



Sécurité de l'approvisionnement en hiver

État des lieux des risques liés aux importations

Juin 2021

Référence: 243-00024

Table des matières

1	Contexte	2
2	Problème	2
3	Considérations	3
3.1	Aléas nationaux	3
3.2	Distorsions du marché	4
3.3	Volonté d'exporter des pays voisins	5
3.3.1	Allemagne.....	5
3.3.2	France.....	6
3.3.3	Autriche.....	7
3.3.4	Italie	7
3.4	Capacités de transport.....	7
3.4.1	Réseau en Suisse.....	8
3.4.2	Réseaux étrangers	8
3.4.3	Besoin de redispatching	9
3.4.4	Perspective historique	10
3.5	Importance d'un accord sur l'électricité	11
3.6	Considérations économiques	11
3.7	Réflexions sur la valeur indicative des importations	11
4	Conclusion	12
5	Annexe: exemples de problèmes sur le réseau	13

1 Contexte

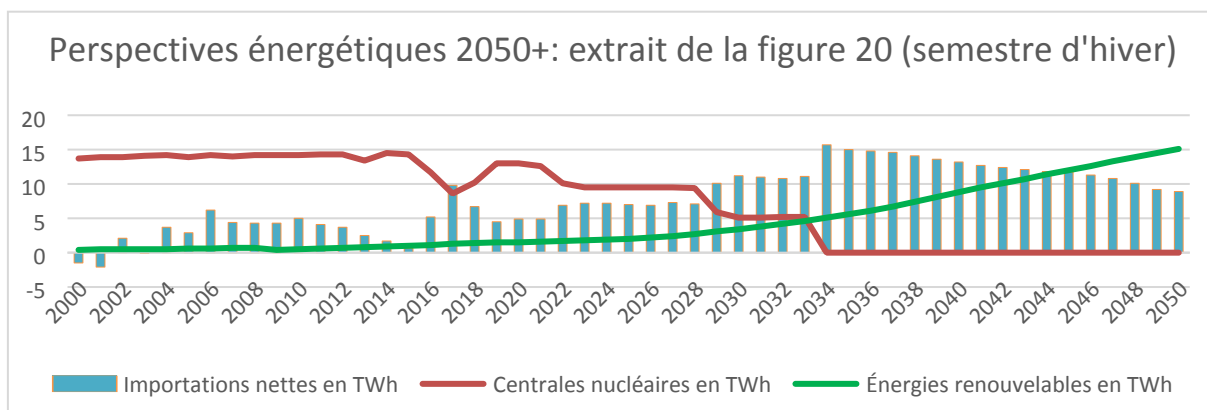
Le peuple suisse a approuvé en mai 2017 le premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050 (SE 2050; interdiction de nouvelles centrales nucléaires, réduction de la consommation et promotion des énergies renouvelables). Le Parlement n'est pas entré en matière sur le deuxième paquet (système incitatif en matière climatique et énergétique).

D'après le rapport de monitoring de l'Office fédéral de l'énergie (OFEN), les premières années de mise en œuvre de la SE 2050 ont montré que les objectifs intermédiaires 2020 pouvaient être atteints sur la base des mesures décidées. L'OFEN estime cependant que des défis majeurs se profileront à long terme pour réaliser les futurs objectifs très ambitieux. En février 2019, l'EICOM a averti des risques croissants liés aux importations dans son document de référence sur la production hivernale, mais a ensuite axé sa communication sur un développement de la production hivernale indigène de l'ordre de 5 à 10 TWh d'ici à 2035.

Courant 2019, le Conseil fédéral a fixé un objectif de zéro émission nette dès 2050 en relation avec les engagements découlant de l'Accord de Paris sur le climat et a lancé la consultation relative à la révision de la loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEI) et de la loi sur l'énergie (LEne). Il a communiqué les valeurs de référence de la révision en novembre 2020. Ont notamment été prises en compte les hypothèses des Perspectives énergétiques 2050+ concernant la consommation supplémentaire pour le chauffage des bâtiments, la mobilité, le développement de la production et les besoins d'importation en résultant jusqu'en 2050. Ce faisant, le Conseil fédéral conserve les principales mesures énoncées dans la version présentée en consultation: développement des énergies renouvelables indigènes grâce à des contributions d'investissement jusqu'en 2035 et enchères pour les grandes installations photovoltaïques en maintenant le plafond de 2,3 ct./kWh. On renonce à de nouveaux instruments d'encouragement tels que les primes de marché flottantes, car ils nécessiteraient davantage de moyens. En ce qui concerne la sécurité de l'approvisionnement, il est prévu d'accroître la production hivernale de 2 TWh/a en plus de la réserve stratégique et de réaliser des gains d'efficacité substantiels au niveau de la consommation (p. ex. baisse de la consommation liée au chauffage électrique). Le déficit résiduel en hiver sera couvert par des importations à moyen ou long terme. Le Conseil fédéral envisage de soumettre le message relatif à la révision de la LApEI et de la LEne au Parlement au milieu de l'année 2021.

