



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössische Elektrizitätskommission ElCom

Secrétariat technique

Puissance et énergie de réglage 2022

Rapport de l'ElCom

Berne, 30 mai 2023

Table des matières

1	Introduction	4
1.1	Puissance et énergie de réglage	5
1.2	Stratégie d'acquisition et conception du produit	5
1.3	Financement de la puissance et de l'énergie de réglage	6
1.4	Aperçu général du marché durant l'exercice	6
2	Puissance de réglage	7
2.1	Quantités de puissance de réglage acquises en 2022	7
2.2	Puissance de réglage primaire	8
2.3	Puissance de réglage secondaire	9
2.4	Puissance de réglage tertiaire	12
2.5	Évolution des coûts de la puissance de réglage de 2009 à 2022	16
3	Énergie de réglage	20
3.1	Exercice 2022	20
3.1.1	Énergie de réglage sollicitée	20
3.1.2	Coûts de l'énergie de réglage	21
3.1.3	Imbalance Netting Platform (anciennement International Grid Control Cooperation)	22
3.2	Évolution à long terme depuis 2014	23
3.2.1	Quantité d'énergie de réglage sollicitée	23
3.2.2	Coûts de l'énergie de réglage	25
4	Conclusions	28
5	Annexe	30
5.1	Liste des abréviations	30

Liste des illustrations

Figure 1 : Déroulement schématisé du recours à l'énergie de réglage, source : Swissgrid	4
Figure 2 : Volumes de PRP par mois	9
Figure 3 : Coûts de PRP par mois	9
Figure 4 : Volumes de PRS positive par semaine calendaire. Le graphique du haut (a) montre l'acquisition régulière, tandis que le graphique du bas (b) présente l'acquisition anticipée. L'acquisition anticipée pour les semaines 10 à 19 s'est faite en septembre de l'année précédente, tandis que l'acquisition pour les semaines 40 à 52 s'est échelonnée d'août à novembre 2022.	10
Figure 5 : Coûts de PRS positive par semaine calendaire	11
Figure 6 : Volumes de PRS négative par semaine calendaire. Le graphique du haut (a) montre l'acquisition régulière, tandis que le graphique du bas (b) présente l'acquisition anticipée. L'acquisition anticipée pour les semaines 10 à 19 s'est faite en septembre de l'année précédente, tandis que l'acquisition pour les semaines 40 à 52 s'est échelonnée d'août à novembre 2022.	11
Figure 7 : Coûts de la PRS négative par semaine calendaire	12
Figure 8 : Volumes du produit hebdomadaire de PRT+. Le graphique du haut (a) montre l'acquisition régulière, tandis que le graphique du bas (b) présente l'acquisition anticipée. L'acquisition anticipée pour les semaines 40 à 52 s'est déroulée de manière échelonnée d'août à novembre 2022.	13
Figure 9 : Volumes cumulés de PRT+ par produit hebdomadaire (y c. acquisition anticipée) et par produit journalier	13
Figure 10 : Coûts du produit hebdomadaire de PRT+	14
Figure 11 : Volumes de PRT négative par semaine calendaire. Le graphique du haut (a) montre l'acquisition régulière, tandis que le graphique du bas (b) présente l'acquisition anticipée.	

L'acquisition anticipée pour les semaines 40 à 52 s'est déroulée de manière échelonnée d'août à novembre 2022.	15
Figure 12 : Volumes cumulés de PRT- par produit hebdomadaire (y c. acquisition anticipée) et par produit journalier.....	15
Figure 13 : Coûts du produit hebdomadaire de PRT-.....	16
Figure 14 : Résultats annuels depuis 2009.....	17
Figure 15 : Répartition des coûts pour 2022 entre les PRP, PRS et PRT.....	18
Figure 16 : Répartition des coûts pour 2021 et 2022 selon les différents produits.....	18
Figure 17 : Coûts des produits de puissance de réglage par MW en 2021 et 2022.....	19
Figure 18 : Quantités d'ERS et d'ERT par produit en 2022.....	21
Figure 19 : Coûts pour l'ERS et l'ERT par produit en 2022.....	22
Figure 20 : Volume (a) et valeur monétaire (b) des « netted imbalances » en 2022 et 2021.....	23
Figure 21 : Quantités d'ERS et d'ERT de 2015 à 2022.....	24
Figure 22 : Quantité d'énergie de réglage par produit de 2015 à 2022.....	24
Figure 23 : Coûts nets de l'ERS et de l'ERT entre 2014 et 2022.....	25
Figure 24 : Coûts pour l'ERS et l'ERT par produit entre 2015 et 2022.....	26
Figure 25 : Coûts par MWh pour l'ERS et l'ERT, par produit, entre 2015 et 2022.....	27
Figure 26 : Coûts totaux de l'énergie et de la puissance de réglage en 2022, source : Swissgrid, calculs ElCom	28

Liste des tableaux

Tableau 1 : Valeurs annuelles moyennes de la puissance de réglage mise en réserve.....	8
Tableau 2 : Énergie de réglage sollicitée en 2022.....	21
Tableau 3 : Coûts absolus de l'énergie de réglage en 2022.....	22
Tableau 4 : Coûts spécifiques de l'énergie de réglage en CHF/MWh par produit, en 2021 et 2022	29

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.

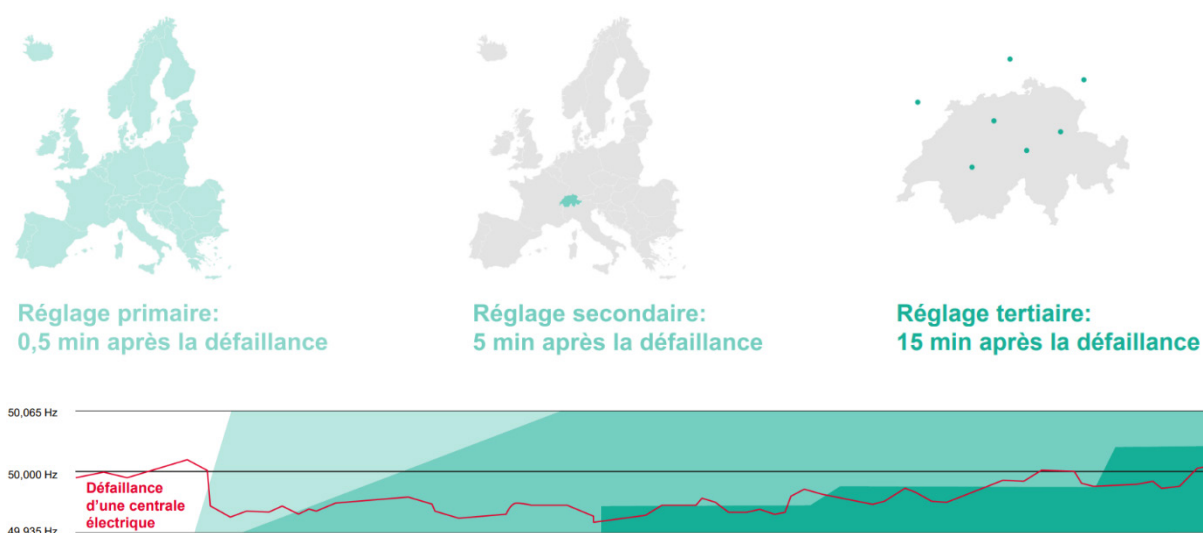


Figure 1 : Déroulement schématisé du recours à l'énergie de réglage, source : Swissgrid

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 2022 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 proposée 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'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'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 chapitres suivants 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 Aperçu général du marché durant l'exercice

L'année 2022 restera dans l'histoire des marchés de l'électricité comme une année de crise. Elle a été marquée par la guerre en Ukraine et ses conséquences politiques et économiques. Les prix de l'électricité ont suivi l'évolution des prix du marché du gaz naturel, atteignant des sommets historiques en août. Sources d'inquiétude supplémentaires : la production d'électricité exceptionnellement faible des centrales nucléaires françaises et les problèmes techniques liés à l'état de ces centrales et auxquels il était difficile de remédier. Avec une moyenne d'à peine 34 GW, la puissance de production en 2022 était inférieure d'environ 25 % à la moyenne des cinq années précédentes. Dans ce contexte, l'indice des prix spot SwissIX s'est établi en moyenne annuelle à 281,65 euros/MWh, soit à un niveau nettement supérieur (+145 %) à celui de l'année précédente (115 euros/MWh).

Au cours des derniers mois de l'année, les réserves de stockage en Suisse ont atteint un niveau historiquement élevé, compte tenu d'un recours modéré aux centrales hydroélectriques à accumulation. Fin novembre, les installations de stockage ont atteint, avec 7585 GWh, le niveau le plus élevé pour cette période depuis le début des enregistrements. Elles sont restées à un niveau record jusqu'à fin 2022, étant à 6589 GWh au 31 décembre 2022.

La situation des coûts sur les marchés des SDL est une conséquence de la crise énergétique en Europe et est liée aux craintes d'une pénurie d'électricité durant l'hiver, pénurie redoutée tout au long de l'été et de l'automne. L'augmentation du niveau des prix et de la volatilité sur les marchés à terme a eu un impact direct sur les coûts d'opportunité pour la mise à disposition de produits SDL. Parallèlement, la gestion des lacs d'accumulation suisses, qui contribuent largement à la stabilité du système dans le pays, a été au cœur des préparatifs en vue d'une éventuelle crise hivernale. La réserve hydroélectrique ordonnée en a fait partie, tout comme l'acquisition anticipée de puissance de réglage, nettement plus

importante que les années précédentes et qui, fait nouveau, a couvert la période allant d'octobre 2022 à début juin 2023 et concernait tous les produits hebdomadaires (PRS+, PRS-, PRT+ et PRT-). La réserve hydroélectrique de 400 GWh a été acquise fin octobre dans le cadre d'un appel d'offres unique avec un prix moyen de 739,97 euros/MWh pour un coût total de 296 millions d'euros.

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 2022 et l'évolution à long terme entre 2010 et 2022. 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. Le chapitre ci-après précise les quantités en vigueur par produit.

2.1 Quantités de puissance de réglage acquises en 2022

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 a été réduite de 3 MW, la puissance de réglage secondaire a été augmentée de 34 MW (+15 MW PRS+ ; +19 MW PRS-) et la puissance de réglage tertiaire a été réduite de 81 MW (-65 MW PRT+ ; -16 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 1 (moyennes annuelles) et présentées 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. Pour les semaines calendaires 10 à 19 de l'année 2022, 265 MW de puissance secondaire (aussi bien négative que positive) et 175 MW de puissance tertiaire négative étaient ainsi déjà acquis de manière anticipée en septembre 2021.

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 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.

		2022	2021	Variation	
PRP+/- (symétrique)					
Besoins	MW	64	67	-3	-4,5 %
Quantité adjudagée	MW	64	67	-3	-4,5 %
PRS+					
Besoins	MW	400	400	-	-
Quantité adjudagée	MW	400	391	+8	+2,3 %
PRS-					
Besoins	MW	400	400	-	-
Quantité adjudagée	MW	399	398	+1	+0,25 %
PRT+					
Besoins	MW	504	545	-41	-7,5 %
Quantité adjudagée enchère hebdomadaire	MW	410	442	-32	-7,2 %
Quantité adjudagée enchère journalière	MW	96	101	-5	-5,0 %
PRT-					
Besoins	MW	514	524	-10	-1,9 %
Quantité adjudagée enchère hebdomadaire	MW	464	445	+19	+4,3 %
Quantité adjudagée enchère journalière	MW	52	59	-7	-11,9 %

Tableau 1 : Valeurs annuelles moyennes de la puissance de réglage mise en réserve

L'ensemble des besoins a pu être couvert pour tous les produits et à travers toutes les enchères de l'année 2022.

