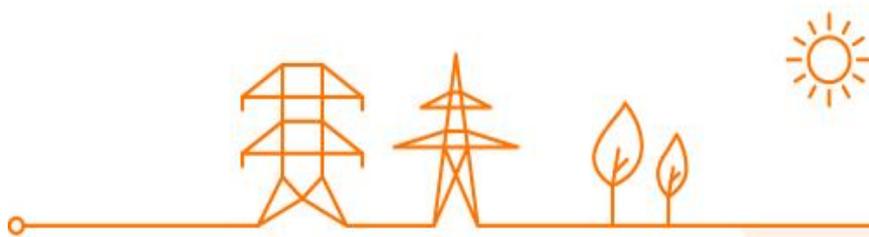


Préparation de l'enchère CRM Y-4 pour la période de livraison 2025-26 :

Rapport du gestionnaire du réseau contenant des informations pour la détermination du volume à contracter et des propositions de paramètres spécifiques.



Contenu

Executive summary – English Version	4
Executive summary – Version française	9
Executive summary – Nederlandstalige versie	14
Introduction	19
Contexte légal & réglementaire	21
Partie I : Scénario de référence	23
1.1 Détermination du scénario de référence	23
1.1.1. Étapes dans la sélection du scénario de référence	23
1.1.2. Scénario de référence sélectionné par la Ministre	28
1.2 Détermination des valeurs intermédiaires	31
1.2.1. Étapes dans la sélection des valeurs intermédiaires	31
1.2.2. Valeurs intermédiaires sélectionnées par la Ministre	33
1.3 Calibration du scénario de référence	34
1.3.1. Détermination des paramètres de cout	35
1.3.2. Calcul des revenus et boucle d'optimisation économique	38
1.3.3. Mix de capacités additionnelles ajouté au scénario de référence	38
Partie II : Informations et données pour l'élaboration de la courbe de la demande	39
2.1 Consommation moyenne d'électricité pendant les situations de pénurie simulées (5°)	40
2.2 Volume correspondant aux besoins d'équilibrage (6°)	42
2.3 Prévision d'énergie non desservie pendant les situations de pénurie simulées (7°)	43
2.4 Informations relatives à la capacité non éligible (2°)	45
2.4.1. Application du premier critère	46
2.4.2. Application du second critère	47
2.5 Courbe de durée de la demande (1°)	48
2.6 Capacité d'entrée maximale disponible pour la participation de capacités étrangères indirectes (3°)	50
2.7 net-CONE - rentes inframarginales annuelles perçues sur le marché de l'énergie (4°)	52
2.8 net-CONE - revenus nets du marché des services auxiliaires d'équilibrage (4°)	56
Partie III : Propositions pour les autres paramètres de l'enchère	59
3.1 Facteurs de réduction (8°)	60
3.2 Prix maximum intermédiaire (9°)	64
3.2.1. Liste réduite de technologies existantes	65
3.2.2. Estimation des éléments de couts	66
3.2.3. Estimation des éléments de revenus	69
3.2.4. Estimation de « missing-money »	74

3.2.5. Conclusion: Proposition d'Elia pour le prix maximum intermédiaire	77
3.3. Prix de référence & Prix d'exercice (10 et 11°)	79
3.3.1. Prix de référence	83
3.3.2. Prix d'exercice	85
3.3.3. Conclusion: Proposition d'Elia pour le prix d'exercice	99
Annexe 1 : Valeurs maximales de capacité non-prouvée	100
Annexe 2 : Détails de la courbe de la demande	102
Annexe 3 : Détails des rentes inframarginales	104
Annexe 4 : Occurrences de prix sur le marché Day-ahead pour la période 2006-2020	105
Annexe 5 : Rapport d'E-CUBE relatif à la courbe de calibration du prix d'exercice pour le CRM Belge	109

Executive summary – English Version

Context

This report is the first of its kind and is part of the yearly cycle to determine several auction parameters and the volume for the CRM. In preparation of the first CRM auction, foreseen for October 2021 targeting the delivery period 2025-26, Elia follows the framework and instructions as received from the public authorities. The main framework for the elaboration of this study is the proposal of Royal Decree regarding the methodology to calculate the necessary CRM volume and the parameters for the auction, as submitted by the Belgian State to the European Commission and published on the FPS Economy's website. The reference scenario and the intermediate values for this report have been selected by the Minister of Energy and constitutes the basis of this study.

The study contains three main parts. Firstly, an overview is provided around the reference scenario, its calibration and the intermediate values. Secondly, Elia provides the necessary input and calculations in order to determine the parameters determining the amount to be procured in the auction in the CRM (demand curve). As final part, Elia provides concrete proposals for the other auction parameters: the derating factors, intermediate price-cap, strike price and reference price.

As a final note, we recall that this is a technical report, containing results of calculations and proposals in the framework of the yearly CRM-volume cycle. It is not an adequacy assessment or a report determining the need for a CRM.

Reference scenario and intermediate values selected by the Minister

In order to perform its assigned tasks, Elia takes into account the reference scenario and the intermediate values selected by the Minister following its communications of 27th of July 2020 and 20th of October 2020.

The reference scenario is based on the database from the latest published European Adequacy Assessment (MAF 2019), updated with the most up-to-date information available from the Pentilateral Generation Adequacy Assessment (PLEF GAA 3.0), the Belgian Energy Pact and the National Energy & Climate Plan. Two additional sensitivities have been integrated in the reference scenario as selected by the Minister:

- the yearly consumption values were based on the Plan Bureau economic forecasts of June 2020 (and calculated with the tool developed by Climact) in order to better assess the impact of the covid-19 crisis; and
- an updated nuclear units availability in France in line with the latest projections from the French Transmission System Operator (RTE) and as stated in the PLEF GAA 3.0 study.

Those latter aspects on consumption values and nuclear availability in France follow the advice provided by the FPS Economy DG Energy as pointed out by the instruction from the Minister.

The so-called intermediate values selected by the Minister are based on the proposal from CREG and include a WACC of 7,5%, a reduced list of technologies to calculate the net cost of a new entrant in the Belgian market zone and their associated cost values and a value of 1,5

for the correction “factor X”, required to determine the maximum volume that can be procured at a price equal to the global auction price cap.

On this basis and according to the proposed Royal Decree’s Methodology, Elia calibrated the reference scenario in order to ensure that the calculation and proposals allow the Belgian reliability standard to be met according to the applicable legally set reliability standards. The calibrated reference scenario obtained is strictly applicable for the calculation and proposals performed in the scope of this CRM calibration report.

Information and input for the establishment of the demand curve

According to the proposed Royal Decree, it is not up to Elia to make a proposal of demand curve, but based on this report, the necessary information should be provided as basis for the CREG to make such proposal. The provided list of information and input corresponds at minima with the points as referred to in article 7, §2, 1° to 7° of the Methodology Royal Decree’s proposal:

- Figure 1 presents the load duration curve serving as input to determine the 200h reserved capacity for Y-1 auction;
- Table 1 presents the different inputs required from Elia serving as input towards the determination of the volume parameters of the demand curve;
- Figure 2 presents the revenues earned in the market by the different technologies from the reduced list of technologies as selected by the Minister serving as input for the net-CONE calculation;
- The following values for the net revenues from balancing earned by this list of technologies are estimated: a value of 9,7 €/kW/year for OCGT and IC gas engine and no extra revenues for the other considered technologies for the reasons explained in the report.

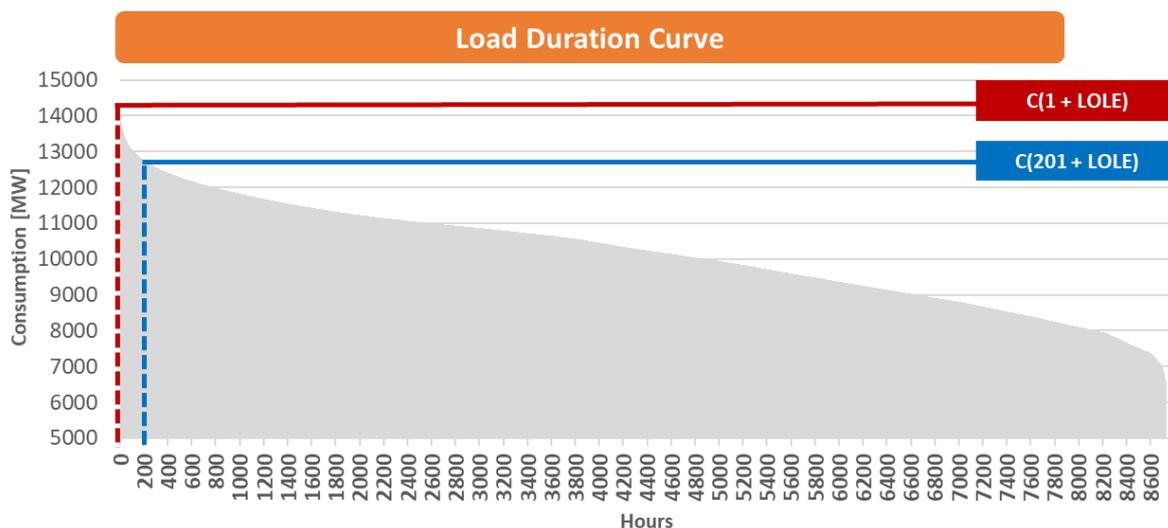


Figure 1: Load duration curve (Art. 11, §2, 5° and Art. 11, §5)

Information and input required for the establishment of the volume parameters of the demand curve		
Description	RD Reference	Capacity [MW]
Average load during simulated scarcity period (point A)	Art. 11, §2, 1°	13,332
Average load during simulated scarcity period (points B and C)		13,591
Balancing need	Art. 11, §2, 2°	985
Average energy not served during simulated scarcity period (point A)	Art. 11, §2, 3°	1522
Average energy not served during simulated scarcity period (points B and C)		809
Non-eligible capacity Capacity that already received subsidies criteria	Art. 11, §2, 4°	883
Non-eligible capacity 1MW derated threshold criteria	Art. 11, §3	205
Max Entry Capacity for Cross-border participation France	Art. 14	4
Max Entry Capacity for Cross-border participation Netherlands		599
Max Entry Capacity for Cross-border participation Germany		461
Max Entry Capacity for Cross-border participation Great-Britain		871

Table 1: Volume parameters

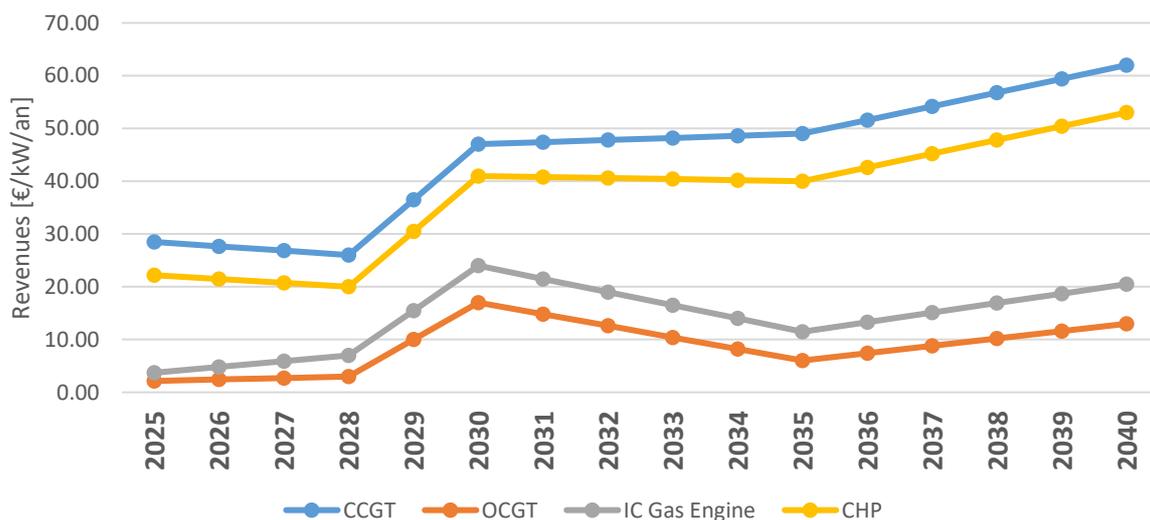


Figure 2: Price Parameters – Revenues for each technology in order to calculate the net-CONE (Art. 10, §§2 and 6)

Proposals for the other auction parameters

In addition to the inputs for the determination of the demand curve, it is up to Elia to provide concrete proposals for several other parameters for the auction, according to article 7, §2, 8° to 11° of the Methodology Royal Decree's proposal:

- Table 2 presents Elia's proposal for **derating factors** for the Y-4 auction for delivery period 2025-26, according to Chapter 5 of the Methodology Royal Decree's proposal;
- Elia proposes to consider an **intermediate price cap** equal to 28,3 €/kW/year for the Y-4 auction for delivery period 2025-26, according to Chapter 6 of the Methodology Royal Decree's proposal;
- Elia proposes to consider a value of 300 €/MWh for the **strike price** and to consider the Spot DA market price determined by the Nominated Electricity Market Operators (NEMOS: EPEX or Nord Pool Spot) active in the Belgian bidding zone for the **reference price** in the framework of the Y-4 auction for delivery period 2025-26, according to Chapter 7 of the Methodology Royal Decree's proposal.

Category I : SLA	
Sub-Category	Derating Factor [%]
SLA-1h	11
SLA-2h	19
SLA-3h	28
SLA-4h	36
SLA-6h	52
SLA-8h	65
SLA unlimited	100
Category II : Thermal technologies with daily schedule	
Sub-Category	Derating Factor [%]
CCGT	91
OCGT	90
Turbojets	96
IC Gas Engines	95
IC Diesel Engines	93
CHP	93
Biomass	93
Waste	93
Nuclear	96
Coal	90
Category III : Energy-limited technologies with daily schedule	
Sub-Category	Derating Factor [%]
Large-scale storage	11
PSP	19
Category IV : Weather-dependent technologies	
Sub-Category	Derating Factor [%]
Offshore Wind	15
Onshore Wind	6
Solar	4
Hydro Run-of-River	34
Category V : Thermal DSO- or CDS-connected technologies without daily schedule	
Sub-Category	Derating Factor [%]
Aggregated thermal technologies	62

Table 2: Derating Factors

Executive summary – Version française

Contexte

C'est la première fois que le gestionnaire du réseau, Elia Transmission Belgium, élabore un rapport contenant les informations utiles pour la détermination du volume à contracter et des propositions de paramètres dans le cadre des enchères du CRM. Dans le cadre de la préparation de la première enchère, prévue en octobre 2021 pour la période de livraison 2025-26, Elia suit le cadre et les instructions reçues des autorités belges. En particulier, ce rapport est réalisé conformément à la proposition d'Arrêté royal fixant la méthode de calcul du volume de capacité nécessaire et des paramètres nécessaires pour l'organisation des enchères dans le cadre du mécanisme de rémunération de capacité, telle que soumise à la Commission européenne par l'Etat belge et publiée sur le site web du SPF Economie. Le scénario de référence et les valeurs intermédiaires utilisés dans ce rapport ont été sélectionnés par la Ministre de l'Energie et constituent la base de cette étude.

Ce rapport est constitué de trois parties principales. D'abord, le scénario de référence, sa calibration selon la norme de fiabilité applicable et les valeurs intermédiaires considérées sont présentés. Ensuite, Elia fournit les informations et les calculs nécessaires permettant de déterminer le volume à contracter pour la première enchère, sur base de la courbe de la demande. Enfin, la troisième partie contient des propositions de la part d'Elia sur les autres paramètres de l'enchère, à savoir les facteurs de réduction, le prix maximum intermédiaire, le prix d'exercice et le prix de référence.

Pour conclure, Elia tient à souligner le fait que ce rapport n'est pas une étude visant à confirmer/questionner/infirmer la nécessité d'introduire un CRM en Belgique. Ce rapport a uniquement pour but de fournir certaines informations nécessaires à la calibration annuelle requise dans le cadre de la préparation d'une enchère pour le CRM, conformément à la proposition d'Arrêté royal Méthodologie.

Scénario de référence et valeurs intermédiaires sélectionnés par la Ministre

Afin de réaliser les tâches qui lui sont assignées, Elia se base sur le scénario de référence et sur les valeurs intermédiaires qui ont été sélectionnés par la Ministre dans ses communications respectivement du 27 juillet 2020 et du 20 octobre 2020.

Le scénario de référence prend comme référence la dernière étude européenne publiée par ENTSO-E, à savoir le Mid-Term Adequacy Forecast 2019, mis à jour selon les informations pertinentes les plus récentes reprises du Pentilateral Generation Adequacy Assessment (PLEF GAA 3.0), du Pacte Energétique et du Plan National Energie-Climat. De plus, deux sensibilités additionnelles ont été intégrées au scénario de référence suivant la sélection effectuée par la Ministre :

- Une hypothèse de consommation totale d'électricité basée sur les perspectives économiques 2020-2025 du Bureau Fédéral du Plan de Juin 2020 et sur l'outil développé par Climact afin de mieux évaluer l'impact de la crise covid-19 ; et
- Une disponibilité des unités nucléaires mise à jour selon les dernières projections du gestionnaire de réseau français (RTE) et telle que reprise dans l'étude PLEF GAA 3.0.

Ces hypothèses sur la consommation totale d'électricité et la disponibilité des unités nucléaires françaises suit l'avis du SPF Economie, tel que mentionné dans l'instruction de la Ministre.

Les valeurs intermédiaires sélectionnées par la Ministre se basent sur une proposition de la CREG et sont constituées d'un WACC de 7,5%, d'une liste réduite de technologies nécessaires à la détermination du coût net d'un nouvel entrant dans la zone de réglage belge ainsi que les valeurs de coût qui y sont associées et un facteur de correction X égal à 1,5, nécessaire pour la détermination du volume maximum au prix maximum.

Sur base de ces éléments et conformément à la proposition d'Arrêté royal Méthodologie, Elia a calibré le scénario de référence de façon à s'assurer que les calculs et les propositions permettent de garantir l'atteinte de la norme de fiabilité légale. Le scénario de référence calibré ainsi obtenu est strictement applicable pour les calculs et propositions effectuées dans le cadre de ce rapport de calibration, applicable pour l'enchère Y-4 de la période de livraison 2025-26.

Informations et données pour l'élaboration de la courbe de la demande

Conformément à la proposition d'Arrêté royal Méthodologie, Elia n'est pas responsable de fournir une proposition pour la courbe de la demande. Cette prérogative est du ressort de la CREG, sur base des informations nécessaires fournies dans le cadre de ce rapport. L'ensemble des informations et données correspond a minima aux points mentionnés à l'article 7, §2, 1° à 7° de la proposition d'Arrêté royal Méthodologie :

- la Figure 1 présente la courbe de durée de la demande, qui sert de base pour la détermination du volume à réserver pour l'enchère Y-1 ;
- le Tableau 1 fournit les différentes données requises concernant les paramètres du volume nécessaires à l'élaboration de la courbe de la demande ;
- la Figure 2 présente de manière graphique les rentes inframarginales annuelles perçues sur le marché de l'énergie par les technologies reprises dans la liste réduite de technologies, nécessaires à la détermination du coût net d'un nouvel entrant ; et
- les valeurs suivantes sont estimées pour revenus nets annuels du marché des services auxiliaires d'équilibrage pour les technologies reprises dans la liste réduite de technologies : 9,7 €/kW/an pour les turbines à gaz et les moteurs au gaz autonomes et pas de revenus supplémentaires pour les autres technologies, sur base des arguments repris dans le présent rapport.

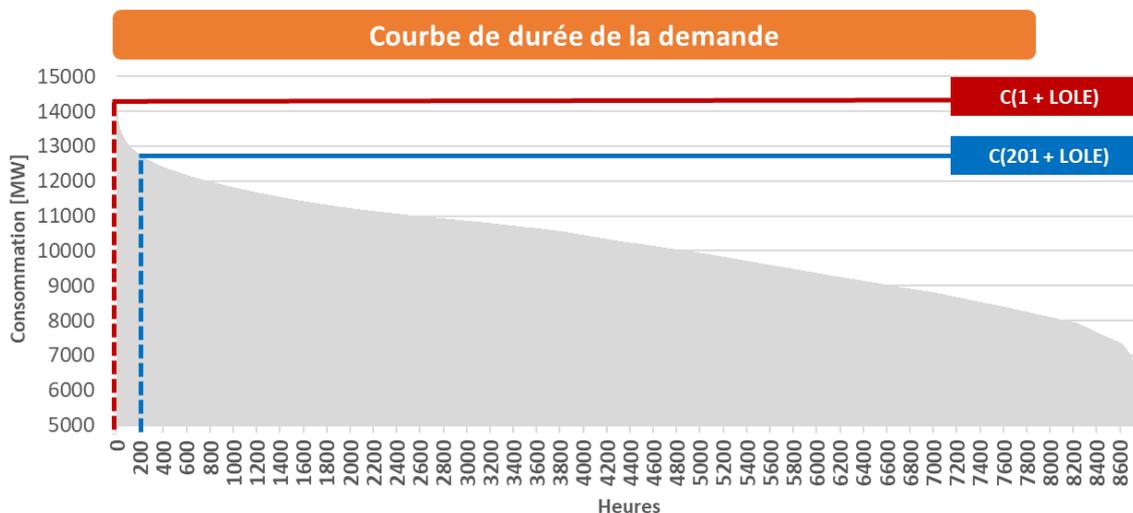


Figure 1 : Courbe de durée de la demande (Art. 11, §2, 5° and Art. 11, §5)

Informations et input nécessaires pour l'établissement des paramètres de prix de la courbe de la demande

Description	Référence de l'A.R.	Capacité [MW]
Charge moyenne pendant les situations de pénurie simulées (point A)	Art. 11, §2, 1°	13,332
Charge moyenne pendant les situations de pénurie simulées (points B et C)		13,591
Besoin en réserves d'équilibrage	Art. 11, §2, 2°	985
Prévision d'énergie non desservie moyenne pendant les situations de pénurie simulées (point A)	Art. 11, §2, 3°	1522
Prévision d'énergie non desservie moyenne pendant les situations de pénurie simulées (points B et C)		809
Capacité non éligible Capacités qui bénéficient d'aide au fonctionnement	Art. 11, §2, 4°	883
Capacité non éligible Critère sur le seuil inférieur d'éligibilité d'1MW	Art. 11, §3	205
Capacité d'entrée maximale disponible pour la participation de capacités étrangères indirectes France	Art. 14	4
Capacité d'entrée maximale disponible pour la participation de capacités étrangères indirectes Pays-Bas		599
Capacité d'entrée maximale disponible pour la participation de capacités étrangères indirectes Allemagne		461
Capacité d'entrée maximale disponible pour la participation de capacités étrangères indirectes Grande-Bretagne		871

Tableau 1 : Paramètres de volume

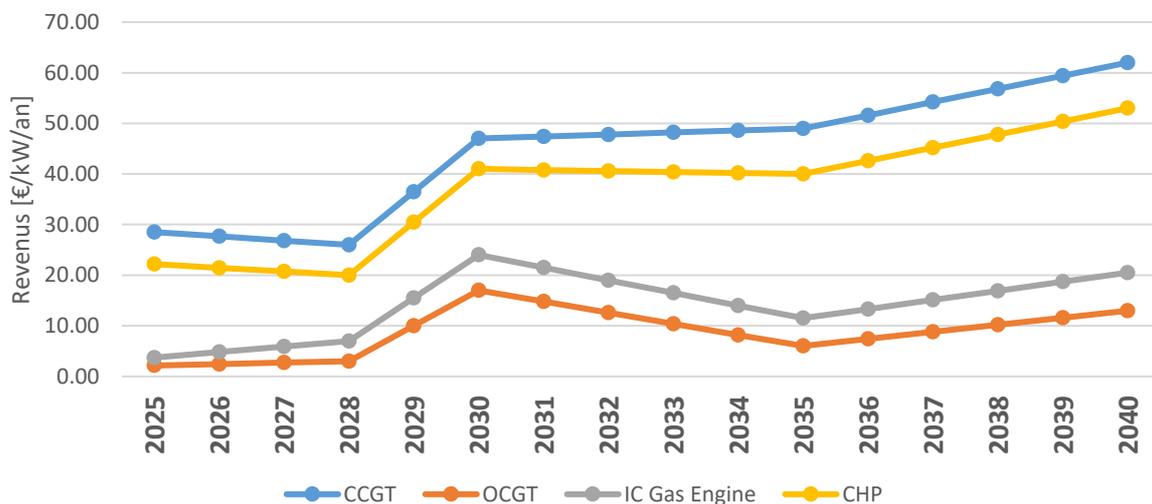


Figure 2 : Paramètres de prix– Revenus pour chaque technologie dans le cadre du calcul du net-CONE (Art. 10, §§2 and 6)

Propositions pour les autres paramètres de l'enchère

Elia est également responsable de fournir des propositions concrètes quant à une série d'autres paramètres de l'enchère, conformément à l'article 7, §2, 8° to 11° de la proposition d'Arrêté royal Méthodologie:

- la proposition d'Elia concernant les **facteurs de réduction** pour l'enchère Y-4 de la période de livraison 2025-26 est présentée au Tableau 2, conformément au Chapitre 5 de la proposition d'Arrêté royal Méthodologie ;
- Elia propose de prendre en compte un **prix maximum intermédiaire** égal à 28,3 €/kW/an pour l'enchère Y-4 de la période de livraison 2025-26, conformément au Chapitre 6 de la proposition d'Arrêté royal Méthodologie ;
- Elia propose de prendre en compte un **prix d'exercice** égal à 300 €/MWh et de prendre en compte comme **prix de référence** le prix du marché journalier spot déterminé par les Opérateurs de Marché de l'Electricité Nominés (NEMO : EPEX ou Nord Pool Spot) opérant en Belgique pour la zone de réglage belge pour l'enchère Y-4 de la période de livraison 2025-26, conformément au Chapitre 7 de la proposition d'Arrêté royal Méthodologie.

Catégorie I : SLA	
Sous-Catégorie	Facteur de réduction [%]
SLA-1h	11
SLA-2h	19
SLA-3h	28
SLA-4h	36
SLA-6h	52
SLA-8h	65
SLA illimité	100
Catégorie II : Technologies thermiques avec programme journalier	
Sous-Catégorie	Facteur de réduction [%]
Turbines gaz-vapeur	91
Turbines à gaz	90
Turbojets	96
Moteurs au gaz autonomes	95
Moteurs diesel autonomes	93
Centrales de cogénération	93
Centrales à biomasse	93
Installations d'incinération des déchets	93
Centrales nucléaires	96
Centrales à charbon	90
Catégorie III : Technologies à énergie limitée avec programme journalier	
Sous-Catégorie	Facteur de réduction [%]
Technologies de stockage à grande échelle	11
Installations de pompage-turbinage	19
Catégorie IV : Technologies dépendantes des conditions climatiques	
Sous-Catégorie	Facteur de réduction [%]
Eoliennes en mer	15
Eoliennes terrestre	6
Installations à l'énergie solaire	4
Centrales hydraulique au fil de l'eau	34
Catégorie V : Technologies thermiques sans programme journalier connectées au réseau de distribution ou à un réseau fermé de distribution	
Sous-Catégorie	Facteur de réduction [%]
Technologies thermiques agrégées	62

Tableau 2 : Facteurs de réduction

Executive summary – Nederlandstalige versie

Context

Het is de eerste keer dat dit rapport, dat deel uitmaakt van de jaarlijkse cyclus om verschillende veilingparameters en het volume voor het CRM te bepalen, wordt opgemaakt. Ter voorbereiding van de eerste CRM-veiling, voorzien voor oktober 2021 met het oog op de leveringsperiode 2025-26, volgt Elia het kader en de instructies van de overheid. Het belangrijkste kader voor de uitwerking van dit rapport is het voorstel van Koninklijk Besluit betreffende de methodologie voor de berekening van het nodige CRM-volume en de parameters voor de veiling, zoals ingediend door de Belgische Staat bij de Europese Commissie en gepubliceerd op de website van de FOD Economie. Het referentiescenario en de intermediaire waarden voor dit rapport werden geselecteerd door de Minister van Energie en vormen de basis van deze studie.

De studie bestaat uit drie grote delen. Ten eerste wordt een overzicht gegeven van het referentiescenario, de kalibratie ervan en de intermediaire waarden. Ten tweede levert Elia de nodige input en berekeningen om de parameters te bepalen die bepalend zijn voor het volume dat op de CRM-veiling moet worden aangekocht (vraagcurve). Tot slot doet Elia concrete voorstellen voor de andere veilingparameters: de reductiefactoren, de intermediaire maximumprijs, de uitoefenprijs en de referentieprijs.

Tot slot herinneren we eraan dat dit een technisch rapport is, dat de resultaten van de berekeningen en voorstellen in het kader van de jaarlijkse CRM-volume-cyclus bevat. Het is geen beoordeling over de noodzaak van een CRM.

Bepaling van het referentiescenario en de intermediaire waarden door de Minister

Om de toegewezen taken uit te voeren, houdt Elia rekening met het referentiescenario en de intermediaire waarden die de Minister aan de hand van diens mededelingen van 27 juli 2020 en 20 oktober 2020 heeft weerhouden.

Het referentiescenario is gebaseerd op de databank van de laatste gepubliceerde Europese Adequacy Assessment (MAF 2019), bijgewerkt met de meest recente informatie die beschikbaar is uit de PLEF GAA 3.0, het Belgisch Energiepact en het Nationaal Energie- en Klimaatplan. Twee bijkomende gevoeligheden werden geïntegreerd in het referentiescenario zoals geselecteerd door de Minister:

- het jaarlijkse elektriciteitsverbruik is gebaseerd op de economische prognoses van het Planbureau van juni 2020 (en berekend aan de hand van het door Climact ontwikkelde instrument) om de gevolgen van de covid-19-crisis beter te kunnen beoordelen; en
- een geactualiseerde beschikbaarheid van nucleaire productie-eenheden in Frankrijk overeenkomstig de laatste prognoses van de Franse transmissienetbeheerder (RTE) en zoals vermeld in de PLEF GAA 3.0-studie.

Deze laatste aspecten met betrekking tot het elektriciteitsverbruik en de beschikbaarheid van kernenergie in Frankrijk volgen het advies van het DG Energie van de FOD Economie, zoals aangegeven in de instructie van de minister.

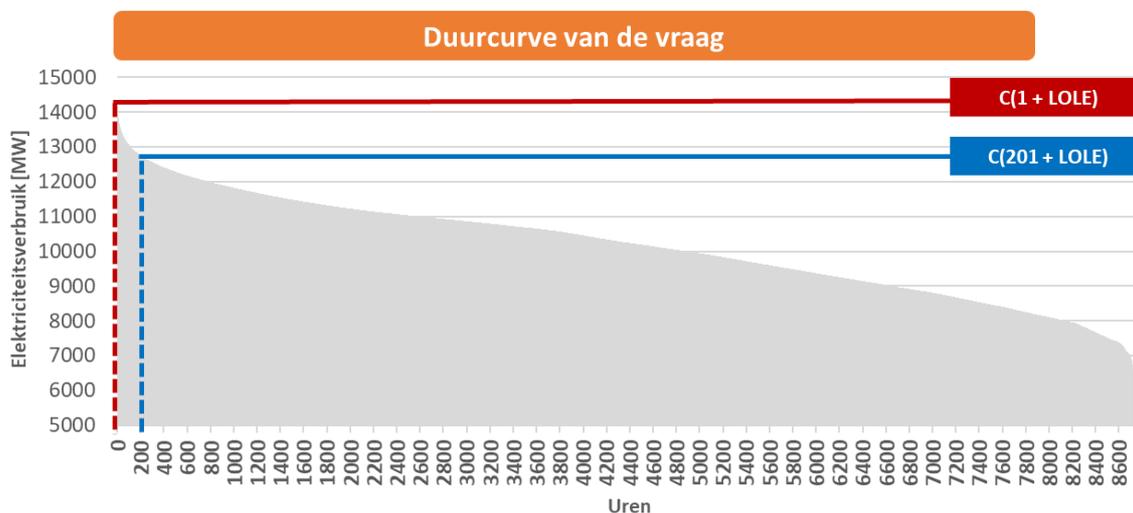
De zogenaamde intermediaire waarden die door de Minister werden geselecteerd, zijn gebaseerd op het voorstel van de CREG en omvatten een WACC van 7,5%, een beperkte lijst van technologieën om de nettokost van een nieuwkomer in de Belgische marktzone en de bijbehorende kostenwaarden te berekenen en een waarde van 1,5 voor de correctiefactor X, die nodig is om het maximale volume tegen de maximumprijs te bepalen.

Op basis hiervan en inzake de voorgestelde methodologie van het Koninklijk Besluit heeft Elia het referentiescenario gekalibreerd om ervoor te zorgen dat de berekening en de voorstellen het mogelijk maken om het Belgische niveau van bevoorradingszekerheid te halen volgens het geldende wettelijke niveau van bevoorradingszekerheid. Het verkregen gekalibreerde referentiescenario is strikt toepasbaar voor de berekening en de voorstellen die in het kader van dit CRM-rapport worden uitgevoerd.

Informatie en input voor het opstellen van de vraagcurve

Volgens het voorgestelde Koninklijk Besluit is het niet aan Elia om een voorstel van vraagcurve te doen, maar moet op basis van dit verslag de nodige informatie worden verstrekt als basis voor de CREG om een dergelijk voorstel te doen. De lijst van informatie en input komt in minima overeen met de punten overeenkomstig in artikel 7, §2, 1° tot 7° van het voorstel van het Koninklijk Besluit inzake de methodologie:

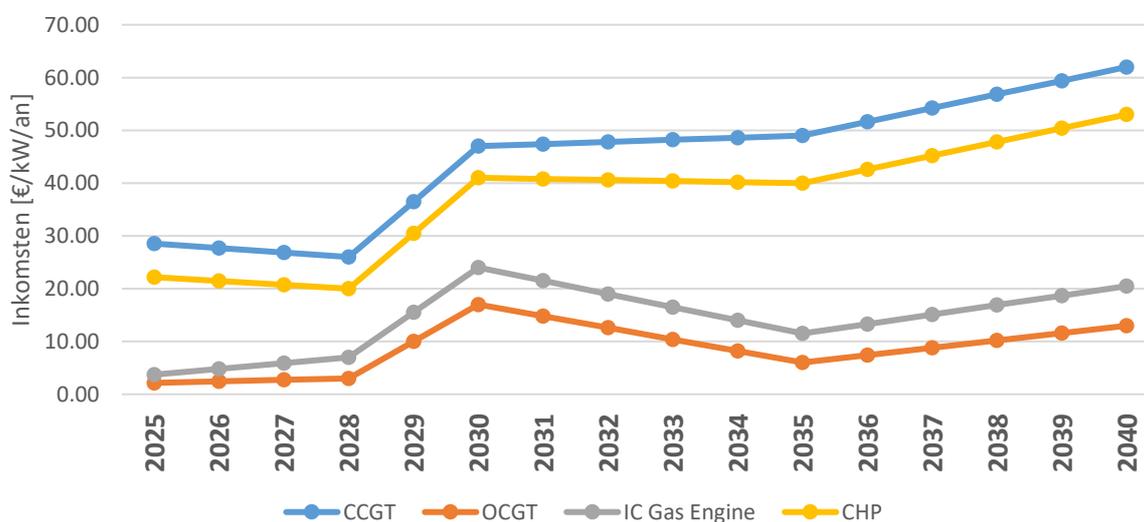
- Figuur 1 geeft de duurcurve van de vraag die dient als input voor het bepalen van de gereserveerde capaciteit van 200 uur voor de Y-1-veiling;
- Tabel 1 geeft de verschillende inputs die Elia berekend heeft om de volumeparameters van de vraagcurve te bepalen;
- Figuur 2 geeft de jaarlijkse inframarginale inkomsten die op de energiemarkt worden verdiend met de technologieën die opgenomen zijn in de beperkte lijst van technologieën die door de Minister is geselecteerd als input voor de berekening van de net-CONE;
- De volgende waarden voor de netto-inkomsten uit de markt van de ondersteunende balanceringsdiensten die met deze lijst van technologieën worden verdiend, worden geschat: een waarde van 9,7 €/kW/jaar voor OCGT en IC-gasmotor en geen extra inkomsten voor de andere technologieën volgens de redenen die in het verslag worden toegelicht.



Figuur 1: Duurcurve van de vraag (Art. 11, §2, 5° en Art. 11, §5)

Informatie en input vereist voor de vaststelling van de volumeparameters van de vraagcurve		
Beschrijving	KB Referentie	Capaciteit [MW]
Gemiddelde elektriciteitsverbruik in gesimuleerde tekortsituaties (punt A)	Art. 11, §2, 1°	13,332
Gemiddelde elektriciteitsverbruik in gesimuleerde tekortsituaties (punten B en C)		13,591
Vereiste reserves voor het bewaren van het evenwicht in het netwerk	Art. 11, §2, 2°	985
Gemiddelde niet-geleverde energie in gesimuleerde tekortsituaties (punt A)	Art. 11, §2, 3°	1522
Gemiddelde niet-geleverde energie in gesimuleerde tekortsituaties (punten B en C)		809
Niet in aanmerking komende capaciteit Capaciteit die al subsidies ontvangt	Art. 11, §2, 4°	883
Niet in aanmerking komende capaciteit 1MW derated drempelcriteria	Art. 11, §3	205
Maximale beschikbare toegangscapaciteit voor de deelname van de indirecte buitenlandse capaciteiten Frankrijk	Art. 14	4
Maximale beschikbare toegangscapaciteit voor de deelname van de indirecte buitenlandse capaciteiten Nederland		599
Maximale beschikbare toegangscapaciteit voor de deelname van de indirecte buitenlandse capaciteiten Duitsland		461
Maximale beschikbare toegangscapaciteit voor de deelname van de indirecte buitenlandse capaciteiten Groot-Brittannië		871

Tabel 1: Volumeparameters



Figuur 2: Prijsparameters – Inkomsten voor elke technologie om de net-CONE te bepalen (Art. 10, §52 and 6)

Voorstellen voor de andere veilingparameters

Naast de input voor de bepaling van de vraagcurve is het aan Elia om concrete voorstellen te maken voor verschillende andere veilingparameters, overeenkomstig artikel 7, §2, 8° tot 11° van het voorstel van het Koninklijk Besluit inzake de methodologie:

- Het voorstel van Elia voor de **reductiefactoren** voor de Y-4 veiling voor de leveringsperiode 2025-26 wordt hieronder weergegeven in Tabel 2, overeenkomstig hoofdstuk 5 van het voorstel van het Koninklijk Besluit inzake de methodologie;
- Elia stelt een **intermediaire maximumprijs** van 28,3 €/kW/jaar voor, voor de Y-4 veiling voor de leveringsperiode 2025-26, overeenkomstig hoofdstuk 6 van het voorstel van het Koninklijk Besluit inzake de methodologie;
- Elia stelt een **uitoefenprijs** van 300 €/MWh voor en stelt voor om als **referentieprijs** de Spot Day-Ahead marktprijs bepaald door de benoemde elektriciteitsmarktbeheerders (NEMOs : EPEX of Nord Pool Spot) actief in de Belgische biedzone te beschouwen, overeenkomstig hoofdstuk 7 van het voorstel van het Koninklijk Besluit inzake de methodologie.

