CREG

Commissie voor de Regulering
van de Elektriciteit en het Gas

Studie

(F)1950
20 juni 2019

Studie met betrekking tot de analyse van de reactie van de elektriciteitsmarkt ten gevolge van de onbeschikbaarheid van meerdere kernreactoren in België in de periode van oktober 2018 tot februari 2019

Artikel 23, § 2, 2° van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt

Niet-vertrouwelijk

CREG - Nijverheidsstraat 26-38, 1040 Brussel, België
T +32 2 289 76 11 - F + 32 2 289 76 09 - www.creg.be

INHOUDSOPGAVE

INHOUDSOPGAVE 2
EXECUTIVE SUMMARY 4
INLEIDING 8
1. CHRONOLOGIE VAN DE FEITEN DIE DE WINTER VAN 2018-2019 HEBBEN GEMARKEERD 8
2. CONTEXT: DE TEMPERATUREN 13
3. ELEKTRICITEITSAFNAME OP HET ELIA-NET 15
3.1 Gemiddelde belasting op het Elia-net 15
3.2 Maximale belasting op het Elia-net 16
4. ELEKTRICITEITSVOORZIENING 18
4.1 De beschikbare productiecapaciteiten op de Belgische day-ahead elektriciteitsmarkt 18
4.2 Belgische elektriciteitsproductie 23
4.3 Energiemix 25
4.3.1 Van oktober 2018 tot februari 2019 25
4.3.2 Vergelijking met de afgelopen vijf jaar 26
5. DE INTERCONNECTIES 28
5.1 De netto invoercijfers 28
5.2 Opvallende elementen op het vlak van grensoverschrijdende uitwisselingen 29
5.2.1 Verhoging van de maximale invoercapaciteiten 29
5.2.2 Beperking van de loopflows 30
5.2.3 De maximale wintercapaciteiten 33
5.2.4 Afschaffing van de limiet (“external constraint”) voor de uitvoer naar Duitsland 33
5.2.5 De “Minimum-RAM” 33
5.2.6 Nemo, de nieuwe interconnectie met Groot-Brittannië 34
6. ELEKTRICITEITSPRIJS OP DE GROOTHANDELSMARKT 35
6.1 *Day ahead* markt 36
6.1.1. Prijsevolutie winter 2018-2019 36
6.1.2. Prijsevolutie van de laatste vijf winters 37
6.1.3. Vergelijking met de buurlanden 38
6.2 Forward markt 42
6.2.1 Prijsevolutie winter 2018-2019 42
6.2.2 Prijsevolutie van de laatste vijf winters 46
6.2.3 Vergelijking met de buurlanden 46
6.3 Impact van de groothandelsprijs op de energieprijs betaald door de verbruiker 50
6.3.1 Voor industriële verbruikers 50
6.3.2 Voor huishoudens en kmo's 52

6.3.3 Vergelijking met de buurlanden 62
6.4 Conclusie inzake de prijzen 65
7. DOOR DE BELGISCHE OPERATOREN GENOMEN ACTIES OM HET HOOFD TE BIEDEN AAN DE CRISIS 66
7.1 De verhoging van de beschikbare productiecapaciteiten op de *day ahead* markt..... 66
7.2 De verhoging van de "noodproductiecapaciteiten" 67
7.3 Vraagzijdebeheer..... 68
7.3.1 [X – vertrouwelijk gegeven] MW die beschouwd worden als R3 reserve die niet onder het CIPU-contract valt 68
7.3.2 [X – vertrouwelijk gegeven] flexibiliteits-MW met industriële klanten in het kader van “conditional bids” 68
7.3.3 300 MW aan flexibiliteit “in handen van de bedrijfsleiders” 68
7.4 De “Slow R3 non reserved power” 69
8. DE TERTIAIRE RESERVES (MFRR) 70
9. KRUISANALYSES..... 72
9.1 Hoge prijzen op de day ahead markt versus marktomstandigheden 72
9.2 Beschikbare productiecapaciteiten en invoer versus vraag (belasting van het Elia-net) 74
9.3 Analyse van de toereikendheidsmarge op bepaalde dagen 76
9.3.1 Inleiding 76
9.3.2 Speciale dagen..... 78
9.3.3 Conclusie 81
10. CONCLUSIES..... 82
BIJLAGE 1 85

EXECUTIVE SUMMARY

De Belgische elektriciteitsmarkt is eind 2018 getekend door een belangrijke gebeurtenis, namelijk de onverwachte onbeschikbaarheid van een groot aantal kernreactoren, in het bijzonder tussen 14 oktober en 12 november, toen slechts één kernreactor operationeel was, en dit terwijl er geen enkele strategische reserve was voorzien. Deze studie wil de reactie analyseren van de elektriciteitsmarkt op deze situatie, in het bijzonder tijdens de periode van 1 oktober 2018 tot 28 februari 2019. De volgende elementen zijn kunnen worden waargenomen.

De context: een vrij milde winter en een gematigde belasting op het Elia-netwerk:

De winter van 2018-2019 is gekenmerkt door vrij milde temperaturen in vergelijking met de temperaturen die de voorgaande winters werden vastgesteld. Enkel de maand januari 2019 heeft gemiddelde en minimumtemperaturen gekend die lager waren dan de voorgaande winters. Wat de belasting op het Elia-netwerk betreft, deze is vastgelegd op gemiddeld 9.283 MW tussen oktober 2018 en februari 2019, hetzij 2 % lager dan het gemiddelde niveau van de laatste 5 jaar tijdens diezelfde periode.

Aardgas en invoer hebben een sleutelrol gespeeld in de energiemix:

Tijdens de maanden oktober tot december:

- is aardgas de eerste bron van elektriciteitsvoorziening in het land geweest tussen oktober en december 2018. De gascentrales hebben gemiddeld 36 % van de energiemix verschaft;
- de invoer heeft eveneens een cruciale rol gespeeld door 27 % van de energiemix te leveren;
- de kerncentrales waren de derde bron van voorziening en hebben tussen 16 en 24 % van de energiemix geleverd tijdens die 3 maanden.

De maanden januari en februari lijken sterker op de voorgaande jaren met de kernenergie die terug de eerste bron van voorziening wordt in het land (42 % van de energiemix), aardgas dat 30 % uitmaakt van de mix en de invoer 9 % van de mix.

De windenergie, 4e bron van voorziening blijft stabiel en vertegenwoordigt 6 à 7 % van de energiemix tijdens de hele beschouwde periode. In vergelijking met de voorgaande jaren stijgt zijn aandeel in de energiemix dankzij de verhoging van de productiecapaciteiten van de *offshore* windmolens die geïnstalleerd en operationeel zijn.

Stijgende prijzen op de groothandelsmarkten:

- Op de *day ahead* markt waren de gemiddelde prijzen hoger dan de prijzen van de voorgaande jaren. Deze stijging wordt eveneens waargenomen op de *day ahead* markten van de buurlanden (FR, DE, NL) en is met name het gevolg van de verhoging van de prijs van CO_2.
- Ondanks de algemene stijgende tendens van de *day ahead* prijzen in de CWE-zone, heeft België bijzonder sterke prijspieken gekend, waarbij het zich onderscheidde van de andere landen tijdens bepaalde periodes in september, oktober en november 2018. Een lage productie uit kern- en windenergie in België, een hogere elektriciteitsproductie uit aardgas en de aanwezigheid van *loopflows* werden daar over het algemeen mee in verband gebracht.
- Die prijspieken gingen op bepaalde uren van 6 specifieke dagen over de 300 €/MWh. Bevestigen die prijspieken een meer gespannen situatie op de elektriciteitsmarkt, dan waren ze toch geen aanwijzing van een risico op schaarste of afschakeling. De CREG is van mening dat er nog

minstens 3.700 MW capaciteit beschikbaar bleef, waaronder minstens 2.500 MW capaciteit uitdrukkelijk aangeboden op de *day ahead* markt (voornamelijk op het niveau van de invoer).

- Op de *forward* markten (M+1, Q+1, Y+1), vertonen de elektriciteitsprijzen een stijging vanaf juli tot oktober 2018. Deze stijging wordt nog sterker over de periode van september tot oktober 2018. Vanaf november dalen de prijzen. De prijzen zijn sterk beïnvloed geweest door de berichten in de media en de verlenging van de onbeschikbaarheid van de kerncentrales.

Een zeer snelle reactie van alle actoren uit de sector om te beantwoorden aan de marktbehoeften:

- Van politieke kant heeft de minister van Energie een taskforce op poten gezet met haar kabinet, Elia, Engie, CREG en de FOD Economie. Deze taskforce had tot doel om van dichtbij de evolutie te volgen van de situatie op de elektriciteitsmarkt tijdens de winter van 2018-2019 en om alle maatregelen te overwegen en te coördineren die moesten worden ingevoerd tijdens de winter in België en samen met de buurlanden om de bevoorradingszekerheid van het land te garanderen.

- De nationale productiecapaciteiten die beschikbaar waren op de *day ahead* markt zijn aanzienlijk verhoogd. Tussen september 2018 (hetzij vóór de aankondiging van de zwakke beschikbaarheid van de kernenergie) en februari 2019 is aldus een verhoging met bijna 2.400 MW extra capaciteit dat ter beschikking gesteld is van de *day ahead* markt, buiten de windenergie, kernenergie en opslag, waargenomen. Deze verhoging is het resultaat van meerdere elementen:

    - het terug op de markt komen van eenheden die de voorgaande jaren opgenomen werden in de strategische reserve (Seraing 485 MW en Vilvoorde 265 MW, hetzij in totaal 750 MW);
    - de uitzonderlijke ontplooiing, door bepaalde actoren, van aanvullende productiecapaciteiten geïnstalleerd op hun productiesites;
    - het feit dat de onderhouds- en handhavingswerken, overeenkomstig de reglementering, worden uitgevoerd buiten de winterperiodes;

- Door bepaalde actoren zijn eveneens noodproductiecapaciteiten (minstens 75 MW) opgezet, maar die zijn uiteindelijk niet aangeboden en geactiveerd geweest op de elektriciteitsmarkt.

- Er zijn nieuwe maatregelen voor vraagzijdebeheer ontplooit. Bij wijze van voorbeeld vermeldt Engie dat zij maatregelen voor vraagzijdebeheer en flexibiliteit heeft ingevoerd bij haar industriële klanten voor een volume van respectievelijk ongeveer 150 MW (excl. producten in het kader van de reserves) en 300 MW. Deze flexibiliteit kon evenwel enkel worden ontplooid in het kader van strikte voorwaarden.

- Elia heeft een nieuw flexibiliteitsproduct ingevoerd: de "*Slow R3 non reserved power*". Men heeft geen beroep moeten doen op dit product.

Interconnecties die een sleutelrol hebben gespeeld en belangrijke acties uitgevoerd binnen de Centraal-West-Europese zone (CWE: BE, NL, FR, LUX, AT, DE):

De interconnecties hebben een sleutelrol gespeeld in de werking van de elektriciteitsmarkt, in het bijzonder tijdens de periode van oktober tot december 2018, toen op bepaalde momenten zeer grote hoeveelheden netto zijn ingevoerd. Dit was des te opmerkelijker aangezien één van de vier defaseringstransformatoren die aan de Belgische grenzen waren geïnstalleerd, op dat moment in panne was. Meerdere elementen hebben bijgedragen tot die hoge invoerniveaus:

- De verhoging door Elia, op herhaaldelijk verzoek van de CREG, van de maximale invoercapaciteiten van 4.500 MW naar 5.500 MW vanaf juni 2018. Door deze verhoging is tussen september en december 2018 gedurende 25 uur meer dan 4.500 MW

elektriciteit kunnen worden ingevoerd. Dat heeft met name geleid tot zeer hoge invoervolumes tussen 23 en 26 december, een periode waarin de productieniveaus van wind- en kernenergie in België laag waren, en waarin de prijzen in het buitenland eveneens goedkoper waren dan de productie van aardgas.

- Het beter naleven door de vervoersnetbeheerders (VNB's) van de regel die is opgelegd door de CWE-regulatoren om minstens 20 % van de capaciteiten van de transmissielijnen ter beschikking te stellen van de *day ahead* grensoverschrijdende uitwisselingen. Aldus, terwijl men de laatste 3 maanden van 2017 nog 567 overbelaste lijnen telde met een RAM lager dan 20 %, vertoonden de laatste 3 maanden van 2018 slechts 24 overbelaste lijnen een RAM van minder dan 20 %. Tussen september en december 2018 is het aantal overbelaste lijnen met een RAM van minder dan 20 % gedaald van 321 lijnen in september naar 38 lijnen in oktober, naar 21 lijnen in november en naar 12 lijnen in december 2018.

- De splitsing van de *bidding zone* Oostenrijk-Duitsland-Luxemburg vanaf 1 oktober 2018 heeft een vermindering van de *loopflows*[1] mogelijk gemaakt.

- De toepassing van hogere thermische grenswaarden tijdens de winter op de transmissielijnen bij de berekening van de capaciteiten ter beschikking gesteld van de grensoverschrijdende uitwisselingen.

Meerdere van die elementen zijn verder opgenomen in het kader van een gewestelijk solidariteitsakkoord dat is ingevoerd tussen alle landen van de CWE-zone om België te helpen tijdens de winter van 2018-2019.

Wat het begin van het jaar 2019 betreft, noteren we in het bijzonder de invoering van Nemo, de nieuwe interconnectie met Groot-Brittannië, met een capaciteit van 1.000 MW, operationeel sinds 31 januari 2019. Deze nieuwe interconnectie laat toe om indien nodig beroep te doen op bijkomende invoercapaciteiten.

Een schaarsterisico dat uiteindelijk en a posteriori onbestaande was, ondanks een zwakke beschikbaarheid van kernenergie:

- Ondanks een zeer zwakke beschikbaarheid van kernenergie (onverwachts bovendien), in het bijzonder tijdens de maanden oktober tot december, en ondanks het feit dat er geen strategische reserve was aangelegd, was er geen echt risico op elektriciteitsschaarste tijdens de winter. De sterke verhoging van de binnenlandse productiecapaciteiten en een betere werking van de marktkoppeling in de CWE-zone hebben het mogelijk gemaakt om de grote onbeschikbaarheid van kernenergie aan te vullen. Verder waren eveneens aanzienlijke capaciteiten beschikbaar en zijn die niet aangeboden op de markt.

- Aldus waren nog altijd grote capaciteiten beschikbaar, zelfs wanneer de prijzen hoge pieken hebben gekend. De prijspieken (> 300 €/MWh) die waargenomen zijn tijdens 6 specifieke dagen bevestigen een meer gespannen situatie op de elektriciteitsmarkt. Maar zij wijzen niet op een risico op schaarste of afschakeling. Tijdens die prijspieken, vooraleer een afschakeling plaatsvindt, is de CREG van mening dat er nog minstens 3.700 MW capaciteit restte waaronder:

  - minstens 600 MW (soms tot 1.000 MW) binnenlandse capaciteiten die expliciet op de markt worden aangeboden;
  - minstens 1.800 MW (soms tot 2.900 MW) invoercapaciteiten die expliciet op de markt worden aangeboden;

[1] Loopflows zijn de fysieke elektriciteitsstromen die onze grenzen passeren maar die niet bestemd zijn voor markttransacties. Loopflows hebben voorrang op de commerciële elektriciteitsstromen. Zij kunnen bijgevolg de invoer van elektriciteit beperken die bestemd is voor commerciële doeleinden door de interconnectielijnen te verzadigen.

- iets minder dan 1.000 MW tertiaire en secundaire reserves;

Vanaf oktober waren eveneens ongeveer 600 MW gekende bijkomende capaciteiten beschikbaar (ondanks het feit dat zij niet expliciet waren aangeboden op de day ahead markt).

Een verhoging van de prijzen op de groothandelsmarkten die in beperkte mate een impact heeft gehad op bepaalde gezinnen en kmo's

Naast een impact op de groothandelsprijzen heeft de onbeschikbaarheid van de kernreactoren eveneens een impact gehad op de elektriciteitsprijzen voor de gezinnen en bedrijven, zowel wat de contracten met een vaste prijs als de contracten met een variabele prijs betreft. De diversiteit van de parameters voor indexering van de prijzen op de groothandelsmarkt, de verschillende soorten contracten, de datum van die contracten en het moment van facturatie beïnvloeden het bedrag dat op korte of middellange termijn aan de klant zal worden gefactureerd. De vaste producten hebben een verhoging gekend van oktober tot november 2018, om daarna een daling te kennen. De variabele producten hebben een verhoging gekend in oktober en sommige onder hen ook in januari.

De impact van de verhoging van de prijzen op de groothandelsmarkt van eind september 2018 op de jaarlijkse factuur van een gezin dat een contract had afgesloten met een vaste prijs, kan oplopen tot 91 €, en dit over de hele duur van het contract. Die impact betreft enkel de contracten met een vaste prijs die gesloten zijn in de loop van het vierde kwartaal van 2018 en het eerste kwartaal van 2019. Alle andere lopende contracten met een vaste prijs hebben geen impact ondervonden van de hierboven gemelde verhoging van de prijzen op de groothandelsmarkten.

Bij de driemaandelijkse indexeringen in oktober 2018 en, in mindere mate, in januari 2019 hebben de contracten met variabele prijzen het effect van de bovenvermelde prijsstijging gevoeld. Het eenmalige effect op de jaarlijkse factuur van de gezinnen is van de orde van 35 €. Dit is een voorzichtige raming die kan variëren in functie van de parameter van indexering van de prijsformule en die gebaseerd is op de geraamde stijging tot 91 € op jaarbasis, maar de periode van hoge prijzen geldt voor een gevoelig kortere periode die eindigt op het einde van het 1^{e} kwartaal van 2019.

INLEIDING

De winter van 2018-2019 is gemarkeerd door een belangrijke gebeurtenis, namelijk de onbeschikbaarheid van een groot aantal kernreactoren. Gedurende bijna een maand tussen oktober en november 2018 was er slechts 1 kernreactor op 7 beschikbaar. In december 2018 waren er nog altijd maar twee tot drie kernreactoren beschikbaar. Het is pas vanaf de maanden januari/februari dat productieniveaus uit kernenergie worden gehaald die meer gelijken op de niveaus van de laatste winters (rond 4.000 MW gemiddeld) met 4 tot 5 reactoren beschikbaar.

Dit verslag wil een ex-post stand van zaken opmaken van de situatie: hoe heeft de elektriciteitsmarkt gereageerd? Wat waren de gevolgen op de prijzen en op de energiemix? Welke maatregelen zijn er genomen om het evenwicht tussen vraag en aanbod op de elektriciteitsmarkt te garanderen? Welke zijn de conclusies die moeten getrokken worden voor de toekomstige jaren?

In algemene zin buigt dit verslag zich meer specifiek over de periode tussen oktober 2018 en februari 2019. Ze wijkt dus af van de klassieke winterperiode die loopt van november tot maart. De maand oktober is immers interessant om te analyseren gelet op het feit dat er slechts één kernreactor actief was tijdens de hele tweede helft van de maand. De maand maart wordt niet systematisch geanalyseerd, niet alleen om redenen van beschikbaarheid van gegevens op het moment dat dit verslag wordt opgesteld, maar eveneens omdat ze gemarkeerd wordt door een situatie die meer gelijkt op de voorgaande jaren met een sterke beschikbaarheid van kernenergie.

1. CHRONOLOGIE VAN DE FEITEN DIE DE WINTER VAN 2018-2019 HEBBEN GEMARKEERD

17 augustus 2018

In het kader van de update van haar verslag over de bepaling van het volume van de strategische reserve voor de winter van 2018-2019, herziet Elia haar oorspronkelijke beoordeling van de behoefte aan strategische reserve[2]. Elia besluit dat het niet nodig is om een volume aan strategische reserve te vormen om bevoorradingszekerheid tijdens de winter van 2018-2019 te garanderen. In het kader van haar hypothesen gaat Elia ervan uit dat de 7 kernreactoren beschikbaar zullen zijn[3] en dat het meest pessimistische scenario van onbeschikbaarheid een verlies van Belgische nucleaire capaciteit van 1 GW en een verlies van Franse nucleaire capaciteit van 4,5 GW met zich zou meebrengen.

29 augustus 2018

Op basis van de door Elia op 17 augustus 2018 verschafte analyse geeft de minister van Energie, Marie-Christine Marghem via een ministerieel besluit aan Elia aan om geen volume aan strategische reserve op te bouwen voor de winter van 2018-2019[4].

[2] http://www.elia.be/~/media/files/Elia/Products-and-services/Strategic-Reserve/Documents/Volume%20report%202018-19_Rerun_August_17082018.pdf

[3] "De normale percentages accidentele onbeschikbaarheid zijn in aanmerking genomen, zonder rekening te houden met de uitzonderlijke pannes die zich hebben voorgedaan tijdens de laatste 5 winters", Elia, The Need for strategic reserve for winter 2018-19, pagina 9: http://www.elia.be/~/media/files/Elia/Products-and-services/Strategic-Reserve/171129_ELIA%20AR-Winter_UK.pdf

[4] http://www.etaamb.be/fr/arrete-ministeriel-du-29-aout-2018_n2018040646.html

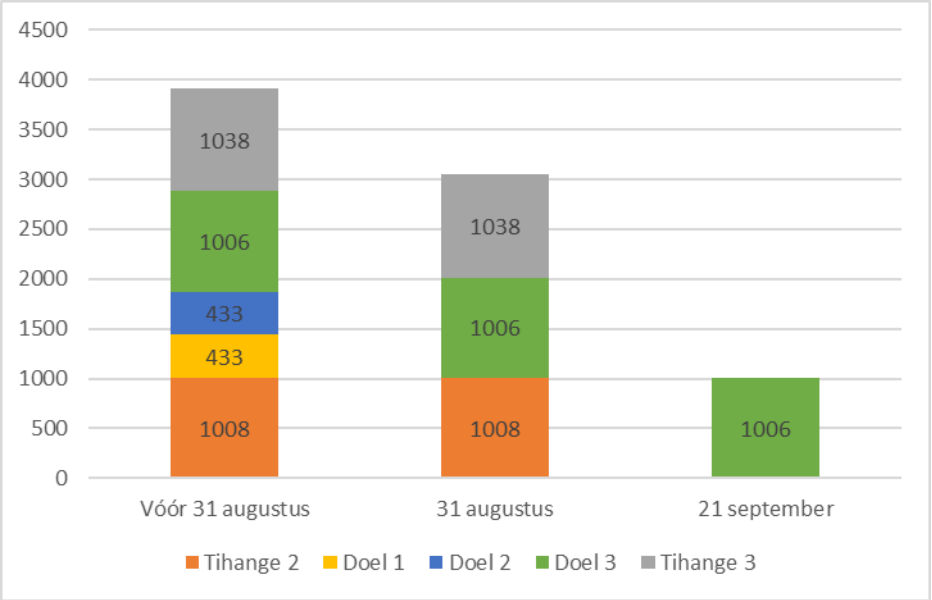
31 augustus 2018

Engie kondigt de langdurige onbeschikbaarheid aan van Doel 1 (433 MW) tot 10 december 2018 en van Doel 2 (433 MW) tot 31 december 2018. De beschikbare nucleaire capaciteit bedraagt op dat moment tussen 20 oktober en 28 november dus 3.052 MW.

21 september 2018

Engie kondigt de verlening van de onbeschikbaarheid aan van Tihange 2 (1.008 MW) tot 31 mei 2019 en van Tihange 3 (1.038 MW) tot 1 maart 2019. De beschikbare nucleaire capaciteit vermindert op dat moment tussen 20 oktober en 28 november dus tot 1.006 MW.

Figuur 1: Verwachte beschikbare nucleaire capaciteiten tijdens november 2018 (MW)



23 september 2018

Het Planbureau wijst in de pers op de mogelijkheid dat het elektriciteitsaanbod in november niet zal volstaan om tegemoet te komen aan de vraag, want slechts één van de zeven kernreactoren van het land zal operationeel zijn (Doel 3).

24 september 2018

De federale minister van energie organiseert een persconferentie waar zij meedeelt dat alle mogelijkheden op het vlak van de bevoorradingsbronnen van elektriciteit onderzocht zijn, waaronder de interconnectie met het buitenland. Op termijn kunnen andere oplossingen worden overwogen, waaronder een verplichte inschakeling, in de wetenschap dat er in Vilvoorde een gascentrale is die buiten de markt valt. REstore stelt in de pers aan de regering een flexibel vermogen voor van 225 MW, ingezameld bij industriële verbruikers die ermee instemmen om hun verbruik terug te schroeven.

26 september 2018

De federale minister van energie richt zich tot de buurlanden (Duitsland, Frankrijk en Nederland) om akkoorden af te sluiten in verband met de terbeschikkingstelling van productiecapaciteit ten behoeve van België. "*Duitsland is reeds de verbintenis aangegaan om ons te helpen*", bevestigt haar woordvoerder. De minister van energie geeft aan dat ze 750 MW aanvullende capaciteit heeft gevonden.

In een persmededeling raamt Elia dat er 1.600 tot 1.700 MW aanvullende capaciteit nodig is om deze winter de bevoorradingszekerheid te kunnen garanderen (november is de meest kritieke maand).

Volgens Elia is er zelfs met de door de minister aangekondigde extra 750 MW nog ongeveer 1.000 MW te kort om de bevoorradingszekerheid te kunnen garanderen[5].

28 september 2018

De eerste vergadering van de taskforce die de minister van Energie op poten had gezet met haar kabinet, Elia, Engie, CREG en de FOD Economie heeft plaatsgevonden. Deze taskforce heeft tot doel om van dichtbij de evolutie te volgen van de situatie op de elektriciteitsmarkt tijdens de winter van 2018-2019, om alle maatregelen te overwegen en te coördineren die moeten worden genomen tijdens de winter in België en samen met de buurlanden om de bevoorradingszekerheid van het land te garanderen.

28 september 2018

Engie kondigt aan dat het onderhoud van Tihange 1, dat initieel gepland was van 20 oktober tot 29 november, een week werd vervroegd en zal plaatsvinden van 13 oktober tot 17 november. Vanaf 17 november zou Tihange 1 (962 MW) elektriciteit moeten kunnen leveren. Elia verklaart dat de terugkeer van Tihange 1 zeer zeker een positieve bijdrage zal leveren aan de bevoorradingszekerheid. Dat wil echter nog niet zeggen dat de problemen zijn opgelost. Elia verwacht een overzicht van alle mogelijke maatregelen om de effecten op het systeem te kunnen berekenen.

De ministerraad keurt de terugkeer op de markt van de centrale in Vilvoorde goed om een eventueel stroomtekort in november te kunnen aanpakken.

Het directiecomité van de CREG keurt een "*Nota over de maatregelen die op korte termijn moeten worden genomen betreffende de werking van de markt met het oog op de bevoorradingszekerheid inzake elektriciteit voor de winter van 2018-2019*"[6]. In deze nota stelt de CREG maatregelen voor die op korte termijn kunnen bijdragen tot de verbetering van de bevoorradingszekerheid inzake elektriciteit tijdens de winter van 2018-2019. Haar voorstellen zijn uitgevoerd en besproken met de buurlanden in kwestie.

1 oktober 2018

De splitsing van de zone Oostenrijk-Duitsland-Luxemburg binnen de *Flow Based Market Coupling* vindt plaats: Oostenrijk wordt een prijszone apart van de zone Duitsland-Luxemburg. Dit brengt positieve repercussies met zich mee op het vlak van de *loopflows* voor België.

De Luxemburgse minister van Economie stelt België voor om 200 MW vrij te maken onder voorbehoud van de toestemming van de Duitse en Belgische vervoersnetbeheerders.

2 oktober 2018

In een persbericht betreffende de verwachtingen voor de winter van 2018-2019, is Elia van mening dat de evolutie positief is voor de maand november (met de "gevonden" 750 MW, de vervroeging van het onderhoud van Tihange1 en het feit dat RTE een "zekere beschikbaarheid" bevestigt voor de Belgische markt van 1.000 MW). Elia is niettemin van mening dat bijkomende inspanningen nodig zullen zijn voor januari en februari 2019 voornamelijk omwille van de beperkte invoermogelijkheden. Elia vraagt van de regering en de marktspelers nog extra MW en wenst meer bepaald zekerheid te verkrijgen over de geplande heropstart van Doel 1 (midden december), Doel 2 (eind december) en Doel 4 (midden december).

[5] http://www.elia.be/~/media/files/Elia/PressReleases/2018/20180926_Elia-needs-1600-to-1-700MW-of-additional-capacity-to-ensure-security-of-supply.pdf

[6] https://www.creg.be/fr/publications/note-z1835

5 oktober 2018

Na afloop van het kernkabinet wijst premier Charles Michel erop dat de regering de contacten in België en in het buitenland uitbreidt en beschikbare megawatts ophaalt om de positie van België ten aanzien van het gevaar voor bevoorradingsonzekerheid te verstevigen. Er moet nog concreet vorm worden gegeven aan verschillende opties door middel van formele akkoorden.

8 oktober 2018

De "*Standing group on electricity scarcity*", verenigd in het kader van het *Pentalateral Energy Forum*, houdt zijn eerste vergadering. Deze "*Standing group*" verenigt de VNB's, de regulatoren, de ministers van de lidstaten van de CWE-zone en de Europese Commissie. Na meerdere vergaderingen bereikt men een akkoord over een "*Operational framework for regional solidarity to ensure electricity adequacy in Belgium for the winter 2018-2019*". Het *operational framework* definieert meerdere maatregelen die de verschillende operatoren zullen moeten nemen om de interconnectiecapaciteit van België te verhogen tijdens de winter en om een betere werking van de CWE-zone te garanderen (zie Bijlage 1).

Premier Charles Michel geeft in zijn jaarlijkse regeerverklaring voor de kamer aan dat bondskanselier Angela Merkel hem de avond voordien heeft verzekerd dat Duitsland zal samenwerken in het kader van de elektriciteitsimport.

9 oktober 2018

De beheerder van het Duitse hoogspanningsnet Amprion vermeldt dat ze werkt aan maatregelen om een mogelijk stroomtekort in België te vermijden door gebruik te maken van alle mogelijkheden om België in staat te stellen zoveel mogelijk elektriciteit te importeren.

EDF Luminus vervroegt de terugkeer op de markt van zijn elektriciteitscentrale van Seraing met een vermogen van 470 MW naar 15 oktober.

14 oktober 2018:

Het onderhoud van Tihange 1 (962MW) vangt aan. De reactor is dus niet meer beschikbaar op de markt. Enkel de kernreactor Doel 3 is nog beschikbaar.

15 oktober 2018

Na de goedkeuring van een koninklijk besluit houdende vrijwaringsmaatregelen in geval van een crisis in de elektriciteitsvoorziening van het land, kunnen de centrale met open cyclus in Vilvoorde (255 MW) en de centrale met open cyclus in Seraing (470 MW) terug op de markt komen.

22 oktober 2018:

Twee koninklijke besluiten houdende vrijwaringsmaatregelen in geval van een crisis in de elektriciteitsbevoorrading laten toe:

- de verhoging van de netto ontwikkelbare vermogens door exploitant Electrabel van de sites van AWIRS[7] (24 MW) en van Drogenbos (36+12 MW);
- de productie van twee gasturbines op de site van Langerlo (2 *43 MW)[8] ;
- de productie van een WKK-centrale op de site van Gent Scheldelaan (44 MW);
- de productie van een gasturbine met gecombineerde cyclus op de site van Ham (52 MW).

[7] De capaciteiten zullen door de operator in gebruik worden genomen en op de markt beschikbaar gesteld op 9 november (cfr brief Engie).

[8] De capaciteiten zullen door de operator in gebruik worden genomen en op de markt beschikbaar gesteld op 6 november (GT4) en op 15/11 (GT3) (cfr brief Engie).

In totaal zijn het dus 254 MW bijkomende capaciteiten die de markt vervoegen.

12 november 2018

Kernreactor Tihange 1 (962MW) komt terug op de markt.

13 november 2018

Engie kondigt een verlenging aan van de onbeschikbaarheid van Doel 1 tot 31 januari 2019

14 november 2018

Teneinde bij te dragen tot de bevoorradingszekerheid tijdens de winter van 2018-2019 kondigt Elia de lancering aan van een nieuw product: de "*Slow R3 Non-Reserved power*"[9]. Haar doel is om te focussen op flexibiliteit wat tot nu toe nog niet kon worden aangeboden in het kader van de bestaande producten.

26 november 2018

Twee koninklijke besluiten houdende vrijwaringsmaatregelen in geval van een crisis in de elektriciteitsbevoorrading maken de tijdelijke verhoging mogelijk van het netto ontwikkelbare vermogen van de volgende sites:

- de site van de centrale in Amercoeur (8,8 MW);
- de site van de centrale in Saint-Ghislain (8,8 MW);
- de site van de centrale in Vilvoorde (15 MW);
- de site in Vielsalm (15 MW);
- de site van de centrale van Gent Ringvaart (8 MW);

14 december 2018

Kernreactor Doel 4 (1039 MW) komt terug op de markt (met een stopzetting tussen 22 en 27 december 2018).

18 december 2018

Engie kondigt een verlenging aan van de onbeschikbaarheid van Doel 1 tot 15 maart 2019. Engie kondigt een verlenging aan van de onbeschikbaarheid van Doel 2 tot 28 januari 2019.

6 januari 2019

Een koninklijk besluit houdende vrijwaringsmaatregelen in geval van een crisis in de elektriciteitsbevoorrading maken de tijdelijke verhoging mogelijk van het netto ontwikkelbare vermogen van de volgende sites:

- de site van de centrale van Rodenhuize (19MW);
- de site van de centrale van Knippegroen (20MW);
- de site van de bvba Aleris Aluminium Duffel (9MW);
- de site van de centrale in Vilvoorde (96 MW);
- de site van de centrale in Langerlo (25MW).

[9] http://www.elia.be/en/about-elia/newsroom/news/2018/20181114_Winter-2018-2019-New-Product

25 januari 2019

Engie kondigt een verlenging aan van de onbeschikbaarheid van Doel 2 tot 4 februari 2019.

31 januari 2019

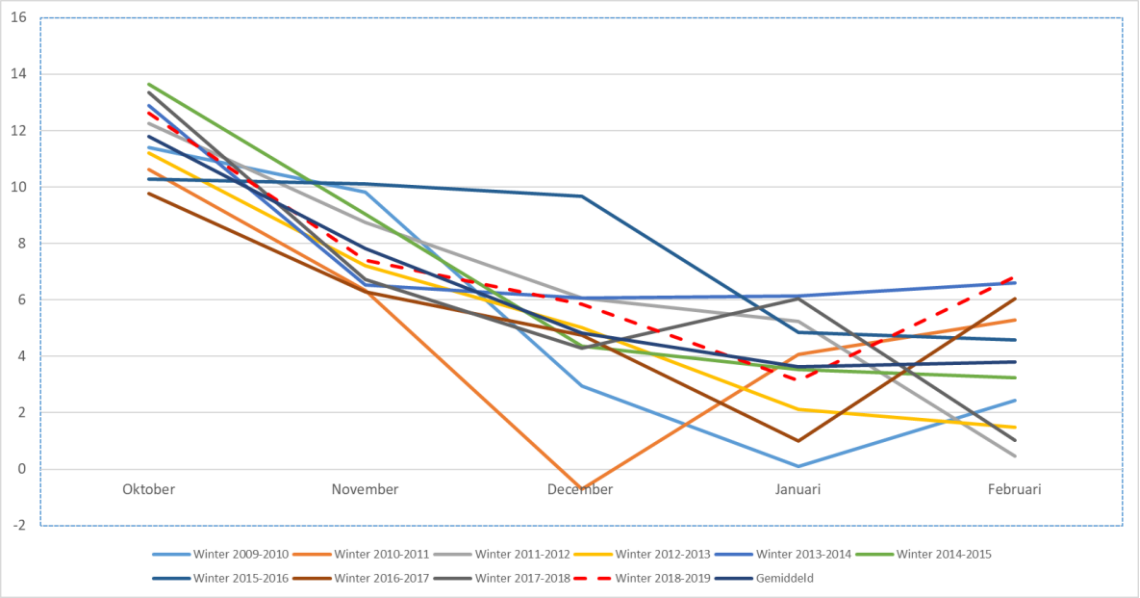
Elia kondigt aan dat de interconnectie tussen België en Groot-Brittannië, Nemo, met een capaciteit van 1.000 MW, operationeel is[10].

2. CONTEXT: DE TEMPERATUREN

In dit hoofdstuk vergelijken we de equivalente temperaturen[11] van de maanden oktober tot februari van de laatste tien winters. We geven hier meteen mee dat voor de andere hoofdstukken van deze studie de historische analyses zullen worden uitgevoerd over een periode van vijf jaar. Dit om te zorgen voor een betere begrijpelijkheid van de gegevens. Wat betreft de temperaturen echter vindt de CREG het nuttig om de situatie over een periode van tien jaar te vergelijken.

Figuur 2 en tabel 1 geven de gemiddelde equivalente temperaturen aan voor de maanden oktober tot februari van de laatste tien winters. De rode stippellijn stemt overeen met de winter van 2018-2019. Zoals we kunnen zien, liggen, met uitzondering van de maanden november en januari, de maandelijkse gemiddelde temperaturen van de maanden oktober 2018 tot februari 2019 hoger (zelfs ruim hoger wat betreft de maand februari) in vergelijking met het gemiddelde van dezelfde maanden van de laatste tien jaar. Enkel de maanden november 2018 en januari 2019 kenden temperaturen die iets kouder waren dan het gemiddelde (0,4 graden Celsius lager dan het gemiddelde van de laatste tien november- en januarimaanden).

Figuur 2: gemiddelde equivalente temperatuur van oktober tot februari tijdens de laatste tien winters



Bron: Synergrid, berekening CREG

[10] http://www.elia.be/~/media/files/Elia/PressReleases/2019/20190131_exploitation-Nemo_Link_EN.pdf

[11] De equivalente temperatuur op dag D wordt berekend als een gewogen gemiddelde van de dagen D, D-1 en D-2, die respectievelijk 60%, 30% en 10% doorwegen.

