



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössische Elektrizitätskommission ElCom

Secrétariat technique

Puissance et énergie de réglage 2024

Rapport de l'ElCom

Berne, mai 2025

Eidgenössische Elektrizitätskommission ElCom
Christoffelgasse 5, 3003 Bern
Tél. +41 58 462 58 33, fax +41 58 462 02 22
info@elcom.admin.ch
www.elcom.admin.ch

Table des matières

1	Introduction	5
1.1	Puissance et énergie de réglage.....	6
1.2	Stratégie d'acquisition et conception du produit	6
1.3	Financement de la puissance et de l'énergie de réglage.....	7
1.4	Équilibre dans les zones de réglage	7
1.5	Aperçu général du marché durant l'exercice	11
2	Puissance de réglage	11
2.1	Quantités de puissance de réglage acquises en 2024	12
2.2	Puissance de réglage primaire.....	12
2.3	Puissance de réglage secondaire	14
2.4	Puissance de réglage tertiaire.....	17
2.5	Évolution des coûts de la puissance de réglage de 2009 à 2024.....	19
3	Énergie de réglage	23
3.1	Exercice 2024.....	25
3.1.1	Énergie de réglage sollicitée	25
3.1.2	Coûts de l'énergie de réglage	26
3.1.3	International Grid Control Cooperation et Imbalance Netting	27
3.2	Évolution à long terme depuis 2012.....	28
3.2.1	Quantité d'énergie de réglage sollicitée	28
3.2.2	Coûts de l'énergie de réglage	30
4	Conclusions.....	34
5	Annexe	37
5.1	Liste des abréviations.....	37

Liste des figures

Figure 1 : Déroulement schématisé du recours à l'énergie de réglage, source : Swissgrid	5
Figure 2 : Répartitions de tous les déséquilibres dans le système pour la zone de réglage suisse en MW. Les répartitions sont représentées en différentes couleurs en fonction de l'écart-type (σ) et du double écart-type (2σ) de la répartition normale adaptée.	9
Figure 3 : Acquisition anticipée de PRT et de PRS pour les semaines 6 à 19 de 2024	12
Figure 4 : Volumes de PRP. Sont représentées les offres de PSS suisses, les besoins suisses et les adjudications des PSS suisses par mois.	14
Figure 5 : Coûts de PRP par mois.....	14
Figure 6 : Volumes de PRS positive par semaine calendaire en 2024. L'acquisition anticipée pour les semaines 6 à 19 s'est déroulée de manière échelonnée en automne de l'année précédente.	15
Figure 7 : Coûts de la PRS positive par semaine calendaire en 2023 et 2024	16
Figure 8 : Volumes de PRS négative par semaine calendaire en 2024. L'acquisition anticipée pour les semaines 6 à 19 s'est déroulée de manière échelonnée en automne de l'année précédente.	16
Figure 9 : Coûts de la PRS négative par semaine calendaire en 2023 et 2024	17
Figure 10 : Volumes de PRT+ en 2024. Quantités offertes et achetées, réparties en produits hebdomadaires et journaliers. L'acquisition anticipée pour les semaines 6 à 19 s'est déroulée de manière échelonnée l'année précédente.....	18
Figure 11 : Coûts du produit hebdomadaire de PRT+	18
Figure 12 : Volumes de PRT négative en 2024 par semaine calendaire. Quantités offertes et achetées, réparties en produits hebdomadaires et journaliers. L'acquisition anticipée pour les semaines 6 à 19 s'est déroulée de manière échelonnée l'année précédente.	19
Figure 13 : Coûts du produit hebdomadaire de PRT-	19
Figure 14 : Résultats annuels de la mise en réserve de puissance de réglage depuis 2009.....	20
Figure 15 : Répartition des coûts pour 2024 entre les PRP, PRS et PRP.....	21
Figure 16 : Répartition des coûts pour 2023 et 2024 selon les différents produits.....	21
Figure 17 : Coûts des produits de puissance de réglage par MW en 2023 et 2024.....	22
Figure 18 : Prix marginaux des offres de l'ERS+. L'axe vertical est représenté de manière logarithmique.....	24
Figure 19 : Prix marginaux des offres de l'ERS-. Seuls les 200 premiers MW ont pu être représentés.	25
Figure 20 : Quantités d'ERS et d'ERT par sens de livraison et par mois pour 2024	26
Figure 21 : Coûts pour l'ERS et l'ERT par sens de livraison en 2024	27
Figure 22a : Volumes des « netted imbalances » en 2024 et 2023.....	28
Figure 23 : Quantités d'ERS et d'ERT de 2012 à 2024	29
Figure 24 : Quantité d'énergie de réglage par produit de 2012 à 2024	30
Figure 25 : Coûts nets de l'ERS et de l'ERT entre 2012 et 2024.....	31
Figure 26 : Coûts absolus pour l'ERS et l'ERT par produit entre 2012 et 2024	32
Figure 27 : Coûts par MWh pour l'ERS et l'ERT, par produit, entre 2012 et 2024	33
Figure 28 : Coûts totaux de l'énergie et de la puissance de réglage en 2024.....	35

Liste des tableaux

Tableau 1 : Valeur moyenne et écart-type des répartitions en MW8

Tableau 2: Nombre de quarts d'heure selon l'année et la position de la zone de réglage. Les positions entre -500 MW et +500 MW ne sont pas incluses. 10

Tableau 3 : Valeurs annuelles moyennes de la puissance de réglage mise en réserve en 2024 13

Tableau 4 : Énergie de réglage sollicitée en 2024 et en 2023 25

Tableau 5 : Coûts absolus de l'énergie de réglage en 2024 et comparaison avec 2023. Les montants positifs représentent des coûts, tandis que les montants négatifs représentent des recettes pour Swissgrid 26

Tableau 6 : Coûts de la puissance et de l'énergie de réglage ainsi que volumes de l'énergie de réglage en comparaison annuelle 34

Tableau 7 : Coûts spécifiques de l'énergie de réglage en ct./kWh par produit, en 2023 et 2024 35

1 Introduction

En tant que société nationale en charge du réseau de transport, Swissgrid veille continuellement à ce que l'exploitation du réseau soit non discriminatoire, fiable et performante afin d'assurer un approvisionnement en électricité sûr de la Suisse (art. 20, al. 1, LApEI). Il faut pour cela disposer, d'une part, de capacités de production d'électricité suffisantes et, d'autre part, d'un réseau de transport et de distribution suffisamment dimensionné pour permettre l'acheminement de l'énergie aux clients finaux. Étant donné que l'on ne peut pas stocker l'électricité dans le réseau, il faut que la quantité d'énergie injectée dans ce dernier soit à tout moment égale à celle qui en est soutirée. Il est cependant impossible de planifier exactement les quantités d'électricité produites et consommées, malgré les très bonnes prévisions des fournisseurs. D'où la nécessité de compenser en permanence les écarts, même faibles, par rapport aux valeurs cibles. Cet ajustement intervient le plus souvent en adaptant la production d'électricité à la consommation du moment, ce qui nécessite des centrales dont la production se laisse particulièrement bien ajuster. Swissgrid se procure la puissance et l'énergie de réglage nécessaires à cet effet au moyen d'une procédure axée sur le marché, non discriminatoire et transparente (art. 20, al. 2, let. b, OApEI).

En cas de déséquilibre sur le réseau européen interconnecté, une procédure à trois niveaux se met en place dans une zone de réglage. Le réglage primaire permet de rétablir l'équilibre en quelques secondes. Si cette solution ne suffit pas, le réglage secondaire intervient au bout de cinq minutes. Enfin, si le déséquilibre perdure au-delà de 15 minutes, le réglage secondaire est remplacé par le réglage tertiaire. Le recours à l'énergie de réglage est automatique pour la plupart des produits ; seule l'énergie de réglage tertiaire est sollicitée manuellement. La figure suivante explique la procédure décrite.

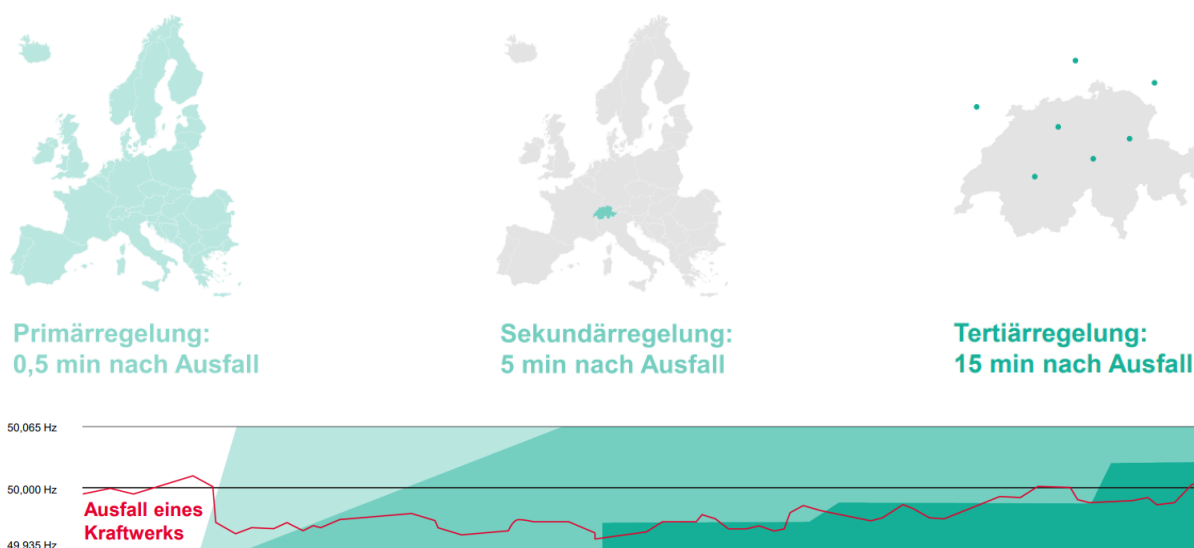


Figure 1 : Déroulement schématisé du recours à l'énergie de réglage, source : Swissgrid

L'EICOM veille à ce que la LApEI soit respectée ; elle observe et surveille l'évolution des marchés de l'électricité en vue d'un approvisionnement en électricité sûr et à un prix abordable. Cela implique également de surveiller l'acquisition des services-système, notamment l'achat de la puissance et de l'énergie de réglage.

Le présent rapport est un élément de cette surveillance. Il donne un aperçu des quantités sollicitées et des coûts correspondants pour l'exercice 2024 ainsi que de leur évolution à long terme. Il entend contribuer à la transparence et à la compréhension du domaine de la puissance et de l'énergie de

réglage, qui sont des composantes importantes pour une exploitation stable du réseau. Il ne contient aucune information commerciale sensible nécessaire à la régulation.

1.1 Puissance et énergie de réglage

En vertu de l'art. 20, al. 2, let. b, LApEI, Swissgrid veille notamment à mettre des services-système (SDL) à disposition. Les capacités des centrales nécessaires dans ce contexte doivent être acquises selon des procédures transparentes et non discriminatoires. Au niveau de la puissance et de l'énergie de réglage, on différencie entre les puissances et énergies de réglage primaire, secondaire et tertiaire selon la vitesse et la durée de l'appel. S'agissant des exigences techniques liées à l'appel de la puissance de réglage, celle-ci est fournie en Suisse principalement, mais pas exclusivement, par la force hydraulique.

Afin d'accroître les liquidités lors de l'acquisition des puissance et énergie de réglage, Swissgrid participe aux plateformes internationales « Frequency Containment Reserves Cooperation » (FCR Cooperation) et « International Grid Control Cooperation » (IGCC). Depuis octobre 2020, Swissgrid se procure également de l'énergie de réglage via la plateforme internationale TERRE (Trans European Replacement Reserves Exchange).

L'acquisition basée sur le marché implique notamment que les différents produits de puissance et d'énergie de réglage sont en concurrence avec le marché de gros d'une part ; d'autre part, le marché de la puissance et de l'énergie de réglage élargit les possibilités de commercialisation pour les producteurs. Il peut donc arriver en hiver ou au printemps, lorsque les lacs d'accumulation continuent de se vider, que l'offre en puissance et en énergie de réglage se raréfie, de sorte que leurs prix sont plus élevés ou que, dans des cas extrêmes, la quantité offerte est insuffisante. L'acquisition anticipée de puissance de réglage s'effectue notamment afin d'augmenter la sécurité en matière de planification et de garantir une quantité minimale pour les mois d'hiver plus critiques. C'est pourquoi non seulement la conception du produit, la stratégie et la quantité d'acquisition, mais aussi le niveau de remplissage des lacs d'accumulation et les opportunités sur le marché de gros sont des éléments déterminants pour analyser les coûts de la puissance et de l'énergie de réglage.

1.2 Stratégie d'acquisition et conception du produit

Normalement, Swissgrid acquiert à court terme la puissance de réglage nécessaire, c'est-à-dire, en fonction des produits de puissance de réglage, au cours de la semaine précédente (à l'exception de l'acquisition anticipée) ou dans les jours précédant la livraison. Depuis février 2020, l'énergie de réglage tertiaire est acquise via le marché intégré, via lequel se font également les appels de redispatch, afin d'augmenter la probabilité d'appel. Les liens avec les mécanismes de redispatching, tels que l'augmentation significative des quantités sollicitées en 2024 et leur tarification, sont donc également des points importants qui sont discutés au sein des groupes de travail de la branche. Depuis octobre 2020, l'énergie de réglage tertiaire est également acquise via la plateforme TERRE. L'objectif du marché intégré consiste notamment à rapprocher les prix des autres marchés de l'énergie à court terme en rendant l'offre plus conviviale et en adaptant le produit énergétique de réglage tertiaire. Ainsi, le prix de l'énergie de réglage tertiaire peut être adapté jusqu'à 25 minutes avant l'appel et la durée de l'offre a été réduite de 4 à 1 heure. Cela signifie qu'il y a 24 enchères par jour. Ces adaptations permettent également à d'autres acteurs de participer à ce marché.

Depuis juillet 2020, la puissance de réglage primaire (PRP) n'est plus acquise comme un produit journalier, mais par blocs de 4 heures. L'objectif de ces adaptations du produit est d'augmenter les liquidités et donc d'améliorer la sécurité de l'approvisionnement et de réduire les coûts d'acquisition. La puissance de réglage secondaire (PRS) est acquise comme un produit hebdomadaire. Quant à la puissance de réglage tertiaire (PRT), elle est acquise soit comme un produit hebdomadaire, soit comme un produit journalier.

Sur la base de l'art. 20, al. 2, let. b, LApEI et de l'art. 22, al. 1, OApEI, Swissgrid acquiert les produits SDL servant à mettre en réserve la puissance de réglage, et ce dans le cadre d'une procédure axée sur le marché, transparente et non discriminatoire (enchères). Si les prestataires de services-système (PSS) ne proposent pas la quantité nécessaire lors des enchères, une deuxième enchère est prévue, tant pour les produits journaliers que pour les produits hebdomadaires. Si la quantité nécessaire ne peut pas être acquise lors de cette deuxième enchère, une procédure d'attribution est appliquée. Dans le cadre de cette procédure faisant particulièrement et étroitement collaborer les PSS, Swissgrid et l'EICOM, la disponibilité de l'énergie et de la puissance de tous les PSS, y compris de leur énergie et puissance déjà vendues ou réservées, est examinée dans le but d'acquiescer les quantités manquantes. Durant l'exercice, la quantité totale de tous les produits a toujours été achetée avec succès via les enchères.

La coopération avec la FCR permet de se procurer efficacement de l'énergie de réglage primaire tandis que la collaboration internationale réduit en même temps le risque de pénurie lié à l'acquisition via la FCR. La puissance de réglage primaire est indemnisée selon le principe « pay-as-cleared », tandis que les autres produits de puissance de réglage sont indemnisés selon le principe « pay-as-bid ». Outre la puissance de réglage mise en réserve, l'énergie de réglage appelée est également indemnisée, à l'exception de l'énergie de réglage primaire utilisée. Jusqu'en juin 2022, l'indemnisation de l'énergie de réglage secondaire était liée au prix Day-Ahead de la bourse suisse (SwissIX) ; depuis juillet 2022, elle se fait via une procédure basée sur le marché (PICASSO). Pour l'énergie de réglage tertiaire, les fournisseurs doivent soumettre une offre séparée qui peut être adaptée encore juste avant la livraison. L'énergie de réglage tertiaire est également indemnisée selon le principe « pay-as-bid ». Les offres de puissance et d'énergie de réglage sont des offres groupées, si bien qu'au moment de l'appel, le PSS peut solliciter les centrales électriques qui lui paraissent optimales pour assurer la fourniture. Les sections suivantes décrivent plus en détail les différents produits.

