Mesures de Swissgrid lorsque l'exploitation stable du réseau est menacée

Annexe à la Convention d'exploitation avec l'exploitant de centrale (ECEle) pour les centrales électriques raccordées directement au réseau de transport

Version 1.0 du 1er janvier 2026

Table des matières

1	**Remarques préliminaires**	**3**
2	**Mesures préventives**	**3**
2.1	Description du processus	3
2.1.1	Prévoir les avis de congestion (année, mois)	3
2.1.2	Finaliser les avis de congestion (semaine, jour)	3
2.2	Non-respect des limites de puissance	4
3	**Procédures opérationnelles**	**4**
3.1	Mesures en cas de menace pour l'exploitation sûre du réseau	4
3.2	Dispositions générales	4
4	**Processus de redispatch**	**5**
4.1	Redispatch national	5
4.2	Redispatch international (cas général)	5
4.3	Redispatch international (cas exceptionnel)	5
4.4	Distinction entre les appels de redispatch selon les chapitres 4.1 et 4.3 sur la base du préavis d'activation	6
4.5	Mécanisme de rémunération pour le redispatch	7
4.5.1	Augmentation de la puissance	7
4.5.2	Réduction de la puissance	8
4.5.3	Règles spéciales s'appliquant au redispatch dont le préavis est inférieur à 15 minutes	9
4.6	Arrondi lors du calcul du prix	9
4.7	Correction du solde du groupe-bilan Redispatch selon les chapitres 4.1 et 4.3	9
4.8	Détermination de la puissance disponible pour le redispatch	10
4.8.1	Calcul	10
4.8.2	Pénalité en cas d'absence de notification ou de notification incorrecte de la puissance disponible	11
4.9	Modification du point de fonctionnement prévu et des valeurs limites pendant le redispatch	12
4.10	Transparence	12
4.11	Modifications en cas d'exigences impératives	12
5	**Prise en charge des coûts et rémunération en cas d'IDECele**	**12**

5.1 Prise en charge des coûts 12
5.1.1 Prise en charge des coûts en cas d'IDECele comme mesure visant à réduire les congestions 12
5.1.2 Prise en charge des coûts en cas d'IDECele comme mesure visant à soutenir la tension 13
5.1.3 Prise en charge des coûts en cas d'IDECele comme mesure visant à maintenir la fréquence 14
5.2 Rémunération 14
5.3 Arrondi lors du calcul du prix 14
5.4 Correction du solde du groupe-bilan pour un IDECele en cas de respect des instructions et des processus par l'ECEle 14
5.5 Correction du solde du groupe-bilan pour un IDECele en cas de non-respect des instructions et des processus par l'ECEle 14

6 Facturation 14

1 Remarques préliminaires

(1) Swissgrid a le droit et l'obligation légale de prendre certaines mesures lorsque l'exploitation stable du réseau est menacée (art. 20 al. 2 let. c en relation avec l'art. 20a al. 1 de la loi sur l'approvisionnement en électricité [LApEl ; RS 734.7]).

(2) La présente annexe contient des dispositions qui servent à la mise en œuvre opérationnelle des avis de congestion, du redispatch et à l'intervention directe dans l'engagement des centrales (IDECele).

(3) La présente annexe contient en outre des dispositions relatives au décompte en lien avec le redispatch et à l'intervention directe dans l'engagement des centrales.

2 Mesures préventives

2.1 Description du processus

(1) En cas de menace prévue pour l'exploitation stable du réseau, Swissgrid recourt de préférence à des mesures préventives, telles que les avis de congestion. Le processus d'avis de congestion a pour objectif de déterminer les valeurs limites d'injection et de soutirage des nœuds de centrales concernés sur le réseau de transport. Des restrictions de puissance sont imposées uniquement si la centrale électrique et les consignations prévues sur le réseau de transport exercent une influence significative sur une ou plusieurs congestions du réseau.

(2) Sur la base des calculs de sécurité effectués pour le réseau de transport, Swissgrid publie en ligne les avis de congestion liées à l'horizon temporel correspondant et en informe les ECEle.

(3) En principe, la distinction est faite entre les deux types de notifications échelonnées dans le temps comme suit.

2.1.1 Prévoir les avis de congestion (année, mois)

(1) Ces prévisions donnent une première indication au sujet du moment où il faut s'attendre à ce que la puissance soit réduite et du volume de cette réduction.

2.1.2 Finaliser les avis de congestion (semaine, jour)

(1) Dans le cadre de la planification hebdomadaire des indisponibilités, des avis de congestion sont émises pour la semaine suivante et à l'horizon d'une semaine, si le calcul de sécurité pour le réseau de transport l'exige. Les congestions sont identifiées et une valeur de puissance maximale est calculée pour les injections et les soutirages au niveau des nœuds de centrales concernés. La publication en ligne a lieu chaque semaine, au plus tard le vendredi à 12h00.

(2) Pour augmenter la flexibilité dans l'engagement des centrales électriques, Swissgrid calcule en outre des facteurs de transfert qui permettent de déplacer une restriction de puissance d'un nœud de centrale à un autre.

(3) Dans la mesure où l'exploitation nécessite des modifications de planification à court terme, Swissgrid exécute à nouveau le processus pour la période concernée et actualise les avis de congestion en conséquence jusqu'à J-2, 17h00. Elle informe ensuite les ECEle de la publication de l'avis de congestion actualisée.

(4) La levée des avis de congestion ou la réduction des restrictions de puissance peut avoir lieu à tout moment, par exemple en cas de consignation terminée prématurément. Swissgrid informe les ECEle de cette levée le plus vite possible par e-mail, à la suite de quoi elle publie l'avis de congestion actualisée.

(5) En tenant compte des facteurs de transfert, les ECEle concernés doivent conserver une somme de leurs productions inférieure aux restrictions de puissance afin de ne pas être pénalisés en cas d'intervention opérationnelle.

2.2 Non-respect des limites de puissance

(1) En cas de non-respect des dernières restrictions de puissance communiquées par Swissgrid, et en tenant compte des facteurs de transfert, toutes les centrales électriques qui ne respectent pas cette limite, quel que soit leur type, versent à Swissgrid 10% en supplément du prix horaire SwissIX-DA actuellement en vigueur, si un redispatch s'avère nécessaire.

