

Benchmarkstudie van de injectietarieven

Definitief rapport

30 januari 2019

Document opgesteld op verzoek van ELIA

Disclaimer: Dit is een vertaling van de benchmarkstudie van de injectietarieven, opgesteld in het Frans, uitgevoerd door Deloitte Finance voor Elia. Deloitte Finance kan niet verantwoordelijk worden gesteld voor eventuele fouten in de vertaling of voor verkeerd gebruik van dit document. Enkel de Franstalige versie van dit rapport wordt als authentiek beschouwd.

Ce document est une traduction du rapport sur le benchmarking des taux d'injection rédigé en français par Deloitte Finance pour Elia. Deloitte Finance ne peut être tenu responsable des erreurs de traduction ou d'une utilisation incorrecte de ce document. Seule la version française de ce rapport fait foi.

Grenzen en bereik van ons onderzoek

1. Dit rapport is op verzoek van Elia System Operator (hierna 'Elia') opgesteld door de leden van het Economic Advisory-team van Deloitte Finance, met het bereik en de grenzen die hierna worden uiteengezet.
2. Dit rapport heeft uitsluitend tot doel de resultaten voor te leggen van een vergelijkende analyse van de kosten die de elektriciteitsproducenten in België en een relevante selectie van Europese landen betalen, en daarnaast de belangrijkste conclusies te presenteren van een kwalitatieve analyse van de impact van het door Elia voorgestelde injectietarief op de concurrentiekracht van de elektriciteitscentrales in België en op de bevoorradingszekerheid van het Belgische elektriciteitssysteem. Het is uitsluitend bestemd voor gebruik in het kader van het overleg over het tariefvoorstel van Elia voor de gebruikstarieven van het transmissienet voor elektriciteit in de periode 2020-2023. Het mag niet voor andere doeleinden of in een andere context worden gebruikt en Deloitte Finance wijst elke aansprakelijkheid af in het geval van afwijkend gebruik. Geen enkele andere partij dan Elia is gerechtigd om zich om welke reden dan ook op dit rapport te baseren en Deloitte Finance verwerpt elke aansprakelijkheid met betrekking tot het rapport of de inhoud ervan tegenover elke andere partij dan Elia.

In dit rapport opgenomen gegevens en informatie

3. De in het rapport opgenomen informatie is ons door Elia verschaft of is afkomstig uit andere bronnen die in de relevante delen van het rapport duidelijk worden vermeld. Hoewel dit rapport te goeder trouw en met de grootste zorg opgesteld is, geeft Deloitte Finance geen expliciete of impliciete waarborgen voor de nauwkeurigheid of volledigheid van de informatie die het bevat. Bovendien is sommige informatie afkomstig uit publicaties op het internet. Wij aanvaarden geen enkele aansprakelijkheid voor de onnauwkeurigheden en meningen in die publicaties.
4. Ons onderzoek werd beperkt door de beschikbare tijd, de perimeter van de ons toevertrouwde werkzaamheden en de informatie die wij ontvingen. Vanwege de beperkte toegang tot de informatiebronnen en de gelimiteerde aard van de ons toevertrouwde werkzaamheden zijn wij niet aansprakelijk voor zaken die in ons rapport niet aan bod komen of over het hoofd worden gezien.
5. Tijdens het onderzoek in het openbare domein werd de informatie gedurende een beperkte tijd verzameld, namelijk tussen 15 oktober 2018 en 31 januari 2019. Wij hebben de vóór deze datums gepubliceerde informatie die uit de openbare bronnen verwijderd zou zijn en ook de na deze datums gepubliceerde informatie niet geïdentificeerd. Wij zijn geenszins verplicht de verzamelde informatie te monitoren of bij te werken of mogelijke wijzigingen aan u te melden. Deloitte Finance is niet aansprakelijk voor gebeurtenissen die zich na de publicatiedatum van het rapport hebben voorgedaan.
6. Wij hebben onderzoek verricht in de openbare bronnen in het Frans, het Engels en in de talen van de andere Europese landen die in de benchmarking werden bestudeerd. De meeste geïdentificeerde en in dit rapport opgenomen informatie werd verzameld uit in het Frans en in het Engels gepubliceerde bronnen. Voor de in andere talen gepubliceerde bronnen hebben wij de in het kader van dit rapport relevante delen vertaald, waarbij wij geen aansprakelijkheid aanvaarden voor vertaalfouten.
7. De informatie en gegevens die wij tijdens onze opdracht hebben verkregen, werden vertrouwelijk behandeld. Tijdens de verzameling, de analyse en de herziening werd geen enkel brongegeven

gewijzigd of verwijderd. De tijdens onze opdracht verzamelde informatie werd uitsluitend gebruikt voor de doeleinden waarvoor ze werd verzameld.

8. De voorbeelden in het rapport dienen slechts ter illustratie en vormen in geen geval een aanbeveling of goedkeuring vanwege Deloitte Finance om in een van de geciteerde markten of vermelde bedrijven te investeren, of om hun diensten te gebruiken. Deloitte Finance wijst elke aansprakelijkheid af die voortvloeit uit het gebruik van het rapport en de inhoud ervan, met inbegrip van elke handeling of beslissing die na zulk gebruik wordt uitgevoerd of genomen.

1 Inleiding en samenvatting

9. In het kader van de voorbereiding van de aanstaande nieuwe tariefperiode in België (voor de jaren 2020-2023) heeft Elia het Economic Advisory-team van Deloitte Finance belast met het opstellen van een studie van de kosten die van toepassing zijn op de elektriciteitsproducenten in Europa. Deze studie moet met name de verschillen aan het licht brengen tussen de in Europa toegepaste reguleringen met betrekking tot de kosten die de elektriciteitsproducenten betalen (tarieven voor het gebruik van de netten, belastingen enz.). Ze moet ook de impact analyseren van het voor de tariefperiode 2020-2023 voorgestelde injectietarief op de concurrentiekracht van de Belgische productie-eenheden voor elektriciteit en de bevoorradingszekerheid van het Belgische elektriciteitssysteem op lange termijn.

1.1 Achtergrond en doelstellingen

10. De Elektriciteitswet en de door de Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas (CREG) opgestelde tariefmethodologie geven de beheerder van het Belgische transmissienet voor elektriciteit (TNB), Elia, de mogelijkheid om transmissietarieven op te leggen voor de injectie van elektriciteit op het net. Tijdens de twee laatste tariefperiodes (2013-2015 en 2016-2019) heeft Elia deze mogelijkheid gebruikt door de producenten een gedeelte van de aankoopkosten van de ondersteunende diensten aan te rekenen. Deze kosten worden aangerekend aan de hand van een tarief voor de injectie van energie.

11. De Elektriciteitswet schrijft voor dat de tarieven voor het gebruik van de transmissienetten voor elektriciteit die op de productie-eenheden worden toegepast, moeten worden bepaald "rekening houdend met ieder criterium dat door de [CREG] relevant wordt geacht, zoals een benchmarking met de buurlanden, teneinde 's lands bevoorradingszekerheid door een daling van de concurrentiekracht van de betrokken productie-eenheden niet in het gedrang te brengen"¹.

12. Elia heeft het niveau van het injectietarief voor de tarifaire periodes 2013-2015 en 2016-2019 gerechtvaardigd met een door het adviesbureau Microeconomix uitgevoerde benchmarkstudie². Deze studie moet een vergelijking mogelijk maken van het injectietarief met de andere kosten die de elektriciteitsproducenten in België en in een relevante selectie van Europese landen dragen, om een nauwkeuriger beeld te krijgen van de impact van het tarief op de concurrentiekracht van de Belgische producenten en de bevoorradingszekerheid van het Belgische elektriciteitssysteem op lange termijn.

13. In bijlage 2 van haar besluit van 28 juni 2018³ bepaalt de CREG de principes die het injectietarief voor de aanstaande regulatoire periode moet naleven. Ze detailleert met name de voorafgaande criteria die Elia in het kader van haar tariefdossier moet naleven om het niveau van dit tarief te rechtvaardigen. In het verslag van de raadpleging over het ontwerp van besluit van 7 juni 2018⁴ vraagt de CREG met name het volgende:

¹ Art.12, § 5, alinea 17 van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt in België.

² In 2016 ging adviesbureau Microeconomix op in Deloitte Finance; zo ontstond het Economic Advisory-team France, de auteur van dit rapport.

³ Besluit van de CREG van 28 juni 2018 tot vaststelling van de recentste tariefmethodologie voor het elektriciteitstransmissienet voor de periode 2020-2023.

<https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Decisions/Z1109-10NL.pdf>

⁴ <https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Consult/2018/1109-10/RA1109-10NL.pdf>

- "... dat Elia, in het geval zij dit nodig acht, een tarifaire benchmarking voorstelt die betrekking heeft op het geheel van de toegangstarieven, dus de tarieven voor het beheer en voor de ontwikkeling van de netinfrastructuur, de diensten voor het beheer van het elektrisch systeem, de diensten voor de compensatie van onevenwichten – met uitzondering van het tarief voor het behoud en het herstel van het individuele evenwicht van toegangsverantwoordelijken – en de diensten die verband houden met de integratie van de elektriciteitsmarkt."
- "De determinanten van de ontwikkelingen in het tariefvoorstel van Elia zullen, met inbegrip van een eventuele tarifaire benchmark, onderworpen worden aan een raadpleging van de markt."

14. In deze context heeft Elia een beroep gedaan op het Economic Advisory-team van Deloitte Finance om een nieuwe benchmarkstudie uit te voeren van de kosten die worden betaald door de elektriciteitsproducenten in België en in verscheidene andere Europese landen, waaronder de met België geconnecteerde landen. Deze studie maakt een benchmarking die Elia zal ondersteunen bij het voorstellen van het niveau van het injectietarief voor de aanstaande regulatoire periode 2020-2023. Dit gebeurt uit een economisch oogpunt en volgens de door de CREG vermelde criteria, met bijzondere aandacht voor de concurrentieproblemen van de Belgische elektriciteitsproducenten en de bevoorradingszekerheid van het Belgische elektriciteitssysteem op lange termijn.

15. De studie bestaat uit twee delen. Eerst (Deel 2) ontwikkelen wij een benchmarking die we vervolgens toepassen op de kosten die de elektriciteitsproducenten in twee perimeters betalen: een ruime perimeter van 19 Europese landen, die overeenkomt met de huidige verdeling van de D-1 markten in Europa, en een perimeter die beperkt is tot België en de buurlanden (Frankrijk, Nederland, Duitsland en Oostenrijk, Luxemburg en het Verenigd Koninkrijk). Vervolgens (deel 3) zullen wij uit de benchmarkstudie een globale kwalitatieve studie afleiden van de economische criteria die het ontwerp van het tarief en de invoering van het injectietarief onderbouwen. Deze analyse maakt besluiten mogelijk over de economische gevolgen van het injectietarief voor België.

1.2 Samenvatting van de besluiten uit de vergelijkende studie van de door de elektriciteitsproducenten in Europa betaalde kosten

16. De benchmarking vergelijkt de door de elektriciteitsproducenten in de andere Europese landen betaalde kosten met een Belgisch referentie-injectietarief dat voor de tariefperiode 2020-2023 zou kunnen worden gekozen. De in deze gehele oefening in aanmerking genomen referentiewaarde is € 0,6169/MWh, afgerond tot € 0,62/MWh. Dit is het gemiddelde van de injectietarieven voor energie van de landen van de NWE-zone zonder België, gewogen met de geïnstalleerde capaciteit van de gascentrales in elk land, zoals berekend in dit rapport. In samenhang met de aanbevelingen van de CREG in het verslag van de raadpleging van 7 juni 2018 wordt het referentietarief vergeleken met de kosten die kunnen worden aangerekend aan elektriciteitsproducenten in Europa die op het transmissienet aangesloten zijn. Deze kosten kunnen het volgende omvatten:

- de tarieven voor toegang tot en gebruik van de transmissienetten;
- de andere aan het gebruik van de netten verbonden kosten (niet vergoede levering van systeemdiensten, vergoeding van verliezen enz.); en
- de energiebelastingen en -toeslagen.

17. Volgens de methodologie die werd ontwikkeld in de studies van de vorige tariefvoorstellen voor 2012-2015 en 2016-2019, de wettelijke context voor de realisatie van een benchmarking om de tarieven in België te bepalen en de recente ontwikkeling van de koppeling van de elektriciteitsmarkten in Europa, neemt de studie twee geografische perimeters in beschouwing.

- De eerste geografische perimeter is de marktkoppelingszone North Western Europe (NWE), zoals gedefinieerd in 2018. Ze omvat België, Denemarken, Duitsland, Estland, Finland, Frankrijk, Groot-Brittannië, Italië, Letland, Litouwen, Luxemburg, Nederland, Noorwegen, Oostenrijk, Polen, Portugal, Slovenië, Spanje en Zweden, dus in totaal 19 landen.
- De tweede bestudeerde geografische perimeter is de marktkoppelingszone Central Western Europe (CWE), samengesteld uit Duitsland, Frankrijk, Luxemburg en Nederland. De studie van deze beperkte perimeter neemt ook Oostenrijk in beschouwing (dat volledig aan de Duitse markt gekoppeld is) en Groot-Brittannië (aangezien de interconnectie NEMO-Link sinds januari 2019 een directe uitwisseling met België mogelijk maakt).

18. Om de door de elektriciteitsproducenten in de twee geanalyseerde perimeters betaalde kosten op een gemeenschappelijke basis te kunnen vergelijken, baseren wij ons op de studie van een gascentrale van het type STEG met een geïdealiseerd productieprofiel en vermogen (ongeveer 55% belasting, 400 MW vermogen – in België en alle landen op het hoogste spanningsniveau aangesloten).

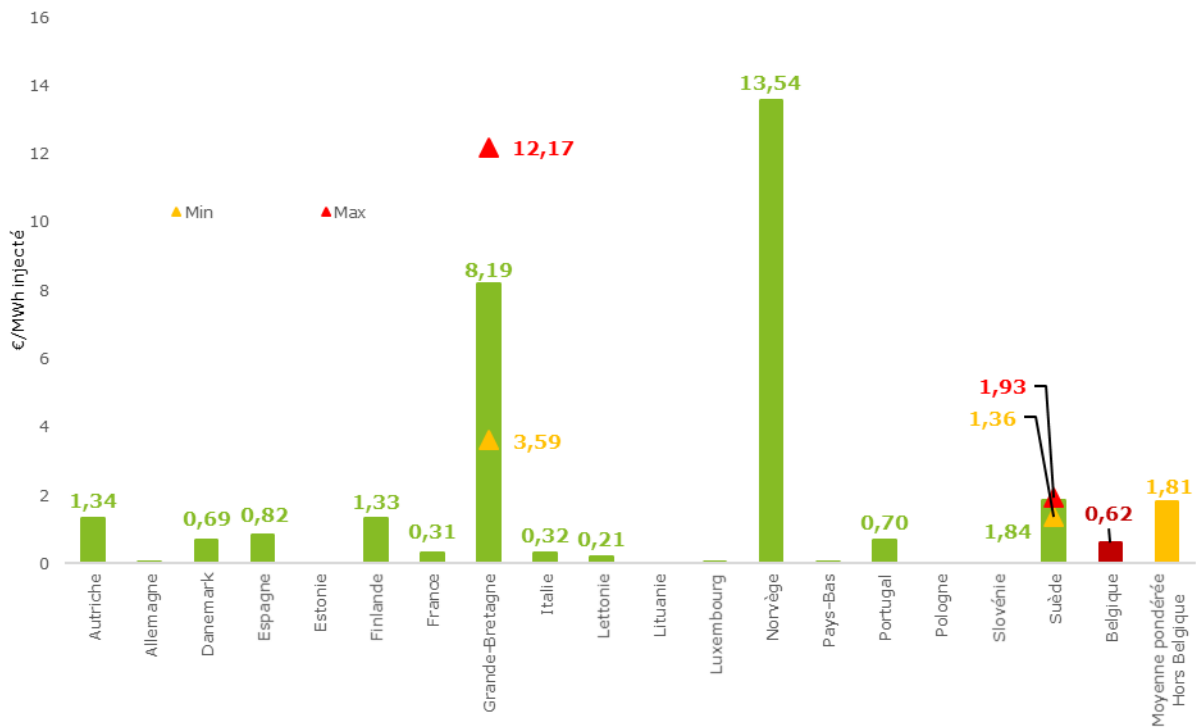
19. Daarnaast wordt voor elke vergelijking het gemiddelde van de voor elk geselecteerd land geanalyseerde kosten vermeld, zodat men het Belgische injectietarief aan de Europese praktijken kan toetsen. Dit gemiddelde is gewogen met de geïnstalleerde capaciteit van de gasproductie-eenheden. Gelet op de focus op een geïdealiseerde STEG-centrale is het gewogen gemiddelde immers relevanter dan het rekenkundig gemiddelde of de mediaan⁵. Merk op dat het injectietarief in België nooit meespeelt in de berekening van de gewogen gemiddelden in deze studie. Dit maakt een effectieve vergelijking van België met de andere landen zonder methodologische vertekening mogelijk.

20. Om te beginnen toont de studie een grote heterogeniteit van de kosten die de geïdealiseerde centrale zou betalen, zowel in de NWE- als in de CWE-zone, zoals blijkt uit de onderstaande **Figuur 1 die de totale kosten**⁶ van de elektriciteitsproducenten voor de geïnjecteerde energie vergelijkt. Sommige landen, zoals Noorwegen en Groot-Brittannië, rekenen de producenten meer dan € 8 per geïnjecteerde MWh aan, terwijl andere (Duitsland, Estland, Litouwen, Luxemburg, Nederland en Polen) geen toeslag aanrekenen. Voor het gekozen injectietarief van € 0,62/MWh – het gewogen gemiddelde van de in het rapport berekende energietarieven – zou België zich op de negende plaats bevinden: in Groot-Brittannië, Noorwegen, Zweden, Oostenrijk, Finland, Denemarken, Spanje en Portugal zijn de kosten hoger. Het niveau van de kosten die de producenten in België betalen, zou echter bijna drie keer lager zijn dan het globale gemiddelde, gewogen met de in elk land geïnstalleerde gasproductiecapaciteit (€ 1,81/MWh).

⁵ Aangezien de studie uitgaat van een geïdealiseerde STEG-centrale, geeft het gewogen gemiddelde een beeld van de omvang van de kosten in de landen waar effectief een gasproductiecapaciteit geïnstalleerd is. Wanneer een land niet over gascapaciteit beschikt, mag het niet hetzelfde gewicht krijgen als een land met een elektriciteitsmix waarin gas overweegt. De gegevens over de geïnstalleerde capaciteiten zijn afkomstig van het *Transparency*-platform van ENTSO-E.

⁶ Met alle in de inleiding van dit onderdeel vermelde kostenposten: de tarieven voor toegang tot en gebruik van de transmissienetten, de andere kosten van het gebruik van de netten (niet vergoede levering van systeemdiensten, vergoeding van verliezen enz.) en de energiebelastingen en -toeslagen.

Figuur 1. Totale door de geïdealiseerde betaalde kosten - NWE-zone

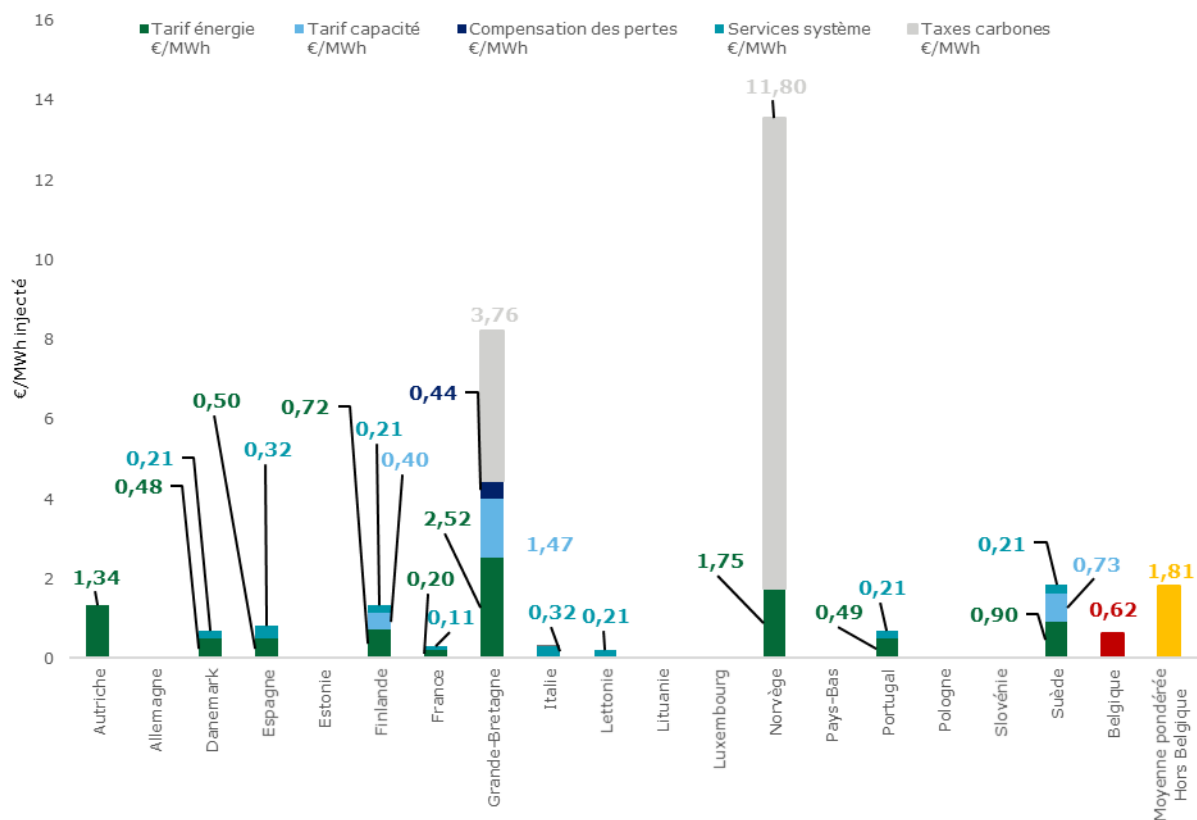


Bron: Deloitte Economic Advisory

21. **Figuur 2 toont de verdeling van de totale kosten die de producenten effectief betalen** voor de volgende posten: de tarieven voor toegang tot en gebruik van de transmissienetten (uitgesplitst tussen het energietarief - dat in verhouding staat tot de op het net geïnjecteerde energie - en het vermogenstarief - dat in verhouding staat tot de geïnstalleerde capaciteit), de andere kosten van het gebruik van de netten (vergoeding van verliezen, niet vergoede verplichte levering van systeemdiensten) en de CO₂-belasting, de enige beduidende energiebelasting die door de producenten in Europa wordt betaald.

- We zien dat de helft van de landen van de NWE-zone een tarief aanrekent voor de injectie van elektriciteit op de energienetten (m.a.w. een tarief dat niet gebonden is aan andere kosten, belastingen en toeslagen of aan de capaciteit van de centrale). Het injectietarief voor energie vertegenwoordigt gemiddeld 30% van de totale kosten per geïdealiseerde centrale in de NWE-zone.
- De hoge kosten die de geïdealiseerde centrale in Groot-Brittannië en Noorwegen betaalt, worden met name verklaard door de toepassing van een belasting op de productie van CO₂ door de elektriciteitsproducenten, bovenop de kosten voor de deelname aan de EU-ETS-markt (wij gaan ervan uit dat de geïdealiseerde centrale in alle landen aan deze markt deelneemt en dus overall dezelfde prijs voor de emissiequota betaalt), en ook door het injectietarief volgens vermogen dat de Britse centrales betalen.
- Voor het overige verplicht de helft van de landen de levering van bepaalde systeemdiensten (zoals de levering van black-start of de controle van de spanning) die niet worden vergoed. De kosten van deze diensten spelen dus ook mee en dragen bij tot de hogere kosten in Denemarken, Frankrijk en Spanje.

Figuur 2. Uitsplitsing van de totale door de geïdealiseerde centrale betaalde kosten - NWE - zone



Bron: Deloitte Economic Advisory

22. **Figuur 3 hierna toont een fijnere analyse van de injectietarieven** die een STEG-centrale in Europa betaalt, om rekening te houden met de elementen van het concurrentiespel op korte termijn en om te onderzoeken wat een redelijk injectietarief vergeleken met de andere Europese landen zou kunnen zijn. Hieruit blijkt dat negen van de 18 in de NWE-zone gekoppelde landen (België buiten beschouwing gelaten) tarieven voor de injectie van energie toepassen. Het gewogen gemiddelde⁷ van de tarieven voor de injectie van energie bedraagt € 0,62/MWh⁸.

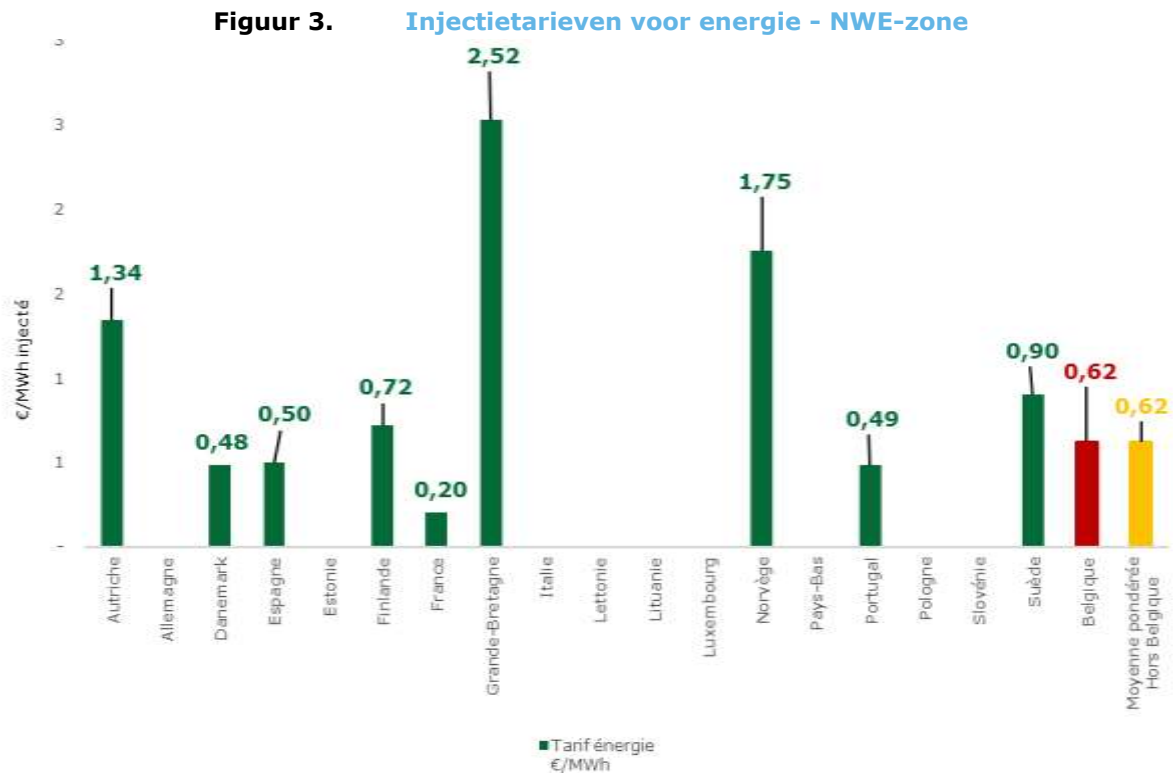
23. **Dit gemiddelde komt overeen met de gekozen referentiewaarde voor het potentiële niveau van het toekomstige Belgische injectietarief die in het geheel van de benchmarking wordt gebruikt. Een injectietarief voor de periode 2020-2023 met deze waarde zou het Belgische tarief op een redelijk niveau plaatsen tegenover de injectietarieven in de andere Europese landen⁹.**

24. Met dit tarief komt België op de zesde plaats, na Groot-Brittannië, Zweden, Noorwegen, Finland en Oostenrijk.

⁷ Alle in de studie voorgestelde gemiddelden zijn berekend zonder België in aanmerking te nemen.

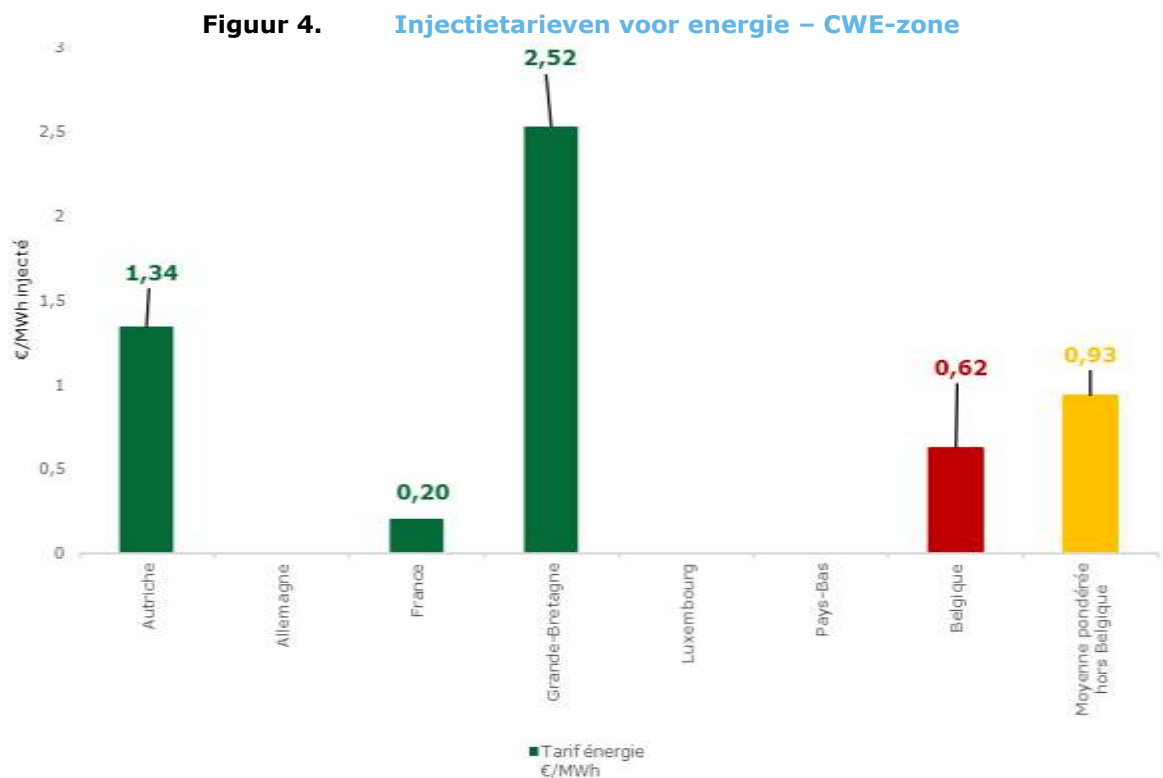
⁸ Het exacte tarief met vier cijfers nauwkeurigheid is € 0,6169/MWh.

