

Strategische reserve

Advies van de AD Energie inzake de bepaling van de
behoefte aan strategische reserve voor de winterperiode
2021-2022

14 december 2020

INHOUD

1. Inleiding	3
2. Samenvatting van de probabilistische analyse van Elia voor de winterperiode 2021-2022..	4
2.1. Het basisscenario	4
2.2. De bestudeerde gevoeligheid: HiLo-scenario	6
2.3. De resultaten voor de winterperiode 2021-2022.....	7
2.4. Aanbevelingen van de TNB.....	8
3. Analyse van de AD Energie voor de winterperiode 2021-2022.....	8
3.1. Validering van de methodologie en van de werkhypothesen voorgesteld door Elia	8
3.2. Analyse van de AD Energie.....	9
3.2.1. Modelvormingsinstrument: Supergrid	9
3.2.2. Hypothesen	9
3.2.3. Analyse van de resultaten.....	13
3.2.4. Vergelijking van de twee modellen.....	17
4. Advies en aanbeveling van de Algemene Directie Energie voor de winterperiode 2021-2022	18

1. Inleiding

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:

- Art 7bis §3: Vóór 15 oktober van ieder jaar stelt de Algemene Directie Energie alle nuttige informatie ter beschikking van de netbeheerder, voor de in § 1 bedoelde analyse.
- Art 7bis §1: Uiterlijk op 15 november van ieder jaar voert de netbeheerder een probabilistische analyse uit met betrekking tot de staat van 's lands bevoorradingszekerheid voor de komende winterperiode.
- Art 7ter: Uiterlijk op 15 december van ieder jaar maakt de Algemene Directie Energie een advies over aan de minister, aangaande de noodzaak tot het aanleggen van een strategische reserve voor de volgende winterperiode.
- Art 7 quater: Op basis van de analyse van de netbeheerder en het advies van de Algemene Directie Energie kan de minister binnen een termijn van één maand vanaf de ontvangst van het advies van de Algemene Directie Energie bedoeld in artikel 7ter, instructie geven bij wege van ministerieel besluit aan de netbeheerder om een strategische reserve aan te leggen voor een periode van één jaar, vanaf de eerste dag van de komende winterperiode, en legt de omvang van deze reserve in MW vast. Overeenkomstig deze instructies, staat de netbeheerder in voor de organisatie van de aanleg van een strategische reserve, onverminderd de bevoegdheid van de minister om, desgevallend, de noodzakelijke prijzen en volumes op te leggen bij een in Ministerraad overlegd ministerieel besluit, overeenkomstig artikel 7sexies, § 3, tweede lid. De minister stelt de commissie op de hoogte van deze beslissing. De beslissing, de analyse van de netbeheerder en het advies van de Algemene Directie Energie worden gepubliceerd op de website van de Algemene Directie Energie.
- Art 7 quater §1: Indien na de beslissing bedoeld in het eerste lid, de omstandigheden met betrekking tot de bevoorradingszekerheid dermate evolueren dat het volume van de strategische reserve niet langer overeenstemt met de criteria bedoeld in artikel 7bis, § 2, dan kan de minister, uiterlijk op 1 september van ieder jaar, op basis van een geactualiseerde analyse van de netbeheerder en advies van de Algemene Directie Energie,

bij wege van een in Ministerraad overlegd ministerieel besluit het vereiste volume van de strategische reserve vastgelegd overeenkomstig het eerste lid herzien.

2. Samenvatting van de probabilistische analyse van Elia voor de winterperiode 2021-2022

Het verslag van probabilistische analyse van de transmissienetbeheerder Elia is op 13/11/2020 bezorgd aan de Minister van Energie, Tinne Van der Straeten, alsook aan de Algemene Directie Energie van de FOD Economie. Het verslag analyseert de situatie van de winter 2021-2022, alsook van de winters 2022-2023 en 2023-2024.

Na een presentatie in Task Force "Implementation Strategic Reserve" die door Elia georganiseerd is op 30/11/2020 werd het verslag vervolgens gepubliceerd op de website 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 2020 overigens eveneens twee publieksbevragingen georganiseerd voor het boekjaar 2021-2022: de ene over de te volgen methodologie en de andere over de hypothesen en gegevens die gebruikt moesten worden.

2.1. Het basisscenario

Het basisscenario dat in samenspraak met de AD Energie van de FOD Economie is opgemaakt tijdens de zomer van 2020 is gebaseerd op de hypothesen en gegevens die hierna zijn toegelicht¹.

Aan de zijde van het aanbod tijdens de winterperiode 2021-2022 wordt rekening gehouden met het volgende:

- a. 158 MW aan turbojets en 4912 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 2020. Naast de geplande onbeschikbaarheden werd een jaarlijks percentage van 3,7% niet geplande onbeschikbaarheden toegepast;
- c. het tegen 2021 jaarlijks geïnstalleerd onshore windenergiepotentieel (+170 MW/jaar gemiddeld) blijkt uit een bevraging van de Gewesten door de AD Energie² en komt uit op een potentieel van 2960 MW;
- d. het tegen eind 2021 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;
- e. het tegen eind 2021 jaarlijks geïnstalleerd fotovoltaïsch zonnepotentieel (+560 Mw/jaar gemiddeld) blijkt uit een bevraging van de Gewesten door de AD Energie³ en komt uit op een potentieel van 5817 MW;
- f. het tegen eind 2021 geïnstalleerd hydro-elektrisch park langs het water zal 121 MW bedragen en het potentieel van pompen-turbineren zal 1224 MW bedragen;

¹ Het overleg met de AD Energie van de FOD gebeurde enkel op de nationale gegevens en hypothesen.

