

Strategische reserve

[Advies van de AD Energie inzake de bepaling van de behoefte aan strategische reserve voor de winterperiode 2020-2021]

INHOUD

| | |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| I. INLEIDING..... | 2 |
| II. SAMENVATTING VAN DE PROBABILISTISCHE ANALYSE VAN ELIA VOOR DE WINTERPERIODE 2020-2021 | 3 |
| 1. HET BASISSCENARIO | 3 |
| 2. DE BESTUDEERDE GEVOELIGHEID : HILO-SCENARIO..... | 5 |
| 3. DE RESULTATEN VOOR DE WINTERPERIODE 2020-2021..... | 5 |
| 4. AANBEVELINGEN VAN DE TNB..... | 6 |
| III. ANALYSE VAN DE AD ENERGIE VOOR DE WINTERPERIODE 2020-2021 | 6 |
| 1. VALIDERING VAN DE METHODOLOGIE EN VAN DE WERKHYPOTHESEN VOORGESTELD DOOR ELIA | 6 |
| 2. ANALYSE VAN DE AD ENERGIE | 7 |
| 2.1 <i>Modelvormingsinstrument : Supergrid</i> | 7 |
| 2.2 <i>Hypothesen</i> | 8 |
| 2.3 <i>Analyse van de resultaten</i> | 11 |
| 2.4 <i>Vergelijking van de twee modellen</i> | 15 |
| 2.5 <i>Mogelijke verbeteringen</i> | 16 |
| IV. ADVIES EN AANBEVELING VAN DE ALGEMENE DIRECTIE ENERGIE VOOR DE WINTERPERIODE 2020-2021 | 17 |

I. Inleiding

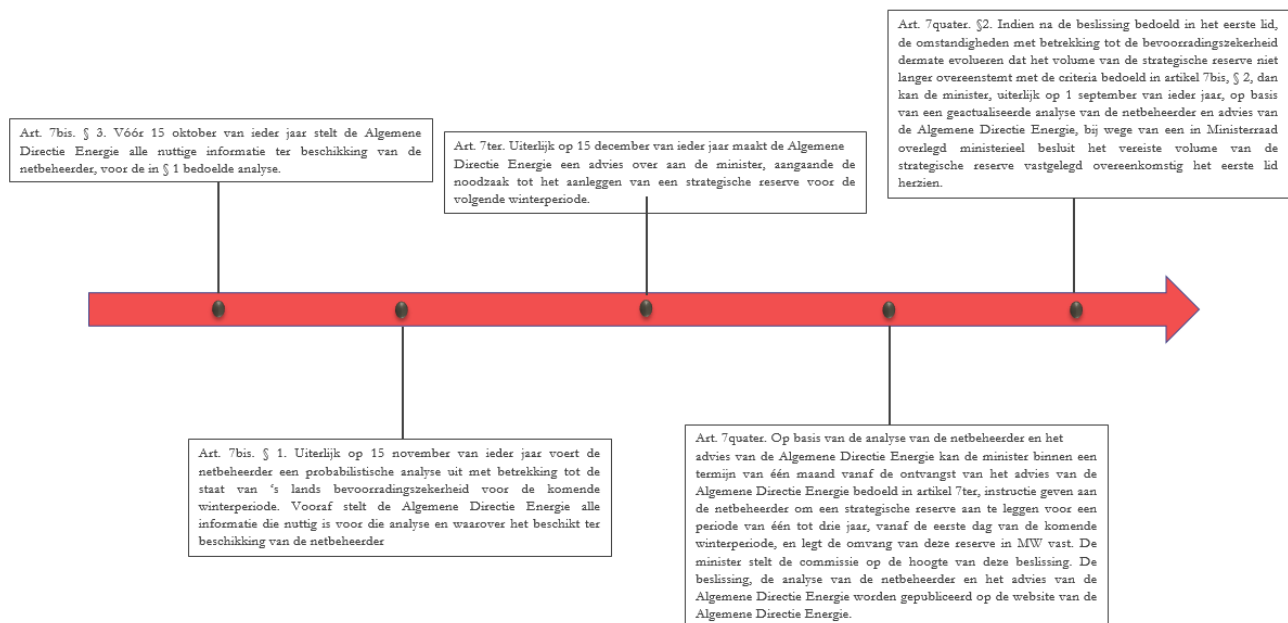
i Dit advies is opgemaakt door de Algemene Directie Energie met toepassing van artikel 6 § 2 van de wet van 26 maart 2014 en de artikelen 7bis en 7ter van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt (« elektriciteitswet »).

De wet van 26 maart 2014 heeft in de wet op de organisatie van de elektriciteitsmarkt de mogelijkheid ingevoegd voor de Minister bevoegd voor Energie om de transmissienetbeheerder Elia de opdracht te geven voor een bepaalde periode een zogeheten “strategische” reserve aan te leggen die in België geactiveerd kan worden bij risico op elektriciteitschaarste gedurende de winterperiode.

Om de bevoorradingszekerheid te garanderen zijn de eenheden waarvoor is aangekondigd dat zij tijdelijk of definitief zullen gesloten worden en de eenheden die effectief in cocon zijn (dit wil zeggen tijdelijk zijn stilgelegd) verplicht deel te nemen aan de procedure voor de aanleg van de strategische reserve. De aanbiedingen inzake vraagbeheer die het elektriciteitssysteem kunnen helpen om het hoofd te bieden aan verbruikspieken door hen te verminderen en aldus bijdragen om de bevoorradingszekerheid te garanderen, mogen deelnemen aan de strategische voorraad.

Dit betekent concreet dat de Algemene Directie Energie (krachtens artikel 7ter van de elektriciteitswet) een advies aan de minister overmaakt aangaande de noodzaak tot het aanleggen van een strategische reserve voor de volgende winterperiode. Indien het advies besluit dat er een noodzaak bestaat om zulke reserve aan te leggen voor de komende winterperiode bevat het eveneens een voorstel van volume voor deze reserve, uitgedrukt in MW.

De wet bepaalt het volgende :



II. Samenvatting van de probabilistische analyse van Elia voor de winterperiode 2020-2021

i Het verslag van probabilistische analyse van de transmissienetbeheerder Elia is op 15/11/2019 bezorgd aan de Minister van Energie, Marie Christine Marghem, alsook aan de Algemene Directie Energie van de FOD Economie. Het verslag analyseert de situatie van de winter 2020- 2021 alsook van de winters 2021-2022 en 2022-2023.

Na een presentatie in task force « Implementation Strategic Reserve » die door Elia georganiseerd is op 02/12/19 werd het verslag vervolgens gepubliceerd op de website¹ van de transmissienetbeheerder.

Om de bepaling van het vereiste volume van strategische reserve transparanter te maken heeft de transmissienetbeheerder de door hem gebruikte methodologie bij de opmaak van de probabilistische analyse, gedetailleerd toegelicht in zijn verslag. De TNB heeft in 2019 overigens eveneens twee publieksbevragingen georganiseerd voor het boekjaar 2020-2021 : de ene over de te volgen methodologie² en de andere over de hypothesen en gegevens³ die gebruikt moesten worden.

1. Het basisscenario

Het basisscenario dat in samenspraak met de AD Energie is opgemaakt tijdens de zomer van 2019 en waarin rekening is gehouden met de methodologische opmerkingen die geformuleerd zijn naar aanleiding van de bevraging van de TNB, is gebaseerd op de hypothesen en gegevens die hierna zijn toegelicht.