⁹ Ter herinnering, in de vorige tariefperiode (2016-2019) bedroeg het injectietarief dat op de elektriciteitsproducenten in België werd toegepast € 0,96/MWh. Dit tarief diende voornamelijk voor de financiering van de black-startdienst en de vermogensreserve. Naar aanleiding van de resultaten die deze benchmarkstudie heeft opgeleverd en met name de in Figuur 3 geïllustreerde resultaten, heeft Elia beslist het niveau van het in België toegepaste injectietarief te wijzigen.



Bron: Deloitte Economic Advisory

25. De besluiten die uit de NWE-zone naar voren komen, gelden ook wanneer de perimeter tot de **CWE-zone** wordt beperkt (Figuur 4). België zou zich dan met een injunctietarief dat met het gemiddelde van de NWE-zone overeenkomt (€ 0,62/MWh) in een mediane positie bevinden, waarbij de helft van de landen een hoger tarief toepast. Het Belgische injunctietarief zou ongeveer 30% lager zijn dan het gewogen gemiddelde van de andere landen (€ 0,93/MWh).



Bron: Deloitte Economic Advisory

1.3 Samenvatting van de besluiten van de kwalitatieve studie van de impact van het injectietarief in België

26. De invoering van een injectietarief voor energie in België voor de aanstaande tariefperiode vereist een diepgaande economische analyse door de besluitvormers van de potentiële gevolgen van het tarief, in termen van zowel voordelen als potentiële kosten. Men moet een vergelijk vinden tussen de verschillende theoretische doelstellingen die elke oefening voor het ontwerp van een tarief hoort te volgen, zoals de kostendekking, de niet-discriminatie, de transparantie, maar ook de economische efficiëntie en het sturen van economische signalen naar de netgebruikers.
27. Het sinds 2013 door Elia toegepaste injectietarief is gebaseerd op de verwachte voordelen in termen van een efficiënte kostenverdeling. Het wil immers de reserveringskosten van de ondersteunende diensten billijk tussen de producenten en de afnemers verdelen. De producenten en de afnemers zijn zowel de begunstigden van deze diensten (ze worden gedekt tegen het risico van afschakeling en black-outs) als de verantwoordelijken voor hun dimensionering (de ondersteunende diensten moeten de risico's van oncontroleerbare en onvoorspelbare variaties van de productie en het verbruik voorkomen). **Een injectietarief maakt het dus mogelijk de Belgische elektriciteitsproducenten te responsabiliseren en het geheel van de kosten van de ondersteunende diensten niet alleen door de afnemers te laten dragen.**
28. Zoals elk regulatorisch of tariefelement dat niet op Europees niveau geharmoniseerd is, zou het Belgische injectietarief echter de concurrentie tussen de Europese elektriciteitsproducenten kunnen vertekenen, aangezien het onder overigens gelijke omstandigheden de Belgische centrales duurder zou kunnen maken dan hun concurrenten op de interne Europese markt. De op de principes van de *merit order* gebaseerde theoretische analyse wijst op een risico in termen van de activering van de Belgische centrales en de aansporing tot investeringen op lange termijn (via het verband tussen de *merit order*, de activering en de verschijning van inframarginale renten). Men moet echter de valkuilen van een volledig op gestileerde modellen gerichte analyse ontwijken, aangezien deze modellen een onvolmaakt beeld geven van de subtiliteiten en complexiteiten die de elektriciteitsmarkten in werkelijkheid aansturen, en dus tot verkeerde conclusies kunnen leiden.
29. Uit een diepere analyse van de marktfundamentals en de determinanten van het gedrag van de netgebruikers blijkt dat het injectietarief een verwaarloosbare impact zou moeten hebben in termen van de vertekening van de marktsignalen, des te meer wanneer het op een voldoende redelijk niveau wordt gehouden dat overeenstemt met het gewogen gemiddelde van de tarieven voor de injectie van energie die in Europa worden toegepast, namelijk € 0,62/MWh. Dit geldt zowel voor de gevolgen op korte als op lange termijn.
- Op korte termijn zijn reglementaire en tarifaire beslissingen zoals de mogelijke toepassing van een injectietarief in België slechts één van de elementen die het gedrag van de actoren en de concurrentiekracht van de nationale producenten op Europees niveau kunnen beïnvloeden. In werkelijkheid veroorzaken vele andere fundamentals en techno-economische factoren een vertekening van de dispatchingbeslissingen en dus ook van de conclusies van een op de *merit order* gebaseerde analyse. **Bepaalde factoren nuanceren het risico van concurrentievervalsing door de toepassing van een injectietarief en maken het vrijwel ongedaan**, bijvoorbeeld de beschikbaarheid van interconnecties en de beduidende verschillen in concurrentievermogen tussen nationale productiemixes.

Op langere termijn worden de beslissingen om in centrales te investeren of ze te sluiten en de keuze van hun locatie vooral geleid door de evolutie van en de onzekerheid over de belangrijkste determinanten van de markt, namelijk de vraag, de grondstoffenprijzen, de CO₂-emissiequota, de evolutie naar een koolstofvrij systeem en de aanpassing van de markt designs. De empirische

analyse van de in het voorbije decennium genomen beslissingen om centrales te sluiten, in de mottenballen te leggen of te heropenen, bevestigt dat de grote conjuncturele omwentelingen van de gascentrales op de eerste plaats verband houden met deze fundamentals. **Een redelijk injectietarief, met een niveau dat lager is dan de onzekerheid over de andere parameters, zou dus geen invloed mogen hebben op de strategische besluitvorming van de marktactoren.**

2 Vergelijkende studie van de door de elektriciteitsproducenten in Europa betaalde kosten

2.1 Methodologie van de vergelijkende studie

30. De studie heeft als voornaamste doel de kosten aan te wijzen die de elektriciteitsproducenten in Europa betalen. Na de identificatie van deze kosten moet de studie een analyse mogelijk maken van de potentiële impact van een voor de volgende regulatoire periode in België voorgesteld injectietarief voor elektriciteit op de concurrentiekracht van de Belgische productiecentrales, met name vergeleken met de in de andere landen toegepaste injectietarieven voor energie.
31. Om deze studie uit te voeren, berekenen wij de totale kosten die een geïdealiseerde elektriciteitsproducent in elk bestudeerd land zou betalen, uitgedrukt in €/geïnjecteerde MWh. Daartoe ontwikkelen wij een volledige methodologie die de relevante geografische perimeter voor de vergelijking definieert (deel 2.1), de technische hypothesen die nodig zijn om het profiel van de producent te bepalen (deel 2.1.2) en de perimeter van de te bestuderen kosten (deel 2.1.3). De bijlagen geven meer details, voor elk bestudeerd land, over de nationale regulering van de elektriciteitsproductie (niveau van de tarieven, tarieflogica, eventuele vrijstellingen, vergoeding van systeemdiensten enz.).
32. De benchmarking vergelijkt dan deze voor de andere landen berekende kosten met een referentiewaarde van het Belgische injectietarief dat voor de tariefperiode 2020-2023 zou kunnen worden gekozen. In overeenstemming met Elia is de in het geheel van deze oefening in aanmerking genomen referentiewaarde € 0,62/MWh. Dit is het gemiddelde van de injectietarieven voor energie van de landen van de NWE-zone zonder België, gewogen met de geïnstalleerde capaciteit van de gascentrales in elk land, zoals berekend in het rapport. De studie werpt ook licht op de relevantie van deze waarde als potentieel tarief voor de nieuwe tariefperiode.

2.1.1 Definitie van de relevante markt – geografische perimeter

33. Dit gedeelte licht de keuze toe van de gekozen geografische perimeter voor de uitvoering van de studie. Er wordt meer bepaald aangetoond dat het Belgische wettelijke kader en de vorige tariefherzieningsperiodes de studie van *ten minste* zes landen noodzakelijk maken. Door de ontwikkeling van de elektriciteitsmarkten in Europa en met name de stand van zaken met betrekking tot de D-1 marktkoppeling te analyseren, tonen we vervolgens aan waarom de uitbreiding van deze lijst tot 19 landen relevant is.

Wettelijke omgeving en vorige tariefherzieningen

34. De invoering van een injectietarief voor energie in het kader van de tariefherziening van 2012 lokte reacties uit van de elektriciteitsproducenten, die meenden dat een dergelijk tarief de concurrentie tussen de Belgische elektriciteitsproducenten en de in de buurlanden gevestigde producenten zou kunnen vervalsen. Op 6 februari 2013 vernietigde het Belgische Hof van Beroep de tariefbeslissing voor de periode 2012-2015, waarbij het zich baseerde op zijn eigen analyse en op de door de producenten aangehaalde argumenten (nl. een daling van de concurrentiekracht als gevolg van de toepassing van een injectietarief). Vervolgens diende Elia

een rechtgezet tariefvoorstel in waarin het voor de elektriciteitsproducenten voorziene injectietarief geschrapt was.

35. Parallel hiermee stipuleerde de Belgische Elektriciteitswet in 2012 dat de tarieven voor het gebruik van het transmissienet voortaan kunnen worden bepaald rekening houdend met "*een benchmarking met de buurlanden, teneinde 's lands bevoorradingzekerheid door een daling van de concurrentiekracht van de betrokken productie-eenheden niet in het gedrang te brengen*".¹⁰
36. In deze context gaf Elia in 2013 en 2015 aan Microeconomix¹¹ de opdracht een benchmarking te realiseren van de op de elektriciteitsproducenten in Europa toegepaste injectietarieven. De resultaten van de door Microeconomix uitgevoerde benchmarking en analyses werden opgenomen in het tariefdossier waarmee Elia het bijgewerkte tariefvoorstel voor de periode 2012-2015 en het voorstel voor de periode 2016-2019 rechtvaardigde. Deze tariefvoorstellen werden op 16 mei 2013 en 4 december 2015 door de CREG gevalideerd¹².
37. Voor deze twee tariefdossiers werd de in de studie van Microeconomix in aanmerking genomen perimeter gerechtvaardigd door zowel het wettelijke kader (Art.12, § 5, alinea 17 van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt) als de jurisprudentie van de CREG (namelijk ten minste de buurlanden) en ook door de stand van zaken van de D-1 marktkoppeling, een in 2013 gestart project. De toenmalige perimeter omvatte tien landen (plus België) die de marktkoppeling North Western Europe (NWE) vertegenwoordigden: Denemarken, Duitsland, Finland, Frankrijk, Groot-Brittannië, Nederland, Noorwegen, Oostenrijk, Zweden, Zwitserland (en België).
38. In de twee vorige studies bleek trouwens uit de analyse dat de toestand van de marktkoppeling en het geringe aantal in de NWE-zone beschikbare interconnecties een rechtstreekse concurrentie tussen de Belgische producenten en de producenten van verafgelegen landen (buiten de CWE-zone – Central Western Europe) weinig waarschijnlijk maakten. Deze vaststelling werd versterkt door de kwantitatieve analyse van de convergentie van de prijzen en de reserveringskosten voor interconnectiecapaciteit in de NWE-zone. De benchmarking van Microeconomix focuste daarom in tweede instantie op een perimeter die beperkt was tot een met Oostenrijk en Groot-Brittannië uitgebreide CWE-zone, zodat de studie zich concentreerde op de buurlanden met een groter risico van een impact op de concurrentiekracht.
39. Gelet op deze informatie en de verbetering van de marktkoppelingen en de interconnecties in de voorbije vier jaar, leek het ons essentieel om *ten minste* dezelfde geografische studieperimeters te behouden als in de vorige tariefherzieningen, namelijk de NWE-zone in haar geheel (nu uitgebreid tot 19 landen) en de CWE-zone (samengesteld uit zes landen).

Evolutie van de D-1 marktkoppelingen en interconnecties en voor de nieuwe studie voorgestelde perimeter

40. Sinds 2013 zijn de toestand van de D-1 marktkoppelingen en de interconnectiecapaciteiten in Europa sterk geëvolueerd. Ten eerste is de D-1 marktkoppeling toegenomen en is haar perimeter uitgebreid met de opening van de NWE-zone voor nieuwe landen (met name het Iberisch schiereiland, Italië, Slovenië, Polen en de Baltische landen). Bovendien blijven de interconnecties tussen de landen van deze uitgebreide zone zich ontwikkelen (NEMO-Link tussen Groot-Brittannië en België sinds eind januari 2019, interconnecties tussen Duitsland en België gepland voor 2020 enz.). Zo is het vandaag technisch mogelijk om in Portugal elektriciteit te produceren en ze tot in Estland te exporteren. Tot slot volgen wij met onze benadering de wens die in de recente

¹⁰ Art.12, § 5, alinea 17 van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt in België.

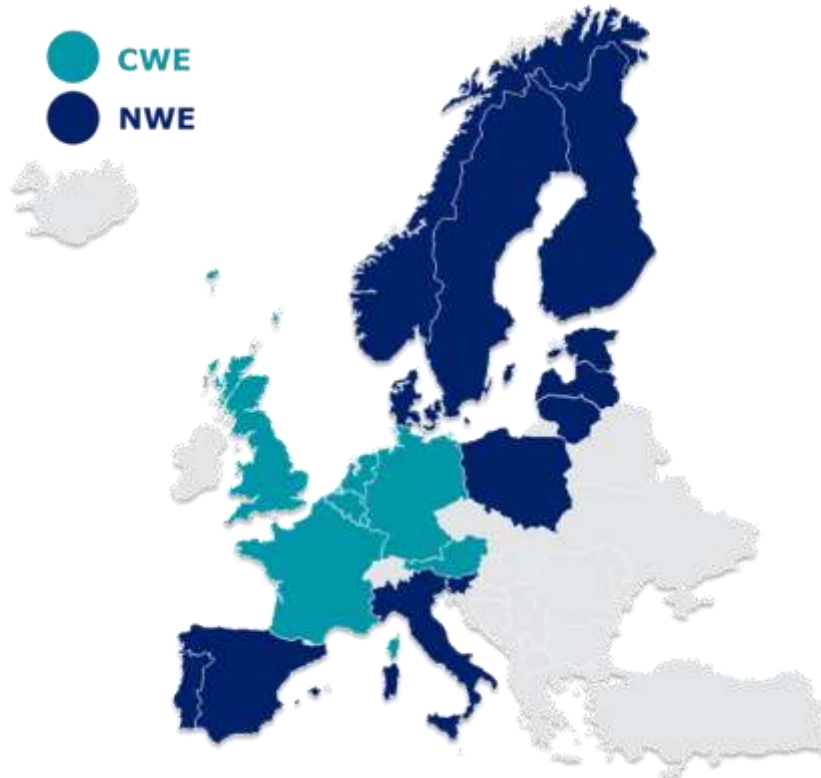
¹¹ Nu opgenomen in het Economic Advisory-team van Deloitte Finance

¹² http://www.elia.be/~media/files/Elia/PressReleases/2015/20151203_Tarieven-Elia_NL.pdf

benchmarkings, met name die van de CREG, RTE en Elia, tot uiting is gekomen om de perimeter te verruimen en zoveel mogelijk Europese praktijken te onderzoeken.

41. Om coherent te blijven met de voor de vorige tariefvoorstellen uitgevoerde studies, de ontwikkeling van de elektriciteitsmarkten in Europa (met name door de D-1 marktkoppelingen – Multi-regional coupling) en de courante benchmarkingpraktijken hanteren wij bijgevolg in deze studie een uitgebreide perimeter van in totaal 19 landen die allemaal in de NWE-zone gekoppeld zijn: België, Denemarken, Duitsland, Estland, Finland, Frankrijk, Groot-Brittannië, Italië, Letland, Litouwen, Luxemburg, Nederland, Noorwegen, Oostenrijk, Polen, Portugal, Slovenië, Spanje en Zweden. Merk op dat wij in de analyse (en in de figuren) een onderscheid maken tussen enerzijds de kosten en de overeenkomstige gemiddelden voor de 18 landen zonder België en anderzijds de voor België gekozen referentiewaarde (€ 0,62/MWh).
42. In lijn met de vorige tariefherzieningen, met name met betrekking tot de analyse van de concurrentie tussen de Belgische productiecentrales en de buitenlandse producenten, focussen wij eveneens op de landen van de CWE-zone, met de berekening van een specifiek gemiddelde (zie deel 2.2.1).

Figuur 5. Koppeling van de D-1 elektriciteitsmarkten in Europe in 2018



Bron: Deloitte Economic Advisory

2.1.2 Voor het opstellen van de benchmarking gekozen technische hypothesen

43. Het Belgische injectietarief moet door het geheel van de nationale producenten worden betaald. Intuïtief gezien kan het dus een impact hebben op de concurrentiekracht van elke branche, van kernenergie over windkracht tot thermische productie met gas. In het geïdealiseerde geval zou de benchmarking dus technologieneutraal moeten zijn. Deze neutraliteit maakt het in theorie mogelijk om de resultaten op de bestudeerde sector in zijn geheel (in ons geval de elektriciteitsproductie) toe te passen. In het kader van deze studie moeten we de voornaamste analyse evenwel concentreren op technische referentiehypothesen, om de resultaten op een gemeenschappelijke basis te kunnen vergelijken. Naar analogie, als de benchmarking bedoeld

zou zijn om de belastingen op het brandstofverbruik van de automobilisten in Europa te bestuderen, zouden we hypothesen moeten maken over het type voertuig en de verbruikte brandstof. Een automobilist met een voertuig dat benzine verbruikt, zal immers niet dezelfde belastingen betalen als een automobilist met een dieselveertuig. Dezelfde redenering geldt voor de elektriciteitsproductie: om een degelijke kwantitatieve vergelijking van vergelijkbare elementen te kunnen maken, moeten we voor het geheel van de landen een identieke typische centrale en identieke technische hypothesen bepalen. Een producent die kernenergie gebruikt, zal niet aan dezelfde reglementeringen onderworpen zijn en zal niet hetzelfde productieprofiel hebben als een producent die steenkool, gas, water of wind gebruikt¹³, wat een weerslag heeft op de gemiddelde netto kosten in verhouding tot het op het net geïnjecteerde volume.

44. Daarom is het in dit gedeelte de bedoeling de technische hypothesen voor te stellen die de benchmarking in het geheel van de studie zullen omkaderen, en in het bijzonder de keuze van de referentietechnologie en het spanningsniveau waarop de geïdealiseerde centrale aangesloten is. De resultaten zouden uiteraard anders kunnen zijn als de omkaderende technische hypothesen zouden worden gewijzigd. In dit verband wordt in bijlage 4.2 een analyse voorgesteld die geen rekening houdt met de resultaten die afhangen van de bestudeerde technologie. Deze bijlage toont met name dat de technologisch neutrale analyse de resultaten van de in het rapport voorgestelde benchmarking niet in het gedrang brengt.

Rechtvaardiging van de keuze van een geïdealiseerde STEG-centrale

45. Om robuust te zijn, moet de benchmarking een vergelijking **op gemeenschappelijke basis** mogelijk maken van de op de elektriciteitsproducenten toegepaste kosten. We moeten dus een typisch profiel bepalen van een producent op wie de kosten in elk land worden toegepast, om de kostenniveaus kwantitatief te kunnen vergelijken. Onze studie focust op de STEG-technologie, die in alle bestudeerde Europese landen een gemeenschappelijk ideaal productieprofiel en gemeenschappelijke kenmerken heeft. De studie gaat uit van een STEG-centrale met een geïnstalleerd vermogen van 400 MW.
46. Het gebruik van een geïdealiseerde STEG-centrale als gemeenschappelijke basis wordt op verscheidene manieren gerechtvaardigd. Om te beginnen maakt de keuze om een STEG-centrale te bestuderen een afstemming mogelijk met de benchmarkstudies die voor de twee vorige tariefperiodes van 2012-2015 en 2016-2019 werden gemaakt en waarin eveneens een geïdealiseerde STEG-centrale in aanmerking werd genomen.
47. Bovendien is de totale geïnstalleerde productiecapaciteit voor elektriciteit in België eind 2018 verdeeld tussen de geïnstalleerde nucleaire productiecapaciteit (ongeveer 37% van de totale capaciteit van het productiepark) en de geïnstalleerde capaciteit aan gaseenheden (ongeveer 36% van de totale capaciteit van het productiepark)¹⁴. Het resterende kwart van de geïnstalleerde capaciteit is voornamelijk verdeeld tussen waterkracht (ongeveer 9%), windkracht (ongeveer 9%) en bijkomende capaciteiten (stookolie, zon, biomassa – 9%). Gas speelt dus een overwegende rol in de Belgische elektriciteitsproductie. Bovendien zal een STEG-centrale vanwege haar flexibele aard meer door elk verschil in de variabele kosten worden beïnvloed dan andere technologieën, zoals kernenergie of windkracht. Daarnaast valt op te merken dat de Belgische energiemix waarschijnlijk weinig zal evolueren tegen de volgende tariefperiode, in 2023. Voor de volgende jaren voorziet men immers slechts een lichte stijging van de hernieuwbare productiecapaciteit en een lichte daling van de nucleaire capaciteit, in de aanloop naar de kernuitstap eind 2025. Hernieuwbare energie zou trouwens tot in 2023 buiten de markt

¹³ De jaarlijks door ENTSO-E uitgevoerde benchmarking van de tarieven voor het gebruik van de transmissienetten in Europa tracht van een technologieneutraal uitgangspunt te vertrekken. De studie van ENTSO-E hanteert echter hypothesen over het productieprofiel van een geïdealiseerde producent en afnemer, zonder deze keuzes (zoals een gebruik van het net gedurende 5.000 uur per jaar) bovenmatig te rechtvaardigen.

¹⁴ Bron: <http://www.elia.be/nl/grid-data/productie/productiepark>

moeten blijven werken. Aardgas zou dus tot dan zijn belang in de Belgische elektriciteitsmix moeten behouden.

48. Het lijkt bijgevolg logisch om een STEG-productiecentrale met een geïdealiseerd profiel (zoals in de vorige paragraaf beschreven) als gemeenschappelijke basis voor de benchmarking te kiezen.

In de benchmarking in aanmerking genomen spanningsniveau

49. Verscheidene Europese landen hanteren een tarief voor de transmissie van elektriciteit dat rechtstreeks gekoppeld is aan het spanningsniveau waarop de productiecentrale of de afnemer aangesloten is (dit is met name het geval in Frankrijk, Nederland, België en Oostenrijk). Om de kosten die in deze studie naar voren komen en worden bestudeerd te kunnen vergelijken, en gelet op het profiel van de gekozen geïdealiseerde STEG-centrale (zie de vorige paragraaf) concentreren wij onze studie op het hoogste spanningsniveau dat in de geanalyseerde landen beschikbaar is.

2.1.3 Perimeter van de aan de elektriciteitsproducenten aangerekende kosten die in aanmerking moeten worden genomen

50. Dit deel gaat uitvoerig in op de kosten die in het kader van onze studie worden onderzocht. We trachten hierin de perimeter af te bakenen van de kosten die worden aangerekend aan de elektriciteitsproducenten en meer bepaald aan de geïdealiseerde STEG-centrale, die we in het kader van de benchmarking analyseren. Onze studie neemt drie grote categorieën van kosten voor de elektriciteitsproducenten in aanmerking:

- de tarieven die de elektriciteitsproducenten betalen voor het gebruik van het net en de toegang tot het elektriciteitstransmissienet – verder in dit rapport 'gebruiks- en toegangstarieven van het transmissienet' genoemd;
- de overige kosten, die buiten de perimeter van de gebruiks- en toegangstarieven van het transmissienet vallen maar verband houden met het gebruik van en de toegang tot het net. Het kan gaan om de levering van verplichte, niet vergoede diensten voor het beheer van de netten en het elektriciteitssysteem (reservering van capaciteit voor black-start, participatie in niet vergoede reserves, enz.), de mechanismen voor de financiële compensatie van verliezen op het elektriciteitsnet, enz. –'overige kosten voor het gebruik van het transmissienet – buiten de tarieven' genoemd en
- de kosten van de verschillende energiebelastingen en -toeslagen die de producenten in elk van de bestudeerde landen moeten betalen –'energiebelastingen en -toeslagen' genoemd.

Gebruiks- en toegangstarieven van het transmissienet voor elektriciteit

51. Dit rapport stelt een studie van de tarieven voor die van toepassing zijn op de elektriciteitsproducenten (STEG) voor de geïnjecteerde energie (indien een dergelijk tarief wordt toegepast) en voor de aan het net geleverde capaciteit (indien een dergelijk tarief wordt toegepast). Waar dat relevant is, wordt ook rekening gehouden met de in €/jaar door de producenten betaalde vaste tarieven. De in aanmerking genomen tarieven kunnen betrekking hebben op de ontwikkeling en het beheer van de netinfrastructuur, het beheer van het elektriciteitssysteem, de diensten voor de compensatie van onevenwichten (met uitzondering van het tarief voor het handhaven en herstellen van het individuele evenwicht van de evenwichtsverantwoordelijken), of ook nog de diensten voor marktintegratie¹⁵.

¹⁵ Wij gaan dus verder dan de studies voor de vorige tariefherzieningen, door rechtstreeks een capaciteitscomponent in onze analyse op te nemen.

52. Alle in het kader van deze studie berekende tarieven zijn afkomstig uit officiële nationale bronnen (regulatoren, netbeheerders). Om bijvoorbeeld de in Frankrijk toegepaste tarieven te berekenen, hebben wij rechtstreeks rekening gehouden met de tarieven die RTE via het TURPE toepast. Deze logica geldt voor alle landen. De in elk land toegepaste tarieven en de regulatoire logica achter de toepassing ervan worden uitgebreid besproken in bijlage 4.1.

Overige kosten voor het gebruik van het transmissienet – buiten de tarieven

53. Deze kostencategorie omvat de kosten van de levering en activering van de systeemdiensten evenals de kosten in verband met de compensatie van de verliezen op het elektriciteitsnet, wanneer deze componenten niet rechtstreeks inbegrepen zijn in de gebruiks- en toegangstarieven van het transmissienet. Aangezien sommige TNB's deze diensten via hun tarieven factureren, moet er ook rekening mee worden gehouden wanneer de TNB dat niet doet en de kosten door de elektriciteitsproducenten worden gedragen¹⁶. In dit verband:

- onderzoekt de benchmarking de kosten die de productiecentrales (STEG) betalen voor de levering en activering van deze diensten wanneer ze niet door de TNB worden vergoed. Deze kosten worden geraamd aan de hand van door Elia verstrekte gegevens (zie bijlage 4.1 voor meer details).
- houden wij, wanneer de vergoeding van de verliezen niet rechtstreeks inbegrepen is in de transmissietarieven, zo goed mogelijk rekening met de in elk land gebruikte methodologie. In Groot-Brittannië, bijvoorbeeld, moet elke producent iets meer MWh op het net injecteren dan wat hij verkoopt, als compensatie van het onevenwicht dat hij met zijn injectie van energie schept. Het surplus geïnjecteerde energie wordt berekend aan de hand van een verliesfactor. In een dergelijk geval hanteren wij de methode van de TNB en berekenen wij de meerkosten voor de compensatie van de netverliezen die aan de producenten worden aangerekend. België volgt dezelfde redenering, maar de verliezen worden alleen gecompenseerd door de rechtstreeks op het transmissienet aangesloten afnemers¹⁷.

54. Merk op dat de kosten in verband met de compensatie van de onevenwichten, die potentieel door de producenten worden gedragen, niet in aanmerking worden genomen in de perimeter van onze studie. Wij gaan uit van de hypothese dat de evenwichtsverantwoordelijken hun productieportefeuille optimaal beheren. In deze hypothese is er geen onevenwicht. Deze redenering is bovendien coherent met de aard van STEG-productiecentrales; men kan er immers gemakkelijk op anticiperen en dus de kosten van de compensatie van onevenwichten als gevolg van een anticipatiefout vermijden.

Energiebelastingen en -toeslagen

55. Naast de verschillende kostenposten voor de geïdealiseerde centrale die in de twee vorige paragrafen zijn beschreven, omvat de studieperimeter van onze benchmarking ook de energiebelastingen en -toeslagen die aan de elektriciteitsproducenten worden aangerekend. Onze studie houdt meer bepaald rekening met de belastingen op het verbruik van aardgas gebruikt voor elektriciteitsproductie en met de toeslagen voor de CO₂-uitstoot (EU-ETS buiten beschouwing gelaten, want wij gaan ervan uit dat alle landen daaraan deelnemen en dat de meerkosten voor de centrales in alle bestudeerde landen hetzelfde zijn).

¹⁶ In onze studie houden we geen rekening met de vergoeding van het reactieve vermogen.

¹⁷ Er bestaan verschillende manieren om de kosten van de verliezen te verhalen op marktdeelnemers zoals producenten of afnemers. Dit kan onder meer door hen de dekking van de verliezen rechtstreeks op te leggen door middel van een bevoorradingsplicht. Er kan ook achteraf een vergoeding van de verlieskosten worden aangerekend; ze kan worden opgenomen in het tarief (zoals in Finland) of volgens een eigen mechanisme werken (zoals in België).

56. De details van de in alle landen van de studieperimeter toegepaste belastingen en toeslagen worden in de bijlagen uiteengezet. De eventuele vrijstellingen en plafonds worden eveneens vermeld in onze berekeningen en uitvoeriger besproken in bijlage 4.1.

In de perimeter van de benchmarking buiten beschouwing gelaten kosten

57. De kosten van de veilingen voor het gebruik van de interconnecties worden in tweede instantie onderzocht, met name voor de analyse van de impact van de injectietarieven op de concurrentiekracht van de Belgische producenten (zie deel 3.3). Deze benadering wordt op verscheidene manieren gerechtvaardigd. Ten eerste is de opname van de veilingkosten van de interconnecties beperkt, aangezien de ontwikkeling van de marktkoppeling in Europa arbitrages met een veel fijnere tijdsgranulariteit mogelijk maakt, bijvoorbeeld per dag. Ten tweede levert de vergelijking van de reserveringskosten van de interconnecties met het Belgische injectietarief toch elementen op die relevant zijn voor de analyse van de impact van het injectietarief op de concurrentiekracht van de Belgische centrales en het is interessant om die *ex post*, na de analyse van de andere kostencomponenten, te bekijken.

58. Wij stellen voor om geen rekening te houden met de verschillen in de brandstofprijs (aardgas) en de variabele productiekosten. Deze worden besproken in deel 3.1. Wij beschouwen uitsluitend de verschillen die uit reglementaire of fiscale beslissingen voortvloeien.

59. In onderling overleg met Elia zijn de aansluitingskosten evenmin in de benchmarking opgenomen. In tegenstelling tot de in de studie onderzochte kosten zijn dit immers kosten voor ruwbouw in de sector Gebouwen en Openbare werken die niet rechtstreeks in verband staan met de elektriciteit en de bijzonderheden van de productiecentrales.