² Raadpleging van de leden van de subgroep CONCERE SER/ENOVER HEB tijdens de zomer 2020. Bij de bepaling van dat potentieel is rekening gehouden met de elementen van het NEKP.

³ Raadpleging van de leden van de subgroep CONCERE SER/ENOVER HEB tijdens de zomer 2020. Bij de bepaling van dat potentieel is rekening gehouden met de elementen van het NEKP.

- 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 databank⁴ van de TNB die maandelijks bijgewerkt wordt op basis van uitwisselingen met zijn rechtstreekse klanten en met de distributienetbeheerders;
- j. het potentieel van gecentraliseerde waterkrachtcentrales zal tijdens de winter 2021-2022 771 MW bedragen. De databank van de TNB met informatie afkomstig van de distributienetbeheerders telt een gedecentraliseerd warmtekrachtpotentieel van 1.379 MW tegen eind 2021. 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, 152 MW en 406 MW;
- l. de laatste beschikbare informatie over de evolutie van de productiecapaciteit in het buitenland is als input gebruikt.
- m. Ten einde het effect ervan op de Belgische adequacy nauwkeurig in te schatten werd in de oefening inzake strategische reserve dit jaar de modelvorming van die instrumenten geïntegreerd. Bij de evaluatie van het volume zijn de volgende capaciteiten gebruikt. (Figuur 3.19 van het rapport van Elia) :

Assumed battery storage capacities and volumes in Belgium						
		2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
Total capacity [MW]		26	26	131	218	357
Capacity [MW]	Large scale storage	26	26	72	97	171
	Small scale storage	0	0	29	61	96
	Vehicule-to-grid	0	0	30	61	91
Reservoir volume [MWh]	Large scale storage	26	26	72	97	171
	Small scale storage	0	0	87	183	287
	Vehicule-to-grid	0	0	120	240	360

Aan de zijde van de vraag tijdens de winterperiode 2021-2022 wordt rekening gehouden met het volgende:

- a. De economische vooruitzichten van het Federaal Planbureau van 23 juni 2020⁵ werden als basis gebruikt om de toename van het elektriciteitsverbruik in België te ramen. Die projecties impliceren een hervatting van het verbruik na de voorziene daling van het verbruik in 2020 naar aanleiding van de pandemie van het coronavirus

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

⁵ https://www.plan.be/publications/publication-2009-nl-economische-vooruitzichten_2020_2025_versie_van_juni_2020

- (COVID-19). Dit scenario uit zich in een daling met 2,5% van het elektriciteitsverbruik voor de winter 2021-2022 in vergelijking met de projecties van vóór COVID-19;
- b. om de mogelijke, voorziene impact van COVID-19 te bepalen op het elektriciteitsverbruik in alle landen waarvoor een model is opgesteld, werd voor de winter 2021-22 bovendien dezelfde daling met 2,5% toegepast in vergelijking met de pre-COVID-projecties;
 - c. de simulaties betreffende de verbruikspiek⁶ van de 34 gesimuleerde winters op een genormaliseerd profiel geven als resultaat een verbruikspiek⁷ tussen 12,5 GW en 14,2 GW voor de winter 2021-2022. De verbruikspieken op de percentielen 50 en 95 bedragen respectievelijk 13,2 GW (realisatieprobabiliteit : een jaar op twee) en 14 GW (realisatieprobabiliteit: 1 jaar op 20);
 - d. het beheerspotentieel van de vraag waarmee rekening is gehouden, komt uit de studie E-CUBE die uitgevoerd is voor rekening van Elia⁸. Een groeivoet met 7%/jaar van het DSM-potentieel werd in aanmerking genomen. Omwille van de coherentie met de studie Adequacy and Flexibility van juni 2019, bedraagt het aantal DSM-categorieën vijf. Figuur 1 vermeldt die categorieën en is overgenomen uit het verslag van Elia.

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

Figuur 1

2.2. De bestudeerde gevoeligheid: HiLo-scenario

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 gekend sinds de winter 2012/2013) hebben een enorme impact op de bevoorradingszekerheid. Het is dus nuttig een gevoeligheid te testen gebaseerd op de niet geplande buitenwerkingstellingen op 15/10/2020 (elementen met lage probabibiliteit maar recentelijk vastgesteld).

Een vergelijking van de gemodeliseerde en reële onbeschikbaarheden van de Belgische nucleaire capaciteit liet besluiten dat de gebeurtenissen die tijdens de acht laatste winters hebben plaatsgevonden in rekening kunnen worden gebracht via een vermindering van 1,5 GW van de Belgische nucleaire capaciteit over de winterperiode 2021-2022⁹.

⁶ Dit piekverbruik wordt hoofdzakelijk beïnvloed door de temperatuur.

⁷ Totaal verbruik gelijk aan het verbruik op het Elia-net en op de distributienetten.

⁸ In vergelijking met vorig jaar is het volume aanzienlijk gestegen wegens de inlassing van Nord Pool, complex bids alsook een groter volume op EPEX.

