn opgenomen in een raadplegingsverslag¹, zullen de Belgische autoriteiten helpen om de marktspelers inzicht te geven in de mogelijke evoluties van het CRM-kader² in lijn met de vereiste energietransitie en het RepowerEU-plan.

De openbare raadpleging loopt van 01/06/2022 tot 22/06/2022. Marktspelers en belanghebbenden worden derhalve verzocht hun opmerkingen te sturen naar e2-emes@economie.fgov.be.

Indien de respondent op de raadpleging van mening is dat zijn antwoord vertrouwelijke informatie bevat, moet deze informatie in zijn antwoord nauwkeurig en ondubbelzinnig als vertrouwelijk worden aangemerkt. In het antwoord moeten ook de redenen voor de vertrouwelijkheid worden vermeld, alsmede de mogelijke schade of het nadeel dat volgens de respondent zou kunnen voortvloeien uit de bekendmaking van de vertrouwelijke informatie.

Dit document is opgesteld door het DG Energie van de FOD Economie, K.M.O., Middenstand en Energie in overeenstemming met zijn opdracht om de randvoorwaarden te creëren voor een zekere, duurzame en betaalbare energievoorziening voor consumenten en bedrijven op korte, middellange en lange termijn op basis van zijn analyse en de input en reflecties uitgewisseld met het kabinet van minister Tinne Van der Straeten, Elia en het DG Leefmilieu van de FOD Volksgezondheid, Veiligheid van de Voedselketen en Leefmilieu in overeenstemming met de opdracht ontvangen op 7 april 2022.

Een eerste gezamenlijke vergadering van de bovengenoemde werkgroep vond plaats op 25 april 2022. Hoewel AD Leefmilieu erkende dat het niet over sluitende cijfers beschikte om met de

¹ Dit verslag zal openbaar worden gemaakt.

² Van de Y-4 veiling van het leveringsjaar 2027/2028 die in oktober 2023 plaatsvindt.

werkgroep te delen, raadde Elia aan om gebruik te maken van de TYNDP-scenario's³ die in april 2022 werden gepubliceerd.

Vervolgens werden op 4 mei, 11 mei en 18 mei 2022 opvolgingsvergaderingen met het kabinet van de minister gehouden om de voortgang van de besprekingen te presenteren. Een ontwerpdocument dat ter raadpleging moest worden voorgelegd, werd *uiteindelijk* op 18 mei 2022 ter controle toegezonden aan DG Milieu, het kabinet van de minister en Elia. Ook de CREG heeft deze tekst op 19 mei 2022 ontvangen voor een eventuele reactie vóór de openbare raadpleging, waarop zij, zoals alle belanghebbenden, zal kunnen reageren.

In het eerste hoofdstuk worden de context en het wet- en regelgevingskader beschreven waarin dit document zich afspeelt, in het tweede hoofdstuk ligt de nadruk op de door DG Energie uitgevoerde analyse, waarbij overtuigende scenario's voor de elektriciteitsmix en mogelijke trajecten voor de verlaging van de CO emissielimieten zijn vastgesteld, het derde hoofdstuk bespreekt de verkregen resultaten en het laatste hoofdstuk beveelt een traject aan dat door de stakeholders tijdens de openbare raadpleging moet worden besproken.

1. Herinnering aan de context en het wettelijke en regelgevingskader

1.1. De klimaatdoelstellingen van de EU

In december 2019 heeft de Europese Commissie de Green Deal⁴ gepubliceerd, een ambitieus pakket maatregelen dat de EU in 2050 tot het eerste klimaat neutrale continent ter wereld moet maken. Deze strategie is in overeenstemming met de Overeenkomst van Parijs, die tot doel heeft de wereldwijde temperatuurstijging ruim onder de 2°C ten opzichte van het pre-industriële niveau te houden.

Om dit te verwezenlijken heeft de Commissie in juli 2021 het "Fit for 55"-pakket⁵ gepubliceerd, dat tot doel heeft de uitstoot van broeikasgassen (BKG) tegen 2030 met ten minste 55% te verminderen (ten opzichte van 1990). Het pakket bestrijkt een breed scala van beleidsterreinen en omvat specifieke doelstellingen.

Volgens Europa⁶ zou de Europese elektriciteitssector tegen 2030 naar verwachting een van de grootste bijdragen moeten leveren tot de matiging van de klimaatverandering en vormt deze een hoeksteen voor de EU om tegen 2050 netto klimaatneutraliteit te bereiken. Om dit te bereiken moet de BKG-emissie-intensiteit van de sector in het lopende decennium drastisch worden verlaagd. Daartoe zijn aanvullende beleidslijnen en maatregelen nodig om de energie-efficiëntie aanzienlijk te verbeteren en de inzet van hernieuwbare energietechnologieën te versnellen.

³ <https://2022.entsos-tyndp-scenarios.eu/>

⁴ https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/fr/fs_19_6714.

⁵ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=CELEX:52021DC0550&from=FR>.

⁶ <https://www.eea.europa.eu/ims/greenhouse-gas-emission-intensity-of-1>.

1.2. De besluiten van de Europese Investeringsbank en de "taxonomie"-verordening

De Europese Investeringsbank (European Investment Bank)

Reeds in 2019 lanceerde de Europese Investeringsbank een ambitieus klimaat- en energiebeleid⁷. Een van de maatregelen van dit beleid is dat de Bank vanaf eind 2021 geen nieuwe financiering meer in overweging zal nemen voor energieprojecten op basis van fossiele brandstoffen, waaronder gas. Bovendien heeft de Bank een nieuwe emissie prestatienorm vastgesteld van 250 g CO₂ per kilowattuur (kWh), eveneens in 2019. Deze norm verving de Europese norm van 550 g CO₂ /kWh.

Deze nieuwe norm sluit *de facto* de financiering uit van kolengestookte elektriciteitscentrales, maar ook van aardgasgestookte STEG-centrales met een rendement van 60%.

De "taxonomie"-verordening

Op 2 februari 2022 heeft de Europese Commissie haar definitieve gedelegeerde handeling⁸ gepubliceerd, tot wijziging van de Verordeningen 2021/2139 en 2021/2178, betreffende de toevoeging van economische activiteiten in de energiesectoren, met name de sectoren aardgas en kernenergie, aan de EU-taxonomie⁹ die is opgesteld met het oog op de toekenning van Europese labels voor duurzame investeringen. Dit besluit is op 9 maart in alle officiële EU-talen formeel aangenomen en op 10 maart voor behandeling naar de medewetgevers gezonden¹⁰.

In bijlage 1¹¹ (punt 4.29) wordt uitgegaan van een substantiële bijdrage aan de klimaattransitie door het op fossiele brandstoffen gebaseerde elektriciteitsproductiepark.

Om in aanmerking te komen voor het groene label moeten nieuwe gasgestookte elektriciteitscentrales vóór 2030 zo ontworpen zijn dat ze tegen 31 december 2035 voor 100% op hernieuwbare of koolstofarme brandstoffen draaien en tijdens hun levensduur bijdragen tot "een emissievermindering met ten minste 55%". Na 2030 moeten nieuwe centrales ook zorgen voor de vervanging van een bestaande elektriciteitsproductieactiviteit met hoge emissies waarbij vaste of vloeibare fossiele brandstoffen worden gebruikt.

Gasgestookte centrales waarvoor vóór 31 december 2030 een bouwvergunning wordt afgegeven, moeten minder dan 270 gram CO₂ per kWh opgewekte elektriciteit produceren, of gemiddeld minder dan 500 kilogram per kW vermogen over een periode van twintig jaar. Deze drempel is hoger dan die welke door de Europese Investeringsbank is vastgesteld.

De emissies gedurende de levenscyclus van gasgestookte installaties waarvoor na 31 december 2030 een bouwvergunning wordt afgegeven, moeten minder dan 100 g CO₂ e/kWh bedragen.

⁷ <https://www.eib.org/en/press/all/2019-313-eu-bank-launches-ambitious-new-climate-strategy-and-energy-lending-policy>.

⁸ Het voorstel voor een taxonomie voor nucleaire en gas specifieke energieactiviteiten ligt nu bij het Europees Parlement en de lidstaten van de EU, die vier maanden de tijd hebben om het in overweging te nemen. Zij kunnen geen wijzigingen in het voorstel aanbrengen en kunnen alleen besluiten het voorstel te aanvaarden of te verwerpen.

De twee instellingen kunnen desgewenst twee maanden extra bedenktijd vragen. Als zij geen meerderheid vinden om hun veto uit te spreken, zal het voorstel worden goedgekeurd.

⁹ https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=PI_COM%3AC%282022%29631&qid=1647359214328

¹⁰ https://ec.europa.eu/info/business-economy-euro/banking-and-finance/sustainable-finance/eu-taxonomy-sustainable-activities_en.

¹¹ https://ec.europa.eu/finance/docs/level-2-measures/taxonomy-regulation-delegated-act-2022-631-annex-1_en.pdf.

Volgens Michaël Oblin¹², hoofd buy-side obligatieonderzoek voor de sectoren nutsbedrijven, olie & gas en vastgoed bij DPAM, zal het, als we naar de huidige technologieën kijken en waterstof, biogas of koolstof afvang en -opslag buiten beschouwing laten, een echte uitdaging zijn om de drempel van 270 g CO₂ /kWh te halen. Efficiëntieverbeteringen zijn mogelijk, maar zullen waarschijnlijk marginaal zijn en tijd kosten. Koolstof afvang en -opslag is een optie, maar een aantal technische en kostenaspecten blijft een grote uitdaging.

Eurogas, dat de ambitie heeft om het gasnetwerk kort na 2045 volledig koolstofvrij te maken, is het eens met Michaël Oblin¹³. De geleidelijke verlaging van de drempels, zoals voorzien in de taxonomie, zou goed bijdragen tot de verwezenlijking van de overgang, maar realistische uitgangspunten zijn onontbeerlijk. Eurogas is bijvoorbeeld van mening dat in de taxonomie een eerste drempel van 350 g CO₂ /kWh moet worden opgenomen voor elektriciteitsopwekking met gasturbines met gecombineerde cyclus.

Er zij op gewezen dat er in dit stadium geen bindend verband bestaat tussen de taxonomieverordening en de richtsnoeren inzake klimaat-, energie- en milieusteun (Climate, Energy and Environmental Aid Guidelines - CEEAG). Het zou ons echter verbazen indien Europa bij een toekomstige herziening van deze richtsnoeren geen rekening zou houden met de drempels van de taxonomie.

1.3. De klimaat- en energiedoelstellingen van België

Het Belgische klimaat- en energiebeleid¹⁴, dat is uiteengezet in het NEKP 2021-2030, is gericht op het terugdringen van de uitstoot van broeikasgassen door de inzet van hernieuwbare energie en het verbeteren van de energie-efficiëntie.

In 2021 moet België op grond van de extra ambitie die door het "Fit-for-55"-pakket wordt opgelegd, een niet-ETS-emissiereductiedoelstelling voor 2030 van meer dan 35% vaststellen en aanvullende maatregelen nemen.

Het verslag over bevoorradingszekerheid, betaalbaarheid en duurzaamheid in het regeerakkoord¹⁵ van 3 december 2021 bevestigt de doelstelling van klimaatneutraliteit die tegen 2050 moet worden bereikt en herinnert aan de beslissing van 15 oktober 2021 om de productiecapaciteit van offshore windenergie tegen 2030 te verdrievoudigen en zo elk Belgisch gezin te kunnen voorzien van elektriciteit uit de Noordzee. Dankzij het energie-eiland van het Nationaal herstel- en veerkrachtplan zal België deze capaciteitsuitbreiding realiseren, alsook interconnecties met andere landen als het eerste "meshed grid" (vermaasde net) in de Noordzee. Deze interconnecties, bijvoorbeeld met Denemarken, zullen toegang geven tot hernieuwbare energie uit het buitenland.

De Raad van Ministers van 23 december 2021 heeft vervolgens zijn steun uitgesproken voor de invoering van een duurzaam, koolstofvrij energiesysteem tegen 2050 door de elektrificatie, de regelbare capaciteit en de opslag te versterken. Vervolgens heeft hij de minister van Energie opgedragen een energievisie en -strategie voor het land te ontwikkelen binnen een Europees kader. Het doel is de geplande stappen (2030-40-50) te ontwikkelen voor de overgang van de huidige situatie naar volledige koolstofneutraliteit tegen 2050. De regering streeft naar een vermindering van de uitstoot van broeikasgassen met 55% tegen 2030.

¹² <https://www.allnews.ch/content/points-de-vue/gaz-et-nucl%C3%A9aire-faut-il-les-int%C3%A9grer>.

¹³ <https://www.euractiv.fr/section/energie/news/des-investisseurs-pesant-50-000-milliards-deuros-demandent-a-lue-dexclure-le-gaz-de-la-taxonomie-verte/>.

¹⁴ PNEC 2021-2030: <https://climat.be/politique-climatique/belge/nationale/plan-national-energie-climat-2021-2030>

¹⁵ <https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/Rapport-sur-la-securite-de-l-provisionnement-abordabilite-et-durabilite.pdf>

Op 18 maart 2022 heeft de ministerraad de minister van Energie *uiteindelijk opgedragen de mogelijkheid te onderzoeken om de grenswaarden voor CO₂ in de MRC-veilingen te verlagen*; dit houdt verband met het onderhavige document: het kabinet van de minister heeft DG Energie hiertoe op 7 april 2022 gemobiliseerd.