2.2 Vergelijking van de op de productiecentrales in België en in Europa toegepaste kosten

Voorafgaande opmerking over de definitie van de voorgestelde scenario's

60. De gekozen geografische perimeter en technische hypothesen leiden tot een groot aantal studiescenario's. In het eenvoudigste geval toont de benchmarking een analyse van de kosten die de geïdealiseerde centrale in een gegeven land en voor een gegeven transmissienetbeheerder draagt.
61. Sommige landen hebben echter verscheidene TNB's en/of verscheidene tariefzones, zodat de kosten die de centrale betaalt kunnen variëren volgens haar geografische inplanting of andere factoren. Dit is met name het geval in Oostenrijk (drie tariefzones) en Groot-Brittannië (27 tariefzones voor de producenten), in Duitsland (vier transmissienetbeheerders) en Zweden (een honderdtal tariefzones). In deze situaties geven wij een gemiddelde van de verschillende door de TNB opgelegde tarieven (en maken wij wanneer het relevant is een kwalitatieve analyse van de maximale en de minimale waarde)¹⁸. De precieze resultaten voor de mogelijke verschillende configuraties worden in bijlage 4.1 vermeld.

Vergelijking van de door een productiecentrale in België en in Europa betaalde kosten

62. Dit gedeelte presenteert de resultaten van de benchmarking betreffende de kosten (behandeld in het vorige deel) voor een geïdealiseerde stoom- en gascentrale (STEG). Het maakt een kwantitatieve vergelijking van deze kosten voor de verschillende in de benchmarking bestudeerde landen.
63. Alle in de grafieken en de volgende delen voorgestelde cijfers zijn uitgedrukt in € per geïnjecteerde MWh voor een geïdealiseerde centrale. De studie gaat uit van de op 1 november 2018 in elk land betaalde kosten. Ten slotte is, waar nodig, de wisselkoers [vreemde valuta/euro] van 1 november 2018 gebruikt.
64. De tarieven, de andere kosten en de belastingen en toeslagen die in de berekening van de hierna voorgestelde resultaten werden gebruikt, worden uitvoerig vermeld in bijlage.
65. Voor elke vergelijking wordt, voor de geselecteerde landen, ook de geanalyseerde gemiddelde kosten vermeld. Dit gemiddelde is gewogen met de geïnstalleerde capaciteit van de gasproductie-eenheden. Het gewogen gemiddelde is relevanter dan het rekenkundig gemiddelde of de mediaan. Het maakt een realistischere vergelijking mogelijk van de lasten, kosten en tarieven die in de verschillende landen worden toegepast. Aangezien de studie uitgaat van een geïdealiseerde STEG-centrale, geeft het gewogen gemiddelde een beeld van de omvang van de kosten in de landen waar effectief een gasproductiecapaciteit geïnstalleerd is. Wanneer een land niet over gascapaciteit beschikt, mag het niet hetzelfde gewicht krijgen als een land waar gas een belangrijk aandeel heeft in de elektriciteitsmix. De gegevens over de geïnstalleerde capaciteit zijn afkomstig van het *Transparency*-platform van ENTSO-E.
66. Merk op dat het injectietarief in België nooit meespeelt in de berekening van de gewogen gemiddelden in deze studie. Dit maakt een effectieve vergelijking van België met de andere landen zonder een mogelijke methodologische vertekening.

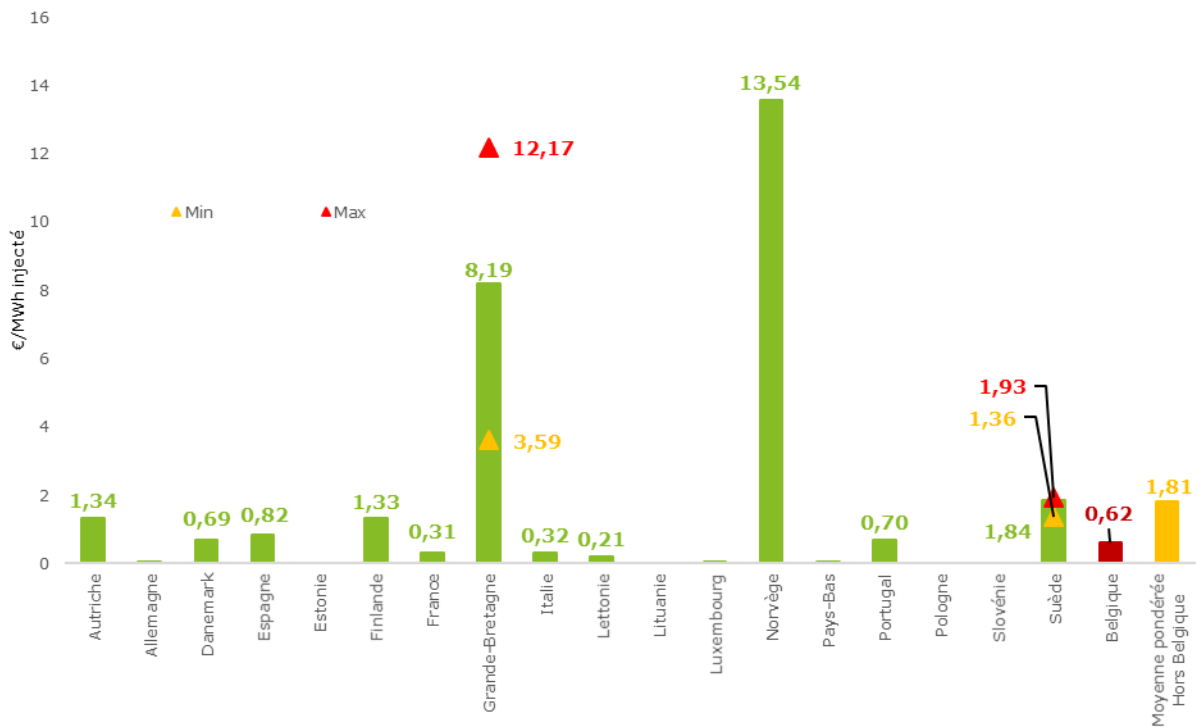
¹⁸ In Duitsland, bijvoorbeeld, passen de vier TNB's elk verschillende tarieven toe. De Duitse TNB's leggen de elektriciteitsproducenten echter geen tarieven op. Bovendien zijn deze producenten vrijgesteld van energiebelastingen en -toeslagen en wordt de levering van systeemdiensten altijd door de TNB vergoed. Het is dus niet relevant om voor Duitsland een minimum en een maximum te geven.

2.2.1 Totale kosten voor een geïdealiseerde productiecentrale in de landen van de geografische perimeter van de benchmarking

Vergelijking van de totale kosten in verhouding tot de geïnjecteerde energie

67. Figuur 6 toont de totale kosten voor de geïdealiseerde productiecentrale in de landen van de benchmarking (zone North Western Europe – NWE). Voor de landen met verscheidene tariefzones (met name Groot-Brittannië en Zweden) wordt een gemiddelde van de totale kosten gepresenteerd en worden ook het minimum en het maximum van de kosten vermeld (zie bijlage 4.1 voor meer informatie over de berekening van deze gemiddelden).
68. De resultaten tonen dat de voor België gekozen referentiewaarde (€ 0,62/MWh) ongeveer driemaal lager is dan het gewogen gemiddelde van de NWE-zone (€ 1,81/MWh). Het gewogen gemiddelde wordt naar boven getrokken door zowel de relatief hoge kosten die de geïdealiseerde centrale betaalt in Noorwegen (€ 13,54/MWh), Groot-Brittannië (€ 8,19/MWh) en Zweden (€ 1,84/MWh) als door het hoge niveau van de gasproductiecapaciteit in Groot-Brittannië. Vervolgens volgen de kosten voor een centrale in Finland en in Oostenrijk (respectievelijk € 1,33/MWh en € 1,34/MWh).
69. In zes landen (Denemarken, Spanje, Portugal en in mindere mate Frankrijk, Letland en Italië) liggen de totale kosten voor de geïdealiseerde centrale ver onder het gewogen gemiddelde. De kosten in met name Denemarken (€ 0,69/MWh), Spanje (€ 0,82/MWh) en Portugal (€ 0,70/MWh) zijn relatief vergelijkbaar met (maar toch hoger dan) de in België betaalde kosten. Met een op het gewogen gemiddelde van de energietarieven (€ 0,62/MWh) vastgelegd injectietarief zou België op de negende plaats komen in de benchmarking.
70. In Duitsland, Estland, Litouwen, Luxemburg, Nederland en Polen rekenen de elektriciteitsproducenten geen kosten aan (met uitzondering van vaste kosten in €/jaar, die gezien hun beperkte omvang verwateren in de berekening van de kosten in € per geïnjecteerde MWh, zie bijlage 4.1).

Figuur 6. Totale kosten voor de geïdealiseerde centrale in de landen van de NWE-zone

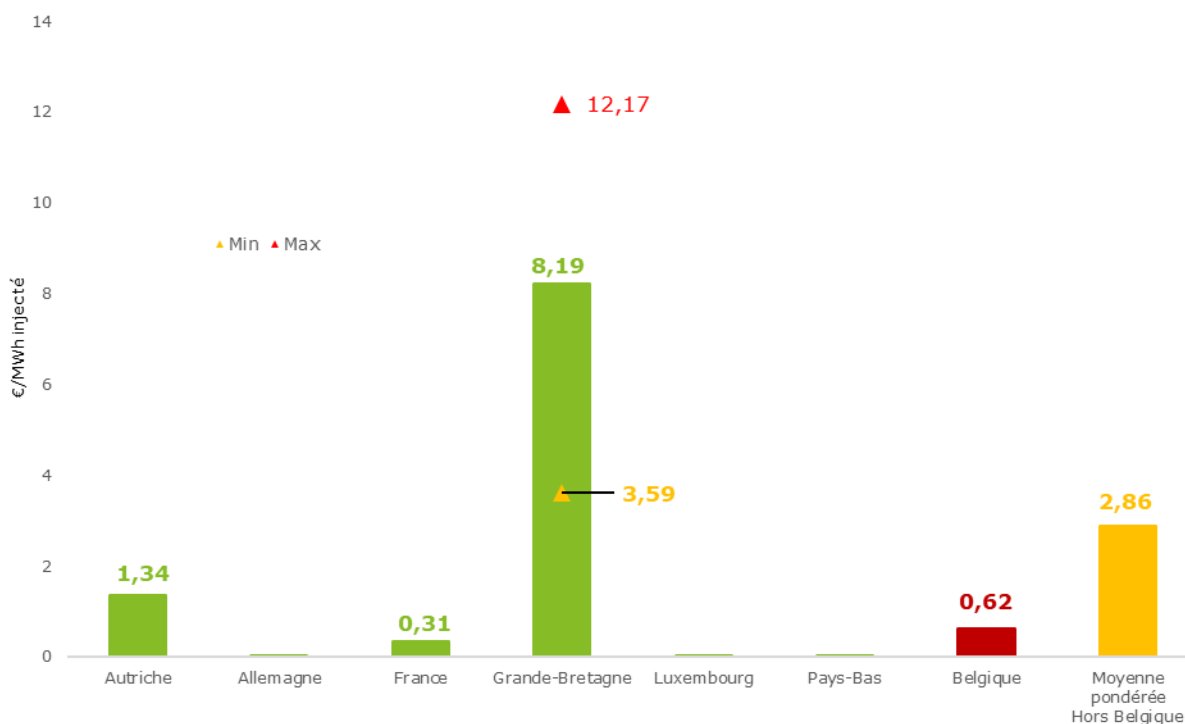


Bron: Deloitte Economic Advisory

71. Figuur 7 hierna focust op de **totale kosten** voor de geïdealiseerde centrale in de landen van de zone **Central Western Europe** (CWE). Het gewogen gemiddelde van de totale kosten in deze beperktere landzone is hoger dan het gemiddelde van de globale perimeter (€ 2,86/MWh voor de CWE-zone tegenover € 1,81/MWh voor de NWE-zone). De totale kosten voor de geïdealiseerde centrale in België, indien het tarief op € 0,62/MWh zou worden bepaald, zouden bijna vijf keer lager zijn dan het gewogen gemiddelde van de beperkte CWE-zone. Ook hier wordt het gemiddelde sterk beïnvloed door de kosten die een centrale in Groot-Brittannië betaalt en door de respectievelijk geïnstalleerde capaciteit¹⁹. In deze, tot zeven landen beperkte, perimeter zou België op de derde plaats komen, na Groot-Brittannië en Oostenrijk.

¹⁹ Merk op dat Groot-Brittannië verdeeld is in 27 tariefzones die zeer verschillende tariefniveaus toepassen (die in sommige zones zelfs negatief zijn). Figuur 7 toont daarom het minimum van de totale kosten die de Britse centrale betaalt (ongeveer € 3,59/MWh) en het maximum van deze kosten (ongeveer € 12,17/MWh). Indien de producent in een tariefzone met een laag of negatief tarief gevestigd is, zal het gewogen gemiddelde fors dalen. De berekening van het gemiddelde en de tariefzones in Groot-Brittannië worden uitgebreid besproken in bijlage 4.1.9.

Figuur 7. Totale kosten voor de geïdealiseerde centrale in de landen van de CWE-zone



Bron: Deloitte Economic Advisory

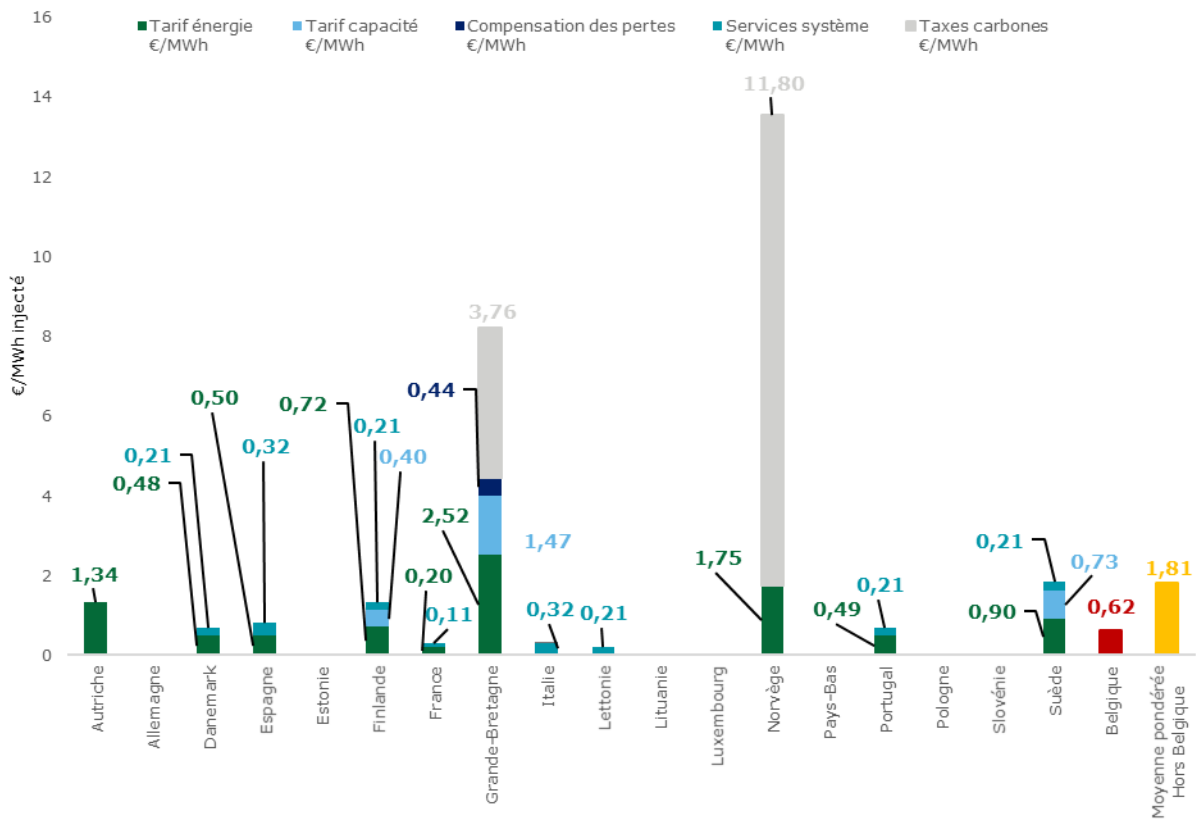
Bericht nr. 1: De studie wijst op de zeer grote heterogeniteit van de kosten die de elektriciteitsproducenten in Europa betalen, zowel in de NWE-zone als in de CWE-zone. In sommige landen, zoals Noorwegen en Groot-Brittannië, rekenen de producenten meer dan € 8 per geïnjecteerde MWh aan, terwijl andere geen bijkomende kosten opleggen (Duitsland, Estland, Litouwen, Luxemburg, Nederland en Polen). Een Belgisch injectietarief van € 0,62/MWh zou ver onder het gewogen gemiddelde van de in de andere landen betaalde kosten liggen, dat ongeveer € 1,81/MWh bedraagt voor NWE en € 2,86/MWh voor CWE.

Uitsplitsing per kostenpost

72. **Figuur 8** toont de nauwkeurige opsplitsing van de kosten per kostenpost²⁰. Merk op dat de belasting op de CO₂-uitstoot een groot gedeelte van de zeer hoge kosten in Noorwegen en Groot-Brittannië verklaart (de CO₂-belasting, bovenop de deelname aan de EU-ETS-markt, bedraagt er respectievelijk € 11,80/MWh en € 3,76/MWh). Hoewel sommige landen (Groot-Brittannië, Finland, Zweden) ook kosten aanrekenen die gekoppeld zijn aan de capaciteit die de producent aan het net levert (in MW), vormen de kosten verbonden aan een injectietarief voor energie één van de belangrijkste meerkosten voor de geïdealiseerde centrale. Deze injectietarieven vertegenwoordigen gemiddeld ongeveer 30% van de totale kosten voor geïdealiseerde centrales.

²⁰ Zie deel 2.1.3 voor meer informatie over de uitsplitsing per kostenpost.

Figuur 8. Uitsplitsing van de totale door de geïdealiseerde centrale betaalde kosten – NWE-zone



Bron: Deloitte Economic Advisory

Bericht nr. 2: Hoewel de belasting op de CO₂-uitstoot de totale kosten voor de producenten in Groot-Brittannië en Noorwegen grotendeels verklaart, vertegenwoordigen de injectietarieven voor energie gemiddeld toch 30% van de totale kosten in de NWE-zone. Slechts drie landen rekenen een injectietarief op capaciteit aan (Groot-Brittannië, Zweden en Finland).

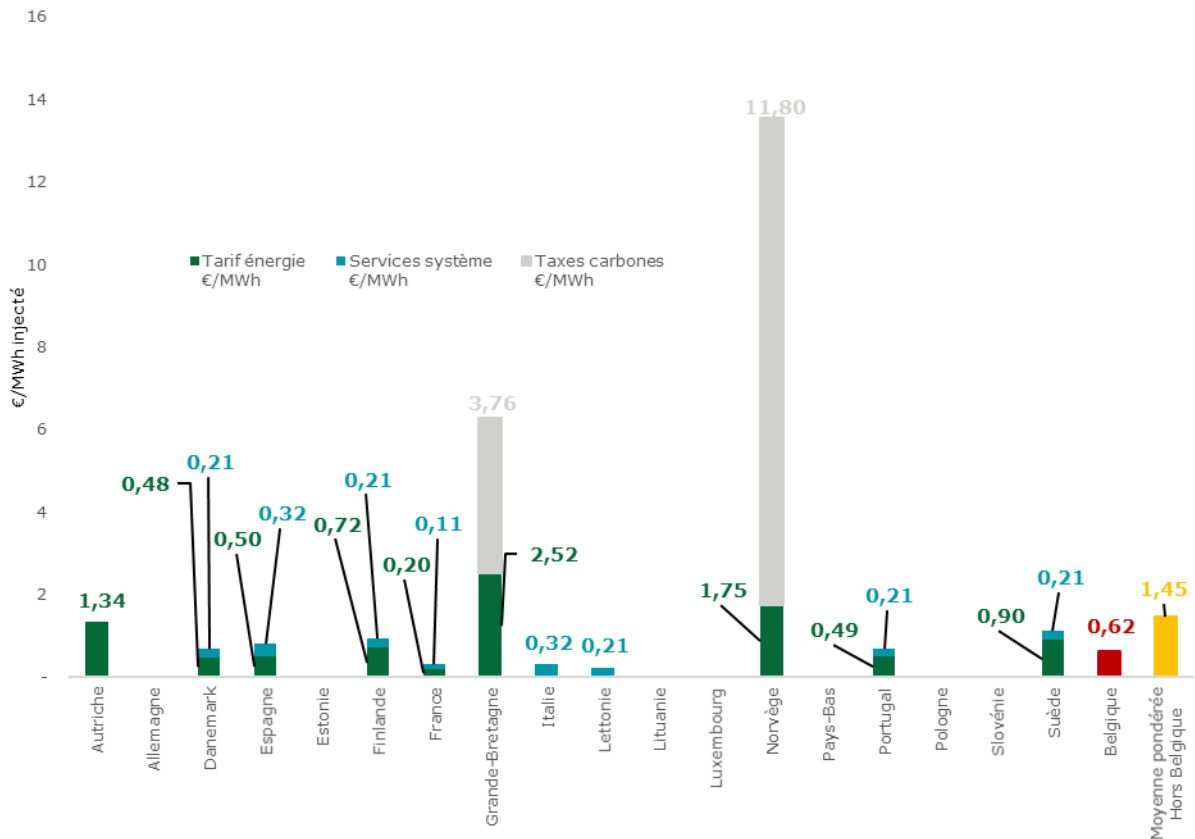
73. Zoals deel 3 uiteenzet, spelen vooral de variabele productiekosten een belangrijke rol in de analyse van de impact van een injectietarief in België op de concurrentiekracht van de Belgische producenten. Vanwege de organisatie van de elektriciteitsmarkt in Europa worden immers de centrales met de laagste variabele kosten als eerste geactiveerd voor de elektriciteitsproductie. In dit opzicht is het interessant de analyse van de vorige paragrafen te herhalen met een focus op de variabele productiekosten die een geïdealiseerde centrale in de landen van onze benchmarking zou betalen.

Focus op de variabele kosten

74. Figuur 9 vergelijkt de variabele productiekosten die de geïdealiseerde centrale zou betalen in de grootste perimeter van de benchmarking, namelijk de NWE-zone. In ons geval komen de variabele kosten overeen met de tarieven voor het gebruik van het net die op de injectie van elektriciteit worden toegepast, de kosten van de levering van systeemdiensten niet vergoed door de TNB en de energie/CO₂ belastingen. Het gewogen gemiddelde van de op de geïdealiseerde centrale in de NWE-zone toegepaste variabele kosten bedraagt ongeveer € 1,45/geïnjecteerde MWh. Een op € 0,62/MWh bepaald Belgisch injectietarief voor de nieuwe tarifaire periode zou

dus meer dan dubbel zo laag zijn als het gewogen gemiddelde van de variabele kosten in de rest van de NWE-zone.

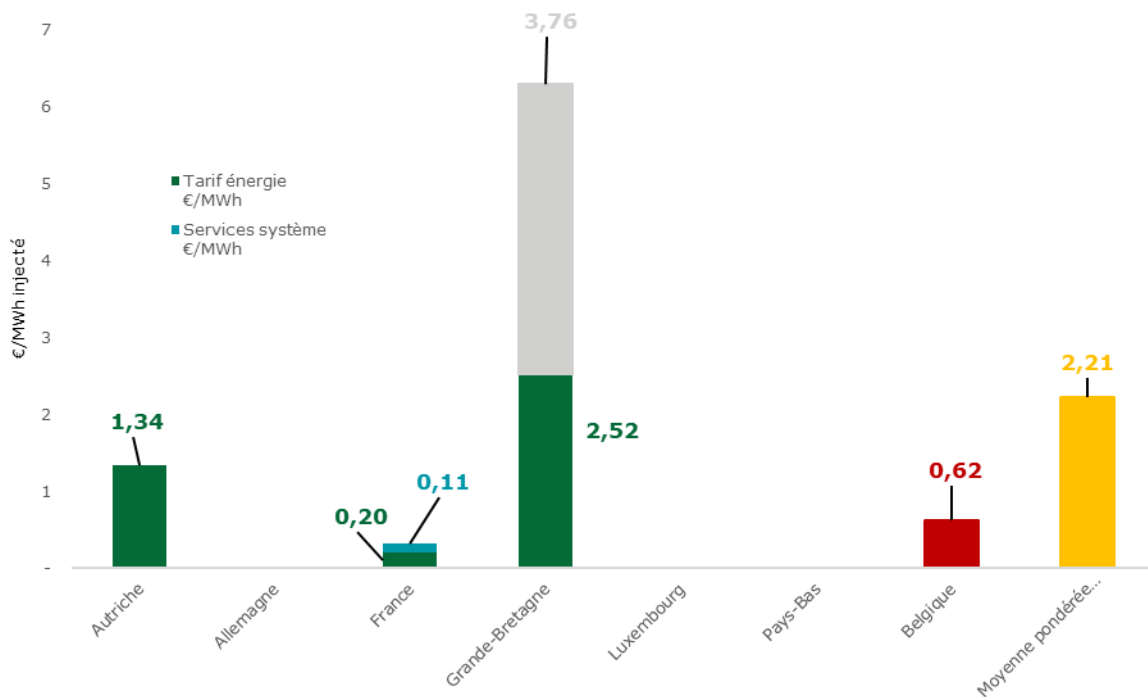
Figuur 9. Door de geïdealiseerde centrale betaalde variabele kosten – NWE-zone



Bron: Deloitte Economic Advisory

75. Figuur 10 vergelijkt de variabele productiekosten voor een geïdealiseerde centrale in de beperktere perimeter, namelijk de CWE-zone. In deze configuratie zou een Belgisch injectietarief van € 0,62/MWh eveneens veel lager zijn dan het gewogen gemiddelde van de variabele kosten in de andere landen (€ 2,21/MWh). Net als in de analyse van de totale kosten zou België de derde positie in de zone bekleden, na Groot-Brittannië en Oostenrijk.

Figuur 10. Door de geïdealiseerde centrale betaalde variabele kosten - CWE-zone



Bron: Deloitte Economic Advisory

Bericht nr. 3: Indien men zich beperkt tot de studie van de variabele productiekosten (tarieven voor het gebruik van het net; toegepast op de injectie van elektriciteit, niet door de TNB vergoede kosten in verband met de levering van systeemdiensten en CO₂-belastingen), zou een Belgisch injectietarief van € 0,62/MWh lager zijn dan het gewogen gemiddelde van de rest van de NWE-zone. In de CWE-zone bedraagt het gewogen gemiddelde, zonder België, € 2,21/MWh en is het dus hoger dan het beschouwde referentietarief. België zou hier op de derde plaats komen, na Groot-Brittannië en Oostenrijk. Duitsland, Nederland en Luxemburg²¹ leggen geen variabele kosten op aan de producenten die, onder overigens gelijke omstandigheden, het competitiefst zijn.

76. In het volgende deel maken we een nauwkeuriger analyse van de verschillende kostenposten die in Figuur 8 worden getoond.

²¹ Merk op dat in Luxemburg momenteel geen enkele STEG-centrale actief is.

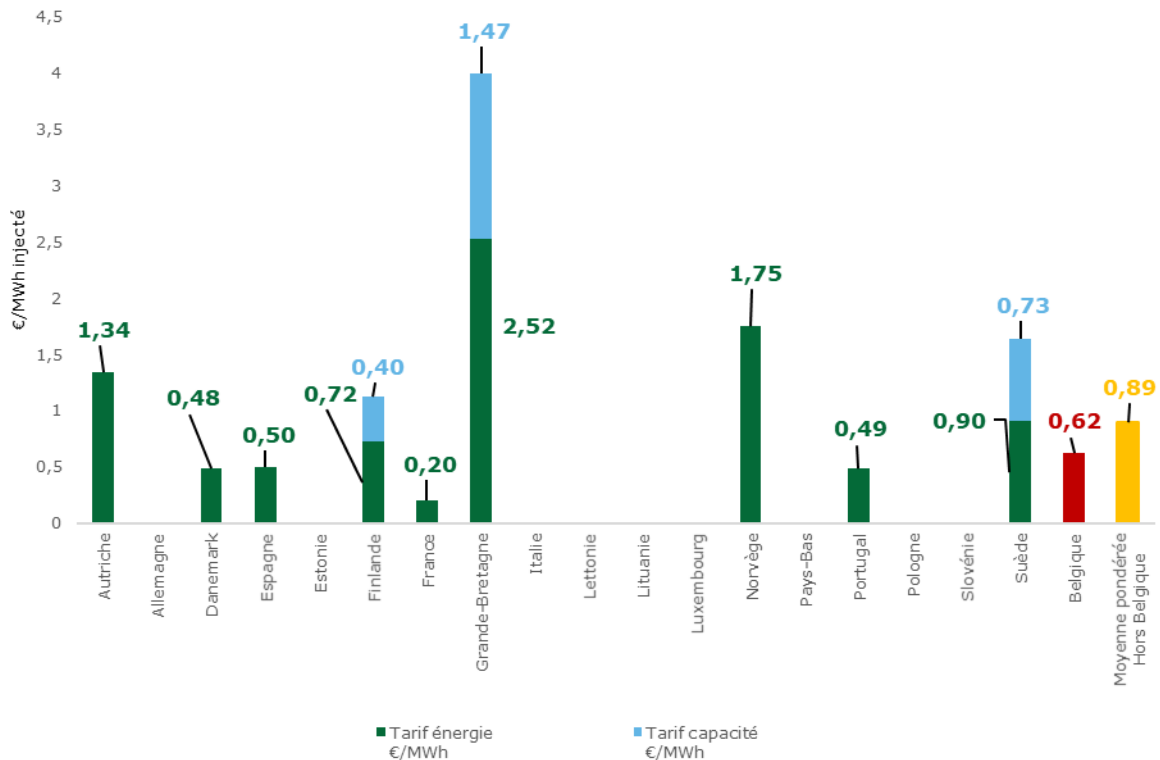
2.2.1.1 Gebruiks- en toegangstarieven van het transmissienet voor elektriciteit

77. Figuur 11 toont de gebruiks- en toegangstarieven voor de transmissienetten die de geïdealiseerde centrale in het geheel van de landen van de benchmarking (NWE-zone) zou moeten betalen. Deze tarieven voor het gebruik van en de toegang tot het transmissienet zijn verdeeld in:

- vaste tarieven in €/jaar²², die vanwege hun lage niveau niet in de grafieken verschijnen (zie bijlagen);
- tarieven voor de injectie van elektriciteit (ook energietarieven genoemd) in €/MWh, die verscheidene door het net geleverde diensten vergoeden (in België, bijvoorbeeld, komt deze component overeen met de 'tarieven voor de vermogensreserves en de black-start'; in Noorwegen en Zweden vergoedt de energiegcomponent van het tarief de netverliezen – de details per land worden in de bijlage gegeven);
- aan de capaciteit gekoppelde tarieven, in €/MWh. Ter herinnering, met het oog op de vergelijking zijn alle tarieven en kosten die de centrale betaalt omgezet in €/geïnjecteerde MWh. Deze omzetting gebeurt door het tarief in €/MWh te vermenigvuldigen met de capaciteit van de geïdealiseerde centrale (ter herinnering, 400 MW) en te delen door de totale productie, in MWh, van de centrale. De productie in MWh wordt geraamd op basis van de geïdealiseerde belastingsfactor (voorgesteld in deel 2.1.2) voor de STEG-centrale. Wij gaan uit van een belastingsfactor van 55%, gebaseerd op de huidige belastingsfactor van de Belgische STEG-centrales (data van Elia). Dit gegeven is coherent met de belastingsfactoren die OFGEM, de Britse regulator, gebruikt voor de berekening van de injectietarieven volgens de capaciteit in Groot-Brittannië (zie bijlage 4.1.9).