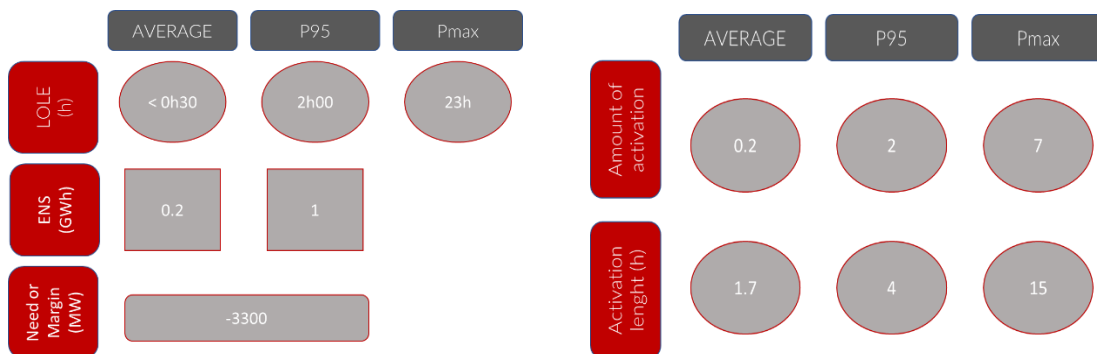
⁹ Elia rechtvaardigt het volume van 1,5 GW als volgt: “*Firstly, by analysing the average and P95 of historical nuclear availability it becomes apparent that the 'base case'-modelled nuclear availability is highly optimistic in*

Een vergelijking van de gemodeliseerde en reële onbeschikbaarheden van de Franse nucleaire capaciteit liet besluiten dat de gebeurtenissen die tijdens de acht 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 2021-2022.

2.3. De resultaten voor de winterperiode 2021-2022

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 2021-2022 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 3300 MW biedt de mogelijkheid het wettelijk niveau van de bevoorradingszekerheid tijdens de winter 2021-2022 te handhaven. Indien de hypothesen van dit scenario bewaarheid worden is er dus geen enkele strategische reserve vereist. Figuur 2 illustreert de resultaten van het referentiescenario voor de winter 2021-2022 en is gebaseerd op de informatie in het verslag van Elia.



Figuur 2

Figuur 3 illustreert de resultaten van het HiLo-scenario voor de winter 2021-2022 en is gebaseerd op de informatie in het verslag van Elia. Een marge van 0 MW biedt de mogelijkheid het wettelijk niveau van de bevoorradingszekerheid tijdens de winter 2021-2022 te handhaven.

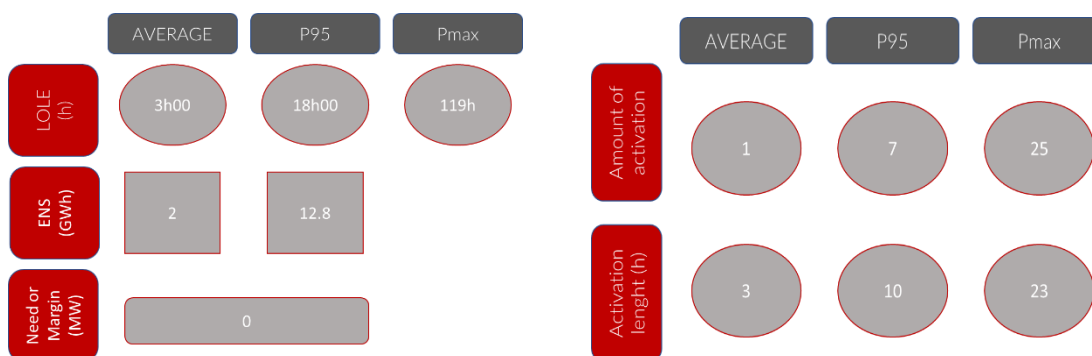
terms of both indicators. Secondly, due to the fact that simultaneous planned outages of nuclear generation are avoided in both winter periods, the difference between the model's average and P95 availability is similar to last years' analysis. By reducing the available nuclear capacity in the base case scenario by 1.5 GW we are capable of making a good compromise in the model for both indicators (average and P95), bdz.103 van het rapport van Elia.

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."



Figuur 3

2.4. 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 probabieliteit en een grote impact op de Belgische adequacy. Aangezien dit scenario een capaciteitsmarge van 0 MW aantoont, is er geen bijkomend volume vereist om te voldoen aan de wettelijke criteria die het mogelijk maken de bevoorradingszekerheid van elektriciteit tijdens de winter 2021-2022 te garanderen.

3. Analyse van de AD Energie voor de winterperiode 2021-2022

3.1. 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 gechallengeerd in de task forces georganiseerd door de TNB maar ook tijdens beide publieksbevragingen die in 2020 hebben plaatsgevonden.

De AD Energie van de FOD Economie bevestigt dat er verbeteringen zijn in vergelijking met voorgaande oefening; die komen aan bod in het verslag van Elia, met name: een verbetering van de Flow-Based methode¹¹, van de modelvorming van de vraag¹² en het rekening houden met technologieën van opslag in batterijen en V2G¹³.

De AD Energie heeft meegewerkt aan de uitwerking van de nationale 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

¹¹ Betere modelvorming minRAM, modelvorming voor de gehele CORE-regio, enz.

¹² In het kader van de studie naar de strategische reserve voor dit jaar heeft Elia consultant Climact de opdracht gegeven een instrument te creëren waarmee de totale Belgische vraag naar elektriciteit kan worden geraamd. Het ontwikkelde model is gebaseerd op het instrument BECalc dat Climact ontwikkeld heeft voor de FOD Leefmilieu, en dat werd verbeterd om onder meer rekening te houden met de economische projecties op korte termijn en de toename van de elektrificatie.

