AANVULLEND VERSLAG ELEKTRICITEIT

Monitoringverslag van de bevoorradingszekerheid

December 2017

Federaal Planbureau
Economische analyses en vooruitzichten

economie
FOD Economie, K.M.O., Middenstand en Energie

Dit verslag geldt als het aanvullend verslag zoals voorzien in de Elektriciteitswet, artikel 3, en het verslag ter monitoring van de bevoorradingszekerheid zoals voorzien in de Europese Richtlijn 2009/72/EG, artikel 4.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Inleiding

Dit verslag is opgemaakt door de Algemene Directie Energie van de FOD Economie, KMO, Middenstand en Energie ("AD Energie"), in samenwerking met het Federaal Planbureau en in overleg met de CREG en Elia.

Het is een aanvullend verslag op de prospectieve studie van 2015:

- 12/2009: **Studie** over de perspectieven van elektriciteitsbevoorrading 2008-2017 (Eerste prospectieve studie)
- 06/2012: **Rapport** over de middelen voor elektriciteitsproductie 2012 – 2017 (Aanvullend verslag)
- 01/2015: **Studie** over de perspectieven van elektriciteitsbevoorrading tegen 2030 (Tweede prospectieve studie), inclusief een addendum dat na de consultatietermijn werd toegevoegd om rekening te houden met de meer recente energiesituatie.
- 12/2017: **Aanvullend verslag Elektriciteit** : monitoringverslag van de bevoorradingszekerheid

Zodoende zal in voorliggend verslag een overzicht gegeven worden van de opvolging van de bevoorradingszekerheid in België sinds de vorige prospectieve studie en de maatregelen die in dat verband genomen zijn.

Na een korte herinnering in hoofdstuk 1 van de organisatie van het elektriciteitssysteem in België, wordt in hoofdstuk 2 een overzicht gegeven van de huidige stand van zaken van de vraag en het aanbod, om in hoofdstuk 3 over te gaan tot een aantal prognoses voor de komende 15 jaar. In hoofdstuk 4 wordt daarna gekeken naar de genomen en overwogen maatregelen met betrekking tot de bevoorradingszekerheid van het land, om te eindigen in hoofdstuk 5 met een stand van zaken van de aanbevelingen die gedaan zijn in de tweede prospectieve studie en een aantal conclusies.

Wettelijke basis

Dit rapport geldt als tussentijds verslag zoals voorzien in artikel 4 van Richtlijn 2009/72/EG en artikel 3 van de Elektriciteitswet.

Artikel 4 van Richtlijn 2009/72/EG van het Europees Parlement en de Raad van 19 juli 2009 betreffende gemeenschappelijke regels voor de interne markt voor elektriciteit en tot intrekking van Richtlijn 2003/54/EG voorziet dat *“De lidstaten zorgen ervoor dat aangelegenheden betreffende de voorzieningszekerheid worden gemonitord. Wanneer de lidstaten zulks nodig achten, kunnen zij deze taak toevertrouwen aan de in artikel 35 bedoelde regulerende instanties. Met name zullen het evenwicht tussen vraag en aanbod op de nationale markt, het niveau van de verwachte toekomstige vraag, geplande of in aanbouw zijnde extra capaciteit die wordt overwogen, en de kwaliteit en de staat van onderhoud van de netten, alsmede maatregelen ter dekking van de piekvraag en bij het in gebreke blijven van één of meer leveranciers gemonitord worden. De bevoegde autoriteiten publiceren om de twee jaar uiterlijk op 31 juli een verslag over de bevindingen die het monitoren van deze aangelegenheden heeft opgeleverd, alsmede de getroffen of overwogen maatregelen met betrekking tot deze aangelegenheden en zenden dit verslag onverwijld naar de Commissie.”*

De omzetting in Belgisch recht vinden we terug in artikel 3 van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt (hierna: “de elektriciteitswet”), dat voorziet dat: *“De prospectieve studie wordt opgesteld door de Algemene Directie Energie in samenwerking met het Federaal Planbureau en in overleg met de commissie. […] De prospectieve studie strekt zich uit over minstens tien jaar. Ze wordt om de vier jaar na de publicatie van de vorige studie aangepast. De Algemene Directie Energie stelt om de twee jaar, in samenwerking met het Federaal Planbureau en in overleg met de commissie, een aanvullend verslag op over de opvolging van de bevoorradingszekerheid waarin het resultaat van de opvolging van deze vragen worden voorgesteld evenals elke maatregel die genomen wordt of in dit verband overwogen wordt. Dit verslag wordt ten laatste op 31 juli gepubliceerd en wordt onmiddellijk aan de Europese Commissie medegedeeld.”*

Beide bepalingen vormen momenteel het onderwerp van een herziening. In het Clean Energy Package[1] heeft de Europese Commissie voorgesteld om artikel 4 van Richtlijn 2009/72/EG te schrappen en de monitoring van de bevoorradingszekerheid voortaan te laten doorgaan via de geïntegreerde klimaat- en energieplannen zoals bepaald in de nieuwe Governance Verordening[2]. Daarnaast is het de wens van de AD Energie, het Federaal Planbureau en de CREG om deze te hervormen en te vervangen door een verslag over de bevoorradingszekerheid dat tweejaarlijks zou gepubliceerd worden op het einde van het jaar.

In afwachting van de afronding van deze hervormingen is het huidige tussentijds verslag reeds opgemaakt in overeenstemming met de nieuwe kalender zoals afgesproken tussen de betrokken partijen, met name tegen 31 december 2017.

---

[1] https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/clean-energy-all-europeans

[2] Proposal for a REGULATION OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL on the Governance of the Energy Union, amending Directive 94/22/EC, Directive 98/70/EC, Directive 2009/31/EC, Regulation (EC) No 663/2009, Regulation (EC) No 715/2009, Directive 2009/73/EC, Council Directive 2009/119/EC, Directive 2010/31/EU, Directive 2012/27/EU, Directive 2013/30/EU and Council Directive (EU) 2015/652 and repealing Regulation (EU) No 525/2013.

Zoals bepaald in artikel 2, § 3 van het Koninklijk besluit van 20 december 2007 betreffende de procedure voor uitwerking, goedkeuring en bekendmaking van het plan inzake ontwikkeling van het transmissienet voor elektriciteit, moet de netbeheerder rekening houden met de laatst geldende prospectieve studie bij het opstellen van het ontwikkelingsplan. Er kan, mits passende motivering, ook rekening gehouden worden met de documenten van de periodieke aanpassing van de studie. Het is aangewezen dat de netbeheerder rekening houdt met de meest recente gegevens bij het opstellen van het volgende ontwikkelingsplan en dus met voorliggend verslag.

Inhoudstabel

1. Overzicht elektriciteitssysteem België 9
1.1. Institutioneel kader 9
1.2. Internationaal beleid 9
1.3. Belgisch beleid 10
1.4. Evoluties 11

2. Actuele situatie 12
2.1. Vraag 12
2.2. Aanbod 13
2.2.1. Productie 13
2.2.2. Invoer - uitvoer 15
2.3. Evenwicht vraag – aanbod 15

3. Prognoses vraag en aanbod 2030 16
3.1. Federaal Planbureau : Vooruitzichten voor het aanbod van en de vraag naar elektriciteit 16
3.1.1. Methodologie 16
3.1.2. Belangrijkste hypothesen 17
3.1.3. Evolutie van de elektriciteitsvraag 18
3.1.4. Evolutie van het elektriciteitsaanbod 19
3.1.5. Geïnstalleerde capaciteit en investeringen 20
3.2. Eliastudie - “Electricity Scenarios for Belgium Towards 2050” 21
3.2.1. Beschrijving van de scenario’s 21
3.2.2. Economische markthypothesen 23
3.2.3. Evolutie van de elektriciteitsvraag 24
3.2.4. Evolutie van de productiecapaciteit 25
3.2.5. Evolutie van het nationaal aanbod 27
3.3. ENTSO-E studie - “Ten-Year Network Development Plan 2018” 28
3.3.1. Beschrijving van de scenario’s 28
3.3.2. Economische markthypothesen 29
3.3.3. Evolutie van de elektriciteitsvraag 30
3.3.4. Evolutie van de productiecapaciteit 30
3.4. Vaststellingen 31

4. Maatregelen 33
4.1. Genomen maatregelen ter dekking van de piekvraag en bij het in gebreke blijven van het aanbod. 33
4.2. Toekomstige maatregelen en initiatieven 34
4.3. Opvolging aanbevelingen Prospectieve Studie Elektriciteit 2015 34

5. Conclusies 38

1. Overzicht elektriciteitssysteem België

1.1. Institutioneel kader

Het energiebeleid in België is verdeeld over de federale overheid en de drie gewesten. Het bewaken van de bevoorradingszekerheid van het land is een federale bevoegdheid.

De federale staat is verder onder meer bevoegd voor: de cyclus van de nucleaire brandstof, de grote infrastructuur op het vlak van productie, opslag en transport van energie (met inbegrip van het ontwikkelingsplan van het transmissienet), de transmissietarieven, met inbegrip van het prijzenbeleid, en de offshore windenergie.

Op federaal vlak is het energiebeleid ondergebracht bij de Algemene Directie Energie van de FOD Economie, KMO, Middenstand en Energie. De federale regulator is de Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas (“CREG”).

De gewesten zijn onder meer bevoegd voor de distributie en het plaatselijke transport van elektriciteit, met inbegrip van de distributietarieven, de distributienetwerken van warmte die op afstand wordt geproduceerd, hernieuwbare energiebronnen (behalve off-shore windenergie), energie efficiëntie en onderzoek en ontwikkeling (behalve in het nucleaire domein).

Tussen de verschillende Belgische niveaus vindt permanent overleg plaats via ENOVER, een overleggroep die de samenwerking op het vlak van energie tussen de federale en gewestelijke regeringen versterkt en afgevaardigden samenbrengt van de vier energieadministraties en de vier kabinetten bevoegd voor energie.

Ter ondersteuning van de energietransitie wordt momenteel ook de laatste hand gelegd aan een interfederaal energiepact, waarin de verschillende beleidsniveaus een gemeenschappelijke visie voor 2030 en 2050 bepalen.

België is ook steeds een voorloper geweest op het vlak van regionale samenwerking en marktintegratie. Zo is ons land een stichtend lid van o.a. het Pentalateraal Energieforum en het North Seas Energy Forum (voorheen North Seas Countries’ Offshore Grid Initiative [NSCOGI]). Deze fora beogen via een intense samenwerking op regionaal vlak te komen tot een doorgedreven marktintegratie, een gewaarborgde bevoorradingszekerheid en een kosten-efficiënte ontwikkeling van netwerkinfrastructuur en de uitbouw van hernieuwbare energiebronnen.

1.2. Internationaal beleid

Op internationaal en Europees niveau werden de laatste jaren belangrijke stappen gezet, die het Belgische energiebeleid mede vormgeven en ons elektriciteitssysteem beïnvloeden.

Het klimaatakkoord van Parijs

Met het internationaal klimaatakkoord van Parijs, dat in december 2015 werd afgesloten, wordt het wereldwijde optreden tegen de gevaren van klimaatverandering versterkt. De ondertekenende landen verbinden zich ertoe om de stijging van de gemiddelde wereldwijde temperatuur, in vergelijking met de pre-industriële niveaus van de planeet, ruim onder 2℃ te houden, en te beogen om dit te be perken tot 1,5℃.

Europese Unie

Op Europees niveau werd reeds in 2009 overeengekomen om tegen 2050 de uitstoot van broeikasgassen terug te dringen met 80-95% ten opzichte van het niveau van 1990. Dit is een doelstelling die ook door België wordt onderschreven.

In het kader van haar visie 2030 op energie en klimaat, publiceerde de Europese Commissie in 2015 het strategische kader voor een veerkrachtige energie-unie, uitgerust met een toekomstgericht beleid inzake klimaatverandering. Het doel van deze strategie is ervoor te zorgen dat de consumenten in de Europese Unie toegang hebben tot een veilige, duurzame, concurrerende en betaalbare energie, hetgeen een diepgaande verandering in het Europese energiesysteem vereist. Het strategisch kader voor deze Energie-unie is gebaseerd op 5 pijlers:

1. Bevoorradingszekerheid, gebaseerd op solidariteit en vertrouwen
2. Een volledig geïntegreerde Europese energiemarkt
3. Energie-efficiëntie die bijdraagt tot matiging van de vraag
4. Het koolstofarm maken van de energiemix van de EU
5. Onderzoek en innovatie

Europa streeft er bijgevolg naar om een geïntegreerde energiemarkt te creëren teneinde de mededinging te stimuleren, de efficiëntie van de markt te vergroten en betaalbare prijzen te bieden aan de consumenten, terwijl tegelijkertijd de afhankelijkheid van fossiele brandstoffen van Europa wordt verminderd.

Wat het klimaat betreft, heeft de Europese Commissie het doel gesteld om tegen 2030 de broeikasgasemissies in de Europese Unie met minstens 40% te verminderen ten opzichte van 1990. Wat energie betreft, zijn de Europese doelstellingen als volgt:

- een toename van de energie-efficiëntie met 30% ten opzichte van een projectie voor 2030 gemaakt in 2007.
- een aandeel van ten minste 27% van hernieuwbare energie in de bruto finale energievraag.