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 2 indique les quantités pertinentes de puissance de réglage primaire pour la Suisse. La surface grise correspond aux quantités mensuelles moyennes de l'offre de soumissionnaires suisses, tandis que les barres bleues représentent les besoins suisses (64 MW).

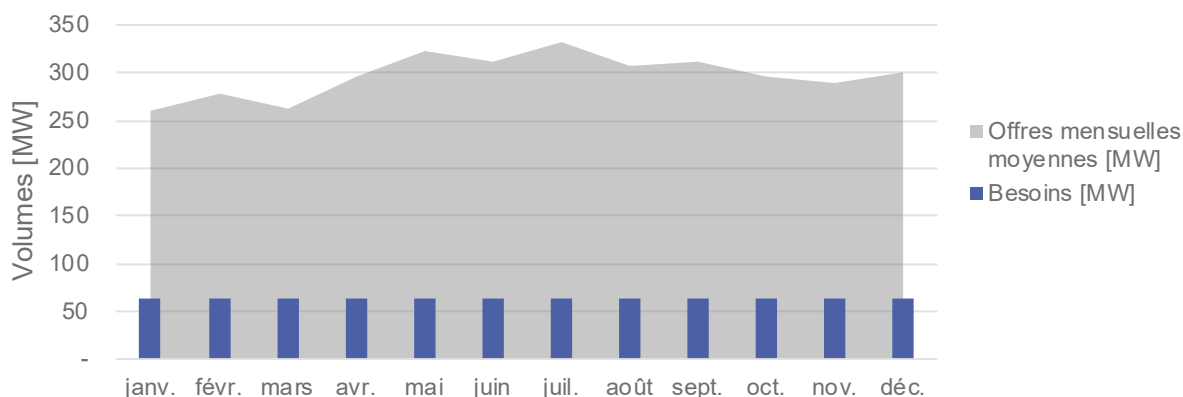


Figure 2 : Volumes de PRP par mois

Les coûts totaux pour l'achat de puissance de réglage primaire en 2022 s'élevaient à 13,6 millions de CHF. Ils sont représentés dans la figure 3 pour chaque mois. Jusqu'en août 2022, on constate clairement une nette augmentation des coûts qui a débuté en 2021. 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.

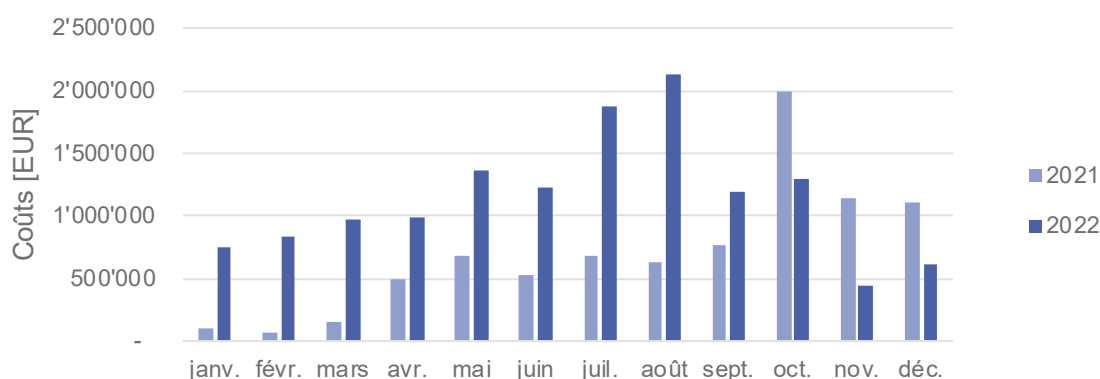


Figure 3 : Coûts de PRP par mois

En raison de leur dépendance au marché de gros, les coûts pour la réserve de puissance ont à nouveau atteint un niveau exceptionnellement élevé en 2022. La hausse historiquement forte des prix sur le marché de gros, intervenue au second semestre 2021, et les coûts d'opportunité qui en découlent ont eu un impact massif sur les prix de l'acquisition de la PRP. L'impact des prix du marché est aussi clairement perceptible pour tous les autres produits de puissance et d'énergie de réglage. Le prix spot, qui a connu une hausse moyenne de +145 % (voir chap. 1.4), a donc augmenté moins fortement que le prix de la PRP. Le prix moyen de la PRP sur toute l'année est de 25,23 CHF/MWh, soit 2,6 fois plus que le prix moyen annuel en 2021, qui était de 9,63 CHF/MWh.

Cette hausse des coûts a concerné tous les marchés européens et, en l'occurrence, même la stratégie d'acquisition internationale et le mécanisme d'indemnisation « pay-as-cleared » n'ont pas permis de l'éviter. Des coûts élevés ont notamment été observés jusqu'en août 2022 (figure 3), puis les prix ont baissé de septembre à décembre. En novembre 2022, les coûts ont atteint un plancher de 436 119 CHF, qui n'avait plus été enregistré depuis mars 2021, avant de connaître une hausse relativement légère en décembre 2022 à 617 422 CHF.

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 10 à 19, l'acquisition anticipée s'était faite en septembre de l'année précédente ; pour l'hiver 2022/2023, cette acquisition s'était déjà faite en octobre (semaine 40),

comme le montrent les figures 4(b) et 6(b). Les quantités restantes sont régulièrement achetées la semaine précédente lors d'enchères hebdomadaires.

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, la légère fluctuation concernant les achats de produits négatifs a surtout été observée au cours du second semestre. En particulier, dans la perspective des économies d'énergie, le défi consiste dans le fait que la mise à disposition de puissance de réglage négative au moyen de centrales hydroélectriques signifie que les unités de production sous contrat doivent maintenir une production nominale pendant toute la période de livraison du produit, même pendant les périodes où elles n'auraient pas produit (par exemple pendant les heures creuses).

Sur la base du nouveau calcul annuel, Swissgrid a acquis depuis la mi-mai un total de 34 MW de puissance de réglage secondaire supplémentaire (PRS+ : 406 MW ; PRS- : 399 MW). En revanche, le volume d'achat de puissance de réglage tertiaire a pu être réduit de 81 MW, comme nous le verrons plus en détail ci-après.

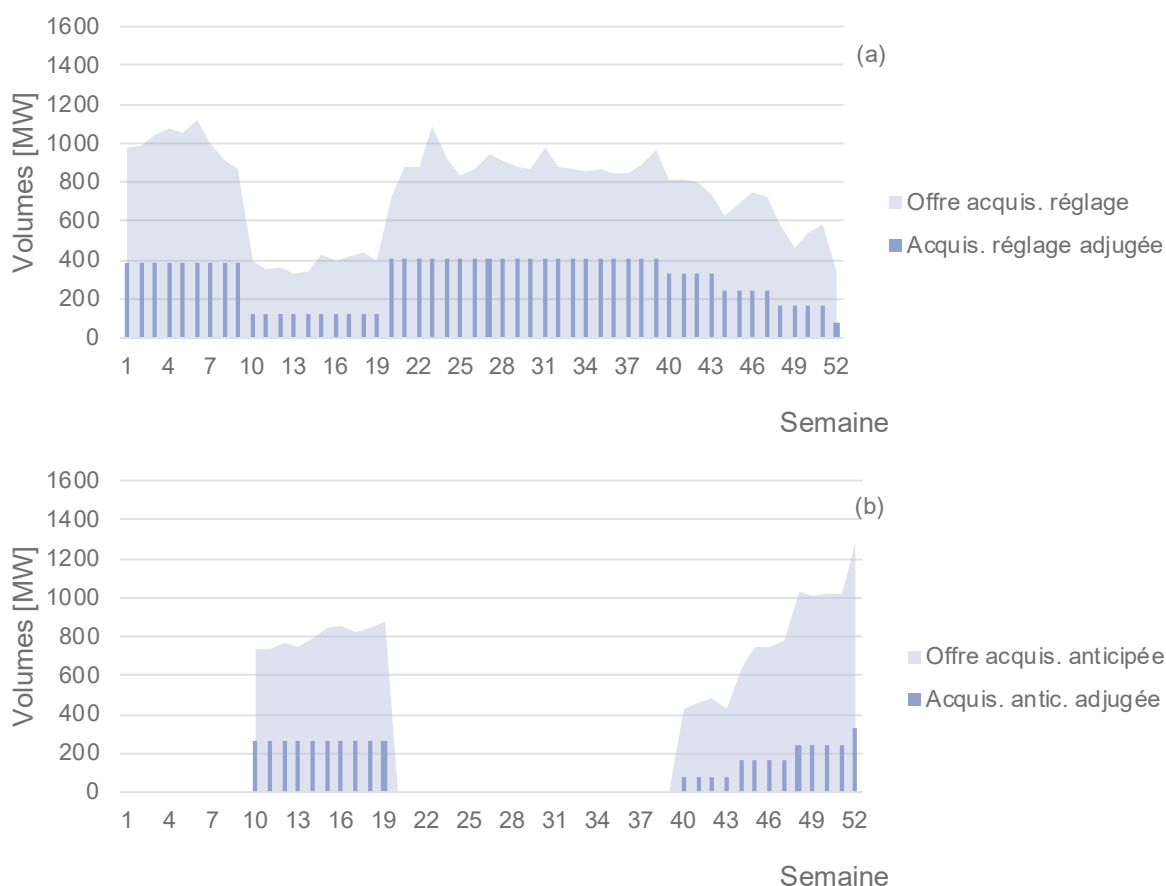


Figure 4 : Volumes de PRS positive par semaine calendaire. Le graphique du haut (a) montre l'acquisition régulière, tandis que le graphique du bas (b) présente l'acquisition anticipée. L'acquisition anticipée pour les semaines 10 à 19 s'est faite en septembre de l'année précédente, tandis que l'acquisition pour les semaines 40 à 52 s'est échelonnée d'août à novembre 2022.

Les coûts de la puissance de réglage secondaire positive évoluent selon des dynamiques similaires à celles mentionnées précédemment concernant la PRP. L'évolution des prix sur le marché de gros durant 2022 et surtout durant les mois d'été se répercute clairement sur les coûts de la PRS. La figure 5 montre la hausse des coûts qui intervient à partir d'août 2022 (semaine 30), avec une forte augmentation supplémentaire à partir de septembre 2022. Les coûts totaux pour l'acquisition de PRS+ s'élèvent à 95,7 millions de CHF.

