

# Socio-economische aspecten - Zonder kernenergie zal de energiekost alleen maar toenemen.

17 februari 2022

## Synthese

Kernenergie is de grootste CO<sub>2</sub>-arme productiebron van ons land, goed voor de helft van de jaarlijkse elektriciteitsvraag en door de kernuitstap wordt de bevoorrading in grote mate afhankelijk van invoer.

Met het wegvallen van nucleaire productie en van het terugvloei-effect van investeringen door Engie/ Electrabel, door invoer van gas en door ETS rechten (CO<sub>2</sub> kost) die we betalen aan het buitenland, wordt de volledige kernuitstap een jaarlijkse miljardenkost voor de hele Belgische economie.

De elektriciteitsprijzen zijn, via het Merit order-mechanisme, gekoppeld aan de eerder volatiele gasprijzen en de CO<sub>2</sub> kost. Afbouw van nucleaire capaciteit in België en enkele buurlanden de komende jaren, gaat dit principe voor zeer lange tijd bestendigen.

Dit alles zal de totale energiekost alleen maar doen toenemen.

### Intro

Kernenergie is in België goed voor 6 GW geïnstalleerd vermogen, 40-48 TWh energie op jaarbasis of de helft van de nationale elektriciteitsvraag. Dit overzicht belicht de directe en indirecte gevolgen van het gepland beleid, nl. 1,6 GW vervangcapaciteit gas (plan A) of met 2 GW kernenergie met verlenging van Doel 4/ Tihange 3 (plan B) gecompenseerd door import en 2,5 GW bijkomende capaciteit voor piekbelasting<sup>1</sup>. Er wordt ook een vergelijking gemaakt met de optie van een behoud aan 4 GW nucleair park.<sup>2</sup>

De verschillende aspecten worden kort en genuanceerd toegelicht. De uiteindelijke energieprijz zelf is sterk gerelateerd aan het beleid zoals de energienorm voor bedrijven, fiscale maatregelen en het al dan niet doorrekenen van kosten. Daarom worden de financiële gevolgen voor de economie als geheel ('societal costs' of maatschappelijke kost) high level in kaart gebracht.

### Financieel-economische gevolgen van de kernuitstap - synthese

Overzicht van de belangrijkste vaststellingen rond de financieel-economische aspecten van de kernuitstap:

---

<sup>1</sup> De federale regering voorziet nog een 2<sup>de</sup> veiling in 2024 aan bijkomende reeds bestaande capaciteit (2.5 GW) voor beperkte draaiuren en opvangen piekverbruik.

<sup>2</sup> Enkel verlenging van Doel 4 en Tihange 3 staat op de politieke agenda. Indien dit alsnog wordt overwogen voor andere centrales, is bijkomend advies nodig van het FANC, zie aparte tekst rond nucleaire technologie..

- Door de volledige kernuitstap evolueert de energiebalans m.b.t. elektriciteitsbevoorrading van een gemiddeld genomen beperkte import, met zelfs 6 TWh export in 2021 naar sterk importafhankelijk (meer dan 30%<sup>3</sup>) na 2025.
- Elektriciteitskost uit bestaande centrales met inbegrip van investering voor levensduurverlenging Doel 4/ Tihange 3 is steeds beduidend lager dan uit eender welke andere bron.
- Elektriciteitsprijzen zijn door het Merit mechanisme gekoppeld aan de eerder volatiele gasprijzen en CO2 kost (of ETS rechten). Door afbouw van nucleaire capaciteit in België en de buurlanden de komende jaren wordt dit principe voor zeer lange tijd bestendig.
- Vermits kernenergie vandaag voor 50% van de elektriciteitsproductie zorgt en voor een belangrijk deel wordt verkocht via futures en rechtstreekse lange termijn contracten met grote afnemers en andere energiebedrijven, is er wel degelijk een effect op elektriciteitsprijzen.
- De Belgische economie is meer dan de buurlanden kwetsbaar voor energie- en daaraan gerelateerde loonkosten, 30% van de werkgelegenheid is direct of indirecte gerelateerd aan de export.
- De zeer degelijke referentiestudies van Energyville (2017/2018/2020) hebben een volledig evenwichtige markt als randvoorwaarde, zijn uitgevoerd bij veel lagere gasprijzen en resulteerden in veel lagere import in 2030 (12%) t.a.v. de Adequacy & Flexibility studies van Elia uit 2021 (> 30%). Een update hiervan m.i.v. scenario's met behoud hogere nucleaire capaciteit dan 2 GW sterkt daarom tot aanbeveling.
- Ondanks het positieve effect op prijsstabiliteit door de Europese integratie van energiemarkten en toename interconnectiviteit, kan de komende jaren meer prijsvolatiliteit verwacht worden door de afbouw van de thermische capaciteit in België en in de buurlanden. In dit kader is een maximaal behoud van kernenergie, een lokale stabiele, betrouwbare, CO2-vrije productie die bovendien niet gebonden is aan prijzen van fossiele brandstoffen, economisch gezien van vitaal belang.
- Door de kernuitstap wordt voor CO2-neutrale energiedragers (groene moleculen) import de enige optie waarbij de economische haalbaarheid voor import van groene waterstof zeer onduidelijk is. Andere naties zoals Frankrijk, het Verenigd Koninkrijk, Nederland, Verenigde Staten en China maken de keuze voor parallelle ontwikkeling van eigen waterstofproductie.
- Er is vandaag in de chemische sector een directe vraag naar omgerekend 18 TWh vermogen aan elektrolyzers voor waterstofproductie (equivalent aan 2,5 kerncentrales) en in latere fase zijn de behoeftes voor de staalsector nog hoger. Mits behoud van een relevant aandeel kernenergie kan een doorstart gemaakt worden in deze innovatie sector.
- Door het wegvallen van nucleaire productie en van het terugvloei-effect van investeringen door Engie/ Electrabel, ETS rechten betaald in buitenland en 'fuel and trade costs', wordt de kernuitstap een jaarlijkse miljardenkost voor de economie als geheel.
- Vooral het aandeel van de 'fuel and trade cost' in de totale energiekost voor elektriciteitsproductie wordt bijzonder groot. 1,6 GW vervangcapaciteit aan gas (optie A) geeft reeds 3 miljard €/j extra kost t.o.v. behoud 2 GW kerncentrales (optie B) aan de huidige energieprijzen. Bij behoud van 4 GW is dit het dubbele.  
Het behoud van een significant aandeel nucleaire capaciteit is daarom economisch altijd het meest voordelig en een zeer goede return on investment, uiteraard zolang dit veilig kan conform de geldende voorschriften.

---

<sup>3</sup> Elia Adequacy and Flexibility study 2021 bekijkt 4 scenario's, met gemiddelde import van 35% in 2025 en 30% in 2030.

- Deze toename aan gasimport zorgt voor een verslechtering op de handelsbalans en maakt de economie als geheel bijzonder kwetsbaar voor prijsschommelingen. In die zin zijn de huidige gasprijzen onhoudbaar en luiden een collectieve verarming in.
- Indirecte effecten door de kernuitstap spelen op langere termijn maar zijn zo mogelijk nog veel groter en spelen vooral rond innovatie en productiviteit:
  - verlies van expertise nodig voor ontwikkelingen rond 4<sup>de</sup> generatie kernreactoren, mogelijke energietekorten voor lokale waterstof en de circulaire industrie gebaseerd op carbon capture
  - verlies van concurrentiekracht, mislopen van toekomstige productiviteitswinsten uit nieuwe generatie kerntechnologie, negatief investeringsklimaat
- Internationale adviesorganen geven 2035 aan als een milestone voor geïndustrialiseerde landen om tegen dan CO<sub>2</sub>-vrije elektriciteitsproductie te realiseren<sup>4</sup>. Volgens Elia cijfers<sup>5</sup> zit België dan nog op het niveau van vandaag m.b.t. aandeel gas in de energiemix en zal het daarbij grote imagoschade en technologische achterstand oplopen t.o.v. meer ambitieuze landen zoals het Verenigd Koninkrijk.

