

Préparation de l'enchère CRM Y-4 pour la période de fourniture 2027-28 :

Analyses complémentaires relatives aux résultats obtenus.

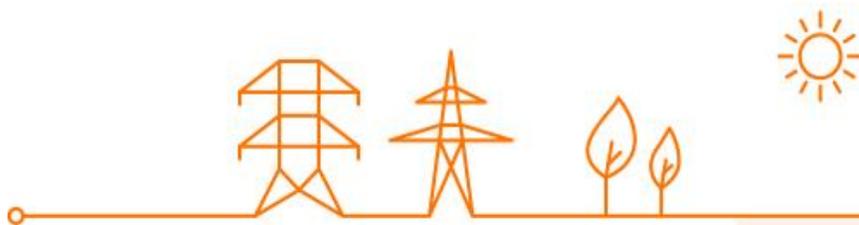


Table des matières

0. Introduction	3
1. Méthodologie, données d'entrée et hypothèses	3
1.1. Scenario de référence : données et hypothèses applicables à la Belgique	4
Capacités thermiques	4
Renouvelables	4
Stockage.....	5
Réponse du marché.....	5
1.2. Scenario de référence : Hypothèses pour les pays voisins	6
1.3. Prix	8
2. Impact sur le rapport de calibration	9
2.1. Analyse des périodes de pénurie.....	9
2.2. Consommation moyenne d'électricité pendant les situations de pénurie simulées.....	13
2.3. Prévion d'énergie non desservie pendant les situations de pénurie simulées	15
2.4. Capacité d'entrée maximale disponible pour la participation de capacités étrangères indirectes.....	17
2.5. Facteurs de réduction pour les technologies à énergie limitée.....	19

0. Introduction

Cette annexe constitue une nouveauté par rapport aux rapports de calibration précédents, qui visaient les enchères Y-4 pour les périodes de fourniture 2025-26¹ et 2026-27². En effet, suite aux retours reçus dans le cadre de la présentation des rapports de calibration précédents, Elia a pris l'initiative de joindre à ce rapport la présente note explicative.

Cette note explicative a pour objectif de fournir davantage d'informations par rapport aux résultats obtenus dans le cadre du rapport de calibration pour l'enchère Y-4 de la période de fourniture 2027-28. De plus, une comparaison par rapport aux valeurs obtenues dans le rapport de calibration précédent sera présentée, en fournissant des éléments permettant d'expliquer les éventuels écarts observés.

Cette note explicative se compose de deux parties principales. Dans un premier temps, une analyse des changements principaux en ce qui concerne les hypothèses et données d'entrée entre les scénarios de référence des enchères Y-4 pour les périodes de fourniture 2026-27 et 2027-28 est présentée. Dans un second temps, les résultats de la simulation du scénario de référence sont analysés, notamment au regard des évolutions présentées dans la première partie, et sont comparés aux résultats de l'enchère précédente.

1. Méthodologie, données d'entrée et hypothèses

Pour chaque enchère CRM, un certain nombre de paramètres doit être établi dans le cadre du scénario de référence sélectionné par la Ministre. Ces données sont mises à jour chaque année et prennent en compte les dernières informations disponibles. De ce fait, il est attendu que les paramètres d'enchère évoluent également suivant les données d'entrée utilisées. Une analyse complémentaire de ces évolutions paraît dès lors pertinente afin d'aider les différentes parties prenantes à appréhender les résultats du rapport de calibration.

Cette partie vise à fournir davantage d'informations quant aux données sélectionnées pour la Belgique et les pays voisins et à les comparer par rapport au set de données de la précédente enchère, ainsi qu'en ce qui concerne les données économiques considérées dans les différentes enchères.

¹ https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/users-group/crm-implementation/documents/20201204_dy2025---y-4-auction---calibration-report_fr.pdf

² https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/users-group/ug/wg-adequacy/2021/20211223_dy2026---y-4-auction---calibration-report_v3_without_annex_psp_with_erratum.pdf

1.1. Scenario de référence : données et hypothèses applicables à la Belgique

Au niveau des hypothèses et paramètres relatifs à la Belgique, un certain nombre de changements sont à noter.

Capacités thermiques

Le scénario de référence pour l'enchère Y-4 pour la période de fourniture 2027-28 prend en compte la prolongation des unités nucléaires de Tihange 3 et Doel 4, avec un facteur de réduction de 80%. Pour ce qui est des CCGT, les scénarios de référence prenaient en compte les deux nouvelles CCGT, contractées lors de l'enchère Y-4 pour la période de fourniture 2025-26. Hormis les points précédents, les seuls changements à noter entre les deux derniers rapports de calibration sont plutôt marginaux, à savoir la prise en compte de l'art. 4bis pour l'unité Seraing ST et le turbojet Ixelles-Volta et l'augmentation de capacité pour l'unité de St Ghislain.

Au total, cela signifie que la part de capacité thermique dispatchable a significativement augmenté entre les deux derniers rapports de calibration. Il faut toutefois noter que le scénario de référence est calibré (Partie I, §1.3 du rapport de calibration) pour garantir que le critère de sécurité d'approvisionnement de la Belgique soit atteint, ce qui limite l'effet des changements liés aux capacités thermiques sur les paramètres de l'enchère.

Renouvelables

Ensuite, concernant les hypothèses relatives aux énergies renouvelables en Belgique, une augmentation significative de la capacité installée de panneaux solaires photovoltaïques est à noter, dont l'impact sur les paramètres de sécurité d'approvisionnement est plutôt limité, ainsi qu'une diminution de la capacité installée d'éolien en mer, faisant suite aux dernières mises à jour des plannings liés à la mise en service des futurs parcs offshore belges.

De manière générale, on note que le facteur de réduction d'une technologie renouvelable va diminuer d'autant plus que cette technologie a une capacité installée importante dans le modèle. Il faut cependant noter que l'impact sur les facteurs de réduction est également corrélé au volume de cette technologie installé au niveau européen. Vu les ambitions importantes concernant l'énergie solaire et l'éolien en mer au niveau européen (voir 1.2. Scenario de référence : Hypothèses pour les pays voisins), les facteurs de réduction de ces technologies pourraient en être affectés.

Stockage

Troisièmement, la capacité de stockage a augmenté pour deux raisons principales. La capacité installée de batteries à grande échelle a légèrement augmenté mais c'est surtout leur contenu énergétique qui a été revu à la hausse, ce qui augmente également leur contribution à la sécurité d'approvisionnement. La capacité installée de batteries résidentielles a été revue à la hausse, sur base des dernières informations disponibles, principalement en Flandre, ce qui a tendance à augmenter l'intégration journalière de l'énergie solaire.