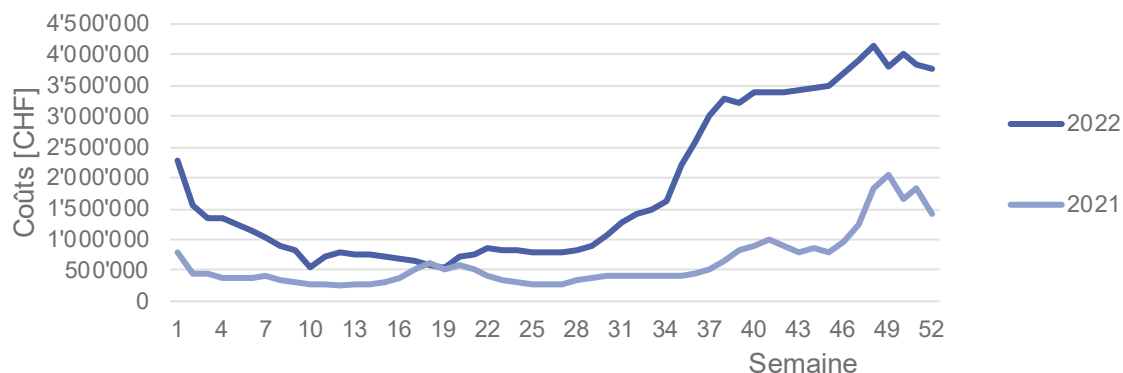


Figure 5 : Coûts de PRS positive par semaine calendaire

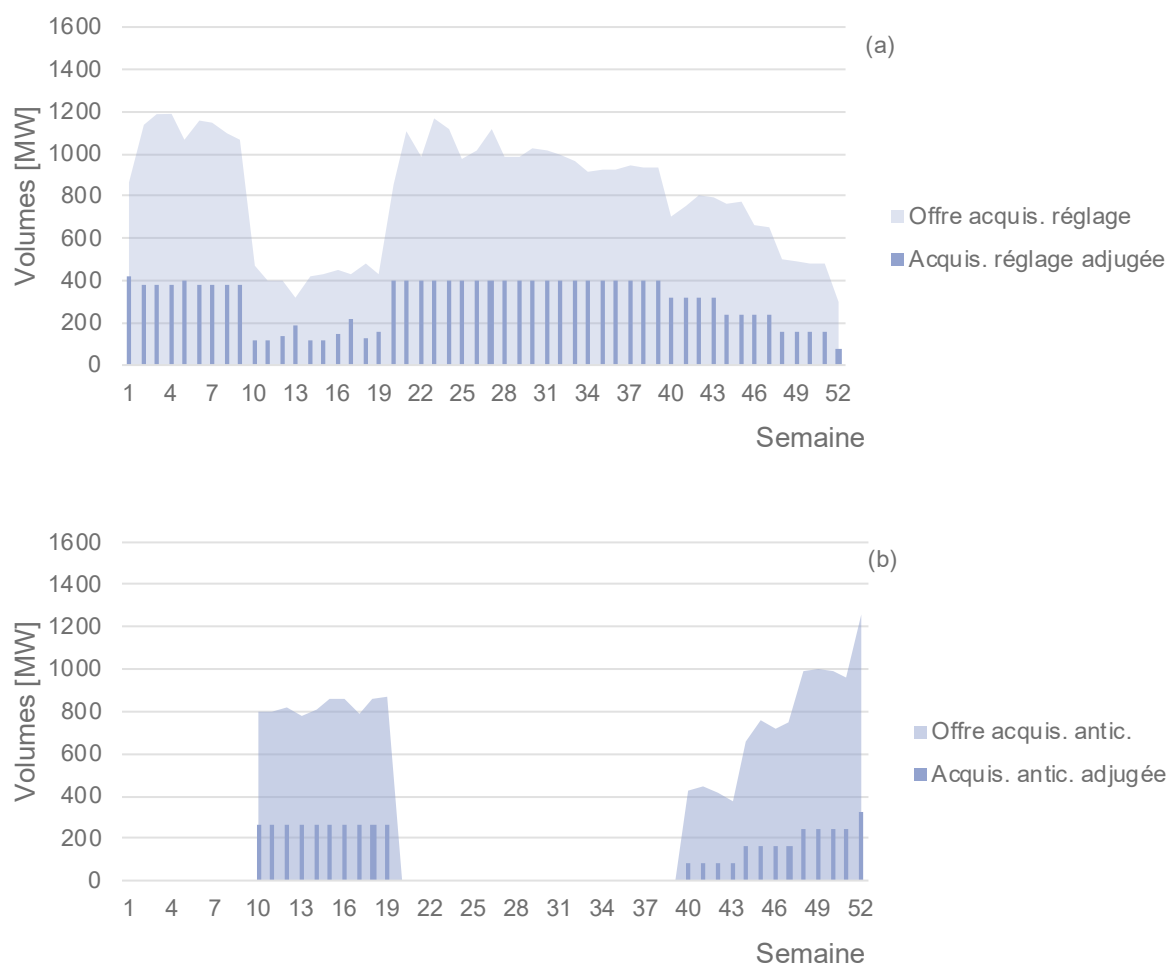


Figure 6 : Volumes de PRS négative par semaine calendaire. Le graphique du haut (a) montre l'acquisition régulière, tandis que le graphique du bas (b) présente l'acquisition anticipée. L'acquisition anticipée pour les semaines 10 à 19 s'est faite en septembre de l'année précédente, tandis que l'acquisition pour les semaines 40 à 52 s'est échelonnée d'août à novembre 2022.

Durant l'exercice, les coûts pour la PRS- ont massivement augmenté pour atteindre 202,5 millions de CHF (valeur de l'année précédente : 56,2 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 à partir d'août 2022, au cours du second semestre 2022.

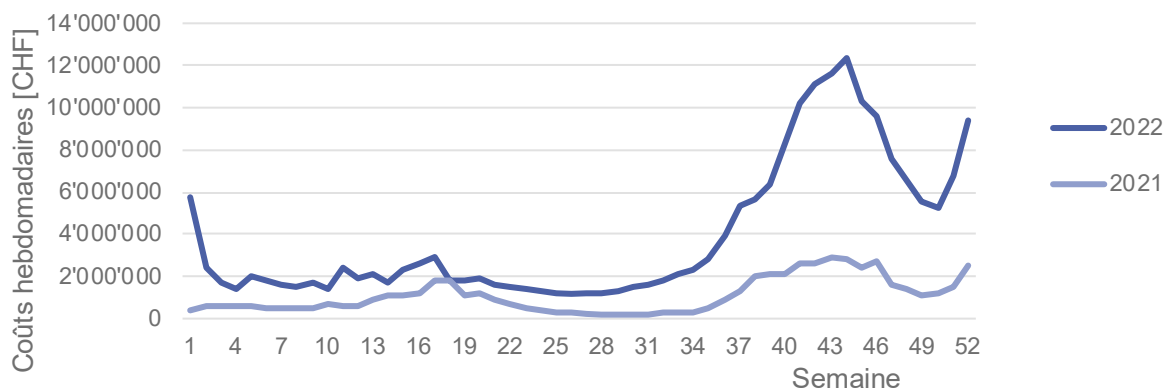


Figure 7 : Coûts de la PRS négative par semaine calendaire

Par rapport à la PRS+, l'augmentation des coûts est encore plus prononcée dans le sens négatif. La figure 7 présente l'évolution au cours de l'année et montre que la valeur maximale est atteinte fin octobre avant de connaître un renversement de tendance. Vers la fin d'année, les produits négatifs sont généralement caractérisés par des effets spéciaux liés aux semaines de Noël. Entre août et novembre, des mesures ont été prises en vue de la situation de l'approvisionnement en hiver (acquisition de la réserve hydroélectrique 25.10.2022 et acquisition anticipée) ; ces mesures ont eu cette année pour la première fois et de manière particulière un impact sur la gestion des volumes d'eau d'accumulation. Ceci est confirmé 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 traduira 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.

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 65 MW et celle de puissance négative de 16 MW (PRT+ : 480 MW ; PRT- : 508 MW). Les valeurs moyennes annuelles sont indiquées au chapitre 2.1 et dans le tableau 1.

La figure 8 présente les quantités proposées et adjudgées du produit hebdomadaire, réparties entre l'acquisition régulière (a) et l'acquisition anticipée (b). Dans la figure 9, les quantités journalières adjudgées (moyenne journalière des blocs de 4 heures) sont additionnées aux quantités hebdomadaires et correspondent au nouveau besoin total de 480 MW en vigueur depuis mi-mai.

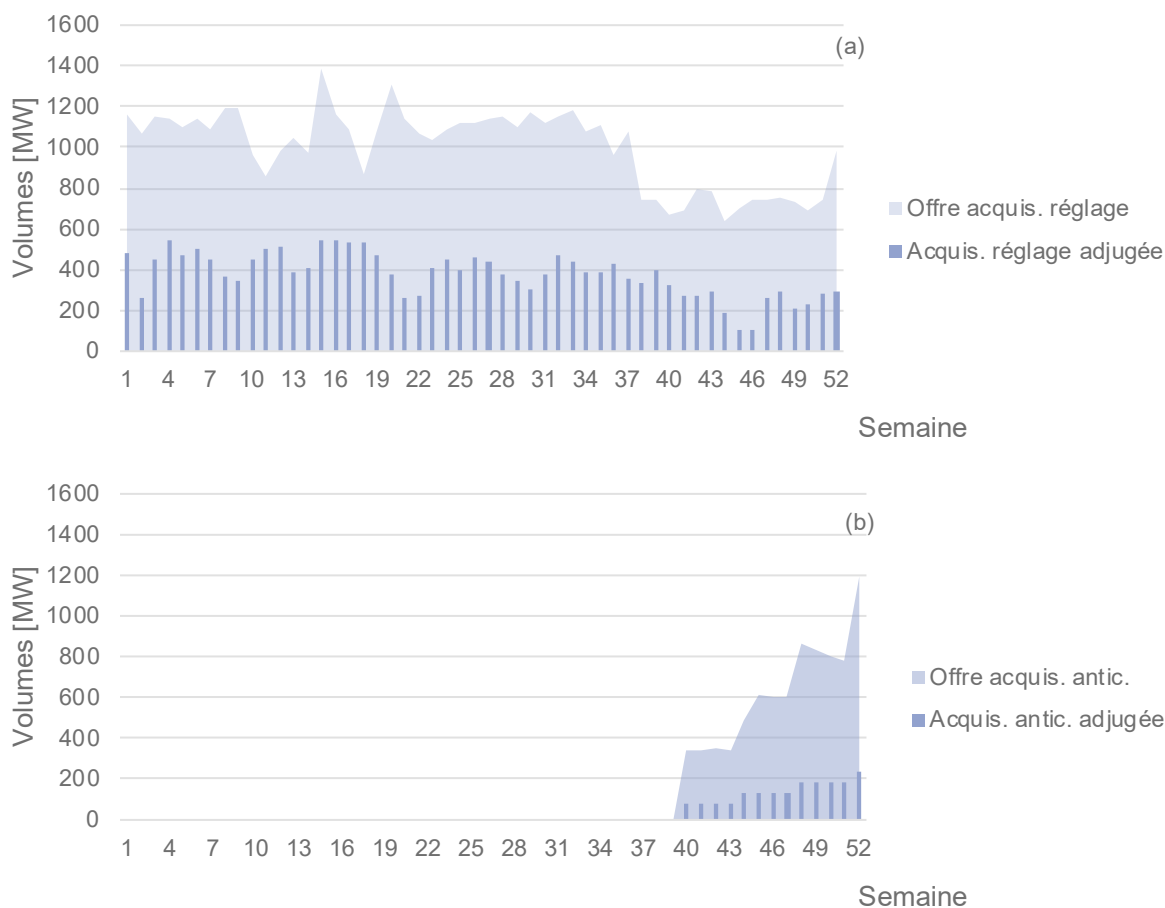


Figure 8 : Volumes du produit hebdomadaire de PRT+. Le graphique du haut (a) montre l'acquisition régulière, tandis que le graphique du bas (b) présente l'acquisition anticipée. L'acquisition anticipée pour les semaines 40 à 52 s'est déroulée de manière échelonnée d'août à novembre 2022.