---

<sup>4</sup> Zie aparte tekst rond klimaat en CO<sub>2</sub> uitstoot

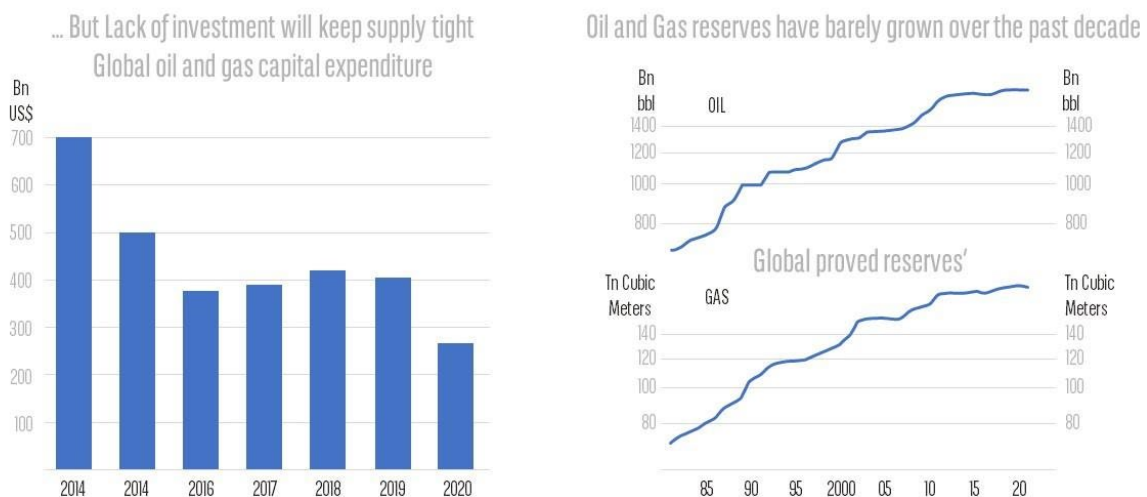
<sup>5</sup> Elia Adequacy and Flexibility study 2021

## Financieel-economische gevolgen van de kernuitstap - context

Het inschatten van de financieel-economische aspecten die vasthangen aan de kernuitstap is bijzonder complex en moet bovendien gezien worden in een ruimer Europees kader van verbonden energiemarkten en toename van interconnectiviteit, waarbij lidstaten zoals Frankrijk en Duitsland weliswaar sterk verschillende keuzes maken.

De komende 10 jaren zijn zeer cruciale transitiejaren waarbij de energiebevoorrading op wereldschaal voortdurend riskeert in gedrang te komen. De reden hiervoor is de snelle daling van het exploitatie- en exploratiebudget van de grote oliebedrijven met daartegenover een trager dan geplande stijging van hernieuwbare energiebronnen, o.a. omwille van onvoldoende opslagcapaciteit, zie figuur 1.

### Long term: going from peak oil



Source: IEA, RYSTAD, and BCG analysis; Source: BP Statistical review of world energy July 2021

Classification: Internal

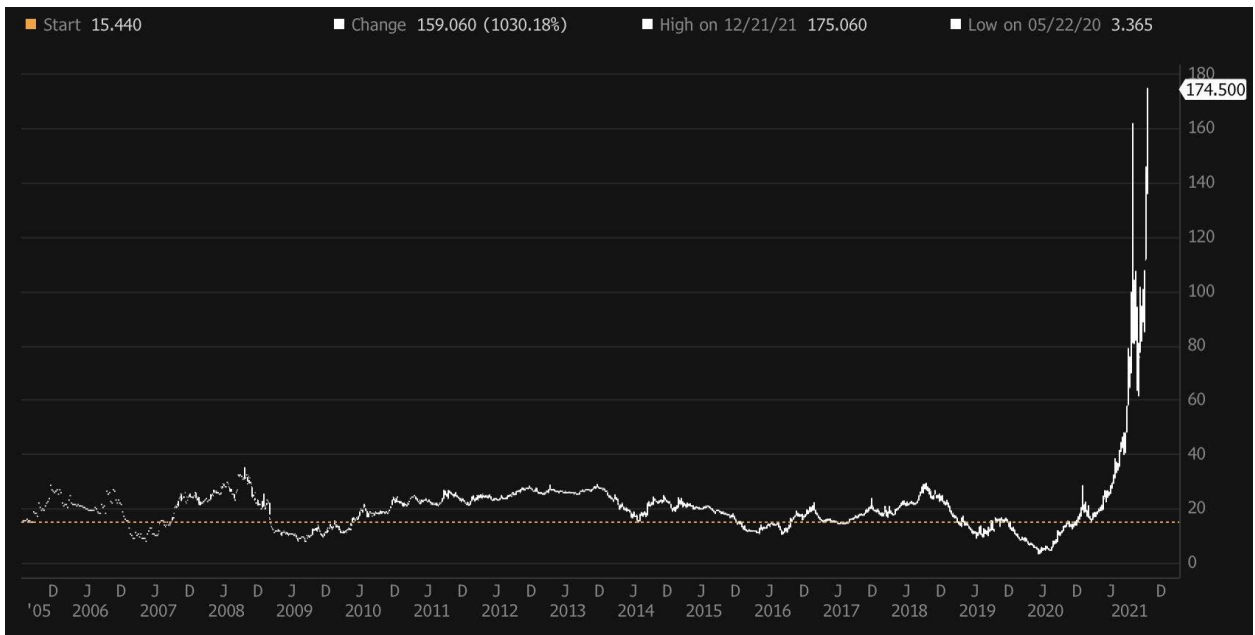
Figuur 1 – supply chain reserves olie en gas, bron BP statistical review of world energy

Onvoldoende investeringen ‘upstream’ gecombineerd met geopolitieke spanningen en een stevige heropleving van de energievraag na de corona lockdowns hebben geleid tot een ongeziene explosie van energieprijzen in 2021.

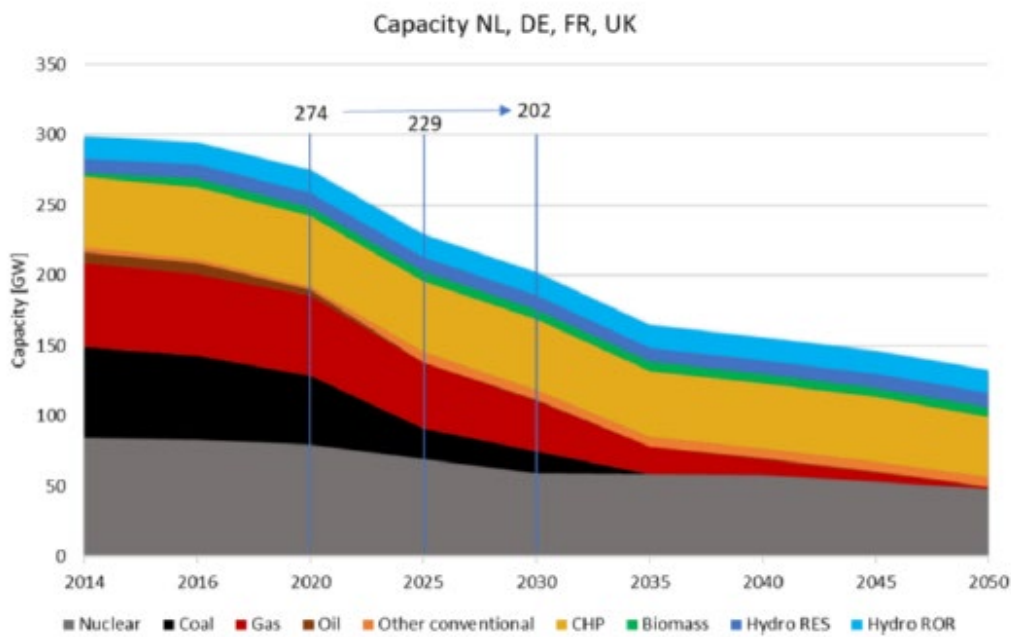
Prijzen voor gas en elektriciteit (futures) schommelden de laatste jaren immers rond respectievelijk 20 en 35 €/MWh. Sinds september spreken we van een veelvoud met een trend voor de elektriciteitsprijs boven de 200 €/MWh, in de hoogte gestuurd door de internationale gasprijs. Deze situatie is een absolute game changer, zie figuur 2, met zoals gekend grote financiële gevolgen voor de bevolking en voor bedrijfswereld.

Bijkomend aan deze situatie is er een verdere reductie aan ‘thermische capaciteit’ (gas/ steenkool/ kernenergie) en dus systeem-inertie in de onze omringende landen ingezet<sup>6</sup>, hetgeen niet meteen uitzicht geeft op terugkeer naar de stabiliteit van voor 2021, zie figuur 3.