Anderzijds wil Europa de Energie Unie uitrusten met een geïntegreerd bestuurs- en controleproces om ervoor te zorgen dat energiegerelateerde acties bijdragen tot de doelstellingen van de Energie Unie. De doelstellingen tegen 2030 moeten worden geïntegreerd in een strategische visie tegen 2050.

Elke lidstaat wordt uitgenodigd om een nationaal geïntegreerd Energie-Klimaatplan 2030 voor de Europese Commissie op te stellen. Dit plan moet eind 2019 definitief worden aangenomen en het zal de beoogde doelstellingen, de beleidslijnen en de maatregelen bepalen, alsmede een becijferd scenario van de impact van deze maatregelen.

Bovenstaande doelstellingen hebben niet alleen een impact op de Belgische context, maar geven uiteraard ook vorm aan het energiebeleid in de ons omliggende landen.

1.3. Belgisch beleid

Twee elementen uit het Belgisch elektriciteitsbeleid die een bijzonder sturende invloed hebben uitgeoefend en zullen uitoefenen op de Belgische bevoorradingszekerheid zijn de geplande nucleaire uitstap en de toename van hernieuwbare energie onder impuls van de Europese klimaat- en energiedoelstellingen.

De geleidelijke uitstap van het gebruik van kernenergie is geregeld door de wet van 31 januari 2003. Deze wet werd in 2013 en in 2015 gewijzigd om de exploitatieduurverlenging met 10 jaar van Tihange 1, Doel 1 en Doel 2 toe te staan.

De kalender van de nucleaire uitstap ziet er als volgt uit:

- Doel 3 (1006MW): 1 oktober 2022
- Tihange 2 (1008MW): 1 februari 2023
- Doel 1 (433MW): 15 februari 2025
- Doel 4 (1039MW): 1 juli 2025
- Tihange 3 (1038MW): 1 september 2025
- Tihange 1 (962MW): 1 oktober 2025
- Doel 2 (433MW): 1 december 2025

Dit betekent een verlies van productiecapaciteit van bijna 6000 MW op de relatief korte termijn van drie jaar. Een aanslepende onzekerheid over de nucleaire uitstap en een slecht investeringsklimaat ingevolge lage elektriciteitsprijzen gekoppeld aan een redelijk stabiele vraag hebben echter tot het uitstel van de noodzakelijke investeringen in nieuwe productiecapaciteit geleid. Het sluiten van een gedragen interfederaal energiepact begin 2018 zou alvast aan de aanslepende onzekerheid een einde moeten maken.

De realisatie van de klimaat- en energiedoelstellingen, met een steeds grotere toename van hernieuwbare energie[3], is ook een sterk bepalende factor voor het Belgische elektriciteitssysteem. Onder impuls van de internationale en Europese ambities kenden hernieuwbare energiebronnen –zowel op transmissie- als distributieniveau- een echte doorbraak en werden ze een steeds belangrijker onderdeel van de Belgische energiemix. Dit zal alleen maar toenemen naar de toekomst toe. De integratie van hernieuwbare energiebronnen vormt echter eveneens een uitdaging voor het bestaande energiesysteem:

- Grootschalige hernieuwbare productie bevindt zich veelal ver van de grote consumptiecentra, waardoor bijkomende infrastructuur noodzakelijk is;
- Hun variabele karakter vormt een uitdaging voor de uitbating van het systeem.

1.4. Evoluties

Bij de evaluatie van de bevoorradingszekerheid moet verder nog rekening gehouden worden met een aantal evoluties die vandaag en in de toekomst de vraag en het aanbod beïnvloeden:

- Het Belgische energiesysteem wordt gekenmerkt door een goed uitgebouwde netwerkstructuur en een hoog niveau van interconnectie[4], dat nog verder zal toenemen met uitbreidingen van de interconnectiecapaciteit met Duitsland en het Verenigd Koningrijk;

[3] Zie hoofdstuk 2 voor kwantitatieve gegevens.

[4] Bij normale omstandigheden voor de werking van het netwerk en bij gunstige marktvoorwaarden is de maximale invoercapaciteit 4.500MW (maximale simultane capaciteit, tenzij in uitzonderlijke wintersituaties). Na afronding van onder meer een uitbreiding van de interconnectie met de UK en met Duitsland, zal deze capaciteit vanaf 2019/2020 6500MW bedragen (gegeven dat de markt de interconnecties in de richting van import naar België gebruikt).

- Ingrijpende technologische veranderingen, die onder meer de kostprijs van hernieuwbare installaties doen dalen, nieuwe oplossingen mogelijk maken om een antwoord te bieden op de toenemende nood aan flexibiliteit (opslag, smart meters, enz) en een verschuiving naar een meer decentraal marktmodel bewerkstelligen;
- Elektrificatie van de transportsector en verwarming, onder impuls van elektrische voertuigen en warmtepompen;
- Ondanks aanzienlijke investeringen in energie-efficiëntiemaatregelen, blijft België vooralsnog sterk energie-intensief. Vooral de industrie, waaronder de petrochemische sector, is een belangrijke energieconsument.

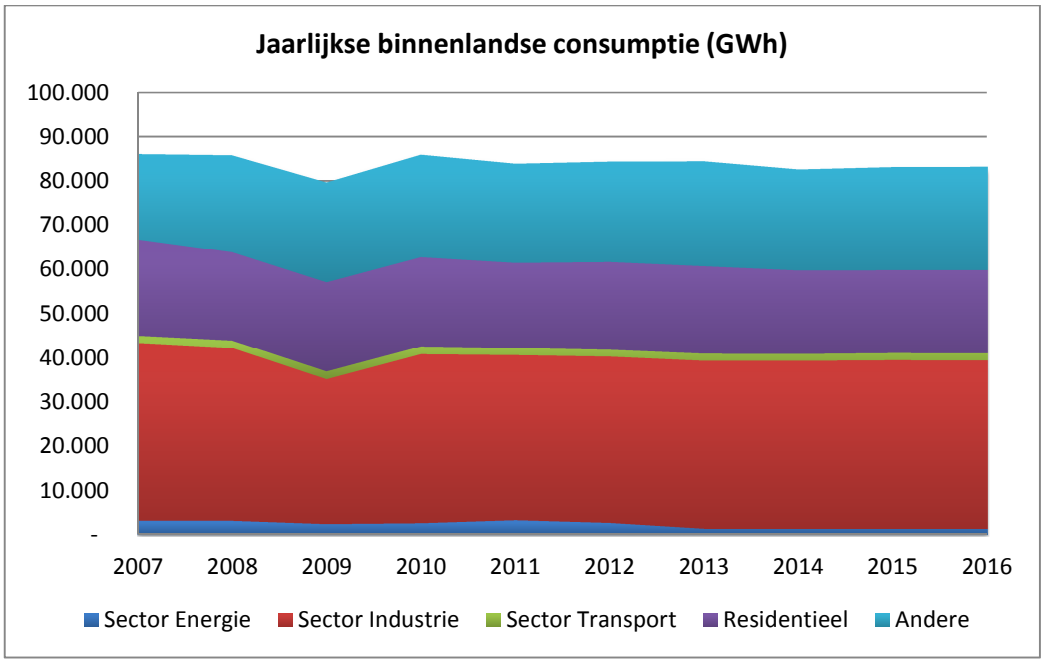
Daarnaast oefenen nog andere factoren, zoals de demografie, de economische situatie, het productiepark, enz. invloed uit op het niveau van het aanbod en de vraag.

Tot slot is het belangrijk om te onderlijnen dat ook de ons omliggende landen de klimaatdoelstellingen moeten behalen, geconfronteerd worden met technologische omwentelingen of zich vragen stellen over de mix van hun productiecapaciteit. Door de steeds hogere graad van interconnectie en de meer flexibele productie, wordt de impact van het beleid en de evoluties bij onze buren groter (en met name bij een invoerafhankelijk land zoals België).

2. Actuele situatie

2.1. Vraag

In 2016 bedroeg de consumptie van elektriciteit in België[5] 83,2 TWh. De consumptie bereikte een piek op 86,1 TWh in 2007, na vele jaren van groei. Gedurende 2008-09 daalde de vraag met 7,5%, maar herstelde weer in 2010. Sindsdien is de consumptie relatief stabiel gebleven op ongeveer 83 TWh.

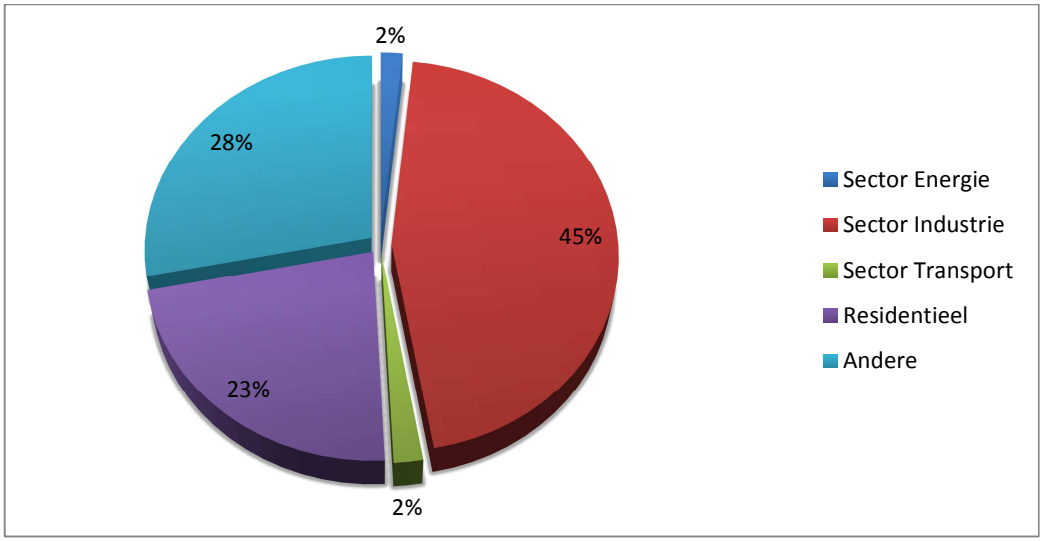


Figuur 1: Jaarlijkse binnenlandse consumptie (GWh). Bron: AD Energie.

[5] De binnenlandse consumptie is hierbij de som van de finale consumptie en de consumptie door de energiesector (maar zonder de eigen consumptie van de elektriciteitssector).

De sector 'Industrie' kent het grootste elektriciteitsverbruik, goed voor 45,6% van de totale vraag. Commerciële en openbare diensten (inclusief landbouw) waren goed voor 28,2% van het totale verbruik. De residentiële sector vertegenwoordigt 22,7%. Sinds 2008 is het verbruik van deze laatste 2 sectoren relatief constant geweest. De energiesector, voornamelijk raffinage, verbruikte 1,7% van de totale vraag terwijl het transport in 2016 2% verbruikt.

De piekvraag naar elektriciteit bedraagt de voorbije winters tussen 13GW en 14GW[6]. In 2016 bedroeg de peak load 13.6 GW.



Figuur 2: Consumptie per sector – 2016. Bron: AD Energie.

2.2. Aanbod

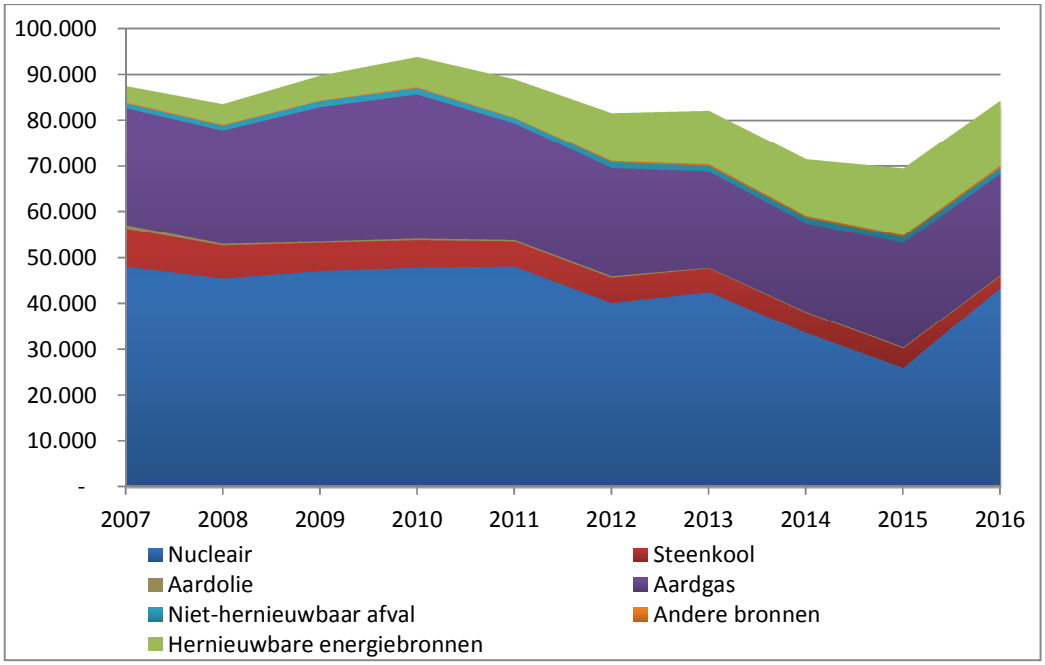
2.2.1. Productie

In 2016 bedroeg de Belgische elektriciteitsproductie 84,4 TWh, of 21% meer dan in 2015, dit voornamelijk ten gevolge van het opnieuw in gebruik nemen van diverse nucleaire installaties. Productie bereikte een piek van 93,8 TWh in 2010. Gedurende de periode 2012-2015 lagen meerdere nucleaire installaties stil waardoor de productiecijfers veel lager waren dan voor 2012.