Categorie I : SLA	
Subcategorieën	Reductiefactor [%]
SLA-1h	11
SLA-2h	19
SLA-3h	28
SLA-4h	36
SLA-6h	52
SLA-8h	65
SLA onbeperkt	100
Categorie II : Thermische technologieën met dagelijks programma	
Subcategorieën	Reductiefactor [%]
Stoom- en gasturbines	91
Gasturbines	90
Turbojets	96
Autonome gasmotoren	95
Autonome dieselmotoren	93
Centrales met warmtekrachtkoppeling	93
Biomassacentrales	93
Afvalverbrandingsinstallaties	93
Kerncentrales	96
Steenkoolcentrales	90
Categorie III : Technologieën met beperkte energie met dagelijks programma	
Subcategorieën	Reductiefactor [%]
Grootschalige opslagtechnologieën	11
Pomp-opslaginstallaties	19
Categorie IV : Van weersomstandigheden afhankelijke technologieën	
Subcategorieën	Reductiefactor [%]
Windturbines op zee	15
Windturbines op het land	6
Zonne-energie installaties	4
Waterkrachtcentrales op waterlopen	34
Categorie V : Thermische technologieën zonder dagelijks programma die aangesloten zijn op het distributienet of op een gesloten distributienet	
Subcategorieën	Reductiefactor [%]
Geaggregeerde thermische technologieën	62

Tabel 2: Reductiefactoren

Introduction

C'est la première fois que le gestionnaire du réseau, Elia Transmission Belgium (ci-après « Elia »), élabore un rapport contenant les informations utiles pour la détermination du volume à contracter et des propositions de paramètres pour l'enchère CRM. C'est une nouvelle tâche pour Elia, qui lui est attribuée au travers de la Loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (ci-après : « Loi Electricité »), modifiée par la Loi du 22 avril 2019 portant la mise en place d'un mécanisme de rémunération de capacité (ci-après : « Loi CRM ») et les propositions d'Arrêtés d'exécution. En particulier, le rapport est construit sur base de la proposition d'Arrêté royal fixant la méthode de calcul du volume de capacité nécessaire et des paramètres nécessaires pour l'organisation des enchères dans le cadre du mécanisme de rémunération de capacité (ci-après « proposition d'Arrêté royal Méthodologie »). Cette proposition d'Arrêté royal décrit les étapes et la méthodologie à suivre pour l'élaboration de ce rapport.

Le contexte légal et réglementaire est développé plus en détails dans la section qui suit cette introduction. Dans la foulée, une partie spécifique est consacrée au processus d'adoption et au contenu du scénario de référence qu'Elia doit utiliser pour ce rapport, conformément à l'instruction reçue en ce sens, y inclus les valeurs intermédiaires.

Ensuite, le rapport est divisé en deux grandes parties : la première partie est dédiée aux informations relatives aux données nécessaires pour le calcul du volume à contracter et la seconde partie contient des propositions concrètes pour d'autres paramètres d'enchère à adopter. La distinction claire entre ces deux parties permet de rassembler toute l'information qu'Elia doit fournir dans un seul rapport (au lieu de deux). Ceci facilite la lecture et la compréhension de la documentation.

La première partie est donc dédiée aux informations et calculs nécessaires permettant de déterminer le volume à contracter pour la première enchère, au travers de la courbe de demande. La proposition à faire pour ces aspects est attribuée à la CREG, sur base (entre autres) de ce rapport. Ce chapitre contient donc l'input nécessaire pour des calculs et proposition à faire ultérieurement.

La deuxième partie, par contre, contient des propositions de la part d'Elia sur les autres paramètres à adopter par les autorités publiques pour le 31/03/2021. Ceci concerne les facteurs de réduction, le prix maximum intermédiaire, le prix d'exercice et le prix de référence.

Sur base des dernières discussions tenues au sein du « Comité de suivi¹ », d'autres éléments sont également inclus dans ce rapport, sans qu'ils ne découlent d'une base légale ou réglementaire spécifique. En particulier, l'annexe 1 relative à la proposition de valeur maximale de capacité non-prouvée est déjà reprise dans ce rapport pour la bonne continuation et

¹ SPF Economie, CREG, Elia et le cabinet de la ministre de l'Energie

partage d'information en perspective de la première enchère.

Pour conclure cette introduction, nous entendons souligner le fait que ce rapport n'est pas une étude visant à confirmer/questionner/infirmier la nécessité d'introduire un CRM en Belgique. Ce rapport a comme but de fournir certaines informations nécessaires à la calibration annuelle requise dans le cadre de la préparation d'une enchère pour le CRM. Il s'agit donc d'un rapport d'exécution qu'Elia doit faire sur base du cadre légal et réglementaire actuel et qui est nécessaire pour permettre qu'une première enchère CRM soit réalisable dans les délais prévus par l'Etat belge.

Elia accomplit ainsi les tâches qui lui ont été dévolues par les autorités publiques, dans les temps impartis. Elia reste bien entendu à disposition pour tout support ou suivi qui serait jugé utile.

Contexte légal & réglementaire

Comme mentionné dans l'introduction, les justifications légales et réglementaires encadrant ce rapport sont principalement à trouver dans la Loi Electricité², telle que modifiée par la Loi CRM³ et dans la proposition d'Arrêté royal méthodologie⁴.

Ces textes ont été adoptés à différents moments dans le temps, dans un contexte qui a évolué sur certains aspects. Par exemple, l'adoption du *Clean Energy Package* est intervenue postérieurement à l'adoption de la Loi CRM ; ceci induisant notamment un impact sur les rôles et les responsabilités des différents acteurs impliqués. De même, les réflexions continues sur le design et l'élaboration du CRM avec les autorités publiques et les acteurs de marché ont également permis d'améliorer certaines idées originelles. Pour rappel, la plateforme d'interaction avec les acteurs de marché est appelé la "TF CRM du Users' Group Elia⁵" tandis que la plateforme avec les autorités publiques est appelée "le Comité de suivi" et est composée des représentants du SPF Economie, du cabinet de la Ministre d'Energie, de la CREG et d'Elia. En outre, les interactions entretenues entre l'Etat belge et la Commission européenne – toujours en cours – sur la procédure de notification du CRM belge ont également induit des adaptations par rapport aux idées initiales.

En tenant compte de ces éléments, les autorités publiques ont demandé au « Comité de suivi » de préparer la première enchère qui devra avoir lieu en 2021 en respectant la législation secondaire en projet, telle que soumise à la Commission européenne par l'Etat belge. Ceci induit notamment de respecter les délais, les procédures et les méthodologies qui y sont décrits.

De plus, dans la récente instruction relative aux valeurs intermédiaire⁶ (cf. infra), la – nouvelle – Ministre de l'Energie a également fait référence à la proposition d'Arrêté royal méthodologie comme cadre à respecter pour la préparation de la première enchère.

2

http://www.ejustice.just.fgov.be/cgi_loi/change_lg.pl?language=fr&la=F&cn=1999042942&table_name=loi

³ <http://www.ejustice.just.fgov.be/eli/loi/2019/04/22/2019012267/moniteur>

⁴ <https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/AR-methode-de-calcul-volume-de-capacite-parametres-encheres-mecanisme-de-remuneration-de-capacite-Annexe-4-avant-projet-AR-clean.pdf>

⁵ <https://www.Elia.be/fr/users-group/implementation-crm>

⁶ <https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/CRM-brief-20102020-minister-energie-Elia-intermediaire-waarden.pdf>

Ce rapport est donc établi sur la base de la méthodologie détaillée dans la proposition d'Arrêté royal Méthodologie qui décline plus précisément les dispositions légales de la Loi Electricité et de la Loi CRM. Compte tenu de ce cadre, nous reprenons ci-dessous les dispositions spécifiques de cette proposition d'Arrêté royal Méthodologie entrant en ligne de compte pour l'élaboration de ce rapport. Les informations requises par l'article 7 ter §2 points 1° - 7° sont reprises dans la seconde section ; les propositions requises aux points 8° - 11° sont reprises dans la section trois de ce rapport.

Extrait de la proposition d'Arrêté royal Méthodologie – Chapitre 3 : Rapport du gestionnaire du réseau :

« Art. 7. [...] »

§2. Sur la base du scénario de référence sélectionné en vertu de l'article 4, §7, dont l'application est adaptée en vertu de l'article 7, §1er, et en application de la méthodologie telle que visée à l'article 23 (5) du Règlement (UE) 2019/943 pour autant que d'application, le gestionnaire du réseau établit les rapports visés à l'article 7undecies, § 2 de la loi du 29 avril 1999 au plus tard le 15 novembre de l'année précédant les enchères. Ceux-ci contiennent au moins les informations et propositions suivantes :

1° le volume de capacité nécessaire et le nombre d'heures pendant lesquelles cette capacité sera utilisée au profit de l'adéquation, au moyen de la courbe de la durée de la demande (« load duration curve »), visée à l'article 11, §5, dont on peut en outre déduire la capacité connexe qui a en moyenne moins de 200 heures par an afin de couvrir la capacité de pointe totale ;

2° les informations dont dispose le gestionnaire de réseau en ce qui concerne la quantité de capacité non éligible ;

3° Pour chaque État membre européen limitrophe, la capacité d'entrée maximale disponible pour la participation de capacités étrangères indirectes, visée à l'article 14;

4° les rentes inframarginales annuelles gagnées sur le marché de l'énergie par les technologies reprises dans la liste réduite de technologies visée à l'article 10, §§2 et 6;

5° la consommation moyenne d'électricité pendant les situations de pénurie simulées, visées à l'article 11, § 2, 1°;

6° le volume correspondant aux besoins d'équilibrage, visé à l'article 9, § 2, 2° ;

7° la valeur moyenne de prévision d'énergie non desservie pendant les situations de pénurie simulées, visées à l'article 11, § 2, 3° ;

8° une proposition pour les facteurs de réduction conformément au Chapitre 5 ;

9° une proposition pour le prix maximum intermédiaire conformément au Chapitre 6 ;

10° une proposition pour le prix de référence conformément au Chapitre 7 ;

11° une proposition pour le prix d'exercice conformément au Chapitre 7. »

Partie I : Scénario de référence

Un scénario de référence, reposant sur des hypothèses de consommation d'électricité, de production provenant de différentes technologies, de stockage, de participation active/effacements de la demande, de capacité d'imports ou encore de paramètres économiques et techniques, constitue la base nécessaire à la réalisation des calculs et à l'élaboration des propositions de paramètres qui entrent en ligne de compte pour la première enchère CRM. Afin de préparer leurs offres en vue de l'enchère, les acteurs de marché ont besoin de paramètres clairs et spécifiques. Leur détermination ne peut dès lors provenir que d'un scénario de référence unique, permettant de garantir l'unicité de chaque proposition de paramètre à établir.

Vu l'importance du choix du scénario et son lien direct avec la sécurité d'approvisionnement du pays, la proposition d'Arrêté royal méthodologie prévoit que ce scénario de référence soit sélectionné par la Ministre de l'Energie, sur base d'une proposition de la CREG, des recommandations du gestionnaire du réseau et de l'avis de la Direction générale de l'Energie. L'objectif de ce chapitre est, d'abord, de présenter les éléments principaux du scénario de référence sélectionné par la Ministre, de présenter, ensuite, les valeurs intermédiaires retenues et, enfin, de présenter la calibration de ce scénario de référence, nécessaire pour s'assurer que celui-ci réponde aux critères de sécurité d'approvisionnement définis dans la Loi Electricité.

1.1 Détermination du scénario de référence

1.1.1. Étapes dans la sélection du scénario de référence

La méthodologie applicable pour déterminer le scénario de référence est formulée à l'article 4 de la proposition d'Arrêté royal Méthodologie.

Dans un premier temps, Elia a, en collaboration avec le SPF Economie et en concertation avec la CREG, effectué la sélection d'un ou plusieurs scénario et sensibilités, conformément aux §1^{er} à 4 de l'article 4 de la proposition d'Arrêté royal Méthodologie.

« § 1er. Le gestionnaire de réseau effectue, en collaboration avec la Direction générale de l'Energie et en concertation avec la commission, une sélection d'un ou de plusieurs scénarios et sensibilités selon les étapes décrites à l'article 4, §§2 à 4 inclus.

§ 2. Un ou plusieurs scénarios et sensibilités sont sélectionnés à partir de l'évaluation européenne la plus récente visée à l'article 23 du Règlement (UE) 2019/943 ou de l'évaluation nationale visée à l'article 24 du Règlement (UE) 2019/943. Cette sélection comprend au moins le scénario de référence central européen visé à l'article 23, § 1er, 5, b) du Règlement (UE) 2019/943. Si lesdites évaluations ne sont pas encore disponibles, une sélection est effectuée à partir d'autres études disponibles.

§ 3. Les données et hypothèses à partir desquelles lesdits scénarios et sensibilités ont été établis, sont mises à jour sur la base des informations pertinentes les plus récentes.

§ 4. En outre, d'autres sensibilités peuvent être définies, lesquelles peuvent avoir un impact sur la sécurité d'approvisionnement de la Belgique, notamment des événements en dehors de la zone de réglage belge. »

Le scénario choisi à l'issue de ce processus a pris comme référence la dernière étude européenne publiée par ENTSO-E, à savoir le Mid-Term Adequacy Forecast 2019⁷. Ensuite, un certain nombre de données et hypothèses ont été mises à jour sur base des dernières informations nationales pertinentes, notamment sur base du Pacte Énergétique⁸, du Plan National Énergie-Climat⁹ et, pour les pays voisins, sur base de la dernière étude du Pentalatéral Energy Forum de Mai 2020 (PLEF GAA 2020¹⁰). Enfin, un certain nombre de sensibilités pouvant avoir un impact sur la sécurité d'approvisionnement de la Belgique, notamment des événements en dehors de la zone de réglage belge, ont été proposées (celles-ci sont reprises pour information en Figure 1).

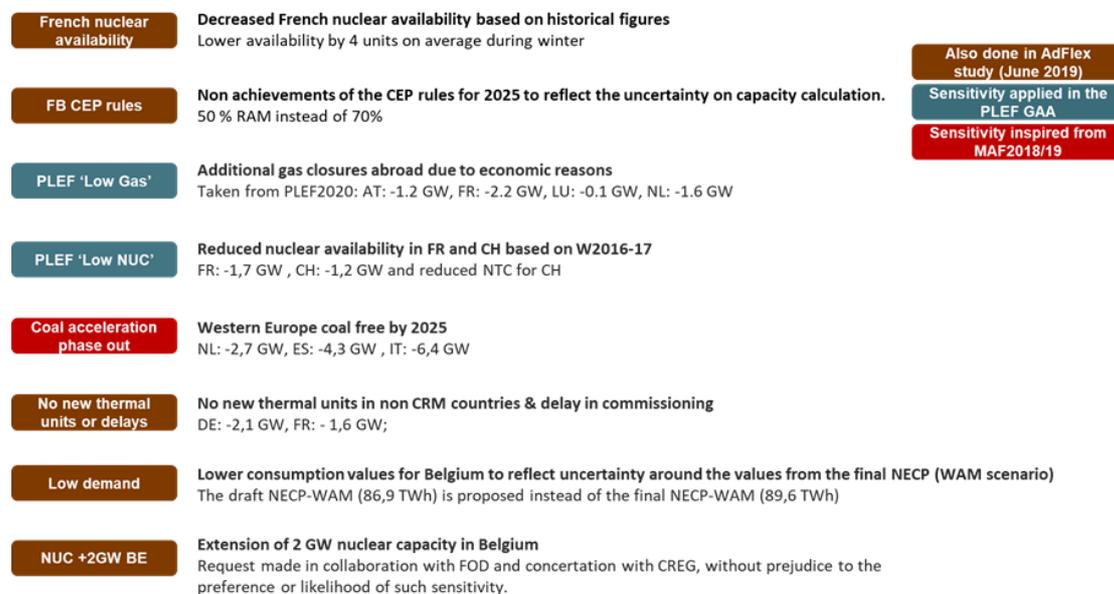


Figure 1 : Sensibilités proposées dans le cadre de la consultation publique sur le scénario de référence

⁷ <https://www.entsoe.eu/outlooks/midterm/main-findings-of-maf-2019/>

⁸ [https://www.tommelein.com/wp-content/uploads/bsk-pdf-manager/Visienota - BE Interfederaal Energiepact 209.pdf](https://www.tommelein.com/wp-content/uploads/bsk-pdf-manager/Visienota_-_BE_Interfederaal_Energiepact_209.pdf)

⁹ <https://economie.fgov.be/fr/themes/energie/politique-energetique/contexte-belge/plan-national-energie-climat>

¹⁰ https://www.Elia.be/en/news/press-releases/2020/05/20200520_third-regional-generation-adequacy-assessment-report

Ensuite, l'ensemble du scénario, les sensibilités et les données pour le calcul a été soumis à consultation publique, conformément à l'article 4, §5 de la proposition d'Arrêté royal Méthodologie¹¹, pour une période allant du 5 Mai 2020 au 5 juin 2020. Le détail du contenu de la consultation publique est décrit à l'article 6, §2 de la proposition d'Arrêté royal Méthodologie. La consultation publique se composait d'un document Excel, reprenant toutes les données et hypothèses requises par la proposition d'Arrêté Royal Méthodologie, d'une note explicative en format PDF (en anglais) ainsi que de l'étude réalisée par le consultant externe Fichtner en support pour la détermination des paramètres de cout nécessaires à la calibration du prix maximum intermédiaire. Le contenu de la consultation publique a également été présentée lors de la TaskForce CRM #11¹² du 5 Mai 2020.

« Art. 4, §5. Les scénarios et sensibilités sélectionnés, en ce compris les données et hypothèses à partir desquelles ils ont été établis, sont soumis à une consultation publique telle que visée à l'article 6. »

« Art. 6, § 2. Les sujets suivants au moins sont soumis à une consultation publique:

1° la mise à jour des données et des hypothèses du scénario ou des scénarios, ainsi que des sensibilités éventuellement sélectionnées, telles que visées à l'article 4, § 3 ;

2° la pertinence des sensibilités visées à l'article 4, §4, en ce compris les données et hypothèses à partir desquelles elles ont été établies ;

3° le type de capacité supplémentaire visé à l'article 7, § 1er ;

4° les sources publiques des scénarios pour les années postérieures à l'année de livraison à partir desquelles les données d'entrée sont utilisées pour le calcul des rentes inframarginales visées à l'article 10, §6 ;

5° la liste réduite des technologies existantes qui seront raisonnablement disponibles et qui sont éligibles pour la détermination du prix maximal intermédiaire visé à l'article 18, §1er. »

Suite à la consultation publique, Elia a transmis au Ministre, au SPF Economie et à la CREG un rapport de consultation publique. Ce rapport a été rédigé, conformément à l'article 6, §3 de la proposition d'Arrêté royal Méthodologie, en deux temps : une première partie avait trait à la sélection du scénario et des sensibilités¹³ et une seconde partie aux paramètres pour la détermination du prix maximum intermédiaire et à l'étude Fichtner utilisée en support¹⁴.

¹¹ https://www.Elia.be/fr/consultations-publiques/20200505_consultation-publique-sur-les-scenarios-les-sensibilites-et-les-donnees-pour-le-calcul-des-parametres-de-lenchere

¹² <https://www.Elia.be/fr/users-group/implementation-crm/20200505-tf-crm-11>

¹³ https://www.Elia.be/-/media/project/Elia/Elia-site/public-consultations/2020/20200708_public-consultation-report.pdf

¹⁴ <https://www.Elia.be/-/media/project/Elia/Elia-site/public-consultations/2020/20200710public-consultation-report-ipc-fichtneren.pdf>

« Art. 6, § 3. Le gestionnaire du réseau transmet au Ministre, à la Direction générale de l’Energie et à la commission un rapport de consultation, en ce compris les recommandations et tous les documents qu’il reçoit dans le cadre de la (des) consultation(s) publique(s). »

Dans ce cadre, Elia a également fourni ses recommandations par rapport à la sélection du scénario de référence, en prenant compte du feedback reçu des différentes parties prenantes au cours de la consultation publique et lors de la TaskForce CRM #11.

La recommandation d’Elia était de partir de la dernière étude européenne disponible, à savoir le MAF 2019, ajusté avec les dernières mises à jour et données disponibles, comme présenté dans le cadre de la consultation publique. Pour les pays voisins, Elia proposait de prendre en compte les dernières mises à jour publiées dans le cadre du Pentatéral Energy Forum (PLEF GAA 2020).

De plus, Elia recommandait d’intégrer des sensibilités impactant la sécurité d’approvisionnement de la Belgique. Ces sensibilités étaient jugées incertaines mais plausibles et leur réalisation, pour la plupart, se situaient en dehors de la zone de réglage belge.

D’une part, Elia a dès lors proposé d’intégrer une sensibilité « low demand » afin de prendre en compte l’incertitude liée à l’impact du covid-19, en absence de données quantifiées officielles disponibles pour la période de livraison 2025-26. Elia mentionnait néanmoins rester disponible pour fournir des valeurs mises à jour pour l’année de livraison 2025-26 si de nouvelles informations ou de nouveaux scénarios économiques quantifiés des autorités publiques (par exemple, les dernières projections du Bureau du Plan) étaient rendues publiques avant la décision ministérielle.

D’autre part, Elia recommandait, vu les nombreuses incertitudes quant à la capacité disponible à l’étranger, d’intégrer dans le scénario de référence au moins une sensibilité affectant la disponibilité des importations en provenance des pays voisins. Dans ce cadre, la sensibilité consistant réduire la disponibilité du parc nucléaire français de 4 unités pour mieux refléter la disponibilité nucléaire française historique et future était jugée la plus pertinente.

La recommandation d’Elia est illustrée graphiquement à la Figure 2, telle que publiée dans le cadre du rapport de consultation publique.

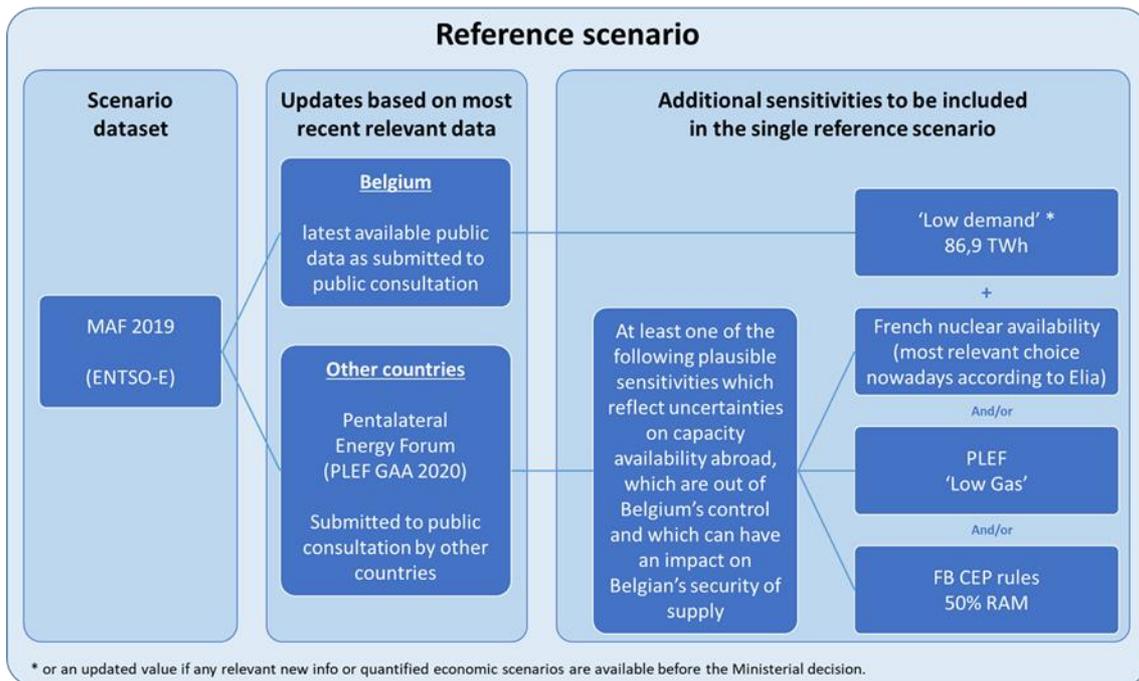


Figure 2: Recommandation d'Elia dans le cadre du rapport de consultation publique

Le 17 juin 2020, la CREG a reçu le rapport de consultation d'Elia sur les scénarios, sensibilités et données concernant l'enchère Y-4 pour la période de fourniture 2025-26 ainsi que l'ensemble des documents et réactions à la consultation publique reçu par Elia. Conformément à l'article 4, §6 de la proposition d'Arrêté royal Méthodologie, la CREG a élaboré un projet de proposition de scénario de référence, repris dans la note « Proposition (C)2105 »¹⁵.

« §6. Sur la base du rapport de consultation, et en particulier des informations ayant trait à l'article 6, §2, 1° et 2°, la commission rédige une proposition pour le Ministre de l'ensemble des données et hypothèses à retenir qui constituent ensemble une proposition de scénario de référence.

La Direction générale de l'Energie formule un avis sur cette proposition. »

¹⁵ <https://www.creg.be/fr/publications/proposition-c2105>

La DG Energie du SPF Economie a alors publié un avis, constitué de deux documents :

- « l'avis de la DG Energie du SPF Economie sur le projet de proposition (C)2105 sur un scénario de référence soumis par la commission (CREG) le 10 juillet 2020 »¹⁶ ; et
- « l'addendum du 19 août 2020 sur l'avis de la DG Energie du SPF Economie sur le projet de proposition (c)2105 sur un scénario de référence soumis par la commission (CREG) le 10 juillet 2020 »¹⁷.

Finalement, le 27 juillet 2020, la Ministre de l'Energie a, conformément à l'article 4, §7 de la proposition d'Arrêté royal Méthodologie, invité Elia à retenir comme scénario celui recommandé par la Direction générale de l'Energie.

« § 7. Compte tenu de la proposition de la commission, des recommandations du gestionnaire du réseau et de l'avis de la Direction générale de l'Energie, le Ministre décide, au plus tard le 30 juin de l'année précédant les enchères, de l'ensemble des données et des hypothèses qui doit être sélectionné comme scénario de référence. Le Ministre peut déroger à la proposition de la commission moyennant motivation adéquate. »

1.1.2. Scénario de référence sélectionné par la Ministre

L'avis de la DG Energie du SPF Economie, qui détermine donc le scénario de référence, peut être synthétisé par les informations présentées ci-dessous. Ces éléments ont été pris en compte par Elia dans l'établissement de ce rapport.

Sources d'énergie renouvelable

Les évolutions proposées par Elia sont reprises dans le rapport de consultation publique, qui inclut également les recommandations d'Elia, sur les scénarios, les sensibilités et les données pour l'enchère Y-4 pour l'année de livraison 2025-26.¹⁸

L'avis de la DG Energie du SPF Economie mentionne que « La DG Energie du SPF Economie estime qu'à ce jour aucun argument probant ne permet de justifier un écart par rapport aux objectifs du PNEC et se joint donc à la proposition de la CREG qui estime que les évolutions proposées par Elia peuvent être maintenues ».

¹⁶ <https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/avis-dg-energie-projet-proposition-2105-signed.pdf>

¹⁷ <https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/addendum-avis-dg-energie-projet-proposition-2105.pdf>

¹⁸ https://www.Elia.be/en/public-consultation/20200505_public-consultation-on-the-scenarios-sensitivities-and-data-for-the-crm

Production thermique

En ce qui concerne les hypothèses relatives aux unités thermiques, l'avis de la DG Energie du SPF Economie est « *de se joindre au §41 de la proposition de la CREG mais avise d'intégrer les corrections de capacités de production de certaines unités, tel que renseigné par l'exploitant dans leur réaction à la consultation publique et recommande l'utilisation d'un taux d'arrêts fortuits de 6% pour les lignes HVDC.* »

Dès lors, les modifications proposées ont été intégrées au scénario de référence.

Production nucléaire

La DG Energie du SPF Economie n'a pas de remarques par rapport à la recommandation d'Elia, faisant suite à la consultation publique.

Stockage

L'avis de la DG Energie du SPF Economie mentionne que « *La DG Energie du SPF Economie se joint à la CREG (...) et accepte les potentiels proposés par Elia et issus du PNEC.* »

Les données proposées par Elia seront donc reprises dans le scénario de référence.

Flexibilité de la demande

Concernant le potentiel de *market response*, l'avis de la DG Energie du SPF Economie mentionne que « *La CREG estime au §46 que les potentiels soumis par Elia sont sous-estimés (...) mais ne propose toutefois pas de potentiels alternatifs.* »

Dès lors, « *en l'absence d'une méthodologie harmonisée au niveau européen et de potentiels précis soumis par la CREG, la DG Energie du SPF Economie se joint à la recommandation d'Elia de prendre en compte les potentiels de Market Response tels qu'explicités dans le Pacte Energétique.* »

Interconnexions & Flow Based

L'avis de la DG Energie du SPF Economie mentionne que « *La DG Energie du SPF Economie n'a pas de remarque, tout comme la CREG, sur la recommandation d'Elia.* »

Paramètres économiques

L'avis de la DG Energie du SPF Economie mentionne que « *La DG Energie du SPF Economie n'a pas de remarque et considère comme la CREG que sans chiffres actualisés à la lumière de la crise sanitaire, les chiffres proposés par Elia sont les plus opportuns.* »

Consommation électrique

L'addendum de la DG Energie du SPF Economie « *avise de suivre la recommandation d'Elia d'utiliser comme hypothèse une consommation totale d'électricité en 2025 de 88,9 TWh.* »

Cette recommandation est basée sur le modèle développé par Climact¹⁹ qui intègre les perspectives économiques 2020-2025 du Bureau Fédéral du Plan de Juin 2020²⁰.

Sensitivités

L'avis et l'addendum de la DG Energie du SPF Economie « *avise la Ministre d'intégrer au scénario de référence une sensibilité traduisant les incertitudes liées à la disponibilité du parc nucléaire français pour les prochaines années et confirmées par le gestionnaire du réseau de transport français dans le cadre de plusieurs études d'adéquation.* »

La DG Energie du SPF Economie « *avise d'intégrer au scénario de référence une sensibilité traduisant les incertitudes liées à la disponibilité du parc nucléaire français en réduisant la capacité nucléaire française disponible de 1,7 GW²¹.* »

Cette sensibilité est basée sur « *la sensibilité étudiée dans le cadre de l'étude Generation Adequacy Assessment (GAA.3) du PLEF publiée en mai 2020, qui consiste à diminuer la capacité nucléaire française de 1,7 GW pour rendre compte d'un retard d'en moyenne 3 mois par rapport au calendrier initial des visites décennales* ». Cette sensibilité est celle qui « *s'approche le plus précisément des hypothèses prises par RTE dans le scénario de base de son bilan prévisionnel de 2019.* » Cette sensibilité est dès lors en ligne avec les dernières mises à jour disponibles dans l'étude nationale réalisée par RTE chaque année, en l'occurrence avec le Bilan Prévisionnel 2019²².

¹⁹

<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiaNTdkMzUzNmMtMGlwMy00YTJlThhZDAtMTc0ZTE1OTU4ZjdlIiwidCI6ImUxZDBhZDNjLTk0MmItNDkyOC05MDgyLTU5NzgxMWRkYTAwZiIsImMiOiJh9&pageName=ReportSectionfe23cb0f5c5771a5168d>

²⁰ <https://www.plan.be/publications/publication-2009-fr-perspectives+economiques+2020+2025+version+de+juin+2020>

²¹ Pour des raisons de modélisation, le SPF Economie mentionne que ce chiffre peut être arrondi à 1,8 GW, soit l'équivalent de deux unités nucléaires, de type palier 900MW.

²² https://assets.rte-france.com/prod/public/2020-06/bilan%20prévisionnel%202019%20rapport%20technique_compressed.pdf

1.2 Détermination des valeurs intermédiaires

La méthodologie applicable pour déterminer les valeurs intermédiaires est présentée à l'article 5 de de la proposition d'Arrêté royal Méthodologie. Les valeurs intermédiaires sont constituées, d'une part, du cout brut d'un nouvel entrant déterminé pour une liste réduite de technologies, et, d'autre part, du facteur de correction X, permettant de déterminer le prix maximum, correspondant à l'ordonnée du point A de la courbe de la demande, et de déterminer le volume maximum au prix maximum, correspondant à l'abscisse du point A de la courbe de la demande dans le cadre des enchères quatre années avant la période de livraison.

La détermination de ces paramètres est nécessaire dans le cadre de ce rapport de calibration pour les raisons suivantes :

- le facteur de correction X permet de calculer la norme de fiabilité qui sera utilisée pour calibrer le scénario de référence au point A de la courbe de la demande. La norme de fiabilité au point A est obtenue en multipliant la norme de fiabilité légale, déterminée par l'art. 7bis de la loi Electricité et l'article 7undecies, §3 de la Loi CRM, par le facteur de correction X ;
- la liste des technologies et la référence associée à chacune de ces technologies est nécessaire pour déterminer les rentes inframarginales annuelles perçues sur le marché de l'énergie (voir §0) et les revenus nets du marché des services auxiliaires d'équilibrage (voir §0).

1.2.1. Étapes dans la sélection des valeurs intermédiaires

Dans un premier temps, la CREG a, en collaboration avec Elia, établi une proposition des valeurs intermédiaires, conformément à l'article 5, §1^{er} de de la proposition d'Arrêté royal Méthodologie, présentée dans la note (PRD)2086²³.

« § 1er. La commission établit, en collaboration avec le gestionnaire du réseau, une proposition des valeurs intermédiaires suivantes :

1° le cout brut d'un nouvel entrant des technologies reprises dans la liste réduite de technologies visées à l'article 10, §4 ;

2° le facteur de correction X, permettant de déterminer le prix maximum, visé à l'article 10, §8 et 9, et permettant de calibrer le volume maximum au prix maximum, en adaptant le niveau de sécurité d'approvisionnement, visé à l'article 11, §2, 1°. »

²³ <https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Consult/2020/2086/PRD2086FR.pdf>

Cette proposition est résumée aux alinéas 77 à 79 du document. La proposition inclut :

- l'utilisation d'un cout moyen pondéré du capital (WACC) de 7,5% ;
- une liste de technologies sélectionnées et un cout brut d'un nouvel entrant par technologie, tels que repris à la Figure 3 ;
- un facteur de correction X égal à 1,1.

Technologie	Cout brut [€/kW/an]	Derated cout brut [€/kW/an]
Moteurs à combustion gaz	66.6	72
CCGT	88.6	97
OCGT	54.0	62
Cogénération	123.6	132
Market Response	7.9	13

Figure 3 : CREG - (PRD)2086 – Cout brut et « derated » cout brut pour une liste de technologie

Ensuite, la CREG a organisé une consultation publique portant sur son projet de proposition relative au cout brut d'un nouvel entrant et au facteur de correction X du 1^{er} au 13 juillet 2020, conformément à l'article 5, §2 de de la proposition d'Arrêté royal Méthodologie.

« § 2. La proposition est soumise à une consultation publique durant une période de minimum un mois et adaptée en fonction des résultats de celle-ci. Cette proposition inclut également la valeur du WACC qui a été pris en compte au §1, 1°. »

Finalement, la Ministre a fixé les valeurs intermédiaires dans le cadre du courrier du 20 octobre 2020²⁴, sur base de la proposition (C)2086/1 de la CREG et du rapport de consultation associé.

Les valeurs intermédiaires finales sélectionnées par la Ministre sont reprises au §0 du présent document.

« § 3. Les valeurs intermédiaires sont fixées au plus tard le 30 juin de chaque année par le Ministre sur la base de la proposition de la commission et de son rapport de consultation. Le Ministre peut déroger à la proposition de la Commission moyennant motivation adéquate.»

²⁴ <https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/CRM-brief-20102020-minister-energie-Elia-intermediaire-waarden.pdf>

1.2.2. Valeurs intermédiaires sélectionnées par la Ministre

Dans son courrier du 20 octobre 2020, la Ministre mentionne que le projet de proposition de la CREG (C)2086/1 peut être suivi, à l'exception des deux points suivants :

- Concernant la liste réduite de technologies, il est demandé que le « *Market Response* » soit retiré pour les raisons suivantes :
 - o la technologie est très hétérogène et la division en différentes sous-catégories n'est pas justifiée, ce qui amène certains acteurs de marché à mettre en doute les chiffres fournis pour cette catégorie ;
 - o sur base de l'alinéa 100 de la proposition de la CREG et des réactions des acteurs de marché, la technologie ne semble pas avoir le potentiel suffisant pour permettre de respecter la norme de fiabilité ;
 - o l'utilisation des chiffres associé au « *Market Response* » conduirait à un prix maximum nettement inférieur au « *missing money* » des autres technologies reprises dans la liste, ce qui conduirait à les exclure du mécanisme.
- Concernant le facteur de correction X, il est demandé d'utiliser une valeur de 1,5 afin de mieux prendre en compte les différentes incertitudes relatives à la détermination du net-CONE et afin d'être davantage cohérent avec les CRM mis en place dans les autres pays européens.

Dès lors, les valeurs intermédiaires finales sélectionnées par la Ministre sont constituées de :

- un cout moyen pondéré du capital (WACC) de 7,5% ;
- une liste de technologies sélectionnées et un cout brut par technologie, tels que repris à la Figure 4;
- un facteur de correction X égal à 1,5.

Technologie	Cout brut [€/kW/an]	“Derated” cout brut [€/kW/an]
Moteurs à combustion gaz	66.6	72
CCGT	88.6	97
OCGT	54.0	62
Cogénération	123.6	132

Figure 4 : Valeurs intermédiaires sélectionnées par la Ministre – Cout brut et « derated » cout brut pour une liste de technologie

1.3 Calibration du scénario de référence

La détermination du scénario de référence est une étape nécessaire, mais pas suffisante, avant de pouvoir commencer les calculs pour déterminer les informations attendues et les propositions concrètes requises. En effet, la détermination du scénario de référence postule un certain nombre d'hypothèses quant aux volumes de capacité installées sur la zone de réglage belge. Cependant, il est possible que le scénario de référence sélectionné mène à une situation dans laquelle le pays ne satisfait pas aux critères légaux pour garantir sa sécurité d'approvisionnement. Il est alors nécessaire d'ajouter artificiellement de la capacité supplémentaire au scénario de référence pour arriver à une situation reflétant le niveau légal de sécurité d'approvisionnement du pays poursuivi. Si cette étape n'était pas réalisée, les informations et propositions formulées dans le présent rapport ne correspondraient pas au futur visé et seraient calibrés pour répondre à un objectif différent des critères légaux. Par exemple, si le scénario de référence, sans cette étape de calibration, ne satisfait pas aux critères légaux, alors l'ensemble des paramètres de l'enchère seraient calculés pour atteindre un niveau de fiabilité inférieur à celui poursuivi par la loi. Le volume contracté à l'issue des enchères serait alors insuffisant pour garantir que les critères de sécurité d'approvisionnement légaux soient respectés et l'objectif global ne serait pas atteint.

Ce processus, appelé « calibration du scénario de référence », est décrit à l'article 7, §1^{er} de la proposition d'Arrêté royal Méthodologie.