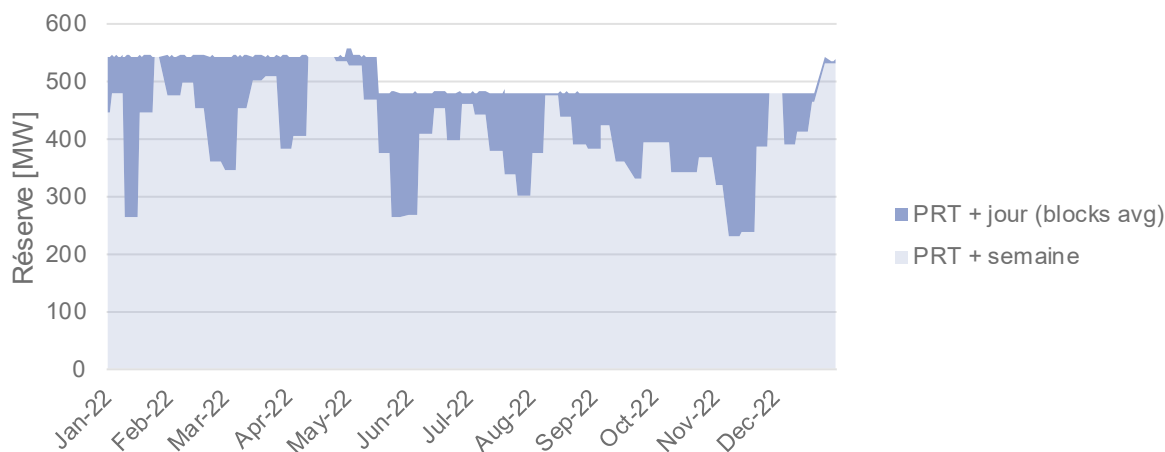


Figure 9 : Volumes cumulés de PRT+ par produit hebdomadaire (y c. acquisition anticipée) et par produit journalier

Jusqu'au mois de mai inclus, les faibles coûts de l'année 2021 sont compensés par des coûts plus élevés en 2022. Puis, les deux courbes convergent avec une tendance similaire jusqu'à la fin de l'année (figure 10), la réduction de la demande en volume déjà mentionnée (-65 MW ou -12 %) et la stratégie d'acquisition flexible (acquisition anticipée, produits hebdomadaires et journaliers) jouant un rôle. Les volumes sont représentés dans les figures 11 et 12 ci-dessous.

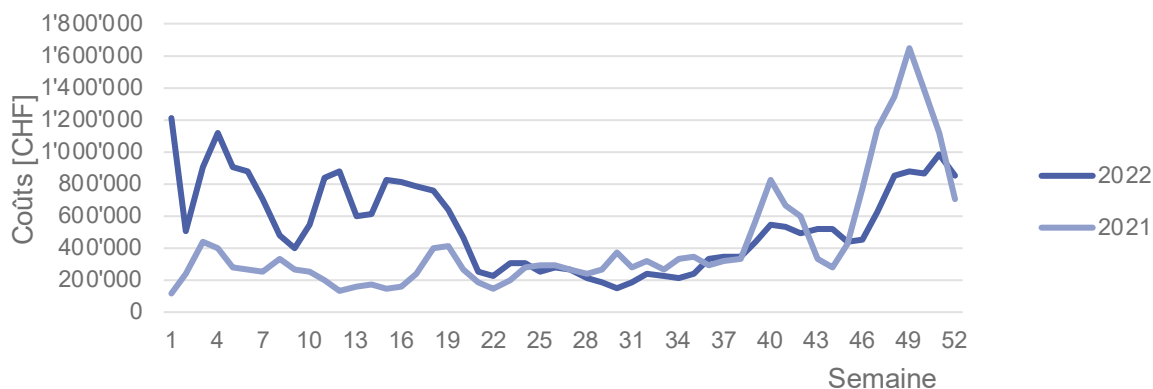


Figure 10 : Coûts du produit hebdomadaire de PRT+

La figure 11 montre les quantités proposées et adjudgées pour le produit hebdomadaire PRT-. L'acquisition anticipée pour le printemps est également intervenue pour ce produit en septembre de l'année précédente, alors que l'acquisition anticipée pour l'hiver 2022/2023 a commencé en octobre (semaine 40).

La quantité totale de PRT- acquise est représentée dans la figure 12 en additionnant les quantités hebdomadaires et journalières acquises. En fonction des conditions de prix du moment, les quantités acquises peuvent varier entre la PRS et la PRT. C'était par exemple le cas pour les semaines 13 et 17, comme le montre une comparaison croisée des figures 6 (quantités plus élevées de PRS au cours de ces semaines) et 12 (quantités correspondantes plus faibles de PRT).

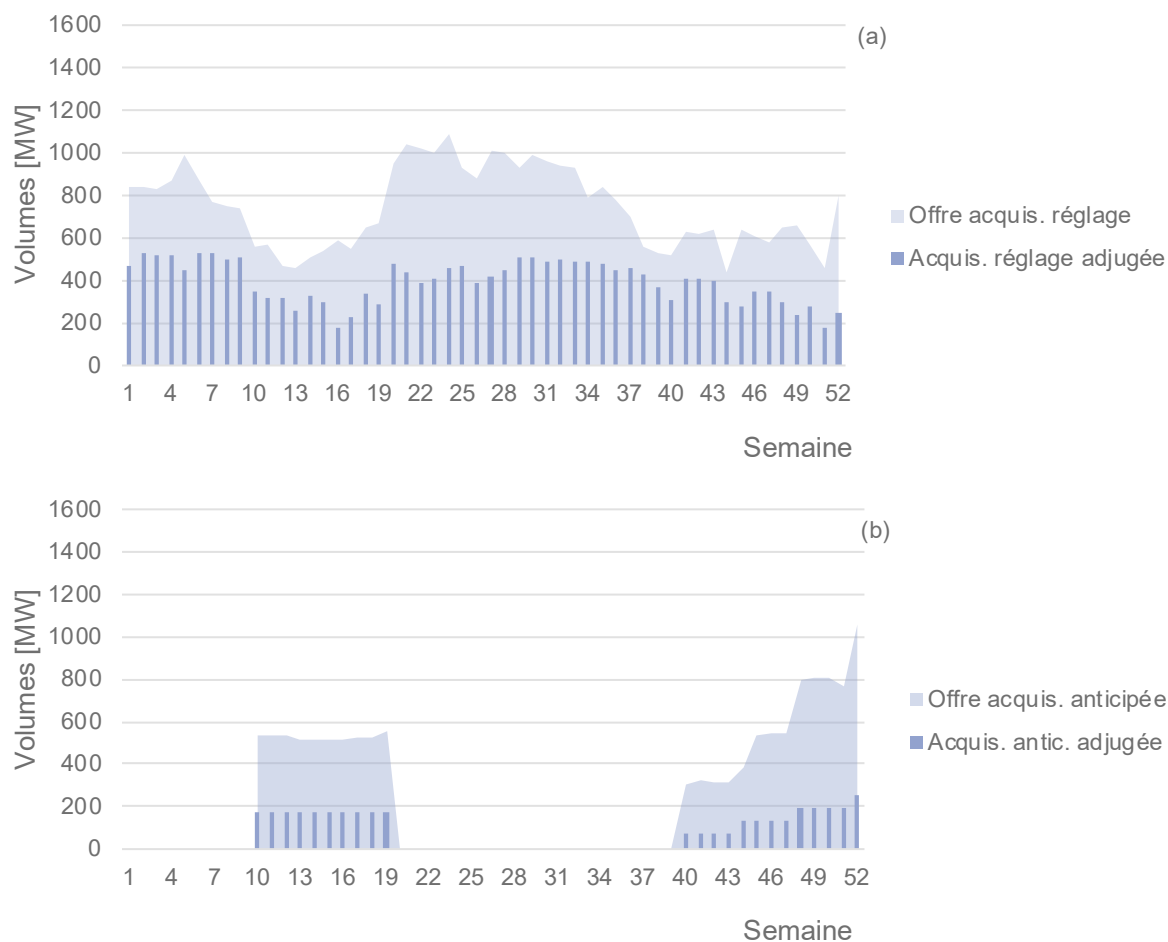


Figure 11 : Volumes de PRT négative par semaine calendaire. Le graphique du haut (a) montre l'acquisition régulière, tandis que le graphique du bas (b) présente l'acquisition anticipée. L'acquisition anticipée pour les semaines 40 à 52 s'est déroulée de manière échelonnée d'août à novembre 2022.

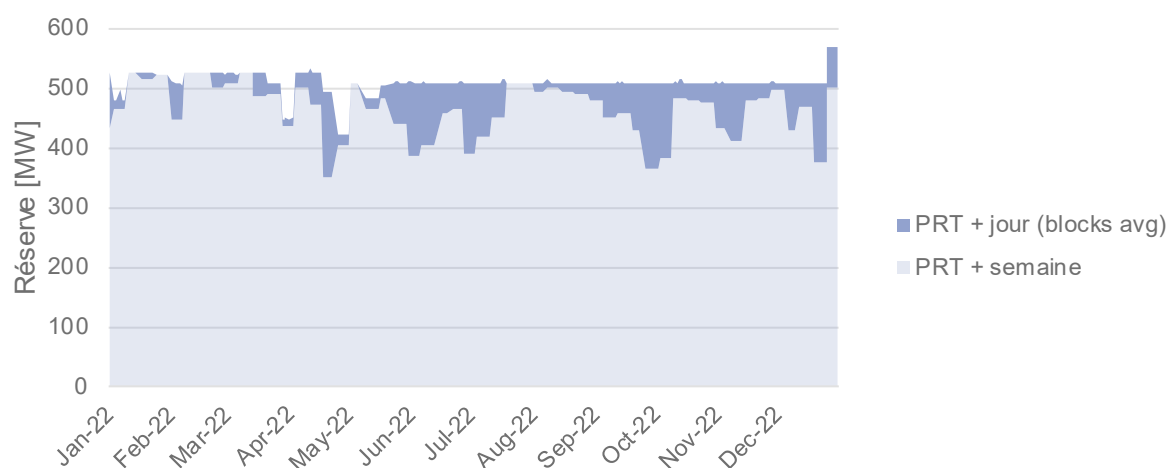


Figure 12 : Volumes cumulés de PRT- par produit hebdomadaire (y c. acquisition anticipée) et par produit journalier

L'impact sur les coûts présentés dans la figure 13 est soumis aux mêmes mécanismes que ceux décrits au chapitre précédent 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 second semestre 2022.

L'attractivité des marchés de la PRT, aussi bien positive que négative, a continué d'augmenter durant l'exercice. Du moment surtout que les signaux de prix restent à un niveau élevé, on peut s'attendre à une augmentation du nombre des acteurs du marché et/ou des quantités offertes dans les années à venir.

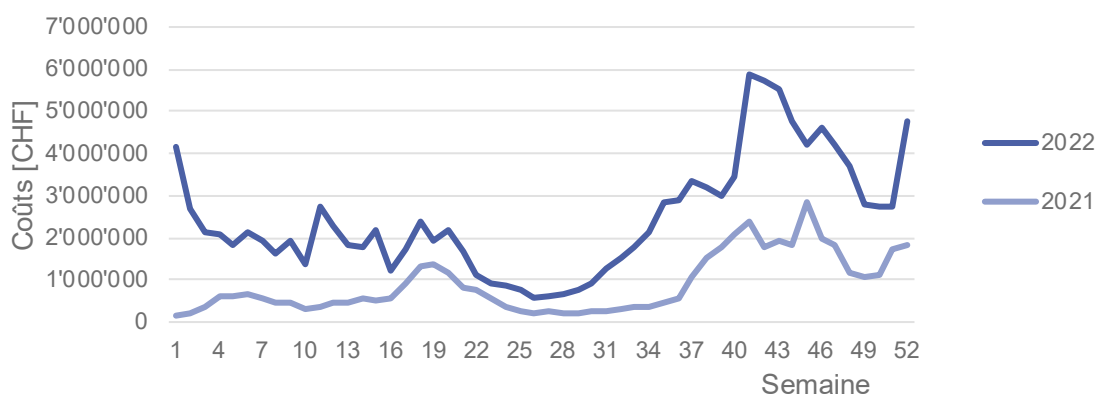


Figure 13 : Coûts du produit hebdomadaire de PRT-

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

En 2020, les coûts pour la mise en réserve de la puissance atteignaient un minimum de 49,4 millions de CHF, alors qu'ils décuplaient en 2022, s'élevant à 497,7 millions. Les coûts de l'acquisition anticipée ont été influencés par l'introduction d'une période et d'une quantité de réserve fortement allongées et ont augmenté à 115 millions de CHF (barre orange dans la figure 14). Les coûts de l'acquisition anticipée pour le semestre d'hiver 2022/23 ont été déterminants à cet égard. Les coûts de l'acquisition anticipée pour le printemps 2022 se sont élevés à 16,9 millions de CHF et se situaient presque au même niveau que les valeurs de l'année précédente (moyenne 2016-2021 : 17 mio CHF). L'analyse concrète effectuée dans les chapitres précédents pour les différents produits montre que la hausse qui caractérise l'acquisition régulière est principalement due à la hausse générale historique des 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, surtout 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) et ceux de l'acquisition anticipée (en orange, depuis l'introduction en 2016).