<sup>6</sup> [https://www.energyville.be/sites/energyville/files/downloads/2020/20200918\\_fullpresentation.pdf](https://www.energyville.be/sites/energyville/files/downloads/2020/20200918_fullpresentation.pdf)



Figuur 2 - J. Blas 21/12/2021 on Twitter: Natural gas benchmark prices in Europe jump to an intraday all-time high, above the peak set in October. Dutch TTF has risen above €175 per MWh.<sup>7</sup>

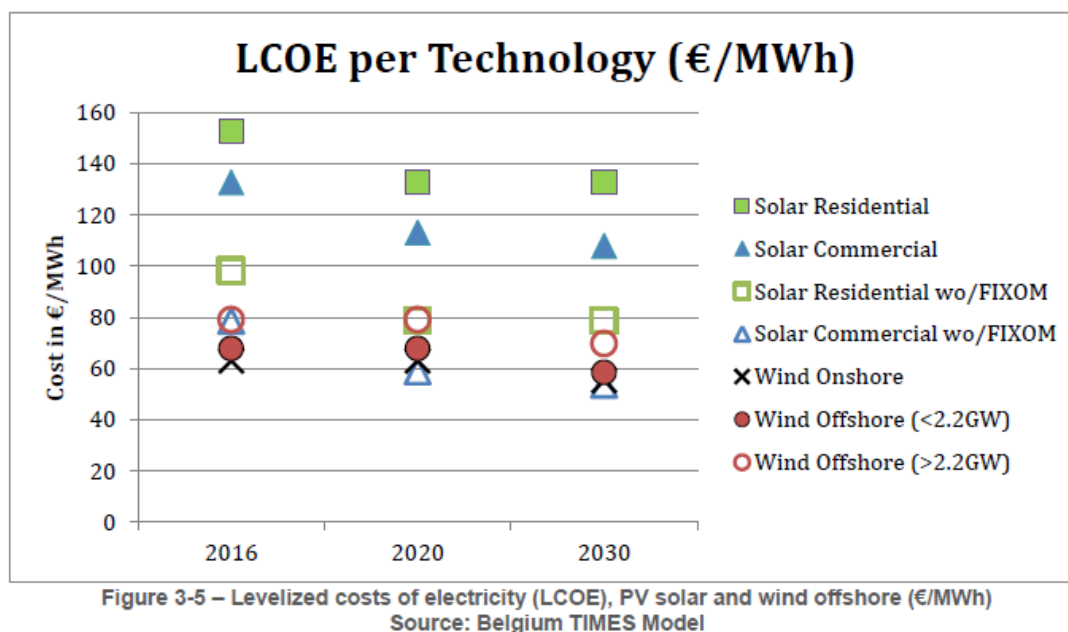


Figuur 3 – afbouw thermische capaciteit in de buurlanden, Energyville 2020

<sup>7</sup> Dit was een pieksituatie eind 2021 maar toont de evolutie van de gasprijs over 15 jaar met een ongeziene explosie in de 2<sup>de</sup> helft van 2021, intussen schommelen de prospecties voor gasprijzen rond de 75 €/MWh.

### LTO (long term operation) Doel 4/ Tihange 3

De productiekost van energie uit de bestaande kerncentrales is openbaar en te raadplegen op de site van CREG (20-30 €/MWh)<sup>8</sup>. Ook de investeringskost die gepaard gaat met de verlengingen of LTO (long term operation) voor Doel 4/ Tihange 3 met 20 jaar is geen onbekende en wordt begroot op 1 miljard € voor beide investeringen samen<sup>9</sup>, wordt gedragen door de uitbater (Engie/ Electrabel) en heeft een beperkte impact op de MWh kost<sup>10</sup>. Studies van het IEA, het internationale energieagentschap van de Verenigde Naties, bevestigen eveneens dat energie uit een LTO altijd de goedkoopste productiebron is<sup>11</sup>.



Figuur 4 – LCOE volgens Belgian Time Model<sup>12</sup>

LCOE (levelized cost of energy) is een internationale referentieparameter om energie productiekosten te vergelijken, met als belangrijke kanttekening dat deze eenheid geen rekening houdt met de systeemkost. Het 'Belgian Times Model' berekent de LCOE's voor onze lokale situatie, zie figuur 4, en geeft aan die boven de kost liggen van kerncentrales na LTO. Zon en wind maken

<sup>8</sup> <https://www.creg.be/nl/publicaties/beslissing-b2078> geeft variabele en vaste kost voor de productie uit kernenergie in 2020

<sup>9</sup> Interview T. Saegeman, CEO Engie, RTL TV 11/12/21

<sup>10</sup> Gerekend aan 14 GWh/j voor Doel 4 en Tihange 3 en afschrijving over 16 j is de LTO kost minder dan 4,5 €/MWh (om een vergelijkingsbasis te hebben is zelfde periode als CRM genomen) .

<sup>11</sup> Projected Costs of Generating Electricity 2020 – Analysis - IEA

<sup>12</sup> Energyville, Energy transition in Belgium choices and final costs, 27/04/2017

bovendien minder dan 20% uit van de mix en elektriciteitskost uit kerncentrales na LTO zou daarom eerder met de volatiele kost van elektriciteit uit gascentrales moeten vergeleken worden. Deze cijfers voor LTO en LCOE zijn vooral van belang voor de afweging van investeringen, de effectieve marktprijzen worden bepaald door marginale kosten (zie verder) en zijn vandaag beduidend hoger door de explosie van gas- en ETS prijzen.

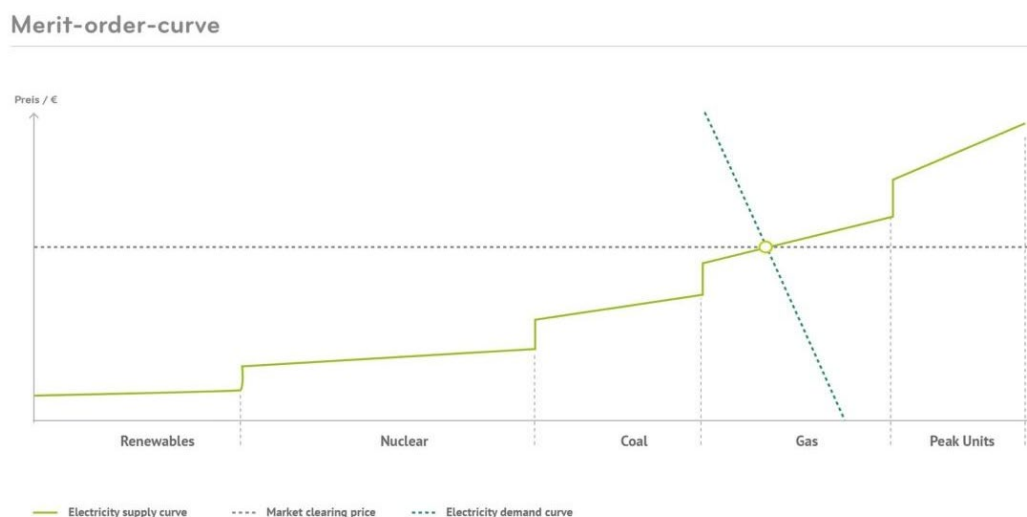
### CRM subsidiekost

Het CRM (Capacity Remuneration Mechanism) is een financiële compensatie om productie-installaties in stand-by te houden bij momenten van voldoende en ecologisch betere alternatieven. Op basis van de recente veiling in oktober 2021 voor capaciteit toegekend in 2021 en toe te kennen in 2024 wordt de kost van het CRM mechanisme begroot op ongeveer jaarlijks 245 miljoen € gedurende 16 jaar.

Op dit moment komen deze kosten op de algemene begroting en zijn niet rechtstreeks ten laste van de consument, maar zijn wel beduidend groter dan de investering voor de verlenging van D4/T3<sup>13</sup>. Echter, finaal zullen consument en bedrijven hetzij via de factuur hetzij via de belastingen dit moeten bijpassen. Deze CRM kost zou nagenoeg volledig wegvallen bij verlenging van Doel 4 en Tihange 3, tenzij plan A en B tegelijk worden uitgevoerd en de CRM voorwaarden worden heronderhandeld met de EU.

### Effect energieprijzen

Gasprices zijn een internationaal gegeven en Elia zet volop in op de ontwikkeling van pan-Europese elektriciteitsnetwerken. Hierbij worden de verschillende markten met elkaar verbonden en kunnen onder- of overproductie aan hernieuwbare energie worden 'herverdeeld' en worden ook de prijzen over grenzen in grote mate maar zeker niet volledig uitgemiddeld.



The market operator will also aggregate the demand bids to form the demand curve. The intersection of the demand and the supply curve determines the clearing price and the clearing volume. All generation market participants will receive this clearing price for the electricity they inject in the grid. Equally, the market participants who take off electricity will all pay that same price, being the clearing price.