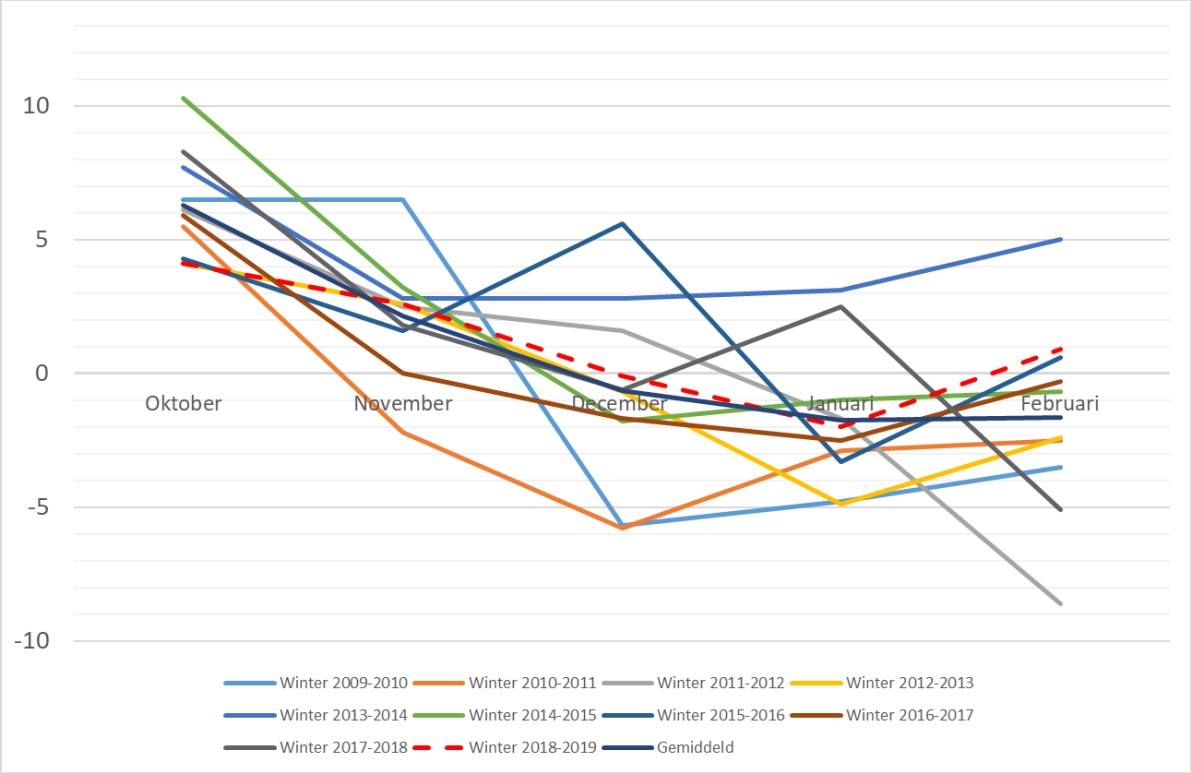
Tabel 1: gemiddelde equivalente temperatuur van oktober tot februari tijdens de laatste tien winters

	Oktober	November	December	Januari	Februari
Winter 2009-2010	11,4	9,8	2,9	0,1	2,4
Winter 2010-2011	10,6	6,3	-0,7	4,1	5,3
Winter 2011-2012	12,2	8,7	6,1	5,2	0,5
Winter 2012-2013	11,2	7,2	5,0	2,1	1,5
Winter 2013-2014	12,9	6,5	6,1	6,1	6,6
Winter 2014-2015	13,6	9,0	4,4	3,5	3,2
Winter 2015-2016	10,3	10,1	9,7	4,8	4,6
Winter 2016-2017	9,8	6,3	4,7	1,0	6,0
Winter 2017-2018	13,4	6,7	4,3	6,0	1,0
Winter 2018-2019	12,6	7,4	5,9	3,2	6,8
Gemiddelde	11,8	7,8	4,8	3,6	3,8

Synergrid, berekening CREG

De minimale temperaturen lagen tijdens de maanden november, december en februari van winter 2018-2019 hoger dan de tijdens de voorgaande winters waargenomen gemiddelde minimale temperaturen. De maand oktober 2018 werd gekenmerkt door minimale temperaturen die lager lagen dan deze van de voorgaande oktobermaanden. Maar aangezien de winter nog niet echt was begonnen, bleef de minimale temperatuur op het niveau van 4,1 graden Celsius. In januari 2019 bedroeg de minimale temperatuur -2 graden Celsius, iets onder het maandelijkse gemiddelde van de voorgaande winters (-1,8 graden).

Figuur 3: minimale equivalente temperatuur van oktober tot februari tijdens de laatste tien winters (°C)



Bron: Synergrid, berekening CREG

Tabel 2: minimale equivalente temperatuur van oktober tot februari tijdens de laatste tien winters

	Oktober	November	December	Januari	Februari
Winter 2009-2010	6,5	6,5	-5,7	-4,8	-3,5
Winter 2010-2011	5,5	-2,2	-5,8	-2,9	-2,5
Winter 2011-2012	6,1	2,5	1,6	-1,7	-8,6
Winter 2012-2013	4,1	2,6	-0,7	-4,9	-2,4
Winter 2013-2014	7,7	2,8	2,8	3,1	5
Winter 2014-2015	10,3	3,2	-1,8	-1,0	-0,7
Winter 2015-2016	4,3	1,6	5,6	-3,3	0,6
Winter 2016-2017	5,9	0,0	-1,7	-2,5	-0,3
Winter 2017-2018	8,3	1,8	-0,6	2,5	-5,1
Winter 2018-2019	4,1	2,6	-0,1	-2	0,9
Gemiddelde	6,3	2,1	-0,6	-1,8	-1,7

Bron: Synergrid, berekening CREG

Algemeen kan worden geconstateerd dat de winter van 2018-2019 gekenmerkt werd door vrij milde temperaturen in vergelijking met de temperaturen die de voorgaande winters werden vastgesteld. De maand januari 2019 valt echter uit de toon met minimale en gemiddelde temperaturen die lager liggen dan de gewoonlijk waargenomen temperaturen maar niet bijzonder koud waren.

3. ELEKTRICITEITSAFNAME OP HET ELIA-NET

Dit hoofdstuk analyseert de belasting van het Elia-net. Ze omvat de nettoproductie van de centrales die injecteren bij een spanning van minstens 30 kV en de balans van de invoer en uitvoer[12]. De productie-installaties die aangesloten zijn op een spanning van minder dan 30 kV in de distributienetten, worden enkel meegerekend voor zover een netto-injectie op het Elia-net wordt gemeten. Het gaat dus niet om de *totale* belasting. Deze wordt niet geanalyseerd aangezien er geen werkelijke gemeten gegevens voorhanden zijn (enkel ramingen). Aangezien deze studie de situatie van de winter van 2018-2019 analyseert ten opzichte van de bevoorradingszekerheid, is het vooral interessant om de residuele belasting, namelijk de belasting van het Elia-net, te analyseren.

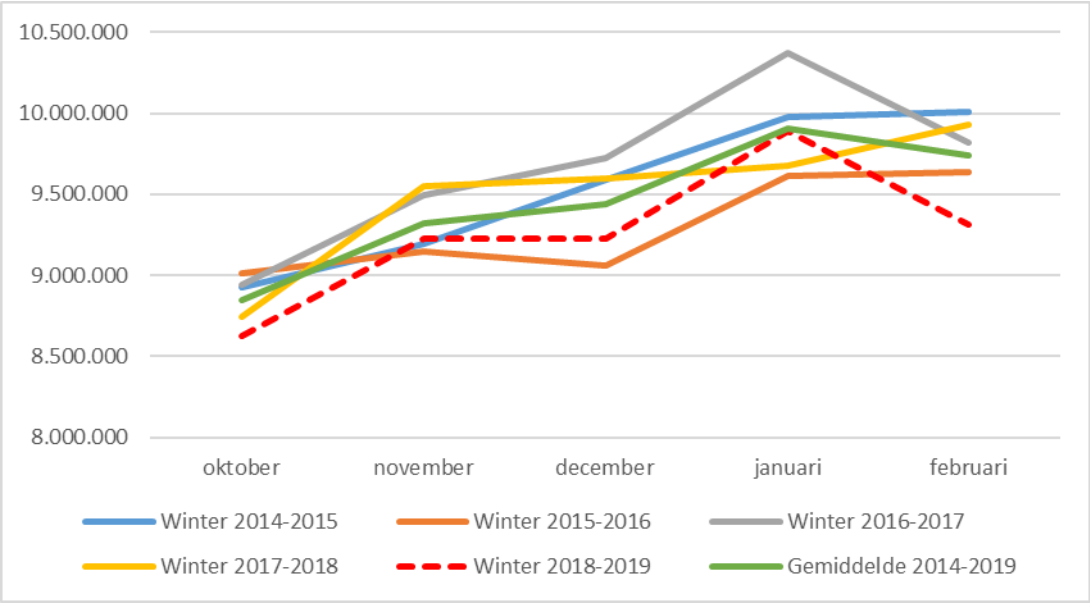
3.1 GEMIDDELDE BELASTING OP HET ELIA-NET

De gemiddelde belasting op het Elia-net[13] tijdens de maanden oktober 2018 tot februari 2019 bedraagt 9089 MW, ofwel 2 % lager dan het gemiddelde niveau van de belasting van de laatste vijf jaar tijdens diezelfde periode (9283 MW, ofwel -194 MW = -2 %) (zie Figuur 4 en Tabel 3).

[12] De energie die nodig is voor het oppompen van water in de opslagbassins van de pompcentrales aangesloten op het Elia-net wordt afgetrokken

[13] *"De belasting van het Elia-net is een berekening op basis van de injecties van elektrische energie in het Elia-net. Ze omvat de nettoproductie van de (lokale) centrales die injecteren bij een spanning van minstens 30 kV en de balans van de invoer en uitvoer. De productie-installaties die aangesloten zijn op een spanning van minder dan 30 kV in de distributienetten worden enkel meegerekend voor zover een netto-injectie op het Elia-net wordt gemeten. De energie die nodig is voor het oppompen*

Figuur 4: gemiddelde belasting van Elia (grid load) tijdens de maanden oktober tot februari, van 2014 tot 2019 (kW)



Bron: Elia (website), berekeningen CREG

Tabel 3: gemiddelde belasting van Elia tijdens de maanden oktober tot februari, van 2014 tot 2019

MW	Winter 2014-2015	Winter 2015-2016	Winter 2016-2017	Winter 2017-2018	Winter 2018-2019	Gemiddelde 2014-2019
oktober	8.924	9.009	8.937	8.745	8.622	8.847
november	9.193	9.148	9.497	9.553	9.227	9.323
december	9.589	9.058	9.723	9.597	9.226	9.438
januari	9.973	9.617	10.372	9.678	9.889	9.906
februari	10.009	9.634	9.821	9.932	9.316	9.743
Gemiddelde	9.377	9.178	9.462	9.314	9.089	9.283

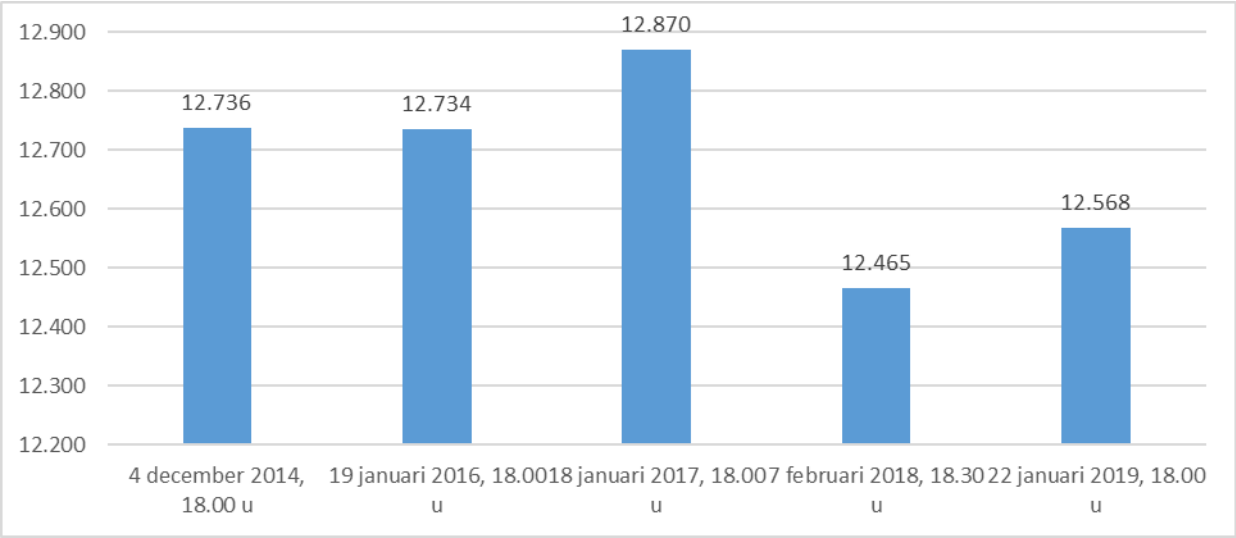
Bron: Elia (website), berekeningen CREG

3.2 MAXIMALE BELASTING OP HET ELIA-NET

De maximale belasting op het Elia-net tijdens de winter van 2018-2019 bedraagt 12.568 MW en is 22 januari 2019 om 18 uur vastgesteld. Deze belasting ligt 0,9 % lager dan het gemiddelde maximale belastingsniveau waargenomen tijdens de laatste zes jaar. Over het algemeen wordt geconstateerd dat de maximale belastingsniveaus de afgelopen zes jaar systematisch werden vastgesteld om 18 uur, zelfs 18.30 uur, en meestal in de maand januari.

van water in de opslagbassins van de pompcentrales aangesloten op het Elia-net wordt afgetrokken." Elia: http://www.elia.be/nl/grid-data/Belasting-en-belastingsvoorspellingen/Belasting-van-het-Elia-net)

Figuur 5: maximale jaarlijkse belasting op het Elia-net (MW) tussen oktober 2014 en februari 2019



Bron: Elia (website), berekeningen CREG

Tabel 1 geeft het belastingsniveau weer waargenomen tijdens de periode oktober tot februari 2019 voor de 10 / 20 / 50 / 100 en 200 uren met de hoogste Elia-belastingsniveaus. We zien dat er sprake is van iets meer dan twintig uren waarbij het belastingsniveau boven 12.000 MW uitkomt tijdens de periode oktober 2018-februari 2019.

Tabel 4: Elia-load en aantal uren

MW	> Load >
0-10 uren	12.157 - 12.158
10-20 uren	12.158 - 12.011
20-50 uren	12.011 - 11.805
50-100 uren	11.805 - 11.577
100-200 uren	11.577 - 11.287

Bron: Elia (website), berekeningen CREG

We merken ook op dat voor oktober, november en december 2018, de maanden waarin er weinig nucleaire capaciteit beschikbaar was, de belasting op het Elia-net gemiddeld respectievelijk 226 MW, 97 MW en 213 MW lager lag dan tijdens dezelfde maanden van de afgelopen vijf jaar.

4. ELEKTRICITEITSVOORZIENING

4.1 DE BESCHIKBARE PRODUCTIECAPACITEITEN OP DE BELGISCHE DAY-AHEAD ELEKTRICITEITSMARKT

In dit deel worden de *beschikbare* productiecapaciteiten op de Belgische *day ahead* elektriciteitsmarkt besproken[14]. De *reële* elektriciteitsproductie komt in het volgende deel aan bod.

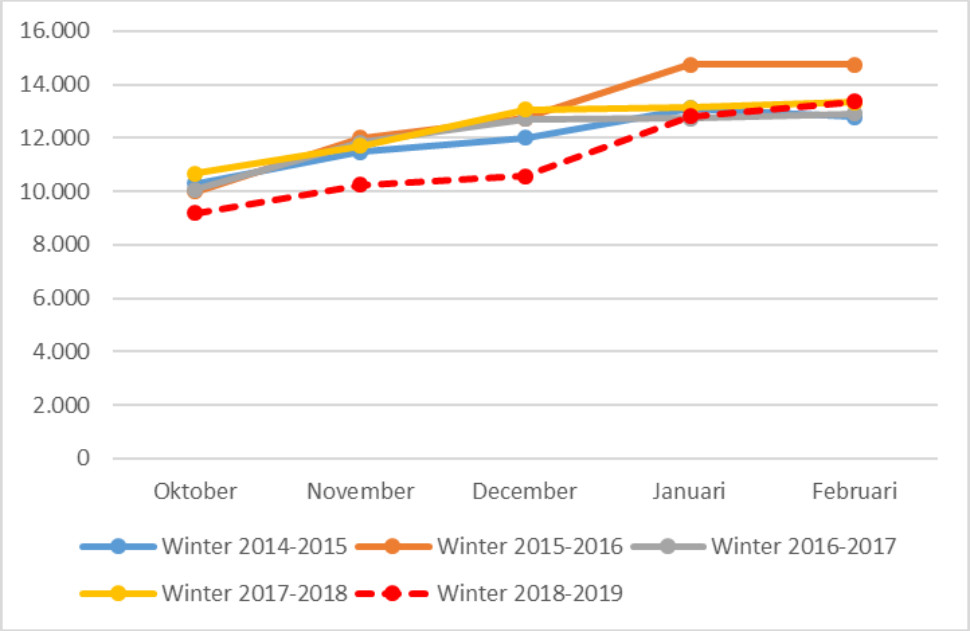
De beschikbare capaciteiten op de *day ahead* markt (Pmax DAM) bedroegen gemiddeld 11.239 MW tijdens de maanden oktober 2018 tot februari 2019.

Vanwege de onbeschikbaarheid van verschillende kernreactoren lagen de op de markt beschikbare capaciteiten lager dan de capaciteiten die de vorige jaren beschikbaar waren op de markt, vooral tijdens de maanden oktober tot december 2018 (zie Figuur 6 en Tabel 4).

Gemiddeld over de drie maanden oktober tot december 2018, bedroegen de op de markt beschikbare nationale productiecapaciteiten 10.003 MW. Ze lagen 1237 MW lager ten opzichte van de nationale productiecapaciteiten beschikbaar tijdens dezelfde maanden van de afgelopen vijf jaar.

Tijdens de maanden januari tot februari 2019, daarentegen, zijn de op de *day ahead* markt beschikbare Belgische capaciteiten opnieuw gestegen naar een gemiddeld niveau van 12.307 MW (ofwel 2304 MW meer dan tussen oktober en december 2018), namelijk een niveau dat enigszins vergelijkbaar is met de capaciteiten beschikbaar tijdens dezelfde maanden van de jaren 2014 tot 2019.

Figuur 6: maximale productiecapaciteit beschikbaar op de day ahead markt (Pmax DAM, maandelijks gemiddelde, MW)



Bron: databank van de CREG, berekeningen CREG

[14] Deze capaciteiten zijn niet noodzakelijkerwijs aangeboden geweest op BELPEX.

Tabel 5: maximale productiecapaciteit beschikbaar op de day ahead markt (Pmax DAM, maandelijks gemiddelde, MW)

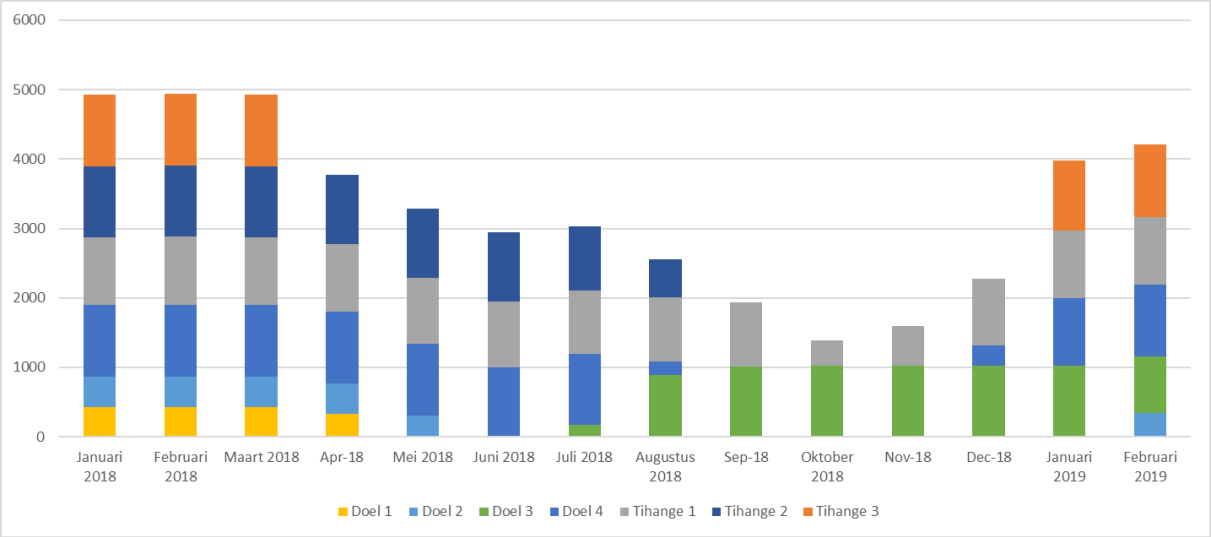
	Winter 2014-2015	Winter 2015-2016	Winter 2016-2017	Winter 2017-2018	Winter 2018-2019	Delta 2017-2018
Oktober	10.305	9.982	10.080	10.677	9.187	-1.489
November	11.465	12.003	11.831	11.714	10.256	-1.457
December	12.017	12.738	12.721	13.056	10.565	-2.491
Januari	13.112	14.760	12.730	13.149	12.813	-336
Februari	12.785	14.749	12.921	13.353	13.374	22
Gemiddelde	11.937	12.846	12.056	12.390	11.239	-1.150

Bron: databank van de CREG, berekeningen CREG

De verhoging van de beschikbare capaciteiten tussen, enerzijds, de maanden oktober, november en december 2018 en, anderzijds, de maanden januari en februari 2019, is vooral het gevolg van een verhoging van de beschikbare nucleaire capaciteit en, in mindere mate, van andere capaciteiten (niet-nucleair en wind).

Figuur 7 bevat de nucleaire capaciteit beschikbaar tijdens alle maanden van het jaar 2018 alsook tijdens de maanden januari en februari 2019. Slechts 1 tot 3 kernreactoren waren sommige weken van de maanden oktober tot december 2018 beschikbaar[15]. Anderzijds waren 4 tot 5 kernreactoren beschikbaar tijdens de maanden januari en februari 2019, goed voor een totaal van meer dan 4000 MW.

Figuur 7: maximale nucleaire productiecapaciteit in België per reactor in 2018 (MW)

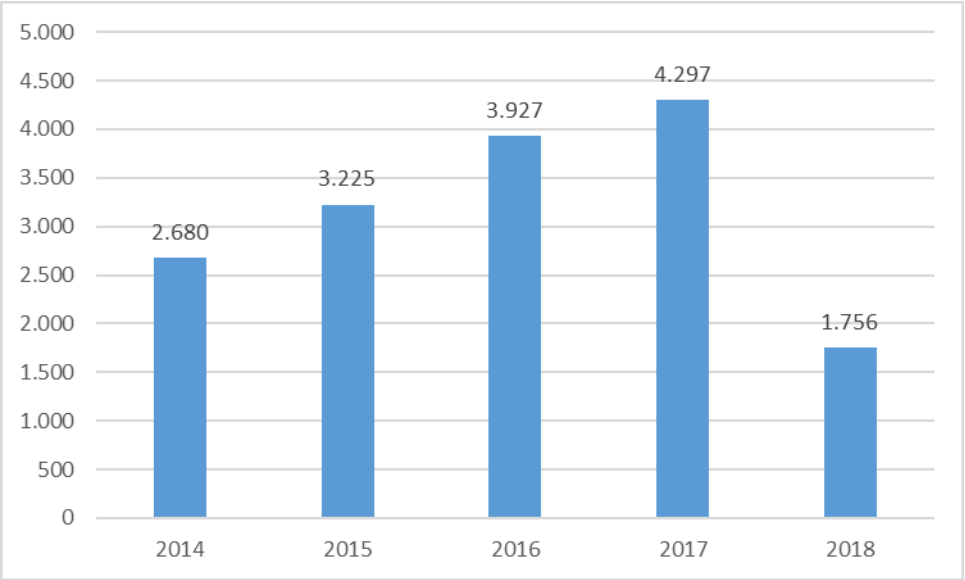


Bron: databank van de CREG, berekeningen CREG

Figuur 8 geeft de beschikbare nucleaire capaciteit in België weer van 2014 tot 2018 enkel tijdens de maanden oktober tot december. Over de laatste drie maanden van 2018 was er gemiddeld 1.421 MW nucleaire capaciteit minder beschikbaar ten opzichte van het gemiddelde van dezelfde maanden van de afgelopen vijf jaar.

[15] Ter vergelijking, in 2017 waren er 5 tot 6 kernreactoren beschikbaar tijdens dezelfde maanden van het jaar.

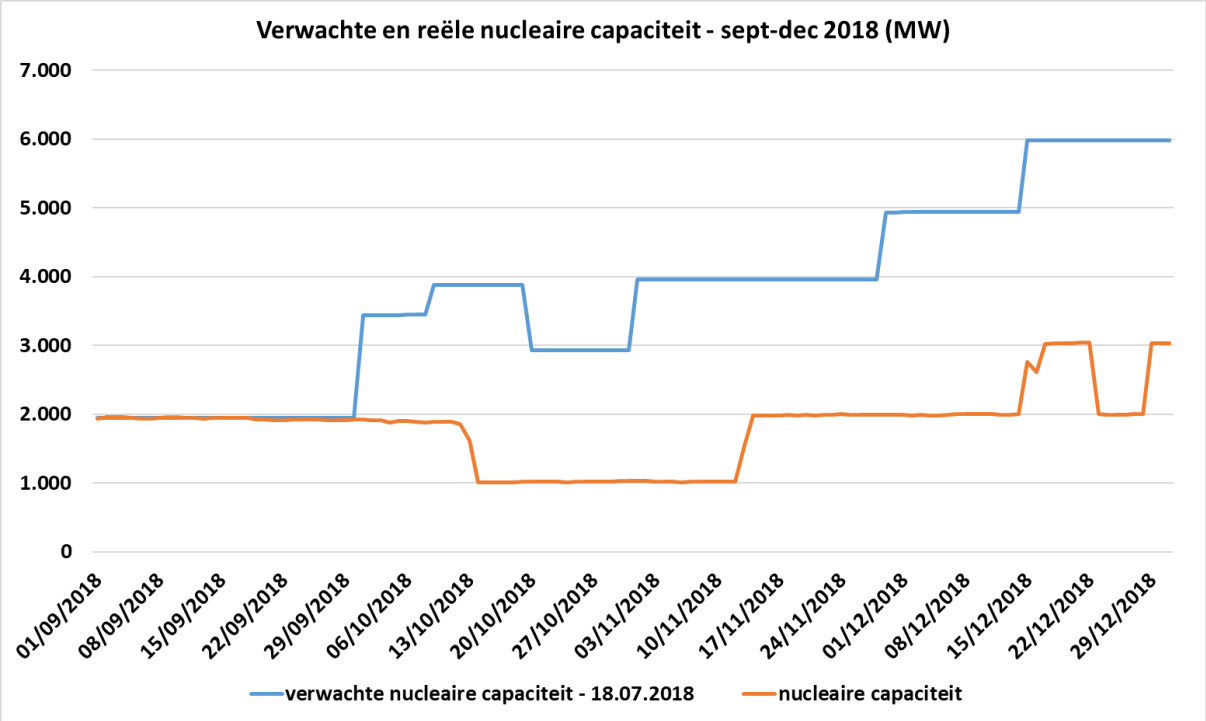
Figuur 8: beschikbare nucleaire capaciteit in België tijdens de maanden oktober tot december tussen 2014 en 2018 (MW)



Bron: databank van de CREG, berekening CREG

Zoals figuur 9 aangeeft, is het verschil tussen de oorspronkelijk verwachte capaciteiten voor de maanden september tot december 2018 en de capaciteiten die in deze periode werkelijk beschikbaar waren heel groot.

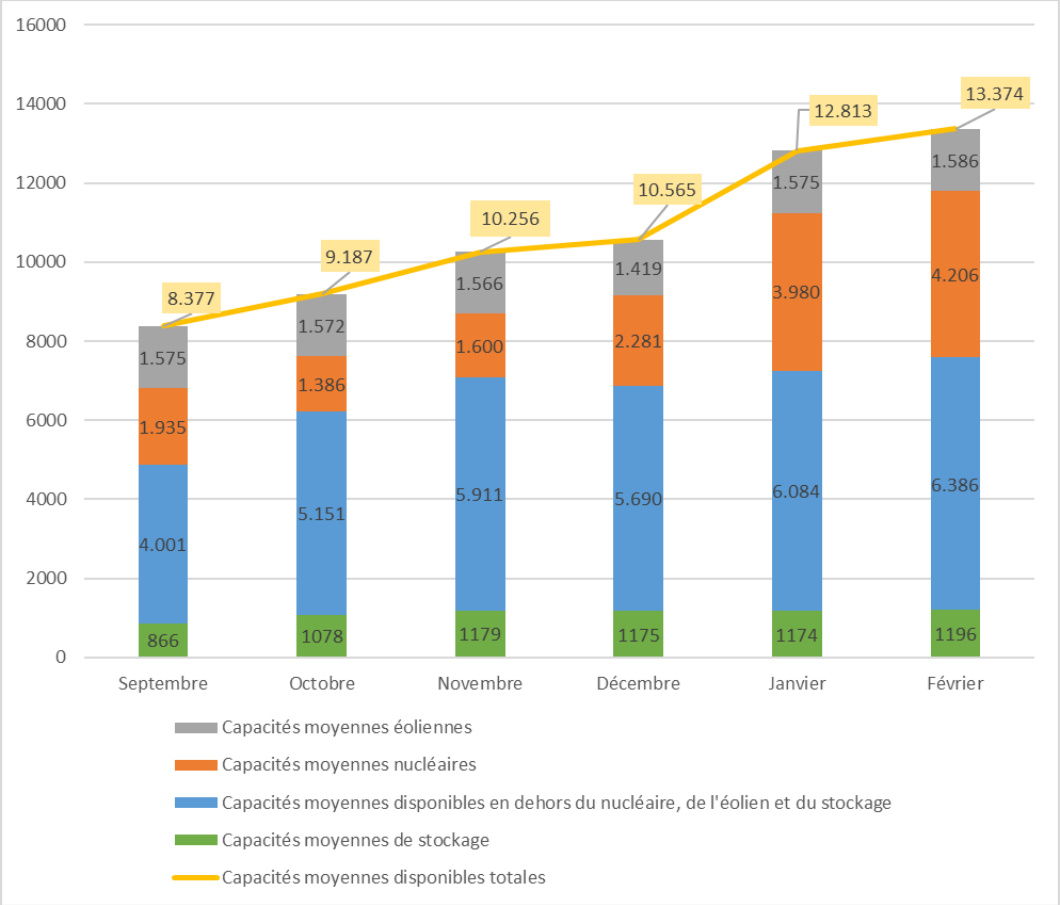
Figuur 9: Verwachte en werkelijke nucleaire capaciteiten van september tot december 2018 (MW)



Bron : databank van de CREG

Figuur 10 geeft de evolutie van de beschikbare capaciteit in België weer op de *day ahead* markt tussen de maanden september 2018[16] en februari 2019.

Figuur 10: beschikbare Belgische capaciteit op de *day ahead* markt tussen september en februari 2019 (Pmax DAM, maandelijks gemiddelde, MW)



Bron: databank van de CREG, berekening CREG

Zoals kan worden vastgesteld is de beschikbare capaciteit, behalve de nucleaire, wind- en opslagcapaciteit[17] met 2.385 MW gestegen tussen de maanden september 2018 en februari 2019.

Deze sterke stijging kan worden verklaard enerzijds door de aanvullende capaciteit die op de day ahead markt werd gebracht vanwege de crisis (zie hoofdstuk 6 voor meer informatie), anderzijds omdat aan de operatoren werd gevraagd om onderhoud van de productie-eenheden in te plannen buiten de winterperiode. Elk jaar wordt er immers tijdens de winter een stijging van de beschikbare capaciteit op de markt vastgesteld. Deze stijging is echter veel groter geweest tijdens de winter 2018-2019 in vergelijking met de voorgaande winters (+37 %), zoals blijkt uit figuur 11.

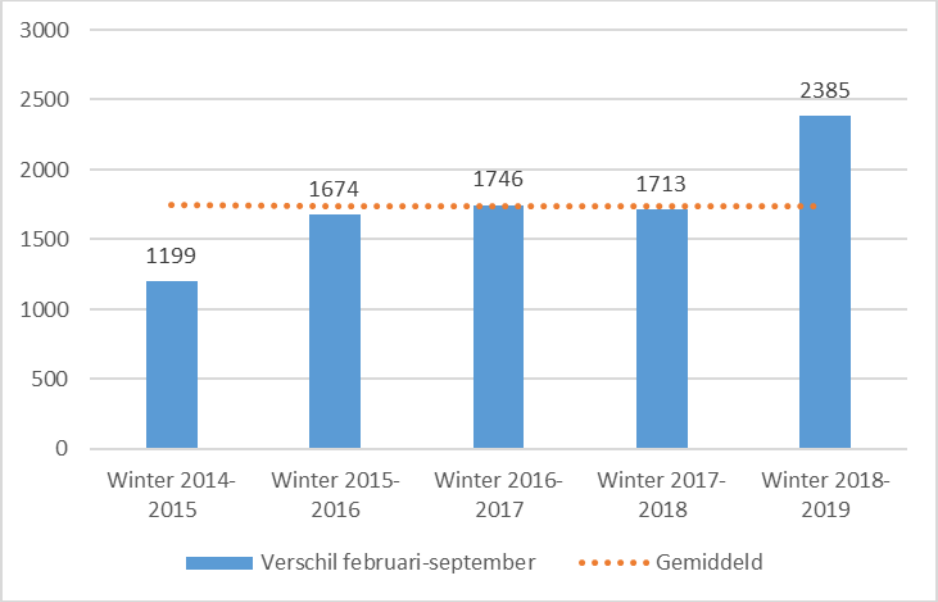
Ten opzichte van de voorgaande winters kan het verschil voornamelijk verklaard worden door de terugkeer naar de markt van de STEG centrale van Seraing (485 MW) en de gascentrale van Vilvoorde (265 MW) die de vorige jaren niet beschikbaar waren op de *day ahead* markt. Ze waren wel opgenomen binnen de strategische reserve tijdens de winters van 2014-2015, 2016-2017, 2017-2018

[16] De maand september wordt hier in aanmerking genomen om optimaal de ontwikkelingen vanaf de maand oktober weer te geven

[17] De opslagcapaciteit is afkomstig van turbinecentrales.

en, was er op korte termijn sprake geweest van een risico op stroomtekort, dan zouden ze dus geactiveerd zijn geworden.

Figuur 11: stijging van de capaciteit beschikbaar op de Day Ahead markt, behalve nucleaire, wind en opslagcapaciteit, tussen de maanden september en februari van de laatste vijf winters (MW)



Bron: databank van de CREG – berekeningen van de CREG

Tabel 6 bevat de eenheden met de beschikbare bijkomende MW op de *day ahead*markt tussen de maanden september 2018 en februari 2019 (ofwel omdat deze eenheden in september, of in bepaalde dagen van september niet beschikbaar waren op de markt, ofwel omdat ze een stijging van hun capaciteiten hebben gekend[18]).

[18] Voor deze stijging zijn er verschillende verklaringen te geven, bijvoorbeeld bijkomende noodaggregaten die tijdelijk op de locaties werden geïnstalleerd (bijvoorbeeld Langerlo), of bepaalde eenheden waaraan onderhoudswerkzaamheden werden uitgevoerd of die tijdens de maand september uitvielen (zelfs enkele dagen in september).

Tabel 6: bijkomende MW beschikbaar op de Day Ahead markt tussen de maanden september en februari

	MW
SERAING (STEG)	453
DROGENBOS (STEG)	311
VILVOORDE (GT)	187
SAINTGHISLAIN (STEG)	158
ZANDVLIETPOWERBASF	153
HERDERSBRUG (STEG)	145
MARCINELLE	100
AWIRS 4	95
AMERCOEUR1R (STEG)	86
VILVOORDE (GASMOTOREN)	62
GEN HAM (WKK)	53
ANGLEUR (TG 41)	49
MONSANTO	44
LANGERLO (GT3)	44
LANGERLO (GT4)	44
ANGLEUR (TG 42)	41
RINGVAART (STEG)	38
DROGENBOS (DIESELS 10KV)	32
INESCO (WKK)	30
WILMARSDONK (GT1)	30
Andere met delta <16MW	230
TOTAAL	**2385**

Bron: databank van de CREG – berekeningen CREG

4.2 BELGISCHE ELEKTRICITEITSPRODUCTIE

Wat betreft de elektriciteitsproductie vallen de laatste drie maanden van 2018 (waarin enkel 1 tot 3 kernreactoren beschikbaar waren) sterk uit de toon ten opzichte van de eerste twee maanden van het 2019 (waarin 4 tot 5 reactoren operationeel waren).

Zoals aangegeven in Tabel 7 werd de elektriciteit in België voornamelijk op basis van aardgas geproduceerd tijdens de maanden oktober tot december 2018. De invoer (die uitgebreid aan bod komt in hoofdstuk 5) heeft ook een belangrijke rol gespeeld bij de bevoorrading van het land door gemiddeld tijdens de drie maanden 2473 MW te leveren. Kernenergie was de derde bevoorradingsbron met een gemiddelde van 1729 MW tijdens dezelfde periode.

De maanden januari en februari 2019, met een gemiddelde van 4000 MW elektriciteit van nucleaire oorsprong, worden gekenmerkt door de terugkeer van kernenergie als eerste bevoorradingsbron voor elektriciteit in België. Aardgas komt op de tweede plaats met respectievelijk 3200 en 2500 MW gemiddelde elektriciteitsproductie voor de maanden januari en februari.

Tabel 7: gemiddelde stroomproductie per type fuel en gemiddelde invoer tijdens de maanden oktober tot december 2018 (MW)

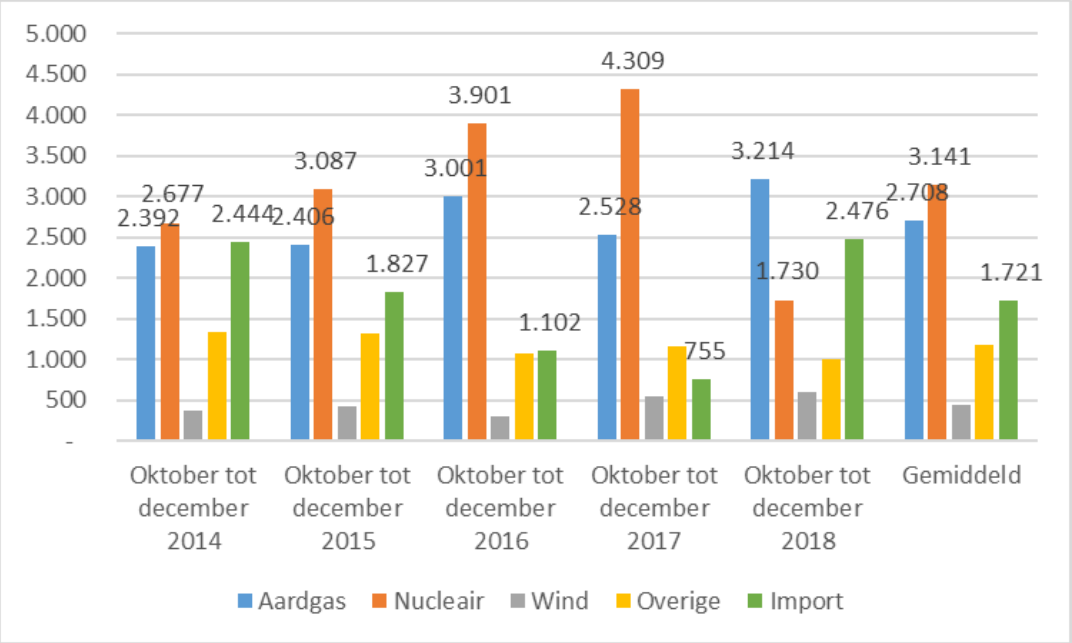
	Aardgas	Nucleair	Wind	Andere	Netto invoer
Oktober	3.308	1.358	497	957	2.499
November	3.766	1.596	621	1.043	2.201
December	2.586	2.233	696	993	2.718
Januari	3.242	3.921	497	1.092	1.004
Februari	2.515	4.194	621	1.020	1.054

Bron: databank van de CREG, berekeningen CREG

Ten opzichte van de voorgaande jaren, wanneer kernenergie vroeger de eerste bron van elektriciteitsvoorziening was (zie Figuur 12), is dit segment nu nog maar de derde bevoorradingsbron tijdens de maanden oktober tot december, achter aardgas en invoer.

Ook is er sprake van een verhoging van de productie van elektriciteit door windmolens (offshore en onshore aangesloten op het Elia-net) waarvan de productie bijna verdubbeld is ten opzichte van 2016.