A. Aan de zijde van het aanbod tijdens de winterperiode 2020-2021 wordt rekening gehouden met het volgende :

- a. 176 MW aan turbojets en 4806,6 MW aan gascentrales (CCGT/OCGT/CL) worden beschouwd als in werking te zijn tijdens de hele winter;
- b. er is rekening gehouden met de onbeschikbaarheden van het nucleair park vermeld op het Transparency Platform van de exploitant van 15 oktober 2019. Naast de geplande onbeschikbaarheden werd een jaarlijks percentage van 3,7% niet geplande onbeschikbaarheden toegepast.
- c. het tegen 2020 jaarlijks geïnstalleerd onshore windenergiepotentieel (+140 MW/jaar gemiddeld) blijkt uit een bevraging van de Gewesten door de AD Energie⁴ en komt uit op een potentieel van 2608 MW op 01/10/2019 ;
- d. het tegen eind 2020 jaarlijks geïnstalleerd offshore windenergiepotentieel blijkt uit de laatst beschikbare informatie bij de AD Energie en bij de TNB en komt uit op een potentieel van 2253 MW op 01/10/2019;
- e. het tegen 2020 jaarlijks geïnstalleerd fotovoltaïsch zonnepotentieel (+425 MW/jaar gemiddeld) blijkt uit een bevraging van de Gewesten door de AD Energie⁵ en komt uit op een potentieel van 4965 MW op 01/10/2019 ;

¹ <https://www.elia.be/nl/elektriciteitsmarkt-en-systeem/adequacy/strategische-reserve>

² <https://www.elia.be/nl/users-group/werkgroep-balancing/werkgroep-strategische-reserve/20190708>

³ https://www.elia.be/nl/publieke-consultaties/20190828_public-consultation-strategic-reserve-input-data-for-determining

⁴ Raadpleging van de leden van de subgroep CONCERE SER/ENOVER HEB tijdens de zomer 2019. Bij de bepaling van dat potentieel is rekening gehouden met de elementen van het NEKP.

⁵ Raadpleging van de leden van de subgroep CONCERE SER/ENOVER HEB tijdens de zomer 2019. Bij de bepaling van dat potentieel is rekening gehouden met de elementen van het NEKP.

- f. het tegen eind 2020 geïnstalleerd hydro-elektrisch park langs het water zal 171 MW bedragen en het potentieel van pompen-turbijnen zal 1.308 MW bedragen;
- g. het potentieel van geïnstalleerde afvalverbrandingscapaciteit is afkomstig van de databank van Elia. Volgens de informatie waarover de AD Energie beschikt, voorziet Elia geen grote verandering in deze capaciteit;
- h. het potentieel van biomassa is bepaald op basis van de informatie in de databank van de TNB. Daaraan werd een groeipercentage toegevoegd dat door de FOD Economie bepaald is naar aanleiding van de bevraging van de Gewesten, om de geïnstalleerde capaciteit voor de drie komende winters te plannen;
- i. de verdeling tussen gecentraliseerd en niet gecentraliseerd biomassapotentieel is afkomstig van een databank ⁶ van de TNB die maandelijks bijgewerkt wordt op basis van uitwisselingen met zijn rechtstreekse klanen en met de distributienetbeheerders ;
- j. het potentieel van gecentraliseerde WKK-centrales zal tijdens de winter 2020-2021 821 MW bedragen. De databank van de TNB met informatie afkomstig van de distributienetbeheerders telt een gedecentraliseerd warmtekrachtpotentieel van 1.324 MW tegen eind 2020. Ook dat potentieel werd in aanmerking genomen.
- k. de primaire (FCR), secundaire (aFRR) en tertiaire (mFRR) reserves geleverd door de Belgische productie-eenheden bedragen respectievelijk 0 MW, 150 MW en 395 MW ;
- l. de laatste beschikbare informatie over de evolutie van de productiecapaciteit in het buitenland is als input gebruikt. Die gegevens zijn door de naburige TNB's gevalideerd aan de hand van bilaterale contacten met Elia ;
- m. de interconnecties met Groot-Brittannië (Nemo Link®) en met Duitsland (ALEGrO) met elk een maximale capaciteit van 1000 MW zijn in rekening gebracht.

B. Aan de zijde van de vraag tijdens de winterperiode 2020-2021 wordt rekening gehouden met het volgende :

- a. het groeipercentage van de totale jaarlijkse vraag van 2019 tot 2020 wordt geschat op 0,42 %⁷;
- b. de simulaties betreffende de verbruikspiek⁸ van de 33 gesimuleerde winters op een genormaliseerd profiel geven als resultaat een verbruikspiek⁹ tussen 12,89 GW en 14,64 GW voor de winter 2020-2021. De verbruikspieken op de percentielen 50 en 95 bedragen respectievelijk 13,6 GW (realisatieprobabiliteit : een jaar op twee) en 14,4 GW (realisatieprobabiliteit : een jaar op twintig) ;
- c. het beheerspotentieel van de vraag waarmee rekening is gehouden, komt uit de studie E-CUBE die uitgevoerd is voor rekening van Elia. Elia heeft gekozen voor een groeipercentage van 7 %/jaar van het DSM-potentieel. Omwille van de coherentie met de studie Adequacy and Flexibility van juni 2019, werd het aantal DSM-categorieën beperkt tot vijf. Onderstaande figuur vermeldt die categorieën is is overgenomen uit het verslag van Elia.

⁶ Alle eenheden met een capaciteit groter dan 0,4 MW zijn individueel opgelijst in deze databank (samenwerkingsakkoord tussen Elia en de distributienetbeheerders).

⁷ Gemiddeld percentage van de laatste jaarlijkse groeipercentages meegedeeld door IHS Markit. Om uit te leggen dat met dit percentage rekening is gehouden bij de bevraging over de gegevens vermeldt Elia dat de industrie, de handel, de residentiële sector, het transport en de landbouw individueel gesimuleerd zijn in het forecastmodel van IHS Markit. In België is de groei van de vraag hoofdzakelijk het gevolg van de vraag in de industrie en in de handel op korte termijn. Om een beter beeld te krijgen van de economische parameters die deel uitmaken van deze projectie van de vraag heeft Elia aan de AD Energie meegedeeld het voornemen te hebben haar eigen simulaties te ontwikkelen voor de volgende oefeningen voor het bepalen van het volume.

⁸ Dit piekverbruik wordt hoofdzakelijk beïnvloed door de temperatuur.

⁹ Totaal verbruik gelijk aan het verbruik op het Elia-net en op de distributienetten.

| Categories & Constraints | Distribution [%] |
|--------------------------|------------------|
| Max use of 1 hour | 10 |
| Max use of 2 hours | 35 |
| Max use of 4 hours | 10 |
| Max use of 8 hours | 30 |
| No limit | 15 |

2. De bestudeerde gevoeligheid : HiLo-scenario

i Bij de aankondiging van het mechanisme van strategische reserve in haar beslissing SA.48648 heeft de DG COMP het gebruik gevalideerd van het scenario "High impact low probability" waarmee men zich kan wapenen tegen gebeurtenissen waarop de Belgische Staat geen vat heeft.

De uitzonderlijke, langdurige sluitingen van Belgische en Franse nucleaire eenheden (zoals die van 2014 tot 2018) hebben een enorme impact op de bevoorradingszekerheid. Het is dus nuttig een gevoeligheid te testen gebaseerd op de niet geplande buitenwerkingstellingen op 15/10/2019 (elementen met lage probabiteit maar recentelijk vastgesteld).

Een vergelijking van de gemodeliseerde en reële onbeschikbaarheden van de Belgische nucleaire capaciteit liet besluiten dat de gebeurtenissen die tijdens de zeven laatste winters hebben plaatsgevonden in rekening kunnen worden gebracht via een vermindering van 1,5 GW van de Belgische nucleaire capaciteit over de winterperiode 2020-2021.

Een vergelijking van de gemodeliseerde en reële onbeschikbaarheden van de Franse nucleaire capaciteit liet besluiten dat de gebeurtenissen die tijdens de zeven laatste winters hebben plaatsgevonden in rekening kunnen worden gebracht via een vermindering van 3,6 GW (4 eenheden van 910 MW) van de Franse nucleaire capaciteit over de winterperiode 2020-2021.