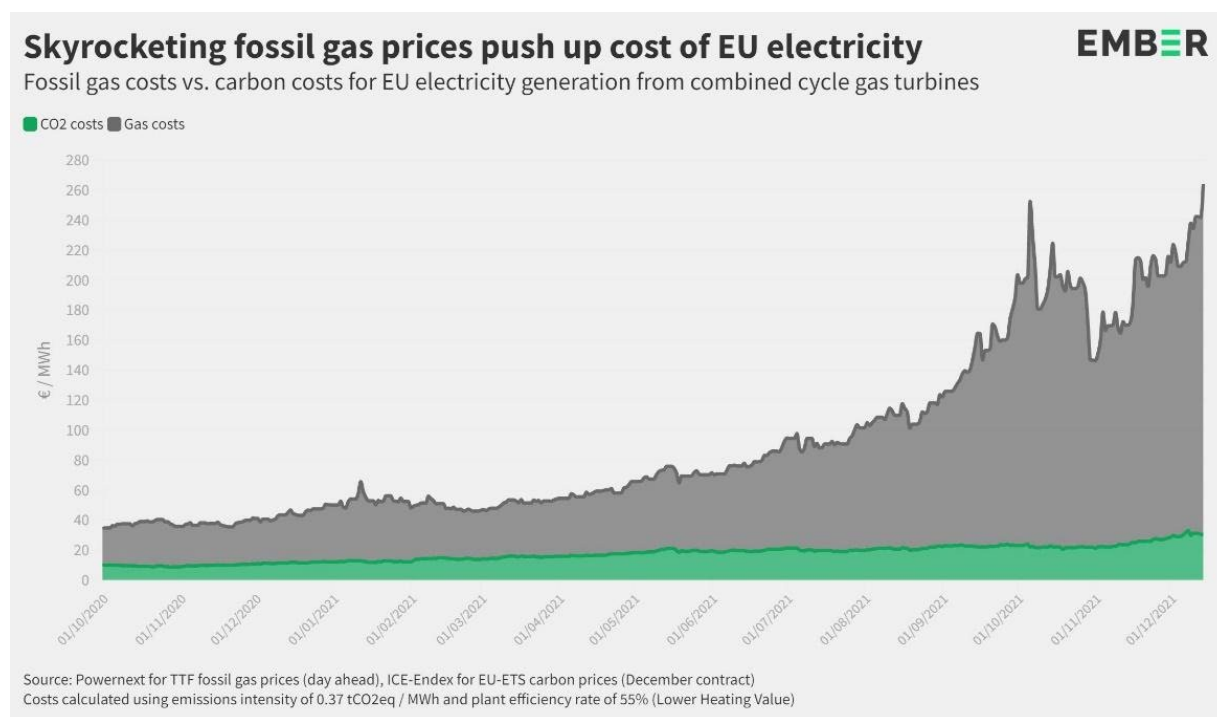
<sup>13</sup> 245 miljoen over de komende 16 jaar verdisconteerd aan de neutrale nominale rente (uitgaande van neutrale KT rente van 0,5% en inflatie van 2%) komt uit op 3,28 miljard euro aan uitgaven versus 1 miljard euro aan investeringen om Doel 4/ Tihange 3 open te houden of een verschil van 2,28 miljard €.

Figuur 5 – Merit Order principe

De elektriciteitsmarkt bestaat uit een OTC markt (over the counter) waarbij rechtstreekse contracten tussen producenten en afnemers worden gesloten en een energiehandsbeurs. Bij beide worden 'day ahead', 'month ahead' en 'year ahead' (futures) contracten afgesloten. Op de energiemarkt wordt de marktprijs bepaald door de marginale productiekost van het productiesysteem dat op het snijpunt ligt van vraag en aanbod, het zogenaamde Merit principe, zie figuur 5.

In de praktijk komt dit neer op de marginale productiekost van elektriciteit uit gas omdat er zeer zelden voldoende aanbod is uit hernieuwbare en kernenergie om aan de vraag te voldoen, zie figuur 6. De volatiliteit van gasprijzen, onvoldoende aanbod en geopolitieke spanningen hebben tot een explosie van energieprijzen geleid en die trend lijkt zich momenteel verder te zetten<sup>14</sup>.

Het wegvallen van de futures en OTC's<sup>15</sup> uit kernenergie waarvan de productiekost en -volumes voorspelbaar zijn zal echter tot verminderde prijsstabiliteit<sup>16</sup> leiden: energieleveranciers bevoorraden zich op meer volatiele markten en kunnen moeilijker vaste contracten aanbieden, tenzij aan een hoog tarief zodat uiteindelijk consument en bedrijven meer worden blootgesteld aan de korte termijn marktrisico's.



Figuur 6 – Opbouw elektriciteitsprijs: effect gasprijs en ETS kost, Ember<sup>17</sup>,

<sup>14</sup> Dutch TTF Gas futures over 1 jaar zijn sinds september 75 €/MWh en hoger.

<sup>15</sup> Energyville, Energy transition in Belgium choices and final costs, 27/04/2017, p 25/35, verwijst in de marktanalyse naar impact framework en long term contracten op reële elektriciteitsprijs en ook op meer variabele aanvoer door de uitfasering nucleaire productie.

<sup>16</sup> Gebruikelijke ratio voor producten vandaag is 10% korte termijn, 90% hedging over lange termijn (verspreid over 1, 2 en 3 jaar contracten): <https://www.creg.be/nl/publicaties/nota-z2154>

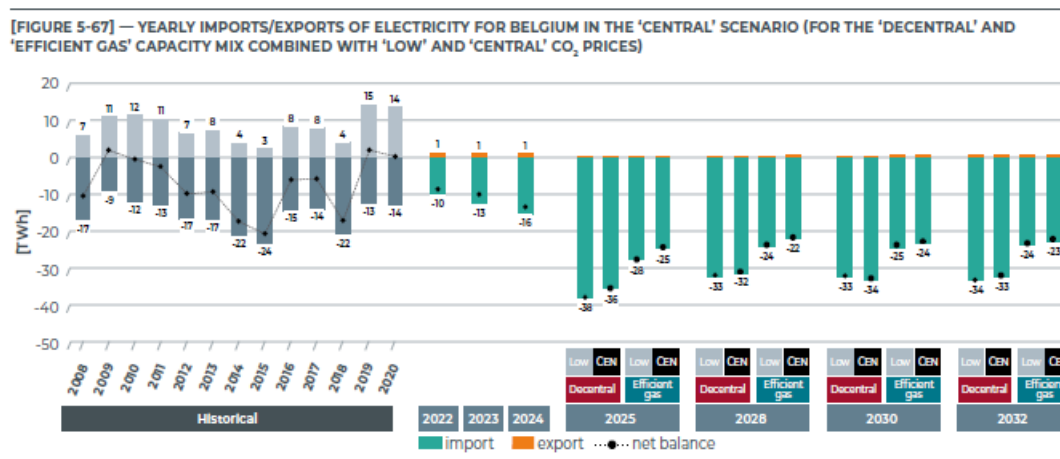
<sup>17</sup> <https://ember-climate.org/commentary/2021/10/14/soaring-fossil-gas-costs-responsible-for-eu-electricity-price-increase/>



CREG publiceerde recent een vergelijking met de buurlanden van het verloop van energieprijzen over 2021. Hieruit blijkt eveneens dat Frankrijk met een groot aandeel nucleaire productie, vandaag stabilere en lagere energieprijzen heeft.<sup>18</sup>

Daarnaast leidt het wegvallen van 50% van de binnenlands aangeboden volumes vanzelfsprekend tot minder concurrentie en minder neerwaartse druk op de marktprijzen. Bovendien was er het vooruitzicht dat door verdere uitbouw van hernieuwbare energie het aandeel van periodes met lage energieprijzen kon verhogen. Hierover bestaan uiteenlopende visies, maar reeds vandaag zien we lage dagprijzen op momenten van een hoog aandeel hernieuwbare energie in combinatie met kernenergie<sup>19</sup> en volledige benutting van de interconnectiviteit. Op dit effect spelen kan alleen maar bij een relevant aandeel aan kernenergie (4 GW of meer), 0 of 2 GW kernenergie maakt hierin weinig verschil. De partiële of gedeeltelijke kernuitstap moet in dit kader minstens als een 'missed opportunity' gezien worden om via lagere energieprijzen extra zuurstof te geven aan de nationale economie.

België zal door het gevoerd beleid een sterkere afhankelijkheid kennen (30 % en meer) van geïmporteerde stroom, zie figuur 7. Op moment van energieschaarste en hoge import zijn de stroomprijzen ook duurder en stijgt de kost naargelang het aantal nodige GW, voor zover die importcapaciteit steeds beschikbaar zal zijn<sup>20</sup>.



Figuur 7: elektriciteitsbalans België 2008-2032, bron Elia (1)

Bovenvermelde potentiële effecten op energieprijzen beïnvloeden via de indexeringsmechanismen ook de loonkost en concurrentiekracht van ondernemingen en finaal de koopkracht, economische groei en werkgelegenheid. België is immers een kleine open economie, gespecialiseerd in halffabricaten en maakt vooral deel uit van de Europese productieketens. De uitgevoerde

<sup>18</sup> <https://www.creg.be/nl/professionals/marktwerking-en-monitoring/evolutie-energieprijs-belgie-en-buurlanden>. Eind 2021 werd EDF door de Franse staat verplicht een groter aandeel van zijn energie (ARENH mechanisme) aan vaste tarieven op de markt te brengen, maar het verloop toont de stabiliteit ook in de periode daarvoor.