(2) La pénalité est appliquée au dépassement maximal de la limite de puissance communiquée à titre préventif sur toute la durée du redispatch, en tenant compte des facteurs de transfert.

3 Procédures opérationnelles

3.1 Mesures en cas de menace pour l'exploitation sûre du réseau

(1) Si, malgré les mesures préventives, des congestions persistent ou si d'autres circonstances, telles que des événements survenant à court terme ou des problèmes de tension, menacent l'exploitation sûre du réseau de transport, Swissgrid appliquera les mesures suivantes:

- **(a)** mesures topologiques, ou
- **(b)** redispatch sous forme de
  - **(i)** redispatch international, ou
  - **(ii)** redispatch national,
- **(c)** combinaison de mesures topologiques et de redispatch, ou
- **(d)** IDECele respectivement intervention dans l'engagement des centrales de pompage / turbinage.

(2) Dans ce contexte, Swissgrid recourt en priorité à des mesures topologiques, puis au redispatch pour maintenir ou rétablir l'exploitation sûre du réseau de transport. Les dispositions de l'annexe « Manuel d'interface de gestion opérationnelle du réseau » sont ici déterminantes.

(3) Si l'exploitation sûre du réseau de transport ne peut être rétablie malgré l'application de mesures topologiques et/ou d'un redispatch, Swissgrid aura notamment recours, en cas de situation de réseau critique, à l'IDECele ou à l'utilisation de centrales de pompage/turbinage (selon le manuel de conduite et de gestion du réseau suisse).

3.2 Dispositions générales

(1) L'instruction d'adapter les points de fonctionnement des unités de production est transmise aux ECEle concernés par le biais de la communication entre Swissgrid et le Centre de commande de centrale électrique (CCEle). La communication ultérieure de l'instruction à l'attention des responsables de groupe-bilan (RGB) et des prestataires de services-système (PSDL) relève de la responsabilité du CCEle, conformément à l'annexe « Manuel d'interface de gestion opérationnelle du réseau ».

(2) On a recours aux centrales nucléaires uniquement lorsqu'il n'est pas possible de remédier à une congestion avec les autres unités de production. En cas d'appel de centrales nucléaires, un préavis de 20 minutes et une durée min. d'appel d'une (1) heure doivent être respectés.

(3) Dans la mesure où l'ECEle ne respecte pas l'instruction de redispatch malgré une répétition et en l'absence d'un motif d'exception (selon l'annexe « Manuel d'interface de gestion opérationnelle du réseau », chapitre «Droits du GRT de donner des instructions aux exploitants des installations raccordées au réseau de transport pour des mesures liées à l'exploitation du réseau de transport»), et que la situation de surcharge persiste, Swissgrid peut ordonner une mesure de substitution aux frais du ECEle concerné (art. 20a al. 4 LApEl). Dans ce cas, l'ECEle prend également en charge les dommages consécutifs, conformément à la Convention d'exploitation ECEle au chapitre « Responsabilité dans les relations internes ».

4 Processus de redispatch

4.1 Redispatch national

(1) Le redispatch national consiste à intervenir dans l'engagement des centrales respectivement dans l'engagement des centrales de pompage/turbinage. centrales de pompage/turbinage. Il est mis en œuvre par Swissgrid comme suit:

(a) Simulation d'éventuels déplacements de la production et/ou du prélèvement.

(b) Optimisation de l'intervention sur la base de la sensibilité à la congestion en tenant compte de la puissance de redispatch disponible des unités de production et/ou des unités de consommation. La détermination de la puissance de redispatch disponible des unités de production et/ou de consommation se fonde sur le chapitre 4.8.1. La quantité est appliquée selon la priorité 3. Si, pour remédier à une congestion, Swissgrid dispose de différentes unités de production et/ou de consommation ayant la même sensibilité à la congestion, elle choisira d'abord les unités pour lesquelles la puissance est disponible selon la priorité 1. Ensuite, les disponibilités seront prises en compte selon la priorité 2, puis selon la priorité 3.

(c) Le choix des unités de production et/ou de consommation lors d'un redispatch national a lieu des deux côtés de la congestion et en fonction de la sensibilité à la congestion. En choisissant l'unité ayant la plus forte influence sur la congestion, on minimise ainsi la puissance de redispatch nécessaire.

4.2 Redispatch international (cas général)

(1) En règle générale, Swissgrid utilise de l'énergie de réglage tertiaire pour mettre en œuvre le redispatch international. À cet égard, ce sont les dispositions publiées sur le site Internet de Swissgrid conformément au contrat-cadre pour la participation au réglage tertiaire qui s'appliquent dans leur version en vigueur.

4.3 Redispatch international (cas exceptionnel)

(1) L'intervention dans l'engagement des centrales ou l'utilisation de centrales de pompage/turbinage s'applique dans le cadre du redispatch international uniquement dans les cas exceptionnels suivants :

(a) Il est nécessaire de mettre en œuvre le redispatch international en fonction des différentes unités de production et/ou de consommation (à l'échelle des nœuds). Dans une telle situation, on choisit les unités de production et/ou de consommation en fonction de leur sensibilité à la congestion et de la puissance de redispatch disponible conformément au chapitre 4.8.1. La quantité est appliquée selon la priorité 3. Les raisons possibles de la nécessité de mettre en œuvre un redispatch international à l'échelle des nœuds sont notamment les suivantes :

(i) Le redispatch international est effectué en remplacement d'un redispatch national pour lequel la puissance n'est pas disponible en Suisse dans une direction.

(ii) Situation tendue sur le réseau en Suisse. C'est généralement le cas lorsqu'un redispatch national a lieu en même temps que le redispatch international.

(iii) Le gestionnaire de réseau de transport étranger demandeur exige une mise en œuvre à l'échelle des nœuds.

