



Prise en compte du réseau suisse dans le calcul de capacité de l'UE

Accord avec la région Core pour le calcul de capacité day-ahead

Berne, le 12 novembre 2024

Table des matières

1	Introduction	3
2	Améliorations apportées	3
3	Incertitudes restantes.....	4
	3.1 Gouvernance.....	4
	3.2 Paramétrage.....	4
4	Évaluation globale	5
5	Annexe : glossaire	5

1 Introduction

Mi-2020, l'ElCom a publié un rapport présentant la situation concernant la prise en compte du réseau suisse dans le calcul des capacités de l'Union européenne (UE)¹. Dans l'ensemble, les explications dudit rapport relatives au contexte politique, aux démarches des gestionnaires de réseau de transport (GRT) dans le cadre du processus SAFA et aux conditions-cadres de l'UE sont toujours d'actualité. En ce qui concerne la région de calcul de capacité (CCR, *capacity calculation region*) « Core »², le document précisait que Swissgrid et les GRT de la région Core menaient à l'époque les premières discussions en vue d'une prise en compte réciproque lors du calcul de capacité dans le cadre du couplage de marchés sur la base des flux d'énergie (FBMC, *flow-based market coupling*).

Après un grand travail conceptuel, des simulations ainsi que de nombreuses itérations, un accord a pu être trouvé en octobre 2024 entre Swissgrid, les GRT de la région Core, l'ElCom et les autorités nationales de régulation (ANR) de la région Core. Le présent rapport présente l'impact de cet accord pour la Suisse.

2 Améliorations apportées

Grâce à la solution trouvée:

- le réseau suisse sera pris en compte dans le calcul des capacités de l'UE pour la CCR Core et pourra limiter la capacité au sein de cette région en cas de surcharges liées à des flux internes (p. ex. d'importants échanges entre l'Allemagne et la France). Ce n'est pas le cas actuellement, ce qui menace la sécurité du réseau en Suisse et dans la région et entraîne des réductions de capacité inévitables aux frontières suisses. Par analogie, ce mécanisme s'appliquera également dans l'autre sens;
- la prise en compte des flux suisses dans la règle des 70 % des pays voisins sera fixée par contrat, ce qui diminue la probabilité de réductions de capacité unilatérales et donc du scénario « aucune coopération » de l'étude Frontier³;
- la capacité de transfert nette (NTC, *net transfer capacity*) aux frontières nord de la Suisse (SNB, *swiss northern borders*) sera calculée conjointement et de manière transparente par les GRT des SNB (Swissgrid, RTE, TransnetBW, Amprion et APG). Ce renforcement de la coordination améliore la sécurité du réseau de la région;
- en cas de surcharge, la capacité de transport disponible entre les SNB et la région Core sera répartie de manière équitable, transparente et avec des garanties appropriées:
 - o différents mécanismes sont prévus concernant les éléments du réseau suisse afin de pouvoir réserver une capacité suffisante pour les flux aux SNB;
 - o des surcharges d'éléments de réseau de la région Core mais éloignés de la Suisse n'entraînent pas de réduction de la NTC aux SNB;
 - o la réduction de capacité requise entre les SNB et la région Core sera répartie sur la base d'une prévision (objective) du marché (NPF, *net position forecast*) : les capacités seront moins réduites aux frontières où l'on s'attend à un écart de prix plus élevé qu'aux frontières où l'écart de prix devrait être plus faible.

¹<https://www.elcom.admin.ch/dam/elcom/fr/dokumente/2020/beruecksichtigungdesschweizernetzesinderkapazitaetsberechnungdereu.pdf.download.pdf/Prise%20en%20compte%20du%20r%C3%A9seau%20suisse%20dans%20le%20calcul%20des%20capacit%C3%A9s%20de%20l%E2%80%99UE.pdf>

² La région Core comprend les 13 pays suivants : AT, DE, FR, LU, NL, BE, PL, CZ, HU, SK, SI, HR, RO.

³ <https://www.newsd.admin.ch/newsd/message/attachments/68521.pdf>

Pour rappel: actuellement, chaque GRT peut réduire la capacité de manière unilatérale et non transparente;

- selon les simulations effectuées, la Suisse obtiendra en moyenne, à conditions égales, des capacités d'importation comparables à celles du mécanisme actuel, mais ses capacités d'exportation seront légèrement plus faibles. En outre, les valeurs de capacité deviendront nettement plus volatiles en raison de la granularité horaire du calcul et de la prise en compte de la NPF, ce qui signifie qu'il y aura davantage de valeurs horaires différentes qu'auparavant.

3 Incertitudes restantes

Même si les avantages de cette solution pour la Suisse semblent évidents, il existe encore des incertitudes liées à la gouvernance et des paramètres à définir encore lors de la mise en œuvre.

3.1 Gouvernance

Un réexamen annuel est prévu dans l'accord et en cas de modifications une validation par les ANR est à nouveau nécessaire. Cette situation représente une grande incertitude pour la Suisse. En effet, plus l'intervalle entre deux validations est court, plus les partenaires de l'UE ont d'occasions de remettre en question la coopération avec la Suisse. Cela pourrait par exemple se produire si la situation politique entre la Suisse et l'UE devait à nouveau se dégrader. La validation répondant au principe de l'unanimité, il suffit qu'un seul partenaire au sein de l'UE y soit opposé pour qu'elle n'ait pas lieu. Ainsi, cet accord rend le scénario « aucune coopération » de l'étude Frontier peu probable à court terme, mais il ne permet pas de l'exclure à moyen terme.