<sup>19</sup> Sporadisch (vandaag minder dan 3% van de tijd volgens FOD Economie) is er voldoende aanbod uit hernieuwbare energie en kernenergie, dit leidt onmiddellijk tot lage dagprijzen. Recent voorbeeld was 30/12/2021 waar kortstondige periode met veel wind na een lange periode van piekprijzen resulteerde in zeer lage dagprijzen.

<sup>20</sup> Energyville, Energy transition in Belgium choices and final costs, gebruikt incrementele kost van 7 €/MWh per extra GW import in zijn model en vermeldt ook het risico op onvoldoende importcapaciteit, 27/04/2017 (p. 14/35).

toegevoegde waarde schommelt rond 30% van het bbp en ook 30% van onze werkgelegenheid is direct of indirect verbonden met de export<sup>21</sup>.

### **Effect op handelsbalans, fuel costs en toegevoegde waarde Engie/ Electrabel**

Het voorbije jaar was een absolute voltreffer voor productie van elektriciteit uit kernenergie (48 Twh<sup>22</sup>) zoals ook blijkt uit de recordcijfers gerapporteerd door Elia<sup>23</sup> voor 2021, zie figuur 8. De exportcijfers (6 TWh) waren uitzonderlijk en gekoppeld aan de hoge energieprijzen resulteerde dit in een positief effect op de handelsbalans<sup>24</sup>. Na de kernuitstap is dit alvast een bonus waar België niet meer kan op rekenen.

Naast het effect aan productiezijde met een structurele import van grootteorde 30 TWh/j, zijn er ook hogere kosten aan de invoerzijde: de totale energiekost voor productie van elektriciteit zal gedomineerd worden door de gasprijzen ('fuel cost'). Energyville gaf reeds een stijging aan van 1,5 miljard €/j tussen 2020 en 2030<sup>25</sup> door toegenomen gasimport, bij een veronderstelde stijging van de gasprijs van 20 naar 27 €/MWh en bij 36 TWh productie uit hernieuwbare energie, dus aan 1/3 van de huidige gasprijs en bij verdubbeling van het aandeel hernieuwbare energie t.o.v. 2020 en 2021!

Gerekend aan de prijzen van vandaag en een bezettingsfactor van 80%, is er tussen gas- en kerncentrales per geïnstalleerde GW een verschil in 'fuel and trade cost' van ongeveer 1,5 miljard €, zie rekentabel 1.

Engie/ Electrabel is een zeer soliede onderneming met een jaarlijkse omzet van meer dan 10 miljard €, uiteraard niet alleen uit de nucleaire activiteiten in België. In het marktsegment waar Engie zich in de toekomst wil doorzetten (voornamelijk windenergie en gas) zijn ook verschillende andere grote spelers actief. Vanuit het standpunt van België als natie, maakt het minder verschil wie deze installaties bouwt en uitbaat. Mits een volledige kernuitstap dreigt wel een unieke activiteit te verdwijnen, met potentieel grote toegevoegde waarde, 7.000 daaraan verbonden jobs<sup>26</sup>, herinvestering van de winsten, gemiste bijdragen aan RSZ en fiscale inkomsten. Het inschatten van deze effecten voor de economie gaat voorbij aan de mogelijkheden van deze analyse. Een grondige doorlichting hiervan door de FOD Economie en de Nationale Bank van België, zou hoe dan ook moeten gebeuren in het kader van een der welke beslissing.

Het uiteindelijke effect op de federale begroting van deze 'fuel costs' en import/ export elektriciteit is sterk afhankelijk van de effectieve marktprijzen en jaarrekeningen van de producent(en) maar de recente discussies over zogenaamde woekerwinsten bij energieproducenten tonen wel aan dat dit een brandend actueel thema is.

Een verslechtering op de handelsbalans ten gevolge van 'fuel cost' en toegenomen import kan bovendien ook leiden tot minder gunstige internationale ratings (Moody's, S&P etc.) en bijgevolg hogere interestlasten.

---

<sup>21</sup> C. Duprez, Waardecreatie bij de uitvoer: een diagnose van België, NBB, September 2014

<sup>22</sup> Bij de huidige prijzen is er daardoor een zeer grote omzet en winstmarge uit kernenergie. Na de kernuitstap zullen deze volumes in eerste instantie vervangen worden door gas (1/3) en import (2/3).

<sup>23</sup> <https://twitter.com/eliacorporate/status/1479410622890758149>

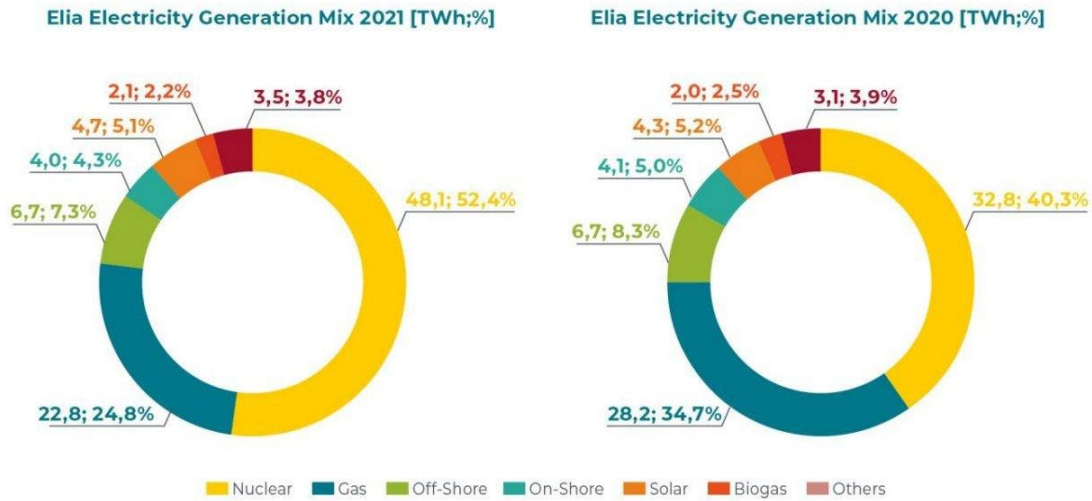
<sup>24</sup> [https://www.standaard.be/cnt/dmf20220123\\_98080439](https://www.standaard.be/cnt/dmf20220123_98080439).

<sup>25</sup> Energyville, Energy transition in Belgium choices and final costs, 27/04/2017 (p. 26/35) vergelijking totale energiekost 2020 t.o.v. 2030.

Bij elektriciteit uit gas bepaalt de gasprijs 70-80% van de productieprijs.

<sup>26</sup> <https://www.vrt.be/vrtnws/nl/2020/12/02/kerncentrales-sluiten-brengt-7-000-jobs-in-gevaar/>

## Elektriciteitsmix 2021 en 2020



Figuur 8 – Gemiddelde elektriciteitsmix 2020 en 2021, bron Elia

### ETS rechten

ETS rechten zijn uitstootrechten die de producent betaalt (via aankoop van certificaten) op CO<sub>2</sub> uitstoot. Het totaal aan ETS rechten wordt systematisch verlaagd voor het geheel van de energiesector en industrie, hetgeen een incentive voor reductie CO<sub>2</sub> uitstoot zou moeten betekenen.

De kostprijs van ETS rechten stijgt veel sneller dan in alle tot nu toe aangenomen scenario's, hoewel dit in de elektriciteitsprijs een stuk gemaskeerd is door het aandeel van de nog sterker stijgende gasprijzen, zie figuur 9. In het geval dat de variabele kost van elektriciteit uit gas of steenkool de Merit order bepalen, wat volgens gegevens van het FOD Economie<sup>27</sup> in meer dan 97% het geval is, zitten in die stroomkost ETS rechten vervat, ook bij import. Door de significante stijging van import gaat dit over een zeer aanzienlijk bedrag aan jaarlijkse ETS rechten die betaald zullen worden in het buitenland<sup>28</sup>.