2 Problème

D'après les Perspectives énergétiques 2050+ et les valeurs de référence de l'acte modificateur unique, le besoin d'importation pendant le semestre d'hiver est le suivant:



Les importations pendant le semestre d'hiver 2016/2017 ont révélé que la conjonction d'un besoin d'importation de quelque 10 TWh «seulement» et d'une volonté d'exporter restreinte des pays voisins pouvait engendrer une situation parfois tendue. Pour évaluer les importations, il faut garder à l'esprit que les risques changent également au fil du temps: en particulier, le remplacement de la production contrôlable par une production stochastique ces 30 prochaines années accroîtra les interdépendances

entre les capacités de transport et la production (hausse de la volatilité) ainsi qu'entre le marché et les mesures souveraines (besoin d'intervention accru au niveau des centrales). En d'autres termes, le besoin d'importation de 10 TWh en hiver doit être évalué par rapport aux conditions-cadres respectives.

L'EICom est consciente qu'une importation nette de plus de 10 TWh en hiver est possible dans des circonstances normales. La sécurité de l'approvisionnement en électricité est néanmoins trop importante pour ne la garantir que dans ces circonstances. Des réserves suffisantes sont nécessaires pour pouvoir maintenir l'approvisionnement même dans des situations de crise imprévues et en cas de risques qui ne sont pas encore connus.

Même si le Conseil fédéral a ajouté à l'automne 2020 des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement pendant le semestre d'hiver par rapport aux valeurs de référence de la révision de la LApEI mise en consultation, l'EICom estime que l'analyse de la situation par le Conseil fédéral demeure trop optimiste, notamment pour les hypothèses suivantes:

- développement des énergies renouvelables (objectif non contraignant, baisse de la subvention croisée du photovoltaïque en raison de la réduction de la composante énergie dans le tarif du réseau, obstacles à la planification d'installations au sol, jurisprudence en matière de droit de l'environnement, opposition de la population à des projets éoliens);
- réalisation des objectifs d'efficacité (objectif non contraignant, la hausse des composantes fixes du tarif du réseau ne tient pas compte de l'incitation réduite à économiser l'énergie);
- réalisation des objectifs de production hydraulique (objectif non contraignant; jusqu'à présent, aucun compromis concernant la protection des eaux et la redevance hydraulique);
- probabilité d'accroître la production hivernale de 2 TWh (objectif non contraignant, aucune «optimisation des conditions d'utilisation» en vue; il est important, mais peu probable, que les milieux politiques acceptent un financement sans dérogation pour les gros consommateurs);
- disponibilité de l'énergie nucléaire (aucune prise en compte des mises hors service anticipées pour des motifs techniques ou économiques);
- disponibilité des importations: les risques d'un besoin d'importation substantiel supérieur à 10 TWh lors de chaque hiver n'ont pas été examinés.

Comme indiqué dans le document de référence sur la production hivernale, dans le rapport sur la sécurité de l'approvisionnement et dans ses rapports sur l'adéquation du système, l'EICom pense qu'un besoin d'importation à long terme supérieur à 10 TWh comporte des risques excessifs.

Le présent rapport examine la sécurité de l'approvisionnement en se focalisant principalement sur les risques d'importation pendant le semestre d'hiver.

3 Considérations

Selon l'EICom, avertir explicitement les milieux politiques des risques liés aux importations substantielles fait partie de ses tâches légales, et plus précisément de la surveillance de la sécurité de l'approvisionnement. En particulier, les risques dont elle a connaissance en exclusivité en tant qu'autorité de régulation (surveillance de Swissgrid, participation aux négociations du SAFA¹, questions de gouvernance, évaluation de la zone grise entre la sécurité du réseau et l'accès au marché²) doivent être exposés en toute transparence.

¹ Synchronous Area Framework Agreement: accords entre les Transmission System Operators (TSO) d'Europe continentale sur l'exploitation des réseaux dans une zone synchronisée commune

² Dans le secteur de l'électricité, il convient de garantir la sécurité du réseau dans l'organisation actuelle des relations avec l'Union européenne (UE), même si l'accès de la Suisse au marché n'est pas total. En l'espèce, la difficulté tient au fait que les deux domaines ne peuvent pas être délimités clairement (p. ex. pour le couplage des marchés fondé sur les flux).

3.1 Aléas nationaux

Des aléas manifestes, qui ont déjà été débattus ailleurs, existent dans la production et la consommation en Suisse. Ils ne font pas l'objet du présent document et ne sont dès lors esquissés que brièvement ici:

- Au niveau de la production: le précédent graphique sur le besoin d'importation s'appuie sur une durée de vie de 50 ans pour les grandes centrales nucléaires de Gösgen et de Leibstadt. D'une part, on ne saurait exclure que celles-ci continuent de fonctionner jusqu'à 60 ans si la sécurité peut être garantie, ce qui réduirait bien évidemment la problématique du besoin d'importation. D'autre part, il se pourrait aussi que ces centrales soient arrêtées plus tôt. Une mise hors service anticipée pour des motifs économiques n'est pas improbable en cas d'investissement majeur (comme l'arrêt de la centrale de Mühleberg décidé en 2013 par BKW³).
- Au niveau de la consommation: l'électrification croissante dans les domaines du transport et du chauffage devrait entraîner une hausse sensible de la consommation d'électricité durant le semestre d'hiver principalement. La compensation effective de cette hausse par les gains d'efficacité telle qu'elle est supposée dans les Perspectives énergétiques 2050+ semble incertaine (effet de rebond⁴).