1.3 Financement de la puissance et de l'énergie de réglage

Les coûts d'acquisition de la puissance et de l'énergie de réglage sont financés de différentes manières. Les coûts de la puissance de réglage (cf. chap. 2) sont inclus directement dans le tarif général des services-système de Swissgrid. Les coûts de l'énergie de réglage (cf. chap. 3.1.2 et chap. 3.2.2) sont répercutés aux groupes-bilan (GB) au titre de l'énergie d'ajustement (EA) soutirée. En raison de la structure du mécanisme de prix pour l'énergie d'ajustement (MPEA), le revenu qu'obtient Swissgrid est supérieur aux coûts de l'énergie de réglage qu'elle rembourse aux PSS. La différence entre le revenu dégagé par le MPEA et les coûts de l'énergie de réglage abaisse donc en général les coûts à la base des tarifs des services-système (art. 22, al. 2, OApEI).

1.4 Équilibre dans les zones de réglage

Des déséquilibres d'envergure ponctuels sont déjà survenus par le passé dans la zone de réglage suisse. La tendance est toutefois à la hausse ces dernières années, et l'état de la zone de réglage s'est encore détérioré en 2024.

La figure 2 donne un aperçu des tendances à long terme. Elle montre la répartition normale adaptée aux données de mesure de la zone de réglage. Le tableau 2 offre un aperçu supplémentaire quant à l'évolution du déséquilibre dans le système. Les données de la figure 2 et du tableau 2 vont jusqu'au 20 juin 2024. Le tableau 2 indique le nombre de quarts d'heure et la position de la zone de réglage suisse en MW. Une position positive signifie que la zone de réglage est *long* (c'est-à-dire que la production ou l'importation d'énergie est plus importante que la consommation ou l'exportation) ; une position négative signifie que la zone est *short*. Par souci de clarté, les positions entre -500 MW et +500 MW ne sont pas incluses dans le tableau.

La figure 2 et le tableau 2 mettent notamment en évidence les éléments ci-après. Depuis un certain nombre d'années, on constate que les déséquilibres ont tendance à augmenter et à perdurer, avec des répartitions de plus en plus plates et larges. La zone de réglage suisse était *short*, dépassant -500 MW, pour :

- 149 quarts d'heure en 2022 ;
- 179 quarts d'heure en 2023 ;
- 451 quarts d'heure en 2024 (dont 35 le 22.04).

Dans le sens positif, la zone de réglage suisse était *long*, dépassant +500 MW, pour :

- 47 quarts d'heure en 2022 ;
- 150 quarts d'heure en 2023 ;
- 128 quarts d'heure en 2024 (dont 7 le dimanche de Pâques).

Les événements extrêmes sont particulièrement frappants et ont également attiré quelque peu l'attention des médias en 2024, mais ils ne changent pas grand-chose à l'évaluation fondamentale de la situation. Même sans en tenir compte, la tendance enregistrée ces dernières années reste observable. Tous les déséquilibres doivent être compensés grâce à l'énergie de réglage (secondaire et tertiaire), à des coopérations internationales comme la plateforme FCR (réglage primaire) ou au Netting (projet IGCC). Il est évident que les grands déséquilibres requièrent davantage de réserves de réglage et l'utilisation de plus grandes quantités d'énergie de réglage, avec les répercussions financières que cela implique.

Le bilan intermédiaire montre que l'état de la zone de régulation doit continuer à être surveillé avec attention, au moins jusqu'à ce qu'un renversement de tendance soit observé.

L'analyse des données permet de faire d'autres observations. Au fil des années, la valeur moyenne évolue autour de zéro (voir tableau 1). Il convient de noter que les données constituent la somme de tous les groupes-bilan. On peut déduire de ces observations que jusqu'en 2023, il n'y a pas eu d'incitation évidente à se positionner dans une direction particulière (*long* ou *short*). La valeur négative relativement importante pour 2024 ($\mu_{2024} = -30,9$ MW) constitue une première exception. Cette situation fera l'objet d'un suivi en 2025.

Tableau 1 : Valeur moyenne et écart-type des répartitions en MW

		2024	2023	2022	2021	2020	2019	2018	2017
Valeur moyenne (μ)	MW	-30,9	7,9	5,6	-15,7	2,4	-0,3	-11,3	7,4
Écart-type (σ)	MW	175,5	161,9	141,9	139,6	116,9	110,2	115,3	120,7

Le 22 avril 2024, un grand nombre de groupes-bilan actifs en Suisse ont simultanément manqué d'énergie dans leur portefeuille consacré à l'énergie servant à l'équilibrage, ce qui a entraîné un déséquilibre de la zone de réglage suisse de jusqu'à 1400 MW. Ce même jour, la production des installations photovoltaïques dans toute la Suisse était nettement plus faible que prévu. De plus, activer une grande quantité de puissance de réglage nécessite de recourir à une énergie de réserve très chère. Les coûts de l'énergie de réserve qu'il a fallu utiliser ce jour-là se sont élevés à environ 7,1 millions de CHF. Conformément au mécanisme en vigueur, Swissgrid a facturé environ 8,5 millions de CHF aux groupes-bilan pour l'énergie d'ajustement. Selon la LApEI, cette différence entre les montants (1,4 mio CHF) est intégrée dans le calcul des tarifs de Swissgrid et est utilisée pour couvrir les coûts liés notamment à la mise à disposition de la puissance de réglage par les exploitants de centrales.

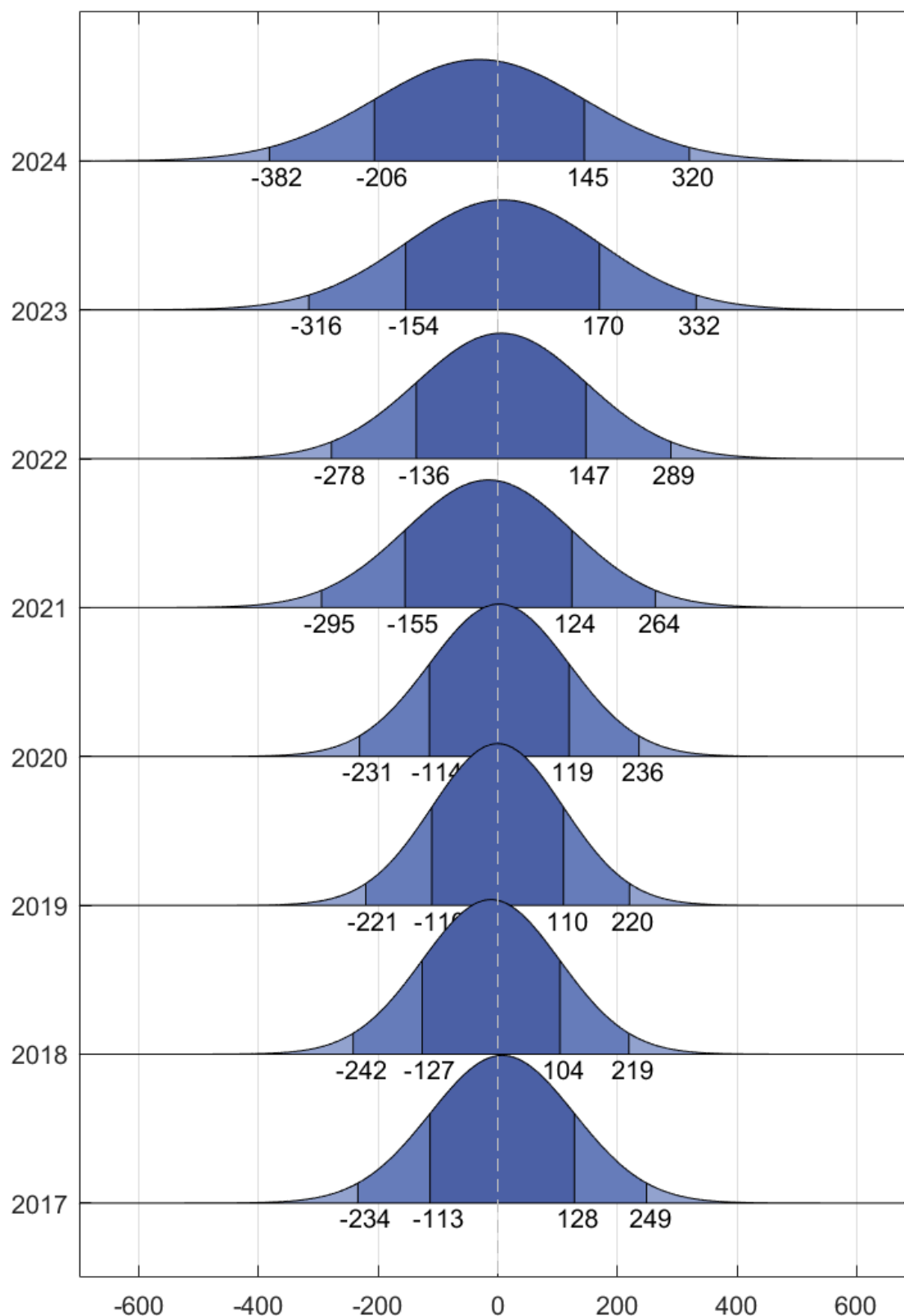


Figure 2 : Répartitions de tous les déséquilibres dans le système pour la zone de réglage suisse en MW. Les répartitions sont représentées en différentes couleurs en fonction de l'écart-type (σ) et du double écart-type (2σ) de la répartition normale adaptée.

Tableau 2: Nombre de quarts d'heure selon l'année et la position de la zone de réglage. Les positions entre -500 MW et +500 MW ne sont pas incluses.

	<i>[-5000 ; -1000] MW</i>	<i>[-1000 ; -900] MW</i>	<i>[-900 ; -800] MW</i>	<i>[-800 ; -700] MW</i>	<i>[-700 ; -600] MW</i>	<i>[-600 ; -500] MW</i>	...	<i>[500 ; 600] MW</i>	<i>[600 ; 700] MW</i>	<i>[700 ; 800] MW</i>	<i>[800 ; 900] MW</i>	<i>[900 ; 1000] MW</i>	<i>[1000 ; 5000] MW</i>
2024	33	24	24	67	91	212	...	68	34	10	8	1	7
2023	1	11	17	17	46	87	...	93	28	22	4	0	3
2022	4	3	4	3	28	107	...	39	5	1	0	2	0
2021	1	0	2	2	12	73	...	16	3	1	4	0	0
2020	2	0	2	2	1	19	...	10	0	1	0	0	0
2019	1	3	2	3	10	32	...	1	2	1	0	0	0
2018	1	0	0	0	9	38	...	11	5	1	2	4	0
2017	5	0	2	1	2	7	...	15	3	0	0	0	0

Sur la base des connaissances acquises, le sujet a été traité avec les responsables des groupes-bilan comptant des points de prélèvement, avec Swissgrid et dans une communication de l'EICom consacrée à l'équilibre dans les zones de réglage¹. Il est notamment question des points ci-après.

À partir du 1^{er} janvier 2026, un nouveau mécanisme de prix pour l'énergie d'ajustement (MPEA) sera introduit afin de créer des incitations plus ciblées visant à stabiliser la zone de réglage. Les comportements favorables au système donnent désormais explicitement lieu à un bonus financier. Il convient également de veiller à la disponibilité des informations requises. Les gestionnaires de réseau de distribution doivent mettre à la disposition des responsables des groupes-bilan et des fournisseurs, dans les délais convenus et de façon uniforme et non discriminatoire, les informations et les mesures nécessaires à la gestion du bilan d'ajustement conformément à l'art. 8, al. 3, let. b et c, OApEI. Les exigences légales en matière de séparation des activités n'empêchent pas l'échange d'informations requis. Il semble nécessaire et pertinent de réviser de manière systématique les réglementations et processus existants entre les responsables des groupes-bilan, les sous-groupes-bilan et les gestionnaires de réseau de distribution.

L'optimisation de la prévision de production joue aussi un rôle. Elle est déjà en cours, notamment sur la base des données météorologiques. En raison des incidents survenus ces derniers mois et compte tenu du développement rapide du photovoltaïque, il convient de vérifier que les données et prévisions météorologiques livrées par les modèles météorologiques numériques sont prises en compte dans les prévisions de production. En particulier, la prise en compte des modifications des prévisions

¹ Communication de l'EICom publiée le 02.07.2024, « Équilibre dans les zones de réglage », lien : https://www.elcom.admin.ch/dam/elcom/fr/dokumente/mitteilungen_2024/regelzonen-ausgeglichenheit.pdf.download.pdf/%C3%A9quilibre-dans-les-zones-de-r%C3%A9glage.pdf, dernière consultation le 09.08.2024, 18 h 40

météorologiques le week-end et les jours fériés semble être une mesure urgente, qui devrait contribuer de manière significative à améliorer la situation.

L'ElCom continuera de surveiller les mesures engagées à titre subsidiaire par les acteurs concernés, en portant une attention particulière sur l'optimisation rapide des processus existants.

1.5 Aperçu général du marché durant l'exercice

En 2024, les marchés de gros européens ont essentiellement été marqués par une évolution latérale des prix après la forte baisse enregistrée en 2023 et l'apogée de la crise énergétique en 2022. Dans un premier temps, le mouvement à la baisse s'est poursuivi sur les marchés à terme, avant de s'inverser. Les prix à terme ont généralement suivi l'évolution des coûts des centrales à gaz. Grâce au bon niveau de disponibilité des centrales nucléaires françaises, le marché à terme et le marché spot ont toutefois connu des abattements de prix. Globalement, le niveau des prix sur le marché à terme en 2024 est néanmoins resté nettement supérieur à celui de l'avant-crise.

En 2024, le marché spot a été placé sous le signe de la forte production hydraulique en Suisse et des prix bas en France. L'année a été marquée par la rupture avec les modèles classiques de commerce extérieur et le renforcement des exportations vers l'Allemagne. Cette modification des flux frontaliers a conduit entre-temps à une réduction des capacités d'exportation vers l'Allemagne et à des restrictions à l'exportation plus fréquentes à la frontière avec l'Italie. La forte production des centrales hydrauliques a conduit, essentiellement en juillet et en août 2024 dans un contexte d'exploitation maximale des capacités d'exportation, à la fin du couplage entre les prix suisses de l'électricité et ceux des pays voisins, avec pour corollaire une baisse des prix en Suisse sur cette période.

Outre ces évolutions, l'année 2024 a été marquée par quelques événements notoires. Le couplage des enchères EPEX Spot Day-Ahead avec le mécanisme SDAC a pris fin le 25 juin 2024 (Single Day-Ahead Coupling ; couplage des enchères des différents marchés journaliers dans une grande partie de l'UE et en Norvège). Cela s'est traduit sur la plateforme par des prix d'adjudication parfois très élevés pour le lendemain. Le 14 juillet 2024, le prix spot pour la Suisse a atteint un record négatif de -428 euros/MWh, résultat d'une forte injection d'énergie solaire concomitante à une faible consommation. Autre événement marquant : la hausse des prix de l'électricité en Allemagne qui, sur fond de faible injection d'énergies renouvelables résultant de la « Dunkelflaute » du 12 décembre 2024, ont grimpé jusqu'à atteindre 936 euros/MWh. En Suisse, le prix de l'électricité n'a pas suivi ce mouvement et s'affichait à 264 euros/MWh à la même période.

2 Puissance de réglage

Ce chapitre présente le volume d'acquisition et les coûts de la puissance de réglage sur la base d'observations ponctuelles de la puissance de réglage primaire, secondaire et tertiaire, de même que les chiffres agrégés pour 2023 et l'évolution à long terme entre 2009 et 2023. Swissgrid a fourni les données pour les chiffres présentés dans ce chapitre, d'autres données relatives à la puissance de réglage primaire étant livrées par la plateforme FCR.

La quantité de puissance de réglage primaire, secondaire et tertiaire acquise est fixée selon des normes internationales, que Swissgrid applique également sur la base d'un contrat multilatéral. La quantité de puissance de réglage primaire acquise est coordonnée chaque année au niveau international par l'ENTSO-E et attribuée aux différents pays. En outre, le règlement SOGL (System Operation Guideline ou ligne directrice sur la gestion du réseau de transport de l'électricité) de l'UE indique les critères pour déterminer la quantité nécessaire de puissance de réglage secondaire et tertiaire à l'aide d'une méthode probabiliste :

- garantie en cas d'aléas affectant la plus grande unité de production ou de consommation ;
- couverture pendant 99 % du temps grâce à la régulation secondaire et/ou tertiaire ;

- réduction des quantités retenues supposant la conclusion d'accords internationaux concernant l'aide à durée déterminée.

