



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössische Elektrizitätskommission ElCom

Secrétariat technique

Puissance et énergie de réglage 2023

Rapport de l'ElCom

Berne, août 2024

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 2023	12
2.2	Puissance de réglage primaire.....	13
2.3	Puissance de réglage secondaire	15
2.4	Puissance de réglage tertiaire.....	18
2.5	Évolution des coûts de la puissance de réglage de 2009 à 2022.....	20
3	Énergie de réglage	24
3.1	Exercice 2023.....	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	28
3.2	Évolution à long terme depuis 2012.....	29
3.2.1	Quantité d'énergie de réglage sollicitée	29
3.2.2	Coûts de l'énergie de réglage	30
4	Conclusions.....	34
5	Annexe	36
5.1	Liste des abréviations.....	36

Liste des illustrations

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. Les données pour 2024 sont uniquement issues de la période du 01.01 au 20.06.2024.	9
Figure 3 : Acquisition anticipée de PRT et de PRS pour les 22 premières semaines de 2023	13
Figure 4 : Volumes de PRP (offres des PSS suisses, besoins de la Suisse et adjudications des PSS suisses) par mois.	14
Figure 5 : Coûts de PRP par mois.....	15
Figure 6 : Volumes de PRS positive par semaine calendaire en 2023. L'acquisition anticipée pour les semaines 1 à 22 s'est déroulée de manière échelonnée en automne de l'année précédente.	16
Figure 7 : Coûts de la PRS positive par semaine calendaire en 2022 et 2023	16
Figure 8 : Volumes de PRS positive par semaine calendaire en 2023. L'acquisition anticipée pour les semaines 1 à 22 s'est déroulée de manière échelonnée en automne de l'année précédente.	17
Figure 9 : Coûts de la PRS négative par semaine calendaire	17
Figure 10 : Volumes de PRT+ en 2023. Quantités offertes et achetées, réparties en produits hebdomadaires et journaliers. L'acquisition anticipée pour les semaines 1 à 22 s'est déroulée de manière échelonnée l'année précédente.....	18
Figure 11 : Coûts du produit hebdomadaire de PRT+	19
Figure 12 : Volumes de PRT négative par semaine calendaire. Quantités offertes et achetées, réparties en produits hebdomadaires et journaliers. L'acquisition anticipée pour les semaines 1 à 22 s'est déroulée de manière échelonnée l'année précédente.	19
Figure 13 : Coût du produit hebdomadaire de PRT-.....	20
Figure 14 : Résultats annuels depuis 2009.....	21
Figure 15 : Répartition des coûts pour 2023 entre les PRP, PRS et PRP.....	22
Figure 16 : Répartition des coûts pour 2022 et 2023 selon les différents produits.....	22
Figure 17 : Coûts des produits de puissance de réglage par MW en 2022 et 2023.....	23
Figure 18 : Prix marginaux des offres de l'ERS+. L'axe vertical est représenté de manière logarithmique.....	25
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 2023.....	26
Figure 21 : Coûts pour l'ERS et l'ERT par sens de livraison en 2023	27
Figure 22 : Volume (a) et valeur monétaire (b) des « netted imbalances » en 2023 et 2022.....	28
Figure 23 : Quantités d'ERS et d'ERT de 2012 à 2023	29
Figure 24 : Quantité d'énergie de réglage par produit de 2012 à 2023	30
Figure 25 : Coûts nets de l'ERS et de l'ERT entre 2012 et 2023.....	31
Figure 26 : Coûts absolus pour l'ERS et l'ERT par produit entre 2012 et 2023	32
Figure 27 : Coûts par MWh pour l'ERS et l'ERT, par produit, entre 2012 et 2023	33
Figure 28 : Coûts totaux de l'énergie et de la puissance de réglage en 2023, source : Swissgrid, calculs ECom.....	35

Liste des tableaux

Tableau 1 : Valeur moyenne et écart-type des répartitions en MW.....	8
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 2023.....	13
Tableau 4 : Énergie de réglage sollicitée en 2023 et en 2022.....	26
Tableau 5 : Coûts absolus de l'énergie de réglage en 2023 et comparaison avec 2022. Les montants positifs représentent des coûts, tandis que les montants négatifs représentent des recettes pour Swissgrid.	27
Tableau 6 : Coûts spécifiques de l'énergie de réglage en CHF/MWh par produit, en 2022 et 2023.....	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 de réglage nécessaire à cet effet au moyen d'une procédure axée sur le marché, non discriminatoire et transparente (art. 22, al. 1, OApEI).

En cas de déséquilibre sur le réseau européen interconnecté, une procédure à trois niveaux se met en place. 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 quinze 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 une partie de l'énergie de réglage tertiaire peut également être sollicitée manuellement. La figure suivante explique la procédure décrite.

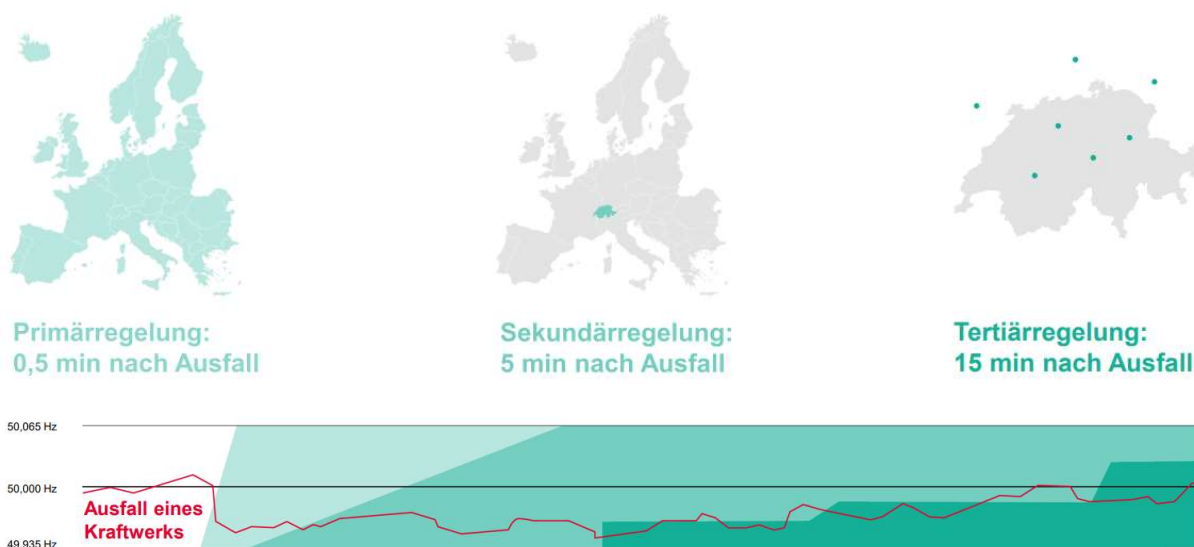


Figure 1 : Déroulement schématisé du recours à l'énergie de réglage, source : Swissgrid

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 2023 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 d'énergie de réglage « Frequency Containment Reserves » (FCR) 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 achetée via le marché intégré et depuis octobre 2020, également 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 30 minutes avant l'appel et la durée de l'offre a été réduite de 4 à 1 heure. Cela signifie qu'il y a désormais 24 enchères. 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, ceci 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'ECom, 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'acquérir 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 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. Exceptionnellement, compte tenu de l'augmentation significative de ces événements, la présente section ne se concentre pas uniquement sur l'exercice 2023, mais présente également les derniers chiffres disponibles pour 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. Premièrement, 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. Le premier semestre de 2024 ne fait pas exception. La zone de réglage suisse était *short*, dépassant -500 MW, pour :

- 149 quarts d'heure en 2022 ;
- 179 quarts d'heure en 2023 ;
- 262 quarts d'heure dans le premier semestre de 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 ;
- 80 quarts d'heure dans le premier semestre de 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) et à l'Imbalance 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.

Le bilan intermédiaire montre que les estimations des tendances devraient être poursuivies avec attention afin de surveiller « l'état » de la zone de réglage tant qu'aucune tendance inverse n'apparaît.

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 qu'il n'y a pas d'incitation évidente à se positionner dans une direction particulière (*long* ou *short*). La valeur négative relativement importante pour 2024 ($\mu_{S1_2024} = -21,1$ MW) devrait être prise en compte et faire l'objet d'un suivi, mais ne peut pas être évaluée de manière définitive pour le moment en raison de la quantité de données plus faible que pour les autres années.

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

		2024 ¹	2023	2022	2021	2020	2019	2018	2017
Valeur moyenne (μ)	MW	-21,1	7,9	5,6	-15,7	2,4	-0,3	-11,3	7,4
Écart-type (σ)	MW	187,1	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.

¹ Du 01.01 au 20.06.2024

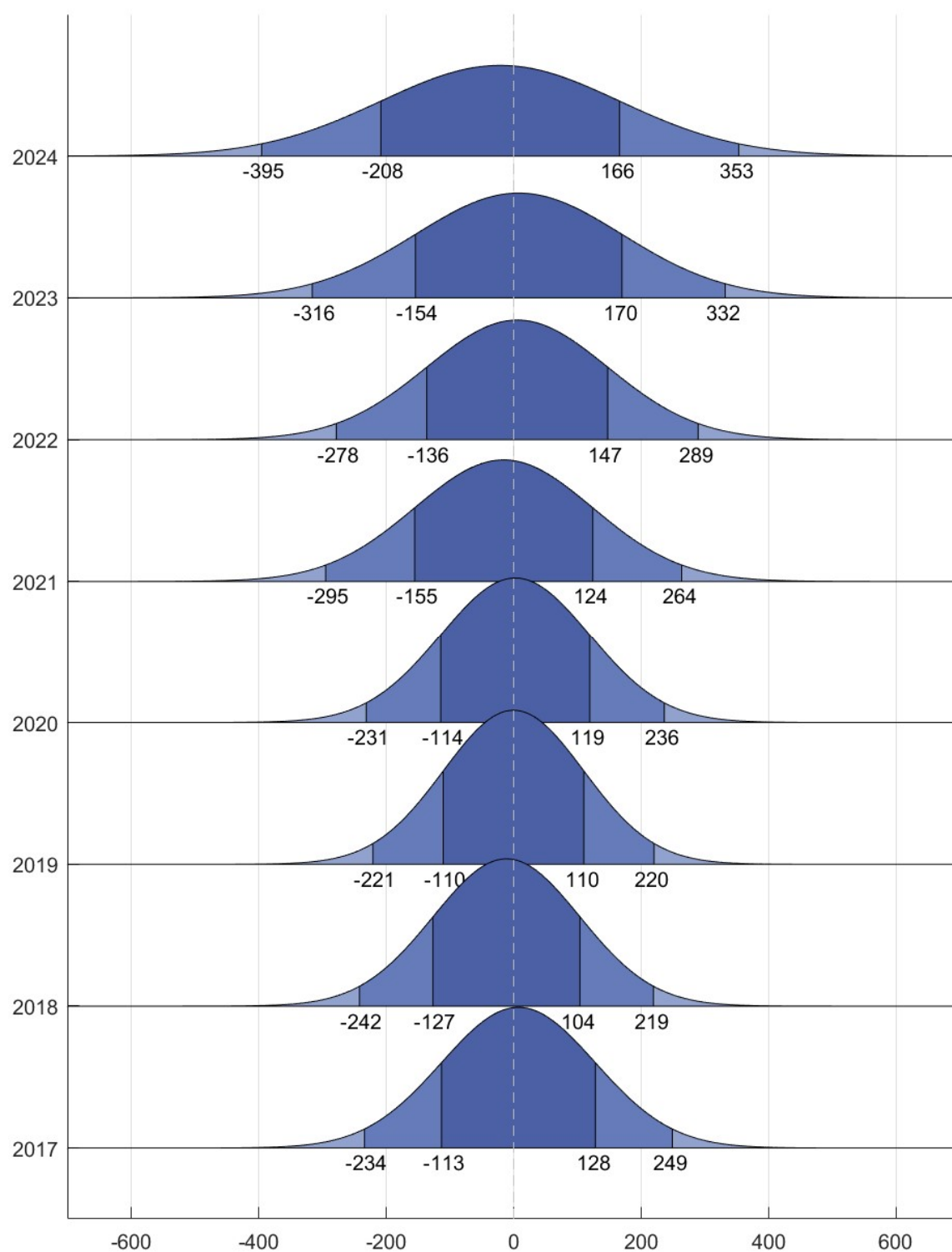


Figure 2 : Répartitions de tous les déséquilibres dans le système pour la zone de réglage suisse en MW. Les répartitions sont représentées en différentes couleurs en fonction de l'écart-type (σ) et du double écart-type (2σ) de la répartition normale adaptée. Les données pour 2024 sont uniquement issues de la période du 01.01 au 20.06.2024.