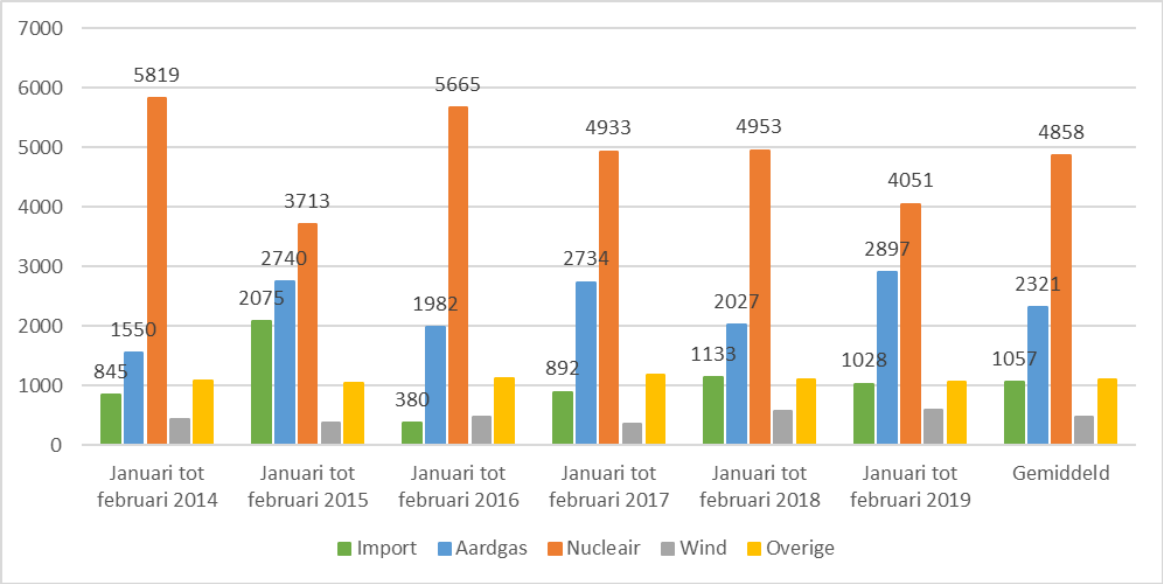
Figuur 12: gemiddelde stroomproductie per type fuel en gemiddelde invoer tijdens de maanden oktober tot december van 2014 tot 2018 (MW)



Bron: databank van de CREG, berekeningen CREG

Figuur 13 geeft de gemiddelde elektriciteitsproductie weer voor de maanden januari en februari 2019. Ondanks een hoger niveau van elektriciteitsproductie van nucleaire oorsprong, blijft de nucleaire elektriciteitsproductie tijdens de maanden januari en februari lager liggen dan de gemiddelde productie waargenomen tijdens dezelfde maanden van de laatste zes jaar (-807 MW). De elektriciteitsproductie op basis van aardgas ligt, voor de maanden januari en februari 2019, hoger dan niveaus die gemiddeld werden bereikt de laatste zes jaar (+576 MW), terwijl de invoer grote overeenkomsten vertoont.

Figuur 13: gemiddelde stroomproductie per type fuel en gemiddelde invoer tijdens de maanden januari tot februari van 2014 tot 2019 (MW)



Bron: databank van de CREG, berekeningen CREG

4.3 ENERGIEMIX

4.3.1 Van oktober 2018 tot februari 2019

Zoals eerder vermeld, is de elektriciteitsvoorziening tijdens de maanden oktober tot december 2018 hoofdzakelijk tot stand gekomen door centrales op aardgas: ze leverden gemiddeld 3214 MW elektriciteit, goed voor 36 % van de energiemix[19].

De invoer, die wordt besproken in het volgende hoofdstuk, bedroeg gemiddeld 27 % van de energiemix.

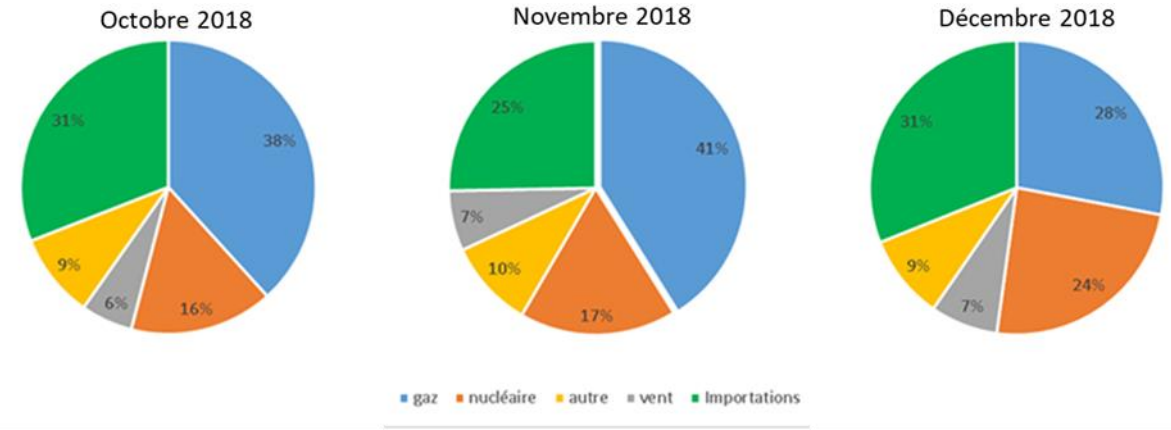
Met slechts één tot drie kernreactoren actief, vormde kernenergie de derde bevoorradingsbron. Kernenergie leverde tussen 16 en 24 % van de energiemix tijdens deze drie maanden, goed voor gemiddeld 1730 MW.

Windenergie (onshore en offshore aangesloten op Elia-net) leverde tussen 6 en 7 % van de elektriciteit tijdens de maanden oktober tot december, goed voor gemiddeld 605 MW.

Figuur 14 geeft de verdeling van de energiemix weer voor respectievelijk oktober, november en december.

[19] De belasting van het Elia-net wordt in aanmerking genomen (niet de totale afname).

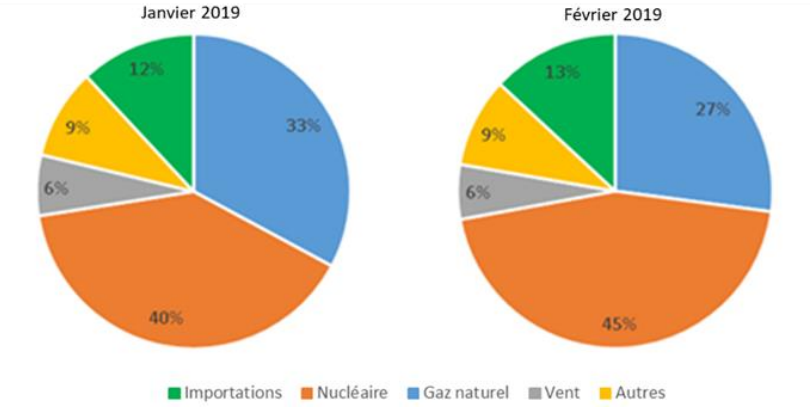
Figuur 14: energiemix van oktober tot december 2018



Bron : databank van de CREG – berekeningen CREG

De maanden januari en februari 2019 worden gekenmerkt door het hervatten van de activiteit van vier tot vijf kernreactoren, waardoor kernenergie opnieuw de eerste bron van elektriciteitsvoorziening van het land wordt, goed voor 42 % van de energiemix. Aardgas neemt de tweede plaats in met gemiddeld 30 % van de energiemix tijdens de twee maanden. De invoer zakt naar de derde plaats en vertegenwoordigt 12 tot 13 % van de energiemix van het land. Windenergie vormt de vierde bron met 6 % van de mix.

Figuur 15: energiemix van oktober tot december 2018



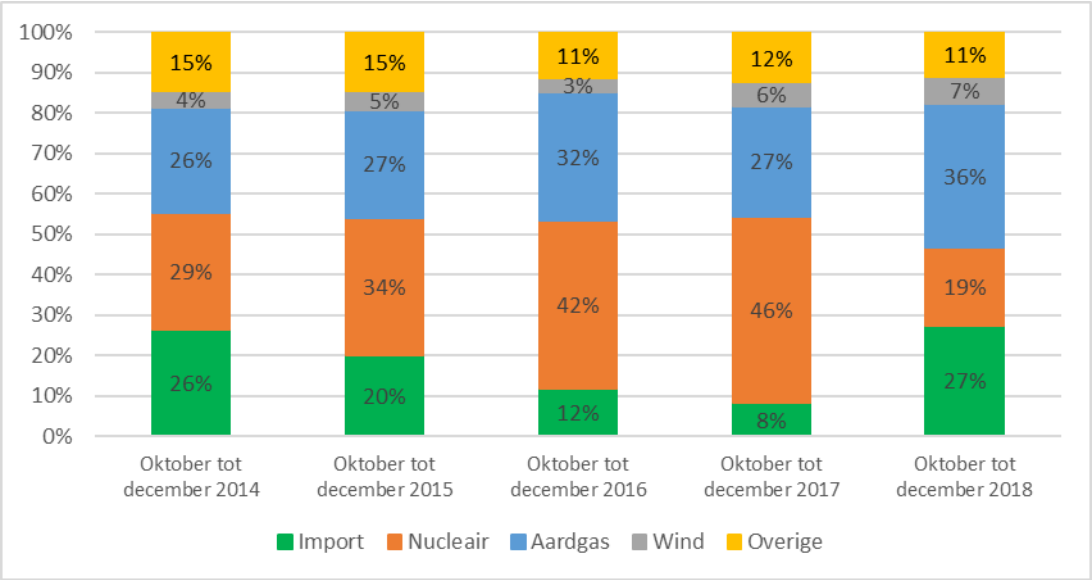
Bron: databank van de CREG, berekeningen CREG

4.3.2 Vergelijking met de afgelopen vijf jaar

Zoals aangegeven in Figuur 16 onderscheiden de maanden oktober tot december zich voornamelijk door een extreem laag niveau van elektriciteitsproductie van nucleaire oorsprong ten opzichte van de laatste vijf jaar. De elektriciteitsproductie op basis van aardgas bereikte haar hoogtepunt met gemiddeld 3214 MW tijdens de drie maanden, goed voor 36 % van de energiemix. De invoer is zeer hoog ten opzichte van de laatste vier jaar maar is redelijk gelijk aan het in 2014 bereikte niveau.

De stijging van de invoer en de productie van de gascentrales hebben het mogelijk gemaakt om de onbeschikbaarheid van de kernreactoren aan te vullen.

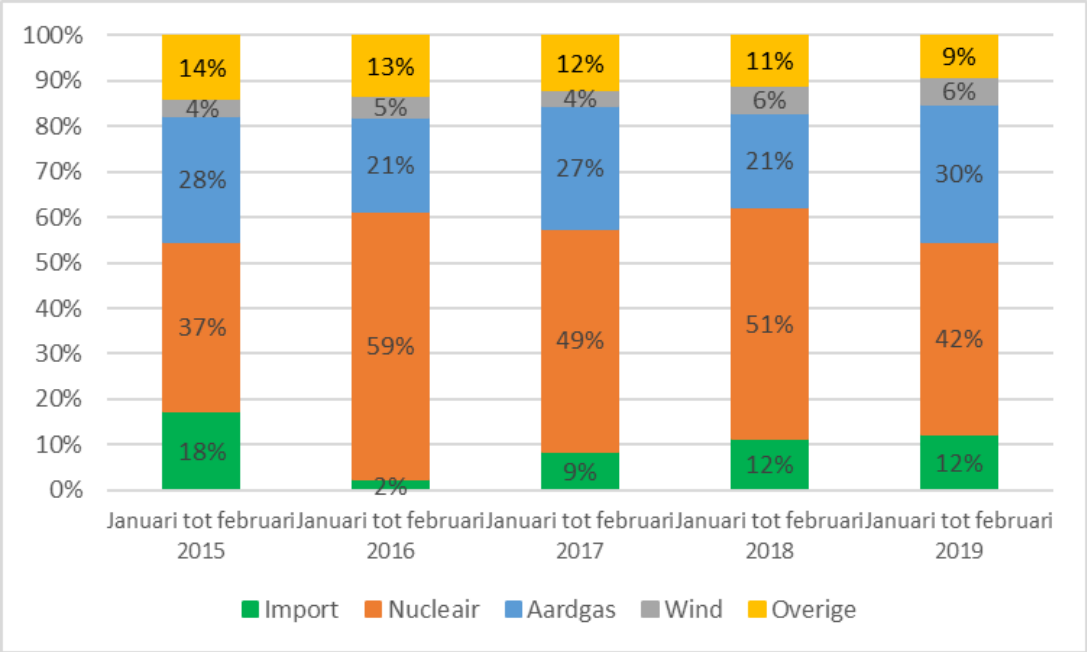
Figuur 16: samenstelling van de energiemix tijdens de maanden oktober tot december van 2014 tot 2018 (in %)



Bron: databank van de CREG, berekeningen CREG

De maanden januari en februari worden gekenmerkt door invoerniveaus die redelijk gelijk zijn aan deze van de laatste vijf jaar. Met 42 % van de energiemix benadert kernenergie de bereikte niveaus van de laatste vijf jaar (48 %), ook al blijft het aan de lage kant door de onbeschikbaarheid van twee, zelfs drie kernreactoren. Het is voornamelijk aardgas dat de lagere activiteit van de kernreactoren tijdens de maanden januari en februari 2019 opvangt ten opzichte van de voorgaande jaren. Ondanks de stijging van de CO_2- en gasprijs, en met een nog hogere elektriciteitsprijs, waren de omstandigheden gunstig voor de productie van de gascentrales.

Figuur 17: samenstelling van de energiemix tijdens de maanden januari en februari van 2015 tot 2019



Bron: databank van de CREG, berekeningen CREG

5. DE INTERCONNECTIES

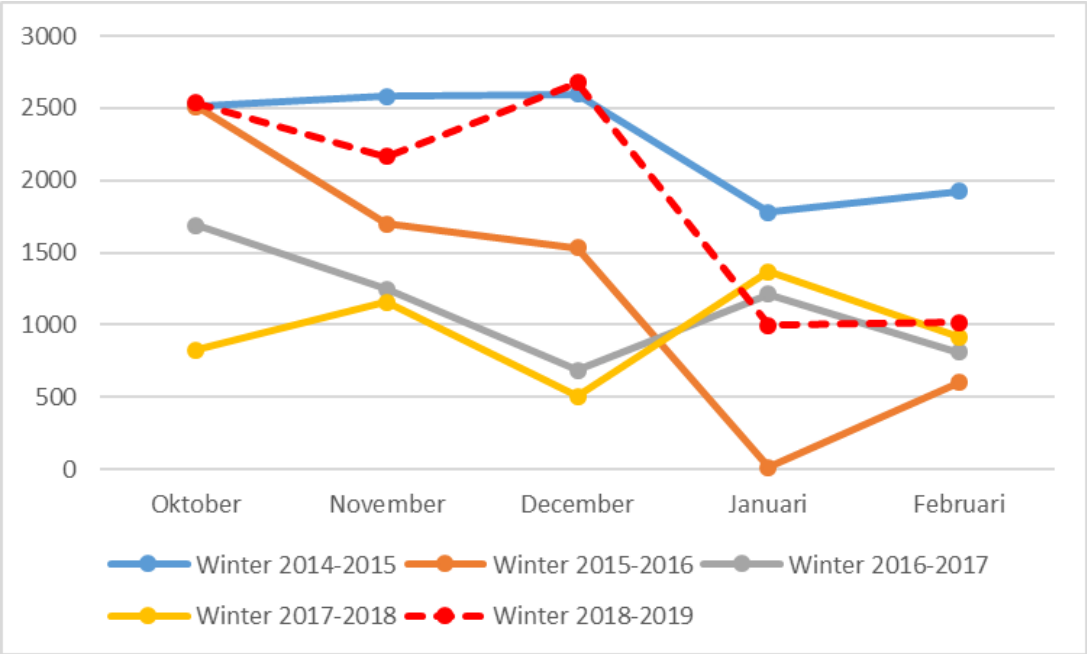
5.1 DE NETTO INVOERCIJFERS[20]

Zoals eerder gemeld worden de maanden oktober tot december 2018 gemarkeerd door bijzonder hoge netto invoerniveaus, in het bijzonder in vergelijking met de jaren 2016 en 2017. Gemiddeld is 2.458 MW geïmporteerd tijdens de maanden oktober tot december 2018 tegenover 1.794 MW gemiddeld tijdens diezelfde maanden in de laatste 5 jaren, hetzij een niveau dat bijna 40 % hoger is. Enkel het jaar 2014 is gemarkeerd door een hoger netto importniveau tijdens de maanden van oktober tot december.

De maanden januari en februari worden gemarkeerd door een netto invoer die wordt vastgelegd op ongeveer 1.000 MW per maand. Dit is een importniveau dat heel veel lager ligt dan het niveau dat werd waargenomen tijdens de maanden van oktober tot december 2018.

Het hoogste importniveau vond plaats op 26 december 2018 om 18u45 met 5.231 MW invoer, waarvan 1.841 MW aan de Franse grens, 3.164 MW aan de Nederlandse grens en 226 MW ingevoerd aan de Luxemburgse grens.

Figuur 18: Gemiddelde maandelijkse netto invoer (fysieke stromen) tijdens de maanden van oktober tot februari (MW)



Bron: gegevens Elia (website) – berekeningen CREG

[20] De cijfers betreffende de invoer opgenomen in dit hoofdstuk zijn afkomstig van de gegevens die kunnen worden gedownload van de website van Elia. Er worden kleine verschillen (maximum 35 MW) waargenomen met de netto invoercijfers opgenomen in het voorgaande hoofdstuk die afkomstig zijn van de databank van de CREG (Databank), zelf samengesteld op basis van de door Elia overgemaakte gegevens. De CREG heeft Elia om uitleg gevraagd betreffende deze verschillen. Gelet op de geringe omvang daarvan heeft dat evenwel geen invloed op de tekst van deze studie.

Tabel 8: Gemiddelde maandelijkse netto invoer (fysieke stromen) tijdens de maanden van oktober tot december (MW)

	Hiver 2014-2015	Hiver 2015-2016	Hiver 2016-2017	Hiver 2017-2018	Hiver 2018-2019	Moyenne
Octobre	2517	2509	1690	825	2536	2015
Novembre	2583	1696	1245	1156	2165	1769
Décembre	2594	1531	684	503	2675	1597
Janvier	1780	14	1213	1368	994	1074
Février	1923	601	811	916	1015	1053

Bron: gegevens Elia (website) – berekeningen CREG

5.2 OPVALLENDE ELEMENTEN OP HET VLAK VAN GRENSOVERSCHRIJDENDE UITWISSELINGEN

Hebben de importen een belangrijke rol kunnen spelen in de elektriciteitsbevoorrading van België deze winter, in het bijzonder tijdens de maanden oktober tot december 2018 wanneer ze tussen 25 en 31 % van de energiemix hebben geleverd, dan is dat met name omwille van meerdere maatregelen die recent zijn genomen op nationaal en Europees niveau.

5.2.1 Verhoging van de maximale invoercapaciteiten

De invoercapaciteiten worden beperkt door maximale thermische capaciteiten op de transmissielijnen van België en van zijn buurlanden. Ze worden eveneens beperkt door de stabiliteit van de spanning: een te hoog niveau zou die in het gedrang kunnen brengen. In het verleden werden de importen door Elia beperkt tot 3.500 MW. Met de marktkoppeling in 2015 en op herhaaldelijk verzoek van de CREG, heeft Elia dit niveau eerst verhoogd tot 4.500 MW en in de loop van 2018 tot 5.500 MW. Het is de ambitie van Elia om die limiet geleidelijk aan te verhogen tot 7500 MW. Daarvoor moeten evenwel nog een zeker aantal fasen worden gerealiseerd. Ondertussen is een nieuwe tussendrempel van 6.000 MW vastgelegd en in voege getreden op 26 mei 2019.

Tussen januari 2018 en februari 2019 heeft België gedurende 25,5 uur hogere niveaus geïmporteerd dan 4.500 MW. Die 25,5 uur worden verdeeld over 10 verschillende dagen, waarvan 2 in september, 3 in oktober en 5 in december. Het is voornamelijk in de loop van de dagen van 23 tot 26 december 2018 dat capaciteiten boven 4.500 MW zijn geïmporteerd. Het hoogste importniveau is bereikt op 26 december om 18u45 met 5.231 MW geïmporteerd.

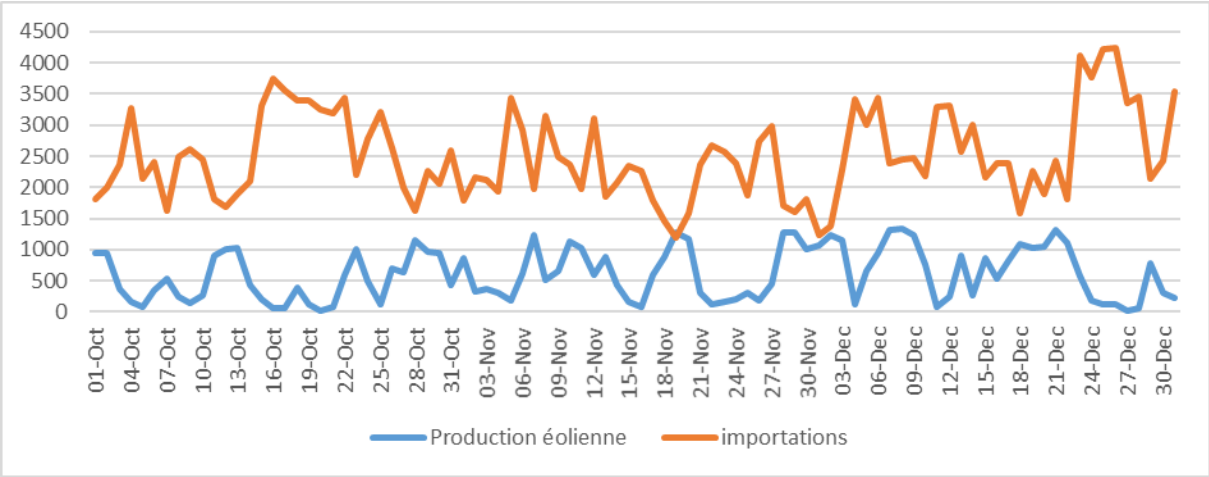
Tabel 9: aantal uren met importen > 4500 MW

	Nombre d'heures avec importations > 4500 MW	Niveau maximal d'importations (MW)
17/09/2018	0,5	4.534
25/09/2018	1	4.849
15/10/2018	2,25	4.664
16/10/2018	3	4.803
17/10/2018	3	4.887
11/12/2018	2	4.931
23/12/2018	4,25	5.039
24/12/2018	2	4.455
25/12/2018	3,25	4.772
26/12/2018	4,25	5.231
Total sep-déc	**25,5**	**5.231**

Bron: databank van de CREG - berekeningen CREG

Tot slot noteren we nog dat de dagen waarop de invoer zeer hoog was worden gekenmerkt door een bijzonder laag niveau van Belgische elektriciteitsproductie uit windenergie. De correlatie tussen de importen en het productieniveau uit windenergie bedraagt - 0,64[21].

Figuur 19: Productie uit windenergie (MW) en invoeren (MW)



Bron: databank van de CREG - berekeningen CREG

5.2.2 Beperking van de loopflows

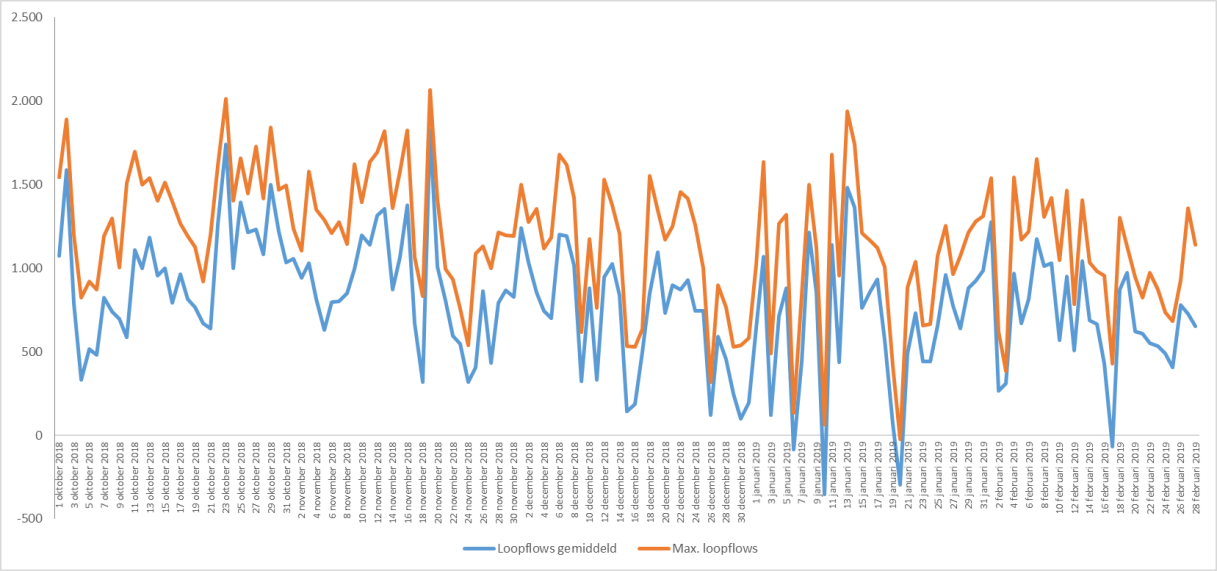
De invoercapaciteiten van België zijn ook sterk afhankelijk van de *loopflows*. *Loopflows* zijn de fysieke elektriciteitsstromen die onze grenzen passeren maar die niet bestemd zijn voor commerciële transacties. *Loopflows* hebben voorrang op de commerciële elektriciteitsstromen. Zij kunnen bijgevolg de invoer van elektriciteit beperken die bestemd is voor commerciële doeleinden door de interconnectielijnen te verzadigen. Momenteel komen de *loopflows* voornamelijk van het noorden van

[21] Omgekeerd dient gemeld dat het niveau van de prijzen op de *day ahead* markt niet bijzonder hoog was tijdens die uren. Maar het zijn dagen waarop het niveau van uit windenergie geproduceerde elektriciteit bijzonder laag was, in combinatie met lage temperaturen en gascentrales die weinig hebben gewerkt in vergelijking met de andere dagen.

Duitsland, waarbij tijdens productiepieken, omwille van een tekort aan transmissiecapaciteiten tussen het noorden en het zuiden van Duitsland, een deel van de in het noorden geproduceerde elektriciteit via Nederland, België en Frankrijk naar het zuiden van Duitsland wordt gebracht.

Zoals getoond wordt op figuur 20 zijn grote pieken van *loopflows* waargenomen tussen oktober 2018 en februari 2019. Op 23 oktober 2018 en op 19 november 2019 hebben de *loopflows* zelfs meer dan 2000 MW bereikt op bepaalde uren van de dag.

Figuur 20: Dagelijks gemiddelde en dagelijks maximum aan loopflows tussen België en Nederland en tussen België en Frankrijk tussen oktober 2018 en februari 2019



Bron: Elia, databank van de CREG, berekeningen CREG

Gedurende de periode oktober-februari zijn er drie belangrijke elementen te vermelden in verband met de *loopflows*:

1) de panne van een defaseringstransformator;
2) een verbintenis op het niveau van de *Pentalateral Group*;
3) de splitsing van de *bidding zone* “Duitsland-Luxemburg-Oostenrijk”.

Deze elementen hebben soms tegengestelde gevolgen gehad.

5.2.2.1 Panne van een defaseringstransformator (PST)

België beschikt momenteel over vier defaseringstransformatoren (in het Engels “*Phase Shifting Transformer*”-PST) geïnstalleerd op zijn interconnecties. Die PST's zijn zeer belangrijk want zij zorgen voor een beperking van de *loopflows*. Tussen 20 september en 20 december 2018 was evenwel één van deze vier PST's (PST Van Eyck) in panne. Zij was dus niet meer in staat om de eventuele komst van *loopflows* te beperken. Bijgevolg was tijdens die periode 1.300 MW aan interconnectiecapaciteit aan de noordelijke grenzen mogelijks "verloren".

5.2.2.2 Een verbintenis op het niveau van de Pentalateral Group

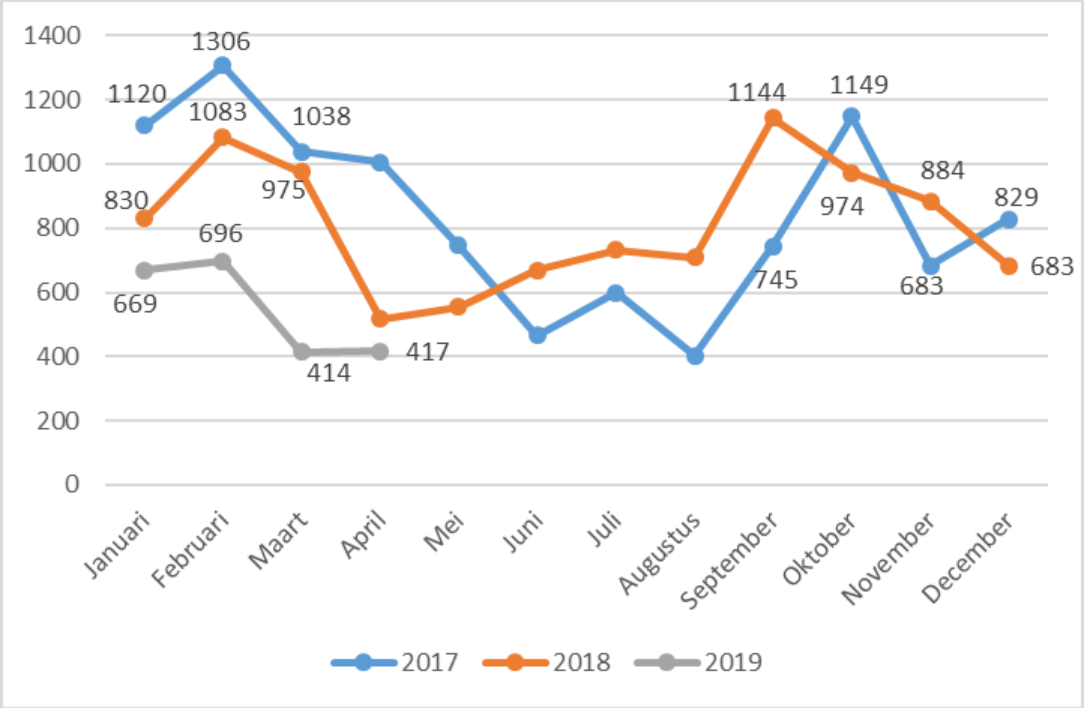
In het kader van het *Operational framework for regional solidarity to ensure electricity adequacy in Belgium for the winter 2018-2019* ondertekend door de ministers van de *Pentalateral Group* in oktober 2018, zijn de lidstaten het eens geworden over de volgende (niet-dwingende) verbintenis:

"In case problematic situations are identified during winter 2018-2019 under the Short and Medium Term Adequacy (SMTA) and/or Critical Grid Situation (CGS) processes in D-3 (based on estimated Belgian import needs), TSOs shall integrate more flexibility for the coordinated use of phase shifting transformers, in the calculation of available cross-border transmission capacity at the Day-Ahead time horizon, in order to limit loop flows which reduce the Belgian import capability, as far as operational security of each TSO involved is not endangered."

Ondanks soms zeer hoge niveaus merken we tussen oktober 2018 en februari 2019 dat de gemiddelde maandelijkse *loopflows* minder zijn dan de *loopflows* die tijdens diezelfde maanden zijn waargenomen in de voorgaande winter. November 2018 maakt daarop een uitzondering: het gemiddelde niveau van *loopflows*, hoewel lager dan in oktober, was hoger dan tijdens de maand november 2017.

Is het nog te vroeg om te besluiten tot een echte neerwaartse tendens van de *loopflows*, dan kunnen we toch hopen dat de waargenomen maandelijkse vermindering het resultaat is van de besprekingen binnen de *Pentalateral Group* en een echte sensibilisering van de VNB's van de andere landen die van belang zijn voor België in gang brengt om de *loopflows* te beperken.

Figuur 21: Gemiddelde loopflows per maand (MW)



Bron: databank van de CREG

5.2.2.3 <u>De splitsing van de bidding zone "Duitsland-Luxemburg-Oostenrijk"</u>

Tot slot heeft de scheiding op 1 oktober 2018 van de *bidding zone* Oostenrijk-Duitsland-Luxemburg in twee aparte *bidding zones*, Oostenrijk enerzijds en Duitsland en Luxemburg anderzijds, eveneens een positieve invloed gehad op het niveau van de *loopflows*. Als Duitsland exporteert naar Oostenrijk passeert immers ongeveer 8 % van de stromen via België. Aldus, met 4.900 MW (minimale interconnectiecapaciteit) export van Duitsland naar Oostenrijk, gaat dus potentieel ongeveer 400 MW via België. Vóór de splitsing van de zone passeerden deze 400 MW door België als *loopflows*. Met de splitsing van de zone worden die 400 MW transitstromen. Sinds 1 oktober, als België zich in een tekortsituatie bevindt en hogere prijzen wil betalen dan in Oostenrijk, zullen deze 400 MW

transitstromen commercieel geïmporteerd worden door België en zullen ze dus geen *loopflows* meer vormen. Voor meer informatie verwijst de CREG de lezer naar haar nota (Z) 1847[22].

5.2.3 De maximale wintercapaciteiten

De vervoersnetbeheerders bepalen de capaciteiten van de lijnen op dag J-2. De thermische capaciteit van de lijnen bepaalt het maximum vermogen op de lijn. De maximumcapaciteiten die door de netbeheerders worden bepaald hebben dus een rechtstreekse invloed op het mogelijke importniveau. De maximumcapaciteiten van de hoogspanningslijnen hangen af van de weersomstandigheden. Als de temperaturen laag zijn kunnen de capaciteiten van de transmissielijnen verhogen. Maar de aanpak die wordt gebruikt door de netbeheerders van de CWE-zone varieert aanzienlijk. Er bestaat immers geen geharmoniseerde berekeningsmethode om de maximumcapaciteit van de spanningslijnen te bepalen. Soms past eenzelfde netbeheerder verschillende regels toe van de ene lijn tot de andere.

Over het algemeen wordt gezamenlijk overeengekomen dat in de winter de transmissiecapaciteiten kunnen worden verhoogd in vergelijking met de zomerlimieten.

Het is belangrijk dat de beheerders van de hoogspanningslijnen van de landen van de CWE-zone het beginsel naleven om de capaciteiten van de lijnen in de winter te verhogen want zo kunnen meer elektriciteitsstromen circuleren, en bijgevolg bepaalt dat eveneens het mogelijke importniveau naar België.

5.2.4 Afschaffing van de limiet ("external constraint") voor de uitvoer naar Duitsland

Op 1 oktober 2018 , toen ook de *bidding zone* Duitsland-Luxemburg-Oostenrijk werd geplitst (zie supra), heeft Duitsland een einde gemaakt aan de limiet van ongeveer 7.000 MW maximale uitvoercapaciteit die tot dan van toepassing was (Max DE Export). In 2017 werd deze limiet gedurende 477 uren bereikt met een beperking van het uitvoerniveau van Duitsland naar de CWE-zone tot gevolg.

Nu deze limiet afgeschaft is, kunnen er hogere niveaus van Duitsland naar andere landen van de CWE-zone worden uitgevoerd.

5.2.5 De "Minimum-RAM"

De RAM ("*Remaining Available Margin*") is het deel van de beschikbare capaciteit dat ter beschikking gesteld wordt voor grensoverschrijdende uitwisselingen. In 2017 bevond de RAM zich op 16 % van de maximale transportcapaciteit van de transmissielijnen van de CWE-zone[23].

In april 2018 kwamen de Europese regulatoren overeen om een minimum-RAM van 20 % op de transmissielijnen in te voeren. Dit betekent dat minstens 20 % van de beschikbare capaciteit van de transmissielijnen ter beschikking moet gesteld worden voor grensoverschrijdende uitwisselingen.

Tussen 2017 en 2018 werd er voor de maanden oktober tot december al een belangrijke vooruitgang vastgesteld.

Figuur 22 toont voor de laatste drie maanden van 2017 en 2018[24], het aantal beperkende lijnen waarvoor de RAM lager was dan 20 % (in oranje). Terwijl er de laatste drie maanden van 2017

[22] https://www.creg.be/fr/publications/note-z1847
[23] Bron: CREG, studie (F)1734.
[24] De gegevens voor 2019 zijn op het ogenblik waarop dit rapport is opgesteld nog niet beschikbaar.

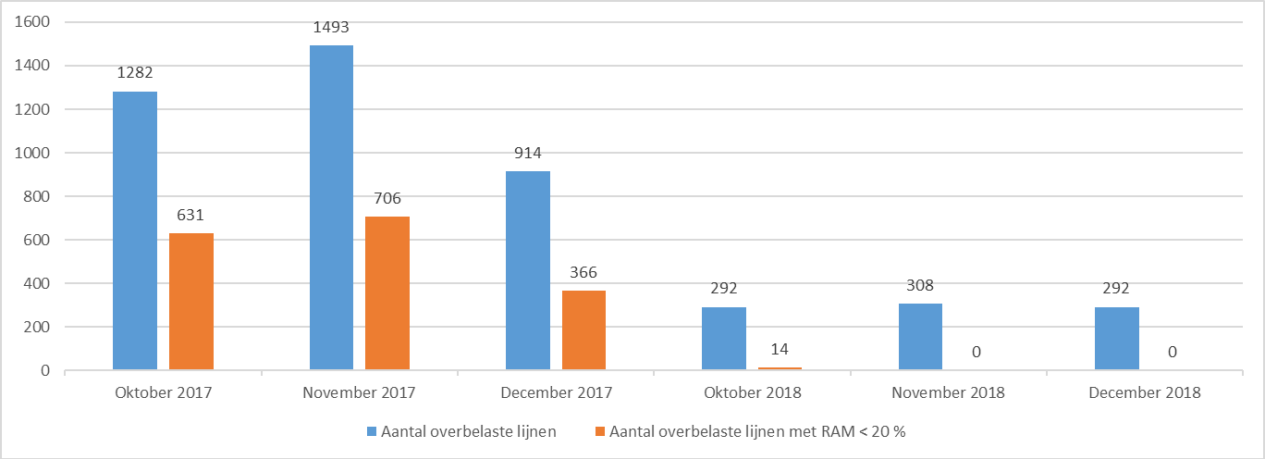
gemiddeld 567 lijnen een RAM lager dan 20 % hadden, waren er de laatste drie maanden van 2018 gemiddeld slechts 16 lijnen met een RAM lager dan 20 %.

Er valt op te merken dat er in september 2018 nog 190 Duitse hoogspanningslijnen[25] met een RAM lager dan 20 %[26] werden vastgesteld. De ommekeer voltrok zich dus in oktober 2018.

Deze evolutie kan men waarschijnlijk toeschrijven aan een solidariteitsverbintenis in oktober 2018 door de Ministers van de *Penta Group*, van het '*Operational framework for regional solidarity to ensure electricity adequacy in Belgium for the winter 2018-2019*' dat expliciet volgend (niet-bindende) engagement bevatte:

> *"TSOs will: [...] Respect the rule imposed by National Regulatory Authorities (NRAs) of the CWE region to systematically make at least 20% of transmission capacity available for market parties (RAM) at the Day-Ahead time horizon, as long as operational security is not endangered. TSOs will duly justify any non-compliance."*

Figuur 22: Aantal beperkende ('gecongestioneerde') transmissielijnen en het aantal lijnen met een RAM lager dan 20 %



Bron: CBCO-bestand – berekeningen CREG

Ten gevolge van de goedkeuring van het *Clean Energy Package*, zullen de TSOs vanaf 1 januari 2020 een minimum-RAM van 70 % moeten toepassen (artikel 16.8 van de tekst "*Internal Market For Electricity*"). Lidstaten met structurele congestieproblemen kunnen deze verplichting uitstellen tot 31 januari 2025 als zij een actieplan opstellen in samenwerking met hun regulerende instantie. Dit actieplan moet concrete acties voorstellen om vastgestelde structurele congestie te verminderen. Zij zullen ook moeten aantonen dat de capaciteiten die beschikbaar worden gesteld voor grensoverschrijdende uitwisselingen elk jaar toenemen om het streefcijfer van 70 % te bereiken tegen het einde van 2025 (artikel 15 van de tekst "*Internal Market For Electricity*").

5.2.6 Nemo, de nieuwe interconnectie met Groot-Brittannië

De interconnectie Nemo, die België met Groot-Brittannië verbindt, is operationeel sinds 31 januari 2019. Dit is een interconnectie met een capaciteit van 1.000 MW. Tijdens de maand februari 2019 heeft België naar Groot-Brittannië gemiddeld 835 MW[27] geëxporteerd via deze interconnectie.