Un critère supplémentaire est que la quantité de réserve de la puissance de réglage tertiaire doit être au moins aussi élevée que celle de la puissance de réglage secondaire. Il est important que ces critères soient contrôlés régulièrement, notamment en raison des coûts élevés liés au dimensionnement. Ce faisant, il convient de procéder à une pesée des intérêts entre les aspects de sécurité et les conséquences financières d'un éventuel dépassement des exigences de sécurité. Le dimensionnement et la fréquence d'adaptation des valeurs seront contrôlés en 2025. La section ci-après précise les quantités en vigueur par produit.

2.1 Quantités de puissance de réglage acquises en 2024

Durant l'exercice, les quantités mises en réserve pour la puissance de réglage ont été légèrement adaptées en raison de la réévaluation annuelle des besoins. La puissance de réglage primaire n'a pas été modifiée, la puissance de réglage secondaire a été réduite de 2 MW (-2 MW PRS-) et la puissance de réglage tertiaire est restée inchangée dans l'ensemble (-1 MW PRT+, +1 MW PRT-). Les quantités effectivement conservées peuvent être optimisées entre les puissances de réglage secondaire et tertiaire. Les quantités mises en réserve, réparties par produit, sont indiquées dans le tableau 3 (moyennes annuelles) et présentées plus en détail dans les chapitres suivants.

En raison de la situation critique de l'hiver 2015/2016, Swissgrid a acheté pour la première fois en 2016 de la puissance de réglage à titre anticipé. Elle a maintenu cette mesure pour accroître la sécurité de planification. Afin d'accroître la sécurité du réseau pendant les semaines critiques de l'hiver 2023/2024, une partie de la puissance de réglage à conserver a été achetée de manière anticipée en automne 2023. La figure 3 présente les quantités pour chaque semaine de livraison.

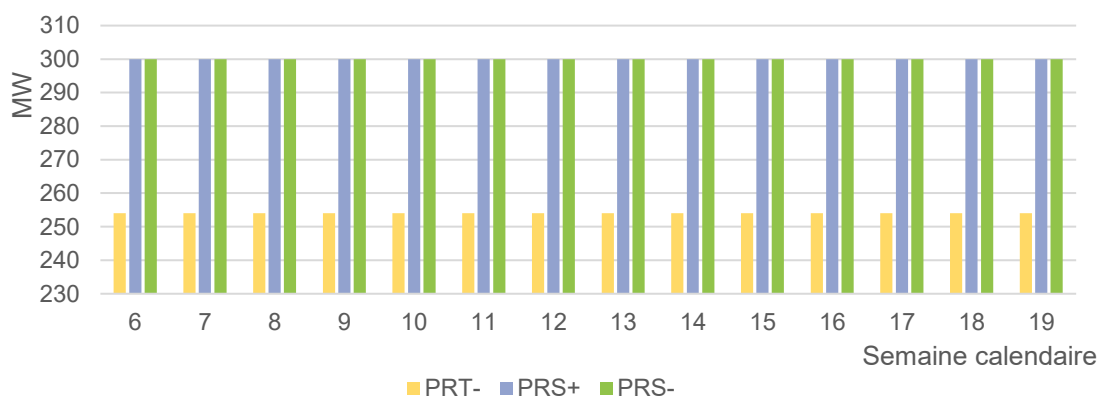


Figure 3 : Acquisition anticipée de PRT et de PRS pour les semaines 6 à 19 de 2024

La puissance de réglage primaire et les quantités restantes des puissances de réglage secondaire et tertiaire (pour toute l'année) ont été garanties dans le cadre de l'acquisition régulière. L'ensemble des besoins sont présentés dans le tableau 3 ci-dessous, sur la base des quantités annuelles moyennes, avec la variation par rapport à 2023.

2.2 Puissance de réglage primaire

La Suisse acquiert la puissance de réglage primaire au niveau international par le biais de la coopération FCR. La coopération internationale permet de réduire les coûts d'acquisition dans l'ensemble de la zone synchrone européenne de 50 Hertz et de mettre en place des incitations harmonisées d'entrée sur le marché et des conditions techniques pour de nouveaux fournisseurs d'énergie de réglage et de nouvelles technologies. La participation de chaque pays à ce projet régional

se fait sur une base volontaire. Actuellement, neuf pays (DK, DE, NL, BE, FR, CH, AU, SL, CZ) participent à la coopération.

Depuis 2019, des enchères J-1 sont organisées quotidiennement dans la coopération PRP et de nouveaux ajustements sont régulièrement discutés et introduits, notamment afin d'éliminer les entraves d'ordre technique et réglementaire et d'améliorer l'attractivité de ce marché. La figure 4 indique les quantités pertinentes de puissance de réglage primaire pour la Suisse. La surface bleu foncé correspond aux quantités mensuelles moyennes de l'offre de soumissionnaires suisses, tandis que les barres bleu clair représentent les besoins suisses (62 MW).

Tableau 3 : Valeurs annuelles moyennes de la puissance de réglage mise en réserve en 2024

		2024	2023	Variation	
PRP+/- (symétrique)					
Besoins	MW	62	62	0	0 %
PRS+					
Besoins	MW	406	406	0	0 %
PRS-					
Besoins	MW	399	401	-2	-0,5 %
PRT+					
Besoins	MW	480	481	-1	-0,2 %
Adjudications moyennes enchère hebdomadaire	MW	472	438	+34	7,7 %
Adjudications moyennes enchère journalière	MW	8	43	-35	-81,4 %
PRT-					
Besoins	MW	508	507	+1	+0,2 %
Adjudications moyennes enchère hebdomadaire	MW	500	463	+37	+8 %
Adjudications moyennes enchère journalière	MW	5	44	-39	-88,6 %

L'ensemble des besoins a pu être couvert pour tous les produits et à travers toutes les enchères de l'année 2024.

Les coûts totaux pour l'achat de puissance de réglage primaire en 2024 s'élevaient à 12,6 millions d'euros. Ils sont représentés dans la figure 5 pour chaque mois. Les coûts mensuels les plus élevés en 2024 ont été enregistrés en juin avec 2,12 millions d'euros, ce qui est nettement supérieur au montant maximal de 0,87 million d'euros atteint en octobre 2023. Les coûts mensuels les plus bas de 2024 ont été enregistrés en février et en mars avec 0,27 million d'euros.

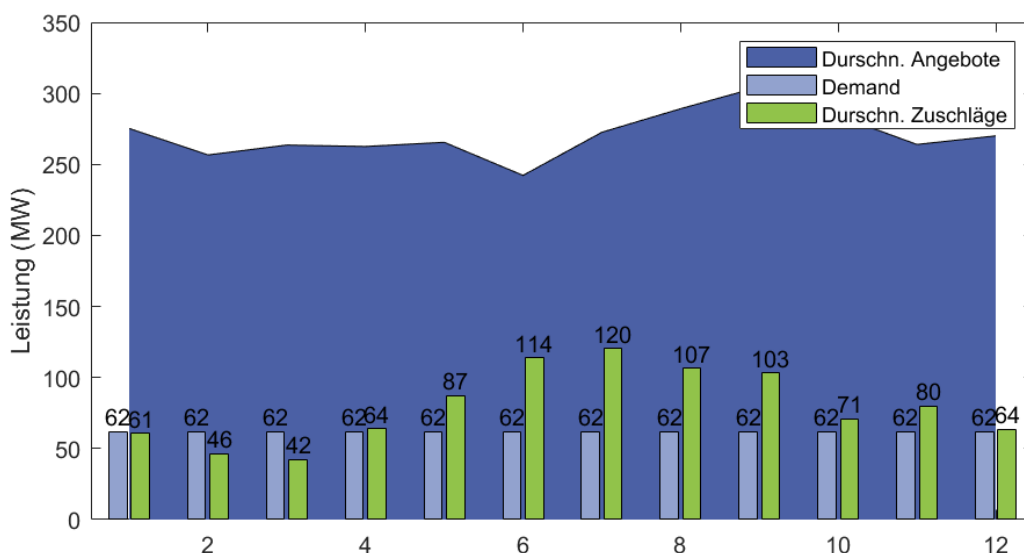


Figure 4 : Volumes de PRP. Sont représentées les offres de PSS suisses, les besoins suisses et les adjudications des PSS suisses par mois.

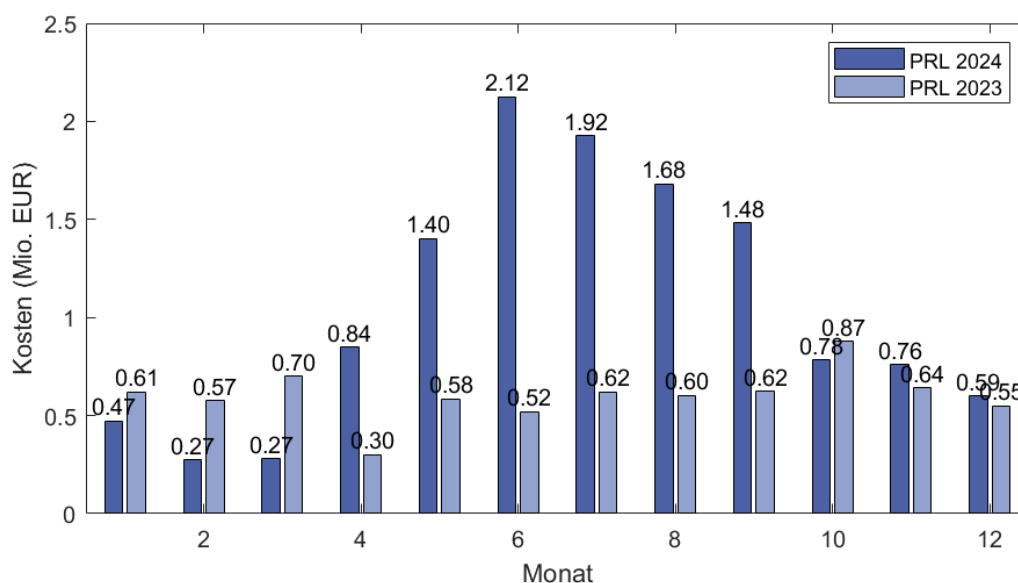


Figure 5 : Coûts de PRP par mois

Les coûts totaux de PRP pour l'ensemble de 2024 s'élèvent à 12,64 millions d'euros, tandis que les coûts moyens se montent à 22,17 CHF/MW/h (12,93 CHF/MW/h en 2023 et 25,23 CHF/MW/h en 2022) si l'on considère les 8760 heures que compte une année.

2.3 Puissance de réglage secondaire

En Suisse, l'acquisition symétrique de la puissance de réglage secondaire existante a été remplacée par l'acquisition asymétrique à partir de juillet 2018. Depuis lors, on différencie entre PRS négative (PRS-) et positive (PRS+).

Pour les semaines calendaires 6 à 19, l'acquisition anticipée s'est faite en septembre de l'année précédente ; les quantités restantes ont régulièrement été achetées la semaine précédente lors d'enchères hebdomadaires. L'année précédente, l'acquisition anticipée s'est faite pour les semaines 1 à 22. Les quantités hebdomadaires offertes et adjudgées sont représentées dans la figure 6. On remarque que les quantités offertes sont plus élevées dans les semaines 6 à 19, ce qui était prévisible en raison

de l'enchère séparée pour l'acquisition anticipée. Les soumissionnaires qui n'ont obtenu aucune adjudication lors de la première enchère peuvent soumettre une nouvelle offre lors de l'enchère suivante.

En fonction des prix du moment, les quantités de puissance de réglage secondaire achetées peuvent être optimisées avec celles de la puissance de réglage tertiaire afin de réduire les coûts. Cela peut se faire aussi bien pour le sens positif (PRS+ ↔ PRT+) que pour le sens négatif (PRS- ↔ PRT-). Durant l'exercice, seules de légères fluctuations ont été observées.

Un défi général se pose quant à la mise à disposition de puissance de réglage négative, notamment au moyen de centrales hydroélectriques : les unités de production sous contrat doivent maintenir une production nominale pendant toute la période de livraison, même pendant les périodes où elles n'auraient pas produit (par exemple pendant les heures creuses). Dans ce contexte, il faut saluer l'introduction de nouveaux produits d'énergie de réglage, y compris pour le réglage secondaire, qui permettent une conservation de quatre heures au lieu d'une semaine. Cela permet de cibler davantage la tarification de la flexibilité. L'introduction de produits dits « PRS Daily » en tranches de 4 heures est prévue pour le second semestre 2025.

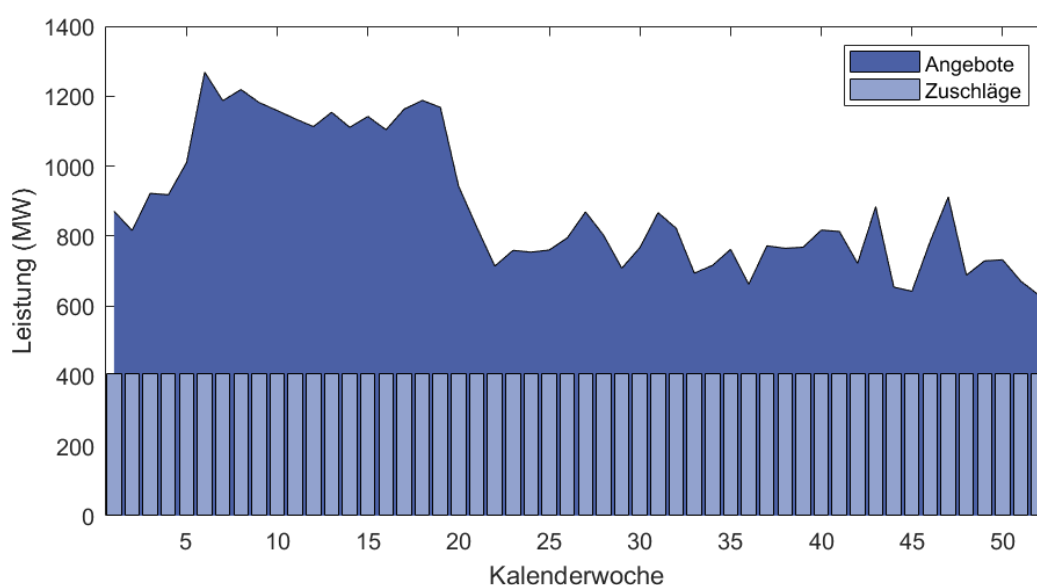


Figure 6 : Volumes de PRS positive par semaine calendaire en 2024. L'acquisition anticipée pour les semaines 6 à 19 s'est déroulée de manière échelonnée en automne de l'année précédente.

Les coûts totaux pour l'acquisition de PRS+ en 2024 se sont élevés à 26,1 millions de CHF. Sur ce montant, 9,5 millions (soit 36 %) ont été dépensés pour l'acquisition anticipée pour les semaines 6 à 19.