« Art. 7. §1er. Le gestionnaire du réseau s'assure que le scénario de référence tel que déterminé selon l'article 4, §7, répond aux critères pour la sécurité d'approvisionnement requis par l'article 7undecies, §3, de la loi du 29 avril 1999 en ajoutant, si nécessaire, une capacité supplémentaire à la zone de réglage belge :

1° provenant des types de capacité présélectionnés selon l'article 10 et proposés par le gestionnaire de réseau dans la consultation publique visée à l'article 6 et ensuite choisis par le gestionnaire de réseau en collaboration avec la Direction générale de l'Energie et en concertation avec la commission ;

2° d'une manière itérative sur la base d'une boucle d'optimisation économique avec l'incrément comme utilisé dans l'évaluation de l'adéquation des ressources à l'échelle européenne ou nationale visée aux articles 23 et 24 du Règlement (UE) 2019/943 et de maximum 100 MW. »

Cette capacité provient de types de capacité présélectionnés qui ont aussi été consultés publiquement, en parallèle des scénarios, sensibilités et données pour le calcul des paramètres de l'enchère Y-4 pour la période de livraison 2025-26.

Suite à la consultation publique, 5 catégories de technologies ont été sélectionnées afin d'ajouter de la capacité (si nécessaire) pour atteindre le critère de sécurité d'approvisionnement en vigueur, à savoir 3h de LOLE et 20h de LOLE95, tel que défini par l'art. 7bis de la loi Electricité et l'article 7undecies, §3 de la Loi CRM. Ces catégories sont présentées au Tableau 1, telles que présentées dans le cadre de la consultation publique.

Type	Catégories	Technologies associées	Volume associé	Prix marginal associé
1	Semi-baseload	CCGT, CHP	Ajout de nouvelle CCGT	Prix marginal d'une CCGT
2	Peakers 1	OCGT	Ajout de nouvelle OCGT	Prix marginal d'une OCGT
3	Peakers 2	IC engines	Ajout de nouveau IC engine	Prix marginal d'un IC engine
4	Market Response	Market Response	Ajout sur base d'une moyenne pondérée des catégories existantes	Ajout sur base du prix marginal des catégories existantes
5	Batteries	Batteries	Ajout sur base d'une moyenne pondérée des catégories existantes	Ajout sur base du prix marginal des catégories existantes

Tableau 1: Types de capacité présélectionnés, suite à la consultation publique d'Elia

Afin de réaliser cette boucle d'optimisation économique, la norme de fiabilité est calculée à chaque itération. Si le critère est atteint, la boucle d'optimisation économique prend fin et le scénario de référence est considéré adéquat. Si le critère n'est pas atteint, 100 MW de capacité est ajouté à la technologie dont le « missing money » est le plus faible. Ce « missing money » est déterminé en soustrayant des coûts annualisés de chacune des catégories leur revenu déterminé sur base du scénario de référence.

1.3.1. Détermination des paramètres de coût associés aux types de capacité présélectionnés

Afin de sélectionner les types de capacité présélectionnés sur base du « missing money », il est donc nécessaire de déterminer les coûts annualisés de chaque technologie. Ces coûts annualisés prennent en compte les valeurs de WACC, de coûts d'investissement et de coûts fixes d'opération et de maintenance. Les hypothèses associées à ces paramètres sont présentées ci-dessous.

La détermination des données et hypothèses relatives aux paramètres de coût des types de capacité présélectionnés se base sur la note (C)2086/1 de la CREG²⁵, relative au coût brut d'un nouvel entrant et au facteur de correction X, comme présenté au §0, sur les réactions à la consultation publique de la CREG sur cette note, sur l'étude « *Cost of Capacity for Calibration of the Belgian Capacity Remuneration Mechanism* »²⁶ réalisée par Fichtner, sur les

²⁵ <https://www.creg.be/fr/consultations-publiques/consultation-publique-relative-au-projet-de-proposition-2086-relative-au>

²⁶ https://www.Elia.be/-/media/project/Elia/Elia-site/public-consultations/2020/20200505_fichtner-report-cost-of-capacity-crm_en.pdf

réactions à la consultation publique d'Elia sur l'étude réalisée par Fichtner²⁷ ainsi que sur le tableau 2-63 de l'étude « 10-year Adequacy and Flexibility study 2020-30 » (Elia, 2019)²⁸.

Sur base de ces différentes sources, les hypothèses suivantes ont été établies.

WACC

En ligne avec les hypothèses considérées dans la note (C)2086/1 et les hypothèses de l'étude « 10-year Adequacy and Flexibility study 2020-30 » (Elia, 2019), § 2.9.4.3, un WACC de 7,5% est considéré.

CAPEX

Pour les coûts d'investissement, les valeurs pour les trois premières catégories sont tirées de la note (C)2086/1. Ces coûts se basent sur les valeurs « Min » du tableau 2-63 de l'étude « 10-year Adequacy and Flexibility study 2020-30 » (Elia, 2019). Vu le feedback reçu de la part des différents acteurs de marché lors des consultations publiques, ces valeurs seront utilisées.

Pour les batteries, qui sont en dehors du cadre de la note (C)2086/1, la même logique a été appliquée. Comme mentionné lors de la consultation publique, vu l'hétérogénéité des technologies, une moyenne pondérée des CAPEX a été réalisée sur base de la capacité supposée de chaque catégorie de batterie incluse dans le modèle.

Ces informations sont résumées au Tableau 2.

FOM

Pour les coûts fixes d'opération et de maintenance, les valeurs pour les CCGT, OCGT et IC gas engine sont tirées des valeurs « Average » du tableau 2-63 de l'étude « 10-year Adequacy and Flexibility study 2020-30 » (Elia, 2019). Cette hypothèse diffère de la note (C)2086/1 et fait suite au feedback reçu de la part des différents acteurs de marché lors des consultations publiques.

Pour les batteries, une moyenne pondérée des FOM a été réalisée sur base de la capacité supposée de chaque catégorie de batterie incluse dans le modèle.

²⁷ https://www.Elia.be/en/public-consultation/20200505_public-consultation-on-the-scenarios-sensitivities-and-data-for-the-crm

²⁸ https://www.Elia.be/fr/actualites/communiques-de-presse/2019/06/20190628_press-release-adequacy-and-flexibility-study-for-belgium-2020-2030

Ces informations sont résumées au Tableau 2.

Type	Catégories	CAPEX [€/kW]	FOM [€/kW]	Durée de vie économique [y]	Coûts annualisés [€/kW]
1	Semi-baseload	600	20	20	79
2	Peakers 1	400	10	20	49
3	Peakers 2	400	15	15	60
5	Batteries	300	10	10	55

Tableau 2: Types de capacité présélectionnés – CAPEX & FOM utilisés pour la boucle économique

MARKET RESPONSE : CAS PARTICULIER

Pour le market response, au vu des réponses à la consultation publique sur la note (C)2086/1 de la CREG, relative au cout brut d'une nouvel entrant et au facteur de correction X, ainsi que de la lettre de la Ministre de l'Energie du 20 octobre 2020 relative aux valeurs intermédiaires, la méthodologie pour définir les couts annualisés du market response nécessaires à la réalisation de la boucle d'optimisation économique a été adaptée afin de mieux prendre en compte l'hétérogénéité et les limitations en terme de volume disponible de la technologie.

C'est la raison pour laquelle une approche incrémentale est adoptée pour cette technologie. La capacité supplémentaire est ajoutée par palier de 500MW, si nécessaire et selon la même méthodologie que pour les autres technologies. Chaque palier est associé à un cout annualisé propre dont la valeur augmente de 20€/kW/an par palier. Cette approche est illustrée graphiquement à la Figure 5.

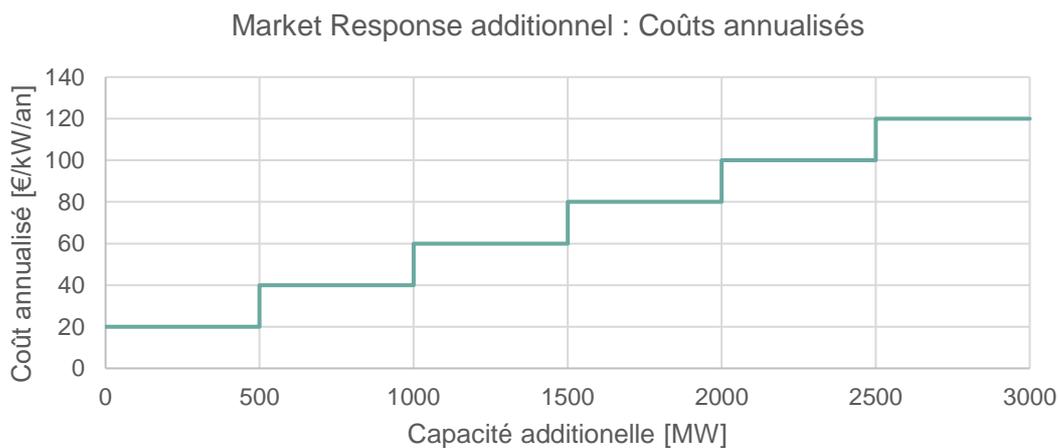


Figure 5 : Modélisation des couts annualisés du market response additionnel dans le cadre de la calibration du scénario de référence

Ce choix de modélisation s'inspire librement de la Figure 11 de l'étude réalisée par Fichtner, relative au calcul du LCOE²⁹ pour différentes catégories de « *demand response* » en Californie ainsi que de diverses études réalisées en France^{30,31}.

1.3.2. Calcul des revenus et boucle d'optimisation économique

A chaque itération de la boucle d'optimisation économique, les revenus de chaque technologie dans la liste des technologies présélectionnées sont calculés en prenant en compte, dans le modèle, la capacité additionnelle des itérations précédentes.

Les revenus pour l'année de livraison 2025-26 sont soustraits des coûts annualisés de chaque technologie afin d'obtenir un « missing money » propre à chaque technologie. La technologie, issue de la liste des technologies présélectionnées, dont le « missing money » est le plus faible est considérée comme le meilleur entrant dans le modèle et 100MW de cette technologie sont ajoutés.

Cette étape est répétée jusqu'au moment où la norme de fiabilité est atteinte.

1.3.3. Mix de capacités additionnelles ajouté au scénario de référence

En appliquant la méthodologie décrite précédemment, un mix de capacité additionnelle est obtenu, permettant de s'assurer que le scénario de référence garantisse la norme de fiabilité déterminée par l'art. 7bis de la loi Electricité et l'article 7undecies, §3 de la Loi CRM. Cette capacité additionnelle s'ajoute aux moyens de production existants et nouveaux déjà pris en compte dans le scénario de référence.

La capacité ajoutée au scénario de référence correspond à un mix permettant de déterminer de manière réaliste l'ensemble des paramètres du CRM. Il est strictement dépendant des hypothèses prises en compte dans le choix du scénario de référence et des hypothèses relatives au coût brut d'un nouvel entrant de chaque technologie présélectionnée.

²⁹ "Levelized cost of energy" ou coût actualisé de l'énergie.

³⁰ https://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/effacement-consommation-electrique-france_2017-synthese.pdf

³¹ <https://www.cre.fr/content/download/21610/275050>

Partie II : Informations et données pour l'élaboration de la courbe de la demande

Comme mentionné dans la partie « Contexte légal et réglementaire », le Clean Energy Package (CEP) contient des dispositions définissant les rôles et les responsabilités dans la mise en œuvre d'un CRM de manière différente à ceux repris dans la Loi Electricité. Ainsi, même si la Loi Electricité actuelle prévoit à l'article 7undecies, §2 qu'il revient à Elia de faire un calcul du volume nécessaire, la proposition d'Arrêté royal Méthodologie a déjà intégré les modifications apportées par le CEP, en allouant au régulateur la tâche de faire cette proposition de volume. Dans la même logique, il revient à Elia de fournir via ce rapport les calculs et informations nécessaires pour que la CREG puisse formuler une telle proposition.

Ainsi, Elia reprend dans cette partie II les éléments 1° à 7° de l'article 7, §2 du chapitre 3 « Rapport du gestionnaire de réseau » de la proposition d'Arrêté royal Méthodologie.

« §2. Sur la base du scénario de référence sélectionné en vertu de l'article 4, §7, dont l'application est adaptée en vertu de l'article 7, §1er, et en application de la méthodologie telle que visée à l'article 23 (5) du Règlement (UE) 2019/943 pour autant que d'application, le gestionnaire du réseau établit les rapports visés à l'article 7undecies, § 2 de la loi du 29 avril 1999 au plus tard le 15 novembre de l'année précédant les enchères. Ceux-ci contiennent au moins les informations et propositions suivantes :

1° le volume de capacité nécessaire et le nombre d'heures pendant lesquelles cette capacité sera utilisée au profit de l'adéquation, au moyen de la courbe de la durée de la demande (« load duration curve »), visée à l'article 11, §5, dont on peut en outre déduire la capacité connexe qui a en moyenne moins de 200 heures par an afin de couvrir la capacité de pointe totale ;

2° les informations dont dispose le gestionnaire de réseau en ce qui concerne la quantité de capacité non éligible ;

3° pour chaque État membre européen limitrophe, la capacité d'entrée maximale disponible pour la participation de capacités étrangères indirectes, visée à l'article 14;

4° les rentes inframarginales annuelles gagnées sur le marché de l'énergie par les technologies reprises dans la liste réduite de technologies visée à l'article 10, §§2 et 6 ;

5° la consommation moyenne d'électricité pendant les situations de pénurie simulées, visées à l'article 11, § 2, 1°;

6° le volume correspondant aux besoins d'équilibrage, visé à l'article 9, § 2, 2° ;

7° la valeur moyenne de prévision d'énergie non desservie pendant les situations de pénurie simulées, visées à l'article 11, § 2, 3° ; »

Les informations et données reprises dans les sections 2.1 à 0 sont ordonnées de façon à présenter, d'une part, les paramètres liés au volume des points A, B et C de la courbe de la demande et, d'autre part, les paramètres liés à la détermination du prix des points A, B et C de la courbe de la demande. Concernant les informations et données relatives aux paramètres de volume, ceux-ci sont présentés dans la logique établie à l'article 11 de la proposition d'Arrêté royal Méthodologie.

2.1 Consommation moyenne d'électricité pendant les situations de pénurie simulées (5°)

Cette section est dédiée à l'estimation de la consommation moyenne d'électricité pendant les situations de pénurie simulées, conformément à l'article 11 de la proposition d'Arrêté royal Méthodologie. Ce paramètre est nécessaire pour la détermination du volume associé aux points A (« volume maximum au prix maximum »), B et C (« volume requis dans une mise aux enchères ») de la courbe de demande.

« Art. 11. § 1er. La courbe de demande est déterminée au moyen de deux paramètres de volume :

1° le volume requis dans une mise aux enchères ;

2° le volume maximum au prix maximum.

§ 2. Ces deux volumes sont déterminés en cinq étapes :

1° la charge moyenne pendant les situations de pénurie simulées est prise comme référence. Pour le volume requis dans une mise aux enchères, elle est déterminée sur la base de la simulation visée à l'article 12 et du scénario de référence visé à l'article 4, § 7. Pour le volume maximum au prix maximum, elle est déterminée sur la base de la simulation visée à l'article 12 et du scénario de référence visé à l'article 4, § 7, mais pour lequel il est tenu compte du niveau de sécurité d'approvisionnement visé à l'article 7undecies, §3 de la loi du 29 avril 1999, adapté par le facteur de correction X, visé à l'article 5, §12° »

Le calcul de la consommation moyenne d'électricité pendant les situations de pénurie simulées est basée sur les profils de consommation qui sont pris en compte dans la simulation « Monte-Carlo », réalisée selon le scénario de référence défini à la Partie I. Pour chaque heure de pénurie simulée, la moyenne de la consommation est déterminée. Cette consommation correspond à la valeur de consommation avant activation de tout moyen de production (centralisé ou décentralisé), de stockage, de participation active de la demande ou d'imports. Elle ne tient pas compte de la capacité du système à pouvoir fournir ce volume ou non.

Les valeurs associées aux points A, B et C diffèrent de par le fait que le scénario de référence est calibré dans les deux cas avec une norme de fiabilité distincte :

- Pour le volume requis dans une mise aux enchères (points B et C), le scénario de référence est calibré, conformément à la Partie I, afin de respecter un critère de LOLE égal à 3h et un LOLE95 égal à 20h ;
- Pour le volume maximum au prix maximum (point A), le scénario de référence est calibré selon la même méthodologie mais avec un critère de LOLE égal à 4,5h et un LOLE95 égal à 30h. Ce critère est obtenu en multipliant le critère au point B par le facteur de correction X défini dans les valeurs intermédiaires, comme mentionné dans la Partie I, soit : $X = 1,5$.

En appliquant cette méthodologie, une consommation moyenne d'électricité pendant les situations de pénurie simulées de 13,591 MW est obtenue pour le volume requis dans une mise aux enchères (points B et C) et de 13,332 MW pour le volume maximum au prix maximum (point A).

Résultats obtenus par Elia	
Consommation moyenne d'électricité pendant les situations de pénurie simulées (point A)	13,332 MW
Consommation moyenne d'électricité pendant les situations de pénurie simulées (points B et C)	13,591 MW

2.2 Volume correspondant aux besoins d'équilibrage (6°)

Cette section est dédiée à l'estimation du volume correspondant aux besoins d'équilibrage, conformément à l'article 11 de la proposition d'Arrêté royal Méthodologie. Ce paramètre est nécessaire pour la détermination du volume associé aux points A, B et C de la courbe de demande.

« Art. 11. § 1er. La courbe de demande est déterminée au moyen de deux paramètres de volume :

1° le volume requis dans une mise aux enchères ;

2° le volume maximum au prix maximum.

§ 2. Ces deux volumes sont déterminés en cinq étapes :

(...)

2° un volume correspondant au besoin en réserves d'équilibrage est ajouté à la charge visée au 1°. »

Il s'agit de la capacité de réserves opérationnelles à la hausse prévue qui doit être fournie sur les unités de production thermique, de flexibilité de la demande et de stockage belges pour faire face aux variations imprévues de la consommation et de la production. Le volume appliqué pour la vente aux enchères Y-4 de la période de livraison 2025-26 a été présenté dans le cadre de la consultation publique.

Le volume correspondant aux besoins d'équilibrage impacte directement le volume à contracter dans chaque enchère car il est ajouté à la charge moyenne pendant les heures de pénurie simulées, conformément à l'article 11, §2, 2°.

Ce volume tient compte du volume supposé être contracté par les unités de production et de stockage belges et par la demande belge, étant donné que ce volume doit être contracté dans le cadre de l'enchère CRM, mais ne tient pas compte de la capacité de réserve transfrontalière.

Le volume total correspondant aux besoins d'équilibrage nécessaire est défini comme la somme des besoins d'équilibrage FCR et des besoins d'équilibrage FRR pour la période de livraison 2025-26. Comme mentionné dans le cadre de la consultation publique, les volumes associés ont été estimés à respectivement 88 et 1000 MW, soit un total de 1088 MW.

Cependant, une partie du volume correspondant aux besoins d'équilibrage est acquise en dehors du bloc LFC d'Elia et n'est pas prise en compte dans les calculs du CRM car elle ne doit pas être contractée sur les unités de production et de stockage belges ni sur la demande belge. Il s'agit de 50 MW de partage de mFRR et de 53 MW d'échange de capacité d'équilibrage FCR. Comme mentionné lors de la consultation publique, ces valeurs sont basées sur les tendances actuelles et constituent des estimations. La capacité de réserve transfrontalière pour la période de livraison 2025-26 est donc estimée à 103 MW.

Dès lors, le volume correspondant aux besoins d'équilibrage contracté par les unités de production et de stockage thermiques belges ainsi que sur la demande belge est égal à 985 MW.

Résultat obtenu par Elia	
Volume correspondant aux besoins d'équilibrage	985 MW

2.3 Prédiction d'énergie non desservie pendant les situations de pénurie simulées (7°)

Cette section est dédiée à l'estimation de la prédiction d'énergie non desservie pendant les situations de pénurie simulées, conformément à l'article 11 de la proposition d'Arrêté royal Méthodologie. Ce paramètre est nécessaire pour la détermination du volume associé aux points A (« volume maximum au prix maximum »), B et C (« volume requis dans une mise aux enchères ») de la courbe de demande.

« Art. 11. § 1er. La courbe de demande est déterminée au moyen de deux paramètres de volume :

1° le volume requis dans une mise aux enchères ;

2° le volume maximum au prix maximum.

§ 2. Ces deux volumes sont déterminés en cinq étapes :

(...)

3° la prédiction d'énergie non desservie moyenne pendant les situations de pénurie simulées est retranchée du volume visé au 1°. Pour le volume requis dans une mise aux enchères, la prédiction d'énergie non desservie moyenne pendant les situations de pénurie simulées est déterminée sur la base de la simulation visée à l'article 12 et du scénario de référence visé à l'article 4, § 7. Le volume obtenu est appelé volume cible. Pour le volume maximum au prix maximum, la prédiction d'énergie non desservie moyenne pendant les situations de pénurie simulées est déterminée sur la base de la simulation visée à l'article 12 et du scénario de référence visé à l'article 4, § 7, mais pour lequel il est tenu compte du niveau de sécurité d'approvisionnement visé à l'article 7undecies, §3 de la loi du 29 avril 1999, adapté par le facteur de correction X, visé à l'article 5, §1 2° »

Comme la consommation moyenne est déterminée durant les situations de pénurie simulées, cela signifie qu'une certaine énergie n'est pas servie dans le système durant ces situations. Cette quantité moyenne d'énergie non desservie doit être soustraite du volume car il s'agit d'un volume moyen accepté et associé à la norme de fiabilité défini dans la Loi Electricité. Si cette norme de fiabilité était définie de manière à éviter toute heure de pénurie et toute énergie non desservie, ce volume à soustraire serait nul. Dans tout autre cas, la norme de fiabilité conduit à une quantité d'énergie considérée comme un risque acceptable pour la société en ce qui concerne d'éventuelles situations de pénurie.

La prédiction d'énergie non desservie pendant les situations de pénurie simulées est basée sur les résultats de la simulation « Monte-Carlo », réalisée selon le scénario de référence défini à la Partie I. Elle est égale à la moyenne de l'énergie non desservie observée sur chaque situation de pénurie simulée.

De manière équivalente à la consommation moyenne d'électricité pendant les situations de pénurie simulées, les valeurs associées aux points A, B et C diffèrent du fait que le scénario de référence est calibré dans les différents cas avec une norme de fiabilité distincte. Pour le volume requis dans une mise aux enchères, le scénario de référence est calibré conformément à la Partie I avec un critère de LOLE égal à 3h et de LOLE95 égal à 20h (points B et C). Pour le volume maximum au prix maximum (point A), le scénario de référence est calibré selon la

même méthodologie mais avec un critère de LOLE égal à 4,5h et de LOLE95 égal à 30h, obtenu en multipliant la norme de fiabilité définie dans la loi électricité par le facteur de correction X défini dans les valeurs intermédiaires.

En appliquant cette méthodologie, une prévision d'énergie moyenne non desservie pendant les situations de pénurie simulées de 809 MW est obtenue pour le volume requis dans une mise aux enchères (point B et C) et de 1522 MW pour le volume maximum au prix maximum (point A).

Résultats obtenus par Elia	
Volume correspondant à la prévision d'énergie non desservie moyenne pendant les situations de pénurie simulées (point A)	1522 MW
Volume correspondant à la prévision d'énergie non desservie moyenne pendant les situations de pénurie simulées (point B et C)	809 MW

Sur base des trois premières étapes décrites dans le présent document, il est possible de déterminer le « volume cible » pour les points A, B et C, tel qu'introduit à l'article 11, §2, 3° de la proposition d'Arrêté royal Méthodologie. Le « volume cible » est défini comme la somme de la consommation moyenne pendant les situations de pénurie simulées et du volume correspondant aux besoins d'équilibrage, desquels est retranchée la prévision d'énergie non desservie moyenne pendant les situations de pénurie simulées. Il est à noter que ce volume cible ne correspond pas au volume devant être contracté dans le cadre de la mise aux enchères Y-4. En effet, d'autres volumes doivent être également soustraits, comme mentionné à l'article 11 de la proposition d'Arrêté royal Méthodologie.

2.4 Informations relatives à la capacité non éligible (2°)

Cette section est dédiée aux informations dont dispose le gestionnaire du réseau en ce qui concerne la quantité de capacité qui pourrait être considérée comme « non éligible », conformément à l'article 11 de la proposition d'Arrêté royal Méthodologie. Ce volume sera alors retranché du volume cible associé aux points A (« *volume maximum au prix maximum* »), B et C (« volume requis dans une mise aux enchères ») de la courbe de demande, comme mentionné à l'article 11, §2, 4° de la proposition d'Arrêté royal Méthodologie.

« Art. 11. § 1er. La courbe de demande est déterminée au moyen de deux paramètres de volume :

1° le volume requis dans une mise aux enchères ;

2° le volume maximum au prix maximum.

§ 2. Ces deux volumes sont déterminés en cinq étapes :

(...)

4° la capacité non éligible, calculée selon le § 3, et la capacité contractée lors des enchères précédentes, calculée selon le § 4, sont retirées du volume cible

(...)

§ 3. La capacité non éligible est calculée en multipliant la puissance de référence nominale de chaque unité non éligible par le facteur de réduction approprié, défini à l'article 13. »

Les critères d'éligibilité sont introduits à l'article 4 de la Loi CRM. Ces critères sont développés dans la proposition d'arrêté royal relatif à l'établissement des critères et modalités d'éligibilité à la procédure de préqualification en ce qui concerne les règles relatives au seuil minimal et au cumul des mesures d'aides³².

Les informations liées à la capacité non-éligible développées par Elia dans le cadre de ce document sont basées sur 2 critères. Sont considérés comme non-éligibles, les détenteurs de capacité :

- qui bénéficient d'aide au fonctionnement au cours de la période de fourniture de capacité considérée, conformément à l'article 3, §2 du projet d'arrêté royal relatif à l'établissement des critères et modalités d'éligibilité à la procédure de pré-qualification en ce qui concerne les règles relatives au seuil minimal et au cumul des mesures d'aides. La définition d'aide au fonctionnement et son application est explicité à l'article 1, §2 du projet d'arrêté royal relatif à l'établissement des critères et modalités d'éligibilité à la procédure de pré-qualification en ce qui concerne les règles relatives au seuil minimal et au cumul des mesures d'aides ;

³² <https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/Draft-ontwerp-KB-criteria-regels-prekwalificatieprocedure-minimumdrempel-combinatie-steunmaatregelen.pdf>

- dont la capacité installée multipliée par le facteur de réduction approprié défini au point 1 de la Partie III du présent rapport est inférieure au seuil d'éligibilité d'1 MW, conformément à l'article 3, §1er du projet d'arrêté royal relatif à l'établissement des critères et modalités d'éligibilité à la procédure de pré-qualification en ce qui concerne les règles relatives au seuil minimal et au cumul des mesures d'aides ;

Le critère relatif aux détenteurs de capacité qui ne respectent pas les limites d'émission fixées dans le règlement (UE) 2019/943 Art. 22 (4) du Parlement Européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité la régulation européenne ne sera pas développé dans ce document.

Il est à noter que les CMU dont la capacité installée multipliée par le facteur de réduction approprié est inférieure au seuil d'éligibilité d'1 MW ont néanmoins la possibilité de participer au CRM de manière agrégée. Dès lors, l'information fournie ici par Elia est une estimation à titre purement informatif pour la détermination de la capacité non-éligible.

2.4.1. Application du premier critère

Les informations fournies par Elia relatives au premier critère, à savoir l'absence d'aide au fonctionnement au cours de la période de fourniture de capacité considérée, se basent sur le scénario de référence tel que déterminé à la Partie I du présent document. Elia prend en compte l'hypothèse globale que l'ensemble des CMU de type éoliennes terrestres, éoliennes en mer et installations à l'énergie solaire entrent dans cette catégorie et ne sont dès lors pas éligibles. En appliquant le facteur de réduction approprié (voir Partie III) aux capacités installées présentée à la Partie I, un volume non-éligible de 883 MW est obtenu (Tableau 3).

Il est à noter que les unités de cogénération définies dans le scénario de référence ne sont pas considérées dans cette estimation. En effet, il est considéré que ces unités auront le choix de participer à la procédure de pré-qualification à la condition qu'ils renoncent expressément au bénéfice des aides au fonctionnement en cas de signature d'un contrat de capacité, tel que décrit à l'article 3, §3 du projet d'arrêté royal relatif à l'établissement des critères et modalités d'éligibilité à la procédure de pré-qualification en ce qui concerne les règles relatives au seuil minimal et au cumul des mesures d'aide. Le même raisonnement pourrait, théoriquement, être appliqué aux technologies reprises au Tableau 3.

Catégorie	Capacité installée [MW]	Facteur de réduction [%]	Capacité non-éligible [MW]
Eoliennes en mer	2253	15	320
Eoliennes terrestre	3747	6	225
Installations à l'énergie solaire	8000	4	338
TOTAL			883

Tableau 3 : Capacité non-éligible – Application du critère 1

2.4.2. Application du second critère

Les informations fournies par Elia relatives au second critère, à savoir une capacité installée multipliée par le facteur de réduction approprié inférieure au seuil d'éligibilité d'1 MW, sont déterminées au moyen du scénario de référence défini à la Partie I et de la base de données d'Elia, alimentée par les informations fournies par les gestionnaires du réseau de distribution.

Pour réaliser son estimation, Elia prend en compte, d'une part, les capacités modélisées de manière agrégée dans le scénario de référence, correspondant aux technologies thermiques sans programme journalier connectées au réseau de distribution ou à un réseau fermé de distribution, telles que reprises dans le document de consultation publique d'Elia concernant les scénarios, les sensibilités et les données pour le calcul des paramètres de l'enchère Y-4 pour la période de livraison 2025-2026. Ces catégories conduisent à une capacité installée totale de 1435 MW à laquelle un facteur de réduction correspondant à l'agrégation de l'ensemble des technologies thermiques, soit 62%, est appliqué.

D'autre part, Elia se base sur les informations disponibles sur la base de données d'Elia pour fournir un pourcentage de ce volume qui n'est pas éligible par rapport au second critère. Dans ce but, Elia sélectionne d'abord l'ensemble des CMU existants connectés au réseau de distribution. Ensuite, un tri est effectué sur les technologies afin d'exclure les technologies déjà considérées sous le premier critère ou modélisées de manière individuelle dans le scénario de référence. Enfin, cette sélection est soumise au seuil d'1MW défini dans le second critère, après application du facteur de réduction approprié. Il en ressort que 23% des capacités thermiques sans programme journalier connectées au réseau de distribution ou à un réseau fermé de distribution existantes à l'heure actuelle sont non-éligibles en vertu du second critère.

Sur base de la capacité installée de l'agrégation de l'ensemble des technologies thermiques connectées au réseau de distribution ou à un réseau fermé de distribution (1435 MW), du facteur de réduction approprié (62%) et d'un taux de capacité non-éligible de 23%, une capacité non-éligible de 205 MW est obtenue en vertu du second critère.

Catégorie	Capacité installée [MW]	Facteur de réduction [%]	Pourcentage de capacité non-éligible [%]	Capacité non-éligible [MW]
Agrégation de l'ensemble des technologies thermiques connectées au réseau de distribution ou à un réseau fermé de distribution	1435	62	23	205

Tableau 4 : Capacité non-éligible – Application du critère 2

2.5 Courbe de durée de la demande (1°)

Cette section est dédiée à la courbe de durée de la demande qui sera utilisée comme référence pour le calcul du volume à réserver pour la mise aux enchères se déroulant un an avant la période de fourniture de la capacité, conformément à l'article 11 de la proposition d'Arrêté royal Méthodologie. Ce volume sera alors retranché du volume cible associé aux points A (« *volume maximum au prix maximum* »), B et C (« *volume requis dans une mise aux enchères* ») de la courbe de demande pour l'enchère Y-4 pour la période de fourniture démarrant 1 novembre 2025.

« Art. 11. § 1er. La courbe de demande est déterminée au moyen de deux paramètres de volume :

1° le volume requis dans une mise aux enchères ;

2° le volume maximum au prix maximum.

§ 2. Ces deux volumes sont déterminés en cinq étapes :

(...)

5° pour la mise aux enchères quatre ans avant la période de fourniture de capacité, un volume à réserver pour la mise aux enchères se déroulant un an avant la période de fourniture de capacité est retranché sur la base de la méthodologie visée au § 5.

(...)

*§ 5. La capacité nécessaire pour couvrir la capacité de pointe totale pendant moins de 200 heures en moyenne, est déterminée, pour chaque bloc de 100 MW, par le nombre d'heures moyen nécessaire pour respecter le critère de la sécurité d'approvisionnement sur la base de la courbe de durée de la demande (« *load duration curve* »). Il s'agit des heures dont une certaine capacité a besoin pour couvrir la consommation maximale d'électricité. »*

La courbe de durée de la demande se base sur les données de consommation de la simulation « Monte-Carlo », en ligne avec la consommation totale d'électricité définie dans le scénario de référence. Cette courbe est présentée à la Figure 6 et le détail chiffré de cette courbe pour le domaine d'application visé est présenté à l'Annexe 2.

Cette courbe de durée de la demande est à mettre en œuvre de la manière suivante. Soit $C(h)$, la courbe de durée de la demande, où h représente la $h^{\text{ème}}$ consommation d'électricité la plus élevée. Le volume à réserver pour la mise aux enchères se déroulant un an avant la période de fourniture de capacité (V) peut alors être déterminé sur base de la relation ci-dessous. Cette relation prend en compte la norme de fiabilité applicable, tel que définie à l'article 7undecies, §3 de la Loi Electricité. Il est à noter que seul le critère de LOLE moyen de 3h est considéré. Il n'est, en effet, pas prévu d'appliquer le critère de LOLE95 dans ce cadre-ci.

$$V = C(1 + \text{critère LOLE}) - C(201 + \text{critère LOLE}) = C(4) - C(204) \quad [1]$$

À titre purement illustratif, l'application de la relation [1] est présentée sur la Figure 6.

Résultat obtenu par Elia	
Courbe de durée de la demande	Cf. Figure 6 & Annexe 2

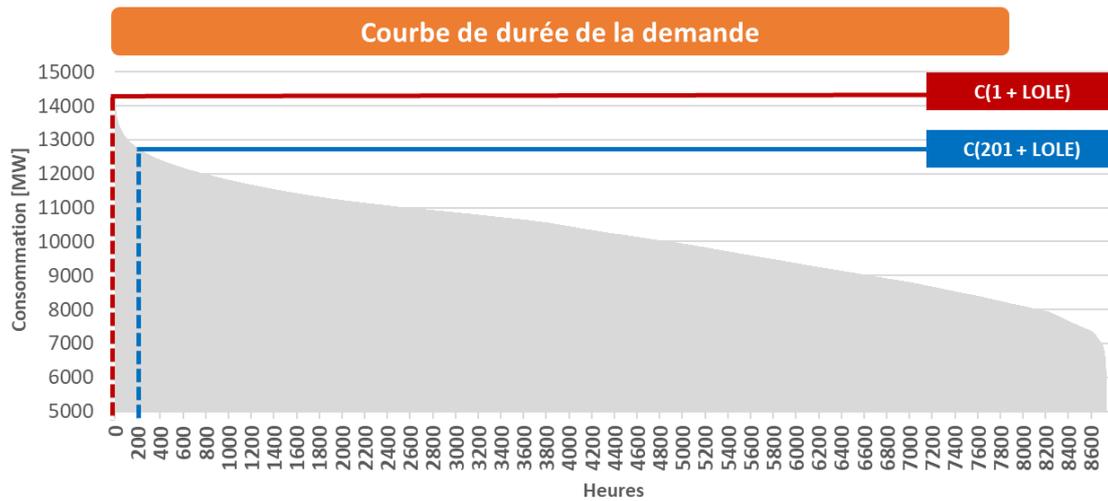


Figure 6 : Courbe de durée de la demande

2.6 Capacité d'entrée maximale disponible pour la participation de capacités étrangères indirectes (3°)

Cette section est dédiée à la détermination de la capacité d'entrée maximale disponible pour la participation de capacités étrangères indirectes pour chaque État membre européen limitrophe. La contribution de la Grande-Bretagne à la sécurité d'approvisionnement de la Belgique est également reprise dans cette partie. Ce volume est déterminé conformément à l'article 11 de la proposition d'Arrêté royal Méthodologie.

« Art. 11. § 1er. La courbe de demande est déterminée au moyen de deux paramètres de volume :

1° le volume requis dans une mise aux enchères ;

2° le volume maximum au prix maximum.

§ 2. Ces deux volumes sont déterminés en cinq étapes :

(...)

5° pour la mise aux enchères quatre ans avant la période de fourniture de capacité, un volume à réserver pour la mise aux enchères se déroulant un an avant la période de fourniture de capacité est retranché sur la base de la méthodologie visée au § 5. La même réduction et réservation sont appliquées, par frontière, au pro rata, au volume maximal requis dans les pré-enchères pour la capacité étrangère indirecte quatre ans avant la période de fourniture de capacité, visée à l'article 14. »

La méthodologie pour le calcul de la capacité d'entrée maximale disponible pour la participation de capacités étrangères indirectes est décrite à l'article 14 de la proposition d'Arrêté royal Méthodologie.

Dans l'attente de l'adoption des méthodologies, propositions ou décisions pertinentes permettant l'application de l'article 26 du Règlement (UE) 2019/943, la contribution de chaque zone de réglage directement reliée électriquement à la Belgique est déterminée par la contribution de ces zones pendant les situations de pénurie simulées sur base de la simulation « Monte-Carlo » visée à l'article 12 de la proposition d'Arrêté royal méthodologie.

Étant donné que chaque État membre européen limitrophe est modélisé dans la simulation « Monte-Carlo » dans une approche fondée sur les flux (c'est-à-dire que l'ensemble de ces pays est inclus dans le domaine flow-based), leur contribution est déterminée conformément à l'article 14, §5 de la proposition d'Arrêté royal Méthodologie.

« § 5. La contribution d'une zone de réglage dans une approche fondée sur les flux incluant la zone de réglage belge et pour une heure spécifique :

1° pour les zones de réglage en situation d'exportation, est déterminée par la position nette de la zone de réglage belge multipliée par le rapport entre la position nette de la zone de réglage en situation d'exportation et la somme des positions nettes de l'ensemble des zones de réglage en situation d'exportation ; et

2° pour les zones de réglage en situation d'importation, est nulle. »

Les positions nettes de chaque zone de réglage ainsi que de la zone de réglage belge dans les situations de pénurie simulée, nécessaires à l'application de la méthodologie ci-dessous, sont basées sur les résultats de la simulation « Monte-Carlo » visée à l'article 12 de la proposition d'Arrêté royal Méthodologie.

Les résultats de cette approche permettent d'établir les valeurs de la capacité d'entrée maximale disponible pour la participation de capacités étrangères indirectes pour la France (4 MW³³), les Pays-Bas (599 MW), l'Allemagne (462 MW) et la Grande-Bretagne (871 MW).