(b) La quantité d'énergie de réglage tertiaire disponible n'est pas suffisante pour mettre en œuvre un redispatch international. Dans ce cas, Swissgrid active d'abord l'énergie de réglage tertiaire et couvre uniquement les besoins pas encore couverts avec l'intervention dans l'engagement des centrales respectivement dans l'engagement des centrales de pompage/turbinage. À cet effet, les unités de production et/ou de consommation sont sélectionnées comme suit, sur la base de l'étendue des besoins non couverts et de la puissance de redispatch respectivement disponible selon la priorité 1 (voir chapitre 4.8.1) :

(i) Les besoins non couverts peuvent être satisfaits à 100% par un petit nombre d'unités de production et/ou de consommation et avec une quantité minimale définie de 50 MW. Dans ce cas, les besoins sont répartis sur cette sélection d'unités de production et/ou de consommation au prorata de la puissance disponible de ces unités.

(ii) Les besoins non couverts peuvent être satisfaits à 100%, mais pas par des unités de production et/ou de consommation avec la quantité minimale définie. Dans ce cas, les besoins sont répartis entre toutes les unités de production et/ou de consommation au prorata de la puissance disponible.

(iii) Les besoins non couverts ne peuvent pas être satisfaits à 100%. Dans ce cas, la quantité totale disponible de toutes les unités de production et/ou de consommation est sollicitée et Swissgrid procède à des clarifications supplémentaires concernant les besoins toujours non couverts.

4.4 Distinction entre les appels de redispatch selon les chapitres 4.1 et 4.3 sur la base du préavis d'activation

(1) Appel de redispatch avec un préavis et une durée courts

(a) Si la situation du réseau l'exige, Swissgrid peut activer le redispatch sans préavis et sans se référer à la grille du programme prévisionnel, sachant qu'en raison de la durée de mise en œuvre, Swissgrid vise un préavis de 15 minutes en rapport avec la grille du programme prévisionnel. La mise en œuvre se fait en tenant compte de rampes de dix (10) minutes. La rampe doit commencer à t-5 et l'activation complète doit être atteinte à t+5. Une mise en œuvre rapide de cette exigence par l'ECEle permet de limiter l'énergie d'ajustement générée.

(b) La durée maximale de redispatch d'un appel individuel basé sur la puissance de redispatch disponible d'unités de production et/ou de consommation selon le chapitre 4.8.1 est l'heure en cours plus deux (2) heures.

(c) Ces appels de redispatch sont rémunérés conformément aux chapitres 4.5.1 (1)(a) ou 4.5.2 (1)(a).

(2) Appel de redispatch avec un préavis ou une durée relativement longs

(a) Swissgrid peut activer le redispatch au plus tôt à partir de la réception du PPS à 16h30 le jour J-1. La mise en œuvre se fait en rapport avec la grille du programme prévisionnel en tenant compte de rampes de dix (10) minutes. La rampe doit commencer à t-5 et l'activation complète doit être atteinte à t+5.

(b) Au sens de ce chiffre, il s'agit d'un redispatch avec un préavis relativement long lorsque le préavis est supérieur à l'heure en cours plus deux (2) heures.

(c) Si nécessaire, Swissgrid peut également demander séparément à l'ECELe des appels d'une durée maximale de 24 heures. Un appel se termine au plus tard à 00h00 le jour même. À cet effet, l'ECEle vérifie la disponibilité de la puissance de redispatch demandée et la confirme à Swissgrid.

(d) Comme l'appel de redispatch se fonde sur les valeurs P_{max} ou P_{min} du PPS (annexe « Données », chapitre « Résolution temporelle des données, délais et horizons temporels dans la planification des indisponibilités »), l'ECEle a le droit d'annuler avec un préavis de deux (2) heures les appels de redispatch d'une durée supérieure à deux (2) heures, dans la mesure où les conditions techniques et hydrauliques de l'unité de production activée ne permettent plus la fourniture d'énergie.

(e) Les appels de redispatch avec un préavis ou une durée relativement longs sont rémunérés selon les chapitres 4.5.1 (1)(b) ou 4.5.2 (1)(b).

4.5 Mécanisme de rémunération pour le redispatch

4.5.1 Augmentation de la puissance[1]

(1) En cas de redispatch selon les chapitres 4.1 et 4.3, la rémunération de l'augmentation de puissance dans un intervalle de temps dépend de la durée de l'appel et du moment de l'activation selon le chapitre 4.4. La rémunération est identique pour toutes les centrales électriques, centrales de pompage/turbinage, et indépendante de la quantité appelée :

(a) Appel de redispatch avec un préavis et une durée courts selon le chapitre 4.4 (1) : Pour l'augmentation de puissance d'une durée allant jusqu'à deux (2) heures plus l'heure en cours, qui est activée jusqu'à deux (2) heures plus l'heure en cours au maximum avant l'augmentation de puissance, les conditions suivantes s'appliquent :

(i) En ce qui concerne l'augmentation de puissance, le prix de l'énergie correspond à la médiane pondérée en fonction de la quantité des prix des offres TRE pour l'augmentation de puissance. Seules les offres TRE aux prix les plus bas sont prises en compte, jusqu'à une quantité totale correspondant à la quantité totale de TRL positives acquises pour cette période.

(ii) Indépendamment de la médiane, le prix de l'énergie pour un intervalle de temps donné est au moins égal au prix de l'offre TRE dont le prix est le plus élevé, et qui a été appelée pendant cet intervalle de temps. La raison pour laquelle les offres TRE ont été appelées n'est pas déterminante.

(b) Appel de redispatch avec un préavis ou une durée relativement longs selon le chapitre 4.4 (2) - Pour l'augmentation de puissance avec un préavis de l'activation de plus de deux (2) heures plus l'heure en cours, les conditions suivantes s'appliquent :

(i) en ce qui concerne l'augmentation de puissance, le prix de l'énergie correspond à la moyenne du prix selon le chapitre 4.5.1 (1)(a) pour l'heure respective de l'appel des sept (7) derniers jours et

(ii) à la rémunération des coûts d'opportunité résultant de la réduction de la flexibilité des centrales dans la direction opposée au redispatch. Cette rémunération est calculée comme suit :

$$\begin{aligned} E2_{+} = (Pplan_{PPS} - Pmin_{PPS}) \\ * \ (Max\big(0;\ Spot_{CH} \\ - Min(Spot_{CH-20\%}\ ;\ WAP_{DE}^{ID} + PCapa_{DE-CH}^{DA}; WAP_{AT}^{ID} + PCapa_{AT-CH}^{DA};\ WAP_{FR}^{ID} \\ + PCapa_{FR-CH}^{DA}\ ; WAP_{IT}^{ID} \\ + PCapa_{IT-CH}^{DA}; Preis_{TRE-}\ ; Preis_{RR-}\ ; Preis_{mFRR}^{SA-}; Preis_{mFRR}^{DA-})\big)) \end{aligned}$$