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>
2024²	17	11	13	36	65	120	...	53	18	4	2	0	3
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'ElCom consacrée à l'équilibre dans les zones de réglage³. Il est notamment question des points ci-après.

La révision du mécanisme de prix pour l'énergie d'ajustement (MPEA) a déjà été lancée. Swissgrid est en contact avec les responsables des groupes-bilan afin que ceux-ci lui soumettent des propositions d'adaptation du MPEA. 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 météorologiques le week-end semble être une mesure urgente, qui devrait contribuer de manière significative à améliorer la situation.

² Du 01.01 au 20.06.2024

³ Communication de l'ElCom 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

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

Pour résumer la situation sur les marchés de gros, l'année 2023 était celle de la détente et des énergies renouvelables. Les prix ont chuté et la structure des prix entre la Suisse et ses pays voisins est redevenue celle d'avant la crise. Restent dans un premier temps le recul de la consommation de l'électricité et du gaz, ainsi que le fort développement des énergies renouvelables.

L'année 2023 a été celle du premier hiver après que la Russie a cessé d'exporter la majeure partie de son gaz par gazoduc vers l'Europe. La sobriété énergétique et plus généralement le recul de la consommation dans le secteur industriel ainsi que l'installation rapide de terminaux de GNL ont permis, en 2022, de remplir les réserves de gaz, alors que beaucoup doutaient que ce soit possible. Les ruptures d'approvisionnement ont pu être évitées et lorsqu'il a été manifeste que l'Europe allait sans problème passer un hiver très doux, les prix du gaz et donc de l'électricité ont baissé. De plus, en cours d'année, la majorité des centrales nucléaires françaises ont été reconnectées au réseau. Entre-temps, des doutes sont apparus quant à leur disponibilité, ce qui a entraîné une nouvelle hausse du prix à terme français en mars 2023. En 2022, la disponibilité fortement réduite des centrales nucléaires avait largement contribué à la hausse historique des prix. Fin 2023, une nouvelle baisse des prix de l'électricité a pu être observée, car le niveau de remplissage élevé des réserves de gaz et la consommation de gaz toujours faible ont permis de stabiliser les prix du gaz, malgré la reprise des conflits au Moyen-Orient et la nouvelle hausse des prix en octobre qui en a résulté. Avec le retour progressif des centrales nucléaires françaises, la structure des prix en Suisse a de nouveau changé par rapport aux pays voisins. En début d'année, les prix italiens pour l'année suivante étaient encore les moins élevés, mais depuis le mois de septembre, l'Italie est redevenue le pays voisin le plus cher. Quant aux prix français, ils sont passés en dessous des prix allemands vers la fin de l'année. Du point de vue du marché, il semblerait que la crise soit presque terminée, bien que les prix se situent toujours à un niveau historiquement élevé.

Les prix sur le marché spot ont suivi l'évolution des prix du gaz. Cependant, ici aussi, les effets météorologiques à court terme ont une influence croissante en raison de la transition énergétique en cours. Durant le semestre d'été, le prix spot a souvent chuté jusqu'à 0 EUR/MWh, voire moins, à midi le week-end, en raison de la forte injection de courant photovoltaïque. Le point le plus bas a été enregistré le 2 juillet 2023 avec -143 EUR/MWh, suite aux prix de -500 EUR/MWh aux Pays-Bas et en Allemagne. Les prix y ont chuté jusqu'au niveau minimum du marché en raison d'une offre fortement excédentaire et de limites de prix insuffisantes, ce qui souligne à quel point la flexibilité de la demande et de la commercialisation de l'énergie seront importantes à l'avenir. Les pics de prix se sont typiquement produits lorsque certaines centrales thermiques étaient sollicitées pendant quelques heures seulement : la consommation augmente le matin, avant que la production photovoltaïque n'augmente ; et avant que la consommation ne baisse de nouveau le soir, le soleil s'est déjà couché. Il existe un fort couplage des prix avec les pays voisins, mais en raison des capacités limitées du réseau de transport, ces pics de prix en Suisse ne sont que partiellement compensés par les pays étrangers.

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. La quantité de puissance de réglage primaire acquise est définie chaque année 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. La section ci-après précise les quantités en vigueur par produit.

2.1 Quantités de puissance de réglage acquises en 2023

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. Dans ce contexte, la puissance de réglage primaire n'a pas été modifiée, la puissance de réglage secondaire a été augmentée de 7 MW (+6 MW PRS+ ; +1 MW PRS-) et la puissance de réglage tertiaire a été réduite de 30 MW (-23 MW PRT+ ; -7 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 en détail dans les chapitres suivants.

En raison de la situation critique de l'hiver 2015/2016, Swissgrid avait acheté pour la première fois en 2016 de la puissance de réglage à titre anticipé (en règle générale, à l'automne de l'année précédente). Elle a maintenu cette mesure pour accroître la sécurité de planification. Afin d'accroître la sécurité du réseau dans le contexte tendu de l'hiver 2022/2023, diverses adaptations ont été apportées à l'acquisition anticipée des SDL. La puissance de réglage pour la période allant du 3 octobre 2022 au 4 juin 2023 a été acquise dans le cadre de cinq enchères échelonnées. Ainsi, il a été possible de garantir la mise à disposition de toute la puissance de réglage secondaire (PRS+/-) nécessaire et de la moitié de la puissance de réglage tertiaire (PRT+/-) pour les mois d'hiver les plus critiques. En raison de ce changement, plusieurs nouveaux graphiques ont été introduits dans le présent rapport afin de refléter l'importance et la complexité croissantes de l'acquisition anticipée. La figure 3 présente l'acquisition anticipée pour 2023.

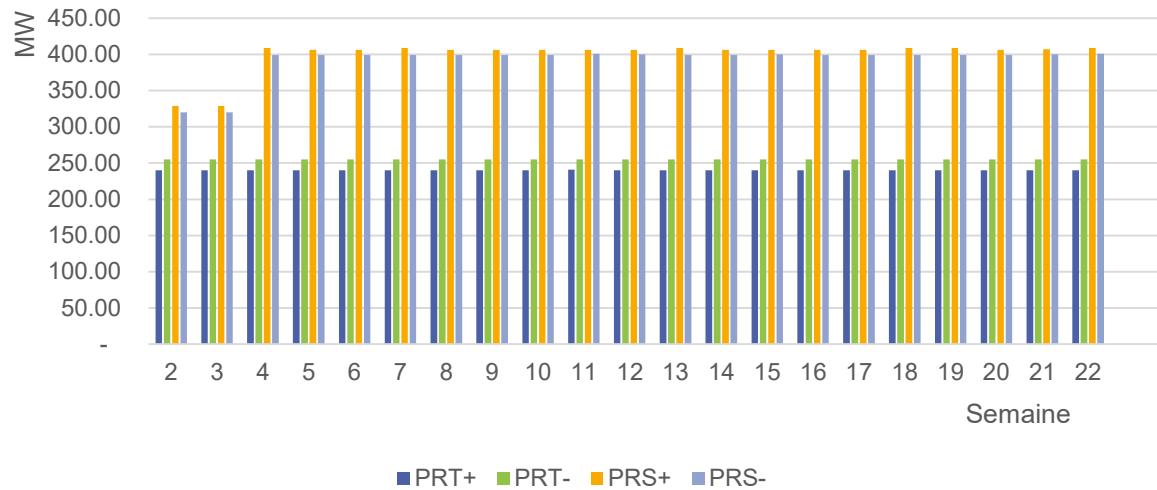


Figure 3 : Acquisition anticipée de PRT et de PRS pour les 22 premières semaines de 2023

La puissance de réglage primaire et les quantités manquantes 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 2022.

		2023	2022	Variation	
PRP+/- (symétrique)					
Besoins	MW	62	64	-2	-3,1 %
PRS+					
Besoins	MW	406	400	+6	+1,5 %
PRS-					
Besoins	MW	401	400	+1	+0,3 %
PRT+					
Besoins	MW	481	504	-23	-4,6 %
Enchère hebdomadaire moyenne	MW	438	410	28	6,8 %
Enchère journalière moyenne	MW	43	96	-53	-55,2 %
PRT-					
Besoins	MW	507	514	-7	-1,4 %
Enchère hebdomadaire moyenne	MW	463	464	-1	-0,2 %
Enchère journalière moyenne	MW	44	52	-8	-15,4 %

Tableau 3 : Valeurs annuelles moyennes de la puissance de réglage mise en réserve en 2023

L’ensemble des besoins a pu être couvert pour tous les produits et à travers toutes les enchères de l’année 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 se fait sur une base volontaire. Actuellement, huit pays (DK, DE, NL, BE, FR, CH, AU, SL) participent à la coopération. Le GRT tchèque ČEPS a adhéré début mars 2023, et une extension à d'autres pays, qui adhéreront d'abord en tant qu'observateurs, est envisagée.

Depuis 2019, des enchères J-2 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 (64 MW).

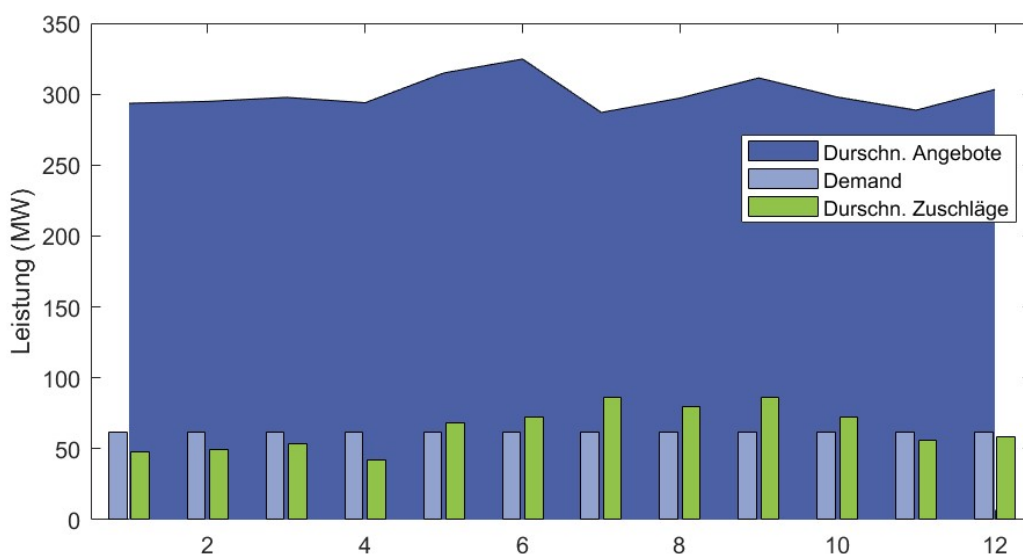


Figure 4 : Volumes de PRP (offres des PSS suisses, besoins de la Suisse et adjudications des PSS suisses) par mois.

