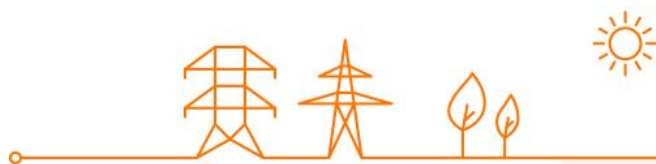


ELIA TRANSMISSION BELGIUM

Tarifs pour le maintien et la restauration de l'équilibre résiduel des responsables d'accès individuels¹

Période 2024-2027



¹ Responsable d'accès = responsable d'équilibre ou Balancing Responsible Party (BRP)

1 Tarif pour le maintien et la restauration de l'équilibre individuel des responsables d'équilibre

Le tarif pour le maintien et la restauration de l'équilibre individuel des responsables d'équilibre est basé sur les coûts supportés par Elia pour le réglage de l'équilibre de la zone de réglage belge au quart d'heure considéré et est censé fournir aux responsables d'équilibre des éléments d'incitation appropriés pour qu'ils équilibrent leur injection et leur prélèvement, conformément à l'art. 12 §5 10° de la Loi électricité du 29 avril 1999 ainsi qu'aux paragraphes 4.2 2°, 4.4, 4.5 et 4.6 de l'annexe 2 de la Méthodologie tarifaire du 30 juin 2022.

1.1 Définition

Le déséquilibre d'un responsable d'équilibre, pour un quart d'heure donné, est égal à la différence entre l'injection totale appartenant au périmètre de ce responsable d'équilibre, pour ce quart d'heure, et le prélèvement total appartenant au périmètre de ce responsable d'équilibre pour ce quart d'heure, y compris des pertes actives en réseau attribuées à et compensées par ce responsable d'équilibre. Les notions d'injection et de prélèvement, ainsi que la composition du périmètre de déséquilibre sont telles que décrites dans le T&C BRP.

Le déséquilibre de la Zone de Réglage (ci-après « System Imbalance » ou « SI »), est établi, pour un quart d'heure donné, selon l'équation ci-dessous:

1. pour la période avant la connexion à la plateforme européenne aFRR et avant le mFRR technical go-live²:

$$\text{System Imbalance} = ACE - NRV ;$$

Avec :

- *NRV, le Volume Net de Réglage* tel que défini dans les règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires qui reflète, pour un quart d'heure donné, le volume net d'énergie de réglage (à la hausse et à la baisse) mise en œuvre par Elia pour le maintien de l'équilibre de la zone de réglage d'Elia. Un signe positif ou négatif du NRV indique un déficit respectivement un surplus global d'énergie dans la zone de réglage belge. Dans le cas où le NRV est égal à zéro, il est considéré par convention que la zone de réglage est déficitaire. Le NRV est ajusté pour prendre en compte, le cas

² [1] le technical go live correspond à l'entrée en vigueur des T&C BSP mFRR, amendées pour inclure les évolutions du produit mFRR nécessaires à la connexion à la plateforme européenne mFRR

échéant, les activations de réserve stratégique, selon les principes décrits dans les règles de fonctionnement de la réserve stratégique.

- *ACE, l'Area Control Error*³, qui est égale à la différence instantanée entre les valeurs de références (« programmées ») et les valeurs réelles (« mesurées ») de l'échange de puissance de la zone de réglage belge en tenant compte de l'effet du biais de fréquence.

2. pour la période après la connexion à la plateforme européenne aFRR et/ou le mFRR technical go-live (selon les modalités définies dans les T&C BRP ou dans les Règles d'équilibrage):

$$S_t = \Delta P_t + k\Delta f_t - (aFRR\ requested_t + mFRR\ requested_t)$$

Avec :

- S_t la valeur moyenne sur un quart d'heure t du déséquilibre instantané du système
- ΔP_t la différence entre les flux transfrontaliers mesurés et programmés, exprimée en MW :

$$\Delta P_t = P_{measured,t} - P_{scheduled,t}$$

Avec :