Résultats obtenus par Elia	
France	4 MW
Pays-Bas	599 MW
Allemagne	461 MW
Grande-Bretagne	871 MW
Total	1935 MW

³³ La faible valeur de la capacité d'entrée maximale disponible pour la participation de la France à la sécurité d'approvisionnement de la Belgique est expliquée par la forte simultanéité des situations de pénurie entre la France et la Belgique.

2.7 net-CONE - rentes inframarginales annuelles perçues sur le marché de l'énergie (4°)

Cette section est dédiée à la détermination des rentes inframarginales annuelles perçues sur le marché de l'énergie par les technologies reprises dans la liste réduite de technologies. La liste réduite de technologies a été déterminée par instruction de la Ministre dans le cadre de la définition des valeurs intermédiaires, comme mentionné dans la Partie I.

Ces rentes inframarginales sont déterminées conformément à l'article 10, §3 et §6 de la proposition d'Arrêté royal Méthodologie.

« Art. 10. § 1er. La courbe de demande est déterminée au moyen de deux paramètres de prix :

1° le cout net d'un nouvel entrant ;

2° le prix maximum.

§ 2. Le cout net d'un nouvel entrant (en €/MW/an) est égal au « missing-money » de la technologie ayant le « missing-money » le plus bas parmi les technologies reprises dans la liste réduite de technologies au §4. La technologie connexe est la technologie de référence.

§3. Le « missing-money » des technologies reprises dans la liste réduite de technologies au §4 est déterminé en réduisant le cout brut d'un nouvel entrant par les rentes inframarginales annuelles gagnées sur le marché de l'énergie par la référence pour chaque technologie telle que visée au § 6, ainsi que par les revenus gagnés sur le marché des services auxiliaires d'équilibrage, visés au § 7.

(...)

§ 6. Les rentes inframarginales annuelles estimées sur le marché de l'énergie de la référence pour chaque technologie sont exprimées en €/MW/an et sont calculées, avec une périodicité annuelle, sur l'ensemble de la durée de vie de la référence pour chaque technologie, en prenant en compte la valeur du cout marginal de la technologie comme seuil inférieur. Ces rentes inframarginales sont déterminées, pour chaque année sur la durée de vie de l'unité de marché de capacité, sur la base de la médiane (P50) des revenus des années de simulation, sur la base du scénario de référence visé à l'article 4, §7.

Si le scénario de référence n'est pas disponible pour une année sur la durée de vie de la référence pour chaque technologie, une interpolation est réalisée entre les valeurs des années pour lesquelles le scénario de référence existe, éventuellement corrigé par des données disponibles complémentaires. Ces données sont présentées par le gestionnaire de réseau et les sources de celles-ci sont soumises à une consultation publique visée à l'article 6, §2, 4° et sont choisies par le gestionnaire de réseau en collaboration avec la Direction générale de l'Energie et en concertation avec la commission. »

Premièrement, la liste réduite des technologies a été établie par instruction de la Ministre concernant les valeurs intermédiaires, sur base de la note (C)2086/1 de la CREG. Cette liste ainsi que les paramètres associés, à savoir les couts fixes d'opération et de maintenance (FOM, exprimés en €/kW/an), les couts d'investissement (CAPEX, exprimés en €/kW) et la durée de vie économique sont présentés au Tableau 5, sur base de l'alinéa 58 de la proposition de la CREG.

Technologie	CAPEX [€/kW]	FOM [€/kW/an]	Durée de vie économique [an]
IC Gas Engine	500	10	15
CCGT	750	15	20
OCGT	500	5	20
CHP	750	50	20

Tableau 5 : Paramètres pour le calcul du gross-CONE (CREG (C)2086/1 et instructions de la Ministre)

Ensuite, afin de déterminer les revenus de la liste réduite des technologies, il est nécessaire de prendre un certain nombre d'hypothèses dans le calcul du cout marginal de chaque technologie qui sera introduit dans la simulation « Monte-Carlo ». Le cout marginal prend en compte le rendement, les prix du carburant et du CO₂ tels que définis dans le cadre de la consultation publique, les couts variables d'opération et de maintenance (VOM) et le facteur d'émission du CO₂. Les hypothèses relatives au rendement de chaque technologie et au VOM sont tirées de la base de données du MAF 2019, disponibles sur le site de ENTSO-E³⁴, pour les CCGT et OCGT, et de l'étude Fichtner³⁵ pour les IC Gas Engine et les CHP. Ces hypothèses sont reprises au Tableau 6.

Catégories	Cout Marginal [€/MWh]	Rendement [%]	Prix carburant [€/GJ]	Prix CO ₂ [€/tCO ₂]	VOM [€/MWh]	CO ₂ emission factor [kg/net.GJ]
CCGT	49	60	6.4	27	1.6	57
OCGT	67	44	6.4	27	1.6	57
IC Gas Engine	63	49	6.4	27	4.1	57
CHP	52	33	6.4	27	6.9	57

Tableau 6: net-CONE : Hypothèses pour le cout marginal des différentes technologies

En ce qui concerne les unités de cogénération, la méthodologie « Credit for CHP » développée au §3.3.4.3. de l'étude Fichtner a été appliquée pour déterminer le cout marginal associé à cette technologie. Pour le calcul des revenus, la référence pour laquelle le cout marginal est le plus faible a été prise en considération. Les hypothèses liées à la méthodologie « Credit for CHP » sont présentées au Tableau 7.

³⁴ <https://www.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/MAF/2019/MAF-2019-Dataset.zip>

³⁵ https://www.Elia.be/-/media/project/Elia/Elia-site/public-consultations/2020/20200505_fichtner-report-cost-of-capacity-crm_en.pdf

Credit for CHP [EUR/MWh]	Rendement de la chaudière [%]	Cout du carburant [€/MWh]	Cout des émissions [€/MWh]	Facteur d'utilisation [%]	Chaleur générée [MWh _{th} /MWh _e]
-43	99%	23	3.5	85%	1.600

Tableau 7 : Hypothèses relatives à la méthodologie «Credit for CHP » développée par Fichtner

Enfin, afin de déterminer les revenus de chaque technologie sur l'ensemble de sa durée de vie, d'autres horizons de temps ont été simulés sur base de scénarios issus d'études existantes. Les sources/études à utiliser ont été proposées dans le cadre de la consultation publique. Le choix de ces études est rappelé à la Figure 7³⁶. Ces scénarios sont utilisés dans le seul but de fournir une estimation des rentes inframarginales sur l'ensemble de la durée de vie de chaque technologie.

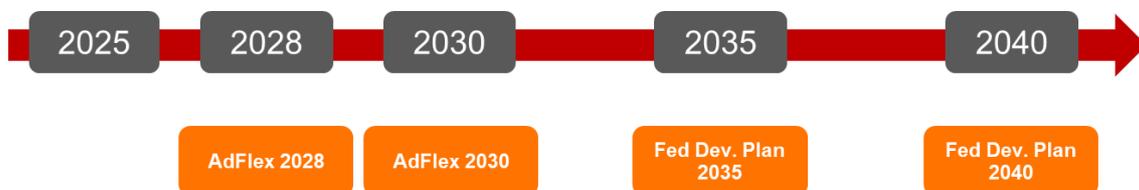


Figure 7 : Choix des scénarios issus d'autres études pour les périodes postérieures à la période de livraison

Le choix des scénarios propres à chacune des études, nécessaire pour le calcul des revenus pour les années postérieures à l'année de livraison 2025-26, a été réalisé sur base des choix effectués dans le cadre de la sélection du scénario de référence par la Ministre. Ces constats ont mené à l'utilisation des études et scénarios suivants :

- pour les horizons 2028 et 2030 : les scénarios issus de l'étude « 10-year Adequacy and Flexibility study 2020-30 » (Elia, 2019) ont été utilisés, une moyenne a été effectuée entre les revenus issus des 4 scénarios suivants afin de correspondre au mieux avec les choix effectués dans le cadre du scénario de référence :
 - o Scénario CENTRAL/EU-BASE, coal before gas, Full CCGT;
 - o Scénario CENTRAL/EU-HiLo, coal before gas, Full CCGT;
 - o Scénario CENTRAL/EU-BASE, coal before gas, Peakers;
 - o Scénario CENTRAL/EU-HiLo, coal before gas, Peakers;
- pour les horizons 2035 et 2040: les scénarios sont issus du Plan de Développement Fédéral d'Elia pour la période 2020-2030, le scénario « base-case, coal before gas » a été sélectionné.

Concernant les années de livraison non-couvertes par une des études et scénarios décrits précédemment, une interpolation linéaire des revenus est réalisée entre chaque année « pivot », conformément à l'article 10, §6 de la proposition d'Arrêté royal Méthodologie.

³⁶ Il est à noter que ces scénarios ne sont donc pas exactement les mêmes que le scénario de référence sélectionné par la Ministre, conformément à la Partie I.

Sur base de l'ensemble de ces hypothèses, les estimations de rentes inframarginales annuelles gagnées sur le marché de l'énergie pour chaque technologie reprise dans la liste réduite de technologies ont été déterminées. Les résultats sont repris graphiquement à la Figure 8 et de manière détaillée à l'Annexe 3.

Résultats obtenus par Elia	
Rentes inframarginales annuelles	Cf. Figure 8 & Annexe 3

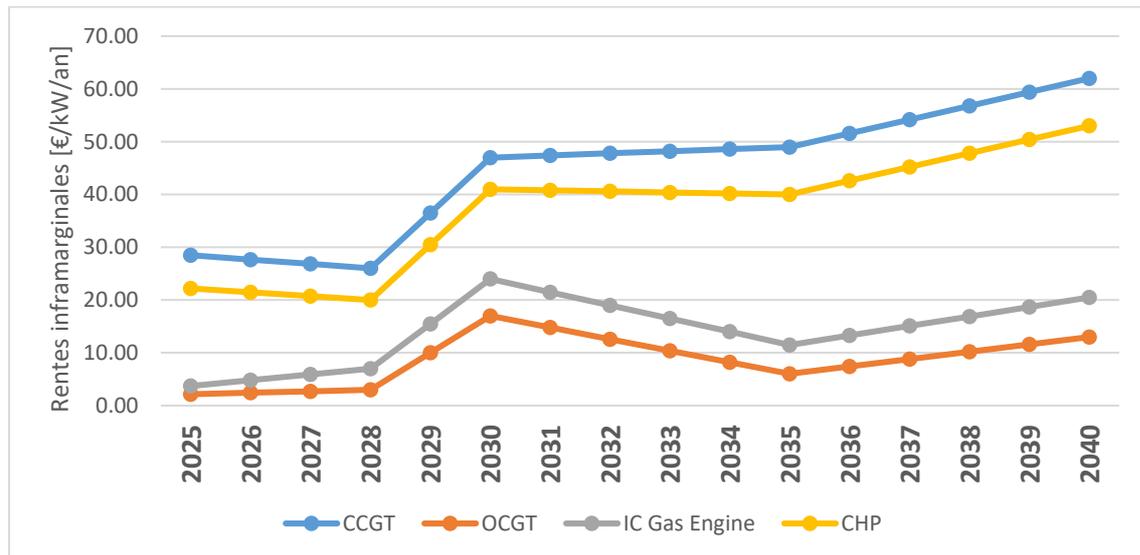


Figure 8 : Rentes inframarginales annuelles gagnées sur le marché de l'énergie

2.8 net-CONE - revenus nets du marché des services auxiliaires d'équilibrage (4°)

Cette section est dédiée à la détermination des revenus nets annuels du marché des services auxiliaires d'équilibrage pour les technologies reprises dans la liste réduite de technologies. Bien que cette information ne soit pas strictement requise par le chapitre 3 « Rapport du gestionnaire de réseau » de la proposition d'Arrêté royal Méthodologie, Elia fournit l'information à toutes fins utiles.

« Art. 10. § 1er. La courbe de demande est déterminée au moyen de deux paramètres de prix :

1° le cout net d'un nouvel entrant ;

2° le prix maximum.

§ 2. Le cout net d'un nouvel entrant (en €/MW/an) est égal au « missing-money » de la technologie ayant le « missing-money » le plus bas parmi les technologies reprises dans la liste réduite de technologies au §4. La technologie connexe est la technologie de référence.

§3. Le « missing-money » des technologies reprises dans la liste réduite de technologies au §4 est déterminé en réduisant le cout brut d'un nouvel entrant par les rentes inframarginales annuelles gagnées sur le marché de l'énergie par la référence pour chaque technologie telle que visée au § 6, ainsi que par les revenus gagnés sur le marché des services auxiliaires d'équilibrage, visés au § 7.

(...)

§ 7. L'estimation des revenus nets du marché des services auxiliaires d'équilibrage visés à l'article 223, 1°, du Règlement Technique Fédéral :

1° est évaluée pour chaque technologie qui est incluse dans la liste réduite des technologies éligibles visée au § 4 de cet article ;

2° correspond aux couts historiques moyens des réservations par le gestionnaire du réseau pour les services destinés au réglage de l'équilibre, sur la base des trente-six derniers mois ;

3° tient compte des couts, y inclus les couts d'opportunités, liés à la participation à ces services auxiliaires, afin d'éviter des doubles comptages entre les revenus inframarginaux sur le marché de l'énergie et les revenus du marché des services auxiliaires d'équilibrage.

»

L'estimation des revenus relatifs aux différents services auxiliaires d'équilibrage liés aux fréquences sont présentés ci-dessous, ainsi que leur impact sur le calcul de net-CONE :

- **FCR:**
Les revenus FCR ne sont pas considérés comme pertinents pour les technologies incluses dans la liste réduite des technologies, établie par instruction de la Ministre dans le cadre de la détermination des valeurs intermédiaires sur la base de la note (C)2086/1 de la CREG. Les batteries sont susceptibles de devenir la technologie dominante pour la fourniture de FCR, qui n'est pas une technologie incluse dans la liste réduite³⁷ ;
- **aFRR:**
Les revenus aFRR ne sont pas considérés car il est supposé que les technologies qui fournissent généralement le besoin en aFRR, font l'objet d'un arbitrage entre la fourniture d'aFRR et la vente d'énergie. Par conséquent, les prix de réservation d'aFRR sont supposés ne pas représenter un revenu net supplémentaire aux rentes inframarginales gagnées sur le marché de l'énergie. Dans un tel arbitrage, l'obtention d'une rémunération pour la réservation d'aFRR se ferait au détriment d'un revenu équivalent sur le marché de l'énergie.
- **mFRR:**
Les revenus mFRR sont considérés comme pertinents pour les technologies OCGT et IC Gas Engine. Concrètement, les technologies OCGT et IC Gas Engine sont supposées tirer des revenus nets de la fourniture du produit **mFRR Standard**. Pour l'estimation des revenus annuels nets provenant de la fourniture de mFRR, on considère un pourcentage des revenus annuels maximums provenant de la fourniture de mFRR Standard. Ces revenus annuels maximums sont calculés selon la formule [2], en tenant compte du prix de réservation mFRR Standard horaire moyen pondéré corrigé au cours des 36 derniers mois, conformément à l'article 10, §7, 2° de la proposition d'Arrêté royal Méthodologie³⁸ :

$$\begin{aligned}
 & \text{Revenus annuels maximaux mFRR Standard } [\text{€/kW/an}] \\
 & = \text{prix de réservation mFRR Standard horaire moyen pondéré corrigé } [\text{€/kW/h}] * 8760 \\
 & \quad [\text{h/an}] \\
 & = 0,0044 [\text{€/kW/h}] * 8760 [\text{h/an}] \\
 & = 38,6 [\text{€/kW/an}]
 \end{aligned}
 \tag{2}$$

³⁷ Noter qu'il s'agit d'une estimation et non d'une cible à atteindre car c'est le marché lui-même qui déterminera qui fournit la FCR.

³⁸ Dérivé des données accessibles au public qui peuvent être consultées sur <https://www.Elia.be/en/grid-data/balancing/capacity-auction-results> et corrigées pour les périodes non représentatives pendant lesquelles les prix de réservation de mFRR ont atteint des niveaux beaucoup plus élevés que d'habitude (fin 2018, début 2019), en supprimant les prix de réservation mFRR supérieurs à 10 €/MW/h. Les données utilisées s'étendent d'octobre 2017 à septembre 2020 inclus.

Pour le calcul de net-CONE, dans l'hypothèse d'une nouvelle capacité construite, il est proposé de considérer **25% des revenus annuels maximaux, ce qui équivaut à 9,7 €/kW/an (25% de 38,6 €/kW/an)** de revenus nets, principalement parce qu'il est prévu que des coûts d'opportunité considérables sont associés à la fourniture de services auxiliaires d'équilibrage. En effet, pour une nouvelle OCGT ou IC Gas Engine, la probabilité d'être « in-the-money » sur le marché de l'énergie est non négligeable, ce qui nécessite un compromis entre la vente d'énergie et la fourniture de mFRR.

Parmi les autres raisons de ne représenter qu'un pourcentage des revenus annuels maximaux, on peut notamment citer le fait que :

- les installations peuvent ne pas être disponibles toute l'année, par exemple en raison de périodes de maintenance planifiée ou fortuite ;
- les installations peuvent ne pas être sélectionnées dans toutes les enchères en raison de la concurrence - cet effet pourrait être davantage prononcé à l'avenir, avec l'ajout de nouvelles capacités ;
- des coûts sont associés à la présentation d'une offre.

Il est important de rappeler que ces revenus sont à considérer dans le cadre de la détermination du net-CONE, qui répond à une question 'marginale', c'est-à-dire combien de revenus une unité de cette technologie, voire même un seul MW de cette technologie, est susceptible de percevoir. Ce raisonnement ne peut évidemment pas être extrapolé de façon trop simple vers un (trop) grand volume car cela influencerait le prix obtenu sur le marché des services auxiliaires où il y a plusieurs acteurs et technologies actifs et où le volume est limité au besoin de services auxiliaires d'équilibrage à couvrir.

Résultats obtenus par Elia	
Revenus nets du marché des services auxiliaires d'équilibrage	9,7 €/kW/an pour OCGT et IC Gas Engine 0 €/kW/an pour toutes les autres technologies

Partie III : Propositions pour les autres paramètres de l'enchère

Cette partie concerne les propositions des paramètres nécessaires à l'organisation de la mise aux enchères, comme défini dans l'article 7undecies, §2, 2° de la Loi Electricité.

La proposition d'Arrêté royal Méthodologie spécifie à l'article 7, §2 les quatre propositions à fournir par Elia (points 8° à 11°) :

« §2. Sur la base du scénario de référence sélectionné en vertu de l'article 4, §7, dont l'application est adaptée en vertu de l'article 7, §1er, et en application de la méthodologie telle que visée à l'article 23 (5) du Règlement (UE) 2019/943 pour autant que d'application, le gestionnaire du réseau établit les rapports visés à l'article 7undecies, § 2 de la loi du 29 avril 1999 au plus tard le 15 novembre de l'année précédant les enchères. Ceux-ci contiennent au moins les informations et propositions suivantes :

(...)

8° une proposition pour les facteurs de réduction conformément au Chapitre 5 ;

9° une proposition pour le prix maximum intermédiaire conformément au Chapitre 6 ;

10° une proposition pour le prix de référence conformément au Chapitre 7 ;

11° une proposition pour le prix d'exercice conformément au Chapitre 7. »

Les propositions pour les autres paramètres de l'enchère sont présentées dans les sections 3.1 à 0. Cette partie concerne les facteurs de réduction pour l'ensemble des catégories et technologies reprises au Chapitre 5 de la proposition d'Arrêté royal Méthodologie, le prix maximum intermédiaire, conformément au Chapitre 6 de la proposition d'Arrêté royal Méthodologie et les prix de référence et d'exercice, conformément au Chapitre 7 de la proposition d'Arrêté royal Méthodologie.

3.1 Facteurs de réduction (8°)

Les facteurs de réduction sont définis dans la Loi Electricité (art.2, 83°) comme le facteur de pondération d'une capacité considérée, déterminant sa contribution à la sécurité d'approvisionnement afin de fixer le volume éligible à participer à la mise aux enchères. La proposition pour ces facteurs de réduction est établie conformément à l'article 13 de la proposition d'Arrêté royal Méthodologie.

« Art. 13. § 1er. Pour la détermination des facteurs de réduction, les technologies (connectées à la zone de réglage belge et sur l'ensemble des zones directement reliées électriquement à la zone de réglage belge) susceptibles de participer au mécanisme de rémunération de capacité sont classées dans l'une des catégories suivantes:

1° les catégories d'accords de niveau de service : cette catégorie inclut la réponse du marché y compris la participation active de la demande, les technologies de stockage à petite échelle et les groupes de secours permettant l'ilotage, de manière individuelle ou agrégée ; elle est également accessible par choix à toutes les technologies sans programme journalier ;

2° les technologies thermiques avec programme journalier : cette catégorie inclut les turbines gaz-vapeur, les turbines à gaz, les turbojets, les moteurs au gaz autonomes, les moteurs diesel autonomes, les centrales de cogénération, les centrales à biomasse et les installations d'incinération des déchets ainsi que les centrales nucléaires et les centrales à charbon;

3° les technologies à énergie limitée avec programme journalier : cette catégorie inclut les technologies de stockage à grande échelle ainsi que les installations de pompage-turbinage ;

4° les technologies dépendantes des conditions climatiques : cette catégorie inclut les éoliennes terrestre, les éoliennes en mer, les installations à l'énergie solaire et les centrales hydraulique au fil de l'eau, avec programme journalier, ainsi que celles sans programme journalier qui ont fait le choix de ne pas participer à une catégorie d'agrégation visée à l'article 13, § 1, 1° ;

5° les technologies thermiques sans programme journalier connectées au réseau de distribution ou à un réseau fermé de distribution: cette catégorie inclut les centrales de cogénération utilisant de la biomasse, les centrales à biomasse, les installations d'incinération des déchets et les centrales de cogénération au gaz, pour autant que le choix ait été fait de ne pas participer à une catégorie d'agrégation visée à l'article 13, § 1, 1°.

§ 2. Pour les catégories d'accords de niveau de service, les données d'entrée de la simulation sont d'abord divisées en sous-catégories, représentées par différents accords de niveau de service, sur la base de la contrainte de durée d'activation ou de toute autre contrainte technique définie dans le rapport visé à l'article 7undecies, § 2, 2° de la loi du 29 avril 1999. Les facteurs de réduction de chaque accord de niveau de service sont déterminés en divisant la contribution moyenne attendue de chaque accord de niveau de service pendant les situations de pénurie simulées par la puissance de référence nominale agrégée associée à chaque accord de niveau de service. La contribution moyenne est

déterminée sur la base de la simulation visée à l'article 12.

§ 3. Les facteurs de réduction des technologies thermiques avec programme journalier sont déterminés, pour chaque technologie, en soustrayant le taux d'arrêt fortuit, basé sur des données historiques et exprimé en pourcentage, de cent pourcent.

§ 4. Les facteurs de réduction des technologies à énergie limitée avec programme journalier sont déterminés en divisant la contribution moyenne attendue de ces technologies pendant les situations de pénurie simulées par la puissance de référence nominale agrégée de la technologie applicable. La contribution moyenne est déterminée sur la base de la simulation visée à l'article 12.

§ 5. Les facteurs de réduction des technologies dépendantes des conditions climatiques sont déterminés en divisant la contribution moyenne attendue de ces technologies pendant les situations de pénurie simulées par la puissance de référence nominale agrégée de la technologie applicable. La contribution moyenne est déterminée sur la base de la simulation visée à l'article 12.

§ 6. Les facteurs de réduction des technologies thermiques sans programme journalier connectées au réseau de distribution ou à un réseau fermé de distribution sont déterminés en divisant la contribution moyenne attendue de ces technologies pendant les situations de pénurie simulées par la puissance de référence nominale agrégée. La contribution moyenne est déterminée sur la base de la simulation visée à l'article 12. Les facteurs de réduction des technologies thermiques sans programme journalier connectées au réseau de distribution ou à un réseau fermé de distribution sont déterminés sur la base des données de mesure disponibles. Si ces données de mesure nécessaires sont jugées insuffisantes par le gestionnaire du réseau, les facteurs de réduction sont déterminés en divisant la contribution maximale des technologies thermiques sans programme journalier connectées au réseau de distribution ou à un réseau fermé de distribution pendant les situations de pénurie simulées sur la base des données disponibles par la puissance de référence nominale agrégée. La contribution maximale est déterminée sur la base de la simulation visée à l'article 12. »

La méthodologie rappelée ci-dessus et synthétisée au Tableau 8 est appliquée à la simulation du scénario de référence afin de déterminer les facteurs de réduction applicable pour l'enchère Y-4 de la période de livraison 2025-26.

Catégories	Méthode de calcul	Technologies associées
Technologies thermiques avec programme journalier	100 – Taux d’arrêt fortuit [%] ³⁹	Turbines gaz-vapeur Turbines à gaz Turbojets Moteurs au gaz autonomes Moteurs diesel autonomes Centrales de cogénération Centrales à biomasse Installations d’incinération des déchets Centrales nucléaires Centrales à charbon
Technologies à énergie limitée avec programme journalier	Contribution moyenne attendue de ces technologies pendant les situations de pénurie simulées / Puissance de référence nominale agrégée de la technologie applicable [%]	Installations de pompage-turbinage Stockage à grande échelle
Technologies dépendantes des conditions climatiques		Eoliennes terrestre Eoliennes en mer Installations à l’énergie solaire Centrales hydrauliques au fil de l’eau
Catégories d’accords de niveau de service (SLA)		1h 2h 3h 4h 6h 8h Sans limite
Technologies thermiques sans programme journalier connectées au réseau de distribution ou à un réseau fermé de distribution		Agrégation de l’ensemble des technologies thermiques

Tableau 8 : Méthodologie pour le calcul des facteurs de réduction

³⁹ Les taux d’arrêt fortuit ont été calculés à partir des données de disponibilité des dix dernières années (de 2010 à 2019 inclus). Ces données proviennent de la plateforme (ETP – ENTSOE Transparency Platform) et de la base de données interne d’Elia. Les chiffres utilisés dans ce rapport ont été soumis à consultation publique.

Les valeurs obtenues sont reprises au Tableau 9.

Proposition d'Elia	
Facteurs de réduction	Cf. Tableau 9

Catégorie I : Catégories d'accords de niveau de service (SLA)	
Sous-catégories	Facteur de réduction [%]
SLA-1h	11
SLA-2h	19
SLA-3h	28
SLA-4h	36
SLA-6h	52
SLA-8h	65
SLA illimité	100
Catégorie II : Technologies thermiques avec programme journalier	
Sous-catégories	Facteur de réduction [%]
Turbines gaz-vapeur	91
Turbines à gaz	90
Turbojets	96
Moteurs au gaz autonomes	95
Moteurs diesel autonomes	93
Centrales de cogénération / Centrales à biomasse / Installations d'incinération des déchets	93
Centrales nucléaires	96
Centrales à charbon	90
Catégorie III : Technologies à énergie limitée avec programme journalier	
Sous-catégories	Facteur de réduction [%]
Stockage à grande échelle	11
Installations de pompage-turbinage	19
Catégorie IV : Technologies dépendantes des conditions climatiques	
Sous-catégories	Facteur de réduction [%]
Eoliennes en mer	15
Eoliennes terrestre	6
Installations à l'énergie solaire	4
Centrales hydrauliques au fil de l'eau	34
Catégorie V : Technologies thermiques sans programme journalier connectées au réseau de distribution ou à un réseau fermé de distribution	
Sous-catégories	Facteur de réduction [%]
Agrégation de l'ensemble des technologies thermiques	62

Tableau 9 : Proposition de facteurs de réduction pour l'enchère Y-4 de la période de livraison 2025-26

3.2 Prix maximum intermédiaire (9°)

Cette section est dédiée à la proposition de prix maximum intermédiaire. Cette proposition est déterminée conformément à l'article 16 de la proposition d'Arrêté royal Méthodologie.

« Art. 16. § 1er. Le prix maximum intermédiaire (en €/MW/an) est égal au « missing-money » de la technologie ayant le « missing-money » le plus élevé parmi les technologies reprises dans la liste réduite de technologies existantes visées à l'article 18, §1.

§ 2. Le « missing-money » est calculé pour chaque technologie reprise dans la liste réduite de technologies existantes visée à l'article 18, § 1 selon la formule indiquée à l'article 20, en tenant compte de l'estimation des couts et de l'estimation des revenus visées aux articles 18 et 19. »

Préalablement aux travaux de calcul menant à la proposition de prix maximum intermédiaire, Elia a – conjointement avec la CREG – commandé à un expert indépendant une étude concernant le cout de capacité. Cette approche est conforme à l'article 17, §1 de la proposition d'Arrêté royal Méthodologie, en vue d'une évaluation des éléments de cout utilisés dans la calibration du prix maximum intermédiaire. Fichtner a été sélectionné comme expert et a fourni son étude en avril 2020⁴⁰. Dans le cadre de la détermination du prix maximum intermédiaire, l'étude Fichtner détaille au chapitre 4 les différents éléments de cout par technologie, pour une liste de technologies jugée pertinente pour la détermination du prix maximum intermédiaire. Il est à noter que cette liste fait référence aux technologies existantes, à l'opposé de la liste des technologies associées à la détermination du net-CONE qui fait référence aux technologies pertinentes pour l'introduction de nouvelle capacité sur le marché.

Comme rappelé à la Partie I, Elia a organisé une consultation publique du 5 mai au 5 juin 2020 sur les scénarios, les sensibilités et les données pour le calcul des paramètres de l'enchère Y-4 pour la période de livraison 2025-26. Dans le cadre de cette consultation publique, plusieurs éléments pertinents pour la calibration du prix maximum intermédiaire ont également été inclus, notamment la liste réduite des technologies existantes à consulter publiquement conformément à l'article 6, §2, 5° de la proposition d'Arrêté royal Méthodologie. L'étude de Fichtner faisait aussi partie du paquet soumis à consultation publique. En outre, et bien que cela ne soit pas strictement requis par la proposition d'Arrêté royal Méthodologie, la consultation publique a également porté sur divers éléments de cout et sur une approche visant à déterminer les revenus nets du marché des services auxiliaires d'équilibrage.

⁴⁰ https://www.Elia.be/-/media/project/Elia/Elia-site/public-consultations/2020/20200505_fichtner-report-cost-of-capacity-crm_en.pdf

À la suite des réactions reçues au cours de la consultation publique, Elia a lancé une revue par un autre expert indépendant, à savoir Afry, sur un certain nombre d'aspects de l'étude Fichtner. Cette revue, visant à assurer la robustesse des résultats obtenus dans l'étude Fichtner et/ou d'affiner les calculs, a été terminée en octobre 2020 et présentée par Afry aux acteurs du marché lors de la TaskForce CRM du 30 octobre 2020⁴¹. La revue d'Afry a aussi été utilisée pour compléter l'étude de Fichtner sur les aspects de cout liés aux installations de pompage-turbinage (PSP), suite aux commentaires reçus dans la consultation publique selon lesquels cette technologie devrait être ajoutée à la liste réduite (cf. section 3.2.1).

Dans ce qui suit, la section 3.2.1 détaille la liste réduite finale des technologies existantes prise en compte pour la calibration du prix maximum intermédiaire. Les sections 3.2.2 et 3.2.3 fournissent ensuite respectivement les estimations des éléments de cout et de revenu par technologie considérée dans la liste réduite, utilisées pour calculer le « missing-money » pour chaque technologie. Le calcul du « missing-money » est détaillé dans la section 0. Enfin, la section 3.2.5 se termine par la proposition d'Elia concernant le prix maximum intermédiaire.

3.2.1. Liste réduite de technologies existantes (proposition d'Arrêté royal Méthodologie, article 18, §1)

Conformément à l'article 18, §1 de la proposition d'Arrêté royal Méthodologie, Elia établit une liste réduite de technologies existantes en vue de la calibration du prix maximum intermédiaire, sur la base de l'étude d'un expert indépendant (Fichtner), après consultation publique des acteurs de marché. Il est à noter que cette liste réduite est différente de celle pour la détermination de net-CONE, dans le sens où cette liste réduite se concentre sur les technologies existantes, par opposition à la liste réduite de technologies pertinentes pour l'introduction de nouvelle capacité sur le marché, nécessaire à la détermination du net-CONE.

Par rapport à la liste réduite des technologies existantes, soumise à la consultation publique, Elia a ajouté les centrales de pompage-turbinage (PSP), suite aux commentaires reçus lors du processus de consultation publique. En effet, les centrales de pompage-turbinage sont une technologie pertinente à ajouter à la liste réduite des technologies existantes qui peuvent être utilisées pour la détermination de prix maximum intermédiaire.

La liste réduite finale des technologies existantes prise en compte dans la calibration du prix maximum intermédiaire se compose de:

- Turbines gaz-vapeur (CCGT) ;
- Turbines à gaz (OCGT) ;
- Turbojets ;
- Installations de pompage-turbinage (PSP) ;
- Réponse du marché avec une durée d'activation de 4h.

⁴¹ https://www.Elia.be/-/media/project/Elia/Elia-site/ug/crm/2020/20201027_afry_peer-review-of-annual-fixed-costs-for-belgian-crm_en.pdf?la=en

3.2.2. Estimation des éléments de couts (proposition d'Arrêté royal Méthodologie, article 18, §§2 et 3)

Conformément à l'article 18, §2 de la proposition d'Arrêté royal Méthodologie, Elia évalue, sur base de l'étude Fichtner, divers éléments de cout pertinents pour la calibration du prix maximum intermédiaire pour chaque technologie reprise dans la liste réduite des technologies existantes.

Il est à noter que, bien que cela ne soit pas strictement requis, Elia a soumis à la consultation publique les couts annuels fixes d'opération et de maintenance (FOM), ainsi que les couts d'activation pour les tests de disponibilité. Suite aux réactions reçues au cours de la consultation publique, Elia a lancé un réexamen des estimations des couts annuels fixes d'opération et de maintenance (FOM), publiées dans l'étude Fichtner et qui sont pertinentes pour la calibration du prix maximum intermédiaire (cf. note de bas de page 41), par un autre expert indépendant – Afry.

Tant dans l'étude Fichtner que dans l'analyse d'Afry, une provision pour les couts de maintenance non annuels, tels que les révisions majeures (à l'exclusion des couts liés à une augmentation de la capacité ou à une prolongation de la durée de vie), est incluse dans l'estimation des couts annuels fixes d'opération et de maintenance. Cette inclusion des couts non annuels dans l'estimation des couts annuels fixes d'opération et de maintenance a également fait l'objet d'une évaluation approfondie par Afry. Par conséquent, pour le calcul de « missing-money » détaillé dans la section 0, les estimations des couts annuels fixes d'opération et de maintenance prennent en compte les deux éléments de cout visés aux articles 18, §2, 1° et 2°.

Les estimations des couts annuels fixes d'opération et de maintenance (y compris les couts de maintenance non annuels tels que les révisions majeures) pour les technologies incluses dans la liste réduite, sont déterminées comme suit :

- Pour les CCGT, l'estimation des couts annuels fixes d'opération et de maintenance est basée sur les valeurs 'AFRY (4000h, no elec)' fournies dans l'analyse d'Afry. Afry considère que l'estimation de Fichtner présentant un nombre d'heures de fonctionnement d'un ordre de grandeur d'environ 8000 heures par an n'est pas représentatif des conditions actuelles (et prévues) du marché en Belgique et en Europe en général. Les valeurs fournies dans l'analyse d'Afry présentent des heures de fonctionnement plus réalistes de l'ordre de 4000 heures par an. En outre, les estimations de couts fournies dans l'analyse d'Afry excluent les tarifs relatifs au transport d'électricité, qui - comme l'indique Afry - peuvent être considérées comme des couts variables (plutôt que des couts fixes annuels) ;
- Pour les OCGT, l'estimation des couts annuels fixes d'opération et de maintenance est basée sur les valeurs 'AFRY (excl. grid charge)' fournies dans le document d'analyse d'Afry, qui sont tout à fait conformes aux estimations fournies dans l'étude Fichtner. Toutefois, Afry souligne que ces estimations sont basées sur une référence industrielle typique supposant 800 heures de fonctionnement par an. Ce chiffre est considéré comme se situant à l'extrémité supérieure du spectre, notamment au regard des conditions actuelles (et futures) du marché. Des heures de fonctionnement plus faibles et moins de démarrages peuvent se traduire par un cout d'exploitation et d'entretien (O&M) plus faible ;

- Pour les turbojets, l'estimation de cout FOM annuel est basée sur les valeurs 'AFRY (excl. grid charge)' fournies dans la revue Afry, qui s'avèrent inférieures aux estimations fournies dans l'étude Fichtner, ce qui s'explique par l'élément de cout d'exploitation fixe qui est évalué par Afry comme étant élevé dans l'étude Fichtner. En outre, les estimations sont également basées sur la même norme industrielle que pour l'OCGT, qui se situe à l'extrémité supérieure du spectre, également pour le Turbojet ;
- Pour les unités de pompage-turbinage (PSP), l'estimation des couts annuels fixes d'opération et de maintenance est basée sur les valeurs fournies dans l'analyse d'Afry, c'est-à-dire une fourchette comprise entre 10 - 19 - 30 €/kW/an majorée de 10 €/kW/an pour tenir compte du cout associé aux révisions majeures. Il est à noter que la technologie PSP n'a pas été incluse dans la liste réduite considérée dans l'étude Fichtner. Cependant, sur la base des commentaires reçus lors de la consultation publique, la technologie PSP a été ajoutée à la liste des technologies devant être intégrées à l'analyse d'Afry ;
- Pour la réponse du marché avec une durée d'activation de 4h, l'estimation des couts annuels fixes d'opération et de maintenance est basée sur l'étude 'Adequacy and Flexibility 2020-2030' d'Elia de 2019⁴² car elle n'a été incluse dans aucune des deux études des experts indépendants. Ces chiffres ont également été consultés publiquement par le passé.

Le Tableau 10 ci-dessous donne un aperçu des estimations des couts annuels fixes d'opération et de maintenance pour la liste réduite des technologies considérées. Il convient de noter que:

- Pour les technologies de type CCGT, OCGT et Turbojet :
 - Les valeurs Low/High correspondent à l'estimation la plus basse/la plus haute des couts annuels fixes d'opération et de maintenance parmi les unités considérées pour chaque technologie;
 - Les valeurs Mid correspondent à la médiane de l'estimation des couts annuels fixes d'opération et de maintenance parmi les unités considérées pour chaque technologie. La médiane est choisie en raison de la grande asymétrie de la distribution des couts annuels fixes d'opération et de maintenance. L'utilisation d'une valeur moyenne impliquerait l'application d'une prime pour la plupart des unités considérées dans les calculs ultérieurs, alors que la médiane permet de mieux refléter la masse des unités.
- Pour les technologies de type PSP et réponse du marché, les valeurs Low/Mid/High correspondent aux fourchettes indiquées respectivement dans la revue Afry et dans l'étude Adequacy and Flexibility d'Elia de 2019.