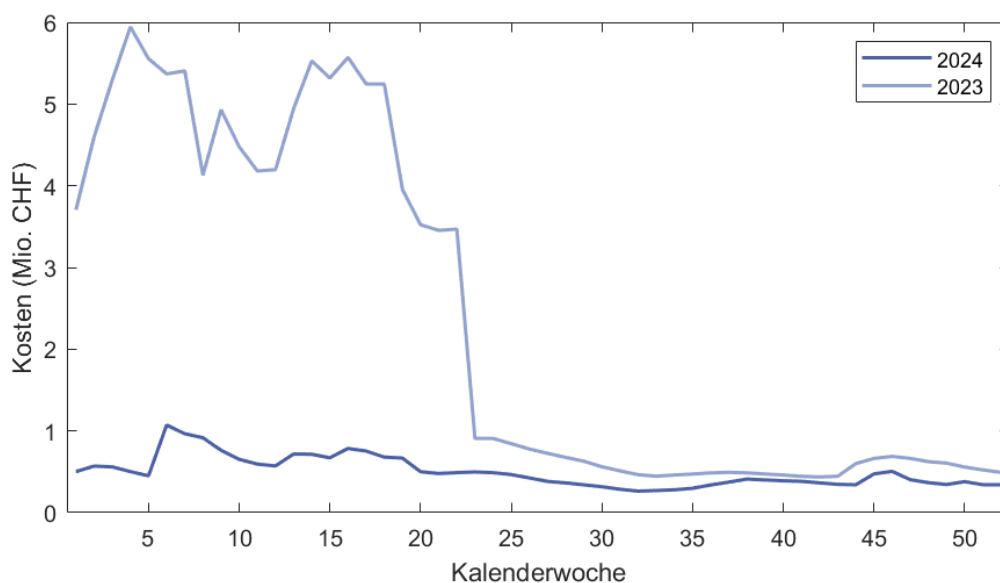


Figure 7 : Coûts de la PRS positive par semaine calendaire en 2023 et 2024

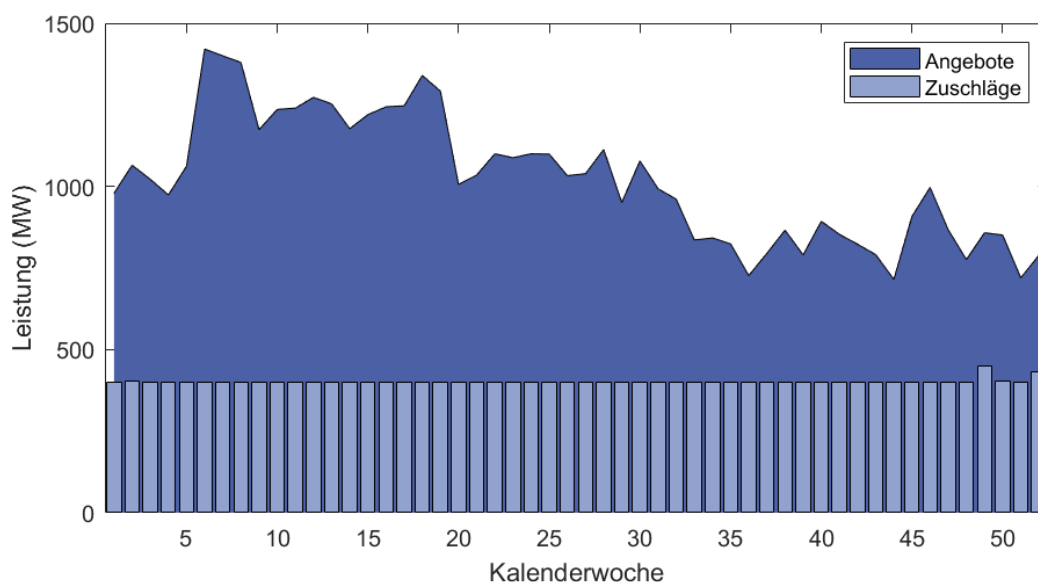


Figure 8 : Volumes de PRS négative par semaine calendaire en 2024. L'acquisition anticipée pour les semaines 6 à 19 s'est déroulée de manière échelonnée en automne de l'année précédente.

Durant l'exercice, les coûts pour la PRS- ont massivement diminué pour atteindre 42,9 millions de CHF (année précédente : 211,5 mio CHF). La figure 7 montre les coûts. La comparaison avec les valeurs de l'année précédente permet de mettre en exergue les écarts de coûts, surtout au cours du premier semestre. La figure 9 présente l'évolution annuelle et montre que le pic a été atteint en avril 2023, ce qui s'explique par les acquisitions anticipées réalisées à l'automne de l'année précédente en raison des prix de gros élevés. En outre, conformément à l'ordonnance sur une réserve d'hiver (OIRH ; RS 734.722), la réserve hydroélectrique est également acquise à l'automne de l'année précédente. La réserve hydroélectrique est une autre mesure qui a un impact sur la gestion des volumes d'eau d'accumulation pendant les mois d'hiver critiques.

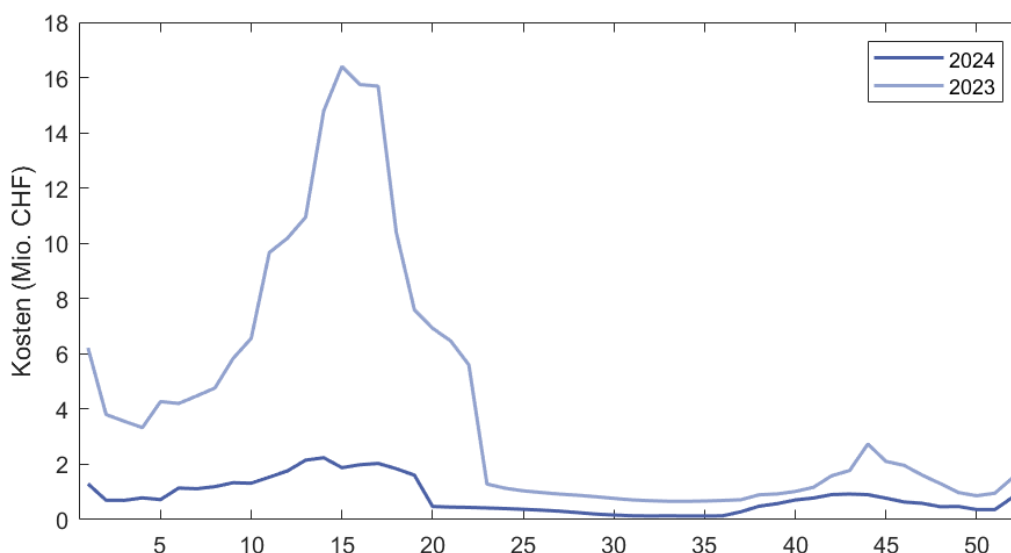


Figure 9 : Coûts de la PRS négative par semaine calendaire en 2023 et 2024

À partir de la semaine 20, la PRS a de nouveau été achetée entièrement dans le cadre de l'acquisition régulière, c'est-à-dire la semaine précédente, à des coûts plus bas, ce qui s'explique notamment par la fonte des neiges et par le fait que la situation de l'approvisionnement était dans l'ensemble moins critique au printemps. Pendant les premières et les dernières semaines de l'année, les produits négatifs sont généralement impactés par des effets spéciaux liés aux semaines de Noël.

2.4 Puissance de réglage tertiaire

En Suisse, la puissance de réglage tertiaire est acquise au niveau national comme PRT+ et PRT- à l'aide de produits hebdomadaires et quotidiens. Durant l'exercice, les quantités de puissance de réglage tertiaire mises en réserve ont été pour ainsi dire confirmées. Dans ce contexte, la réserve de puissance tertiaire positive a été réduite de 1 MW et celle de puissance négative a été augmentée de 1 MW (PRT+ : 480 MW ; PRT- : 508 MW). Les valeurs moyennes annuelles sont indiquées à la section 2.1 et dans le tableau 3.

La figure 10 présente les quantités offertes et adjudgées du produit hebdomadaire et journalier. On constate que la majeure partie de l'acquisition a lieu la semaine précédente, tandis que les produits journaliers sont utilisés pour atteindre les quantités requises. Les quantités achetées de manière anticipée sont présentées dans la figure 10 et expliquent les quantités offertes plus élevées jusqu'à la semaine 22 incluse. Les quantités correspondantes sont présentées séparément dans la figure 3.

Jusqu'au mois de mai inclus, les coûts sont légèrement plus élevés qu'au second semestre, comme l'illustre la figure 11. Comme indiqué dans les sections précédentes, les coûts de l'acquisition anticipée ont joué un rôle prépondérant au cours du premier semestre 2023. La tendance extrême observée en 2023 ne s'est pas répétée en 2024, et les prix sont revenus à leur niveau d'avant la crise. Les coûts totaux pour l'acquisition de PRT se sont élevés à 38,3 millions de CHF. Les coûts de PRT+ ont diminué de 70,8 % par rapport à 2023 (131,2 mio CHF).

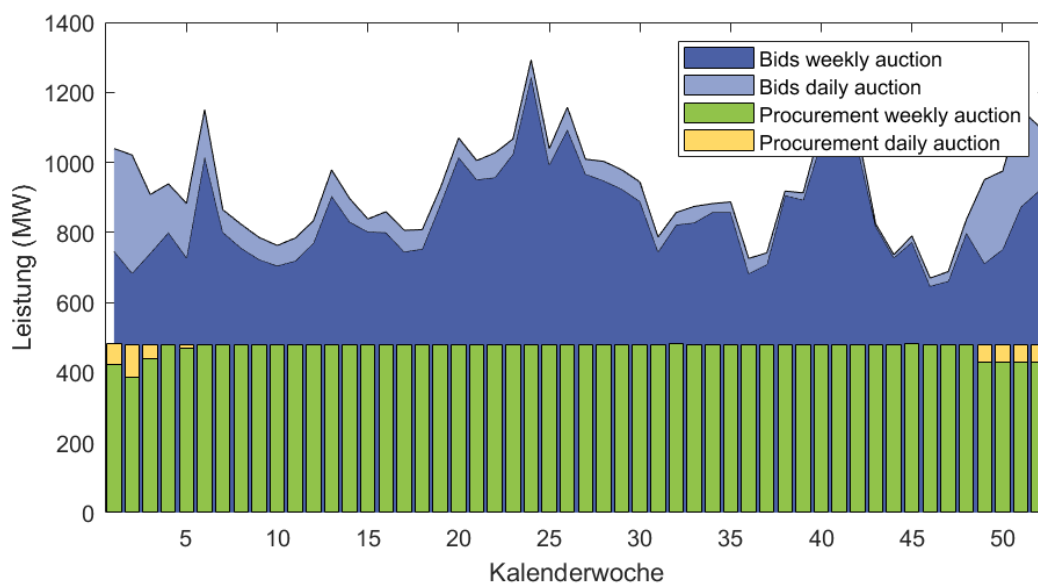


Figure 10 : Volumes de PRT+ en 2024. Quantités offertes et achetées, réparties en produits hebdomadaires et journaliers. L'acquisition anticipée pour les semaines 6 à 19 s'est déroulée de manière échelonnée l'année précédente.

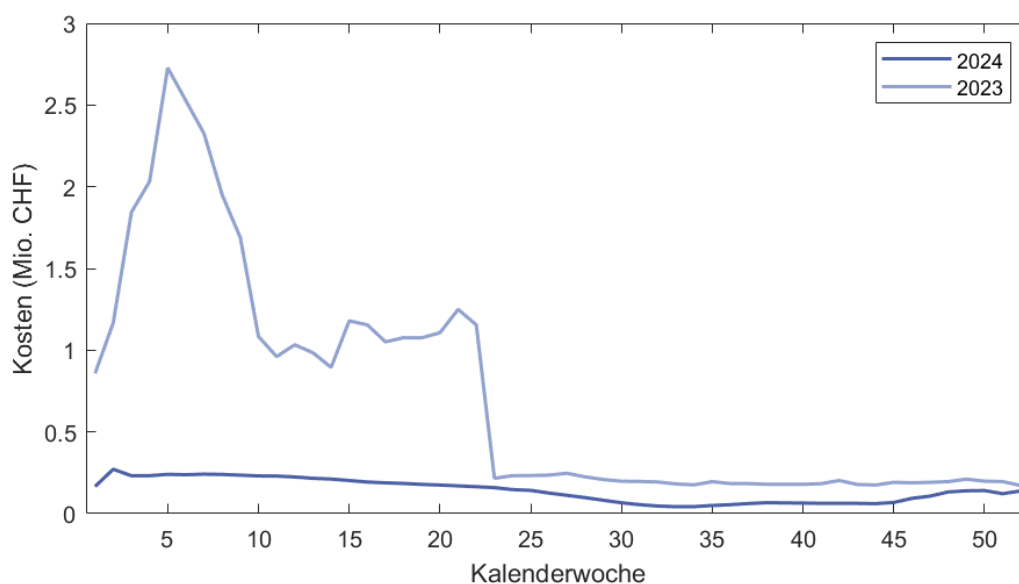


Figure 11 : Coûts du produit hebdomadaire de PRT+

La figure 12 montre les quantités offertes et adjudgées pour le produit hebdomadaire et journalier de PRT-. En fonction des conditions de prix du moment, les quantités acquises peuvent varier entre la PRS et la PRT. On le constate en observant les semaines 49 et 52, au cours desquelles moins de PRT- a été achetée. De plus, une comparaison transversale avec la figure 8 montre que des quantités plus importantes de PRS- ont été achetées au cours desdites semaines.

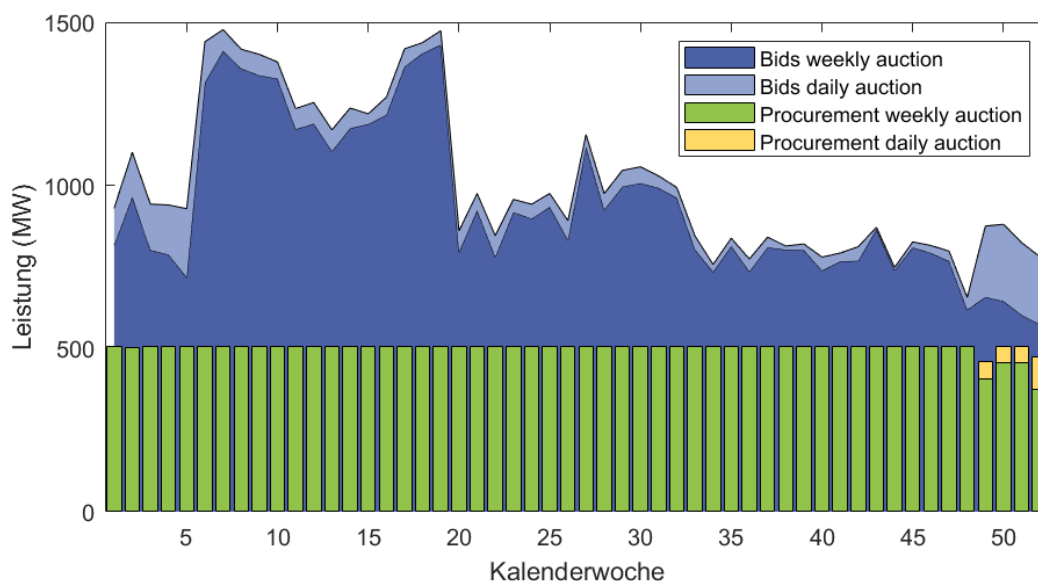


Figure 12 : Volumes de PRT négative en 2024 par semaine calendaire. Quantités offertes et achetées, réparties en produits hebdomadaires et journaliers. L'acquisition anticipée pour les semaines 6 à 19 s'est déroulée de manière échelonnée l'année précédente.

L'impact sur les coûts présenté dans la figure 13 est soumis aux mêmes mécanismes que ceux décrits à la section précédente concernant le marché de la PRS, tels que la gestion des réserves de stockage en lien avec les mesures hivernales, qui ont eu un impact sur les coûts durant le premier semestre 2024.

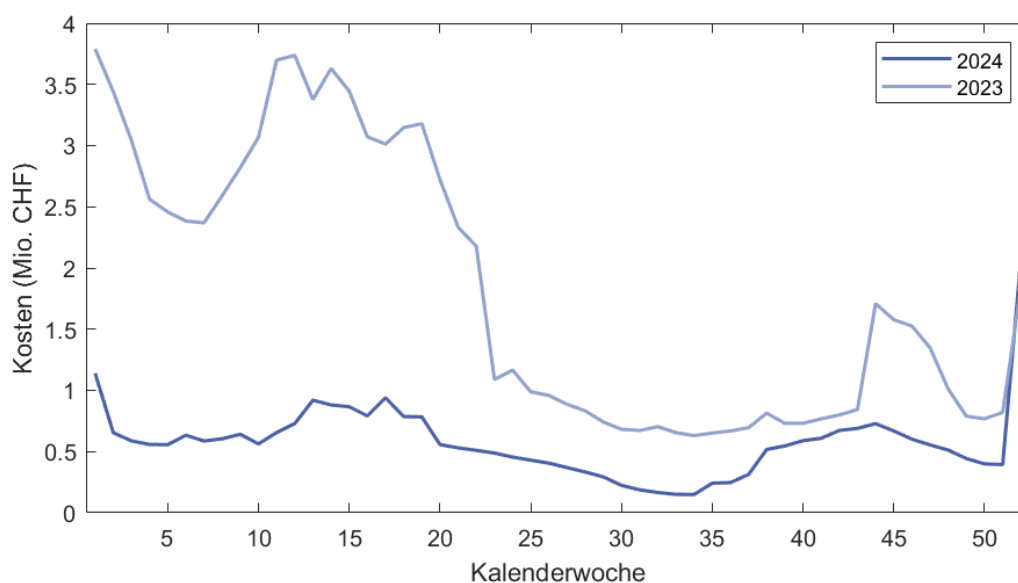


Figure 13 : Coûts du produit hebdomadaire de PRT-

2.5 Évolution des coûts de la puissance de réglage de 2009 à 2024

En 2020, les coûts pour la fourniture de prestations atteignaient un minimum de 49,4 millions de CHF, alors qu'ils décuplaient presque en 2022, s'élevant à 497,7 millions. En 2024, les coûts ont diminué de 74,8 % par rapport à l'année précédente, atteignant 118,8 millions de CHF (contre 471,3 mio CHF en 2023). Les coûts de l'acquisition anticipée en 2023 ont été influencés par le moment défavorable de l'acquisition (automne 2022). La détente du marché qui a débuté au cours du dernier mois de 2022 a également eu un impact sur les marchés des SDL et a entraîné une tendance à la baisse du niveau des

prix. Dans l'ensemble, les coûts en 2024 sont comparables à ceux des années précédant la crise, mais la situation ne s'est pas encore complètement détendue comme en 2020.