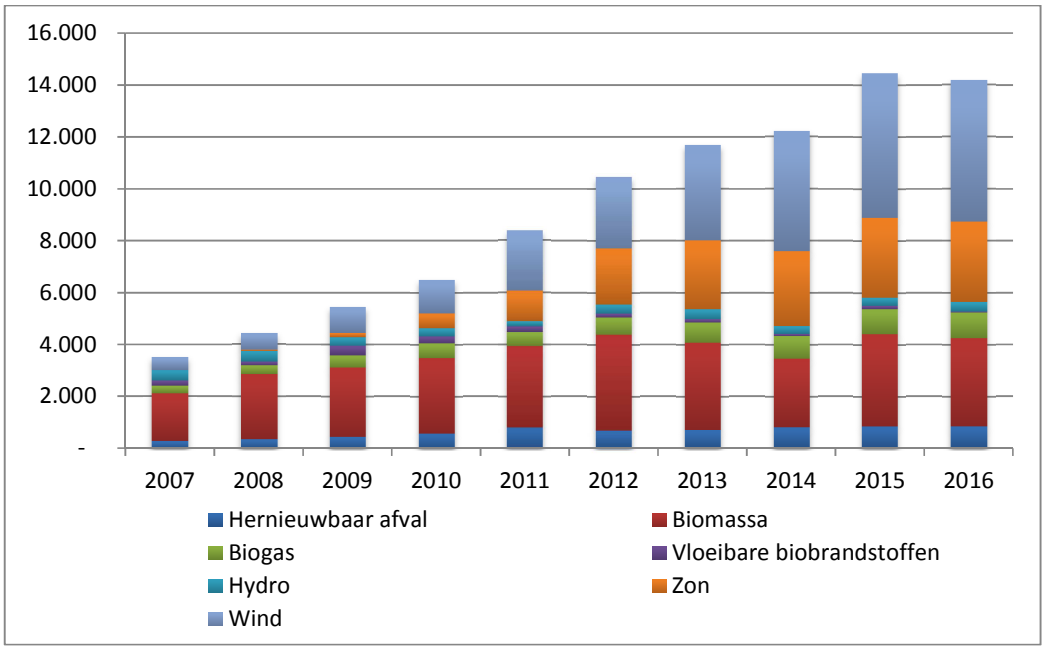
In 2016 is kernenergie de belangrijkste bron van elektriciteit in België, goed voor 43,5 TWh, ofwel 51,6% van de totale productie. Aardgas was goed voor 26,2% van de totale productie in 2016 (of 22,1 TWh). Elektriciteit uit aardgas groeide jarenlang en bereikte een piek van 31,4 TWh in 2010. Hernieuwbare energiebronnen vertegenwoordigen 16,8% van de elektriciteitsproductie in België, bestaande uit biobrandstoffen en afval (6,3%), wind (6,4%), zonne-energie (3,7%) en waterkracht (0,4%). Het aandeel van hernieuwbare energie in de productie van elektriciteit is sinds 2007 gestaag gestegen van 4,1% naar de huidige 16,8%.

Steenkool was goed voor 3,1% van de elektriciteitsproductie en olie voor 0,2%. Beide brandstoffen worden geleidelijk uitgefaseerd.

[6] Total load 2014: 13821 MW; 2015: 13806 MW; 2016: 13617 MW.



Figuur 3 : Elektriciteitsproductie. Bron: AD Energie.

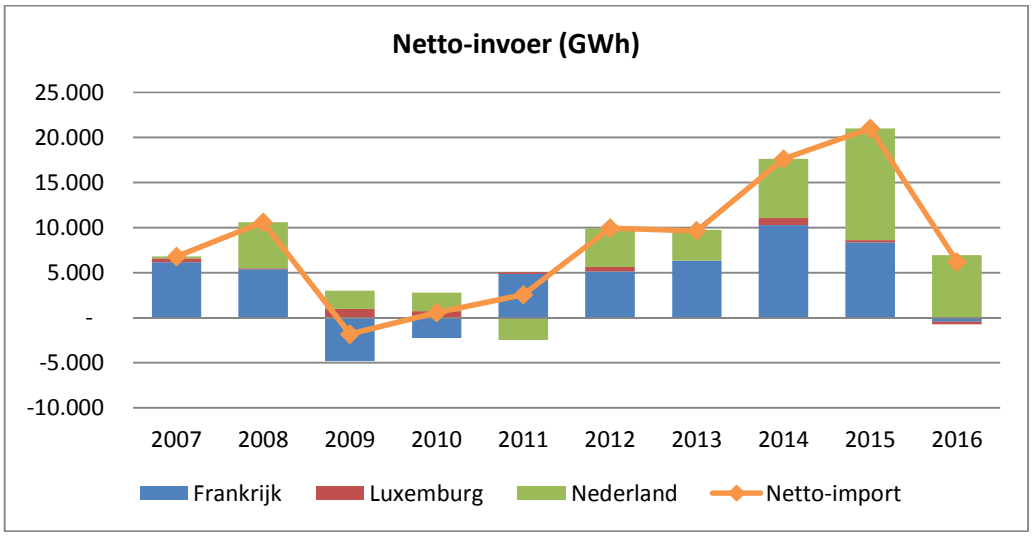


Figuur 4 : Hernieuwbare productie. Bron: AD Energie.

2.2.2. Invoer - uitvoer

In 2016 bedroeg de netto-invoer van elektriciteit in België 6,2 TWh, ofwel 7,4% van de binnenlandse vraag. De invoer komt op 14,6 TWh, de uitvoer op 8,5 TWh.

Sinds de jaren '90 is België quasi altijd een netto-invoerder. Tussen 2011 en 2015 is de invoer van elektriciteit sterk gestegen ten gevolge van de dalende binnenlandse productie. In 2016 valt de netto-invoer terug van 21TWh naar 6,2 TWh door de heropstart van diverse nucleaire installaties.



Figuur 5: Netto-invoer (GWh). Bron: AD Energie.

2.3. Evenwicht vraag – aanbod

De voorbije jaren is er geregeld ongerustheid ontstaan over de toereikendheid van het aanbod aan elektriciteit.

In België heeft een combinatie van technische problemen en veiligheidsoverwegingen ervoor gezorgd dat de helft van de nucleaire productiecapaciteit gedurende vijf maanden in 2014 en het grootste gedeelte van 2015 stilgelegen heeft.

In Frankrijk lagen in de winter van 2016-2017 20 reactoren stil. In combinatie met andere ongunstige omstandigheden, heeft dit bij momenten ook een impact gehad op de markt in België in die periode en op de beschikbare marges voor onze bevoorradingszekerheid.

De toereikendheid van het Belgische elektriciteitssysteem wordt elk jaar geëvalueerd voor de komende drie winterperiodes in het kader van de procedure voor de samenstelling van de strategische reserve[7]. Voor de komende winters worden er, op basis van de genomen hypothesen, geen grote problemen meer verwacht[8]. Gelet op de recente problemen met de nucleaire installaties in Frankrijk en België, is het echter aangewezen om ook rekening te houden met weinig waarschijnlijke evenementen die niettemin een grote impact kunnen hebben. In dat geval kan een zeker risico vastgesteld worden in de komende winterperiode[9].

[7] Zie hoofdstuk 4.

[8] Zie http://www.elia.be/~/media/files/Elia/Products-and-services/Strategic-Reserve/171129_ELIA%20AR-Winter_UK.pdf

[9] De beslissing om al dan niet een strategische reserve aan te leggen als eventuele maatregel voor dit risico wordt in januari 2018 genomen door de federale Minister van Energie.

3. Prognoses vraag en aanbod 2030

De voorbije jaren zijn er heel wat studies uitgevoerd met prognoses over middellange en lange horizonten ter opvolging van de bevoorradingszekerheid op langere termijn, om de trajecten uit te tekenen voor de klimaatdoelstellingen en om de nucleaire uitstap voor te bereiden.

In dit hoofdstuk worden drie van de meest recente studies toegelicht[10]: de energieperspectieven van het Federaal Planbureau (3.1), een eigen studie van de transportnetbeheerder Elia met perspectieven tot 2030 (3.2) en de scenario's die door ENTSO-E zijn uitgewerkt voor het tienjarig netontwikkelingsplan (3.3). Zij zijn in alle onafhankelijkheid uitgevoerd, met elk hun eigenheid en met eigen methodologie, hypothesen en parameters. De erin hernomen scenario's beschrijven verschillende evoluties in de elektriciteitssector, vertrekkende vanuit de wet op de kernuitstap.

3.1. Federaal Planbureau : Vooruitzichten voor het aanbod van en de vraag naar elektriciteit

De vooruitzichten die hierna worden beschreven komen uit de publicatie *Het Belgische energielandschap tegen 2050 - Een projectie bij ongewijzigd beleid* (FPB ; oktober 2017[11]). De evoluties met betrekking tot elektriciteit komen hoofdzakelijk uit hoofdstuk 4.2 en worden in dit rapport beperkt tot 2030.

3.1.1. Methodologie

De energievooruitzichten zijn het resultaat van een scenario bij ongewijzigd beleid. Dergelijk scenario beschrijft de evolutie van het Belgische energiesysteem op basis van een voortzetting tot in 2050 van het lopende of het goedgekeurde beleid en van de huidige tendensen. Van deze regel wordt echter op één punt impliciet afgeweken : er wordt bovendien aangenomen dat de Belgische bindende doelstellingen van het Klimaat-Energiepact in 2020 zullen behaald worden.

Deze energieprojecties houden met andere woorden geen rekening met de doelstellingen van het Europees kader 2030 voor het klimaat en de energie noch met de overschakeling naar een koolstofarme maatschappij in 2050. Scenario's die met deze doelstellingen compatibel zijn, liggen momenteel ter studie. Zij zullen begin 2018 gepubliceerd worden.

Voor de uitwerking van deze energievooruitzichten voor België heeft het FPB gebruik gemaakt van het PRIMES-model. PRIMES is een energetisch model van partiële evenwichten: het bepaalt een marktevenwicht tussen aanbod van en vraag naar energie ('evenwicht'), maar de gevolgen op het economische systeem worden daarbij niet geëvalueerd ('partieel'). In dit soort model vormt elektriciteit één van de vele energiebronnen en is de elektriciteitssector een van de zovele energieconsumerende en -producerende sectoren. Het evenwicht tussen het aanbod van en de vraag naar elektriciteit is het resultaat van een groter evenwicht binnen het gehele Belgische energiesysteem. De vraag naar en het aanbod van elektriciteit worden dus allebei op endogene wijze bepaald.

---

[10] De keuze voor deze drie studies berust op het feit dat ze bij de meest recente zijn en gemaakt zijn door spelers met een erkende expertise in de materie. Dit betekent echter geenszins dat andere studies geen waardevolle inzichten kunnen bieden in onze lange termijn vooruitzichten. De inzichten van andere recente studies onderschrijven echter de globale vaststellingen van de drie aangehaalde studies over de rol van hernieuwbare energie en de nood aan flexibele capaciteit.

[11] http://www.plan.be/admin/uploaded/201710270928250.For_Energy_2017_11531_N.pdf

"De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België."

3.1.2. Belangrijkste hypothesen

De belangrijkste macro-economische en demografische hypothesen zijn voorgesteld in onderstaande tabel 1.

	Gemiddeld jaarlijks groeipercentage 2015-2030
Bevolking	0,4
Aantal huishoudens	0,6
BBP	1,4
Bruto toegevoegde waarde industrie	1,1
Bruto toegevoegde waarde tertiair	1,5

Tabel 1 : Macro-economische en demografische hypothesen voor België (*In %*). Bron : FPB (2017).

Hypothesen die een invloed hebben op de energieprijzen en -kosten (en vooral van elektriciteit) zijn voorgesteld in tabel 2.

	2015	2030
Aardgasprijs (EUR'13/MWh)	21,8	31,3
Steenkoolprijs (EUR'13/MWh)	7,0	14,1
Prijs van koolstof op de ETS-markt (EUR/t CO2)	7,5	33,5
BTW op elektriciteit (%)	6 (tot 1/9) nadien 21	21
Actualiseringspercentage-WACC (%)	-	7,5 – 8,5

Tabel 2 : Andere relevante economische hypothesen voor elektriciteit. Bron : FPB (2017).