⁴² https://www.Elia.be/-/media/project/Elia/shared/documents/press-releases/2019/280619/20190628_Elia_adequacy_and_flexibility_study_en.pdf

Technologies	Couts FOM [€/kW/an] (y compris les couts de maintenance non annuels tels que les révisions majeures)		
	Low	Mid	High
<i>CCGT</i>	29	30	41
<i>OCGT</i>	19	19	40
<i>Turbojet</i>	23	29	29
<i>PSP</i>	20	29	40
<i>Réponse du marché avec une durée d'activation de 4h</i>	5	10	15

Tableau 10 : Estimations de couts FOM pour les technologies existantes inclus dans la liste réduite

Ensuite, pour l'estimation des revenus discutée dans la section 3.2.3, plusieurs éléments de couts variables sont nécessaires. Le Tableau 11 donne un aperçu des couts des carburants et des couts variables d'exploitation et d'entretien (VOM) pour les technologies pertinentes comprises dans la liste réduite, conformément aux données requises mentionnées à l'article 18, §2, 3° et 4° de la proposition d'Arrêté royal Méthodologie. Ces chiffres sont indiqués pour chaque catégorie, correspondant respectivement aux valeurs utilisées pour l'estimation des revenus Low/Mid/High. Les technologies de type PSP et réponse du marché avec une durée d'activation de 4h ne sont pas incluses car ces technologies ne consomment pas de combustible pour produire de l'électricité, mais agissent plutôt en fonction des possibilités d'arbitrage (pour la PSP) ou en fonction des couts d'opportunité de la consommation d'électricité (pour la réponse du marché). Le prix du CO₂, visé à l'article 18, §2, 5° de la proposition d'Arrêté royal Méthodologie, a été estimé à un niveau général de 27 €/tCO₂, en ligne avec la valeur proposée lors de la consultation publique et utilisée dans la simulation de marché.

Technologies	Coûts de carburants [€/MWh] ⁴³			Coûts VOM [€/MWh] ⁴⁴		
	Pour revenus Low	Pour revenus Mid	Pour revenus High	Pour revenus Low	Pour revenus Mid	Pour revenus High
CCGT	46,1	42,7	39,7	4	2	1,6
OCGT	65,8	57,6	52,4	6,3	3,3	1,6
Turbojet	215,1	161,4	129,1	3,3	3,3	3,3

Tableau 11 : Prix maximum intermédiaire - Estimation de coûts variables pour les technologies existantes inclus dans la liste réduite

Enfin, Elia fournit également une estimation des coûts d'activation pour les tests de disponibilité, visés à l'article 18, §2, 6° de la proposition d'Arrêté royal Méthodologie. Cet élément de coût est basé sur les informations fournies dans le cadre des volumes et des prix contractuels pour les réserves stratégiques de demande, comme cela a également été proposé dans la consultation publique. Compte tenu du prix moyen d'activation pour la période d'hiver 2015-2016 du SDR pour une activation de 4 heures, et en supposant un test de disponibilité de 15 minutes par an, les coûts d'activation pour les tests de disponibilité, exprimés en €/kW/an, sont calculés comme suit :

$$0,74 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} * 0,25 \frac{\text{h}}{\text{an}} = 0,185 \frac{\text{€}}{\text{kW.an}} \quad [3]$$

3.2.3. Estimation des éléments de revenus (proposition d'Arrêté royal Méthodologie, article 19)

Conformément à l'article 19, §1 de la proposition d'Arrêté royal Méthodologie, Elia fournit une estimation des revenus annuels pour chaque technologie incluse dans la liste réduite. Les composantes des revenus annuels sont les suivantes :

- Les rentes inframarginales annuelles gagnées sur le marché de l'énergie;
- Les revenus nets du marché des services auxiliaires d'équilibrage, qui représentent des revenus additionnels (éventuels) aux rentes inframarginales gagnées sur le marché de l'énergie.

⁴³ En supposant les taux d'efficacité suivants, basés sur la base de données ENTSO-E (MAF 2019) et l'étude Fichtner: 50-54-58% pour CCGT, 35-40-44% pour OCGT et 21-28-35% pour Turbojet

⁴⁴ Basé sur la base de données ENTSO-E (MAF 2019) et l'étude Fichtner.

Les rentes inframarginales annuelles gagnées sur le marché de l'énergie

Les rentes inframarginales gagnées sur le marché de l'énergie sont basées sur une simulation probabiliste du marché de l'énergie conformément à l'article 12 de la proposition d'Arrêté royal Méthodologie, sur la base du scénario de référence décrit dans la Partie I pour la période de livraison 2025-26, conformément aux dispositions de l'article 19, §2, 1° et 2° de la proposition d'Arrêté royal Méthodologie.

En outre, conformément à l'article 19, §2, 3° de la proposition d'Arrêté royal Méthodologie, les rentes inframarginales sont calculées à partir des revenus médians (P50), en tenant compte d'un niveau de prix d'exercice de 300 €/MWh qui plafonne les revenus du marché de l'énergie et les coûts variables comme prévu dans la section 0.

Les rentes inframarginales gagnées sur le marché de l'énergie sont présentées dans le Tableau 12 à la fin de cette section.

Les revenus nets du marché des services auxiliaires d'équilibrage

Conformément à l'article 19, §3 de la proposition d'Arrêté royal Méthodologie, les revenus nets du marché des services auxiliaires d'équilibrage sont évalués pour chaque technologie considérée dans la liste réduite. Conformément à cette disposition de la proposition d'Arrêté royal Méthodologie, l'estimation est basée sur la moyenne des frais de réservation historiques des 36 derniers mois et tient compte des coûts pertinents - y compris les coûts d'opportunité - afin d'éviter un double comptage des revenus gagnés sur le marché de l'énergie et des revenus provenant de la fourniture de services auxiliaires d'équilibrage.

Les hypothèses ci-dessous sont fournies en considérant les différents services auxiliaires d'équilibrage et en considérant qu'ils fournissent des revenus nets à prendre en compte dans la calibration du prix maximum intermédiaire pour les technologies considérées dans la liste réduite.

- **FCR:**

Conformément au raisonnement avancé lors de la consultation publique, les revenus FCR ne sont pas considérés comme pertinents pour les technologies inclus dans la liste réduite. Les batteries sont susceptibles de devenir la technologie dominante pour la fourniture de FCR, qui - puisqu'il est considéré qu'elles tirent un profit économique positif de la fourniture de FCR - n'est pas une technologie prise en compte pour la calibration du prix maximum intermédiaire⁴⁵;

⁴⁵ Noter qu'il s'agit d'une estimation et non d'une cible à atteindre car c'est le marché lui-même qui déterminera qui fournit la FCR.

- **aFRR:**
Conformément au raisonnement avancé lors de la consultation publique, les revenus provenant des besoins aFRR ne sont pas non plus pris en compte, car les technologies qui fournissent généralement les besoins aFRR, font l'objet d'un arbitrage entre la fourniture d'aFRR et la vente d'énergie. Par conséquent, les prix de réservation d'aFRR sont supposés ne pas représenter un revenu net additionnel aux rentes inframarginales gagnées sur le marché de l'énergie;
- **mFRR:**
 - Conformément au raisonnement avancé lors de la consultation publique, les revenus mFRR sont considérés comme particulièrement pertinents pour les technologies de type Turbojet (supposés fournir le produit standard mFRR) et réponse du marché (supposés fournir le produit flex mFRR) ;
 - Au-delà du raisonnement qui a été avancé lors de la consultation publique, dans cet exercice de calibration, les revenus mFRR peuvent également être pertinents pour la technologie OCGT. Conformément aux conclusions présentées dans l'analyse d'Afry, dans les conditions actuelles du marché, avec des quantités de plus en plus importantes d'énergies renouvelables entraînant un nombre d'heures de fonctionnement pour les centrales électriques au gaz moins important, il n'est pas déraisonnable de supposer que les revenus mFRR pourraient devenir une source de revenus importante pour les OCGT existantes en Belgique.

Concrètement, les revenus nets suivants provenant de la fourniture de services auxiliaires d'équilibrage sont considérés pour chacune des technologies susmentionnées - les résultats récapitulatifs sont présentés au Tableau 12. Il est à noter que, bien qu'il soit prévu de supprimer progressivement le produit mFRR Flex dans un avenir proche, il est toujours fait référence aux produits mFRR Standard et Flex, puisque des données et chiffres historiques sont pris en compte dans cette estimation.

Les revenus annuels maximums provenant de la fourniture de mFRR Standard/Flex sont considérés comme le point de départ. Ils sont calculés respectivement selon les formules [4] et [5], en tenant compte du prix de réservation mFRR Standard/Flex horaire moyen pondéré, corrigé au cours des 36 derniers mois, conformément à l'article 10, §7, 2° de la proposition d'Arrêté royal Méthodologie⁴⁶ :

⁴⁶ Dérivé des données accessibles au public qui peuvent être consultées sur <https://www.Elia.be/en/grid-data/balancing/capacity-auction-results> et corrigées pour les périodes non représentatives pendant lesquelles les prix de réservation de mFRR ont atteint des niveaux beaucoup plus élevés que d'habitude (fin 2018, début 2019), en supprimant les prix de réservation mFRR supérieurs à 10 €/MW/h. Les données utilisées s'étendent d'octobre 2017 à septembre 2020 inclus

$$\begin{aligned}
 & \text{Revenus annuels maximaux mFRR Standard [€/kW/an]} \\
 & = \text{prix de réservation mFRR Standard horaire moyen pondéré corrigé [€/kW/h]} * 8760 \\
 & \text{[h/an]} \\
 & = 0,0044 \text{ [€/kW/h]} * 8760 \text{ [h/an]} \\
 & = 38,6 \text{ [€/kW/an]} \qquad \qquad \qquad [4]
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 & \text{Revenus annuels maximaux mFRR Flex [€/kW/an]} \\
 & = \text{prix de réservation mFRR Flex horaire moyen pondéré corrigé [€/kW/h]} * 8760 \text{ [h/an]} \\
 & = 0,0033 \text{ [€/kW/h]} * 8760 \text{ [h/an]} \\
 & = 28,9 \text{ [€/kW/an]} \qquad \qquad \qquad [5]
 \end{aligned}$$

Par la suite, un pourcentage des revenus annuels maximums est considéré pour établir les revenus annuels nets. Parmi les raisons pour ne considérer qu'un pourcentage des revenus annuels maximums, les raisons suivantes sont invoquées:

- les installations peuvent ne pas être disponibles toute l'année, par exemple en raison des arrêts planifiés ou fortuits ;
- les installations peuvent ne pas être sélectionnées dans toutes les enchères des services auxiliaires d'équilibrage en raison de la concurrence – cet effet pourrait être davantage prononcé à l'avenir, avec l'ajout de nouvelles capacités ;
- des coûts sont associés à la présentation d'une offre ;
- des coûts d'opportunité sont associés à la fourniture de services auxiliaires d'équilibrage ; etc.

L'application aux différentes technologies est détaillée ci-dessous.

- **Turbojet**

La technologie turbojet est supposée tirer des revenus nets de la fourniture du produit **mFRR Standard**. Pour l'estimation des revenus annuels nets provenant de la fourniture du mFRR pour les turbojets, les pourcentages supposés s'élèvent à 50 % (Low) - 60 % (Mid) - 70 % (High) pour la technologie turbojet, ce qui donne **19,3 (Low) – 23,2 (Mid) – 27 (High) €/kW/an**.

- **OCGT**

Comme la technologie Turbojet, la technologie OCGT est supposée tirer des revenus nets de la fourniture du produit **mFRR Standard**. Toutefois, comme les coûts d'opportunité sont supposés être plus élevés pour la fourniture de mFRR pour les OCGT plutôt que pour les turbojets, un pourcentage plus faible des revenus annuels maximums est supposé : 25 % (Low) - 30 % (Mid) - 35 % (High). Cela donne **9,7 (Low) – 11,6 (Mid) – 13,5 (High) €/kW/an**.

En effet, étant donné que le coût marginal de la fourniture d'énergie est plus faible, la probabilité d'être « in-the-money » sur le marché de l'énergie est plus élevée, ce qui fait qu'un arbitrage avec la fourniture de mFRR est davantage nécessaire.

- **Réponse du marché avec une durée d'activation de 4h**

La réponse du marché est supposée tirer des revenus de la fourniture du produit **mFRR Flex**. Les pourcentages suivants sont utilisés pour l'estimation des revenus nets à partir des revenus annuels maximums : 50 % (Low) - 60 % (Mid) - 70 % (High). Cela donne **14,3 (Low) – 17,1 (Mid) – 20 (High) €/kW/an**.

- **PSP**

Aucun revenu net provenant de la fourniture de services auxiliaires d'équilibrage n'est considéré pour la technologie PSP dans ce rapport de calibration. Cette hypothèse est prise afin de ne pas révéler d'informations potentiellement sensibles, étant donné qu'il n'y a que deux unités de pompage-turbinage en Belgique. Cette section est donc discutée dans une autre annexe confidentielle.

Total des revenus

Le Tableau 12 présente la table récapitulative des revenus, comprenant à la fois les rentes inframarginales annuelles gagnées sur le marché de l'énergie et les revenus nets du marché des services auxiliaires d'équilibrage par technologie retenue dans la liste réduite.

Pour estimer le total des revenus annuels pour chaque technologie retenue dans la liste réduite, les deux composantes de revenus sont additionnées. Cette méthode est considérée comme une amélioration par rapport à la proposition soumise à la consultation publique qui reposait sur la prise en compte de la valeur maximale des deux flux de revenus. En effet, dans cet exercice de calibration, les coûts liés à la fourniture de services auxiliaires d'équilibrage - y compris les coûts d'opportunité - sont soigneusement examinés, de sorte qu'il est raisonnable de considérer les revenus provenant de la fourniture de ces services comme des revenus nets s'ajoutant aux rentes inframarginales gagnées sur le marché de l'énergie. De cette manière, une estimation plus réaliste des revenus annuels totaux est présentée.

Technologies	Rentes inframarginales gagnées sur le marché de l'énergie [€/kW/an]			Revenus nets du marché des services auxiliaires d'équilibrage [€/kW/an]			Total des revenus [€/kW/an]		
	Low	Mid	High	Low	Mid	High	Low	Mid	High
CCGT	5	11	20	/	/	/	5	11	20
OCGT	0,5	1	2	9,7	11,6	13,5	10,2	12,6	15,5
Turbojet	0	0	0	19,3	23,2	27	19,3	23,2	27
PSP	6	6	6	/	/	/	6	6	6
Réponse du marché avec une durée d'activation de 4h	0	0	0	14,3	17,1	20	14,3	17,2	20

Tableau 12 : Prix maximum intermédiaire - Table récapitulative des revenus

3.2.4. Estimation de « missing-money » (proposition d'Arrêté royal Méthodologie, article 20)

Dans cette section, les estimations de coûts et de revenus qui sont déterminées respectivement dans les sections 3.2.2 et 3.2.3 sont rassemblées afin de fournir une estimation du « missing-money » de chacune des technologies incluses dans la liste réduite. L'estimation du « missing-money » est effectuée au moyen de la formule [6], décrite à l'article 20, §1 de la proposition d'Arrêté royal Méthodologie :

$$\text{Missing money} = 1,05 * (\text{Coût FOM} + \text{Coûts d'activation pour les tests de disponibilité} - \text{Total des revenus}) \quad [6]$$

Pour refléter la variation des chiffres de coûts et de revenus, différents niveaux de « missing-money » sont estimés. Les six niveaux de « missing-money » suivants sont déterminés pour chaque technologie incluse dans la liste réduite :

- **Niveau 1:** Considère les chiffres de coûts *Low* et les chiffres de revenus *High*
- **Niveau 2:** Considère les chiffres de coûts *Low* et les chiffres de revenus *Mid*
- **Niveau 3:** Considère les chiffres de coûts *Low* et les chiffres de revenus *Low*
- **Niveau 4:** Considère les chiffres de coûts *Mid* et les chiffres de revenus *High*
- **Niveau 5:** Considère les chiffres de coûts *Mid* et les chiffres de revenus *Mid*
- **Niveau 6:** Considère les chiffres de coûts *Mid* et les chiffres de revenus *Low*

Les chiffres de coûts *Max* ne sont pas pris en compte pour l'estimation du « missing-money ». En effet, les coûts *Max* ne sont pas considérés comme représentatifs car, en général, les estimations de coûts sont considérées comme étant déjà élevées. Premièrement, les coûts EPC (Engineering, Procurement and Construction) qui sont utilisés comme base pour diverses estimations de coûts sont basés sur des sources publiques (par exemple, GTW 2019). Toutefois, comme décrit dans l'analyse d'Afry, il est probable qu'un processus d'appel d'offres concurrentiel – existant dans la pratique - induise des prix plus bas. Comme ces réductions sont difficiles à calculer et ne sont pas rendues publiques, elles ne sont pas reflétées dans les valeurs de la fourchette de coûts. Deuxièmement, la provision pour les révisions majeures qui est incluse dans les estimations des coûts annuels fixes d'opération et de maintenance est considérée comme élevée pour les unités plus anciennes, qui se situent dans la fourchette supérieure des estimations des coûts annuels fixes d'opération et de maintenance. En effet, la provision pour les révisions majeures est dérivée, dans l'analyse d'Afry, d'un contrat de service à long terme (LTSA) présumé avec le fabricant de l'équipement d'origine. Toutefois, comme l'indique l'analyse d'Afry, on peut supposer que les unités plus anciennes achètent des services de maintenance avec une concurrence beaucoup plus large entre les fournisseurs de services de maintenance. **L'impact exact des deux réductions de coûts potentielles est difficile à estimer, mais l'analyse d'Afry fournit des indications justifiant de considérer davantage la partie inférieure de la fourchette d'estimation des coûts comme base de calcul de « missing-money ».**

Les coûts d'activation des tests de disponibilité ne sont pris en compte que pour la réponse du marché. Ceci est conforme à l'article 20, §1, 3° de la proposition d'Arrêté royal Méthodologie, qui précise que cet élément de coût ne doit être pris en compte que pour les technologies ayant des coûts variables élevés. Comme indiqué dans le rapport de consultation faisant suite à la consultation publique sur les scénarios, les sensibilités et les données pour

le calcul des paramètres de l'enchère Y-4 pour la période de livraison 2025-26, Elia estime que ce point de vue est conforme à la philosophie avancée dans la proposition de règles de fonctionnement. Dans ces règles de fonctionnement, il est clairement indiqué que les tests sont proposés comme mesure de dernier recours pour vérifier la disponibilité, en particulier pour les capacités dont la "visibilité" sur le marché est moindre. Cette visibilité est évidemment fortement corrélée au prix d'activation. Plus le prix d'activation est élevé, moins il y a d'activations et plus la visibilité est limitée.

Afin d'être représentatif des offres qui seront soumises lors de la mise aux enchères, **les niveaux estimés de « missing-money » sont divisés par le facteur de réduction associé à chaque technologie**, pour tenir compte du fait que le « missing-money » estimé doit être récupéré par le biais de la mise aux enchères du CRM. Etant donné que la rémunération de la capacité ne s'applique qu'au volume éligible, c'est-à-dire à la puissance nominale multipliée par le facteur de réduction, le facteur de réduction doit être pris en compte. Les facteurs de réduction utilisés dans le calcul sont tirés de la section 3.1 du rapport.

Le Tableau 13 Tableau 13 : ci-dessous présente les niveaux estimés de « missing-money » pour chacune des technologies incluses dans la liste réduite. Notez que le « missing-money » est mis à zéro lorsque le calcul aboutit à une valeur négative.

La technologie de pompage-turbinage n'est pas retenue dans cet aperçu. En effet, les estimations de « missing-money » pour la technologie PSP ne sont pas considérées comme suffisamment représentatives, pour les raisons suivantes :

- Seulement deux unités avec des niveaux de puissance maximale divergents constituent la technologie de pompage-turbinage en Belgique. En termes d'estimation des coûts, comme l'indique l'analyse d'Afry, la taille des unités a un impact significatif sur le niveau des coûts annuels fixes d'opération et de maintenance de cette technologie. Une approche basée sur le coût moyen pourrait ne pas tenir suffisamment compte de cet aspect. Du point de vue des revenus, la différence de taille des unités est supposée avoir un impact significatif sur la rentabilité des services fournis. Par conséquent, il semble difficile et peu recommandé de dériver des estimations de coûts et de revenus uniques qui soient représentatives de la technologie de pompage-turbinage en Belgique.
- Comme indiqué dans la section 3.2.3, afin de ne pas révéler d'informations potentiellement sensibles, aucun revenu net provenant de la fourniture des services auxiliaires d'équilibrage pour la technologie PSP n'est pris en compte dans les estimations de revenus présentées ;
- Les revenus peuvent également résulter de « self-balancing » et/ou « reactive balancing ». Cela semble être particulièrement vrai pour les PSP très flexibles. Toutefois, étant donné que la valeur de « self-balancing » et/ou « reactive balancing » dépend fortement du portefeuille de l'acteur du marché, cette évaluation ne se retrouve pas dans les estimations de revenus présentées.

Pour ces raisons, Elia propose de ne plus considérer la technologie PSP comme une technologie de référence candidate pour l'établissement du prix maximum intermédiaire. Une annexe confidentielle jointe au présent rapport de calibration détaille davantage les éléments pertinents pour l'estimation du « missing-money » pour la technologie PSP en Belgique et les difficultés rencontrées pour fournir une estimation précise de celui-ci.

Technologies	Facteur de réduction [%]	Coûts FOM [€/kW/an]			Coûts d'activation pour les tests de disponibilité [€/kW/an]	Total des revenus [€/kW/an]			« Missing-money » (divisé par le facteur de réduction) [€/kW-réduit/an]					
		Low	Mid	High		Low	Mid	High	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Niveau 4	Niveau 5	Niveau 6
CCGT	91%	29	30	41	0	5	11	20	10,4	20,8	27,7	11,5	21,9	28,8
OCGT	90%	19	19	40	0	10,2	12,6	15,5	4,1	7,5	10,3	4,1	7,5	10,3
Turbojet	96%	23	29	29	0	19,3	23,2	27	0	0	4	2,2	6,4	10,6
Market response (activation d'énergie de 4h)	36%	5	10	15	0,18	14,3	17,1	20	0	0	0	0	0	0

Tableau 13 : Prix maximum intermédiaire - Estimation de « missing-money » pour les technologies existantes incluses dans la liste réduite

3.2.5. Conclusion: Proposition d'Elia pour le prix maximum intermédiaire (proposition d'Arrêté royal Méthodologie, article 16)

En s'appuyant sur les estimations de « missing-money » présentées dans la section 0, cette section présente la proposition d'Elia pour le prix maximum intermédiaire. Conformément à l'article 16, § 1 de la proposition d'Arrêté royal Méthodologie, le prix maximum intermédiaire est égal au « missing-money » de la technologie ayant le « missing-money » le plus élevé parmi les technologies reprises dans la liste réduite de technologies existantes. Il convient de noter que, pour tenir compte du fait que le « missing-money » estimé doit être récupéré par le biais de la mise aux enchères du CRM, le « missing-money » est divisé par le facteur de réduction approprié, défini au §3.1.

Sur base du Tableau 13, **Elia propose de considérer la technologie CCGT comme la technologie ayant le plus grand « missing-money » parmi les technologies incluses dans la liste réduite.** En combinant les différents niveaux estimés de « missing-money », le « missing-money » est supposé se situer dans la fourchette 11 - 21,4 - 28,3 €/kW/an.

Sur base de cette fourchette:

- **Elia propose 21,4 €/kW/an comme niveau de prix maximum intermédiaire bas.** Cette valeur est considérée comme élevée mais, compte tenu des estimations de revenus *Mid*, elle n'est pas considérée comme un niveau de prix maximum intermédiaire déraisonnable. Il est à noter que, dans le cas où cette valeur serait retenue, il ne semble pas déraisonnable de suivre la valeur de l'IPC proposée dans la résolution parlementaire du 16 juillet 2020 concernant le CRM⁴⁷, c'est-à-dire un prix maximum intermédiaire de maximum 20 €/kW/an. Toutefois, sur la base des chiffres indicatifs pour le prix maximum intermédiaire fournis par l'État belge à la Commission Européenne (CE) au début de cette année, la CE a exprimé des préoccupations concernant l'exclusion possible des projets présentant des niveaux de « missing-money » plus élevés que le prix maximum intermédiaire. Pour résoudre ce problème, tout en conservant un niveau plutôt conservateur pour le prix maximum intermédiaire, il faut que ces projets puissent demander une dérogation au prix maximum intermédiaire.

⁴⁷ <https://www.dekamer.be/flwb/pdf/55/1220/55K1220007.pdf>

- **Elia propose 28,3 €/kW/an comme niveau de prix maximum intermédiaire alternatif possible.** Ce niveau est considéré comme un niveau de prix maximum intermédiaire plus modéré, compte tenu des estimations de revenus *Low*. Il est évident que cette valeur sera plus inclusive pour les nouveaux projets qui ne peuvent pas prétendre à un contrat pluriannuel de participation au CRM et réduira le nombre de demandes de dérogation prévues. En outre, compte tenu de la règle de tarification "pay-as-bid" prévue et en supposant un comportement d'enchère au prix coutant - ce qui ne semble pas déraisonnable pour une première enchère de capacité - fixer le prix maximum intermédiaire à 28,3 €/kW/an pourrait théoriquement être équivalent à fixer le prix maximum intermédiaire à 21,4 €/kW/an (dans les deux cas avec une possibilité de dérogation). Dans la pratique, un besoin réduit de dérogations devrait se traduire par une diminution des frais généraux administratifs et contribuer ainsi à réduire les coûts globaux.

Proposition d'Elia

Pour conclure, Elia propose, en tenant compte de tous les arguments ci-dessus, un prix maximum intermédiaire égal à 28,3 €/kW/an pour la première enchère Y-4 organisée en 2021 pour la période de livraison 2025-26.

3.3. Prix de référence & Prix d'exercice (10 et 11°)

Les concepts de prix d'exercice et de prix de référence sont définis dans la Loi Electricité (art. 2, 80° & 81°).

« 'prix d'exercice: le prix prédéfini indiquant le seuil au-delà duquel le fournisseur de capacité doit rembourser la différence avec le prix de référence ' ;

'prix de référence: le prix reflétant le prix censé être obtenu par le fournisseur de capacité sur les marchés de l'électricité ' »

Le CRM belge prévoit, dans le cadre des options de fiabilité, une obligation de remboursement lorsque le prix de référence observé sur le marché excède la valeur du prix d'exercice calibré au préalable. Un but clair de l'obligation de remboursement est de limiter les revenus des fournisseurs de capacité du CRM afin que ceux-ci ne bénéficient pas de revenus dépassant leurs rentes inframarginales.

Par ailleurs, un des autres objectifs du CRM est également de limiter les coûts qui en découlent. Le but est donc de calibrer ce prix d'exercice de façon à ce qu'il soit technologiquement neutre en permettant un degré de participation maximal des différents types de technologies au CRM et un plus grand degré de compétition menant potentiellement le coût total du CRM à la baisse.

Vu le lien fort entre ces deux paramètres, l'élaboration et la proposition de ces éléments sont reprises ensemble dans cette partie, et ce, en exécution du chapitre 7 de la proposition d'Arrêté royal Méthodologie :

« Art. 21. § 1er. Pour une unité du marché de capacité, le prix de référence et le prix d'exercice d'une capacité contractée s'appliquent dans l'obligation de remboursement visée à l'article 7undecies, § 7 de la loi du 29 avril 1999 pour tout moment de la période de fourniture de capacité.

§ 2. L'obligation de remboursement s'entend en euro par heure (€/h).

§ 3. Les modalités de l'obligation de remboursement sont établies dans les règles de fonctionnement et sont décrites plus en détail dans le contrat de capacité.

§ 4. L'obligation de remboursement est déterminée par transaction d'une unité dans le marché de capacité.

§ 5. Les unités du marché de capacité (partiellement ou entièrement) indisponibles sont exemptées à raison de l'indisponibilité justifiée d'obligation de remboursement à hauteur de leur indisponibilité comme déterminée selon les règles de fonctionnement.

1° L'indisponibilité concernée doit être communiquée au gestionnaire du réseau avant la détection des moments pendant lesquels le monitoring de la disponibilité des unités du marché de capacité a lieu suivant les règles de fonctionnement.

2° Un ratio de disponibilité est défini par la proportion de la capacité disponible au sens de l'obligation de disponibilité visée à l'article 7undecies, § 7 de la loi du 29 avril 1999 par rapport à la capacité contractée totale (comme définie dans les règles de fonctionnement),

calculée par unité par quart d'heure.

§ 6. L'obligation de remboursement résulte de la multiplication de:

- la différence positive entre le prix de référence visé aux articles 22 et 23 et le prix d'exercice visé à l'article 24 de l'heure considérée ;
- par la capacité contractée pour cette même heure ;
- par le ratio de disponibilité d'une unité du marché de capacité à une heure considérée correspondant à la prise en compte des indisponibilités programmées ou non de l'unité du marché de capacité dans l'obligation de remboursement.

§ 7. Pour les unités avec contrainte(s) énergétique(s), l'obligation de remboursement sur la transaction ou les transactions de l'unité du marché de capacité s'applique pour toute heure considérée dans la période de fourniture de capacité pour laquelle un calcul de capacité disponible prouvée est considéré selon les règles de fonctionnement.

§ 8. Pour les unités avec contrainte(s) énergétique(s), la capacité contractée divisée par le facteur de réduction de la transaction se substitue à la capacité contractée dans l'obligation de remboursement du § 6°.

§ 9. Les obligations de remboursement liées à des transactions du marché primaire (comme défini dans les règles de fonctionnement) sur une période de fourniture de capacité font l'objet d'un mécanisme d'arrêt des pertes ("Stop-Loss"). Cela signifie que l'obligation de remboursement des transactions sur le marché primaire ne peut être supérieure à la somme des rémunérations de capacité des transactions du marché primaire (comme défini dans les règles de fonctionnement) pour cette unité du marché de capacité sur cette même période de fourniture de capacité.

Art. 22. Le prix de référence d'une unité du marché de capacité est observé pour chaque heure de l'obligation de remboursement dans le couplage unique journalier tel que décrit à l'article 23 et s'entend en euros par MWh pour une période considérée.

Art. 23. § 1er. Le prix de référence appliqué dans le calcul de l'obligation de remboursement d'une unité du marché de capacité est observé dans le prix du couplage unique journalier du NEMO choisi opérant en Belgique dans le marché de l'électricité sur l'horizon des produits définis dans le couplage unique journalier.

§ 2. Les modalités du prix de référence relatives entre autres aux choix, modification, remplacement en cas de données manquantes ou de cessation de l'activité du NEMO choisi sont établies dans les règles de fonctionnement.

§3. Le prix de référence qui est appliqué pour les capacités étrangères indirectes est déterminé selon les règles fixés dans l'article 2, §2 de l'Arrêté Royal du [date] relatif à l'établissement des conditions auxquelles les détenteurs de capacité étrangère directe et indirecte peuvent participer à la procédure de préqualification dans le cadre du mécanisme de rémunération de capacité et suit les principes de §1 et §2 appliquées sur l'État membre européen limitrophe en question.

Art. 24. § 1er. Un prix d'exercice s'applique pour le calcul de l'obligation de remboursement à toutes les transactions contractées la même année.

§ 2. Pour les capacités contractées couvrant plus d'une période de fourniture de capacité, le prix d'exercice est mis à jour dès la deuxième période de fourniture de capacité sur base d'un index de l'évolution du prix de l'énergie électrique belge dont les modalités de calcul sont définies dans les Règles de fonctionnement et/ou dans le contrat de capacité.

§ 3. Le prix d'exercice d'une unité de marché de capacité sans programme journalier pour la période considérée est la valeur maximale entre le prix d'exercice de la capacité contractée et le prix de marché déclaré. Le prix de marché déclaré sur cette période considérée est égal au prix sur le couplage unique journalier au-dessus duquel le fournisseur de capacité a déclaré que l'unité du marché de capacité livrerait de l'énergie dans le marché d'énergie, conformément aux règles de fonctionnement. Les règles de fonctionnement prévoient, via les règles en matière de monitoring de la disponibilité des capacités, les stimulants nécessaires pour obtenir une reproduction correcte du prix du marché indiqué.

Art. 25. § 1er. La méthodologie de calibration du prix d'exercice consiste à définir une mise à jour du niveau du prix d'exercice dans une plage prédéfinie, garantissant qu'un volume de capacité raisonnable est offert dans le couplage unique journalier et sélectionné dans le couplage unique journalier ceci avant d'avoir atteint le prix d'exercice. Pour évaluer ce niveau de prix d'exercice, une fenêtre roulante sur les prix historiques du couplage journalier unique est utilisée et complétée par des considérations supplémentaires du marché de l'énergie.

La méthodologie consiste en:

En première étape, collecter les courbes historiques horaires d'offres élastiques (MW ; €/MWh) et de demandes élastiques (MW ; €/MWh) qui reprennent l'ensemble des ordres soumis dans le marché de couplage unique journalier de tous les NEMOs des trois périodes hivernales précédentes, exceptés les ordres en deçà ou égaux au prix de zéro et ceux au prix maximal autorisé. Tous les types ordres soumis sont considérés dans la mesure des possibilités techniques de traitement de ceux-ci.

Avant d'utiliser de telles données, en deuxième étape, un pré-filtrage pertinent est effectué pour être cohérent avec les moments les plus pertinents de l'adéquation et pour s'y focaliser. Seules les heures de pointe hebdomadaires des trois périodes hivernales précédentes sont utilisées.

En troisième étape, une compilation de ces données est effectuée pour construire une courbe agrégée cumulant les courbes d'offres et de demandes triées par niveau de prix pour chacune des heures de pointe sur les trois périodes hivernales, indiquant la participation de capacités au couplage journalier unique (exprimée en volume) en fonction du niveau de prix.

En quatrième étape, une courbe moyenne des courbes agrégées est construite par période hivernale.

En cinquième étape, la courbe moyenne sur la période hivernale est normalisée sur la base du volume total moyen horaire de la période hivernale.

Le volume total moyen horaire sur la période hivernale considérée est le point ayant la puissance la plus élevée observée sur la courbe moyenne sur la période hivernale.

En sixième étape, la courbe de calibration du prix d'exercice est construite sur la base d'une moyenne pondérée des courbes moyennes des périodes hivernales précédentes. La moyenne pondérée se fait sur la base du volume total moyen horaire de chacune des courbes moyennes.

§ 2. Le prix d'exercice calibré est sélectionné sur la courbe de calibration, à un point situé entre un minimum de 75 pourcent et maximum de 85 pourcent.

Le prix d'exercice choisi prend en ordre de considérations:

1° les coûts variables des unités avec programme journalier dans le marché de telle sorte que ceux-ci se trouvent en deçà du prix d'exercice choisi et sont déterminés sur base de la simulation du marché de l'électricité visée à l'article 12 ;

2° la forme de la courbe de calibration ;

3° les évolutions du marché de l'énergie ;

4° la stabilité du prix d'exercice au cours du temps ;

5° une chance raisonnable que le prix d'exercice soit atteint par le prix de référence. »

La calibration pour la proposition de prix d'exercice s'appuie sur l'analyse des données d'EPEX et de NordPool Spot, les deux NEMOs⁴⁸ actuellement actifs en Belgique, réalisée par le consultant E-CUBE en collaboration avec Elia.

Cette analyse d'E-CUBE concerne la première étape de la calibration du prix d'exercice : en effet, la calibration de celui-ci repose d'abord sur l'analyse du volume élastique de réaction du marché journalier défini sur base des données provenant à la fois des courbes agrégées (égales aux courbes de demande et d'offre 'associées') et des ordres complexes⁴⁹ observés sur ces NEMOs pour les moments pertinents en terme d'adéquation⁵⁰. E-CUBE a donc au préalable défini, dans le cadre de l'article 25 de la proposition d'Arrêté royal Méthodologie, la courbe de calibration sur base de ces données. Cette analyse de données importante nécessite un travail minutieux et représente la base de la suite du processus de calibration détaillé dans ce rapport.

⁴⁸ NEMO : Nominated Electricity Market Operators

⁴⁹ Une énumération des différents blocs considérés est disponible dans le rapport d'E-CUBE.

⁵⁰ C'est-à-dire les heures de pic durant les jours de semaine pendant l'hiver durant les 3 hivers précédents l'année de calibration comme expliqué en détails ci-dessus à l'article 25 de la Proposition d'Arrêté royal Méthodologie et dans l'analyse d'E-CUBE.

Comme expliqué plus en détails dans le rapport fourni par E-CUBE⁵¹, la calibration du prix d'exercice pour la mise aux enchères en 2021 se base sur les données des hivers 2017-18, 2018-19 et 2019-20⁵². Le rapport d'E-CUBE est disponible en annexe (Annexe 5) de ce rapport.

Cette partie du rapport est composée des sections suivantes :

- La section 0 ci-dessus décrit le contexte dans lequel le prix de référence et la calibration du prix d'exercice s'inscrivent en rappelant brièvement les concepts d'options de fiabilité et d'obligations de remboursement ;
- La section 3.3.1 fournit plus d'informations sur le prix de référence tout en se référant à la proposition d'Arrêté royal Méthodologie et présente également, en conclusion, la proposition d'Elia comme prix de référence pour la mise aux enchères Y-4 ayant lieu en 2021 pour la première période de fourniture de capacité (2025-26) ;
- La section 3.3.2 présente la proposition de calibration du prix d'exercice calculée par Elia sur base de l'analyse de données réalisée par E-CUBE pour les années 2017-18 à 2019-20 complétée ensuite par une revue des critères inscrits dans la proposition d'Arrêté royal Méthodologie ;
- La section 3.3.3 présente les conclusions relatives à la proposition d'Elia pour le processus de calibration du prix d'exercice pour la mise aux enchères Y-4 ayant lieu en 2021 pour la première période de fourniture de capacité (2025-26).

3.3.1. Prix de référence

Le prix de référence est d'application à l'instar du prix d'exercice dans le cadre de l'obligation de remboursement pour tout moment de la période de fourniture de capacité.

Etant donné que les paramètres relatifs au prix de référence ont déjà été définis clairement dans la Loi CRM et dans la proposition d'Arrêté royal Méthodologie, le prix de référence ne fait pas l'objet d'une calibration quantitative comme le prix d'exercice. Cependant, le prix de référence est l'un des paramètres devant être fournis de manière obligatoire par chacun des candidats CRM dans leur dossier de Préqualification s'ils souhaitent se préqualifier pour pouvoir (potentiellement) être sélectionnés via la mise aux enchères et devenir titulaire d'un Contrat de Capacité. Le prix de référence est défini sur base d'un segment de marché de l'énergie identifié au préalable.

⁵¹ECUBE, Design of a calibration curve for the Strike Price in the Belgian Capacity Remuneration Mechanism, November 2020. Ce rapport se situe en annexe.

⁵² Pour rappel, les données pertinentes dans le cadre de la calibration du prix d'exercice sont les heures de pointe durant les jours de semaine des mois d'hivers (allant du 1er Novembre au 31 Mars).

Les articles 22 et 23 de la proposition d'Arrêté royal Méthodologie stipulent un certain nombre de prérequis pour le prix de référence :

- Il doit être observé pour chaque heure de l'obligation de remboursement dans le couplage unique journalier du NEMO opérant en Belgique ;
- Il s'entend en euros par MWh pour une période considérée ;
- Les modalités de celui-ci en termes de choix, modification, remplacement (...) sont établies dans les règles de fonctionnement⁵³ ;
- En cas de participation au CRM d'une capacité étrangère indirecte, les modalités relatives au prix de référence sont explicitées à l'article 2 §2 de l'avant-projet d'Arrêté royal relatif à l'établissement des conditions de participation des détenteurs de capacités étrangères directes et indirectes au CRM⁵⁴.