1.4. Het REPowerEU-plan

Op 8 maart 2022 kondigde de Europese Commissie haar ontwerpplan¹⁶ aan om Europa ruim vóór 2030 onafhankelijk te maken van Russische fossiele brandstoffen, te beginnen met gas, in de context van de Russische invasie in Oekraïne. Gehoopt wordt dat de vraag van de EU naar Russisch gas tegen het einde van het jaar met twee derde zal zijn gedaald.

Om dit te bereiken stelt de Commissie voor een plan te ontwikkelen, REPowerEU, dat de veerkracht van het energiesysteem op EU-niveau zal versterken en gebaseerd zal zijn op twee pijlers:

- diversifiëring van de gasvoorziening, door meer invoer van vloeibaar aardgas (LNG) en pijplijngas van niet-Russische leveranciers, alsmede grotere productie- en invoervolumes van biomethaan en waterstof;
- het gebruik van fossiele brandstoffen in woningen, gebouwen, de industrie en het elektriciteitssysteem sneller terug te dringen, door de energie-efficiëntie te verhogen, het gebruik van hernieuwbare energie en elektrificatie op te voeren, en knelpunten in de infrastructuur aan te pakken.

RepowerEU, dat op 18 mei 2022 werd gepresenteerd, voorziet in investeringen tot 200 miljard euro om de groene overgang te versnellen. Het voorziet onder meer in de versnelling van de ontwikkeling van groene waterstof.

Naar aanleiding van de mededeling van 8 maart heeft België besloten de vergroting van de energie-onafhankelijkheid van de EU te steunen.

1.5. Staatssteun

De nieuwe richtsnoeren¹⁷ inzake staatssteun voor klimaat, milieubescherming en energie (CEEAG) voor 2022 zijn beschikbaar op de website van de Commissie.

In punt 369 van deze regels staat dat:

"Maatregelen die aanzetten tot nieuwe investeringen in de productie van energie op basis van aardgas, kunnen de zekerheid van de elektriciteitsvoorziening misschien wel ondersteunen, maar kunnen op langere termijn de negatieve milieueexternaliteiten verergeren – vergeleken met alternatieve investeringen in emissievrije technologieën. Lidstaten moeten uitleggen hoe zij ervoor zullen zorgen dat die investering bijdraagt aan het behalen van het klimaatdoel van de Unie voor 2030 en het streefdoel om de Unie tegen 2050 klimaatneutraal te maken, zodat de Commissie zich ervan kan vergewissen dat de negatieve effecten van dergelijke maatregelen bij de afwegingstoets kunnen worden gecompenseerd door positieve effecten. Met name moeten lidstaten uitleggen hoe een lock-in van deze gasgestookte energieproductie zal worden vermeden. Daarbij kan het bijvoorbeeld gaan om bindende toezeggingen van de begunstigde om decarbonisatietechnologie zoals CCS of CCU toe te passen of om aardgas te vervangen

¹⁶ https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/fr/ip_22_1511

¹⁷ [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=CELEX:52022XC0218\(03\)&from=EN](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=CELEX:52022XC0218(03)&from=EN)

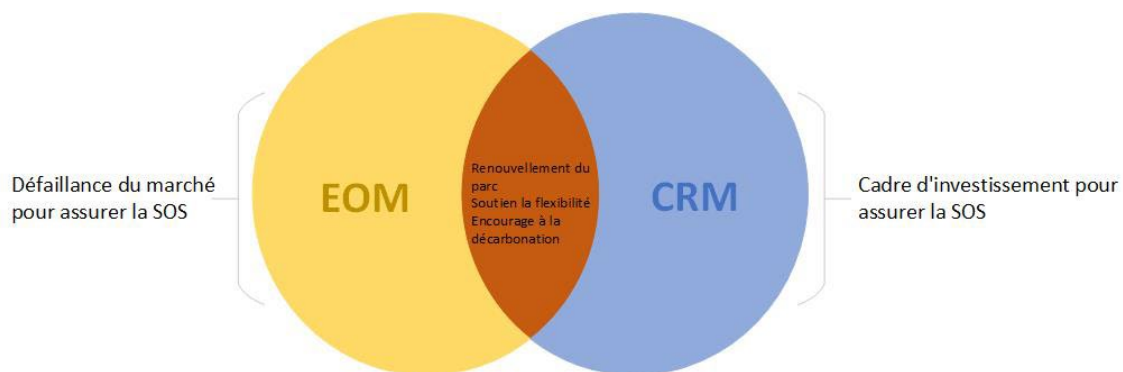
door hernieuwbaar of koolstofarm gas, of om de productielocatie te sluiten volgens een tijdschema dat spoort met de klimaatdoelen van de Unie..”

1.6. Continuïteit van de elektriciteitsvoorziening en emissiegrenswaarden in het Belgische CRM

Om de continuïteit van de elektriciteitsvoorziening na de geplande sluiting van zijn kerncentrales te garanderen, heeft België een capaciteitsvergoedingsmechanisme (CRM) opgezet, dat op 27 augustus 2021 door de Europese Commissie is goedgekeurd¹⁸. Dit mechanisme maakt het mogelijk om, door middel van jaarlijkse veilingen, eenheden te steunen die vanaf 2025 elektriciteit kunnen leveren of besparen.

De gedetailleerde uitleg over het Belgische CRM is te vinden op de website¹⁹ van de FOD Economie.

Het CRM zou een instrument kunnen zijn om het koolstofarm maken van de Belgische elektriciteitsproductievloot aan te moedigen met inachtneming van de regel van de laagste kosten, maar op voorwaarde dat het hoofddoel van dit mechanisme, namelijk de continuïteit van de elektriciteitsvoorziening waarborgen, niet in het gedrang komt, zoals in onderstaande figuur wordt geïllustreerd.



Figuur 1 Illustratie van de EOM-markt (energy only market) en de CRM-markten in België (balanceringsmarkt opgenomen in de EOM)

1.6.1 De EOM, de “merit order” en de prijs van CO₂

Koolstofarifiering (via de ETS) heeft tot doel investeringen in minder koolstofintensieve technologieën aan te moedigen, waardoor elektriciteitscentrales met een hoge uitstoot minder rendabel worden en soms een verandering in de “merit order”²⁰ tot gevolg hebben.

¹⁸ https://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases1/202137/288236_2313671_226_2.pdf.

¹⁹ <https://economie.fgov.be/nl/themas/energie/bevoorradingszekerheid/capaciteitsremuneratiemechanis>.

²⁰ ETS in de energiesector - Implementatie van doeltreffende emissiehandelssystemen - Analyse - IEA.

1.6.2. Europese eisen voor CRM-emissiegrenswaarden

Het capaciteitsmechanisme wordt in artikel 2, §22, van Verordening (EU) 2019/943²¹ van 5 juni 2019 omschreven als een tijdelijke maatregel die tot doel heeft het noodzakelijke niveau van bevoorradingszekerheid van de hulpbronnen te bereiken door de hulpbronnen te vergoeden voor hun beschikbaarheid.

Het capaciteitsvergoedingsmechanisme is onderworpen aan de CO₂-emissiegrenswaarden. Overeenkomstig artikel 22, lid 4, van Verordening (EU) 2019/943 mag een productiecapaciteit waarvan de commerciële productie op of na 4 juli 2019 is gestart, niet meer dan 550 g CO₂ afkomstig van fossiele brandstof per kWh elektriciteit uitstoten (Vergelijking 1) om in het kader van een capaciteitsmechanisme te worden vastgelegd.

Bovendien mag een productiecapaciteit die vóór 4 juli 2019 met commerciële productie is gestart, vanaf uiterlijk 1^{er} juli 2025 niet meer dan 550 g CO₂ uit fossiele brandstof per kWh elektriciteit of meer dan 350 kg CO₂ uit fossiele brandstof gemiddeld per jaar en per geïnstalleerde kWe uitstoten (Vergelijking 2) om in het kader van een capaciteitsmechanisme te worden vastgelegd.

$$\text{specifieke emissies} \leq 550 \frac{\text{g}}{\text{kWh}}$$

Vergelijking 1 : Specifieke emissiegrenswaarde voor CO₂ uit fossiele brandstof voor CRM-prekwalificatie voor een productiecapaciteit met een commerciële productie die op of na 4 juli 2019 begint

$$\text{specifieke emissies} \leq 550 \frac{\text{g}}{\text{kWh}}$$

of

$$\text{jaarlijkse emissies} \leq 350 \frac{\text{kg}}{\text{kW}_e}$$

Vergelijking 2 Vanaf 1^{er} juli 2025, specifieke en jaarlijkse emissiegrensvoorwaarden voor CO₂ uit fossiele brandstoffen voor CRM-prekwalificatie voor een productiecapaciteit die vóór 4 juli 2019 commercieel is opgestart

In ACER-advies 22 (2019)²² over de methodologie voor het kwantificeren van deze emissies staat verder:

"Het advies van het Agentschap belet de lidstaten niet om ambitieuzer te zijn bij het bevorderen van de verwezenlijking van de EU-doelstellingen inzake het koolstofarm maken van de economie. In dit verband passen sommige lidstaten reeds **lagere emissiegrenswaarden toe** dan die welke zijn ingevoerd in Verordening (EU) 2019/943, of nemen zij bij de berekening van de emissiegrenswaarden de upstream-emissies met betrekking tot de levenscyclus van de brandstof (bv. productie, vervoer, distributie, verbranding) in aanmerking."

In dit stadium heeft de AD Energie van de FOD Economie op basis van een snelle benchmark geen enkel land kunnen identificeren dat momenteel in het kader van een capaciteitsvergoedingsmechanisme lagere drempels toepast dan die welke in de verordening 2019/943 worden gehanteerd. Voor zijn aanbesteding voor het sluiten van contracten voor nieuwe capaciteit in de periode 2023-2029²³ voorziet Frankrijk echter het volgende:

"De productiecapaciteit moet verenigbaar zijn met de volgende cumulatieve klimaat- of milieucriteria

o de in artikel R.335-76 bedoelde emissiedrempel en de aanvullende criteria die bij ministerieel besluit ter uitvoering van hetzelfde artikel van de Code énergétique zijn

²¹ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/?uri=CELEX:32019R0943>.

²² [Microsoft Word - 20191204 - CO2-berekening advies \(europa.eu\)](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/?uri=CELEX:32019R0943).

²³ https://www.services-rte.com/files/live/sites/services-rte/files/pdf/MECAPA/Appel-d-offres/Cdc_AOLT_2023-2029_V.pdf.

vastgesteld en meer dan één (1) maand vóór de datum en het tijdstip van afsluiting van de aanbesteding in het Journal Officiel de la République Française zijn bekendgemaakt, niet te overschrijden;

o bovendien niet meer dan 0,200 ton kooldioxide-equivalent per megawattuur geproduceerde elektrische energie uit te stoten.

1.6.3. Belgische voorschriften voor CRM-emissiegrenswaarden

De Y-4 veiling van oktober 2021

De bedrijfsvoorschriften²⁴ die van toepassing zijn op de Y-4 veiling die in oktober 2021 plaatsvindt en betrekking hebben op het leveringsjaar 2025-2026, bevatten in punt 18.1.17 de richtsnoeren voor de kwantificering van CO₂-emissies met het oog op de prekwificatie voor het CRM.

Na gedachtewisselingen met AD Concurrentie in het kader van de aanmelding van staatssteun werd in punt 64 van de bedrijfsvoorschriften de volgende verplichting vermeld, die volledig in overeenstemming is met punt 369 van de CEEAG en :

*" 64. De partijen die een prekwificatie wensen aan te vragen voor **nieuwe installaties (voor een capaciteitscontract van 15 jaar) op fossiele brandstoffen** zijn zich ervan bewust en erkennen dat het verkrijgen van een capaciteitscontract hen niet vrijstelt van de huidige en toekomstige wetgeving en doelstellingen die door de Europese Unie en/of België zijn vastgelegd om de uitstoot van broeikasgassen te verminderen. Voorts erkennen zij dat het verkrijgen van een capaciteitscontract hen ertoe verbindt bij te dragen tot de beleidswerkzaamheden om deze doelstellingen te bereiken. Daartoe voegen zij een schriftelijke verklaring bij waarin zij zich ertoe verbinden :*

- de technische en economische haalbaarheid te bestuderen van een vermindering van de broeikasgasemissies, overeenkomstig de Europese en Belgische wetgeving en doelstellingen, van de betrokken installatie tegen 31 december 2026;

- uiterlijk op 31 december 2027 een emissiereductieplan op te stellen waarin wordt aangegeven hoe zij zullen bijdragen tot de overgang naar klimaatneutraliteit in 2050, met tussentijdse streefcijfers voor de jaren 2035 en 2045;

- en uiterlijk in 2050 een nul- of negatieve uitstoot te bereiken.

De bij de opstelling van een emissiereductieplan betrokken partijen kunnen besluiten deze studie gezamenlijk uit te voeren. De in de vorige alinea bedoelde verklaring moet bij het prekwificatiedossier worden gevoegd. De aanwezigheid ervan zal door de netwerkexploitant worden geverifieerd. De naleving van de in de bovenstaande punten vermelde verbintenissen moet worden aangetoond aan de Dienst Energie van de Federale Overheidsdienst Economie.