Avec:

$Pplan_{PPS}$	= Valeur P_{plan} de la centrale électrique selon le PPS au moment de l'appel de redispatch avec un préavis relativement long (MW*1h; >0)
$Pmin_{PPS}$	= Valeur P_{min} de la centrale électrique selon le PPS au moment de l'appel de redispatch avec un préavis relativement long (MW*1h; >0)
$Spot_{CH}$	= Prix spot suisse pour l'heure h
$Spot_{CH-20\%}$	= 80% du prix spot suisse pour l'heure h (réduction de 20%)
WAP_{DE}^{ID}	= ID WAP horaire allemand
WAP_{FR}^{ID}	= ID WAP horaire français
WAP_{IT}^{ID}	= ID WAP horaire italien (si disponible, prévu pour le T3 2021)
WAP_{AT}^{ID}	= ID WAP horaire autrichien
$PCapa^{DA}$	= Prix horaire de la capacité issu de la vente aux enchères quotidienne pour l'heure, la limite et la direction concernées (si aucun prix de la capacité ID n'est disponible)

[1] L'augmentation de la puissance comprend aussi bien l'augmentation de la production d'une centrale électrique ou d'une centrale de pompage/turbinage, que la réduction du prélèvement d'une centrale de pompage/turbinage.

$PCapa^{ID}$ = Prix horaire de la capacité issu de la vente aux enchères ID pour l'heure, la limite et la direction concernées (si une vente aux enchères ID existe)

$Preis_{TRE-}$ = Moyenne pondérée des prix TRE pour les appels dans l'heure h

$Preis_{RR-}$ = Prix du Single Clearing CH-TERRE par quart d'heure pour les appels en Suisse

$Preis_{mFRR}^{SA-}$ = Prix du Single Clearing CH-MARI par quart d'heure pour les Scheduled Activations (si disponible)

$Preis_{mFRR}^{DA-}$ = Prix du Single Clearing CH-MARI par quart d'heure pour les Direct Activations (si disponible)

4.5.2 Réduction de la puissance[2]

(1) En cas de redispatch selon les chapitres 4.1 et 4.3, la rémunération de la réduction de puissance dans un intervalle de temps dépend de la durée de l'appel et du moment de l'activation. La rémunération est identique pour toutes les centrales électriques, centrales de pompage/turbinage, et indépendante de la quantité appelée, sous réserve du chapitre 4.11 :

(a) Appel de redispatch avec un préavis et une durée courts selon le chapitre 4.4(1) - Pour la réduction de puissance d'une durée allant jusqu'à deux (2) heures plus l'heure en cours, qui est activée jusqu'à deux (2) heures plus l'heure en cours au maximum avant l'augmentation de puissance, les conditions suivantes s'appliquent :

(i) En ce qui concerne la réduction de puissance, le prix de l'énergie correspond à la moyenne pondérée en fonction de la quantité des prix des offres TRE pour la réduction de puissance. Seules les offres TRE aux prix les plus élevés sont prises en compte, jusqu'à une quantité totale correspondant à la quantité totale de TRL négatives acquises pour cette période.

(ii) Indépendamment de la médiane, le prix de l'énergie pour un intervalle de temps donné est au maximum égal au prix de l'offre TRE dont le prix de l'énergie est le plus bas, et qui a été appelée pendant cet intervalle de temps. La raison pour laquelle les offres TRE ont été appelées n'est pas déterminante.

(iii) Pour les centrales au fil de l'eau et les centrales nucléaires, le prix de l'énergie pour la réduction de puissance est de EUR 0.00 max. par MWh. Cela signifie que ces centrales électriques ne paient pas d'indemnité à Swissgrid pour l'énergie prélevée, mais qu'elles reçoivent la même rémunération que les autres centrales si le prix de l'énergie défini ci-dessus est négatif.

(b) Appel de redispatch avec un préavis relativement long selon le chapitre 4.4 (2) - Pour la réduction de puissance avec un préavis de l'activation de plus de deux (2) heures plus l'heure en cours, les conditions suivantes s'appliquent :

(i) En ce qui concerne la réduction de puissance, le prix de l'énergie correspond à la moyenne du prix selon le chapitre 4.5.2 (1)(a) pour l'heure respective de l'appel des sept (7) derniers jours et

- à la rémunération des coûts d'opportunité résultant de la réduction de la flexibilité des centrales dans la direction opposée au redispatch. Cette rémunération est calculée comme suit :

$$E2_{-} = (Pmax_{PPS} - Pplan_{PPS}) * (Max(0;\ Spot_{CH+20\%}\ ;\ WAP_{DE}^{ID} - PCapa_{CH-DE}^{DA}\ ; WAP_{FR}^{ID} - PCapa_{CH-FR}^{DA}\ ; WAP_{IT}^{ID} - PCapa_{CH-IT}^{ID}; WAP_{AT}^{ID} - PCapa_{CH-AT}^{DA}\ ;\ Preis_{TRE+}\ ; Preis_{RR+}\ ; Preis_{mFRR}^{SA+}; Preis_{mFRR}^{DA+}) - max(0; Spot_{CH}))$$

Avec:

$Pplan_{PPS}$ = Valeur P_{plan} de la centrale électrique selon le PPS au moment de l'appel de redispatch avec un préavis relativement long (MW*1h; >0)

[2] La réduction de la puissance comprend aussi bien la réduction de la production d'une centrale électrique ou d'une centrale de pompage/turbinage, que l'augmentation du prélèvement d'une centrale de pompage/turbinage.