3.2 Distorsions du marché

Les «conditions de concurrence équitables» ne se sont malheureusement pas concrétisées sur le marché européen en dépit de quatre programmes de libéralisation ces 20 dernières années: face au besoin d'autonomie de ses États membres, l'UE n'est pas assez forte pour y harmoniser les conditions-cadres de la production. Celles-ci y sont très différentes et se traduisent dès lors par toutes sortes de distorsions du marché (financement des énergies renouvelables et du redispatching en Allemagne, centrale nucléaire de Hinkley Point au Royaume-Uni, marchés de capacité assortis d'obligations en France et en Italie). Les tarifs qui en découlent n'incitent guère à construire de nouvelles centrales.

L'absence de signaux envoyés par les marchés a été abordée dans la perspective d'un recul de la production contrôlable (charbon, gaz, nucléaire) et du développement de la production non contrôlable (photovoltaïque, éolien), de nombreux États membres de l'UE mettant en place des mécanismes de capacité (Italie, France, Belgique) ou des réserves supplémentaires (Allemagne) pour maintenir la sécurité de l'approvisionnement. Ces adaptations insidieuses et implicites de l'organisation du marché sont certes surveillées et sanctionnées par l'UE, mais elles ne sont pas réglementées ou, du moins, pas de manière uniforme. Même si l'UE s'est fixé pour objectif d'autoriser ces mécanismes uniquement pour une durée limitée et pose des exigences claires pour supprimer les distorsions du marché, il faut plutôt s'attendre, au vu des risques liés à la sécurité de l'approvisionnement, à ce que les mécanismes de soutien individuels des États membres demeurent à long terme. Compte tenu des évolutions actuelles, ces distorsions ne devraient pas diminuer dans le négoce de gros européen.

En d'autres termes, la distorsion des prix perdurera également en Suisse, qui est preneuse des prix de gros des pays voisins, ces tarifs n'étant connus au plus tôt que trois ans avant la livraison. Le marché ne devrait donc proposer aucune incitation suffisante pour investir.

Par conséquent, la responsabilité de l'État et des milieux économiques est potentiellement lacunaire: la Confédération et les cantons renvoient (à raison, d'après la LEnE et la LApEI) à la responsabilité du secteur de l'électricité, qui doit garantir l'approvisionnement. De son côté, ce secteur n'investit que de manière marginale dans la production indigène avec les conditions-cadres en vigueur. Au final, l'évaluation des risques liés aux importations détermine pour l'essentiel dans quelle mesure des conditions-cadres en vigueur ou de celles prévues par l'acte modificateur unique sont adéquates (notamment la réserve stratégique, la valeur cible de 2 TWh supplémentaires pour la production

³ [Communiqué de presse de BKW](#)

⁴ [Rebound-Effekte: Ihre Bedeutung für die Umweltpolitik \(umweltbundesamt.de\)](#)

hivernale, la réalisation du potentiel d'efficacité, le financement grâce au supplément perçu sur le réseau de 0,2 ct./kWh) pour garantir la sécurité de l'approvisionnement même sans la production hivernale indigène issue de l'énergie nucléaire.

3.3 Volonté d'exporter des pays voisins

3.3.1 Allemagne

a. Sortie du nucléaire

En 2011, l'Allemagne a décidé de mettre définitivement hors service d'ici à la fin 2022 toutes ses centrales nucléaires encore en fonctionnement (8,1 GW). Les énergies renouvelables remplaceront la production issue du nucléaire. De vastes interventions de l'État sont néanmoins requises, car cette production ne peut pas être remplacée à l'identique, aussi bien au niveau du volume que sur les plans temporel et spatial. La Bundesnetzagentur (BNetzA) et les gestionnaires de réseau ont donc été chargés de garantir l'approvisionnement et la stabilité du réseau grâce à différents instruments.

b. Centrales de réserve

L'Allemagne a sciemment rejeté les mécanismes de capacité. À la place, plusieurs réserves ont été créées (p. ex. réserve hivernale, réserves du réseau, réserves tournantes, réserves climatiques, politique de sécurité, etc.). Leur disponibilité ne saurait être garantie pour maintenir la volonté d'exporter vers la Suisse; au contraire: l'Allemagne réduit d'ores et déjà ses exportations destinées à la Suisse pendant les heures très venteuses. Il ressort de discussions avec les autorités allemandes que l'Allemagne n'envisage aucune gestion coordonnée des réserves entre les deux pays. Etant donné qu'elle se concentre sur ses propres défis (acceptation de l'éolien, développement du réseau, financement des réserves, besoin de redispatching) l'Allemagne ne voit qu'une marge de manœuvre politique ou réglementaire limitée qui permettra à la Suisse d'accéder systématiquement aux capacités de réserve allemandes (qui sont financées et réglementées grâce à un supplément pour l'utilisation du réseau).