Les coûts totaux pour l'achat de puissance de réglage primaire en 2023 s'élevaient à 7,2 millions d'euros. Ils sont représentés dans la figure 5 pour chaque mois. Ayant débuté en 2021, la nette augmentation des coûts sur le marché de gros concerne jusqu'en août 2022 aussi les données de PRP. Depuis août 2022, la tendance est à nouveau à la baisse, les coûts mensuels les plus bas de 2022 ayant été enregistrés en novembre avec 436 119 CHF. Les coûts mensuels les plus élevés en 2023 ont été enregistrés en octobre avec 878 720 CHF, et les coûts les plus bas en avril avec 300 782 CHF.

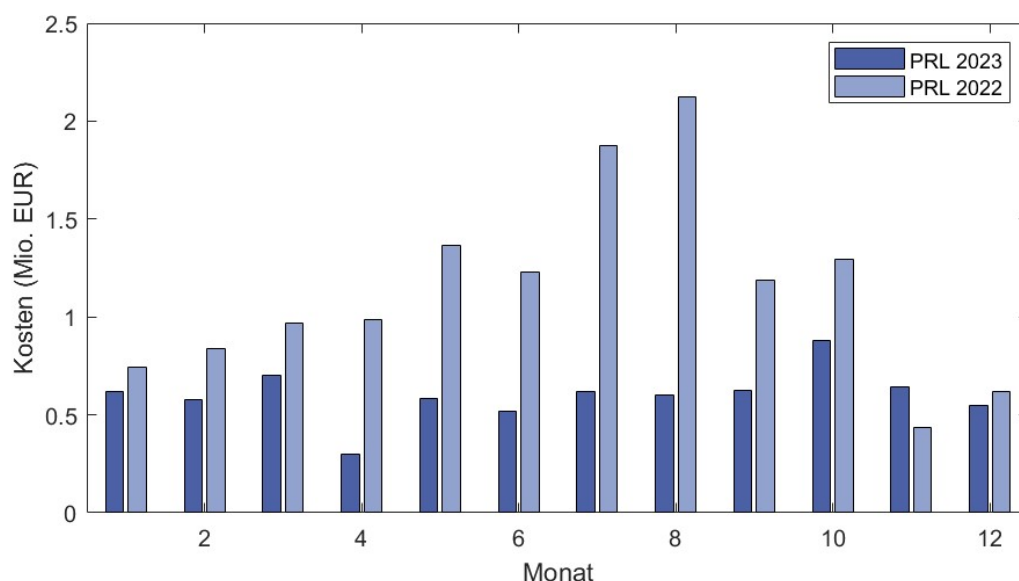


Figure 5 : Coûts de PRP par mois

Le prix moyen de PRP sur l'ensemble de l'année 2023 s'élève à 11 328 CHF/MW, ou, si l'on divise ce chiffre par les 8760 heures que compte une année, à 12,93 CHF/MW/h (2022 : 25,23 CHF/MW/h).

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+).

Jusqu'à la semaine calendaire 22 incluse, l'acquisition anticipée s'est faite en septembre de l'année précédente, tandis que les quantités restantes ont régulièrement été achetées la semaine précédente lors d'enchères hebdomadaires. Les quantités offertes et adjudgées hebdomadaires sont présentées dans la figure 6. On remarque que les quantités offertes sont plus élevées jusqu'à la semaine 22, ce qui était prévisible étant donné que l'acquisition anticipée a eu lieu en cinq tranches successives et qu'un soumissionnaire qui n'obtient aucune adjudication peut soumettre à nouveau ses quantités 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, de légères fluctuations ont été observées, de même qu'une fluctuation plus prononcée dans la direction négative lors de la semaine calendaire 44.

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.

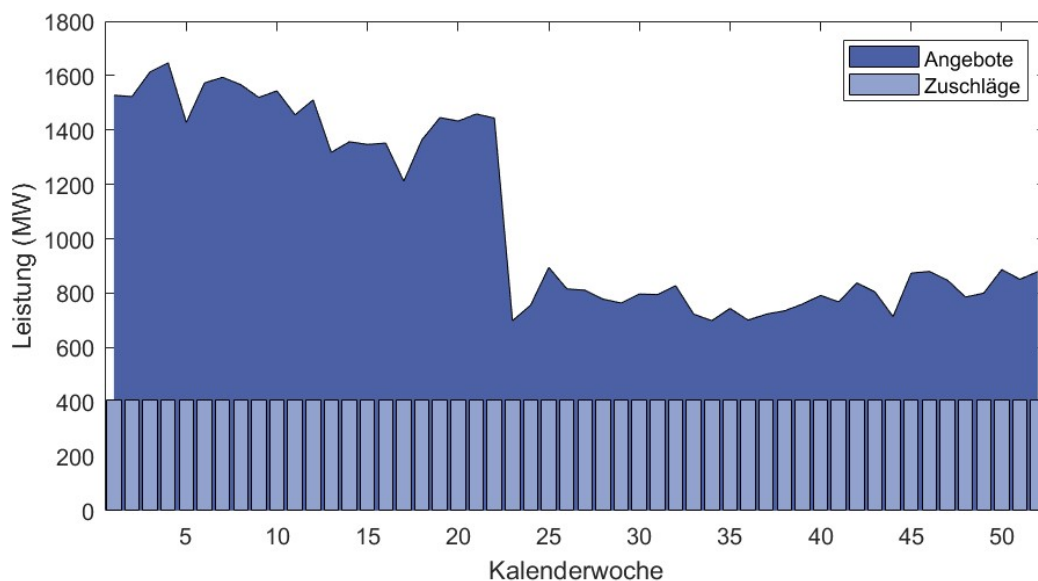


Figure 6 : Volumes de PRS positive par semaine calendaire en 2023. L'acquisition anticipée pour les semaines 1 à 22 s'est déroulée de manière échelonnée en automne de l'année précédente.

Les coûts de la puissance de réglage secondaire positive évoluent selon des dynamiques similaires à celles mentionnées dans les sections précédentes. L'évolution des prix sur le marché de gros durant 2022 se répercute clairement sur les coûts de la PRS. La figure 7 montre la hausse des coûts qui intervient à partir d'août 2022 (semaine 30). Les coûts élevés enregistrés au début de l'année 2023 sont essentiellement dus à l'acquisition anticipée qui, comme déjà mentionné, est intervenue à l'automne aux coûts de cette période. Les coûts totaux pour l'achat de PRS+ se sont élevés à 121,6 millions de CHF, dont 103,2 millions (soit 85 %) ont été utilisés pour l'acquisition anticipée pour les semaines 1 à 22.

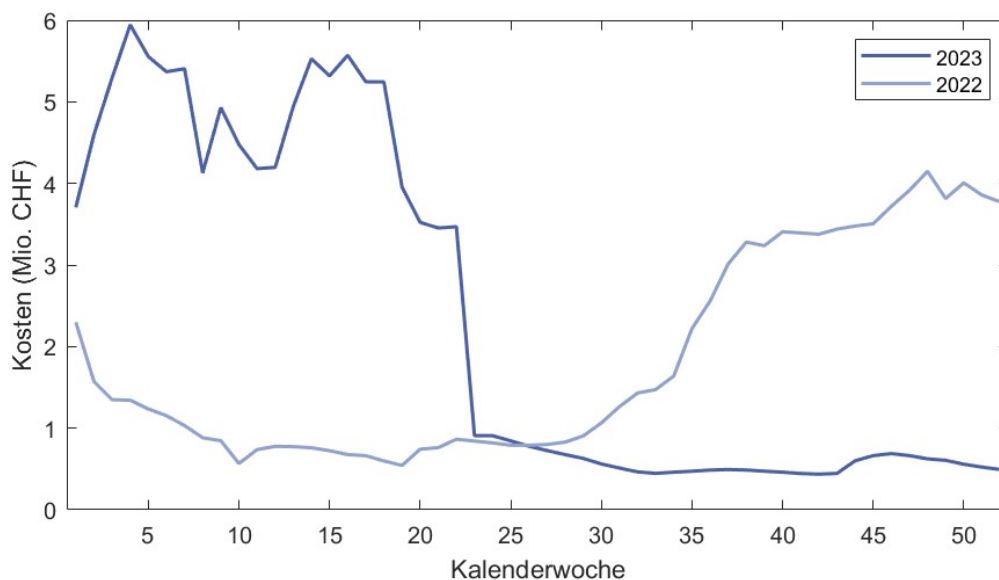


Figure 7 : Coûts de la PRS positive par semaine calendaire en 2022 et 2023

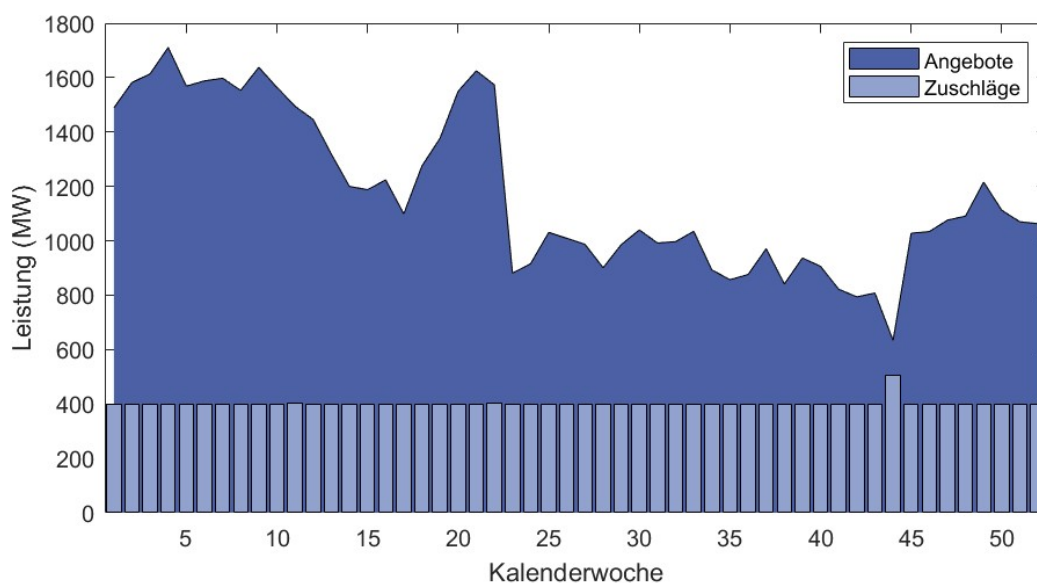


Figure 8 : Volumes de PRS positive par semaine calendaire en 2023. L'acquisition anticipée pour les semaines 1 à 22 s'est déroulée de manière échelonnée en automne de l'année précédente.

Durant l'exercice, les coûts pour la PRS- ont massivement augmenté pour atteindre 211,5 millions de CHF (année précédente : 202,5 mio CHF). La figure 7 montre les coûts. La comparaison avec les valeurs de l'année précédente permet de mettre en exergue les coûts supplémentaires, surtout au cours du second semestre 2022 (à partir d'août) et au cours du premier semestre 2023. Par rapport à la PRS+, l'augmentation des coûts est encore plus prononcée dans le sens négatif. La figure 9 présente l'évolution annuelle et montre que la valeur maximale de 2022 est atteinte fin octobre avant un renversement de tendance. Les quantités achetées en automne 2022 pour les semaines critiques de l'hiver 2023 l'ont été à des prix élevés (voir les prix de gros de cette période), ce qui explique en partie les coûts élevés de 2023 représentés dans la figure 9. On constate que les coûts de l'acquisition anticipée pour les semaines 1 à 22 se sont élevés à 175,5 millions de CHF, ce qui correspond à 83 % des coûts annuels. En outre, la réserve hydroélectrique est également acquise à l'automne de l'année précédente, une autre mesure qui a eu un impact sur la gestion des volumes d'eau d'accumulation.