Resultaten van de Y-4-veiling van oktober 2021 en de re-run ervan: mededeling van de contracthouders voor nieuwe STEG's

Luminus²⁵ meldt dat de nieuwe elektriciteitscentrale van Seraing, waaraan in het kader van de CRM-procedure (re-run procedure) een contract voor 15 jaar is gegund, geavanceerd is en dat met name dankzij haar rendement van 63% een onmiddellijke vermindering van 15% van de CO₂ uitstoot zal worden bereikt in vergelijking met de twee bestaande centrales die zij zal vervangen. Verdere reducties zullen mogelijk worden door nu te kiezen voor verbranding tot 50% waterstof. Bovendien zal de installatie van een CO₂-afvangsysteem mogelijk zijn op de site van Seraing, die

²⁴ https://www.ejustice.just.fgov.be/mopdf/2021/06/01_2.pdf#Page2.

²⁵ <https://www.luminus.be/fr/corporate/production-d-energie/les-centrales-thermiques/tgv-seraing/>.

in de onmiddellijke nabijheid ligt van de geplande waterstof- en CO₂-vervoersnetten van Fluxys. Ten slotte heeft Luminus zich ertoe verbonden om tegen 2050 alle emissies te elimineren en bestudeert het verschillende opties om de emissies koolstofvrij te maken.

Engie²⁶ verklaart ook dat de Awirs een bijzonder efficiënte centrale zal zijn (63%). Dankzij geavanceerde technologie zal deze nieuwe centrale geen fijn stof en veel minder stikstofoxide uitstoten dan bestaande centrales. De CO₂-emissies zullen zo laag mogelijk zijn voor thermische elektriciteitsproductie. Op lange termijn kan deze installatie ook koolstofneutraal worden door te werken op waterstof, biogas of synthetisch methaan in plaats van gas. Dit sluit aan bij de projecten voor waterstof en koolstof afvang, -benutting en -opslag die *intern zijn* ontwikkeld.

De Y-4 veiling van oktober 2022

Voor de prekwificatie van de Y-4 veiling die plaatsvindt in oktober 2022 en betrekking heeft op het leveringsjaar 2026-2027, werden in het door de CREG ter consultatie aangeboden document²⁷ over de werkingsregels de volgende regels als nuttig beschouwd in het kader van deze nota:

[...]

Vereisten voor prekwificatie

Volgens artikel 22(4) van de Verordening (EU) 2019/943, mag een productiecapaciteit geen emissies van meer dan 550 g CO₂ afkomstig van fossiele brandstoffen per kWh stroom uitstoten (Vergelijking 1) om in het kader van een capaciteitsmechanisme te worden vastgelegd.

In Verordening (EU) 2019/943 is verder voorzien dat een productiecapaciteit waarvan de commerciële productie werd opgestart vóór 4 juli 2019 alternatief **niet meer dan** een jaarlijks gemiddelde van meer dan 350 kg CO₂ afkomstig van fossiele brandstoffen per geïnstalleerde kW mag uitstoten om in het kader van een capaciteitsmechanisme te worden vastgelegd.

Rekening houdende met de meest recent beschikbare wetenschappelijke kennis over de klimaatverandering, met de doelstellingen van de Overeenkomst van Parijs en met de geldende Europese doelstellingen zoals vastgelegd in Verordening (EU) 2021/1119, alsook teneinde de energietransitie richting een duurzaam en klimaatneutraal energiesysteem te faciliteren, wordt de jaarlijkse broeikasgasemissiegrenswaarde op nul vastgesteld.

Alle productiecapaciteit, ook deze waarvan de commerciële productie werd opgestart vóór 4 juli 2019, moet hiermee de specifieke emissiegrenswaarde respecteren.

Ter herinnering, kunnen capaciteiten die investeringen verrichten aanspraak maken op lange termijn contracten, mits zij zich inschakelen in klimaatneutraliteit tegen 2050 en hiertoe een concreet stappenplan uitwerken.

[...]

- [..]

" De CRM-kandidaat die zich wenst de prekwificatie te bekomen van een CMU dat een elektriciteitsproductie-eenheid aangedreven door fossiele brandstoffen vormt en die hiertoe een Capaciteitscontract wenst te sluiten voor meer dan één Leveringsperiode, erkent dat het verkrijgen van een dergelijk Capaciteitscontract hem geenszins vrijstelt van huidige en toekomstige Europese en/of Belgische wetgeving en doelstellingen ter reductie van de uitstoot van broeikasgassen. Bovendien aanvaardt hij, indien hij een dergelijk Capaciteitscontract verkrijgt, bij te dragen aan het beleidsvoorbereidende werk om deze

²⁶ <https://corporate.engie.be/fr/energy/gaz>.

²⁷ Einde van de raadpleging: 4 mei 2022.

doelstellingen te realiseren. Hiertoe voegt hij bij zijn Prekwalificatiedossier een schriftelijke verklaring toe waarbij hij er zich toe verbindt, in geval een van zijn Biedingen tijdens de Veiling wordt geselecteerd: - om uiterlijk tegen 31 december 2027 een onderzoek uit te voeren naar de technische en economische haalbaarheid van de reductie van de uitstoot van broeikasgassen, overeenkomstig de Europese en Belgische wetgeving en doelstellingen ter zake, van de betreffende CMU; - om uiterlijk tegen 31 december 2028 een uitstootreductieplan voor broeikasgassen op te stellen, waarin wordt aangegeven hoe de betreffende CMU zal bijdragen aan de transitie naar klimaatneutraliteit in 2050, met tussentijdse doelstellingen voor de jaren 2035 en 2045; De verschillende CRM-actoren die betrokken zijn bij het opstellen van een uitstootreductieplan kunnen beslissen de betreffende studie gezamenlijk uit te voeren; en - om tegen ten laatste 2050 nuluitstoot of negatieve uitstoot te bereiken voor de betreffende CMU. De naleving van de bovenvermelde verbintenissen wordt gecontroleerd door de Federale Overheidsdienst Economie.

Er zijn drie reacties op bovengenoemde raadpleging ontvangen, waarvan één vertrouwelijk is, die specifiek betrekking hebben op de artikelen over emissiegrenswaarden. Uit de ontvangen reacties blijkt dat men het in het algemeen niet eens is met de voorgenomen wijzigingen, waarbij vooral wordt gewezen op een onstabiel juridisch kader voor de investeringen die nodig zijn om de continuïteit van de voorziening te waarborgen.

Naar aanleiding van de raadpleging is echter besloten de nullijn van de jaarlijkse emissiegrenswaarde voor de veiling van oktober 2022 te handhaven en te specificeren dat de wijzigingen in de prekwalificatievoorwaarden geen gevolgen zullen hebben voor contracten die reeds zijn gesloten of die na de veiling van oktober 2021 zullen worden gesloten.

"Alleen opwekkingscapaciteit met een specifieke uitstoot van 550 g CO₂ of minder uit fossiele brandstoffen per kWh elektriciteit kan in België worden vastgelegd in het kader van de veiling van het capaciteitsmechanisme in 2022. Dit heeft geen gevolgen voor contracten die na de veiling van 2021 zijn gesloten of nog moeten worden gesloten.

Vanaf de voorselectie voor de veiling van 2023 en voor alle daaropvolgende veilingen zal de drempel van 550 g/kWh ook geleidelijk worden verlaagd volgens een nog vast te stellen stappenplan. De Federale Overheidsdienst Economie zal een voorstel voor dit gefaseerde plan uitwerken en ter publieke consultatie voorleggen".

De autoriteiten motiveren de handhaving van de bij de raadpleging vastgestelde limieten als volgt:

Reeds gesloten contracten

Er zal worden verduidelijkt dat wijzigingen in de emissiedrempels niet van toepassing zullen zijn op contracten die reeds in de vorige veiling zijn gesloten.

Technologische neutraliteit

Er wordt verwezen naar de Belgische en Europese klimaatdoelstellingen en de onafhankelijkheid van fossiele brandstoffen (o.a. van Rusland). Het principe zelf van de emissiedrempels komt uit de Europese Verordening 2019/943.

Door de jaarlijkse emissiedrempel op nul vast te stellen, zal een productiecapaciteit waarvan de commerciële productie vóór 4 juli 2019 is gestart, op dezelfde voet worden behandeld als een productiecapaciteit waarvan de commerciële productie na 4 juli 2019 is gestart. De drempels gelden dus voor alle capaciteit, ongeacht de technologie.

Voorspelbaarheid

In de Wet betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt is uitdrukkelijk bepaald dat de werkingsregels elk jaar kunnen worden gewijzigd.

Wat de verlaging van de specifieke emissiedrempel vanaf 2023 betreft, werkt de FOD Economie momenteel aan de ontwikkeling van trajecten voor de verlaging van de emissiedrempel. De marktdeelnemers zullen hun mening over deze trajecten kunnen geven tijdens een openbare raadpleging die binnenkort zal plaatsvinden.

Er wordt op gewezen dat in de beschouwing over de verlaging van de drempels zowel de verlaging van de specifieke emissiedrempel als de verlaging van de jaarlijkse emissiedrempel in aanmerking wordt genomen.

1.6.4. Emissies en milieuvergunningen van elektriciteitsproductie-eenheden

Op 13 mei 2022 berichtte de krant De Standaard/Oost-Vlaanderen dat de Vlaamse minister van Energie eind 2021²⁸ heeft toegezegd een vergunning af te geven voor de uitbreiding van een productie-eenheid (Wondelgem) onder de uitdrukkelijke voorwaarde dat aan de Vlaamse milieunormen wordt voldaan en dat de productie-eenheid tegen 2040 CO₂ neutraal is.

Aan Waalse zijde bepaalt het besluit van de Waalse regering van 21 februari 2013 tot vaststelling van de sectorale voorwaarden met betrekking tot [grote] verbrandingsinstallaties²⁹, in artikel 5 dat installaties ≥ 300 MW "CCS-ready" moeten zijn.

"Art. 5 Exploitanten van alle stookinstallaties met een nominaal elektrisch vermogen van 300 MW of meer waarvoor de initiële omgevingsvergunning of, bij gebreke van een dergelijke procedure, de initiële milieuvergunning na 25 juni 2009 is verleend, voeren de volgende beoordelingen uit:

1° beschikbaarheid van geschikte locaties voor de opslag van kooldioxide;

2° technische en economische haalbaarheid van kooldioxidetransportnetwerken;

3° technische en economische haalbaarheid van verdere aanpassing voor kooldioxide-afvang.

Als de beoordelingen in lid 1^{er} positief uitvallen, zorgt de bevoegde autoriteit ervoor dat op het terrein van de installatie voldoende ruimte wordt vrijgemaakt voor de apparatuur die nodig is voor het afvangen en comprimeren van kooldioxide.

De bevoegde autoriteit bepaalt op basis van de beoordelingen van de exploitanten en andere beschikbare informatie of deze beoordelingen positief zijn, met name wat betreft de bescherming van het milieu en de menselijke gezondheid.

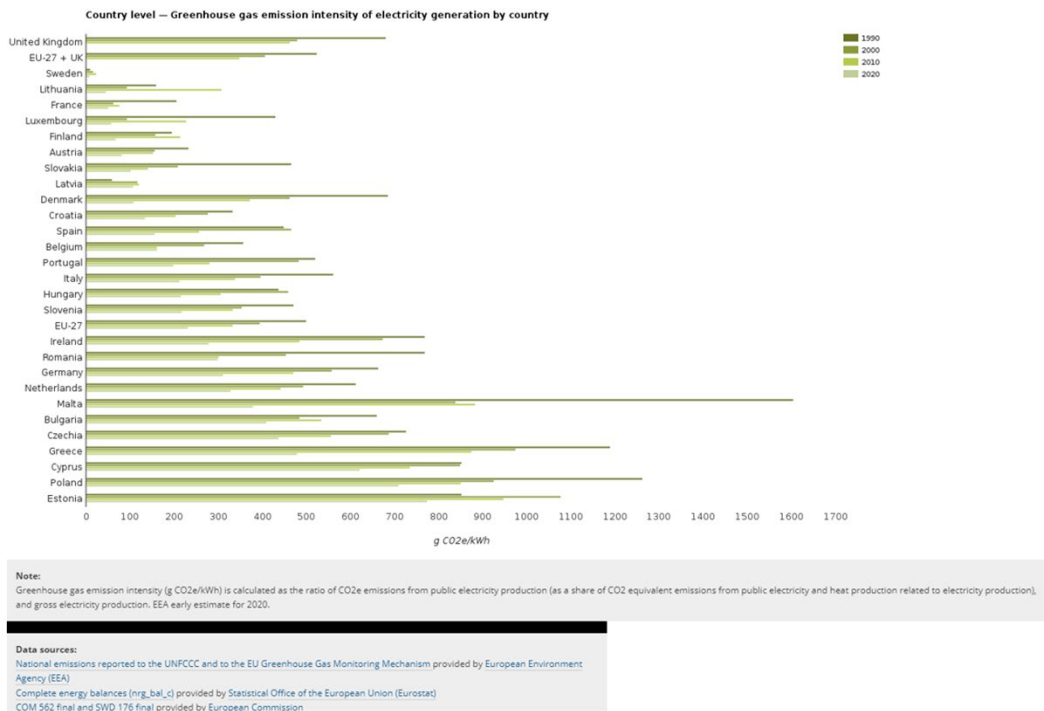
1.7. CO₂ -emissies van de Belgische elektriciteitssector

Volgens de energiebalansen die de lidstaten aan Eurostat hebben bezorgd, staat het Belgische elektriciteitspark in 2020 op de twaalfde plaats (in stijgende volgorde) in termen van broeikasgasemissie-intensiteit³⁰ (zie onderstaande figuur).