De manière générale, les changements relatifs au volume de stockage peuvent affecter leur facteur de réduction car plus le système intègre de capacité à énergie limitée (comme le stockage ou la réponse du marché), plus les facteurs de réduction de ces technologies diminuent.

Réponse du marché

Enfin, le volume de réponse du marché, tant au niveau du « shedding » que du « shifting » a été revu à la hausse. De manière analogue aux technologies de stockage, cette augmentation va avoir tendance à diminuer la contribution individuelle de ces capacités à la sécurité d'approvisionnement, de par leur facteur de réduction. En effet, plus la capacité installée d'une technologie dans une zone de réglage va augmenter, plus le facteur de réduction de cette technologie va diminuer. Cet effet avait notamment été expliqué lors de la Task Force CRM Meeting du 8 janvier 2021³.

³ <https://www.elia.be/en/users-group/crm-implementation/20210108-tf-crm-21>

1.2. Scenario de référence : Hypothèses pour les pays voisins

Les hypothèses pour les pays voisins ont été présentées en deux temps : d'une part, les données pour la France, l'Allemagne, les Pays-Bas et la Grande-Bretagne ont fait l'objet de la consultation publique et ont été présentées lors du Working Group Adequacy du 6 mai 2022⁴ et, d'autre part, les données pour la Pologne, l'Italie et l'Espagne ont été ajoutées suite aux commentaires reçus lors de la consultation publique et ont été présentées lors du Working Group Adequacy du 17 juin 2022⁵. L'ensemble de ces données est repris dans l'Excel « Assumptions Workbook » joint au rapport de calibration et un tableau de synthèse est présenté au Tableau 1.

Countries	Proposed Updates				
	Lignite/Coal [MW]	Wind Onshore [MW]	Wind Offshore [MW]	Solar [MW]	Demand [TWh/y]
DE	10,700	74,300	22,000	137,200	623
FR	0	24,100	6,200	44,000	482
NL	2,671	7,800	11,500	26,900	143
GB	0	24,200	36,300	31,900	306
IT	0	20,700	1,300	56,200	340
PL	21,600	10,500	3,600	8,800	182
ES	0	49,500	0	50,700	271

Tableau 1 : Hypothèses proposées pour les pays voisins, reprises dans le scénario de référence

L'ensemble de ces paramètres a pour objectif de prendre en compte les dernières ambitions européennes, notamment sur base des données dérivées des packages « Fit For 55 » et « REPowerEU » ainsi que des dernières ambitions nationales. Ces mises à jour ont un impact significatif sur les résultats, étant donné les nombreux changements qui ont eu lieu entre la sélection du scénario de référence pour l'enchère précédente, datant de septembre 2021, et la sélection du scénario de référence applicable à cette enchère.

Trois éléments principaux sont à noter :

1. une augmentation de la demande, sur base des ambitions liées à l'électrification au niveau européen ;
2. une augmentation de la part des énergies renouvelables (principalement solaire et éolien en mer) ;
3. une diminution de la capacité thermique, notamment en Allemagne.

⁴ <https://www.elia.be/en/users-group/adequacy-working-group/20220506-meeting>

⁵ <https://www.elia.be/en/users-group/adequacy-working-group/20220617-meeting>

Les deux premiers éléments sont illustrés graphiquement à la Figure 1.

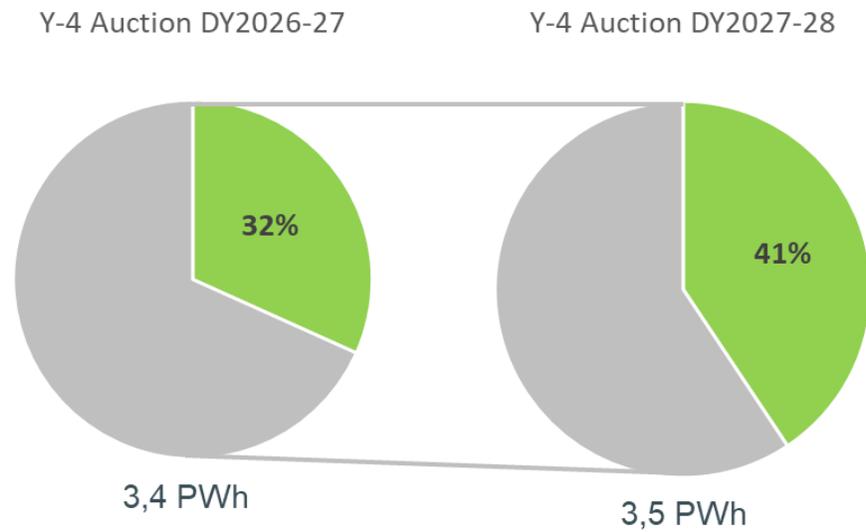


Figure 1 : Évolution du mix énergétique européen entre les deux derniers rapports de calibration (Part de renouvelable en vert sur la consommation totale en PWh)

1.3. Prix

L'évolution des prix constitue un autre changement majeur au niveau des hypothèses (Tableau 2). En effet, les prix du fuel ont connu une hausse importante, marquée notamment par les prix du gaz observés sur le marché, et le prix du CO₂ qui a presque doublé.

Catégories	Prix [€2019/MWh]	Prix [€2020/MWh]
Oil	37.8	66.9
Gas	20.9	44.4
Coal	8.6	10.7
	[€2019/tCO ₂]	[€2020/tCO ₂]
CO ₂	46.0	97.3

Tableau 2: Évolution des prix entre les deux derniers rapports de calibration

Cet impact se traduit directement sur le coût marginal des unités dans le modèle et sur le « merit order » associé. La Figure 2 montre que le coût marginal a augmenté de plus de 50% entre les deux derniers rapports de calibration mais que l'écart de coût marginal entre les unités augmente également. En effet, l'écart entre le coût marginal d'une nouvelle CCGT et le coût marginal d'une nouvelle OCGT augmente de 26€/MWh sur base du scénario de référence utilisé dans l'objet de ce rapport. De ce fait, les revenus observés vont avoir tendance à augmenter, principalement pour les unités qui sont dispatchées en premier dans le « merit order ».