3. De resultaten voor de winterperiode 2020-2021

i De resultaten tonen aan dat het dubbele LOLE-criterium gerespecteerd is in beide scenario's (base case en HiLo) en dat de behoefte aan strategische reserve voor de winterperiode onbestaand is.

De resultaten van het basisscenario vertonen een gemiddelde LOLE en een LOLE P95 die duidelijk lager zijn dan de wettelijke criteria voor bevoorradingszekerheid¹⁰. Een marge van 3200 MW biedt de mogelijkheid het wettelijk niveau van de bevoorradingszekerheid tijdens de winter 2020-2021 te handhaven. Indien de hypothesen van dit scenario bewaarheid worden is er dus geen enkele strategische reserve vereist. Onderstaande figuur illustreert de

¹⁰ Artikel 7bis § 2 van de wet op de organisatie van de elektriciteitsmarkt bepaalt het volgende :

“§ 2. Het niveau van bevoorradingszekerheid dat moet worden bereikt, wordt bepaald door :
1° desgevallend, de geharmoniseerde normen vastgesteld door de in deze aangelegenheid bevoegde Europese instellingen;
2° bij het ontbreken van geharmoniseerde normen op Europees niveau, desgevallend de geharmoniseerde normen vastgesteld op regionaal niveau, inzonderheid op het niveau van de Centraal-West-Europese elektriciteitsmarkt;
3° bij het ontbreken van zulke normen, een berekening van een LOLE van minder dan 3 uur en van een LOLE95 van minder dan 20 uur, aan de hand waarvan de ontbrekende ladingsvolumes, noodzakelijk voor de verzekering van de bevoorradingszekerheid, worden bepaald.”

resultaten van het referentiescenario voor de winter 2020-2021 en is gebaseerd op de informatie in het verslag van Elia.

| BASE CASE | AVERAGE | P95 | MAX | | AVERAGE | P95 | MAX |
|----------------------------|--------------|------|------------------------------|-----------------------------|---------|-----|-----|
| LOLE (h) | <0h30 | 1h00 | 29h | Amount of activation | 0,1 | 1 | 10 |
| ENS (GWh) | 0,1 | 0,05 | Activation length (h) | | 2,4 | 7 | 16 |
| Need or Margin (MW) | -3200 | | | | | | |

Onderstaande figuur illustreert de resultaten van het HiLo-scenario voor de winter 2020-2021 en is gebaseerd op de informatie in het verslag van Elia. Een marge van 100 MW biedt de mogelijkheid het wettelijk niveau van de bevoorradingszekerheid tijdens de winter 2020-2021 te handhaven.

| HIGH LOW | AVERAGE | P95 | MAX | | AVERAGE | P95 | MAX |
|----------------------------|-------------|-----|------------------------------|-----------------------------|---------|-----|-----|
| LOLE (h) | 2h45 | 11h | 97h | Amount of activation | 0,8 | 4 | 19 |
| ENS (GWh) | 1,5 | 2,8 | Activation length (h) | | 3,4 | 10 | 28 |
| Need or Margin (MW) | -100 | | | | | | |

4. Aanbevelingen van de TNB

Elia geeft de aanbeveling een beslissing te nemen op basis van de resultaten van het scenario dat rekening houdt met gebeurtenissen met lage probabiteit en een grote impact op de Belgische adequacy. Aangezien dit scenario een capaciteitsmarge van 100 MW aantoot, is er geen bijkomend volume vereist om te voldoen aan de wettelijke criteria die het mogelijk maken de bevoorradingszekerheid van elektriciteit tijdens de winter 2020-2021 te garanderen.

III. Analyse van de AD Energie voor de winterperiode 2020-2021

1. Validering van de methodologie en van de werkhypothese voorgesteld door Elia

De AD Energie stelt vast dat het werk van Elia kwaliteitsvol is.

De analysemethodologie werd reeds goedgekeurd tijdens de voorgaande evaluaties van het volume (voorbij winters) en werd gechallenged in de task forces georganiseerd door de TNB maar ook tijdens beide publieksbevingen die in 2019 hebben plaatsgevonden.

De AD Energie van de FOD Economie bevestigt dat er verbeteringen zijn in vergelijking met voorgaande oefening ; die komen aan bod in hoofdstuk 1.7. in het verslag van Elia, met name : een verbetering van de Flow-Based methode van de modelvorming van de vraag en van de hydro-elektrische technologieën en van de Market Response.

De AD Energie heeft meegewerkt aan de uitwerking van de hypothesen en heeft de bestudeerde scenario's gevalideerd. De AD Energie geeft haar fiat aan de aanbeveling van de TNB om het scenario « low probability high impact » in aanmerking te nemen. Dat scenario zal de mogelijkheid bieden rekening te houden met een « buffer » ingeval de onderhoudsperioden of de onverwachte stilleggingen van de nucleaire eenheden langer duren dan gepland.

2. Analyse van de AD Energie

i *Gezien artikel 7ter van de wet op de organisatie van de elektriciteitsmarkt, de afspraken die bij de Europese Commissie gemaakt zijn in oktober 2017 en in het bijzonder de afspraak om enkel contracten voor 1 jaar af te sluiten, werd enkel de winter 2020-2021 door de AD Energie in dit advies geanalyseerd.*

2.1 Modelvormingsinstrument : Supergrid

Om een advies te kunnen formuleren in verband met de bepaling van de behoefte aan strategische reserve voor de winterperiode 2020-2021, heeft de AD Energie gebruik gemaakt van de software Supergrid uit de Crystal-reeks, ontwikkeld door de firma Artelys¹¹.

Supergrid is een modelvormingsinstrument voor intergeconnecteerde netwerken. Elk land van de Europese Unie bestaat uit verschillende « assets » met zijn verschillende productietechnologieën, zijn interconnecties en zijn vraagpotentieel naar elektriciteit.

Net zoals het Antaresmodel dat door Elia is gebruikt, biedt Supergrid een optimalisering van het energiesysteem op basis van minimalisering van de productiekosten.

In tegenstelling tot Antares dat een probabilistische aanpak voorstelt, hanteert Supergrid een deterministische aanpak. De oefening bestaat er immers in « contexten¹² » te creëren die worden voorgesteld door bepaalde inputgegevens (i.e : een maximale capaciteit aan nucleaire productie, de jaarlijkse beschikbaarheidscurve ervan, de productiekost ervan, ,...) en de afstemming van vraag en aanbod over een bepaalde periode en volgens een uurgradering te simuleren. Elke context kan verscheidene « test cases » bevatten die bepaald zijn op basis van een lastcurve en verschillende profielen van hernieuwbare productie, in functie van het bestudeerd klimatologisch jaar.

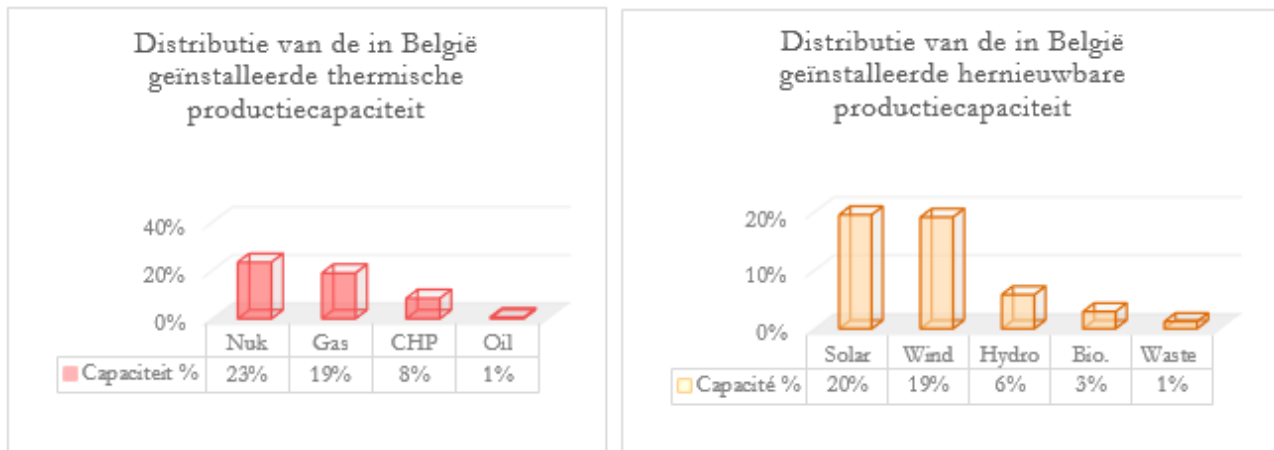
¹¹ <https://www.artelys.com/fr/>

¹² Een context kan gezien worden als een scenario in het Eliamodel.