$Pmax_{PPS}$	= Valeur P_{max} de la centrale électrique selon le PPS au moment de l'appel de redispatch avec un préavis relativement long (MW*1h; >0)
$Spot_{CH}$	= Prix spot suisse pour l'heure h
$Spot_{CH+20\%}$	= 120% du prix spot suisse pour l'heure h (supplément de 20%)
WAP_{DE}^{ID}	= ID WAP horaire allemand
WAP_{FR}^{ID}	= ID WAP horaire français
WAP_{IT}^{ID}	= ID WAP horaire italien (si disponible, prévu pour le T3 2021)
WAP_{AT}^{ID}	= ID WAP horaire autrichien
$PCapa^{DA}$	= Prix horaire de la capacité issu de la vente aux enchères quotidienne pour l'heure, la limite et la direction concernées (si aucun prix de la capacité ID n'est disponible)
$PCapa^{ID}$	= Prix horaire de la capacité issu de la vente aux enchères ID pour l'heure, la limite et la direction concernées (si une vente aux enchères ID existe)
$Preis_{TRE+}$	= Moyenne pondérée des prix TRE+ pour les appels dans l'heure h
$Preis_{RR+}$	= Prix du Single Clearing CH-TERRE par quart d'heure pour les appels en Suisse
$Preis_{mFRR}^{SA+}$	= Prix du Single Clearing CH-MARI par quart d'heure pour les Scheduled Activations (si disponible)
$Preis_{mFRR}^{DA+}$	= Prix du Single Clearing CH-MARI par quart d'heure pour les Direct Activations (si disponible)

4.5.3 Règles spéciales s'appliquant au redispatch dont le préavis est inférieur à 15 minutes

(1) Si le préavis est inférieur à 15 minutes, Swissgrid verse un paiement compensatoire supplémentaire à l'ECELe. Le préavis est défini comme la période entre le début de l'appel selon le message d'appel et le message d'appel passé par Swissgrid. Swissgrid effectue le paiement compensatoire pour la période à compenser. Celle-ci est définie comme étant de dix (10) minutes moins le préavis (en minutes), mais au moins de 0 minute. Les dispositions des chapitres 4.5.1, 4.5.2 et 4.7 restent inchangées. Le prix de l'énergie d'ajustement correspondant à la période du début de la fourniture est appliqué.

(2) En cas d'augmentation de puissance, si le prix de l'énergie d'ajustement est positif pour la période concernée, un paiement compensatoire est dû et calculé comme suit :

*Paiement compensatoire [EUR] = période de compensation [min] * augmentation de puissance [MW]*
** prix de l'énergie d'ajustement [EUR/MWh] / 60 [min/h]*

(3) En cas de réduction de puissance, si le prix de l'énergie d'ajustement est négatif pour la période concernée, un paiement compensatoire est dû et calculé comme suit :

*Paiement compensatoire [EUR] = période de compensation [min] * réduction de puissance [MW]*
** prix de l'énergie d'ajustement [EUR/MWh] / 60 [min/h]*

(4) Le paiement compensatoire s'élève au minimum à EUR 0.00. Les éventuels revenus enregistrés par les groupes-bilan des ECELe en raison de redispatch dont le préavis est inférieur à 15 minutes ne sont pas pris en compte dans le cadre de cette règle spéciale.

4.6 Arrondi lors du calcul du prix

(1) Tous les prix calculés sont arrondis commercialement au centime d'euro.

4.7 Correction du solde du groupe-bilan Redispatch selon les chapitres 4.1 et 4.3

(1) Dans le cadre de la procédure post scheduling, Swissgrid convient, le jour ouvrable suivant, d'un programme prévisionnel corrigé avec les RGB des ECEle concernés. Celui-ci corrige le compte d'énergie d'ajustement en fonction de l'énergie de redispatch fournie ou prélevée, et rééquilibre les groupes-bilan concernés après l'intervention dans l'engagement des centrales ou l'utilisation de centrales de pompage/turbinage.

(2) L'ECEle s'engage à mandater le RGB pour assurer le déroulement des programmes prévisionnels corrigés conformément au Contrat de groupe-bilan.

4.8 Détermination de la puissance disponible pour le redispatch

(1) Les dispositions suivantes ne s'appliquent qu'au redispatch selon les chapitres 4.1 et 4.3.

(2) Pour déterminer la puissance de redispatch disponible des unités de production et/ou de consommation, les ECEle doivent transmettre en temps utile à Swissgrid leurs données PPS et RPS correctes, conformément à l'annexe « Exigences relatives aux données du programme prévisionnel et à l'échange électronique de données ». Les données PPS doivent être utilisées pour annoncer non seulement le point de fonctionnement prévu, mais aussi les valeurs limites (puissance de production et/ou de pompage maximale/minimale) en tenant compte des conditions hydrologiques par unité de production et/ou de consommation (annexe « Données », chapitre « Résolution temporelle des données, délais et horizons temporels dans la planification des indisponibilités »). En outre, les PSDL annoncent la mise en réserve de puissance de réglage et d'énergie de réglage pour chaque unité de production et/ou de consommation par le biais du Reserve Responsible Party Schedule (RPS) (voir annexe « Manuel des interfaces services-système » et annexe « Exigences relatives aux données du programme prévisionnel et à l'échange électronique de données »).

4.8.1 Calcul

(1) La puissance de redispatch disponible d'une unité de production et/ou de consommation est calculée comme suit à partir des données PPS et RPS :

(a) Détermination du mode d'exploitation

(1) Tout d'abord, le mode d'exploitation actuel est déterminé à partir des valeurs P_{plan-} et P_{plan+} issues des données PPS selon la logique suivante :

P_{plan-}	P_{plan+}	Mode d'exploitation
<= 0	<= 0	Arrêt
<= 0	> 0	Turbinage
> 0	<= 0	Pompage
> 0	> 0	Mixte

(b) Détermination de la puissance de redispatch disponible pour l'augmentation de puissance selon la priorité 1

(1) La puissance de redispatch disponible pour augmenter la puissance (P_{RD+}) est déterminée comme suit, en fonction du mode d'exploitation actuel :

Mode d'exploitation « Arrêt » : $P_{RD+} = P_{max+} - P_{pri+} - P_{sek+} - P_{ter+}$

Mode d'exploitation « Turbinage » : $P_{RD+} = P_{max+} - P_{plan+} - P_{pri+} - P_{sek+} - P_{ter+}$

Mode d'exploitation « Pompage » : $P_{RD+} = P_{plan-} - P_{min-} - P_{pri+} - P_{sek+} - P_{ter+}$