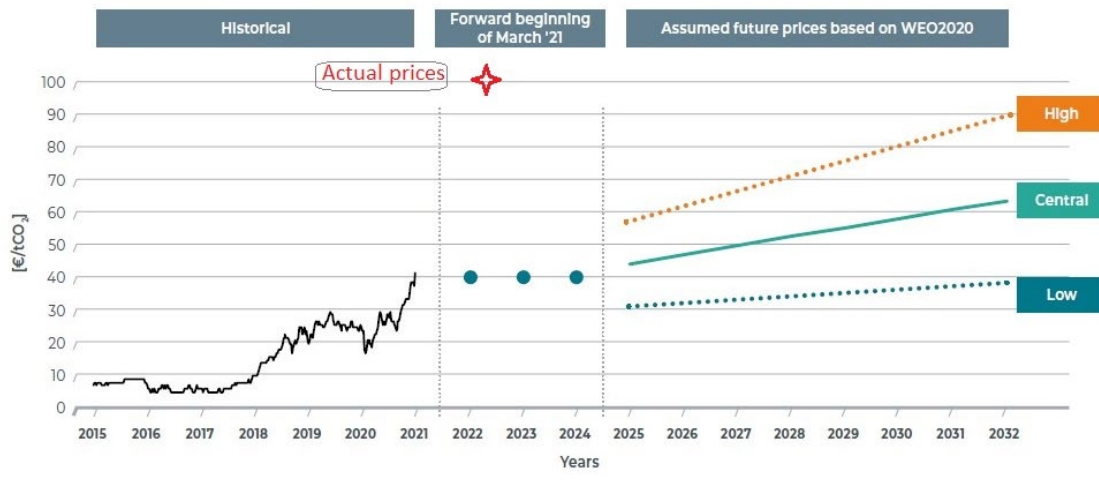
ETS rechten toegekend voor elektriciteitsproductie zullen ook andere industrieën tot versnelde inspanningen dwingen<sup>29</sup>.

<sup>27</sup> Première enchère CRM, Rapport d'évaluation sur la sécurité d'approvisionnement et l'impact sur le prix d'électricité, 30 novembre 2021

<sup>28</sup> 1.5 miljard € per jaar gerekend aan 30 TWh import, ETS op gas (490 ton CO<sub>2</sub>/GWh) en ETS kost aan 100 €/ton CO<sub>2</sub>.

<sup>29</sup> De opstoot van de ETS kost sinds begin dit jaar (stijging van meer dan 10 €/ ton en huidige prijs aan 100 €/ton ) is wellicht te wijten aan de sluiting van Duitse kerncentrales en technische problemen in Frankrijk met bestaande kerncentrales en inschakeling van extra steenkool en gascentrales.

[FIGURE 3-68] — CARBON PRICE SCENARIOS



Figuur 9: Verloop ETS sinds 2015, bron Elia (1)

### Nucleaire rente en Synatom

De nucleaire rente wordt door Engie/ Electrabel betaald ter compensatie van de winst, is variabel met wettelijk minimum van 75 miljoen €/j en bedroeg ongeveer 150 miljoen €/j in de periode 2016-2019. Deze rente valt weg na de vooropgestelde kernuitstap.

Het Synatom fonds dient voor latere verwerking van nucleair afval, eind 2020 bedroeg het totale bedrag voor voorzieningen 13.8 miljard €. Engie/Electrabel betaalt tussen 2021 en 2025 bedragen lopende van 870 en 1071 miljoen € terug die als voorzieningen voor het beheer van gebruikte splijtstof was uit uitgeleend.

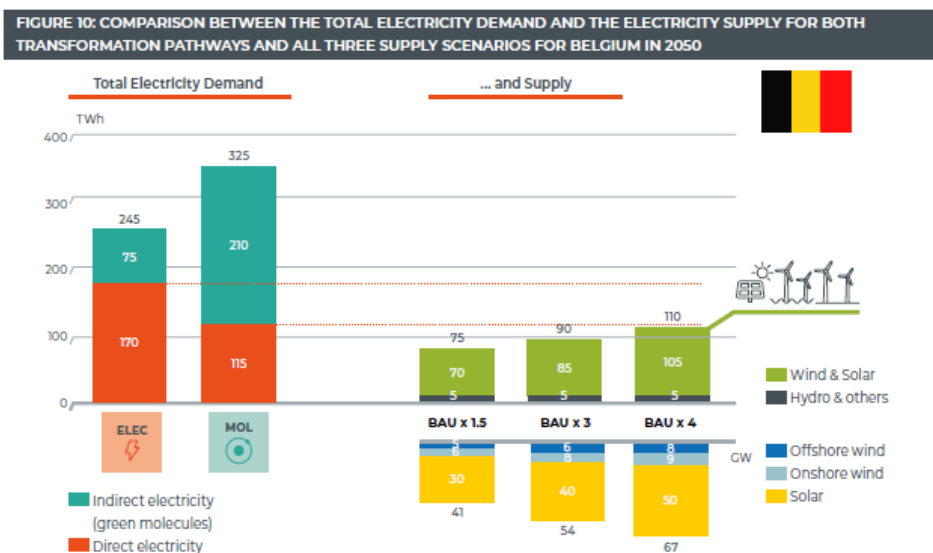
De hoeveelheid afval stijgt beperkt bij levensduurverlenging van 2 of meer kerncentrales, dit is uitgewerkt in een aparte bijdrage over nucleair afval. Levensduurverlenging is economisch altijd voordeliger gezien de vaste kosten voor afvalbeheer en -berging doorlopen en laat toe verdere contributies te onderhandelen met de uitbater van de nucleaire centrales.

### Systeemkosten

Het is absoluut positief dat België een voortrekkersrol neemt in hernieuwbare energie, interconnectiviteit en flexibiliteit van de energiemarkt.

Het systeem dat we vandaag kennen met hoge regelbare capaciteit (via kerncentrales en gascentrales) en een beperkt deel hernieuwbare energie kent een relatief beperkte systeemkost, hoewel die nu al een groot deel van de consumentenprijs voor elektriciteit uitmaakt. Inherent aan hernieuwbare energie is het intermitterend karakter en verspreiding van productiebronnen wat leidt tot een hogere systeemkost: bouwen van overcapaciteit, opslag in batterijen, aanpassingen hoogspannings- en laagspanningsnet, bijkomende interconnectiviteit en vraagsturing. Technische vraagstukken zoals netstabiliteit en minder systeem-inertie, opstart na black-out, opvang piekvermogens geproduceerd door fotovoltaïsche cellen en windenergie, controle van reactief vermogen etc. zullen op korte termijn gerichte investeringen vergen. De locatie van de kerncentrales in Doel vlakbij de Antwerpse Haven is daarbij vandaag een onmiskenbaar voordeel.

Het Federaal Planbureau raamt in 'Fuel for the future' (2) een totale systeemkost van 80 miljard € tot 2040<sup>30</sup>. Vanaf een bepaalde penetratiegraad van hernieuwbare energie, stijgt de systeemkost niet langer lineair maar veel sneller<sup>31</sup>. Elia's 'Roadmap to net zero' (3) dat door de regering als maatstaf wordt gebruikt, voorziet op lange termijn een veel groter aandeel van import en hernieuwbaar t.o.v. het Planbureau, zie figuur 10. De inschatting hiervan op de nodige systeemkosten wordt in deze studie niet vermeld.



Figuur 10: Aandeel hernieuwbaar en import in toekomstige elektriciteitsmix, Elia (3)

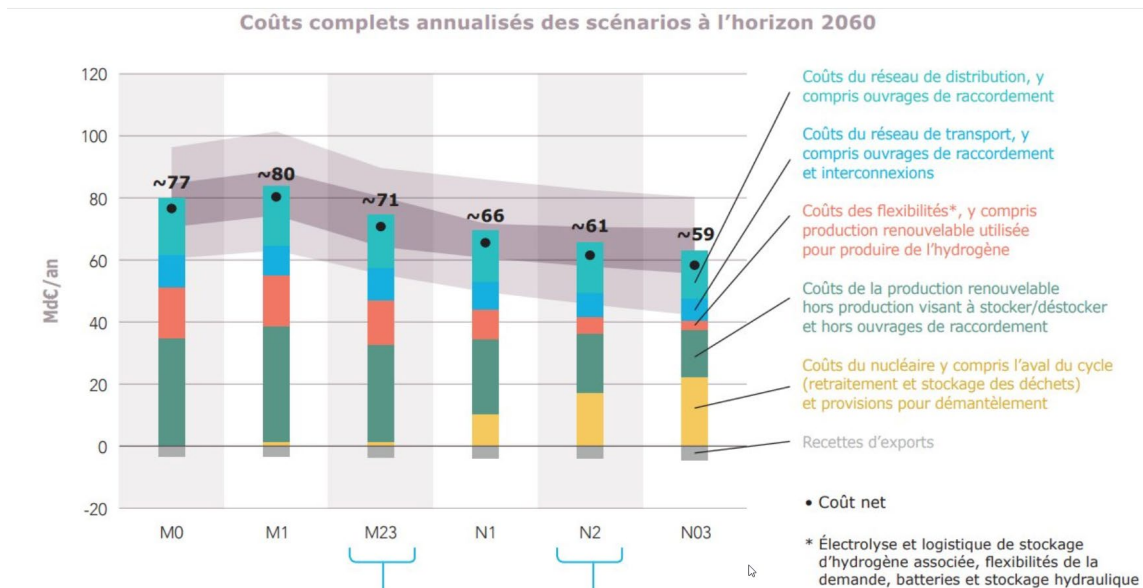
Discussie rond systeemkosten is zeer technisch en speelt eerder bij de langere termijn keuzes en wordt in deze analyse niet in rekening gebracht voor kostdifferentiatie. Een gedetailleerde en objectieve analyse van de verschillende scenario's inclusief opties met een aandeel kernenergie, van waaruit consensus kan gezocht worden voor een lange termijn beleid is echter een absolute noodzaak. Een voorbeeld hiervan is de analyse van RTE in Frankrijk, zie figuur 11<sup>32</sup>.