Met betrekking tot de uitrol van de verschillende technologieën voor elektriciteitsproductie wordt uitgegaan van de volgende hypothesen :

- Voor de productie van elektriciteit in de kerncentrales situeert men zich in het kader van de wet van 28 juni 2015 tot wijziging van de wet van 31 januari 2003 houdende de geleidelijke uitstap uit kernenergie. Deze wet wijzigt de datum waarop de kerncentrales Doel 1 en 2 zullen sluiten. De desactivering van deze centrales, die oorspronkelijk gepland was in 2015, is nu bepaald op 15 februari 2025 voor Doel 1[12] en op 1 december 2025 voor Doel 2. Deze wet herinnert tevens aan de verlenging van de exploitatieduur van Tihange 1 met 10 jaar, die enkele jaren eerder bepaald was in de wet van 18 december 2013.

[12] Aangezien de inwerkingtreding van de wet van 2015 op een latere datum plaatsvindt dan de sluitingsdatum die bepaald is in de wet van 2003 (op 15 februari 2015), is de centrale Doel 1 opgehouden met produceren in februari 2015, zoals gepland, en is de productie pas opnieuw opgestart eind 2015.

- Vanaf heden tot 2050 is er geen enkele investering gepland in nieuwe steenkoolcentrales. Deze hypothese strookt met de huidige keuze om af te zien van investeringen in dit soort centrales aangezien zij indruisen tegen het beleid dat op lokaal niveau gevoerd wordt om de luchtkwaliteit te verbeteren.
- Voor offshore windenergie gaat men uit van een maximaal potentieel in 2020 van 2,3 GW. Dat potentieel komt overeen met de capaciteit die geïnstalleerd kan worden op de domeinconcessies die tot op heden zijn toegekend in de Noordzee. Op langere termijn werd een maximaal potentieel bepaald van 4 GW voor de periode 2030-2050.
- De ontwikkeling van de andere hernieuwbare energiebronnen (HEB) voor de productie van elektriciteit (onshore windenergie, fotovoltaïsche zonne-energie (FV), biomassa, waterkracht) tegen 2020 hangt samen met de verwezenlijking van de HEB-doelstelling die in 2020 moet behaald zijn, met name een aandeel van 13% in het bruto finaal energieverbruik. Naast de productie van elektriciteit zullen de HEB ook aangewend worden voor verwarmingsdoeleinden (en afkoeling) en in de transportsector om die doelstelling van 13% te behalen.

Op het vlak van de interconnectiecapaciteit tussen België en de buurlanden wordt tenslotte rekening gehouden met de lopende projecten die rond 2020 operationeel zullen zijn.

3.1.3. Evolutie van de elektriciteitsvraag

Tussen 2015 en 2030 stijgt het eindverbruik van elektriciteit gemiddeld met 0,6% per jaar en groeit het aandeel ervan in de totale finale vraag naar energie met 20% in 2015 tot 22% in 2030. De evolutie in deze periode varieert naar gelang van de sector : een gemiddelde daling met 0,1% per jaar voor de industrie, een stijging met 1% voor de residentiële sector, met 1,2% voor de tertiaire sector en met 3,8% voor het transport. Tegen 2030 verbruikt de transportsector minder dan 3% van het eindverbruik van elektriciteit.

In de industrie slagen efficiëntiewinsten erin de groei van de activiteit meer dan te compenseren (zie hoger). In de residentiële en de tertiaire sector stelt men echter een groei vast van het elektriciteitsverbruik, die met name te verklaren is door volume-effecten (stijgend aantal huishoudens, stijgend aantal elektrische toestellen per huishouden, groei van de activiteit in de tertiaire sector). In de transportsector tenslotte stijgt het elektriciteitsverbruik onder de gezamenlijke invloed van het spoorvervoer en de elektrische voertuigen (zo'n 400 000 oplaadbare hybride voertuigen en 100% elektrische voertuigen in 2030).

Wanneer het elektriciteitsverbruik van de energiesector en de verliezen op het transport- en distributienet bij de finale elektriciteitsvraag geteld worden, verkrijgen we de opgevraagde energie. Op basis van de analyse van de historische evolutie van de opgevraagde energie stelt men vast dat de opgevraagde energie sinds het begin van het millennium (2000-2015) elk jaar gestegen is met gemiddeld 0,3 %. Tussen 2015 en 2030 versnelt die groei en komt de gemiddelde jaarlijkse groei op 0,7 %. Tabel 3 geeft een overzicht van deze verschillende evoluties.

	2015	2030	2030//2015
Industrie	37,9	37,5	-0,1
Residentieel	18,8	21,7	1,0
Tertiair	23,3	27,9	1,2
Transport	1,6	2,8	3,8
Totaal eindverbruik	81,7	90,0	0,6
Opgevraagde energie	87,3	96,6	0,7

Tabel 3: Evolutie van de vraag naar elektriciteit - TWh (laatste kolom in %). Bron : FPB (2017)

3.1.4. Evolutie van het elektriciteitsaanbod

Er bestaan twee manieren om aan de vraag naar elektriciteit te voldoen: elektriciteit produceren op Belgisch grondgebied of elektriciteit invoeren uit de buurlanden. Samen vertegenwoordigen deze twee manieren het aanbod aan elektrische energie. Het evenwicht tussen (de twee delen van) het aanbod en de vraag hangt af van meerdere factoren, zoals de relatieve prijs van de verschillende energievormen gebruikt om elektriciteit te produceren rekening houdend met de koolstofprijs, de kosten van de verschillende elektriciteitsproductietechnologieën, de elektriciteitsproductiekosten in de buurlanden en de interconnectiecapaciteit.

Tabel 4 geeft een overzicht van de evolutie van de netto invoer van elektriciteit en van de netto productie van elektriciteit (totaal en per energievorm).

In 2030 vertegenwoordigt de netto invoer van elektriciteit ongeveer 26% van het aanbod. De netto productie van elektriciteit stijgt van 67,1 TWh in 2015 naar 71,4 TWh in 2030; dat betekent een gemiddelde groei van 0,4% per jaar.

	2015	2030
Netto invoer	**21,0**	**25,7**
Netto productie van elektriciteit	**67,1**	**71,4**
Kernenergie	24,8	0,0
Onshore windenergie	2,8	7,8
Offshore windenergie	2,7	8,0
Waterkracht (*)	0,3	0,4
Fotovoltaïsche zonne-energie	3,1	4,0
Biomassa en afval	6,8	7,7
Steenkool	2,1	0,0
Aardgas	22,3	42,9
Andere (**)	2,2	0,6

Tabel 4: Evolutie van het aanbod van elektriciteit (TWh). Bron : FPB (2017). (*): zonder pompen-turbineren. (**): aardolie en afgeleide gassen.

De productiemix kent een ware kentering tussen 2015 en 2030. In het algemeen bestaat de mix uit kernenergie, hernieuwbare energie (waterkracht, wind, biomassa en afval, zon en geothermie) en fossiele brandstoffen. In 2015 maken deze laatste het leeuwendeel uit van de mix: 26,6 TWh wordt opgewekt door centrales op aardgas, steenkool of aardolie, waarbij de hoofdrol wordt ingenomen door aardgas. Iets meer dan één derde wordt voorzien door nucleaire elektriciteit (ten belope van 24,8 TWh) terwijl de hernieuwbare eenheden 15,7 TWh opwekken.

In 2030 zien we een heel ander plaatje. Drie fenomenen hebben hierin de hand: de nucleaire uitstap, de sterke stijging van de koolstofprijs in de ETS-sectoren en het impliciet verbod op de bouw van nieuwe steenkoolcentrales. De nucleaire uitstap zorgt voor de complete verdwijning van de kerncentrales uit het productiepark, wat de ontwikkeling van eenheden op fossiele brandstoffen en op basis van hernieuwbare energie noodzaakt. Daarnaast leidt de stijging van de koolstofprijs tot een stimulans in het gebruik van de hernieuwbare eenheden. Tenslotte zorgt het de facto verbod op investeringen in steenkoolcentrales voor een redelijk eenzijdig beeld binnen de fossiele eenheden. Op deze manier leveren in 2030 de aardgasgestookte centrales 42,9 TWh (60 %) aan elektriciteit, terwijl de hernieuwbare eenheden 27,8 TWh (39 %) produceren.

3.1.5. Geïnstalleerde capaciteit en investeringen

De evolutie van het niveau en de aard van de elektriciteitsproductie heeft een impact op de geïnstalleerde productiecapaciteit. Onderstaande tabel toont hoe die verandert tussen 2015 en 2030.

	2015	2030
Totaal	19,8	19,6
Kernenergie	5,9	0,0
Onshore windenergie	1,5	3,5
Offshore windenergie	0,7	2,2
Waterkracht (*)	0,1	0,1
Fotovoltaïsche zonne-energie	3,1	4,0
Biomassa en afval	1,2	1,2
Steenkool, aardolie	0,8	0,0
Aardgas	6,5	8,5

Tabel 5: Evolutie van de geïnstalleerde productiecapaciteit (GW). Bron : BFP (2017). (*) : zonder pompen-turbineren. N.B. In bovenstaande cijfers zijn de grote WKK-centrales (« distributed heat ») op aardgas en biomassa meegerekend.

Ondanks de toename van de elektriciteitsproductie tussen 2015 en 2030 (+4,3 TWh) blijft de geïnstalleerde capaciteit stabiel. Die verschillende evoluties worden verklaard door de aanzienlijke stijging van de gebruiksgraad[13] van sommige technologieën. Aardgasgestookte capaciteit wordt meer ingezet (hoger aantal draaiuren of load hours) om de leemte die de nucleaire elektriciteitsproductie laat op te vullen : tijdens de periode 2015-2030 stijgt de gebruiksgraad van deze eerste van 39 % naar 61 %. Daarnaast gaat ook de gebruiksgraad van onshore wind de hoogte in omwille van technologische verbeteringen aan de turbines: deze groeit van 22 % in 2015 naar 26 % in 2030.

In 2030 is de geïnstalleerde capaciteit als volgt verdeeld : 8,5 GW aan gascentrales (CCGT, OCGT en WKK), of 2 GW meer dan in 2015, en 11,1 GW aan hernieuwbare capaciteit (windturbines, fotovoltaïsche zonnepanelen, biomassacentrales en waterkrachtcentrales), of 4,5 GW meer dan in 2015. Tegelijkertijd zullen 5,9 GW aan nucleaire capaciteit en iets minder dan 1 GW aan capaciteit die draait op steenkool en op gasolie hun deuren gesloten hebben (bij onveranderde wetgeving).

Derhalve zullen er tegen 2030 aanzienlijke investeringen moeten plaatsvinden om te komen tot de capaciteit die nodig is om vraag en aanbod in 2030 in evenwicht te brengen. Het gaat zowel over investeringen in gasgestookte thermische centrales als in hernieuwbare productiecapaciteit. Zo worden de investeringen tussen 2016 en 2030 geraamd op 4,4 GW aan gascentrales (WKK-centrales inbegrepen)[14] en op 4,7 GW aan 'hernieuwbare' investeringen (2 GW onshore, 1,5 GW offshore, 0,9 GW PV en 0,3 GW biomassa/biogas).

3.2. Eliastudie - "Electricity Scenarios for Belgium Towards 2050"

In het kader van de studie "Electricity Scenarios for Belgium Towards 2050", gepubliceerd door Elia op 15 november 2017, is een reeks scenario's gekwantificeerd om de belangrijkste mogelijke trends in de elektriciteitsmarkt tegen 2030 en 2040 te identificeren. De projecties en vooruitzichten die in dit hoofdstuk worden gepresenteerd zijn vooral gericht op de Belgische perimeter tegen 2030. Het geheel van alle hypothesen en resultaten van de studie zijn beschikbaar in het rapport van Elia[15].

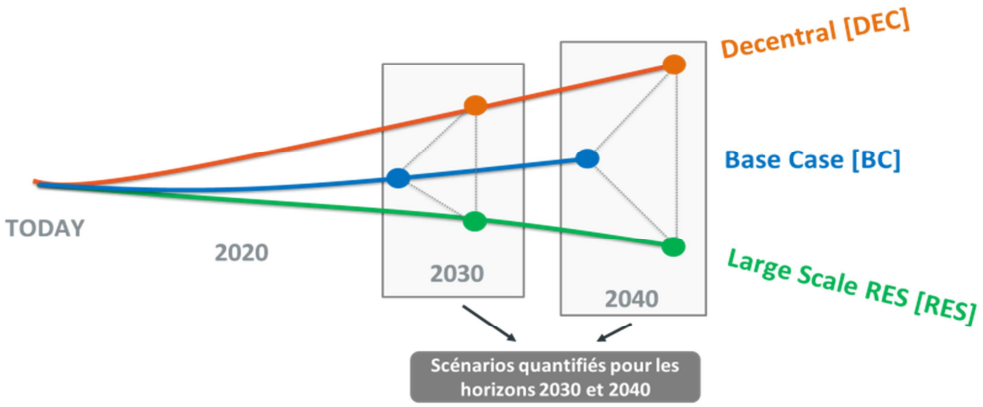
3.2.1. Beschrijving van de scenario's

In het kader van deze studie zijn er drie hoofdscenario's voor de elektriciteitssector opgesteld. Laatstgenoemden zijn voornamelijk geïnspireerd op het *"draft scenario report"* van het *Ten Year Network Development Plan (TYNDP) 2018*, gepubliceerd in oktober 2016.