²⁸ <https://www.vrt.be/vrtnws/nl/2021/11/09/demir-vergunning-gascentrale/>.

²⁹ <http://environnement.wallonie.be/legis/pe/pesect067.html>.

³⁰ <https://www.eea.europa.eu/ims/greenhouse-gas-emission-intensity-of-1#ref-A3J8F>.



Figuur 2: Broeikasgasemissie-intensiteit van de elektriciteitsproductievloot per land (bron: EU).

De website <https://app.electricitymap.org/map> geeft een “realtime” overzicht van de emissies van het Belgische elektriciteitspark. Hoewel de site onder meer door ENTSO-E is goedgekeurd, is de AD Energie niet in staat de kwaliteit van de gegevens vast te stellen en te oordelen over de volledigheid van de emissies van het onderliggende productiepark. Helaas biedt deze site geen emissievooruitzichten die relevant zijn voor deze oefening.

1.8. Verwachte technologische ontwikkelingen

1.8.1. Waterstof in 2030 en 2050

Ter herinnering: in ACER-advies 22/2019 staat het volgende over waterstofemissies:

“Waterstof heeft geen koolstofgehalte en daarom zijn er geen directe emissies die verband houden met het gebruik van waterstof bij de elektriciteitsproductie. Tenzij de elektriciteit voor de productie van de waterstof echter rechtstreeks afkomstig is van een koolstofvrije bron (hernieuwbare energiebronnen, kernenergie of CCS), moet per geval een passende emissiefactor worden vastgesteld.”

Op 29 oktober 2021 keurde de federale regering de allereerste federale waterstofstrategie³¹ goed, waarmee ze van België een invoer- en doorvoerhub voor groene waterstof wil maken en de rol van België als pionier in waterstoftechnologie wil versterken.

³¹ <https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/hydrogene-vision-et-strategie.pdf>.

Verwacht wordt dat waterstof leidt tot 1,1 miljard aan toegevoegde waarde in België, een besparing tot 1,8 miljoen ton CO₂ per jaar tegen 2030 en de creatie van 10.000 banen³². De vier sectoren waarin waterstof in België een rol zal spelen, zijn volgens de federale strategie: industrie, vervoer, gebouwen en flexibiliteit voor de elektriciteitssector. Op korte termijn zal het echter vooral worden gebruikt in de industrie en in het zware en lange-afstandsvervoer.

Wat de bevoorrading van de Belgische markt met waterstofmoleculen betreft, zal België, gezien de beperkte oppervlakte van het land en de grote vraag naar energie en grondstoffen, afhankelijk zijn van aanzienlijke invoer uit andere Europese en vooral niet-Europese landen. De invoer van hernieuwbare moleculen zal dan tussen 3 en 6 TWh bedragen in 2030 en tussen 100 en 165 TWh in 2050 om aan de binnenlandse vraag te voldoen. Jaarlijks zou in België reeds ongeveer 15 TWh waterstof worden geproduceerd (fossiele H₂), waarvan ongeveer 1,2 tot 2 TWh in eigen land zou worden verbruikt in het olieraffinageproces voor de ontzwaveling van de producten. Verwacht wordt dat ook kleine hoeveelheden hernieuwbare waterstof in eigen land zullen worden geproduceerd (ten minste 150 MW elektrolyse in 2030, of ongeveer 500 GWh).

Wat het vervoer van waterstofmoleculen betreft, bevat de strategie specifieke doelstellingen voor de uitbreiding van de vervoersinfrastructuur, waaronder de ingebruikname van ten minste 100-160 km nieuwe waterstofpijpleidingen tegen 2026, gedeeltelijk ondersteund door 95 miljoen euro uit het door de EU gefinancierde Belgische nationale herstel- en veerkrachtplan.

Volgens de studie die Deloitte en de FOD Economie, KMO, Middenstand en Energie in 2021 uitvoerden over "De rol van gasvormige energiedragers in een klimaatneutraal België", zal de Belgische vraag naar waterstof en waterstofderivaten tegen 2050 wellicht toenemen tot 50 à 125 TWh/jaar (exclusief bunkerbrandstoffen).

Vlaanderen heeft ook een eigen strategie ontwikkeld voor de productie van en de vraag naar waterstof, gebaseerd op doelstellingen voor groot- en kleinschalige elektrolyse, met een gecombineerde capaciteit van ten minste 221 MW tegen 2025 en 560 MW tegen 2030.³³

Wallonië van zijn kant overweegt een steunregeling op te zetten om de aanleg van infrastructuur in verband met waterstof aan te moedigen.

Op 18 maart 2022 heeft de federale regering 1,2 miljard euro vrijgemaakt om de energietransitie te versnellen, waarvan 300 miljoen euro om de realisatie te versnellen van een waterstofbackbone die tegen 2028 van de Belgische havens naar Duitsland leidt.

In het kader van de nationale waterstofstrategie heeft de federale regering vervolgens een oproep tot het indienen van projecten gedaan³⁴, voor een totaal budget van 50 miljoen euro: "*Schone waterstof voor een schone industrie*". Deze oproep tot het indienen van projecten heeft tot doel onderzoek en innovatie te stimuleren inzake de productie, het vervoer en het gebruik van klimaatneutrale waterstof. Met dit initiatief wil de regering hoofdzakelijk onderzoek- en demonstratieprojecten steunen die dicht bij de commercialisering staan.

Gezien de aanzienlijke inspanningen die worden gedaan om de waterstofmarkt te ontwikkelen en de verwachte daling van de productiekosten, is het niet verwonderlijk dat vanaf 2030 een versnelling van deze markt wordt verwacht. De ontwikkeling van het gebruik van waterstof als flexibiliteitsmiddel voor het elektrische systeem zal echter ook afhangen van de evolutie van de opslag van hernieuwbare moleculen (waterstof, e-methaan, e-methanol of e-ammoniak), die op haar beurt wordt vergemakkelijkt door de ontwikkeling en/of het hergebruik van bestaande infrastructuren (zoals LNG- of petroleumproductentanks). Ook wordt onderzocht in hoeverre de watervoerende laag van Loenhout kan worden gebruikt voor de opslag van waterstof.

Ten slotte zij erop gewezen dat Europa in het kader van zijn "RePowerEU"-plan het gebruik van hernieuwbare waterstof en ammoniak tegen 2030 in de hele Unie met 14 miljoen ton (Mt) wil

³² https://www.tinnevannderstraeten.be/50_miljoen_voor_projecten_rond_waterstof.

³³ https://iea.blob.core.windows.net/assets/638cb377-ca57-4c16-847d-ea4d96218d35/Belgium2022_EnergyPolicyReview.pdf.

³⁴ <https://economie.fgov.be/fr/nouveautes/appel-projets-clean-hydrogen>.

doen toenemen, bovenop de 5,6 Mt waterstofvraag die reeds wordt gestimuleerd door het "Fit for 55"-pakket. De productie van deze extra hernieuwbare waterstof impliceert een toenemende opwekking van elektriciteit uit hernieuwbare bronnen en vereist dus de installatie van ongeveer 120 GW elektrolyse in Europa tegen 2030, wat neerkomt op een behoefte aan € 27 miljard aan directe investeringen in binnenlandse elektrolyse-installaties en infrastructuur voor de distributie van waterstof (binnen de EU)³⁵.

Om tegemoet te komen aan de nieuwe Europese ambities heeft John Cockerill bovendien, na een ontmoeting begin mei 2022 met Europees commissaris Thierry Breton, besloten een tweede "gigafabriek" op Europese bodem te bouwen, die bovendien in België zal worden gevestigd³⁶. De fabriek moet in 2025 operationeel zijn.

1.8.2. Biomethaan

Biomethaan is in volle ontwikkeling. Met het "RePowerEU"-plan wil Europa de duurzame productie tot 35 miljard m³ biomethaan³⁷ tegen 2030 bevorderen als een kostenefficiënte manier om de aardgasinvoer uit Rusland te verminderen.

De eerste biomethaanproductie-eenheid (IOK Afvalbeheer) in Beerse injecteert haar gasoverschot in het net³⁸. Nieuwe Belgische projecten zijn gevolgd en er zullen er nog volgen. De nieuwe operationele projecten zijn :

- Cinergie, Fleurus (WL): sinds september 2020 ;
- Vanheede Biomass Solutions, Quévy (WL) : sinds juni 2021 ;
- Biomethaan uit Bois d'Arnelle, Frasnes-lez-Gosselies (WL): sinds oktober 2021 ;
- Aquafin NV, Aartselaar (VL): sinds oktober 2021.

In 2021 bedroegen de injecties in het netwerk van de *hierboven* vermelde Belgische sites 311,9 TJ BVW of 8,0 Mm³ (st), d.w.z. 0,086 TWh. Van januari tot april 2022 bedroegen zij 179,9 TJ BVW of 4,6 Mm³ (st), of 0,05 TWh.

In 2019 raamde Valbiom³⁹ het potentieel voor biomethaanproductie in België op 15,6 TWh/jaar. Meer dan 2/3 van dit potentieel zou in de bestaande aardgasnetten kunnen worden geïnjecteerd.

1.8.3. Waterstof turbines

Niettegenstaande gasturbines een flexibele stroomopwekking mogelijk maken, gebruiken zij momenteel voornamelijk aardgas als brandstof. Hoewel deze turbines relatief lage emissieniveaus hebben in vergelijking met kolengestookte elektriciteitscentrales, vooral wanneer ze in STEG-modus staan, moeten hun emissies nog worden verminderd om de Overeenkomst van Parijs na te leven.

³⁵ <https://www.france-hydrogene.org/plan-repowerEU-un-cadre-legislatif-ambitieux-pour-reduire-la-dependance-europeenne-aux-hydrocarbures-russes/>.

³⁶ <https://www.lecho.be/entreprises/energie/john-cockerill-va-investir-100-millions-dans-l-hydrogene-en-belgique/10387523.html>.

³⁷ https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:fc930f14-d7ae-11ec-a95f-01aa75ed71a1.0003.02/DOC_1&format=PDF.

³⁸ <https://www.gas.be/fr/gaz-et-les-objectifs-climatiques>.

³⁹ <https://valbiomag.labiomasseenwallonie.be/news/etude-le-potentiel-du-biomethane-injectable-dans-le-reseau-de-distribution-belge>.

Aangezien een verdere vermindering van de CO₂-emissies van gasturbines door een verbeterd thermisch rendement om thermodynamische redenen marginaal zal zijn, kunnen drastische verminderingen nu alleen worden bereikt door het gebruik van een alternatieve brandstof of door het gebruik van CCS, volgens *Oberg et al. (2022)*⁴⁰. Er zijn verschillende opties voor koolstofarme brandstoffen; het lijkt echter onwaarschijnlijk dat één brandstof concurrerend zal zijn en dus is een mix van brandstoffen mogelijk/waarschijnlijk.

Ook waterstof wordt sterk overwogen, met een maximale integratiegraad gezien de bekende problemen met de stabiliteit van de vlam tijdens de verbranding. Volgens *Ciani et al. (2019)* zou een maximaal integratiepercentage van 70% van H₂ in termen van volume^{41,42} het vermogen van de centrale niet doen dalen. Evenzo leidt een integratievolume van 30% H₂ niet tot enige wijziging van de gasturbine. Fabrikanten zetten hun onderzoek voort om te komen tot 100% integratie⁴³. Deze maximale integratie kan alleen worden bereikt door meer te investeren in elektrolytische cellen en opslag.

De veronderstelde kosten van een verhoging van het integratieniveau zijn weergegeven in de onderstaande tabel (*Oberg et al.*). In de studie van Oberg wordt geconcludeerd dat gasturbines op waterstof concurrerend zijn in 2040 en 2050 wanneer de CO₂-emissieplafonds streng zijn en hun rol erin bestaat de schommelingen te compenseren die het gevolg zijn van de massale aanwezigheid van intermitterende hernieuwbare energiebronnen. In 2030 kunnen waterstofturbines dus onder de huidige omstandigheden weinig of geen rol spelen, gezien de mogelijke aanwezigheid van aardgas. De extra investering in piekvermogen zou voor het tegenomen gebruik van waterstof concurrerder zijn dan omgebouwde gasturbines.

Table 3 – Assumed capital cost increases as percentages of the costs for conventional gas turbines for different levels of hydrogen mixing capabilities, either for upgrading existing gas turbines or investing in new gas turbines. The cost assumptions are based on discussions with an industrial partner.			
Hydrogen mix [vol-%]	Hydrogen upgrade of existing gas turbines [% of base CAPEX]	New hydrogen gas turbines [% of base CAPEX]	Description of cost increase
30	1	101	Fuel system
50	7	103	Fuel system and burner tip
77	10	105	Fuel system and burner
100	25	115	Combustion chamber

Nog steeds volgens *Oberg et al.(2022)* zou een STEG-centrale ten minste een mengsel van 51 volumeprocent H₂ moeten gebruiken om haar emissies terug te brengen tot onder de drempel van 250 gCO₂ /kWh die door de Europese Investeringsbank wordt nagestreefd. Om in 2050 koolstofneutraliteit te bereiken, zal naast een CCS-voorziening een extra koolstofneutrale brandstof nodig zijn indien de STEG-eenheid geen 100% waterstof gebruikt.

1.8.4. CCS/CCU⁴⁴ in België

Zoals het IEA stelt in zijn verslag over het bereiken van koolstofneutraliteit tegen 2050⁴⁵ en het IOGP-verslag over het potentieel voor koolstofafvang in Europa⁴⁶, vereist koolstofneutraliteit de implementatie van systemen voor koolstofafvang en -opslag.