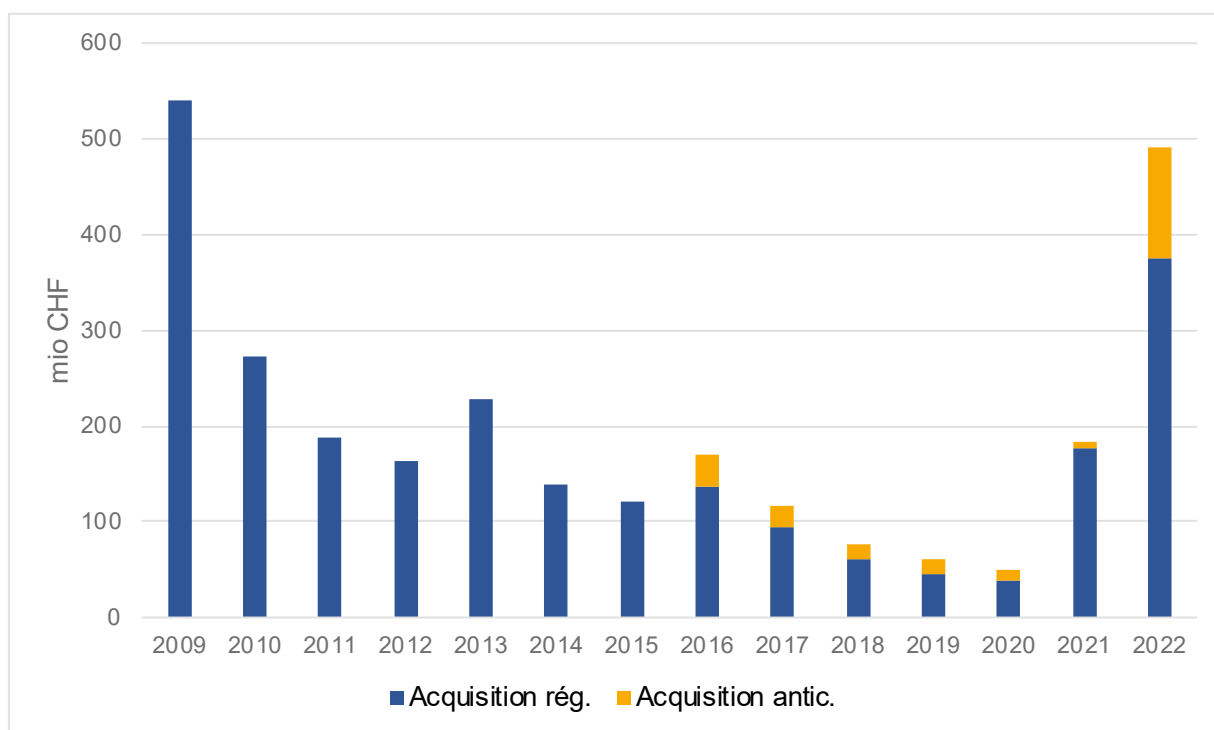


Figure 14 : Résultats annuels depuis 2009

Près de 70 % des coûts annuels en 2022 relèvent du second semestre. La valeur mensuelle la plus élevée depuis l'introduction du marché des SDL en 2009 a été atteinte en octobre avec 91 millions de CHF, tandis qu'en novembre, la troisième valeur mensuelle la plus élevée a été atteinte avec 82,2 millions.

La situation en matière de coûts est une conséquence de la crise énergétique en Europe et est liée aux craintes d'une pénurie d'énergie pour l'hiver 2022/2023. Parallèlement, la gestion des lacs d'accumulation suisses, qui jouent un rôle clé pour la zone de réglage suisse, a été au cœur des préparatifs en vue d'une éventuelle crise hivernale. Ces préparatifs comprenaient notamment la réserve hydroélectrique ordonnée et l'acquisition anticipée de puissance de réglage, nettement plus importante que les années précédentes. Cette acquisition anticipée concerne tous les produits hebdomadaires (PRS+, PRS-, PRT+ et PRT-), tandis que la réserve hydroélectrique a été acquise fin octobre 2022 dans le cadre d'une seule enchère. Au total, une quantité d'énergie de 400 GWh a été acquise à un prix moyen de 739,97 euros/MWh (coûts totaux de 296 mio d'euros).

Hormis les événements à court terme qui ont pu influencer les différents résultats annuels (p. ex. situations tendues en hiver/printemps en 2013 et 2016), l'année 2022 entrera dans l'histoire des marchés de l'électricité comme une année de crise. Les figures 15 et 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.

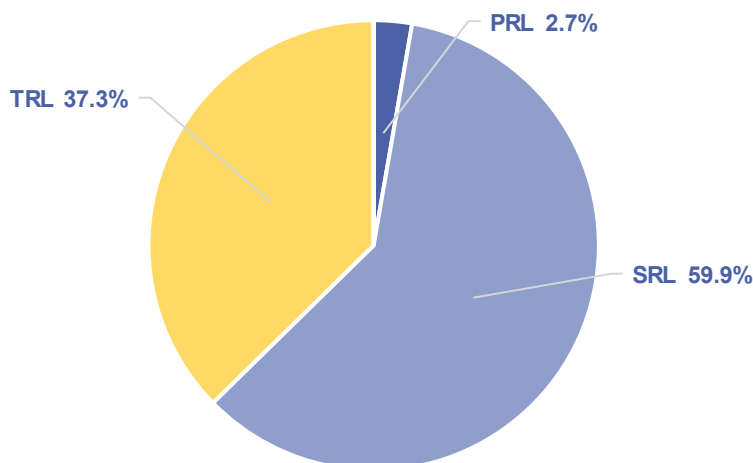


Figure 15 : Répartition des coûts pour 2022 entre les PRP, PRS et PRT

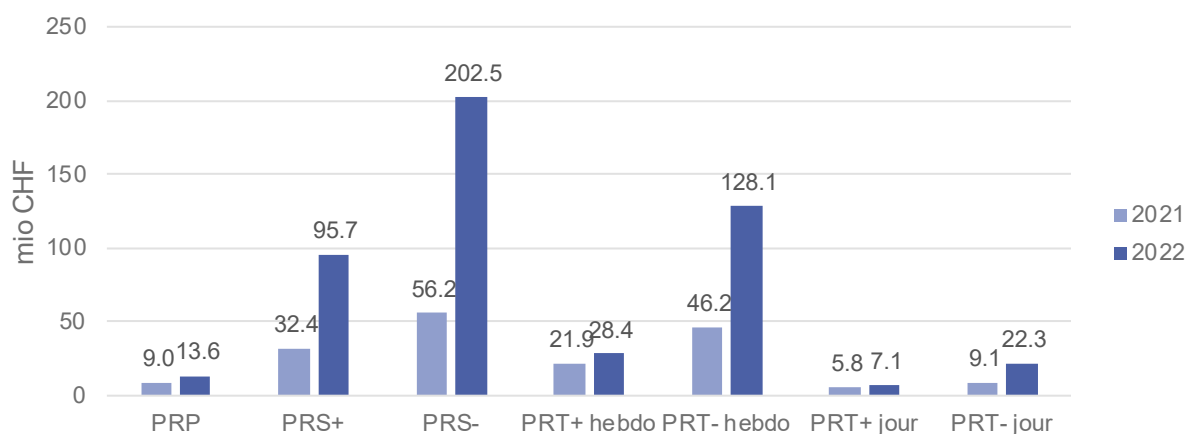


Figure 16 : Répartition des coûts pour 2021 et 2022 selon les différents produits

Il n'est possible de comparer les coûts totaux des différents produits qu'en tenant compte des quantités, étant donné que des quantités différentes sont achetées pour chaque produit. La comparaison des coûts par MW présentée par la figure 17 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).

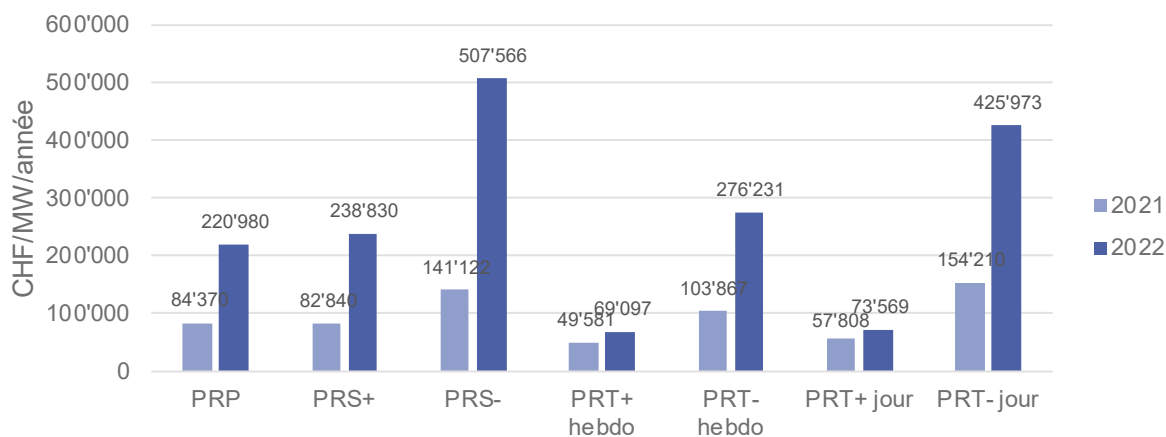


Figure 17 : Coûts des produits de puissance de réglage par MW en 2021 et 2022

Avec environ 507 500 CHF par MW, le produit journalier de la puissance de réglage secondaire négative est le plus cher. Vient ensuite la puissance de réglage tertiaire négative (produits journaliers et hebdomadaires). 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 2022, comme en 2021. 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 et sont sollicitées séparément. Une attention particulière doit être portée au réglage secondaire, où le passage au système PICASSO a eu lieu durant l'exercice et où, depuis juin 2022, des offres d'énergie séparées peuvent 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 2022 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 2022. L'évolution des quantités et des coûts est présentée en comparaison avec les résultats de l'année précédente (2021), 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, d'autres données relatives à l'Imbalance Netting étant livrées par la plateforme IGCC.

Avec l'introduction des plateformes PICASSO et MARI, des adaptations supplémentaires ont été apportées à la conception du marché utilisée pour la stabilisation de la zone de réglage suisse. 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 également des offres pour l'énergie de réglage secondaire, aussi bien positive que négative, offres qui ne sont notamment plus liées à la réserve de puissance. 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 dépend des procédures en cours et n'est pas assurée. Encore faudrait-il que la conclusion de ces procédures permette la participation ou qu'une coopération formelle avec l'UE existe, par exemple via un accord sur l'électricité. Cette remarque ne vaut pas seulement pour la plateforme PICASSO, mais pour toutes les plateformes d'équilibrage.

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. L'impact de ce passage au marché de l'ERS ainsi qu'aux marchés voisins des PRS ou ERT/PRT devrait mieux se profiler dans un avenir proche. L'EICom 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'un des défis est que les effets doivent être corrigés des autres facteurs d'influence de l'année exceptionnelle 2022.