[25] Op een totaal van 586 beperkende lijnen.
[26] Gemiddeld bedroeg hun RAM 10%.
[27] 819 MW in maart 2019

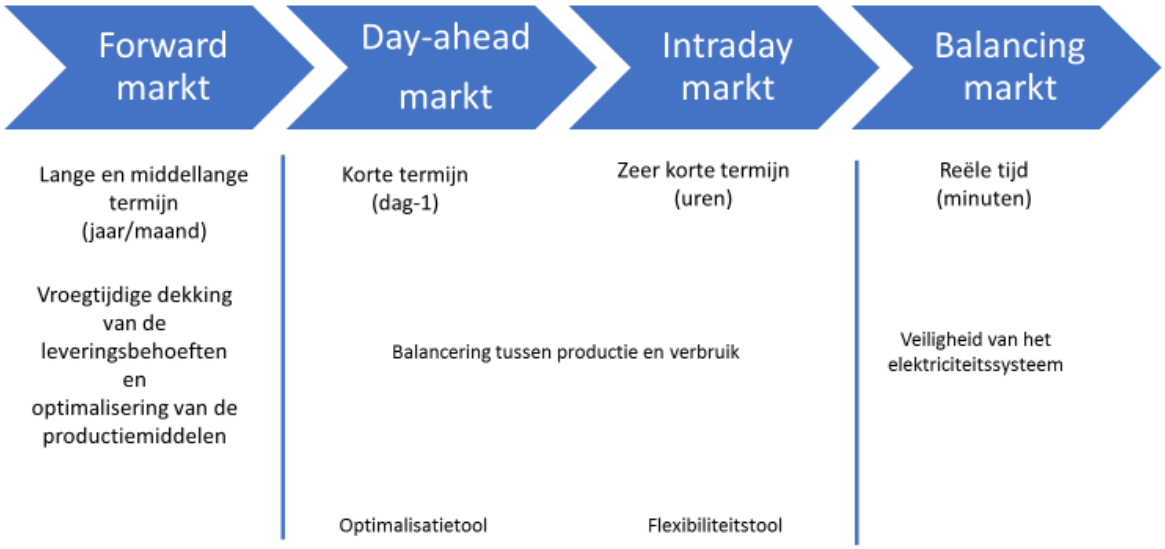
We benadrukken eveneens dat de interconnectie Nemo een Dc-lijn is, waardoor ze niet kan worden geconfronteerd met *loopflows*.

6. ELEKTRICITEITSPRIJS OP DE GROOTHANDELSMARKT

De groothandelsprijzen voor elektriciteit waarover in dit deel zal worden gesproken, verwijzen enkel naar de prijzen uitgewisseld op de elektriciteitsbeurzen en niet op de OTC-markt.

De groothandelsmarkt voor elektriciteit omvat verschillende tijdshorizonten:

Figuur 23: tijdslijn van de elektriciteitsproducten



Bron: CREG, EPEX

Zoals weergegeven in bovenstaande figuur, richt de forward markt zich op de middellange- en langetermijnmarkt die voor de marktdeelnemers hoofdzakelijk fungeert als tool voor vroegtijdige dekking van de leveringsbehoeften en als optimalisatietool van de productiemiddelen. De marktdeelnemers wisselen dus op de beurzen producten of contracten uit voor een toekomstige levering, voor de volgende maanden, de volgende kwartalen of voor de volgende jaren.

De kortetermijnmarkt wordt op zijn beurt aangewend om de productie en het verbruik zo dicht mogelijk bij de reële tijd in evenwicht te brengen volgens de informatie waarover de markt beschikt. In dit geval wisselen de marktdeelnemers op de beurzen producten of contracten uit in verband met een levering voor de volgende dag (*day ahead*), voor de volgende minuten (intraday).

De markt waarop wordt verhandeld tot de laatste minuut is de balancing markt die de veiligheid van het elektriciteitssysteem waarborgt. Deze nota zal op dit aspect niet verder ingaan.

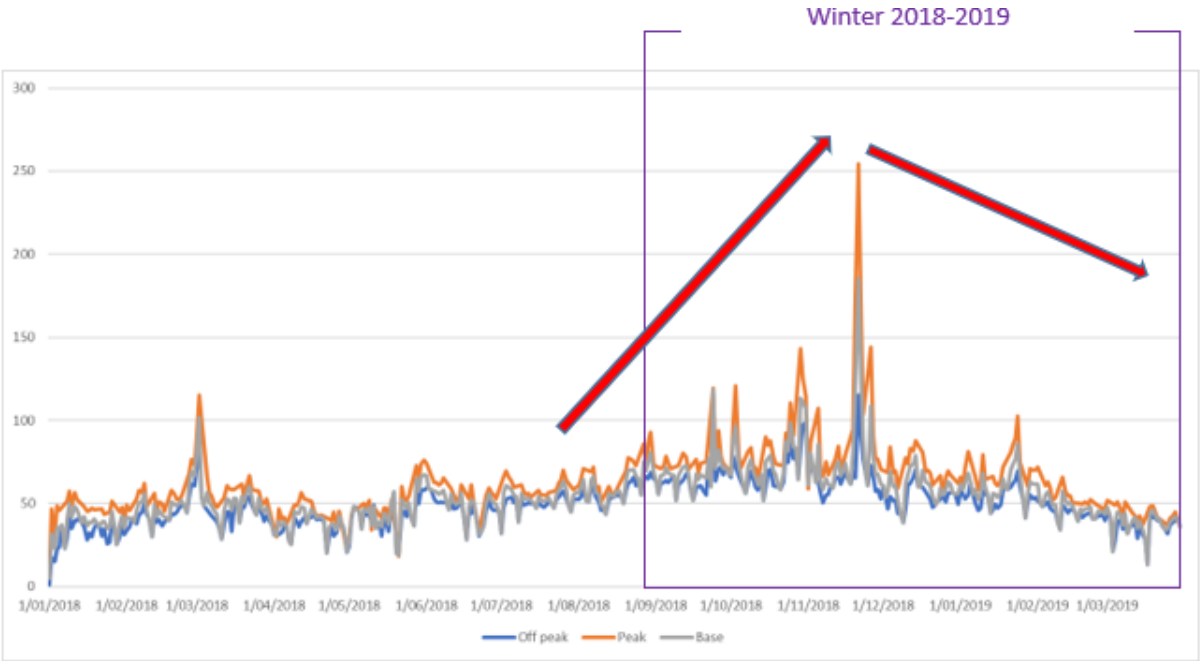
6.1 *DAY AHEAD* MARKT

De *day ahead* markt is een volatiele markt aangezien die er moet voor zorgen om vraag en aanbod van elektriciteit zo goed mogelijk in evenwicht te brengen, waarbij rekening wordt gehouden met het laatste nieuws, de meest recente weersvoorspellingen alsook met onvoorziene gebeurtenissen in verband met het productiepark.

6.1.1. Prijsevolutie winter 2018-2019

Onderstaande grafiek toont de evolutie van de gemiddelde dagelijkse *day ahead* prijs (€/MWh) voor het jaar 2018-2019. Uit deze grafiek blijkt dat de elektriciteitsprijs een stijging vertoont vanaf juli 2018 tot december 2018. Deze stijging neemt toe in het laatste kwartaal 2018. Vanaf januari 2019 daalt de prijs.

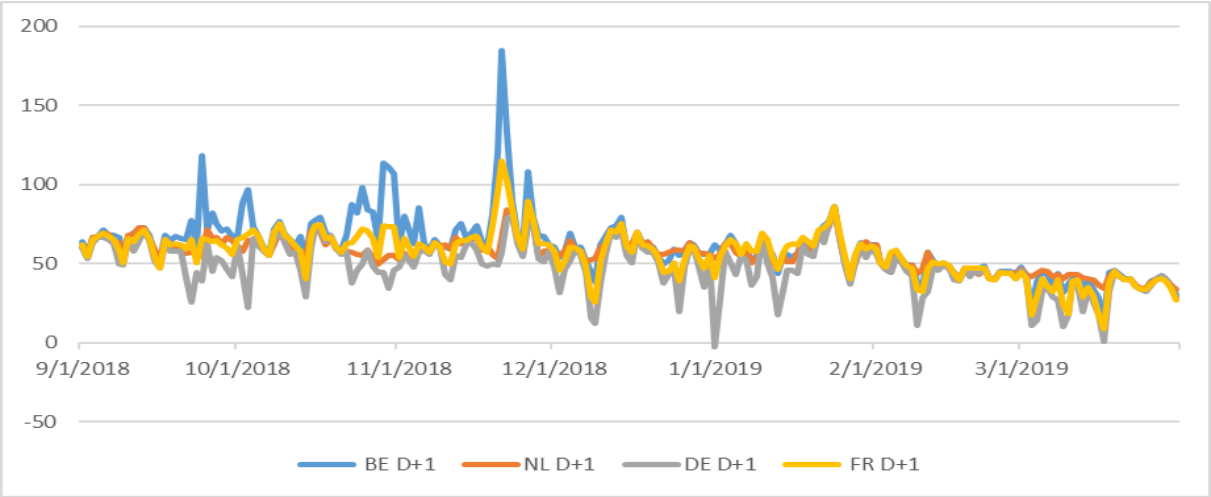
Grafiek 1: evolutie van de gemiddelde dagelijkse day ahead prijs (€/MWh) voor het jaar 2018-2019



Bron: CREG+EPEX

Het is interessant om de evolutie van de Belgische prijs in een breder verband te bezien ten aanzien van de gehanteerde prijs in de buurlanden om te kijken naar overeenkomsten en verschillen voor winter 2018-2019.

Grafiek 2: evolutie van de gemiddelde dagelijkse baseload day ahead prijs (€/MWh) voor de jaren 2018 en 2019 voor België en zijn buurlanden (Nederland, Duitsland en Frankrijk)



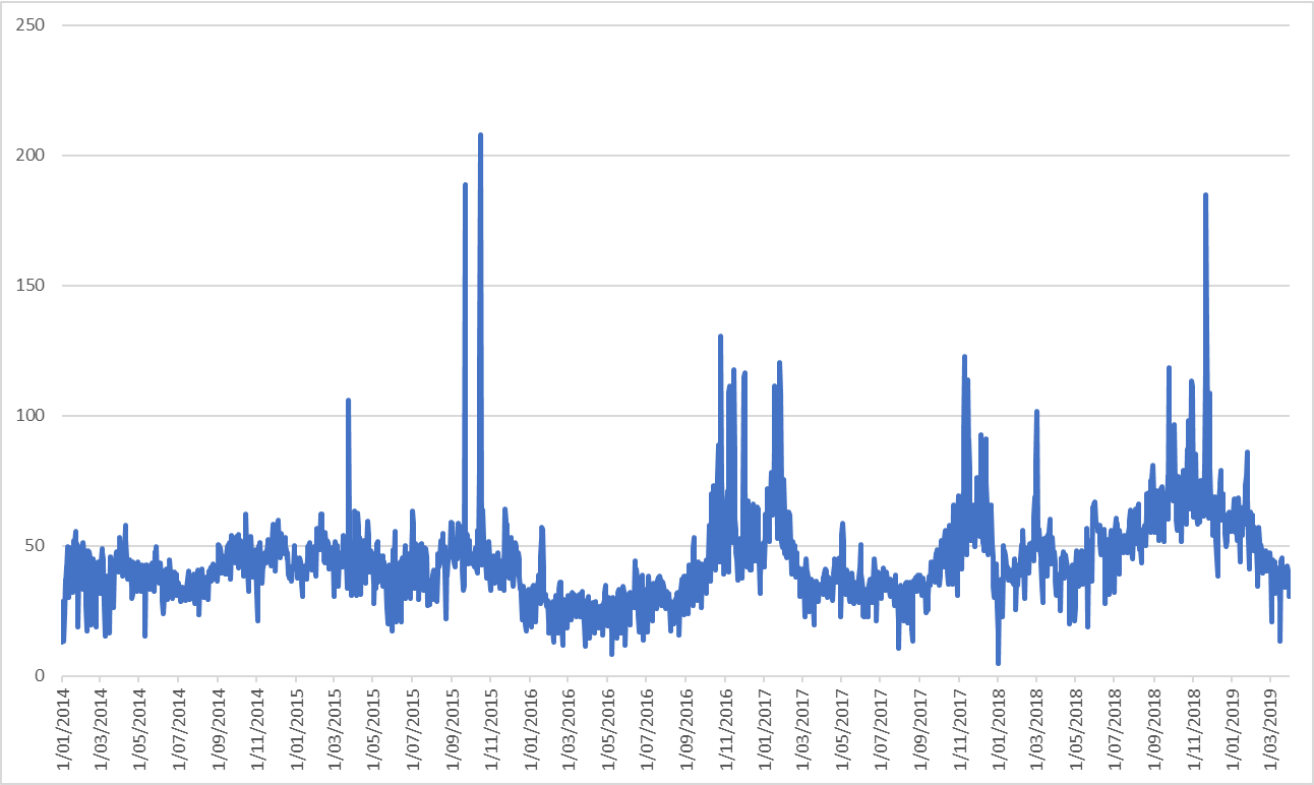
Bron: CREG+EPEX

Uit deze grafiek blijkt dat de Belgische prijs contrasteert met de prijs in de buurlanden van oktober 2018 tot december 2018.

6.1.2. Prijsevolutie van de laatste vijf winters

Onderstaande grafiek toont de evolutie van de DAM-prijs (€/MWh) sinds 2014 tot en met maart 2019. Om de winterperiode beter te kunnen identificeren, wordt deze via grijze zones aangegeven. Piekprijzen doen zich meestal voor tijdens de periode september tot maart. Dit wordt deels verklaard door een grotere vraag naar elektriciteit tijdens het winterseizoen.

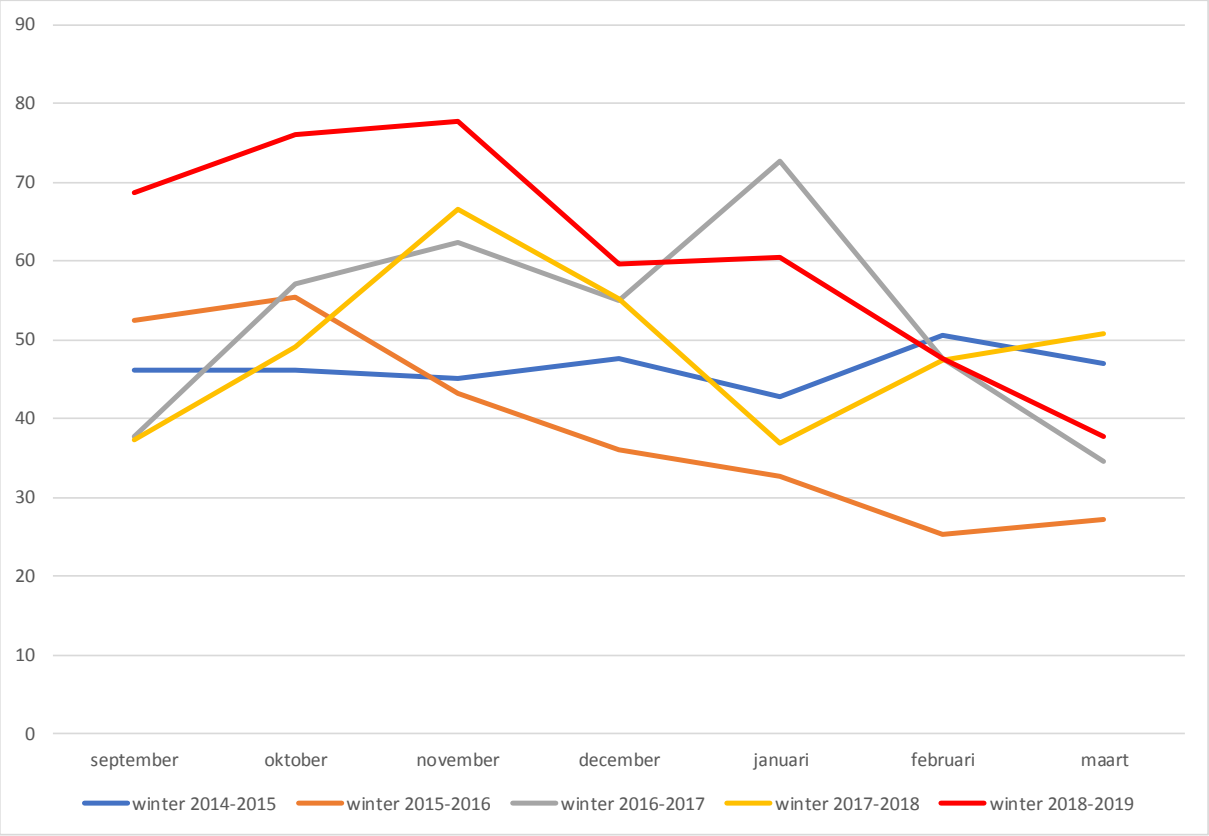
Grafiek 3: evolutie van de gemiddelde dagelijkse baseload day ahead prijs (€/MWh) voor de jaren 2014 tot 2019 voor België



Bron: CREG, EPEX

Voor de analyse van het prijsverloop tijdens winter 2018-2019 lijkt het interessant om meer in detail te kijken naar de evolutie van de prijzen die kenmerkend zijn voor deze periode sinds 2014.

Grafiek 4: evolutie van de gemiddelde maandelijkse Belgische baseload day ahead prijs (€/MWh) voor winterperiodes 2014-2015, 2015-2016, 2016-2017, 2017-2018 en 2018-2019



Bron: CREG, EPEX

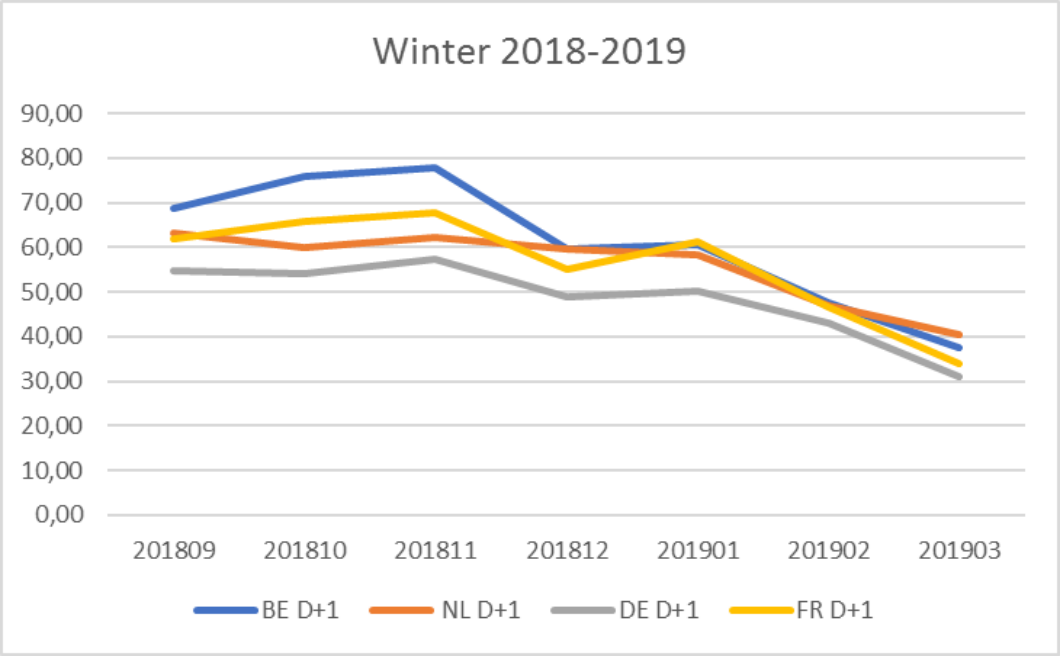
Het prijsverloop voor winter 2018-2019 lijkt atypisch in vergelijking met de laatste vier jaar. De prijs ligt voor alle maanden hoger, behalve voor januari 2017. Het prijsverloop van winter 2017-2018 toont ook een prijsstijging van september tot november gevolgd door een daling in december.

6.1.3. Vergelijking met de buurlanden

Het is ook van belang om het verloop van de Belgische prijzen te analyseren in vergelijking met deze van de buurlanden.

De prijsevolutie in België is vergelijkbaar met wat zich voordoet in Frankrijk en Duitsland. Toch liggen de Belgische prijzen, voor september tot december 2018, hoger dan deze van de buurlanden. Vanaf januari 2019 komen de Belgische prijzen steeds dichter bij de Nederlandse en de Franse prijzen te liggen. We merken op dat de laagste prijs in Duitsland wordt gehanteerd.

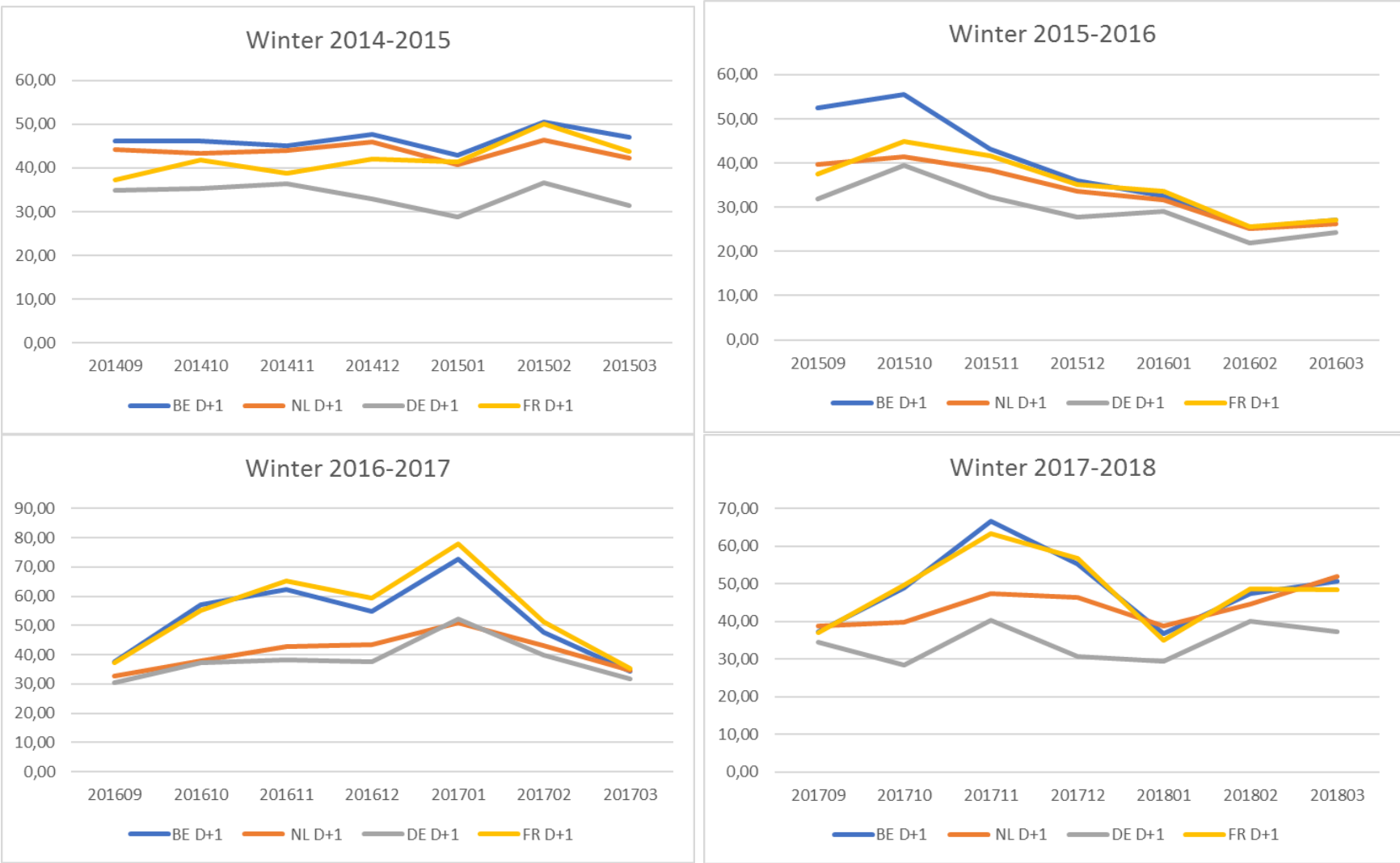
Grafiek 5: evolutie van de gemiddelde dagelijkse Belgische, Nederlandse, Duitse en Franse baseload day ahead prijs (€/MWh) voor de winterperiode van september 2018 tot maart 2019



Bron: CREG, EPEX

De grafieken van de vorige vier winterperiodes zullen het mogelijk maken om de situatie van deze winter in perspectief te plaatsen ten opzichte van een historische periode alsook om te identificeren of de evolutie van deze winter atypisch is tegenover de evoluties van onze buurlanden.

Grafiek 6: evolutie van de gemiddelde dagelijkse baseload day ahead prijs (€/MWh) met betrekking tot België en zijn buurlanden voor winter 2014-2015 tot winter 2017-2018



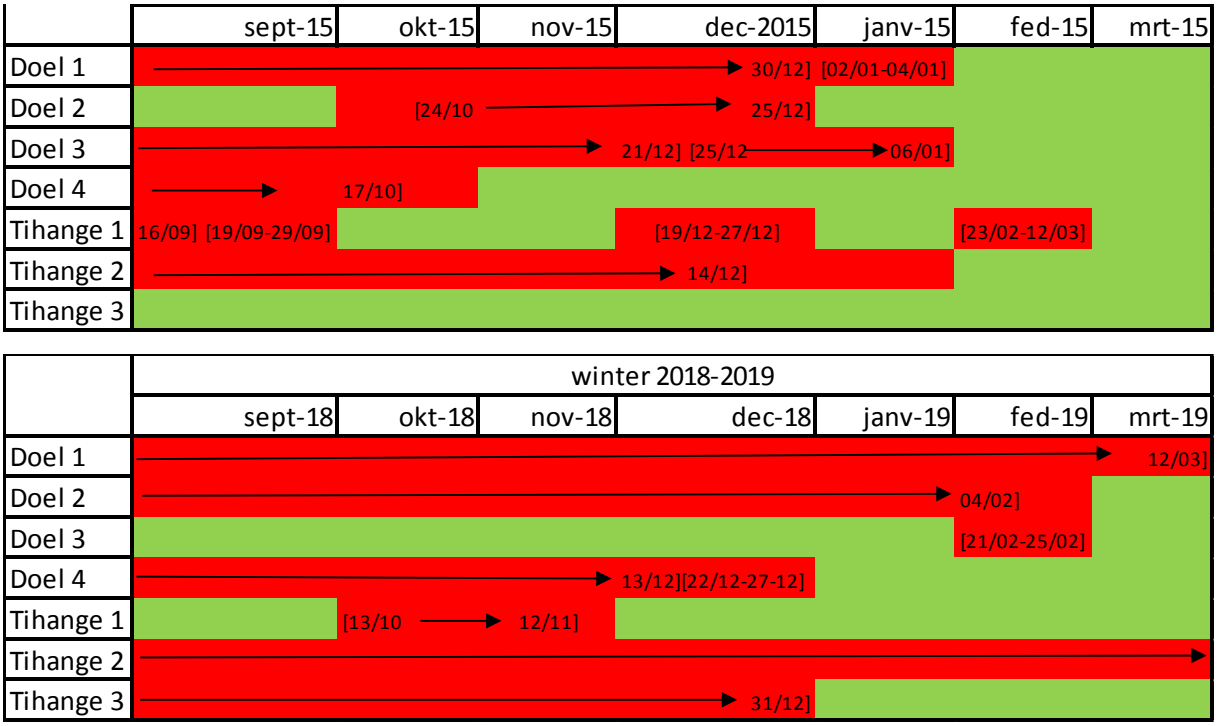
Bronnen: CREG, EPEX

Als we kijken naar de vorige vier winterperiodes stellen we verschillende zaken vast:

- de prijs in Duitsland ligt steeds lager in vergelijking met de andere landen;
- vanaf september 2014 tot maart 2015 alsook van september 2015 tot december 2015, lag de Belgische prijs hoger in vergelijking met de prijzen van de buurlanden;
- de Belgische en de Franse prijzen volgen dezelfde evolutie over de periode januari tot maart met betrekking tot alle winters en komen zelfs voor sommige ervan overeen;
- tijdens de winters 2016-2017 en 2017-2018 evolueren de Belgische en de Franse prijzen
- nagenoeg gelijkmatig.

Hieruit blijkt dus dat de Belgische prijs de evolutie van de prijzen van de buurlanden volgt. Deze is echter meestal hoger dan de andere prijzen of ligt zeer dicht bij de hoogste prijs. We merken ook op dat de Belgische prijs de afgelopen jaren doorgaans dicht bij de Franse prijs ligt. Het verloop van deze winter 2018-2019 vertoont vrij veel gelijkenis met dat van 2015-2016. Een van de verklaringen hiervoor kan worden gevonden bij de analyse van de onbeschikbaarheid van het nucleaire park. Tijdens deze twee winters waren immers veel kerncentrales onbeschikbaar en, op sommige momenten, produceerde maar één enkele van deze centrales elektriciteit. We merken echter op dat Tihange 3 als centrale beschikbaar was tijdens de eerste periode terwijl dit voor Doel 3 het geval was tijdens de tweede periode.

Figuur 24: de beschikbaarheids- (in het groen aangeduid) en onbeschikbaarheidsperiodes (in het rood aangeduid) van de Belgische kerncentrales voor winters 2015-2016 en 2018-2019



Bron: Engie transparency

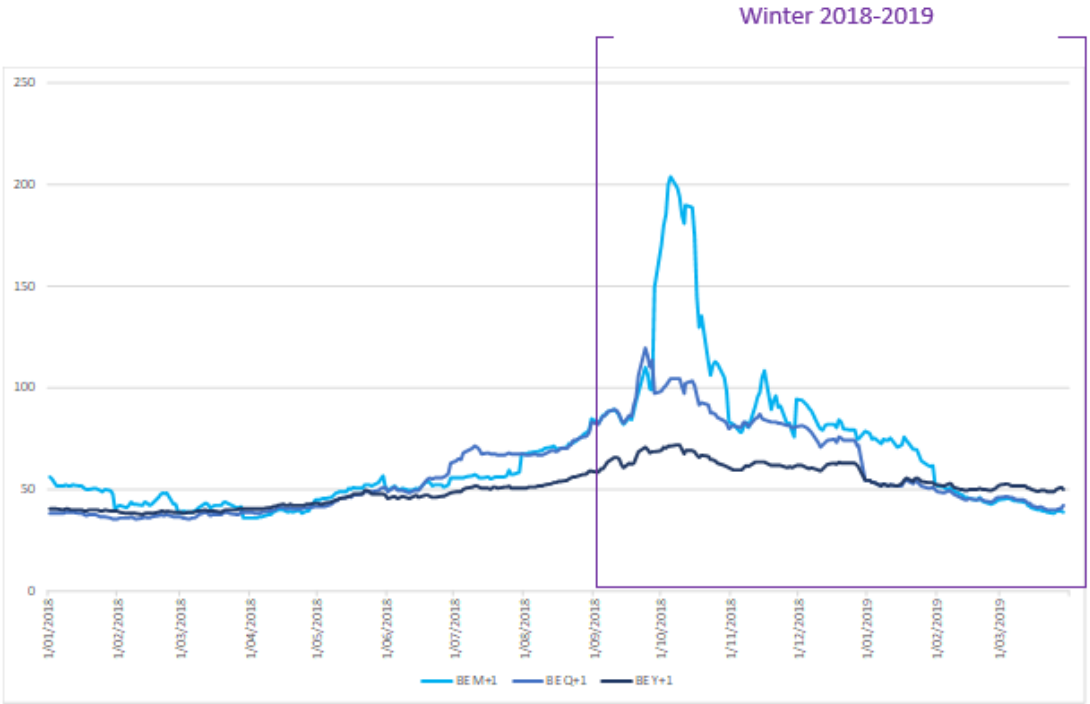
6.2 FORWARD MARKT

De forward markt heeft betrekking op de markt van aankoop en verkoop van producten voor latere levering. In dit deel komen enkel de gestandaardiseerde producten uitgewisseld op de beurzen voor levering in de volgende maand, het volgende kwartaal of het volgende jaar aan bod voor analyse. Deze markt is minder volatiel dan de kortetermijnmarkt.

6.2.1 Prijsevolutie winter 2018-2019

Onderstaande grafiek toont de evolutie van de gemiddelde dagelijkse prijs (€/MWh) voor levering op termijn van één maand, één kwartaal of één jaar voor het jaar 2018-2019. Uit deze grafiek blijkt dat de elektriciteitsprijs een stijging vertoont vanaf juli 2018 tot oktober 2018. Deze stijging neemt toe over de periode van september tot oktober 2018. Vanaf november 2019 daalt de prijs.

Grafiek 7: evolutie van de gemiddelde dagelijkse prijs M+1, Q+1 en Y+1 in €/MWh voor België met betrekking tot de jaren 2018 en 2019



Bron: CREG, EPEX

Uit bovenstaande grafiek blijkt dat de prijs minder onderhevig is aan sterke volatiliteit en grote pieken wanneer de levering verder weg ligt.

De evolutie van de prijzen wordt beïnvloed door verschillende elementen. Markante gebeurtenissen per maand worden hierna op niet-uitputtende wijze weergegeven en zullen in het verdere verloop van deze studie in detail worden toegelicht.

In **september 2018** wordt een prijspiek waargenomen als gevolg van een verlenging van de onbeschikbaarheid van Tihange 2 en 3. Tot het einde van de maand blijven de prijzen hoog naar aanleiding van de aankondigingen van het risico op stroomtekort gedurende deze winter. Tijdens deze maand wordt de elektriciteitsproductie in België grotendeels gerealiseerd door gascentrales om de

stillegging van de kerncentrales op te vangen. De gasprijs stijgt, onder andere door de verhoging van de CO_2- en steenkoolprijs, waardoor de elektriciteitsprijs omhoog gaat.

Gedurende de maand **oktober 2018** ondervindt de prijs M+1 de grootste impact als gevolg van de onzekerheden betreffende de bevoorradingszekerheid voor de maand november. Het zoeken naar oplossingen om het tekort aan nucleaire productie aan te vullen, zorgt voor vertrouwen op de markt alsook voor een prijsdaling. De prijs Q+1 blijft hoog als gevolg van de onzekerheden betreffende het nucleaire productiepark voor de maanden januari en februari 2019. De elektriciteitsproductie in België wordt grotendeels gerealiseerd door gascentrales. De gasprijs daalt, onder andere door de zachte temperaturen en het beschikken over bijkomend LNG, wat een daling van de elektriciteitsprijs tot gevolg heeft.

Aan het begin van de maand **november 2018** daalt de elektriciteitsprijs door de voortgang van de heropstart van Tihange 1. Vanaf de datum van aankondiging van de verlenging van de onbeschikbaarheid van Doel 1 wordt er opnieuw een prijsstijging waargenomen met betrekking tot de prijzen van december 2018 en de prijzen van het 1ste kwartaal 2019. Het RTE-rapport meldt een lagere beschikbaarheid van het Franse nucleaire park, vanaf half januari tot eind februari 2019, vanwege de stillegging van vijf kerncentrales. De elektriciteitsproductie in België wordt grotendeels gerealiseerd door gascentrales. De gasprijs stijgt eerst als gevolg van de verhoging van de CO_2-prijs om vervolgens opnieuw te zakken door de daling van deze prijs.

In **december 2018** daalt de elektriciteitsprijs maar deze prijs blijft hoog als gevolg van de onzekerheden betreffende de bevoorradingszekerheid van het eerste kwartaal 2019. Op 18 december 2018 is er een verlenging van de onbeschikbaarheid van Doel 1 en 2. Doel 1 zal buiten bedrijf zijn tot en met 15 maart (in plaats van te hervatten op 31/01/2019) terwijl Doel 2 operationeel moest zijn na 28 januari (in plaats van te hervatten op 31/12/2018). De heropstart van Tihange 3 wordt echter vervroegd naar januari. Op 21 december wordt de reactor van Doel 4 gedurende 48 uur stilgelegd voor het uitvoeren van onderhoudswerkzaamheden die betrekking hadden op een verstopte filter in het secundaire circuit van het niet-nucleaire gedeelte van de centrale. Op 23 december wordt de stillegging van Doel 4 verlengd tot 31/12/2018. De elektriciteitsproductie in België wordt grotendeels gerealiseerd door gascentrales. De gasprijs daalt als gevolg van een goede bevoorrading van LNG en vanwege de zachte temperaturen.

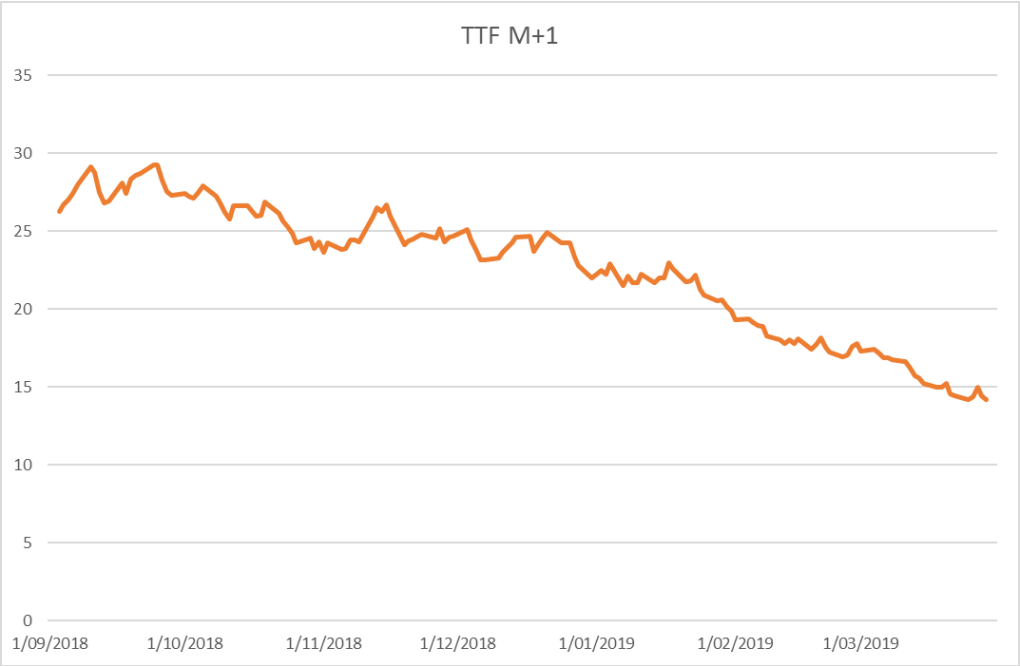
In **januari 2019** daalt de elektriciteitsprijs. De reactoren van Doel 4 en Tihange 3 worden weer in bedrijf genomen zoals gepland begin januari en de heropstart van Doel 2 staat gepland voor begin februari 2019. De Franse productiecapaciteit is beperkt als gevolg van de staking in verschillende steenkoolcentrales, de niet-geplande buitenbedrijfstelling van twee kernreactoren, de vertragingen betreffende de opstart van bepaalde centrales en de geplande buitenbedrijfstelling van bepaalde reactoren in het kader van tienjaarlijkse revisie. Een koudegolf tijdens de maand januari heeft een stijgende vraag naar elektriciteit tijdens deze periode tot gevolg.