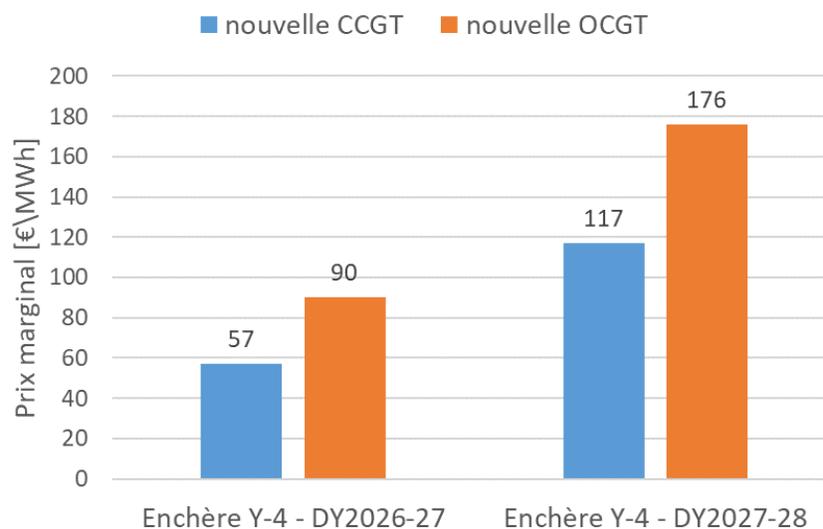


Figure 2 : Évolution du prix marginal d'unités thermiques entre les deux derniers rapports de calibration

2. Impact sur le rapport de calibration

2.1. Analyse des périodes de pénurie

Les paramètres de volume (consommation moyenne, énergie non desservie moyenne et capacité d'entrée maximale disponible pour la participation de capacités étrangères indirectes) ainsi que les facteurs de réduction déterminés dans le cadre du rapport de calibration reflètent la contribution moyenne d'un indicateur sur l'ensemble des périodes au cours desquelles une situation de pénurie se produit dans les simulations. Les caractéristiques de ces périodes de pénurie simulées (leur longueur, leur fréquence, les heures auxquelles elles se produisent) ont un impact majeur sur la valeur finale des indicateurs. Dès lors, ce paragraphe présente le détail et les caractéristiques de ces périodes de pénurie ainsi que leur évolution par rapport au rapport de calibration précédent.

D'abord, il faut noter que le nombre d'heures moyen de pénurie par an n'a pas changé entre les rapports de calibration. En effet, ce paramètre reste constant (par construction) et est égal à 3h, ce qui correspond au critère de sécurité d'approvisionnement applicable en Belgique.

La Figure 3 reprend l'histogramme et la distribution cumulative des périodes de pénurie simulées pour les deux derniers rapports de calibration. Dans ces deux rapports de calibration, les caractéristiques pour les périodes de pénurie courtes (inférieures ou égales à 2h) et longues (> 10h) sont sensiblement équivalentes. Par contre, dans le cadre de l'enchère Y-4 pour la période de fourniture 2026-27, davantage de périodes de pénurie étaient observées avec une longueur de 2 à 4h, tandis que le présent rapport de calibration pour l'enchère Y-4 (pour la période de fourniture 2027-28) présente davantage de périodes de pénurie avec une longueur de 5 à 10h. Ce constat peut être expliqué par la plus grande part d'énergie renouvelable, et notamment d'éoliennes offshore dans le système européen. Ceci explique la raison pour laquelle les facteurs de réduction pour des technologies avec une disponibilité égale ou inférieure à 8h sont plus bas dans le cadre de ce rapport de calibration.

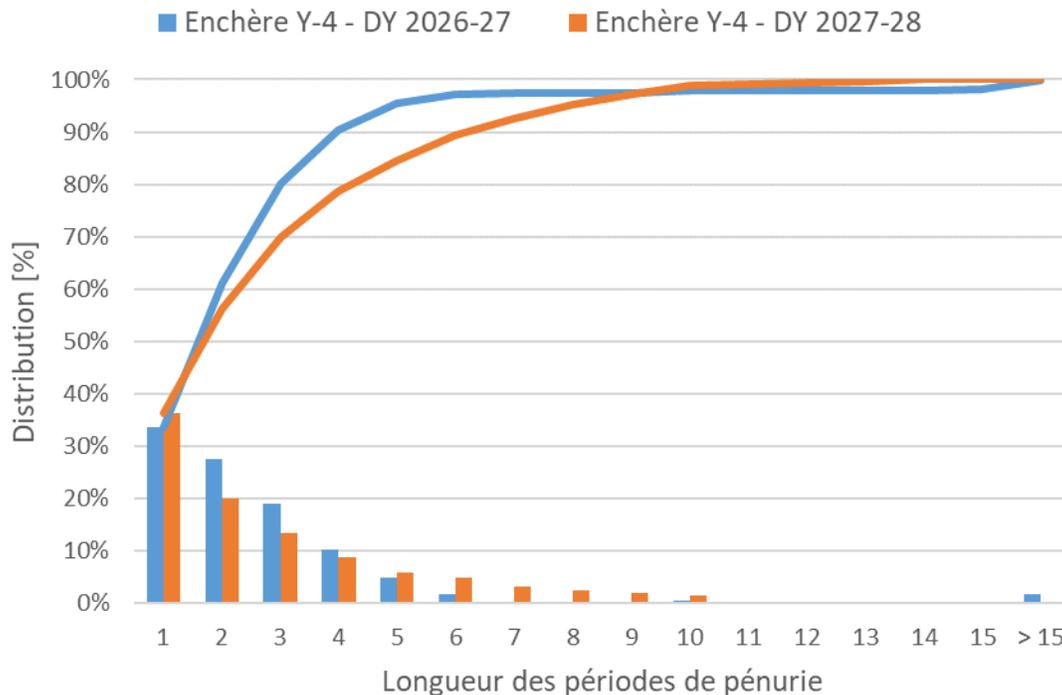


Figure 3: Distribution de la longueur des périodes de pénurie sur les périodes de pénurie simulées des deux derniers rapports de calibration

En observant le nombre de jours consécutifs avec au moins 1h de pénurie comme présenté à la Figure 4, il faut noter que la plupart des périodes de pénurie simulées ne se produisent que durant un seul jour. Cette probabilité est similaire entre les deux rapports de calibration. Par contre, davantage de périodes de pénurie simulées avec une récurrence plus importante, de l'ordre de 3 à 4 jours consécutifs sont observées dans le cadre du rapport de calibration relatif à l'enchère Y-4 pour la période de fourniture 2027-28. Ce constat peut être expliqué par la plus grande part d'énergie renouvelable, et notamment d'éoliennes offshore en Europe dans le système (ainsi qu'à la diminution de la capacité thermique dans le système européen). Les périodes de pénurie plus importantes dans la durée sont observées lorsque la production éolienne est faible pour une longue durée. Ce constat va également impacter les facteurs de réduction pour les technologies à énergie limitée, notamment par le fait que des périodes de recharge doivent être disponibles entre les périodes de pénurie pour que ces technologies puissent contribuer à la sécurité d'approvisionnement.