En conclusion, Elia propose que le NEMO sur lequel le prix de référence est observé fasse l'objet d'un choix pour des capacités opérant sur le marché d'énergie belge à l'heure actuelle selon les modalités décrites dans la Proposition de Règles de Fonctionnement du Mécanisme de Rémunération de la Capacité⁵⁵. Celles-ci stipulent en effet que le candidat CRM aura par définition le choix entre les NEMOs : EPEX ou Nord Pool Spot sur le marché journalier pour la zone de réglage belge. Il est également important d'ajouter que si un nouveau NEMO devenait actif sur le marché belge dans le segment de marché journalier avant la période de livraison 2025-26 commençant le 1^{er} Novembre 2025, celui-ci pourrait également être sélectionné par un candidat CRM en tant que NEMO pour son prix de référence malgré le fait que la Ministre de l'Énergie ait déjà défini au préalable un prix de référence pour la mise aux enchères 2021 relative à la période de livraison 2025-26.

Proposition d'Elia	
Prix de référence	Segment de marché journalier d'un NEMO opérant en Belgique pour la zone de réglage belge : EPEX ou Nord Pool Spot ⁵⁶

⁵³ Voir section 11.3.2 de la Proposition de Règles de Fonctionnement du Mécanisme de Rémunération de la Capacité publiée sur le site web d'Elia le 15/11/2020.

⁵⁴ <https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/Ontwerp-KB-vaststellingen-voorwaarden-buitenlandse-capaciteit-deelname-prekwalificatieprocedure-capaciteitsvergoedingsmechanisme.pdf>

⁵⁵ Ces règles définissent en effet le mode de fonctionnement applicable à l'obligation de remboursement dans le cadre du Mécanisme de Rémunération de la Capacité et donc aux paramètres liés à celle-ci c'est-à-dire notamment le prix de référence et le prix d'exercice. Les informations relatives à l'application d'un prix de référence y sont donc disponibles de manière plus détaillées. Une proposition de celles-ci a été envoyée à la CREG et partagée avec le marché le 13/11/2020

⁵⁶ Ou éventuellement un autre NEMO opérant sur le segment de marché journalier belge pour la zone de réglage belge si celui-ci devient actif après la décision de la ministre en termes de prix de référence relative à la période de livraison commençant le 1^{er} Novembre 2025-26 et avant le début de celle-ci.

3.3.2. Prix d'exercice

Détermination de la fenêtre de calibration 75-85 %

Comme décrit dans le rapport d'E-CUBE⁵⁷ et conformément à la proposition d'Arrêté royal Méthodologie, le processus de calibration du prix d'exercice se base sur l'analyse du volume élastique observé sur les marchés journaliers EPEX et NordPool Spot et le prix auquel ce volume élastique est associé⁵⁸ et ce sur base des 3 derniers hivers pertinents (uniquement pour les jours de semaine durant les heures de pointe).

En effet, selon la proposition d'Arrêté royal⁵⁹ Méthodologie, la fenêtre de calibration du prix d'exercice est définie sur base d'un pourcentage de volume élastique oscillant entre 75 et 85% sur la courbe volume-prix pondérée sur les 3 derniers hivers pertinents.

Ces courbes prennent en compte les offres simples et complexes d'EPEX et de Nord Pool Spot pour autant que ces NEMOs aient été actifs sur le marché belge pendant la période considérée et que ces différents types d'offres aient également été effectivement appliqués par les acteurs de marché. Les détails supplémentaires relatifs aux données utilisées sont décrits dans le rapport d'E-CUBE : pour rappel, ce rapport concerne la calibration du prix d'exercice étant donné qu'il permet de définir la fenêtre de calibration du prix d'exercice à laquelle les 5 principes définis à l'article 25§2 de la proposition d'Arrêté royal Méthodologie sont ensuite appliqués dans ce rapport.

Le rapport d'E-CUBE décrit en détails les différentes étapes de calculs de la fenêtre de calibration suivant fidèlement la méthodologie décrite par la proposition d'Arrêté royal Méthodologie.

Suivant l'analyse quantitative d'E-CUBE effectuée pour Elia, la fenêtre de calibration de (75-85) % de volume élastique de réaction observée sur les marchés journaliers des NEMOs actifs en Belgique sur la courbe moyenne pondérée des hivers 2017-18, 2018-19 et 2019-20 est égale à (95-300) €/MWh⁶⁰.

⁵⁷ ECUBE, Design of a calibration curve for the Strike Price in the Belgian Capacity Remuneration Mechanism, November 2020.

⁵⁸ Le concept de volume élastique fait ici référence au fait que les volumes observés sur ces NEMOs sont offerts à un prix strictement supérieur à 0€/MWh et à un prix inférieur au prix plafond du marché.

⁵⁹ Article 25 §1 de la proposition d'Arrêté royal Méthodologie disponible via le lien suivant :

<https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/AR-methode-de-calcul-volume-de-capacite-parametres-encheres-mecanisme-de-remuneration-de-capacite-Annexe-4-avant-projet-AR-clean.pdf>

⁶⁰ Une analyse plus détaillée de la fenêtre de calibration correspondante au volume élastique de (75-85) % observé sur les marchés journaliers en Belgique sur les 3 dernières années durant les heures de pointe des jours de la semaine est disponible dans le rapport d'E-CUBE : Design of a calibration curve for the Strike Price in the Belgian Capacity Remuneration Mechanism, November 2020.

Cette fenêtre de calibration est visible de manière détaillée sur la Figure 9 provenant du rapport d'E-CUBE relatif à la courbe de calibration du prix d'exercice⁶¹.

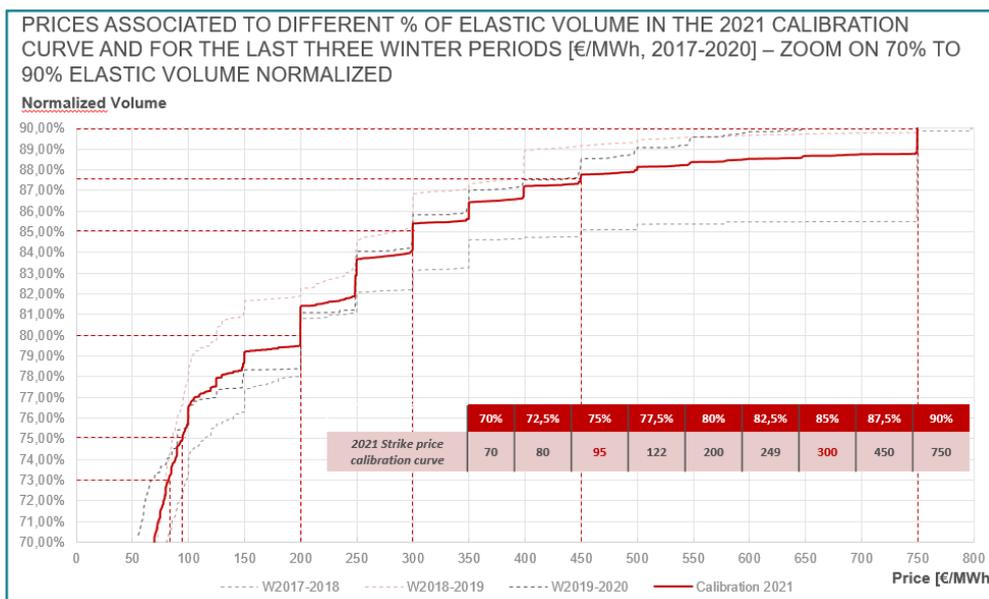


Figure 9 : Courbe de calibration du prix d'exercice basée sur les hivers des années 18 – 2018-19 – 2019-20 [source: E-CUBE]

2017-

Une fois la fenêtre de prix correspondant à un volume élastique de (75-85) % définie à hauteur de (95-300) €/MWh après intégration de NordPool Spot et des offres complexes⁶², l'exercice de calibration pour arriver à un prix d'exercice adéquat nécessite également l'application des 5 critères définis à l'article 25 §2 de la proposition d'Arrêté royal Méthodologie. L'application de ces critères menant une réduction de la fenêtre de prix (95-300) €/MWh associée à un volume élastique (75-85) % sur le marché journalier Belge est décrite plus en détails dans la section suivante.

⁶¹ Ce graphe est disponible en tant que figure 13 à la page 17 du rapport d'E-CUBE: « *Design of a calibration curve for the Strike Price in the Belgian Capacity Remuneration Mechanism, November 2020* ».

⁶² Voir le rapport d'E-CUBE, *Design of a calibration curve for the Strike Price in the Belgian Capacity Remuneration Mechanism, November 2020*.

Application des principes détaillés à l'article 25 §2 de la proposition d'Arrêté royal Méthodologie

L'article 25 § 2 de la proposition d'Arrêté royal Méthodologie stipule 5 critères.

« Le prix d'exercice choisi doit considérer :

1° les couts variables des unités avec programme journalier dans le marché de telle sorte que ceux-ci se trouvent en deçà du prix d'exercice choisi et sont déterminés sur base de la simulation du marché de l'électricité visée à l'article 12 ;

2° la forme de la courbe de calibration ;

3° les évolutions du marché de l'énergie ;

4° la stabilité du prix d'exercice au cours du temps ;

5° une chance raisonnable que le prix d'exercice soit atteint par le prix de référence »

Le processus de calibration du prix d'exercice passe donc par une analyse indépendante de chacun de ces 5 critères avant de les considérer ensuite tous ensemble pour déterminer un prix d'exercice pour la mise aux enchères Y-4 de 2021. Elia suit ce processus pour établir sa proposition concrète comme décrit ci-dessous.

- Critère n°1 : les couts variables des unités avec programme journalier doivent être couverts par le prix d'exercice ;
- Critère n°2 : la calibration du prix d'exercice doit épouser la forme de la courbe de calibration considérée ;
- Critère n°3 : la calibration du prix d'exercice doit prendre l'évolution du marché de l'énergie en compte ;
- Critère n°4 : la stabilité du prix d'exercice dans le temps doit être assurée ;
- Critère n°5 : le prix d'exercice défini doit pouvoir garantir une chance raisonnable d'atteindre l'obligation de remboursement.

Avant d'analyser chacun de ces critères, il est important de garder en tête le fait que les unités de marché de capacité sans programme journalier doivent, dans le cadre de leur processus de préqualification, fournir un prix de marché déclaré⁶³. Ce prix de marché déclaré peut être mis à jour pendant la période de livraison afin de garantir les bonnes incitations économiques aux fournisseurs de capacité et afin d'éviter une interférence négative vis-à-vis du bon fonctionnement du marché de l'énergie. En effet, ce prix de marché déclaré remplacera le prix d'exercice lié à leur contrat de capacité si ce prix de marché déclaré est supérieur au prix d'exercice inscrit dans leur contrat de capacité. Le calcul de l'obligation de remboursement de ces unités de marché de capacité sans programme journalier en sera donc impacté. Pour cette

⁶³ Le concept de 'Prix de Marché Déclaré' ainsi que son application sont définis plus en détails à la section 11.3.3.3 de la Proposition de Règles de Fonctionnement du Mécanisme de Rémunération de Capacité relative au prix d'exercice d'une transaction d'une unité de marché de capacité sans programme journalier. Cette Proposition a été partagée avec la CREG et publiée sur le site web d'Elia le 13/11/2020

raison, l'analyse des critères de la proposition d'Arrêté royal Méthodologie se concentrera principalement sur les unités de marché de capacité avec programme journalier. Ceci explique également le fait que le 1^{er} critère de la proposition d'Arrêté royal Méthodologie repris ci-dessous se concentre sur les coûts variables des unités avec programme journalier.

Critère n°1 : les coûts variables des unités avec programme journalier doivent être couverts par le prix d'exercice

Ce premier critère doit être analysé à la lumière des coûts variables des unités de marché de capacité avec programme journalier. Ces coûts ont été estimés dans l'étude d'Elia intitulée 'Adequacy and Flexibility study for Belgium 2020-2030'⁶⁴ publiée en Juin 2019. Plusieurs paramètres utilisés dans le cadre de cette étude ont ensuite été actualisés dans la note explicative relative à la consultation publique sur les scénarios, sensibilités et données pour le calcul des paramètres de l'enchère Y-4 pour la période de livraison 2025-26 relatives au CRM⁶⁵ publiée par Elia en Mai 2020. Les valeurs utilisées pour ces paramètres proviennent du World Energy Outlook 2019 et sont utilisées, dans le cadre de cet exercice, pour estimer les coûts variables des unités avec programme journalier pour les années 2025 et 2028. L'estimation de ces coûts repose sur plusieurs hypothèses :

- La première hypothèse est qu'il est nécessaire de prendre en compte une marge pour l'estimation des coûts des combustibles (gaz, diesel, ...) utilisés comme donnée d'entrée dans le calcul des coûts variables des unités sans programme journalier étant donné qu'il existe des incertitudes relatives au prix de ces combustibles et donc par conséquent aux coûts variables de ces technologies. Cette marge est calculée sur base de la différence de prix existante pour le prix du carburant « light oil »⁶⁶ pour l'année 2021⁶⁷ entre 2 scénarios présentés par le World Energy Outlook 2019 : 'Current Policies' et 'Stated Policies'. En effet, le prix du carburant « light oil » estimé pour le scénario 'Stated Policies' pour l'année 2021 est supérieur de 11% à celui du scénario 'Current Policies'. Comme ces 2 scénarios présentent des valeurs différentes et qu'il est impossible d'estimer quelle trajectoire suivra le prix du carburant « light oil » à l'horizon 2021 lors de la mise aux enchères Y-4 qu'en 2025-26 lors de la période de livraison, Elia applique cette marge de 11% traduisant la différence existante entre les prix des 2 scénarios mentionnés ci-dessus. Le choix se porte ici sur le carburant « light oil » car les générateurs diesels représentent la technologie avec programme journalier aux coûts variables les plus élevés qu'il faut donc éviter d'exclure pour une participation

⁶⁴ https://www.Elia.be/-/media/project/Elia/shared/documents/press-releases/2019/280619/20190628_Elia_adequacy_and_flexibility_study_en.pdf

⁶⁵ https://www.Elia.be/-/media/project/Elia/Elia-site/public-consultations/2020/20200505_public-consultation---explanatory-note_en.pdf

⁶⁶ Ce coût 'light oil' inclut le coût du raffinage du pétrole.

⁶⁷ Année de la mise aux enchères Y-4 pour la période de livraison 2025-26.

au CRM en considérant des coûts variables trop bas pour le prix d'exercice. Le fait de considérer cette marge de 11% relative au prix du carburant « light oil » comme hypothèse pour l'estimation des coûts variables des unités avec programme journalier s'explique par la part majeure de celui-ci dans les coûts variables de ces unités⁶⁸ comme indiqué dans le Tableau 14 d'où l'importance de considérer cette hypothèse pour le prix du carburant « light oil » en tant que carburant et non pas pour le prix d'un autre combustible.

Le prix du carburant « light oil » utilisé pour déterminer les coûts variables des technologies avec programme journalier provient donc du World Energy Outlook 2019. Celui-ci est le prix pour l'année 2026⁶⁹ émanant du scénario 'Stated Policies' et est égal à 15,3 €/GJ. Etant donné qu'il est impossible, comme mentionné ci-dessus, d'estimer la trajectoire exacte que suivra le prix du carburant « light oil » en 2026, Elia applique la marge de 11%⁷⁰ à ce prix de 2026 : celui-ci oscille donc entre (13,6 - 17) €/GJ. Selon la même source, on peut également considérer un prix pour le carburant « light oil » en 2028 sur base du scénario 'Stated Policies': 16,1€/GJ. A nouveau, ce prix oscille entre (14,3 – 17,8) €/GJ sur base de la même marge de 11% appliquée pour 2028-29.

- La deuxième hypothèse qu'Elia considère, dans le cadre du calcul de ces mêmes coûts variables pour les technologies avec un programme journalier, est le prix du CO₂ estimé à une valeur de 25 €/tonne en 2021 sur base des données du World Energy Outlook 2019. A nouveau, ce prix évolue au fur et à mesure des années dans le WEO 2019 et augmente pour atteindre une valeur de 28 €/tonne en 2028.
- La troisième hypothèse est une estimation de la performance sur base du rendement des différentes technologies ayant un programme journalier, basée sur le set de données du MAF 2019⁷¹. Quelques exemples de la fourchette de rendements utilisés par type de technologie :
 - CCGT : 40-60 % pour 2025 et 2028
 - OCGT : 35-44% pour 2025 et 2028
 - Générateurs Diesel: 30-40% pour 2025 et 2028

⁶⁸ Les coûts sont détaillés de manière plus approfondies à la note de bas de page 72 ci-dessous.

⁶⁹ Le prix retenu est celui pour l'année 2026 étant donné que la période de livraison 2025-26 commence le 1^{er} Novembre 2025 et se poursuit jusqu'au 31 Octobre 2026. Cette période de livraison est donc majoritairement liée à l'année civile 2026 (10 mois) comparé à 2025 (2 mois), cela justifie le fait d'utiliser le prix du pétrole ('light oil') de 2026.

⁷⁰ Pour rappel, cette marge est égale à la différence de prix observée pour les estimations des scénarios du WEO 2019 'Current Policies' et 'Stated Policies' pour l'année 2021, année de l'enchère Y-4 pour la période de livraison 2025-26. Cette marge est ensuite appliquée au prix du pétrole ('light oil') 2026 car il s'agit de l'année de la période de livraison.

⁷¹ <https://www.entsoe.eu/outlooks/midterm/main-findings-of-maf-2019/>

Dans le cadre de la calibration du prix d'exercice, il est **uniquement nécessaire de considérer les coûts variables les plus élevés parmi les unités avec programme journalier** afin de n'exclure aucune technologie à cause d'un prix d'exercice trop bas : en effet, en considérant un coût plus élevé, les technologies avec programme journalier disposant de coûts plus faibles seront par définition incluses. Selon les estimations d'Elia et sur base des hypothèses ci-dessus relatives aux prix du carburant « light oil » et du CO₂ basés sur le WEO 2019 ainsi que rendement des technologies avec programme journalier estimé grâce au set de données du MAF 2019, les coûts variables des unités avec programme journalier les plus élevés sont ceux des générateurs diesel⁷².

Ceux-ci sont par conséquent considérés comme les plus pertinents dans le cadre de cet exercice de calibration. Sur base de ce raisonnement et sur base de l'ensemble des paramètres et hypothèses présentés ci-dessus, le niveau attendu des coûts variables pour les générateurs diesels est le suivant :

- Pour 2025 : 230 €/MWh pour les générateurs diesels⁷³
- Pour 2028 : 245 €/MWh pour les générateurs diesels⁷⁴

⁷² En effet, sur base des hypothèses et estimations faites ci-dessus, les calculs des coûts marginaux considérés des générateurs diesels pour 2025-26 oscillent entre (143,5 – 230,5) €/MWh alors que les coûts marginaux les plus élevés suivants sont ceux des centrales OCGT qui oscillent entre (67 – 88,5) €/MWh pour la même période. On peut décomposer les coûts variables pour 2025-26: 3,3 €/MWh + pour les coûts du combustible pour les valeurs inférieures du prix du combustible et d'efficacité : $13,6 \text{ €/GJ (prix du combustible)} * 3,6/40\% \text{ (efficacité)} * 100 = 122,5 \text{ €/MWh}$ + (17,5 – 23,5) €/MWh (sur base de l'hypothèse du prix du CO₂ ci-dessus : à nouveau si l'on considère les valeurs inférieures en termes de prix de CO₂ et de degré d'efficacité : $78 \text{ kg /net GJ (facteur émission CO}_2) * 3,6/40\% /10 * 25 \text{ €/t CO}_2 \text{ (prix CO}_2) = 17,5 \text{ €/MWh}$). Le résultat en fonction des hypothèses précitées oscille donc bien entre $3,3 \text{ €/MWh} + 122,5 \text{ €/MWh} + 17,5 \text{ €/MWh} = 143,5 \text{ €/MWh}$ ET $3,3 \text{ €/MWh} + 204 \text{ €/MWh} + 23,45 \text{ €/MWh} = 230,5 \text{ €/MWh}$

⁷³ Les coûts calculés dans la note de bas de page 23 à hauteur de 230,5 €/MWh pour 2025-26 ont été arrondis à 230 €/MWh.

⁷⁴ Le calcul effectué pour l'ensemble des technologies avec programme journalier pour 2025-26 livre une conclusion similaire pour 2028-29 : les générateurs diesels sont la technologie disposant des coûts variables les plus élevés et oscillant entre (152 – 243,5) €/MWh alors que les coûts marginaux les plus élevés suivants sont ceux des centrales OCGT qui oscillent entre (67 – 89) €/MWh pour la même période. A nouveau, on peut décomposer les coûts variables pour 2028-29 en appliquant la même formule que pour 2025-26: $3,3 \text{ €/MWh} + (129 – 214) \text{ €/MWh}$ (pour les coûts du combustible pour les valeurs inférieures du prix du combustible et d'efficacité : $14,3 \text{ €/GJ (prix du combustible)} * 3,6/40\% \text{ (efficacité)} * 100 = 129 \text{ €/MWh}$) + (19,5 – 26) €/MWh (sur base de l'hypothèse du prix du CO₂ : à nouveau si l'on considère des valeurs inférieures en termes de prix de CO₂ et de degré d'efficacité : $78 \text{ kg /net GJ (facteur émission CO}_2) * 3,6/40\% \text{ (efficacité)} /10 * 28 \text{ €/t CO}_2 \text{ (prix CO}_2) = 19,5 \text{ €/MWh}$). Le résultat en fonction des hypothèses précitées oscille donc bien entre $3,3 \text{ €/MWh} + 129 \text{ €/MWh} + 19,5 \text{ €/MWh} = 152 \text{ €/MWh}$ ET $3,3 \text{ €/MWh} + 214 \text{ €/MWh} + 26 \text{ €/MWh} = 243,5 \text{ €/MWh}$ arrondi à 245 €/MWh.

Technologies	Coûts variables [€/MWh]			
	Coûts variables d'Opération et de Maintenance [€/MWh]	Coût du combustible [€/MWh]	Coût du CO ₂ [€/MWh]	Total [€/MWh]
CCGT	1,6 - 4	38,5 – 57,5	9 – 14	49 – 75,5
OCGT	1,6 – 6,3	52,5 – 66	13 – 16	67 – 88,5
Générateurs diesels	3,3	122,5 – 204	17,5 – 23,5	143,5 – 230,5

Tableau 14 - Estimation des coûts variables de technologies avec programme journalier pour l'année 2025-26

Les valeurs fournies ci-dessus sont une valeur unique tandis que l'estimation de ces coûts par technologie fournit, dans le tableau, une fenêtre de prix : le choix de conserver uniquement la valeur supérieure de cette fenêtre de calibration est lié à l'objectif d'acceptation de l'ensemble des technologies avec programme journalier dans le cadre de la calibration du prix d'exercice. En effet, le fait de considérer une valeur inférieure dans cette fenêtre de prix à la valeur maximale du générateur diesel empêcherait certains acteurs détenteurs de cette technologie de couvrir leurs coûts variables et les empêcherait par la même occasion de participer au CRM.

Ces chiffres sont également fournis et calculés pour l'année 2028 afin d'extrapoler, plus tard dans cette analyse, le raisonnement lié aux coûts variables pour 2025 à une période future. En effet, le 4^{ème} critère de la proposition d'Arrêté royal Méthodologie a trait à la stabilité dans le temps du prix d'exercice. Pour cette raison, il est intéressant de regarder comment évolue l'estimation des coûts variables des technologies avec programme journalier dans les années à venir pour voir leur impact potentiel sur la calibration du prix d'exercice et la stabilité de celui-ci dans le temps. Enfin, le choix de cette année 2028 se justifie par le fait que 2 enchères auront par définition lieu en 2024 : d'une part une enchère Y-1 pour la période de livraison 2025-26 et d'autre part une enchère Y-4 pour la période de livraison 2028-29 : dans cette optique, il est intéressant de pouvoir considérer les 2 années en même temps dans cette analyse afin d'éviter toute forme d'arbitrage dans les mises aux enchères respectives en fonction du prix d'exercice calibré pour celles-ci.

Selon Elia, la conclusion émanant de l'analyse du 1^{er} critère de l'article 25 §2 de la proposition d'Arrêté royal Méthodologie relatif aux coûts variables des unités avec programme journalier qui doivent être considérés pour la calibration du prix d'exercice suggère dès lors de considérer 230 €/MWh comme valeur minimale pour le prix d'exercice.

La fenêtre de calibration du prix d'exercice peut dès lors être réduite de (95-300) €/MWh à (230-300) €/MWh sur base de ce premier critère. On peut également observer sur la Figure 10 que cette fenêtre de prix (230-300) €/MWh représente un volume élastique sur la courbe de calibration oscillant entre 82% et 85%.

L'évolution de ces coûts dans le temps avec comme objectif la stabilité du prix d'exercice fera l'objet de l'analyse du 4^{ème} critère de l'article 25 §2 de la proposition d'Arrêté royal Méthodologie.

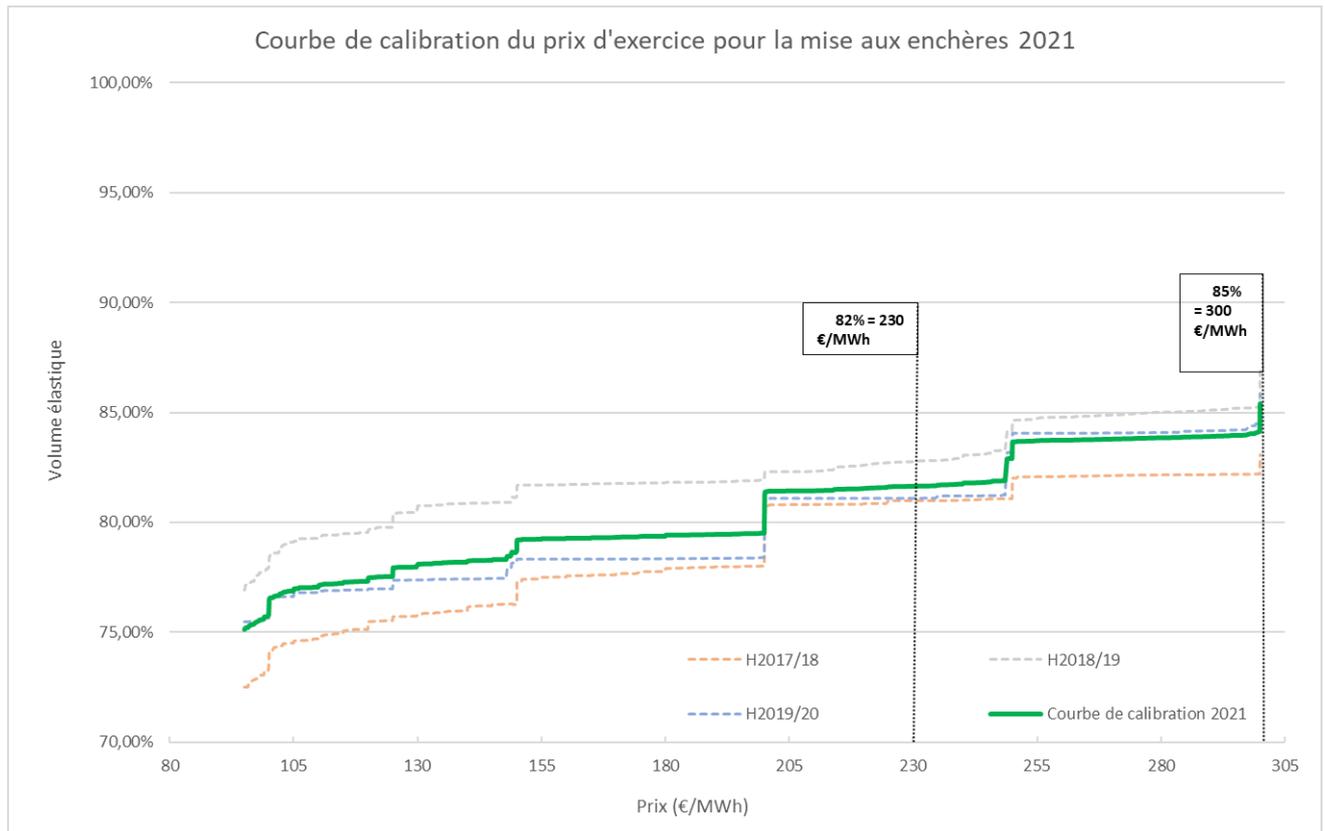


Figure 10 : Courbe de calibration du prix d'exercice pour la mise aux enchères 2021

Critère n°2 : la calibration du prix d'exercice doit prendre la forme de la courbe de calibration en considération

Ce 2^{ème} critère de l'article 25 §2 de la proposition d'Arrêté royal Méthodologie fait appel à l'observation de la courbe de calibration fournie par E-CUBE dans son rapport⁷⁵ et basée sur les données pertinentes pour cette analyse (les heures de pointes des jours de semaines des hivers 2017-18, 2018-19, 2019-20). En regardant la forme générale de cette courbe de plus près (voir Figure 11), on peut voir que le fait de considérer un prix d'exercice plus élevé sur la fenêtre de calibration (95-300) €/MWh permet d'atteindre un volume élastique de réaction du marché plus important. En effet, un prix d'exercice inférieur à 200 €/MWh mène à un volume

⁷⁵ Voir figure 13 à la page 17 du rapport d'E-CUBE: Design of a calibration curve for the Strike Price in the Belgian Capacity Remuneration Mechanism, November 2020.

de réaction du marché inférieur à 80%, un prix d'exercice de 230 €/MWh est équivalent à un % de volume élastique de 82 % tandis que le fait de considérer un prix supérieur de 250 et 300 €/MWh représenterait un niveau de volume élastique de réaction sur le marché respectivement égal à près de 84% et plus de 85%. Enfin, le graphe du rapport d'E-CUBE⁷⁶ démontre également que la courbe continue à épouser la forme d'un coude et à atteindre un volume élastique plus important bien au-delà d'une valeur de 300 €/MWh : en effet, l'aplatissement de la courbe se produit surtout à partir d'une valeur de 500 €/MWh.

En observant toujours cette même courbe, on peut également se rendre compte qu'un prix de 300 €/MWh paraît approprié car il permet d'atteindre un volume de réaction du marché supérieur en captant un volume supplémentaire de réaction du marché à hauteur de 300 €/MWh alors que le plateau de volume additionnel suivant se situe à un prix sur la courbe de 350€/MWh. Adopter un prix de 300 €/MWh permet de considérer le volume maximal possible défini par la proposition d'Arrêté royal Méthodologie et les courbes historiques analysées avant d'évoluer sur la courbe de calibration vers un prix supérieur de 350 €/MWh.

La conclusion de ce 2^{ème} critère émanant de l'article 25 §2 de la proposition d'Arrêté royal Méthodologie est que le prix d'exercice doit être calibré à une valeur minimale de 200 €/MWh et à une valeur maximale de 300 €/MWh. En effet, le fait de viser un prix d'exercice atteignant une valeur minimale de 200 €/MWh permet d'augmenter facilement le volume élastique équivalent de plus de 6% pour atteindre 81% tandis que le fait d'atteindre 300 €/MWh est primordial puisqu'il permet d'obtenir le volume élastique de réaction du marché le plus élevé possible dans la fenêtre de volume (75-85) % avant de voir le prix dépasser 300 €/MWh en cas de volume additionnel.

Selon Elia, la fenêtre de calibration du prix d'exercice devrait donc être réduite à (200 – 300) €/MWh sur base du 2^{ème} critère.

⁷⁶ Ibid.

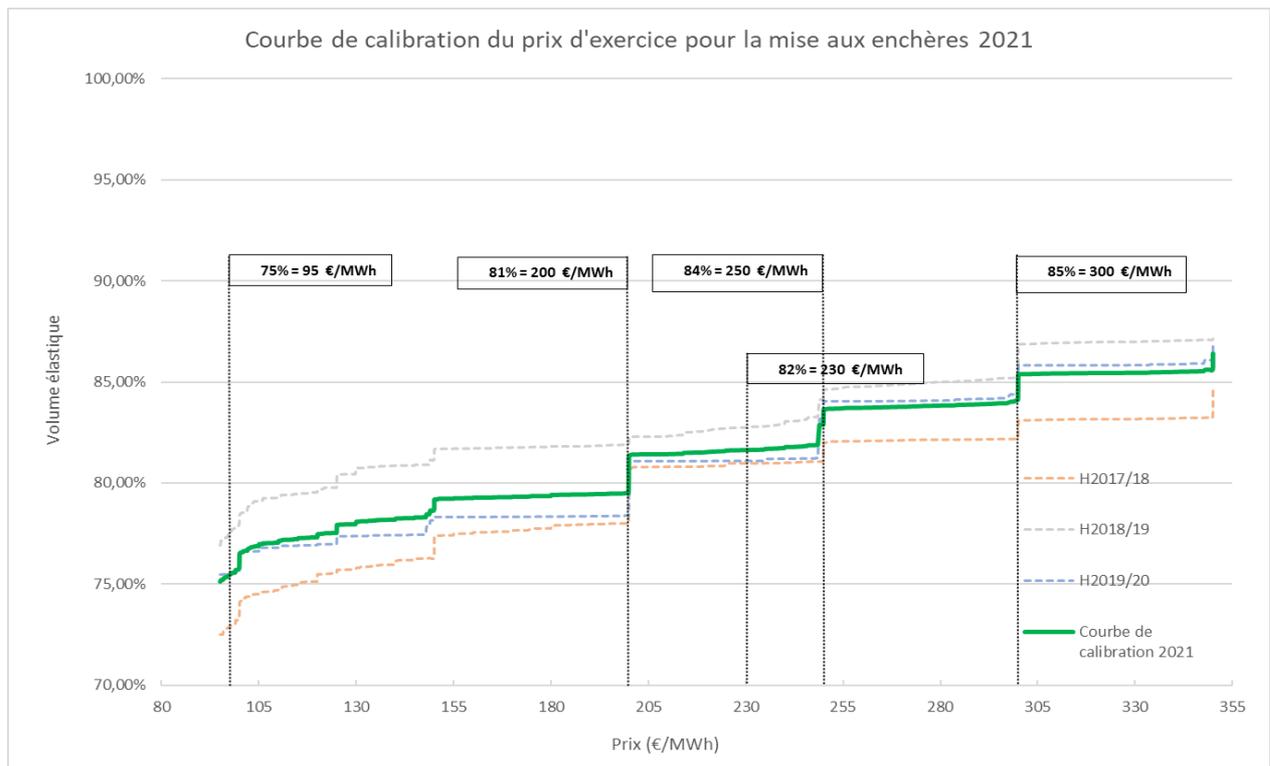


Figure 11 : Courbe de calibration du prix d'exercice pour la mise aux enchères 2021, focus sur l'évolution de la courbe et du volume en fonction du prix de marché observé.

Critère n°3 : la calibration du prix d'exercice doit prendre l'évolution du marché de l'énergie en compte

Le 3ème critère de l'article 25 §2 de la proposition d'Arrêté royal Méthodologie souligne la nécessité pour un prix d'exercice d'être calibré sur base de valeurs observées traduisant une tendance qu'on pourrait qualifier de normale.

En d'autres termes, cela signifie que la fenêtre de volume élastique de réaction du marché (75-85) % définie dans la proposition d'Arrêté royal Méthodologie et son prix d'exercice correspondant ne devraient pas être basés sur des valeurs extrêmes observées dans le set de données utilisé. Cela signifie en outre que le processus de calibration du prix d'exercice ne devrait pas négliger les tendances attendues pouvant avoir un impact durable et/ou soutenu sur les courbes observées.

Elia ne voit pas de grande évolutions à venir concernant l'établissement futur de ces courbes. De plus, la Figure 10 ci-dessus montre distinctement que les années considérées dans le cadre de cette analyse (de 2017 à 2020) représentant la courbe calibrée affichent des formes différentes mais qu'elles ne semblent toutefois pas revêtir un aspect exceptionnel ou anormal.

Le rapport d'E-CUBE⁷⁷ s'est en outre penché sur l'impact du COVID pour l'hiver 2019-20. Il ressort clairement de cette analyse que le fait de retirer les 2 dernières semaines de l'hiver 2019-20 pour cause de COVID ne génère pas d'impact significatif sur les prix d'exercice potentiels liés aux seuils de 75% et 85% de volume élastique de réaction du marché.

Selon Elia, ce 3^{ème} critère n'amène pas de nuance(s) particulière(s) à prendre en compte pour la calibration du prix d'exercice pour la mise aux enchères d'octobre 2021.

Critère n°4 : la stabilité du prix d'exercice dans le temps doit être assurée

Le 4^{ème} critère de l'article 25 §2 de la proposition d'Arrêté royal Méthodologie fait référence à la nécessité d'avoir un prix d'exercice stable dans le temps.

Le fait de regarder vers le futur pour la calibration du prix d'exercice est à la fois pertinent pour les acteurs du CRM Belge mais également pour l'ensemble des acteurs du marché de l'énergie : étant donné que le prix d'exercice est calibré sur base d'une analyse du marché journalier de l'énergie, une plus grande stabilité de celui-ci permet aux acteurs de marché de mieux évaluer le comportement du marché dans le temps (par exemple vis-à-vis des marchés forward).

Si l'on regarde de plus près les années utilisées par E-CUBE pour la courbe de calibration du prix d'exercice pour 2021, on observe sur la Figure 10 ci-dessus que les prix de l'année 2017-18 exercent, ceteris paribus, une pression à la baisse sur le prix d'exercice alors que l'hiver 2017-18 ne sera plus considéré dans ce set de données pour la calibration de l'année prochaine. On sait donc que la prochaine calibration du prix d'exercice⁷⁸ sera basée sur une pondération des années 2018-19, 2019-20 et 2020-21 et sera, ceteris paribus, orientée à la hausse à cause de l'absence de 2017-18.

On peut globalement pousser ce raisonnement plus loin et considérer avec une probabilité réaliste que le prix d'exercice futur fera l'objet d'une tendance à la hausse l'année prochaine : en observant les tendances haussières pour les années à venir en termes de prix du carburant et du CO₂⁷⁹ sur base des estimations du WEO 19, on peut imaginer que les coûts variables des technologies avec programme journalier augmenteront également. Ceci est d'ailleurs confirmé par l'extrapolation du 1^{er} critère de la proposition d'Arrêté royal Méthodologie (voir section 4.2.1) à l'année 2028-29 en regardant à nouveau les coûts variables de la technologie avec programme journalier les plus élevés : 245 €/MWh pour les générateurs diesels⁸⁰.

⁷⁷ Design of a calibration curve for the Strike Price in the Belgian Capacity Remuneration Mechanism, November 2020.

⁷⁸ Celle-ci prendra place en 2021 pour la mise aux enchères Y-4 de 2022 relative à la période de livraison 2026-27.

⁷⁹ <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2019>

⁸⁰ Le détail du calcul est disponible à la note de bas de page 26. La valeur 243,5 €/MWh a à nouveau été arrondie et atteint 245 €/MWh.