²² De vaste tarieven in €/jaar houden meestal verband met een meetdienst of met contractuele beheersdiensten die door de TNB's worden verzorgd.

Figuur 11. Gebruiks- en toegangstarieven van de transmissienetten - NWE-zone



Bron: Deloitte Economic Advisory

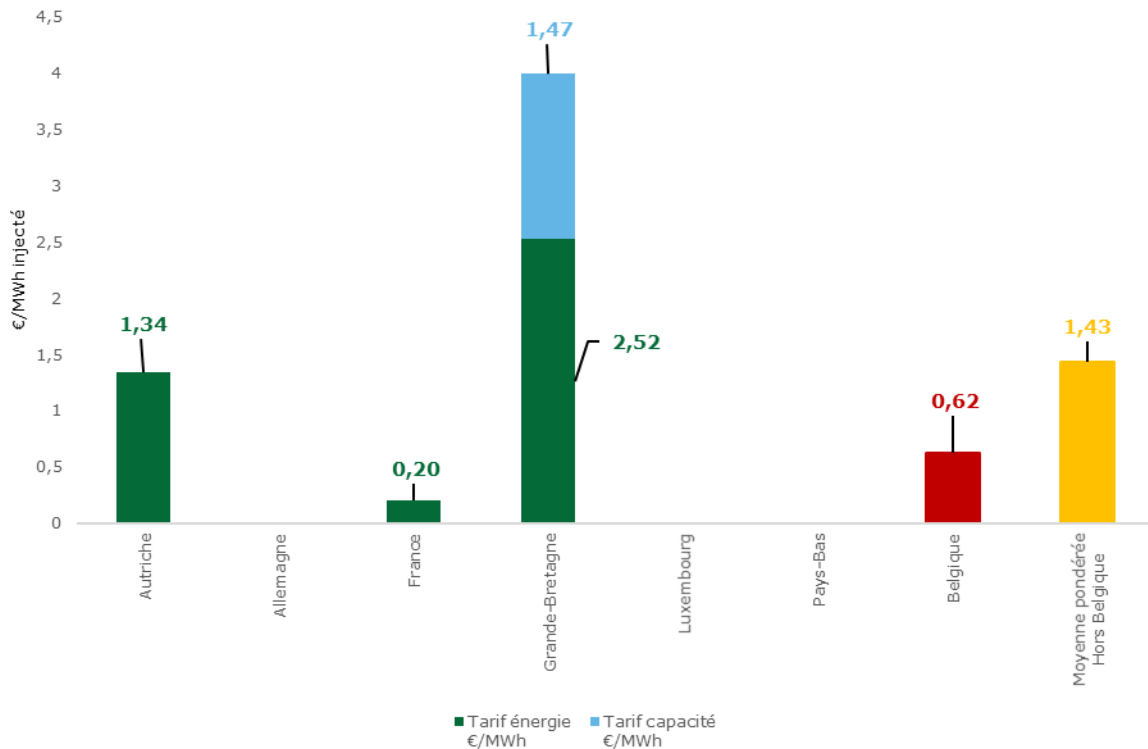
78. Het gewogen gemiddelde van de gebruiks- en toegangstarieven van het transmissienet bedraagt ongeveer € 0,89/geïnjecteerde MWh. Op dit punt zijn Groot-Brittannië en Noorwegen de twee landen met het hoogste gemiddelde tarief voor de injectie van energie (respectievelijk € 3,99 en € 1,75/MWh). In Groot-Brittannië²³ houdt dit met name verband met de hoge compensatie van de balanceringsdiensten door de elektriciteitsproducenten ('Balancing Services Use of System – BSUoS', waarvan de kosten, die dagelijks door de TNB Northern Grid worden gepubliceerd, in het jaar 2017 gemiddeld € 2,52/MWh bedroegen, zie bijlage 4.1.9 voor meer informatie). Bovendien legt Groot-Brittannië, net als Finland en Zweden, tarieven op die gekoppeld zijn aan de door producenten geleverde capaciteit (in MW). Merk op dat deze capaciteitstarieven, omgezet in €/MWh, sterk afhankelijk zijn van het productieprofiel van de geïdealiseerde centrale, zoals in de inleiding van dit deel werd uiteengezet. Indien de berekening zou worden toegepast op een centrale die veel minder elektriciteit produceert, zouden de capaciteitstarieven over minder MWh verdeeld zijn en zwaarder doorwegen in de uiteindelijke berekening van de totale kosten. Deze capaciteitstarieven hebben echter op korte termijn geen weerslag op de concurrentiekracht van de centrales, waarin alleen de variabele kosten meespelen. Ze zijn wel van invloed op de investeringsbeslissingen op langere termijn.

79. Figuur 12 toont de gebruiks- en toegangstarieven van het transmissienet in de beperkte geografische perimeter van de CWE-zone. In deze configuratie bedraagt het gewogen gemiddelde € 1,43/geïnjecteerde MWh. Net als bij de resultaten voor de globale perimeter (de NWE-zone) trekt Groot-Brittannië het gemiddelde naar boven. Na Groot-Brittannië past ook Oostenrijk een hoger tarief toe dan de voor België gekozen referentiewaarde (€ 1,34/geïnjecteerde MWh). Tot slot passen Duitsland, Luxemburg en Nederland geen

²³ Ter herinnering, de hier voor Groot-Brittannië weergegeven tarieven zijn gewogen gemiddelden voor de geografische perimeter van elke tariefzone. De voor Zweden weergegeven tarieven zijn het rekenkundige gemiddelde van het geheel van de tariefzones. Zie 4.1.9 en 4.1.19 voor meer informatie.

injectietarieven voor energie toe. In deze drie landen betalen alleen de rechtstreeks op het transmissienet aangesloten afnemers een tarief voor het gebruik van en de toegang tot het net.

Figuur 12. Gebruiks- en toegangstarieven van de transmissienetten – CWE-zone

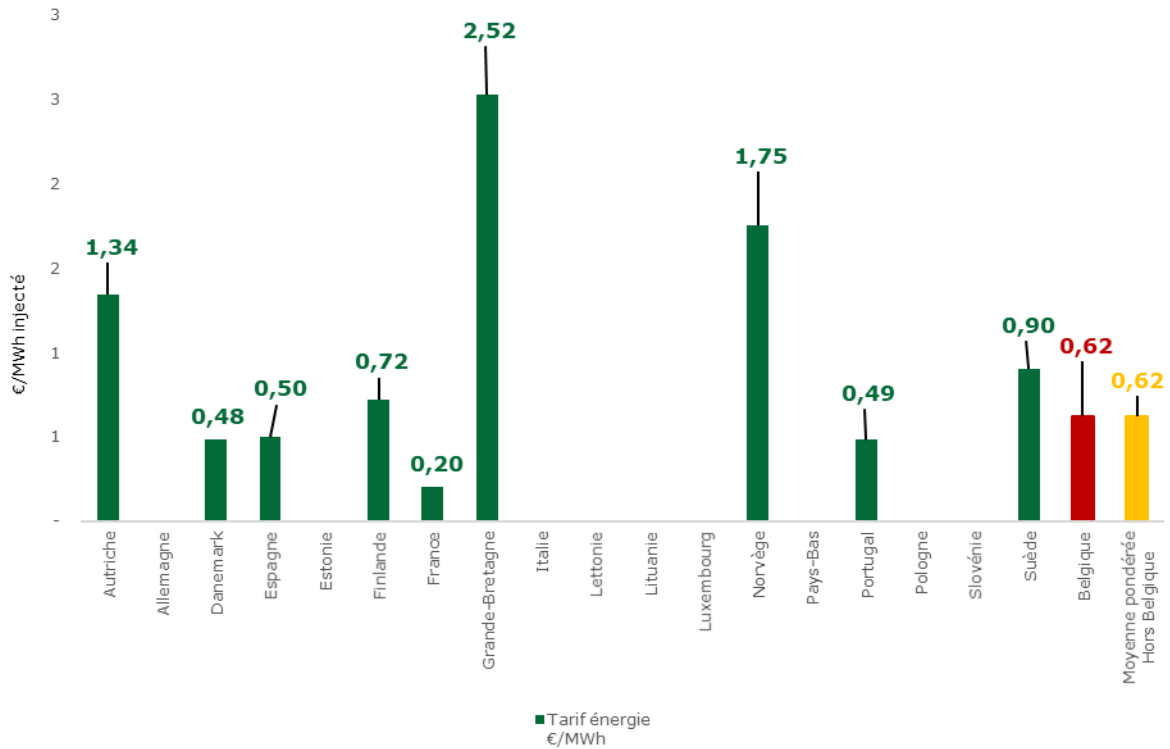


Bron: Deloitte Economic Advisory

Focus op de injectietarieven voor energie

80. Figuur 13 toont de injectietarieven voor energie die in de grootste perimeter van de benchmarking worden toegepast (**NWE-zone**). Allereerst is het interessant te benadrukken dat deze injectietarieven technologisch neutraal zijn. Aangezien ze worden toegepast op elke, door de elektriciteitsproducenten, geïnjecteerde MWh, hangen ze niet af van de belastingscurve of de technische kenmerken van de productiecentrale. De helft van de landen in de zone (negen van de achttien, met uitsluiting van België) past een injectietarief voor energie toe. Het gewogen gemiddelde van dit injectietarief bedraagt € 0,62/geïnjecteerde MWh.

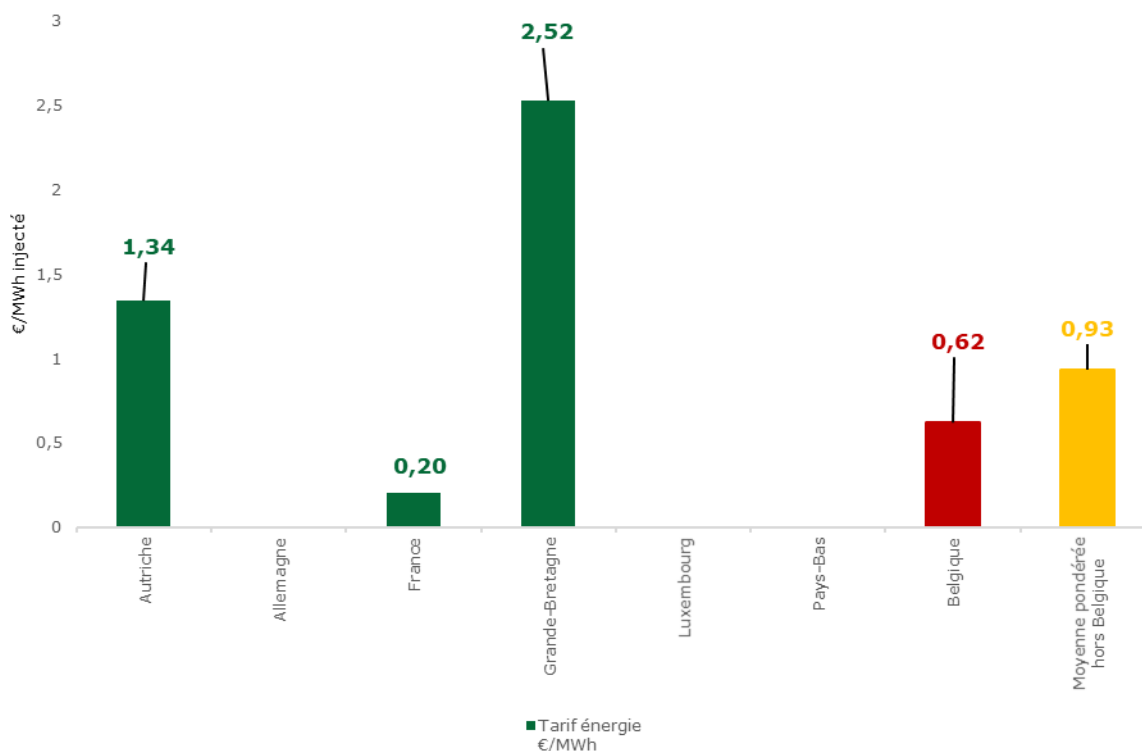
Figuur 13. Focus op de injectietarieven voor energie – NWE-zone



Bron: Deloitte Economic Advisory

81. Figuur 14 toont de injectietarieven voor energie in de beperkte perimeter van de **CWE-zone**. Hier bedraagt het gewogen gemiddelde € 0,93/MWh, ongeveer 30% meer dan het gemiddelde van de NWE-zone, dat overeenkomt met de voor België gekozen referentiewaarde. Met een dergelijk tarief zou België op de derde plaats komen, na Groot-Brittannië en Oostenrijk.

Figuur 14. Focus op de injectietarieven voor energie – CWE-zone



Bron: Deloitte Economic Advisory

Berichtnr. 4: Naast België passen negen landen van de NWE-zone een injectietarief voor energie toe. Het gewogen gemiddelde van het injectietarief voor energie bedraagt € 0,62/MWh in de NWE-zone zonder België, en € 0,93/MWh in de CWE-zone (zonder België), ondanks een nultarief in Duitsland, Luxemburg en Nederland. Deze tarieven dienen als compensatie voor verscheidene aan het net geleverde diensten : ondersteunende diensten (België, Groot-Brittannië), verliezen (Noorwegen, Zweden), dimensionering van het net (Frankrijk) enz.

Drie landen van de NWE-zone passen ook injectietarieven op de capaciteit toe, met name Groot-Brittannië en Noorwegen, waar dit tarief het gemiddelde tarief voor de geïnjecteerde energie beduidend verhoogt: het gemiddelde van de totale injectietarieven, met inbegrip van het tarief op de capaciteit of op jaarbasis, stijgt dan naar € 0,66/MWh.

De gekozen referentiewaarde voor het potentiële niveau van het toekomstige Belgische injectietarief die in het geheel van de benchmarking wordt gebruikt, bedraagt € 0,62/MWh en komt overeen met het gewogen gemiddelde van de injectietarieven voor energie in de NWE-zone. Als het Belgische tarief op deze waarde wordt vastgesteld, zou het op een redelijk niveau staan ten opzichte van de injectietarieven voor energie in de andere Europese landen²⁴.

2.2.1.2 Overige kosten voor het gebruik van de transmissienetten

82. Ter herinnering, deze kostencategorie vertegenwoordigt de kosten voor een centrale in verband met het gebruik van het elektriciteitstransmissienet die niet rechtstreeks inbegrepen zijn in de

²⁴ Ter herinnering, in de vorige tariefperiode (2016-2019) bedroeg het injectietarief, toegepast op de elektriciteitsproducenten in België, € 0,96/MWh. Dit tarief diende voornamelijk voor de financiering van de diensten voor black-start en vermogensreserves. Naar aanleiding van de resultaten die deze benchmarkstudie heeft opgeleverd en met name de in Figuur 3geïllustreerde resultaten, heeft Elia beslist het niveau van het in België toegepaste injectietarief te wijzigen.

tarieven voor het gebruik en de toegang tot het net die in het vorige deel werden geanalyseerd. Deze kosten omvatten meer bepaald:

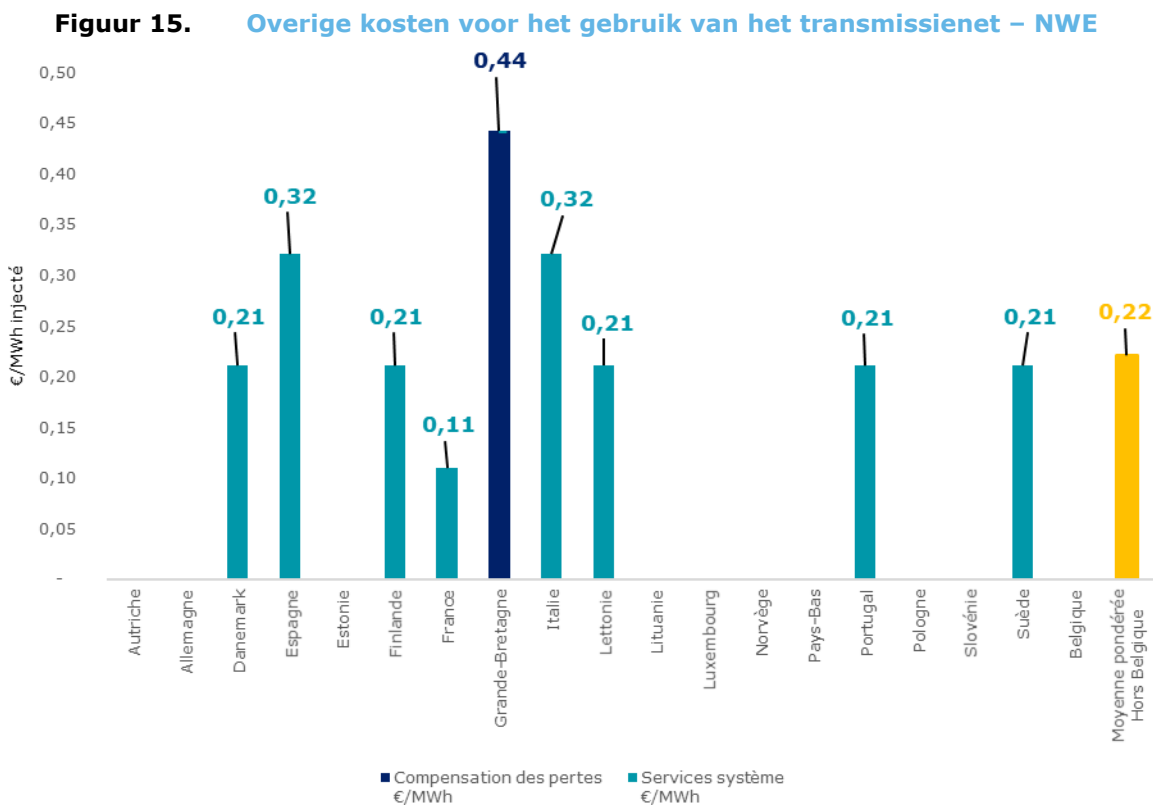
- i. Kosten gekoppeld aan de compensatie en de dekking van de elektriciteitsverliezen op het net;
- ii. Kosten gekoppeld aan de verplichte levering van bepaalde systeemdiensten die niet door de netbeheerder worden vergoed (met name de levering van black-start of spanningsregeling).

83. Figuur 15 toont de raming van deze kosten in de NWE-zone. In Groot-Brittannië worden de verliezen via de elektriciteitsmarkt gecompenseerd. De producenten en afnemers van elektriciteit delen de meerkosten van de compensatie van deze verliezen (zie bijlage 4.1.9 voor meer informatie). Wij hebben, conform de door de Engelse regulator (OFGEM) gehanteerde methodologie, de meerkosten voor de Engelse producenten voor de compensatie van de netverliezen op circa € 0,44/MWh geraamd.

84. Voor de kostenraming van de verplichte levering van bepaalde diensten aan het elektriciteitssysteem hebben wij ons op door Elia verstrekte gegevens gebaseerd. Wij beschouwen dat de levering van black-start tot ongeveer € 0,11/MWh meerkosten leidt wanneer deze dienst niet door de TNB wordt vergoed. De spanningsregeling leidt tot meerkosten van ongeveer € 0,21/MWh voor de elektriciteitsproducenten.

85. Volgens de enquête van ENTSO-E bij de nationale regulatoren en TNB's in 2017²⁵ (Survey on ancillary services, 2017) is de black-start verplicht, zonder vergoeding door de TNB, voor de elektriciteitsproducenten in Frankrijk, Italië en Spanje. De spanningsregeling is eveneens verplicht en wordt niet vergoed in Denemarken, Finland, Italië, Letland, Portugal, Spanje en Zweden.

²⁵ ENTSO-E, 2017. *Survey on ancillary services*



Bron: Deloitte Economic Advisory

Bericht nr. 5: De elektriciteitsproducenten betalen in Groot-Brittannië om de elektriciteitsverliezen op het transmissienet te compenseren. In acht andere landen van de NWE-zone worden de producenten niet vergoed voor bepaalde ondersteunende diensten die zij aan de rest van het systeem moeten leveren, met name de dienst voor black-start of spanningsregeling. Voor deze centrales moeten deze bijkomende variabele kosten in rekening worden gebracht bij de vergelijking met elders betaalde injectietarieven.

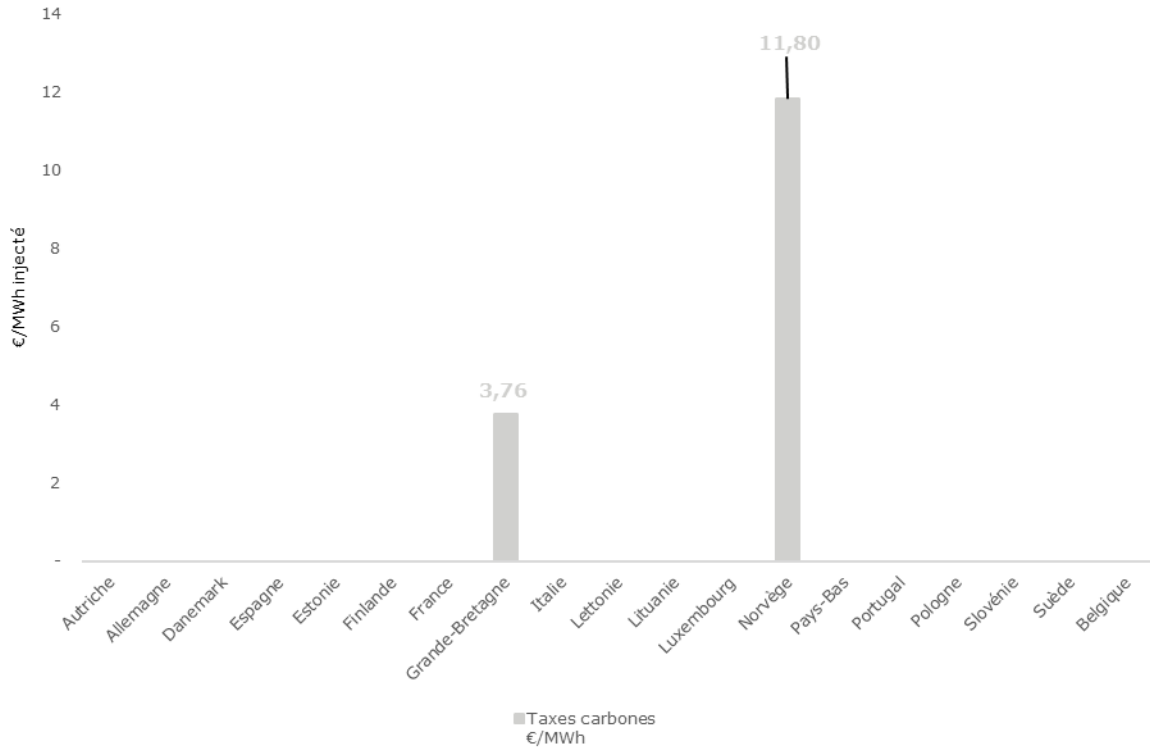
2.2.1.3 Energiebelastingen en -toeslagen voor de elektriciteitsproductie

86. De derde kostencategorie voor de geïdealiseerde productiecentrale komt overeen met het geheel van de energiebelastingen en -toeslagen, namelijk de belastingen op het verbruik van aardgas voor de elektriciteitsproductie en de belastingen op de CO₂-uitstoot. Deze benadering is niet technologisch neutraal: wij hebben de belastingen in aanmerking genomen die een elektriciteitsproducent met een geïdealiseerde STEG-centrale zou betalen. In bijlage 4.2 stellen wij een technologisch neutrale analyse voor. Het technologisch neutrale uitgangspunt zal weinig invloed hebben op de hier gemaakte analyse. Meer bepaald zullen de kosten van de toeslagen op de CO₂-productie wegvallen en zullen de capaciteitstarieven veranderen.

87. Figuur 16 toont de raming van deze belastingen en toeslagen in de NWE-zone. In alle landen van deze zone is het voor de elektriciteitsproductie gebruikte aardgas vrijgesteld van belastingen (zie de bijlagen per land voor meer informatie), behalve in Italië, waar de belasting op het aardgasverbruik voor de elektriciteitsproducenten zeer laag is en niet in de grafiek verschijnt. Alleen Groot-Brittannië en Noorwegen passen bovenop de participatie in de EU-ETS-markt een heffing op de CO₂-uitstoot van de elektriciteitsproducenten toe. In beide landen vertegenwoordigt deze CO₂-heffing zeer belangrijke kosten voor de elektriciteitsproducenten (respectievelijk

€ 3,76/MWh en € 11,8/MWh – zie bijlagen 4.1.9 en 4.1.14 voor meer informatie over de berekening van deze belastingen). Alle andere landen stellen de elektriciteitsproductie vrij van CO₂-heffingen.

Figuur 16. Energiebelastingen en -toeslagen – NWE-zone



Bron: Deloitte Economic Advisory

Bericht nr. 6: Alle landen van de NWE-zone stellen gascentrales vrij van belastingen op het aardgasverbruik, met uitzondering van Italië, waar het effect per geïnjecteerde MWh verwaarloosbaar is. Noorwegen en Groot-Brittannië heffen CO₂-belastingen bovenop de participatie in de EU-ETS-markt, met een beduidend effect op de concurrentiekracht van de centrales in deze landen.

2.3 Besluit van de vergelijkende analyse

88. De benchmarking toont aan dat in de Europese koppelingszone NWE de helft van de landen (negen landen, zonder België) de elektriciteitsproducenten een injectietarief aanrekent. Het gewogen gemiddelde (zonder België) van de tarieven voor de injectie van energie bedraagt in deze zone € 0,62/MWh (meer precies € 0,6169/MWh). **De vaststelling van het injectietarief in België op dit niveau voor de tariefperiode 2020-2023 waarborgt de redelijkheid van het Belgische tarief ten aanzien van wat elders in Europa wordt toegepast.** In de beperktere perimeter van de CWE-zone, past de helft van de landen (Frankrijk, Oostenrijk en Groot-Brittannië, zonder België) een injectietarief op energie toe. Een Belgisch injectietarief van € 0,62/MWh zou 30% lager zijn dan het gewogen gemiddelde van de andere landen van de zone (€ 0,96/MWh) en op de derde plaats komen, voorafgegaan door het tarief in Groot-Brittannië (ongeveer € 2,52/MWh) en Oostenrijk (€ 1,34/MWh).
89. Om meer licht te werpen op het concurrentiespel op korte termijn, maakt de benchmarking ook een fijnere analyse van de variabele kosten die een STEG-centrale in Europa betaalt. De geanalyseerde variabele kosten omvatten de aan de injectie gekoppelde transmissietarieven (betaald voor de energie), de kosten in verband met de levering van niet door de TNB vergoede systeemdiensten, en de energiebelastingen (met name de CO₂-belasting). Uit de resultaten blijkt dat België in de uitgebreide NWE-zone met het gewogen gemiddelde van de injectietarieven voor energie op de negende plaats zou komen in termen van de door de centrale betaalde variabele kosten. Wanneer we de perimeter tot de CWE-zone beperken, zouden de variabele kosten voor België ver onder het gewogen gemiddelde (€ 2,21/MWh) liggen en lager zijn dan in Groot-Brittannië en Oostenrijk.
90. Met een nog grotere kostenperimeter (met inbegrip van de gebruiks- en toegangstarieven van het transmissienet, de overige kosten voor het gebruik van het transmissienet en de energiebelastingen en -toeslagen) wijst de benchmarking op de grote heterogeniteit van de kosten die de STEG-centrales betalen. De benchmarking bevestigt ook dat een Belgisch injectietarief van € 0,62/MWh redelijk is, vergeleken met alle type kosten die in de andere Europese landen worden betaald. Een dergelijk tarief zou ongeveer driemaal lager zijn dan het gewogen gemiddelde van de totale kosten in de rest van de NWE-zone (€ 1,81/MWh) en bijna vijfmaal lager dan het gewogen gemiddelde van de rest van de CWE-zone (€ 2,86/MWh). België zou in de NWE-zone op de negende plaats staan. Aan het andere uiteinde van het klassement betalen de centrales in zes landen (Duitsland, Estland, Litouwen, Luxemburg, Nederland en Polen) geen variabele (of vaste) kosten van fiscale of regulatoire aard. In de CWE-zone zouden alleen de in Groot-Brittannië en Oostenrijk betaalde kosten hoger zijn en zou België op de derde plaats staan.

3 Kwalitatieve studie van de andere elementen waarmee rekening moet worden gehouden om het injectietarief te bepalen

91. Deel 2 leidde tot de conclusie dat de kosten die de elektriciteitsproducenten in Europa betalen erg heterogeen zijn, zowel qua aard als qua niveau. Wat specifiek het injectietarief betreft, passen negen landen van de NWE-zone²⁶ (zonder het huidige injectietarief in België mee te rekenen) momenteel een injectietarief voor energie toe. Het gewogen gemiddelde van de injectietarieven voor energie voor de NWE-zone (zonder België) bedraagt momenteel € 0,62/MWh.
92. De mogelijke keuze om het Belgische injectietarief op dat niveau vast te leggen is om twee redenen verdedigbaar. Eerst en vooral wordt het Belgische tarief naar een gemiddeld niveau teruggebracht in vergelijking met wat in Europa gebruikelijk is met betrekking tot het niveau van injectietarieven voor energie. Bovendien bevinden de Belgische elektriciteitsproducenten zich, indien hen geen andere kosten worden aangerekend, algemeen gezien in een gunstige positie ten opzichte van de andere landen van de NWE-zone: Het injectietarief van € 0,62/MWh is immers ongeveer drie keer lager dan het gewogen gemiddelde van de totale kosten in de rest van de NWE-zone (€ 1,81/MWh - zie deel 2.2.1).
93. Een grondigere analyse wijst uit dat de Belgische centrales met een tarief vastgesteld op € 0,62/MWh een gunstige concurrentiepositie behouden ten opzichte van de landen waar de (met name variabele) kosten voor de producenten het hoogst zijn, zoals Denemarken, Oostenrijk en vooral Groot-Brittannië, dat sinds januari 2019 met België verbonden is via de interconnectie NEMO-Link. Aan de andere kant worden de Belgische centrales geconfronteerd met meerkosten in vergelijking met soortgelijke centrales in landen met lagere kosten of zonder kosten voor de producenten, zoals het geval is in Frankrijk en Nederland. Per slot van rekening is het Belgische injectietarief slechts één van de vele aspecten van het gebrek aan harmonisatie tussen de kosten en tarieven die elektriciteitsproducenten in België en in de buurlanden betalen. Deze heterogeniteit veroorzaakt in theorie concurrentievervalsingen en zou op lange termijn gevolgen kunnen hebben, vooral voor de lokalisatie van de productiemiddelen en de kosten van de toerekening tussen aanbod en vraag.
94. Het risico op concurrentievervalsingen moet daarom zorgvuldig worden afgewogen om het redelijk niveau van het injectietarief in België te bepalen. Het is een complexe oefening die niet alleen gebaseerd mag zijn op een statische, theoretische analyse of op een benchmarking met de buurlanden. Deze methodes laten immers niet toe om nauwkeurig het verband weer te geven tussen enerzijds de kostenverschillen tussen de landen (in het bijzonder het injectietarief in België), en anderzijds het werkelijke gedrag van de markten, de marktactoren en de dynamiek van de sector. Het is vooral moeilijk om op lange termijn de potentiële gevolgen van de huidige regelgevende besluiten (het tarief dat tot 2023 wordt toegepast) te veronderstellen (met name gezien de investeringen die vanaf 2025 in België noodzakelijk zullen zijn), omdat we niet weten hoe de markten en de bepalende factoren zullen evolueren en een theoretische analyse altijd beperkingen vertoont.
95. Bovendien is het minimaliseren van mogelijke concurrentie- en handelsvervalsingen slechts één van de criteria voor het tariefontwerp. Dit moet namelijk worden afgewogen tegen de doelstelling

²⁶ De huidige NWE-zone bevat negentien landen. Dat impliceert dat, naast België, negen landen uit achttien een injectietarief aanrekenen.

inzake de gezochte efficiënte kostenverdeling en die gewoonlijk het instellen van injectietarieven rechtvaardigt. In het onderhavige geval maakt het injectietarief het mogelijk om aan de elektriciteitsproducenten een gedeelte van de kosten toe te wijzen die gepaard gaan met het behoud van het systeemevenwicht en met de black-startdienst, waarvoor zij deels verantwoordelijk zijn en waarvan zij genieten.