[13] De gebruiksgraad staat voor de verhouding tussen de tijd dat een eenheid gebruikt wordt en de totale tijd dat deze in gebruik zou kunnen zijn (de zogenaamde nameplate capacity). In een vergelijking gegoten geeft dit: gebruiksgraad=productie/(capaciteit x 8760 uur).

[14] Waarvan de helft investeringen zijn in de vervanging van verouderde centrales.

[15] http://www.elia.be/en/about-elia/publications/studies



Figuur 6: De 3 scenario's (Eliastudie)

"Base Case" scenario [BC]

Het "Base Case" scenario weerspiegelt een ontwikkeling van de elektriciteitssector die wordt gekenmerkt door de belangrijkste huidige nationale trends en beleidsmaatregelen. Dit scenario vertegenwoordigt het minimum dat vereist is om de Europese klimaatdoelstellingen tegen 2030 te bereiken. Het weerspiegelt een gematigde ontwikkeling van hernieuwbare energieën in Europa, voornamelijk ondersteund door nationale subsidieprogramma's en -beleidsmaatregelen.

In dit scenario wordt een lage elektrificatie in aanmerking genomen, door de afwezigheid van stimulansen voor het transport en verwarmingsinstallaties om over te schakelen op elektriciteit. Sommige gebruikers kiezen niettemin voor elektrisch transport, rekening houdend met de verwachte kostendaling en met de technologische rijpheid.

Dit scenario garandeert niet de verwezenlijking van de lange termijn doelstellingen voor decarbonisatie in de elektriciteitssector en zal afhangen van ontwikkelingen in andere energiesectoren. Gelet op de geringe elektrificatie van de andere sectoren is het zeer waarschijnlijk dat er een afwijking van het geplande traject zal optreden, in welk geval een grotere kloof zal moet worden overbrugd tussen 2040 en 2050 om de klimaatdoelstellingen van de Europese Unie te halen.

"Decentral" scenario [DEC]

Het "Decentral" scenario wordt gekenmerkt door een energietransitie die vooral ondersteund wordt door de "prosumers". De kosten van fotovoltaïsche energie en van batterijen dalen snel. Digitalisering en prijssignalen laten toe dat residentiële gebruikers en sommige commerciële en industriële gebruikers massaal in dergelijke technologieën kunnen investeren.

Tegelijkertijd wenden deze "prosumers" zich tot elektrische voertuigen, die thuis kunnen worden opgeladen dankzij het overschot aan energie dat door hun fotovoltaïsche installaties wordt geproduceerd. De elektrificatie van de verwarmingssector, in combinatie met de verhoogde efficiëntie van gebouwen, is eveneens in ontwikkeling.

Er wordt een kader opgezet om een efficiënter gebruik van de opslagfaciliteiten mogelijk te maken door een toename van de digitalisering (slimme meters, prijssignalen enz.) en om tevens een flexibel gebruik van de oplaadinfrastructuur voor elektrische voertuigen en verwarmingsapparaten mogelijk te maken.

In dit scenario maakt digitalisering ook een grotere vrijwillige reductie (Demand Side Management) van het volume van de elektriciteitsvraag in de winterperiode mogelijk, wat een grotere verlaging van de vraag van industriële en commerciële verbruikers mogelijk maakt.

"Large Scale RES" scenario [RES]

Het laatste scenario "Large Scale RES" weerspiegelt een energietransitie die voornamelijk wordt ondersteund door Europese beleidslijnen en door de samenwerking tussen de lidstaten om op een betere manier gebruik te maken van hernieuwbare energiebronnen in Europa .

Dit scenario vertegenwoordigt het grootste aandeel van hernieuwbare energie in het elektriciteitsverbruik, dankzij de grote uitrol van onshore windinstallaties en offshore windinstallaties in de Noordzee en van fotovoltaïsche installaties in Zuid-Europa.

Nieuwe fotovoltaïsche installaties worden ook in België geïnstalleerd, maar in een trager tempo dan in het "Decentral" scenario vanwege het betere potentieel in Zuid-Europa. De elektrificatie van de transport- en verwarmingssector vordert matig in alle landen, met de installatie van flexibiliteitsopties om dit extra verbruik te beheersen. Om de uitstoot van broeikasgassen sneller terug te dringen, maken alle Europese landen snel een einde aan hun steenkool- en bruinkoolproductie.

3.2.2. Economische markthypothesen

Alle scenario's die in deze studie zijn onderzocht, werden gekwantificeerd en bestudeerd door twee prijsconfiguraties in overweging te nemen om het effect van de veranderingen in brandstofprijzen en CO2 op de conclusies te analyseren. De economische aannames in verband met de ontwikkeling van de prijzen van gas, steenkolen, het vat aardolie en CO2 zijn gebaseerd op de scenario's van de World Energy Outlook (WEO) 2016 die door het Internationaal Energieagentschap (IEA) zijn gepubliceerd, waarbij twee scenario's worden gehanteerd:

1. Configuratie « coal-before-gas » (C2G) die gebaseerd is op het scenario 'New Policies' van de WEO 2016 ;
2. Configuratie « gas-before-coal » (G2C) die gebaseerd is op het scenario '450' van de WEO 2016.

Een van de belangrijkste verschillen tussen deze twee scenario's betreft de prijs van CO2 zoals weergegeven in tabel 6. De evolutie van de prijzen van brandstoffen en van nucleair is dan weer gebaseerd op de in TYNDP 2018 gebruikte gegevens (zie punt 3.3).

Prijs in $€_{2015}/\$_{2015}$	2030	
	« Coal-before-Gas »	« Gas-before-Coal »
Steenkool [€/ton]	**67**	**51**
Gas [€/MWh]	**32**	**29**
Aardolie [$/vat]	**111**	**73**
CO_2–prijs [€/ton CO_2]	**33**	**90**

Tabel 6 : Economische hypothesen betreffende de evolutie van de brandstofprijzen en van de CO2-prijs in de Elia-scenario's

3.2.3. Evolutie van de elektriciteitsvraag

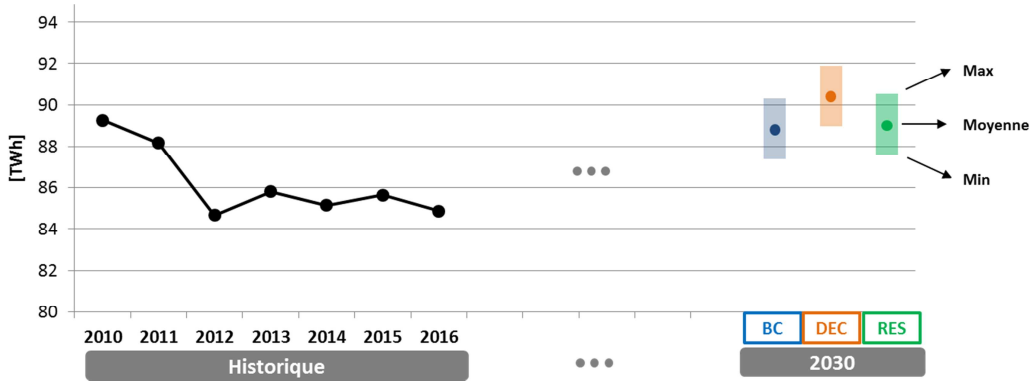
De evolutie van het elektriciteitsverbruik tegen 2030 die in deze studie wordt overwogen, houdt voornamelijk rekening met de volgende dimensies: de economische evolutie, de evolutie van de bevolking van het land, de verhoging van de energie-efficiëntie, de penetratie van elektrische voertuigen en van warmtepompen en de thermogevoeligheid van de belasting.

Aangenomen wordt dat de impact van de economische en demografische veranderingen in deze langetermijnscenario's gecompenseerd zal worden door de verhoging van de energie-efficiëntie voor België. Op basis van deze hypothese zal de ontwikkeling van het nationale elektriciteitsverbruik vooral worden beïnvloed door de penetratie van de elektrische voertuigen en warmtepompen.

De figuren 7 en 8 illustreren respectievelijk de evolutie van de jaarlijkse elektriciteitsvraag en van de piekvraag tegen 2030 volgens de distributies verbonden aan de klimatologische effecten (warmtegevoeligheid van de belasting). Het "Decentral" scenario vertoont de hoogste waarden, als gevolg van de hoge penetratie van elektrische voertuigen en warmtepompen. Alle aannames die werden gebruikt met betrekking tot de penetratie van deze technologieën worden hernomen in tabel 7 en gedetailleerd beschreven in het rapport van Elia.

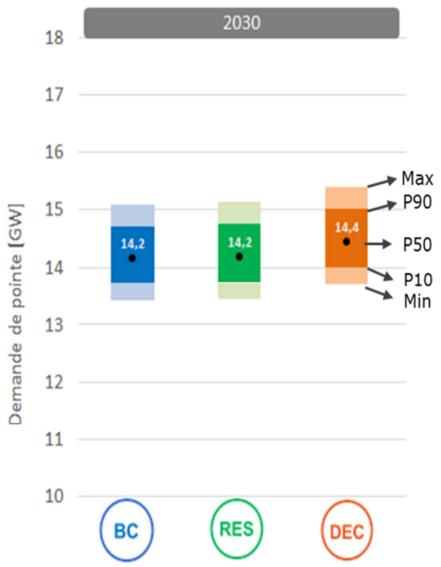
	2030		
	Base Case	**Large Scale RES**	**Decentral**
Aantal elektrische voertuigen	**400.000**	**500.000**	**900.000**
Penetratie van de warmtepompen (elektrisch/ hybride)[16]	**3%/5%**	**3%/5%**	**10%/5%**

Tabel 7 : Hypothesen betreffende de penetratie van elektrische voertuigen en warmtepompen in België in 2030 in de scenario's van Elia



Figuur 7 : Evolutie van de totale jaarlijkse vraag in België. Bron : Elia, 2017.

[16] De penetratie van de warmtepompen wordt bepaald op basis van het totale aantal verwarmingseenheden.



Figuur 8: Evolutie van de piekvraag. Bron : Elia, 2017.

3.2.4. Evolutie van de productiecapaciteit

Hernieuwbare energiebronnen

De capaciteiten voor hernieuwbare energie die in elk scenario in aanmerking werden genomen, werden ontwikkeld om de gedefinieerde scenario's te volgen. De aannames die in het kader van de studie voor België zijn gebruikt, worden toegelicht in tabel 8 hieronder. Het scenario « Large Scale RES » toont de belangrijkste ontwikkeling in termen van windenergiecentrales op land (5,4 GW) en op zee (4 GW), met een beperktere fotovoltaïsche penetratie in vergelijking met het "Decentral" scenario. De elektriciteitsproductie uit geothermie wordt alleen in aanmerking genomen in het scenario « Large Scale RES ». De capaciteit voor biomassa en waterkracht (exclusief pompen turbineren) blijft in alle scenario's behouden op het niveau van 2016, zoals weergegeven in tabel 8.

[GW]	2016	2030		
		Base Case	Large Scale RES	Decentral
Onshore windenergie	**1.5**	**3.3**	**5.4**	**4.2**
Offshore windenergie	**0.7**	**2.3**	**4**	**2.3**
Fotovoltaïsche energie	**3**	**5**	**7**	**11.6**
Biomassa	**0.9**	**0.9**	**0.9**	**0.9**
Hydro (run-of-river)	**0.12**	**0.12**	**0.12**	**0.12**
Geothermie	**0**	**0**	**0**	**0.1**

Tabel 8 : Evolutie van de hernieuwbare productiecapaciteit geïnstalleerd in België in 2030. Bron : Elia, 2017.

Opslagcapaciteit

Drie opslagmiddelen worden gemodelleerd door middel van eenheden voor pompen-turbineren, autonome batterijen en batterijen die beschikbaar zijn in de elektrische voertuigen ('Vehicle-to-Grid' – V2G[17]). Bijgevolg werd voor de bestudeerde tijdshorizonten geen rekening gehouden met seizoensopslag, vanwege de onvoldoende maturiteit van dit soort technologie.

De huidige geïnstalleerde capaciteit van 1,3 GW aan eenheden voor pompen-turbineren in België (Coo 1 & 2 en Plate Taille) wordt in alle scenario's op hetzelfde niveau beschouwd, met uitzondering van het scenario « Large Scale RES », waarbij een nieuwe eenheid van 600 MW wordt gepland ("Coo 3"). Tegelijkertijd worden aanvullende opslagmiddelen overwogen in de scenario's "Large Scale RES" en "Decentral" via autonome batterijen. In het scenario "Base Case" wordt rekening gehouden met een beperkte penetratie van de batterijen van het autonome type en van V2G. Deze laatste zijn afhankelijk van respectievelijk de penetratie van fotovoltaïsche panelen en van elektrische voertuigen eigen aan elk scenario. Deze aannames worden toegelicht in hoofdstuk 2.4.4 van het Elia-rapport.