Technologies	Coûts variables [€/MWh]			
	Coûts variables d'Opération et de Maintenance [€/MWh]	Coût du combustible [€/MWh]	Coût du CO ₂ [€/MWh]	Total [€/MWh]
CCGT	1,6 – 4	38,5 – 57,5	10 – 14,5	40 – 76
OCGT	1,6 – 6,3	52,5 - 66	13 – 16,5	67 – 89
Générateurs diesels	3,3	129 – 214	19,5 – 26	152 – 243,5

Tableau 15 – Estimation des coûts variables de technologies avec programme journalier pour l'année 2028-2029

Tous ces éléments supportent donc le fait de considérer un prix d'exercice suffisamment élevé au-delà de 245 €/MWh et proche de 300 €/MWh pour l'enchère Y-4 en 2021 afin que celui-ci reste stable dans le temps pour les années à venir étant donné que cette valeur de 300 €/MWh sera à priori plus facilement atteinte et ne devrait plus représenter le prix plafond pour la prochaine calibration.

La conclusion liée au 4^{ème} critère de l'article 25 §2 de la proposition d'Arrêté royal Méthodologie est que 245 €/MWh devrait être la valeur minimale à considérer pour la calibration du prix d'exercice pour 2021. En outre, en continuant le raisonnement exposé ci-dessus, ce critère pousse plutôt à considérer un prix d'exercice se rapprochant de 300 €/MWh vu la tendance haussière à laquelle on peut s'attendre pour la calibration du prix d'exercice l'année prochaine. **La fenêtre de prix à considérer pour le prix d'exercice devrait dès lors, sur base du 4^{ème} critère, être la suivante : (245 – 300) €/MWh.**

Critère n°5 : le prix d'exercice défini doit pouvoir garantir une chance raisonnable d'atteindre l'obligation de remboursement

Le 5^{ème} critère de l'article 25 §2 de la proposition d'Arrêté royal Méthodologie analyse la probabilité d'avoir une obligation de remboursement avec un prix de référence observé sur le marché journalier supérieur au prix d'exercice. Le but de ce critère est donc de s'assurer que l'obligation de remboursement soit actée avec une chance raisonnable sur base du prix auquel elle est liée.

Ce dernier critère vient englober l'ensemble des autres critères de l'article 25 §2 de la proposition d'Arrêté royal Méthodologie en observant les occurrences en termes de prix sur le marché journalier belge pour la période 2006-2020 pour la fenêtre de prix (95 – 300) €/MWh se situant au cœur de la fenêtre de volume élastique de réaction du marché (75-85) % mais également au-delà de celle-ci avec des valeurs de prix atteignant 370 €/MWh.

En regardant les tableaux Tableau 18, Tableau 19, Tableau 20 Tableau 21 en Annexe 4, on peut voir que, pour la période 2006-2020, on a pu observer avec une probabilité raisonnable des prix sur le marché journalier atteignant une valeur se situant dans la fenêtre de (95 – 300) €/MWh définie par l'analyse d'E-CUBE⁸¹. En effet, on peut observer 5 années pour lesquelles le nombre d'occurrences de prix de 300 €/MWh est supérieure ou égale à 5/an et également 3 années supplémentaires présentant au moins 1 occurrence de prix de 300 €/MWh/an. Plus la valeur est proche de 95 €/MWh plus les occurrences sont par définition nombreuses.

Enfin, si l'on observe en outre, l'évolution de ces occurrences au-delà de cette fenêtre de prix limitée à 300 €/MWh, on peut voir que celles-ci restent relativement stables tout en diminuant au fur et à mesure que le prix de marché augmente.

Conclusion relative aux critères de la proposition d'Arrêté royal Méthodologie

Sur base de l'analyse des données (EPEX et Nord Pool Spot) des heures de pointe des jours de semaine des hivers 2017-18, 2018-19 et 2019-20 présentée en Annexe 5, une fenêtre de calibration en ligne avec la proposition d'Arrêté royal Méthodologie a été définie : un prix d'exercice pouvant varier de 95 à 300 €/MWh avec un pourcentage de volume élastique équivalent oscillant entre 75 et 85%.

La section 3.3.2 a ensuite permis d'effectuer la 2^{ème} étape de la calibration du prix d'exercice en appliquant à la fenêtre de prix mentionnée ci-dessus les 5 critères définis à l'article 25 §2 de la proposition d'Arrêté royal Méthodologie afin de la réduire et de déterminer un prix d'exercice adéquat. De cette 2^{ème} étape du processus de calibration réalisée par Elia, il ressort que :

- 1) Selon le **1^{er} critère**, la valeur inférieure minimale à considérer parmi la 1^{ère} fenêtre de calibration (95-300) €/MWh devrait être de 230 €/MWh afin de garantir un prix d'exercice calibré qui couvre les coûts variables de toutes les technologies avec un programme journalier. La fenêtre de calibration devrait alors être réduite à (230 – 300) €/MWh sur base du 1^{er} critère.
- 2) Selon le **2^{ème} critère**, l'observation de la courbe de calibration permet d'observer l'équilibre prix – volume le long de la courbe. On voit que, sur base de la forme de la courbe, le fait de considérer 300 €/MWh, permet de capter un volume supplémentaire de réaction du marché à hauteur de 300 €/MWh. En outre, le graphe du rapport d'E-CUBE⁸² démontre également que la courbe continue à épouser la forme d'un coude et à atteindre un volume élastique plus important bien au-delà d'une valeur de 300 €/MWh : en effet, l'aplanissement de la courbe se produit surtout à partir d'une valeur de 500 €/MWh, ces 2 arguments soulignent à nouveau le besoin de considérer une valeur proche de 300 €/MWh. Enfin, le fait de considérer une valeur proche de 300 €/MWh permet également

⁸¹ Design of a calibration curve for the Strike Price in the Belgian Capacity Remuneration Mechanism, November 2020.

⁸² Ibid.

si l'on se projette déjà vers le 4^{ème} critère de garantir une certaine stabilité du prix d'exercice dans le temps. Ce 2^{ème} critère indique que la fenêtre de calibration devrait avoir comme valeur minimale 200 €/MWh pour le prix d'exercice afin de garantir un volume élastique de réaction du marché suffisamment élevé (81%). Ce critère indique également, qu'il est nécessaire de prendre 300 €/MWh comme limite supérieure pour le prix d'exercice pour atteindre le volume élastique de réaction du marché le plus élevé possible dans la fenêtre de calibration.

- 3) Selon le 3^{ème} critère, les courbes observées pour les heures de pointes des jours de semaine des hivers du set de données ne présentent pas de tendance(s) exceptionnelle(s) et peuvent donc être considérées comme normales. En outre, Elia n'identifie pas de grande évolutions à venir concernant l'établissement future de ces courbes. Ce paramètre n'a dès lors pas de véritable influence sur la fenêtre de calibration à considérer pour le prix d'exercice.
- 4) Selon le 4^{ème} critère, le besoin de stabilité dans le temps du prix d'exercice doit également être considéré pour la calibration de celui-ci. La conclusion de ce critère indique qu'il est nécessaire de considérer 245 €/MWh comme valeur minimale et 300 €/MWh comme valeur maximale pour le prix d'exercice étant donné que la future valeur calibrée de ce prix d'exercice dépassera probablement les 300 €/MWh.
- 5) L'évaluation du 5^{ème} critère relatif à la garantie d'atteindre l'obligation de remboursement avec une chance raisonnable n'amène pas de nuance supplémentaire à considérer pour déterminer le prix d'exercice dans la fenêtre (95-300) €/MWh étant donné la probabilité raisonnable – basée sur le passé – d'observer des prix dans la fenêtre (95-300) €/MWh.

Après avoir analysé chacun de ces 5 critères de manière indépendante, ceux-ci sont considérés ensemble afin de calibrer un prix d'exercice adéquat. En cumulant l'ensemble des critères et des fenêtres de prix associés ci-dessus, on obtient donc une **fenêtre de calibration du prix d'exercice qui se réduit de (95-300) € à (245 – 300) €/MWh.**

Une pré-conclusion émanant de cette analyse des 5 critères de la proposition d'Arrêté royal Méthodologie nous amène donc à faire un choix pour arriver à définir une valeur précise pour le prix d'exercice. On peut d'une part considérer comme critère de décision le volume élastique de réaction du marché (et son prix correspondant) qui peut être atteint et faire le lien avec la forme de la courbe de calibration et le fait d'atteindre un plateau en termes de volume.

On peut également considérer le fait de calibrer ce prix d'exercice à une valeur suffisamment élevée pour garantir la stabilité de celui-ci dans le temps afin de donner un signal suffisamment clair aux acteurs du CRM et afin d'éviter un arbitrage entre différentes enchères.

Enfin, il est également indispensable de considérer une probabilité suffisamment grande d'atteindre l'obligation de remboursement. L'exclusion d'une technologie avec programme journalier particulière du marché est d'ores et déjà exclue grâce à l'application du critère relatif aux coûts variables des technologies avec programme journalier.

Si l'on considère tous ces critères une fois la fenêtre de calibration réduite, **la proposition d'Elia est de considérer un prix d'exercice de 300 €/MWh** :

- Le fait d'opter pour un prix de 300 €/MWh permet comme expliqué dans ce rapport l'acceptation de toutes les technologies avec programme journalier.
- L'observation de la courbe de calibration et la forme de celle-ci montrent clairement que la courbe continue à adopter une tendance 'en coude' au-delà de 300 €/MWh et que le fait d'opter pour un tel prix d'exercice permet de capturer le volume élastique maximal possible (en captant le dernier plateau de volume à hauteur de 300 €/MWh) avant de dépasser les valeurs de la fenêtre de calibration.
- En termes de stabilité du prix d'exercice, le fait d'opter pour un prix d'exercice de 300 €/MWh se justifie également en repensant notamment au fait que l'hiver 2017 – 2018 ne sera plus considéré pour la prochaine calibration du prix d'exercice alors qu'il exerce, ceteris paribus, une pression à la baisse sur le prix d'exercice et qu'on peut potentiellement s'attendre à un prix d'exercice en hausse pour la calibration suivante.
- Enfin, comme présenté en annexe dans les tableaux d'occurrences, un prix d'exercice de 300 €/MWh a été observé un nombre raisonnable de fois dans le passé et permettrait d'atteindre l'obligation de remboursement.

3.3.3. Conclusion: Proposition d'Elia pour le prix d'exercice

Pour conclure, la calibration du prix d'exercice s'est basée sur l'analyse d'E-CUBE pour les années 2017/18, 2018/19 et 2019/20 définissant une fenêtre de calibration de (95-300) €/MWh équivalente à une fenêtre de volume élastique de (75-85)%.

Les 5 critères recensés à l'article 25 §2 de la proposition d'Arrêté Royal ont ensuite été appliqués à cette fenêtre de prix initialement calculée afin de déterminer un prix d'exercice adéquat.

La conclusion de l'application de ces critères mène à une proposition d'Elia d'un prix d'exercice calibré de 300 €/MWh. Ce prix de 300 €/MWh est conforme à l'article 25 de la proposition d'Arrêté Royal.

Proposition d'Elia	
Prix d'exercice	300 €/MWh

Annexe 1 : Valeurs maximales de capacité non-prouvée

Sur base des discussions avec les acteurs de marché et les interactions qui ont eu lieu dans l'établissement du design final du CRM, le concept de « capacité non-prouvée » a été introduit. Ceci a été définie dans la proposition des règles de fonctionnement CRM comme suit :

« La Capacité qui, au moment de la soumission du Dossier de Préqualification, ne peut être associée à un Point de Livraison spécifique. »

Ce type de capacité n'est pas associée à une technologie spécifique, mais représente de la capacité avec une maturité limitée qui pourrait se développer au cours de la période de pré-fourniture. C'est pour cette raison que les contrôles pendant la période de pré-fourniture, comme mentionné dans la proposition des règles de fonctionnement, donnent des incitants forts pour assurer la présence de cette capacité pendant la période de fourniture.

Néanmoins, il est justifiable de limiter le volume contracté venant de ce type de capacité, afin de ne pas exposer une partie illimitée du volume envisagé par le CRM aux risques associés de contracter de la capacité avec une telle maturité limitée.

De plus, ce volume devrait avoir une taille suffisant pour qu'il puisse exercer une pression compétitive considérable sur les prix de capacité. Ceci contribuerait à l'objectif imposé par l'article 7undecies §1 de la loi d'électricité, que le mécanisme de rémunération de capacité est conçu de façon à rendre le mécanisme le moins couteux possible.

Vue les tâches à accomplir par Elia dans le cadre de ce rapport et suivant les discussions dans le comité de suivi, il s'est avéré qu'il est le plus approprié qu'Elia fasse une proposition pour la valeur de capacité totale maximale non-prouvée qui peut être contractée dans l'enchère de capacité. Elia propose de le fixer à une valeur de 400 MW pour l'enchère objet de ce document pour les raisons suivantes :

- ce volume correspond à la taille typique des grandes unités de capacité présentes dans le réseau Belge actuel et pourrait donc mettre une pression compétitive considérable ; et
- ce volume ne pose pas un risque inacceptable au sein de l'adéquation pour l'année de livraison, étant donné que l'enchère Y-1 pourrait encore assurer que le volume nécessaire soit au final contracté ; et
- ce volume a toujours été présenté dans le cadre de la Taskforce CRM et a, en général, été trouvé raisonnable par ses membres.

Concernant une deuxième limite sous considération qui s'appliquerait par fournisseur de capacité, une valeur plus stricte que le total de 400 MW pourrait amener à ne pas contracter la solution la moins couteuse possible. Tenant compte de l'objectif imposé par l'article 7undecies §1 de la loi d'électricité, Elia propose de mettre la limite de capacité non-prouvée pour un seul fournisseur de capacité également à 400 MW.

Le tableau ci-dessous présente les deux valeurs proposées par Elia dans cette annexe.

Proposition d'Elia	
Valeur totale maximale de capacité non-prouvé de l'enchère	400 MW
Valeur maximale de capacité non-prouvée par fournisseur de capacité	400 MW

Annexe 2 : Détails de la courbe de la demande

h	C(h)
1	15000
2	14435
3	14314
4	14223
5	14147
6	14062
7	14020
8	13971
9	13935
10	13906
11	13875
12	13852
13	13822
14	13798
15	13778
16	13758
17	13733
18	13706
19	13688
20	13677
21	13662
22	13646
23	13632
24	13621
25	13609
26	13592
27	13579
28	13569
29	13558
30	13544
31	13532
32	13521
33	13508
34	13496
35	13485
36	13475
37	13465
38	13456
39	13449
40	13438
41	13428

42	13417
43	13408
44	13400
45	13394
46	13387
47	13378
48	13369
49	13362
50	13351
51	13344
52	13335
53	13328
54	13320
55	13313
56	13305
57	13299
58	13293
59	13285
60	13280
61	13274
62	13267
63	13261
64	13256
65	13248
66	13241
67	13236
68	13229
69	13222
70	13218
71	13211
72	13205
73	13198
74	13193
75	13186
76	13181
77	13177
78	13173
79	13169
80	13164
81	13159
82	13154
83	13148

84	13143
85	13137
86	13133
87	13128
88	13124
89	13119
90	13115
91	13109
92	13106
93	13101
94	13096
95	13090
96	13085
97	13082
98	13077
99	13074
100	13070
101	13065
102	13060
103	13055
104	13051
105	13047
106	13043
107	13041
108	13038
109	13035
110	13032
111	13028
112	13024
113	13021
114	13017
115	13014
116	13011
117	13008
118	13004
119	13001
120	12995
121	12992
122	12989
123	12985
124	12981
125	12977

126	12973
127	12970
128	12966
129	12963
130	12959
131	12955
132	12952
133	12948
134	12944
135	12940
136	12936
137	12933
138	12931
139	12928
140	12925
141	12923
142	12921
143	12917
144	12915
145	12911
146	12909
147	12906
148	12903
149	12900
150	12896
151	12893
152	12890
153	12888
154	12884
155	12881
156	12878
157	12876

158	12874
159	12871
160	12869
161	12866
162	12863
163	12860
164	12857
165	12854
166	12851
167	12847
168	12844
169	12842
170	12840
171	12838
172	12836
173	12834
174	12831
175	12829
176	12826
177	12824
178	12821
179	12818
180	12816
181	12814
182	12811
183	12808
184	12806
185	12804
186	12802
187	12798
188	12795
189	12793

190	12790
191	12788
192	12785
193	12783
194	12781
195	12778
196	12776
197	12773
198	12771
199	12769
200	12765
201	12763
202	12761
203	12759
204	12756
205	12755
206	12752
207	12750
208	12746
209	12744
210	12742
211	12739
212	12736
213	12734
214	12732
215	12730
216	12727
217	12726
218	12724
219	12721
220	12719

Tableau 16 : Détails de la courbe de la demande

Annexe 3 : Détails des rentes inframarginales

La présente annexe fournit le détail des rentes inframarginales perçues sur le marché de l'énergie pour la référence de chaque technologie mentionnée dans la liste de technologies applicables pour le calcul du net-CONE.

Les rentes inframarginales sont déterminées :

- pour l'année 2025, sur base du scénario de référence défini à la Partie I ;
- pour les années 2028 et 2030, sur base des scénarios appropriés sélectionnés à partir de l'étude 'Adequacy and flexibility study for Belgium 2020-2030' publiée en Juin 2019 ;
- pour les années 2035 et 2040, sur base du Plan de Développement Fédéral d'Elia pour la période 2022-2030 ;
- pour les autres années objets du tableau, une interpolation linéaire est réalisée entre les années pour lesquelles des valeurs de rentes inframarginales sont disponibles.

Le Tableau 17 présente ces différentes rentes inframarginales, exprimées en €/kW.

	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
CCGT	29	28	27	26	37	47	47	48	48	49	49	52	54	57	59	62	62	62	62	62
OCGT	2	2	3	3	10	17	15	13	10	8	6	7	9	10	12	13	13	13	13	13
IC Gas Engine	4	5	6	7	16	24	22	19	17	14	12	13	15	17	19					
CHP	22	21	21	20	31	41	41	41	40	40	40	43	45	48	50	53	53	53	53	53

Tableau 17 : net-CONE – Détail des rentes inframarginales gagnées sur le marché de l'électricité sur l'ensemble de la durée de vie économique

Annexe 4 : Occurrences de prix sur le marché Day-ahead pour la période 2006-2020

<i>Occurrences d'obligation de remboursement, si le prix d'exercice est de:</i>							
Année	100 €/MWh	110 €/MWh	120 €/MWh	130 €/MWh	140 €/MWh	150 €/MWh	160 €/MWh
2006	20	14	11	9	9	8	7
2007	363	260	200	156	139	119	101
2008	1182	829	533	321	210	146	90
2009	43	13	9	6	4	0	0
2010	54	23	22	16	12	7	5
2011	20	11	7	1	1	1	1
2012	76	43	36	15	9	6	4
2013	44	21	12	6	5	2	2
2014	7	6	6	2	2	2	1
2015	65	57	55	49	45	45	43
2016	117	88	69	53	45	35	30
2017	236	176	115	74	48	24	12
2018	244	151	109	74	57	39	34
2019	7	3	1	0	0	0	0
2020	4	4	4	3	2	1	1
Total	2482	1699	1189	785	588	445	343

Tableau 18 : Occurrences de prix entre 100 et 160 €/MWh sur le marché journalier pour la période 2006-2020

<i>Occurrences d'obligation de remboursement, si le prix d'exercice est de:</i>							
Année	170 €/MWh	180 €/MWh	190 €/MWh	200 €/MWh	210 €/MWh	220 €/MWh	230 €/MWh
2006	6	6	5	5	4	4	4
2007	88	73	66	58	54	51	47
2008	0	0	0	0	0	0	0
2009	0	0	0	0	0	0	0
2010	5	4	4	2	2	1	1
2011	1	1	1	1	1	1	1
2012	3	3	3	3	3	2	2
2013	1	1	0	0	0	0	0
2014	1	1	1	1	0	0	0
2015	18	18	17	17	16	14	14
2016	43	43	38	36	18	18	18
2017	27	24	21	19	14	11	10
2018	12	11	8	7	3	3	3
2019	0	0	0	0	0	0	0
2020	1	1	0	0	0	0	0
Total	271	235	195	172	126	115	109

Tableau 19 : Occurrences de prix entre 170 et 230 €/MWh sur le marché journalier pour la période 2006-2020

<i>Occurrences d'obligation de remboursement, si le prix d'exercice est de:</i>							
Année	240 €/MWh	250 €/MWh	260 €/MWh	270 €/MWh	280 €/MWh	290 €/MWh	300 €/MWh
2006	3	3	2	2	2	2	2
2007	45	41	36	35	34	34	33
2008	7	7	5	5	5	5	5
2009	0	0	0	0	0	0	0
2010	1	1	0	0	0	0	0
2011	1	1	1	1	1	1	1
2012	1	1	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0
2015	18	18	17	17	16	14	14
2016	8	7	7	6	6	6	5
2017	3	3	3	3	3	2	2
2018	13	13	11	10	9	9	9
2019	0	0	0	0	0	0	0
2020	0	0	0	0	0	0	0
Total	100	95	82	79	76	73	71

Tableau 20 : Occurrences de prix entre 170 et 230 €/MWh sur le marché journalier pour la période 2006-2020

<i>Occurrences d'obligation de remboursement, si le prix d'exercice est de:</i>							
Année	310 €/MWh	320 €/MWh	330 €/MWh	340 €/MWh	350 €/MWh	360 €/MWh	370 €/MWh
2006	2	2	2	2	2	2	2
2007	29	29	29	28	26	25	24
2008	4	4	4	4	4	4	4
2009	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0
2011	1	1	1	1	1	1	1
2012	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0
2015	12	9	9	8	7	7	7
2016	5	5	5	4	4	4	3
2017	1	1	1	0	0	0	0
2018	9	8	6	5	5	3	3
2019	0	0	0	0	0	0	0
2020	0	0	0	0	0	0	0
Total	63	59	57	53	51	47	45

Tableau 21 : Occurrences de prix entre 310 et 370 €/MWh sur le marché journalier pour la période 2006-2020

Annexe 5 : Rapport d'E-CUBE relatif à la courbe de calibration du prix d'exercice pour le CRM Belge

Design of a calibration curve for the Strike Price in the Belgian Capacity Remuneration Mechanism

E-CUBE STRATEGY CONSULTANTS

September 2020

Table of content

TABLE OF CONTENT.....	111
ABSTRACT.....	112
1 THE STRIKE PRICE CALIBRATION CURVE.....	113
1.1 The Belgian Capacity Remuneration Mechanism	113
1.2 The calibration methodology of the Strike Price is defined in the Draft Royal Decree... 113	
1.2.1 Definition and role of the Strike Price in the CRM.....	113
1.2.2 Brief presentation of the methodology used for the calibration curve of the Strike Price .	114
2 DETAILED METHODOLOGY USED FOR THE STRIKE PRICE DETERMINATION	115
2.1 General methodology used for Strike Price determination.....	115
2.2 Step-by-step description of the applied methodology	115
2.2.1 The different steps used to calibrate the Strike Price interval	115
2.3 Focus on the integration rules of block orders	119
2.3.1 Overview of the block orders.....	119
2.3.2 Additional criteria to integrate the block orders into the elastic volume curve	120
2.4 Data sources used.....	122
2.4.1 Hourly aggregated curves	122
2.4.2 Block orders.....	124
3 THE STRIKE PRICE CALIBRATION CURVE AND THE STRIKE PRICE INTERVAL.....	124
3.1 The calibration curve.....	124
3.2 The curve interpretation	125
3.2.1 Reading of the calibration curve.....	125
3.2.2 General shape of the Strike Price calibration curve	126
3.3 Zoom on the elbow of the calibration curve and the targeted interval for the Strike Price	127
4 APPENDIX	128
4.1 Sensitivity analysis to the removal of COVID-impacted weeks.....	128
4.2 Volume jumps in the Strike Price calibration curve.....	128

Abstract

The document presents the context and the results of the application of the methodology described in Article 25§1 from the Draft Royal Decree Methodology (see 1.1). This methodology aims to define the process followed to obtain a Strike Price calibration curve. This document is prepared for Elia in view of the development of its proposal for a Strike Price.

The Strike Price of the Belgian Capacity Remuneration Mechanism (CRM) is determined in two steps:

1. The determination of the calibration curve that is used to determine the Strike Price interval, according to the methodology presented in article 25 §1 from the final Draft for a Royal Decree, published by the FPS Economy and subject to a public consultation from the 23rd March 2020 to the 27th March 2020 (hereinafter referred to as “Draft Royal Decree on Methodology”).
2. The final calibration of the strike price based on the calibration curve and on additional energy market considerations according to article 25 §2 from the same draft.

This report focuses on the first step of the calibration process of the strike price. The required data have been collected for the last three winter periods (2017-2018, 2018-2019 and 2019-2020) from both EPEX and Nord Pool to build the curve according to the methodology. E-cube has been working in close collaboration with both EPEX and Nord Pool Spot thereby ensuring a good and correct understanding of the received data.

First, the study leads to the calibration curve, thanks to the analysis of all elastic volumes over the last three winters for peak hours during weekdays, including the simple and complex block orders (§0).

Secondly, the study zooms on the range which will be targeted for the calibration of the strike price (§3.3): the [75%; 85%] interval for the Strike Price as put forward in the Draft Royal Decree was computed at [95; 300] €/MWh for 2021. As the results are sensitive to the chosen interval, for informational purposes also a larger interval of [75%; 90%] has been applied. In this case, the total elastic volume leads to an interval for the Strike Price at [95;750] €/MWh for 2021.

1. The Strike Price calibration curve

1.1. The Belgian Capacity Remuneration Mechanism

Belgium adopted in April 2019 an amendment to the Electricity Act to implement a Capacity Remuneration Mechanism (hereinafter referred to as “CRM”). This mechanism will offer, through auctions, a complementary revenue to market revenues for Capacity Providers. However, episodes of capacity scarcity in the energy market can result in events of extreme prices, which could result in windfall profits for Capacity Providers already benefitting from a Capacity Remuneration according to their Capacity Contract.

The role of the Strike Price is to cap the revenues Capacity Providers can earn, next to their Capacity Remuneration, on the energy market during episodes of high market prices.

The aim of this report is to provide a calibration curve for the Strike Price for the Y-4 auction to be organized during the year 2021 for the delivery period 2025-26 starting the 1st of November 2025. This process has been presented according to the methodology in the Draft for a Royal Decree on Methodology published by the FPS Economy on its website and notified to the European Commission (hereinafter referred to as “Draft Royal Decree”).

1.2. The calibration methodology of the Strike Price is defined in the Draft Royal Decree

1.2.1. Definition and role of the Strike Price in the CRM

The Law setting up a Capacity Remuneration Mechanism, adopted on April 4th 2019, introduces the concept of a Reliability Option, implying a Payback Obligation when the Reference Price exceeds the Strike Price: the Capacity Provider must reimburse the positive difference between the Reference Price and the Strike Price.

- The Reference Price is defined in the CRM Act as “*le prix reflétant le prix censé être obtenu par le fournisseur de capacité sur les marchés de l'électricité*⁸³” meaning that this price is reflecting the price that should be obtained by the Capacity Providers on the market⁸⁴. In the Draft Royal Decree, the Day-ahead market time frame is put forward to set the Reference Price.
- The Strike Price is defined in the CRM Act as “*le prix prédéfini indiquant le seuil au-delà duquel le fournisseur de capacité doit rembourser la différence avec le prix de référence*⁸⁵” meaning that this price is the predefined price that determines the threshold above which the Capacity Provider has to pay-back the difference with the Reference Price⁸⁶.

In other words, it means that if the Reference Price based on the price observed on the Day-ahead market from the NEMO selected by the Capacity Provider exceeds the Strike Price, then the additional revenues obtained from this higher price on the energy market by the Capacity Provider are to be paid back by the Capacity Provider.

⁸³ http://www.ejustice.just.fgov.be/cgi_loi/change_lg.pl?language=fr&la=F&cn=2019042221&table_name=loi

⁸⁴ CRM Design Note: Payback Obligation, Elia, 2019 based on the CRM Act.

⁸⁵ http://www.ejustice.just.fgov.be/cgi_loi/change_lg.pl?language=fr&la=F&cn=2019042221&table_name=loi

⁸⁶ CRM Design Note: Payback Obligation, Elia, 2019 based on the CRM Act.

The Draft Royal Decree also specifies further modalities related to the above-mentioned Payback Obligation, but they are not impacting the calibration exercise undertaken in this report.

1.2.2. Brief presentation of the methodology used for the calibration curve of the Strike Price

The Draft Royal Decree provides detailed specifications for the methodology to be applied for the calibration of the Strike Price. It must be determined through two steps:

A. A price interval computed through the processing of historical Day-ahead market data (Article 25 §1)

The Strike Price interval is defined by two price levels. Each of these prices is defined by a certain amount of the elastic volume offered on the Day-ahead market⁸⁷ on average for the last three winters during weekly peak hours.

Therefore, the methodology aims at processing historical Day-ahead market data to build the curve determining this elastic volume and its equivalent price levels, to assess the Strike price interval.

B. A price setting based on additional energy market considerations (Article 25 §2)

The Strike Price is defined by the interval bounds mentioned in A. but is also subject to additional criteria detailed in the Draft Royal Decree:

- The variable costs of electricity for units with a daily schedule ;
- The shape of the calibration curve of the Strike Price ;
- The electricity markets evolution ;
- The stability of the Strike Price in time ;
- A reasonable chance for the Strike Price to be reached.

However, this document focuses only on step A, and determines the Strike Price calibration curve, before zooming on the on potential values which will be targeted during step B for the final calibration of the Strike Price. The step B is however not addressed in this document.

⁸⁷ Specific criteria about this volume are further detailed below.

2. Detailed methodology used for the Strike Price determination

2.1. General methodology used for Strike Price determination

The methodology used to determine the Strike Price interval is described in article 25 of the Draft Royal Decree.

The Strike Price interval is the price interval for which a certain amount of the “elastic volumes” is offered on the Belgian Day-ahead market. According to the Draft Royal Decree, a volume is considered as “elastic” when it is offered at a price strictly above 0 €/MWh and strictly below the maximum authorized market price cap meaning that volumes reacting at any price are not considered.

The change in volumes in the Day-ahead market due to price variations in scarcity periods may originate from both a production increase and a consumption decrease. For instance, when the price rises, the reaction of elastic volumes can either be an increase in the supplied volumes or a decrease in the consumed volumes. The new volumes proposed in the supply side and the volumes that are no longer consumed on the demand side are equivalent from a system adequacy perspective.

The methodology aims at building a **calibration curve**: this is the curve of elastic volumes offered on the Belgian Day-ahead market and reacting to a certain price. This curve is built to integrate the different types of orders taking place (aggregated curves, simple and complex block orders...) on the different Nominated Electricity Market Operators active in Belgian Spot Day-Ahead Markets (EPEX and Nord Pool).

The Strike Price interval is derived from the analysis of the calibration curve and will be one of the inputs to determine the Strike Price that will occur at a later stage.

2.2. Step-by-step description of the applied methodology

2.2.1. The different steps used to calibrate the Strike Price interval

The main steps of the methodology are described in the article 25 of the Draft Royal Decree. The applied methodology is presented in [Figure 12](#) and matches the 6 steps detailed in the Draft Royal Decree.

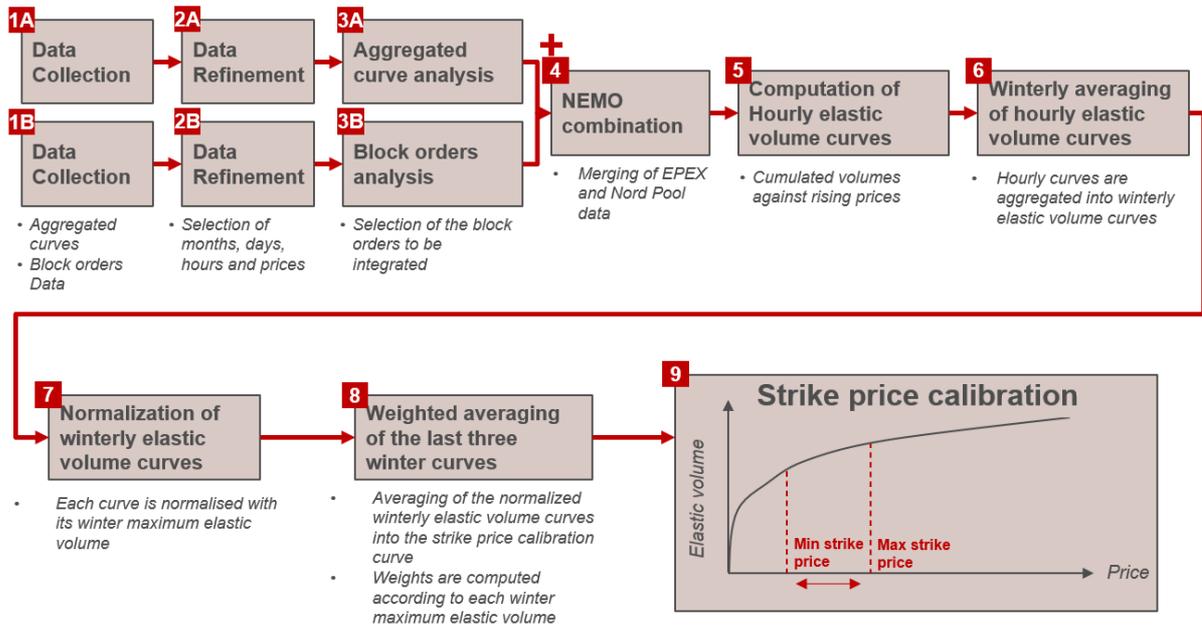


Figure 12 - Steps applied in the methodology and concordance with the Draft Royal Decree

▪ **Steps 1 to 3: Data collection – Data refinement – Elastic Volume Determination**

The first steps of the applied methodology have three objectives: load and structure the data from the different NEMOs considered, refine them to meet the time and price criteria (see

Figure 13) and finally determine the volumes considered as elastic, in accordance with the principles mentioned above.

According to the Draft Royal Decree, the analysis must focus on data from weekly peak hours (define as 8am-8pm) and winter months (November to March) for the last three years. The volumes offered at prices equal or inferior to zero are not considered, just like those offered at the maximum authorized price cap.

METHODOLOGY

MONTHS	Winter period 1 st November → 31 st March
DAYS	Working days Weekends and Belgian public holidays are not considered
HOURS	Peak Hours: from 8am to 8pm
PRICES	Prices strictly above 0 €/MWh and strictly below the maximum authorized market price cap

Figure 13 - Refinement rules applied to all data sources

These steps process the different data collected to **identify and aggregate all hourly elastic orders**⁸⁸ offered in the Day-ahead market for the last three winter periods.

For the Strike Price calibration for 2021, data were gathered from the aggregated curves of EPEX and Nord Pool Spot and from block orders from EPEX only (see 2.4): if block orders products exist at Nord Pool Spot, no volumes of such products were submitted in Belgium for the 2019-2020 winter.

At the end of steps 1 to 3, all elastic hourly orders from the different sources presented above have been determined.

▪ **Step 4 & 5: Compilation of data from different NEMOs into hourly elastic volume curves**

The fourth and fifth steps' goal is to **cumulate** these volumes with increasing prices on an hourly basis: this is the **hourly elastic volume curve** corresponding to a certain hour. For every price level strictly above 0 €/MWh and strictly below the maximum authorized market price cap, the hourly elastic volume curve represents the sum of elastic volumes offered at this given hour from both EPEX and Nord Pool Spot, as exposed on [Figure 14](#) below.

[Figure 14](#) illustrates this construction in a theoretical case. In this example:

- The volume Q1 is offered at price P1 (500 €/MWh).
 - If Q1 is from the supply side, Q1 is a production volume proposed on the market for prices equal or above P1
 - If Q1 is from the demand side, Q1 is a consumption volume that is no longer demanded for prices above P1
- The volume Q2 is offered at price P2 (1000 €/MWh).
- The volume Q3 is offered at price P3 (1500 €/MWh).

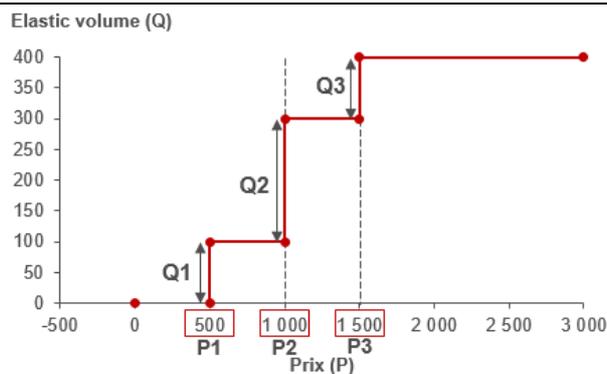


Figure 14 - Construction of the hourly elastic volume curve from hourly orders

For the simple block orders, all elastic volumes are considered on an equal basis. Volume – price pairs like (Q1; P1), (Q2; P2) and (Q3; P3) can originate from any of the data sources (from Nord Pool Spot or from EPEX Spot) and from both the supply and the demand side.

In the construction of the hourly elastic volume curve in [Figure 14](#):

- at a price P1, the cumulated elastic volume is Q1

⁸⁸ An hourly order is a certain volume (MWh) proposed at a certain price. According to the Draft Royal Decree, it is considered as elastic if its price is not equal or below 0 €/MWh or equal to the maximum authorized market price cap.

- at a price P2, the cumulated elastic volume is Q1+Q2
- at a price P3, the cumulated elastic volume is Q1+Q2+Q3

At the end of step 5, the data from the different NEMOs have been combined and an hourly elastic volume curve computed for every hour in the dataset.

▪ **Step 6: Winterly averaging of the hourly elastic volume curves**

All selected hourly elastic volume curves corresponding to a winter period of the dataset used for the annual Strike Price calibration process are grouped and averaged: for each winter curve, for each price level, the cumulated elastic volumes of all relevant hourly elastic curves are summed and divided by the number of relevant hours from the relevant winter period.

▪ **Step 7: Normalization by winterly maximum**

At the end of step 6, three curves were computed, one by winter period. These curves must then be normalized: all the averaged cumulated volumes of a winter curve are divided by the maximum volume of the relevant winter curve. Consequently, the three winter curves have an elastic volume expressed as a % of the maximum amount of elastic volume reacting starting at 0% and ending at 100 % at most.

Steps 6 & 7 are illustrated in *Figure 15*.