La coopération prévue se limite à l'horizon day-ahead. Le négoce intrajournalier (intraday) et de réglage (balancing) gagne toutefois en importance avec le développement de l'éolien et du solaire. Il devient donc de plus en plus important que le réseau suisse soit également pris en compte à ces échéances, d'autant plus que plus on se rapproche du temps réel, moins il y a de marge de manœuvre opérationnelle pour des mesures correctives.

Le délai de mise en œuvre est prévu pour décembre 2025 dans la documentation méthodologique. C'est une bonne chose que le délai ait été fixé au début de l'hiver 2025/2026, car la règle des 70 % devrait s'appliquer pleinement à partir de janvier 2026, rendant la solution trouvée d'autant plus nécessaire pour la sécurité du réseau. Ce délai est toutefois en concurrence avec d'autres délais officiels de l'UE, et l'expérience montre que ceux-ci sont toujours prioritaires. C'est pourquoi la date à laquelle débutera la coopération est encore très incertaine.

De son côté, l'UE poursuit ses efforts en vue d'une fusion des CCR Core et Italy North. D'autres accords seraient dans ce cas nécessaires pour la prise en compte du réseau suisse, ce qui pourrait également rendre caduc l'accord actuel.

3.2 Paramétrage

Avant de pouvoir procéder à des réductions de capacité dans le cadre du nouveau processus coordonné, toutes les mesures de délestage disponibles doivent être mises en œuvre, y compris celles qui entraînent des coûts. Selon les simulations, il est certes possible de compter sur des importations supplémentaires ; cependant, l'eau précieuse pour la sécurité d'approvisionnement à la fin de l'hiver pourrait devoir être davantage utilisée pour le redispatching et serait alors moins disponible. Les GRT (y c. Swissgrid) ont une certaine marge de manœuvre quant aux mesures de délestage qui sont annoncées comme disponibles, ce qui inclut la disponibilité du redispatching. Cette marge sera déterminée lors de la phase de mise en œuvre et surveillée de près par l'ElCom afin que la sécurité du système reste garantie pour l'approvisionnement en électricité de la Suisse. Les ANR de la région Core ont également reconnu ces problématiques.

Selon les simulations effectuées, la Suisse obtiendra dans certains cas, à conditions égales, des capacités d'exportation moins importantes qu'avec le mécanisme actuel. Des évaluations qualitatives

de Swissgrid ont toutefois montré que dans de nombreux cas, cela ne devrait plus arriver suite à la mise en œuvre de l'accord, étant donné que les congestions dans le sens des exportations sont souvent très locales sur le réseau suisse et que certaines des mesures prises à cet égard n'ont pas encore été intégrées dans les simulations.

La prévision NPF joue un rôle important dans la solution proposée. Son paramétrage est donc central. Pendant la mise en œuvre de l'accord et dès que la coopération débutera, il sera important d'observer le comportement de la NPF afin de pouvoir identifier rapidement les éventuelles difficultés.

4 Évaluation globale

Dans le cadre de son suivi du processus de développement, l'ElCom s'est basée sur les critères suivants pour la conception et l'évaluation de la solution :

1. Garantie de la sécurité du réseau
2. Compatibilité avec la législation suisse, notamment la LApEI
3. Non-discrimination (technique) envers la Suisse
4. Calcul de capacité et partage des coûts équitables

Selon l'ElCom, ces critères peuvent être considérés comme remplis avec la solution proposée. Toutefois, c'est le paramétrage final (voir chapitre Paramétrage) qui déterminera s'ils sont effectivement correctement remplis. Celui-ci ne sera défini que dans le cadre de la mise en œuvre de l'accord. Les principes régissant l'utilisation de mesures de délestage coûteuses seront notamment décisifs. L'ElCom encadrera étroitement la mise en œuvre de l'accord et représentera, avec Swissgrid, les intérêts de la Suisse.

En principe, le fait d'être parvenu à un accord sur la prise en compte de la Suisse dans la région Core peut être considéré comme une avancée très positive du point de vue de la sécurité de l'approvisionnement. Cependant, les incertitudes décrites ci-dessus concernant la gouvernance, notamment la nécessité d'une validation annuelle à l'unanimité, sont non négligeables et doivent absolument être prises en considération lors de l'évaluation : l'accord avec la région Core ne contribue à la sécurité de l'approvisionnement de la Suisse que tant qu'il est accepté dans le contexte politique. Ce risque ne pourra être atténué qu'en mettant en place une solution institutionnelle avec l'UE pour le secteur de l'électricité.

5 Annexe : glossaire

Abréviation	Signification
APG	Austrian Power Grid (gestionnaire de réseau de transport autrichien)
CCR	capacity calculation region (région de calcul de capacité)
Core	CCR dans l'UE comprenant les 13 pays suivants : AT, DE, FR, LU, NL, BE, PL, CZ, HU, SK, SI, HR, RO
ITN	Italy North ; CCR dans l'UE comprenant les 4 pays suivants : AT, FR, IT, SI
FBMC	flow-based market coupling (couplage de marchés sur la base des flux d'énergie)
NPF	net position forecast
ANR	autorités nationales de régulation
NTC	net transfer capacity (capacité de transfert nette)
RTE	Réseau de transport d'électricité français
SNB	swiss northern borders (frontières nord de la Suisse : CH-FR, CH-DE, CH-AT)
GRT	gestionnaire de réseau de transport