Mode d'exploitation « Mélange » : $P_{RD+} = (P_{max+} - P_{plan+}) + (P_{plan-} - P_{min-}) - P_{pri+} - P_{sek+} - P_{ter+}$

(c) Détermination de la puissance de redispatch disponible pour la réduction de puissance selon la priorité 1

(1) La puissance de redispatch disponible pour réduire la puissance (P_{RD-}) est déterminée comme suit, en fonction du mode d'exploitation actuel :

Mode d'exploitation « Arrêt » : $P_{RD-} = P_{max-} - P_{pri-} - P_{sek-} - P_{ter-}$

Mode d'exploitation « Turbinage » : $P_{RD-} = P_{plan+} - P_{min+} - P_{pri-} - P_{sek-} - P_{ter-}$

Mode d'exploitation « Pompage » : $P_{RD-} = P_{max-} - P_{plan-} - P_{pri-} - P_{sek-} - P_{ter-}$

Mode d'exploitation « Mélange » : $P_{RD-} = (P_{plan+} - P_{min+}) + (P_{max-} - P_{plan-}) - P_{pri-} - P_{sek-} - P_{ter-}$

(d) Détermination de la puissance de redispatch selon la priorité 2

(1) La détermination de la puissance de redispatch disponible selon la priorité 2 est identique à la détermination selon la priorité 1, mais la mise en réserve d'énergie de réglage tertiaire (P_{ter+}, P_{ter-}) n'est pas prise en compte.

(2) En cas d'instruction de redispatch pour de la puissance selon la priorité 2, il peut y avoir une violation de la mise en réserve de puissance de réglage tertiaire. Dans ce cas, Swissgrid déclarera donc les offres d'énergie de réglage tertiaire comme indisponibles dans la mesure de l'utilisation de la mise en réserve de l'énergie de réglage tertiaire (P_{ter+}, P_{ter-}), sans qu'aucune pénalité ne soit appliquée au PSDL et sans effet sur une éventuelle rémunération pour la mise en réserve de puissance.

(3) Les offres d'énergie de réglage tertiaire les plus avantageuses non encore appelées à ce moment-là par le PSDL gestionnaire de l'unité de production et/ou de consommation concernée sont déclarées indisponibles, qu'il s'agisse d'offres propres à ce PSDL ou d'offres de partenaires impliqués.

(e) Détermination de la puissance de redispatch selon la priorité 3

(1) La détermination de la puissance de redispatch disponible selon la priorité 3 est identique à la détermination selon la priorité 1, mais la mise en réserve d'énergie de réglage tertiaire (P_{ter+}, P_{ter-}) et d'énergie de réglage secondaire (P_{sek+}, P_{sek-}) n'est pas prise en compte.

(2) En cas d'instruction de redispatch pour de la puissance selon la priorité 3, il peut y avoir une violation de la mise en réserve de puissance de réglage tertiaire, mais aussi de puissance de réglage secondaire. Dans ce cas, Swissgrid déclarera donc les offres d'énergie de réglage tertiaire ou secondaire comme indisponibles dans la mesure de l'utilisation de la mise en réserve de l'énergie de réglage tertiaire (P_{ter+}, P_{ter-}) ou de l'énergie de réglage secondaire (P_{sek+}, P_{sek-}), sans qu'aucune pénalité ne soit appliquée au PSDL et sans effet sur une éventuelle rémunération pour la mise en réserve de puissance.

(3) Les offres d'énergie de réglage tertiaire ou d'énergie de réglage secondaire les plus avantageuses non encore appelées à ce moment-là par le PSDL gestionnaire de l'unité de production et/ou de consommation concernée sont déclarées indisponibles, qu'il s'agisse d'offres propres à ce PSDL ou d'offres de partenaires impliqués.

4.8.2 Pénalité en cas d'absence de notification ou de notification incorrecte de la puissance disponible

(1) Les ECEle sont tenus de transmettre en temps utile à Swissgrid les données PPS et RPS correctes (voir chapitre 4.8). En particulier, les valeurs P_{max} et P_{min} visées à l'annexe « Données », chapitre « Résolution temporelle des données, délais et horizons temporels dans la planification des indisponibilités » doivent être établies uniquement sur la base de raisons techniques et hydrauliques et/ou de dispositions de sécurité. La notification d'une puissance différente de celle-ci pour des raisons économiques n'est pas autorisée.

(2) Swissgrid vérifie régulièrement la plausibilité des données communiquées. En l'absence de notification ou en cas de suspicion de notification incorrecte de la puissance disponible, Swissgrid demandera à l'ECELe de prendre position par écrit.

(3) L'ECEle s'engage à verser une pénalité à Swissgrid en cas d'écart répété et de son fait entre la puissance de redispatch annoncée et la puissance de redispatch effectivement disponible, et dépassant une tolérance de 10% de la P_{max} selon PPS. La pénalité est calculée en multipliant le prix de l'énergie par l'écart entre la puissance de redispatch annoncée et la puissance de redispatch fixée conformément au chapitre 4.8.1 et par la durée de l'écart. Le prix de l'énergie pour la pénalité correspond au maximum au prix horaire SwissIX-DA le plus élevé de la semaine calendaire en cours.

4.9 Modification du point de fonctionnement prévu et des valeurs limites pendant le redispatch

(1) Un ECEle peut adapter le point de fonctionnement Pplan d'une unité de production et/ou de consommation qui participe à un redispatch selon le chapitre 4.1 ou 4.3, pour la durée du redispatch en cours, uniquement au-dessus du niveau de puissance exigé par l'instruction de redispatch en cas d'augmentation de la puissance et uniquement en dessous en cas de réduction de la puissance. Les valeurs limites P_{min} et P_{max} doivent continuer à être communiquées indépendamment de l'appel au redispatch, en tenant compte des conditions techniques et hydrauliques. L'ECEle peut adapter sans restriction les points de fonctionnement et les valeurs limites pour une date postérieure au redispatch. Mais dans tous les cas, l'ECEle doit immédiatement communiquer les points de fonctionnement et les valeurs limites adaptés à Swissgrid au moyen des données PPS.