96. Dit deel tracht daarom het verband te leggen tussen de benchmarking en de andere elementen waarmee rekening moet worden gehouden om het correcte niveau te bepalen van het injectietarief in België voor de periode 2020-2023. De benchmarking in deel 2 concludeert dat een tarief dat vastgesteld is op het gemiddelde van de Europese injectietarieven voor energie *gemiddeld* redelijk is, aangezien het de gebruikelijke methodes voor tariefbepaling weerspiegelt. Wij zullen nu aantonen dat het bestaan van het injectietarief niet alleen gebaseerd is op het criterium van efficiënte kostenverdeling (deel 3.1), maar ook dat een redelijk tarief (bijvoorbeeld € 0,62/MWh, namelijk het gemiddelde van de andere landen) geen wezenlijke verstoring op het gebied van investeringen (deel 3.2) en dispatching (deel 3.3) zou mogen veroorzaken.

3.1 Het instellen van injectietarieven is gebaseerd op het criterium van efficiënte kostenverdeling

97. De methodes voor de tariefopbouw en de kostenverdeling (elektriciteit, telecommunicatie enz.) die door de netbeheerders worden gehanteerd, gaan uit van theoretische criteria die de economische efficiëntie van de tarieven op korte en lange termijn moeten garanderen (Green, 1997; Newbery, 2005; Pérez-Arriaga en Smeers, 2003). Eenvoudig gesteld, een tarief wordt efficiënt geacht als het de gerechtvaardigde kosten van de netbeheerder dekt en tegelijkertijd de juiste signalen naar de netgebruikers stuurt. Dit tweede criterium omvat in werkelijkheid verschillende onderliggende economische principes die tegenstrijdig kunnen zijn:

- Eerst en vooral moet het tariefontwerp een efficiënte kostenverdeling nastreven. De kosten moeten op intelligente wijze over de verschillende gebruikstypes worden verdeeld, niet alleen volgens de kosten die ze genereren, maar ook volgens de voordelen die gebruikers uit de netdiensten halen. In dat geval spreekt men van het principe van causale toerekening (de kosten worden in de eerste plaats toegerekend aan de gebruikers die ze veroorzaken) en het principe van toerekening aan de begunstigen (de kosten worden in de eerste plaats toegerekend aan de gebruikers die het meeste voordeel of nut halen uit het gebruik van de verstrekte diensten). Dit streven naar een efficiënte kostenverdeling komt uiteindelijk neer op het internaliseren van de gegenereerde externe effecten in het net en het responsabiliseren van de netgebruikers.
- Ten tweede moet het tariefontwerp mogelijke concurrentie- en handelsverstoringen tot een minimum beperken. Zoals uitgelegd in het vorige deel kunnen de nettarieven, net zoals andere regulerende maatregelen, de efficiënte werking van de elektriciteitsmarkt op korte en lange termijn verstoren waardoor een optimum wordt verhinderd door een nettoverlies op het gebied van het maatschappelijk surplus. Om dit risico het hoofd te bieden, moet het tariefontwerp trachten het verstoring effect te beperken met het maximaal behoud van efficiënte signalen betreffende de werking van en investeringen in de elektriciteitsmarkten.

98. Het criterium van economische efficiëntie toegepast op de signalen die verstuurd worden door de nettarieven geldt zowel voor de afnemers als voor de producenten van elektriciteit en de evenwichtsverantwoordelijken. De bedoeling van het tariefontwerp is dus het zuiver verlies op het gebied van het maatschappelijk surplus zoveel mogelijk te beperken - dat zelf gelijk is aan de som van het surplus van de verschillende netgebruikers (afnemers en producenten). Dat is een subtiele opdracht; zo moeten er bij de keuze tussen toewijzing aan de producenten of de

afnemers vragen worden gesteld over de gevolgen voor het Europese concurrentievermogen van die verschillende gebruikerstypes, hun gevoeligheid voor de ontvangen signalen (lokalisatie, efficiëntie, afhankelijkheid van tijdstip en seizoen), en ook vragen over de potentiële herverdelingseffecten tussen gebruikers en positieve neveneffecten. *In fine* moeten de netkosten op rechtvaardige en efficiënte wijze worden verdeeld tussen de verschillende type netgebruikers en gebruik van het net.

99. Het injectietarief dat door Elia wordt gehanteerd tot 2019 rekent de producenten tot 50% van de kosten aan in verband met het reserveren van ondersteunende diensten en black-start. Deze verdeling tussen de twee gebruikerstypes wordt in het bijzonder gerechtvaardigd door de studie die Microeconomix in 2013 heeft uitgevoerd in het kader van het correctief tariefvoorstel van ELIA voor de periode 2013-2015²⁷, waarin werd geconcludeerd dat productie en verbruik evenzeer bepalend zijn voor de dimensionering van ondersteunende diensten als de begunstigden van deze diensten. Volgens deze studie leiden de principes van causale toerekening en van toerekening aan de begunstigden er dus toe dat de reserveringskosten van de ondersteunende diensten worden verdeeld tussen producenten en afnemers.

100. Deze conclusie is in de huidige context nog steeds geldig en verklaart waarom de kosten in de volgende tariefperiode nog steeds zowel aan de afnemers als aan de producenten worden toegewezen. Op die manier blijven de producenten evenzeer verantwoordelijk als de afnemers voor de dimensionering van de ondersteunende diensten, die moeten voorkomen dat zich risico's voordoen in verband met niet te beheersen en niet te voorspellen schommelingen in productie of verbruik (zoals het onverwachte uitvallen van een productie-eenheid, het lastig te voorspellen werkelijke verbruiks- en productieniveau enz.). Tegelijk maken zowel de producenten als de afnemers gebruik van de service die door de ondersteunende diensten wordt geboden, vooral waar het gaat om de beheersing van het risico op afschakeling en black-outs.

Bericht nr. 7: Zowel elektriciteitsproducenten als -afnemers zijn verantwoordelijk voor de kosten die gepaard gaan met het reserveren van ondersteunende diensten en profiteren van de service die deze diensten verlenen. Het injectietarief beantwoordt dus aan het criterium van efficiënte kostenverdeling dat pleit voor een verdeling van de kosten voor deze diensten tussen producenten en afnemers.

3.2 Studie van bepalende factoren voor beslissingen tot sluiting of investering

101. Dit deel bestudeert welke invloed een potentieel injectietarief kan hebben op investeringsbeslissingen in gascentrales in België, of ze te sluiten. Er wordt meer bepaald een diepgaandere analyse, betreffende de keuzemechanismen en beslissingen van rationele investeerders, uitgevoerd om te kunnen beoordelen of een injectietarief van € 0,62/MWh belangrijk of verwaarloosbaar is ten aanzien van het geheel aan beslissingsfactoren en andere economische criteria waarmee een investeerder rekening moeten houden.

- In dit deel richten wij onze aandacht doelbewust op gascentrales op basis van de verschillende elementen in de analyse die in het eerste deel van deze studie aan bod zijn gekomen (zie deel 2). Eerst en vooral spelen gascentrales momenteel een belangrijke rol bij de elektriciteitsproductie in België (ongeveer een derde van de productie in 2017). Bovendien zal de samenstelling van de Belgische elektriciteitsmix voor de aanstaande tariefperiode (2020-2023) slechts beperkt evolueren, en blijft er een relatief evenwicht bestaan tussen

²⁷ Microeconomix, 2013. *Economische analyse van de verdeling van de kosten over producenten en afnemers in het transmissietarief voor elektriciteit in België.*

kernenergie (die pas in 2025 volledig uit de mix zal verdwijnen), gas en hernieuwbare energiebronnen. Daarom is het onwaarschijnlijk dat de rol die gas vandaag speelt in de Belgische elektriciteitsproductie tegen 2023 fundamenteel zal veranderen. Bovendien zijn gascentrales door hun flexibiliteit, het feit dat ze voor hun vergoeding van de elektriciteitsmarkt afhankelijk zijn, gevoeliger aan schommelingen in de variabele kosten dan sterk gesubsidieerde productie (bijvoorbeeld hernieuwbare energiebronnen), minder flexibele productie en productie die in mindere mate van andere markten afhankelijk is (bijvoorbeeld warmtekrachtkoppeling).

- Het bestudeerde kader focust vooral op de factoren waarvan de toekomst sterk onzeker is, die van een grotere orde zijn dan het redelijke niveau dat werd vastgesteld voor het injectietarief (€ 0,62/MWh).

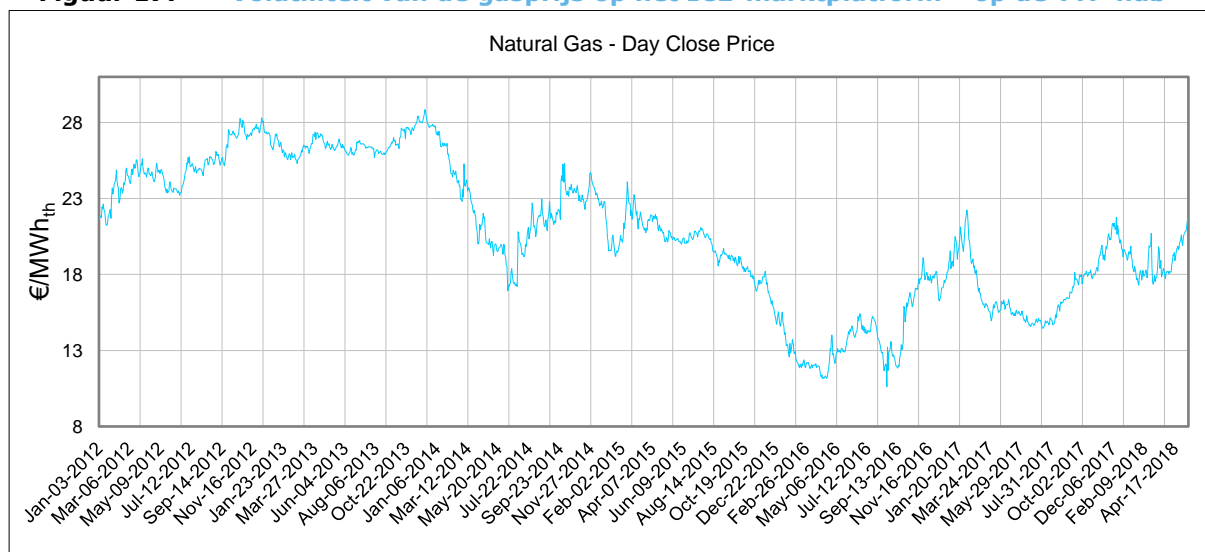
102. Daarom worden hier in afzonderlijke delen de volgende bepalende factoren bestudeerd: i) de brandstofprijs, ii) de evolutie van de emissierechtenmarkt en iii) de voornaamste tendensen met betrekking tot de energiemarkten (evolutie van de vraag, het energiebeleid enz.). Uit de analyse van deze basiselementen kan worden geconcludeerd dat de toepassing van een injectietarief in België voor investeerders een secundaire bepalende factor blijkt te zijn wanneer zij beslissingen nemen.

3.2.1 De brandstofprijs

103. Investeren in een elektriciteitscentrale is niet zonder financieel risico voor investeerders. Die krijgen namelijk te maken met verschillende onzekerheden rond de evolutie van cruciale parameters met rechtstreekse en grote gevolgen voor de winstgevendheid van hun project. De brandstofprijs (d.w.z. de prijs van gas, olie, steenkool enz.) is voor de elektriciteitsproducenten één van de eerste bepalende factoren van die rentabiliteit.

104. Voor een STEG-centrale is de gasprijs immers de belangrijkste bepalende factor van de variabele productiekosten: voor een recente centrale met een rendement van 58,5% betekent een gasprijs van € 17/MWhth (dicht bij het gemiddelde van 2017 in de Europese hubs) een variabele kostprijs van € 31/MWhe. In vergelijking met een variabele kostprijs van € 0,62/MWhe bij de eventuele toepassing van een injectietarief voor energie in België, heeft de gasprijs dus een veel grotere invloed op de plaats van de STEG-centrales in de *merit order*.

105. Bovendien vertoont de gasprijs in Europa sterke schommelingen, zoals blijkt uit de analyse van de dagprijzen op de TTF-hub in Figuur 17. Dat leidt tot onzekerheid op lange termijn over het niveau van de variabele kosten voor elektriciteitsproducenten en *in fine* tot onzekerheid over de rentabiliteit van de gasproductie-eenheden. Zo merken we bijvoorbeeld dat de kloof tussen de minimum- en maximumprijzen op de ICE-markt in 2017 tot bijna € 8/Mwhth opliep: voor een recente STEG-centrale met een rendement van 58,5% komt dat neer op een verschil in variabele kosten van € 15/MWhe, 24 keer hoger dan het gemiddelde van de injectietarieven in Europa (dat € 0,62/MWhe bedraagt) gewogen met de gasproductiecapaciteit aangegeven in het eerste deel van dit rapport.

Figuur 17. Volatiliteit van de gasprijs op het ICE-marktplatform²⁸ op de TTF-hub²⁹

Bron: Bloomberg

106. Naast de volatiliteit van de aardgasprijs op korte termijn, hangen de verwachtingen voor de prijsevolutie op lange termijn sterk af van verschillende hypothesen over de marktontwikkelingen. In dat verband tonen de prognoses voor de toekomstige aardgasprijs voor Europa, afkomstig van het Internationaal Energieagentschap (IEA) in zijn achtereenvolgende edities van de World Energy Outlook (WEO), goed de afhankelijkheid tussen de verwachtingen op lange termijn en de verschillende hypothesen waarmee rekening wordt gehouden om prognoses te maken (investerings in transmissie, vraag enz.). Zo verwacht het IAE in zijn 'New policies scenario' in het kader van de WEO 2017 dat de importprijs voor gas in Europa ongeveer € 25,7/MWh zal bedragen³⁰. In de WEO 2018 verwacht het IAE, steeds binnen het 'New policies scenario', een gasprijs van ongeveer € 24,5/MWh in Europa, wat een verschil is van ongeveer € 1,2/MWh in vergelijking met 2017. Voor een recente STEG-centrale met een rendement van bijna 58,5% betekent dit verschil in de aardgasprijs een verschil in variabele kosten van ongeveer € 2,1/MWh, dus meer dan drie keer het gemiddelde van de injectietarieven in Europa, gewogen met de gasproductiecapaciteit, die € 0,62/MWh bedraagt.

107. De duur, volatiliteit en onzekerheid inzake de verwachtingen over de gasprijs worden weerspiegeld in een dynamiek van het openen en sluiten van centrales, zoals blijkt uit de studie over recente beslissingen hieromtrent in Oost-Europa (Kader 1). Ook vanuit die optiek kan het injectietarief opnieuw verwaarloosbaar worden geacht, aangezien de grote beslissingswijzigingen van de gascentrales in de eerste plaats verband houden met belangrijker basiselementen.

Kader 1. Analyse van de dynamiek van het sluiten en heropenen van STEG-centrales in Europa

De voorbeelden van Europese centrales die worden gesloten of tijdelijk buiten gebruik gesteld en nadien heropend, zijn interessant omdat ze vaak de cruciale gevolgen illustreren van de bepalende factoren die in dit deel worden besproken. Ze bevestigen meer bepaald dat recente beslissingen om gascentrales te openen of te sluiten nauw verband houden met de conjunctuurbewegingen van de gasmarkt, met de concurrentiepositie van gascentrales ten opzichte van steenkoolcentrales, en met de algemene evolutie van de elektriciteitsmarkten (bijv. wijziging van market design).

²⁸ InterContinental Exchange

²⁹ Title Transfer Facility

³⁰ Omgezet van \$/MBtu naar €/MWh, met de euro/dollar-wisselkoers van 1 januari 2019 (IMF).

In 2015 besloot de alternatieve Franse leverancier, Direct Energie (nu overgenomen door Total), een STEG-centrale (gelegen in Bayet, Frankrijk) over te nemen van de Zwitserse groep ALPIQ. Deze centrale was eerder tijdelijk buiten gebruik gesteld omdat ze niet rendabel was (meer bepaald door de concurrentie van steenkoolcentrales, die op dat moment erg concurrentiële prijzen hanteerden). De beslissing van Direct Energie om deze centrale over te nemen en opnieuw te activeren was vooral ingegeven door verwachtingen in verband met de toekomstige capaciteitsmarkt in Frankrijk, die ervoor zou zorgen dat deze centrale in de toekomst veel rendabeler zou worden, en door de marktomstandigheden die opnieuw gunstig geworden waren voor gascentrales.

In 2013 stelde ENGIE haar Franse STEG-centrale van Cycofos tijdelijk buiten gebruik. Doordat de marktomstandigheden echter verbeterden, en meer bepaald doordat de gasprijzen gedaald waren ten opzichte van de steenkoolprijzen, kon ENGIE deze centrale stapsgewijs (in een eerste fase tijdens de zomer) opnieuw opstarten.

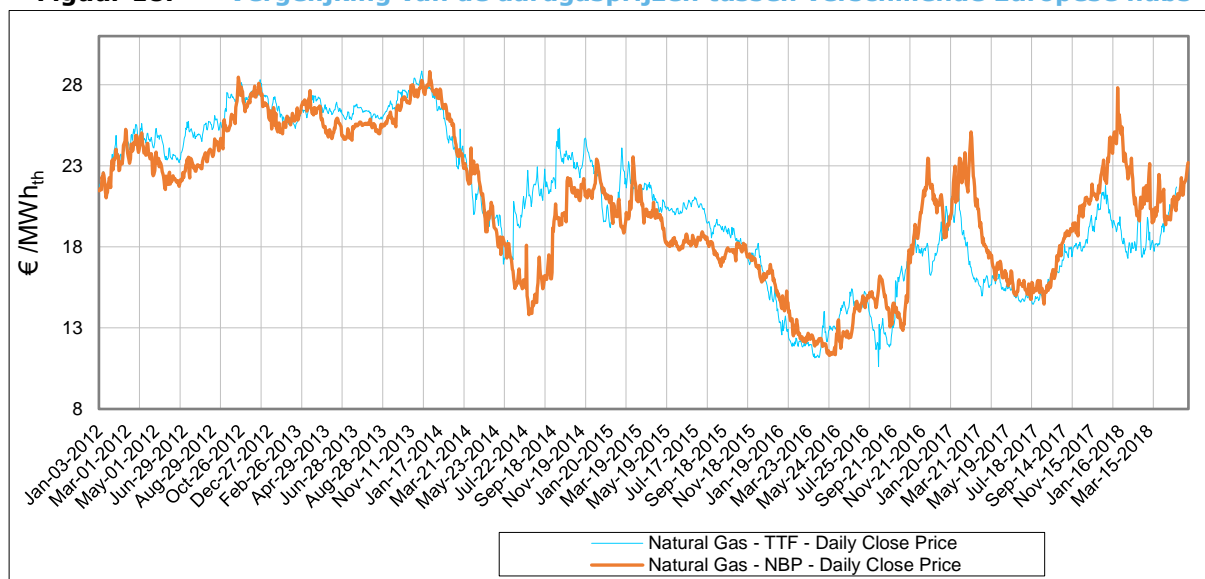
Ook het geval van de Belgische STEG-centrale in Seraing is interessant. Deze centrale was sinds 2014 tijdelijk buiten gebruik gesteld door EDF Luminus omdat ze niet rendabel was als gevolg van ongunstige economische omstandigheden (de gasprijs was minder voordelig dan de steenkoolprijs). Deze centrale nam bijgevolg alleen nog deel aan de strategische reserve. In 2018 besliste EDF Luminus echter om deze centrale opnieuw op de Belgische elektriciteitsmarkt in te zetten. Reden van deze heractivering waren de opnieuw gunstige marktomstandigheden, waardoor STEG-centrales opnieuw rendabel werden.

En zo zijn er nog veel voorbeelden van Europese centrales die gesloten werden maar momenteel worden geheractiveerd. Hieruit blijkt duidelijk dat de basiselementen die in dit deel geanalyseerd worden een aanzienlijke invloed hebben op de beslissingen om gascentrales te openen of te sluiten. Wel moet worden opgemerkt dat de heropening van bestaande productie-eenheden niet noodzakelijk betekent dat voldaan is aan alle economische voorwaarden om zwaar te investeren in het bestaande productiepark of in nieuwe productie-eenheden.

108. Tot slot wijzen we erop dat de aardgasprijzen ook onderling kunnen verschillen tussen diverse Europese hubs en dat ze het concurrentievermogen in de verschillende landen beïnvloeden: Bij de beslissingen inzake de lokalisatie van investeringen wordt rekening gehouden met die verschillen, net als met het effect van het injectietarief op de kostprijs van de Belgische mix die daardoor hoger wordt dan die van de buurlanden. Zo zien we bijvoorbeeld dat de prijzen tussen de verschillende Europese marktplaatsen (TTF, NBP) vaak verschillen³¹, zoals blijkt uit de volgende figuur. Tussen februari 2017 en juni 2017 waren de gasprijzen in Groot-Brittannië bijna € 5/MWh hoger dan op het Europese continent, wat forse meerkosten met zich meebracht voor de elektriciteitsproducenten in die regio. Uit de geschiedenis sinds 2016 blijkt dat die meerkosten telkens terugkeren, wat onder verder gelijkblijvende omstandigheden (en voor onbeperkte interconnecties) een duidelijke voorkeur bevestigt voor investeringen op het Europese continent.

³¹ De prijsverschillen tussen TTF en NBP mogen niet verhullen dat er tussen die prijsniveaus een sterke correlatie bestaat, zoals duidelijk blijkt uit Figuur 18.

Figuur 18. Vergelijking van de aardgasrijzen tussen verschillende Europese hubs



Bron: Bloomberg

Bericht nr. 8: De brandstofprijs blijft een belangrijke bepalende factor die de investeringsbeslissingen van elektriciteitsproducenten beïnvloedt. Het structurele niveau, de verwachtingen en schommelingen van de brandstofprijs hebben een rechtstreekse en onmiddellijke invloed op de beslissingen van de marktactoren. Een prijsstijging van ongeveer € 1/MWh, bijvoorbeeld, leidt voor een standaard STEG-centrale tot een verhoging van de variabele productiekosten van ongeveer € 2,1/MWh, drie keer meer dan het gewogen gemiddelde van de in Europa toegepaste injectietarieven. Zowel theoretisch als empirisch gezien, namelijk via de studie van de dynamiek van het openen en sluiten van STEG-centrales, heeft de toepassing van een eventueel injectietarief grotendeels slechts secundaire gevolgen.

3.2.2 De prijs van emissierechten

109. Nog een factor die grote gevolgen heeft voor de variabele productiekosten van gascentrales is de kostprijs van CO₂-emissies. De Europese Unie heeft sinds 2005 een prijs voor CO₂ ingesteld via het EU European Trading Scheme (EU ETS, de EU-regeling voor de emissiehandel). Deze regeling functioneert volgens het *cap and trade*-principe: de EU bepaalt elk jaar een uitstootplafond en deelt vervolgens emissierechten uit aan de betrokken sectoren, die deze dan kunnen verhandelen via een specifieke markt. Op die manier wordt de prijs van CO₂ dus vastgelegd door vraag en aanbod van emissierechten op elkaar af te stemmen.

110. Om haar klimaatdoelstellingen te bereiken vermindert de EU elk jaar het maximaal toegestane emissiecijfer. Om zich daaraan aan te passen hebben sectoren met CO₂-uitstoot twee oplossingen: ze kunnen meer emissierechten kopen of produceren met minder vervuilende technologie. De verlaging van het uitstootplafond heeft bijgevolg twee gevolgen: de prijs van de rechten stijgt en de CO₂-prijs ook (immers, het aanbod neemt af en de vraag neemt toe, onder verder gelijkblijvende omstandigheden), en bestaande technologieën worden vervangen door minder vervuilende technologieën.

111. De Europese elektriciteitsproductie met CO₂-uitstoot ondervindt de rechtstreekse gevolgen van de afname van het aantal emissierechten en van de geleidelijke verhoging van de CO₂-prijs. Die beïnvloeden namelijk de variabele kosten van de producenten. Hoe hoger ze zijn, hoe hoger de variabele kosten voor de producenten, wat een verlaging van hun winst inhoudt (zoals werd verduidelijkt in het voorgaande deel over de brandstofprijzen).

112. De recente correctie van het mechanisme voor de toewijzing van emissierechten en de verlaging ervan heeft al enorme gevolgen gehad op de uitstootprijs: tussen begin 2017 en begin 2019 is de CO₂-prijs op die manier bijna verviervoudigd tot € 25/ton, en deskundigen zijn het erover eens dat de prijs tegen eind 2019 kan oplopen tot € 30/ton. Voor een recente STEG-centrale zou een dergelijke stijging van € 25/ton een verhoging van de variabele kosten kunnen betekenen van € 9/MWh³², wat bijna vijftien keer meer is dan het gewogen gemiddelde van de injectietarieven die toegepast worden in Europa, zoals aangegeven in het eerste deel van dit rapport.
113. Bovendien is de prijs van CO₂ op de EU-ETS-markt, net zoals de brandstofprijs, voor investeerders moeilijk in te schatten. Inschattingfouten van de CO₂-prijzen op lange termijn kunnen grote gevolgen hebben voor de rentabiliteit van gascentrales. Een onzekerheid over de prijs van CO₂ van ongeveer € 1,77/tCO₂ (een stijgende onzekerheidsmarge van ongeveer 6,5% ten opzichte van de verwachtingen van de CO₂-prijs voor 2019) is al genoeg om de impact van een injectietarief dat gelijk is aan het gewogen gemiddelde van de energietarieven in Europa (€ 0,62/MWh) van ondergeschikt belang te maken.
114. We moeten opmerken dat de stijging van de CO₂-prijs in de Europese Unie ook positieve gevolgen kan hebben voor de rentabiliteit van bepaalde productiecentrales, meer bepaald STEG-centrales. Die centrales stoten in verhouding immers minder CO₂ uit dan bepaalde andere thermische productietechnologieën. De verhoging van de CO₂-prijs kan dus een verschuiving veroorzaken in de *merit order* van STEG-centrales, doordat ze in verhouding concurrentiëler worden dan andere productiemiddelen die relatief vervuilender zijn, zoals steenkoolcentrales (in de buurlanden) of gascentrales met open gascyclus. Uiteraard geldt dit positieve effect voor alle landen van de zone waar de prijs van CO₂ stijgt en dus niet alleen voor België.

Bericht nr. 9: Net als de brandstofprijs, heeft ook de CO₂-prijs, evenals de schommelingen ervan en de inschatting door de marktdeelnemers van die prijs een grote invloed op de rationele beslissingen van investeerders. Die prijzen hebben een sterke invloed op de variabele kosten van de productiecentrales en meer bepaald op de relatieve positie van de Belgische gascentrales ten opzichte van gascentrales met open cyclus of steenkoolcentrales in de buurlanden.

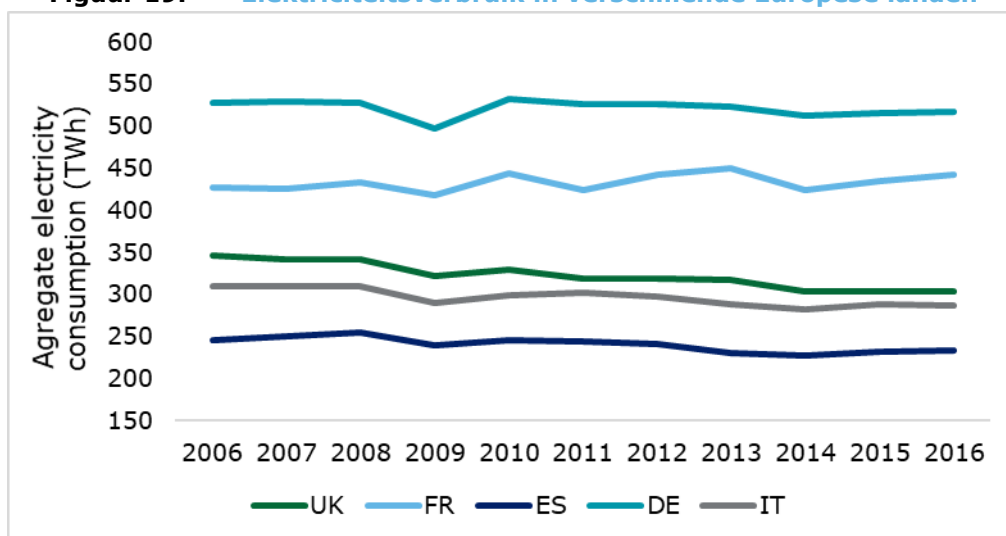
3.2.3 De ontwikkeling van de elektriciteitsmarkten

115. Op lange termijn is de ontwikkeling van de vraag in een dynamische context niet volledig voorspelbaar. Dit is echter een van de belangrijkste bepalende factoren, vooral op het vlak van de capaciteitsdimensionering, de activeringsduur en de prijsvorming. Bijgevolg worden de marktdeelnemers geconfronteerd met een grote onzekerheid bij het uitvoeren van middellange- en langetermijnstrategieën voor de optimalisatie van hun assets. Als de voorspellingen foutief blijken te zijn en er te veel investeringen worden gedaan, is er overcapaciteit op de markt. De omstandigheden met hoge prijzen die nodig zijn voor het activeren van de meest geavanceerde centrales doen zich niet voor, en veel centrales kampen daardoor met tekorten.
116. Ter illustratie: het rentabiliteitsverlies van de gascentrales in de loop van de jaren 2010 in Europa kan deels worden verklaard door de stagnatie van de elektriciteitsvraag in Europa als gevolg van de economische crisis in 2008 die investeerders niet hadden zien aankomen (zie Figuur 19). De aanzienlijke overcapaciteit op de Europese markt na de crisis heeft geleid tot tal van sluitingen en tijdelijke buitenbedrijfstellingen, vooral van gascentrales: tussen 2012 en 2014 werden meer dan 50 gascentrales, goed voor een capaciteit van bijna 9 GW, tijdelijk buiten

³² Rekening houdend met een emissiefactor van 0,35 tCO₂/MWh

gebruik gesteld of gesloten, wat een financieel verlies van circa 6 miljard euro met zich meebracht (Caldecott et al., 2014).