- $P_{measured,t}$: la somme des flux mesurés aux interconnexions entre Elia et les GRT voisins. Un flux exporté est considéré comme étant positif, un flux importé comme étant négatif. La valeur est exprimée en MW.
- $P_{scheduled,t}$: la somme des flux programmés sur les interconnexions entre Elia et les gestionnaires de réseau de transport voisins. Ce terme ne comprend pas les flux transfrontaliers qui découlent de la plateforme Imbalance Netting et de la plateforme européenne aFRR. Un flux exporté est considéré comme étant positif, un flux importé comme étant négatif. La valeur est exprimée en MW.
- $k\Delta f_t$ l'erreur de réglage de la fréquence, exprimée en MW. Il s'agit de l'estimation de la quantité réelle de puissance active ajustée dans la zone RFP en réponse à la fréquence du système. En d'autres termes, cela correspond à la réponse attendue des unités de fourniture de FCR dans le bloc RFP d'Elia.

³ Défini dans le Règlement (UE) 2017/1485 — Ligne directrice sur la gestion du réseau de transport de l'électricité

- $aFRR_{requested_t}$: telle que définie dans le T&C BSP aFRR, exprimée en MW.
- $mFRR_{requested_t}$: telle que définie dans le T&C BSP mFRR, exprimée en MW.

La dead band est définie comme un intervalle de System Imbalances pour lequel une approche spécifique est prévue pour la détermination du prix marginal des activations à la hausse et à la baisse. Cet intervalle [Lim_inf ; Lim_sup] comprend tous les System Imbalances, exprimés en MW, supérieurs ou égaux à une borne inférieure (Lim_inf) et inférieurs ou égaux à une borne supérieure (Lim_sup).

La détermination exacte de la dead band (Lim_inf, Lim_sup et mécanisme associé) est reprise dans les règles d'équilibrage établies par Elia conformément au Code de Bonne conduite, ou, dans les T&C BRP.

Le floor est défini comme une borne inférieure applicable au prix marginal des activations à la hausse (MIP). La détermination de sa valeur (en €/MWh) est reprise dans les règles d'équilibrage établies par Elia conformément au Code de Bonne conduite, ou, dans les T&C BRP.

Le cap est défini comme une borne supérieure applicable au prix marginal des activations à la baisse (MDP). La détermination de sa valeur (en €/MWh) est reprise dans les règles d'équilibrage établies par Elia conformément au Code de Bonne conduite, ou, dans les T&C BRP.

Le prix marginal des activations à la hausse (ci-après « MIP »), est défini comme suit :

1. pour la période avant la connexion à la plateforme européenne aFRR et avant le mFRR technical go-live:

Le prix marginal des activations à la hausse reflète, pour un quart d'heure donné, le prix de l'énergie de réglage à la hausse la plus chère pour compenser le déséquilibre de la zone de réglage belge de ce quart d'heure.

2. pour la période après la connexion à la plateforme européenne aFRR et/ou le mFRR technical go-live:

Le prix marginal des activations à la hausse se compose, pour un quart d'heure donné, du prix de l'énergie de réglage à la hausse la plus chère pour compenser le déséquilibre de la zone de réglage belge de ce quart d'heure, d'un floor, et d'une dead band.

La détermination exacte (formule) du MIP est reprise dans les règles d'équilibrage établies conformément au Code de Bonne conduite, ou, dans les T&C BRP.

Le prix marginal des activations à la baisse (ci-après « MDP ») est défini comme suit :

1. pour la période avant la connexion à la plateforme européenne aFRR et avant le mFRR technical go-live:

Le prix marginal des activations à la baisse reflète, pour un quart d'heure donné, le prix de l'énergie de réglage à la baisse la moins rémunératrice pour compenser le déséquilibre de la zone de réglage belge de ce quart d'heure.

2. pour la période après la connexion à la plateforme européenne aFRR et/ou le mFRR technical go-live:

Le prix marginal des activations à la baisse se compose, pour un quart d'heure donné, du prix de l'énergie de réglage à la baisse la moins rémunératrice pour compenser le déséquilibre de la zone de réglage belge de ce quart d'heure, d'un cap, et d'une dead band.

La détermination exacte (formule) du MDP est reprise dans les règles d'équilibrage établies conformément au Code de Bonne conduite, ou, dans les T&C BRP.