2.2 Hypothesen

2.2.1 Productie – België

Voor de in België geïnstalleerde thermische en hernieuwbare productiecapaciteit zijn de hypothesen waarvan de AD Energie van de uitgaat identiek met de gegevens die door Elia zijn voorgesteld in zijn verslag van november 2019. Ter herinnering : over die gegevens heeft een publieksbevraging plaatsgevonden waarbij de marktactoren de mogelijkheid kregen zich uit te spreken over de kwaliteit van die gegevens en eventueel verbeteringen voor te stellen. Volgens die gegevens vertegenwoordigt de thermische productiecapaciteit 51% van het Belgisch productiepark en vertegenwoordigt de hernieuwbare productiecapaciteit 49 % van het park. Onderstaande figuren vermelden de distributie ervan.



In verband met de productiecapaciteit bestemd voor balancering deelt Elia in zijn verslag mee dat die capaciteit in de simulaties niet in aanmerking is genomen bij de berekening van de behoefte aan strategische reserve. Op Blz. 57 staat immers : «*since balancing reserves have to be available to restore deviations independently of the strategic reserve, the simulations take account of the volume of generation capacity contracted for frequency containment reserves (FCRs) and frequency restoration reserves (FRRs) as reductions in available capacity to cope with adequacy. This approach is in-line with the current MAF methodology*». Om van deze bijzonderheid een model te kunnen opstellen, past Elia een derating van de thermische eenheden toe. Aangezien de Supergrid-software deze functie niet aanbiedt, wordt een capaciteit van 545 MW - die overeenstemt met de reservecapaciteit aFRR en de reservecapaciteit mFRR - afgetrokken van de geïnstalleerde gascapaciteit. Die methodologie werd door Elia goedgekeurd.

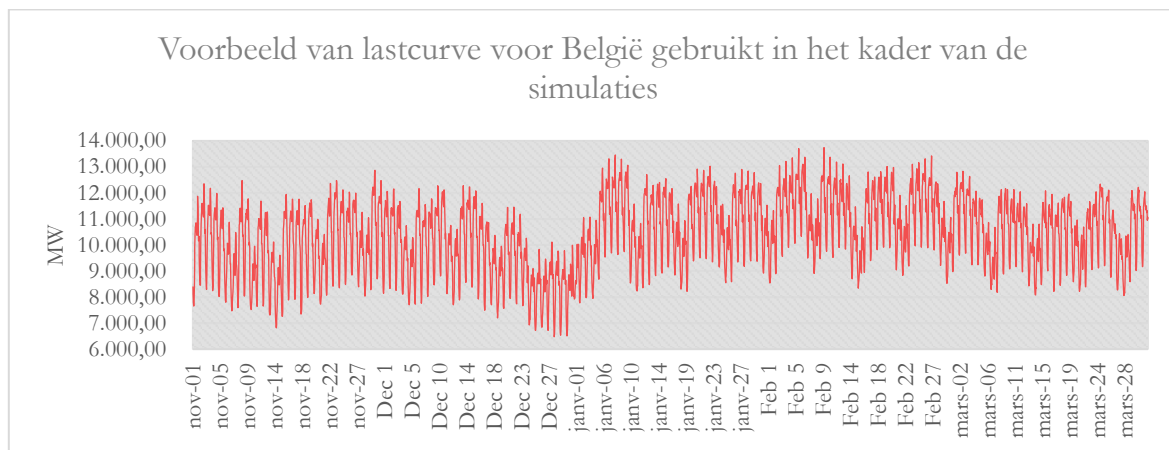
2.2.2 Vraag – België

In het kader van de oefening inzake de behoefte aan strategische reserve voor de winter 2020-2021, wou de AD Energie beschikken over meer klimatologische jaren dan het voorgaande jaar¹³. Om die vraag te beantwoorden heeft Artelys ons een set van 30 klimatologische jaren voorgesteld zodat een groter staal van test cases onderzocht kon worden waardoor er meer aansluiting was bij het probabilistisch model van Elia.

Artelys heeft technieken ontwikkeld om de vraag naar energie op te splitsen en een onderscheid te maken tussen thermisch-gevoelig (verwarming, warmtepompen, klimaatregeling, ...) en niet thermisch-gevoelig eindgebruik (industriële toepassingen, elektrische voertuigen (EV),...) alsook het flexibel verbruik (EV, industriële verplaatsingen, warmtepompen,...). Op basis van deze technieken kunnen zeer realistische curves van elektrische belasting worden uitgetekend die rekening houden met de impact van de klimatologische variaties op de vraag en met de impact van een toegenomen penetratie van nieuwe technologieën (zoals elektrische voertuigen of

¹³ Ter herinnering : voor de oefening van 2019-2020 werden slechts 6 verschillende vraagcurves bestudeerd.

warmtepompen). Die voorstelling biedt de gebruikers de mogelijkheid de evolutie van het lastprofiel van de hele bevolking van een land te ramen in verschillende scenario's en in verschillende jaren alsook de veranderingen in de lastpiek en in de structuur in te schatten. Artelys beschikt overigens over een grote databank met historische meteorologische gegevens (in termen van temperatuur, zonnestraling, windsnelheid) en heeft een robuuste probabilistische methodologie ontwikkeld om de meteorologische variaties te weerspiegelen in de temperatuurgevoelige lastprofielen en in de generatieprofielen van hernieuwbare energie.



Om 30 verschillende klimatologische jaren te kunnen aanleveren heeft Artelys in drie fasen gewerkt :

- i. definiëren van parameters voor vraagbeheer (ontleding van de vraag naar elektriciteit volgens gebruik) hoofdzakelijk op basis van hypothesen die door de FOD Economie zijn aangeleverd en besproken zijn met Elia¹⁴;
- ii. genereren van 30 verschillende vraagprofielen waarbij elk profiel gekoppeld wordt aan profielen van productie van hernieuwbare energie. Voor elk Europees land werd een eerste set gecreëerd van tien vraag- en aan hernieuwbare productie gekoppelde profielen. Er werd een tweede set van 20 test cases uitgewerkt op basis van een combinatie van de gegevens over de vraag in functie van de temperatuur en de productie van hernieuwbare energie, gegevens over de temperatuur, de zonnestraling en het windstelsel van verschillende historische jaren met als doel een gediversifieerd geheel van weersomstandigheden voor te stellen. De vastgestelde samenhang tussen zonne-energie en windenergie in Europa wordt door de methodologie gegarandeerd.
- iii. integreren van deze 30 test cases in de twee scenario's die door de AD Energie van de FOD Economie bestudeerd zijn : het referentiescenario en het HiLo-scenario.