Figuur 19. Elektriciteitsverbruik in verschillende Europese landen



Bron: Eurostat (2018)

117. De grote onzekerheid over de elektriciteitsvraag op lange termijn in Europa (WEO 2018, IEA) is ook gerelateerd aan het niveau van de capaciteitsbehoefte voor de adequaatheid van de elektriciteitssystemen en de rentabiliteit van de piekproductiecapaciteiten (hoe lager de vraag, hoe geringer deze rentabiliteit). Het is voor beleidsmakers even moeilijk als voor marktactoren om te voorspellen welk volume aan nieuwe investeringen noodzakelijk is, en of die al dan niet rendabel zullen zijn in de heersende marktomstandigheden. In dat verband kan een foutieve inschatting van de vraag *gemiddeld gezien* veel ernstigere gevolgen hebben voor de rentabiliteitsvooruitzichten van nieuwe investeringen dan het uitgevlakte effect van een injectietarief.

118. Naast de onzekerheid op lange termijn met betrekking tot de elektriciteitsvraag (in België, maar ook in Europa), kan ook de ontwikkeling van niet voorziene technologieën op de energiemarkt de rentabiliteit van de STEG-centrales in België beïnvloeden.

- De ontwikkeling van productie-eenheden aan lage marginale kosten (windenergie, fotovoltaïsche zonne-energie), afschakeling, vraagsturing, de uitrol van *smart grids* en de ontwikkeling van grootschalige elektriciteitsopslag³³ zijn vele toekomstige oplossingen die ook negatieve gevolgen kunnen hebben voor de rentabiliteit van de klassieke productie-eenheden (in het bijzonder gas). Deze nieuwe productiemiddelen of middelen voor vraagsturing concurreren tegelijkertijd met de klassieke eenheden, zowel wat betreft het productiesegment (met negatieve gevolgen voor de activeringsduur van de klassieke producenten) als de valorisatie van de piekcapaciteit (batterij, afschakeling, vraagsturing).
- Bovendien worden de meeste nieuwe ontwikkelingen van productiemiddelen (in het bijzonder hernieuwbare energiebronnen) op de elektriciteitsmarkten ingegeven door het Europese en nationale economische en milieubeleid. Deze beleidsmaatregelen, en de bijbehorende verordeningen waarmee ze worden opgelegd, evolueren voortdurend en maken het lastig om te anticiperen op de werkelijke penetratiegraad van deze technologieën.

³³ De valorisatie van de flexibiliteit zou eveneens een belangrijk element kunnen zijn voor de toekomstige adequacy van het Belgische elektriciteitssysteem en meer in het algemeen om de doelstellingen voor de bevoorradingszekerheid te bereiken.

119. De dynamiek van investeringen in en sluitingen van productie-eenheden hangt nauw samen met de geldende *market designs* en de evolutie hiervan. Binnen het totaal aan kenmerken en keuzes die deze *market designs* definiëren, is de eventuele toepassing van tarieven eens te meer van marginaal belang.

- Tijdens het voorbije decennium hebben de capaciteitsvergoedingsmechanismen zich vermenigvuldigd. Deze werden gezien als een middel om de bevoorradingszekerheidsproblemen tijdens piekverbruik op te lossen, en vergoeden de 'missing money' voor de capaciteit die bijdroeg aan de bevoorradingszekerheid (bv. de gascentrales). Ter informatie: de prijs van capaciteit voor de veiling van 13 december 2018 in Frankrijk bedroeg € 18/kW, wat overeenstemt met een gemiddelde winst van € 4/MWh voor een gascentrale met een belastingsfactor van 50% die tijdens het piekverbruik voortdurend beschikbaar is.
- De vraag met betrekking tot de flexibiliteit en veiligheid van het systeem leiden eveneens naar de opkomst van nieuwe vergoedingsmogelijkheden, meer bepaald voor de markten van de ondersteunende diensten. Er dient evenwel te worden opgemerkt dat door de evolutie van het markt design (van capaciteitsmarkten naar markten voor vermogenreserves) ook vraagsturing en opslag hieraan kunnen deelnemen, wat rechtstreekse concurrentie voor de gascentrales betekent.

Bericht nr. 10: De op langere termijn geanticiperde evoluties van de energiemarkt doen dienst als uitgangspunt voor de investeringsbeslissingen. De evolutie van de vraag, maar ook van de technologieën (*smart grids*, ontwikkeling van innoverende productiemiddelen enz.), van het energie- en klimaatbeleid, of van het markt design verklaart immers de algemene plaats en waarde van de gascentrales in de huidige en toekomstige elektriciteitssystemen. In dit verband lijkt de toepassing van een injectietarief voor elektriciteit, zeker als dit gering is, geen bepalende factor.

3.3 Analyse van bepalende factoren voor dispatchingbeslissingen en concurrentiekracht van de Belgische centrales op korte termijn

120. De elektriciteitsmarkten en het gedrag van de marktactoren (producenten, leveranciers, evenwichtsverantwoordelijken, afnemers ...) zijn complex. Deze complexiteit hangt vaak samen met de fysische en economische kenmerken van elektriciteit. Zo kan elektriciteit (momenteel) bijvoorbeeld niet op grote schaal worden opgeslagen, moet het evenwicht tussen productie en verbruik in real-time worden gegarandeerd, en vertonen bepaalde schakels in de waardeketen kenmerken van openbaar goed of natuurlijke monopolie. Deze complexe elementen verklaren waarom de vraag rond de efficiëntie van het 'market design' nog steeds actueel is, terwijl heel wat evoluties – meer bepaald in verband met de decarbonisatie en de digitalisering – de spelregels opnieuw dreigen te veranderen.

121. De economische voorstelling van de elektriciteitsmarkt gebaseerd op de theorie van de 'merit order'³⁴ kan de economische realiteit van de elektriciteitsmarkten derhalve slechts onvolledig weergeven. Tal van elementen, zoals de positie van de marktspelers, de technische kenmerken (warmtekrachtkoppeling, gepland onderhoud, zelfopwekking ...) en de historische waarden van de activa, de vragen omtrent sociale aanvaardbaarheid, en de irrationaliteit van het gedrag van de gebruikers verstoren de economische resultaten van het theoretische model. Dit is nog meer het geval op Europees niveau, waar de vragen met betrekking tot de werkelijke beschikbaarheid van interconnecties een aanzienlijke impact hebben op de marktkoppeling en de efficiëntie van het concept 'market coupling'³⁵. In dit verband zijn beslissingen op het gebied van regelgeving en tarieven, zoals de mogelijke toepassing van een injectietarief in België, dus slechts één van de elementen die het gedrag van de marktactoren en, vooral, de concurrentiekracht van de nationale producenten op Europees niveau kunnen beïnvloeden. De studie van mogelijke verstoringen die het injectietarief zou kunnen ondervinden op het vlak van concurrentiekracht en dispatching vereist dus een analyse van dit tarief ten aanzien van de andere basiselementen die de effectieve concurrentiepositie van de Belgische producenten bepalen. Het doel van het overige deel van deze subsectie is om een selectie³⁶ van de voornaamste factoren te analyseren waarvan het belang dit van het injectietarief bij de dispatchingbeslissingen overstijgt: de heterogeniteit van de regels en tarieven op Europees niveau, de beschikbaarheid en de reserveringskosten van interconnecties, en het algemene concurrentievermogen van de energiemix in verschillende landen.

³⁴ Volgens het principe van *merit order* worden de centrales waarvan de variabele (of marginale) kosten het laagst zijn eerst geactiveerd. Dit betekent dat hoe efficiënter/concurrerender een centrale is in vergelijking met de rest van de mix, hoe hoger deze centrale in de *merit order* wordt geplaatst en hoe vaker deze centrale ook geactiveerd wordt. Elk uur maken de geactiveerde (zogenoemde 'inframarginale') eenheden een 'winst' die ook inframarginale rente wordt genoemd: dit is het verschil tussen de elektriciteitsprijs en de variabele kosten. Als de geïnstalleerde capaciteiten vast zijn, loopt een duurder centrale het risico op korte termijn minder vaak geactiveerd te worden en/of minder inframarginale rente te verzamelen in vergelijking met andere eenheden in de *merit order*.

³⁵ Volgens de principes van de Europese gekoppelde markt (*multi-regional coupling*) zijn de landen onderling verbonden en concurreren de centrales rechtstreeks met elkaar om in de Europese vraag te kunnen voorzien, ongeacht waar ze zich bevinden. In dit verband wordt de *merit order*, die op elk ogenblik de activeringsvolgorde van de productiemiddelen voor het dekken van de vraag in een bepaald land bepaalt, op Europees niveau gedefinieerd. Binnen de grenzen van de interconnectiecapaciteiten worden de meest concurrerende centrales eerder gekozen, ongeacht de plaats waar ze zich bevinden.

³⁶ Op een gedetailleerder niveau hangen de dispatchingbeslissingen af van tal van andere parameters, die heel wat verder gaan dan de variabele kosten alleen. De productie van bepaalde activa hangt derhalve niet rechtstreeks af van de *merit order*. Dit is bijvoorbeeld het geval voor warmtekrachtcentrales, waarbij de elektriciteitsproductie eerder afhangt van de vraag naar warmte. De langetermijncontracten en de geplande onderhouds- en sluitingsbeslissingen bepalen eveneens de capaciteit die de centrales gedurende een bepaalde periode moeten produceren en de energie die op de korte termijn markt moet worden aangeboden.

3.3.1 De heterogeniteit van de reglementeringen en tarieven, een ex ante-concurrentiefactor van de Belgische centrales

122. De resultaten van de benchmarking, die in het eerste deel van dit rapport worden beschreven, wijzen op een sterke heterogeniteit van de kosten die betaald worden door een productiecentrale met een geïdealiseerd profiel. Deze kosten, omgezet naar €/MWh om een robuuste vergelijking te kunnen maken, zijn niet geharmoniseerd op Europese schaal (verschillende fiscale stelsels, tariefstelsels enz.).

123. Deze heterogeniteit leidt tot een algehele concurrentieverstoring tussen de elektriciteitsproducenten, voor wie verschillende tarief- en belastingregelingen gelden. Ten opzichte van landen waar de elektriciteitsproducenten dergelijke bijkomende kosten moeten betalen, moet de toepassing van een injectietarief in België eigenlijk gezien worden als een vermindering van de concurrentieverstoringsen en van de systemische heterogeniteit van de economische omstandigheden binnen deze perimeter.

124. Er moet overigens worden opgemerkt dat de kosten die door de producenten worden betaald in heel wat landen hoger liggen dan de eenvoudige perimeter van de injectietarieven voor energie. Terwijl negen van de achttien naburige landen van België binnen de NWE-zone injectietarieven voor energie toepassen (gelijkaardig aan wat in België wordt toegepast voor de tariefperiode 2016-2019), passen bepaalde landen ook tarieven toe die gekoppeld zijn aan de door de producenten aan het net geleverde capaciteit (bv. Groot-Brittannië en Finland). Andere landen vergoeden de levering van bepaalde systeemdiensten dan weer niet (bv. Frankrijk), wat voor de producenten nog andere meerkosten met zich meebrengt. Tot slot worden in Groot-Brittannië en Noorwegen belastingen toegepast die gekoppeld zijn aan de CO₂-uitstoot, terwijl dit landen zijn waar ook een energietarifiering bestaat.

Bericht nr. 11: De *dispatchings*beslissingen op korte termijn worden rechtstreeks beïnvloed door de kosten en tarieven die voor de elektriciteitsproducenten als variabele productiekosten worden beschouwd. Zoals aangetoond in de benchmarking zijn de variabele kosten in Europa uiterst heterogeen en kunnen ze afhankelijk van het land oplopen tot het dubbele. Meer bepaald binnen dit kader lijkt België vanuit concurrentieel standpunt niet benadeeld te zijn in vergelijking met de andere Europese landen.

3.3.2 De interconnectiecapaciteit

125. De integratie van België binnen de Europese markt coupling betekent in theorie dat de merit order niet langer op Belgisch maar op regionaal niveau wordt bepaald. Een buitenlandse centrale die door toepassing van het injectietarief goedkoper geworden is dan een Belgische centrale, kan op het vlak van activering bevoorrecht zijn. In werkelijkheid is de arbitrage voor buitenlandse centrales die hypothetisch minder duur zouden zijn dan de Belgische centrales alleen mogelijk binnen de grenzen van de interconnectiecapaciteit.

126. Om de mogelijke effecten die van toepassing zijn voor België nauwkeuriger te kunnen analyseren, is het noodzakelijk om te kijken naar de effectief beschikbare interconnectiecapaciteit tussen België en de naburige landen. In dat verband is België in januari 2019 geïnterconnecteerd met Frankrijk, Nederland en Groot-Brittannië, die op hun beurt weer geconnecteerd zijn met andere Europese landen (Duitsland, Luxemburg, Zwitserland, Italië). Volgens een transitlogica is het mogelijk dat België ook elektriciteit importeert die in die landen wordt geproduceerd. De interconnectiecapaciteit is echter beperkt: de op lange termijn

beschikbare nettotransitcapaciteit van de interconnectie³⁷ bedraagt aldus 1800 MW tussen Frankrijk en België³⁸ en 950 MW tussen Nederland en België³⁹. Het record wat betreft import (op korte termijn) is voor België momenteel 5234 MW op uurbasis (in december 2018). Deze capaciteit (zowel op korte als lange termijn) is ontoereikend om het hele jaar door perfecte concurrentie tussen de producenten mogelijk te maken. In dezelfde logica, bedraagt de commercieel beschikbare interconnectiecapaciteit voor export tussen België en Nederland 950 MW, en tussen België en Nederland 800 MW. Dit betekent dat de export van door Belgische centrales geproduceerde elektriciteit naar deze twee landen sterk beperkt is.

127. Opgemerkt moet worden dat de geplande evolutie van de interconnectiecapaciteit voor de volgende tariefperiode de dynamiek van de energie-uitwisselingen tussen België en de buurlanden en de momenteel waargenomen verzadigingstoestand niet grondig zou mogen verstoren. De enige geplande projecten zijn aldus de nieuwe interconnectie met Duitsland (project ALEGRO⁴⁰ - 1000 MW transitcapaciteit) en de versterking van de interconnectie met Frankrijk (project voor de versterking van de interconnectie tussen de steden Avelin en Avelgem⁴¹).

Bericht nr. 12: De theoretische impact van een injectietarief op de concurrentiekracht is geringer dan wat de theorie van de *merit order* kan voorspellen, aangezien de interconnecties verzadigd kunnen geraken. In gespannen importsituaties is de theoretische impact van het injectietarief op de concurrentiekracht van de Belgische centrales nihil. In situaties waar de markt gekoppeld is, kan het injectietarief eventueel leiden tot een aanpassing van de importvolumes, die vervolgens kunnen botsen op de drempel van de beschikbare interconnectiecapaciteit.

3.3.3 De concurrentie tussen nationale productiemixen

128. Naast concurrentie tussen equivalente productiekanalen, die bij de toepassing van een injectietarief mogelijk zou kunnen veranderen ten nadele van de Belgische centrales, bestaat er ook een ruimere concurrentie tussen nationale elektriciteitsproductiemixen. Deze intuïtie kan worden verklaard door het feit dat sommige landen profiteren van een productiemix die gemiddeld (of per uur) veel competitiever is dan deze van de buurlanden. Dit is bijvoorbeeld het geval voor Frankrijk, dankzij zijn mix van kernenergie en waterkracht, maar ook voor Duitsland bij een overschot van hernieuwbare energie.

129. Vanuit het oogpunt van de *market coupling* is het in dit geval belangrijk dat er energie wordt uitgewisseld vanuit de minst dure landen (met een overschot aan technologieën met een lage marginale kostprijs) naar de duurste landen (met onvoldoende technologieën met een lage marginale kostprijs), wat vaak leidt tot verzadiging van de interconnecties. Kleine wijzigingen van de variabele kostprijs in één van de landen (bijvoorbeeld door toepassing van een injectietarief van € 0,62/MWh) zijn bijgevolg vaak onvoldoende om een kentering teweeg te brengen in de concurrentiekracht. Ter illustratie: in 2017 was er slechts een volledige prijsconvergentie in de CWE-zone gedurende 40% van het jaar (zie Figuur 20) (namelijk toen de spotprijzen in €/MWh binnen de zone niet meer dan € 1/MWh van elkaar verschilden). Dit betekent dat een kentering van het concurrentievermogen ten gevolge van het injectietarief van € 0,62/MWh slechts tijdens 40% van de uren mogelijk zou zijn. Bovendien worden er aanzienlijke seizoensschommelingen waargenomen in termen van prijsconvergentie. Daarbij moet worden

³⁷ Ga voor meer informatie over de berekening van deze nettotransitcapaciteit naar de Belgische interconnecties naar <http://www.elia.be/nl/producten-en-diensten/cross-border-mechanismen/transmissiecapaciteit-op-de-grenzen/berekeningsmethode#anchor1>

³⁸ Bron: <http://www.elia.be/nl/grid-data/interconnecties/jaarcapaciteit-Belgie-Nederland-Belgie-Frankrijk>

³⁹ ENTSO-E Grid Map, 2018. Beschikbaar via de volgende link: <https://www.entsoe.eu/data/map/>

⁴⁰ <https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/projects/projects/92>

⁴¹ <https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/projects/projects/23>

opgemerkt dat een perfecte prijsconvergentie vaak in de zomer optreedt, wanneer de gascentrales erg weinig worden geactiveerd, zeker in België.

Kader 2. Beschikbaarheid van de productiecapaciteiten, prijsconvergentie en concurrentiekracht

De elektriciteitsmix in België bestaat momenteel voornamelijk uit nucleaire productiecapaciteit (ongeveer 35% van de geïnstalleerde capaciteit) en gas (ongeveer 35% van de geïnstalleerde capaciteit). De rest van de geïnstalleerde capaciteit is verdeeld over variabele hernieuwbare energiebronnen (zon en wind), andere thermische bronnen (bv. stookolie, biomassa enz.) en waterkracht.

De beschikbaarheid van bepaalde productiecapaciteiten speelt een belangrijke rol in de mechanismen van marktkoppeling en prijsconvergentie. Bijvoorbeeld kan de lage prijsconvergentie tussen Frankrijk en België in het eerste en laatste kwartaal van 2017 worden toegeschreven aan een lage beschikbaarheid van de kerncentrales tijdens die periodes (figuur 20). Wanneer kernenergie in deze twee landen minder beschikbaar is, stijgt de behoefte aan import, raken de interconnecties verzadigd en divergeren uiteindelijk de prijzen uiteindelijk.

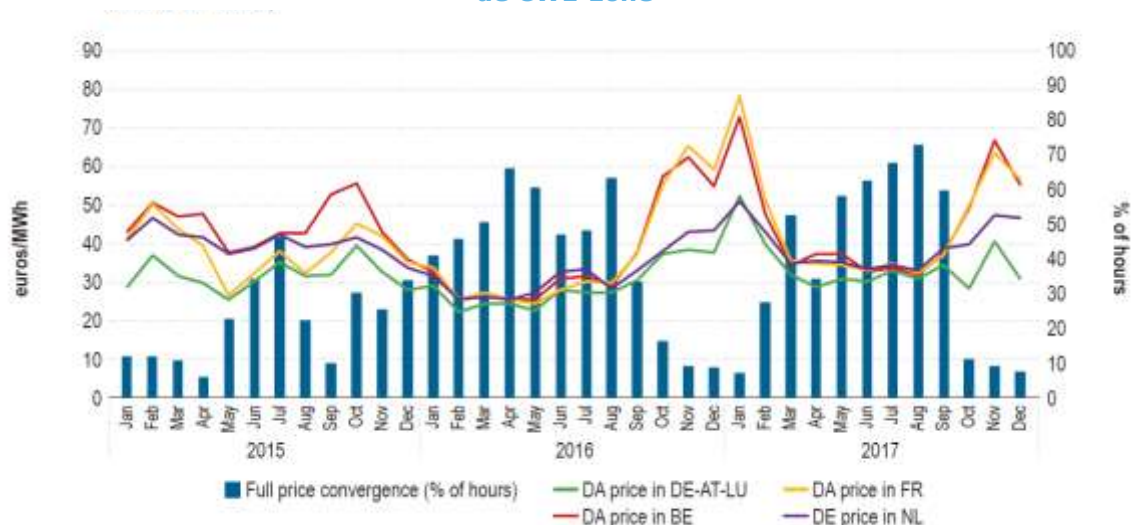
In dat welbepaalde geval is de impact van het injectietarief op de concurrentiekracht van de centrales in theorie vrij laag. En aangezien de markten niet gekoppeld zijn wegens de verzadigde interconnecties, concurreren de Belgische centrales niet met de buitenlandse producenten.

Wanneer in beide landen daarentegen meer kernenergie beschikbaar is (bv. tijdens het tweede en derde kwartaal van 2017), kunnen de prijzen meer convergeren.

De redenering achter het illustratieve voorbeeld van het mechanisme tussen Frankrijk en België geldt uiteraard ook voor België en de andere met België geïnterconnecteerde landen.

130. Binnen het huidige paradigma van de sterk uiteenlopende Europese productiemixen is het Belgische injectietarief niet in staat om de concurrentiekracht van de Belgische gascentrales te beïnvloeden, aangezien deze in periodes van volledige prijsconvergentie amper geactiveerd worden. Bovendien stemt het merendeel van de uren waarvoor de inframarginale rentes het hoogst zijn niet overeen met de uren waarvoor de STEG-centrales marginaal zijn (bv. met de piekuren, waar het de daaropvolgende technologie is die de prijzen bepaalt). Het is voornamelijk tijdens die piekuren dat de interconnectiecapaciteit maximaal wordt benut en dat er congestie optreedt. Tijdens deze specifieke uren, die omwille van de hoge inframarginale rentes erg belangrijk zijn voor de rentabiliteit van de producent, zal de toepassing van een injectietarief dus geen invloed hebben op de concurrentiekracht van STEG-centrales ten opzichte van de buurlanden, aangezien de interconnecties reeds gesatureerd zijn.

Figuur 20. Maandelijkse spotprijzen en prijsconvergentie tussen een aantal landen in de CWE-zone



Bron: ACER en ENTSO-E, 2018

Bericht nr. 13: Naast de concurrentie tussen productie-eenheden (gas versus gas, steenkool versus steenkool) bestaat er binnen Europa rechtstreekse concurrentie tussen nationale productiemixen die de mate van prijsconvergentie en de benuttingsgraad van de interconnecties tussen de landen bepaalt. Wanneer een elektriciteitsmix beduidend competitiever is dan een andere of wanneer deze over meer capaciteit beschikt aan een geringe variabele kostprijs, is de impact van een eventueel injectietarief in een buurland op de activeringsbeslissing op korte termijn minimaal.

3.3.4 De reserveringskosten van interconnecties op lange termijn

131. Op lange termijn kan de interconnectiecapaciteit tussen verschillende landen binnen een marktkoppelingszone worden toegekend via een mechanisme van expliciete veilingen (maandelijks of jaarlijks, en momenteel zelfs intraday). Producenten die elektriciteit naar een ander land willen exporteren, doen een reserveringsaanvraag voor een bepaalde hoeveelheid capaciteit van een beschikbare interconnectie. De capaciteiten worden vervolgens tegen een vaste prijs via het veilingmechanisme⁴² expliciet toegewezen door de TNB die de interconnectie beheert.
132. Aan de hand van de kostenanalyse die gepaard gaan met de reservering van interconnectiecapaciteit voor het exporteren en/of importeren van elektriciteit, kan het geheel aan factoren die de concurrentieverschillen tussen landen beïnvloeden kwantitatief worden geïllustreerd, en kunnen er conclusies worden getrokken met betrekking tot het belang van het injectietarief voor de import- en exportbeslissingen.
133. Eenvoudig gesteld: wanneer we uitsluitend naar de importsituaties kijken⁴³, geeft de (jaarlijkse of maandelijkse) reserveringskostprijs van de interconnecties de gemiddelde winst weer die de buitenlandse producenten verwachten wanneer ze in België importeren. Het gaat

⁴² Producenten doen biedingen en degene met de hoogste prijs wordt door de TSO geselecteerd, waardoor de prijs voor de reservering van de interconnectie wordt bepaald.

⁴³ Daarbij moeten we het volgende opmerken: België is weliswaar een netto-invoerder van elektriciteit (ongeveer 6 TWh in 2017), maar exporteert op bepaalde uren wel elektriciteit naar Frankrijk en Nederland. Zo heeft België in 2017 gedurende 5259 uur naar Frankrijk en gedurende 2017 uur naar Nederland geëxporteerd. Uiteraard kan het verschil binnen de *merit order* ten gevolge van het injectietarief ook in die situaties voorkomen, wat een vermindering van het exportvolume van België met zich zou meebrengen. De economische mechanismen die in dit deel over de importsituaties worden uitgelegd, zijn mutatis mutandis ook van toepassing op de export.

dus om opportuniteitskosten die door de veilingen van de interconnecties aan het licht komen. Als de buitenlandse producenten ondanks deze reserveringskostprijs bereid zijn om naar België te exporteren, betekent dit dat hun concurrentievoordeel ten opzichte van de Belgische centrales deze drempel overschrijdt, en dat ze met deze bijkomende kosten een positieve (of geen) rente zullen realiseren.

134. De vergelijking van de reserveringskosten met het injectietarief (of ruimer gezien met de vastgestelde verschillen tussen de productiekosten die gemeten werden in deel 2) is zeer relevant:

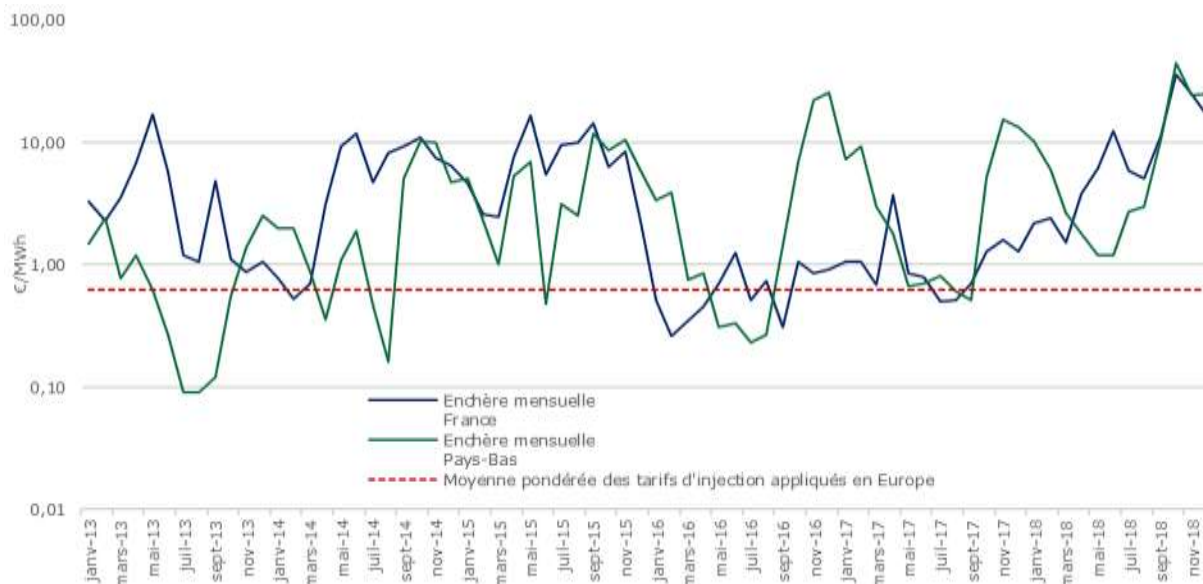
- In een theoretisch kader waar de reserveringen van interconnecties geen enkele marge voor arbitrage op kortere termijn toelaten, betekent de reserveringskostprijs een onvermijdelijke bijkomende kostprijs voor buitenlandse centrales die naar België willen exporteren. Als we op dezelfde manier te werk gaan als bij de oefening die in de onderzoeken van Microeconomix in 2013 (het correctief tariefvoorstel voor de periode 2013-2015) en 2015 (het aangepast tariefvoorstel voor de periode 2016-2019) werden uitgevoerd, kunnen we de reserveringskosten vergelijken met de andere variabele kosten, zoals de tarieven of de kosten van verplichtingen. Zo kunnen we de concurrentiepositie van de Belgische centrale ten opzichte van *equivalente* naburige centrales meten.
- Zoals aangehaald in de voorgaande delen is tegenwoordig de arbitrage op de interconnectiekosten met een kortere tijdsspanne (D-1, intraday) mogelijk dankzij de koppeling van de D-1-markten in Europa. Daardoor kunnen buitenlandse producenten hun kosten voor het leveren van energie aan België zo laag mogelijk houden ten opzichte van de veilingprijzen en kunnen ze concurreren met de Belgische producenten. Als de reserveringskosten van de veilingen niet nul zijn, is er sprake van een *gemiddelde* opportuniteitskost die bepaalde buitenlandse producenten bereid zijn te betalen om de risico's van kortetermijnarbitrage te vermijden. Het gaat hier dus om een proxy aan de hand waarvan we het *gemiddelde* concurrentieverschil tussen de verschillende nationale mixen kunnen beoordelen, op maand- of jaarbasis. Het is dan ook interessant om grootteorde van de reserveringskosten en het injectietarief te vergelijken en vervolgens de *gemiddelde* gevoeligheid van de importbeslissingen voor deze specifieke determinant te beoordelen.

135. Zoals uitgelegd in de vorige paragrafen is het zo dat, wanneer het gebruik van interconnecties wordt toegewezen via een systeem van expliciete veilingen (jaarlijks of maandelijks), dit betekent dat het gebruik van interconnecties om elektriciteit naar België te exporteren een kostprijs inhoudt voor buitenlandse producenten, met name voor producenten die actief zijn in Nederland en Frankrijk. Zo bedroegen de jaarlijkse reserveringskosten voor de interconnectie tussen Nederland (land van oorsprong) en België in 2018 € 2,93/MWh. Deze kostprijs, die de bijkomende kosten vertegenwoordigt die de Nederlandse producenten bereid zijn te betalen om elektriciteit uit hun productie naar België te exporteren, is bijna vijf keer hoger dan het gewogen gemiddelde van de injectietarieven voor energie in Europa (zie deel 2 van dit rapport). De jaarlijkse reserveringskosten van de interconnectie tussen Frankrijk (land van oorsprong) en België bedragen € 1,5/MWh, wat bijna drie keer het gemiddelde van de injectietarieven (€ 0,62/MWh) is. Voor het jaar 2017 bedroegen de jaarlijkse reserveringskosten van de interconnecties van Nederland naar België € 4,44/MWh en van Frankrijk naar België € 1,16/MWh.