[GW]	2016	2030		
		Base Case	Large Scale RES	Decentral
Pompen-turbineren	**1.3**	**1.3**	**1.9**	**1.3**
Autonome batterijen -	**0**	**0**	**0.4**	**1.2**
'Vehicle-to-Grid'	**0**	**0**	**0.2**	**0.6**

Tabel 9 : Evolutie van de opslagcapaciteit in België in 2030. Bron : Elia, 2017.

Thermische capaciteit

Het huidige Belgische thermische productiepark bestaat hoofdzakelijk uit gas-, nucleaire en biomassa-eenheden. De toekomstige evolutie van de nucleaire capaciteit is uitsluitend gebaseerd op de huidige wet inzake de volledige kernuitstap tegen 2025. De evolutie van het Belgische park van gaseenheden (CCGT/OCGT) is gebaseerd op een operationele levensduur van 25 jaar waardoor de beschikbare capaciteit tegen 2030 in alle scenario's 2,3 GW bedraagt. In alle scenario's wordt rekening gehouden met de huidige geïnstalleerde capaciteit aan warmtekrachtkoppeling en verbrandingsovens. Deze studie heeft ook aangegeven dat in 2030 een bijkomende thermische capaciteit van ten minste 3,6 GW nodig zal zijn om de bevoorradingszekerheid van België te garanderen.

[17] Deze elektrische voertuigen kunnen, wanneer ze verbonden zijn met het elektriciteitsnet, energie opslaan of vrijgeven in functie van verschillende signalen. De energie kan dus opgeslagen worden in de batterijen van het voertuig en in een later stadium vrijgegeven worden.

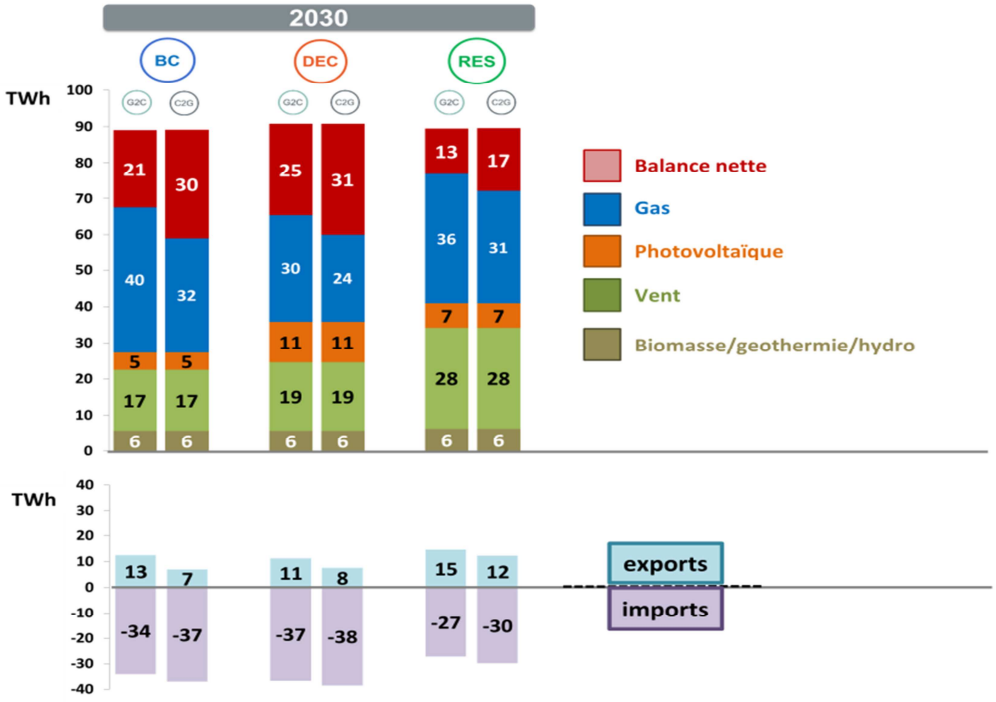
"De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België."

[GW]	2016	2030		
		Base Case	Large Scale RES	Decentral
Nucleair	**5.9**	**0**	**0**	**0**
Gas (bestaande CCGT/OCGT)	**3.8**	**2.3** ***(Decommissioning op basis van een levensduur van 25 jaar)***		
Warmtekrachtkoppeling		**1.8**		
Verbrandingsoven		**0.3**		
Bijkomende thermische capaciteit	***/***	**3.6***	**2.7***	**3.3***
(*) Wegens de onzekerheid omtrent het productiepark van onze buurlanden in de toekomst, zou rekening kunnen worden gehouden met een bijkomende capaciteit van 1 tot 2 GW om de wettelijke criteria inzake adequacy te handhaven.				

Tabel 10 : Evolutie van de in België geïnstalleerde thermische productiecapaciteit tegen 2030. Bron: Elia, 2017.

3.2.5. Evolutie van het nationaal aanbod

De studie toont aan dat de toekomstige Belgische elektriciteitsmix hoofdzakelijk zal bestaan uit hernieuwbare en thermische energie, met een toename van de grensoverschrijdende uitwisselingen (vrij hoge invoer bij een "status quo"-benadering, evenwichtige uitwisselingen bij een meer proactieve aanpak).



Figuur 9: Elektriciteitsproductiemix. Bron : Elia, 2017.

Naar aanleiding van de kernuitstap zullen er in België twee belangrijke productiecapaciteiten beschikbaar zijn: de hernieuwbare energiebronnen en de gaseenheden. Gas blijft een overheersende brandstof voor de transitie in België. Zoals geïllustreerd in figuur 9, zullen de grensoverschrijdende uitwisselingen toenemen naar gelang de penetratie van de hernieuwbare energiebronnen stijgt.

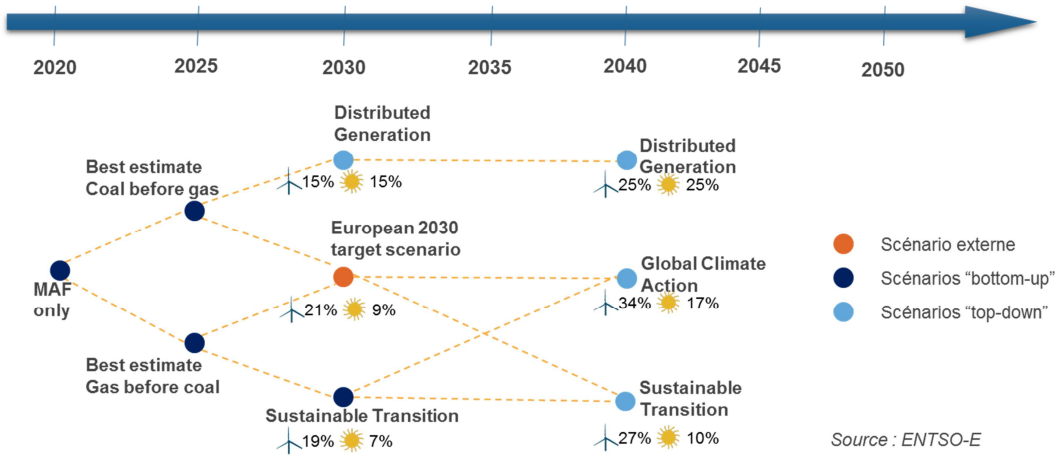
3.3. ENTSO-E studie - "Ten-Year Network Development Plan 2018"

In het kader van de studie *Ten-Year Network Development Plan 2018* (TYNDP), die door ENTSO-E en ENTSO-G gezamenlijk is uitgevoerd, werd een geheel van scenario's opgesteld dat moet toelaten de projecten voor uitbreiding van de elektrische systemen te identificeren die nodig zijn ter ondersteuning van het behalen van de klimaatdoelstellingen van de Europese Unie.

De scenario's van het TYNDP zijn uitgewerkt in nauwe samenwerking met de Europese energieactoren (milieuorganisaties, consumenten- en producentenverenigingen, regulatoren, lidstaten…). Zo zijn er meerdere publieke consultaties georganiseerd met de stakeholders, de lidstaten, de regulatoren en de Europese Commissie. In de eerste versie van het TYNDP 2018, gepubliceerd in oktober 2017, worden de scenario's beschreven.

3.3.1. Beschrijving van de scenario's

Figuur 10 illustreert de verschillende scenario's die in aanmerking zijn genomen in het kader van het TYNDP 2018 dat zich toespitst op 2025, 2030 en 2040. De zogeheten "bottom-up"-scenario's zijn gebaseerd op de gegevens van de transmissienetbeheerders ("TNB's"). De "top-down"-scenario's zijn uitgewerkt op basis van het scenario "Sustainable Transition 2030", met bijkomende optimalisaties en regels. Dit hoofdstuk beperkt zich hoofdzakelijk tot de projecties en de vooruitzichten tegen 2030.



Figuur 10: Scenario's TYNDP. Bron : ENTSO-E, 2017

De scenario's die in aanmerking zijn genomen voor het jaar 2025 zijn gebaseerd op vooruitzichten aangeleverd door de TNB's en die dus rekening houden met alle bestaande nationale en Europese regelgevingen. Een sensitiviteit met betrekking tot de brandstofprijs en de CO_2-prijs wordt tevens uitgewerkt op deze termijn, wegens de onzekerheid over de prijs op korte en middellange termijn. Twee mogelijke prijsconfiguraties worden vooropgesteld : naar gelang van de in aanmerking genomen CO_2-prijs, plaatst de ene steenkool voor gas (scenario "Best Estimate 2025 - Coal before gas") en geeft de andere de voorrang aan gas ten nadele van steenkool (scenario « Best Estimate 2025 - Gas before coal »).

« Sustainable Transition 2030»

In dit eerste scenario worden de klimaatdoelstellingen gehaald dankzij de nationale reglementering, de systemen voor uitwisseling van emissie-quota en de subsidies, waarbij zoveel mogelijk gebruik wordt gemaakt van de bestaande infrastructuur.

« Distributed Generation 2030»

Dit tweede scenario weerspiegelt een evolutie van de elektriciteitsmarkt waarin de "prosumers" op geëngageerde en gerechtigde wijze een centrale rol spelen. Hier wordt de voorkeur gegeven aan de penetratie van gedecentraliseerde kleinschalige productie-eenheden en van batterijen, alsook aan een vrij belangrijke elektrificatie.

« European 2030 Target Scenario »

Dit is een extern scenario dat door de Europese Commissie ontwikkeld is met het PRIMES-model, dat streeft naar de realisatie van de klimaat- en energiedoelstellingen van 2030 en van de energie-efficiëntiedoelstelling van 30%.

3.3.2. Economische markthypothesen

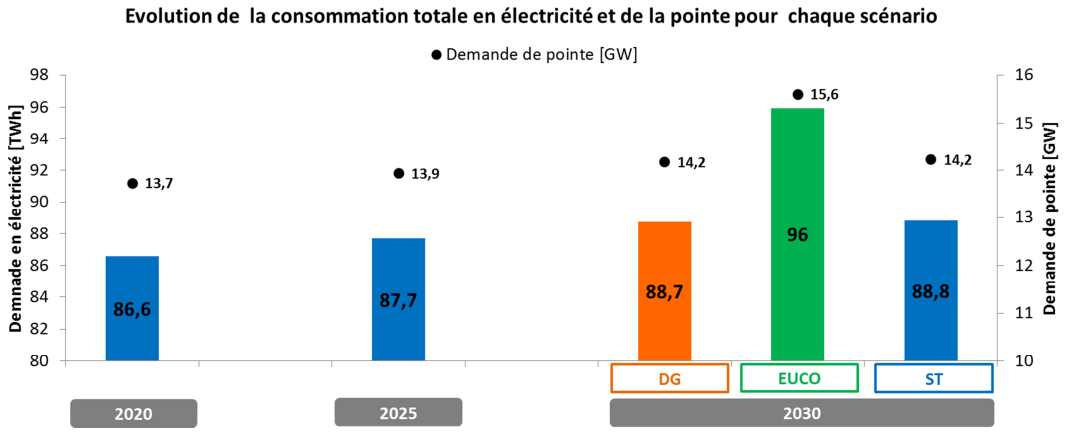
De hypothesen die gebruikt zijn in het kader van het TYNDP 2018 zijn hoofdzakelijk gebaseerd op het rapport van de World Energy Outlook (WEO) 2016 dat door het IEA gepubliceerd is. Elk scenario van deze laatste studie is respectievelijk gelinkt met de scenario's van het TYNDP, waarvan de belangrijkste gebruikte hypothesen beschreven staan in tabel 11.

	2020	2025		2030		
	Best Estimate	**Coal before gas**	**Gas before coal**	**Sustainable Transition**	**EUCO**	**Distributed Generation**
Nucleair [€$_{2015}$/netto GJ]	**0.47**	**0.47**	**0.47**	**0.47**	**0.47**	**0.47**
Bruinkool [€$_{2015}$/netto GJ]	**1.1**	**1.1**	**1.1**	**1.1**	**2.3**	**1.1**
Steenkool [€$_{2015}$/netto GJ]	**2.3**	**2.5**	**2.1**	**2.4**	**4.3**	**2.7**
Gas [€$_{2015}$/netto GJ]	**6.1**	**7.4**	**7**	**5**	**6.9**	**8.8**
CO_2-prijs [€$_{2015}$/ton]	**18**	**25.7**	**54**	**33.3**	**27**	**50**

Tabel 11 : Belangrijkste gebruikte economische hypothesen. Bron : ENTSO-E.