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 pour les produits d'énergie de réglage, en plus des produits de réglage tertiaires existants qui n'ont pas été remplacés.

3.1 Exercice 2022

3.1.1 Énergie de réglage sollicitée

Durant l'exercice, environ 361 gigawattheures (2021 : 341 GWh) d'énergie de réglage secondaire (positive et négative) et quelque 492 gigawattheures (2021 : 493 GWh) d'énergie de réglage tertiaire (positive et négative) ont été sollicités. La figure 18 montre la distribution mensuelle des appels. En août 2022, le pic des appels dans le sens positif (ERS+ et ERT+) a atteint 25 GWh. En avril et en décembre, plus de 30 GWh d'énergie de réglage tertiaire négative ont été sollicités chaque mois.

		2022	2021	Variation
ERS+				
Quantité sollicitée	GWh	203	192	+5,8 %
ERS-				
Quantité sollicitée	GWh	158	149	+5,6 %
ERT+				
Quantité sollicitée	GWh	231	292	-21 %
ERT-				
Quantité sollicitée	GWh	261	201	+30 %

Tableau 2 : Énergie de réglage sollicitée en 2022

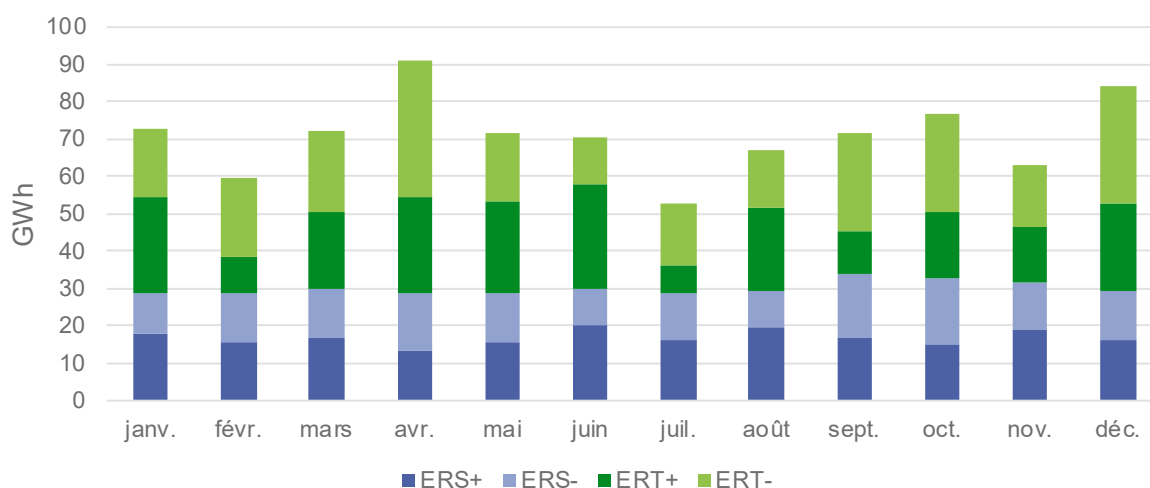


Figure 18 : Quantités d'ERS et d'ERT par produit en 2022

3.1.2 Coûts de l'énergie de réglage

Durant l'exercice, les coûts totaux pour l'énergie de réglage se sont montés à 107,1 millions d'euros, dont 66,9 millions pour l'énergie de réglage secondaire et 40,2 millions pour l'énergie de réglage tertiaire. La figure 19 montre clairement la forte augmentation des coûts pendant les mois d'été, en particulier pour les produits dans le sens positif ; cette augmentation est liée à la hausse des prix sur le marché de gros et aux coûts d'opportunité qui en découlent. Le tableau ci-dessous montre une augmentation supérieure à la moyenne des coûts de l'ERS+, avec une hausse de 190 % par rapport à l'année précédente. Une augmentation dans le sens négatif a également eu lieu, mais dans une moindre mesure (-79 %), les recettes supplémentaires pour l'ERS+ s'élevant à 21,9 millions d'euros (2021 : 12,2 mio).

ERS+

Coûts de l'énergie de réglage	mio euros	88,7	30,6	+190 %
-------------------------------	-----------	------	------	--------

ERS-

Coûts de l'énergie de réglage	mio euros	-21,9	-12,2	-79 %
-------------------------------	-----------	-------	-------	-------

ERT+

Coûts de l'énergie de réglage	mio euros	62,7	41,2	+52 %
-------------------------------	-----------	------	------	-------

ERT-

Coûts de l'énergie de réglage	mio euros	-22,5	-15,7	-44 %
-------------------------------	-----------	-------	-------	-------

Tableau 3 : Coûts absolus de l'énergie de réglage en 2022

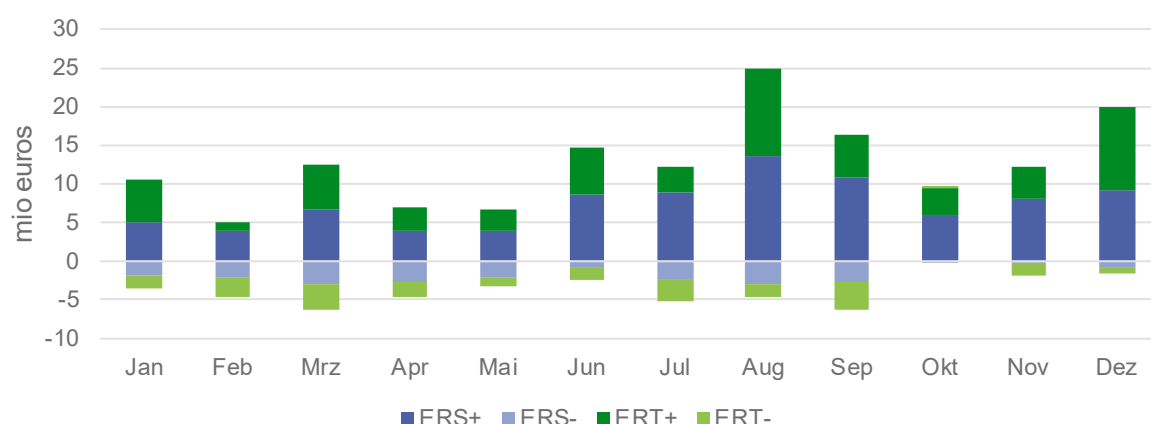


Figure 19 : Coûts pour l'ERS et l'ERT par produit en 2022

3.1.3 Imbalance Netting Platform (anciennement International Grid Control Cooperation)

Swissgrid est membre depuis 2012 de l'International Grid Control Cooperation (IGCC), dénommée depuis 2021 IN-Platform (Imbalance Netting). Durant l'exercice, le GRT serbe EMS a aussi adhéré à cette plateforme. Actuellement, 25 pays au total (28 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.

En 2022, la Suisse a économisé à elle seule 420,36 GWh grâce à la coopération internationale via l'IGCC, ce qui représente une valeur monétaire de 27,34 millions d'euros. Le prix moyen se monte donc à 65,0 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. 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 20.

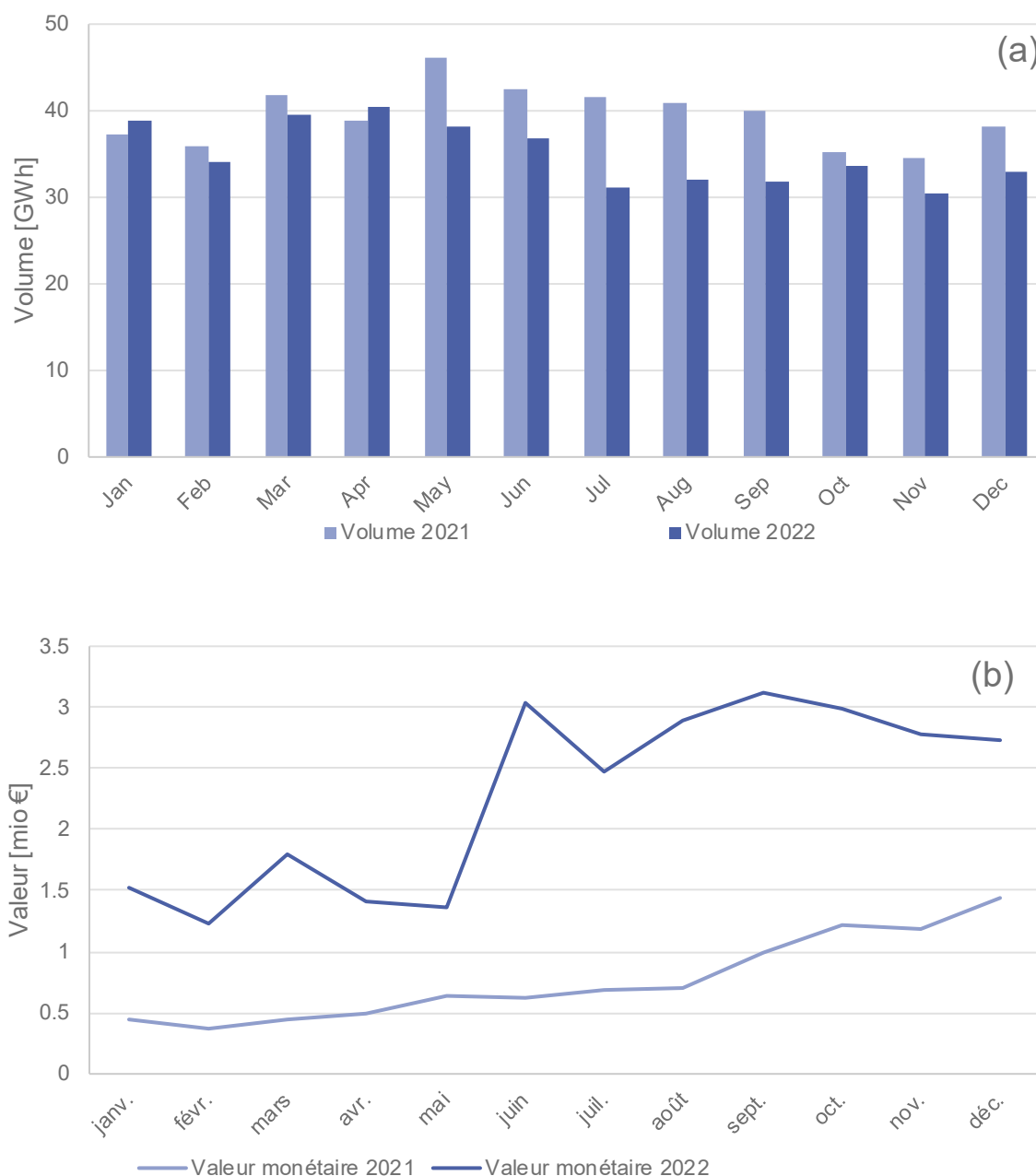


Figure 20 : Volume (a) et valeur monétaire (b) des « netted imbalances » en 2022 et 2021¹

3.2 Évolution à long terme depuis 2014

3.2.1 Quantité d'énergie de réglage sollicitée

La figure 21 montre l'évolution de l'énergie de réglage secondaire et tertiaire totale sollicitée entre 2015 et 2022. On observe une augmentation des quantités de 2019 à 2021. En 2022, la valeur totale, s'élevant à 853 GWh, est restée à peu près au même niveau que l'année précédente (834 GWh).