Le paramètre alpha (ci-après « α ») constitue un incitant supplémentaire, applicable en cas de déséquilibre structurel de la zone de réglage belge, tant aux responsables d'équilibre ayant un déséquilibre dans le même sens que le déséquilibre de la zone de réglage belge qu'aux responsables d'équilibre ayant un déséquilibre dans le sens contraire que le déséquilibre de la zone de réglage belge. Il s'inscrit notamment dans la mise en œuvre du caractère incitatif prévu par la disposition visée à l'article 4.4. de l'Annexe 2 de la Méthodologie tarifaire fixée par la CREG. Il constitue un prolongement du paramètre alpha tel déjà appliqué au cours de la période régulatoire 2020-2023. Pour la période qui commence lors de la première connexion à une plateforme européenne d'échange d'énergie d'équilibrage (MARI/PICASSO), la détermination de sa valeur (en €/MWh) est reprise dans les T&C BRP.

1.2 Tari pour le maintien et la restauration de l'équilibre résiduel des responsables d'équilibre individuels

En vertu du tableau 2 de l'article 55.1 de la ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique (repris ci-dessous), le signe du déséquilibre du responsable d'équilibre détermine si le tarif pour le maintien et la restauration de l'équilibre résiduel des responsables d'équilibre reflète un tarif d'achat ou de vente par Elia. Un déséquilibre positif correspond à une injection excédentaire d'énergie par le responsable d'équilibre. Le tarif applicable à ce type de situation correspond à un tarif d'achat de l'énergie excédentaire, par conséquent payé par Elia au responsable d'équilibre si le tarif de l'énergie d'équilibrage est positif. A l'inverse, un déséquilibre négatif correspond à une injection déficitaire d'énergie par le responsable d'équilibre. Le tarif applicable à ce type de situation correspond à un tarif de vente de l'énergie déficitaire, par conséquent payé par le responsable d'équilibre à Elia si le tarif de l'énergie d'équilibrage est positif.

Le tarif pour le maintien et la restauration de l'équilibre résiduel des responsables d'équilibre est en général positif. Il peut néanmoins arriver que le tarif, en particulier en cas de réglage à la baisse, soit négatif, avec en conséquence des paiements inversés entre Elia et les responsable d'équilibre impactés.

Payment for imbalance

	Imbalance price positive	Imbalance price negative
Positive imbalance	Payment from TSO to BRP	Payment from BRP to TSO
Negative imbalance	Payment from BRP to TSO	Payment from TSO to BRP

Tableau 1. Extrait de l'article 55.1 de la ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique

Pour la période 2024-2027, le tarif pour le maintien et la restauration de l'équilibre résiduel des responsables d'équilibre individuels est construit selon le Tableau suivant.

		System Imbalance	
		Positif	Négatif ou zéro
Déséquilibre du Responsable d'équilibre	Positif	MDP – α	MIP + α
	Négatif		

Tableau 2. Tarifs pour le maintien et la restauration individuel de l'équilibre des responsables d'équilibre

avec:

- MDP= prix marginal des activations à la baisse composé du prix de l'énergie de réglage à la baisse la moins rémunératrice, d'un « cap » (ou borne supérieure), et d'une « dead band »
- MIP= prix marginal des activations à la hausse composé du prix de l'énergie de réglage à la hausse la plus chère, d'un « floor » (ou borne inférieure), et d'une « dead band »
- Pour la période avant la première connexion à une plateforme européenne d'échange d'énergie d'équilibrage (MARI/PICASSO) :
 - o $\alpha(t)$ (EUR/MWh)= 0 si $ABS(\text{System Imbalance}) \leq 150 \text{ MW}$
 - o $\alpha(t)$ (EUR/MWh)= $a + \frac{b}{1 + \exp(\frac{c-x}{d})} cp$ si $ABS(\text{System Imbalance}) > 150 \text{ MW}$

avec les valeurs suivantes pour les paramètres a, b, c, d, x, cp:

a = 0 EUR/MWh

b = 200 EUR/MWh

c = 450 MW

d = 65 MW

x = la moyenne glissante du déséquilibre du système des quarts d'heure $qh(t)$ et $qh(t-1)$

cp est déterminé en fonction des valeurs de MIP et MDP selon :

- If $SI(t) \leq 0$;