<sup>30</sup> Aannames Planbureau niet meer actueel maar het blijft wel een vaststelling dat 100% hernieuwbaar + import door de overheid als enige optie wordt bekeken zonder rekening te houden met systeemkosten. O.a. studie UA 2021 stelt dit aan de kaak: <https://t.co/reHHEOV1Mg>.

<sup>31</sup> 60% wordt hier vooropgesteld door J. Jenkins, Harvard University:

[https://www.cell.com/joule/fulltext/S2542-4351\(18\)30562-2](https://www.cell.com/joule/fulltext/S2542-4351(18)30562-2)

<sup>32</sup> RTE in Frankrijk bestuurde wel verschillende scenario's naar zero carbon, <https://www.rte-france.com/actualites/futurs-energetiques-neutralite-carbone-2050-principaux-enseignements>



Figuur 11: RTE Frankrijk, doorlichting totale kost voor verschillende scenario's

### Kost door black-out of afschakelplannen

Black-outs dienen ten allen prijze vermeden te worden en Elia voerde een uitgebreide studie uit rond bevoorradingszekerheid en beschikbaarheid van import (1). Het kan uiteraard niet ontkennd worden dat het risico groter wordt bij lagere moduleerbare vervangcapaciteit aan gas of kernenergie t.o.v. de bestaande 6 GW kernenergie. Bovendien zijn niet alle buitenlandse factoren even voorspelbaar, zoals de technische problemen met de nucleaire vloot in Frankrijk, versnelde afbouw van steenkoolcentrales in Duitsland, situatie rond gasvoorraden en -leveringen. De maatschappelijke en economische<sup>33</sup> kost van een black-out is hoe dan ook enorm, kan mensenlevens kosten en zou ook leiden tot imagoschade en investeringsonzekerheid.

### Impact energie-intensieve sectoren en voor nucleaire sector geldt 'once out always out'

België is voor zijn werkgelegenheid meer dan de buurlanden afhankelijk van de energieprijzen, zoals blijkt uit de informatie van Febeliec en NBB<sup>34</sup>. 5 sectoren staan in voor de helft van de industriële CO<sub>2</sub> uitstoot: energieproductie, chemische producten, niet-metaalhoudende minerale producten, cokes en geraffineerde aardolieproducten en metalen in primaire vorm. De nu al lage Belgische productiviteitsgroei (cijfers Eurostat) zal verder onder druk gezet door hoge energieprijzen.

Via maatregelen zoals de energienorm worden niet alle kosten gerelateerd aan energieprijzen doorgerekend aan de bedrijven. Uiteindelijk zal het al de totale energiekost mede de slagkracht van de overheid bepalen voor het creëren van een innovatief investeringsklimaat.

Niet direct financieel meetbaar maar wel van cruciaal belang is het totale verlies aan operationele kennis en ervaring van de uitbating van kerncentrales, indien zij niet vervangen worden. Nochtans wordt de kernenergie technologie door het IPCC erkend als een technologie die wereldwijd nodig zal

<sup>33</sup> Wetsvoorstel 2466/001 van de minister van Energie vermeldt 170 miljoen € per uur

<sup>34</sup> <http://www.febeliec.be/data/1522308702Impact%20Electricity%20Price%20v20180323.pdf> en <https://www.nbb.be/nl/blog/hoge-elektriciteitsprijzen-kunnen-banen-kosten#:~:text=Een%20blijvende%20prijsstijging%20van%20elektriciteit,gebruiken%2C%20wat%20jobs%20kan%20kosten>



zijn om klimaatneutraliteit te kunnen bewerkstellen. Wederzijdse bevruchting met het FANC en het SCK zal verarmd worden, de internationale erkenning van de Belgische expertise krijgt een opdoffer en de commerciële slaagkansen van het Myrha project verkleinen. Zonder een 'home market' is het ook een enorme handicap om de tijdsperiode tussen nu en de ontwikkeling van 4<sup>de</sup> generatie nucleaire technologie en de industriële applicatie ervan, te kunnen overbruggen.

### **Energieschaarste voor nodige industriële innovaties zoals circulaire industrie**

Waterstof en carbon capture zijn sleuteltechnologieën van de 21<sup>ste</sup> eeuw. Waterstof laat zich zeer moeilijk transporteren in vloeibare noch in gasvormige vorm en zal voor grote afstanden via LOHC's (liquified organic hydrogen carriers) of zogenaamde groene moleculen moeten ingevoerd worden. De technische complexiteit bij transport en opslag bij LOHC's zoals ammoniak is groot en al te gemakkelijk wordt er van uitgegaan dat deze LOHC's een eenvoudig substituut zijn voor olie en gas (LNG) vandaag<sup>35</sup>.

Het aantal studies en scenario's rond waterstof zijn ontelbaar maar IRENA<sup>36</sup> en Bloomberg Hydrogen Outlook kunnen als internationale referentie aanzien worden. Deze studies wijzen op de uitdagingen rond transport en opslag en daaraan verbonden kost<sup>37</sup>, die volgens prognoses hoger wordt dan de kost voor lokale productie van waterstof. Hierdoor zullen innovatieve industrieën zoals e-fuels zich in regio's van waterstofproductie ontwikkelen<sup>38</sup>.

Het ontbreken van eigen waterstofproductie kan ook een zware economisch handicap betekenen voor bestaande industrie zoals chemie en staal die op grote schaal CO<sub>2</sub>-vrije waterstof rechtstreeks<sup>39</sup> en niet als LOHC nodig hebben. Een 2-sporen benadering van import en lokale productie zou de technologische en financiële risico's daarom veel meer spreiden. Bovendien zou lokale elektrolyse uit capaciteit van bestaande kerncentrales onmiddellijke klimaatwinst<sup>40</sup> opleveren.

---

<sup>35</sup> België zet louter in op import van waterstof en LOHC's, zoals in Elia's Road to Net zero (3), dit in tegenstelling tot andere industriële mogendheden zoals UK, Frankrijk, US en China.

<sup>36</sup> <https://irena.org/publications/2022/Jan/Geopolitics-of-the-Energy-Transformation-Hydrogen> en <https://data.bloomberglp.com/professional/sites/24/BNEF-Hydrogen-Economy-Outlook-Key-Messages-30-Mar-2020.pdf> verwacht dat transport van vloeibaar waterstof over afstanden van meer dan 5000 km als LOHC ammoniak) zal gebeuren en geeft ook de regio's aan waar productie op termijn beneden de 1,5 € zal kunnen gebeuren.

<sup>37</sup> <https://data.bloomberglp.com/professional/sites/24/BNEF-Hydrogen-Economy-Outlook-Key-Messages-30-Mar-2020.pdf>, meldt verwachte opslagkost voor waterstof boven 4.5 USD/kg en transportkost boven de 3 USD/kg, dat terwijl forecast voor productiekost van groene waterstof voor verschillende regio's daar verder onder zit (tot 1.5 €/kg), zie rapport IRENA.

<sup>38</sup> <https://www.engie.com/en/journalists/press-releases/engie-and-infinium-unveil-a-partnership-to-develop-an-industrial-hub-on-an-european-scale-to-produce-synthetic-fuel-in-dunkirk>

<sup>39</sup> Dit zijn enorme hoeveelheden, voor de chemie is dit vandaag 18 TWh (of 2,5 kerncentrales van 1 GW aan hydrolyse capaciteit). Voor de staalsector is dit van dezelfde grootteorde. De consultancy groep Roland Berger adviseerde dat een 2-2.5 €/kg een target prijs is voor groene waterstof voor vergroening van de staalindustrie: [https://energeia-binary-external-prod.imgix.net/CO1vDuVLmU1muqCfkMrG7hd1\\_oE.pdf?dl=Roland+Berger+%7C+Haalbaarheidsstudie+klimaat+neutrale+paden+TSN+IJmuiden.pdf](https://energeia-binary-external-prod.imgix.net/CO1vDuVLmU1muqCfkMrG7hd1_oE.pdf?dl=Roland+Berger+%7C+Haalbaarheidsstudie+klimaat+neutrale+paden+TSN+IJmuiden.pdf)

Productiekost van waterstof uit (koude) elektrolyse van bestaande kerncentrales kan daaraan voldoen: 40 MWh/ton H<sub>2</sub> \* 50 €/MWh

<sup>40</sup> Lokale elektrolyse van waterstof vermijdt CO<sub>2</sub> uitstoot door productie van grijze waterstof (steam methane reforming). Aanwending van restcapaciteit uit kernenergie of andere groene bronnen heeft een potentieel van 4 miljoen op 110 miljoen ton/ j voor België. Vanuit klimaatdoel en ontwikkeling van eigen waterstof capaciteit biedt behoud van kernenergie daarom enorme kansen.