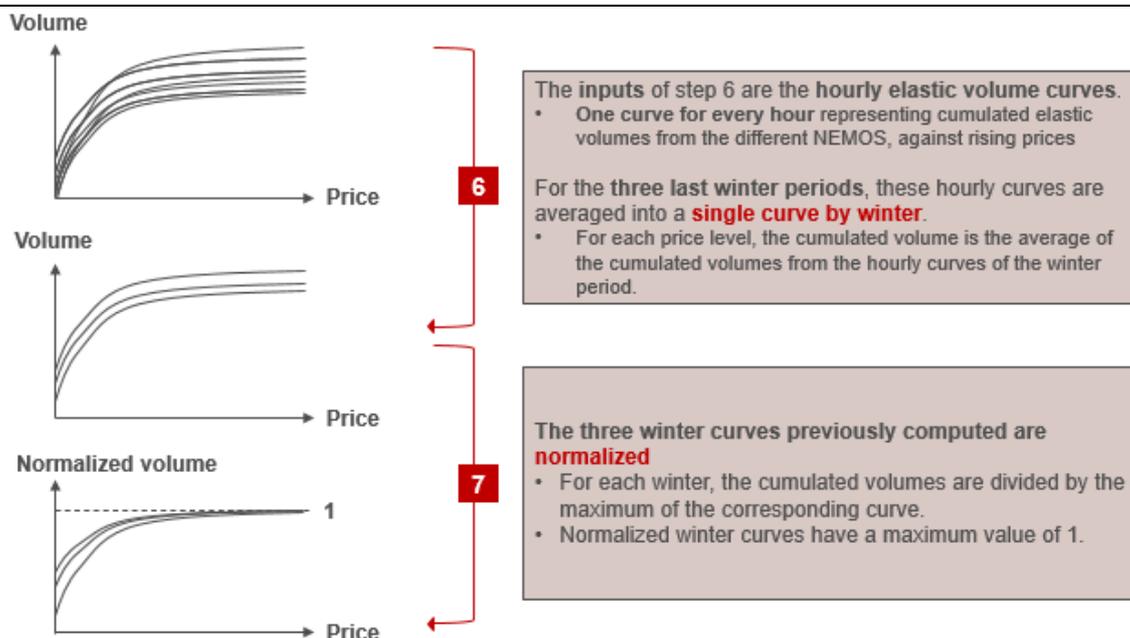


Figure 15 - Illustration of the averaging of hourly elastic volume curves by winter and the following normalization

▪ **Step 8: Construction of the Strike Price calibration curve**

The Strike Price calibration curve (represented in red in

Figure 16 below) is computed through a weighted averaging of the normalized winter curves from Step 7. According to the Draft Royal Decree, the weights used for the ponderation are the volumes of each of the relevant winter curve before their normalization.

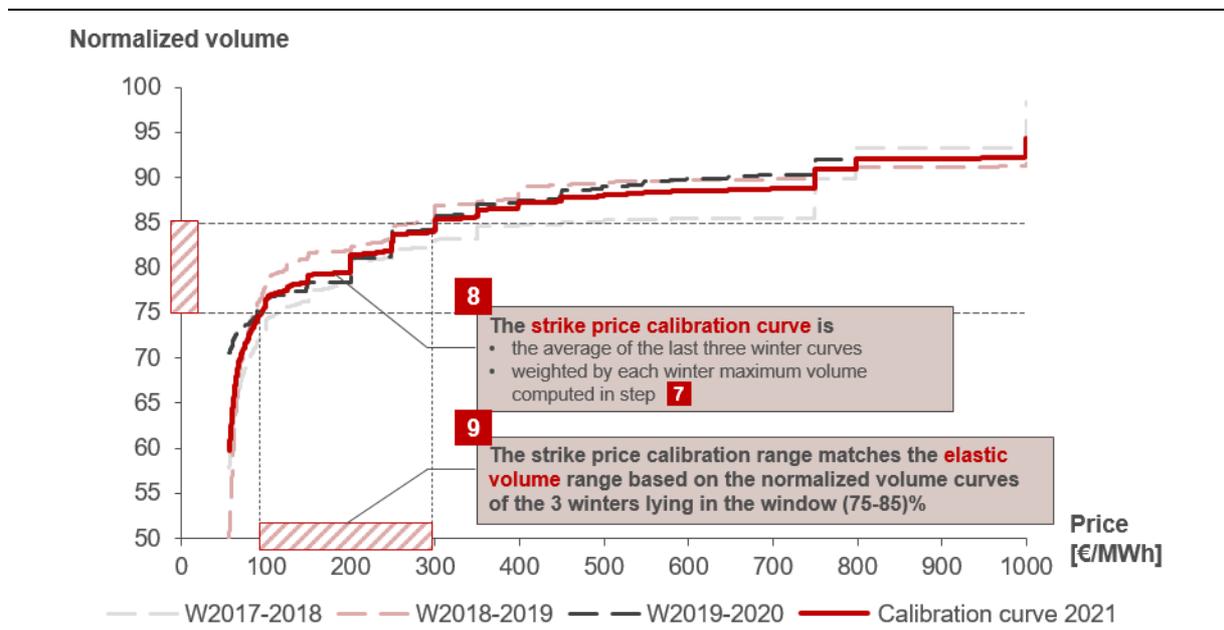


Figure 16 – Computation of the Strike Price calibration curve and the reading of the Strike Price interval

As each of the cumulated volume winter curves used for the annual calibration of the Strike Price has been normalized in step 7, the calibrated curve resulting from the weighted average of the three normalized curves is a normalized curve as well. The calibrated Strike Price window corresponds therefore to the 75%-85% window of the elastic volume targeted from this normalized weighted average curve.

2.3. Focus on the integration rules of block orders

There is no definition of block orders considered as elastic in the Draft Royal Decree, except for the price criteria – “*block orders that are priced below zero or at the market cap price are not elastic*”.

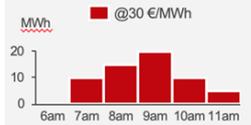
Complex blocks are interlinked within a day and need a specific focus to determine their contribution to the elastic volume. In other words, the volumes from the block order data files cannot necessarily be integrated in the hourly elastic volume curve in a raw way and specific integration rules are therefore needed.

2.3.1. Overview of the block orders

The ability of the block orders to be integrated into the elastic volume curve, depends on the conditions associated with the type of block orders, described below.

a SIMPLE BLOCKS¹⁾ > epexspot

non executed executed



Simple blocks cover several hours and can be either entirely executed or entirely rejected. Whereas the volumes within a simple block can vary between hours, the price is the same for all hours.

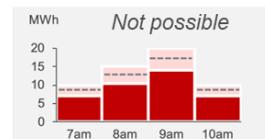
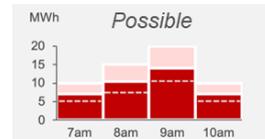
EX : SELL 100 MWh BETWEEN 17h AND 19h IF PRICE ABOVE 50€/MWh

> epexspot **b CURTAILABLE BLOCKS**

The notion of **curtailable blocks** adds an additional level of complexity but is crucial when dealing with block orders. Indeed, submitted blocks do not need to be executed at their maximum volume, they can be partially executed.

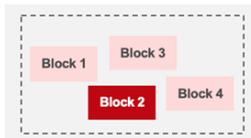
At the time of their submission, block orders will specify a Minimum Acceptance Ratio (MAR) defining the minimum volume that can be executed. Under this MAR, no volume will be executed for this block. The MAR is a number in [0:1].

All types of blocks in block orders can be curtailable. The MAR of a group of blocks is the same for all blocks. For example, all the blocks from a group of exclusive blocks will have the same MAR. As for simple blocks, the MAR is the same over all hours, and in the case of block execution, the executed ratio is also the same over all hours. The figures on the left give an illustration of a possible situation (execution ratio above the MAR) and an impossible situation (execution ratio below the MAR).



EX : SELL BETWEEN 50MWh AND 100MWh (MAR = 50%) AT 17h IF PRICE ABOVE 50€/MWh

c EXCLUSIVE BLOCKS²⁾ > epexspot



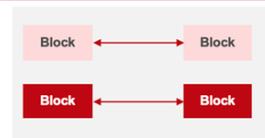
Exclusive blocks are a group of mutually exclusive blocks. Only one block within the group can be executed, all the others will automatically be rejected. The executed block is the one that maximizes the value of the market.

*EX : (Block 1) SELL 50MWh AT 17h IF PRICE ABOVE 50€/MWh
OR (Block 2) SELL 50MWh AT 19h IF PRICE ABOVE 100€/MWh*

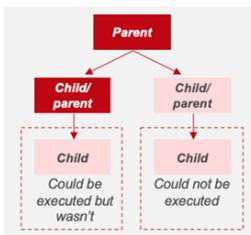
> epexspot **d LOOP BLOCKS**

Loop blocks are groups of two blocks which are either executed as a couple or rejected as a couple. They allow for instance to bundle buy and sell blocks. Looped blocks are only offered at EPEX.

*Ex : (Block 1) SELL 50MWh AT 17h IF PRICE ABOVE 50€/MWh
AND (Block 2) BUY 50MWh AT 19h IF PRICE BELOW 100€/MWh*



e LINKED BLOCKS > epexspot



Linked blocks consist in sets of blocks with a linked execution constraint. Indeed, linked blocks are assembled in a hierarchical manner with the execution of a child block only possible if its father block was executed.

*Ex : (Parent block) SELL 50MWh AT 17h IF PRICE ABOVE 50€/MWh
(Child block) SELL 50MWh AT 18h IF PRICE ABOVE 40€/MWh*

1) Which covers profiled and regular blocks at Nordpool, 2) Called Exclusive group at Nordpool

Figure 17 - Different types of block orders and their specific rules of acceptance

2.3.2. Additional criteria to integrate the block orders into the elastic volume curve

Concerning the elastic nature of the block orders for their integration into the elastic volume curve, three categories may be distinguished:

- The simple and curtailable blocks;
- The linked and loop blocks;
- The exclusive blocks.

All volumes **from simple or curtailable blocks** that meet the price criteria are fully integrated as elastic volumes⁸⁹ in the dataset considered for the calibration of the strike price, as these block orders are not subject to extra conditions to be fully available to the market, similarly to the volumes in the aggregated curves.

The linked and the loop blocks, are also fully considered as elastic volumes, if they meet the price criteria. Contrary to the simple blocks, their availability to the market depends on the activation of other related blocks. Among a group of related linked/loop blocks, the elastic nature of the blocks shall apply to all the related blocks, as there is no rule to distinguish them - neither price, nor time, nor volume : either all of these blocks are to be considered elastic or none of them. The *spirit of the law* of the Draft Royal Decree is to consider all submitted elastic volumes that can be executed altogether in the elastic volume curve, even if they are activated very rarely (e.g. at very high prices). Therefore, the methodology considers that all linked and the loop blocks are fully elastic, even if their actual execution requires effectively specific market conditions, such as high price over a long period.

The **exclusive block orders** are different: at most, only one block order per group of exclusive blocks can be executed on the market. It means that related exclusive block orders are never executed altogether. Therefore, all the volumes offered through exclusive blocks should not be considered as elastic but only the volumes from one block order per group.

To select the block order that will be considered as part of the elastic volume, a decision tree has been defined (

Figure 18). Consistent with the rule for the linked and the loop block, the selection rule for the exclusive block is based on the principle of maximizing the volumes offered.

⁸⁹ If they meet the time/price criteria mentioned in Figure 13.

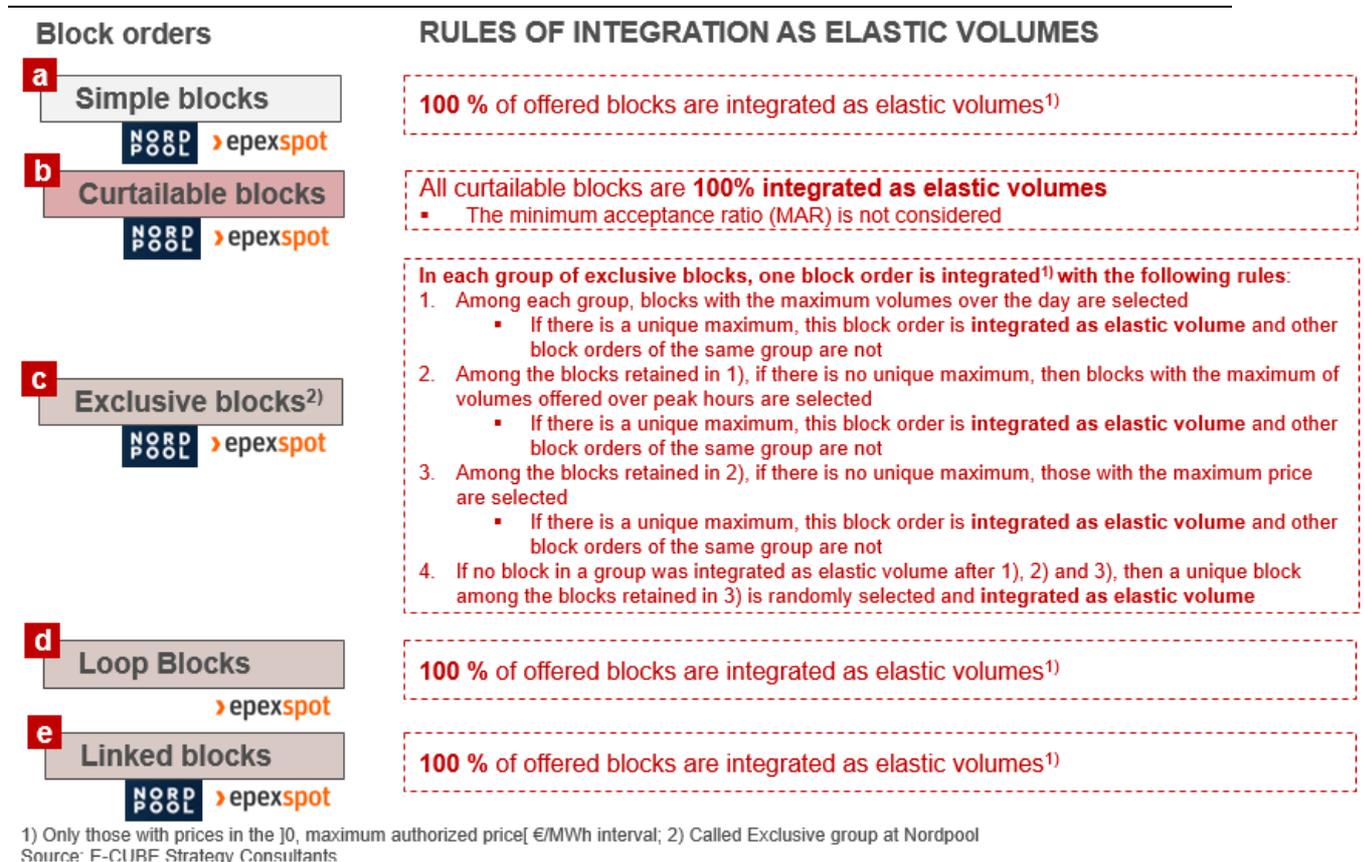


Figure 18 - Rules of integration of block orders as elastic volumes depending on the block order type

2.4. Data sources used

The data used was made available by EPEX and Nord Pool, as hourly aggregated curves and individual block orders. Such data has to be collected on an annual basis towards EPEX and Nord Pool to update this analysis every year.

2.4.1. Hourly aggregated curves

The first type of data on which the calibration of the Strike Price is based are the aggregated curves. These data are hourly data files, containing pairs of prices and associated aggregated volumes for a given hour. A file typically contains, on an hourly basis:

- Cumulated volumes associated to descending prices on the buy side
- Cumulated volumes associated to ascending prices on the sell side

The corresponding curves are represented in [Figure 19](#). The hatched areas are the volumes that are not considered in the aggregated curve analysis either because they are offered at null/negative prices or because they are offered at the maximum authorized price cap.

Some of these volumes come from executed block orders and have been integrated by NEMOs into the aggregated curve files “at all price”⁹⁰. This creates two intricacies:

- Only the executed block orders are represented, whereas the assessment of the Strike Price require to integrate the block orders that have also been submitted but not executed.
- The price of the block orders must be known to build the elastic volume curve, but this information is not present into the aggregated curves : the executed order blocks that appear in the aggregated curves, are not priced at their original price, but “at all price” (-500 €/MWh for selling and 3000 €/MWh for buying order blocks).

Therefore, block orders are handled apart, in a dedicated analysis (see § 2.4.2). Block orders that are present in the aggregated curves are **removed**, along with other non-elastic orders and **are treated later in this calibration process**.

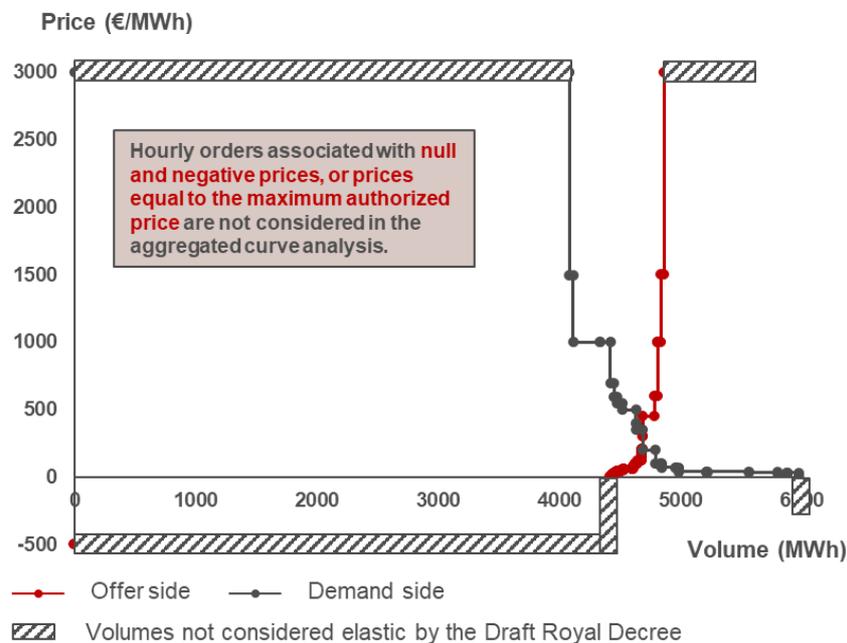


Figure 19 - Example of a Belgian Day-Ahead-Market hourly aggregated curve

Volumes offered in the aggregated curves and considered as elastic (i.e. meeting the price⁹¹ and time⁹² criteria) are integrated as elastic volumes in the analysis of the Strike Price calibration. A theoretical example is provided in the left part of *Figure 20* below for the integration of volumes from an aggregated supply curve. In this example, volume Q1 is offered at price P1 (500 €/MWh), volume Q2 at price P2 (1000 €/MWh) and volume Q3 at price P3 (1500 €/MWh). By contrast, volumes Q4 and Q5, offered respectively at a negative price and at the maximum authorized price cap, are not considered as elastic volumes and shall not be considered in the following steps.

⁹⁰ i.e. maximum authorized market price cap for the demand side and minimum market price floor for the supply side

⁹¹ Only prices strictly superior to 0 €/MWh and strictly inferior to the maximum authorized market price cap

⁹² Winter peak hours from weekdays, excluding bank holidays

The right part of *Figure 20* illustrates the fact that the volumes from the demand side are integrated in a symmetrical way. In the demand side, the elastic volumes can be perceived as a reduction in consumption when the price increases.

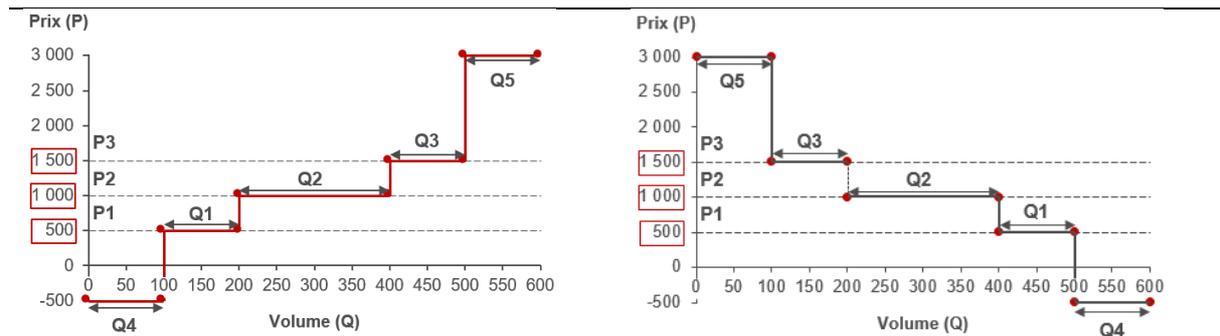


Figure 20 - Integration of volumes from the aggregated curves from supply side (left) and demand side (right)

2.4.2. Block orders

The second type of data used for the annual calibration of the Strike Price are daily data files describing all submitted block orders for a given day. A block order has a type, a price, and associated volumes for each hour of the day.

- All the volumes of a daily block order are offered at the same price. Negative volumes are associated with orders from the supply side (or sell side) while positive volumes are associated with orders from the demand side (or buy side).
- Each type of block order is associated with specific rules of acceptance described in *Figure 18*.

These files⁹³ are built daily because every block order can include volumes associated to various hours in a day.

3. The Strike Price calibration curve and the Strike Price interval

3.1. The calibration curve

The application of the Draft Royal Decree methodology for 2021 leads to the calibration curve presented in red on *Figure 21* below.

The Strike Price calibration curve (red) is based on the average of the curves computed for the last three winter periods (winters 2017-2018, 2018-2019 and 2019-2020) during weekly peak hours only, excluding bank holidays.

⁹³ Named BBOF files at EPEX. As a reminder, there were no such block orders in Belgium on the NPS marketplace for the period analyzed.

Above 75% of the normalized volume, the elasticity starts to decrease, which translates to higher prices for smaller elastic volume changes.

COMPUTATION OF THE STRIKE PRICE CALIBRATION CURVE AND ITS RANGE FOR 2021
[2017-2020; €/MWh]

Dataset includes data from both aggregated curves and block orders, from both EPEX and Nord Pool

Normalized volume

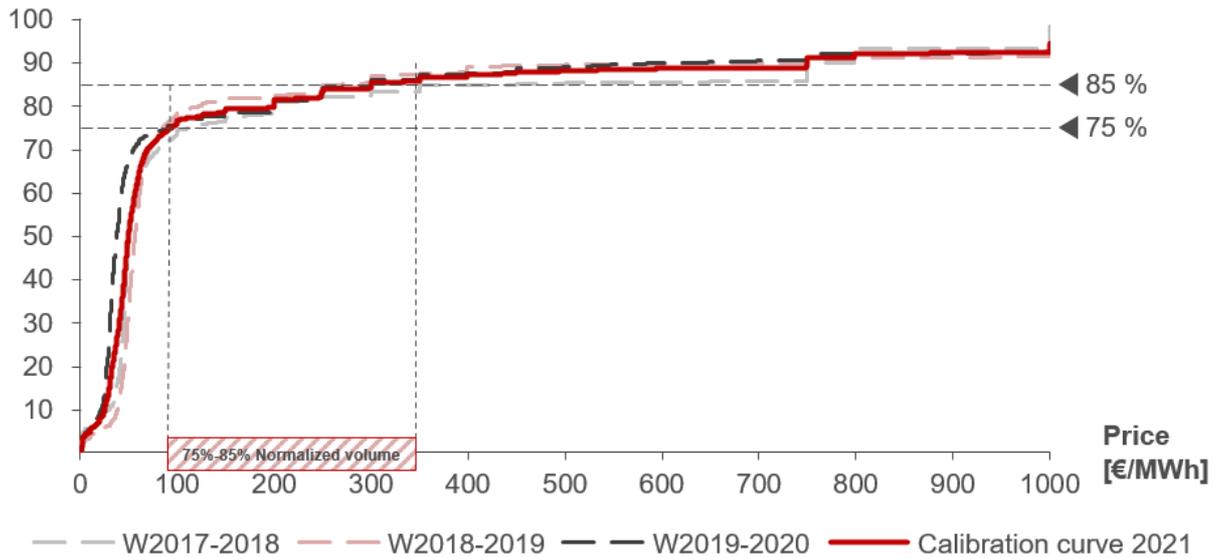


Figure 21 - Strike Price calibration curve and computation of the Strike Price interval for 2021

3.2. The curve interpretation

3.2.1. Reading of the calibration curve

The normalized volume associated to a price level is the percentage of elastic volumes offered at a price equal or inferior to this price level. For instance, in the 2021 calibration curve reproduced in Figure 22, 85% of elastic volumes were offered below or equal to 300 €/MWh⁹⁴.

⁹⁴ This is a rounded result: the aggregated curve is made of steps, therefore for one elastic volume data point there are several prices and conversely

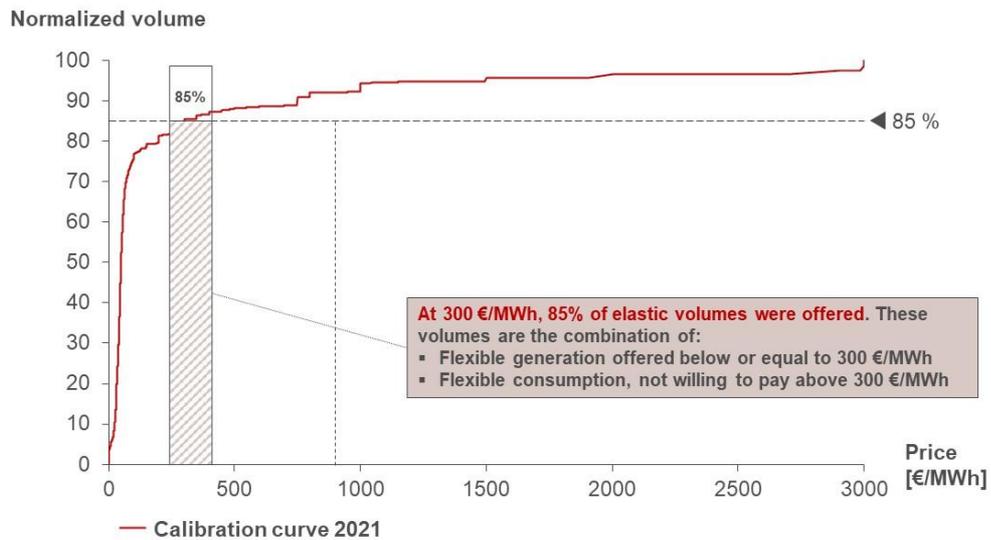


Figure 22 - Interpretation of the 2021 Strike Price calibration curve

3.2.2. General shape of the Strike Price calibration curve

The Strike Price calibration curve is characterized by three main features illustrated in Figure 23:

- At low prices, a steep slope is observed: most of the elastic volumes are offered at relatively low prices compared to the maximum authorized market price cap
 - At high prices, a flattened curve is observed. It is converging to 1 (= 100%)
- At intermediary prices, an elbow with a decreasing slope is observed: for the same increase in price, less volumes are offered.

Therefore, the elbow is key for the determination of the Strike Price calibration curve. Before the elbow, a small increase in price leads to an important increase in normalized elastic volume. Bidders are willing to offer more volumes (on the supply side) or to give up some consumption (on the demand side). After the elbow, an increase in price does not lead to a significantly higher level of normalized elastic volume: at these prices, most volumes are inelastic. The elbow is the frontier between the volumes that are easily elastic, and the volumes that expect to be executed in very high market price conditions only.

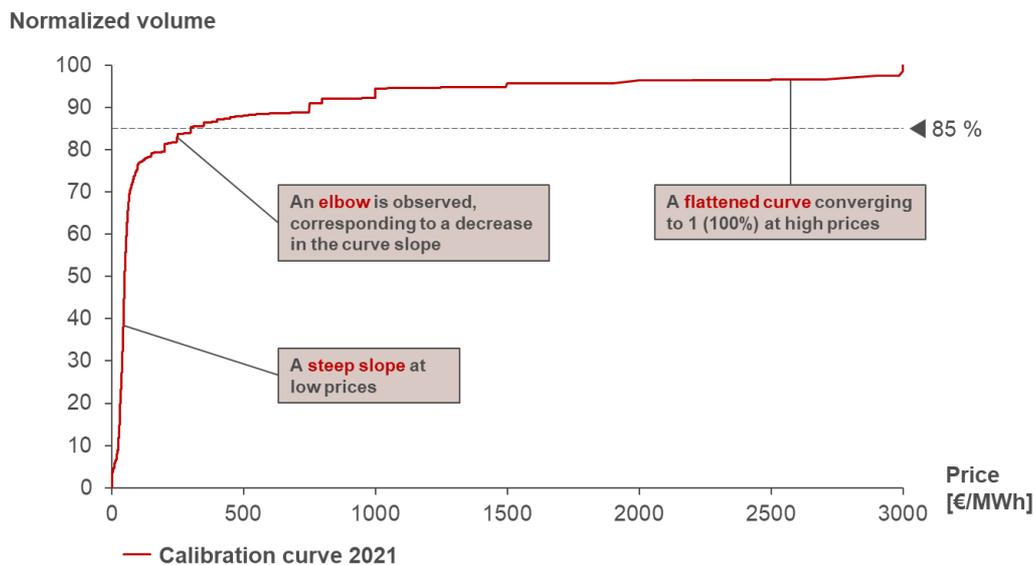


Figure 23 - Illustration of the main features of the Strike Price calibration curve

3.3. Zoom on the elbow of the calibration curve and the targeted interval for the Strike Price

The interval corresponding to possible values for the Strike Price may be found in the elbow of the curve. The current version of the Draft Royal Decree suggested the [75%; 85%] interval, corresponding to a Strike Price interval of [95; 300] €/MWh for 2021.

Note that the form of the calibration curve shows that the elbow as such comes to an end rather towards 90%. Such [75%; 90%] range would then correspond to a strike price interval of [95; 750] €/MWh for 2021.

The zoom on the calibration curve is shown in *Figure 24*, below.

PRICES ASSOCIATED TO DIFFERENT % OF ELASTIC VOLUME IN THE 2021 CALIBRATION CURVE AND FOR THE LAST FOUR WINTER PERIODS [€/MWh, 2017-2020] – ZOOM ON 70% TO 90% ELASTIC VOLUME NORMALIZED

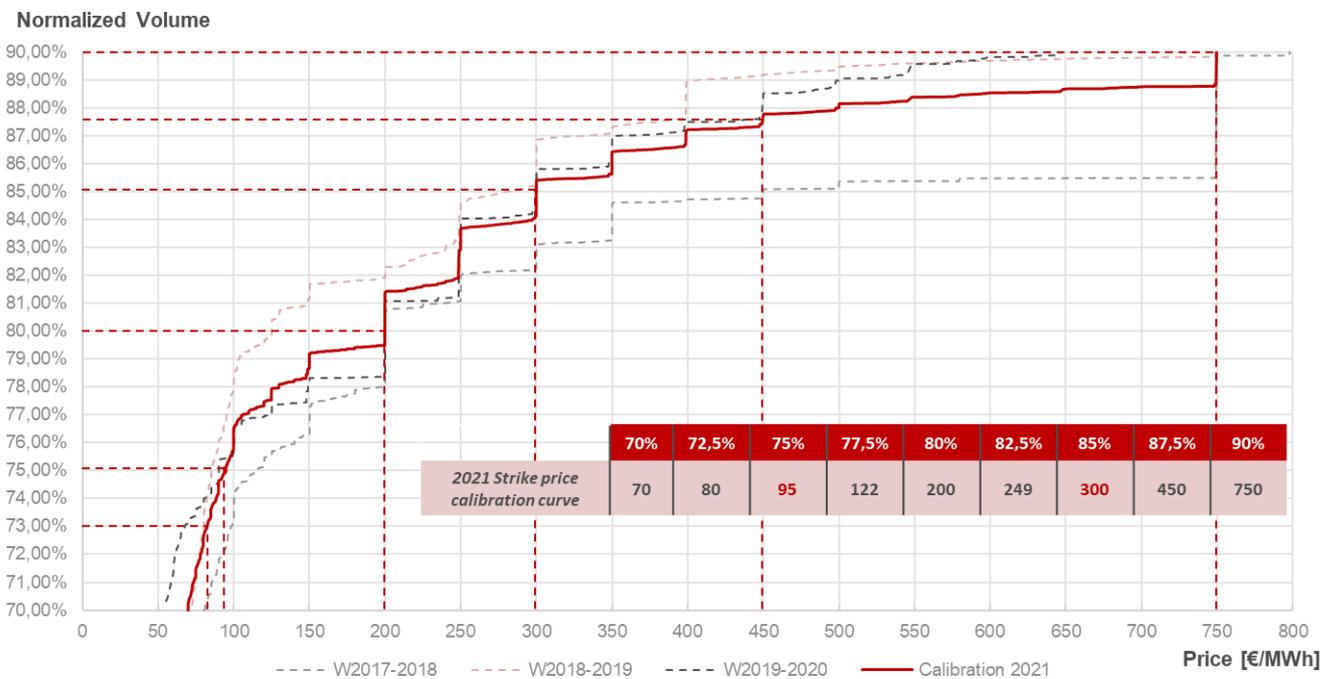


Figure 24 : Strike Price calibration curve zoom on the range of 70% to 90% normalized volume

4. Appendix

4.1. Sensitivity analysis to the removal of COVID-impacted weeks

The analysis conducted was submitted to a sensitivity analysis to estimate the consequences on the Strike Price interval of the removal from the dataset of the last two weeks of March 2020, which suffered from a drop in consumption following the COVID-19 pandemic.

As presented in [Figure 25](#) below, the curve with and without the last two weeks of March are very similar and blend together. This is also expressed in the numbers: the prices associated with a [75%;85%] elastic volume reaction increases very slightly to [96;300] €/MWh without the last two weeks of March included, compared to [95;300] €/MWh.

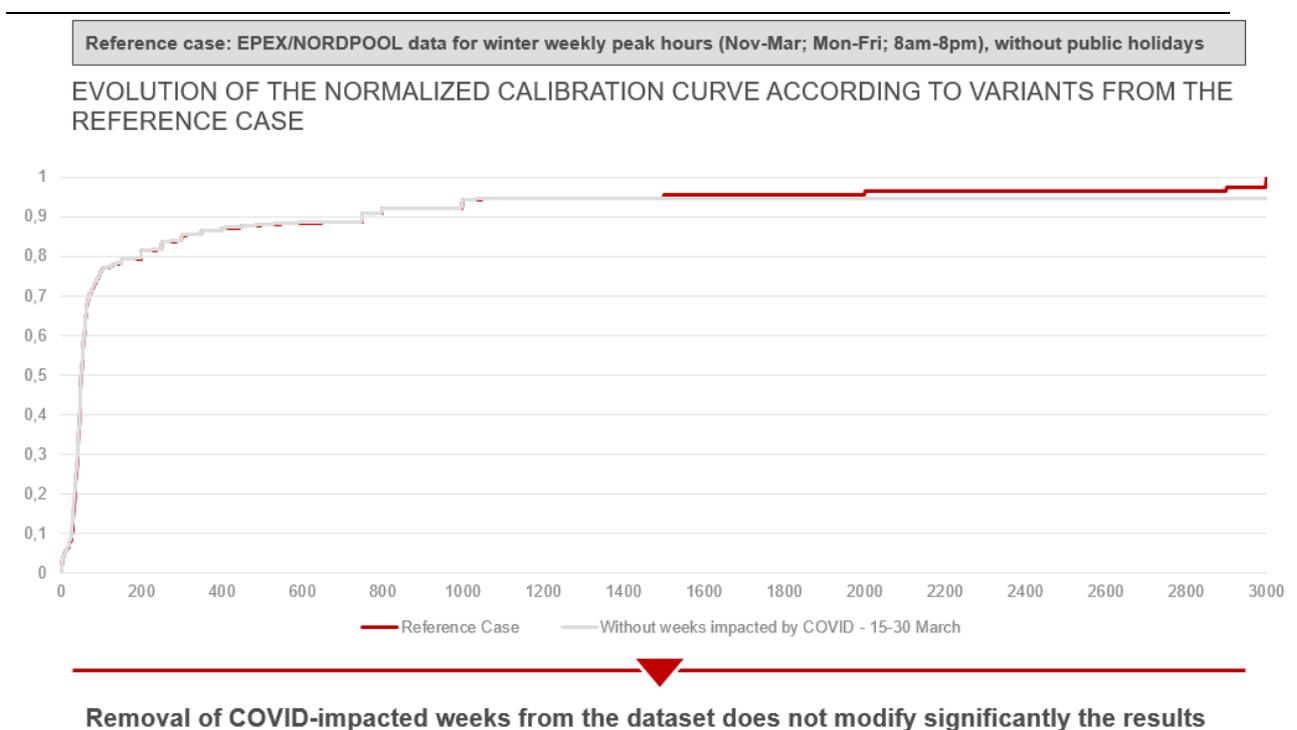


Figure 25 - Sensitivity analysis of the Strike Price interval to a removal of the COVID-impacted weeks

4.2. Volume jumps in the Strike Price calibration curve

The Strike Price calibration curve is characterized by small jumps (see [Figure 26](#) below) of normalized volumes for certain price levels. The shape of this Strike Price calibration curve is not “smooth” because volumes are more frequently offered at “rounded” prices like multiples of 50 €/MWh (200, 250, 300, 500, 2000,...).

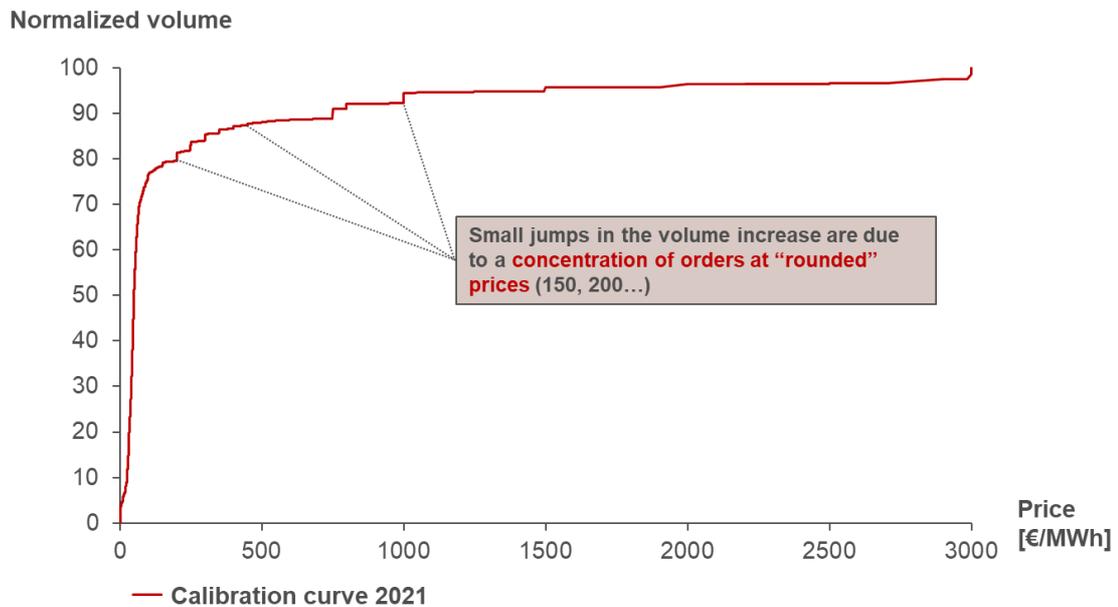


Figure 26 - Illustration of breaks in the Strike Price calibration curve

4.3. IT Tools & Data access

The data (aggregated curve and the order blocks files) were directly provided by EPEX and Nord Pool Spot. Some of these data are confidential and have only been made accessible to E-CUBE by the NEMOs.

The data was processed by a script written in the programming R language. It is a free software environment, commonly used for statistical computing.

The use of a dedicated software instead of more widely used spreadsheets was made necessary by the amount of data files processed. The aggregated curves are for instance stored in individual hourly files and tens of thousands of these files had to be loaded.

The R script processes raw data made available by EPEX and Nord Pool Spot and apply each step of the methodology consecutively. Intermediary results and graphics are provided to monitor the run of the script.