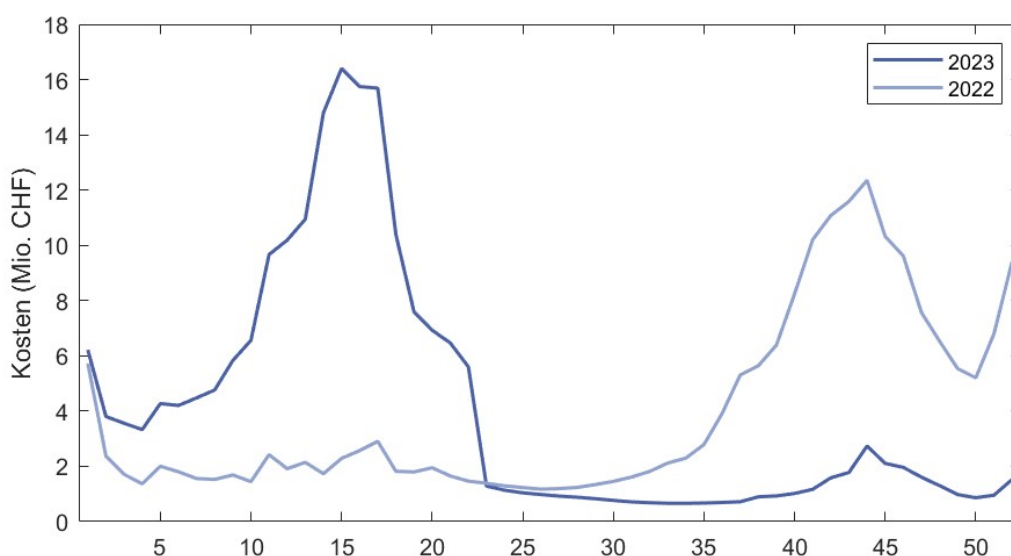


Figure 9 : Coûts de la PRS négative par semaine calendaire

Ces effets sont confirmés par une augmentation plus importante des produits hebdomadaires dans le sens négatif par rapport à ceux dans le sens positif. Ce qui entraîne à court terme une augmentation des coûts d'acquisition se traduit théoriquement à plus long terme par une plus grande attractivité de ces marchés, surtout si le signal de prix devait se maintenir à un niveau aussi élevé à long terme.

À partir de la semaine 22, la PRS a de nouveau été achetée dans le cadre de l'acquisition régulière, c'est-à-dire la semaine précédente, à des coûts significativement plus bas, ce qui a également bloqué des capacités de centrales pendant les semaines critiques de l'hiver et entraîné une baisse des liquidités dans les enchères pour les SDL.

Vers la fin d'année, les produits négatifs sont généralement caractérisés 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 adaptées compte tenu de la réévaluation des besoins internationaux. Dans ce contexte, la réserve de puissance tertiaire positive a été réduite de 23 MW et celle de puissance négative de 7 MW (PRT+ : +481 MW ; PRT- : 507 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 en partie beaucoup plus élevés qu'au second semestre, période où l'accalmie sur les marchés de gros a pu se manifester pleinement. Ils sont présentés dans la figure 11. Comme indiqué dans les sections précédentes, les coûts de l'acquisition anticipée (29,0 mio CHF, soit 78 % des coûts annuels) ont joué un rôle prépondérant au cours du premier semestre. Les coûts totaux pour l'acquisition de PRT+ se sont élevés à 37,1 millions de CHF. Les coûts de PRT+ ont augmenté de 4,6 % par rapport à 2022.

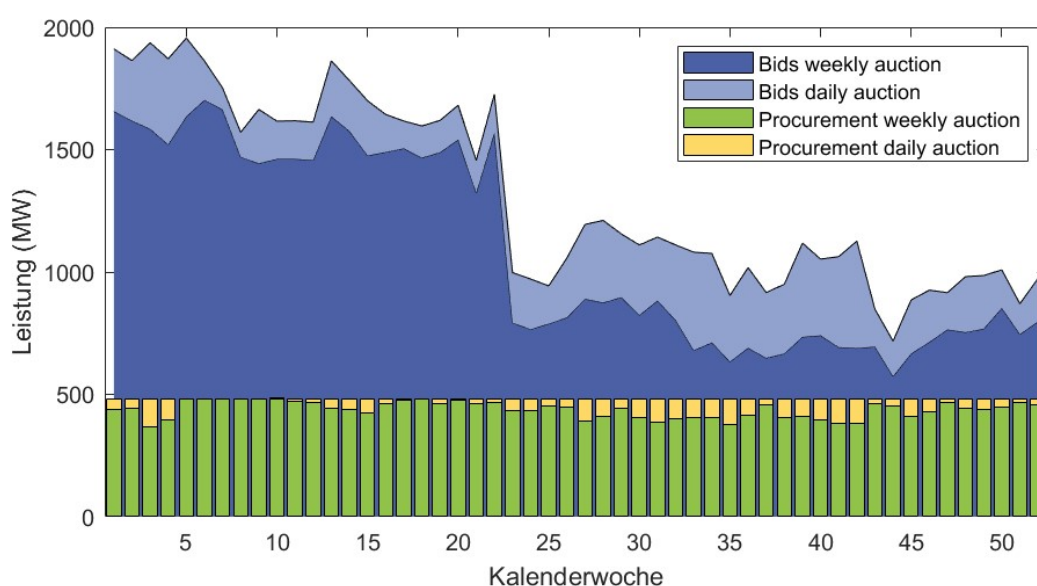


Figure 10 : Volumes de PRT+ en 2023. Quantités offertes et achetées, réparties en produits hebdomadaires et journaliers. L'acquisition anticipée pour les semaines 1 à 22 s'est déroulée de manière échelonnée l'année précédente.

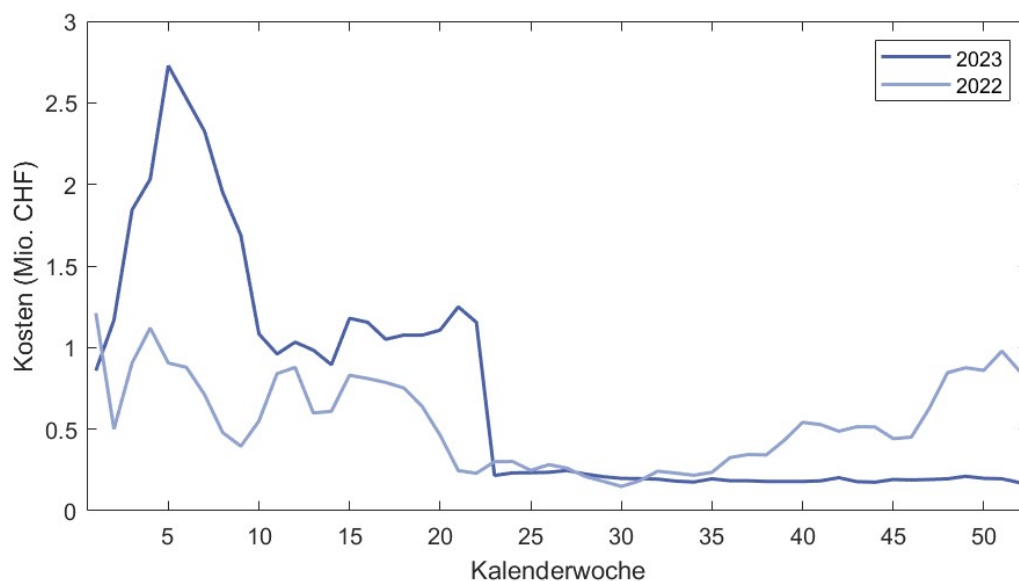


Figure 11 : Coûts du produit hebdomadaire de PRT+

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 la semaine 44, au cours de laquelle 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 de ladite semaine.

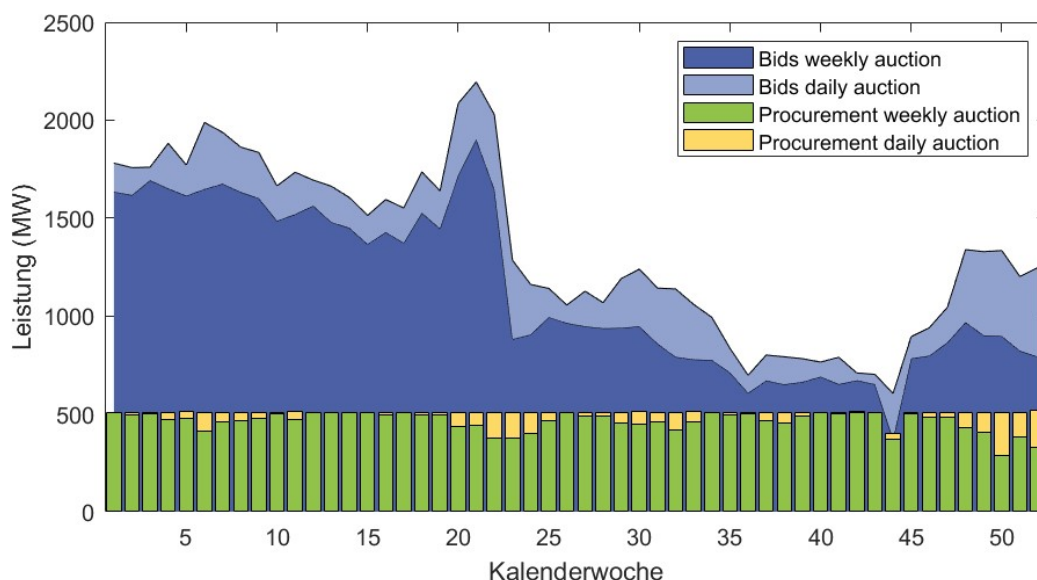


Figure 12 : Volumes de PRT négative par semaine calendaire. Quantités offertes et achetées, réparties en produits hebdomadaires et journaliers. L'acquisition anticipée pour les semaines 1 à 22 s'est déroulée de manière échelonnée l'année précédente.

L'impact sur les coûts présentés dans la figure 13 est soumis aux mêmes mécanismes que ceux décrits à la section précédente concernant le marché de la PRS-. Par ailleurs, la gestion des réserves de stockage en lien avec les mesures hivernales a eu un impact sur les coûts durant le premier semestre 2023. Par la suite, c'est-à-dire à partir de la semaine 22, la situation sur le marché s'est également calmée pour la PRT négative.