(2) Dans le cas de groupes d'unités de production et/ou de consommation couplés hydrauliquement entre eux, Swissgrid peut accorder des tolérances supplémentaires : au sein de ces plages, les points de fonctionnement et les valeurs limites des différentes unités de production et/ou de consommation peuvent être modifiés même pendant un redispatch en cours. Les dispositions du chiffre précédent s'appliquent sans restriction à la somme des points de fonctionnement et des valeurs limites du groupe d'unités de production et/ou de consommation. Swissgrid et les ECELe fixeront de telles tolérances par écrit.

4.10 Transparence

(1) Les informations sur les redispatchs effectués sont publiées en temps réel sur le site Internet de Swissgrid (http://www.swissgrid.ch).

(2) Swissgrid publie notamment pour chaque redispatch la période exacte, la quantité de puissance et la raison du redispatch.

(3) Si le redispatch est effectué conformément au chapitre 4.1 ou 4.3, les noms des unités impliquées sont également publiés.

4.11 Modifications en cas d'exigences impératives

(1) Si le redispatch international entraîne des coûts importants qui ne peuvent pas être répercutés selon le principe de causalité, Swissgrid applique, sur instruction de l'ElCom et en modification du chapitre 4.5.2 (en relation avec les chapitres 4.2 et 4.3), une limite de prix basse de EUR 0.00/MWh pour les réductions de puissance en cas de redispatch international. Pour l'application de cette limite de prix basse, Swissgrid prend exclusivement en compte les offres d'énergie de réglage tertiaire avec un prix de l'énergie d'au moins EUR 0.00/MWh. Swissgrid peut couvrir les besoins non couverts après la prise en compte de ces offres par le biais de l'intervention dans l'engagement des centrales ou l'utilisation de centrales de pompage/turbinage, et en sélectionnant les unités de production et/ou de consommation à hauteur des besoins non couverts et de la puissance de redispatch respectivement disponible selon la priorité 2 (voir chapitre 4.8.1).

(2) Swissgrid informera par écrit les partenaires contractuels de la modification au moins 30 jours à l'avance, à moins que l'instruction de l'ElCom ne prévoie un délai plus court.

5 Prise en charge des coûts et rémunération en cas d'IDECele

5.1 Prise en charge des coûts

5.1.1 Prise en charge des coûts en cas d'IDECele comme mesure visant à réduire les congestions

(1) Dans la mesure où l'IDECele est une mesure de réduction des congestions, le groupe-bilan compétent d'une centrale électrique concernée par un IDECele ne supporte pas les coûts d'énergie d'ajustement résultant de l'IDECele si l'ECEle a préalablement respecté toutes les dispositions et tous les processus conformément à la Convention d'exploitation, à la présente

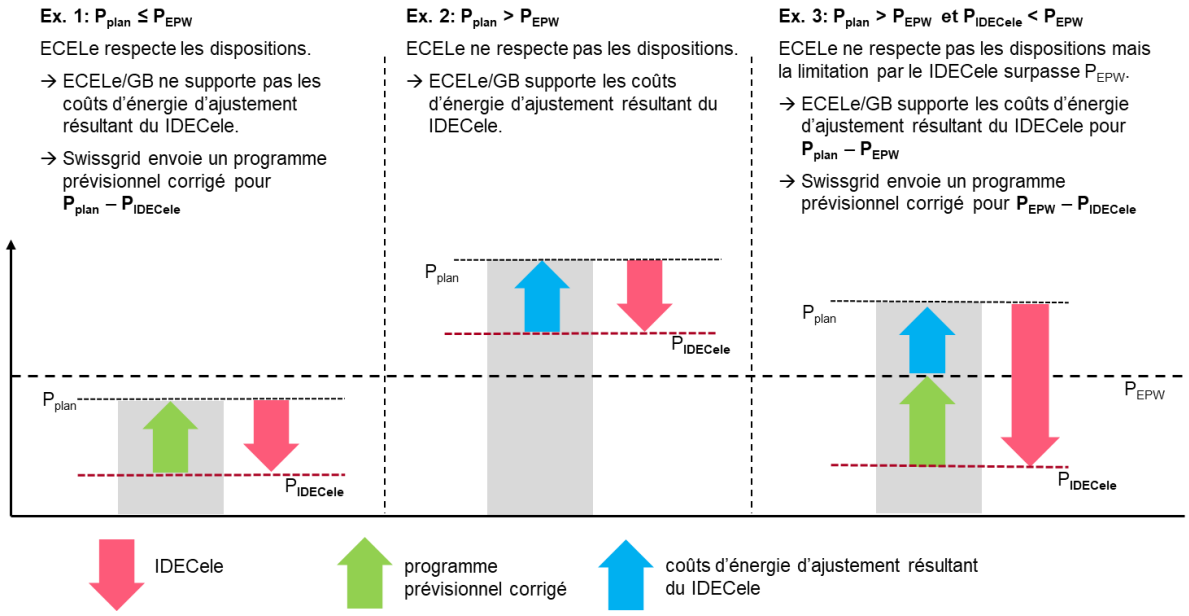
annexe « Mesures de Swissgrid lorsque l'exploitation stable du réseau est menacée » et à l'annexe « Manuel d'interface de gestion opérationnelle du réseau ». Cela comprend notamment les chapitres suivants de la présente annexe « Mesures de Swissgrid lorsque l'exploitation stable du réseau est menacée » :

- le processus d'avis de congestion conformément au chapitre 2,
- l'exécution du redispatch conformément au chapitre 3,
- la notification correcte et dans les délais des données PPS et RPS conformément au chapitre 4.8.

(2) L'exonération des coûts d'énergie d'ajustement résultant d'IDECele est assurée par un programme prévisionnel corrigé conformément au chapitre 5.4 ou 5.5.

(3) Si l'ECEle n'a pas respecté au préalable les dispositions et processus susmentionnés, le groupe-bilan compétent d'une centrale électrique concernée par un IDECele supporte les coûts d'énergie d'ajustement générés en raison d'IDECele (voir les flèches bleues dans l'exemples 2 et 3 dans l'illustration suivante) dans la mesure du non-respect des dispositions et processus susmentionnés.

(4) La représentation graphique suivante illustre les configurations possibles de prise en charge des coûts avec un exemple de respect ou de violation des valeurs de puissance maximale selon l'avis de congestion (P_{EPW}) par une centrale électrique concernée par un IDECele.