¹ Source : IGCC Report on Social Welfare

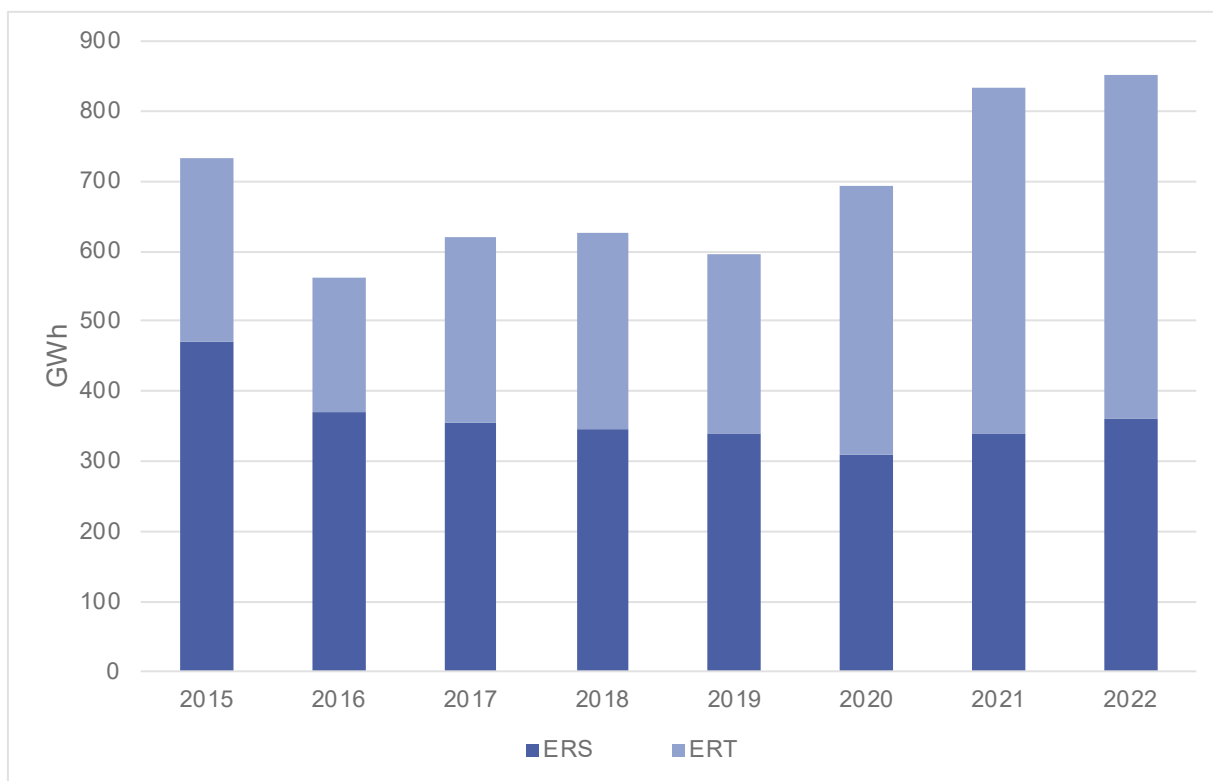


Figure 21 : Quantités d'ERS et d'ERT de 2015 à 2022

La répartition par produit est présentée dans le tableau 2 ci-dessus et un aperçu à long terme est présenté dans la figure 22 ci-dessous. Il apparaît ainsi que la demande d'ERS+ et d'ERS- en 2022 est comparable avec les valeurs historiques. En outre, la tendance à l'augmentation de la demande s'est arrêtée pour l'ERT+, moins d'ERT+ (-21 %) étant demandés en 2022, mais plus d'ERT- (+30 %).

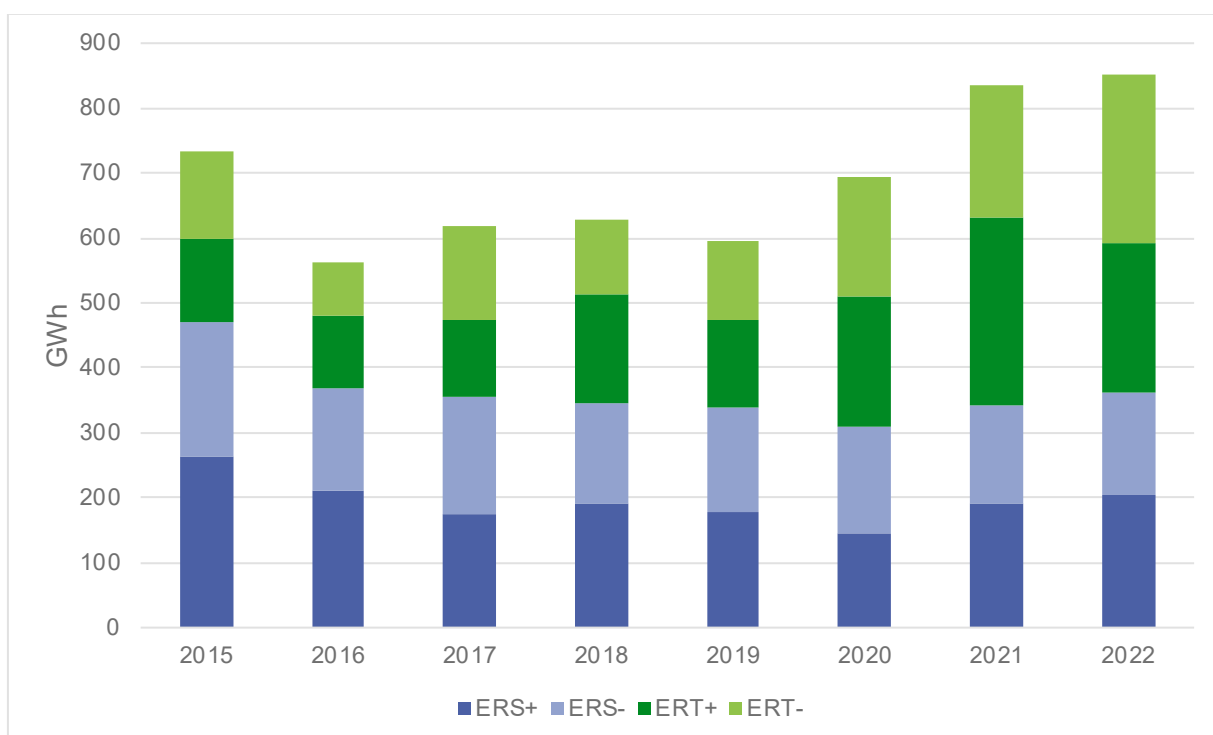


Figure 22 : Quantité d'énergie de réglage par produit de 2015 à 2022

3.2.2 Coûts de l'énergie de réglage

La figure 23 fournit un aperçu des coûts nets de l'énergie de réglage entre 2015 et 2022. L'augmentation exponentielle en 2022 est clairement frappante. Tant l'énergie de réglage tertiaire que l'énergie de réglage secondaire ont entraîné des coûts nettement plus élevés, historiquement jamais enregistrés. À titre de comparaison : en août 2022, des coûts d'un montant de 20,3 millions d'euros ont été enregistrés, ce qui correspond en période faste à peu près à la valeur d'une année entière.

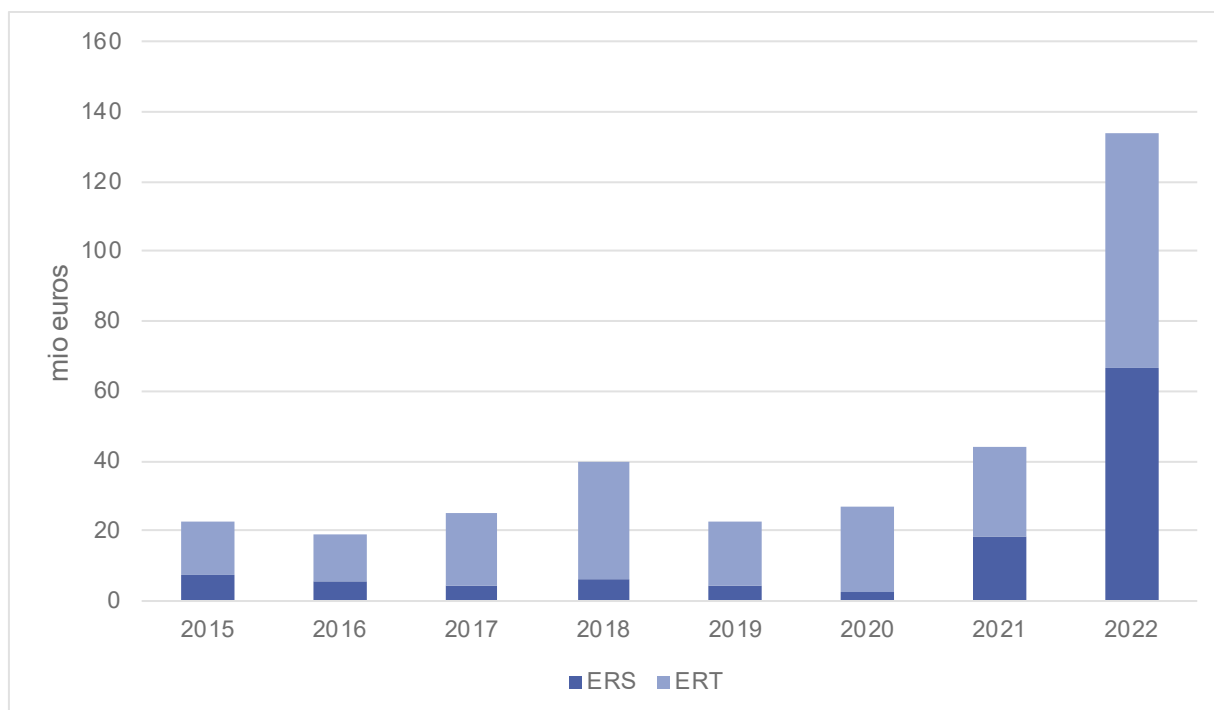


Figure 23 : Coûts nets de l'ERS et de l'ERT entre 2014 et 2022

Comme le montrent la figure 21 et le tableau 3, la quantité totale d'énergie de réglage sollicitée est restée à peu près stable entre 2021 et 2022, tandis que les coûts de l'énergie de réglage secondaire ont augmenté de manière largement disproportionnée au cours de la même période, dans un contexte de prix élevés sur les marchés spot et à terme. En outre, comme déjà mentionné, le passage au système PICASSO, décrit au début du chapitre 3, a eu lieu en juin 2022.

La figure 24 présente plus en détail les coûts absolus avec la répartition entre coûts positifs et négatifs pour chaque produit.