La Figure 14 présente l'évolution des coûts totaux depuis 2009. Elle indique également les coûts de l'acquisition régulière (en bleu foncé) et ceux de l'acquisition anticipée (en bleu clair, depuis l'introduction en 2016).

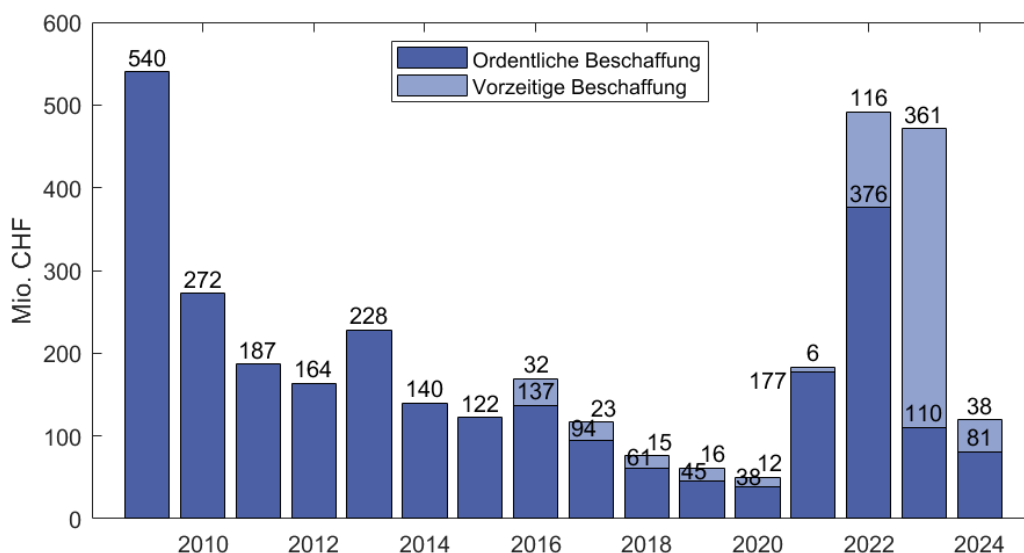


Figure 14 : Résultats annuels de la mise en réserve de puissance de réglage depuis 2009

La gestion des lacs d'accumulation suisses, qui jouent un rôle central sur les marchés des SDL, est également discutée du point de vue de la sécurité de l'approvisionnement et des mesures visant à faire face aux mois d'hiver plus critiques. Dans ce contexte, deux éléments en particulier doivent être pris en compte, à savoir l'acquisition anticipée de puissance de réglage à l'automne de l'année précédente et la réserve hydroélectrique qui, comme prescrit par l'OIRH, doit être acquise chaque année pour faire face aux événements imprévisibles à la fin de l'hiver. Additionnés de l'impact des conditions de marché, des conditions météorologiques imprévisibles et des débits hydrologiques dus à la fonte des neiges ou aux précipitations entrant dans les lacs de retenue, ces éléments influencent tous les produits hebdomadaires (PRS+, PRS-, PRT+ et PRT-).

Hormis les événements à court terme qui ont pu influencer les différents résultats annuels (p. ex. situations tendues en hiver/au printemps en 2013 et en 2016 ainsi que l'année de crise 2022), l'acquisition de puissance de réglage en 2024 est comparable aux années précédant la crise. Les figures 15 et 16 montrent la répartition des coûts totaux entre les différents produits de la puissance de réglage. Les coûts en lien avec l'acquisition anticipée y sont directement inclus dans les différentes valeurs PRS et PRT.

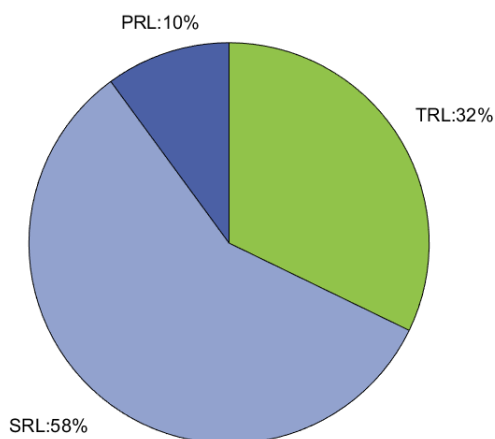


Figure 15 : Répartition des coûts pour 2024 entre les PRP, PRS et PRP

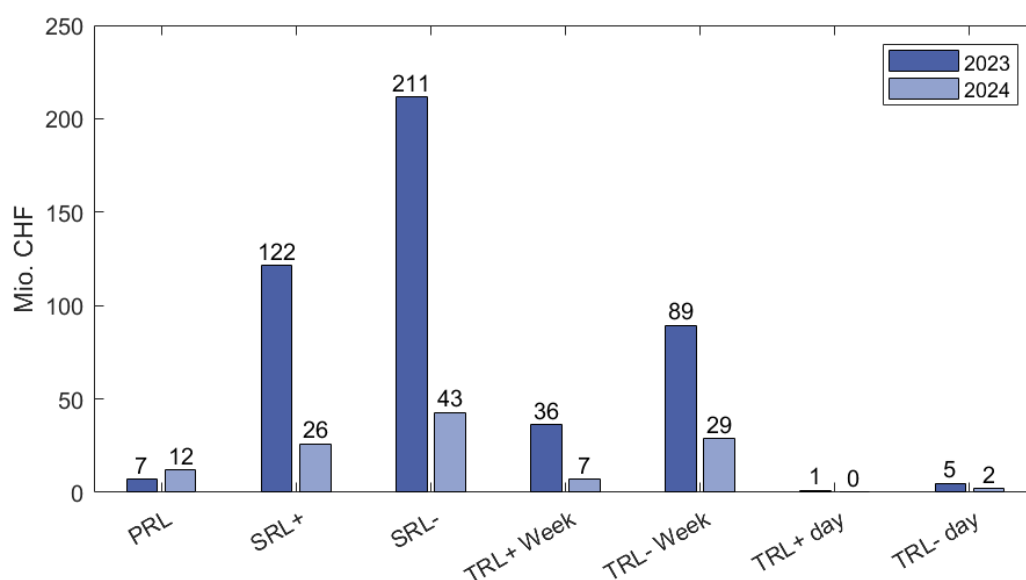


Figure 16 : Répartition des coûts pour 2023 et 2024 selon les différents produits

La comparaison avec l'année précédente illustrée dans la figure 16 montre que les coûts pour la PRP ont légèrement augmenté, tandis que les coûts des autres produits ont fortement diminué. D'autres comparaisons peuvent être effectuées en analysant les quantités, étant donné que des quantités différentes sont achetées pour chaque produit. La figure 17 présente les coûts par MW et permet de comparer les coûts des puissances de réglage primaire, secondaire et tertiaire. Pour les produits journaliers de la puissance de réglage tertiaire, la moyenne annuelle a été calculée sur la base des blocs d'offre de 4 heures. Cela permet de comparer directement les coûts dans l'unité choisie (CHF par MW).

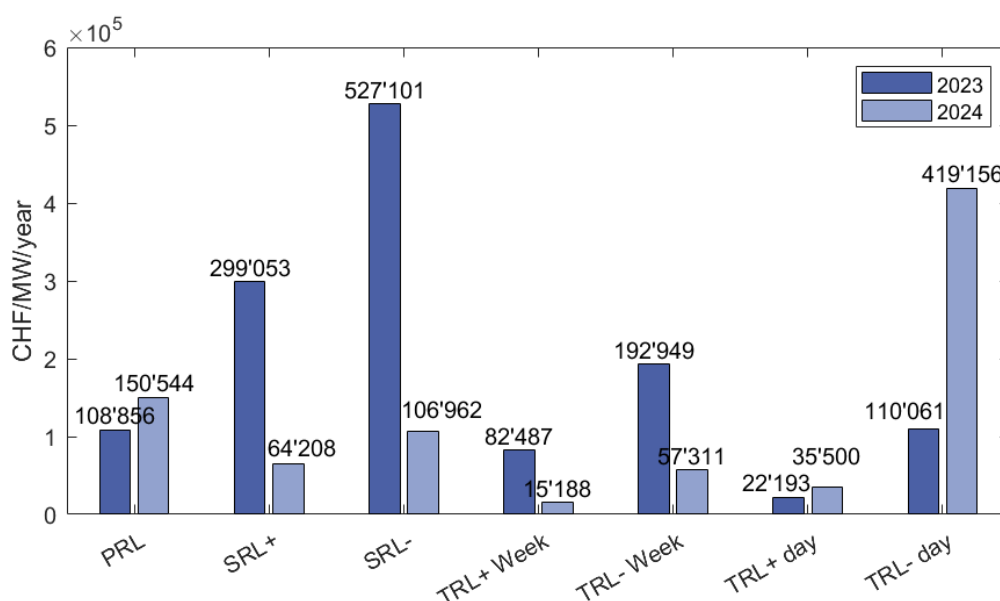


Figure 17 : Coûts des produits de puissance de réglage par MW en 2023 et 2024

Avec environ 419 000 CHF par MW et par année, le produit journalier de la puissance de réglage tertiaire négative est le plus cher en 2024. Vient ensuite la puissance de réglage primaire, avec 149 000 CHF par MW. En ce qui concerne la puissance de réglage secondaire, c'est le produit négatif qui est le plus cher, comme pour la puissance de réglage tertiaire.

Alors que dans le réglage primaire, l'énergie n'est pas rémunérée, dans le réglage secondaire et tertiaire, des offres sont soumises pour l'énergie, sollicitées séparément et rémunérées. Une attention particulière doit être portée au réglage secondaire, où le passage au système PICASSO a eu lieu en juin 2022 ; dès ce moment-là, des offres d'énergie séparées ont pu également être sollicitées dans le cadre d'une procédure basée sur le marché. Le chapitre suivant aborde les analyses des prix de l'énergie de réglage en 2023 et 2024 ainsi que les évolutions à long terme.

3 Énergie de réglage

Ce chapitre présente les quantités d'énergie de réglage sollicitées et les coûts correspondants pour 2024. L'évolution des quantités et des coûts est présentée en comparaison avec les résultats de 2023, ainsi qu'à partir des quantités sollicitées à long terme et des coûts depuis 2012. Swissgrid a fourni les données pour les chiffres présentés dans ce chapitre, les données relatives à l'Imbalance Netting étant livrées par la plateforme IGCC.

Avec l'introduction des plateformes PICASSO et MARI, d'importantes adaptations ont été apportées à la conception du marché. En ce qui concerne l'énergie de réglage secondaire, une rémunération de l'énergie basée sur l'offre remplace depuis juin 2022 l'ancienne rémunération indexée. Comme pour l'énergie de réglage tertiaire, cette modification permet aux PSS de faire des offres pour l'énergie de réglage secondaire positive et négative, offres qui n'ont plus besoin d'être liées à la réserve de puissance et qui devraient donc apporter plus de liquidités sur le marché de l'ERS. La quantité minimale de l'offre est de +/- 5 MW et le délai de livraison est de 15 minutes. Le système PICASSO représente le design cible pour l'énergie de réglage secondaire (aFRR) dans toute l'Europe ([PICASSO \[entsoe.eu\]](https://picasso.entsoe.eu)). La Suisse est techniquement prête à participer aux plateformes centrales de l'UE (PICASSO, MARI et TERRE), mais cette participation est impossible tant qu'il n'existe pas d'accord bilatéral sur l'électricité avec l'UE ou de décision de la Commission européenne selon laquelle Swissgrid doit être autorisée à participer, car une exclusion pourrait entraîner des flux physiques imprévus à travers la Suisse qui mettraient en péril la sécurité du système dans la région². Dans un courrier daté du 17 décembre 2020, la Commission européenne a non seulement déclaré qu'elle ne voyait aucune raison justifiant une telle décision, mais a même demandé aux GRT de l'UE d'exclure Swissgrid des trois plateformes pour l'énergie de réglage au plus tard à compter du 1^{er} mars 2021. Swissgrid a contesté cette décision devant les tribunaux européens et une décision matérielle est encore en suspens³. Par ailleurs, la plateforme TERRE sera supprimée fin 2025 pour des raisons de conformité avec la réforme européenne de la conception du marché⁴. Picasso est un système basé sur le marché, dans lequel des offres libres supplémentaires peuvent être soumises en plus des quantités d'énergie liées à la réserve de puissance. En particulier, la possibilité de proposer également un délai de livraison court (15 min au lieu d'une semaine auparavant) signifie qu'un important obstacle à l'entrée sur le marché de l'ERS a ainsi été supprimé. On peut donc s'attendre à une baisse globale des prix, car le produit ERS de 15 minutes permet de mieux refléter les coûts d'opportunité.

Les effets de la baisse attendue des prix sur l'ERS et surtout de l'augmentation des liquidités sur le marché de l'ERS ne sont pas visibles. L'ElCom examine actuellement l'efficacité des résultats du marché de l'ERS dans la perspective des niveaux de prix et des volumes réalisés depuis l'introduction de PICASSO. Le rapport correspondant et la communication de l'ElCom sur l'analyse du marché de l'énergie de réglage secondaire ont été publiés en avril 2025⁵. Comme le montre l'analyse des données, le plafond fixé à 1000 EUR/MWh pour l'énergie de réglage secondaire a été mis en œuvre avec succès et a entraîné une forte baisse des prix pour les montants les plus élevés des courbes d'offres. Au mois de mars 2025, il a surtout eu un effet sur l'ERS+. En revanche, l'effet sur l'ERS- est moins évident pour l'instant. En raison de l'augmentation des appels d'ERS- et de la hausse des prix des offres d'ERS- inférieures au plafond, les coûts de l'ERS- restent élevés. Il reste encore à déterminer si les hausses de prix observées pour les offres inférieures à 1000 EUR/MWh peuvent être expliquées de manière concluante ou si elles sont le signe de nouvelles insuffisances sur le marché de l'ERS. On peut toutefois

² Cf. art. 1, par. 6 et 7, du règlement (UE) 2017/2195

³ Par arrêt du 13 février 2025, la Cour de justice de l'Union européenne (CJUE) a annulé pour des raisons formelles une ordonnance rendue le 21 décembre 2022 par le Tribunal de l'Union européenne (première instance) dans la procédure en question et a renvoyé l'affaire devant ledit tribunal ([arrêt EU:C:2025:83 du 13 février 2025 dans l'affaire C-121/23 P](#)).

⁴ La communication des GRT sur l'arrêt de l'exploitation de la plateforme TERRE a été publiée le 9 décembre 2024 sur le site Internet de ladite plateforme. Lien : [Announcement from RR TSOs](#), dernière consultation le 11.04.2025.

⁵ Cf. la communication de l'ElCom du 30 avril 2025 sur l'impact du plafond ERS en mars 2025 ([Communications](#)) et l'analyse de l'ElCom du 30 avril 2025 sur le marché de l'énergie de réglage secondaire ([Surveillance du marché](#) ; en allemand avec résumé en français), dernière consultation le 1^{er} mai 2025.

affirmer que sans le plafond, les coûts auraient été encore plus élevés. Le secrétariat technique de l'ElCom continue d'examiner les causes de l'évolution des stratégies d'offre, notamment pour l'ERS-.