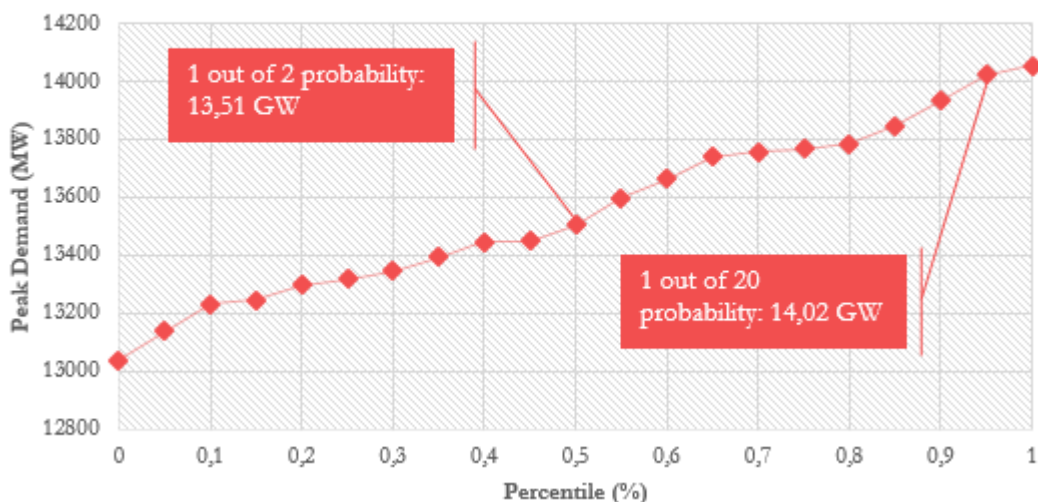
Ook al is de methodologie verschillend van die van Elia, zij leidt tot zeer vergelijkbare resultaten. Onderstaande figuur die de distributie illustreert van de verbruikspieken voor de 30 voor België bestudeerde klimatologische jaren toont dit aan voor de winter 2020-2021. Die figuur kan vergeleken worden met figuur 3.18 van het Elia-verslag. Volgens de door de AD Energie gebruikte gegevens schommelen de verbruikspieken tussen 13,04 GW en 14,05 GW¹⁵ voor de winter 2020-2021, de P(50) is geschat op 13,51 GW en de P(95) op 14,02 GW¹⁶.

¹⁴ Die hypothesen hebben bij voorbeeld betrekking op de stockagecapaciteit, de Vehicle-to-Grid, Load Shedding, Load Shifting, etc. De hypothesen evolueren in functie van de bestudeerde horizon (2020, 2025).

¹⁵ Voor Elia zullen de verbruikspieken voor de winter 2002-2021 schommelen tussen 12,9 GW en 14,7 GW.

¹⁶ Voor Elia bedraagt de P(50) 13,6GW en de P(95) 14,4 GW.

Distributie van de verbruikspunten voor de 30 bestudeerde klimaatjaren voor België en voor de winter 2020-2021



Aangezien de analyse van het gedrag van het vraagbeheer een voortaan onontbeerlijk element is bij de evaluatie van de bevoorradingszekerheid van elektriciteit in België werd inmiddels een bijkomende inspanning geleverd in het kader van deze oefening betreffende de strategische reserve. Bovenop de parameters die reeds voorzien waren in de software Supergrid heeft Artelys immers de door Elia gebruikte E-Cubemethodologie geïntegreerd om rekening te houden met hetzelfde potentieel van vraagbeheer (845 MW) en met dezelfde activeringstijden.

2.2.3 Productie en Vraag – Europa

Bij de hypothesen die gemaakt zijn voor de andere Europese landen naast België moet er een onderscheid gemaakt worden tussen de buurlanden (Frankrijk, Duitsland, Nederland, Groot-Brittannië) en de andere. Voor de buurlanden werden de hypothesen inzake productiecapaciteit van Elia integraal geïntegreerd, met uitzondering van de hydraulische productie waarvoor Artelys een eigen methodologie heeft ontwikkeld¹⁷ en die de mogelijkheid biedt voor een geavanceerder modelvorming van de parken met hydro-elektrische centrales om de productie van de centrales trouw weer te geven. Het potentieel dat gebruikt is in vergelijking met Elia is echter weinig verschillend en beide benaderingen zijn coherent. Voor de andere Europese landen zijn de hypothesen genomen van het scenario Best Estimate 2020 van het TYNDP 2018.

Er werd geen rekening gehouden met het beheer van de vraag van de andere landen.

2.2.4 Interconnecties

In tegenstelling tot Elia stelt Supergrid een model op van de interconnecties op basis van de NTC-methode.

Een maximale importcapaciteit werd bepaald op 6500 MW en er werd rekening gehouden met de volgende interconnecties :

¹⁷ Voor landen met een uitgebreide hydro-elektrische infrastructuur (of wanneer de gegevens van het TYNDP uiterst incompatibel waren met de historische waarden) werd een gedetailleerd model opgemaakt - op basis van historische waarden - om het langetermijnbeheer van de voorraad correct te plannen en daarbij rekening te houden met exogene overwegingen zoals het toerisme en de landbouw. Het gaat over de volgende landen : Oostenrijk, Spanje, Portugal, Frankrijk, Duitsland, Italië, Zweden, Noorwegen, Verenigd Koninkrijk, Finland. Voor de andere landen werden de capaciteit van het TYNDP gebruikt en aangevuld met historische waarden voor de aanvoer van water, het maximale productiepercentage en een “curvegids” voor stockage op lange termijn waarbij het interseizoensbeheer van het water beperkt werd.

| Interconnectie | Maximum capaciteit (MW) |
|----------------|-------------------------|
| BE-FR | 1800 |
| FR-BE | 3300 |
| BE-DE | 1000 |
| DE-BE | 1000 |
| BE-NL | 2400 |
| NL-BE | 1400 |
| BE-GB | 1000 |
| GB-BE | 1000 |
| BE-LU | 680 |
| LU-BE | 180 |



2.3 Analyse van de resultaten

i De taak van de AD Energie bestond erin zich uit te spreken over het bestaan van een behoefte aan strategische reserve en niet over het niveau van die reserve¹⁸. Aangezien een probabilistische analyse immers te verkiezen was om die kwantificering uit te werken, denken wij dat een deterministische aanpak zoals die welke ontwikkeld is in de Supergrid-software, minder robuuste resultaten zou opleveren.

Tijdens de analyse van de resultaten stellen wij vast dat het dubbele criterium van de LOLE in beide bestudeerde scenario's gerespecteerd is. **Voor de dertig met Supergrid bestudeerde test cases wordt immers geen enkel uur LOLE waargenomen. Dit bevestigt de afwezigheid van behoefte aan een volume strategische reserve tijdens de winter 2020-2021.**

Aangezien de LOLE-resultaten verschillend zijn van die van Elia wordt in de volgende sectie (2.4.) een lijst voorgesteld met elementen die deze verschillen kunnen uitleggen.

Hoewel er voor de winter 2020-2021 geen enkele strategische reserve vereist is, wijzen de outputs van Supergrid echter uit dat er zich “kritiekere” situaties kunnen voordoen. Die situaties zijn van dezelfde aard als de situatie die zich op 4 december 2019 voordeed toen de kernreactor van Tihange 1 ten gevolge van een technisch incident automatisch is stilgevallen waardoor de capaciteit van het Belgisch productiepark gedurende verschillende dagen 962 MW minder bedroeg. Ten gevolge daarvan stegen de elektriciteitsprijzen en ook al kon er een beroep worden gedaan op elektriciteit uit het buitenland, in het bijzonder uit Groot-Brittannië, en was er veel zonneschijn waardoor er veel zonne-energie werd geproduceerd, toch diende de TNB in te grijpen door een gascentrale opnieuw op te starten en een beroep te doen op 400 MW vraagbeheer.