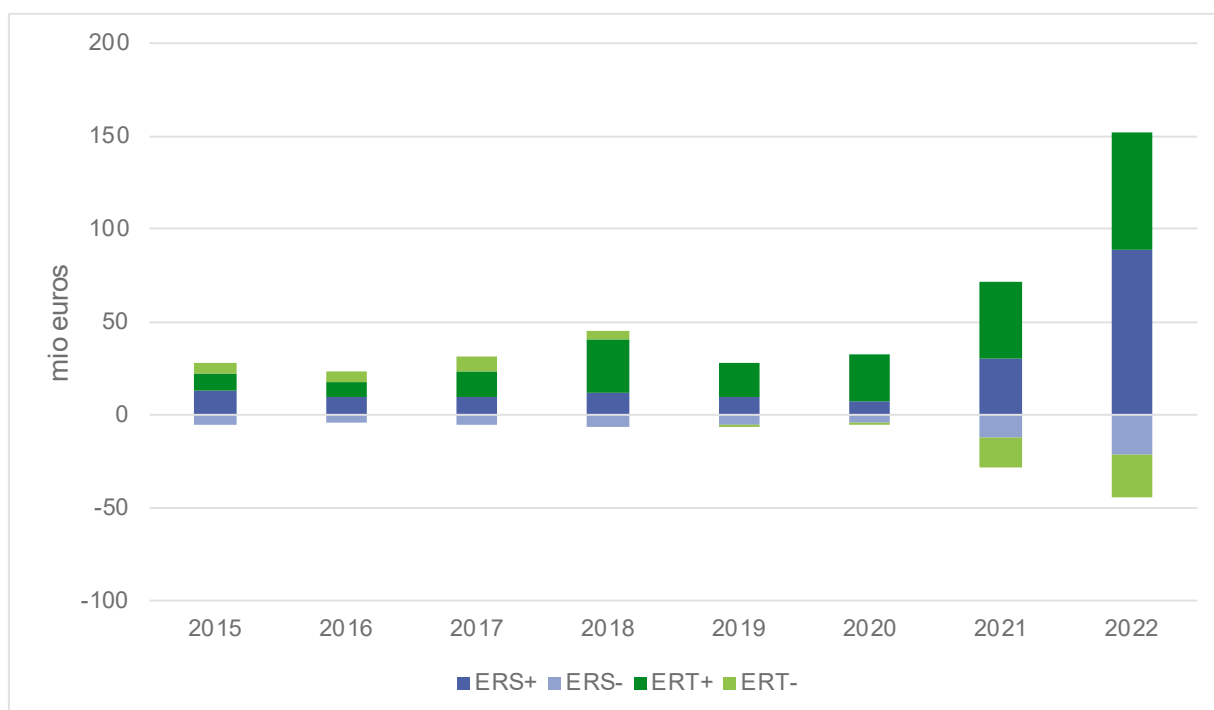


Figure 24 : Coûts pour l'ERS et l'ERT par produit entre 2015 et 2022

Les coûts élevés en 2018 s'expliquent par d'importants déséquilibres. Toutefois, ce facteur est finalement moins pertinent que l'augmentation des coûts qui domine en 2021 et encore plus en 2022, que ce soit dans le sens positif ou 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 25 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. Les coûts de l'énergie de réglage tertiaire négative étaient légèrement négatifs en 2019 (-1,3 euro/MWh) et en 2020 (-8,1 euros/MWh), alors qu'ils ont atteint leur niveau le plus bas en 2022 (-86,15 euros/MWh), ce qui est même inférieur aux -77,91 euros/MWh de 2021. 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 augmenté, avec une moyenne annuelle de 437,13 euros/MWh (159,26 euros/MWh l'année précédente), tandis que l'ERS- a baissé à -138,62 euros/MWh (-81,78 euros/MWh l'année précédente). Les prix moyens montrent une fois de plus que l'augmentation des coûts en 2022 n'est pas due à une augmentation des quantités sollicitées ou à des déséquilibres plus importants, comme cela a été parfois expliqué pour l'augmentation de 2021. Elle s'explique plutôt par l'augmentation des coûts d'opportunité sur les marchés de gros et sur d'autres marchés à court terme.

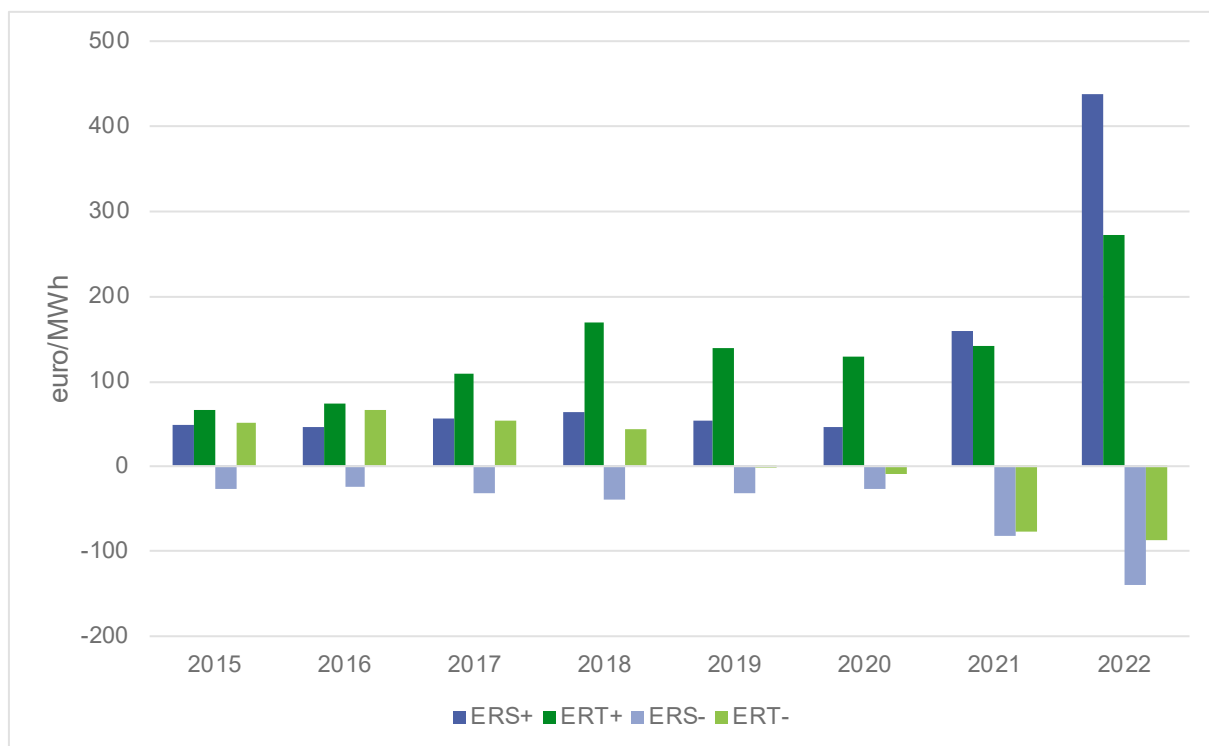


Figure 25 : Coûts par MWh pour l'ERS et l'ERT, par produit, entre 2015 et 2022

4 Conclusions

Le rapport Puissance et énergie de réglage 2022 donne un aperçu des fonctionnements, 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. Les coûts les plus élevés par MW mis en réserve ont été générés par les produits avec sens de livraison négatif, la puissance de réglage secondaire négative étant la plus chère. Par rapport à l'année précédente, l'écart de prix entre le sens de livraison négatif et le sens de livraison positif s'est creusé. Les prix élevés sur les marchés degros en ont clairement été responsables, comme en témoigne le fait que près de 70 % des coûts annuels ont été générés au cours du second semestre pour les produits d'énergie de réglage. La valeur mensuelle la plus élevée depuis l'introduction du marché des SDL en 2009 a été atteinte en octobre 2022 avec 91 millions de CHF, tandis que la troisième valeur mensuelle la plus élevée était atteinte en novembre avec 82,2 millions.

En valeurs absolues, les coûts de l'énergie de réglage secondaire sont supérieurs à ceux de l'énergie de réglage tertiaire. Une approche corrigée des quantités montre que les coûts les plus élevés concernent l'énergie de réglage secondaire positive.

La figure 26 illustre les coûts totaux de l'énergie et de la puissance de réglage ainsi que leur ventilation entre les différentes catégories de produit. Les coûts totaux ont été de 604,5 millions de CHF en 2022, les coûts de la puissance de réglage s'élevant à environ 497,7 millions de CHF et les coûts de l'énergie de réglage à environ 106,9 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.

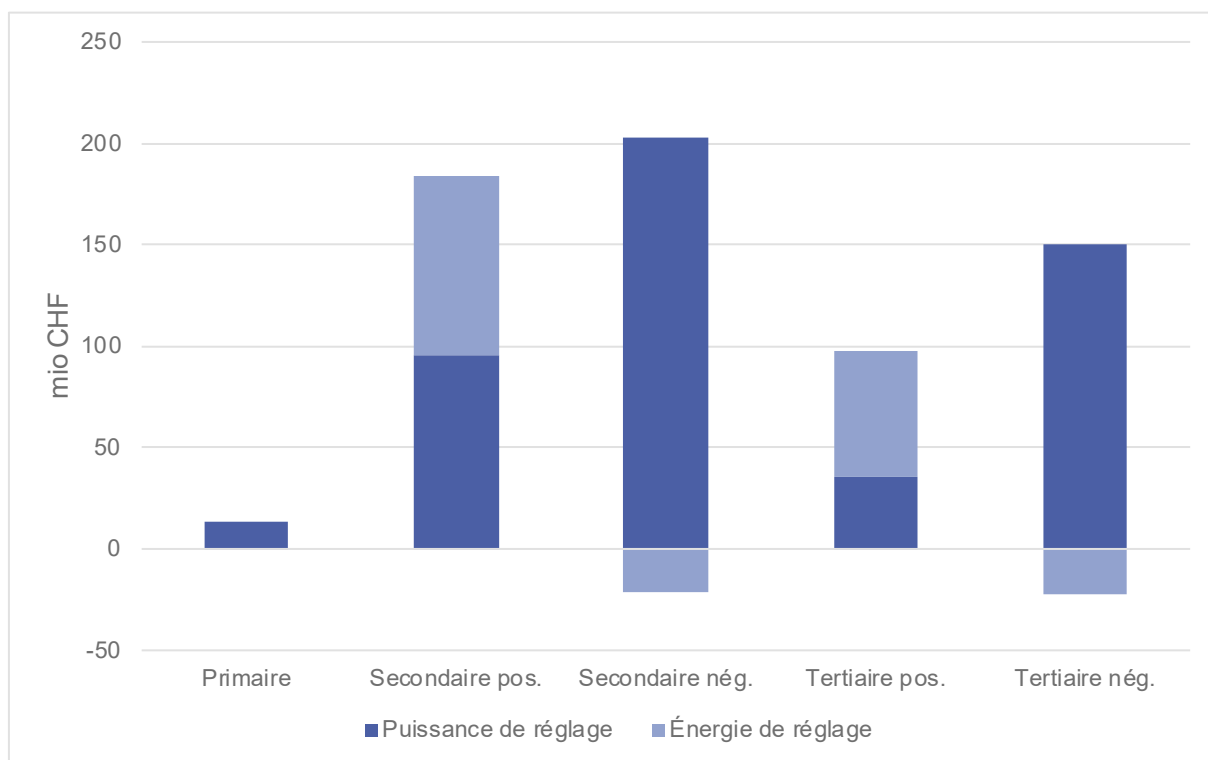


Figure 26 : Coûts totaux de l'énergie et de la puissance de réglage en 2022, source : Swissgrid, calculs EICom

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. Le prix médian de l'énergie pour les consommateurs finaux captifs en Suisse (profil de consommation H4) était de 7,94 ct./kWh en 2022 et de 13,08 ct./kWh en 2023. Il convient de noter

que ce prix est fixé chaque fois en août de l'année précédente. Une autre comparaison est la moyenne annuelle de l'indice des prix spot SwissIX, qui était de 28,11 ct./kWh en 2022. Le tableau 4 montre, à titre de comparaison, les coûts de l'énergie de réglage en 2021 et 2022 ainsi que la variation absolue en centimes par kilowattheure.

		2022	2021	Variation
ERS+				
Coûts de l'énergie de réglage	ct./kWh	43,62	17,22	+26,40
ERS-				
Coûts de l'énergie de réglage	ct./kWh	-13,83	-8,84	-4,99
ERT+				
Coûts de l'énergie de réglage	ct./kWh	27,1	15,26	+11,84
ERT-				
Coûts de l'énergie de réglage	ct./kWh	-8,6	-8,42	-1,74

Tableau 4 : Coûts spécifiques de l'énergie de réglage en CHF/MWh par produit, en 2021 et 2022

5 Annexe

5.1 Liste des abréviations

EA	Énergie d'ajustement
EICom	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
RD	Redispatch
SDL	Services-système
TERRE	Trans European Replacement Reserves Exchange
TSO / GRT	Transmission System Operator / gestionnaire du réseau de transport