En l'espèce, il convient de retenir que la capacité d'exportation ne peut pas être évaluée en la dissociant du moment et du lieu de production. En dépit du parc de centrales existant, les exportations sont souvent très limitées, ce qui relativise également la pertinence des calculs de l'adéquation: compte tenu des nombreux facteurs exogènes (parc de centrales, conditions météorologiques, développement du réseau, zone tarifaire, lieu et disponibilité des réserves), des incertitudes entourent la simulation.

c. Sortie du charbon

À la mi-2020, la Kohleausstiegsgesetz (loi sur la sortie du charbon) a scellé sur le plan politique la fin de la production d'électricité à partir de lignite et de houille en Allemagne d'ici à 2038 au plus tard.

La pression économique liée à une hausse des prix du CO₂ ou à la suppression anticipée des subventions pourrait se traduire par un arrêt des centrales avant l'échéance fixée dans cette loi.

Dix ans après la décision de l'Allemagne de sortir du nucléaire, le scénario se répète avec le charbon: la capacité d'exportation dépend toujours plus des réserves du réseau et du redispatching (et donc des décisions politiques allemandes), sans que l'on puisse compter cette fois-ci sur les centrales de réserve existantes (qui sont amorties).

3.3.2 France

a. Disponibilité des centrales nucléaires

Le parc nucléaire français est composé de plusieurs centrales du même type. Une part considérable des capacités de production pourrait donc être soudainement indisponible à cause d'un problème technique⁵.

La décision politique de ne limiter qu'en 2035 la part du nucléaire en France à 50 % a été prise en mars 2020⁶. C'est également le principal facteur de l'amélioration des résultats de l'adéquation dans la comparaison entre 2025 et 2030. La durée de vie de la plus ancienne série de centrales de 900 MW a ensuite été prolongée de dix ans pour la porter à 50 ans (contre 40 auparavant), cette prolongation étant assortie de conditions (réparations et améliorations de la sécurité).

La pandémie de COVID-19 a retardé plusieurs révisions en 2020, de sorte que le volume d'énergie produite a été sensiblement inférieur et que la disponibilité prévisionnelle du parc nucléaire a atteint un plus-bas historique début 2021: environ 50 GW en janvier 2021 (sur une puissance maximale installée de quelque 61 GW) et réduction de la puissance nucléaire disponible à près de 45 GW en février et mars 2021⁷.

La disponibilité réelle de ce parc à partir de 2030 constitue l'une des principales inconnues.

b. Marché de capacité

Mis en place en 2015, le marché de capacité français⁸ vise à couvrir à moyen terme les risques inhérents à la sécurité de l'approvisionnement en hiver.

Depuis 2019, des appels d'offres long terme (AOLT) sont exécutés le cas échéant quatre ans avant l'année de livraison, afin de promouvoir à l'aide de conditions-cadres financières précises des capacités supplémentaires destinées à accroître la sécurité de l'approvisionnement. En outre, un prix garanti est octroyé pour une période de sept ans sous la forme de contrats de différence.

L'évaluation de la capacité d'exportation de la France dépend donc essentiellement de l'impact du marché de capacité et des appels d'offres supplémentaires. La volonté d'exporter de la France peut être considérée comme intacte si le mécanisme des AOLT est encore actif à l'avenir, les pénuries sont identifiées à temps (malgré les incertitudes entourant la disponibilité des centrales nucléaires françaises), les appels d'offres sont réalisés en conséquence et les nouvelles centrales présentent elles aussi une disponibilité similaire à celle des contrats à long terme pour les exportations. Outre les nombreuses dépendances mentionnées, il convient de garder à l'esprit que des décisions concernant la politique énergétique de la France ont fréquemment été révisées à court terme et que la répartition floue des compétences entre l'UE et ses États membres (précisément en ce qui concerne la sécurité contractuelle et les aides) est synonyme d'incertitude.

⁵ P. ex. en 2016, annonce d'une défaillance affectant près de 30 % des centrales nucléaires françaises. Cf. [Anomalies potentielles sur les générateurs de vapeur - ASN](#), juin 2016.

⁶ Cf. également [FR Final NECP main FR.docx \(europa.eu\)](#), mars 2020, chap. 4.4.3.4.