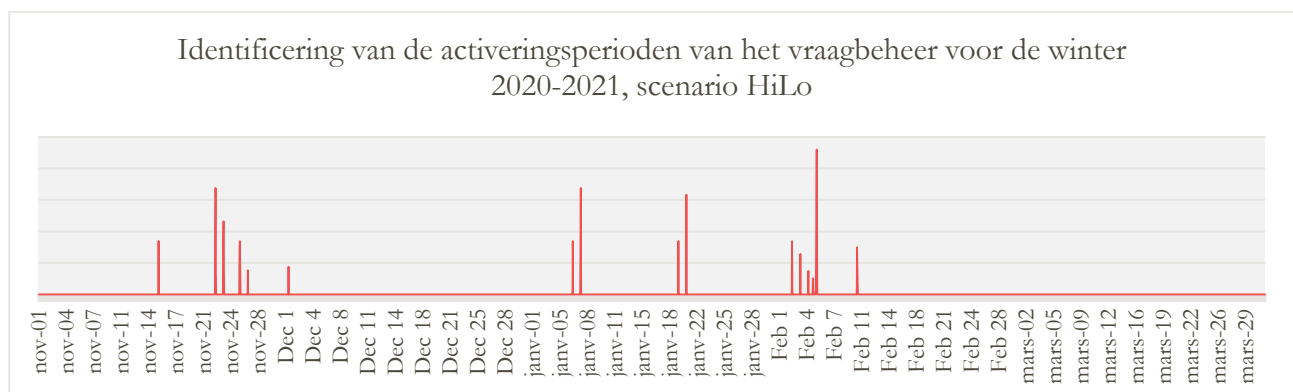
¹⁸ Of het eventueel niveau van een marge.

Aangezien de interconnecties en het beheer van de vraag een belangrijke impact hebben op de bevoorradingszekerheid van België heeft de AD Energie deze beide middelen van capaciteitslevering meer in detail geanalyseerd.

Ter herinnering : de AD Energie heeft dezelfde hypothesen als Elia gebruikt betreffende het potentieel en de activeringstijd van het beheer van de vraag. Onderstaande figuur illustreert die hypothesen :

| Catégories & Constraints | Distribution (%) | Pmax (MW) |
|--------------------------|------------------|-----------|
| Max use of 1 hour | 10 | 84,5 |
| Max use of 2 hours | 35 | 295,75 |
| Max use of 4 hours | 10 | 84,5 |
| Max use of 8 hours | 30 | 253,5 |
| No limit | 15 | 126,75 |

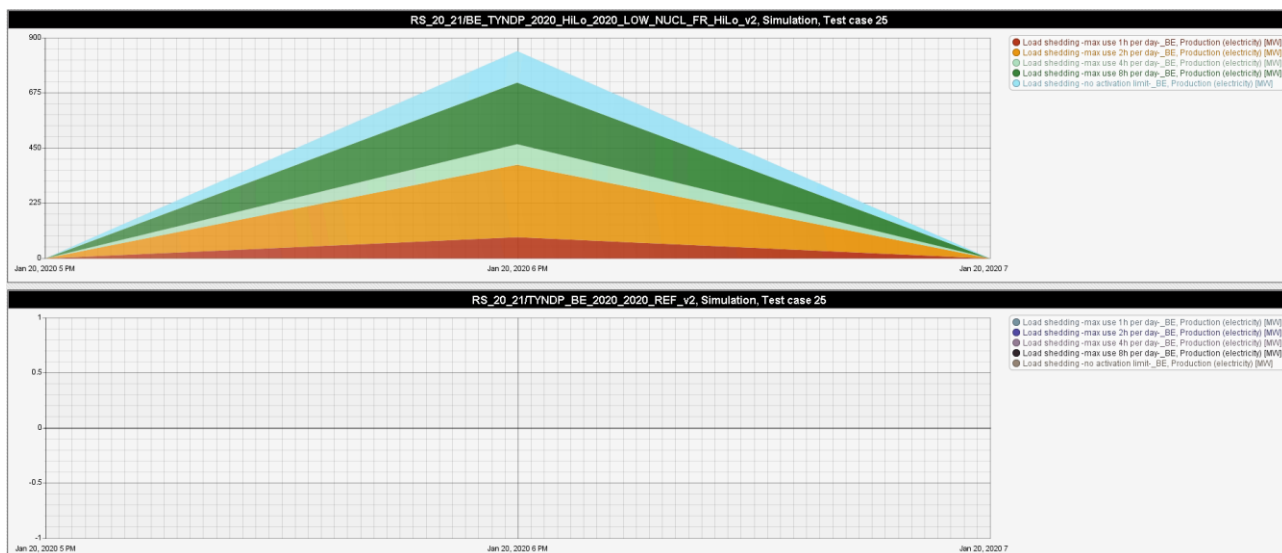
Wij stellen vast dat de activeringsperioden van het beheer van de vraag vooral plaatsvinden in de loop van de maanden november en februari. Onderstaande grafiek werd opgemaakt op basis van de resultaten van de simulaties en is gebaseerd op de vijf categorieën van vraagbeheer en op de 30 bestudeerde test cases voor het HiLo-scenario.



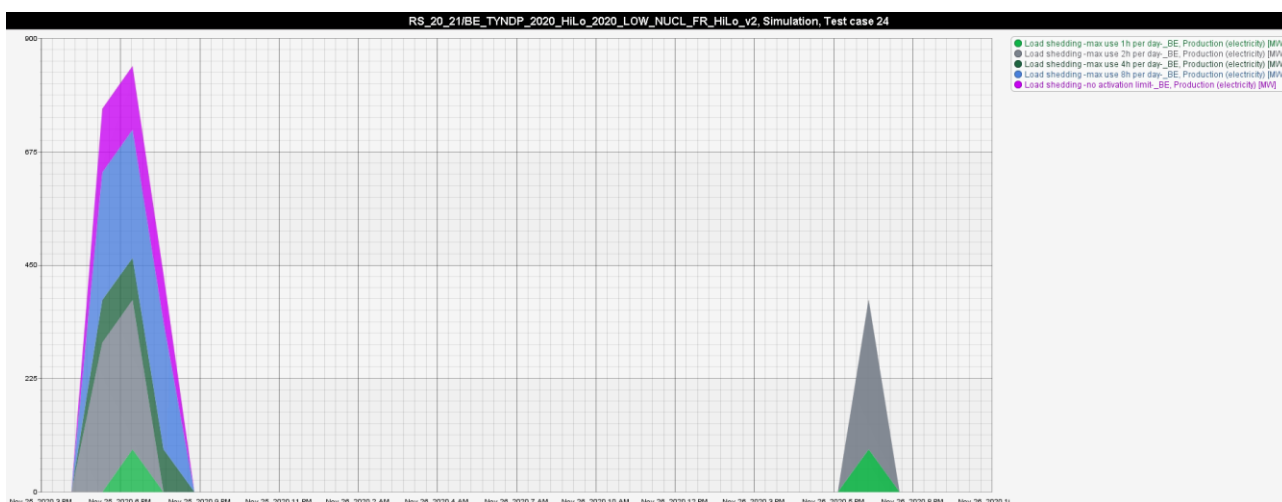
Uit de resultaten kunnen wij opmaken dat het beheer van de vraag geactiveerd is in 40%¹⁹ van de gevallen bestudeerd voor het HiLo-scenario tegenover 23%²⁰ voor het referentiescenario. Dit wijst erop hoe belangrijk het beheer van de vraag is wanneer zich meer risicovolle situaties voordoen zoals die waarvoor een model is gemaakt in het HiLo-scenario. Onderstaande figuur komt uit de Supergrid-software en toont, bij wijze van voorbeeld, dat in een van de dertig bestudeerde test cases voor de dag van 20 januari om 18 uur het HiLo-scenario de activering teweegbrengt van het gehele potentieel van het vraagbeheer (845 MW) terwijl het referentiescenario geen enkele activering van hetzelfde potentieel teweegbrengt.

¹⁹ 12 test cases op 30

²⁰ 7 test cases op 30



Onderstaande figuur toont dat in functie van de kritikaliteit van de situatie de verschillende categorieën van het vraagbeheer op verschillende niveaus worden aangesproken.