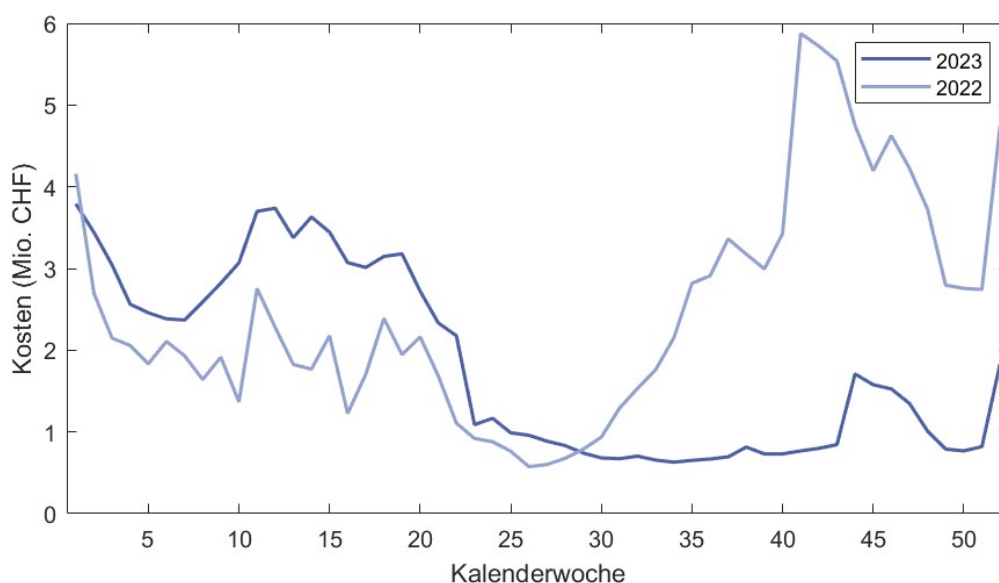


Figure 13 : Coût du produit hebdomadaire de PRT-

2.5 Évolution des coûts de la puissance de réglage de 2009 à 2022

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 2023, les coûts ont diminué de 4,2 %, atteignant 471,3 millions de CHF. Les coûts de l'acquisition anticipée ont été influencés par l'introduction d'un délai de préparation nettement plus long et par la quantité en 2022 et, en 2023, par le moment défavorable de l'acquisition (automne 2022). Durant l'exercice, ils se sont élevés à 361 millions de CHF, soit 76,6 % des coûts annuels totaux. Comme le démontre l'analyse des produits dans les sections précédentes, la baisse des coûts de l'acquisition ordinaire est principalement due aux mouvements de prix sur le marché de gros. 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, notamment pour les produits dans le sens négatif (PRS- et PRT-).

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).

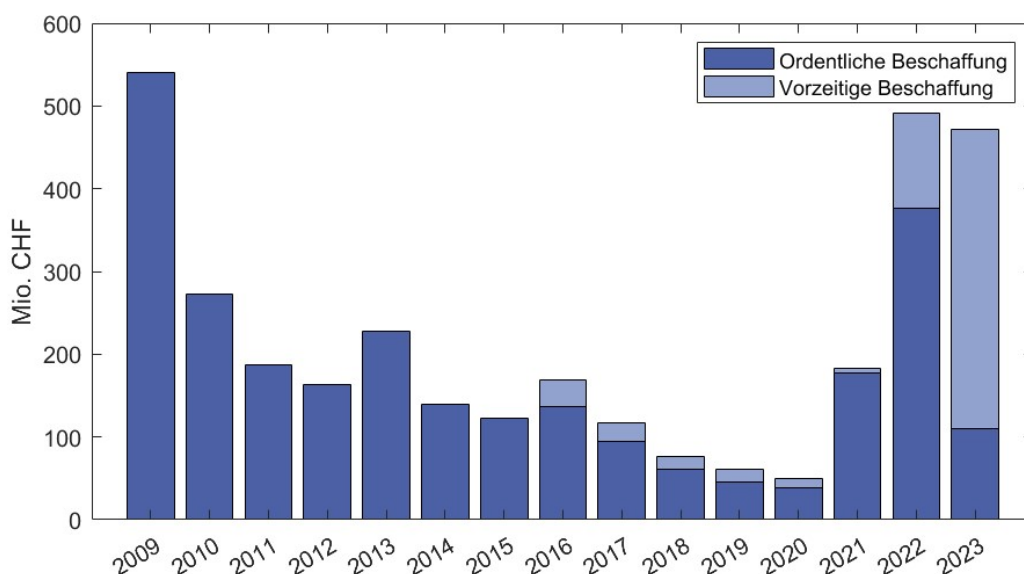


Figure 14 : Résultats annuels depuis 2009

Seuls 76,5 millions de CHF, soit environ 16 % des coûts annuels en 2023, relèvent du second semestre. Une autre comparaison explicite peut être faite, et ce entre les coûts moyens du premier semestre (65,8 mio de CHF/mois) et les coûts moyens du second semestre (12,7 mio de CHF/mois). La tendance vers une stabilisation des coûts observée au second semestre 2023 devrait se poursuivre en 2024.

La gestion des lacs d'accumulation suisses, qui jouent un rôle central sur les marchés des SDL, est également discutée dans l'optique 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 la réserve hydroélectrique qui, comme prescrit, doit être acquise chaque année et l'acquisition anticipée de puissance de réglage, plus importante que les années précédentes. 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 2016), l'année 2022 entrera dans l'histoire des marchés de l'électricité comme une année de crise. La taille de la barre bleu clair de la figure 14 illustre bien l'impact sur les coûts en 2023. Ces coûts ont été engagés à l'automne 2022, mais doivent être comptabilisés correctement en 2023, puisque la puissance réservée intervient en 2023. Les figures 15 et Figure 16 ci-dessous 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.

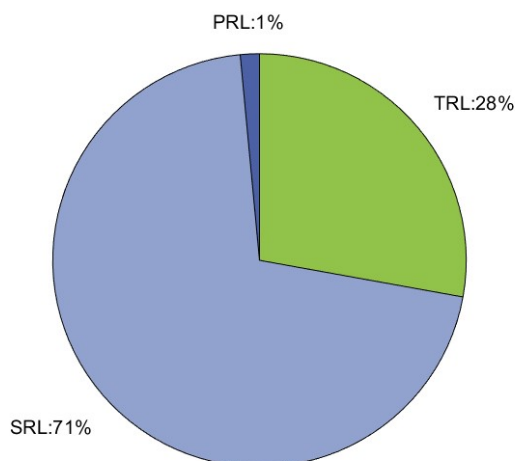


Figure 15 : Répartition des coûts pour 2023 entre les PRP, PRS et PRP

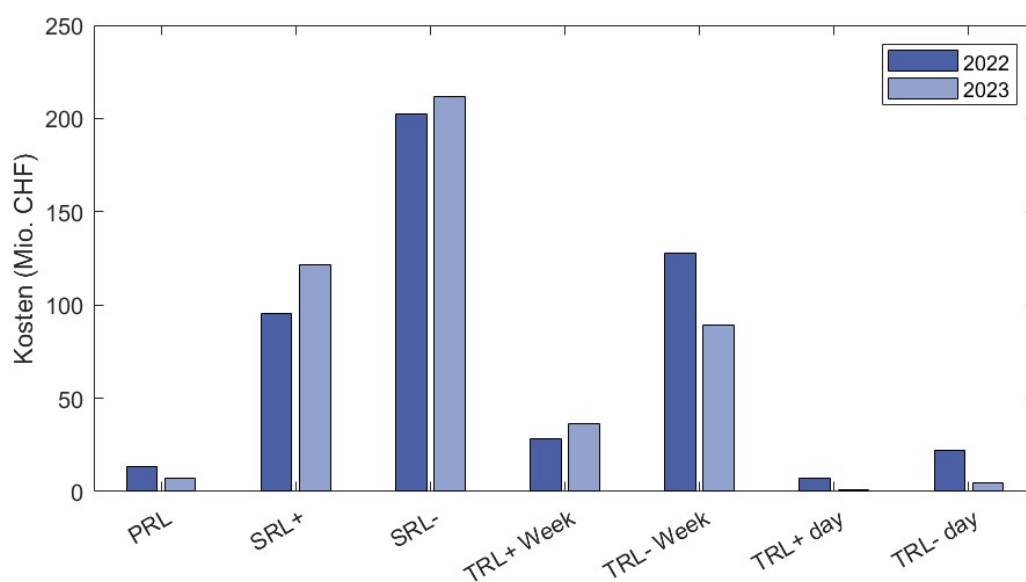


Figure 16 : Répartition des coûts pour 2022 et 2023 selon les différents produits

La comparaison avec l'année précédente illustrée dans la figure 16 montre que les coûts pour la PRS et pour le produit hebdomadaire de PRT positive ont légèrement augmenté, tandis que les coûts des autres produits ont diminué. Une autre comparaison peut être effectuée 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 en lien avec 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).

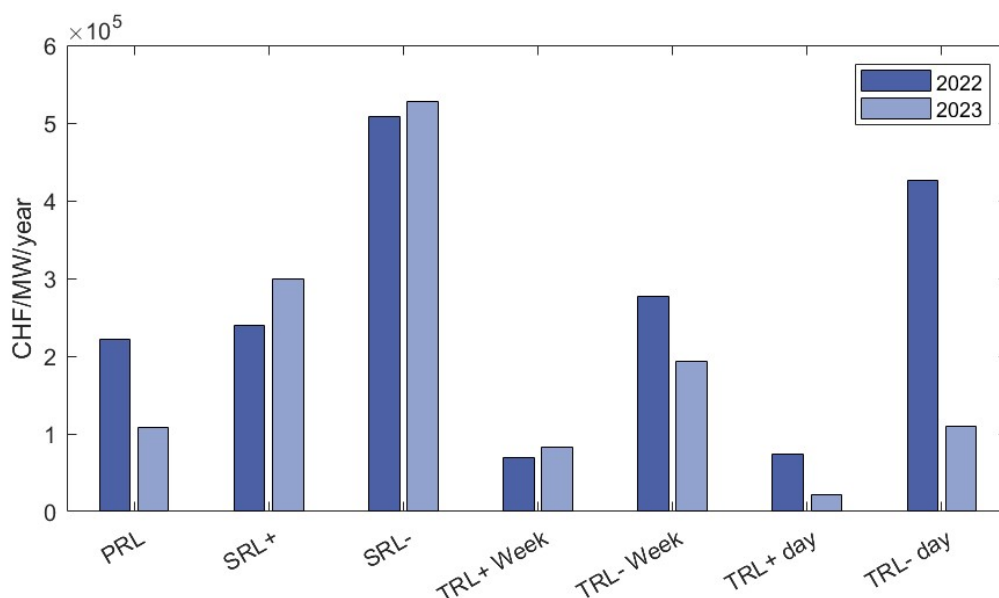


Figure 17 : Coûts des produits de puissance de réglage par MW en 2022 et 2023

Avec environ 527 000 CHF par MW et par année, le produit journalier de la puissance de réglage secondaire négative est également le plus cher en 2023. Vient ensuite la puissance de réglage secondaire positive, avec 299 000 CHF par MW. Pour les différents produits de réglage tertiaire, on observe – comme pour la puissance de réglage secondaire – une nette différence entre la puissance de réglage positive et la négative. Les produits négatifs sont les plus chers en 2023, comme en 2022. Une approche corrigée des quantités montre que la puissance de réglage tertiaire positive est le produit le plus avantageux, suivi par le réglage primaire.

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 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 2023. L'évolution des quantités et des coûts est présentée en comparaison avec les résultats de l'année précédente (2022), ainsi qu'à partir des quantités sollicitées à long terme et des coûts depuis 2014. 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 à la plateforme centrale de l'UE, mais cette participation est en principe impossible tant qu'il n'existe pas de coopération formelle avec l'UE, par exemple via un accord sur l'électricité. Cette remarque ne vaut pas seulement pour la plateforme PICASSO, mais aussi pour MARI. Pour la plateforme TERRE, en revanche, la participation fait l'objet d'une procédure judiciaire pendante. 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 (PRS). 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 est ainsi supprimé. Les effets de la baisse attendue des prix et surtout de l'augmentation des liquidités sur le marché de l'ERS ne sont pas encore 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.

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 liste 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. La tendance évolue positivement, avec une baisse des prix. Les niveaux de prix pour les offres jusqu'à environ 200 MW (et jusqu'à 150 MW pour l'ERS) présentent un comportement similaire à celui des prix spot, mais avec quelques hausses et baisses très importantes, d'environ 200 EUR/MWh par rapport auxdits prix. La courbe des offres pour les volumes plus élevés augmente de manière exponentielle, les prix atteignant le plafond de +/- 15 000 EUR/MWh mentionné ci-dessus.