¹³ Vehicle to grid

mogelijkheid bieden rekening te houden met een “buffer” ingeval de onderhoudsperioden of de onverwachte stilleggingen van de nucleaire eenheden langer duren dan gepland.

3.2. Analyse van de AD Energie

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 2021-2022 door de AD Energie in dit advies geanalyseerd.

3.2.1. Modelvormingsinstrument: Supergrid

Om een advies te kunnen formuleren in verband met de bepaling van de behoefte aan strategische reserve voor de winterperiode 2021-2022, heeft de AD Energie gebruik gemaakt van de software Supergrid uit de Crystal-reeks, ontwikkeld door de firma Artelys¹⁴

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 “contexten¹⁵” 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.

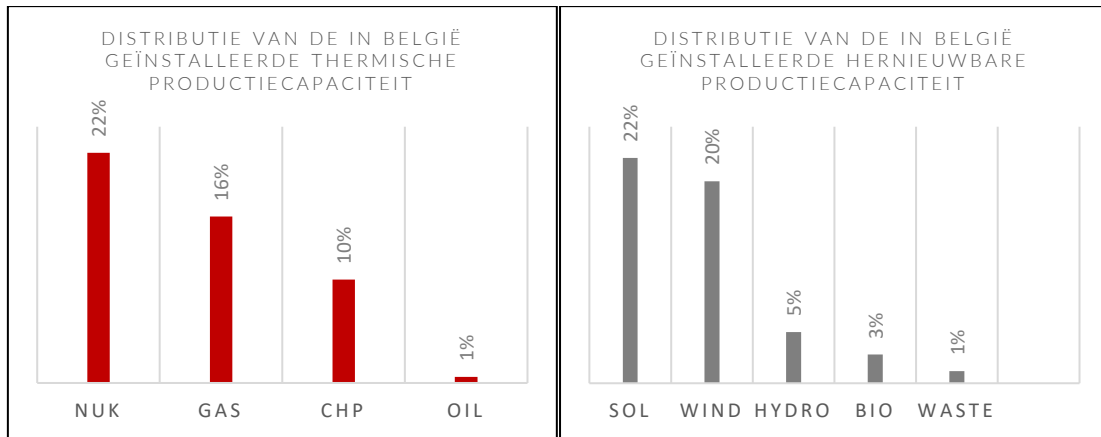
3.2.2. Hypothesen

3.2.2.1 Geïnstalleerde capaciteiten – België

Voor de in België geïnstalleerde thermische en hernieuwbare productiecapaciteit, opslagcapaciteiten en capaciteit van Market Response, zijn de hypothesen waarvan de AD Energie van de uitgaat identiek met de gegevens die door Elia zijn voorgesteld in zijn verslag van november 2020. 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 49% van het Belgisch productiepark en vertegenwoordigt de hernieuwbare productiecapaciteit 51% van het park. Figuur 4 vermeldt de distributie ervan.

¹⁴ <https://www.artelys.com/fr/>

¹⁵ Een context kan gezien worden als een scenario in het Eliamodel.



Figuur 4

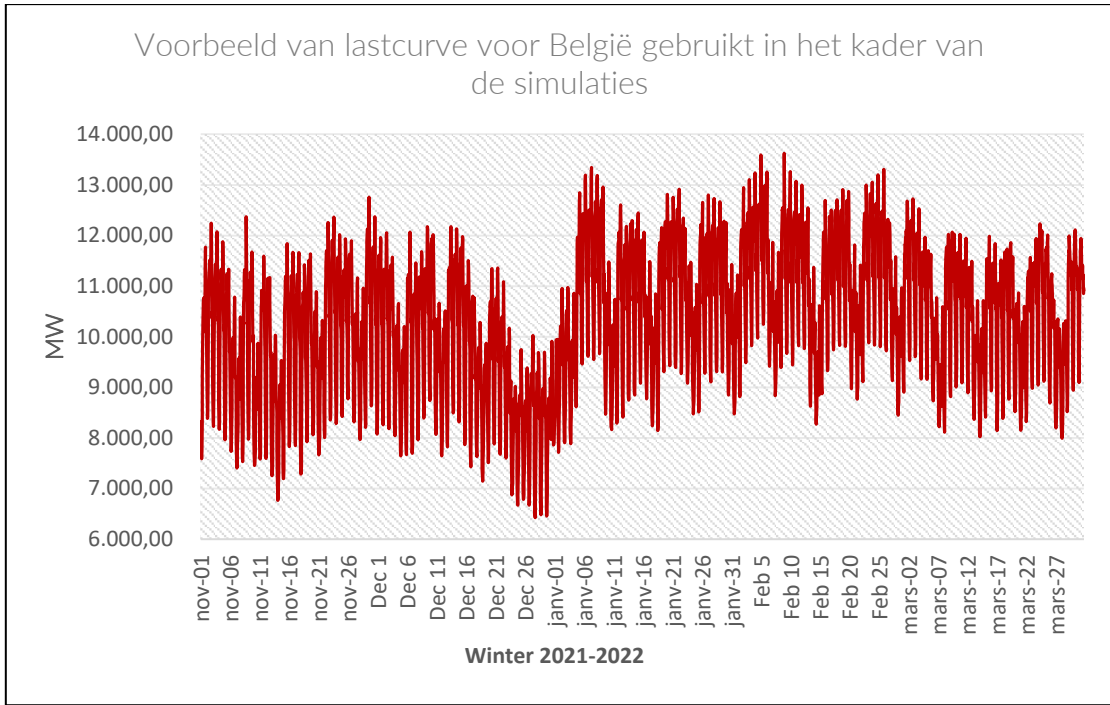
In verband met de productiecapaciteit bestemd voor balancering deelt Elia in haar verslag mee dat die capaciteit in de simulaties niet in aanmerking is genomen bij de berekening van de behoefte aan strategische reserve. Op blz. 54 staat immers: *“since balancing reserves have to be available to restore 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, werd een capaciteit van 558MW - die overeenstemt met de reservecapaciteit aFRR en de reservecapaciteit mFRR - afgetrokken van de geïnstalleerde gascapaciteit. Die methodologie werd door Elia goedgekeurd.