136. De maandelijks reserveringskosten van de interconnectie tussen Nederland (land van oorsprong) en België bedroegen in 2018 gemiddeld € 11/MWh met een piek van bijna € 45/MWh in oktober (congestie) en een minimum van € 0/MWh in juni (volledige beschikbaarheid). Tussen Frankrijk (land van oorsprong) en België bedroeg die kostprijs in datzelfde jaar gemiddeld ook bijna € 11/MWh, met een piek van meer dan € 35/MWh in oktober en een minimum van ongeveer

€ 1,5/MWh in maart⁴⁴. De onderstaande grafiek geeft de evolutie weer van de reserveringskosten van de interconnecties per maand en per jaar tussen 2013 en 2018. Uit de afbeelding blijkt in het bijzonder dat deze reserveringskosten sterk schommelen en ook dat ze structureel hoger zijn dan het injectietarief dat momenteel in België gehanteerd wordt.

Figuur 21. Maandelijkse reserveringskosten van de interconnecties (FR-BE; NL-BE) tussen 2013 en 2017 (logaritmische schaal)



Bron: Deloitte Economic Advisory

Bericht nr. 14: We stellen vast dat het gemiddelde van de in Europa gehanteerde injectietarieven gewogen met de gasproductiecapaciteit, die € 0,62/MWh bedraagt, aanzienlijk lager is dan het merendeel van de veilingwaarden voor de interconnectie in 2017 en 2018: gemiddeld gezien minstens drie keer lager voor de jaarlijkse veilingen en vijftien keer lager voor de maandelijkse veilingen. Als we alleen met die vaststelling rekening houden en uitgaan van de veronderstelling dat de reserveringen van de interconnecties geen enkele ruimte laten voor arbitrage op kortere termijn, dan geeft dit aan dat het Belgische injectietarief op zich niet volstaat om de *merit order* tussen gelijkwaardige centrales te veranderen. Als we in het algemeen de arbitragemogelijkheden op korte termijn bekijken, blijkt uit de verschillen in grootteorde tussen het injectietarief en de reserveringskosten duidelijk dat andere concurrentiefactoren, bepalend bij beslissingen voor import en export in België, meer gewicht in de schaal leggen. Gemiddeld maakt het injectietarief slechts een marginaal deel uit van de verschillen in concurrentievermogen tussen België en de buurlanden.

⁴⁴ Bron: <http://www.jao.eu/main>

3.4 Conclusies van dit deel

137. De invoering van een injectietarief voor energie voor de volgende tariefperiode in België vereist dat beleidsmakers een grondige economische analyse uitvoeren van de mogelijke gevolgen van dat tarief, zowel in termen van potentiële voordelen en kosten. Men moet een afweging maken tussen de verschillende theoretische doelstellingen die bij elke vorm van tariefontwerp moeten worden nagestreefd, zoals kostendekking, niet-discriminatie, transparantie, maar ook de economische efficiëntie en het sturen van economische signalen naar netgebruikers.
138. Het injectietarief dat Elia nu toepast en dat in 2013 werd ingevoerd, is gebaseerd op de verwachte voordelen in termen van een efficiënte kostenverdeling. Het wil immers de reserveringskosten van de ondersteunende diensten billijk tussen de producenten en de afnemers verdelen. De producenten en de afnemers zijn zowel de begunstigen van deze diensten (ze worden gedekt tegen het risico van afschakeling en black-outs) als de verantwoordelijken voor hun dimensionering (de ondersteunende diensten moeten het mogelijk maken om te reageren op storingen van de productie-eenheden of op de onzekerheid van de vraag / de beschikbaarheid van de productie.) **Een injectietarief maakt het dus mogelijk de Belgische elektriciteitsproducenten te responsabiliseren en het geheel van kosten voor de ondersteunende diensten niet alleen door afnemers te laten dragen.**
139. Zoals elk regulatorisch of tariefelement dat niet op Europees niveau geharmoniseerd is, zou het injectietarief in België echter de concurrentie tussen de Europese elektriciteitsproducenten kunnen verstoren, aangezien het - onder overigens gelijke omstandigheden - de Belgische centrales duurder zou kunnen maken dan hun concurrenten op de interne Europese markt. De op de principes van de *merit order* gebaseerde theoretische analyse wijst op een risico in termen van de activering van Belgische centrales en de aansporing tot investeringen op lange termijn (via het verband tussen de *merit order*, de activering en het zich voordoen van inframarginale renten). Men moet echter de valkuilen van een volledig op gestileerde modellen gerichte analyse ontwijken, aangezien deze modellen een onvolmaakt beeld geven van de subtiliteiten en complexiteiten die de elektriciteitsmarkten in werkelijkheid aansturen, en dus tot verkeerde conclusies kunnen leiden.
140. Uit een grondigere analyse van de basiselementen van de markt en de bepalende factoren voor het gedrag van de netgebruikers blijkt dat het injectietarief een verwaarloosbare impact heeft op het gebied van vertekening van de markt signalen, en die impact wordt nog kleiner wanneer het injectietarief wordt vastgesteld op een voldoende redelijk niveau dat overeenstemt met het gemiddelde van de tarieven die in Europa worden toegepast, namelijk € 0,62/MWh. Uit het onderzoek van de huidige interconnecties, de beschikbaarheid ervan en de bijbehorende reserveringskosten, en van de algemene concurrentieverschillen tussen nationale mixen en de vele regelgevende elementen die niet geharmoniseerd zijn tussen verschillende landen blijkt dat **een tarief dat rekening houdt met die beperkingen een verwaarloosbare impact zou hebben op het concurrentievermogen van de Belgische centrales op korte termijn.** Op langere termijn worden de beslissingen om in centrales te investeren of ze te sluiten en de keuze van hun locatie vooral geleid door de evolutie van en de onzekerheid over de belangrijkste basiselementen, namelijk de vraag, de grondstoffenprijzen, de CO₂-emissierechten, de evolutie naar een koolstofvrij systeem en de aanpassing van het markt design. **Een redelijk injectietarief, dat lager is dan de onzekerheid over de andere parameters, zou dus geen invloed mogen hebben op de strategische besluitvorming van de marktdeelnemers.**

4 Bijlagen

4.1 Uitvoerige bespreking van de in aanmerking genomen kosten per land

Voorafgaande opmerkingen:

- Alle kosten die in dit rapport in aanmerking worden genomen en uitvoerig worden besproken in deze bijlagen komen overeen met hun niveau op 1 november 2018 zoals het in de officiële bronnen werd gepubliceerd.
- Alle wisselkoersen voor de omzetting van een nationale munt in euro zijn die van 1 november 2018. De gebruikte bron is het IMF⁴⁵.

4.1.1 Duitsland

Tarieven voor de toegang tot het transmissienet

141. Duitsland heeft vier TNB's (Amprion, TENNET-T, Transnet & 50Hertz), die elk verschillende tarieven toepassen voor de toegang tot het transmissienet voor elektriciteit. Geen enkele van deze vier TNB's past tarieven voor de injectie van elektriciteit op het net toe. Er bestaan alleen vaste kosten (voor de meting) (zie infra). Omgezet in €/MWh vertegenwoordigen deze tarieven een minimaal aandeel van de kosten en zijn ze niet voorgesteld op de grafieken in dit rapport (zie Tabel 1).

Tabel 1. Omzetting van de Duitse vaste tarieven in €/geïnjecteerde MWh

Amprion ⁴⁶		TENNET-T ⁴⁷		Transnet ⁴⁸		50Hertz ⁴⁹	
Vast tarief €/jaar	Omzetting €/geïnjecteerde MWh	Vast tarief €/jaar	Omzetting €/geïnjecteerde MWh	Vast tarief €/jaar	Omzetting €/geïnjecteerde MWh	Vast tarief €/jaar	Omzetting €/geïnjecteerde MWh
€ 3393/jaar	€ 0,0017/geïnjecteerde MWh	€ 3186/jaar	€ 0,0016/geïnjecteerde MWh	€ 4656,23/jaar	€ 0,0024/geïnjecteerde MWh	€ 1345/jaar	€ 0,00069/geïnjecteerde MWh

Energiebelastingen en -toeslagen

142. De Duitse wetgeving stelt de elektriciteitscentrales met een nominale capaciteit van meer dan 2 MW vrij van energiebelastingen (zowel de belasting op het brandstofverbruik voor de energieproductie als de toeslag op de CO₂-uitstoot)⁵⁰.

⁴⁵ https://www.imf.org/external/np/fin/data/param_rms_mth.aspx

⁴⁶ <https://www.amprion.net/Market/Grid-Customer/Grid-Charges/>

⁴⁷ <https://www.tennet.eu/electricity-market/german-market/grid-charges/>

⁴⁸ <https://www.transnetbw.com/en/energy-market/grid-access-and-charges/price-sheets>

⁴⁹ <https://www.50hertz.com/en/Market/Gridusageandcongestionmanagement>

⁵⁰ <https://www.oecd.org/tax/tax-policy/taxing-energy-use-2018-germany.pdf>

4.1.2 Oostenrijk

Tarieven voor de toegang tot het transmissienet

143. Het Oostenrijkse hoogspanningsnet is in drie tariefzones verdeeld (Austrian, Tyrol & Voralberg). Dit net wordt door twee TNB's beheerd: APG en Voralberg. De tarieven voor het netgebruik worden bepaald door de regulator (E-Control) via de 'Electricity System Charges Ordinance' en worden elk jaar geactualiseerd.

144. De tarieven voor de toegang tot het net zijn onderverdeeld in tarieven voor het netgebruik door de afnemers, tarieven voor de compensatie van de verliezen, tarieven voor de voorzieningen en tarieven voor de systeemdiensten⁵¹.

- De tarieven voor het netgebruik worden enkel betaald door de elektriciteitsafnemers die rechtstreeks op het transmissienet aangesloten zijn en vallen dus buiten het kader van deze studie.
- De tarieven voor de compensatie van de verliezen gelden zowel voor de afnemers als voor de producenten van elektriciteit. Ze worden uitgedrukt in €/MWh. Voor het hoogste spanningsniveau worden deze tarieven samengevat in Tabel 2.
- De tarieven voor de voorzieningen worden net als de tarieven voor het netgebruik enkel door de afnemers van elektriciteit betaald en vallen buiten het kader van deze studie.
- De tarieven voor de systeemdiensten worden enkel betaald door de klanten die elektriciteit op het net injecteren. De tariefniveaus worden samengevat in Tabel 2.

Tabel 2. Samenvatting van de tarieven van toepassing op de elektriciteitsproducenten in Oostenrijk

Tarief	Bedrag in €/geïnjekteerde MWh		
	Zone Voralberg	Zone Tyrol	Zone Austrian
Compensatie van de verliezen op het transmissienet	0,35	0,36	0,36
Systeemdiensten	0,98	0,98	0,98

Bron: APG

Energiebelastingen en -toeslagen

145. Aardgas en alle brandstoffen die voor de elektriciteitsproductie worden gebruikt, zijn in Oostenrijk vrijgesteld van energiebelastingen^{52,53}.

⁵¹ <https://www.apg.at/en/market/electricity-market/tariffs>

⁵² <https://www.bmf.gv.at/budget/das-budget/foerederungsberichte.html>

⁵³ <https://www.oecd.org/tax/tax-policy/taxing-energy-use-2018-austria.pdf>

4.1.3 België

Tarieven voor de toegang tot het transmissienet

146. Elia, de Belgische TNB, past een tarief toe voor de injectie van elektriciteit op het net, als compensatie voor de diensten vermogensreserve en black-start. Voor de tariefperiode 2016-2019 bedraagt dit tarief € **0,9644/netto geïnjecteerde MWh**.

147. Ter illustratie tonen alle cijfers in dit rapport de positie van een geactualiseerd injectietarief van € 0,62/MWh (het in dit rapport berekende gemiddelde van de energietarieven) tegenover de toegepaste kosten in andere landen. Het is ook nuttig eraan te herinneren dat deze referentiewaarde niet werd meegenomen in de berekening van de gewogen gemiddelden.

Energiebelastingen en -toeslagen

148. In België moeten de afnemers van aardgas die op het transmissienet voor aardgas aangesloten zijn de federale bijdrage voor gas betalen. Wanneer de hoeveelheden afgenomen gas door de eindklant voor de productie van elektriciteit worden gebruikt, is de klant echter vrijgesteld van de federale bijdrage⁵⁴. In onze studie gaan wij er dus van uit dat de geïdealiseerde centrale in aanmerking komt voor de vrijstelling van de federale bijdrage voor gas.

4.1.4 Denemarken

Voorafgaande opmerking: in het kader van onze studie is de gebruikte wisselkoers tussen de Deense kroon en de euro (€) die van 1 november 2018. Volgens het IMF bedroeg ze € 0,13/1 DKK.

Tarieven voor de toegang tot het transmissienet

149. Energinet is de beheerder van het Deense transmissienet voor elektriciteit. De tarieven voor de toegang tot het transmissienet voor elektriciteit worden door de Deense regulator, de *Danish Energy Authority*⁵⁵, vastgelegd in de *Act on Energinet*. De tarieven voor de toegang tot het Deense transmissienet zijn in twee grote componenten verdeeld:

- een tarief dat wordt betaald door de afnemers van elektriciteit die rechtstreeks op het transmissienet aangesloten zijn. Dit tarief valt dus buiten het kader van onze studie;
- een tarief dat wordt betaald door de elektriciteitsproducenten (windkracht en warmtekrachtkoppeling zijn ervan vrijgesteld).

150. Naast deze twee tariefcomponenten betalen de gebruikers van het Deense transmissienet een tarief voor de *balanceringsdiensten*. Tabel 3 hierna geeft een samenvatting van de tarieven die de in onze studie in aanmerking genomen elektriciteitsproducenten in Denemarken betalen.

⁵⁴ <https://www.creg.be/nl/professionals/levering/federale-bijdrage>

⁵⁵ <https://en.energinet.dk/Electricity/Tariffs>

Tabel 3. Tarieven voor de toegang tot het Deense transmissienet voor de producten

Component	Niveau in Deense kroon/MWh	Niveau in Deense kroon/jaar	Omzetting in €/geïnjecteerde MWh
Tarief voor de productie	3 DKK/MWh		€ 0,48/geïnjecteerde MWh
Balanceringsdiensten voor de producenten	0,69 DKK/MWh		€ 0,21/geïnjecteerde MWh
Balanceringsdiensten – vaste kosten		18.000 DDK/jaar	€ 0,001/geïnjecteerde MWh

Kosten voor de verplichte levering van systemendiensten die niet door de TNB worden vergoed

151. Volgens de enquête van ENTSO-E in 2017 (Survey on ancillary services, 2017) is de levering van de dienst voor spanningsreserve (*Voltage Control*) voor de Deense producenten verplicht, zonder vergoeding door de TNB. Dit leidt dus tot meerkosten voor de producenten die op ongeveer **€ 0,21/geïnjecteerde MWh** worden geschat, op basis van de reële kosten van de levering van de spanningsregeling in België⁵⁶.

Energiebelastingen en -toeslagen

152. De voor de elektriciteitsproductie gebruikte brandstoffen zijn in Denemarken vrijgesteld van energiebelastingen⁵⁷.

4.1.5 Spanje

Tarieven voor de toegang tot het transmissienet

153. Sinds de invoering van het decreet 1544/2011 in de Spaanse wetgeving⁵⁸ past de nationale TNB, *Red Eléctrica de España S.A.*, een tarief voor het gebruik van de transmissienetten toe op de elektriciteitsproducenten. In 2018 bedroeg dit tarief **€ 0,5/MWh**⁵⁹.

Kosten voor de verplichte levering van systemendiensten die niet worden vergoed

154. Volgens de laatste enquête van ENTSO-E (Survey on ancillary services, 2017) worden in Spanje de kosten van de black-startdienst niet door de TNB vergoed. Onze raming van de meerkosten voor de levering van black-start is gebaseerd op door Elia verstrekte gegevens⁶⁰. Ze bedragen ongeveer **€ 0,11/geïnjecteerde MWh**.

⁵⁶ Deze kosten worden berekend door de totale kosten voor de levering van deze dienst te delen door de hoeveelheid in België geproduceerde elektriciteit in 2018.

⁵⁷ <https://www.retsinformation.dk/Forms/R0710.aspx?id=133851&#P1>

⁵⁸ <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2011-17891>

⁵⁹ <https://www.ree.es/en/activities/grid-manager-and-transmission-agent/access-to-the-transmission-grid>

⁶⁰ Om deze meerkosten te berekenen, heeft Elia de totale kosten voor de levering van black-start gedeeld door de totale hoeveelheid in België geproduceerde elektriciteit in 2018.

Energiebelastingen en -toeslagen

155. De gebruikte brandstoffen voor elektriciteitsproductie worden in Spanje niet belast, met uitzondering van zware stookolie⁶¹.

4.1.6 Estland

Tarieven voor de toegang tot het transmissienet

156. De beheerder van het Estse transmissienet, *Elering AS*, past geen tarieven toe op de injectie van energie op het net⁶². Voor dit land worden de kosten voor het gebruik van de transmissienetten in onze studie dus als nul beschouwd.

Energiebelastingen en -toeslagen

157. De elektriciteitsproducenten in Estland zijn vrijgesteld van de belasting op het brandstofverbruik voor de elektriciteitsproductie⁶³.

4.1.7 Finland

Tarieven voor de toegang tot het transmissienet

158. Fingrid, de Finse TNB, beheert het transmissienet voor elektriciteit in Finland. De tarieven voor de toegang tot het Finse transmissienet zijn in verscheidene componenten verdeeld:

- verscheidene tariefcomponenten voor het elektriciteitsverbruik van afnemers rechtstreeks aangesloten op het transmissienet. De elektriciteitsproducenten betalen deze tarieven dus niet;
- een component voor de injectie van elektriciteit op het net, uitgedrukt in €/MWh;
- een vaste component, gekoppeld aan de door de elektriciteitsproducenten aan het net geleverde capaciteit, uitgedrukt in €/MW/maand.

De toegepaste tarieven op elektriciteitsproducenten in Finland zijn samengevat in Tabel 4⁶⁴.

Tabel 4. Tarieven voor het gebruik van het transmissienet van toepassing op de producenten in Finland

Component	Niveau in €/MWh	Niveau in €/MW/jaar
Injectietarief	€ 0,72/geïnjecteerde MWh	
Tarief voor de door de producenten aan het net geleverde capaciteit		€ 1950/jaar (ongeveer € 0,001/geïnjecteerde MWh)

Kosten voor de verplichte levering van systeemdiensten die niet door de TNB worden vergoed

159. De spanningsreserve (*Voltage Control*) is voor de elektriciteitsproducenten in Finland verplicht en wordt niet door de Finse TNB vergoed. Dit leidt dus tot meerkosten voor de

⁶¹ <https://www.oecd.org/tax/tax-policy/taxing-energy-use-2018-spain.pdf>

⁶² <https://elering.ee/en/network-services>

⁶³ <https://www.oecd.org/ctp/tax-policy/taxing-energy-use-2018-estonia.pdf>

⁶⁴ <https://www.fingrid.fi/en/services/power-transmission/fees/#grid-service-fees>

gebruikers van het transmissienet die dit type dienst moeten leveren. In 2018 bedroegen ze ongeveer **€ 0,21/geïnjecteerde MWh**.

Energiebelastingen en -toeslagen

160. In Finland zijn de elektriciteitsproducenten vrijgesteld van energiebelastingen, met name op het aardgasverbruik⁶⁵⁶⁶.

4.1.8 Frankrijk

Tarieven voor de toegang tot het transmissienet

161. In Frankrijk worden de tarieven voor de toegang tot en het gebruik van het transmissienet voor elektriciteit bepaald door de regulator, CRE, en toegepast door de TNB, RTE. Momenteel is TURPE 5 van kracht (dit is de vijfde tariefperiode). TURPE 5, dat op de website van RTE⁶⁷ kan worden geraadpleegd, is in verscheidene tariefcategorieën verdeeld, afhankelijk van het spanningsniveau waarop de afnemer aangesloten is. In onze studie gaan wij ervan uit dat de geïdealiseerde productiecentrale aangesloten is op het hoogste spanningsniveau, in Frankrijk de tariefcategorie HTB3 (400 kV). Gelet op de perimeter van onze studie (nl. op de elektriciteitsproducenten toegepaste injectiekosten), wordt enkel de jaarlijkse injectiecomponent in aanmerking genomen. In het kader van TURPE 5 is hij bepaald op **€ 0,2/geïnjecteerde MWh**.

162. De elektriciteitsproducenten betalen ook een jaarlijkse component van **€ 8.508,05/jaar** voor het administratieve beheer van de klantrelatie. Ten slotte wordt een jaarlijkse component voor de meting gefactureerd; die bedraagt **€ 528,12/jaar**, wanneer de afnemer eigenaar is van zijn meter. Gelet op het productieprofiel van de geïdealiseerde centrale hebben deze tariefcomponenten een minieme impact op de in €/geïnjecteerde MWh berekende totale kosten. Tabel 5 vat deze tarieven en hun omzetting in €/geïnjecteerde MWh samen.

Tabel 5. TURPE 5 - Tarieven voor het gebruik van het Franse net die in de benchmarking in aanmerking werden genomen

Tariefcomponent	Reëel niveau	Omzetting in €/geïnjecteerde MWh
Jaarlijkse injectiecomponent	€ 0,2/geïnjecteerde MWh	
Jaarlijkse beheerscomponent	€ 8508,05/jaar	€ 0,004/geïnjecteerde MWh (onzichtbaar op de in het rapport voorgestelde grafieken)
Jaarlijkse meetcomponent	€ 528,12/jaar	€ 0,001/geïnjecteerde MWh (onzichtbaar op de in het rapport voorgestelde grafieken)

Source : RTE

⁶⁵ https://www.vero.fi/en/detailed-guidance/guidance/56206/energy_taxation/

⁶⁶ https://www.stat.fi/til/ehi/2016/04/ehi_2016_04_2017-03-08_en.pdf

⁶⁷ https://clients.rte-france.com/lang/fr/clients_producteurs/services_clients/tarif.jsp

Kosten voor de verplichte levering van systeemdiensten die niet worden vergoed

163. In Frankrijk is de levering van bepaalde systeemdiensten verplicht voor de grote elektriciteitscentrales (geïnstalleerd vermogen > 400 MW), zonder vergoeding door RTE. Dit is onder meer het geval voor de black-startdienst (meer informatie beschikbaar in het technische reglement van RTE ⁶⁸). Onze raming van de meerkosten voor de levering van black-start in Frankrijk is gebaseerd op door Elia verstrekte gegevens. Ze bedragen ongeveer **€ 0,11/geïnjecteerde MWh**.

Energiebelastingen en -toeslagen

164. De elektriciteitsproducenten zijn in Frankrijk vrijgesteld van de Taxe Intérieure de Consommation sur le Gaz Naturel (TICGN, belasting op aardgasverbruik)⁶⁹. Bovendien is de in 2014 ingevoerde Franse CO₂-belasting (Contribution Climat Energie) rechtstreeks inbegrepen in de verschillende energiebelastingen (TICGN, CSPE enz.). De elektriciteitsproducenten zijn ervan vrijgesteld aangezien zij geen TICGN betalen.

4.1.9 Groot-Brittannië

Voorafgaande opmerking: in het kader van onze studie is de gebruikte wisselkoers tussen het pond sterling (£) en de euro (€) die van 1 november 2018. Volgens het IMF bedroeg ze € 1,14/£ 1.

Tarieven voor de toegang tot het transmissienet

Het Britse transmissienet is complex, aangezien het verdeeld is tussen 3 TNB's en 27 tariefzones voor de producenten⁷⁰. De tarieven zijn onderverdeeld tussen het *Transmission Network Use of System* (TNUoS) en de *Balancing Services Use of System* (BSUoS). OFGEM, de Engelse regulator, bepaalt het niveau van deze tarieven.

TNUoS

165. In het kader van de TNUoS moeten de elektriciteitsproducenten verscheidene injectiekosten betalen in verhouding tot de capaciteit (in MW) die zij aan het net leveren. Om te beginnen moeten de producenten '*Wider Generation Tariffs*' in €/MW betalen. Deze tarieven verschillen sterk van de ene tariefzone tot de andere. Ze kunnen zowel zeer hoog als negatief zijn. Ze worden berekend volgens de in Figuur 22 weergegeven formule. Het niveau van elk component voor de berekening van het tarief wordt voorgesteld in Tabel 6.

⁶⁸ https://clients.rte-france.com/lang/fr/clients_producteurs/mediatheque_client/dtr.jsp

⁶⁹ <https://www.economie.gouv.fr/entreprises/taxe-interieure-consommation-gaz-naturel-ticgn>

⁷⁰ Het Engelse net is bovendien verdeeld in 14 tariefzones voor de rechtstreeks aangesloten afnemers. De tariefzones voor de producenten en voor de afnemers vallen niet noodzakelijk samen.

Figuur 22. Methodologie voor de berekening van de Wider Generation Tariffs in Groot-Brittannië



Bron: OFGEM, National Grid

166. Om voor de geïdealiseerde centrale in onze studie een uniek tarief in €/geïnjecteerde MWh voor te stellen, geven wij in de resultaten een gemiddelde van de *Wider Generation Tariffs*, gewogen volgens de geografische oppervlakte van elke tariefzone. Dit gemiddelde bedraagt € 6.995,27/MWh, wat overeenkomt met ongeveer **€ 1,45/geïnjecteerde MWh** voor de geïdealiseerde centrale van onze studie. Bovendien is de berekening van de *Wider Generation Tariffs* in onze studie, om een realistisch beeld te geven van de tarieven werkelijk van toepassing op de STEG-centrales in Groot-Brittannië, gebaseerd op een door het *National Grid* verstrekt algemene belastingsfactor van 43,2% (dat dus verschilt van de in onze studie gebruikte belastingsfactor).

Tabel 6. Detail van de tariefcomponenten voor de berekening van de Wider Generation Tariffs in Groot-Brittannië

Generation Tariffs		System Peak Tariff	Shared Year Round Tariff	Not Shared Year Round Tariff	Residual Tariff	Conventional Carbon 80% Load Factor	Conventional Low Carbon 80% Load Factor	Intermittent 40% Load Factor
Zone	Zone Name	(€/kW)	(€/kW)	(€/kW)	(€/kW)	(€/kW)	(€/kW)	(€/kW)
1	North Scotland	2,241534	19,713585	15,377881	-2,337478	27,977229	31,052805	20,925837
2	East Aberdeenshire	4,493625	10,286068	15,377881	-2,337478	22,687306	25,762882	17,154830
3	Western Highlands	1,718980	18,661795	15,377881	-2,337478	26,613242	29,688818	20,505120
4	Skye and Lochalsh	1,734185	18,661795	21,196840	-2,337478	31,283614	35,522982	26,324080
5	Eastern Grampian and Tayside	2,733254	15,780106	14,954896	-2,337478	24,983777	27,974756	18,929460
6	Central Grampian	3,471545	14,914731	14,666316	-2,337478	24,798904	27,732168	18,294730
7	Argyll	3,139357	11,744597	24,331456	-2,337478	29,662722	34,529013	26,691817
8	The Trossachs	3,485394	11,744597	13,541154	-2,337478	21,376518	24,084748	15,901515
9	Stirlingshire and Fife	2,070737	8,812135	12,887017	-2,337478	17,092580	19,669983	14,074393
10	South West Scotland	2,393557	9,503815	13,011889	-2,337478	18,068642	20,671020	14,475937
11	Lothian and Borders	3,458965	9,503815	7,441956	-2,337478	14,678104	16,166495	8,906004
12	Solway and Cheviot	1,872723	5,515458	7,419831	-2,337478	9,883476	11,367442	7,288536
13	North East England	3,655606	3,273478	4,026336	-2,337478	7,157978	7,963245	2,998249
14	North Lancashire and The Lakes	1,456718	3,273478	2,570818	-2,337478	3,794677	4,308840	1,542731
15	South Lancashire, Yorkshire and Humber	4,255805	1,224412		-2,337478	2,897857	2,897857	-1,847713
16	North Midlands and North Wales	3,343571	-0,250677		-2,337478	0,805551	0,805551	-2,437749
17	South Lincolnshire and North Norfolk	2,090057	-0,187801		-2,337478	-0,397662	-0,397662	-2,412598
18	Mid Wales and The Midlands	1,213214	0,109926		-2,337478	-1,036324	-1,036324	-2,293508
19	Anglesey and Snowdon	3,582852	0,177756		-2,337478	1,387578	1,387578	-2,266376
20	Pembrokeshire	8,301451	-4,582854		-2,337478	2,297689	2,297689	-4,170620
21	South Wales & Gloucester	5,288730	-4,667698		-2,337478	-0,782906	-0,782906	-4,204557
22	Cotswold	2,164427	2,332048	-7,067750	-2,337478	-3,961612	-5,375162	-8,472408
23	Central London	-5,574745	2,332048	-6,261715	-2,337478	-11,055956	-12,308299	-7,666373
24	Essex and Kent	-3,954549	2,332048		-2,337478	-4,426389	-4,426389	-1,404659
25	Oxfordshire, Surrey and Sussex	-1,408390	-2,526834		-2,337478	-5,767335	-5,767335	-3,348212
26	Somerset and Wessex	-2,157555	-4,571951		-2,337478	-8,152594	-8,152594	-4,166259
27	West Devon and Cornwall	-1,564246	-6,853369		-2,337478	-9,384419	-9,384419	-5,078826

Bron: OFGEM, National Grid

167. Naast de *Wider Generation Tariffs* betalen de op het Britse grondgebied actieve elektriciteitsproducenten ook een tarief als compensatie van de kosten van de elektrische solfomatoren. Deze tarieven verschillen volgens de capaciteit (in MW) en het spanningsniveau waarop de centrale aangesloten is. Onze studie gaat ervan uit dat de centrale op het hoogste

spanningsniveau aangesloten is (400 kV in Groot-Brittannië), waarvoor de tarieven voor het gebruik van elektrische transformatoren worden samengevat in Tabel 7. In het kader van onze studie verhoogt dit de kosten met ongeveer **€ 0,01/geïnjecteerde MWh**.

Tabel 7. Tarieven voor het gebruik van de transformatoren

Substation Rating	Connection Type	Local Substation Tariff (£/kW)		
		132kV	275kV	400kV
<1320 MW	No redundancy	0,191605	0,109610	0,078976
<1320 MW	Redundancy	0,422090	0,261150	0,189930
>=1320 MW	No redundancy	0,000000	0,343677	0,248548
>=1320 MW	Redundancy	0,000000	0,564230	0,411841

Bron: OFGEM, National Grid

BSUoS

168. De BSUoS komen overeen met de tarieven voor *balancing services*. Ze worden volgens een billijke verdeling door zowel de producenten als de afnemers betaald (geïnjecteerde en verbruikte elektriciteit). De prijzen van de BSUoS, in €/MWh, worden dagelijks berekend en jaarlijks op de website van OFGEM gepubliceerd. Voor de eenvoud gebruikt onze studie een gemiddelde van de prijzen van de BSUoS van 2017⁷¹. Dit gemiddelde bedraagt ongeveer **€ 2,52/geïnjecteerde MWh**⁷².