5.1.2 Prise en charge des coûts en cas d'IDECele comme mesure visant à soutenir la tension

(1) Etant donné que l'IDECele est une mesure visant à soutenir la tension, le groupe-bilan compétent d'une centrale électrique concernée par un IDECele ne supporte pas les coûts d'énergie d'ajustement résultant de l'IDECele si l'ECEle a préalablement respecté toutes les conditions selon l'annexe « Prise en charge des coûts », chapitre « IDECele ».

(2) L'exonération des coûts d'énergie d'ajustement résultant d'IDECele est assurée par un programme prévisionnel corrigé conformément au chapitre 5.4 ou 5.5.

(3) Si l'ECEle n'a pas respecté au préalable les conditions susmentionnées, le groupe-bilan compétent d'une centrale électrique concernée par un IDECele supporte les coûts d'énergie d'ajustement résultant de l'IDECele.

5.1.3 Prise en charge des coûts en cas d'IDECele comme mesure visant à maintenir la fréquence

(1) Dans la mesure où l'IDECele est une mesure visant à maintenir la fréquence, le groupe-bilan compétent d'une centrale électrique concernée par un IDECele ne supporte pas les coûts d'énergie d'ajustement résultant de l'IDECele selon l'annexe « Prise en charge des coûts », chapitre « IDECele ».

(2) L'exonération des coûts d'énergie d'ajustement résultant d'IDECele est assurée par un programme prévisionnel corrigé conformément au chapitre 5.4 ou 5.5.

5.2 Rémunération

(1) En cas de correction du solde du groupe-bilan selon le chapitre 5.4

(a) l'ECEle compétent d'une centrale électrique concernée par un IDECele paie, en cas de réduction de la production, l'énergie reçue au prix de 80% de l'EPEX SPOT day-ahead CH. Le paiement de l'énergie reçue ne s'applique pas si le IDECele concerne des centrales nucléaires ou des centrales au fil de l'eau. Dans le cas d'un EPEX SPOT day-ahead CH négatif,l'ECEle un prix de EUR 0.00/MWh est appliqué.

(b) l'ECEle compétent d'une centrale électrique concernée par un IDECele reçoit, en cas d'augmentation de la production, une rémunération pour l'énergie fournie au prix de 120% de l'EPEX SPOT day-ahead CH. Dans le cas d'un EPEX SPOT day-ahead CH négatif, à l'ECELe un prix de EUR 0.00/MWh est appliqué.

5.3 Arrondi lors du calcul du prix

(1) Tous les prix calculés sont arrondis commercialement au centime d'euro.

5.4 Correction du solde du groupe-bilan pour un IDECele en cas de respect des instructions et des processus par l'ECEle

(1) L'exonération des coûts de l'énergie d'ajustement conformément au chapitre 5.1 est assurée par un programme prévisionnel corrigé. Dans le cadre de la procédure de post scheduling, Swissgrid convient à cet effet, le jour ouvrable suivant, d'un programme prévisionnel corrigé avec les RGB des ECEle concernés. Celui-ci corrige le compte d'énergie d'ajustement en fonction de l'énergie fournie ou prélevée dans le cadre du IDECele et rééquilibre les groupes-bilan concernés après l'IDECele.

(2) L'énergie prélevée ou fournie résulte de la différence entre le point d'exploitation prescrit dans le cadre d'IDECele et la production prévue de la centrale électrique au moment de l'instruction (selon les dernières données PPS dont dispose Swissgrid).

(3) L'ECEle s'engage à mandater le RGB pour assurer le déroulement des programmes prévisionnels corrigés conformément au Contrat de groupe-bilan.

5.5 Correction du solde du groupe-bilan pour un IDECele en cas de non-respect des instructions et des processus par l'ECEle

(1) Si la dimension de l'IDECele correspond à celle du non-respect des dispositions et des processus visés au chapitre 5.1, Swissgrid n'envoie pas de programme prévisionnel corrigé (voir également l'exemple 2 dans l'illustration au chapitre 5.1).

(2) Si la dimension de l'IDECele dépasse celle du non-respect des dispositions et des processus visés au chapitre 5.1, Swissgrid envoie un programme prévisionnel corrigé pour la partie dépassant de l'IDECele (voir également l'exemple 3 dans l'illustration au chapitre 5.1).

6 Facturation

(1) En général, le décompte est réalisé le mois suivant, dès lors que toutes les données correctes sont parvenues dans les délais à Swissgrid. Avant le décompte définitif, l'ECEle reçoit un rapport d'harmonisation de la part de Swissgrid pour confirmer les résultats.

(2) L'ECEle doit confirmer par e-mail sous cinq jours ouvrables le rapport d'harmonisation que Swissgrid envoie en général d'ici le dixième jour ouvrable du mois suivant, ou communiquer ses demandes de correction.

(3) La facturation a lieu une fois que la confirmation ou la mise au point des demandes de correction annoncées est disponible.

(4) L'ECEle doit régler les montants facturés dans les 30 jours suivant la réception du décompte en question. La réception du paiement est déterminante pour savoir si le paiement a été fait dans les délais (date de valeur). Après 30 jours à partir de la date d'envoi à l'ECELe, le débiteur se trouve d'office en retard de paiement. Il est dès lors redevable d'un intérêt moratoire de 5% par an.

(5) L'ECEle doit s'acquitter de tous les paiements sans déduction et gratuitement.

(6) Swissgrid n'envoie les factures et les crédits que par voie électronique, sous forme de fichiers PDF.

(7) Les erreurs et les fautes concernant les factures et les paiements peuvent être rectifiées dans le cadre du délai de prescription légal. Une correction de factures (même ultérieure) doit être effectuée en particulier en cas d'injonction administrative (p.ex. dans le cas où l'ElCom, après un contrôle des coûts, en décide ainsi).

Swissgrid SA

Lieu/date

Nom : [Personne de rang hiérarchique supérieur]

Fonction : [Fonction]

Nom : [Personne compétente]

Fonction : [Fonction]

[Nom du partenaire contractuel]

Lieu/date

Nom : [Nom]

Fonction : [Fonction]

Nom : [Nom]

Fonction : [Fonction]