3.3.3. Evolutie van de elektriciteitsvraag

Figuur 11 illustreert de evolutie van de jaarlijkse vraag en van de piekvraag naar elektriciteit voor België tegen 2020, 2025 et 2030. De toename van de vraag naar elektriciteit is hoofdzakelijk het gevolg van de penetratie van elektrische voertuigen en warmtepompen, behalve in het extern scenario EUCO 2030. Dat scenario is gebaseerd op gegevens die door de Europese Commissie zijn aangeleverd en waarvan de methodologie verschilt van die welke gebruikt is in het kader van de oefening van het TYNDP 2018.



Figuur 11: Evolutie van het totale verbruik en van het piekverbruik. Bron : ENTSO-E.

3.3.4. Evolutie van de productiecapaciteit

Hernieuwbare energiebronnen

De ontwikkeling van hernieuwbare energiebronnen tegen 2030 wordt hoofdzakelijk gekenmerkt door een toename van de geïnstalleerde capaciteit in onshore en offshore windenergie en in zonne-energie. De grootste penetratie van die energiebronnen wordt weerspiegeld in het scenario « EUCO », met een totale capaciteit van 7,3 GW in onshore en offshore windenergie, en van 6.9 GW in zonne-energie. De hypothesen die voor België in aanmerking zijn genomen staan in onderstaande tabel 12.

[GW]	2020	2025	2030		
	Best Estimate	Best Estimate	Sustainable Transition	EUCO	Distributed Generation
Onshore windenergie	**2.4**	**2.85**	**3.3**	**4.1**	**3.3**
Offshore windenergie	**2.3**	**2.31**	**2.3**	**3.2**	**2.3**
Zonne-energie	**4**	**4.55**	**5**	**6.9**	**6.85**
Biomassa en afval	**1.2**	**1.2**	**1.2**	**0.8**	**1.2**
Hydro (run-of-river)	**0.12**	**0.12**	**0.12**	**0.12**	**0.12**
Andere	**0.66**	**0.66**	**0.66**	**0**	**0.66**

Tabel 12 : hypothesen betreffende de hernieuwbare energiebronnen. Bron : ENTSO-E.

Opslagcapaciteit

De opslagmiddelen waarmee rekening wordt gehouden in het kader van de studie van het TYNDP 2018 zijn eenheden voor pompen-turbineren die een capaciteit van 1.3 GW vertegenwoordigen in alle scenario's, en stationaire batterijen. Deze laatste technologie wordt uitsluitend gemodelleerd in het scenario « Distributed Generation », met een capaciteit van 340 MW voor België.

[GW]	2020	2025	2030		
	Best Estimate	Best Estimate	Sustainable Transition	EUCO	Distributed Generation
Pompen-turbineren	**1.3**	**1.3**	**1.3**	**1.3**	**1.3**
Batterijen	**0**	**0**	**0**	**0**	**0.34**

Tabel 13 : hypothesen betreffende opslag. Bron : ENTSO-E.

Thermische capaciteit

De belangrijkste motor voor verandering in de sector van de elektriciteitsproductie in België is – ongeacht het scenario – de aangekondigde sluiting van alle Belgische kerncentrales tegen 2025. De groei van de gascapaciteit is dan ook merkbaar in alle scenario's, met een vrij belangrijke capaciteit in het scenario « EUCO ».

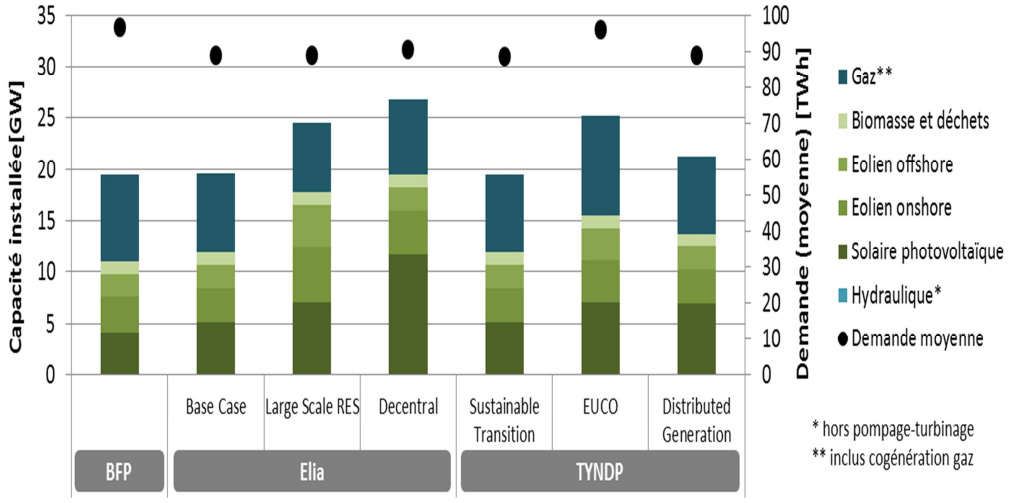
[GW]	2020	2025	2030		
	Best Estimate	Best Estimate	Sustainable Transition	EUCO	Distributed Generation
Nucleair	**5.9**	**0**	**0**	**0**	**0**
Gas	**4.3**	**6**	**5.7**	**9.7**	**5.7**
WKK op gas	**1.8**	**1.8**	**1.8**	**0**	**1.8**

Tabel 14 : Geïnstalleerde thermische capaciteit. Bron : ENTSO-E.

3.4. Vaststellingen

Op basis van de hoger toegelichte scenario's konden een aantal tendensen worden geïdentificeerd met betrekking tot de evolutie van de vraag naar elektriciteit en de productiecapaciteit die in 2030 nodig zal zijn om het evenwicht tussen de vraag naar en het aanbod van elektriciteit te garanderen. Zoals geïllustreerd in figuur 12, situeert de vraag naar elektriciteit [18] zich tussen 88.8 en 96.6 TWh. Het referentiescenario van het FPB vertoont de grootste vraag naar elektriciteit en komt zo uit op hetzelfde niveau als het scenario EUCO van het TYNDP 2018. Het laagste elektriciteitsverbruik zien we in het « Base Case » scenario van de Elia-studie en in het scenario « Sustainable Transition » van het TYNDP 2018.

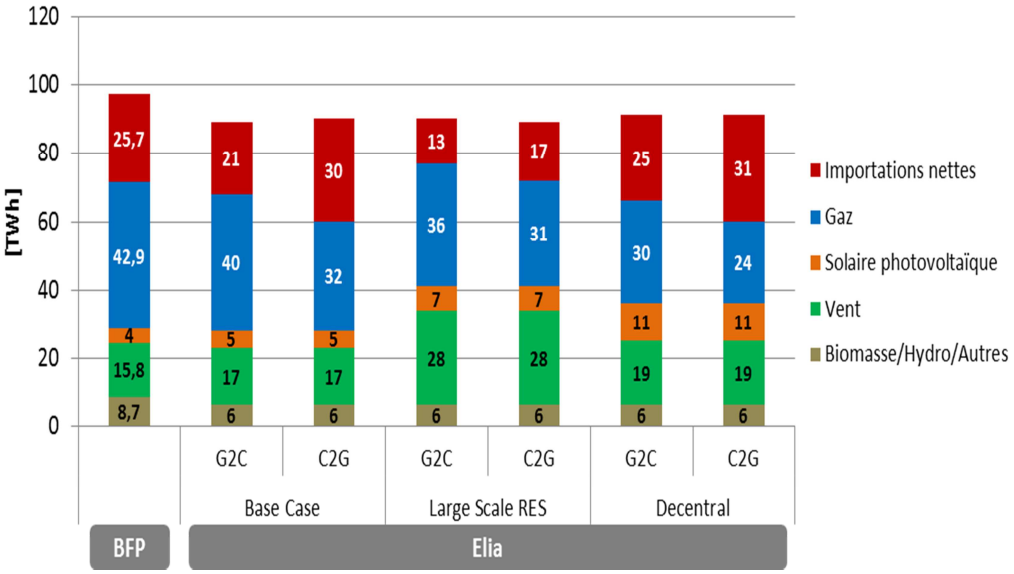
[18] Het elektriciteitsverbruik wordt in de studie van het FPB endogeen bepaald terwijl het in de Elia-studie en in het TYNDP 2018 exogeen wordt bepaald.



Figuur 12 : geïnstalleerde capaciteit in 2030 naar gelang van het scenario.

Een vergelijkbare evolutie van de productiecapaciteit die in 2030 geïnstalleerd zal zijn, is geïdentificeerd in het referentiescenario van het FPB, het « Base Case » scenario van Elia en het scenario « Sustainable Transition » van het TYNDP 2018, hoewel de fotovoltaïsche capaciteit in het scenario van het FPB lager ligt (een verschil van 1 GW). In de twee andere scenario's van Elia en het TYNDP wordt rekening gehouden met grotere uitrol van hernieuwbare energiebronnen.

Figuur 13 toont de samenstelling van het aanbod van elektriciteit (binnenlandse productie per energievorm en netto invoer) in de studies van het FPB en van Elia. Bij alle scenario's vertonen de resultaten een toekomstige energiemix van de elektriciteitsproductie voor België bestaande uit hernieuwbare energiebronnen (hoofdzakelijk windenergie) en aardgasgestookte thermische energie, aangevuld met grensoverschrijdende uitwisselingen. Een grotere penetratie van hernieuwbare energiebronnen leidt tot veel minder netto invoer voor België ondanks meer grensoverschrijdende uitwisselingen (invoer en uitvoer).



Figuur 13 : Binnenlandse elektriciteitsproductie en netto invoer naar gelang van het scenario.

4. Maatregelen

4.1. Genomen maatregelen ter dekking van de piekvraag en bij het in gebreke blijven van het aanbod.

De voorbije jaren is de toereikendheid enige malen in het gedrang gekomen naar aanleiding van het onvoorziene buiten werking stellen of vallen van Belgische en Franse kerncentrales. Op langere termijn is er ongerustheid over de bevoorradingszekerheid ingevolge de nucleaire uitstap en het uitblijven van investeringen in nieuwe capaciteit.

Daarom zijn de laatste jaren een aantal maatregelen genomen om de bevoorradingszekerheid op korte en langere termijn te garanderen:

- De ontwikkeling van de strategische reserve (zie onder voor meer uitleg).
- Het onbalanstarief is verhoogd tot 4 500 euro per MWh.
- Verbeteringen aan de Energy Only Market zijn aangebracht
- Een nieuw plan bij schaarste en een afschakelplan zijn gedefinieerd.
- De kalender van de kernuitstap is in 2015 herzien, waardoor de twee oudste nucleaire reactors tien jaar langer kunnen opereren tot 2025 (866 MW of 14% van de totale nucleaire capaciteit).
- Een "energietransitiefonds" is gecreëerd om innovatie en onderzoek te stimuleren.

Strategische reserve

Om het hoofd te bieden aan mogelijke problemen met het aanbod op korte termijn heeft België in 2014 het systeem van de strategische reserve in het leven geroepen. Zij wordt samengesteld uit capaciteit die niet deelneemt aan de markt (zowel bestaande uit productiecapaciteit als vraagzijdebeheer), maar in geval van risico op schaarste in de winterperiode geactiveerd kan worden door de transmissienetbeheerder die deze capaciteit beheert.

Het benodigde volume wordt bepaald door de minister van energie, op basis van een probabilistische analyse van de transmissienetbeheerder en na advies van de AD Energie. In 2014 heeft de minister van energie een eerste keer een strategische reserve opgelegd van 800 MW per jaar, voor een driejaarlijkse periode met ingang van 1 november 2014 (uiteindelijk werden offertes ontvangen voor een totaal volume van 750MW). Naar aanleiding van de onvoorziene stillegging van de nucleaire eenheden Doel 3 en Tihange 2 werd een bijkomende capaciteit van 400 MW voor een eenjarige periode opgelegd, eveneens met ingang van 1 november 2014. Voor de winterperiode 2015-2016, heeft de minister van energie een bijkomend volume besteld van 2.750 MW voor een eenjarige periode (met uitzondering van 300 tot 500 MW uit productie die diende te worden gecontracteerd voor twee jaar), met ingang van 1 november 2015. Voor de winter 2016-2017 werd geen bijkomende reserve aangelegd, maar was er nog steeds 750 MW beschikbaar (naar aanleiding van de contracten van 2014 voor drie jaar). In 2017 is overgegaan tot de contractering van 725 MW voor de winter 2017-2018.

Het systeem van de strategische reserve werd in 2017 aangemeld door de Belgische autoriteiten bij de Europese Commissie, dewelke in 2018 verwacht wordt om een definitieve uitspraak te doen inzake de verenigbaarheid van het mechanisme met de Europese regels inzake staatssteun.