<https://www.forbes.com/sites/rpapier/2020/06/06/estimating-the-carbon-footprint-of-hydrogen-production/?sh=52df56e824bd> .

Circulaire chemie is o.a. gebaseerd 'carbon capture and use' (afvang en hergebruik CO2 uit industriële processen), opnieuw een energie-intensief proces. Ontwikkeling van deze innovatieve sector, belangrijk voor de verankering van de industrie in ons land, vereist aanwezigheid van voldoende energie in de vorm van elektriciteit en waterstof aan concurrentiële prijzen.

Mits behoud van voldoende nucleaire capaciteit, kan innovatie rond waterstoftechnologie zich wel geleidelijk aan ontwikkelen. De technologische verwachting is immers dat vanaf het volgend decennium waterstof lokaal in combinatie met SMR's (small modular reactors) zal worden geproduceerd, daarom moeten de eerste stappen voor deze industrie nu gezet worden, wat dan ook gebeurt in de buurlanden.

De forecast modellen van Elia houden geen rekening met verbruiken voor eigen directe waterstof en carbon capture, dit in tegenstelling tot o.a. eerdere rapporten van Deloitte (4). Hoewel volledig afwezig in het publiek debat, kunnen foute beleidskeuzes vandaag rond waterstofbevoorrading tot zeer grote consequenties leiden voor de industriële sector na 2030, zeker in het kader van de op til zijnde Europese 'fit for 55' regelgeving<sup>41</sup> die ambitieuze doelstellingen naar CO2 reductie definieert en waarbij 'carbon capture and storage/use' veel potentieel hebben.

## Conclusie

In tegenstelling tot bijvoorbeeld het Verenigd Koninkrijk en Frankrijk heeft de Belgische overheid geen analyse gemaakt van alle mogelijke scenario's op de korte en lange termijn naar energiebevoorrading en op basis daarvan een visie ontwikkeld. Door afbouw nucleaire capaciteit en de wet uit 2003 die uitbouw nieuwe nucleaire installaties verbiedt, zal ons land voor elektriciteit en energiedragers grotendeels van import afhankelijk worden.

Een aantal zaken zijn financieel min of meer te kwantificeren zoals ETS, nucleaire rente en 'fuel and trade costs'. Een eerste aanzet tot berekening op basis van deze paramaters geeft een grootteorde voordeel van 3 miljard €/j bij behoud van 2 kerncentrales maar het belang van het in stand houden van een deel van de nucleaire vloot zit vooral in de indirecte zaken zoals risicobeheersing, energieprijzen, concurrentiepositie en ontwikkeling van circulaire industrie.

Door het afbouwen van nucleaire capaciteit verliest België expertise in deze sector met verstreckende gevolgen voor innovatie, toekomstige toegevoegde waarde en mogelijke productiviteitswinsten voor andere sectoren.

Een diepgaande analyse door het Federaal Planbureau en andere instanties van het strategisch belang van het behoud van de nucleaire sector, rekening houdend met de huidige marktgegevens is daarom noodzakelijk.

De komende 10 jaren zijn cruciaal voor de energietransitie en het doorvoeren van klimaatmaatregelen. Deze transitie doorvoeren in een situatie van een te verwachten globale energieschaarste gekoppeld aan volatiele gasprijzen is een uitdaging op zich. Door de kernuitstap neemt ons land daarbij een bijkomend strategisch risico rond bevoorrading, ontwikkeling van nieuwe technologieën en industriële verankering in dit en volgend decennium.

Door het langer openhouden van 2 of meer kerncentrales kan een doorstart gemaakt worden naar een toekomstige evenwichtige CO2-vrije energiemix. Het is een nodige maar uiteraard geen

---

<sup>41</sup> <https://www.consilium.europa.eu/en/policies/green-deal/eu-plan-for-a-green-transition/>



voldoende maatregel en moet kaderen in een ruimer beleid van klimaatmaatregelen, energie-efficiëntie, bevoorradingszekerheid en innovatie.

### Overzichtstabel financiële impact vanaf 2025

	volledige kernuitstap 1.6 GW CRM (plan A)	Behoud 2 GW D4/T3 (plan B)	Behoud 4 GW nucleaire capaciteit	Info
Long term operation	nvt	67	133	1.0 miljard € investeringskost. Afschrijving genomen over 15j. Kost voor uitbater.
CRM	245	245	nvt	Geactualiseerde kost CRM veiling oktober 2021. Verondersteld ook nodig voor plan B.
ETS	1600	900	400	Inschatting van in buitenland betaalde ETS rechten, gerekend aan 32 TWh import en ETS 100 €/ton CO2.
Investment cost and fixed O&M costs	-	-	-	Investment cost hoger en O&M cost lager bij meer gas, maar totaal is vergelijkbaar met nucleair. Wordt daarom buiten beschouwing gelaten als differentiatie, ref. Energyville, Energy transition in Belgium choices and final costs, 27/04/2017
Trade cost	4800	2700	1200	Gerekend aan gasprijs * 2
Fuel costs binnenlandse productie	4500	4640	4180	Gasprijs @ 75 €/MWh en nucleair fuel @ 10 €/MWh, opties gerekend aan load factor 0.8 en 4 GW, thermisch rendement 50% gas.
Energieprijzen (supplement import > 1 GW)	684	384	171	Bij volledige kernuitstap 4.5 GW netto import gemiddeld (32 TWh). Eerste 1 GW aan marktprijs daarna incrementeel 10 €/bijkomende GW. Energyville nam hiervoor 7 €/MWh in 2017.
<b>Jaarlijkse kost (in miljard €)</b>	<b>11.8</b>	<b>8.9</b>	<b>6.0</b>	<b>Zonder indirecte effecten en aan huidige futures voor gasprijs</b>
<b>Verskil tov behoud 4 GW (in miljard €)</b>	<b>5.9</b>	<b>3.0</b>		
Noot: tabel maakt inschatting van het aandeel van 'trade cost' en 'fuel cost' in de totale energiekost zoals in Energyville, Energy transition in Belgium choices and final costs, 27/04/2017 op basis van de gemiddelde forecast zoals in Elia Adequacy and Flexibility study voor 2025.				
In deze Energyville studie wordt de kost-optimale oplossing voor het land als geheel berekend ('societal cost') voor verschillende scenario's. Het berekenen van de juiste gevolgen daarvan voor de overheidsfinanciën is niet het opzet van deze analyse.				
Aannames	import (TWh)	binnenlands productie gas (TWh)	binnenlands productie nucleair (TWh)	
plan A		32	30	0
plan B		18	30	14
4 GW nucleaire capaciteit		8	26	28

Tabel 1: grootteorde inschatting maatschappelijke kost of 'societal cost' in 2025, in miljoen €

## Referentielijst

1. [https://www.elia.be/en/news/press-releases/2021/06/20210625\\_elia-publishes-its-adequacy-and-flexibility-study-for-the-period-2022-2032](https://www.elia.be/en/news/press-releases/2021/06/20210625_elia-publishes-its-adequacy-and-flexibility-study-for-the-period-2022-2032)
2. <https://www.plan.be/publications/publication-2056-nl-fuel-for-the-future-more-molecules-deep-electrification-of-belgium-s-energy-system-by-2050>
3. [https://www.elia.be/nl/nieuws/persberichten/2021/11/20211119\\_elia-group-publishes-roadmap-to-net-zero](https://www.elia.be/nl/nieuws/persberichten/2021/11/20211119_elia-group-publishes-roadmap-to-net-zero)
4. <https://www.vlaio.be/nl/nieuws/naar-een-koolstofcirculaire-en-co2-arme-vlaamse-industrie>

## *Auteur*

*P. Van de Perre, European Project Manager in chemische industrie*

*Burgerlijk ingenieur en postgraduaat in de bedrijfseconomie*

*Stéphanie Brine*

*Burgerlijk ingenieur - energiesector*