⁴⁰ <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319921039768>.

⁴¹ <https://journal.gpps.global/Superior-fuel-and-operational-flexibility-of-sequential-combustion-in-Ansaldo-Energia,110717,0,2.html>.

⁴² In termen van energie is deze verhouding van 70% "volume" goed voor ongeveer 41,5%.

⁴³ <https://etn.global/wp-content/uploads/2020/02/ETN-Hydrogen-Gas-Turbines-report.pdf>.

⁴⁴ Koolstofafvang en -benutting/ koolstofafvang en -opslag

⁴⁵ <https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050>

⁴⁶ https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/iogp_-_report_-_ccs_ccu.pdf

Berger et al.⁴⁷ toont de belangrijke rol van koolstofafvang aan bij het bereiken van koolstofneutraliteit in België. Volgens Holz et al.⁴⁸ zijn de voornaamste vooruitzichten voor CCS-ontwikkeling in Europa gebaseerd op twee factoren: i) de ontwikkeling van goedkope technologieën voor koolstofafvang bij elektriciteitsopwekking, en ii) een CO₂-prijs² die hoog genoeg is om de kosten van de invoering van CO₂-transportinfrastructuur te compenseren.

Volgens het verslag van het IEA over de kostenprognoses voor elektriciteitsopwekking⁴⁹ zouden voor gasgestookte STEG-centrales alleen koolstofprijzen van meer dan 100 USD/tCO₂ CCU/CCS-centrales concurrerend maken.

De Clean Air Task Force (CATF) stelt een lijst op van projecten voor koolstofafvang in Europa⁵⁰, maar tot op heden worden slechts twee projecten vermeld voor België: Kairos@c en H2BE. Het eerste beoogt de haven van Antwerpen koolstofvrij te maken en het tweede produceert waterstof uit aardgas door de geproduceerde CO₂ op te vangen, die zou worden opgeslagen in het Noorse deel van de Noordzee. Beide lijken echter niet rechtstreeks verband te houden met de elektriciteitsproductie.

⁴⁷ <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S037877961930358X>

⁴⁸ Een 2050-perspectief op de rol van koolstofafvang en -opslag in het Europese elektriciteitssysteem en de Europese industriële sector - ScienceDirect

⁴⁹ Geraamde kosten van het opwekken van elektriciteit-2020.pdf (windows.net)

⁵⁰ <https://www.catf.us/ccsmap europe/>

2. Analyse

2.1 Scenario's voor de elektriciteitsmix in België voor 2030 en 2050

Zonder in dit stadium vooruit te kunnen lopen op de ontwrichtende technologische ontwikkelingen die zich tussen nu en 2050 kunnen voordoen, worden in de volgende subhoofdstukken de in de literatuur beschikbare bruikbare scenario's voor de mix van elektriciteitsproductie uiteengezet, die als basis voor de analyse zullen dienen.

Op basis van de elektriciteitsmixscenario's, en op basis van de geraamde ontplooiing van groen gas en H₂ alsmede CCS/U-technologieën, is het mogelijk prognoses te maken van de "groene" en "afgevangen" CO₂ emissies en aldus prognoses van de resterende emissies af te leiden. Op basis van de productieprognoses kunnen vervolgens specifieke emissiedrempelprognoses (g CO₂ /kWh) worden berekend.

De hypothesen die in de onderstaande scenario's in aanmerking worden genomen, gaan vooraf aan diverse beslissingen en houden daar dus geen rekening mee: uitbreiding van 2 nucleaire eenheden over een periode van 10 jaar, vermindering van de afhankelijkheid van Russisch gas, investeringsbeslissing voor het TRITON-project⁵¹, toename van de geïnstalleerde offshore-capaciteit, enz.

2.1.1. Studieverlag van het Federaal Planbureau "Fuel for the future - More molecules or deep electrification of Belgium's energy system by 2050"⁵²

In dit verslag van het Federaal Planbureau over de brandstof van de toekomst van oktober 2020 worden twee scenario's gedefinieerd i) "hoge elektrificatiegraad" (HE) en ii) "gediversifieerd aanbod" (GA), die enerzijds een sterke elektrificatie van het eindenergieverbruik en anderzijds een aanhoudende toename van het gebruik van gas voor vervoer, industriële warmtebehoefte en elektriciteitsproductie behelzen. In beide scenario's wordt uitgegaan van een volledige decarbonisatie in 2050.

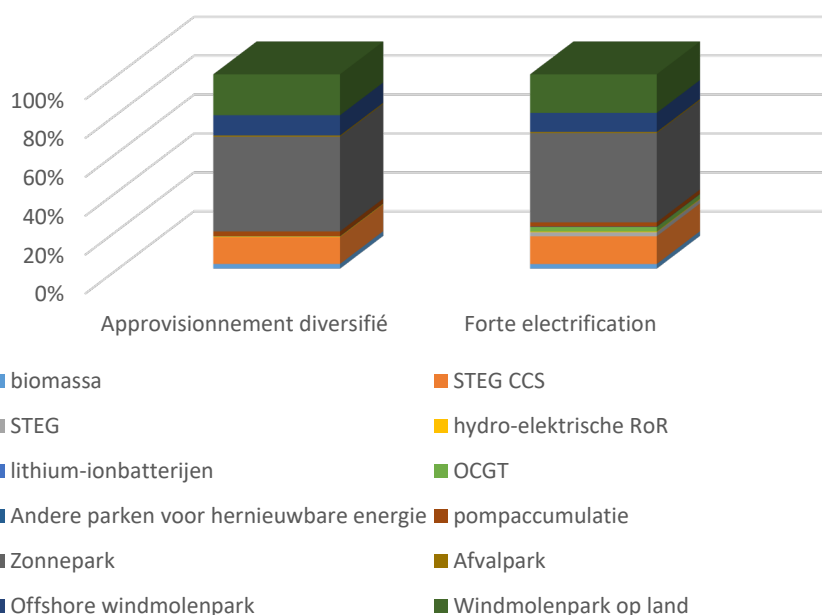
In 2050 zal de binnenlandse productie 88% van de geleverde elektriciteit uitmaken, terwijl 12% afkomstig zal zijn van netto-invoer. Tabel 1 toont de geïnstalleerde capaciteit per technologie voor beide scenario's.

⁵¹ https://www.elia.be/nl/nieuws/persberichten/2021/11/20211123_preliminary-study-on-hybrid-interconnector

⁵² [Federaal Planbureau - Publicatie - Brandstof voor de toekomst - Meer moleculaire of diepe elektrificatie van het Belgische energiesysteem tegen 2050](#)

Tabel 1 Binnenlandse elektriciteitsopwekkingscapaciteit per technologie voor de scenario's "gediversifieerd aanbod" en "hoge elektrificatie" voor 2050, gepubliceerd in het FPB-rapport "Future Fuel"

	gediversifieerd aanbod (GW)	gediversifieerd aanbod (%)	hoge elektrificatie (GW)	hoge elektrificatie (%)
biomassa	1,9	2%	2,0	2%
STEG CCS	11,0	14%	12,0	14%
STEG	0,0	0%	1,7	2%
hydro-elektrische RoR	0,3	0%	0,3	0%
lithium-ionbatterijen	0,0	0%	0,0	0%
OCGT	0,0	0%	2,0	2%
Andere parken voor hernieuwbare energie	0,1	0%	0,1	0%
pompaccumulatie	1,9	2%	1,9	2%
Zonnepark	38,8	49%	38,8	46%
Afvalpark	0,5	1%	0,5	1%
Offshore windmolenpark	8,3	10%	8,3	10%
Windmolenpark op land	16,7	21%	16,7	20%



Figuur 3: Binnenlandse elektriciteitsopwekkingscapaciteit per technologie voor de scenario's "gediversifieerd aanbod" en "hoge elektrificatiegraad" voor 2050, gepubliceerd in het FPB-rapport "Future Fuel"

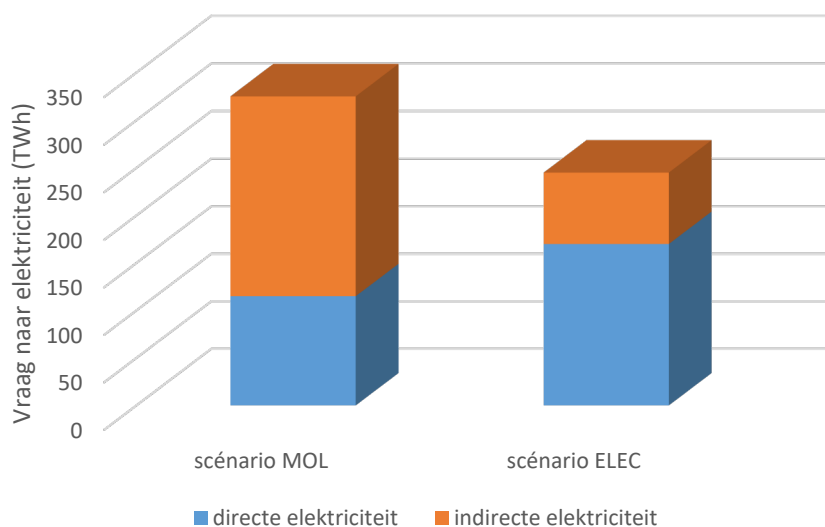
Volgens dit verslag zal gas, dat zowel synthetisch gas (hernieuwbare energiebronnen) als biogas en residueel aardgas omvat dat wordt verbrand in thermische eenheden die zijn uitgerust met koolstofafvang en -opslag, in 2050 goed zijn voor een derde (32% tot 33%) van de toekomstige elektriciteitsmix.

De punten van verschil tussen de twee gesimuleerde scenario's zijn de flexibilitieitsbehoeften en de voorkeursinstrumenten voor flexibiliteit, zoals in het verslag wordt vermeld:

De behoefte aan flexibiliteit is groter in het scenario "gediversifieerde voorziening" en elektrolyzers, gecombineerd met gasgestookte elektriciteitscentrales, zorgen voor de meeste flexibiliteit op dagelijkse, wekelijkse en jaarlijkse basis. In het scenario "hoge elektrificatiegraad" spelen de invoer van elektriciteit en elektrische voertuigen een belangrijkere rol in de dagelijkse en wekelijkse flexibiliteit, aangezien zij de lagere geïnstalleerde capaciteit van elektrolyzers compenseren. Deze laatste dragen echter bij tot een vermindering van de flexibilitieitsbehoeften, zelfs in het scenario "hoge elektrificatie" waarin zij de helft van de jaarlijkse behoeften dekken.

2.1.2. De Elia-studie "roadmap to net zero" ⁵³

In deze Elia-studie "Roadmap to net zero" van november 2021 worden twee verbruiksscenario's in aanmerking genomen: het eerste (ELEC), waarbij de Europese eindvraag naar elektriciteit in 2050 met 70% toeneemt ten opzichte van de huidige vraag als gevolg van een sterke elektrificatie, en het tweede (MOL), waarbij de Europese eindvraag naar elektriciteit in 2050 met 30% toeneemt als gevolg van een groter aandeel van "groene moleculen" in het eindverbruik van energie.



Figuur 4: Totale elektriciteitsvraag in 2050 voor de MOL- en ELEC-scenario's, rekening houdend met de directe elektriciteitsvraag voor geëlektrificeerde toepassingen en de indirecte elektriciteitsvraag voor de productie van groene moleculen (maar niet noodzakelijk geproduceerd in België).

Uit de in deze studie uitgevoerde marktsimulaties blijkt dat in 2050 grote hoeveelheden back-upcapaciteit nodig zullen zijn om te allen tijde een toereikende elektriciteitsvoorziening te waarborgen. De behoefte is bijzonder groot voor België, waar grootschalige waterkrachtopslag of andere klimaatneutrale technologieën voor reserveopwekking ontbreken. De vereiste back-upcapaciteit voor België bedraagt ongeveer 7,5-15 GW in 2050. Deze reservecapaciteiten zullen

⁵³ [Elia Groep publiceert Routekaart naar Netto Nul](#)

slechts gedurende een beperkt aantal uren worden geactiveerd. In het volgende decennium zouden thermische centrales, samen met andere technologieën, nog steeds de rol van reservecapaciteit in het systeem op zich nemen. Mettertijd zal door de snelle uitbreiding van hernieuwbare energiebronnen het aantal bedrijfsuren van deze centrales afnemen en daarmee, in het geval van centrales op basis van fossiele brandstoffen, hun jaarlijkse CO₂-uitstoot .

Ook in de laatste adequacy studie van Elia⁵⁴ , waarin rekening wordt gehouden met een volledige uitdoving van kernenergie in 2025, wordt gesteld dat gas, naast hernieuwbare energiebronnen, van 2022 tot 2032 de belangrijkste brandstof voor elektriciteitsproductie zal blijven. Het niveau van de gasgestookte elektriciteitsproductie zal sterk afhangen van de capaciteitsmix die in België en in het buitenland zal worden geïnstalleerd, alsook van de merit order ("gas vóór steenkool" of "steenkool vóór gas"). Het werkelijke niveau van gas en de netto-invoer zal worden bepaald door de samenstelling van de capaciteitsmix in België (en het buitenland), alsook door de CO₂-prijs . Afhankelijk van deze factoren zou de gasgestookte elektriciteitsproductie kunnen variëren van 21 tot 33 TWh gemiddeld per jaar in 2032, terwijl de invoer goed zou zijn voor respectievelijk 34 en 23 TWh van de verbruikte elektriciteit.