⁷ Cf. également la figure 9 du [rapport hiver 2020-2021 novembre 2020 DEF 0.pdf \(rte-france.com\)](#). Les consommateurs (finaux), en général les gestionnaires de réseau de distribution, doivent acquérir des garanties auprès des producteurs, qui s'engagent à ce que les capacités de production existantes soient utilisées pendant les pics de charge hivernaux (de novembre à mars, approximativement). Les consommateurs sont ainsi incités à flexibiliser en hiver leurs propres pics de charge (ou ceux de leurs clients) et à les maintenir à un niveau aussi faible que possible. Les écarts entre les garanties et la consommation ou la production effective font l'objet de compensations financières. Les pics de charge à couvrir avec des garanties sont de l'ordre de 90 à 95 GW et coûtent entre 10 000 et 18 000 euros/MW (soit environ 900 à 1700 millions d'euros par an).

⁸ Cf. également [Flexibilité- Mécanisme de capacité: RTE Bilan électrique 2019 \(rte-france.com\)](#).

c. Sensibilité de la France aux températures

Les chauffages électriques sont très répandus en France. La consommation d'électricité y est donc particulièrement sensible aux températures. RTE estime qu'en hiver, une baisse de température de 1°C à l'échelle du pays augmente la consommation de 2400 MW⁹, soit plus que la puissance réunie des deux grandes centrales nucléaires suisses de Leibstadt et de Gösgen. Par conséquent, la volonté d'exporter de la France est inexistante, en particulier pendant les périodes prolongées de froid, combinées à une éventuelle indisponibilité des installations de production françaises.

3.3.3 Autriche

Pour le moment, la capacité d'exportation de l'Autriche est réputée robuste. Fortement raccordée à l'Allemagne, l'Autriche peut gérer de manière optimale son parc de production flexible (force hydraulique et installations thermiques conventionnelles). Par rapport à la Suisse, elle a nettement moins d'accumulateurs saisonniers dans la grande hydraulique. On ignore cependant dans quelle mesure cela sera encore compensé en 2035 par des centrales thermiques classiques. L'Autriche n'exploitant aucune centrale nucléaire, il n'y a pas de «gros risque» comme en France, par exemple. De plus, les capacités d'exportation limitées vers l'Italie empêchent un couplage trop important avec ce pays, ce qui a également des répercussions favorables sur la capacité d'exportation (vers la Suisse). L'Autriche souhaite produire intégralement son électricité à partir des énergies renouvelables à l'horizon 2030¹⁰. Elle dépendrait donc encore plus des importations en hiver.

3.3.4 Italie

L'Italie n'a pas encore suffisamment de capacités de production d'électricité compétitives sur le marché européen de l'électricité. Elle a donc dû procéder à des importations structurelles. Cela ne signifie pas pour autant qu'elle n'a pas de réserve. Actuellement, le parc de centrales contrôlables peut parfaitement couvrir la charge de pointe, mais à des coûts bien trop élevés.

Il est cependant difficile d'évaluer la production disponible pour les exportations. D'une part, l'Italie souhaite arrêter de produire de l'électricité avec du charbon et du pétrole d'ici à 2030 en raison des objectifs climatiques, ce qui supprimerait une capacité contrôlable d'environ 15 GW sur le marché. Reste à savoir si, comme l'Allemagne, elle transformera ces capacités en réserves pour garantir l'approvisionnement et si celles-ci pourront servir aux exportations vers la Suisse en cas de besoin. D'autre part, l'Italie entend développer sensiblement sa capacité non contrôlable dans le photovoltaïque et l'éolien, tandis que la production d'électricité avec du gaz demeurerait largement inchangée.

Par ailleurs, l'Italie utilise principalement des chauffages au gaz, contrairement à la France. En hiver, cet agent énergétique primaire se retrouve donc en situation de concurrence entre le chauffage des bâtiments et la production d'électricité. Même si le marché italien du gaz présente une grande flexibilité grâce aux stocks existants et à son importante capacité d'importation¹¹, le volume d'électricité disponible à l'exportation en Italie devrait rester plutôt modeste à l'avenir.

Enfin, comme en Allemagne, l'accès à la production d'électricité en Italie dépend principalement de la gestion des congestions sur le réseau et donc des décisions politiques ou réglementaires. C'est la raison pour laquelle aucune exportation substantielle n'a été possible en hiver jusqu'à présent.

3.4 Capacités de transport

Pour que la Suisse puisse importer un volume d'électricité suffisant, il faut non seulement des capacités d'exportation dans les pays voisins, mais également des capacités de transport, c'est-à-dire un réseau de transport sûr et opérationnel disposant de capacités correspondantes.

⁹ [Analyse de passage de l'hiver 2019-2020](#)

¹⁰ [SDG-Aktionsplan 2019+](#)

¹¹ Cf. [Energy Policies of IEA Countries - Italy 2016 Review](#).