3.2.2.2 Vraag - België

In het kader van de vorige oefening inzake de behoefte aan strategische reserve voor de winter 2020-2021, had de AD Energie een set van 30 klimatologische jaren gebruikt.

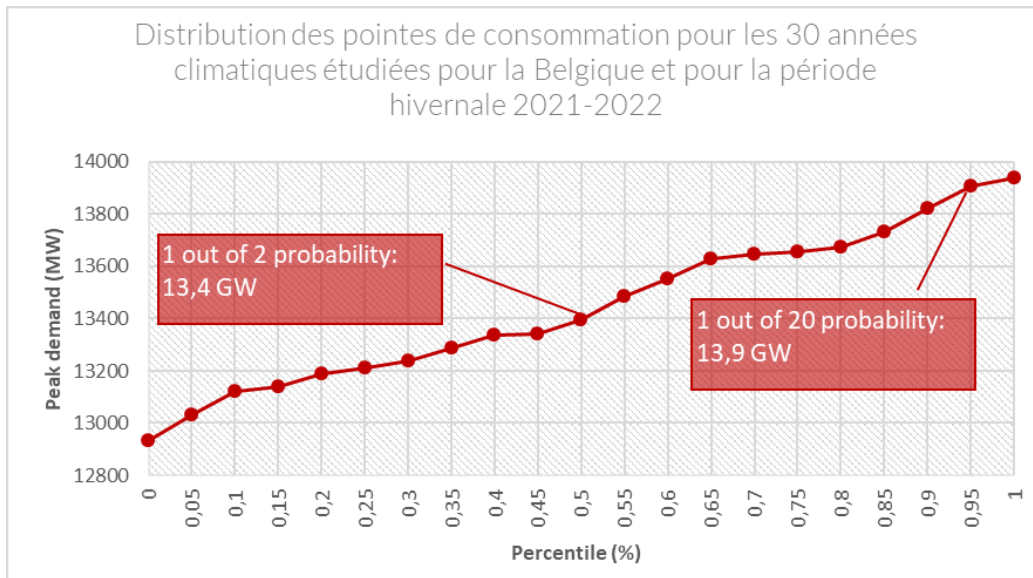
Artelys heeft technieken ontwikkeld om de vraag naar energie op te splitsen en een onderscheid te maken tussen thermisch-gevoelig (verwarming, warmtepompen, klimaatregeling, ...) en niet thermisch-gevoelig eindgebruik (industriële toepassingen, elektrische voertuigen (EV),...) alsook het flexibel verbruik (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 meteorologische variaties op de vraag en met de impact van een toegenomen penetratie van nieuwe technologieën (zoals elektrische voertuigen of 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.



Figuur 5

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 2021-2022. Die figuur kan vergeleken worden met figuur 3.15 van het Elia-verslag. Volgens de door de AD Energie gebruikte gegevens schommelen de verbruikspieken tussen 12,93 GW en 13,94 GW¹⁶ voor de winter 2021-2022, de P(50) is geschat op 13,4 GW en de P(95) op 13,9 GW¹⁷.



Figuur 6

Voor boekjaar 2021-2022 werden de Belgische vraagprofielen bijgewerkt om de impact van de gezondheids crisis 'Covid-19' erin te integreren. De AD Energie van de FOD Economie heeft de gebruik gemaakt van de projecties van Elia. Aangezien de vraag varieert naar gelang van het

¹⁶ Voor Elia zullen de verbruikspieken voor de winter 2021-2022 schommelen tussen 12,5 GW en 14,2 GW.

¹⁷ Voor Elia bedraagt de P(50) 13,2GW en de P(95) 14 GW.

klimaatjaar is het de gemiddelde vraag over de 30 bestudeerde klimaatjaren die gelijk is aan het jaarlijks totaal dat bepaald is in de studie van Elia.

3.2.2.3 Productie en Vraag – Europa

In haar vorige rapport had de AD Energie van de FOD Economie expliciet de wens geuit om op een meer transparante manier toegang krijgen tot de Europese gegevens. Immers kan Elia vandaag enkel op basis van geaggregeerde gegevens communiceren. Deze aanpak werd ook door ENTSOE in het kader van de MAF aangenomen. De AD Energie wenste dat Elia een faciliterende rol speelt, wat haar zal toelaten de nodige vergunningen te hebben om tot deze gegevens toegang te krijgen. Dit zou toelaten om een beter inzicht en een betere modellering van de buitenlandse parken te hebben, een betere opvolging in de loop van de oefeningen te garanderen en de hypothesen van Elia te valideren op dezelfde manier als voor de Belgische hypothesen.