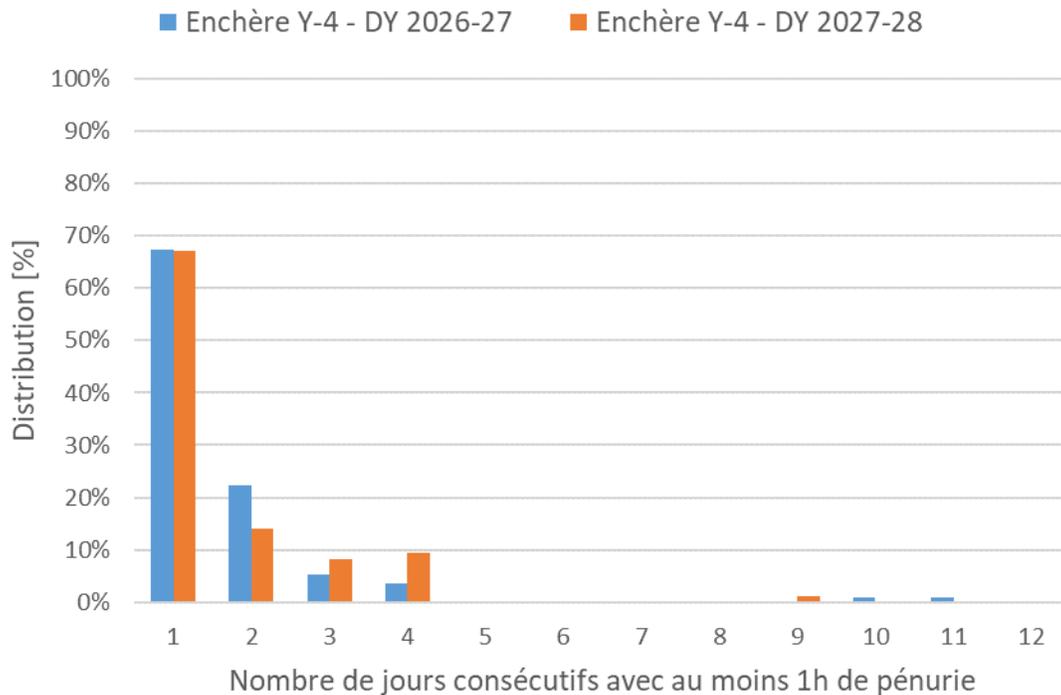


Figure 4: Distribution du nombre de jours consécutifs avec au moins 1h de pénurie entre les deux derniers rapports de calibration

Il est également intéressant d'analyser les périodes de la journée durant lesquelles les situations de pénurie simulées ont lieu. La Figure 5 présente la distribution intra-journalière des périodes de pénurie simulées. La principale différence entre les deux enchères réside dans la contribution à la pointe du soir. Dans l'enchère Y-4 pour la période de fourniture 2026-27, la plupart des périodes de pénurie étaient concentrées autour de trois heures spécifiques (de 17 à 19h environ). Dans le cadre de l'enchère Y-4 pour la période de fourniture 2027-28, la période autour de la pointe du soir a été significativement élargie. Les périodes de pénurie simulées ont tendance à démarrer plus tôt et à finir plus tard. Cette observation peut être expliquée principalement par la part du renouvelable et la réduction de la capacité thermique dans le mix énergétique européen qui induit des périodes de pénurie plus longues.

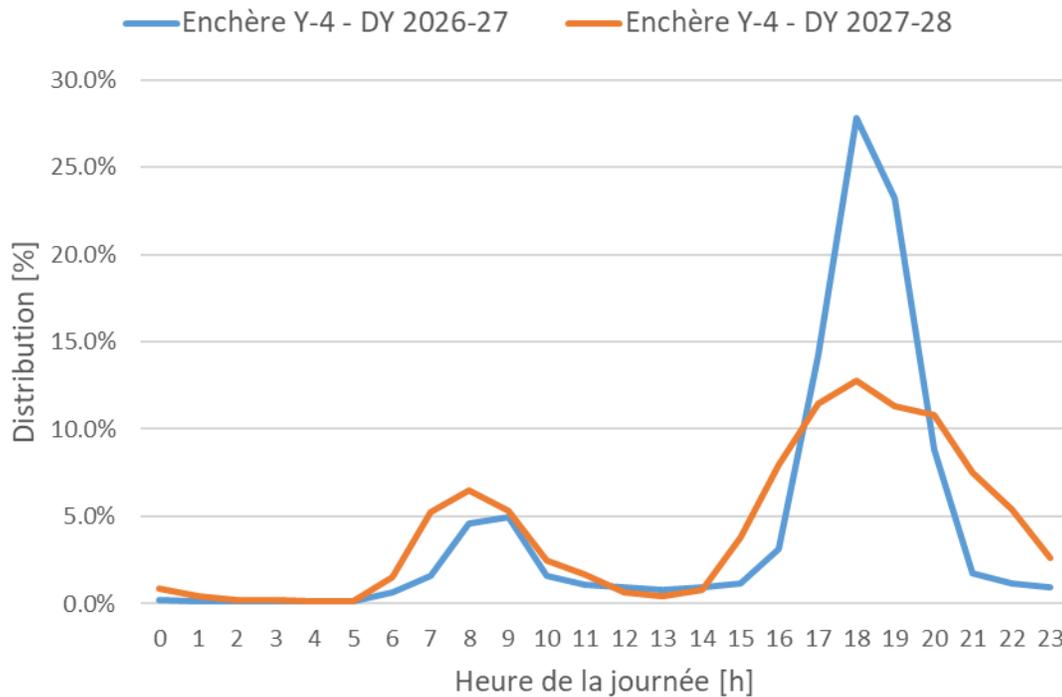


Figure 5: Distribution journalière des périodes de pénurie simulées entre les deux derniers rapports de calibration

Enfin, la Figure 6 présente la distribution par mois des périodes de pénurie observées dans le modèle. Cette répartition n'a pas fondamentalement évolué entre les deux derniers rapports de calibration. La plupart des situations de pénurie a lieu au mois de janvier et des périodes de pénurie sont également à noter du mois d'octobre au mois de février inclus.