3.4.1 Réseau en Suisse

La Suisse dispose de nombreuses et puissantes lignes transfrontalières vers ses pays voisins. De manière générale, la capacité d'importation n'est pas limitée par celles-ci, mais par le reste du réseau helvétique. Par exemple, pendant l'hiver critique 2015/2016, la capacité de transformation de 380 kV à 220 kV et les lignes transfrontalières de 220 kV ont souvent constitué un frein. On s'efforce donc de surmonter ces congestions indigènes. Cette capacité de transformation a certes pu être augmentée depuis 2016, mais ses avantages n'ont pas encore bénéficié pleinement à l'optimisation du couplage des marchés fondé sur les flux (FBMC) dans la région CWE¹². En revanche, d'autres extensions du réseau n'ont pas encore pu être réalisées en raison des procédures toujours aussi longues. Par exemple, le passage de la ligne Bassecourt – Mühleberg de 220 kV à 380 kV accroîtrait sensiblement la capacité d'importation de la Suisse depuis le nord. Selon la stratégie Réseaux électriques, la durée de mise en œuvre de ces extensions devrait baisser, mais elle est encore très longue pour le moment.

La Suisse ne peut pas être sûre que les projets en cours de planification pourront effectivement être réalisés à temps pour garantir la sécurité de l'approvisionnement. Il y a trop d'aléas en la matière et la durée des procédures est trop longue. Il faut donc se contenter du réseau actuel, éventuellement complété par les projets déjà en construction ou qui bénéficient au moins d'un permis de construire.

La défaillance prolongée d'un élément du réseau, comme la ligne de l'Albula durant l'hiver 2018/2019, ne saurait toutefois être exclue. Un dysfonctionnement dans un transformateur ou – événement peut-être moins probable, mais aux conséquences plus importantes sur la capacité d'importation – la panne d'une sous-station sont également envisageables. Des exemples récents de problèmes sur le réseau figurent en annexe. Cela souligne l'importance de ne pas porter durablement le réseau à ses limites, c'est-à-dire lorsque seules de nombreuses interventions préventives et curatives des gestionnaires de réseau (mesures topologiques, interventions au niveau des centrales, limitation de la capacité de transport) permettent de respecter le critère N-1 ou les valeurs limites admissibles. Ces interventions sont certes déjà réalisées par phase et dans des situations extraordinaires (p. ex. après les tremblements de terre survenus dans le Sud de la France en 2019), mais un tel état permanent pendant plusieurs années n'est pas un vecteur cible acceptable.

3.4.2 Réseaux étrangers

Les réseaux des pays voisins sont eux aussi congestionnés. Les problèmes sur l'axe Nord-Sud en Allemagne notamment, que plusieurs lignes à haute tension à courant continu devraient atténuer, revêtent une importance particulière pour la Suisse. La mise en service de ces lignes est théoriquement prévue à l'horizon 2025, mais la plupart de ces projets sont à un stade qui ne permet pas encore de déterminer avec certitude le début effectif de leur exploitation¹³.

Ces congestions techniques du réseau s'accompagnent d'autres qui sont d'ordre politique. Depuis la mise en service du couplage des marchés fondé sur les flux dans la région Europe Centre-Ouest, les flux non planifiés se sont multipliés sur le réseau helvétique, réduisant directement la capacité d'importation de la Suisse¹⁴. L'UE envisage de vastes modifications qui pourraient encore diminuer cette capacité si le réseau suisse n'était pas pris en compte de manière appropriée:

- couplage des marchés fondé sur les flux étendu à l'Europe de l'Est;
- introduction de plusieurs plates-formes transfrontalières concernant l'énergie de réglage;
- à long terme, extension du couplage des marchés fondé sur les flux à l'Italie;
- dans l'UE, mise à disposition obligatoire depuis début 2020 d'au moins 70 % des capacités des éléments du réseau pour le négoce transfrontalier. Certains pays ont obtenu des dérogations, mais elles échoiront fin 2025 au plus tard;
- optimisation transfrontalière des mesures de délestage (p. ex. redispatching);
- introduction du couplage des marchés fondé sur les flux dans le marché Intraday également.

¹² CWE: région Europe Centre-Ouest composée des États membres de l'UE Autriche, Belgique, France, Allemagne, Luxembourg et Pays-Bas. FBMC: Flow Based Market Coupling ou couplage des marchés fondé sur les flux

¹³ Cf. <https://www.netzausbau.de/>.

¹⁴ Cf. [rapport de l'EICOM](#).

Sans accord bilatéral sur l'électricité, la Suisse demeurera exclue d'une partie au moins de ces sujets. Avec la participation de l'EiCom et des régulateurs européens, Swissgrid et les TSO européens négocient actuellement une prise en compte adéquate et équitable des capacités du réseau suisse sous la forme de conventions techniques¹⁵. On ignore encore si une telle convention verra le jour. Dans ce contexte, il convient de préciser que l'UE souhaite que l'ensemble des États membres, des TSO et des autorités de régulation nationales qui pourraient être concernés par la convention avec la Suisse participent aux négociations, une décision unanime étant nécessaire. La prise en compte de la sécurité du réseau helvétique ou de la disponibilité des capacités d'importation se mue dès lors en un gage (politique) éventuel, qui pourrait ne pas dépendre uniquement des voisins directs de la Suisse.