In 2020 heeft Elia positief gereageerd op ons verzoek door meer gedetailleerde gegevens mee te delen over de buitenlandse parken (onderscheid OCGT/CCGT). Elia heeft tevens een faciliterende rol gespeeld door ons te introduceren bij ENSTO-E aan wie de AD Energie een « Data Request Form » heeft kunnen overhandigen waarin expliciet werd toegelicht tot welke gegevens zij toegang wenste te krijgen.

Op 2 december 2020 heeft ENTSO-E ons meegedeeld niet over de gevraagde gegevens te beschikken : “ENTSOE has reviewed your data request of October 10th and received formal direction from ENTSOE’s System Development Committee on how to proceed. Unfortunately, the only data available in the time-frame requested is the 2025 data used in the recent 2020 MAF study.”

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 Luxemburg) 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 ontwikkeld¹⁸ 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.

De AD Energie kon geen toegang krijgen tot de distributies van het potentieel aan vraagbeheer in functie van de activeringsduur voor de andere landen. Die gegevens worden door Elia als vertrouwelijk beschouwd. Aangezien de impact van die distributie op de adequacy van de elektrische systemen niet te verwaarlozen is, heeft de AD Energie van de FOD Economie, bij gebrek aan robuuste gegevens, besloten geen model te maken voor het beheer van de vraag voor de andere landen. Dit betekent voor het model een beperking waarmee zeker rekening moet worden gehouden bij de interpretatie van de resultaten.

¹⁸ 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 maximaal productiepercentage en een “curvegids” voor stockage op lange termijn waarbij het interseizoensbeheer van het water beperkt werd.

Om de mogelijke impact van COVID-19 in te schatten die voorzien is op het elektriciteitsverbruik in alle andere landen waarvoor een model is gemaakt, heeft Elia voor de winter 2021-2022 een daling met 2,5% toegepast in vergelijking met de pre-COVID-projecties. Elia heeft erop gewezen dat die 2,5% niet gebaseerd is op officiële, door de buurlanden meegedeelde gegevens maar wel op de waarnemingen die voor België gedaan zijn. Zoals toegelicht in sectie 3.2.2.2 zijn de vraagprofielen die door de AD Energie van de FOD Economie gebruikt zijn niet dezelfde als die van Elia. Door dezelfde factor (2,5%) als Elia toe te passen op de lastcurves die door de AD Energie van de FOD Economie gebruikt zijn, waren de resultaten niet robuust en hadden zij de neiging de periodes van spanning op het net te onderschatten. Dit kan verklaard worden door het feit dat de modelvorming van de koppelingen verschilt van die van Elia (zie sectie 3.2.2.4).

Consultant Artelys heeft ons bevestigd niet te beschikken over bijgewerkte curves naar aanleiding van de coronapandemie voor de korte-termijnsenario's. Bij gebrek aan officiële gegevens werd er in de buurlanden geen model gevormd voor de impact van de gezondheids crisis. Deze aanpak werd ook door ENTSO-E aangenomen in het kader van de meest recente MAF-studie¹⁹: "Year 2020 is marked by the COVID-19 outbreak. In addition to the health crisis it caused and its adverse impacts on the economy, it has also impacted the energy sector. The assumptions used in the MAF 2020 do not include the impact of COVID-19. Accurately predicting the impacts of the crisis on the Energy Sector towards 2025 and 2030 is not possible, but in an effort to assess the severity of these, ENTSO-E asked its member TSOs to fill in a qualitative survey regarding the expected impact of COVID-19 on adequacy. It should be noted that TSOs are naturally not in a position to accurately predict the impact of COVID-19".

3.2.2.4 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:

Interconnexion	Capacité maximale (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



3.2.3. Analyse van de resultaten

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 reserve²⁰. Aangezien een probabilistische analyse immers te verkiezen was om die kwantificering uit te werken, denken wij dat een

¹⁹ <https://www.entsoe.eu/outlooks/midterm/>

²⁰ Of het eventueel niveau van een marge.

deterministische aanpak zoals die welke ontwikkeld is in de Surpergrid-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 2021-2022.**

Aangezien de LOLE-resultaten verschillend zijn van die van Elia wordt in de volgende sectie (3.2.4) een lijst voorgesteld met elementen die deze verschillen kunnen uitleggen.

Hoewel er voor de winter 2021-2022 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 zonneshijn 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.

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:

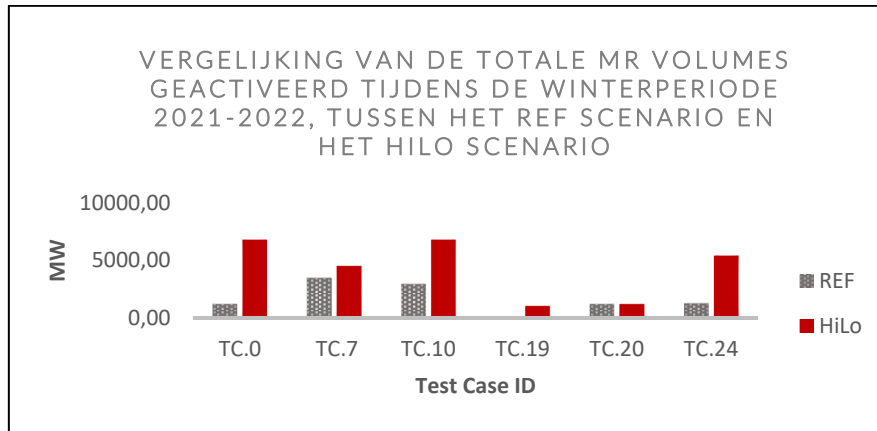
Categories & constraints	Distribution (%)	Pmax (MW)
Max use of 1 hour	10	119,2
Max use of 2 hours	35	417,2
Max use of 4 hours	10	119,2
Max use of 8 hours	30	357,6
No limit	15	178,8