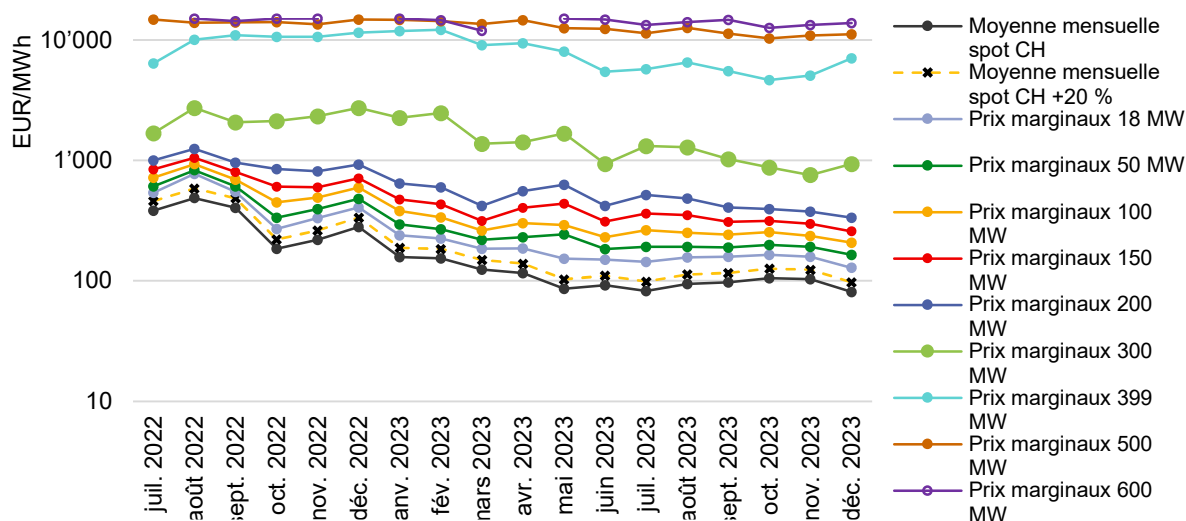


Figure 18 : Prix marginaux des offres de l'ERS+. L'axe vertical est représenté de manière logarithmique

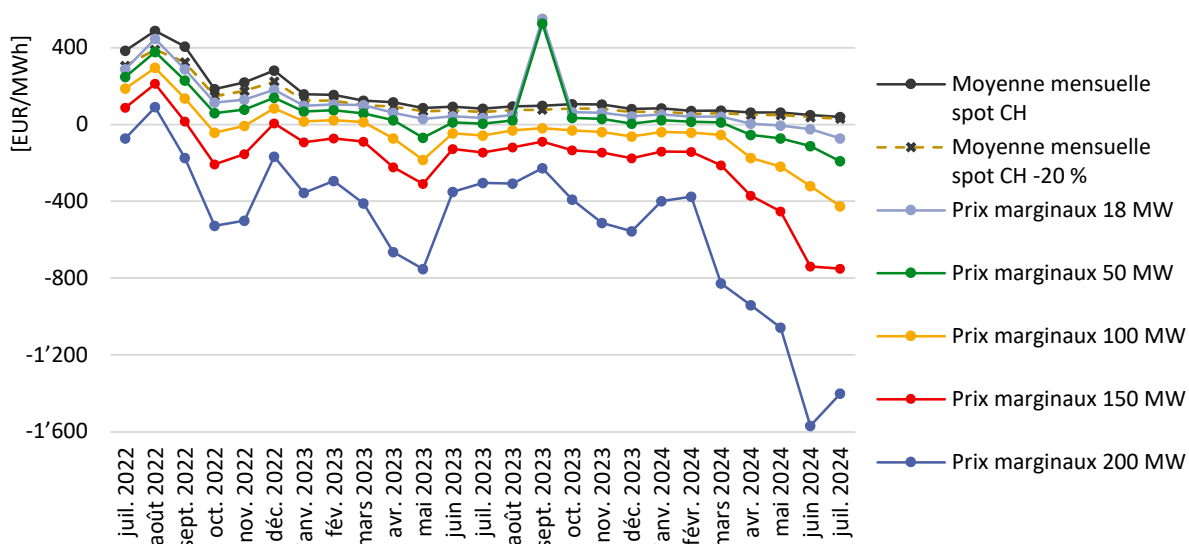


Figure 19 : Prix marginaux des offres de l'ERS-. Seuls les 200 premiers MW ont pu être représentés

La plateforme MARI (régulation tertiaire rapide, mFRR) a été lancée en août 2022 et permet également de fournir des produits énergétiques purs avec un délai de livraison de 15 minutes. Elle offre une possibilité de commercialisation supplémentaire au niveau national pour les produits d'énergie de réglage, en plus des produits de réglage tertiaires existants.

3.1 Exercice 2023

3.1.1 Énergie de réglage sollicitée

Durant l'exercice, environ 343 gigawattheures (2022 : 361 GWh) d'énergie de réglage secondaire (positive et négative) et quelque 656 gigawattheures (2022 : 492 GWh) d'énergie de réglage tertiaire (positive et négative) ont été sollicités. La Figure 20 montre la distribution mensuelle des appels. En avril 2023, le pic des appels dans le sens positif (ERS+ et ERT+) a atteint 69 GWh. Les quantités

mensuelles les plus importantes dans le sens négatif (ERS- et ERT-) ont été sollicitées en mars et en avril, avec des quantités d'environ 60 GWh par mois.

		2023	2022	Variation
ERS+				
Quantité sollicitée	GWh	170	203	-16,3 %
ERS-				
Quantité sollicitée	GWh	173	158	+9,5 %
ERT+				
Quantité sollicitée	GWh	309	231	+33,8 %
ERT-				
Quantité sollicitée	GWh	347	261	+33,0 %

Tableau 4 : Énergie de réglage sollicitée en 2023 et en 2022

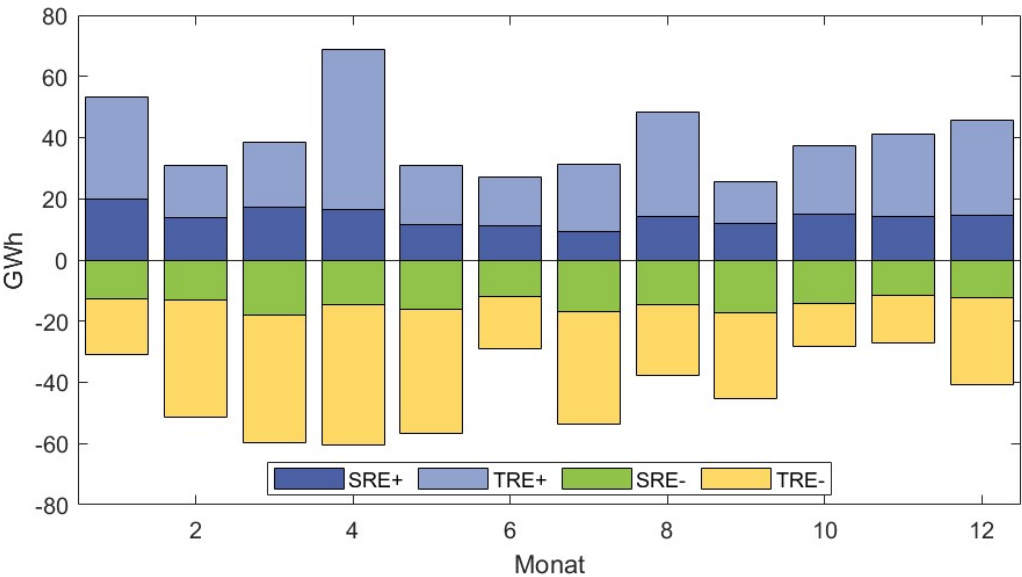


Figure 20 : Quantités d'ERS et d'ERT par sens de livraison et par mois pour 2023

3.1.2 Coûts de l'énergie de réglage

Durant l'exercice 2023, les coûts totaux pour l'énergie de réglage se sont montés à 86,2 millions d'euros, contre 107,1 millions l'année précédente (-19,5 %). 48,0 millions d'euros ont été consacrés à l'énergie de réglage secondaire (2022 : 66,9 mio, soit -28,2 %), et 28,2 millions à l'énergie de réglage tertiaire (2022 : 40,2 mio, soit -5,0 %). 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. Par exemple, en juillet 2023, le prix moyen de l'ERT- était de 52,3 EUR/MWh, tandis qu'en février 2023, le prix moyen du même produit était de -126,1 EUR/MWh. Des prix négatifs représentent des recettes pour Swissgrid. Le tableau ci-dessous montre les totaux annuels. Les coûts de l'ERS négative affichent une hausse de 126,7 % par rapport à l'année précédente,

soit une augmentation supérieure à la moyenne. D'autre part, les prix dans le sens positif ont baissé au cours de l'exercice, mais dans une moindre mesure (ERS+ : -52,5 % ; ERT+ : -17,5 %).

		2023	2022	Variation
ERS+				
Coûts de l'énergie de réglage	mio euros	42,1	88,7	-52,5 %
ERS-				
Coûts de l'énergie de réglage	mio euros	5,9	-21,9	+126,7 % ⁴
ERT+				
Coûts de l'énergie de réglage	mio euros	51,7	62,7	-17,5 %
ERT-				
Coûts de l'énergie de réglage	mio euros	-13,5	-22,5	+40 %

Tableau 5 : Coûts absolus de l'énergie de réglage en 2023 et comparaison avec 2022. Les montants positifs représentent des coûts, tandis que les montants négatifs représentent des recettes pour Swissgrid.

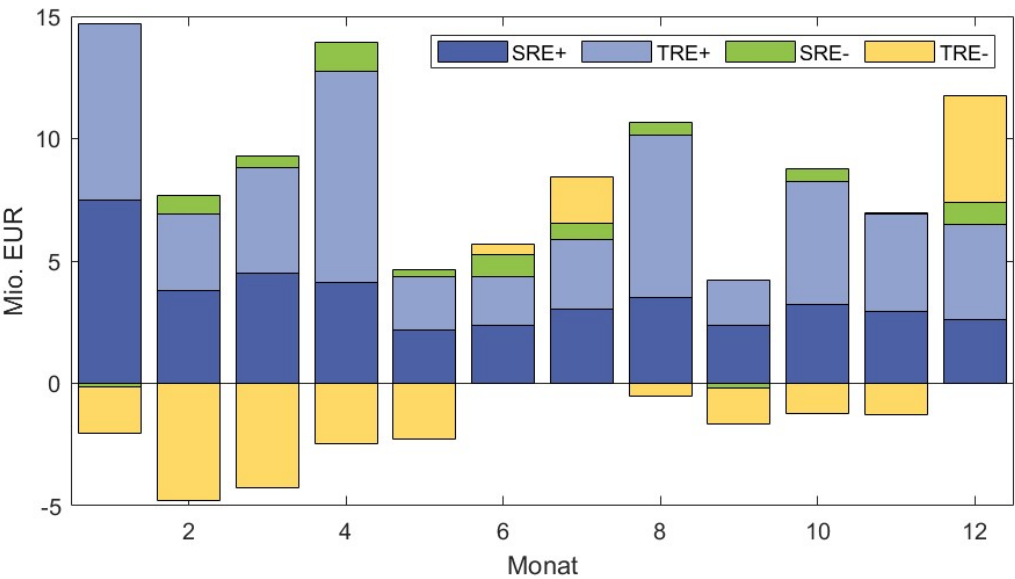


Figure 21 : Coûts pour l'ERS et l'ERT par sens de livraison en 2023

Il reste également 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'ElCom a déjà lancé une série d'analyses à ce sujet.