- If $MIP(t) > 400 \text{ €/MWh}$; 0
- If $200 \text{ €/MWh} < MIP(t) \leq 400 \text{ €/MWh}$; $(400 - MIP(t)) / 200$
- If $MIP(t) \leq 200 \text{ €/MWh}$; 1
- If $SI(t) > 0$;
 - If $MDP \geq 0 \text{ €/MWh}$; 1
 - If $-200 \text{ €/MWh} \leq MDP(t) < 0 \text{ €/MWh}$; $(MDP(t) + 200) / 200$
 - If $MDP(t) < -200 \text{ €/MWh}$; 0
- Pour la période qui commence lors de la première connexion à une plateforme européenne d'échange d'énergie d'équilibrage (MARI/PICASSO), la détermination de la valeur du paramètre α (en €/MWh) est reprise dans les T&C BRP.

Afin de garantir des incitants efficaces donnés aux responsables d'équilibre dans des situations spécifiques, notamment en cas de problèmes d'approvisionnement, des règles particulières pour la détermination de la valeur du tarif pour le maintien et la restauration de l'équilibre résiduel des responsables d'équilibre individuels peuvent être d'application. Selon le cas, ces règles sont décrites dans les règles de fonctionnement de la réserve stratégique ; c'est notamment le cas :

- en cas d'activation des réserves stratégiques, comme prévu dans la section 4.2 et 4.6 de l'annexe 2 de la Méthodologie tarifaire ;
- en application de l'article 7 septies §2 de la Loi électricité.

Le cas échéant, des règles additionnelles relatives à cette matière, proposées par Elia et approuvées par le CREG, seront également prises en compte.

1.3 Tarif pour inconsistance externe

En complément au tarif pour le maintien et de la restauration de l'équilibre individuel des responsables d'équilibre, un tarif pour inconsistance trouve son application dans le contexte des échanges de puissance sur le réseau. Ce tarif est destiné à fournir aux responsables d'équilibre un signal économique les incitant à s'assurer de la consistance entre leurs programmes respectifs relatifs à de tels échanges.

Une inconsistance externe entre les nominations communiquées par deux responsables d'équilibre apparaît lorsque la nomination communiquée par le vendeur diffère de la nomination communiquée par l'acheteur.

Les tarifs suivants s'appliquent aux différences, en valeur absolue, entre les quantités quart-horaires nominées par ces deux parties :

- lorsque la quantité nominée par l'acheteur est inférieure à la quantité nominée par le vendeur: le tarif (en valeur absolue) applicable au déséquilibre positif d'un responsable d'équilibre;
- lorsque la quantité nominée par l'acheteur est supérieure à la quantité nominée par le vendeur: le tarif (en valeur absolue) applicable au déséquilibre négatif d'un responsable d'équilibre.

Le tarif est appliqué – lorsqu'Elia a accepté les nominations concernées – comme suit:

- dans sa totalité au responsable d'équilibre, lorsqu'Elia n'a pas reçu une nomination de la contrepartie ;
- pour moitié à chacun des deux responsables d'équilibre concernés, lorsqu'Elia a reçu une nomination de chacune des parties ; ou
- dans sa totalité au responsable d'équilibre lors d'un échange commercial interne dans le cadre d'un marché belge d'échange de blocs d'énergie tel que défini par l'Arrêté royal Bourse^{4 5}.

L'égalité entre le tarif pour inconsistance externe et le tarif applicable aux déséquilibres mène à une neutralité entre un déséquilibre et une inconsistance, ce qui permet d'éviter une stratégie « d'internalisation des inconsistances », par laquelle un responsable d'équilibre se maintiendrait volontairement en déséquilibre, pour éviter toute inconsistance dans ses programmes.

Une telle mesure fournit également un incitant pour les responsables d'équilibre à communiquer au gestionnaire du réseau des programmes d'échanges représentatifs de la réalité.

1.4 Tarif pour programmes inconsistants

D'autre part, Elia applique une pénalité lorsqu'un responsable d'équilibre présente des programmes en inconsistance, et que cette situation s'est déjà présentée au cours des 30 jours précédents.