Wij stellen vast dat de activeringsperioden van het beheer van de vraag vooral plaatsvinden in de loop van de maanden november 2021 en februari 2022. 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.



Figuur 7

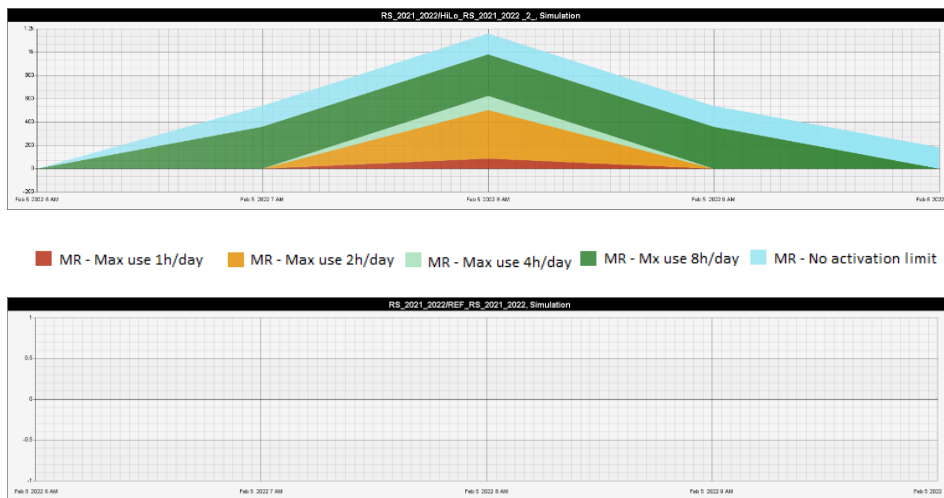
Onderstaande grafiek vergelijkt voor verschillende test cases het totaal van de Market Response volumes geactiveerd in het referentiescenario en het HiLo-scenario gedurende de winterperiode 21/22 :



Figuur 8

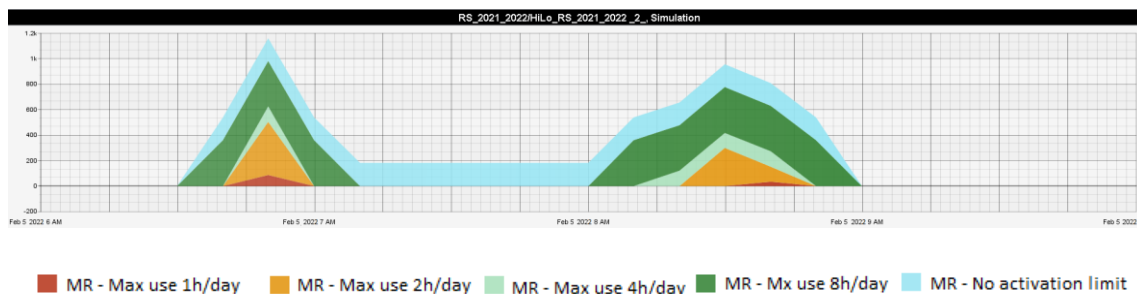
Dit wijst erop hoe belangrijk het beheer van de vraag is wanneer zich meer risicovolle situaties voordoen zoals die waarvoor een model is gemaakt in het HiLo-scenario.

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 5 februari om 8 uur het HiLo-scenario de activering teweegbrengt van het gehele potentieel van het vraagbeheer, terwijl het referentiescenario geen enkele activering van hetzelfde potentieel teweegbrengt.