Étant donné que l'introduction du plafond est une mesure corrective à court terme et limitée dans le temps (du 3 mars 2025 au 28 décembre 2025), il sera d'autant plus important de mettre en œuvre des mesures supplémentaires visant à rendre le marché de l'ERS plus efficace et plus liquide et à réduire les besoins en énergie d'ajustement et ainsi en énergie de réglage. Le secrétariat technique de l'ElCom travaille donc en parallèle, en collaboration avec la branche et Swissgrid, à l'élaboration de mesures visant à stabiliser durablement le marché de l'ERS, le marché de l'énergie de réglage tertiaire et la situation en matière de redispatching. Ces mesures ont notamment pour objectif de réduire le volume d'énergie d'ajustement, d'améliorer les produits et processus sur les marchés des SDL, d'adapter la documentation de la branche et d'optimiser les incitations dans le mécanisme d'énergie d'ajustement.

L'évolution des prix marginaux des offres suite à l'introduction de PICASSO est présentée dans la figure 18 pour l'ERS+ et dans la figure 19 pour l'ERS-. L'échelle logarithmique de la figure 18 permet de représenter la courbe de préséance économique dans son entier, avec les offres les plus élevées qui sont fixées en fonction du prix plafond de 15 000 EUR/MWh. Dans la figure 19, il n'est pas possible d'avoir une échelle logarithmique à cause des valeurs négatives, raison pour laquelle la représentation est limitée aux 200 premiers MW de la préséance économique. Les prix de l'ERS+ ont progressivement diminué entre juillet 2022 et mars 2024, mais ont conservé un écart important entre le prix d'offre et les prix spot (majoration) depuis l'introduction du système de marché PICASSO. À partir de mars 2024, on constate une nette tendance à la hausse des majorations pour la plupart des prix marginaux. La courbe d'offres pour les volumes plus élevés d'ERS+ et d'ERS- augmente de manière exponentielle, les prix atteignant le plafond de +/- 15 000 EUR/MWh susmentionné.

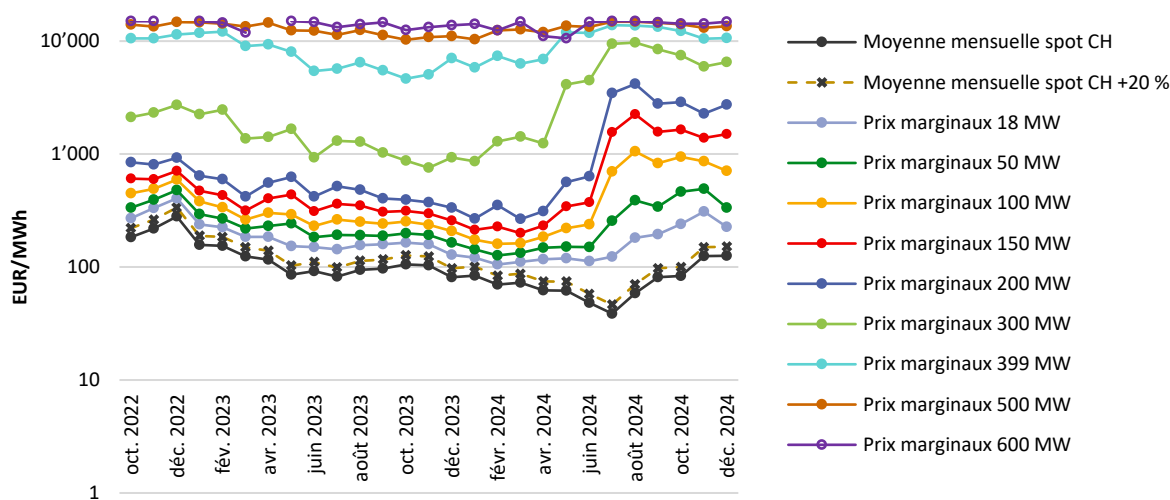


Figure 18 : Prix marginaux des offres de l'ERS+. L'axe vertical est représenté de manière logarithmique.

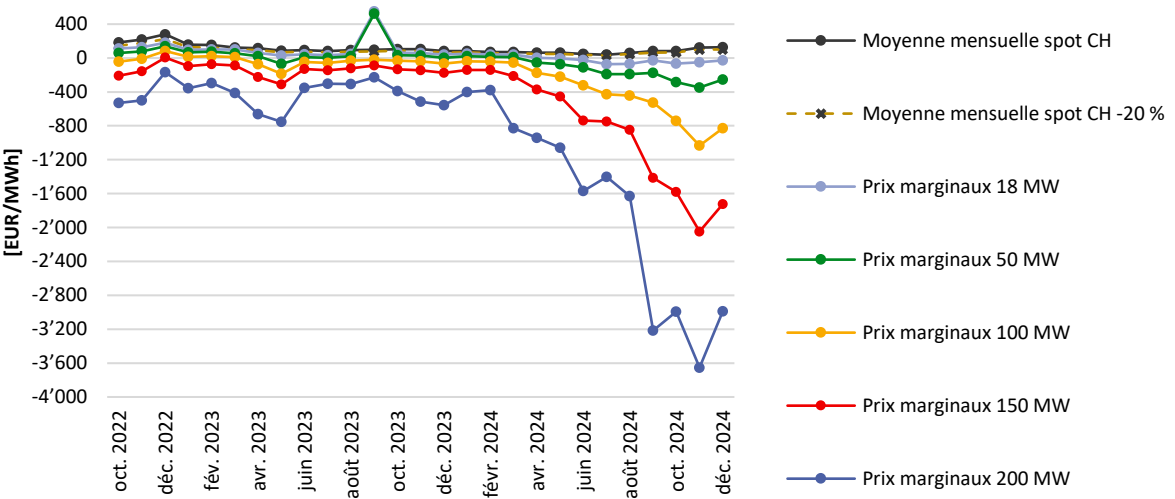


Figure 19 : Prix marginaux des offres de l'ERS-. Seuls les 200 premiers MW ont pu être représentés.

La plateforme européenne MARI (régulation tertiaire rapide, mFRR) a été mise en service le 5 octobre 2022 et permet également de fournir des produits énergétiques purs avec un délai de livraison de 15 minutes. Les mêmes mécanismes que ceux de cette plateforme ont également été introduits en Suisse au niveau national, ce qui a créé une possibilité de commercialisation supplémentaire pour les produits d'énergie de réglage, en plus des produits d'énergie de réglage tertiaire existants.

3.1 Exercice 2024

3.1.1 Énergie de réglage sollicitée

Durant l'exercice, environ 339 gigawattheures (2023 : 343 GWh) d'énergie de réglage secondaire (positive et négative) et quelque 768 gigawattheures (2023 : 656 GWh) d'énergie de réglage tertiaire (positive et négative) ont été sollicités. La figure 20 montre la distribution mensuelle des appels.

Tableau 4 : Énergie de réglage sollicitée en 2024 et en 2023

		2024	2023	Variation
ERS+				
Quantité sollicitée	GWh	166	170	-2,4 %
ERS-				
Quantité sollicitée	GWh	173	173	0,0 %
ERT+				
Quantité sollicitée	GWh	491	309	+58,9 %
ERT-				
Quantité sollicitée	GWh	277	347	+20,2 %

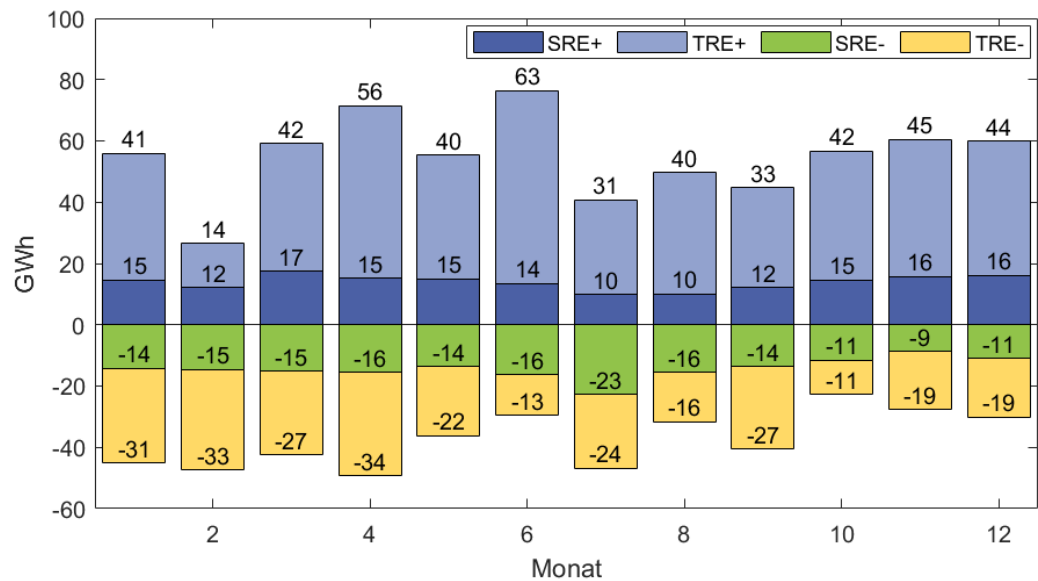


Figure 20 : Quantités d'ERS et d'ERT par sens de livraison et par mois pour 2024

3.1.2 Coûts de l'énergie de réglage

Durant l'exercice 2024, les coûts totaux pour l'énergie de réglage se sont montés à 252,6 millions d'euros, contre 86,2 millions l'année précédente (+193 %). 117.4 millions d'euros ont été consacrés à l'énergie de réglage secondaire (2023 : 48,0 mio, +144,6 %), et 135,2 millions à l'énergie de réglage tertiaire (2023 : 38,2 mio, +253,9 %). La forte augmentation des coûts pendant les mois d'été, en particulier pour les produits dans le sens négatif, est clairement visible dans la figure 21, avec des coûts plutôt que des recettes pour ces produits. Des prix négatifs représentent des recettes pour Swissgrid. Par exemple, en juin 2024, les coûts mensuels étaient de 40 millions d'euros, tandis qu'ils n'atteignaient que 6 millions en février 2024. Le tableau ci-dessous montre les totaux annuels. Les coûts de l'ERS négative affichent une hausse de 827,1 % par rapport à l'année précédente, soit une augmentation supérieure à la moyenne.

Tableau 5 : Coûts absolus de l'énergie de réglage en 2024 et comparaison avec 2023. Les montants positifs représentent des coûts, tandis que les montants négatifs représentent des recettes pour Swissgrid.

		2024	2023	Variation
ERS+				
Coûts de l'énergie de réglage	mio EUR	62,7	42,1	+48,9 %
ERS-				
Coûts de l'énergie de réglage	mio EUR	54,7	5,9	+827,1 %
ERT+				
Coûts de l'énergie de réglage	mio EUR	97,9	51,7	+89,4 %
ERT-				
Coûts de l'énergie de réglage	mio EUR	37,3	-13,5	n.a. ⁶

⁶ En raison du changement de signe, le taux de variation est moins pertinent pour l'ERT-.

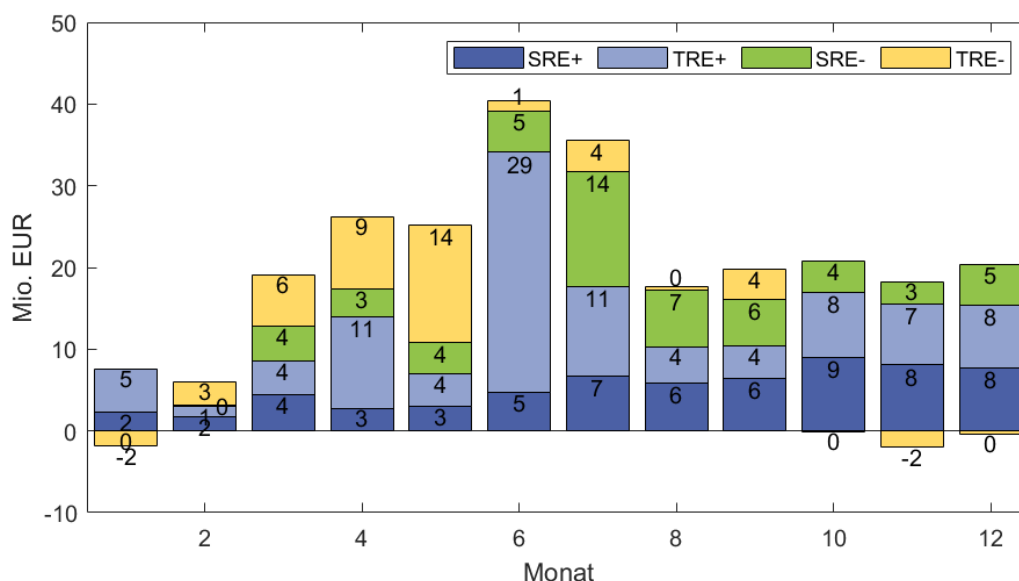


Figure 21 : Coûts pour l'ERS et l'ERT par sens de livraison en 2024

Il reste à clarifier de manière approfondie dans quelle mesure la modification des règles pour la conception du marché influence le comportement des acteurs concernés ainsi que les liquidités et la concurrence. L'EICom a déjà lancé une série d'analyses à ce sujet (cf. début du chap. 3).

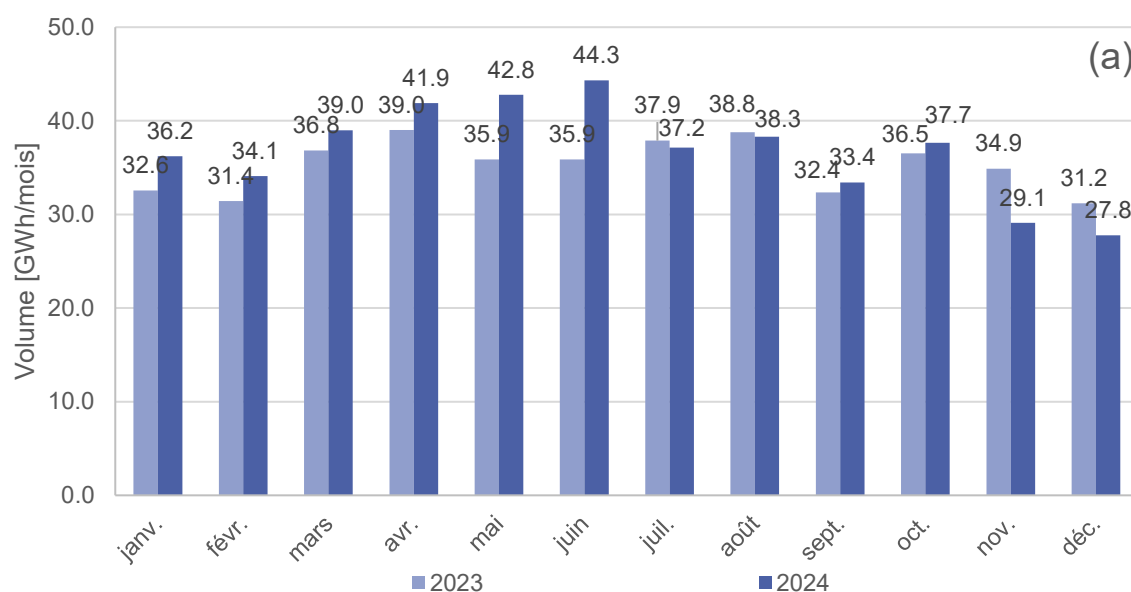
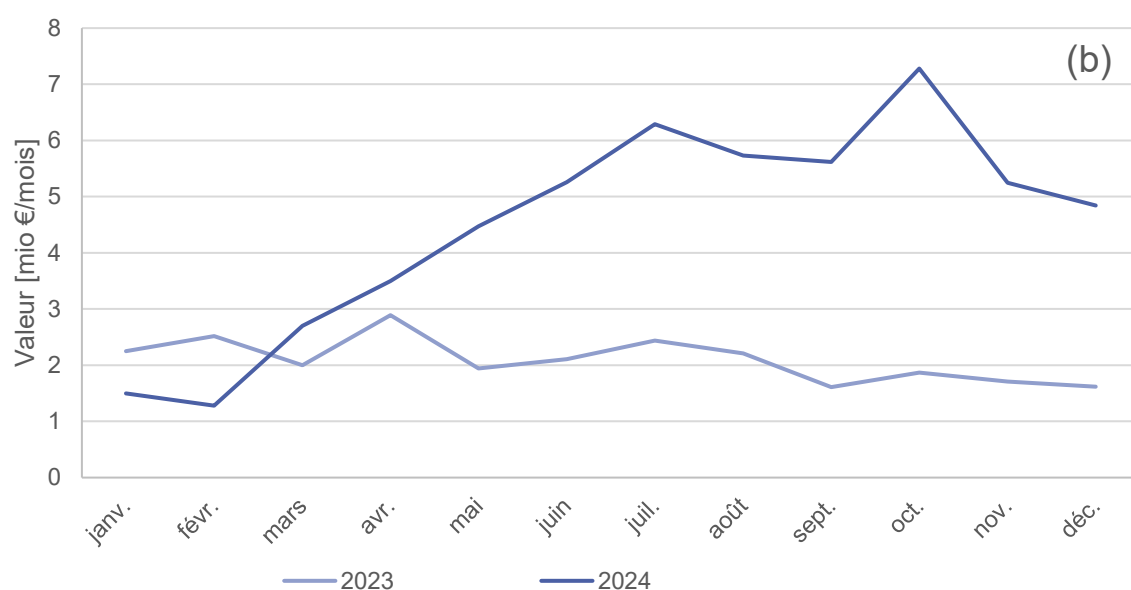
3.1.3 International Grid Control Cooperation et Imbalance Netting

Swissgrid est membre depuis 2012 de l'International Grid Control Cooperation (IGCC), pour l'exploitation de l'« Imbalance Netting ». Actuellement, 24 pays au total (27 GRT) participent à cette coopération.