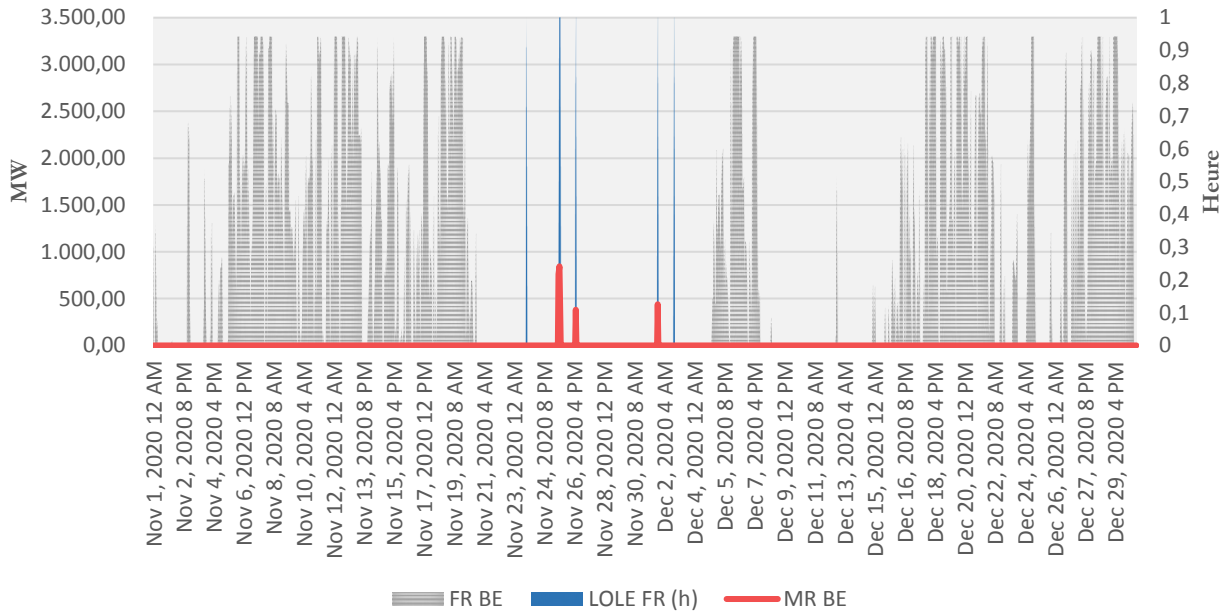
Voor de winterperiode 2020-2021 en in het kader van het HiLo-scenario, wanneer het potentieel van het vraagbeheer geactiveerd wordt :

- bedraagt het gemiddelde aantal activeringsdagen 2 dagen ;
- zijn dat in 50% van de gevallen twee opeenvolgende dagen (bij voorbeeld 25 en 26 november);
- bedraagt het maximale aantal waargenomen activeringsdagen tijdens de winterperiode 4 dagen waarvan 2 opeenvolgende dagen ;
- bedraagt de gemiddelde activeringsduur van het vraagbeheer 88 min met een maximum van 3 uur ;
- wordt er per activering gemiddeld een potentieel van 634 MW²¹ geleverd ;
- wordt in 44% van de gevallen het gehele potentieel van het vraagbeheer geactiveerd, namelijk 845 MW.

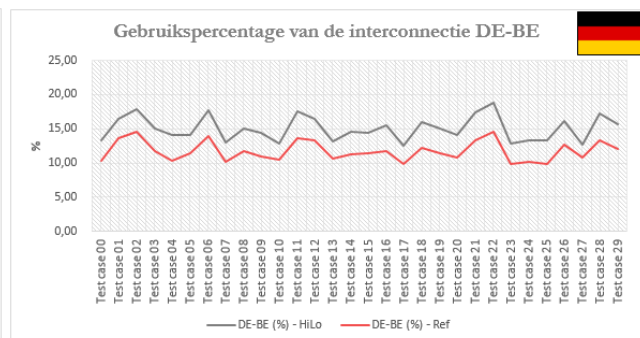
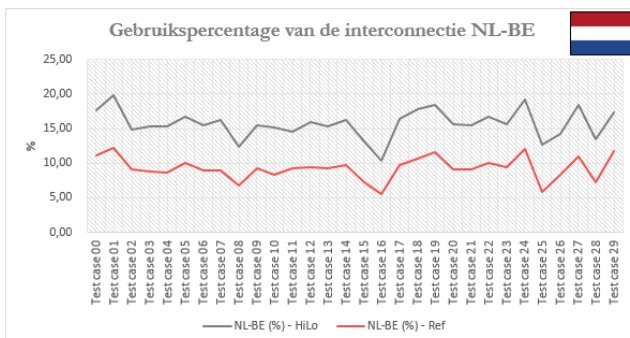
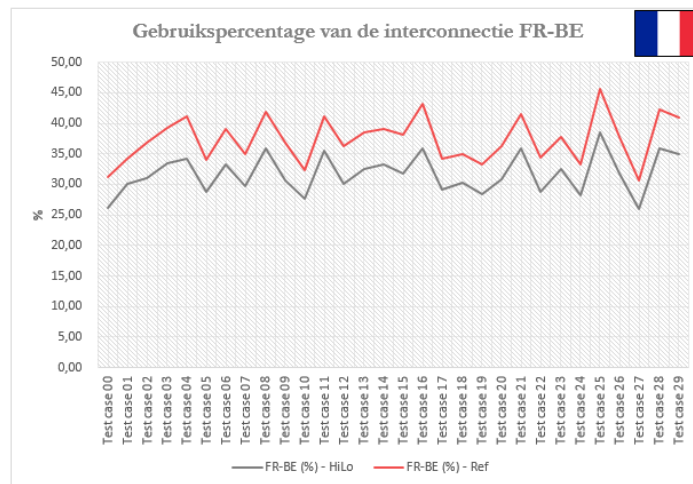
Een parallellisme tussen de activering van het Belgisch vraagbeheer en de kritikaliteit van de Franse situatie wijst op onze energie-afhankelijkheid van onze Franse burens. Onderstaande grafiek is opgemaakt op basis van de resultaten van de simulaties op een test case bestudeerd in het HiLo-scenario. Deze toont aan dat wanneer de bevoorradingszekerheid van Frankrijk bedreigd wordt (positieve Franse LOLE en/of uitvoer naar België nihil) het Belgisch vraagbeheer (MR in de grafiek) de neiging heeft te worden aangesproken :

²¹ De mediaan bedraagt 760,5 MW.

ONDERLINGE AFHANKELIJKHEID FRANKRIJK - BELGIË



De impact van het HiLo-scenario kan tenslotte ook worden benaderd vanuit de invalshoek van het gebruikspercentage van de interconnecties met de buurlanden. Onderstaande grafiek vergelijkt de gemiddelde gebruikspercentages over een kalenderjaar van de interconnecties tussen België een Frankrijk, Nederland en Duitsland. We stellen vast dat wanneer de hypothesen van het HiLo-scenario worden bevestigd, het gebruikspercentage van de interconnecties Frankrijk/ België vermindert ten voordele van de interconnecties Nederland/België en Duitsland/België, in vergelijking met het referentiescenario.



Al deze elementen laten ons toe nogmaals te bevestigen dat het vraagbeheer en de interconnecties cruciale elementen zijn om de bevoorradingszekerheid in België te garanderen. Voor de volgende winter - ook al wordt het dubbele LOLE-criterium gerespecteerd - zullen er, indien de hypothesen van het HiLo-scenario worden bevestigd, hoofdzakelijk in de loop van de maanden november 2020 en februari 2021 risicovollere situaties moeten worden voorzien. De markt en in het bijzonder de actoren van het vraagbeheer zullen klaar moeten staan om capaciteit te leveren.