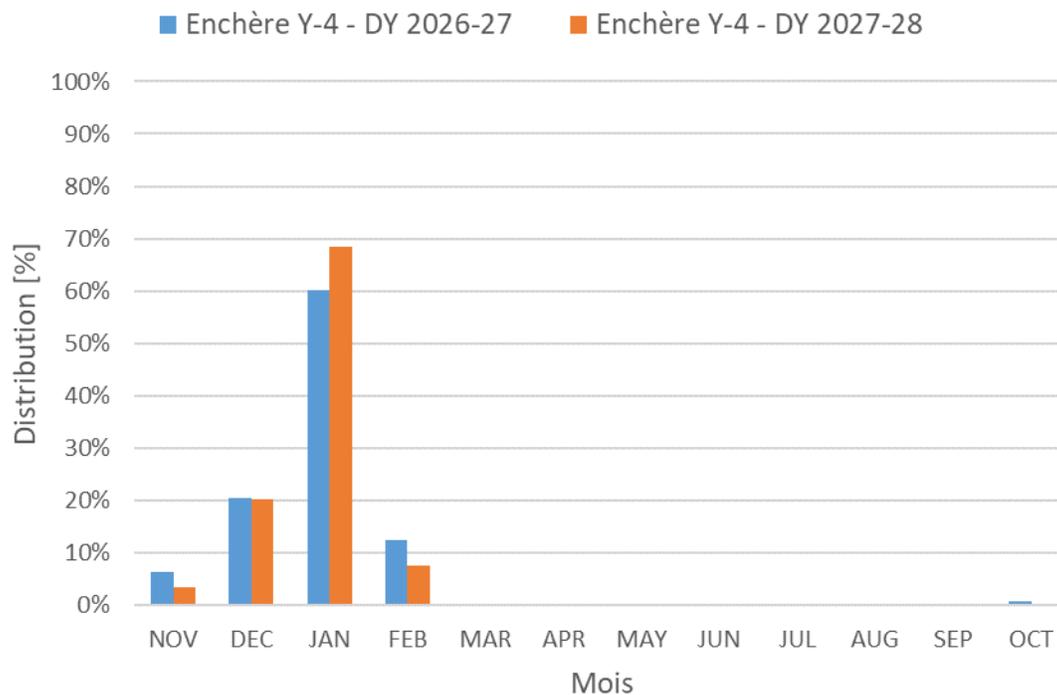


Figure 6: Distribution par mois des périodes de pénurie simulées entre les deux derniers rapports de calibration

2.2. Consommation moyenne d'électricité pendant les situations de pénurie simulées

Afin de déterminer le volume cible, il est nécessaire de déterminer la consommation moyenne pendant les situations de pénurie simulées. Ce paramètre est déterminé en prenant la moyenne de la consommation, corrigée avec la capacité « out-of-market » considérée dans le scénario de référence, sur l'ensemble des heures pour lesquelles une situation de pénurie simulée est observée. Dans le cadre du rapport de calibration de l'enchère Y-4 pour la période de fourniture 2026-27, ce volume pour le point B était égal à 14089 MW. Dans le cadre du rapport de calibration de l'enchère Y-4 pour la période de fourniture 2027-28, ce paramètre est égal à 14071 MW, soit une diminution de 18 MW.

Cette différence s'explique par les éléments ci-dessous :

- La consommation moyenne annuelle a diminué entre les deux rapports de calibration, passant de 91,5 TWh à 90,9 TWh. Cette diminution représente une diminution moyenne d'environ 70 MW⁶ ;
- Cette estimation ne tient, par contre, pas compte du fait que le scénario de référence

⁶ (91,5 TWh – 90,9 TWh) / 8760h

associé à l'enchère objet de ce rapport comporte davantage de véhicules électriques et de pompes à chaleur. Or, la présence accrue de véhicules électriques, en considérant 41% de charge optimisée, aura tendance à augmenter la pointe du soir et l'augmentation du nombre de pompes à chaleur aura tendance à créer une saisonnalité additionnelle dans le profil de consommation, de par la demande plus élevée de chaleur en hiver ;

- La capacité de stockage « out-of-market » a également évolué, passant de 327 MW à 492 MW, notamment lié au taux d'installation de batteries résidentielles observé en Flandre. Cette évolution aura tendance à réduire la pointe du soir, à condition qu'il y ait suffisamment de production solaire durant la journée pour lisser la consommation ;
- Finalement, comme présenté à la Figure 5, des périodes de pénurie sur un spectre plus large autour de la pointe du soir sont observées dans le cadre du présent rapport de calibration. Cet effet aura également tendance à diminuer la consommation moyenne d'électricité pendant les périodes de pénurie car sa valeur sera moins dépendante de la contribution de la pointe observée en soirée.

L'ensemble de ces éléments mène à l'observation présentée à la Figure 7. D'une part, davantage de périodes avec une consommation moyenne plus élevée sont observées, ce qui est principalement lié aux périodes de pointe où la consommation est plus élevée du fait du nombre plus important de pompes à chaleur et de la moindre contribution des batteries « out-of-market » en cas d'ensoleillement limité. D'autre part, davantage de périodes avec une consommation moyenne plus faible est observée, ce qui est principalement lié à la répartition des périodes de pénurie (Figure 5) et à la consommation moyenne annuelle plus basse.