4.2. Toekomstige maatregelen en initiatieven

Om de nucleaire uitstap, gekoppeld aan een uitblijven van investeringen, voor te bereiden zijn een aantal studies uitgevoerd die aantonen dat er mogelijk een probleem met de bevoorradingszekerheid kan komen[19]. Een aantal maatregelen zijn daarom in voorbereiding of worden overwogen om de bevoorradingszekerheid te kunnen blijven garanderen, waaronder:

- Een interfederaal energiepact moet duidelijkheid verschaffen over de lange termijn-visie van België en over de kernuitstap, die opnieuw in vraag gesteld wordt;
- Continu en in lijn met de evolutie van de markt, verbeteringen aanbrengen aan de Energy Only Market
- De monitoring zal versterkt worden door de invoering van een recurrente tweejaarlijkse studie over de toereikendheid
- Voorbereidingen worden getroffen voor de eventuele invoering van een capaciteitsremuneratiemechanisme[20]. Dit zou bestaande capaciteit moeten behouden en/of nieuwe investeringen moeten aantrekken. Indien hiertoe beslist zou worden, zal dit uiteraard in overeenstemming met de Europese regels dienaangaande ingevoerd worden.

4.3. Opvolging aanbevelingen Prospectieve Studie Elektriciteit 2015

In de laatste prospectieve studie zijn op basis van een aantal evaluatiecriteria voor de bevoorradingszekerheid van elektriciteit van België een aantal aanbevelingen geformuleerd[21]. Het is gepast om in dit aanvullend verslag een stand van zaken met betrekking tot deze aanbevelingen weer te geven:

Aanbevelingen	Opvolging
Ontwikkelen van een reeks criteria om de bevoorradingszekerheid van elektriciteit van België te meten, in de vorm van een boordtabel	België heeft reeds een bevoorradingscriterium vastgelegd in de elektriciteitswet (LOLE). Er is momenteel een studie lopende naar het meest optimale criterium voor de bevoorradingszekerheid van elektriciteit voor België, ook rekening houdend met de impact op de naburige landen.

[19] Zie hoofdstuk 3.

[20] Er is nog geen formele beslissing over de invoering van een CRM, maar gezien de lange voorbereidingstijd die hiervoor nodig is, is als voorzorgsmaatregel wel al gestart met voorbereidende werken.

[21] De Studie over de perspectieven van elektriciteitsbevoorrading tegen het jaar 2030 (prospectieve studie elektriciteit 2 of PSE2), januari 2015.

Toezien op de afhankelijkheid van aardgas onder meer via de studie over de perspectieven van gasbevoorrading en met inachtneming van de keuzevrijheid van de operatoren van de elektriciteitsmarkt	Sinds 2011 is het aandeel van aardgas in de primaire energiebronnen die aangewend worden voor elektriciteitsproductie afgenomen. Het Belgische gasnetwerk is verbonden met een groot aantal landen met importmogelijkheden (Noorwegen, Nederland, Verenigd Koninkrijk en Oost-Europa via Duitsland), en met landen die LNG produceren (zoals Qatar) via de LNG-terminal in Zeebrugge en, sinds 2016, in Duinkerken. De operatoren hebben dus een vrije keuze tussen deze verschillende routes. De tweede prospectieve studie betreffende de bevoorradingszekerheid van aardgas (horizon 2025-2030) is in 2015 gepubliceerd.
Versterken van het beleid in geval van een crisis in de bevoorrading van aardgas, in overeenstemming met de vereisten van het derde Europese energiepakket	België heeft een risico-analyse en een preventief actieplan opgemaakt. Deze plannen worden om de twee jaar geactualiseerd.
Met inachtneming van de keuzevrijheid van de operatoren van de steenkoolmarkt, toezien op het behoud van de huidige mate van diversiteit m.b.t. de leveranciers van steenkool, voor het geval dat er nieuwe investeringen in steenkool zouden worden toegekend na 2020	Sinds 2011 is de diversiteit van de landen die steenkool leveren stabiel gebleven. Nieuwe investeringen in elektriciteitsproductie op basis van steenkool zijn echter niet voorzien en bestaande steenkoolcentrales werden gesloten.
Aandacht schenken aan de kwaliteit van de resultaten van de studies met betrekking tot onconventioneel gas en van de resultaten zelf	De AD Energie volgt de evolutie op van nieuwe technologieën en gasinfrastructuren.
Versterken van de opvolging van de bevoorrading in hout en houtafval, in het bijzonder in het kader van duurzaam bosbeheer, met inachtneming van de keuzevrijheid van de economische actoren, door de statistieken te verbeteren (invullen van de JWEE-vragenlijst) en door de kennis van de toe te passen logistieke processen (aanvoer, opslag, …) uit te breiden	Hernieuwbare energie (en dus ook hout) en hun statistieken zijn een gewestelijke bevoegdheid. Het federale niveau staat ter beschikking van de gewesten om statistieken over biomassa te ontwikkelen op nationaal niveau.
Interconnecties met buurlanden bevorderen;	Via het netontwikkelingsplan van de transmissienetbeheerder wordt erop toegezien dat de interconnecties in lijn met de behoeften van België en de Europese doelstellingen ontwikkeld worden.

Het verdere opvolgen van de werkzaamheden van de "Electricity Coordination Group" betreffende het gebruik van grensoverschrijdende stromen en de evaluatie van het evenwicht tussen vraag en aanbod van elektriciteit.	België neemt actief deel aan een regionale studie van de bevoorradingszekerheid in het Pentalateraal forum, die voorgesteld zal worden in de "Electricity Coordination Group".
Aanmoedigen van gewestelijke acties zoals de sectorakkoorden Energie	De vier Ministers van Energie (federaal en gewestelijk) onderschrijven het belang van energie-efficiëntie in het interfederaal Energiepact. De gewesten hebben al sectorale akkoorden met de industrieën (onder andere voor artikel 7 van het EED).
Naast het verder aanmoedigen van energiebesparende investeringen, het grondiger bestuderen van de maatregelen die bijdragen tot een geringere groei van het finale elektriciteitsverbruik in de buurlanden, met name op basis van de gegevens die verzameld zijn in het kader van het project Odyssee-Mure.	De federale en gewestelijke autoriteiten nemen actief deel aan het consortium Odyssee-Mure.
Verbeteren van de betrouwbaarheid van de gegevens over het verbruik van de huishoudens (in overeenstemming met de nieuwe bepalingen van de Europese verordening betreffende energiestatistieken)	Officiële gegevens over de energieconsumptie van huishoudens worden sinds 2017 aan Eurostat verstuurd. Deze gegevens zijn gebaseerd op een enquête die afgenomen wordt bij een staal van huishoudens.
Laten uitvoeren van een gedetailleerde studie naar de evolutie van elk type elektrisch toestel in de residentiële sector	In het kader van bovenstaande enquête ter verstrekking van de gegevens over het verbruik van de huishoudens, is tevens een model ontwikkeld dat op termijn een extrapolatie van deze gegevens op korte en middellange termijn toelaat.
Opslag van elektriciteit: lanceren van een studie over de technische kenmerken en het Belgische ontwikkelingspotentieel van de technologieën ter zake tegen 2030 en 2050	In 2015 heeft de CREG een studie over opslag gepubliceerd, volgend op een studie besteld door de Algemene Directie Energie bij de KULeuven over de mogelijke technologieën en de barrières voor de sector. Een wetswijziging is in 2017 goedgekeurd om meerdere barrières op te heffen.
Permanent toezichtsysteem: verbeteren van de informaticatool voor het vergelijken van de vraag en het aanbod van elektriciteit die gemaakt werd voor het Energieobservatorium naar aanleiding van de uitwerking van het Rapport over de middelen voor elektriciteitsproductie 2012-2017 (deterministisch model)	De Algemene Directie Energie en het Federaal Planbureau hebben een performante software aangekocht die toelaat de vraag en het aanbod van elektriciteit beter te modelleren.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Toespitsen van de inspanningen op energie-efficiëntie en vooral het behalen van de indicatieve doelstelling van 18% die België zich heeft gesteld	Deze doelstelling wordt opgevolgd via Enover EE (interfederaal overlegorgaan energie).
Aanmoedigen van de operatoren van de energiemarkten, met inachtneming van hun keuzevrijheid, om de nodige voorzichtigheid aan de dag te leggen bij de aankoop van fossiele energiebronnen uit Jemen, Iran, Irak, Venezuela, Nigeria en de Russische Federatie	De markt is vrij in haar keuze. De marktaandelen en de actualiteit van de betrokken landen worden wel opgevolgd.
Het aandeel van fossiele en minerale energiebronnen in de energiemix voor de productie van elektriciteit verder verlagen of vermijden te verhogen, meer bepaald met behulp van nieuwe technologieën (koppeling van HE aan opslag en/of het beheer van de vraag bijvoorbeeld)	Onderzoek en ontwikkeling van technologieën voor opslag en vraagbeheer worden gestimuleerd, onder meer via het federale energietransitiefonds dat sinds 2017 operationeel is.
Maken van een uitvoerige diagnose, met inachtneming van de keuzevrijheid van de operatoren op de aardgasmarkt en de vertrouwelijkheid van de benodigde gegevens, van de portefeuille van de landen die aardgas leveren aan België, rekening houdend met de aanvoerroutes	De markt is vrij in haar keuze. De marktaandelen en de actualiteit van de betrokken landen worden wel opgevolgd.
Verbeteren van de beoordeling van het potentieel van biomassa voor energiedoeleinden bestemd voor België (productie in België en invoer) en schatten van de gevolgen van de ontwikkeling ervan op logistiek (opslag, aanvoer…) en milieuvlak	Une stratégie des bioénergies sera partie intégrante d’une politique « économie circulaire ». Een strategie voor bioenergie zal integraal deel uitmaken van het beleid omtrent “circulaire economie”.
Grondiger bestuderen van het potentieel van (diepe) geothermie	Diepe geothermie wordt ontwikkeld, beginnende bij het uitvoeren van pilootprojecten.
Versterken van de maatregelen inzake de energie-efficiëntie en de HEB’s	Het interfederaal energiepact beoogt een koolstofarm energiesysteem, dat alleen maar bereikt kan worden door de implementatie van maatregelen ter versterking van de energie-efficiëntie en de hernieuwbare energiebronnen.

5. Conclusies

De bevoorradingszekerheid van elektriciteit in België is de laatste jaren enkele malen onder druk komen te staan door een samenloop van omstandigheden. Het gaat onder meer om verscheidene technische problemen bij de nucleaire installaties in België en Frankrijk, lage hernieuwbare productie in combinatie met een hoger verbruik en congestie in de buurlanden. Er worden geen grote problemen verwacht voor de komende drie winterperiodes, maar het is niet uitgesloten dat zulke omstandigheden met een lage waarschijnlijkheid, maar een hoge impact zich opnieuw voordoen.

België heeft in de voorbije winterperiodes kunnen rekenen op het mechanisme van de strategische reserve als bewarende maatregel (zonder ze evenwel te moeten activeren). Het heeft echter ook steeds aangegeven dat dit slechts een tijdelijke maatregel kan zijn en zal nu ook rekening moeten houden met de uitkomst van de discussies die momenteel gaande zijn met de Europese Commissie over eventuele aanpassingen aan het mechanisme.

Op middellange termijn komt uit alle studies duidelijk naar voren dat het verzekeren van het evenwicht tussen vraag en aanbod een uitdaging zal vormen. Uit de hierboven vermelde scenario's blijkt duidelijk dat de capaciteit van hernieuwbare energie sterk zal stijgen, zowel op Europees als nationaal niveau. Specifiek voor België komt hier nog de uitdaging bij van de nucleaire uitstap. Tijdens een overgangsperiode zal een bijkomende flexibele thermische capaciteit nodig zijn om de bevoorradingszekerheid te waarborgen. De verwachte marktomstandigheden zetten echter momenteel niet aan om de nodige investeringen te doen.

Het interfederale Energiepact dat momenteel uitgewerkt wordt, is daarom essentieel voor de bevoorradingszekerheid van België op lange termijn. Het zal duidelijkheid moeten verschaffen over de kalender van de nucleaire uitstap en de visie uiteenzetten op de manier waarop België haar transitie naar een koolstofarme economie zal behalen en hoe ze haar bevoorradingszekerheid niettemin te allen tijde zal verzekeren.

In afwachting daarvan heeft de federale staat reeds een aantal maatregelen genomen of opgestart om de bevoorradingszekerheid veilig te stellen. Zo worden de monitoring en evaluatie van de toereikendheid en de behoefte aan flexibiliteit versterkt en zijn er verbeteringen aan de Energy Only Market aangebracht. Ook naar de toekomst toe wordt prioritair ingezet op een verbeterde marktwerking. Op heden is het echter niet gegarandeerd dat de benodigde flexibele capaciteit zonder bijkomende financiële steun voorhanden zal zijn. In afwachting van een definitieve beslissing hieromtrent is daarom ook reeds begonnen – rekening houdend met de lange voorbereidingstijd - met de voorbereiding van een capaciteitsremuneratiemechanisme ("CRM"). Tot slot wordt de verdere verhoging en integratie van hernieuwbare energie en nieuwe technologieën gestimuleerd en van nabij opgevolgd.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”