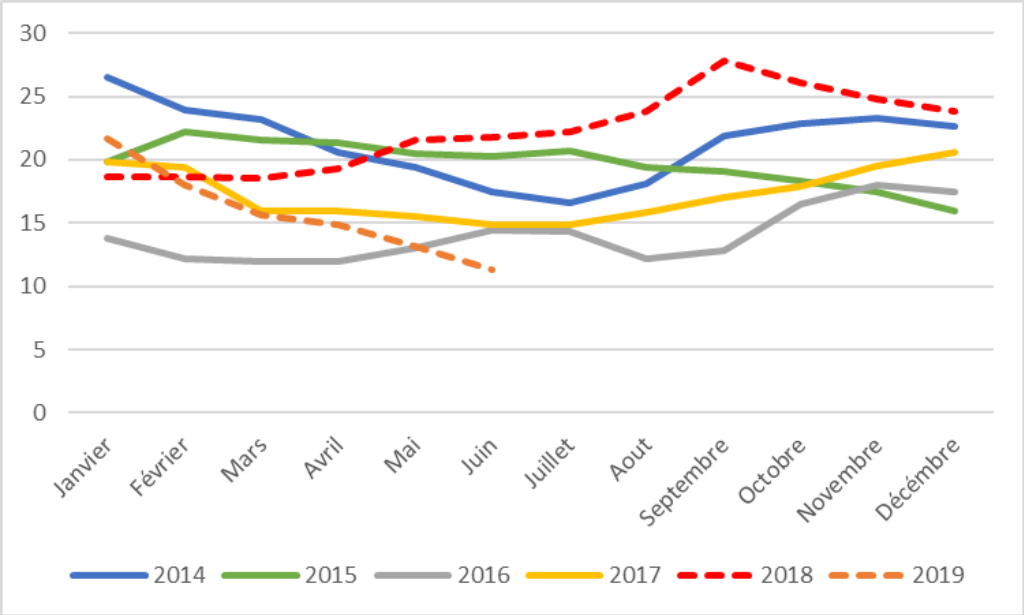
In **februari 2019** daalt de elektriciteitsprijs. De terugkeer van Doel 2 vindt daadwerkelijk op 4 februari 2019 plaats en de heropstart van Doel 1 is toegestaan door het FANC en staat gepland voor 15 maart. De temperaturen zijn zacht en de gas- en CO2-prijs dalen.

In **maart 2019** daalt de elektriciteitsprijs. De terugkeer van Doel 1 wordt vervroegd naar 12 maart. Enkel Tihange 2 blijft onbeschikbaar. De temperaturen zijn zacht en de gasprijs daalt.

Teneinde het verband te illustreren tussen de elektriciteitsprijs en de hierboven toegelichte prijs voor gas en CO2, worden de grafieken betreffende de evolutie van de prijs voor gas TTF CO2 hieronder weergegeven:

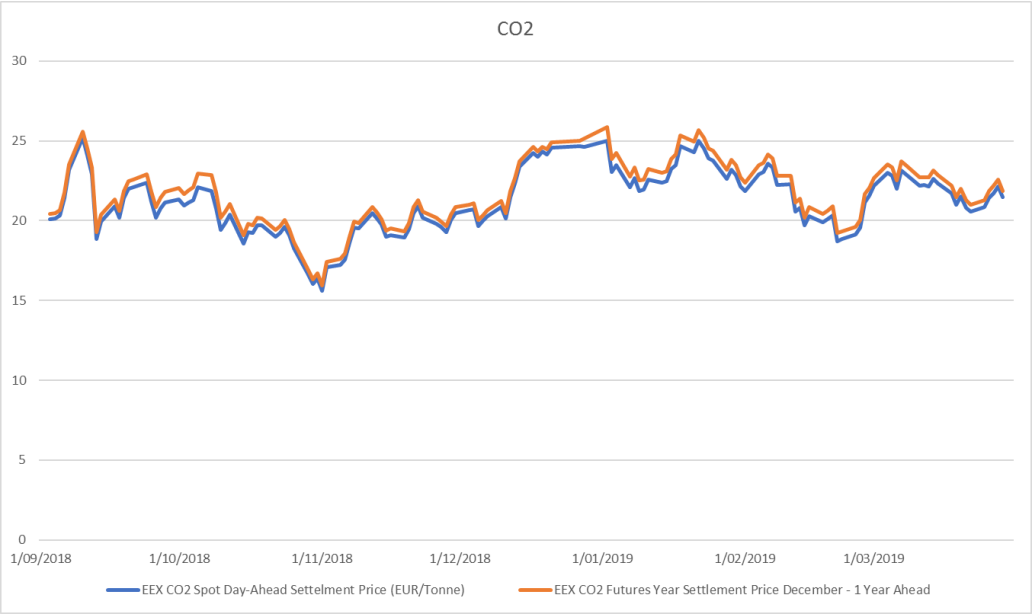
Grafiek 8: evolutie van de dagelijkse en maandelijkse prijs van TTF M+1 in €/MWh

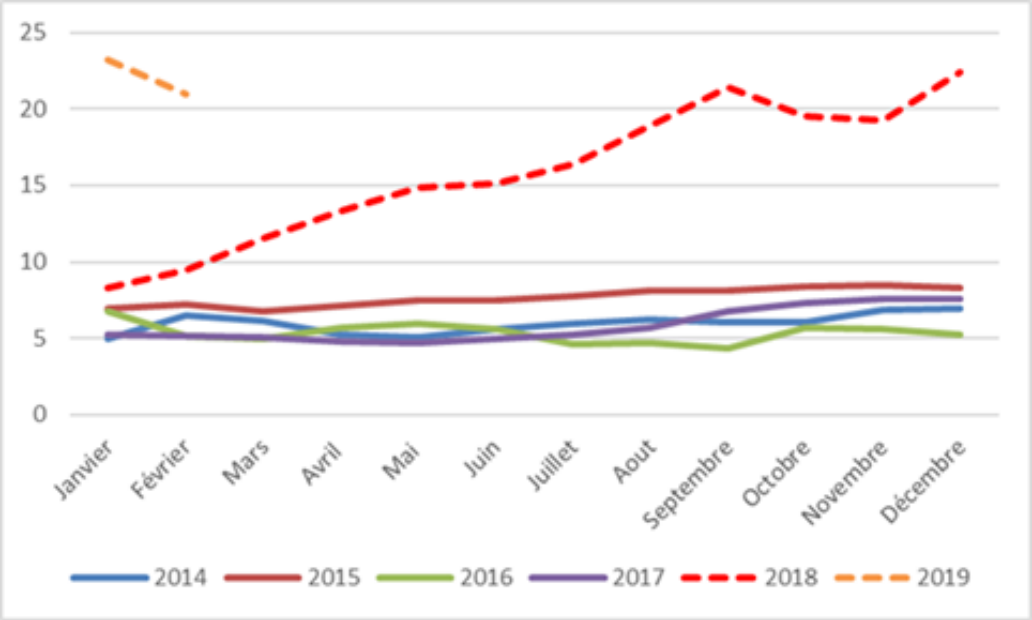




Bron: CREG, EPEX, EEX, HEREN

Grafiek 9: evolutie van de dagelijkse en maandelijkse CO2-prijs in €/ton



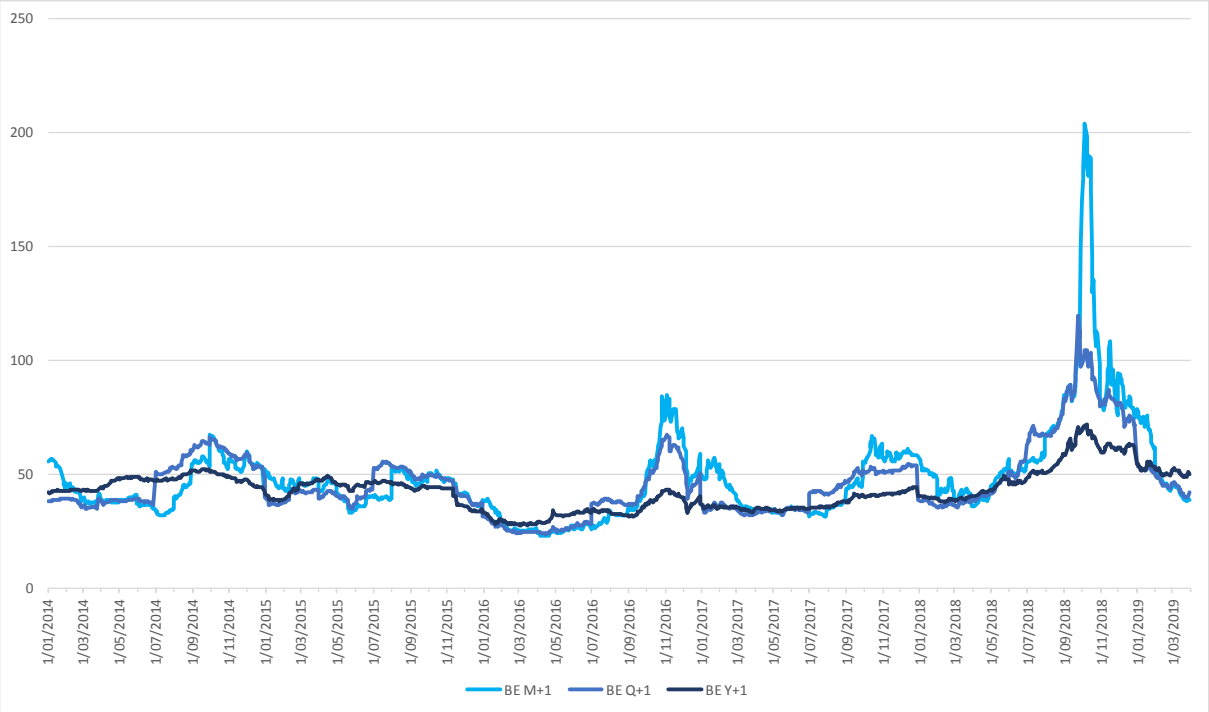


Bron: CREG, EPEX, EEX

6.2.2 Prijsevolutie van de laatste vijf winters

Onderstaande grafiek toont de evolutie van de gemiddelde dagelijkse prijs van de producten M+1, Q+1 en Y+1 sinds 2014 tot en met maart 2019. Om de winterperiode beter te kunnen identificeren, wordt deze via grijze zones aangegeven. Piekprijzen doen zich voor tijdens de periode september tot maart.

Grafiek 10: evolutie van de gemiddelde dagelijkse prijzen M+1, Q+1 en Y+1 in €/MWh voor België met betrekking tot de periode januari 2014 tot maart 2019



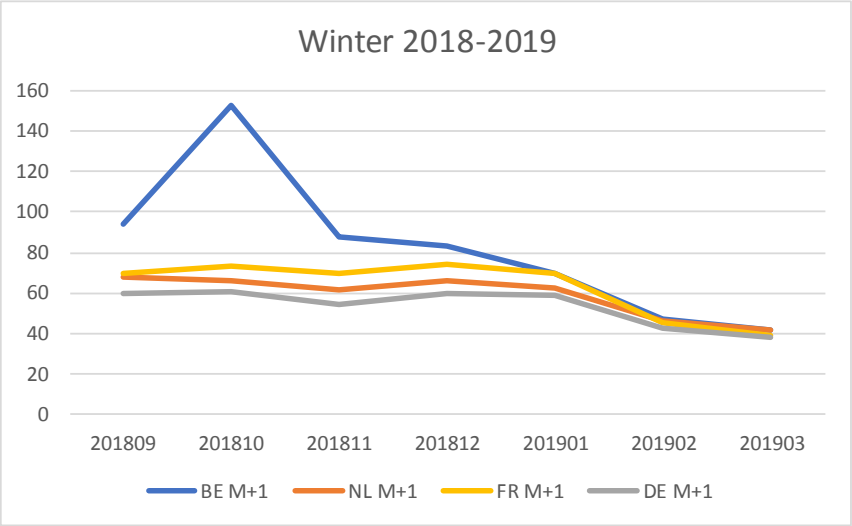
Bron: CREG, EPEX

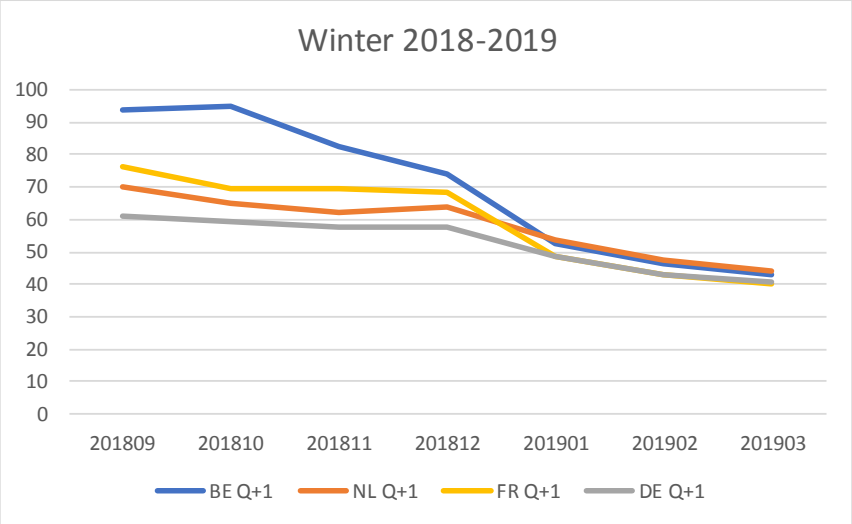
We merken op dat er tijdens winterperiodes 2016-2017, 2017-2018 en 2018-2019 sprake is van prijspieken. Toch zijn de prijspieken van winter 2018-2019 veruit de hoogste van deze laatste vijf jaar.

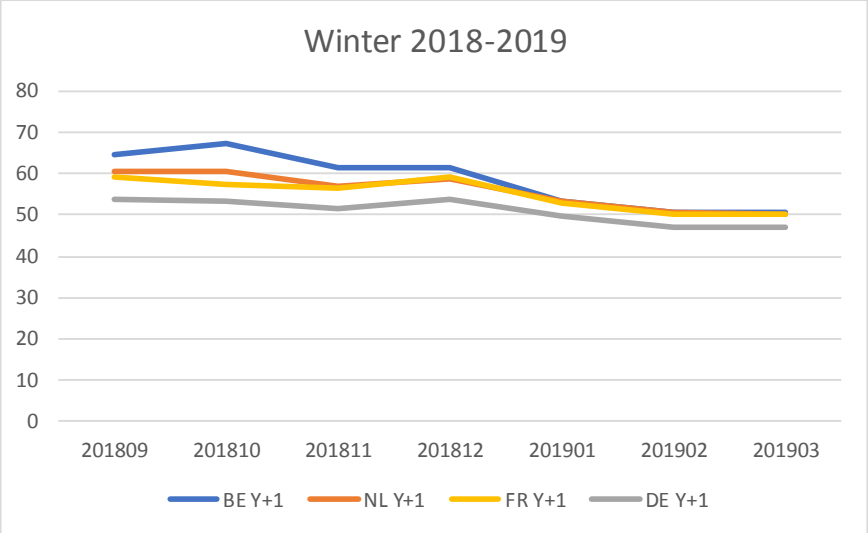
6.2.3 Vergelijking met de buurlanden

Het is ook van belang om het verloop van de Belgische prijzen te analyseren in vergelijking met deze van de buurlanden. Uit onderstaande grafieken blijkt dat de Belgische prijs, tussen september 2018 en januari 2019, hoger ligt ten opzichte van de prijzen van de buurlanden. Gedurende deze periode verschilt de evolutie van de prijzen in België van deze van de buurlanden die een vergelijkbare trend hebben gevolgd. De Belgische prijs koppelt zich ten opzichte van de buurlanden het meest los op de markt M+1 gevolgd door de markt Q+1.

Grafiek 11: evolutie van de gemiddelde maandelijkse Belgische, Nederlandse, Duitse en Franse prijzen M+1, Q+1 en Y+1 (€/MWh) voor de winterperiode van september 2018 tot maart 2019

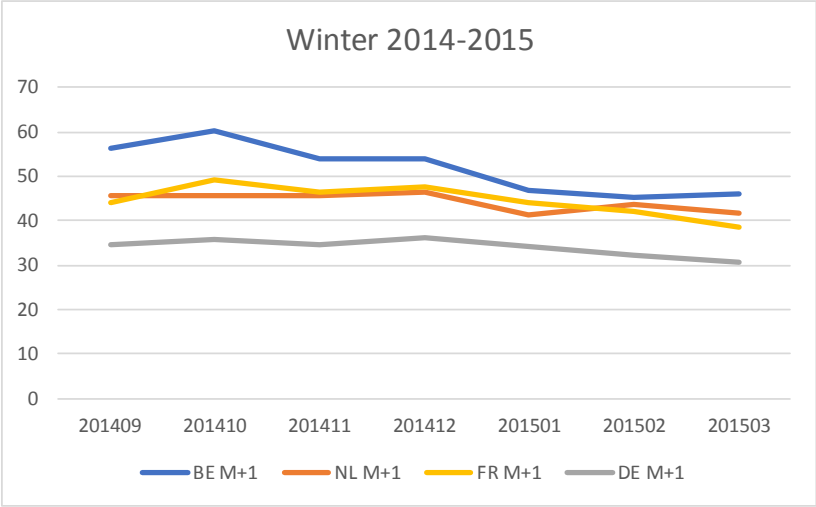


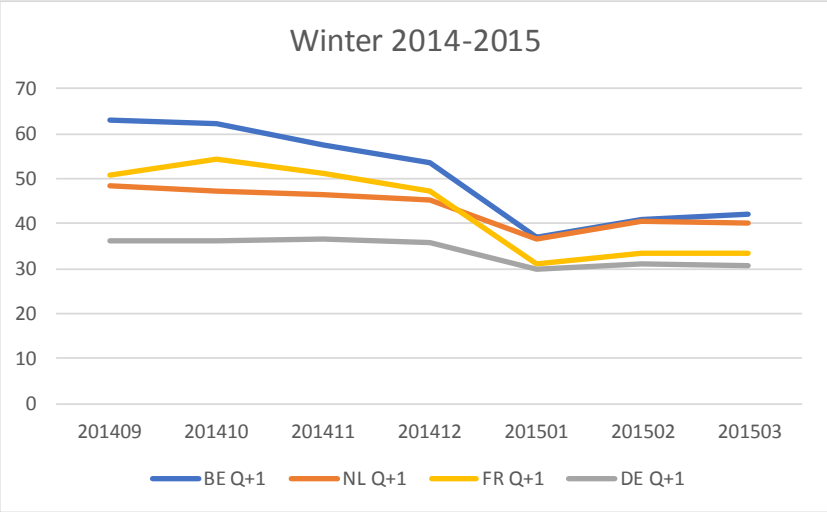


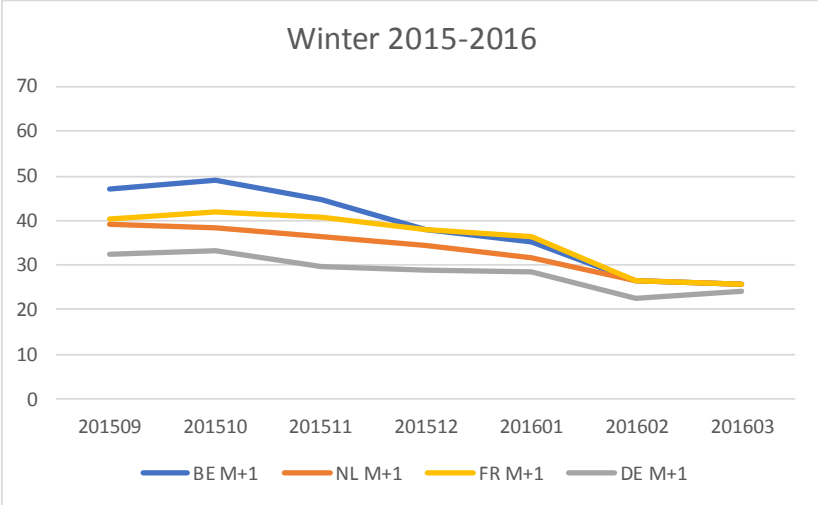


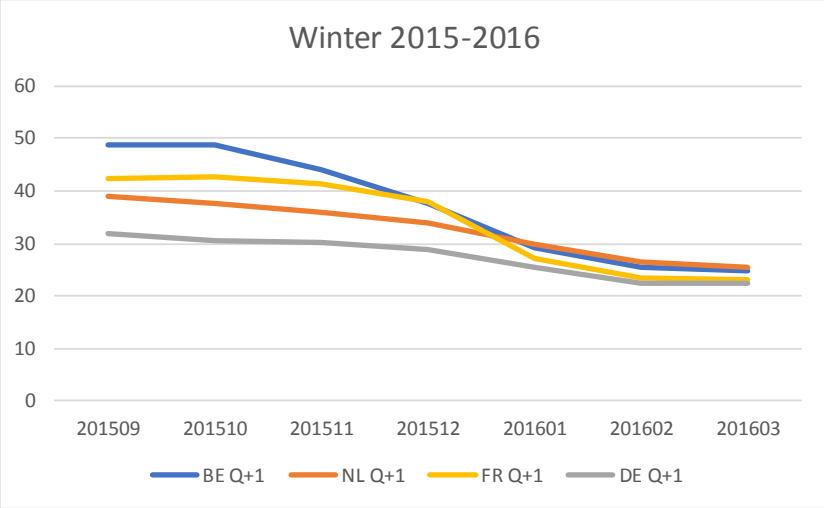
Bron: CREG, EPEX

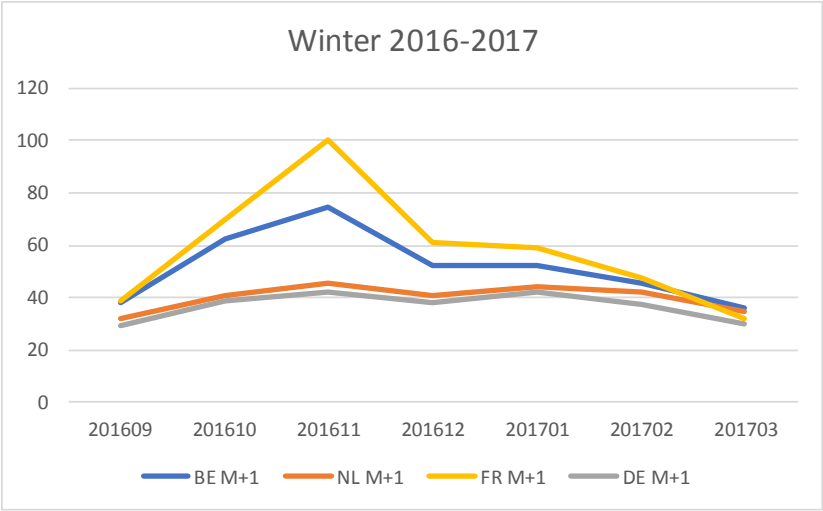
Grafiek 12: evolutie van de gemiddelde maandelijkse Belgische, Nederlandse, Duitse en Franse prijzen M+1, Q+1 (€/MWh) voor de winterperiode van september 2014 tot maart 2018

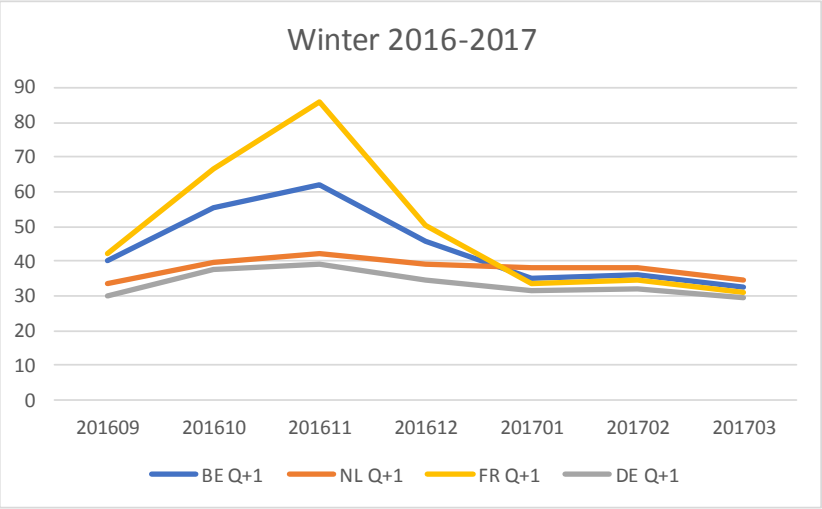


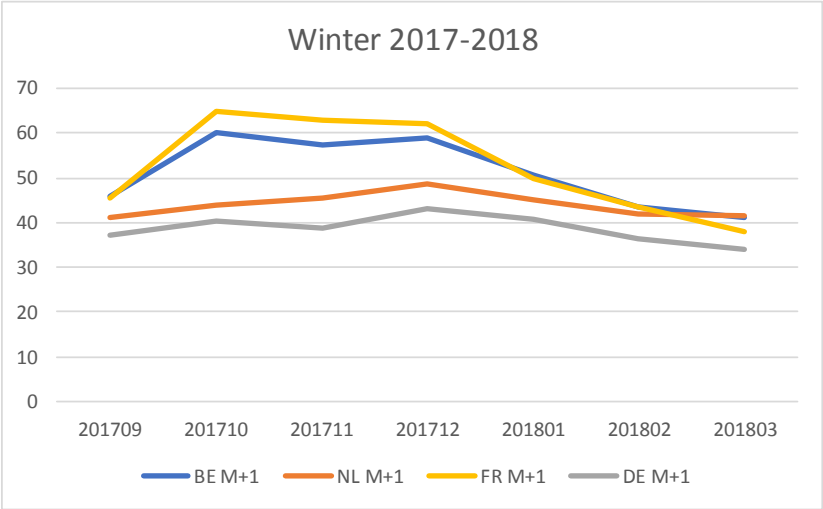


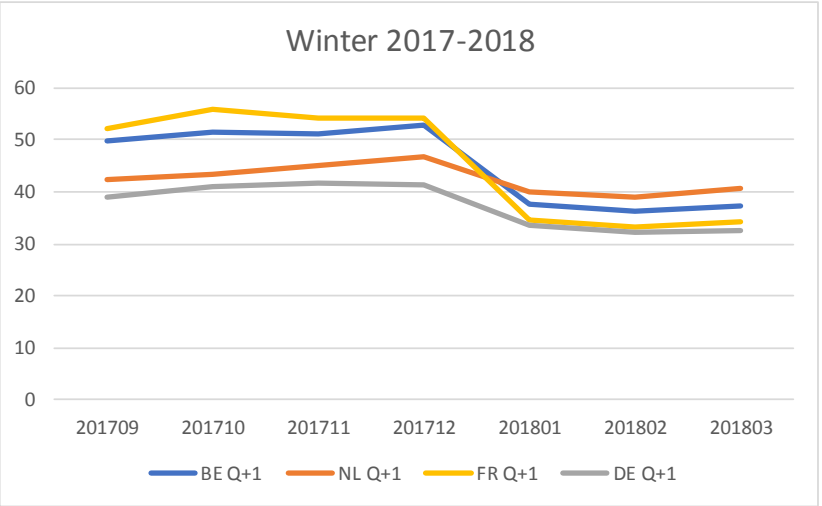












Bron: CREG, EPEX

Uit de vier winterperiodes voorafgaand aan deze winter blijkt dat de Duitse prijs nog steeds lager ligt dan de prijzen van de andere landen. In winter 2014-2015 ligt de Belgische prijs voor de hele winterperiode, in vergelijking met de buurlanden, hoger betreffende de prijs M+1. Wat betreft de prijs Q+1, daarentegen, worden in de maanden februari en maart 2015 de prijzen van Nederland benaderd. In winter 2015-2016 is de Belgische prijs de hoogste van september 2015 tot december 2015. Daarna komt de prijs op hetzelfde niveau te liggen van de Franse prijs voor prijs M+1 alsook van de Nederlandse prijs voor prijs Q+1. Betreffende winter 2016-2017 volgt de Belgische prijs dezelfde evolutie als de Franse prijs. De Belgische prijs M+1 is, tijdens deze periode, lager dan de Franse prijs. Hetzelfde geldt voor de prijs Q+1, behalve voor de periode januari tot maart 2017 waarin de prijzen van beide landen nagenoeg identiek zijn. Betreffende winter 2017-2018 volgt de Belgische prijs de Franse prijs over de periode september tot december, vervolgens wordt de Belgische prijs overtroffen door de Franse prijs. Van januari tot maart vallen de prijzen samen voor M+1 en de prijs is het hoogst in België wat betreft Q+1.

Wat betreft de winterperiodes is de Duitse prijs steeds lager in vergelijking met de andere landen. België hanteert de duurste prijs of volgt de Franse prijs. De hoogste prijzen worden gewoonlijk vastgesteld tijdens de periode september tot december.

6.3 IMPACT VAN DE GROOTHANDELSPRIJS OP DE ENERGIEPRIJS BETAALD DOOR DE VERBRUIKER

6.3.1 Voor industriële verbruikers[28]

Betreffende **de klanten die beschikken over een contract met vaste prijs**, gezien het feit dat 98,3 % van de leveringscontracten betrekking hebben op een levering beginnend op 1 januari van een jaar en een duur hebben van één of verschillende volledige jaren, hebben de grote industriële klanten die beschikken over een contract met vaste prijs, op enkele uitzonderingen na, niet te maken gehad met prijsstijgingen tijdens de laatste maanden van het jaar 2018 als gevolg van de onbeschikbaarheid van het Belgische nucleaire park.

- ***Impact op de prijzen gefactureerd in 2018***

  De klanten die vóór juli 2018 een contract met vaste prijs hebben afgesloten en die de leveringsperiode 2019 (en de volgende jaren) bestrijkt, hebben niet te maken gehad met een prijsstijging gedurende het jaar 2019 (en de volgende jaren) als gevolg van de onbeschikbaarheid van het Belgische nucleaire park.

- ***Impact op de prijzen gefactureerd in 2019 (en volgende boekjaren)***

  Enkel de klanten die vanaf de maand juli 2018 een contract met vaste prijs hebben afgesloten en die de leveringsperiode 2019 (en de volgende jaren) bestrijkt, hebben te maken gehad met een prijsstijging gedurende het jaar 2019 (en de volgende jaren) als gevolg van de onbeschikbaarheid van het Belgische nucleaire park. De omvang van deze stijging was afhankelijk van de periode waarin het contract werd afgesloten.

[28] Bijkomende informatie over industriële klanten is terug te vinden in de studie over de elektriciteitsbelevering van grote industriële klanten in België in 2017 van 13 december 2018

Betreffende **de klanten met een "clickcontract**",

- ***Impact op de prijzen gefactureerd in 2018***

  Aangezien in de voorgaande jaren tussen 80 % en 90 % van het totale "geclickte" volume betrekking had op de noteringen van het Futures Calendar contract, werd de prijs van het overgrote deel van de volumes, geleverd in 2018 aan klanten die geopteerd hadden voor dit contracttype, al vastgesteld tijdens de noteringsperiode van Calendar 2018, met andere woorden tijdens de periode 2015-2017, waardoor de prijs niet werd beïnvloed door de onbeschikbaarheden van het Belgische nucleaire park.

  Daarom heeft een prijsstijging gedurende het tweede semester van het jaar 2018, als gevolg van de onbeschikbaarheid van het Belgische nucleaire park, maar betrekking gehad op minder dan 5 tot 10 % van het totale volume geleverd in 2018. Toch moet worden opgemerkt dat dit kleine deel van het totale volume geleverd in 2018 waarschijnlijk werd geleverd aan een zeer beperkt aantal klanten die gebruik hebben gemaakt van de hun geboden mogelijkheid om te clicken op noteringen van Monthly en Quarterly contracten. Gelet op de evolutie van de noteringen van de Futures Monthly contracten, is de prijsverhoging, doorberekend aan dit beperkt aantal klanten in 2018, mogelijk bijzonder groot geweest.

- ***Impact op de prijzen gefactureerd in 2019 (en volgende boekjaren)***

  De impact van de verhoging van de noteringen van de Futures Calendar contracten, als gevolg van de onbeschikbaarheid van het Belgische nucleaire park, is meer uitgesproken tijdens het boekjaar 2019 en zal zich, in mindere mate, laten voelen tijdens de volgende boekjaren.

  Betreffende de prijs gefactureerd tijdens het boekjaar 2019, ons hierbij baserend op de periode waarin de "clicks" zijn uitgevoerd in de voorgaande jaren (ongeveer 75 % van het "geclickte" volume van de noteringen van het Futures Calendar 2019 contract is vermoedelijk "geclickt" vóór juli 2018), kan worden aangenomen dat de voor 2019 gefactureerde prijs, tussen 60 % en 68 % van het totaal in 2019 aan desbetreffende klanten geleverde volume, geen gevolgen heeft ondervonden van de onbeschikbaarheden van het Belgische nucleaire park. Voor 40 % tot 32 % van het overige totaal geleverde volume, stijgt overduidelijk de gefactureerde prijs maar de omvang van deze stijging is sterk afhankelijk van de evolutie van de noteringen van de Futures contracten van het eind van het jaar 2018. Tijdens de vorige periodes van volatiliteit van de noteringen van de Futures contracten waargenomen tijdens de onbeschikbaarheden van het nucleaire park in 2014 en 2015, heeft de CREG immers geconstateerd dat de industriële klanten over het algemeen optimaal gebruik hebben gemaakt van de periode waarbinnen ze hun "clicks" hebben uitgevoerd, waarbij ze volop hebben geprofiteerd van de lagere noteringen van de Futures Calendar contracten, waargenomen tijdens de maanden december 2014 en december 2015, om grote volumes te "clicken" op momenten wanneer de prijs het laagst is.

  Betreffende de prijs gefactureerd tijdens de boekjaren 2020 en 2021, ons hierbij baserend op de periode van de "clicks" uitgevoerd in de voorgaande jaren, is slechts een minderheid van de volumes die zullen worden geleverd in 2020 en – a fortiori – in 2021 waarschijnlijk al geclickt vóór juli 2018. De CREG wijst er echter op dat er nog sprake is van een vrij lange periode tussen de maand oktober 2018 en de maanden december 2019 en december 2020 om de overige volumes te "clicken". Aangezien de beschikbaarheid van het Belgische nucleaire park vanaf 2019 is toegenomen, beschikken desbetreffende klanten over voldoende clickopportuniteiten zodat ze in 2020 en 2021 geen ongunstige gevolgen ondervinden van de periode van onbeschikbaarheid van het Belgische nucleaire park waargenomen in het begin van de winter 2018-2019. De CREG herinnert er in dit verband aan dat ze de afgelopen jaren systematisch heeft vastgesteld dat de industriële klanten optimaal gebruikmaken van de periode om hun "clicks" uit te voeren, afhankelijk van de evolutie van de noteringen van de Futures contracten: er is verhoudingsgewijs

veel meer sprake van "geclickte" volumes bij lage noteringen van de Futures contracten dan van "geclickte" volumes bij hoge noteringen van de Futures contracten.

6.3.2 Voor huishoudens en kmo's

6.3.2.1 De elementen die de factuur beïnvloeden

Drie elementen beïnvloeden de gefactureerde prijs van de energiecomponent: de indexeringsparameters aangewend op de elektriciteitsmarkt, de verschillende soorten producten en tot slot de begindatum van de contracten.

➢ ***Verscheidenheid aan indexeringsparameters***

Leveranciers bieden op de detailhandelsmarkt producten aan met een vaste en een variabele energieprijs.

Wat betreft producten met een variabele energieprijs maken alle actieve leveranciers bij hun prijsformules gebruik van indexeringsparameters waarbij sprake is van een duidelijk verband met de groothandelsmarkt. Dit betekent echter niet dat de leveranciers tot een uniformisering van de indexeringsparameters komen.

Er doen zich verschillen voor met name:

- betreffende de verwijzing naar contracten (bijv., *day ahead, quarter ahead en year ahead*) op de groothandelsmarkt.
- betreffende de verwijzing naar specifieke noteringen van bepaalde contracten
- betreffende het al dan niet toepassen van SLP-wegingen met betrekking tot prijsnoteringen waarop de parameter in kwestie gebaseerd is[29].

➢ ***Soorten producten***

Er zijn twee soorten producten

- **Vaste** producten hebben een identieke energieprijs tijdens de hele duur van het contract. Leveranciers bieden elke maand nieuwe versies van het product waardoor de prijs van maand tot maand kan variëren. In het geval van vaste producten baseren de leveranciers zich op de prijsnoteringen op de groothandelsmarkt (energiebeurzen en handelsplaatsen).

- **Variabele** producten maken gebruik van een van de talrijke indexeringsparameters die gehanteerd worden op de elektriciteitsmarkt. Al deze parameters zijn gekoppeld aan onderliggende energiebeurzen maar kunnen verschillende waarden hebben afhankelijk van hun samenstelling tijdens een bepaalde periode, maar ook van periode tot periode.

Tot slot zijn er producten die zowel vast als variabel zijn. Het gaat hierbij vaak om contracten van onbepaalde duur waarbij de energieprijs vast is tijdens de eerste periode (bijvoorbeeld 1 of 3 jaar) en variabel tijdens de tweede periode. Deze producten hebben ook verschillende looptijden: van 1 t.e.m. 5 jaar en in sommige gevallen van onbepaalde duur.

[29] SLP-wegingen houden rekening met SLP-profielen of type-verbruiksprofielen en worden gebruikt voor de facturering van de afname van verbruikers die niet zijn uitgerust met een van op afstand opgenomen meter. De profielen houden rekening met de belangrijkste variabelen die het energieverbruik beïnvloeden: enerzijds de jaarkalender, die rekening houdt met het tijdstip van zonsopgang en -ondergang, werk- en weekenddagen, feest- en brugdagen, en met schoolvakanties en specifieke verlofdagen, en anderzijds de klimaateffecten. Jaarlijkse SLP-profielen worden gepubliceerd door Synergrid: http://www.synergrid.be/index.cfm?PageID=16896

➢ ***Begindatum van de contracten***

De beginmaand van het contract heeft invloed op het prijsniveau, vooral in het geval van producten met een vaste energiecomponent.

6.3.2.2 Impact op de factuur

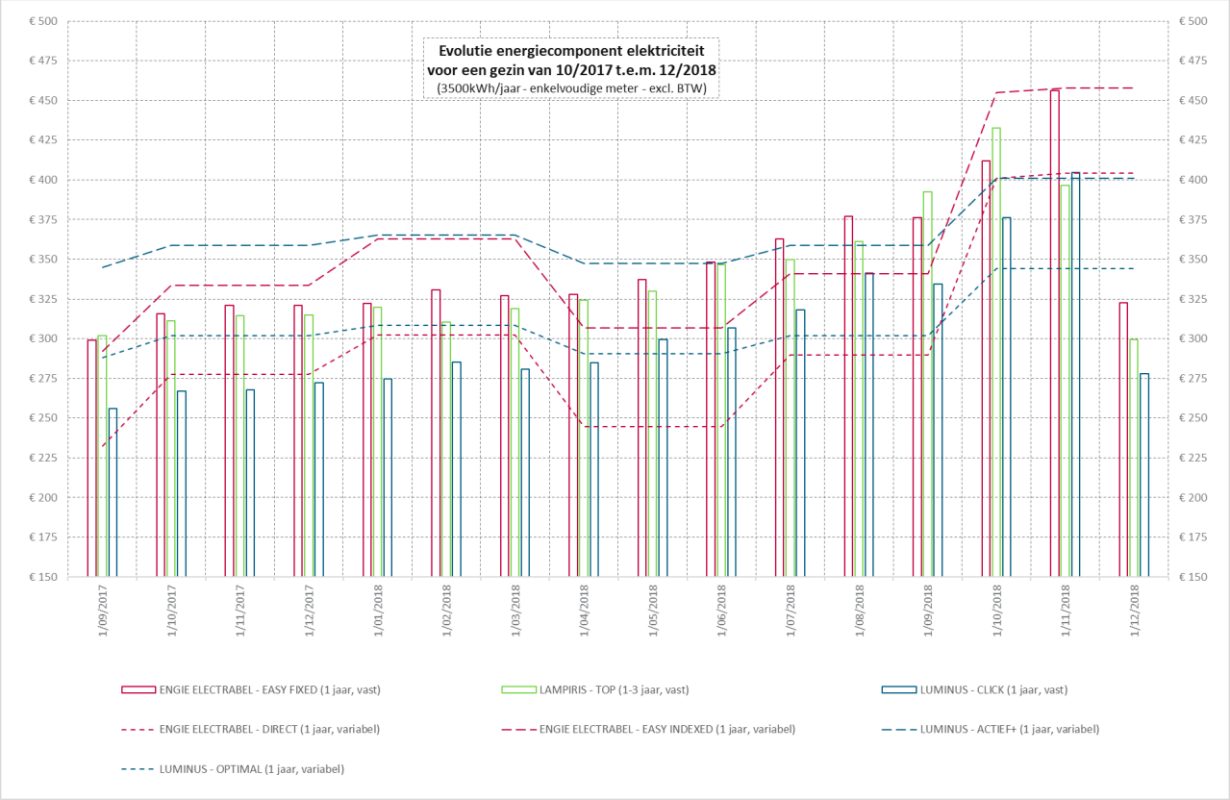
Van september 2018 tot december 2018

De twee hiernavolgende grafieken tonen de evolutie van de prijzen over een jaar (oktober 2017 – december 2018) van zeven representatieve producten van de Belgische elektriciteitsmarkt voor huishoudens en kmo's.