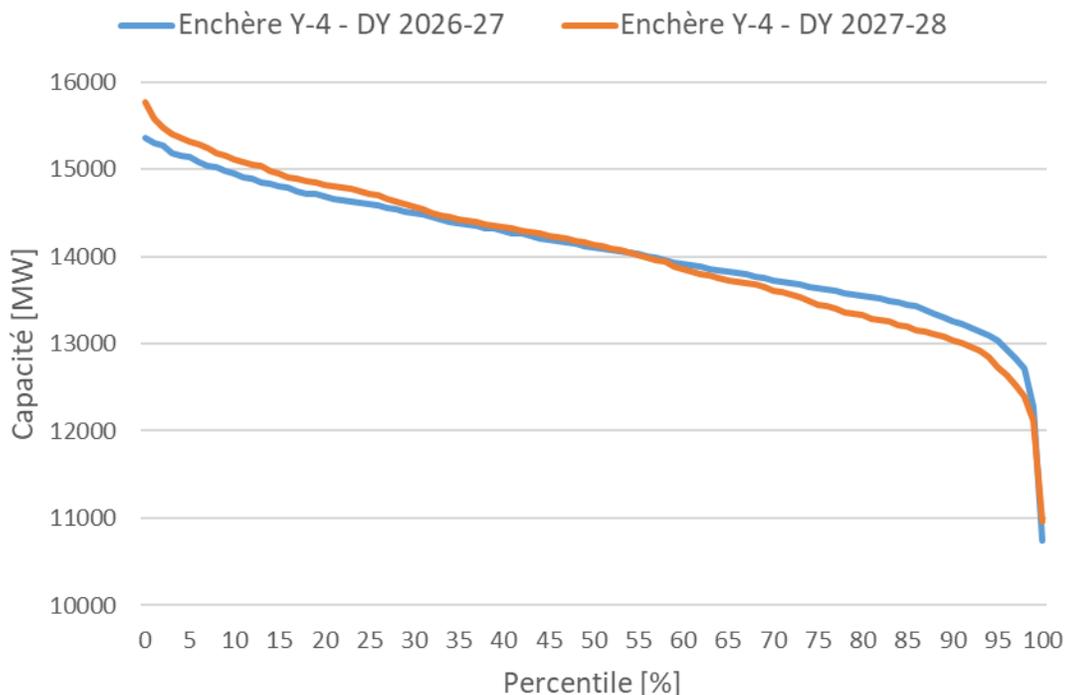


Figure 7: Distribution de la consommation moyenne pendant les périodes de pénurie simulées entre les deux derniers rapports de calibration

2.3. Prédiction d'énergie non desservie pendant les situations de pénurie simulées

Un autre paramètre permettant de déterminer le volume cible est la prévision d'énergie non desservie pendant les situations de pénurie simulées. Ce paramètre est déterminé en prenant la moyenne de l'énergie non desservie sur l'ensemble des heures pour lesquelles une situation de pénurie est observée. Dans le cadre du rapport de calibration de l'enchère Y-4 pour la période de fourniture 2026-27, ce volume pour le point B était égal à 577 MW. Dans le cadre du rapport de calibration de l'enchère Y-4 pour la période de fourniture 2027-28, ce paramètre est égal à 453 MW, soit une diminution de 124 MW.

Cette valeur est en ligne avec celle observée lors du rapport de calibration précédent et la distribution de l'énergie non desservie pendant les périodes de pénurie simulées entre les deux derniers rapports de calibration est présentée à la Figure 8. Il est à noter que moins de périodes sont observées avec une énergie non desservie importante (> 1000 MW) du fait du nombre plus réduit de périodes de pénurie ayant lieu durant la pointe du soir.

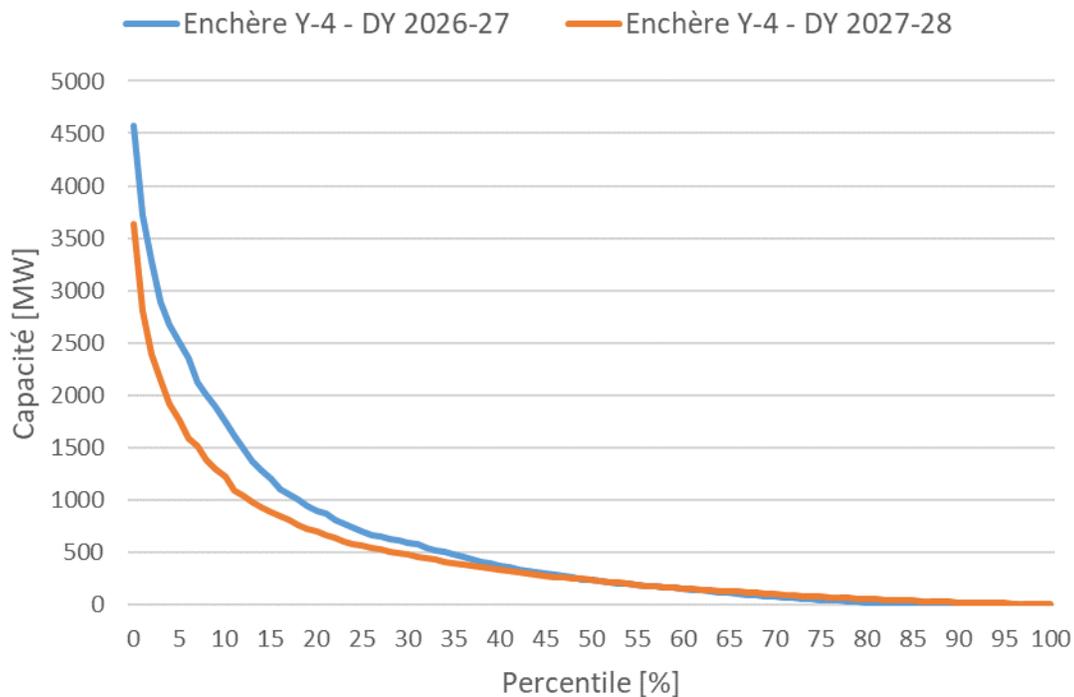


Figure 8: Distribution de l'énergie non desservie pendant les périodes de pénurie simulées entre les deux derniers rapports de calibration

Il est également à noter que le volume d'énergie non desservie entre les points A et B diminue assez peu. Ceci s'explique par le fait que les profils d'énergie non desservie restent sensiblement les mêmes. En effet, les heures de pénurie simulées avec un volume d'énergie non desservie restent assez faibles en nombre et leur valeur maximale n'augmente pas de manière significative. De plus, l'augmentation du nombre d'heures de situations de pénurie simulées induit également davantage de périodes avec une énergie desservie plus faible (< 500 MW). Dès lors, la prévision d'énergie non desservie moyenne pendant les situations de pénurie simulées ne diminue que peu entre les points B et A.