La collaboration garantit que les membres ne doivent pas activer une partie importante de l'énergie de réglage du moment qu'ils annulent des activations simultanées dans des directions opposées. Par exemple, si le pays A a un besoin positif de 100 MW et le pays B un besoin négatif de -100 MW, les deux pays ont avantage à ce qu'il n'y ait aucune activation, ce qui leur permet d'économiser de précieuses ressources.

En 2024, la Suisse a économisé à elle seule 441,8 GWh (2023 : 423,3 GWh, +4,4 %) grâce à la coopération internationale via l'IGCC, ce qui représente une valeur monétaire de 53,72 millions d'euros (2023 : 25,17 mio EUR, +113 %). Le prix moyen se monte à 121,6 EUR/MWh, ce qui représente une forte augmentation par rapport à 2023 (59,5 EUR/MWh).

Si la Suisse venait à être exclue de la coopération, cela signifierait qu'elle doit couvrir ces quantités avec ses propres produits d'énergie de réglage indigènes et utiliser pour cela ses propres réserves en plus. Inversement, les autres membres de la coopération devraient compenser leurs déséquilibres sans les réserves suisses, ce qui entraîne en général une nette détérioration de l'efficacité de l'exploitation de la sécurité du réseau et une augmentation des coûts pour les consommateurs finaux dans tous les pays concernés. Les valeurs mensuelles pertinentes pour la Suisse sont présentées dans les Figure 22a et 22b.

Figure 22a : Volumes des « netted imbalances » en 2024 et 2023⁷Figure 22b : Valeur monétaire des « netted imbalances » en 2024 et 2023⁸

3.2 Évolution à long terme depuis 2012

3.2.1 Quantité d'énergie de réglage sollicitée

La figure 23 montre l'évolution de l'énergie de réglage secondaire et tertiaire totale sollicitée entre 2012 et 2024. À partir de 2019, on observe une augmentation des quantités. Elle s'est accentuée en 2024, surtout en raison de l'ERT. En 2024, la valeur totale s'est élevée à 1107 GWh, enregistrant une

⁷ Source : IGCC Report on Social Welfare

⁸ Source : IGCC Report on Social Welfare

augmentation de 10,8 % par rapport à l'année précédente (999 GWh), après avoir déjà affiché une hausse de 17,1 % en 2023 par rapport à 2022.

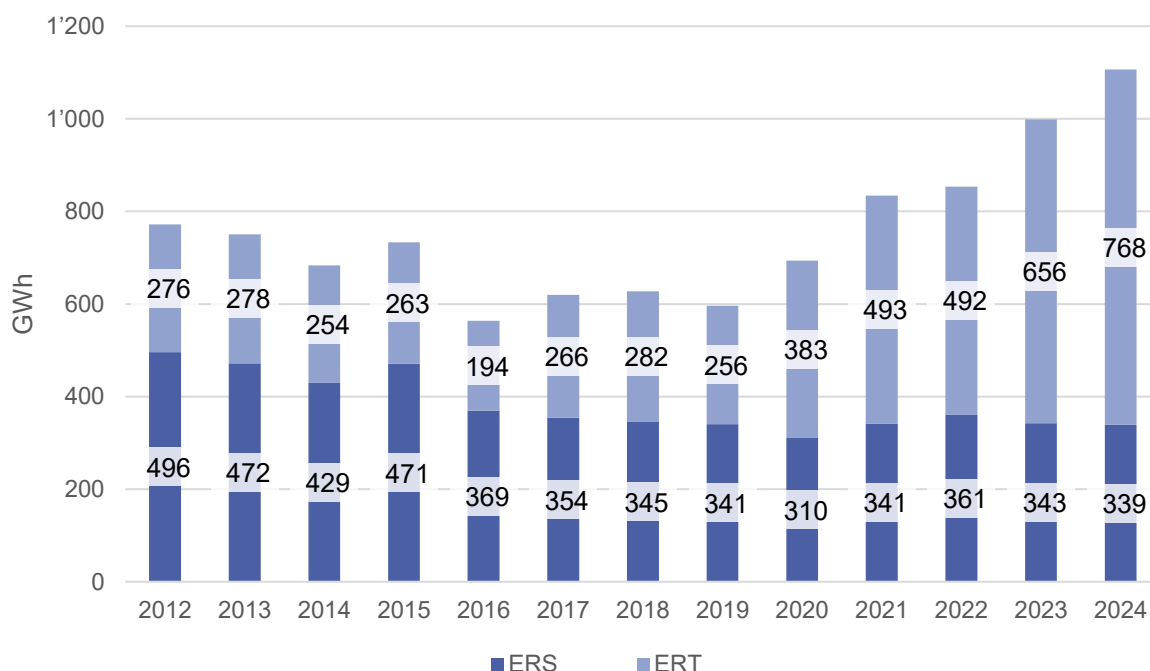


Figure 23 : Quantités d'ERS et d'ERT de 2012 à 2024

La répartition par produit est présentée dans le tableau 4 ci-dessus et un aperçu à long terme de tous les produits est présenté dans la figure 24 ci-dessous. Le graphique ci-après montre que la demande d'ERS (positive et négative) en 2024 est comparable aux valeurs historiques. En revanche, la tendance à l'augmentation de la demande d'ERT (en raison de l'ERT+) s'est accentuée durant l'exercice. La demande accrue d'énergie de réglage tertiaire doit être prise en compte, notamment dans le cadre d'une optimisation globale des coûts. Étant donné que les coûts moyens de l'ERS sont bien supérieurs aux coûts moyens de l'ERT (cf. figure 27), la meilleure option, d'un point de vue macroéconomique, est de compenser les déséquilibres en recourant à l'ERT (plutôt qu'à l'ERS). Cette optimisation est l'objectif du projet « Optimizer Regelenergie ». Sa mise en œuvre pose des défis : les différentes caractéristiques des produits ERT et ERS d'une part, et le fait qu'une optimisation parfaite nécessiterait une prévision parfaite des déséquilibres d'autre part.

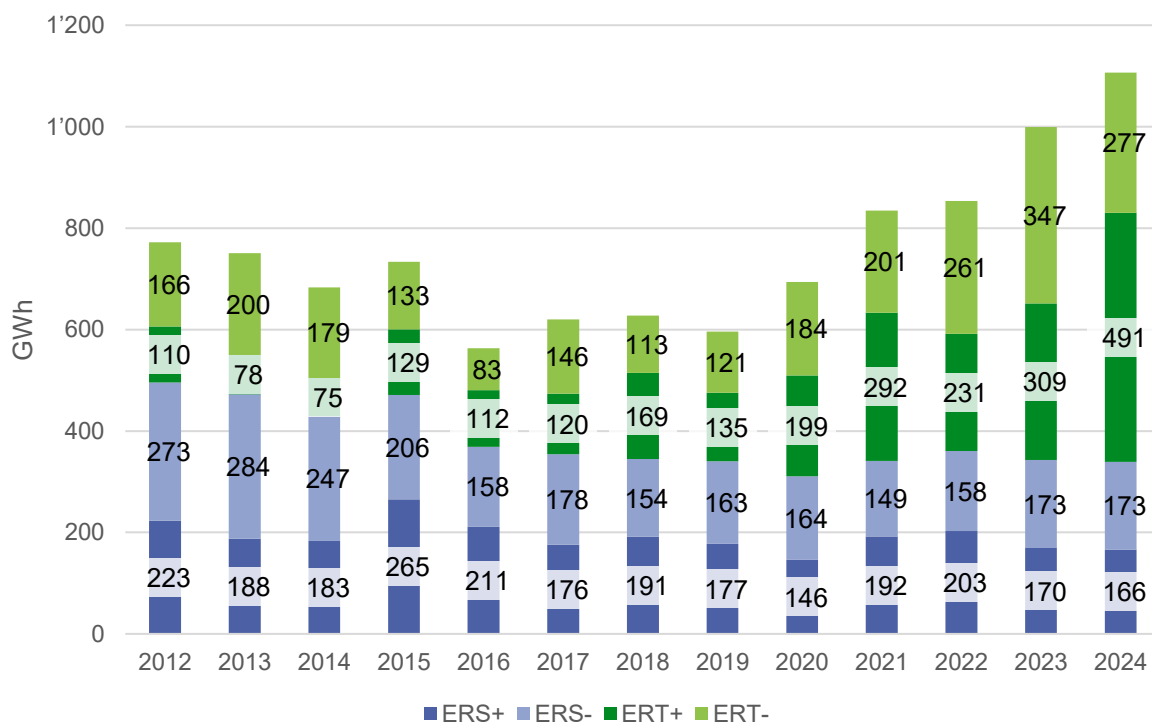


Figure 24 : Quantité d'énergie de réglage par produit de 2012 à 2024

3.2.2 Coûts de l'énergie de réglage

La figure 25 fournit un aperçu des coûts nets de l'énergie de réglage entre 2012 et 2024. L'augmentation exponentielle de 86,2 millions d'euros en 2023 (ou de 107,1 mio EUR en 2022) à 252,6 millions en 2024 est clairement visible. D'un point de vue historique, 2024 est une année record si l'on considère les coûts totaux. À titre de comparaison : en juin 2024, des coûts mensuels d'un montant de 40,4 millions d'euros ont été enregistrés, ce qui correspond approximativement aux coûts totaux d'une année où les coûts sont élevés jusqu'en 2021. L'analyse de chaque produit (ERS+, ERS-, ERT+, ERT-) apporte des informations supplémentaires.

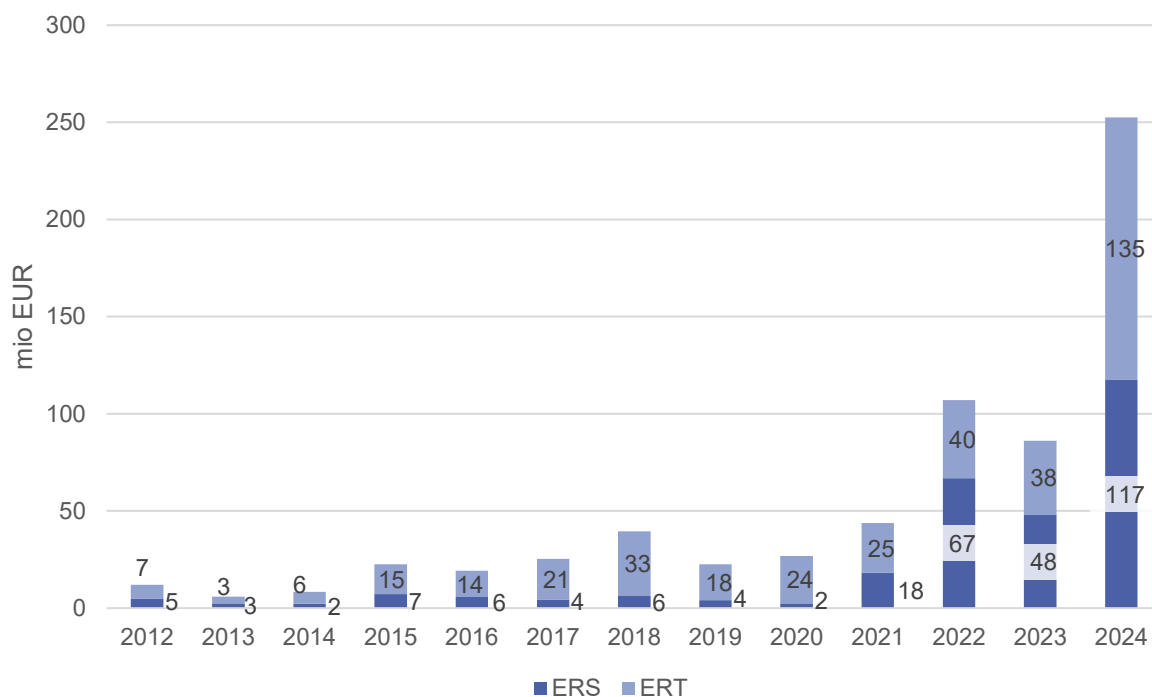


Figure 25 : Coûts nets de l'ERS et de l'ERT entre 2012 et 2024

Comme le montrent les résultats, la quantité totale d'énergie de réglage sollicitée a augmenté entre 2023 et 2024. En outre, comme déjà mentionné, le passage au système PICASSO, décrit au début du chapitre 3, a eu lieu en juin 2022. En conséquence, les considérations relatives à l'économie du marché présentées jusqu'ici doivent être complétées par une analyse de l'évolution des coûts moyens (CHF/MWh) afin d'obtenir une vue d'ensemble globale et de pouvoir procéder à une évaluation, comme présenté ci-après.

La figure 26 présente plus en détail les coûts absolus avec la répartition entre coûts positifs et négatifs pour chaque produit.

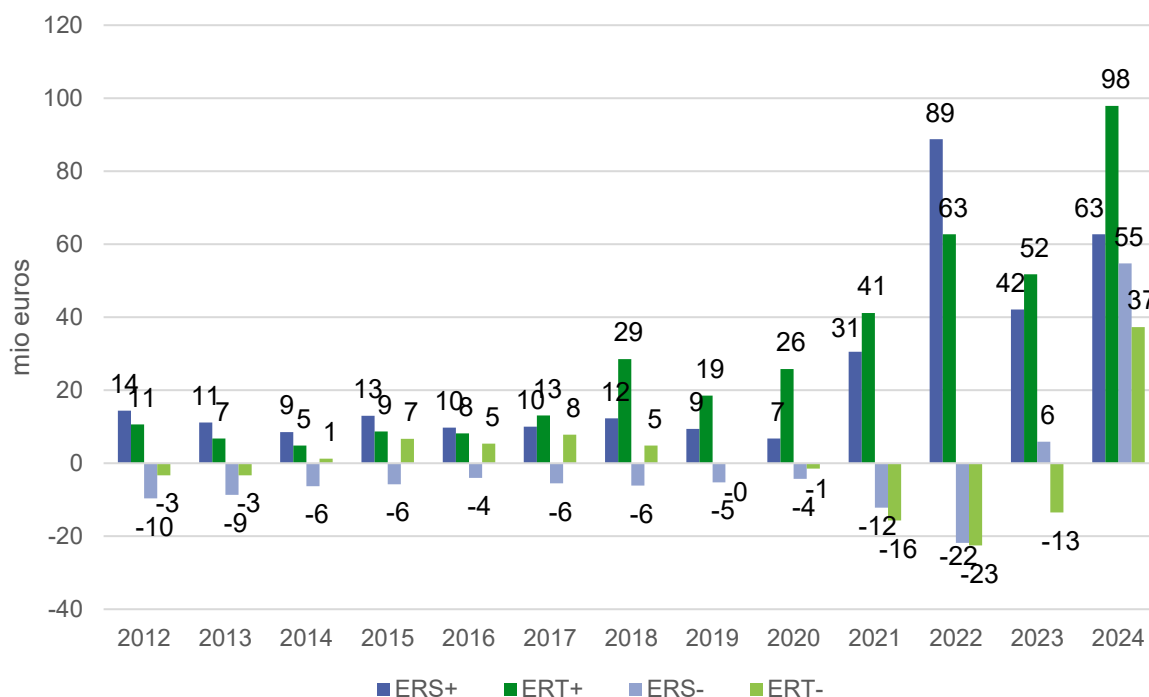


Figure 26 : Coûts absolus pour l'ERS et l'ERT par produit entre 2012 et 2024

Compte tenu de la très forte augmentation des coûts en 2024, la baisse temporaire des coûts en 2023 doit être relativisée. Une analyse à long terme de la situation montre une forte augmentation des coûts à partir de 2021. Le niveau actuel des coûts peut être considéré comme très élevé, en particulier pour les produits négatifs. Les produits négatifs affichent une valeur plus élevée surtout pendant les heures creuses, en raison des conditions techniques des installations hydroélectriques, qui constituent la majeure partie des offres préqualifiées sur le marché des SDL. La soumission d'une offre d'énergie de réglage négative est liée à une production d'énergie qui doit être réduite en conséquence lorsque l'énergie de réglage est sollicitée. Les coûts de production et d'opportunité associés, qui sont encore plus élevés pendant les heures creuses, doivent être pris en compte dans l'offre d'énergie de réglage.