La non-conclusion de ces conventions techniques aurait des conséquences majeures sur la sécurité du réseau et sur les possibilités d'importation de la Suisse. Non seulement les flux non planifiés augmenteraient sur le réseau suisse, mais ils pourraient également se produire dans un délai plus court. En outre, du point de vue de l'UE, les échanges entre la Suisse et ses pays voisins ne pourraient plus relever de la capacité minimale de 70 % pour le négoce transfrontalier. En toute logique, un pays voisin qui n'atteindrait pas ces 70 % réduirait alors ses exportations vers la Suisse. Selon des estimations allemandes, il est prévisible que les capacités d'exportation actuelles de 800 à 2000 MW ne seraient plus disponibles dans un avenir proche.

L'extension à l'Italie du couplage des marchés fondé sur les flux sans la moindre prise en compte de la Suisse constituerait le pire scénario et ne serait guère gérable. Pour des raisons de sécurité du réseau, celui-ci doit être évité à tout prix, car il ne pourrait pas être surmonté sans une production indigène appropriée – tant pour l'approvisionnement que pour les capacités de réglage.

3.4.3 Besoin de redispatching

La volonté de maintenir une capacité d'importation élevée accentue la pression pour fixer les capacités avec moins de réserves, voire sans, et pousser l'exploitation du réseau à ses limites. Le besoin de redispatching augmente encore pour éviter les infractions (ou le non-respect du N-1) qui en découleraient nécessairement, voire les surcharges. Or ce besoin s'accroît déjà à cause de la recrudescence des flux non planifiés, de la volatilité globalement plus élevée et des délais parfois plus courts.

Même si certaines améliorations sont réalisées en la matière (p. ex. incitations pour les producteurs suisses qui résultent du marché intégré ou du redispatching tripartite avec la France et l'Allemagne), elles ne constituent pas un remède miracle, car le redispatching n'est pas disponible à l'infini ou à tout moment. Souvent, une quantité importante de redispatching est proposée dans un sens, tandis que la disponibilité est restreinte dans l'autre sens. Si la production doit être augmentée en Suisse, mais réduite en Allemagne par exemple, de l'eau d'accumulation sera également utilisée pour sécuriser le réseau; elle ne pourra alors plus être employée ultérieurement pour l'approvisionnement. Par ailleurs, les ressources de redispatching disponibles ont un impact limité sur les congestions du réseau (dépendance vis-à-vis des nœuds).

Le recours au redispatching accroît donc potentiellement la capacité de transport, mais conditionne la disponibilité des centrales nécessaires à cet effet et réduit l'énergie d'approvisionnement.

¹⁵ Cf. [information de l'EiCom](#).

3.4.4 Perspective historique

D'après la statistique suisse de l'électricité, les importations et les exportations au cours des précédents semestres d'hiver ont été les suivantes (flux physique en TWh; le flux commercial s'en écarte légèrement, les différences se matérialisant dans les importations nettes):

	2014/2015	2015/2016	2016/2017	2017/2018	2018/2019
Importations AT/DE/FR	13,7	18,2	17,1	19,0	15,9
Exportations IT	13,2	13,2	7,3	12,3	11,3
Importations nettes	0,5	5,0	9,8	6,7	4,6

Les importations nettes ont atteint les 10 TWh uniquement pendant l'hiver 2016/2017, l'EICom considérant cette valeur comme un ordre de grandeur pertinent pour une limite. Durant l'hiver 2016/2017 et surtout 2015/2016, la situation sur le réseau et en matière d'approvisionnement a été tendue en Suisse pendant une période prolongée. Au cours de l'hiver 2015/2016, certaines centrales nucléaires étaient hors service et le réseau de transport n'était pas entièrement disponible. Cela s'est traduit par un besoin d'importation net de 5 TWh, soit précisément la moitié de la limite.

On pourrait arguer que des exportations vers l'Italie ont été effectuées durant ces hivers et que des importations depuis ce pays seraient possibles le cas échéant si les besoins de la Suisse augmentaient. Il faut cependant garder à l'esprit que

- des problèmes de réseau peuvent se produire en Italie, réduisant dès lors fortement sa capacité d'exportation. Cela était manifeste en janvier 2017, lorsque la France faisait face à des problèmes d'approvisionnement en raison d'une vague de froid prolongée. Le gestionnaire de réseau italien a alors été contraint de réduire sensiblement, voire de suspendre totalement la capacité d'exportation vers la France et la Suisse pendant quelques heures, au moment où la France avait une pénurie d'électricité¹⁶. Aujourd'hui encore, l'Italie a du mal à déterminer l'ampleur des exportations possibles (éventuellement grâce au redispatching);
- la situation était meilleure en Suisse durant l'hiver 2016/2017. Celle-ci a pu accroître techniquement la capacité vers la France à certaines heures et aider ainsi son voisin grâce à la production supplémentaire de ses accumulateurs;
- l'entraide entre les pays voisins n'est envisageable qu'en l'absence de pénurie dans chaque pays concerné, comme l'a révélé la pandémie de COVID-19. Cela est d'autant plus vrai sans accord sur l'électricité.