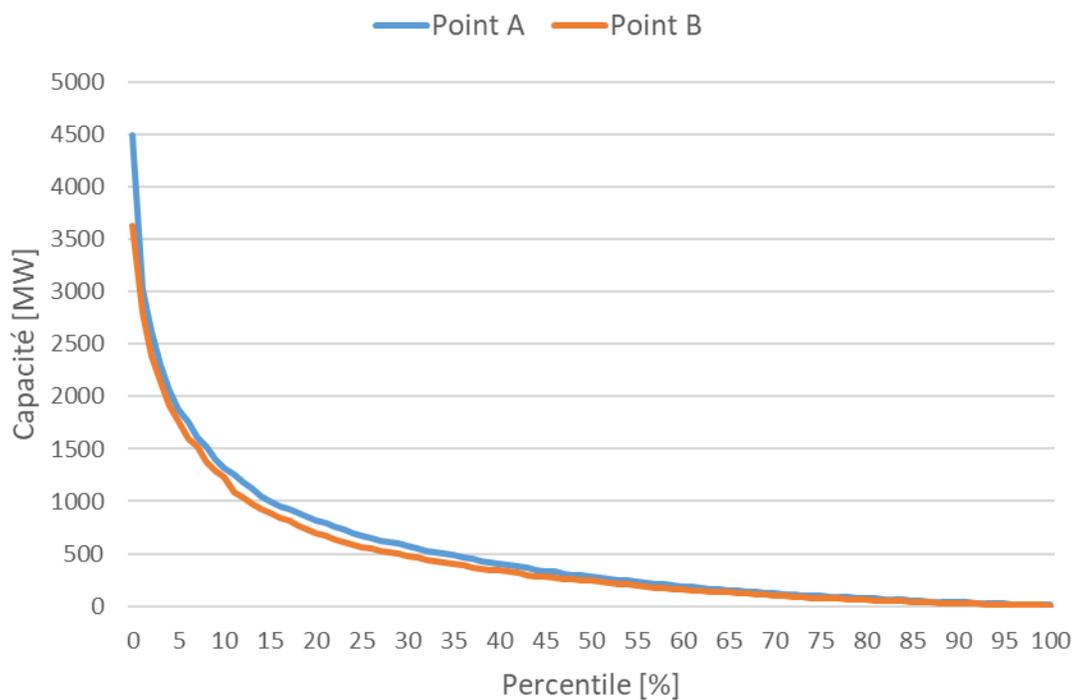


Figure 9: Distribution de l'énergie non desservie pendant les périodes de pénurie simulées entre les points A et B

2.4. Capacité d'entrée maximale disponible pour la participation de capacités étrangères indirectes

La capacité d'entrée maximale disponible pour la participation de capacités étrangères indirectes évolue également entre les deux rapports de calibration. Cette information est reprise au Tableau 3. La contribution totale des pays voisins diminue entre les deux derniers rapports de calibration, d'un volume de 494 MW.

	Enchère Y-4 - DY 2026-27 Volume [MW]	Enchère Y-4 - DY 2027-28 Volume [MW]
France	196	119
Pays-Bas	646	260
Allemagne	125	2
Grande-Bretagne	461	553
TOTAL	1428	934

Tableau 3: Comparaison de la capacité d'entrée maximale disponible pour la participation de capacités étrangères indirectes pénurie entre les deux derniers rapports de calibration

Ce volume est étroitement lié aux hypothèses retenues pour les zones de réglage directement reliées électriquement à la zone de réglage belge, comme mentionné précédemment (§1.2. Scénario de référence : Hypothèses pour les pays voisins).

Pour la France, la contribution était déjà assez limitée dans l'enchère Y-4 pour la période de fourniture 2026-27 mais elle est encore réduite de 77 MW. Cette diminution est principalement liée au scénario de référence sélectionné. En effet, le scénario de référence précédent ne considérait que deux unités nucléaires indisponibles en plus de la disponibilité initiale basée sur l'ERAA 2021, alors que le scénario de référence pour l'enchère Y-4 pour la période de fourniture 2027-28 en considère quatre.

Concernant l'Allemagne, la contribution baisse de manière significative. La quasi-totalité des situations de pénurie simulées en Belgique sont corrélées à une situation de pénurie en Allemagne, d'où sa faible contribution. Celle-ci s'explique principalement par les ambitions en terme d'électrification, qui implique une consommation d'électricité plus élevée, ainsi que par l'accélération prévue du « coal phase-out » en Allemagne.

La diminution observée pour les Pays-Bas est également significative. Cette diminution s'explique principalement par la corrélation avec l'Allemagne et aux évolutions prévues du mix énergétique néerlandais.

Finalement, une hausse de la contribution de la Grande-Bretagne est observée. Cette augmentation s'explique par le volume important de capacité disponible en Grande-Bretagne et à la diversification des sources d'approvisionnement disponible.

L'analyse des périodes de pénurie simulées concomitantes (Figure 10) met en avant la dépendance des périodes de pénurie simulées dans la zone de réglage belge avec les périodes de pénurie dans la zone de réglage allemande. En effet, 99% des périodes de pénurie simulées en Belgique ont lieu quand une période de pénurie a lieu en Allemagne. De manière indirecte, la concomitance de périodes de pénurie simulées avec les autres zones de réglage directement reliées électriquement à la zone de réglage belge diminue. Dans le cadre du rapport de calibration de l'enchère Y-4 pour la période de fourniture 2026-27, ces événements étaient distribués de manière plus homogène, ce qui se traduisait également par un nombre important de périodes de pénurie simulées communes à l'ensemble des zones de réglage.

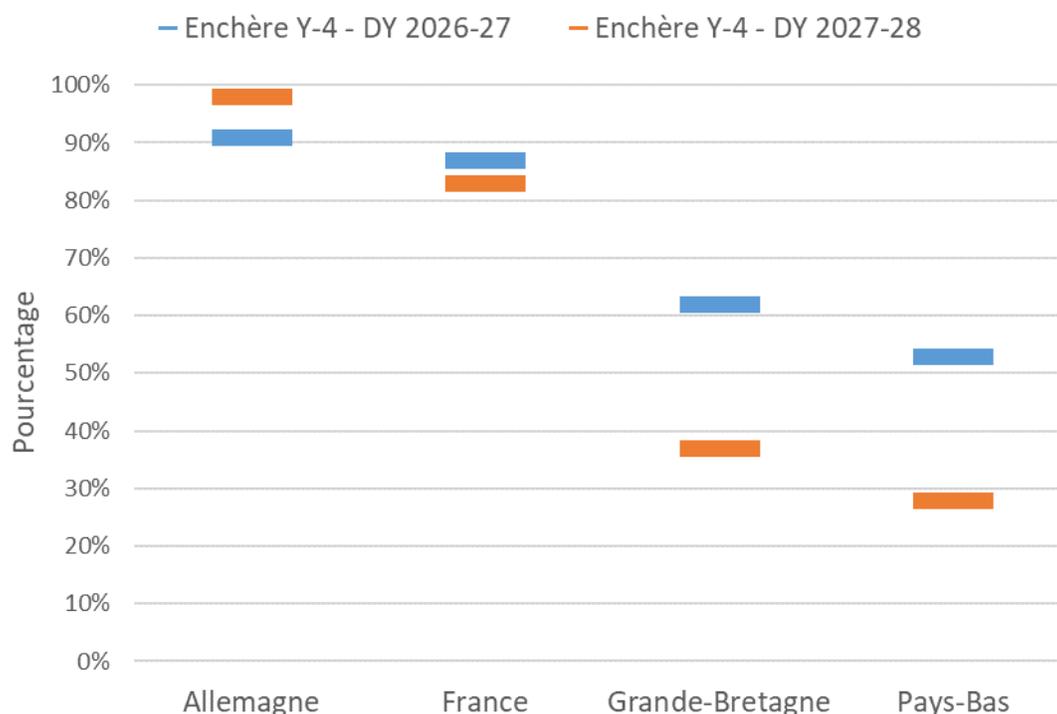


Figure 10: Analyse pays par pays des périodes de pénurie simulées concomitantes entre les deux derniers rapports de calibration