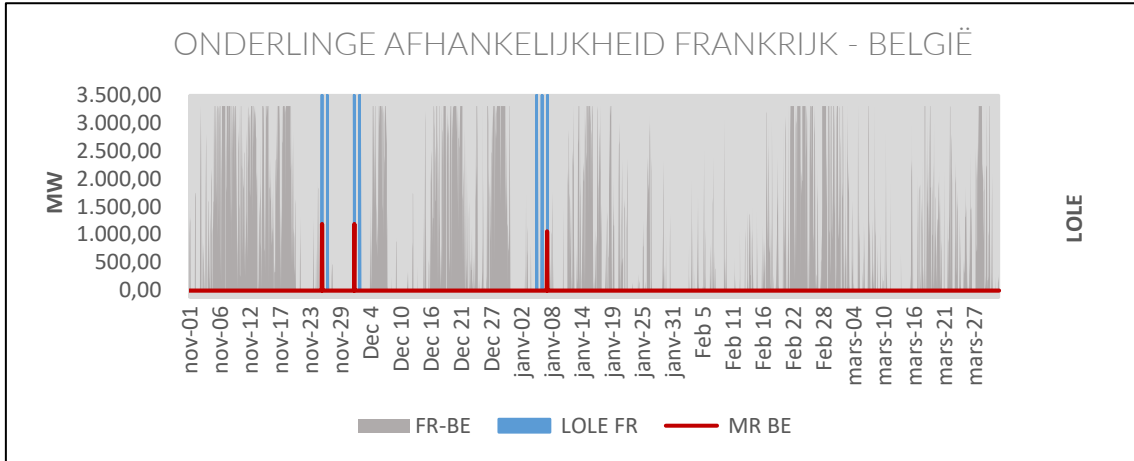
Figuur 9

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



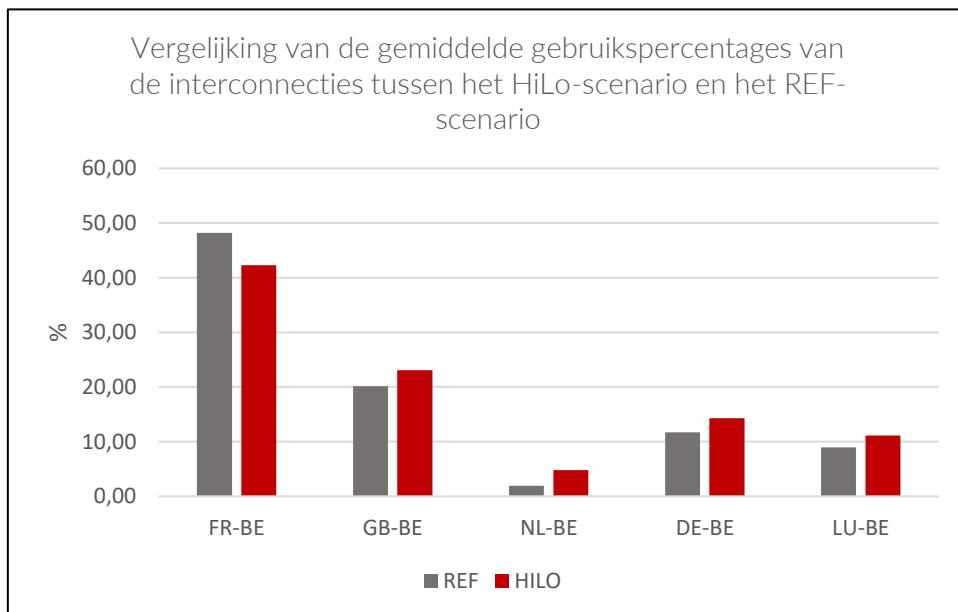
Figuur 10

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 kader van 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:



Figuur 11

De impact van het HiLo-scenario kan ten slotte ook worden benaderd vanuit de invalshoek van het gebruikspercentage van de interconnecties met de buurlanden. Onderstaande grafiek vergelijkt de gemiddelde gebruikspercentages in alle bestudeerde test cases over een kalenderjaar van de interconnecties tussen België en Frankrijk, het Verenigd Koninkrijk, Nederland, Duitsland en Luxemburg. 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 andere interconnecties, in vergelijking met het referentiescenario.



Figuur 12

Al deze elementen laten ons toe nogmaals te bevestigen dat het vraagbeheer en de interconnecties cruciale elementen zijn om de bevoorradingzekerheid 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 2021 en februari 2022 risicovollere situaties moeten worden voorzien. De markt en in het bijzonder de actoren van het vraagbeheer zullen klaar moeten staan om capaciteit te leveren.

3.2.4. 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 storingsscenario's voortvloeiend uit een brede waaier aan Monte Carlo jaren. Hoe ruimer het staal is, hoe robuuster de resultaten zijn en hoe groter de probabilmiteit is om extreme gevallen te bestuderen.

Ten tweede zullen met de half 2021 geplande ingebruikneming van de flow-based (FB) marktkoppeling op de CORE-zone, de commerciële uitwisselingen binnen de zogeheten CORE-regio toegewezen worden op de Day-ahead markt door gebruik te maken van de toekenning van de FB capaciteit. In het raam van een verbetering van de adequacy-evaluaties heeft Elia een model gevormd voor die commerciële uitwisselingen door gebruik te maken van de flow-based methodologie. Aangezien Supergrid geen Flow-Based methodologie aanbiedt wordt de NTC-methode gebruikt. De Flow-Based methode 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 derde, terwijl Elia zich baseert op de REMIT-kalender alsook op de historische gegevens inzake storings 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 storings voor iedere eenheid, wat leidt tot een meer realistische modelvorming van centrales. De Supergrid-software biedt deze functie niet aan.

Ten vierde, 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 3,7 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 deterministische model haar toch toelaat de tendensen te valideren die door Elia aan het licht werden gebracht in haar analyses van de bevoorradingzekerheid. De overheid kan aldus over een eigen instrument beschikken dat haar toelaat in alle transparantie een advies te formuleren over de stand van de bevoorradingzekerheid.

4. Advies en aanbeveling van de Algemene Directie Energie voor de winterperiode 2021-2022

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 2021 geen opdracht te geven om een strategische reserve aan te leggen voor de winter 2021-2022.

Indien de omstandigheden met betrekking tot de bevoorradingszekerheid na 15 januari 2021 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 2021-2022.

De Algemene Directie Energie stelt aan Mevrouw de Minister voor om Elia in januari 2021 geen opdracht te geven om een positief volume van strategische reserve aan te leggen voor de winter 2021-2022.
--

De Directeur-Generaal a.i.

Nancy Mahieu