2.1.3. Het verslag “Visie en strategische projecten voor een koolstofarm België tegen 2050” van de FOD Volksgezondheid ⁵⁵

Dit rapport “Visie en strategische projecten voor een koolstofarm België tegen 2050” van 2019 van de FOD Volksgezondheid, AD Leefmilieu, afdeling Klimaatverandering, dat beschikbaar is op climat.be, houdt rekening met een volledige decarbonisatie van het Belgische elektriciteitssysteem tegen 2050, met een fractie fossiele brandstoffen van nul in de elektriciteitsmix in 2050.

De mix van hernieuwbare energieopwekking in 2030 is in deze studie als volgt samengesteld:

Technologie	Capaciteit (GW)
Zonne-energie	8
Wind op land	4.2
Offshore-windenergie	4
Industriële opslag	2

In het verslag staat ook dat, om in 2050 volledig koolstofvrij te zijn, de gemiddelde jaarlijkse lineaire emissiereductie-inspanning in de periode 2030-2050 ongeveer 1,21 Mt CO₂ e/jaar zal moeten bedragen.

2.1.4. Het ENTSOG- en ENTSO-E plan “TYNDP 2022”⁵⁶

In het ENTSOG- en ENTSO-E plan TYNDP van April 2022 zijn waterstof en elektrolyse voor het eerst op pan-Europese schaal in de scenario's gemodelleerd. Drie scenario's worden in overweging genomen:

- i. Het National Trends scenario (NT);
- ii. Het Distributed Energy scenario (DE) ;

⁵⁴ [Adequacystudies \(elia.be\)](http://adequacystudies.elia.be)

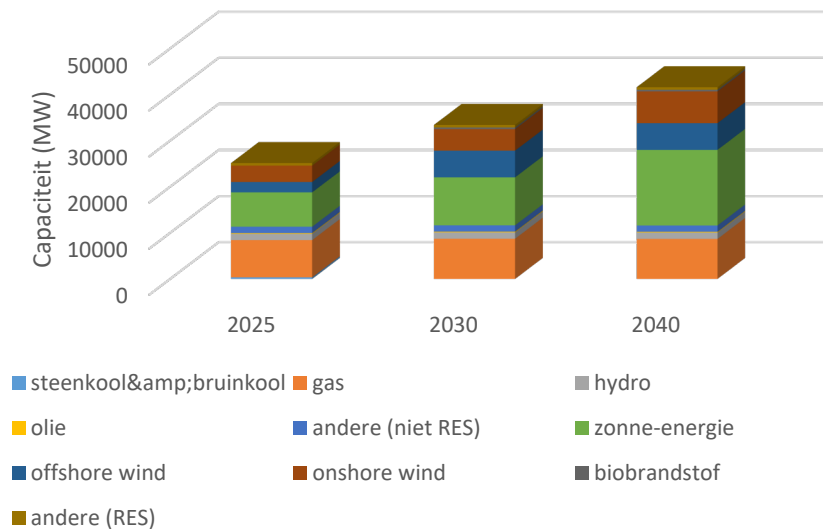
⁵⁵ [nationale-It-strategie-bijdrage-federaal.pdf \(climat.be\)](http://nationale-It-strategie-bijdrage-federaal.pdf)

⁵⁶ [Scenarioverslag TYNDP 2022 | Versie. April 2022 \(entsos-tyndp-scenarios.eu\)](http://scenarioverslag.tyndp2022.org)

iii. Het Global Ambition scenario (GA).

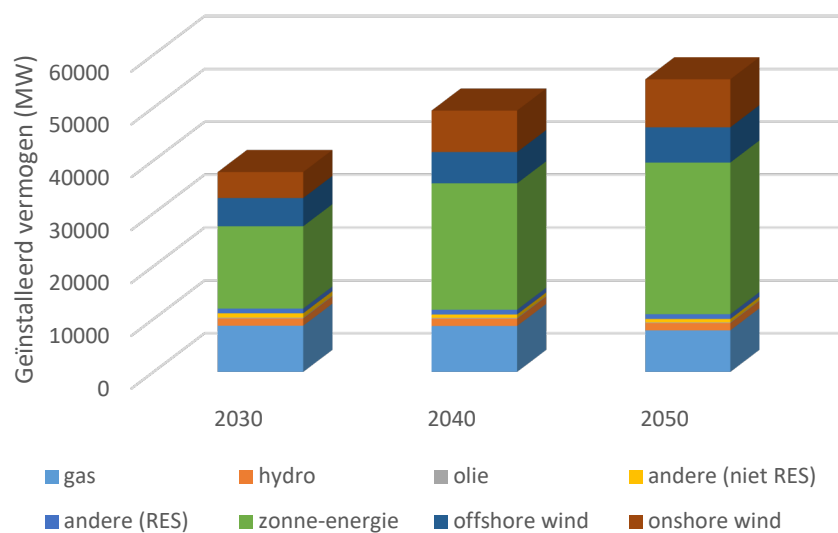
Het eerste is in overeenstemming met het nationale energie- en klimaatbeleid tot 2040, het tweede en derde scenario houden rekening met koolstofneutraliteit voor 2050 en een emissiereductie van 35% tegen 2030 waartoe respectievelijk op nationaal/lokaal en internationaal/Europees niveau de aanzet is gegeven.

Ter herinnering, de geïnstalleerde elektriciteitscapaciteit in België bedraagt 25,7 GW in 2020⁵⁷. De scenario's NT, GA en DE in de onderstaande figuren gaan uit van een totale geïnstalleerde elektriciteitscapaciteit van respectievelijk 33, 38 en 39 GW in 2030, 42, 49 en 67 GW in 2040 en ten slotte 55 en 90 GW in 2050 voor respectievelijk het GA- en het DE-scenario.



Figuur 5: Geïnstalleerd elektrisch vermogen in België NT-scenario dat in het ENTSG- en het ENTSO-E plan is gepubliceerd (TYNDP 2022)

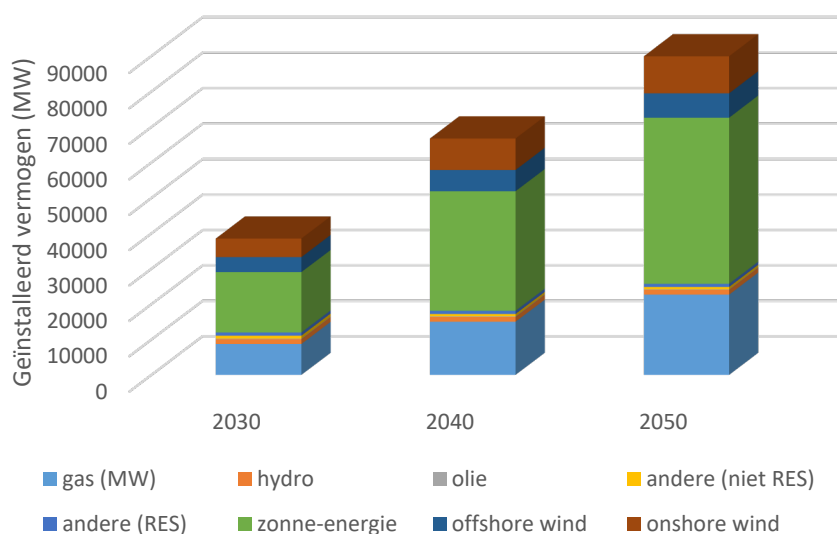
Gas vertegenwoordigt 32, 26 en 21% van de Belgische geïnstalleerde capaciteit in respectievelijk 2025, 2030 en 2040 in het NTS-scenario.



Figuur 6: Geïnstalleerd elektrisch vermogen in België GA scenario dat in het ENTSG- en het ENTSO-E plan is gepubliceerd (TYNDP 2022)

⁵⁷ [Kerncijfers energie - februari 2022 | FOD Economie \(fgov.be\)](#)

Gas vertegenwoordigt 23, 18 en 14% van de Belgische geïnstalleerde capaciteit in respectievelijk 2030, 2040 en 2050 in het GA-scenario.



Figuur 2 : Geïnstalleerd elektrisch vermogen in België DE-scenario dat in het ENTSOE- en het ENTSG-plan is gepubliceerd (TYNDP 2022)

Gas vertegenwoordigt 23, 23 en 25% van de Belgische geïnstalleerde capaciteit in respectievelijk 2030, 2040 en 2050 in het DE-scenario.

Tabel 2 : Running hours van de GA- en NT-scenario's voor 2025, 2030, 2040 en 2050

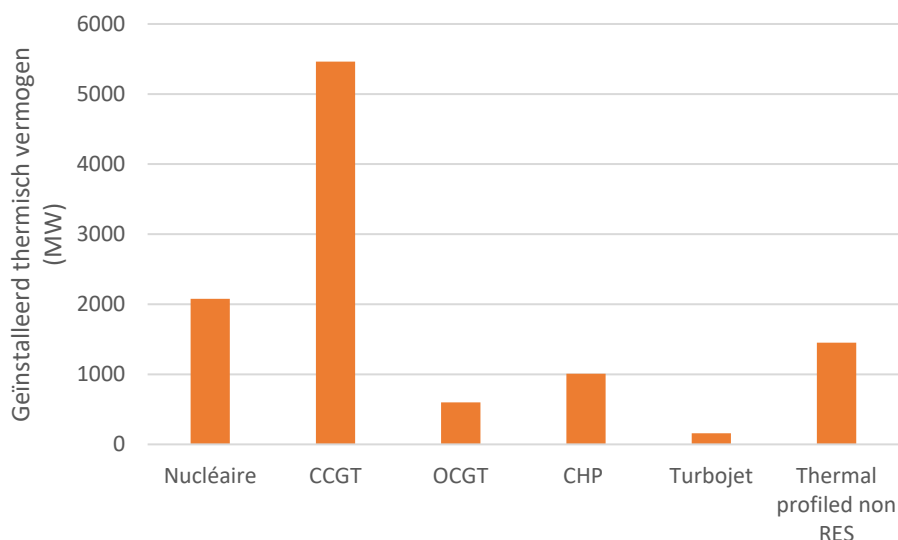
	2025	2030	2040	2050 ⁵⁸
gas (GW) GA		8,7	8,7	7,9
gas (GW) NT	8,1	8,7	8,7	
Gas (GWh) NT	26160	16171	7571	
Gas (GWh) GA		18048	17479	19038
Running hours NT	3237	1852	872	
Running hours GA		2067	2012	2423

Wat flexibiliteit betreft, bedraagt de capaciteit in België van OCGT die volgens het TYNDP 2022 behouden blijft voor de scenario's NT en GA in 2030, 2040 en 2050 (GA) 294MW en 15 GW voor het DE-scenario in 2050.

⁵⁸ Het gebrek aan gegevens in 2050 is te wijten aan het ontbreken van relatieve simulaties.

2.1.5 Referentiescenario dat in aanmerking moet worden genomen voor het leveringsjaar 2027-2028 in de Y-4-veiling van oktober 2023

Onderstaande figuur toont de geïnstalleerde thermische capaciteit per technologie op basis van de gegevens die op 6 mei 2022 ter raadpleging aan de werkgroep "Adequacy" zijn voorgelegd⁵⁹.



Figuur 7: Thermisch elektrisch vermogen dat in aanmerking wordt genomen bij de raadpleging over het referentiescenario voor het leveringsjaar 2027-2028 in België.

De geïnstalleerde thermische capaciteit van 8,7 GW in 2027 (exclusief kernenergie) zal in de rest van het verslag worden gebruikt (zie traject 4 hieronder).

2.1.6. Vergelijking van de scenario's

De beschikbare capaciteitsgegevens van drie van de hierboven voorgestelde scenario's voor de Belgische elektriciteitsvloot zijn samengevat in de onderstaande tabel.

Capaciteit in GW	2030	2040	2050
TYNDP-2022 GA			
Geïnstalleerd vermogen	38	49	55
gas	9	9	8
zonne-energie	16	24	29
offshore wind	5	6	7
onshore wind	5	8	9
Elia's roadmap to net zero BAUX3			

⁵⁹ <https://www.elia.be/fr/users-group/adequacy-working-group/20220506-meeting>

Geïnstalleerd vermogen			54
zonne-energie			40
offshore wind			6
onshore wind			8
FPB - fuel for the future FE			
Geïnstalleerd vermogen			84
gas			16
zonne-energie			39
wind			25
Elektrolysecapaciteit			11

Zonne-energie vertegenwoordigt 53, 74 en 46% van de geïnstalleerde capaciteit in 2050 voor respectievelijk het scenario TYNDP GA, roadmap to net zero x3 en het FPB fuel fort he future FE-scenario. Windenergie is goed voor respectievelijk 29, 26 en 30% .

Gas vertegenwoordigt 14% van de geïnstalleerde capaciteitsmix in 2050 in respectievelijk het TYNDP GA-scenario en het FPB AD-scenario.

Indien, zoals Elia in zijn studie roadmap to net zero⁶⁰ aangeeft, er in 2050 nog steeds nood is aan back-upcapaciteit. Om niet aan sancties/boetes te worden onderworpen, mogen zij tegen die tijd geen CO₂ meer uitstoten.