Overige kosten voor het gebruik van het transmissienet voor elektriciteit

169. De compensatie van elektriciteitsverliezen op het transmissienet is niet rechtstreeks in de Britse tarieven inbegrepen. De Engelse producenten betalen bijgevolg meerkosten in €/MWh, berekend volgens een nauwkeurige methodologie die in de volgend paragraaf beknopt wordt uiteengezet.

170. De Britse regulering gaat ervan uit dat de afnemers en producenten van elektriciteit die rechtstreeks op het transmissienet aangesloten zijn de verliezen moeten compenseren. Volgens de regulering is de compensatie van de verliezen door de producenten in verhouding lager dan die door de afnemers. De logica is als volgt: voor elk in het elektriciteitssysteem geïnjecteerde MWh betalen de producenten meerkosten om de geanticipeerde netverliezen te compenseren. OFGEM schat deze meerkosten op ongeveer 0,009 * verkoopprijs van het op het net geïnjecteerde MWh. OFGEM gebruikt de inkomsten uit deze meerkosten om op de wholesalemarkt een elektriciteitssurplus aan te kopen om het elektriciteitssysteem in evenwicht te brengen.

171. Voor het jaar 2018 worden deze meerkosten op ongeveer **€ 0,45/MWh** geschat. Om deze berekening te maken, passen we de in de bovenstaande paragraaf beschreven factor van de meerkosten die door OFGEM op de elektriciteitsproducenten wordt toegepast (0,009) toe op de gemiddelde spotprijs van de elektriciteit in Groot-Brittannië voor het jaar 2018.

Energiebelastingen en -toeslagen

172. De Britse elektriciteitsproducenten zijn vrijgesteld van de meeste energiebelastingen en -toeslagen. De producenten moeten de 'Fuel Duty' en het normale percentage van de Climate

⁷¹ OFGEM heeft de prijzen van de BSUoS voor 2018 nog niet gepubliceerd.

⁷² <https://www.nationalgrideso.com/charging/balancing-services-use-system-bsuos-charges>

Change Levy niet betalen (als de nominale geïnstalleerde capaciteit van de producent groter is dan 2 MW)⁷³.

173. Anderzijds moeten de elektriciteitsproducenten een *Carbon Price Support* betalen. De CPS is een bijzonder tarief van de CCL dat specifiek op de elektriciteitsproducenten van toepassing is. De CPS is van 2018 tot 2021 bepaald op £ 18 per ton CO₂. Zo betalen de STEG-centrales in Groot-Brittannië tussen 1 april 2016 en 31 maart 2019 een CPS van £ 0,00331/kWh of **£ 3,31/MWh**⁷⁴.

4.1.10 Italië

Tarieven voor de toegang tot het transmissienet

174. In Italië bepaalt de energieregulator (ARERA) de gebruikstarieven van het transmissienet en past de TNB, *Terna - Rete Elettrica Nazionale SpA*, ze toe. Italië past echter geen tarief voor de injectie van elektriciteit op het net toe⁷⁵. Voor dit land worden de kosten voor het gebruik van de transmissienetten in onze studie dus als nul beschouwd.

Kosten voor de verplichte levering van systeemdiensten die niet worden vergoed

175. Volgens de laatste enquête van ENTSO-E (Survey on ancillary services, 2017) worden in Italië de kosten van de black-startdienst en de spanningsregeling niet door de TNB vergoed. Onze raming van de meerkosten voor de levering van black-start is hier gebaseerd op door Elia verstrekte gegevens. Ze bedragen ongeveer **€ 0,11/geïnjecteerde MWh**. Op basis van door Elia verstrekte gegevens bedraagt de levering van de dienst voor spanningsregeling ongeveer **€ 0,21/geïnjecteerde MWh**.

Energiebelastingen en -toeslagen

176. In Italië wordt het brandstofverbruik voor de elektriciteitsproductie veel lager belast dan in de andere economische sectoren. De belasting op het aardgasverbruik bedroeg in 2017 **€ 0,00331/m³ gas**⁷⁶. In onze studie geeft dit meerkosten van ongeveer **€ 0,0000032/geïnjecteerde MWh**, wat te verwaarlozen is.

4.1.11 Letland

Tarieven voor de toegang tot het transmissienet

177. De beheerder van het Letse transmissienet, *AS Augstsprieguma tīkls*, past geen tarieven toe op de injectie van energie op het net⁷⁷. Voor dit land worden de kosten voor het gebruik van de transmissienetten in onze studie dus als nul beschouwd.

⁷³ <https://www.gov.uk/green-taxes-and-reliefs/climate-change-levy>

⁷⁴ <https://www.gov.uk/government/publications/excise-notice-ccl16-a-guide-to-carbon-price-floor/excise-notice-ccl16-a-guide-to-carbon-price-floor>

⁷⁵ <https://www.arera.it/it/elettrica/trasmissione.htm>

⁷⁶

<https://www.adm.gov.it/portale/documents/20182/889198/Aliquote+nazionali.++Aggiorn.+al+1+gennaio+2017.pdf/845c4825-b965-4244-84bc-7f47347cdc8a>

⁷⁷ <http://www.ast.lv/en/content/transmission-tariff>

Energiebelastingen en -toeslagen

178. De voor de elektriciteitsproductie gebruikte brandstoffen worden in Letland niet belast⁷⁸.

4.1.12 Litouwen

Tarieven voor de toegang tot het transmissienet

179. Litouwen past geen tarief voor de injectie van elektriciteit op het net toe. De op de afnemers toegepaste tarieven zijn beschikbaar op de website van de Litouwse regulator (National Control Commission for Prices and Energy)⁷⁹ en op de website van de Litouwse TNB (Litgrid)⁸⁰. Voor dit land worden de kosten voor het gebruik van de transmissienetten in onze studie dus als nul beschouwd.

Energiebelastingen en -toeslagen

180. De elektriciteitsproducenten zijn in Litouwen vrijgesteld van belastingen op het brandstofverbruik voor de elektriciteitsproductie⁸¹.

4.1.13 Luxemburg

Tarieven voor de toegang tot het transmissienet

181. Creos is de Luxemburgse TNB. In 2018 werd in Luxemburg geen tarief voor de injectie van energie of de levering van capaciteit op het transmissienet toegepast. De producenten betalen slechts een vast tarief in €/jaar voor de meting, dat **€ 1189,44** bedraagt. Dit vertegenwoordigt meerkosten van ongeveer € **0,0006/geïnjecteerde MWh** voor de centrale van onze studie.

Energiebelastingen en -toeslagen

182. De Luxemburgse elektriciteitsproducenten zijn vrijgesteld van belastingen op het brandstofverbruik voor de elektriciteitsproductie⁸².

4.1.14 Noorwegen

Tarieven voor de toegang tot het transmissienet

183. Statnett is de Noorse transmissienetbeheerder. De verklaring en het niveau van de door Statnett toegepaste tarieven op de gebruikers van het transmissienet zijn beschikbaar op de website van de TNB⁸³. De tarieven worden toegepast afhankelijk van het type netgebruiker: producent of afnemer. In het kader van onze studie zijn de door Statnett toegepaste tarieven voor de rechtstreeks op het net aangesloten afnemers niet op de geïdealiseerde centrale van toepassing.

⁷⁸ https://vvc.gov.lv/image/catalog/dokumenti/Electricity_Tax_Law.doc

⁷⁹ <https://www.regula.lt/en/Pages/price-ceilings-of-electricity-transportation-services-and-public-energy-price-ceilings.aspx>

⁸⁰ <http://www.litgrid.eu/index.php/services/service-prices/2480>

⁸¹ <https://finmin.lrv.lt/en/competence-areas/taxation/main-taxes/excise-duties>

⁸² https://impotsdirects.public.lu/content/dam/acd/fr/legislation/legi15/Memorial-A---N_-242-du-23-decembre-2015.pdf

⁸³ <http://www.statnett.no/en/market-and-operations/tariffs/transmission-grid-tariffs/>

184. Statnett maakt een onderscheid tussen (i) een in de loop van het jaar variabele energiecomponent die verband houdt met de van de netten afgenomen of op de netten geïnjecteerde energie en (ii) een vaste component die eveneens verband houdt met de geïnjecteerde energie of het afgenomen vermogen in bepaalde periodes van het jaar.

185. De variabele energiecomponent dient om de variabele kosten van het gebruik van de transmissienetten (door de injectie of afname van energie) te vergoeden. Deze variabele kosten houden met name verband met de netverliezen. De producenten en de afnemers van elektriciteit betalen dit tarief, voor de geïnjecteerde of afgenomen energie, volgens deze formule:

$$\text{Energiecomponent} = \text{Spotprijs zone} * \text{marginale verliespercentage} * \text{geïnjecteerde (of afgenomen) energie}$$

Daarbij wordt de spotprijs uitgedrukt in €/MWh, het marginale verlies in % en de geïnjecteerde energie in MWh. Het marginale verliespercentage wordt normaal elke week op de website van Statnett gepubliceerd. Aangezien de marginale verliespercentages onvindbaar zijn op de website van Statnett, gebruiken wij echter het door Elia gepubliceerde jaarlijkse verliespercentage om de in Noorwegen betaalde gemiddelde energiecomponent te berekenen⁸⁴.

186. De vaste component is onderverdeeld tussen een specifiek tarief voor de producenten en een specifiek tarief voor de afnemers. Hij dient onder meer voor de compensatie van de vaste kosten van het gebruik van de transmissienetten voor elektriciteit. Voor onze studie zijn enkel de tarieven voor de producenten van belang. Het specifieke tarief voor de producenten bestaat uit een kostprijs per kWh dat op het net wordt geïnjecteerd (dus uitgedrukt in €/kWh). Voor het jaar 2018 is de vaste component voor de producenten onderverdeeld tussen een zuiver injectietarief en een injectietarief voor de compensatie van de meerkosten in verband met de levering van systeemdiensten. Tabel 8 geeft een samenvatting van het geheel van de Noorse tarieven die onze studie in aanmerking neemt.

Tabel 8. Tarieven voor het gebruik van het transmissienet van toepassing op de producten in Noorwegen

Component	Niveau (in NOK/geïnjecteerde MWh)	Omzetting in €/MWh
Zuivere injectie ('feed-in tariff')	11 NOK/MWh	€ 1,1/MWh
Systeemdiensten	2 NOK/MWh	€ 0,2/MWh
Energiecomponent (compensatie van verliezen)		€ 0,45/MWh

Energiebelastingen en -toeslagen

187. Noorwegen neemt niet alleen deel aan de EU-ETS-markt maar heft ook een toeslag op de CO₂-uitstoot van de elektriciteitsproductie. Enkel de producenten van elektriciteit met steenkool zijn vrijgesteld van deze belasting^{85,86}. Bijgevolg neemt onze studie aan dat ook de geïdealiseerde centrale deze kosten zal betalen.

188. Het niveau van deze CO₂-belasting wordt door de Noorse staat bepaald. Voor 2018 bedraagt ze 330 NOK/tCO₂, wat overeenkomt met ongeveer € 33/tCO₂. Gelet op het technische profiel

⁸⁴ <http://www.elia.be/nl/grid-data/elektriciteitsverliezen-fed-transmissienet>

⁸⁵ <https://www.woodmac.com/news/editorial/oil-gas-norway-carbon/>

⁸⁶ <https://energifaktanorge.no/en/et-baerekraftig-og-sikkert-energisystem/avgifter-og-kvoteplikt/>

van de geïdealiseerde centrale vertegenwoordigt dit ongeveer € **11,80/geïnjecteerde MWh** aan meerkosten.

4.1.15 Nederland

Tarieven voor de toegang tot het transmissienet

189. Net als in Duitsland past de Nederlandse TNB, TENNET-T⁸⁷ geen injectietarief toe op de elektriciteitsproducenten die rechtstreeks op het Nederlandse transmissienet aangesloten zijn. De producenten die op het Nederlandse grondgebied actief zijn, moeten echter een vast tarief betalen voor het commerciële beheer en voor de meting. In 2018 bedroeg deze tariefcomponent € **12.478,96/jaar**, wat overeenkomt met ongeveer € **0,006/geïnjecteerde MWh** voor de geïdealiseerde centrale van onze studie.

Energiebelastingen en -toeslagen

190. In Nederland betalen alle energieverbruikers (elektriciteit, olie en geraffineerde producten, gas) een energiebelasting. De eindverbruikers van gas voor de elektriciteitsproductie krijgen de energiebelasting echter volledig terugbetaald en zijn dus vrijgesteld⁸⁸.

4.1.16 Polen

Tarieven voor de toegang tot het transmissienet

191. De beheerder van het Poolse transmissienet, *Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.*, past geen tarieven toe op de injectie van energie op het net⁸⁹. Voor dit land worden de kosten voor het gebruik van de transmissienetten in onze studie dus als nul beschouwd.

Energiebelastingen en -toeslagen

192. De voor de elektriciteitsproductie gebruikte brandstoffen zijn in Polen vrijgesteld van energiebelastingen⁹⁰.

⁸⁷ TENNET-T beheert zowel een gedeelte van het Duitse net als het volledige Nederlandse net.

⁸⁸

https://www.belastingdienst.nl/wps/wcm/connect/bldcontentnl/belastingdienst/zakelijk/overige_belastingen/belastingen_op_milieugrondslag/teruggaafregelingen/teruggaafregeling_energiebelasting_of_kolenbelasting

⁸⁹ <https://www.pse.pl/-/komunikat-operatora-systemu-przesylowego-elektroenergetycznego-z-dnia-15-grudnia-2017-r-dotyczacy-taryfy-dla-energii-elektrycznej?safeargs=72656469726563743d68747470732533412532462532467777772e7073652e706c253246686f6d65253346705f705f696425334433253236705f705f6c6966656379636c6525334430253236705f705f73746174652533446d6178696d697a6564253236705f705f6d6f6465253344766965772532365f335f6b6579776f726473253344746172796679253242456c656b747279637a6e6f25323543352532353942253235433425323538372532365f335f67726f7570496425334432303138322532365f335f7374727574735f616374696f6e2533442532353246736561726368253235324673656172636826696e686572697452656469726563743d74727565>

⁹⁰ <https://www.oecd.org/tax/tax-policy/taxing-energy-use-2018-poland.pdf>

4.1.17 Portugal

Tarieven voor de toegang tot het transmissienet

193. De Portugese TNB, *Rede Eléctrica Nacional, S.A.*, past een tarief voor de injectie van elektriciteit toe op de producenten die op het nationale grondgebied actief zijn. Dit tarief '*d'uso da rede de transporte*'⁹¹ verschilt afhankelijk van het tijdsbestek (in Portugal bestaan piekuren en daluren). In onze studie nemen wij als hypothese dat de producent 50% van het jaar tijdens de piekuren en 50% tijdens de daluren injecteert. Tabel 9 geeft een samenvatting van het in onze studie in aanmerking genomen Portugese tarief.

Tabel 9. Tarieven voor het gebruik van het net in Portugal

Component	Tijdsaspect	Niveau in €/geïnjekteerde MWh
<i>Uso da Rede de Transporte</i>	Piekuren	0,548
	Daluren	0,4237

Kosten voor de verplichte levering van systeemdiensten die niet worden vergoed

194. Volgens de laatste enquête van ENTSO-E (Survey on ancillary services, 2017) worden in Portugal de kosten van de black-startdienst niet door de TNB vergoed. Onze raming van de meerkosten voor de levering van black-start in Portugal is gebaseerd op door Elia verstrekte gegevens. Ze bedragen ongeveer **€ 0,11/geïnjekteerde MWh**.

Energiebelastingen en -toeslagen

195. De voor de elektriciteitsproductie gebruikte brandstoffen worden in Portugal niet belast⁹².

4.1.18 Slovenië

Tarieven voor de toegang tot het transmissienet

196. *ELES*, de Sloveense TNB, past geen tarief voor de injectie van elektriciteit op het net toe⁹³. Alleen de rechtstreeks op het transmissienet aangesloten afnemers betalen een tarief. Voor dit land worden de kosten voor het gebruik van het transmissienet in onze studie dus als nul beschouwd.

Energiebelastingen en -toeslagen

197. De voor de elektriciteitsproductie gebruikte brandstoffen worden in Slovenië niet belast⁹⁴.

⁹¹ <http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/2018/Paginas/default.aspx>

⁹² <https://www.oecd.org/tax/tax-policy/taxing-energy-use-2018-portugal.pdf>

⁹³ <https://www.agen-rs.si/web/en/network-charge>

⁹⁴ <https://www.oecd.org/tax/tax-policy/taxing-energy-use-2018-slovenia.pdf>

4.1.19 Zweden

Tarieven voor de toegang tot het transmissienet

198. De Zweedse TNB, Svenska Kraftnät, past twee soorten tarieven toe op de afnemers en producenten die in Zweden rechtstreeks op het transmissienet aangesloten zijn:

- een component voor de onderschreven capaciteit (voor de producenten en de afnemers) die wordt gebruikt om de investerings-, exploitatie- en onderhoudskosten van de netten te dekken. Deze capaciteitscomponent is hoger voor de producenten in het noorden van het land, omdat de productie grotendeels in het noorden plaatsvindt en het verbruik grotendeels in het zuiden;
- een energiecomponent, die wordt gebruikt om de meerkosten te dekken van de aankoop van elektriciteit door de TNB om de verliezen op de netten te dekken. Deze energiecomponent volgt dezelfde logica als in Noorwegen (zie deel 4.1.14).

199. Zweden telt een honderdtal tariefzones⁹⁵. Om een in Zweden toegepast tarief met de tarieven in andere landen te kunnen vergelijken, maken wij een gemiddelde van de Zweedse tarieven, omgezet in €/geïnjecteerde MWh.

Energiebelastingen en -toeslagen

200. In Zweden zijn de elektriciteitsproducenten vrijgesteld van energiebelastingen, met name op het aardgasverbruik⁹⁶.

⁹⁵ https://www.svk.se/en/stakeholder-portal/Electricity-market/Connecting-to-the-grid/stamnatstariffen/tariffcharges/? t_id=1B2M2Y8AsgTpgAmY7PhCfq==& t_q=tariffs& t_tags=language:en, siteid:40c776fe-7e5c-4838-841c-63d91e5a03c9& t_hit.id=SVK_WebUI_Models_Pages_ArticlePage/ 2f43e7ce-a64e-4140-bd0a-398b1c2a89f6_en& t_hit.pos=1

⁹⁶ <https://www.government.se/government-policy/taxes-and-tariffs/swedens-carbon-tax/>

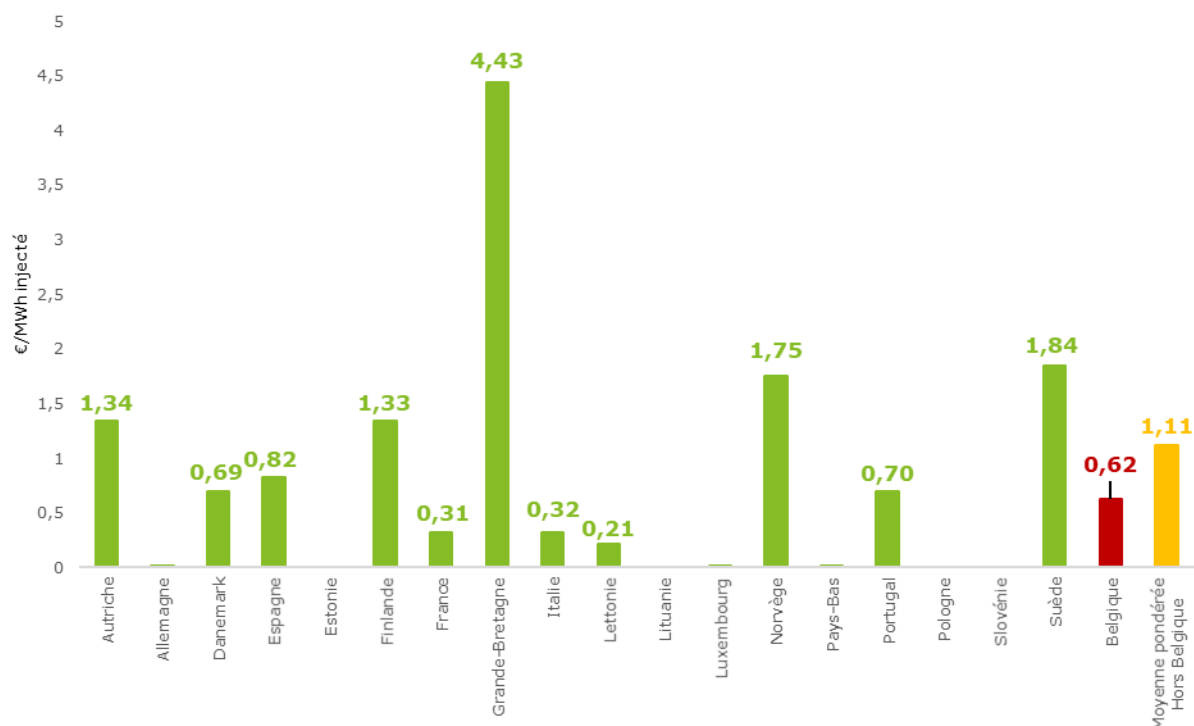
4.2 Bijlage 2: studie van de gevoeligheid van de resultaten wanneer een andere technologie dan de STEG-technologie in beschouwing wordt genomen

201. Ter herinnering: ons rapport presenteert een studie van de totale kosten die een centrale met een geïdealiseerd productieprofiel betaalt. De studie houdt meer bepaald rekening met de kosten voor een productiecentrale van het STEG-type. Bijgevolg worden sommige van de in dit rapport bestudeerde kosten door de geïdealiseerde centrale betaald (of niet betaald) als gevolg van de technische kenmerken van productiecentrales van het STEG-type (CO₂-uitstoot, vrijstelling van belastingen enz.)

202. Deze bijlage presenteert een studie van de gevoeligheid van de in het rapport voorgestelde resultaten wanneer wordt uitgegaan van een technologisch neutraal (of een ander technologisch) uitgangspunt. Deze gevoeligheidsanalyse elimineert met name de specifieke kosten voor een STEG-centrale uit de analyse.

203. Eerst toont Figuur 23 de kosten die een geïdealiseerde centrale betaalt in het kader van de studie van een elektriciteitsproducent die geen CO₂ in de atmosfeer uitstoot. Ter herinnering: alleen Groot-Brittannië en Noorwegen passen bovenop de participatie in de EU-ETS-markt een heffing op de CO₂-uitstoot toe. In dit bepaalde kader (nl. een producent die geen broeikasgassen uitstoot) bedraagt het gewogen gemiddelde € 1,11/MWh in plaats van € 1,83/MWh. In dit geval zou een Belgisch injectietarief van € 0,62/MWh onder deze gemiddelden liggen. Het zou ook dezelfde positie innemen ten opzichte van de gemiddelde tarieven van de andere landen: de tarieven in Noorwegen en Groot-Brittannië, de enige landen waarvan de resultaten door de gevoeligheidsanalyse worden gewijzigd, zouden immers veel hoger blijven dan de Belgische tarieven.

Figuur 23. Totale door de geïdealiseerde centrale betaalde kosten – zonder CO₂-belasting



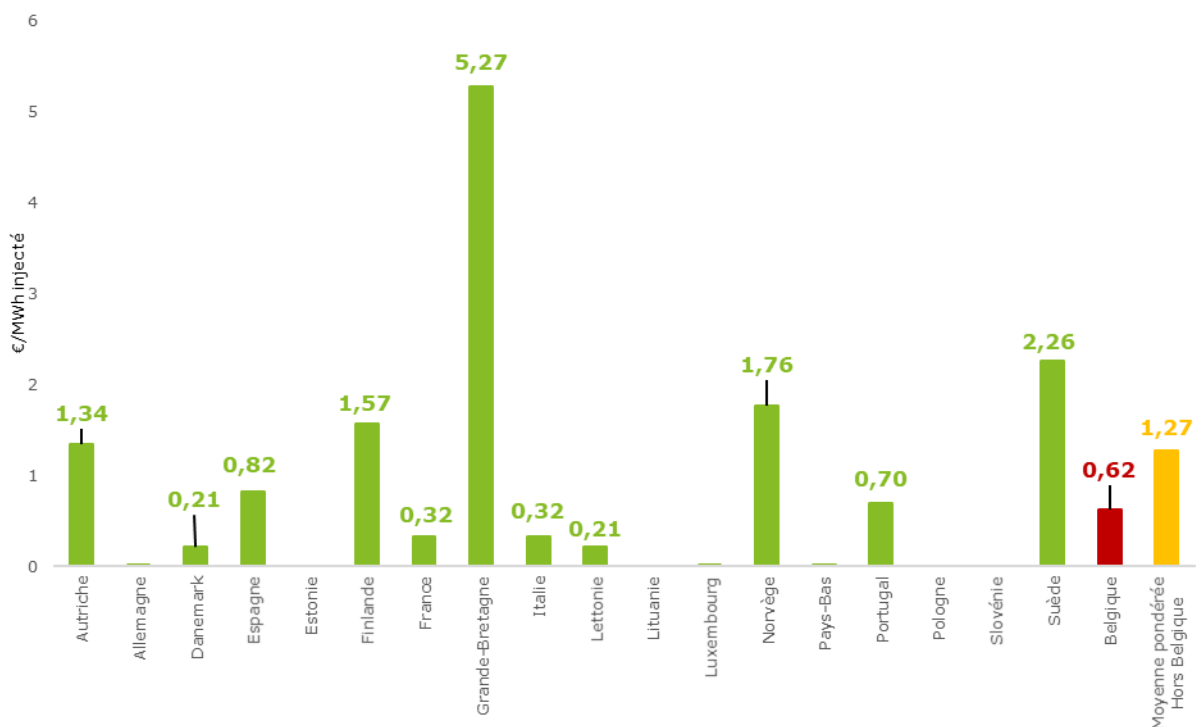
Bron: Deloitte Economic Advisory

204. Figuur 24 toont de totale kosten die de geïdealiseerde centrale van een windpark betaalt. In dit geval stoot de centrale geen CO₂ uit en wordt dus net als in de vorige figuur geen rekening gehouden met de CO₂-belastingen. Bovendien is de belastingsfactor van de centrale hier niet dezelfde als die van een STEG-centrale. Terwijl de belasting van een STEG-centrale ongeveer 55% bedraagt, gaan we hier uit van de hypothese dat ze ongeveer 35% bedraagt (het algemene percentage dat OFGEM verstrekt). Tot slot merken we op dat Denemarken windproducenten vrijstelt van het injectietarief.

205. De vrijstelling van het injectietarief in Denemarken heeft slechts een miniem effect op de gemiddelden. Het effect van de daling van de belastingsfactor van de centrale is echter niet te verwaarlozen en doet de berekende bedragen in de vorige figuur licht stijgen. De belastingsfactor heeft met name een rechtstreekse invloed op de capaciteitstarieven die de producenten betalen (dit is het geval in Groot-Brittannië en Denemarken). Om de door de centrale betaalde tarieven om te zetten in €/geïnjecteerde MWh, deelt onze studie het totale in €/jaar voor de capaciteitstarieven betaalde bedrag door het aantal geïnjecteerde MWh. Wanneer de belastingsfactor daalt, wordt minder elektriciteit geïnjecteerd en is het berekende (en in de figuur weergegeven) gemiddelde injectietarief automatisch hoger.

206. Voor een windproducent bedraagt het gewogen gemiddelde € 1,27/MWh, een daling met bijna € 0,50/MWh tegenover het gemiddelde voor een STEG-centrale voorgesteld in het rapport . Een Belgisch injectietarief van € 0,62/MWh zou globaal lager zijn dan dit gemiddelde. Net als in Figuur 23 leidt de analyse van een windproducent dus niet tot een radicale wijziging van de besluiten van de benchmarking in dit rapport.

Figuur 24. Totale door een geïdealiseerde windpark betaalde kosten



Bron: Deloitte Economic Advisory

5 Referenties

ACER, 2018. Market Monitoring Report 2017.

CREG, 2018. Study on the functioning and price evolution of the Belgian wholesale electricity market – monitoring report 2017.

Curien, 2003. Cost allocation methods. In F. Lévêque (ed.), Transport Pricing of Electricity Networks.

Deloitte Economic Advisory, 2017. Comparison of Belgian transmission network costs incurred by an idealized storage facility with those in other European countries.

Deloitte Economic Advisory, 2018. Assessing the economic conditions of Belgian pumped-hydroelectric storage: comparative review of profitability drivers in Europe and evaluation of the current situation.

Elia, 2016. Studie over de nood aan 'adequacy' en aan de flexibiliteit in het Belgische elektriciteitssysteem voor de periode 2017-2027.

Elia, 2016. Addendum aan de Elia Studie over de nood aan 'adequacy' en de flexibiliteit in het Belgische elektriciteitsnet voor de periode 2017-2027; Aanvullend scenario en verduidelijkingen.

Elia, 2017. Electricity Scenarios for Belgium towards 2050.

ENTSO-E, 2018. Grid Map.

ENTSO-E, 2018. Ten Years National Development Plan

Elia, 2018. The need for a Strategic Reserve for winter 2019-20.

ENTSO-E, 2018. Survey on ancillary services procurement, balancing market design 2017.

ENTSO-E, 2018. Transmission tariffs overview.

HirstE. , KirbyB., 2003. Allocating Costs of Ancillary Services: Contingency Reserves and Regulation, ORNL/TM-2003/152.

Microeconomix, 2013. Analyse économique de l'impact du tarif de transport pour les producteurs en Belgique sur la compétitivité et la sécurité d'approvisionnement.

Microeconomix, 2015. Benchmarking des tarifs de transport applicable aux injections sur le réseau de transport belge et impact sur la compétitivité des producteurs et la sécurité d'approvisionnement en Belgique

Newbery, 2005. The regulatory framework for access pricing. In P.Vass (ed.) Access pricing, investment and efficient use of capacity in network industries – a comparative review of charging principles and structure.

PWC, 2018. Détermination du mécanisme de rémunération de la capacité belge et préparation du cadre législatif.

RTE, 2018. Bilan Prévisionnel.

Deloitte.

Deloitte verwijst naar een of meer adviesbureaus van Deloitte Touche Tohmatsu Limited, een vennootschap naar Engels recht ('private company limited by guarantee') en zijn netwerk van onafhankelijke en juridisch onderscheiden leden. Bezoek www.deloitte.com/about voor meer informatie over de juridische structuur van Deloitte Touche Tohmatsu Limited en zijn leden. Deloitte SAS is het Franse adviesbureau van Deloitte Touche Tohmatsu Limited en de professionele diensten worden door zijn filialen en leden geleverd.

© 2019 Deloitte Finance. Een entiteit van het netwerk van Deloitte