Elia fixe pour l'instant à 0 EUR/MWh le niveau de cette pénalité, notamment en raison du fait que les inconsistances constatées au cours de la période régulatoire précédente sont quasiment inexistantes. Cependant, s'il s'avérait qu'une telle pénalité est nécessaire pour assurer le bon fonctionnement du marché, Elia proposerait d'en augmenter la valeur, moyennant accord de la CREG.

⁴ Cependant, si la Contrepartie du Gestionnaire du marché conteste la facture et prouve que la situation visée résulte d'une erreur du Gestionnaire du marché (une société qui répond aux critères imposés par l'AR Bourse), Elia adressera une note de crédit à la Contrepartie du Gestionnaire du marché pour l'ensemble de la facture précitée et adressera une nouvelle facture au Gestionnaire du marché.

⁵ L'Arrêté royal du 20 octobre 2005 relatif à la création et à l'organisation d'un marché belge d'échange de blocs d'énergie.

2 Tarif de rétablissement en cas de période de dispatching contrôlé par le gestionnaire de transport d'électricité

En application de l'article 39 du règlement (UE) 2017/2196 établissant un code de réseau sur l'état d'urgence et la reconstitution du réseau électrique, Elia est amené à déterminer un tarif de rétablissement en cas de période de dispatching contrôlé par le gestionnaire du réseau de transport d'électricité (ci-après GRT) qui a lieu lors de la reconstitution du réseau électrique à la suite d'un état de panne généralisée. Ce tarif de rétablissement varie par unité de temps du marché et est applicable pendant toutes les unités de temps du marché de la période de dispatching contrôlé par le GRT. Il est établi comme suit :

$$\text{Prix_rMTU}_i = \frac{\sum_{k=0}^{20} P_{DAMTU_i, Dj-k} - \text{MAX}_3(P_{DAMTU_i, Dj}; P_{DAMTU_i, Dj-20}) - \text{MIN}_3(P_{DAMTU_i, Dj}; P_{DAMTU_i, Dj-20})}{15}$$

Avec :

- Prix_rMTU_i = tarif de rétablissement pour le MTU_i durant la période de dispatching contrôlé par le gestionnaire du réseau de transport.
- MTU = Market Time Unit ou « Unité de temps du marché » de la zone de dépôt des offres belge pour les enchères day-ahead : actuellement 60 minutes, 15 minutes dans le futur (estimation de planning actuelle : 2025)
- MTU_i correspondant à tout MTU de la période de dispatching contrôlé par le GRT
- D_j correspondant au dernier jour où le gestionnaire du réseau de transport n'était pas en période de dispatching contrôlé par le gestionnaire du réseau de transport à 00h00.
- $P_{DAMTU_i, Dj-k}$: Prix de référence day-ahead de la zone de dépôt des offres belges⁶ calculé pour le même MTU_i pour le jour de livraison D_j-k
- $\text{MIN}_3(P_{DAMTU_i, Dj}; P_{DAMTU_i, Dj-20})$: les 3 prix les plus bas pour le MTU_i des 21 jours de la période D_j à D_j-20
- $\text{MAX}_3(P_{DAMTU_i, Dj}; P_{DAMTU_i, Dj-20})$: les 3 prix les plus hauts pour le MTU_i des 21 jours de la période D_j à D_j-20
- La formule du Prix_rMTU_i est donc la moyenne des 21 derniers jours des prix de

⁶ Calculé par Elia conformément aux modalités applicables à plusieurs NEMO (MNA) dans la zone d'enchères belge (« Multiple NEMO Arrangement for the Belgian bidding zone » - « Belgian MNA »), en application de l'article 45 et de l'article 57 du Règlement 2015/1222 de la Commission établissant une ligne directrice relative à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion et approuvé par la CREG le 22 décembre 2016 dans sa décision (B)1575. Ce prix est publié sur le site web d'Elia : <https://www.elia.be/fr/donnees-de-reseau/transport/prix-de-reference-day-ahead>.

référence day-ahead de la zone de dépôt des offres belges, calculée pour le même MTU_i pour les jours de livraison Dj à Dj-20, dont on a retiré les valeurs extrêmes (3 minimum et 3 maximum) pour mieux refléter les couts (“15 out of 21”)

Ce tarif remplace le tarif de déséquilibre pendant toutes les unités de temps du marché de la période de dispatching contrôlé par le GRT.