De variabele producten worden lineair weergegeven omdat ze tijdens de looptijd van het contract onderhevig zijn aan prijsaanpassingen (kwartaalindexeringen).

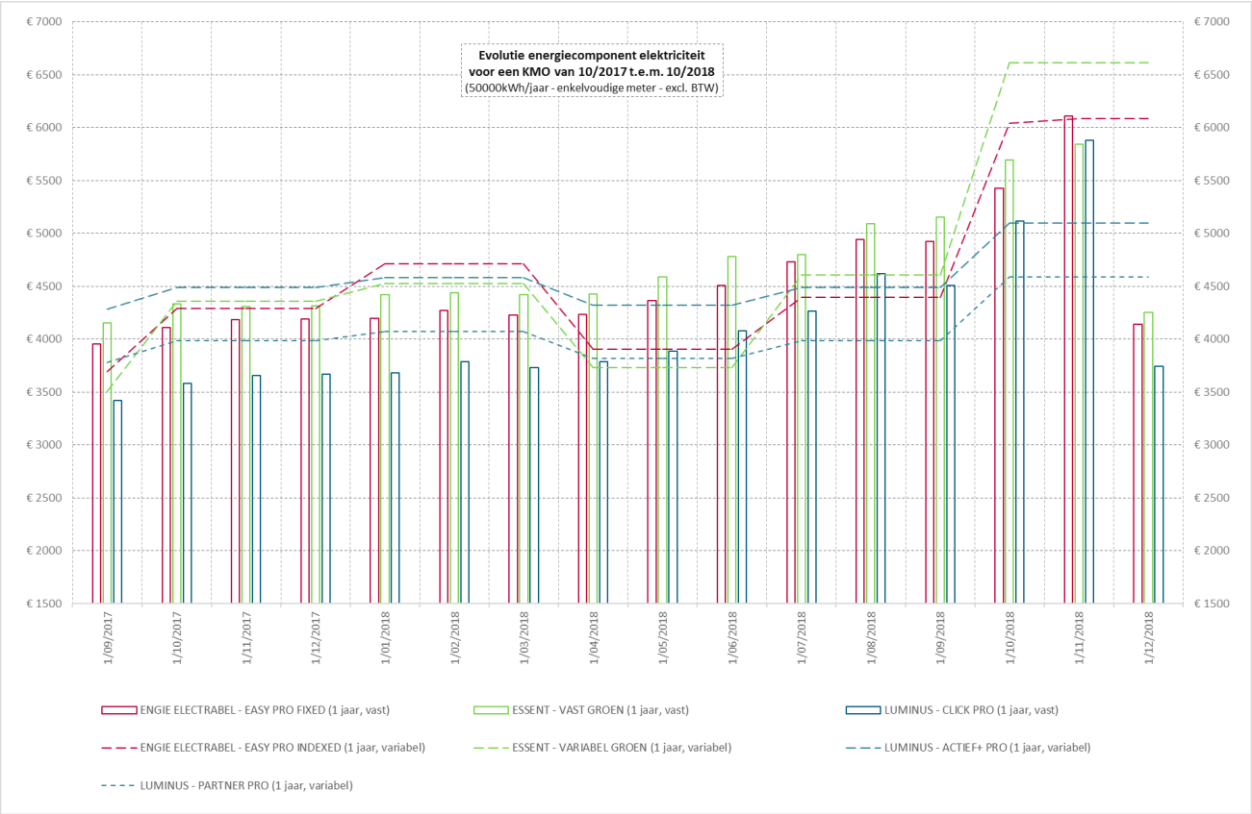
De vaste producten worden met staafjes weergegeven aangezien, in dit geval, de prijs identiek blijft tijdens de hele looptijd van het contract. Deze evolutie wordt eveneens vastgesteld op de groothandelsmarkt.

Grafiek 13: Evolutie van de energiecomponent van elektriciteit voor een huishouden tussen oktober 2017 en december 2018



Bron: CREG

Grafiek 14: Evolutie van de energiecomponent van elektriciteit voor een kmo tussen oktober 2017 en december



Bron: CREG

Uit de vorige grafieken blijkt dat

- de vaste producten iedere maand een stijgende evolutie hebben opgetekend, van oktober 2018 tot en met november 2018, om vervolgens te dalen in december 2018.
- de variabele producten zijn gestegen in oktober 2018 om dan te stabiliseren tot december 2018.

De impact van de groothandelsprijzen op de huishoudens en de kmo's van september tot december 2018 is verschillend geweest afhankelijk van het feit of de consument beschikte over een lopend contract of een nieuw contract diende te ondertekenen (nieuwe klanten of einde van het huidige contract).

Wat betreft de lopende contracten moesten alle consumenten van wie het contract, met vaste of variabele prijs, lopend was hun contract, zolang het niet vervallen was, handhaven op het hoge prijsniveau van eind 2018.

We merken op dat meer dan 60 % van de huishoudens en ongeveer 70 % van de kmo's tot de vervaldag van hun lopende contract niet de gevolgen hebben ondervonden van het hoge prijsniveau van eind 2018 omdat ze beschikten over een contract met vaste prijs.

Wat betreft de nieuwe contracten hadden de consumenten die voor de eerste keer een elektriciteitscontract moesten ondertekenen of een contract dienden te verlengen, er alle belang bij om te opteren voor een variabel product om niet de gevolgen te ondervinden van de hoge prijzen van eind 2018.

Eerste kwartaal 2019

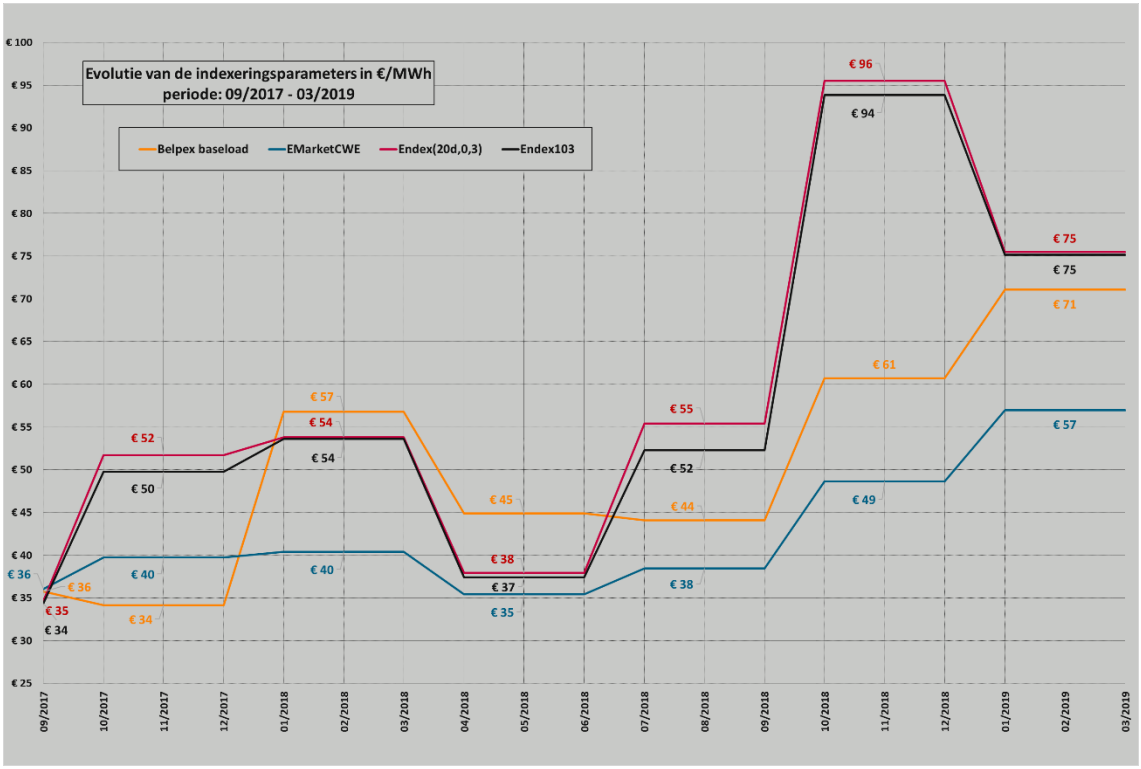
In verband met de situatie tijdens het eerste kwartaal 2019 gaat het om meer dan enkel maar de vaststelling dat "alles stijgt" of "alles daalt". Naast de klassieke elementen (zoals seizoensgebonden effecten), moet er rekening worden gehouden met de impact van de periode van hoge prijzen op de groothandelsmarkten waargenomen eind september 2018.

Wat betreft **de vaste producten**, waarvan de prijzen gebaseerd zijn op de toekomstige prijzen, is deze impact zo goed als onbestaande en we merken, zowel in januari 2019 als in februari 2019 en maart 2019, een nagenoeg algemene lichte prijsdaling.

Wat betreft de **variabele producten** is deze impact afhankelijk van het gewicht van deze eind september 2018 waargenomen periode van hoge prijzen bij de berekening van de waarde van de indexeringsparameter die begin 2019 wordt toegepast. Het resultaat, dat zowel tot een stijging als tot een daling kan leiden, moet worden beoordeeld voor elke parameter afzonderlijk. In het geval van de spotproducten moet er met een bijkomend element rekening worden gehouden: in tegenstelling tot de forward producten is de waarde van de indexeringsparameter pas bekend na afloop van het leveringskwartaal (of de leveringsmaand). De leveranciers vermelden op hun tarieffiches de laatste bekende waarde van de indexeringsparameter, samen met de overeenstemmende prijzen. Concreet heeft de eind 2018 waargenomen periode van hoge prijzen een impact op zowel de spotproducten als de forward producten, hoewel we moeten wachten tot het volgende kwartaal (of de volgende maand) om deze impact waar te nemen op de tarieffiches (en prijssimulators) in het geval van spotproducten.

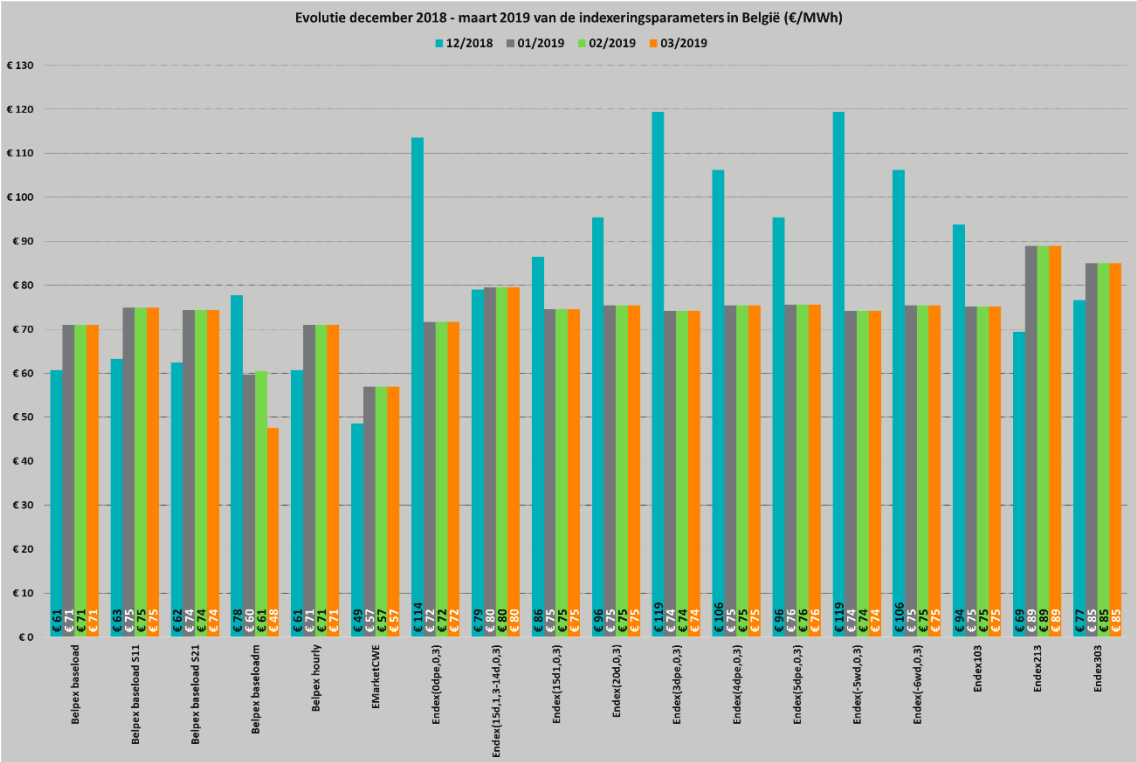
De evolutie is afhankelijk van het "gewicht" van de eind september 2018 waargenomen periode van hoge prijzen bij de berekening van de indexeringsparameter. Hoe groter het belang van de noteringen (afhankelijk van de definitie van de indexeringsparameter) van deze periode, hoe meer impact het zal hebben op de waarde van de parameter die het volgende kwartaal of de volgende maand wordt toegepast.

Grafiek 15: Evolutie van de waarde van de indexeringsparameters in €/MWh



Bron: CREG

Grafiek 16: Evolutie tussen december 2018 en maart 2019 van de in België gebruikte indexeringsparameters (€/MWh)



Bron: CREG

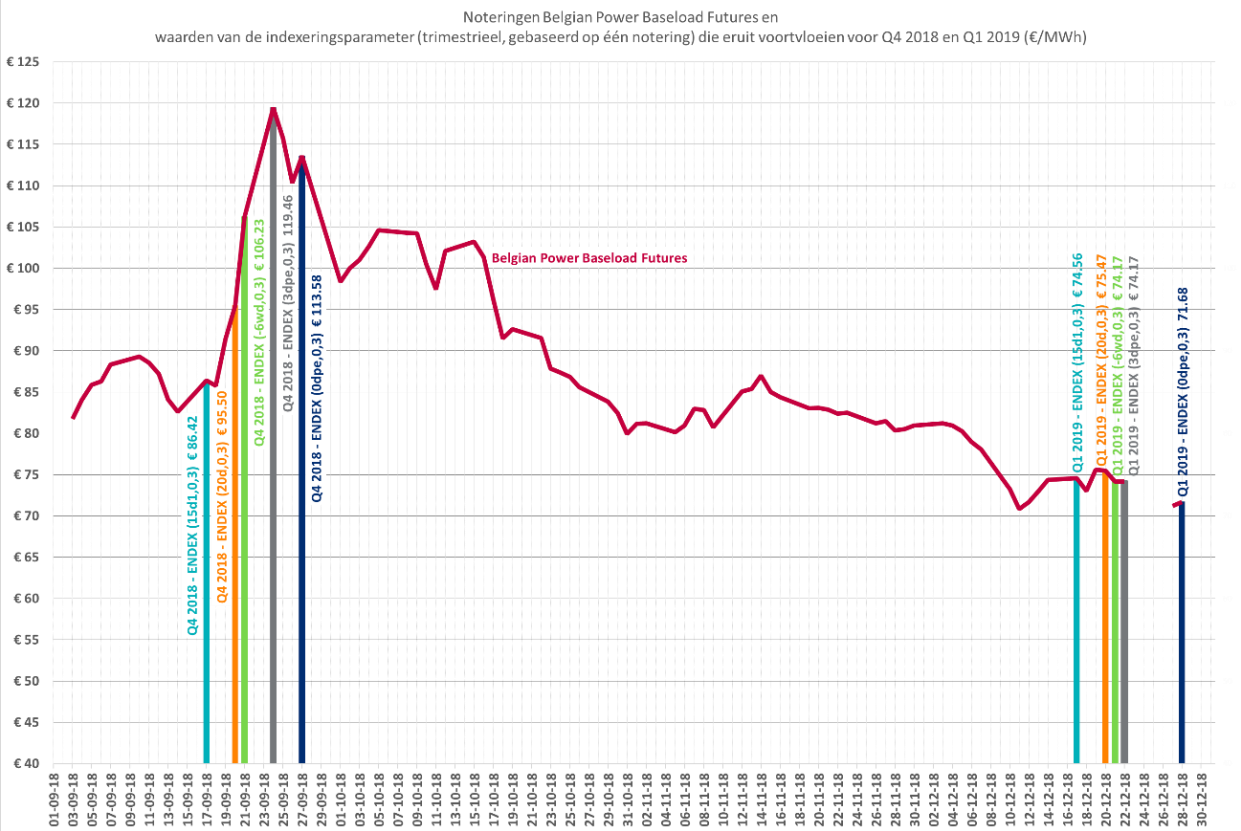
Voorbeelden:

- Kwartaalindexeringsparameter, gebaseerd op noteringen van drie jaar ($EMarket_{CWE}$)

  Deze is gebaseerd op het gemiddelde van de noteringen, waargenomen twee jaar geleden, een jaar geleden en tijdens het vorige kwartaal. In het begin zal de eind september 2018 waargenomen periode van hoge prijzen dan ook maar voor een 1/3 meetellen bij de berekening van de parameter. Deze periode zal dus maar voor een beperkte stijging zorgen. Deze periode zal echter nog lang (tot in 2020) bij de berekening worden meegenomen. (4de kwartaal 2018: 48,61 €/MWh, 1ste kwartaal 2019: 56,99 €/MWh: voor de producten die afhankelijk zijn van deze parameter merken we een prijsstijging begin 2019)

- Kwartaalindexeringsparameters, gebaseerd op een notering

Grafiek 17: “Belgian Power Baseload Futures” noteringen en waarden van de indexeringsparameters

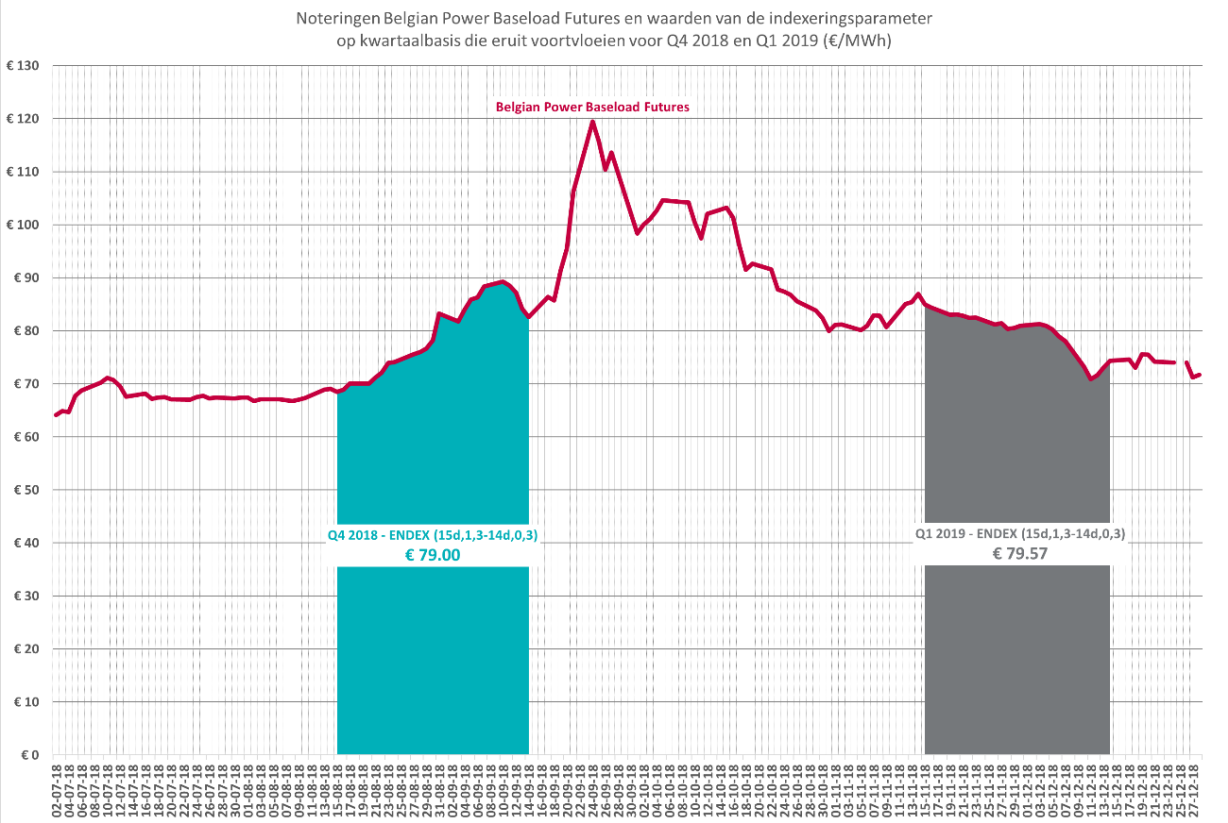


Bron: CREG

- Kwartaalindexeringsparameters, gebaseerd op het gemiddelde van een reeks noteringen van het voorgaande kwartaal

  - **Endex**$_{(15d,1,3\ -\ 14d,0,3)}$: rekenkundig gemiddelde van de slotnoteringen *Belgian Power Base Load Futures* tijdens de periode beginnend op de 15de kalenderdag van de maand M-2 tot en met de 14de kalenderdag van de maand M-1, waarbij de maand M de eerste maand van het leveringskwartaal is

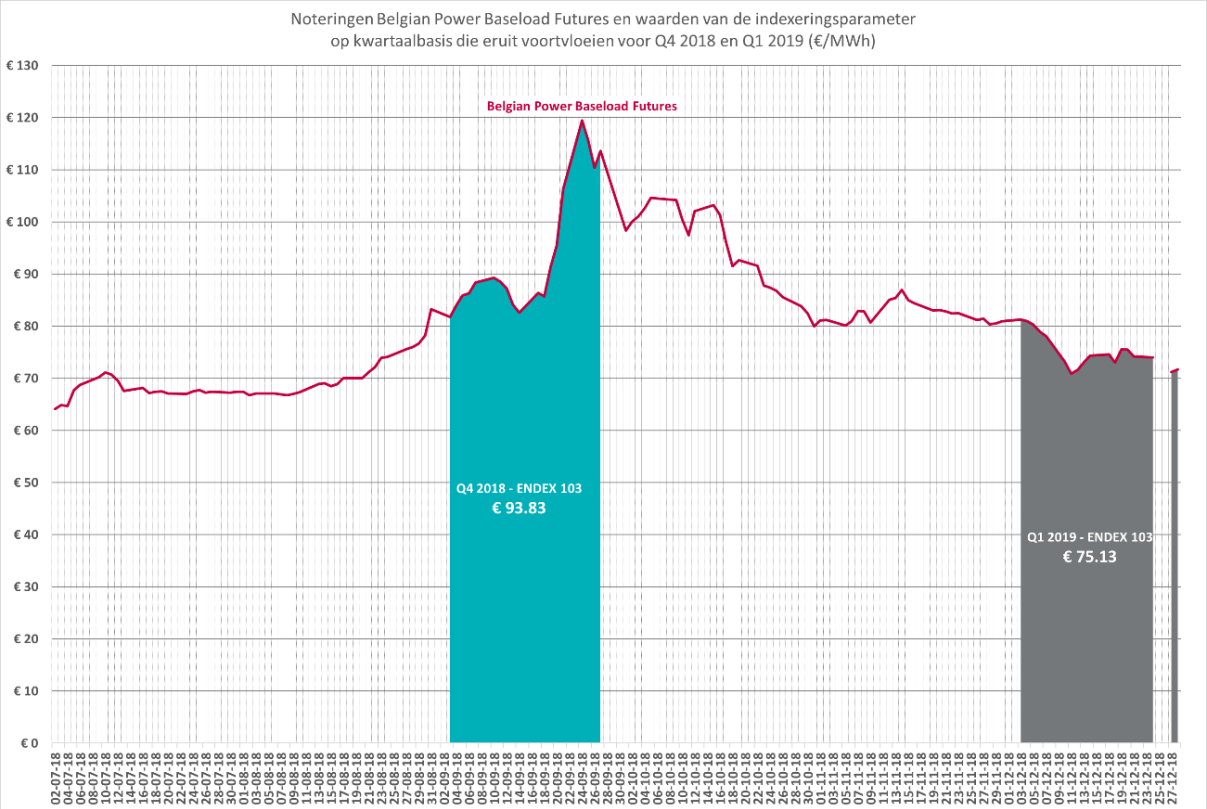
Grafiek 18: "Belgian Power Baseload Futures" noteringen en waarden van de driemaandelijkse indexeringsparameter voor Q4 2018 en Q1 2019



Bron: CREG

- **Endex$_{103}$:** rekenkundig gemiddelde van de slotnoteringen Belgian Power Base Load Futures in de loop van de maand voorafgaand aan het leveringskwartaal

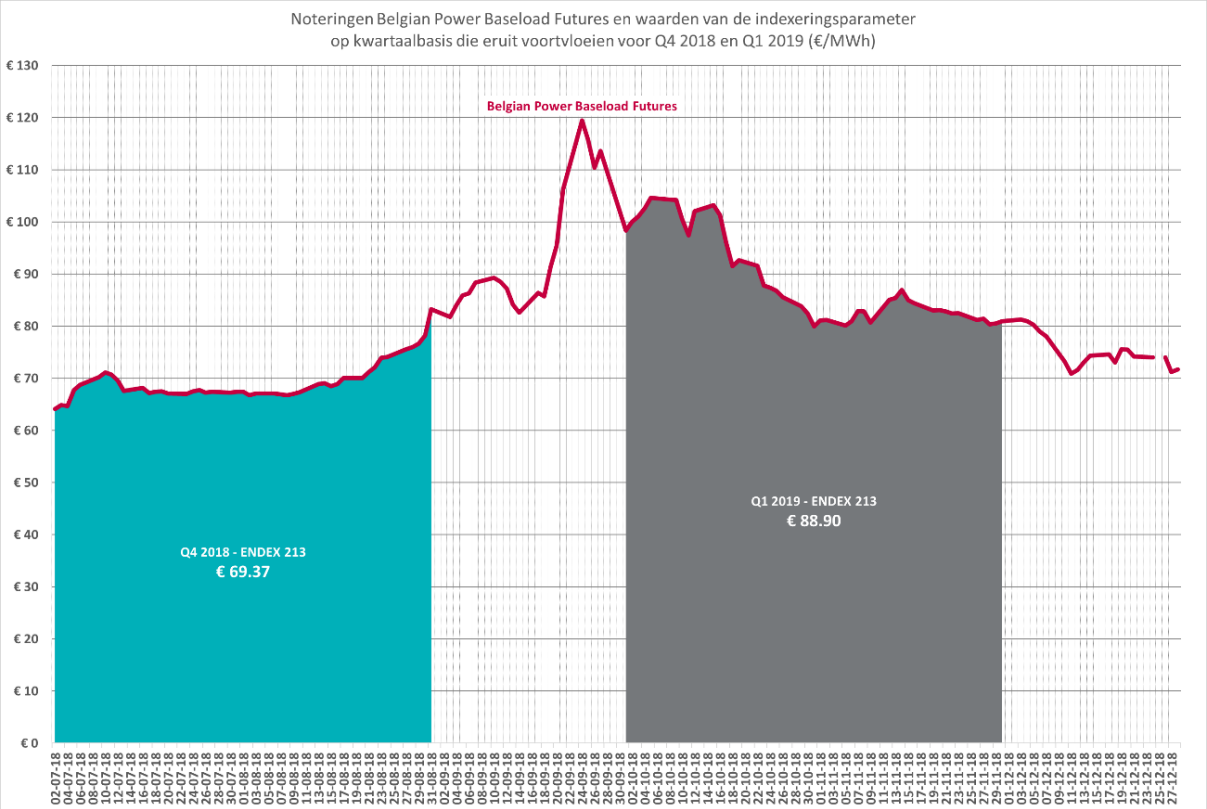
Grafiek 19: "Belgian Power Baseload Futures" noteringen en waarden van de driemaandelijkse indexeringsparameter voor Q4 2018 en Q1 2019



Bron: CREG

- **Endex$_{213}$:** rekenkundig gemiddelde van de slotnoteringen Belgian Power Base Load Futures in de loop van de maanden M-2 en M-3 voorafgaand aan het leveringskwartaal

Grafiek 20: "Belgian Power Baseload Futures" noteringen en waarden van de driemaandelijkse indexeringsparameter voor Q4 2018 en Q1 2019

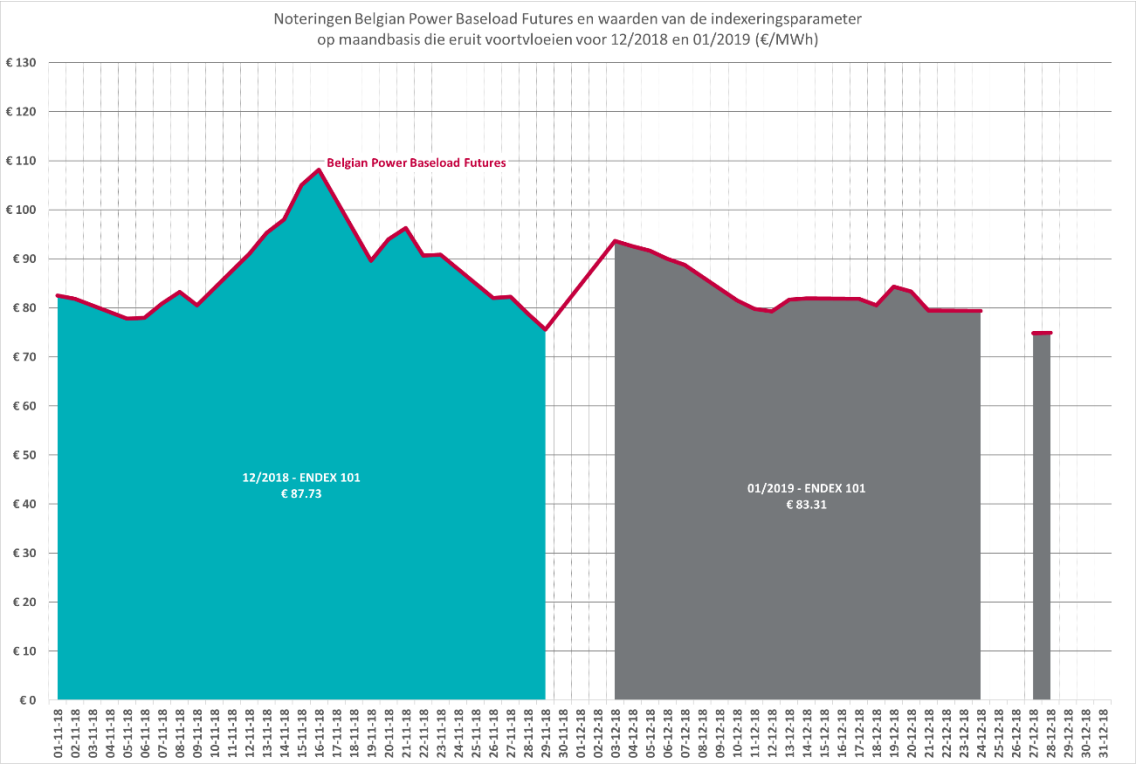


Bron: CREG

- Maandelijkse indexeringsparameters, gebaseerd op het gemiddelde van een reeks noteringen van de voorgaande maand

    - **Endex$_{101}$:** rekenkundig gemiddelde van de slotnoteringen Belgian Power Base Load Futures in de loop van de maand voorafgaand aan de leveringsmaand

Grafiek 21: "Belgian Power Baseload Futures" noteringen en waarden van de maandelijkse indexeringsparameter voor december 2018 en januari 2019



Bron: CREG

Tweede kwartaal 2019

Na de voorzichtige daling waargenomen in december 2018 en begin 2019, stellen we bij de aanvang van het tweede kwartaal 2019 vast dat de energieprijzen zich terug op een vergelijkbaar niveau met dezelfde periode van vorig jaar bevinden. De impact op de jaarfactuur voor gezinnen van de prijsstijging op de groothandelsmarkten eind september 2018 situeert zich dus hoofdzakelijk in het vierde kwartaal van 2018 en in mindere mate in het eerste kwartaal 2019. Meer concreet kunnen we voor gezinnen het volgende stellen:

- Contracten met vaste prijzen, afgesloten:

    - vóór het vierde kwartaal 2018 ondervinden geen enkel effect van voormelde prijsstijging op de groothandelsmarkten

    - tijdens het vierde kwartaal 2018 en in mindere mate het eerste kwartaal 2019 zijn wel geïmpacteerd met een geraamde stijging van de jaarfactuur tot 91 €, en dit voor de hele looptijd van het contract

    - vanaf het tweede kwartaal 2019 ondervinden geen effect op de jaarfactuur

- Contracten met variabele prijzen ondervonden bij de kwartaalindexeringen in oktober 2018 en in mindere mate in januari 2019 het effect van voormelde prijsstijging op de

groothandelsmarkten. Bij de indexeringen in april 2019 stellen we vast dat de variabele prijzen terug op een vergelijkbaar niveau met dezelfde periode in 2018 staan. Het eenmalige effect op de jaarfactuur voor gezinnen ligt in de grootteorde van 35 €. Het betreft een voorzichtige raming die afhankelijk van de indexeringsparameter in de prijsformule kan variëren en die gebaseerd is op de stijging geschat op 91 € op jaarbasis, doch de periode van hoge prijzen beslaat een aanzienlijk kortere periode die eindigt op het einde van het 1e kwartaal van 2019.

6.3.3 Vergelijking met de buurlanden

De hiernavolgende grafieken tonen een overzicht van de gemiddelde prijs in België en de omringende landen, wat betreft de verschillende componenten, voor de maanden september 2018 tot maart 2019 (inbegrepen), voor een huishouden (3500 kWh/jaar, enkelvoudige meter) en voor een kmo (50.000 kWh, enkelvoudige meter).

In september 2018 bedraagt het gewicht van de energiecomponent in de totale factuur 26,08 % voor de huishoudens (ofwel 237 €/jaar) en 31,84 % voor de kmo's (ofwel 3353 €/jaar).

Uit onderstaande grafieken blijkt dat in oktober 2018 de stijging van de energiecomponent ten opzichte van september 2018 toeneemt in België, zowel voor de huishoudens (+ 38,08 % ofwel + 91 €) als voor de kmo's (+ 28,25 % ofwel + 948 €). We merken op dat deze stijging veel groter is in de buurlanden. Het gewicht van de energiecomponent in de totale factuur in oktober 2018 bedraagt 32,13 % voor de huishoudens, ofwel 328 €/jaar en bedraagt 37,45 % voor de kmo's, ofwel 4301 €/jaar. Het niveau van de energiecomponent is vergelijkbaar met de prijspiek van eind 2012 (335 €/jaar voor een huishouden, 3944 €/jaar voor een kmo). De andere componenten van de factuur (netwerktarieven en heffingen) blijven nagenoeg constant zodat de stijging van de totale factuur volledig kan worden toegeschreven aan de evolutie van de energiecomponent.

Het gewicht van de energiecomponent blijft in november 2018 nagenoeg op het niveau van oktober 2018 (32,05 %) voor de huishoudens en de kosten voor de energiecomponent bedragen 327 €/jaar. De evolutie van de energiecomponent is dezelfde als in de buurlanden. Wat betreft de kmo's weegt het gewicht van de energiecomponent zwaarder door op de factuur ten opzichte van september (38,53 %). De kosten voor de kmo's nemen dan ook lichtjes toe (+4,85 %) tot 4509 €/jaar. De buurlanden tekenen vrijwel een status quo op betreffende de component tussen oktober 2018 en november 2018.)

Ten opzichte van de maand november blijft de energiecomponent in België voor een gezin vrijwel stabiel in december 2018 (-0,11 %) en bedraagt die 326 €/jaar. De evolutie lijkt sterk op deze waargenomen in de buurlanden, met uitzondering van de evolutie in Duitsland waar er sprake is van een lichte stijging. De energiecomponent daalt lichtjes voor een kmo (-5,81 %) tot 4247 €/jaar. Op dat moment wordt een quasi status quo waargenomen in de buurlanden, met uitzondering van Duitsland waar er sprake is van een lichte stijging voor de kmo's. Ten opzichte van de maand november blijven de andere componenten van de factuur (netwerktarieven en heffingen) nagenoeg constant in de maand december. De stijging van de totale factuur kan volledig worden toegeschreven aan de evolutie van de energiecomponent.