2.4 Vergelijking van de twee modellen

Antares en Supergrid zijn twee softwaretoepassingen met verschillende modelvorming. Deze verschillen identificeren is een essentiële oefening als het erom gaat de resultaten van deze modelvormingen te vergelijken. Zoals eerder aangehaald verschillen de resultaten m.b.t. LOLE tussen de studie van Elia en de studie van de AD Energie, en dit kan door verscheidene elementen verklaard worden.

Ten eerste laat de deterministische methode gebruikt door Supergrid niet toe te werken op een staal dat zo ruim is als dat van Elia. De probabilistische methode van Elia laat immers toe historische klimaatjaren te combineren met storingscenario's voortvloeiend uit een brede waaier aan Monte Carlo jaren. Hoe ruimer het staal is, hoe robuuster de resultaten zijn en hoe groter de probabiteit is om extreme gevallen te bestuderen.

Ten tweede wordt er vastgesteld dat het verschil in modelvorming van de lastcurves leidt tot vrij verschillende resultaten tussen beide studies, in die zin dat er een verschil van 700 MW voor de maximale verbruikspiek²² waargenomen wordt en een verschil van 400 MW voor P(95)²³. De analyse van de verbruikspiek over de laatste vijf jaren (2014-2018)²⁴ heeft aangetoond dat de maximum waargenomen hoeveelheid 13821 MW bedroeg, waarmee de kwaliteit van de door de AD Energie gebruikte gegevens wordt bevestigd. Deze elementen wijzen erop dat de hypothesen van Elia over de lastcurve als “sterk” gekwalificeerd mogen worden en kunnen verklaren dat de LOLE die door de TNB berekend wordt, hoger is dan die van de AD Energie. Gezien deze waarnemingen moedigt de AD Energie de TNB aan om zijn onderzoek naar de verbetering van de modelvormingstechnieken van de vraag voort te zetten en te komen tot simulaties van de evolutie van de vraag.

Ten derde, terwijl Elia zich baseert op de REMIT-kalender alsook op de historische gegevens inzake storingen van centrales, gebruikt Artelys kronieken van de beschikbaarheden van de thermische centrales die zich op productiehistorieken van de verschillende types centrales baseren en houdt zij dus niet rechtstreeks rekening houden met de REMIT-kalender. Met betrekking tot het onderscheid van de CIPU- en niet-CIPU-eenheden gebruikt Elia bovendien via de Antares-software een individuele modelvorming van de CIPU-eenheden. Dit heeft als voordeel dat de TNB rekening kan houden met hypothesen van verschillende storingen voor iedere eenheid, wat leidt tot een meer realistische modelvorming van centrales. De Supergrid-software biedt deze functie niet aan.

Ten vierde verschilt de modelvorming van de interconnecties in die zin dat Supergrid de TNC-methode gebruikt, terwijl Antares de Flow Based methode gebruikt. Deze laatste wordt beschouwd als zijnde preciezer omdat zij een betere optimalisatie van het gebruik van de netwerken toelaat. De TNC-methode heeft immers de neiging om de invoercapaciteit in geval van schaarste te overschatten. Om deze effecten te beperken werd een maximale invoercapaciteit op 6500 MW bepaald.

Ten vijfde, hoewel er een poging tot modelvorming van het beheer van de vraag voor België heeft plaatsgevonden, is dit niet het geval voor de buurlanden. Zo bijvoorbeeld maakt Elia in haar verslag een hypothese over een beheer van de vraag van 2,7 GW in Frankrijk. Deze capaciteit wordt in ons model niet opgenomen en kan verschillen van de gemiddelde LOLE voor Frankrijk verklaren.

Deze elementen tonen aan dat de probabilistische methode van Elia aanbevolen dient te worden in de oefening inzake de bepaling van een volume aan strategische reserve. De AD Energie benadrukt echter dat haar

²² 14,05 GW met Supergrid en 14,7 GW met Antares.

²³ 14,02 GW met Supergrid en 14,4 GW met Antares.

²⁴ Respectievelijk: 13821 MW - 13805 MW - 13617,49 MW - 13815,37 MW - 13310,82 MW. Bron: <https://www.elia.be/fr/donnees-de-reseau/data-download-page>

deterministische model haar toch toelaat de tendensen te valideren die door Elia aan het licht werden gebracht in haar analyses van de bevoorradingszekerheid. De overheid kan aldus over een eigen instrument beschikken dat haar toelaat in alle transparantie een advies te formuleren over de stand van de bevoorradingszekerheid.

2.5 Mogelijke verbeteringen

Voor de volgende oefeningen heeft de AD Energie twee mogelijke verbeteringen geïdentificeerd die ze graag snel zou willen implementeren.

Ten eerste wil de AD Energie op een meer transparante manier toegang krijgen tot Europese gegevens. Vandaag kan Elia immers enkel op basis van geaggregeerde gegevens communiceren. Voor deze aanpak werd ook door ENTSO-E gekozen in het kader van de MAF. De AD Energie wenst dat Elia een faciliterende rol speelt, wat ons zal toelaten de nodige vergunningen te hebben om tot deze gegevens toegang te krijgen. Hierdoor zouden wij een beter inzicht kunnen krijgen en over een betere modelvorming van de buitenlandse parken kunnen beschikken, kunnen zorgen voor een betere opvolging in de loop van de oefeningen en de hypothesen van Elia kunnen valideren op dezelfde manier zoals dit gebeurd is voor de Belgische hypothesen.

Ten tweede wil de AD Energie in samenwerking met Artelys nieuwe scenario's ontwikkelen over andere hypothesen dan deze van het referentiescenario en het HiLo-scenario²⁵. We denken immers dat het essentieel is de kwestie van de bevoorradingszekerheid vanuit verschillende hoeken te belichten. Hoewel er een consensus moet zijn voor de hypothesen over de productiecapaciteiten is ook de studie van verschillende storingsscenario's relevant. De teams van Artelys werken op dit moment aan deze nieuwe scenario's die in de loop van 2020 beschikbaar zouden moeten zijn.

²⁵Bijvoorbeeld: de interconnectie met Frankrijk beperkt tot 25% in de winter of het verlies van de grootste Belgische CCGT-eenheid en van het grootste Belgische offshore park in de winter, enz.

IV. Advies en aanbeveling van de Algemene Directie Energie voor de winterperiode 2020-2021

Hoewel het model dat gebruikt wordt door de Algemene Directie Energie en door de TNB van aard verschillen, moet men toch vaststellen dat de resultaten die verkregen zijn om de nodige strategische reserve in te schatten, zeer gelijkaardig zijn: er is geen volume aan strategische reserve nodig.

De Algemene Directie Energie valideert aldus op basis van haar analyse de resultaten die verkregen zijn aan de hand van het probabilistische model van de TNB. De AD Energie gebruikt bijgevolg die laatste resultaten om haar aanbevelingen aan de Minister te formuleren.

De Algemene Directie Energie stelt aan Mevrouw de Minister voor om Elia in januari 2020 geen opdracht te geven om een strategische reserve aan te leggen voor de winter 2020-2021. Indien de omstandigheden met betrekking tot de bevoorradingszekerheid na 15 januari 2020 dermate evolueren dat het volume van de strategische reserve niet langer overeenstemt met de criteria bedoeld in artikel 7bis, § 2, kan de minister nog steeds, uiterlijk op 1 september 2020, op basis van een geactualiseerde analyse van de netbeheerder en het advies van de Algemene Directie Energie, via een in Ministerraad overlegd ministerieel besluit, het vereiste niveau herzien van de strategische reserve voor de winterperiode 2020-2021.

| |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| De Algemene Directie Energie stelt aan Mevrouw de Minister voor om Elia in januari 2020 geen opdracht te geven om een strategische reserve aan te leggen voor de winter 2020-2021. |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|

De Directeur-Generaal a.i.

Nancy MAHIEU.