Comme pour la réserve de puissance, une simple approche globale des coûts ne fournit pas une vue d'ensemble en raison de différences au niveau des volumes sollicités. La figure 27 présente donc les coûts moyens par MWh sollicité. Pour l'énergie de réglage tertiaire positive, on observe une augmentation des coûts par MWh jusqu'en 2018. Après une période de plafonnement, les coûts sont repartis à la hausse pour atteindre 271,54 EUR/MWh en 2022 avant de redescendre à 199,38 EUR/MWh durant l'exercice. Les coûts de l'énergie de réglage tertiaire négative ont atteint leur niveau le plus bas en 2022 (-86,15 EUR/MWh) et ont augmenté en 2023 (134,90 EUR/MWh). Il convient de noter que les prix négatifs pour des directions d'injection négatives résultent d'opportunités sur d'autres marchés et que la tendance à la baisse des prix négatifs peut attester de l'augmentation des opportunités sur le marché de gros et sur d'autres marchés à court terme. Pour Swissgrid, des prix négatifs sont synonymes de recettes et non de coûts.

En ce qui concerne l'énergie de réglage secondaire, les coûts moyens d'ERS+ ont augmenté, affichant une moyenne annuelle de 376,93 EUR/MWh (248,53 EUR/MWh l'année précédente) ; l'ERS- a massivement augmenté à 316,55 EUR/MWh (33,77 EUR/MWh l'année précédente).

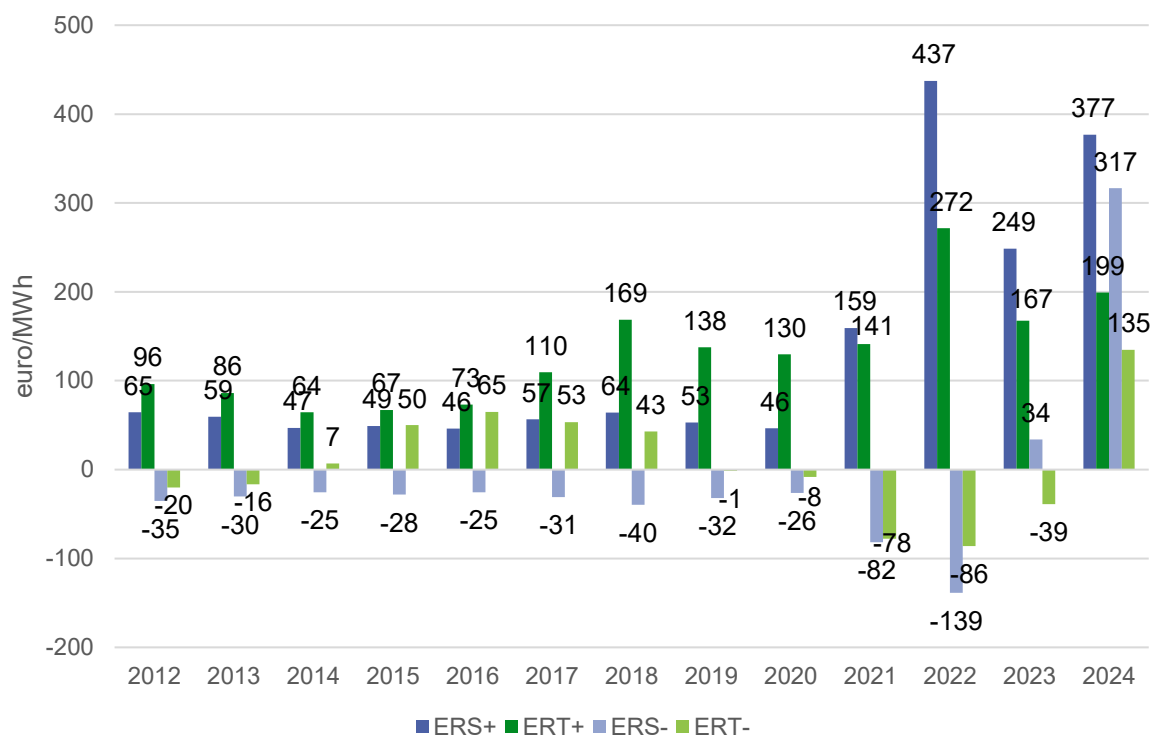


Figure 27 : Coûts par MWh pour l'ERS et l'ERT, par produit, entre 2012 et 2024

4 Conclusions

Le rapport Puissance et énergie de réglage 2024 donne un aperçu du fonctionnement, des quantités et des coûts de la puissance de réglage et de l'énergie de réglage mises en œuvre pour la zone de réglage suisse. La section 1.4 est consacrée à l'évolution des déséquilibres dans la zone de réglage, qui constituent les causes sous-jacentes des quantités sollicitées.

Le tableau 6 et la figure 28 ci-après illustrent les coûts totaux de l'énergie et de la puissance de réglage ainsi que leur ventilation entre les différentes catégories de produit. En 2024, les coûts totaux de la puissance de réglage se sont élevés à 118,8 millions de CHF, et les coûts de l'énergie de réglage à 240,6 millions. À noter que les coûts pour l'énergie de réglage sont ventilés entre les groupes-bilan au moyen du mécanisme de prix de l'énergie d'ajustement. Le bénéfice qui en résulte réduit les coûts pour les services-système (art. 15, al. 3, LApEI), qui sont facturés aux consommateurs finaux par le biais du tarif des services-système.

Tableau 6 : Coûts de la puissance et de l'énergie de réglage ainsi que volumes de l'énergie de réglage en comparaison annuelle

		2024	En % des coûts annuels 2024	2023	En % des coûts annuels 2023
Mise en réserve de puissance de réglage					
PRP	mio CHF	12,0	3 %	7,0	1 %
PRS	mio CHF	68,9	19 %	333,0	60 %
PRT	mio CHF	38,3	11 %	131,2	24 %
Total PR	mio CHF	118,8	33 %	471,3	85 %
Énergie de réglage					
ERS	GWh	339		343	
	mio CHF	111,9	31 %	46,7	8 %
ERT	GWh	772		660	
	mio CHF	128,8	36 %	37,2	7 %
Total ER	GWh	1111		1003	
	mio CHF	240,6	67 %	86,2	15 %
Puissance et énergie de réglage					
Total PR et ER	mio CHF	359,9	100 %	557,1	100 %

Afin de mieux appréhender les coûts de l'énergie de réglage, il est possible de comparer les différents produits à l'aide du prix moyen de l'énergie. Le prix de l'énergie s'y prête, puisqu'en raison du principe du point de prélèvement, il n'y a aucune rémunération pour l'utilisation du réseau lors du recours à l'énergie de réglage. Il est possible de comparer le prix médian de l'énergie pour les consommateurs finaux captifs en Suisse (profil de consommation H4), qui était de 13,08 ct./kWh en 2023 et de 15,63 ct./kWh en 2024. Une autre comparaison est la moyenne annuelle de l'indice des prix spot SwissIX, qui était de 10,45 ct./kWh en 2023 et de 7,6 ct./kWh en 2024. Le

Tableau 7 présente à titre de comparaison les coûts de l'énergie de réglage des années 2023 et 2024 ainsi que la variation absolue en centimes par kilowattheure.

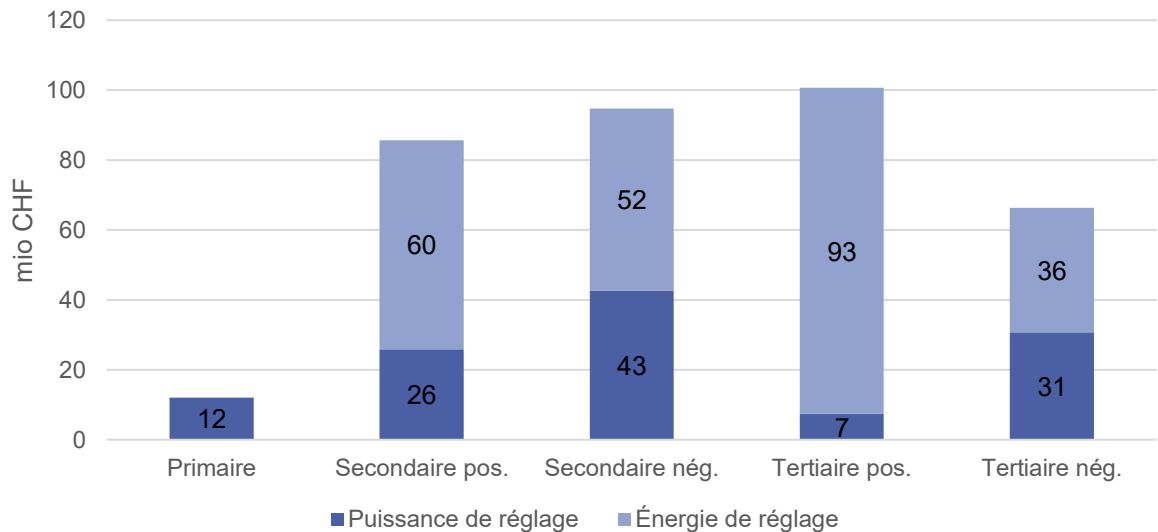


Figure 28 : Coûts totaux de l'énergie et de la puissance de réglage en 2024

Tableau 7 : Coûts spécifiques de l'énergie de réglage en ct./kWh par produit, en 2023 et 2024

		2024	2023	Variation
ERS+				
Coûts de l'énergie de réglage	ct./kWh	35,9	24,2	+48,5 %
ERS-				
Coûts de l'énergie de réglage	ct./kWh	30,2	3,28	+818,1 %
ERT+				
Coûts de l'énergie de réglage	ct./kWh	19,0	16,3	+16,6 %
ERT-				
Coûts de l'énergie de réglage	ct./kWh	12,9	-3,8	n.a. %

Après avoir été marqués ces dernières années par les fortes perturbations sur le marché de gros en 2021 et 2022, qui ont eu un impact sur les coûts des SDL jusqu'au premier semestre 2023 inclus, les marchés des SDL ont connu en 2024 une forte réduction des coûts de la puissance de réglage (-352,5 mio CHF) et une forte augmentation des coûts de l'énergie de réglage (+154,4 mio CHF) par rapport à 2023. Ainsi, les coûts liés à la mise en réserve de puissance de réglage en 2024 sont comparables à ceux des années précédant la crise. On ne peut pas en dire autant de l'énergie de réglage : la hausse massive des coûts s'explique d'une part par l'augmentation des quantités d'énergie de réglage nécessaires et d'autre part par une forte augmentation des coûts unitaires (CHF/MWh).

La hausse des coûts unitaires en 2024, en particulier sur le marché de l'ERS où les quantités sollicitées n'ont pas fondamentalement augmenté (contrairement au marché de l'ERT), a conduit l'EICom à examiner l'efficacité des résultats du marché de l'ERS en se concentrant sur les niveaux de prix et les quantités enregistrés depuis l'introduction de PICASSO. Le rapport correspondant et la communication

de l'ElCom sur l'analyse du marché de l'énergie de réglage secondaire ont été publiés en avril 2025⁹. L'analyse des données montre que le plafond fixé à 1000 EUR/MWh pour l'énergie de réglage secondaire a été mis en œuvre avec succès et a entraîné une baisse des prix pour les montants les plus élevés des courbes d'offres. Au mois de mars 2025, le plafond a surtout eu un effet sur l'ERS+. En revanche, l'effet sur l'ERS- est moins évident pour l'instant. Les coûts liés à l'ERS- restent élevés jusqu'en mai 2025, date de publication du présent rapport. Il reste encore à déterminer si les hausses de prix observées s'expliquent par des facteurs fondamentaux ou si elles sont le signe de nouvelles insuffisances sur le marché de l'ERS. On peut toutefois affirmer que sans le plafond, les coûts auraient été encore plus élevés. Le secrétariat technique de l'ElCom continue d'examiner les causes de l'évolution des stratégies d'offre, notamment pour l'ERS-.

Étant donné que l'introduction du plafond est une mesure corrective à court terme et limitée dans le temps (du 3 mars 2025 au 28 décembre 2025), il sera d'autant plus important de mettre en œuvre des mesures supplémentaires visant à rendre le marché de l'ERS plus efficace et plus liquide et à réduire les besoins en énergie d'ajustement et donc en énergie de réglage. La participation aux plateformes européennes d'énergie de réglage MARI et PICASSO, qui est refusée à Swissgrid, serait une mesure permettant d'augmenter considérablement les liquidités. Pour ce faire, il faudrait par exemple que le droit de Swissgrid à participer auxdites plateformes dans le cadre juridique actuel soit confirmé en dernière instance ou qu'un accord politique soit trouvé par le biais d'un accord sur l'électricité ; ces deux options sont toutefois incertaines et soulèvent des questions matérielles et temporelles.

Les analyses présentées concernant l'évolution des déséquilibres dans la zone de réglage suisse soulignent l'importance de ce sujet et le fait que l'équilibre de la zone de réglage a tendance à se détériorer depuis plusieurs années. Les dispositions des art. 20 et 23 LApEI relatives à la gestion des bilans d'ajustement sont mises en œuvre dans les réglementations contractuelles entre Swissgrid et tous les groupes-bilan et exigent un équilibre fondamental pour chaque groupe-bilan actif en Suisse. Au vu de la tendance observée (au cours de l'année sous revue, les quantités d'énergie de réglage nécessaires ont atteint leur plus haut niveau depuis l'introduction du marché des SDL), des mesures doivent être prises. Influencés par exemple par des incertitudes affectant les prévisions météorologiques et donc la production photovoltaïque attendue, les acteurs du marché font d'importantes erreurs de prévision qui nécessitent de solliciter de grandes quantités d'énergie de réglage et ainsi les dernières réserves disponibles, qui sont chères. Il serait alors nécessaire mais très coûteux d'acquérir des quantités de réserve supplémentaires en augmentant la puissance de réglage conservée, alors qu'une meilleure gestion des bilans d'ajustement associée à une augmentation des liquidités sur les marchés des SDL seraient clairement des mesures privilégiées pour réduire les coûts.

Le secrétariat technique de l'ElCom travaille donc en collaboration avec la branche et Swissgrid à l'élaboration de mesures visant à stabiliser à long terme le marché des SDL et la situation en matière de redispatching. Ces mesures ont notamment pour objectif de réduire le volume d'énergie d'ajustement, d'améliorer les produits et processus sur les marchés des SDL, d'adapter la documentation de la branche et d'optimiser les incitations dans le mécanisme d'énergie d'ajustement.

⁹ Cf. la communication de l'ElCom du 30 avril 2025 sur l'impact du plafond ERS en mars 2025 ([Communications](#)) et l'analyse de l'ElCom du 30 avril 2025 sur le marché de l'énergie de réglage secondaire ([Surveillance du marché](#) ; en allemand avec résumé en français), dernière consultation le 1^{er} mai 2025.

5 Annexe

5.1 Liste des abréviations

EA	énergie d'ajustement
ECom	Commission fédérale de l'électricité
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity (Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport d'électricité)
ERP	énergie de réglage primaire
ERS	énergie de réglage secondaire
ERT	énergie de réglage tertiaire
FCR	Frequency Containment Reserves
GB	groupe-bilan
IGCC	International Grid Control Cooperation
LApEI	loi du 23 mars 2007 sur l'approvisionnement en électricité (RS 734.7)
MPEA	mécanisme de prix de l'énergie d'ajustement
OApEI	ordonnance du 14 mars 2008 sur l'approvisionnement en électricité (RS 734.71)
PICASSO	Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation
PRP	puissance de réglage primaire
PRS	puissance de réglage secondaire
PRT	puissance de réglage tertiaire
PSS	prestataire de services-système
RD	redispatch
SDL	services-système
TERRE	Trans European Replacement Reserves Exchange
TSO / GRT	Transmission System Operator / gestionnaire du réseau de transport
ZR	zone de réglage