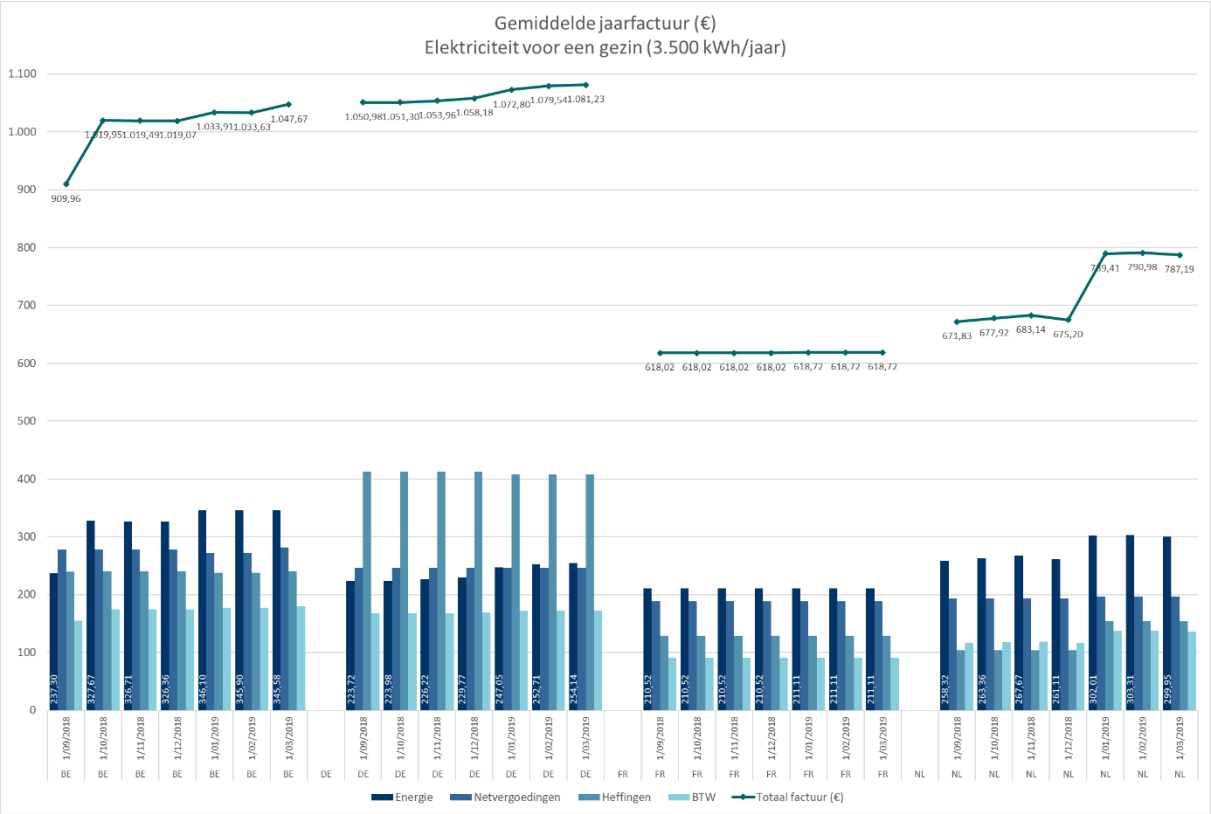
Ten opzichte van de voorgaande maand december 2018, stijgt in januari 2019 in België de energiecomponent voor een huishouden (+6,05 %) tot 346 €/jaar. Dezelfde evolutie doet zich voor in Duitsland. In Nederland wordt een sterke stijging van 15,66 % vastgesteld vanwege de stijgende vraag, de prijsstijging op de groothandelsmarkt en door de hoge CO_2-prijs. Deze component blijft nagenoeg stabiel in Frankrijk waar de prijs gereguleerd wordt. De energiecomponent voor een kmo stijgt tussen december 2018 en januari 2019 (+6,34 %) tot 4516 €/jaar. Dezelfde evolutie doet zich voor in Duitsland. In Nederland wordt een sterke stijging van 19,39 % vastgesteld vanwege de stijgende vraag, de prijsstijging op de groothandelsmarkt en door de hoge CO_2-prijs. Deze component blijft stabiel in

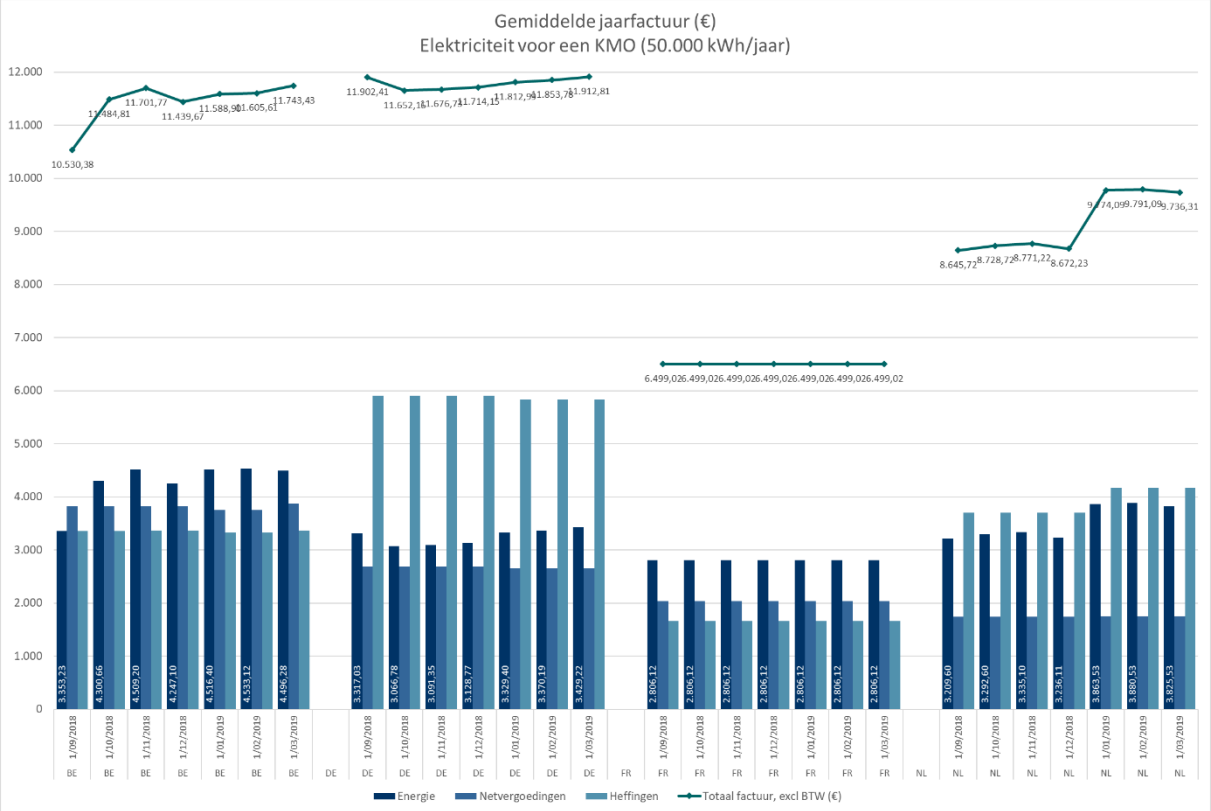
Frankrijk waar de prijs gereguleerd wordt. Ten opzichte van december 2018 blijven de andere componenten van de factuur (netwerktarieven en toeslagen) min of meer constant of vertonen ze een lichte daling in januari 2019 in België alsook in de omringende landen, met uitzondering van Nederland waar de toeslagen (energiebelasting en heffing "Opslag Duurzame Energie") sterk stijgen (voor een huishouden: +48,37 %, voor een kmo: +12,57 %). De stijging van de totale factuur kan volledig worden toegeschreven aan de evolutie van de energiecomponent.

Ten opzichte van januari 2019, blijft de Belgische energiecomponent in februari 2019 nagenoeg stabiel voor een huishouden (-0,06 %) en bedraagt deze 346 €/jaar. Dezelfde evolutie doet zich voor in de omringende landen, behalve in Duitsland waar de evolutie voor een huishouden een stijging optekent van +2,29 %. De energiecomponent blijft tussen januari 2019 en februari 2019 nagenoeg stabiel voor een kmo (+0,37 %) en bedraagt 4533 €/jaar. Dezelfde evolutie doet zich voor in de omringende landen, behalve in Duitsland waar de evolutie voor een kmo een stijging optekent van +1,23 %. Ten opzichte van januari 2019 blijven de andere componenten van de factuur (nettarieven en toeslagen) in februari 2019 min of meer constant in België en de omringende landen. De stijging van de totale factuur, die deze maand niet groot is, kan volledig worden toegeschreven aan de evolutie van de energiecomponent. Wat betreft de huishoudens moet erop worden gewezen dat de btw de evolutie van de andere componenten volgt.

Ten opzichte van februari 2019, blijft de Belgische energiecomponent in maart 2019 nagenoeg stabiel voor een huishouden (-0,09 %), 346 €/jaar, alsook voor een kmo (-0,81 %), 4496 €/jaar. Deze evolutie lijkt sterk op die waargenomen in de buurlanden. Wat betreft de totale factuur, blijven de andere componenten van de factuur (nettarieven en toeslagen) tussen februari en maart 2019 min of meer constant in de omringende landen. In België wordt, daarentegen, een stijging vastgesteld van 3,24 % (huishouden) en 4,01 % (kmo) betreffende de nettarieven en een stijging van 1,29 % (huishouden) en 1,32 % (kmo) betreffende toeslagen vanwege de actualisering van de transmissietarieven voor het jaar 2019 (in Vlaanderen en Wallonië) alsook van de distributietarieven (in Wallonië). De stijging van de totale factuur kan volledig worden toegeschreven aan de evolutie van de componenten "compensatie net" en "toeslagen". Wat betreft de huishoudens moet erop worden gewezen dat de btw de evolutie van de andere componenten volgt.

Grafiek 22: Jaarlijkse gemiddelde elektriciteitsfactuur (€) voor een huishouden dat 3.500 kWh/jaar verbruikt





Bron: CREG

6.4 CONCLUSIE INZAKE DE PRIJZEN

Tabel 10: overzichtstabellen van de prijssituatie huidige winter 2018-2019

		sept-18	okt-18	nov-18	dec-18	janv-19	feb-19	mrt-19
Groothandelsmarkt elektriciteit	D+1	€ 68,77/MWh	€ 76,00/MWh	€ 77,75/MWh	€ 59,65/MWh	€ 60,50/MWh	€ 47,58/MWh	€ 41,60/MWh
	M+1	€ 93,58/MWh	€ 152,36/MWh	€ 88,02/MWh	€ 82,88/MWh	€ 69,93/MWh	€ 46,71/MWh	€ 42,77/MWh
	Q+1	€ 93,99/MWh	€ 95,04/MWh	€ 82,51/MWh	€ 74,05/MWh	€ 52,35/MWh	€ 46,18/MWh	€ 50,59/MWh
	Y+1	€ 64,52/MWh	€ 67,15/MWh	€ 61,55 /MWh	€ 61,25/MWh	€ 53,31/MWh	€ 50,69/MWh	€ 37,63/MWh
Factoren die de prijzen beïnvloeden	Aardgas	↗	↘	↘	↘	↘	↘	↘
	CO2	↗	↘	↘	↗	↗	↘	↗
	Aankondiginge	verlenging van de onbeschikbaarheid van Tihange 2 en 3	onzekerheden betreffende de bevoorradingszekerheid voor 11/18, 01/2019 en 02/2019	verlenging van de onbeschikbaarheid van Doel 1	verlenging van de onbeschikbaarheid van Doel 1- Doel 2; stillegging Doel 4; terugkeer van Tihange 3 in januari	terugkeer van Doel 4 en Tihange 3; heropstart van Doel 2 gepland voor 4/02	terugkeer van Doel 2 en groen licht voor Doel 1	terugkeer van Doel 1
	Loop flows			belangrijk bepaalde dagen				
	De productie			weinig hernieuwbare productie en vermindering van de productie in Frankrijk als gevolg van een staking	nucleaire onbeschikbaarheid en onbeschikbaarheid van hydraulische en steenkoolcentrales voor Frankrijk	nucleaire onbeschikbaarheid en onbeschikbaarheid van steenkoolcentrales in FR + staking in DE	nucleaire onbeschikbaarheid en onbeschikbaarheid van steenkoolcentrales in FR	grote hernieuwbare productie
	Temperaturen	zacht	zacht	temperatuurdaling	dalende temperaturen maar vrij zacht voor het seizoen, behalve tijdens de derde week	wintertemperaturen (koudegolf)	vrij zachte temperaturen met frisse temperaturen aan het eind van de maand	vrij zachte temperaturen met frisse temperaturen gedurende enkele dagen

		sept-18	okt-18	nov-18	dec-18	janv-19	feb-19	mrt-19
Kleinhandelsmarkt	Huishoudens							
	vaste producten	↗	↗	↗	↘	↘	↘	↘
	variabele producten	→	↗	→	→	↗↘	→	→
	gewicht van component energie in totale factuur	26,08%	31,13%	32,05%	32,02%	33,47%	33,47%	32,93%
	kosten van de energiecomponent	237 €	328 €	327 €	326 €	346 €	346 €	346 €
	situatie in vergelijking met de buurlanden		↗	→	→	≠	→	→
	Kmo's							
	vaste producten	↗	↗	↗	↘	↘	↘	↘
	variabele producten	→	↗	→	→	↗↘	→	→
	gewicht van component energie in totale factuur	31,84%	37,45%	38,53%	37,14%	38,97%	39,06%	38,22%
	Kosten van de energiecomponent	3.353 €	4.301 €	4.509 €	4.247 €	4.516 €	4.533 €	4.496 €
	situatie in vergelijking met de buurlanden		↗	↗	↘	≠	→	→

Bron: CREG

7. DOOR DE BELGISCHE OPERATOREN GENOMEN ACTIES OM HET HOOFD TE BIEDEN AAN DE CRISIS

Met de langdurige onbeschikbaarheid van meerdere kernreactoren, in het bijzonder tijdens de maanden oktober en november 2018, zijn door de operatoren meerdere uitzonderlijke maatregelen genomen om de middelen voor elektriciteitsproductie te verhogen of om de vraag flexibeler te maken, en dit teneinde hun verbintenissen na te komen als evenwichtsverantwoordelijke. Aangezien die maatregelen in die zeer specifieke context zijn ingevoerd, konden ze niet worden gelijkgesteld met structurele maatregelen, die voor altijd beschikbaar blijven op de Belgische markt.

7.1 DE VERHOGING VAN DE BESCHIKBARE PRODUCTIECAPACITEITEN OP DE *DAY AHEAD* MARKT

Ten gevolge van de goedkeuring van de koninklijke besluiten houdende vrijwaringsmaatregelen in geval van een crisis in de elektriciteitsbevoorrading van het land, zijn de volgende productie-eenheden (opnieuw) op de markt gebracht tijdens de winter van 2018-2019 en aangeboden op de *day ahead* markt.

Tabel 11: Bijkomende capaciteiten op de day ahead markt gebracht tijdens de winter van 2018-2019

Site	Bijkomende MW	Type	Datum van indienstneming van de capaciteit	Geproduceerde MWh tussen de datum van indienstneming en 28/02
Seraing	470	Gasturbine	15/10/18	769.784 MWh
Vilvoorde	255 2*48	Gasturbine Gasmotor	22/10/18 48 MW: 17/01/18 48 MW: 23/01/18	76.651 MWh[30]
Langerlo[31]	2 * 43	Gasturbine	GT3: 6/11/18 GT4:15/11/18	29.774 MWh
Oud-Lillo[32]	44	WKK	13/11/18	44.069 MWh
Gent Steg Ham	52	Gecombineerde cyclus Gas-Stoom (STEG)	22/10/2018	87.218 MWh
TOTAAL	1.003			

Bron: Brief Engie en EDF

Zoals gepreciseerd in de KB's van 9 en van 21 oktober[33], waren de productievergunningen van toepassing tot 31 maart 2019.

De centrales in Seraing en in Vilvoorde werden de voorgaande jaren opgenomen in de strategische reserve. Met betrekking tot de winter van 2018-2019 was geen enkele strategische reserve aangelegd.

[30] De productie van de noodgenerator van 15 MW die eveneens is geïnstalleerd op de site in Vilvoorde (zie volgende sectie 7.2) is eveneens in deze cijfers opgenomen. Gelet op het feit dat er slechts één meter is voor de hele site was het niet mogelijk om een onderscheid te maken tussen de productie voortgebracht door de verschillende eenheden.

[31] De twee eenheden van Langerlo waren sinds 2017 niet meer beschikbaar op de markt

[32] De eenheid van Oud-Lillo was de voorgaande jaren beschikbaar, met uitzondering van 2018

[33] Idem.

Het is dus via de twee voornoemde KB's die stelden dat er "een plotse bevoorradingscrisis op de elektriciteitsmarkt" was dat die twee centrales toelating kregen om terug te keren op de markt, vroegtijdig in het geval van Seraing[34].

In totaal is er dus 1.003 MW extra capaciteit op de *day ahead* markt gebracht tijdens de winter van 2018-2019.

7.2 DE VERHOGING VAN DE "NOODPRODUCTIECAPACITEITEN"

Sommige operatoren hebben eveneens noodeenheden geïnstalleerd. Het zijn voornamelijk noodgeneratoren op diesel, soms op gas, die om technische redenen niet permanent kunnen produceren en die derhalve niet beschikbaar kunnen worden gemaakt op de *day ahead* markt. Zo heeft Engie bijvoorbeeld de in tabel 12 opgenomen extra capaciteiten geïnstalleerd.

Die capaciteiten hadden tot doel om, in voorkomend geval, het fysieke evenwicht van de Engie-portefeuille te verzekeren, en zelfs om door de vervoersnetbeheerder gevraagd te worden om haar te helpen om het *intraday* netwerk in evenwicht te brengen.

Zoals te zien is in Tabel 12 hebben 6 van de 12 noodgeneratoren die zijn geïnstalleerd door Engie tijdens de periode van 1 oktober 2018 tot 28 februari 2019 elektriciteit geproduceerd voor een totaal van 328 MWh.

Tabel 12: Extra capaciteiten geïnstalleerd door Engie in het kader van de wintercrisis

Site	Bijkomende MW	Type	Datum van indienstneming van de capaciteit	Effectieve productie tijdens de periode 1/10/18 - 28/02/19
Awirs	24	Diesel	09/11/18	64 MWh
Drogenbos	32	Diesel	23/11/18	101 MWh
Drogenbos	12	Diesel	7/11/18	10 MWh
Vilvoorde	15	Diesel	7 MW: 9/11/18 8 MW: 15/11/18	Inbegrepen in de cijfers van Tabel 4
Herdersbrug	2	Gasmotor	26/10/18	
Spanolux (Vielsalm)	15	Diesel	9/12/18	
Saint-Ghislain	9	Diesel	8/12/18	15 MWh
Amercoeur	9	Diesel	15/11/18	
Langerlo	25	Diesel	7/01/19	
Rodenhuize	19	Diesel	7 MW: 9/12/18 12 MW: 11/01/19	17 MWh
Knippegroen	20	Diesel	21/12/18	121 MWh
Aleris	9	Diesel	16/01/19	
Totaal	191 MW			328 MWh (excl. Vilvoorde)

Bron: brief Engie (ref. 2019/T084/V099-CDC02.28)

[34] De beslissing om de centrale van Seraing terug op de markt te brengen was eind maart 2018 genomen en de terugkeer was voorzien tegen 1 november 2018. Ten gevolge van de langdurige onbeschikbaarheid van meerdere kernreactoren is de terugkeer op de markt van de centrale in Seraing evenwel met 15 dagen vervroegd via het KB houdende vrijwaringsmaatregelen in geval van een crisis in de elektriciteitsbevoorrading van het land.

EDF heeft eveneens een extra generator geïnstalleerd op zijn site van Gent Ringvaart met een capaciteit van 8 MW. Die generator heeft 13 MWh geproduceerd tijdens de periode van oktober 2018 tot februari 2019.

7.3 VRAAGZIJDEBEHEER

Ten gevolge van de gespannen context op de elektriciteitsmarkt hebben operatoren eveneens maatregelen genomen inzake vraagzijdebeheer.

Engie heeft zo dergelijke maatregelen geïnstalleerd bij sommige van haar industriële klanten, voor een volume van ongeveer 500 MW, verdeeld over 3 verschillende blokken, zoals hieronder weergegeven.

Andere operatoren uit de sector hebben eveneens gemeld potentieel te beschikken over 170 MW extra flexibiliteit, die ze evenwel nog niet hebben kunnen aanbieden op de markt, in afwezigheid van een voorziening om deze flexibiliteit te kunnen valoriseren.

7.3.1 [X – vertrouwelijk gegeven] MW die beschouwd worden als R3 reserve die niet onder het CIPU-contract valt

Engie heeft akkoorden gesloten voor R3 reserve die niet onder het CIPU-contract valt, overeenkomstig de voorwaarden van Elia (zie volgende hoofdstuk over de tertiaire reserve).

7.3.2 [X – vertrouwelijk gegeven] flexibiliteits-MW met industriële klanten in het kader van "conditional bids"

In oktober/november heeft Engie eveneens flexibiliteitscontracten uitgewerkt met haar klanten die van toepassing waren in geval van bijzonder gespannen marktomstandigheden.

> *"Aangezien die klanten geen frequente actoren op de energiemarkt wilden zijn maar daar enkel in laatste instantie wilden aan deelnemen (met name gemotiveerd door de bijdrage aan de vermindering van hun bedrijfsrisico in geval van verzadiging van het elektriciteitsnet), gaan die aanbiedingen gepaard met strikte contractuele voorwaarden die een weerspiegeling waren van bijzonder gespannen marktomstandigheden. In het bijzonder worden die volumes aangeboden op de day ahead markt via aanbiedingen met een drempel die overeenstemt met vooraf in het contract bepaalde grenswaarden van prijzen (...).*
>
> *Bovendien kunnen die flexibiliteiten enkel worden geactiveerd wanneer ENGIE in staat is om haar klanten daarvan op voorhand op de hoogte te brengen, vóór [een bepaald tijdstip], teneinde hun een minimumtijd te garanderen die onontbeerlijk is voor het organiseren van hun productiecyclus in het geval dat die aanbiedingen zouden worden goedgekeurd"*[35].

Tijdens de hele beschouwde periode is in het kader van die "conditional bids" slechts één contract gedurende 2 uur geactiveerd.

7.3.3 300 MW aan flexibiliteit "in handen van de bedrijfsleiders"

Ten gevolge van de crisissituatie heeft Engie eveneens bij haar klanten een ander soort flexibiliteit ontwikkeld, door Engie gekwalificeerd als "*implicit demand response*" voor ongeveer 300 MW. Dit zijn contracten waarmee Engie de klanten toegang geeft tot de elektriciteitsmarkten waardoor ze zelf hun

[35] Brief van Engie van 29 maart 2019 aan de CREG

flexibiliteit kunnen beheren door acties uit te voeren ter optimalisering van die markten, in het bijzonder in geval van vraag-/prijspieken.

Zoals aangegeven door Engie:

> *"dit soort aanvullende maatregelen zijn ontwikkeld als ultieme maatregelen, in geval van bijzonder gespannen marktomstandigheden, dichtbij een breuk. Aangezien die omstandigheden zich niet hebben voorgedaan, zijn die maatregelen niet ten uitvoer gebracht deze winter."*

7.4 DE "SLOW R3 NON RESERVED POWER"

In het kader van de crisis heeft Elia eveneens een nieuw product ontwikkeld, namelijk "*Slow R3 non reserved power*". Dit nieuwe product past in het kader van het begrip "Overbrenging van energie" dat in de nationale wetgeving is ingevoerd in juli 2017[36].

De bedoeling was te focussen op flexibiliteit die aan Elia niet kon worden geboden in het kader van de reeds bestaande flexibiliteitsproducten (R3 flex/standaard of R3 niet-gereserveerd). De *Slow R3 non reserved power* betreft een flexibiliteit die niet binnen 15 minuten kan worden geactiveerd en die onderworpen is aan meerdere activeringsverplichtingen.

Dit product is ontwikkeld voor een specifieke periode die loopt van 5 november 2018 tot 31 maart 2019.

In grote lijnen voorziet de *R3 non reserved power* de volgende fasen. Bij het identificeren van een tekortrisico lanceert Elia een offerteaanvraag voor de periode die moet worden gedekt. De offertes worden ingediend voor precies die periode en omvatten een volume, een (vaste of variabele) prijs en een verdeling van de leveringspunten. De offerteaanvraag wordt gesloten 2 uur na het identificeren van het risico. De selectie van de offertes gebeurt op basis van de prestatiecurve. Vijf uur vóór de "te dekken periode", als de behoefte wordt bevestigd, stuurt Elia een bericht naar de geselecteerde offertes. Eén uur vóór de activeringsperiode, als de behoefte wordt bevestigd, stuurt Elia een activeringsbericht.

Het minimale aangeboden volume moet 1 MW zijn. De vaste prijs die in de offerte wordt voorgesteld mag niet meer dan 1.000 €/MWh bedragen.

In de praktijk is slechts 8,3 MW geprekwalificeerd in het kader van de *slow R3 non reserved power* en heeft enkel de vennootschap Restore een prekwalificatiecontract ondertekend. Er is evenwel nooit een offerteaanvraag geweest gelet op het feit dat de voorwaarden (tekortrisico) om er een te lanceren nooit zijn vervuld tijdens de periode in kwestie[37].

[36] De regels die de overbrenging van energie organiseren zijn in voege getreden in de loop van het jaar 2018.

[37] In haar beslissing (B) 1857, in §32 vraagt de CREG aan Elia "om een evaluatie van het nieuwe product en de relevantie van het behoud ervan na die periode te verrichten na 31 maart 2019. Verder vraagt de CREG ELIA ook om vóór eind juni 2019 een analyseverslag op haar website te publiceren en dit in de werkgroep 'Balancing' van haar Usersgroup te bespreken.

8. DE TERTIAIRE RESERVES (MFRR)

"De tertiaire reserve (nieuwe benaming mFRR: manual Frequency Restoration Reserve) maakt het mogelijk om het hoofd te bieden aan een groot of systematisch onevenwicht in de regelzone en/of om grote congestieproblemen op te lossen" (website Elia).

De tertiaire reserve (mFRR) bestaat uit twee luiken:

- de tertiaire productiereserve: de injectie van extra vermogen door producenten die een contract voor tertiaire reserve hebben ondertekend;
- de tertiaire afnamereserve: een vermindering van de afnames door de netgebruikers die een onderbreekbaarheidscontract hebben ondertekend.

In totaal bedroeg de gereserveerde tertiaire reserve 830 MW tijdens de maanden oktober tot december 2018, en 844 MW tijdens de maanden januari en februari 2019.

De kost van de reservering was bijzonder hoog in november 2018 (bijna 6 keer hoger dan in oktober).

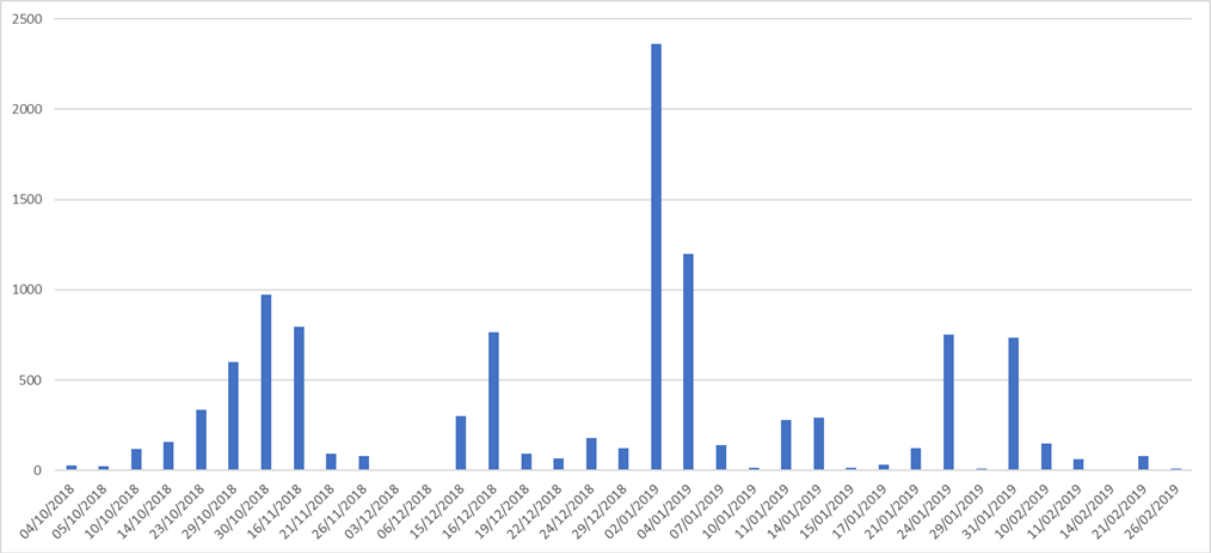
Figuur 25 geeft het volume tertiaire reserve (MWh) weer dat per dag is geactiveerd tussen 1 oktober en 28 februari.

Tabel 13: Tertiaire reserves gereserveerd en geactiveerd

	MW	Aantal uren	MWh geactiveerd	Aantal activeringsdagen
Oktober	830	745	2.233	7
November	830	720	970	3
December	830	744	1.579	6
Januari	844	744	5.954	6
Februari	844	672	308	5

Bron: Creg, Elia

Figuur 25: Activering van de tertiaire reserve tussen 1 oktober 2018 en 28 februari 2019 (MWh)

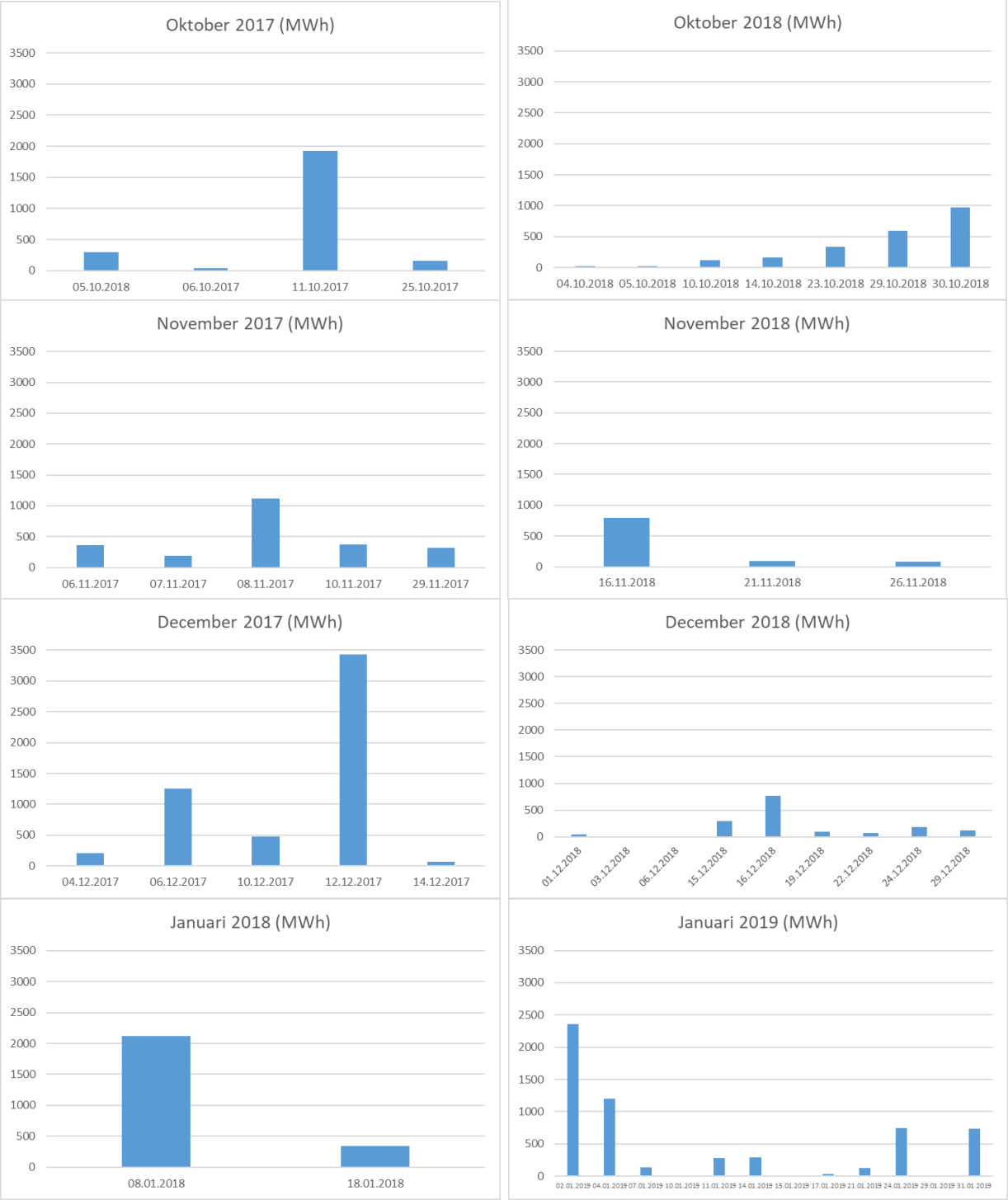


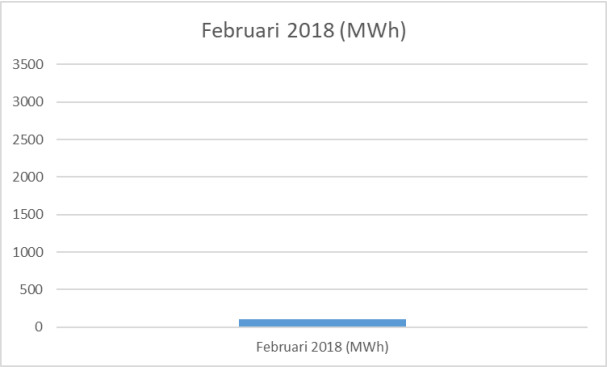
Bron: Creg, Elia

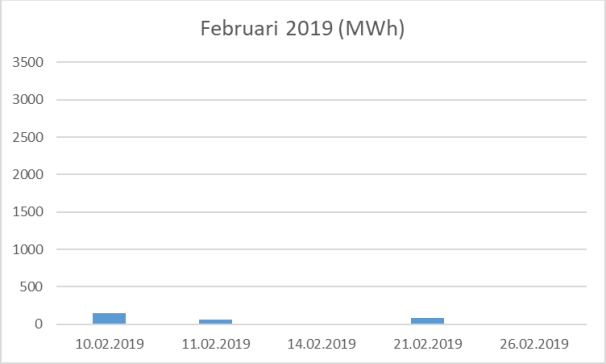
Figuur 26 geeft de geactiveerde tertiaire reserves weer in 2017 en 2018. Over het algemeen stellen we vast dat tussen oktober 2018 en februari 2019 nagenoeg een derde minder capaciteiten aangesproken

zijn geweest in vergelijking met dezelfde maanden in het jaar voordien: 10.994 MWh in 2018-2019 tegenover 15.258 MWh geactiveerd in 2017-2018. De tertiaire reserve is daarentegen vaker geactiveerd: 35 dagen in totaal tussen oktober 2018 en februari 2019 tegenover 18 dagen in dezelfde maanden van de winter van 2017-2018.

Figuur 26: Geactiveerde tertiaire reserves in 2017 en in 2018 (MWh)







Bron: databank van de CREG

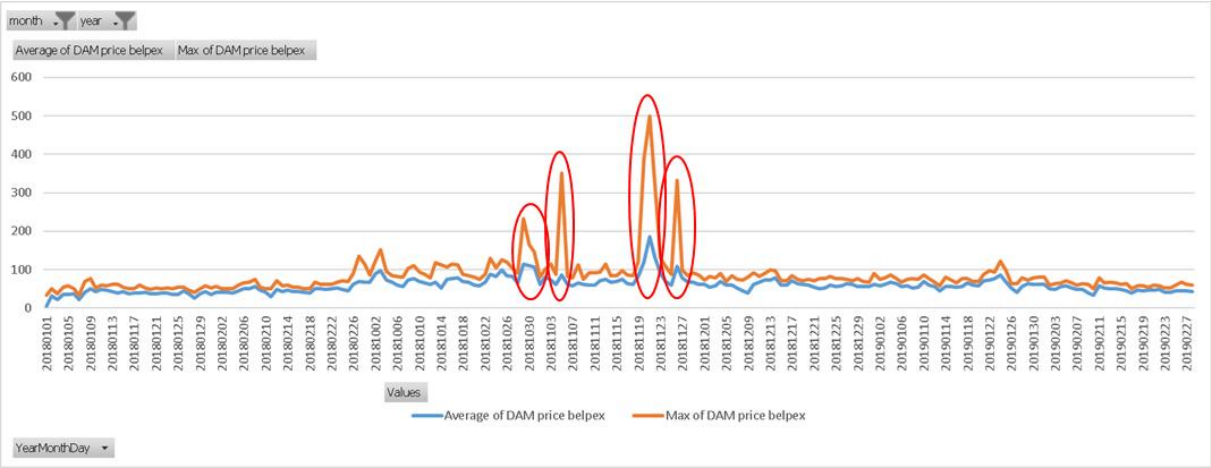
9. KRUISANALYSES

9.1 HOGE PRIJZEN OP DE DAY AHEAD MARKT VERSUS MARKTOMSTANDIGHEDEN

Zoals blijkt uit Figuur 27 zijn er met name vier periodes geweest waarin de prijzen bijzonder hoge pieken hebben gekend op de *day ahead* markt (baseload) waarbij ze gemiddeld 85 €/MWh hoger lagen tijdens de dag tussen 1 oktober 2018 en 28 februari 2019:

- 29, 30 en 31 oktober 2018 bedroegen de dagprijzen (baseload) respectievelijk 113 €, 111 € en 107 €/MWh, met kwartierprijzen die respectievelijk 233 €, 165 € en 146 €/MWh bedroegen;
- 5 november 2018 bedroegen de dagprijzen (baseload) 85 €/MWh met een kwartierprijs die 350 €/MWh bedroeg;
- 20, 21 en 22 november bedroegen de dagprijzen (baseload) respectievelijk 120 €, 185 € en 133 €/MWh, met kwartierprijzen die respectievelijk 388 €, 499 € en 326 €/MWh bedroegen;
- 26 november bedroeg de dagprijs (baseload) 109 €/MWh met een kwartierprijs die 332 €/MWh bedroeg.

Figuur 27: gemiddelde prijs en maximumprijs op de Belpex-markt (EUR/MWh) tussen 1 oktober 2018 en 28 februari 2019



Bron: CREG

Deze prijspieken werden waargenomen tijdens dagen waarop, in vergelijking met de andere dagen van de in aanmerking genomen periode:

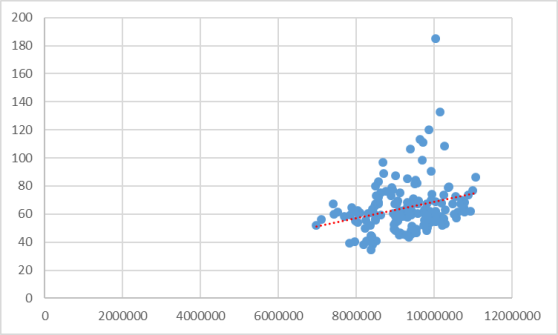
- de Elia-belasting hoog was;
- de productie van windenergie vrij laag was;
- de productie op basis van aardgas hoog was;
- de *loopflows* hoog waren of de voorgaande dagen hoog waren geweest, zelfs bijzonder hoog:
    - 29 oktober bedroegen de *loopflows* gemiddeld 1499 MW, met een piek van 1841 MW;
    - 3 november bedroegen de *loopflows* gemiddeld 1030 MW, met een piek van 1577 MW;
    - 19 bedroegen de *loopflows* gemiddeld 1829 MW, met een piek van 2065 MW;
    - 26 november bedroegen de *loopflows* gemiddeld 864 MW, met een piek van 1131 MW.

Figuren 28 tot 31 tonen de verbanden tussen de op de DAM-markt vastgestelde prijzen en de Elia-belasting (Figuur 39), de *loopflows* (Figuur 40), de productie op basis van aardgas (Figuur 41) en de productie van windenergie (Figuur 42).

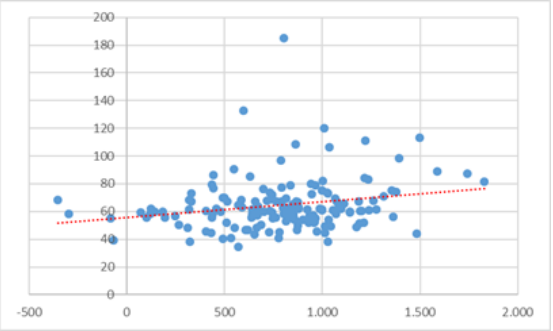
We zien <u>in het algemeen</u> dat de gemiddelde dagprijzen op de DAM-markt hoger liggen wanneer de Elia-belasting hoog is en wanneer de productie van windenergie laag is (het verband is echter zwakker).

Wat betreft de loopflows merken we dat de elektriciteitsprijzen zelden laag zijn wanneer de loopflows hoog zijn. Wat betreft aardgas merken we dat hoe hoger de elektriciteitsprijzen liggen, hoe meer de elektriciteitsproductie op basis van aardgas de neiging vertoont om toe te nemen.