⁴ En raison du changement de signe, le taux de variation est moins pertinent pour l'ERS-.

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 ». En 2023 le GRT bulgare ESO a aussi adhéré à cette plateforme. 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 permet aux deux pays d'économiser de précieuses ressources.

En 2023, la Suisse a économisé à elle seule 423,3 GWh grâce à la coopération internationale via l'IGCC, ce qui représente une valeur monétaire de 25,1 millions d'euros. Le prix moyen se monte donc à 59,5 euros/MWh. Si la Suisse venait à être exclue de la coopération, cela signifierait qu'elle devrait 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 la Figure 22.



Figure 22 : Volume (a) et valeur monétaire (b) des « netted imbalances » en 2023 et 2022⁵.

⁵ Source : IGCC Report on Social Welfare

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 2023. De 2019 à 2021, une augmentation des quantités a été observée. Elle s'est accentuée en 2023 en raison de l'ERT. En 2023, la valeur totale s'est élevée à 999 GWh, enregistrant une augmentation de 17,1 % par rapport à l'année précédente (853 GWh).

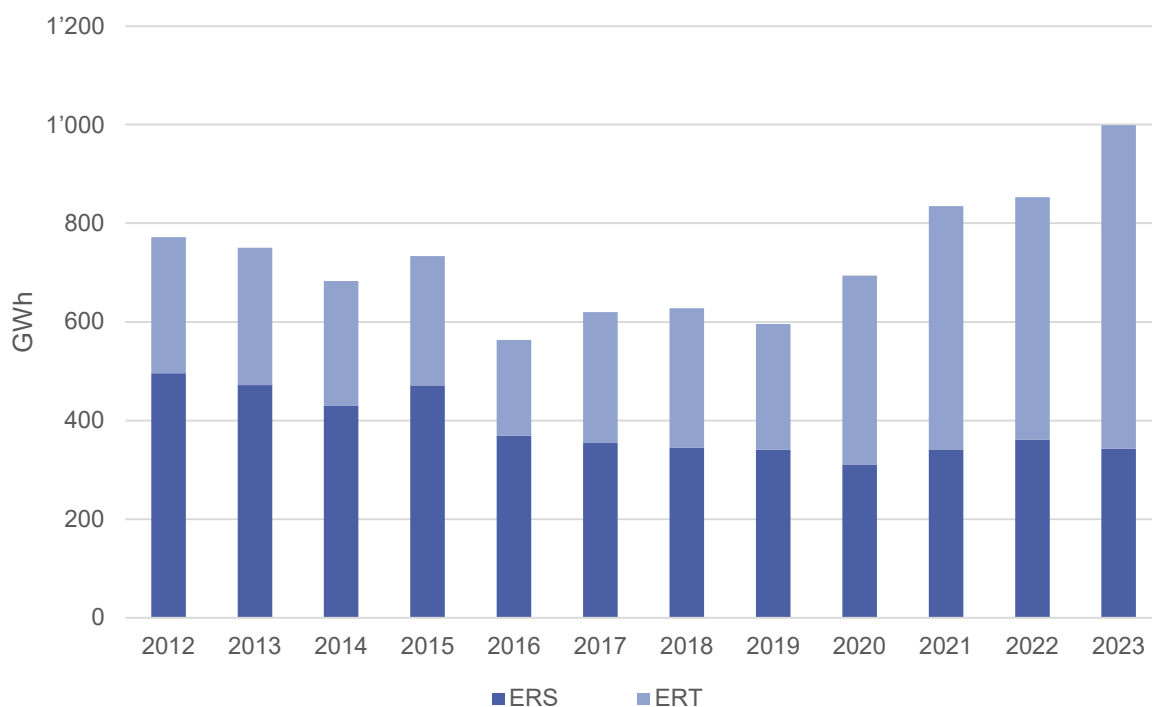


Figure 23 : Quantités d'ERS et d'ERT de 2012 à 2023

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 2023 est comparable aux valeurs historiques. En revanche, la tendance à l'augmentation de la demande d'ERT (positive et négative) s'est accentuée durant l'exercice. La demande accrue d'énergie de réglage tertiaire doit être considérée comme positive 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).

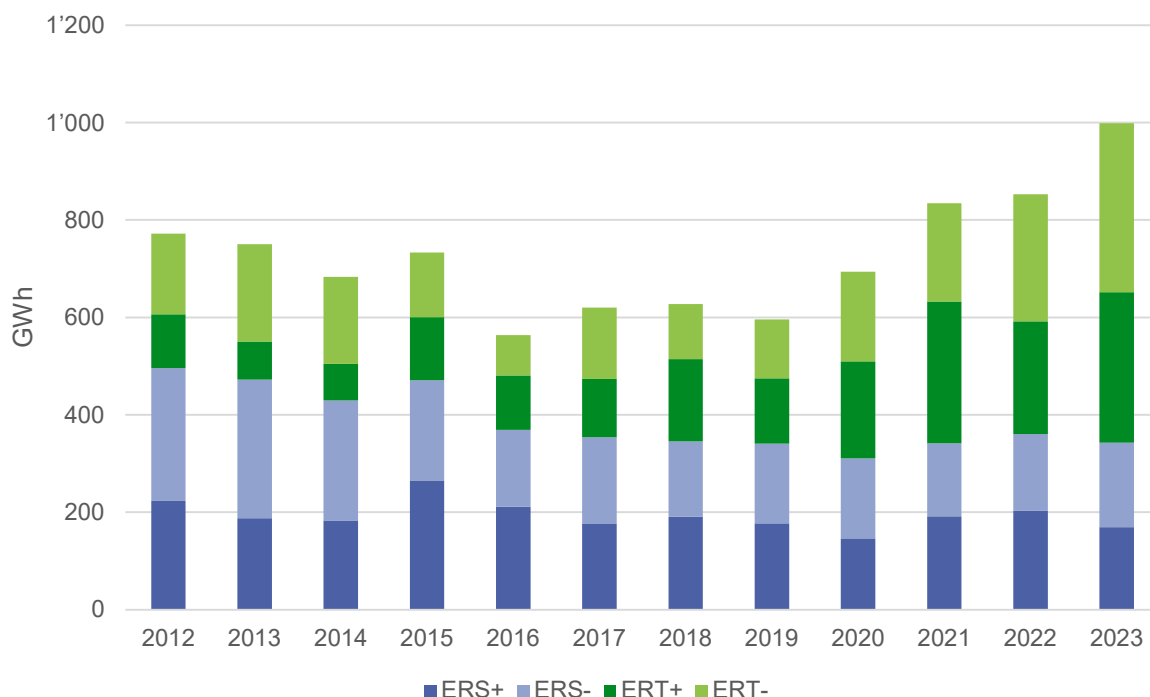


Figure 24 : Quantité d'énergie de réglage par produit de 2012 à 2023

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 2023. L'augmentation exponentielle en 2022 (107,1 mio d'euros) est clairement visible, tandis que les coûts totaux en 2023 ont diminué pour atteindre 86,2 millions d'euros. D'un point de vue historique, les coûts restent à un niveau élevé. Les coûts les plus élevés pour chaque produit (ERS+, ERS-, ERT+, ERT-) depuis l'introduction du marché des SDL ont été enregistrés en 2022, 2023 arrivant en deuxième position. À titre de comparaison : en janvier 2023, des coûts d'un montant de 12,3 millions d'euros ont été enregistrés, soit presque les coûts d'un semestre les autres années.

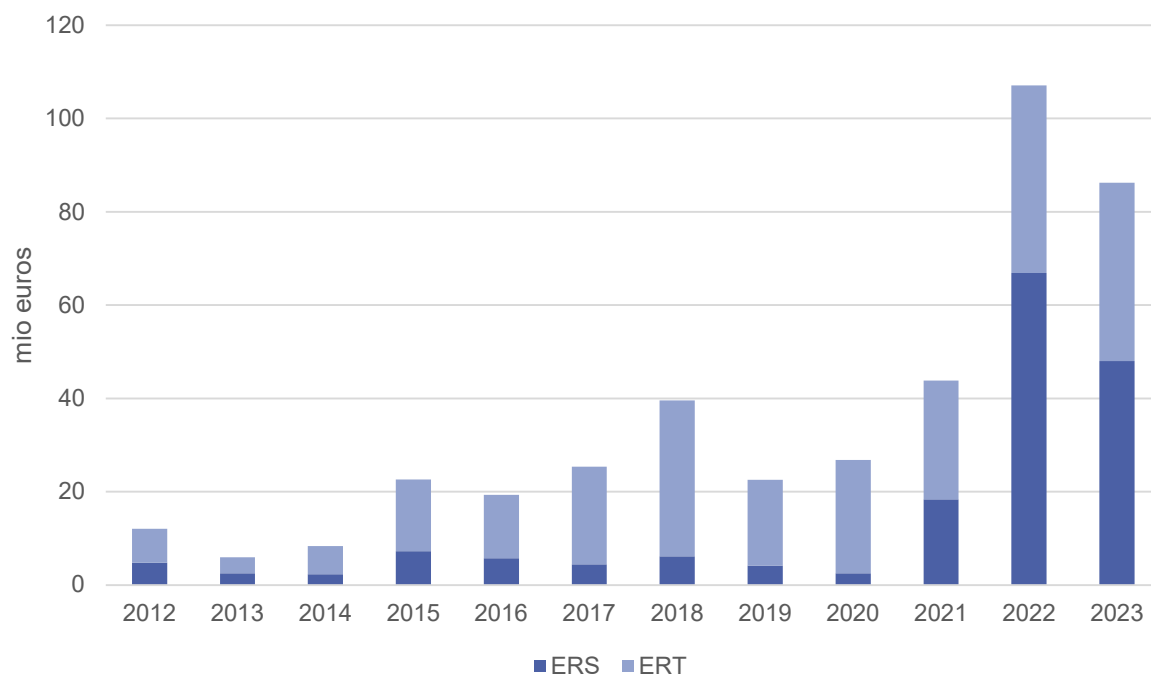


Figure 25 : Coûts nets de l'ERS et de l'ERT entre 2012 et 2023

Comme le montrent les analyses présentées, la quantité totale d'énergie de réglage sollicitée a augmenté entre 2022 et 2023, tandis que les coûts ont légèrement baissé. 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 correcte, 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.