2.2 Studie van interessante trajecten

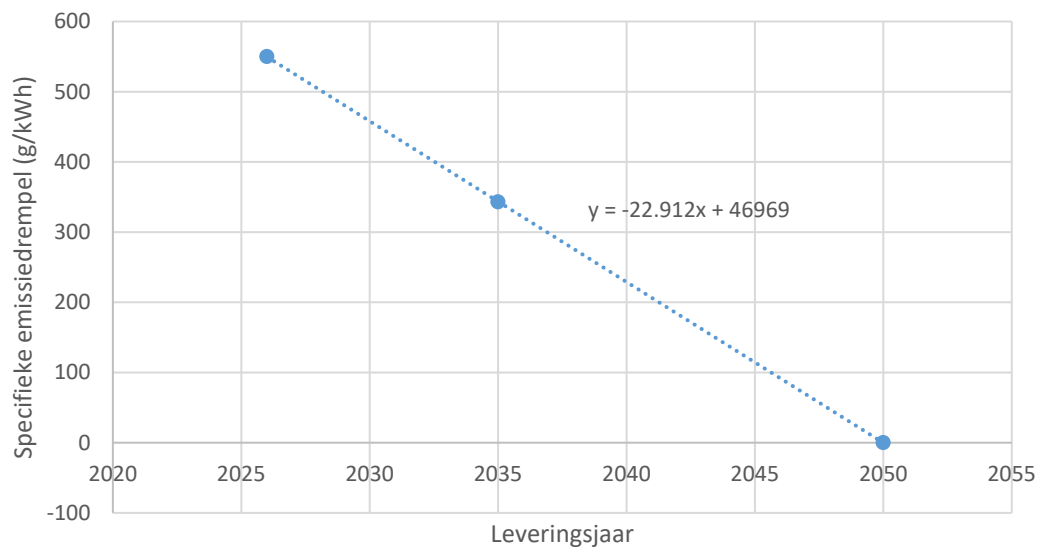
Aangezien AD Concurrentie het CRM heeft goedgekeurd voor een periode van 10 jaar, zullen de drempels voor de pre-kwalificatie in acht moeten worden genomen gedurende de periode waarin het mechanisme is goedgekeurd. Voor de in de veiling geselecteerde eenheden wordt dan een daling van de emissiegrenswaarden verwacht overeenkomstig de trajecten te bepalen die tot 2050 leiden.

2.2.1. Traject 1

Dit eerste traject bestudeerde houdt rekening met het "climat.be"-scenario volgens hetwelk, om in 2050 volledig koolstofvrij te zijn, de gemiddelde jaarlijkse lineaire emissiereductie-inspanning in de periode 2030-2050 ongeveer 1,21 Mt CO₂ e/jaar zal moeten bedragen.

Daarom wordt uitgegaan van een jaarlijkse lineaire verlaging van de specifieke emissiegrens vanaf het jaar 2027 om in 2050 een nulwaarde te bereiken. De helling van dit traject komt overeen met 23 g CO₂ /jaar.

⁶⁰ [Elia Group publishes Roadmap tot Net Zero](#)



Figuur 8 : Lineaire daling van de specifieke emissiegrenswaarde van leveringsjaar 2027 tot 2050

Tabel 3 : Specifieke emissiegrenzen rekening houdend met Traject 1 voor de leveringsjaren 2030, 2040, 2045 en 2050

Leveringsjaar	specifieke emissiedrempel (g CO ₂ /kWh)
2026	550
2027	527
2028	504
2029	481
2030	458
2031	435
2032	412
2033	389
2034	366
2035	343
2036	320
2037	297
2038	274
2039	251
2040	228
2041	205
2042	182
2043	159
2044	136
2045	113
2046	90
2047	67
2048	44
2049	21

2.2.2. Traject 2

Dit tweede traject voorziet in een verlaging met tussenperiode. Om een concreter beeld te krijgen van de technologische vooruitgang in het betrokken leveringsjaar, wordt een tussenperiode van vijf jaar vooropgesteld. De emissiegrenswaarde voor de prekwalficatie⁶¹ die voortvloeit uit de tussenperiode die in het betrokken leveringsjaar moet worden toegepast, zou dan één jaar vóór de betrokken veiling worden vastgesteld.

Tabel 4 : Verlaging van de specifieke emissiegrenswaarde voor het leveringsjaar 2027-2050

Jaar van levering	Tussenperiode voor de specifieke emissiegrenswaarde (g/kWh)
2027-2031	[527-435]
2032-2036	[412-320]
2037-2041	[297-205]
2042-2046	[182-90]
2047-2050	[67-0]



Figuur 9: Verlaging van de specifieke emissiegrenswaarde met tussenperiode voor het leveringsjaar 2027-2050

⁶¹ Alleen de eerste twee niveaus zullen in aanmerking worden genomen voor de vaststelling van de prekwalficatiegrenswaarde. De andere niveaus dienen als een traject.

2.2.3. Traject 3

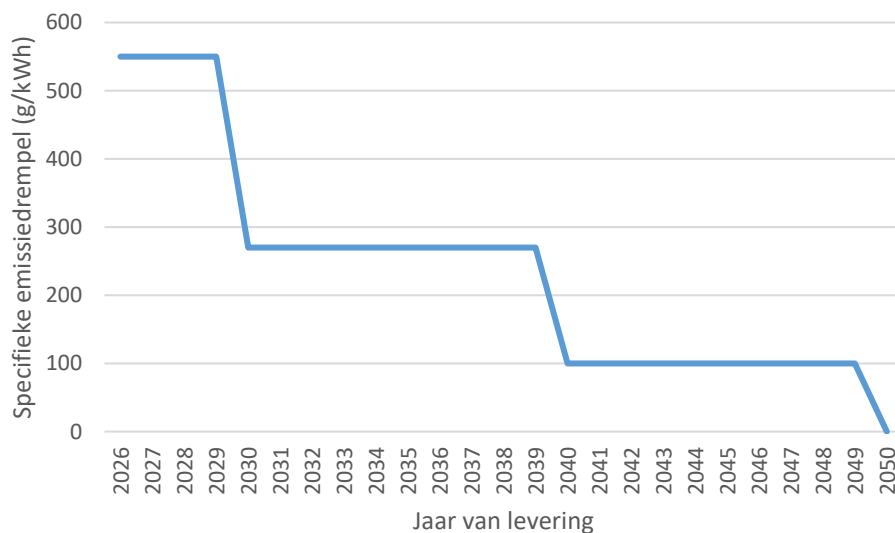
Voor dit derde traject wordt, hoewel de Europese Commissie in dit stadium de in haar Taxonomieverordening (zie *hierboven*) vastgestelde emissiegrenswaarden nog niet in de CEEAG's heeft geïntegreerd, voorgesteld deze grenswaarden in aanmerking te nemen in het kader van de prekwalificatie van het CRM.

Voor de leveringsperiode 2027-2029 wordt de specifieke emissiegrenswaarde bijgevolg gehandhaafd op 550 g CO₂ /kWh voor de prekwalificatie.

Voor de leveringsperiode 2030-2035 wordt de specifieke emissiegrenswaarde voor de prekwalificatie van de CRM-eenheid vastgesteld op 270 gram CO₂ per kWh geproduceerde elektriciteit. Deze limiet zal tot de leveringsperiode 2039 in aanmerking worden genomen en geverifieerd.

Voor de leveringsjaren 2040 tot 2049 moeten de specifieke emissies van de door de CRM-veilingen geselecteerde eenheden dan kleiner zijn dan of gelijk zijn aan 100 g CO₂ e/kWh.

Ten slotte moet de specifieke emissiegrenswaarde in 2050 nul zijn.



Figuur 10: Verlaging van de specifieke emissiegrenswaarde met inachtneming van de "taxonomie"-verordening voor de leveringsperiode 2027-2050

Tabel 4: Specifieke emissiegrenzen rekening houdend met Traject 3 voor de leveringsjaren 2030, 2040, 2045 en 2050

Leveringsjaar	Specifieke emissiegrenswaarde (g CO ₂ /kWh)
2030	270
2040	100
2045	100
2050	0

2.2.4. Traject 4

Dit traject is gebaseerd op het scenario FE van het Federaal Planbureau in het verslag “fuel fort he future”, zoals hierboven beschreven. Er zijn enkele veronderstellingen en interpolaties gemaakt, zoals in de onderstaande tabel wordt toegelicht:

Tabel 5 : Veronderstellingen (rode waarden) en lineaire interpolaties (bruine waarden) op basis van het scenario (groene waarden) uit de studie “fuel fort he future” van het Federaal Planbureau

		interpolatie		
geïnstalleerd thermisch vermogen (GW)	2027	2030	2040	2050
FPB EF	8.7	9.6	12,7	15,7
Technologie (FE)				
STEG CCS (GW)	0	1,6	6,8	12
STEG CCS (%)	0	16	54	76
Brandstof (FE)				
CH ₄ (GW)	7,8	8.3	10.2	12
CH ₄ (%)	100	87	80	76
Biomethaan (GW)	0	0.2	1	1.9
Biomethaan (%)	0	2.5	8	12
H ₂ (GW)	0	0.2	1	1.9
H ₂ (%)	0	2.5	8	12
Thermische eenheden die aardgas gebruiken zonder CCS (%)	100	71	27	0

Als we ervan uitgaan dat in 2027 90% van de thermische capaciteit, d.w.z. 7,8 GW, uitsluitend aardgas gebruikt en dat in 2050 STEG's met afvangsystemen uitsluitend aardgas gebruiken (sterke aanname), kan een lineaire interpolatie worden gemaakt om te komen tot 100% van de geïnstalleerde thermische capaciteit met gebruikmaking van afvangsystemen, waterstof en groen gas (biomethaan) in 2050, 72% in 2040 en 23% in 2030. In dit geval bedraagt het totale percentage groen gas en waterstof met een emissiefactor nul dat in thermische eenheden wordt gebruikt 5% in 2030, 16% in 2040 en 24% in 2050, d.w.z. een stijging met 1% per jaar.

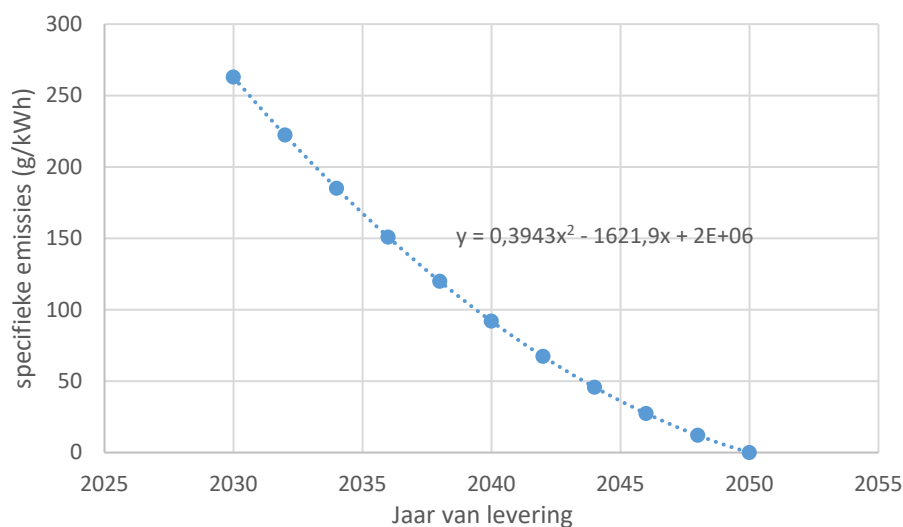
Als STEG's met afvangsystemen in 2050 slechts 50% aardgas en 50% groen gas met een emissiefactor nul gebruiken, dan bedraagt het totale percentage groen gas en waterstof dat in thermische eenheden wordt gebruikt 14% in 2030, 45% in 2040 en 62% in 2050, een stijging met 2,7% per jaar.

Ten slotte, als STEG's met afvangsystemen in 2050 slechts 30% aardgas en 70% groen gas gebruiken, dan is het totale percentage groen gas en waterstof met een emissiefactor nul dat in thermische eenheden wordt gebruikt 18% in 2030, 56% in 2040 en 77% in 2050, d.w.z. een stijging met 3,3% per jaar.

Als we er nu van uitgaan dat het percentage groen gas of waterstof met een emissieloze factor vanaf 2030 met 3% per jaar toeneemt in de thermische eenhedenmix (uitgaande van een STEG met een ontwerpefficiëntie van 63%) en een afgevangen fractie van CO₂ die met 4% per jaar toeneemt, zoals geïllustreerd in Tableau 6 en de Figure 11 , wordt een reductietraject met een helling van 13 g CO₂ /jaar verkregen.