2.5. Facteurs de réduction pour les technologies à énergie limitée

Les facteurs de réduction pour les technologies à énergie limitée (batteries, réponse du marché, stations de pompage-turbinage, ...) sont corrélés aux profils des périodes de pénurie simulées. Plus les périodes de pénurie simulées sont courtes, plus les facteurs de réduction seront élevés. En effet, la contribution de ces technologies est liée à la capacité de ces technologies à fournir de l'énergie pour un certain nombre d'heures de pénurie consécutives. En ce qui concerne les technologies de stockage (batteries et stations de pompage-turbinage), il est à noter que le réservoir doit d'abord être rempli afin que la technologie puisse contribuer pendant les périodes de pénurie simulées, ce qui signifie que de l'énergie excédentaire doit également être disponible entre deux périodes de pénurie simulées. Le rendement de charge/décharge ou de pompage/turbinage décidera alors quelle technologie sera utilisée en premier afin d'obtenir une solution optimale.

Afin d'appréhender l'impact des périodes de pénurie simulées plus courtes sur les facteurs de réduction des technologies à énergie limitée, un indicateur pertinent est la distribution des périodes de pénurie simulées pondérée par la durée des événements (Figure 11).

Soit un SLA (Service Level Agreement) avec une durée de disponibilité associée de 3h, considéré à titre d'exemple. Ce SLA sera capable de fournir de l'énergie pour l'ensemble des périodes de pénurie de 1, 2 et 3h. Par contre, ce SLA ne pourra contribuer que partiellement pour les événements d'une durée supérieure.

La Figure 11 permet de tenir compte du nombre total d'heures de pénurie simulées, ce qui fournit un indicateur plus précis quant à l'impact sur les facteurs de réduction. En effet, bien qu'il y ait plus de périodes de pénurie d'une heure que de périodes de pénurie de deux heures, le fait que ces dernières aient une durée de deux heures fait que le nombre total d'heures dans les périodes de pénurie de deux heures est plus élevé que dans les périodes de pénurie d'une heure.

La distribution cumulative reprise à la Figure 11 permet de donner une indication des facteurs de réduction à énergie limitée et fournit une explication visuelle quant à la diminution des facteurs de réduction pour les technologies avec une disponibilité inférieure à 10h entre les deux derniers rapports de calibration.

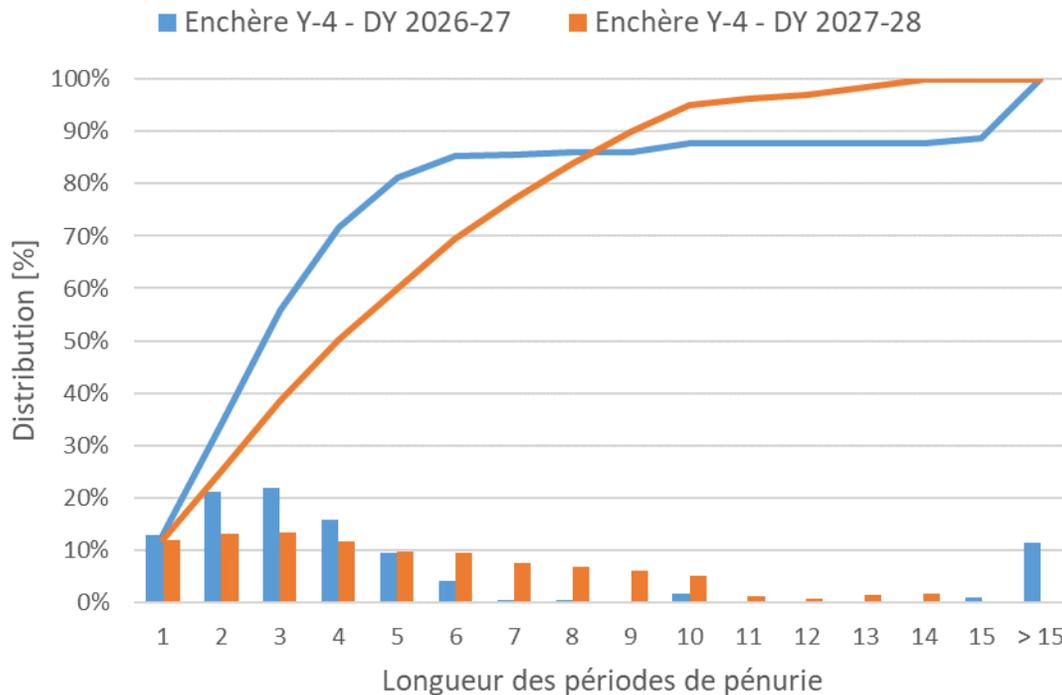


Figure 11: Histogramme et distribution cumulative de la durée des périodes de pénurie simulées, pondérées par leur durée en heures entre les deux derniers rapports de calibration

Il faut cependant noter que cette distribution cumulative ne permet pas de prendre en compte certains aspects comme :

- le fait que la durée de disponibilité d'un SLA est déterminée de manière journalière dans le modèle, ce qui signifie qu'un SLA de 2h peut contribuer à une période de pénurie d'1h au matin et d'1h au soir. Ce graphe a été construit uniquement sur base de la distribution des longueurs des périodes de pénurie simulées mais sans prendre en compte la contrainte journalière des SLA's ;
- le fait que la pénétration dans le marché des technologies à énergie limitée a un impact sur la contribution globale des technologies à énergie limitée. En effet, au plus ces technologies sont présentes, au plus leur facteur de réduction sera faible. Cet effet avait notamment été expliquée lors de la Task Force CRM Meeting du 8 janvier 2021⁷.

⁷ <https://www.elia.be/en/users-group/crm-implementation/20210108-tf-crm-21>