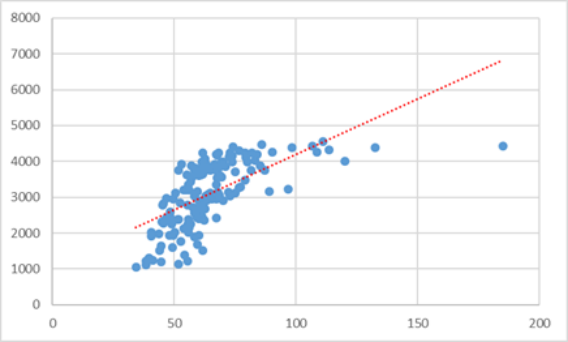
Figuur 28: Elia-belasting en dagelijkse gemiddelde prijzen tussen 01.10.2018 en 28.02.2019



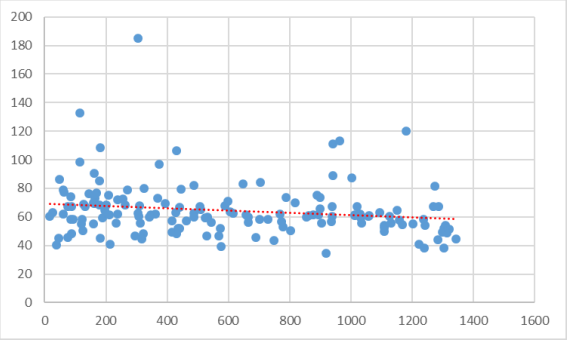
Figuur 29: *Loopflows* (abscis) en dagelijkse gemiddelde prijzen (gecoördineerd) tussen 01.10.2018 en 28.02.2019



Figuur 30: dagelijkse gemiddelde prijzen (€/MWh) (abscis) en productie op basis van aardgas (MW) (gecoördineerd) tussen 01.10.2018 en 28.02.2019



Figuur 31: windenergie en dagelijkse gemiddelde prijzen (gecoördineerd) tussen 01.10.2018 en 28.02.2019



Bron: CREG

9.2 BESCHIKBARE PRODUCTIECAPACITEITEN EN INVOER VERSUS VRAAG (BELASTING VAN HET ELIA-NET)

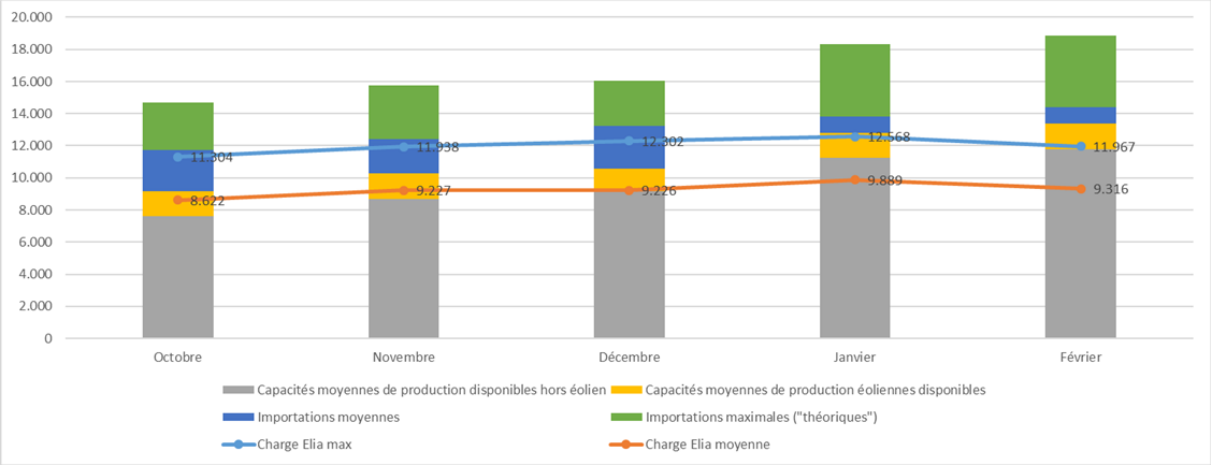
Figuur 32 vergelijkt:

- de gemiddelde Elia-belasting per maand (oranje lijn);
- de maximale Elia-belasting (blauwe lijn)
- de gemiddelde maandelijkse beschikbare productiecapaciteiten, behalve windcapaciteit (grijs blok);
- de gemiddelde maandelijkse beschikbare productiecapaciteit van windmolens, (geel blok);
- de gemiddelde maandelijkse invoer (blauw blok);
- de mogelijke bijkomende maximale invoercapaciteit: het betreft het verschil tussen de 5500 MW-invoerlimiet van Elia wat betreft de interconnecties met het waargenomen gemiddelde invoerniveau (groen blok).

Er kan worden vastgesteld dat:

- tijdens de hele in aanmerking genomen periode, namelijk van oktober 2018 tot februari 2019, de beschikbare gemiddelde binnenlandse productiecapaciteiten, inclusief windcapaciteit, voldoende waren om de maandelijkse gemiddelde Elia-belasting te dekken;
- tijdens de maanden januari en februari, met de terugkeer van de nucleaire capaciteit, zelfs zonder de windcapaciteit, de gemiddelde Elia-belasting gedekt kon worden door de beschikbare binnenlandse capaciteiten;
- de maandelijkse maximale belasting gedekt kon worden door de beschikbare Belgische binnenlandse productiecapaciteiten (inclusief windcapaciteit) alsook door de gemiddelde invoer tijdens de maanden oktober tot december. In januari en februari, ondanks een hoger belastingsniveau en zelfs zonder invoer, maakten de binnenlandse productiecapaciteiten het mogelijk om de maximale belasting te dekken. Dit dankzij de terugkeer van de nucleaire capaciteit;
- de maximale binnenlandse productiecapaciteiten en de gecumuleerde "theoretische" invoercapaciteiten (5500 MW) ruim boven de gemiddelde of maximale Elia-belastingen liggen.

Figuur 32: beschikbare productiecapaciteiten versus Elia-belasting tussen oktober 2018 en februari 2019



Bron: CREG

Figuur 33 geeft de op 1 januari geïnstalleerde capaciteiten weer, van 2007 tot 2019, alsook de ("theoretische") maximale invoer met de jaarlijkse gemiddelde en maximale Elia-belasting.

In tegenstelling tot Figuur 32 worden hier dus alle in België geïnstalleerde productiecapaciteiten in aanmerking genomen, met onderhoud, storingen/defecten enzovoort wordt geen rekening gehouden.

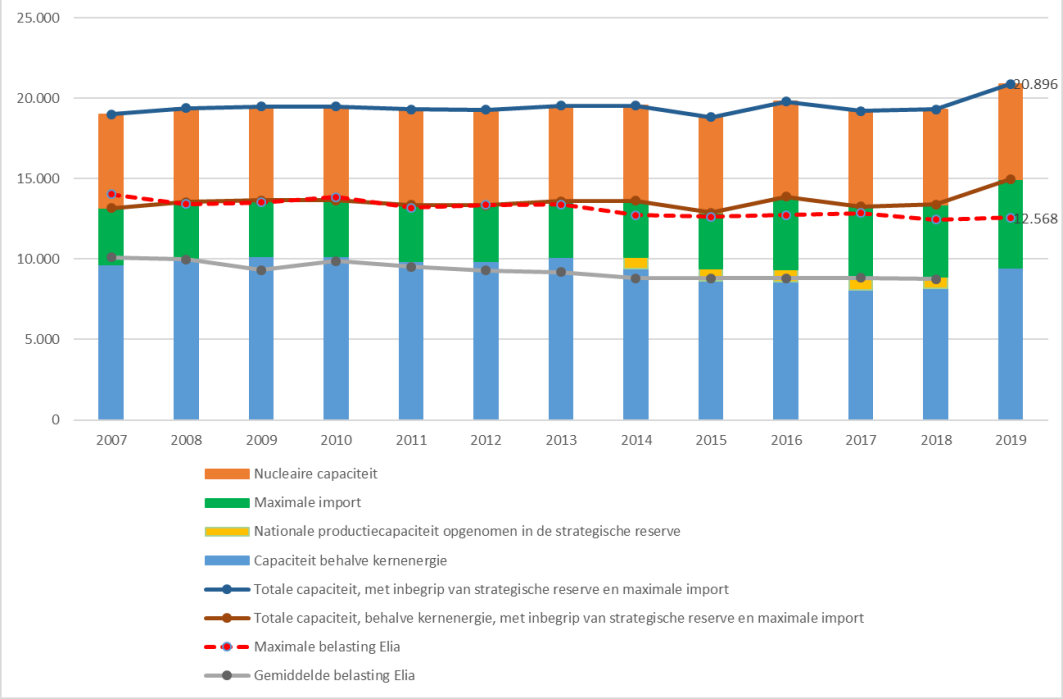
De maatregelen inzake beheer/flexibiliteit van de vraag worden niet in aanmerking genomen.

Er kan worden vastgesteld dat de totale invoer- en productiecapaciteiten gestegen zijn in 2019, voornamelijk als gevolg van de stijging van de maximale invoerlimiet.

Figuur 33 houdt rekening met de invoerlimiet van 5500 MW die van toepassing was op 1 januari 2019. Deze figuur houdt geen rekening met de 1000 MW potentiële invoer van Nemo, noch met de stijging door Elia van de limiet naar 6000 MW op 25 mei. We herinneren eraan dat het de doelstelling is van Elia om te streven naar een limiet van 7500 MW tegen eind 2022. Eind 2020 zou de interconnectie

Alegro met Duitsland eveneens operationeel moeten zijn. Het zal gaan om een bijkomende invoercapaciteit van 1000 MW.

Figuur 33: geïnstalleerde capaciteit en invoer versus Elia-belasting, op 1 januari, van 2007 tot 2019



Bron: CREG

9.3 ANALYSE VAN DE TOEREIKENDHEIDSMARGE OP BEPAALDE DAGEN

9.3.1 Inleiding

Uit de vorige hoofdstukken blijkt duidelijk dat er geen toereikendheidsproblemen waren die afgelopen winter de bevoorradingszekerheid ernstig in gevaar hadden kunnen brengen.

De CREG vindt het evenwel belangrijk om na te gaan hoe dicht of hoe ver België van een toereikendheidsprobleem verwijderd was. Werd een onvrijwillige stroomuitval nipt vermeden, of was er nog voldoende capaciteit voor België?

Om deze vraag te beantwoorden evalueert dit hoofdstuk de dagen met minstens één *day ahead* prijs van 300 €/MWh of meer op de elektriciteitsbeurs. Afgelopen winter was dit het geval voor 6 dagen, allemaal in 2018: 24 september, 5 november, 20 november, 21 november, 22 november en 26 november. Deze dagen worden hieronder aan een grondige analyse onderworpen.

In de analyse zal de extra beschikbare capaciteit worden berekend voordat België een beperking voor de dag D+1 zou moeten activeren, omdat niet aan de volledige vraag zou kunnen worden voldaan, ook al zijn de marktpartijen bereid de hoogst mogelijke prijs te betalen (3.000 €/MWh).

Om de extra capaciteit te kunnen berekenen die beschikbaar zou zijn als de prijzen tot 3.000 €/MWh stijgen, worden vier soorten capaciteit geëvalueerd:

- 'Extra expliciet beschikbare binnenlandse capaciteit': dit is de extra capaciteit die de Belgische marktspelers op de Belgische elektriciteitsbeurs aanbieden. Die kan voor elk uur

van de dag worden berekend op basis van de gebundelde vraag- en aanbodcurves op de *day ahead* elektriciteitsbeurs.

- 'Extra expliciet beschikbare invoer': dit is de extra capaciteit die buitenlandse marktspelers op de Belgische elektriciteitsbeurs aanbieden. Die kan worden berekend voor elk uur van de dag als het verschil van de werkelijke invoer/uitvoerpositie en de maximale Belgische invoercapaciteit (met een bijkomende controle over de beschikbaarheid van de middelen op de buitenlandse elektriciteitsbeurzen).
- 'Extra impliciet beschikbare binnenlandse capaciteit': dit is een raming door de CREG van de extra capaciteit die niet op de Belgische elektriciteitsbeurs wordt aangeboden. Deze raming is gebaseerd op de gegevens die de CREG van sommige marktspelers heeft ontvangen en betreft voornamelijk de uitzonderlijke maatregelen die de marktpartijen hebben genomen om de plotse toereikendheidscrisis als gevolg van de onverwachte onbeschikbaarheid van kernenergie op te vangen.
- 'Beschikbare balanceringsreserve (R23)': dit is de beschikbare balanceringsreserve voor het balanceren van het systeem. Volgens de Europese wetgeving moeten deze reserves uitgeput zijn voordat een onvrijwillige stroomuitval optreedt[38]. De omvang van deze reserves wordt voorgesteld door Elia en goedgekeurd door de CREG. In 2018 moesten deze reserves 139 MW op R2 (aFRR) en 830 MW op R3 (mFRR) bedragen, goed voor een totaal van 969 MW.

In het volgende deel wordt de totale extra capaciteit berekend voor elk van de zes dagen met een *day ahead* prijs van 300 €/MWh of meer gedurende minstens één uur. Deze capaciteit geeft aan hoe ver België verwijderd was van een onvrijwillige stroomuitval.

Om de toereikendheid te beoordelen, zoomt de CREG in op het *day ahead* tijdsbestek. Het is ook in dat *day ahead* (en *intraday*) tijdsbestek dat een TSB een toereikendheidsbeoordeling moet uitvoeren[39]. De *day ahead* markt is ook de meest liquide markt en door middel van de 'adequacy patch' wordt op het vlak van importcapaciteit voorrang gegeven aan landen (prijszones) die het risico lopen onvoldoende capaciteit te hebben (en dus bereid zijn de hoogst mogelijke prijs te betalen).

De balanceringsreserves kunnen echter niet in het *day ahead* tijdsbestek worden aangeboden, omdat deze reserves uit de *day ahead* markt moeten worden gehouden. Deze volumes hebben dus geen invloed op de *day ahead* prijsvorming. Als de prijs op de *day ahead* markt het prijsplafond bereikt en de 'adequacy patch' wordt geactiveerd (waardoor de invoer toeneemt), is de balanceringscapaciteit dus nog steeds beschikbaar als extra buffer in real time mocht er zich een toereikendheidsprobleem voordoen. Met deze extra buffer moet rekening worden gehouden om te beoordelen hoe ver België verwijderd was van een onvrijwillige stroomuitval.

[38] Zie artikel 21 van de netcode voor de noodtoestand en het herstel van het elektriciteitsnet: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/NL/TXT/HTML/?uri=CELEX:32017R2196&from=NL#d1e1893-54-1

[39] Zie artikel 107 van het richtsnoer betreffende het beheer van elektriciteitstransmissiesystemen: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/NL/TXT/HTML/?uri=CELEX:32017R1485&from=NL

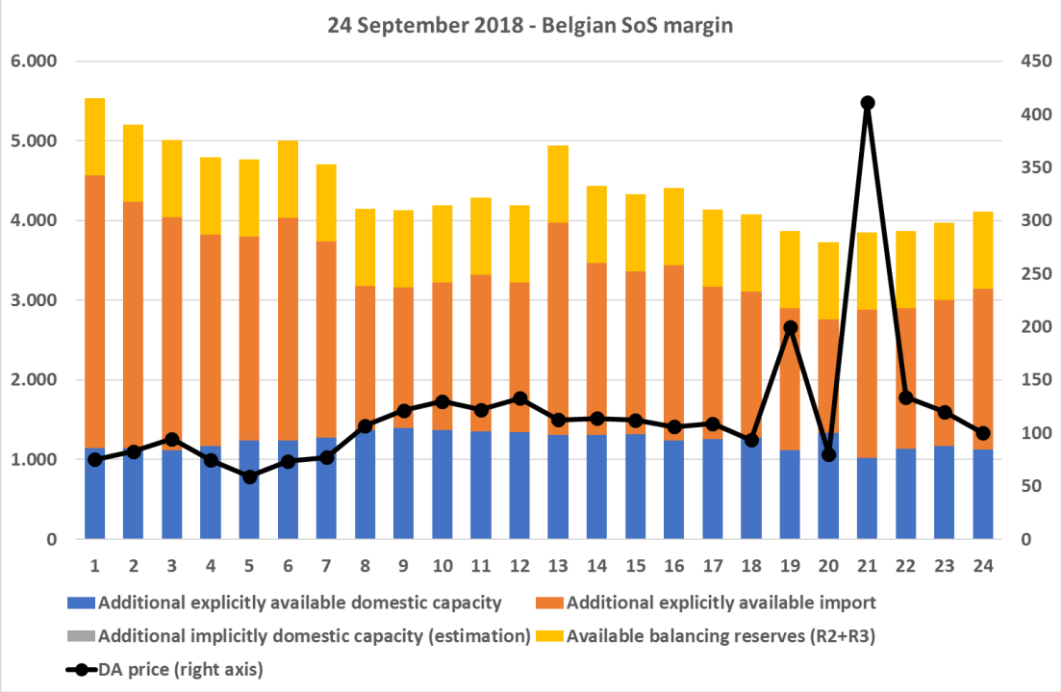
9.3.2 Speciale dagen

9.3.2.1 24 september 2018

Op 24 september 2018 werd een *day ahead* prijs van 411 €/MWh om uur 21 bereikt. Onderstaande figuur toont voor deze dag de beschikbare capaciteit die er in *day ahead* nog beschikbaar was voordat er een beperking voor de consumenten zou komen.

Uit figuur 34 blijkt dat België nog minstens 3.700 MW beschikbare capaciteit had, waarvan minstens 2.700 MW expliciet beschikbaar was op de *day ahead* elektriciteitsbeurs. Dat betekent dat België nog lang geen probleem had met de bevoorradingszekerheid. We wijzen erop dat voor deze dag de impliciet beschikbare capaciteit, die grotendeels bestaat uit de uitzonderlijke maatregelen, op nul wordt geraamd, aangezien deze maatregelen eind september nog niet waren genomen.

Figuur 34: Bevoorradingszekerheidsmarge op 24 september 2018



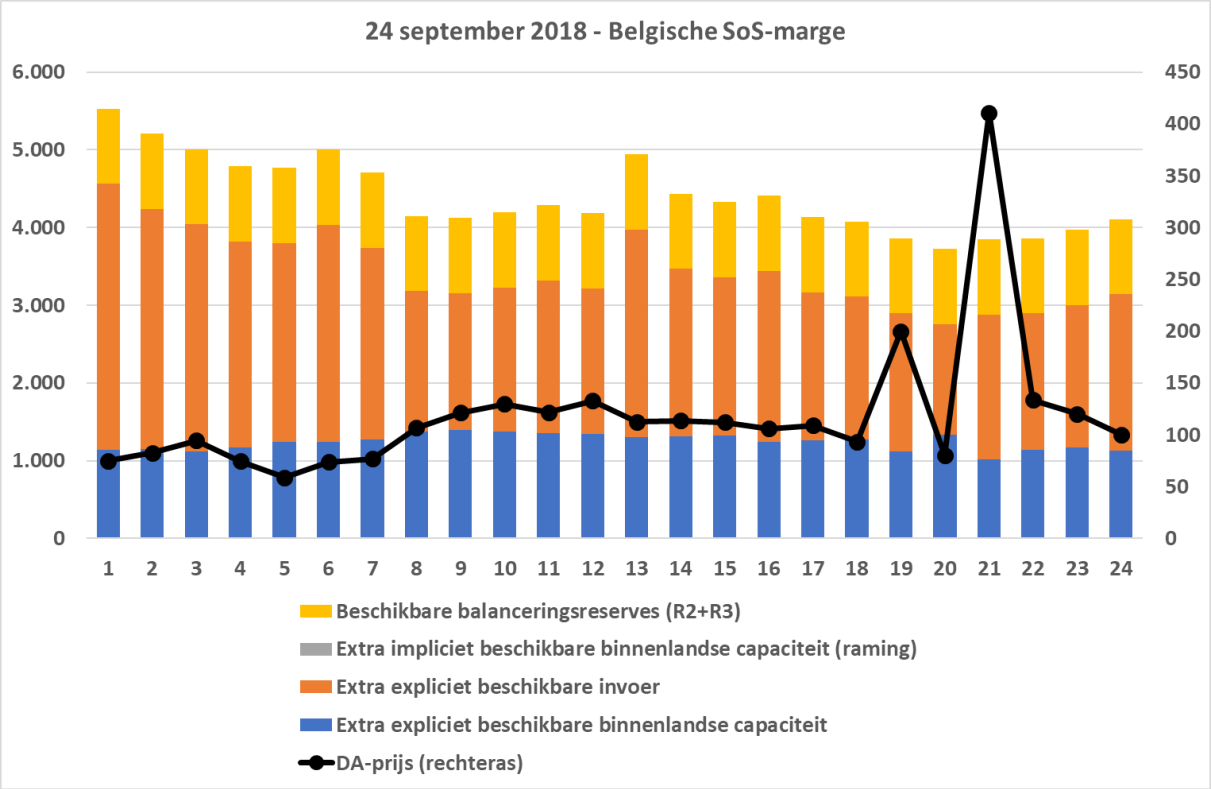
Bron: databank van de CREg, JAO, berekeningen CREG

9.3.2.2 5 november 2018

Op 5 november 2018 werd een *day ahead* prijs van 350 €/MWh voor uur 19 bereikt. Onderstaande figuur toont voor deze dag de beschikbare capaciteit die er in *day ahead* nog beschikbaar was voordat er een beperking voor de consumenten zou komen.

Uit figuur 35 blijkt dat België nog minstens 4.000 MW beschikbare capaciteit had, waarvan minstens 2.500 MW expliciet beschikbaar was op de *day ahead* elektriciteitsbeurs. Dat betekent dat België nog lang geen probleem had met de bevoorradingszekerheid.

Figuur 35: Bevoorradingszekerheidsmarge op 5 november 2018



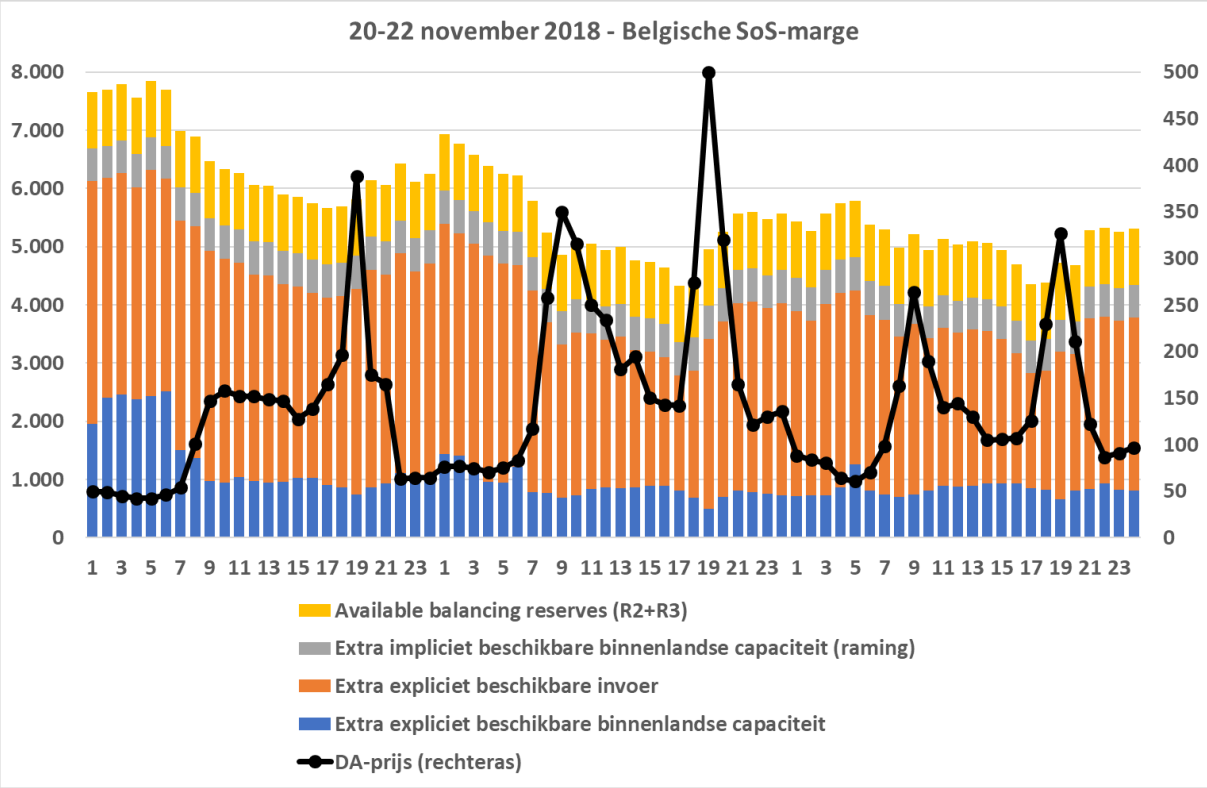
Bron: databank van de CREG, JAO, berekeningen CREG

9.3.2.3 20-22 november 2018

Van 20 tot 22 november 2018 waren er meerdere uren met *day ahead* prijzen boven de 300 €/MWh uit, waarbij op 21 november om uur 19 een maximale *day ahead* prijs van 499 €/MWh werd bereikt. Onderstaande figuur toont voor deze dagen de beschikbare capaciteit die er in *day ahead* nog beschikbaar was voordat er een beperking voor de consumenten zou komen.

Uit figuur 36 blijkt dat België nog minstens 4.300 MW beschikbare capaciteit had, waarvan minstens 2.700 MW expliciet beschikbaar was op de *day ahead* elektriciteitsbeurs. Dat betekent dat België nog lang geen probleem had met de bevoorradingszekerheid.

Figuur 36: Bevoorradingszekerheidsmarge op 20-22 november 2018



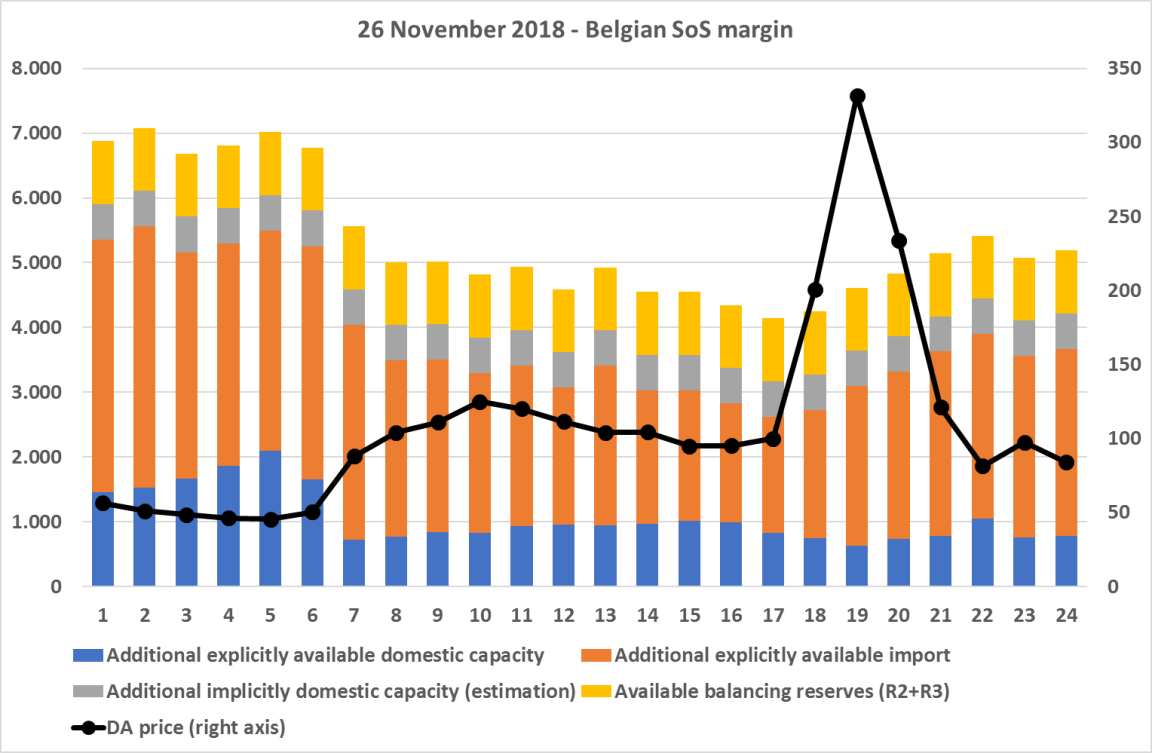
Bron: databank van de CREG, JAO, berekeningen CREG

9.3.2.4 26 november 2018

Op 26 november 2018 werd een *day ahead* prijs van 331 €/MWh om uur 19 bereikt. Onderstaande figuur toont voor deze dag de beschikbare capaciteit die er in *day ahead* nog beschikbaar was voordat er een beperking voor de consumenten zou komen.

Uit figuur 37 blijkt dat België nog minstens 4.100 MW beschikbare capaciteit had, waarvan minstens 2.600 MW expliciet beschikbaar was op de *day ahead* elektriciteitsbeurs. Dat betekent dat België nog lang geen probleem had met de bevoorradingszekerheid.

Figuur 37: Bevoorradingszekerheidsmarge op 26 november 2018



Bron: databank van de CREG, JAO, berekeningen CREG

9.3.3 Conclusie

In dit deel worden de 6 dagen met *day ahead* prijzen van meer dan 300 €/MWh geanalyseerd. Hoewel deze prijzen al hoog zijn, wat wijst op een zekere schaarste, is het duidelijk dat er voor al deze dagen meer dan voldoende capaciteit over was om een extra tegenslag, zoals het verlies van een andere productie-eenheid of een ernstige koudegolf[40], op te vangen zonder risico op een onvrijwillige stroomuitval. De minimaal beschikbare capaciteit in het systeem bedroeg minstens 3.700 MW, waarvan 2.500 MW expliciet beschikbaar was op de *day ahead* elektriciteitsbeurs (het grootste deel was afkomstig van invoer).

Dit hoge volume is waarschijnlijk een onderschatting van de toereikendheidsmarge omdat de CREG slechts een deel van de markt heeft geanalyseerd met betrekking tot de uitzonderlijke maatregelen die werden genomen om een onverwachte toereikendheidscrisis aan te pakken. Er had nog meer

[40] In haar studie F1167 (https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Studies/F1167NL.pdf) analyseert de CREG dat indien de equivalente temperatuur (Teq) met één graad afneemt de gemiddelde consumptie met 82 MW stijgt en de piekconsumptie met 79 MW stijgt.

flexibiliteit kunnen zijn die al impliciet in de markt beschikbaar was. Steeds meer leveringscontracten zijn bijvoorbeeld zogenaamde 'pass-through' contracten. Bij dergelijke contracten worden de onevenwichtstarieven 'doorgerekend' aan de consument, waardoor die wordt aangezet om zijn verbruik bij hoge onevenwichtstarieven terug te schroeven. De totale markt van deze contracten overtreft ruimschoots 500 MW. Met deze flexibiliteit is geen rekening gehouden omdat de CREG niet over informatie beschikt over het feit of deze contracten al dan niet reeds worden meegeteld, waardoor het risico van dubbeltelling wordt vermeden.

10. CONCLUSIES

In september 2018 heeft de aankondiging van de langdurige onbeschikbaarheid van meerdere kernreactoren voor heel wat onzekerheid gezorgd in België. Terwijl men in de zomer van 2018 verwachtte over bijna 4.000 MW nucleaire capaciteiten te beschikken tijdens de maand november 2018, verwachtte men op 21 september, met de aankondiging van de langdurige onbeschikbaarheid van meerdere reactoren slechts 1.000 MW nucleaire capaciteit meer die beschikbaar zou zijn tijdens de maand november. Er heerste een grote ongerustheid over een risico op schaarste en afschakeling op bepaalde momenten in de winter.

Er kwam onmiddellijk een snelle reactie van alle actoren die aanwezig waren op de energiemarkt. Een groot aantal actoren hebben zich gemobiliseerd om oplossingen te vinden (Elia, aggregatoren, producenten, de CREG, de FOD Economie, het kabinet,...) en er zijn verschillende maatregelen genomen om het hoofd te bieden aan die situatie.

Uiteindelijk toont deze studie drie belangrijke feiten:

1) De binnenlandse markt heeft zeer snel gereageerd

Er zijn grote bijkomende capaciteiten voor de productie van elektriciteit (voornamelijk gascentrales, maar ook noodgeneratoren op diesel of warmtekrachtkoppelingsinstallaties) ter beschikking gesteld van de markt ten gevolge van de aankondiging van de onbeschikbaarheid van meerdere kernreactoren. In de loop van de maand oktober hebben bijna 1.000 MW nieuwe capaciteiten productievergunningen gekregen en 225 MW bijkomende capaciteiten in de loop van de maand december.

Er zijn eveneens maatregelen inzake vraagzijdebeheer ingevoerd: een actor heeft maatregelen voor vraagzijdebeheer ontwikkeld die mogelijks 450 MW halen onder bepaalde strikte voorwaarden. Elia heeft eveneens een nieuw flexibiliteitsproduct ontwikkeld (dat evenwel nog niet gebruikt is geworden gelet op het feit dat de markt dat uiteindelijk niet nodig had).

2) De import heeft een sleutelrol gespeeld en die rol zal in de toekomst nog kunnen versterken.

Met een gemiddelde van 2.476 MW tussen oktober en december 2018 waren de importen goed voor 36 % van de energiemix tijdens die periode, oftewel een niveau dat nog nooit gehaald was. Meerdere maatregelen hebben die versterkte rol van de importen mogelijk gemaakt, met name de verhoging in de loop van 2018 van de maximale stabiliteitslimieten van de interconnectie tot 5.500 MW en een betere toepassing, door de VNB's van de CWE-zone, van de regel dat minimum 20 % van de capaciteiten van de transmissielijnen ter beschikking moeten worden gesteld van grensoverschrijdende uitwisselingen. De solidariteitsverbintenis ten aanzien van België door de landen van de CWE-zone in oktober heeft waarschijnlijk een belangrijke rol gespeeld, met name door hen te

sensibiliseren voor het belang van het beperken van de *loopflows* en van het naleven van de 20 % MinRAM, ook al kunnen we de impact daarvan niet nauwkeurig beoordelen.

Over het algemeen heeft de marktkoppeling binnen de CWE-zone, die van toepassing is geworden in 2015, aangetoond dat die tijdens de winter van 2018-2019 beter en beter werkte. Er kan niettegenstaande nog grote vooruitgang worden geboekt om de werking ervan te verbeteren, in het bijzonder op het vlak van de *loopflows*, die deze winter soms nog zeer hoge niveaus hebben gehaald (2.000 MW).

In de toekomst zullen de interconnecties nog een grotere rol kunnen gaan spelen:

- door bijkomende PST's te installeren die in staat zijn om de *loopflows* te beperken en door de noordgrens te versterken: 2 nieuwe PST's in Zandvliet en de vervanging van lijnen door HTLS conductors[41] tussen Zandvliet en Rilland (NL) zijn voorzien tegen 2022;
- met de *Clean Energy Package* zullen de Lidstaten vanaf 2020 de minimumcapaciteiten van de transmissielijnen die ter beschikking worden gesteld van de grensoverschrijdende uitwisselingen nog moeten verhogen;
- de nieuwe interconnectie met Groot-Brittannië, Nemo, operationeel sinds eind januari, zal toelaten om de interconnectiecapaciteiten van België met 1.000 MW te verhogen;
- de toekomstige interconnectie Alegro met Duitsland waarvan de laatste werken voorzien zijn tegen eind 2020, zou eveneens het interconnectiepotentieel van België met 1.000 MW moeten verhogen;
- de stabiliteitslimiet, in mei 2018 door Elia vastgelegd op 5.500 MW, is op 25 mei 2019 verhoogd tot 6.000 MW. In de toekomst is het de ambitie van Elia om dat niveau te verhogen tot 7.500 MW.

Natuurlijk zullen de interconnecties een sleutelrol kunnen spelen voor de bevoorrading van België, op voorwaarde dat er binnen de CWE-zone voldoende capaciteiten ter beschikking staan van de markten.

3) De prijzen op de elektriciteitsmarkten zijn om meerdere verschillende redenen gestegen.

De prijzen zijn ongetwijfeld het element dat het meest negatief is beïnvloed door de crisis. Op de elektriciteitsmarkten waren de groothandelsprijzen in België hoger dan bij de buurlanden, in het bijzonder van september tot december, en dit zowel op de day ahead markt als op de forward markt.

Naast een impact op de groothandelsprijzen heeft de onbeschikbaarheid van kernenergie eveneens een impact op de elektriciteitsprijzen voor de gezinnen en bedrijven, zowel wat de contracten met een vaste prijs als de contracten met een variabele prijs betreft. De diversiteit van de parameters voor indexering van de prijzen op de groothandelsmarkt, de verschillende soorten contracten, de datum van die contracten en het moment van facturatie beïnvloeden het bedrag dat op korte of middellange termijn aan de klant zal worden gefactureerd. De vaste producten hebben een verhoging gekend van oktober tot november 2018, om daarna een daling te kennen. De variabele producten hebben een verhoging gekend in oktober en sommige onder hen ook in januari.

De impact van de verhoging van de prijzen op de groothandelsmarkt van eind september 2018 op de jaarlijkse factuur van een gezin dat een contract had afgesloten met een vaste prijs, kan oplopen tot 91 €, en dit over de hele duur van het contract. Die impact betreft enkel de contracten die gesloten zijn in de loop van het vierde kwartaal van 2018 en het eerste kwartaal van 2019. Alle andere lopende

[41] High Temperature Low Sag

contracten met een vaste prijs hebben geen impact ondervonden van de hierboven gemelde verhoging van de prijzen op de groothandelsmarkten.

Bij de driemaandelijkse indexeringen in oktober 2018 en, in mindere mate, in januari 2019 hebben de contracten met variabele prijzen het effect van de bovenvermelde prijsstijging gevoeld. Het eenmalige effect op de jaarlijkse factuur van de gezinnen is van de orde van 35 €. Dit is een voorzichtige raming die kan variëren in functie van de parameter van indexering van de prijsformule en die gebaseerd is op de geraamde stijging tot 91 € op jaarbasis, maar de periode van hoge prijzen geldt voor een gevoelig kortere periode die eindigt op het einde van het 1e kwartaal van 2019.

Voor de Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas:

Laurent JACQUET	Andreas TIREZ	Koen LOCQUET
Directeur	Directeur	Wnd. Voorzitter van het Directiecomité

BIJLAGE 1

Operational framework for regional solidarity to ensure electricity adequacy in Belgium for the winter 2018-2019

Engagement van de " Standing Group on Electricity Scarcity" samengebracht in het kader van het *Pentalateral Energy Forum*

Context

The significant and unexpected unavailability of nuclear power plants in Belgium is severely impacting security of supply in Belgium during the winter 2018-2019: -3000 MW until end December 2018 and 2000 MW for January and February 2019.

In the framework of Belgium's preparation for a possible electricity scarcity during the winter 20182019, Belgium called for solidarity and concrete cross-border assistance at regional level. All Member States reacted positively to this call.

To exchange information and identify concrete mitigating measures, a dedicated "Standing Group on Electricity Scarcity" was created in the framework of the Pentalateral Energy Forum which will bring together all relevant players (Ministries, Regulators, TSOs, CORESO, ENTSO-E and the Commission). The focus of this Standing Group is not to structurally address existing problems, but look into specific measures for winter 2018-2019. The kick-off meeting took place on 8 October 2018 and a second meeting amongst Ministries was held on 12 October 2018.

Actions

As an outcome of the discussions, the Standing Group on Electricity Scarcity agreed that they will do their utmost to apply the following actions to increase interconnection capacity in the CWE area during the winter 2018-2019 and avoid as much as possible electricity shortages and load shedding in Belgium:

1) Electricity transmission system operators (TSOs) will make sure that existing measures are applied in an optimal way to guarantee a well-functioning Flow-based market coupling at the *day ahead* time horizon in the Center West Europe (CWE) region. In particular, TSOs will:

    a) pay a special attention to the quality of generation and load forecasts used in the calculation of electricity flows.

    b) apply at least seasonal thermal limits on all transmission lines in the capacity calculations.

    c) respect the rule imposed by National Regulatory Authorities (NRAs) of the CWE region to systematically make at least 20 % of transmission capacity available for market parties (RAM) at the *day ahead* time horizon, as long as operational security is not endangered. TSOs will duly justify any non-compliance.

2) In case problematic situations are identified during winter 2018-2019 under the Short and Medium Term Adequacy (SMTA) and/or Critical Grid Situation (CGS) processes in D-3 (based on estimated Belgian import needs), TSOs shall integrate more flexibility for the coordinated use of phase shifting transformers, in the calculation of available cross-border transmission capacity at the *day ahead* time horizon, in order to limit loop flows

which reduce the Belgian import capability, as far as operational security of each TSO involved is not endangered.

3) TSOs will do their utmost to optimize the intraday capacity calculation process.

4) TSOs will support the RSCs to put in place the SMTA and CGS processes at Regional Security Centers (RSCs) in a timely manner.

In case such measures would not be sufficient to guarantee adequacy between supply and demand in Belgium, emergency assistance would be required by Belgium to neighboring countries as a last resort action, based on existing contracts and/or existing processes, such as CGS and SMTA.*

TSOs will do their utmost to offer non-discriminatory access to cross-border redispatch in order to support each other in their assistance and solidarity to ensure system security. Therefore, a process needs to be agreed which ensures that the most efficient offers, with a particular attention to the technical point of view, are being used first amongst the cross-border and internal ones.

The Belgian authorities will keep the standing group regularly informed about its security of supply situation, in particular in case of developments that considerably impact the previous assessments or in case problematic situations are identified a week ahead.

The standing group recommends to the Penta member states concerned to further examine measures with a view to help the Belgium security of supply situation including by limiting loop flows originating from their bidding zone through Belgium which reduce the Belgian import capability. Furthermore, the Penta member states and TSOs concerned will make sure that the maximum transparency is provided on measures, reserves and redispatching capabilities available.