Tabel 6 : Evolutie van de specifieke emissies op basis van een geleidelijke toename met 3% per jaar van het aandeel van groen gas of waterstof met een emissiefactor nul en 4% per jaar van de CO₂-opvang voor een STEG-centrale met een ontwerpefficiëntie van 63%

Leveringsjaar	% groen gas + H ₂ ⁶²	% aardgas	Fractie afgevangen CO ₂	Berekening van specifieke emissies (g/kWh)
2027	0	100	0	321
2028	0	100	0	321
2030	0	100	18%	263
2032	6	94	26%	222
2034	12	88	34%	185
2036	18	82	43%	151
2038	24	76	51%	120
2040	30	70	59%	92
2042	36	64	67%	67
2044	42	58	75%	46
2046	48	52	84%	27
2048	54	46	92%	12
2050	60	40	100%	0



Figuur 11: traject met een percentage groen gas of waterstof met een emissiefactor nul dat met 3% per jaar toeneemt in de thermische-eenhedenmix en een fractie afgevangen CO₂ dat met 4% per jaar toeneemt in een STEG met een ontwerpefficiëntie van 63%

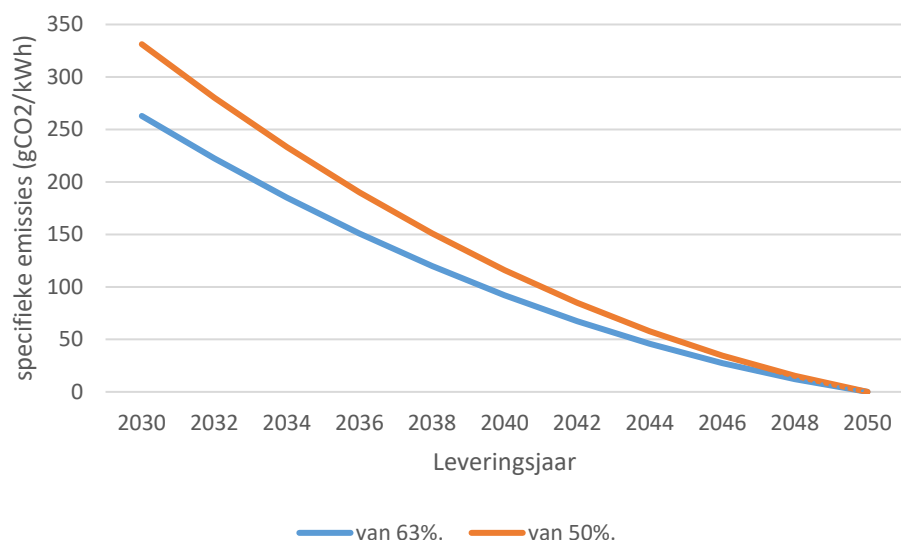
⁶² Rekening houden met een emissiefactor nul voor groen gas en waterstof

Tabel 7: Specifieke emissiegrenswaarden rekening houdend met Traject 4 voor de leveringsjaren 2030, 2040, 2045 en 2050

Leveringsjaar	Specifieke emissiegrenswaarde (g CO ₂ /kWh)
2026	550
2027	420
2028	363
2029	319
2030	263
2031	242
2032	222
2033	203
2034	185
2035	168
2036	151
2037	135
2038	120
2039	106
2040	92
2041	79
2042	67
2043	56
2044	46
2045	36
2046	27
2047	19
2048	12
2049	6
2050	0

Indien het ontwerpendement van de STEG wordt teruggebracht tot 50%, wetende dat het gemiddelde ontwerpendement van Belgische STEG's momenteel 55% is, wordt het verschil in traject ter informatie in de onderstaande figuur⁶³ weergegeven:

⁶³ Het traject met een ontwerpefficiëntiewaarde van 63% moet als een prioriteit worden beschouwd met het oog op de toegenomen energie-efficiëntie-eisen in Europa.



Figuur 12: trajecten rekening houdend met een percentage groen gas of waterstof met een emissiefactor nul dat met 3% per jaar toeneemt in de thermische eenhedenmix en een fractie afgevangen CO₂ die met 4% per jaar toeneemt in een STEG met een ontwerpefficiëntie van 63% en 50% respectievelijk

1.2.5. Traject 5

Teneinde rekening te houden met de behoefte aan flexibiliteit in het elektriciteitssysteem, voorziet dit vijfde en laatste traject in een vermindering van de jaarlijkse en specifieke emissiegrenswaarden naar gelang van het aantal running hours van de thermische eenheden⁶⁴. Deze twee limieten moeten in acht worden genomen voor het betrokken leveringsjaar.

Gemiddeld draaide een Belgische STEG in 2019 3686 uur. Een Belgische OCGT draaide gemiddeld 586 uur en een turbojet draaide 18 uur.

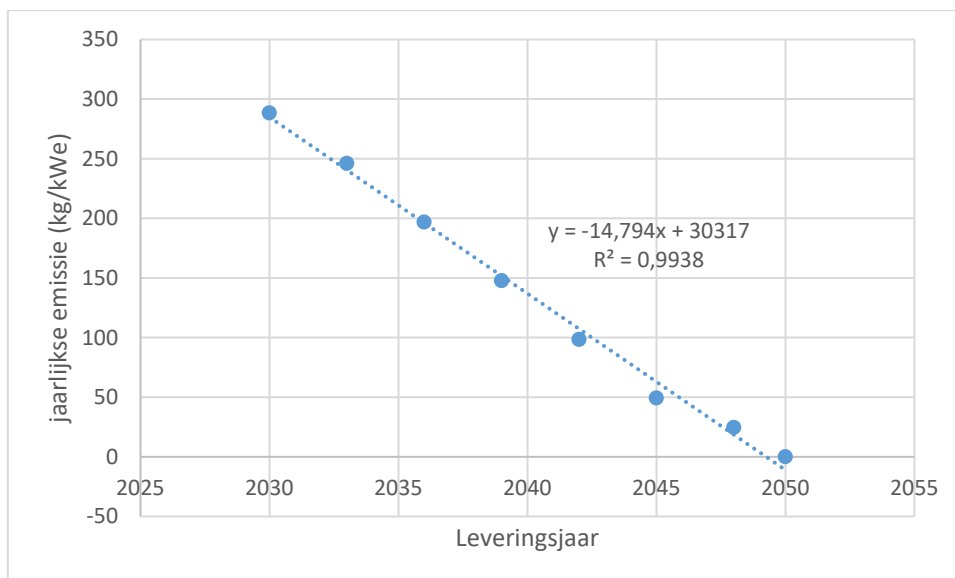
Wetende dat volgens het TYNDP GA-scenario 295 MW aan OCGT's nodig wordt geacht om de flexibiliteit in 2030, 2040 en 2050 te verzekeren, uitgaande van een gemiddelde specifieke uitstoot van een OCGT van 492 g CO₂/kWh⁶⁵ tot 2045 en een gemiddeld aantal bedrijfsuren van 586 uur dat met 30 uur/jaar afneemt tot 2045 en overwegende dat de gemiddelde capaciteit van de Belgische OCGT's⁶⁶ 90 MW bedraagt, wordt het onderstaande traject verkregen met een helling van 15 kg per jaar.

In 2045 is de geleidelijke invoering van brandstoffen met een emissiefactor nul nodig om in 2050 een nul uitstoot te bereiken.

⁶⁴ Informatie die is uitgewisseld tussen de partijen die bij de opstelling van dit document betrokken waren.

⁶⁵ gemiddelde specifieke emissies voor prekwificatie in 2021

⁶⁶ Op basis van het bestaande park



Zoals in onderstaande tabel wordt geïllustreerd voor het leveringsjaar 2027, kunnen thermische eenheden op basis van hun running hours worden gecategoriseerd en kunnen bij wijze van voorbeeld specifieke en jaarlijkse emissiegrenswaarden worden toegekend.

Deze methode biedt het voordeel dat zij de flexibiliteit van het elektriciteitssysteem waarborgt, maar vergt een diepgaander onderzoek dat kan worden uitgevoerd indien de capaciteitshouders dit adequaat achten en indien zij input leveren voor de reflectie. In dit stadium wordt dit traject dan ook niet aangehouden in het volgende hoofdstuk over de bespreking van trajecten.

Tabel 8: Mogelijke indeling van thermische eenheden naar running hours met een jaarlijkse emissiedrempel en een specifieke emissiegrenswaarde (aan beide grenswaarden moet worden voldaan) voor 2027

Categorie	Running hours	jaarlijkse emissiegrenswaarde (kg/kWe)	specifieke emissiegrenswaarde (g/kWh)
1	[0,600]	300	550
2]600, 1000]		
3]1000, 2000]		
4	> 2000	0	320

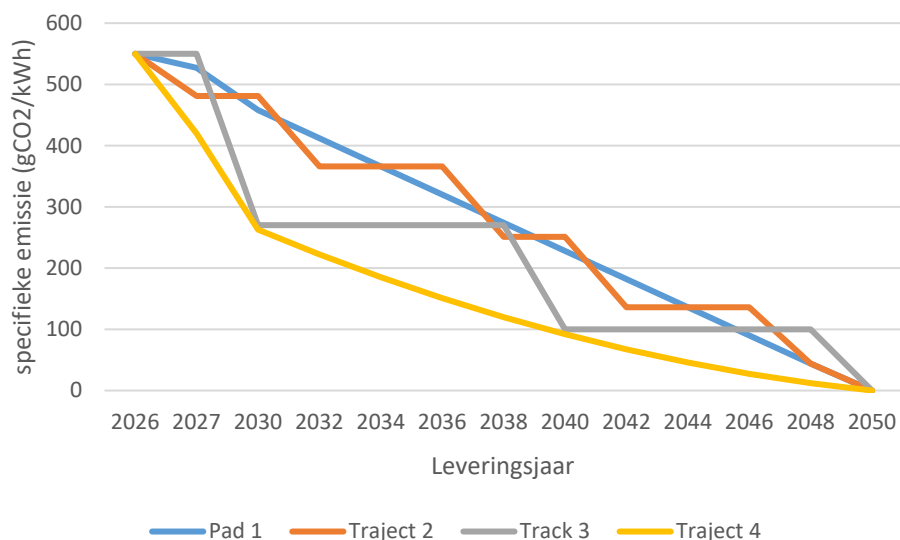
Volgens de laatste adequacy studie van Elia⁶⁷ voor een land met een zeer goede interconnectie zoals België, hangen de running hours van een bepaalde technologie ook hoofdzakelijk af van de plaats die deze technologie inneemt in de Europese merit order. Simulaties leveren running hours op voor de meest efficiënte STEG-centrales, bestaande STEG-centrales en oude STEG-eenheden, alsook voor nieuwe OCGT's in België van 2025 tot 2032⁶⁸.

⁶⁷ [Adequacy studies \(elia.be\)](http://adequacy.studies.elia.be)

⁶⁸ Figuur 5-75 voor STEG-centrales en figuur 7-34 voor OCGT-centrales

3. Bespreking

In de onderstaande figuur zijn alle *hierboven* geanalyseerde trajecten weergegeven waarvan de analyse leidt tot ⁶⁹ de verlaging van de specifieke emissiegrenswaarde van 2027 tot 2050.



Figuur 3 : Alle geanalyseerde trajecten voor de verlaging van de specifieke emissiegrenswaarde van 2027 tot 2050

Traject 4 is, rekening houdend met het FPB-scenario en de gemaakte interpolaties, het meest ambitieus en voorziet in een specifieke emissiegrenswaarde van 263 g CO₂ /kWh in 2030 en 92 g CO₂ /kWh in 2040, en komt op deze data dicht in de buurt van Traject 3 geïnspireerd door de Europese taxonomie,, dat voorziet in grenswaarden van 270 en 100 g CO₂ /kWh in respectievelijk 2030 en 2040⁷⁰. De aanvankelijke grenswaarde die in 2027 in aanmerking moet worden genomen (321 g CO₂ /kWh) ligt dicht bij de door Eurogas geëiste aanvankelijke drempelwaarde van 350 g CO₂ /kWh. Dit traject 4 blijft voor nieuwe capaciteiten minder restrictief dan de limiet die Frankrijk in zijn aanbesteding 2023-2029 heeft vastgesteld; de limiet van 200 g van deze aanbesteding wordt volgens traject 4 pas in 2033⁷¹ gehaald.

Traject 2 biedt het voordeel van een concretere kijk op de technologische ontwikkelingen in het betrokken leveringsjaar door een tussenperiode van 5 jaar voor te stellen en één jaar vóór de veiling een specifieke emissiegrenswaarde vast te stellen.

⁶⁹ trajecten 1 tot 4

⁷⁰ Zie tabel 6 en figuur 11 voor de waarden die elk jaar in aanmerking moeten worden genomen.

⁷¹ Nauwkeurige waarde van 203,7 g in 2033 volgens traject 4.

4. Aanbeveling van traject

Aangezien het Belgische CRM is goedgekeurd voor een periode van 10 jaar, zullen de emissiedrempels van 2027 tot 2035, die als resultaat van deze raadpleging zullen worden gekozen, in acht moeten worden genomen voor de prekwificatie. Er wordt dan een daling van de emissies verwacht in overeenstemming met het traject dat is gekozen voor de eenheden die in de veiling zijn geselecteerd.

Traject 4 is, zoals hierboven besproken, het meest ambitieuze traject. Gezien de samenhang met de in de Europese taxonomie genoemde grenswaarden wordt dit traject **door AD Energie aanbevolen om in het CRM te worden opgenomen**. De eenheden die zich moeten prekwificeren, zullen de grenswaarden van dit traject moeten respecteren.

Het voorgestelde traject 4 dat voor commentaar is voorgelegd⁷² zal alleen betrekking hebben op de veiling van 2023 en de daaropvolgende veilingen. Twee beginselen die in acht moeten worden genomen, lijken de volgende te zijn:

- capaciteit waaraan reeds een contract is gegund, is onderworpen aan de CO₂ - emissiegrenswaarden die gelden op het tijdstip van de veiling waarvoor het contract is gegund (inclusief emissiegrenswaarden en naleving van de energietransitieverbintenis),
- de voor de CRM-prekwificatie vastgestelde emissiegrenswaarden gelden voor één leveringsjaar. Er is derhalve geen verschil in de deelname van een capaciteitshouder die aan een Y-4- of Y-1-veiling wenst deel te nemen.

⁷² Het staat de stakeholders echter vrij commentaar te leveren op het gehele document.