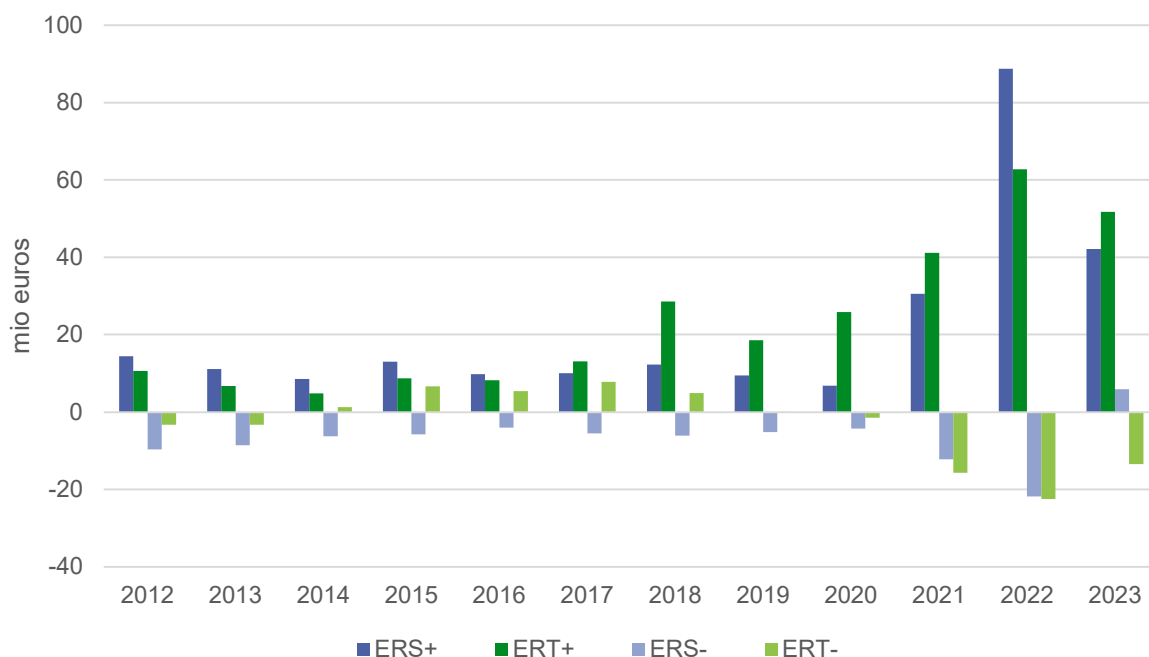


Figure 26 : Coûts absolus pour l'ERS et l'ERT par produit entre 2012 et 2023

La baisse des coûts en 2023 améliore la vision à long terme de la situation, qui se caractérise par une forte augmentation des coûts en 2022 et également par une hausse en 2021. Le niveau actuel des coûts doit toujours être considéré comme très élevé, surtout pour les produits dans le sens négatif.

Comme pour la réserve de puissance, une approche globale des coûts ne fournit pas nécessairement 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 euros/MWh en 2022 avant de redescendre au niveau de 2018 durant l'exercice. Les coûts de l'énergie de réglage tertiaire négative ont atteint leur niveau le plus bas en 2022 (-86,15 euros/MWh) et ont augmenté en 2023 (-38,84 euros/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, ce sont les coûts moyens d'ERS+ qui ont le plus diminué, avec une moyenne annuelle de 248,53 euros/MWh (437,13 euros/MWh l'année précédente), tandis que l'ERS- a augmenté à 33,77 euros/MWh (-138,62 euros/MWh l'année précédente).

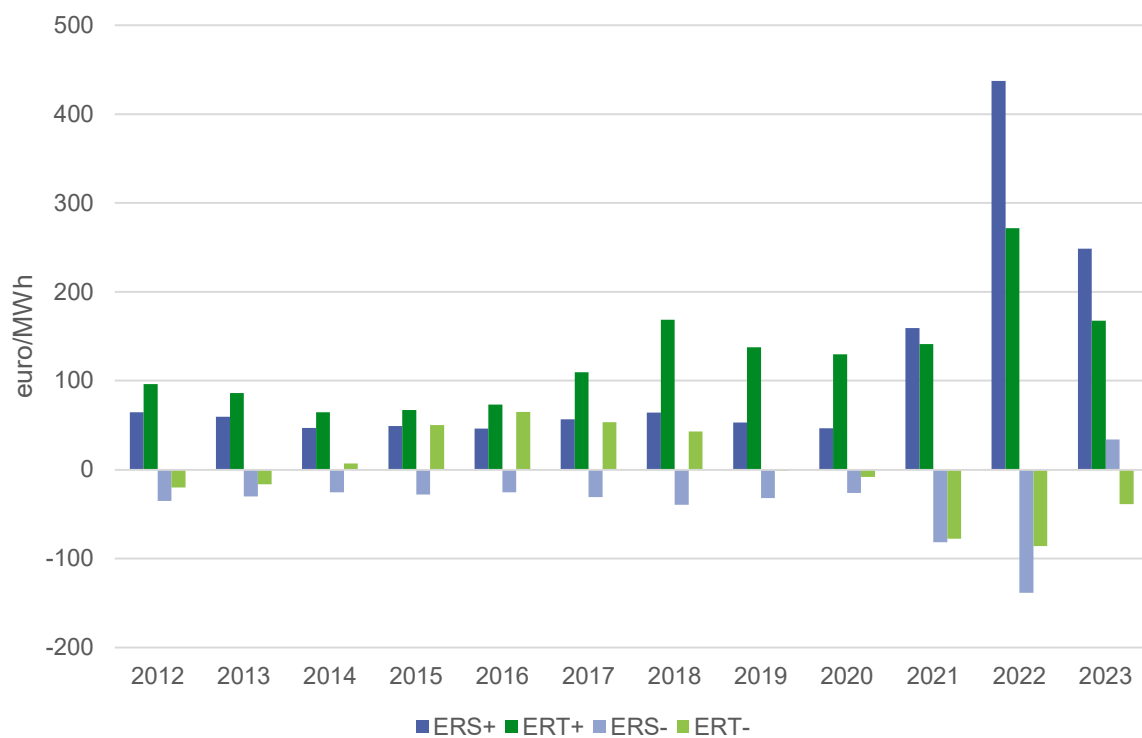


Figure 27 : Coûts par MWh pour l'ERS et l'ERT, par produit, entre 2012 et 2023

4 Conclusions

Le rapport Puissance et énergie de réglage 2023 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. Le rapport de cette année comprend une nouvelle section 1.4 consacrée à la tendance des déséquilibres dans la zone de réglage, qui constituent les causes sous-jacentes des quantités sollicitées.

Après avoir atteint un pic en 2022, les prix de la puissance de réglage sont retombés au niveau d'avant la crise au cours du second semestre de l'année sous revue. Les coûts du premier semestre ont été principalement causés par l'acquisition anticipée à l'automne de l'année précédente et ont donc influencé de manière déterminante les coûts totaux en 2023. Dans les faits, les coûts élevés de l'acquisition anticipée ont entraîné des coûts annuels totaux de 471,3 millions de CHF, soit seulement de 4,2 % de moins que l'année précédente. Si la tendance observée au second semestre 2023 se poursuit en 2024, les coûts devraient nettement diminuer.

Du côté de l'énergie de réglage, les prix moyens de l'énergie de réglage secondaire et tertiaire montrent que les coûts sont restés à un niveau élevé en 2023. Cela s'explique principalement par l'augmentation des déséquilibres des groupes-bilan et de la zone de réglage ainsi que par l'augmentation des quantités sollicitées. Il reste également 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'ElCom a déjà lancé une série d'analyses à ce sujet. Les développements sur les marchés de gros et leur impact ont été décrits à la section 1.5 et l'évolution des déséquilibres à la section 1.4. Les analyses présentées soulignent l'importance du sujet et mettent en avant l'évolution de la situation sur les marchés de la puissance de réglage et de l'énergie de réglage. Durant l'exercice, les quantités d'énergie de réglage nécessaires pour compenser le déséquilibre sans cesse croissant dans la zone de réglage ont été les plus élevées depuis l'introduction du marché des SDL. Influencés par exemple par des changements affectant les prévisions météorologiques et la production photovoltaïque attendue qui en résulte, les acteurs du marché font d'importantes erreurs de prévision qui nécessitent de solliciter de grandes quantités d'énergie de réglage et donc les dernières réserves disponibles, qui sont les plus chères. Il serait alors nécessaire et très coûteux d'acquérir des quantités de réserve supplémentaires en augmentant la puissance de réglage conservée, tandis qu'une meilleure gestion des bilans d'ajustement de la part des acteurs ou l'entrée de nettement plus de nouveaux acteurs sur le marché, comme les exploitants de grands systèmes de batteries, seraient clairement des mesures privilégiées pour réduire les coûts.

La Figure 28 illustre les coûts totaux de l'énergie et de la puissance de réglage ainsi que leur ventilation entre les différentes catégories de produit. En 2023, les coûts totaux de la puissance de réglage se sont élevés à 471,3 millions de CHF, et les coûts de l'énergie de réglage à 86,2 millions d'euros. 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.

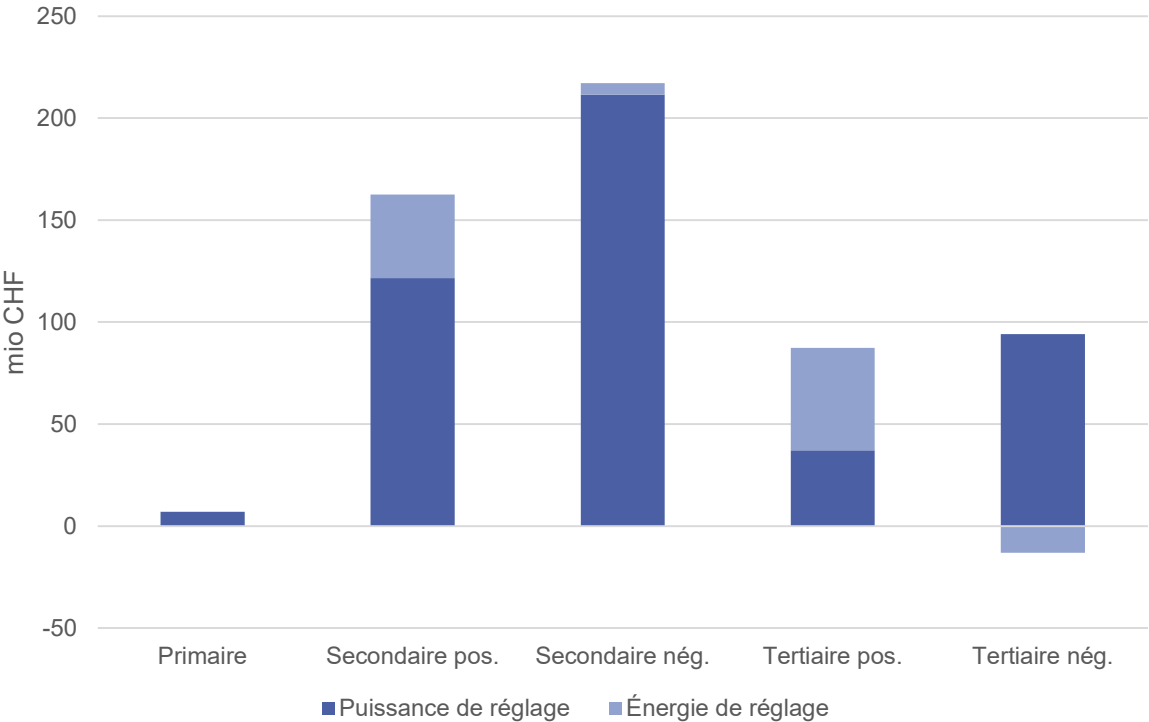


Figure 28 : Coûts totaux de l'énergie et de la puissance de réglage en 2023, source : Swissgrid, calculs ECom

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. Le Tableau 6 présente à titre de comparaison les coûts de l'énergie de réglage des années 2022 et 2023 ainsi que la variation absolue en centimes par kilowattheure.

		2023	2022	Variation
ERS+				
Coûts de l'énergie de réglage	ct./kWh	24,2	43,62	-44,6 %
ERS-				
Coûts de l'énergie de réglage	ct./kWh	32,8	-13,83	+123,7 %
ERT+				
Coûts de l'énergie de réglage	ct./kWh	16,3	27,1	-39,9 %
ERT-				
Coûts de l'énergie de réglage	ct./kWh	-3,8	-8,6	-56,1 %

Tableau 6 : Coûts spécifiques de l'énergie de réglage en CHF/MWh par produit, en 2022 et 2023

5 Annexe

5.1 Liste des abréviations

EA	énergie d'ajustement
ElCom	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
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
SDL	services-système
TERRE	Trans European Replacement Reserves Exchange
TSO / GRT	Transmission System Operator / gestionnaire du réseau de transport