On sait d'expérience que le réseau de transport permet d'importer 10 TWh d'électricité en hiver, en termes nets. Cela ne garantit pas pour autant de manière forfaitaire qu'un tel volume soit durablement disponible à cette période, car la disponibilité dépend toujours d'une situation précise. Or l'évolution prévisible de la volonté d'exporter des pays voisins et les incertitudes entourant les capacités de transport montrent que les futures capacités d'importation ne peuvent pas être évaluées en se basant sur les quantités importées par le passé.

Sur le plan technique, les importations depuis le nord ne pourront guère progresser davantage. Compte tenu des risques politiques exposés au chapitre 3.4.2, une réduction notable des capacités d'importation est probable dans le pire des cas. Même si ces risques ne se concrétisent pas et en considérant le besoin d'importation net actuel de plus de 15 TWh d'après les Perspectives énergétiques 2050+, il faudrait importer à la limite du réseau dans des circonstances normales et l'on ne pourrait presque plus exporter vers l'Italie.

Dans la situation actuelle, l'Italie et la Suisse ont souvent des intérêts convergents. Si la Suisse n'était plus en mesure d'exporter vers l'Italie, le soutien de cette dernière au sein de l'UE ne contribuerait plus au raccordement approprié de la Suisse, y compris en direction du nord. Scénario quasiment ingérable, l'extension du couplage des marchés fondé sur les flux à l'Italie sans la moindre prise en

¹⁶ Cf. <https://transparency.entsoe.eu/>

compte de la Suisse serait alors beaucoup plus probable. La dépendance vis-à-vis des décisions politiques prises à l'étranger s'accroîtrait d'autant.

3.5 Importance d'un accord sur l'électricité

L'UE subordonne un éventuel accord sur l'électricité à la conclusion de l'accord-cadre. Après l'abandon des négociations de l'accord institutionnel par le Conseil fédéral, un accord sur électricité est improbable. La sécurité d'approvisionnement doit donc être garantie sans accord sur l'électricité. La sécurité de l'approvisionnement doit donc pouvoir être garantie même sans accord sur l'électricité. En l'absence d'un tel accord, les acteurs directement concernés sont tributaire de la signature des conventions techniques susmentionnées. Bien que l'UE et la Suisse soient toutes deux intéressées par une interconnexion sûre, on ignore si ces conventions verront le jour et, si oui, à quelles conditions.

Sans accord sur l'électricité ni conventions techniques, les pays voisins n'auront aucune obligation légale de garantir une quelconque capacité d'exportation vers la Suisse. Si la situation devient critique dans un autre pays, il faut s'attendre à ce que la capacité de transport vers la Suisse, qui n'est pas membre de l'UE, soit réduite en priorité.

Toutefois, un accord sur l'électricité ne modifierait guère la volonté d'exporter des pays voisins, qui dépend en premier lieu de la disponibilité d'une production suffisante dans ces pays (pour l'exportation).

3.6 Considérations économiques

Le présent état des lieux porte sur l'exposé des risques liés aux importations au sens strict. L'évaluation de ces risques en vue d'une gestion (économiquement) optimale du parc de centrales suisse ne saurait y être approfondie, mais elle est pertinente pour l'appréciation par les milieux politiques.

3.7 Réflexions sur la valeur indicative des importations

Les réflexions précédentes sur les aléas nationaux, la volonté d'exporter des pays voisins, les restrictions liées au réseau ainsi que les incertitudes relatives au contexte juridique et à l'environnement technique du marché sont complexes. Elles s'appuient sur des relations mutuelles, dépendent en grande partie de facteurs exogènes et peuvent changer à court terme. Comme indiqué dans le document de référence sur la production hivernale, eu égard à la complexité et aux incertitudes, le développement nécessaire de cette production doit, en fin de compte, être défini sur la base d'une évaluation des risques. Lors de l'analyse de l'adéquation du système, l'EiCom a toujours souligné que les résultats très détaillés ne devaient pas faire l'objet d'une interprétation excessive, car les modèles et les hypothèses ne reflétaient la réalité que de manière limitée.

Le débat sur une valeur indicative qui illustrerait au niveau politique les importations maximales admissibles en hiver suppose une évaluation similaire des risques: compte tenu de l'expérience acquise au cours de l'hiver 2016/2017 notamment, des importations nettes de 10 TWh semblent être une valeur indicative raisonnable pour exprimer le besoin d'importation maximum durant le semestre d'hiver. Eu égard aux graves conséquences d'un vaste dysfonctionnement dans presque tous les domaines de la société et aux longs délais pour ériger des capacités de production supplémentaires, il n'est pas acceptable de (prévoir de) pousser l'exploitation du système à ses limites. Avec une valeur indicative de 10 TWh, les réserves disponibles devraient vraisemblablement suffire à garantir une exploitation stable du système, même en cas d'événements imprévisibles. Il s'agit essentiellement de savoir si la Suisse pourra se contenter à l'avenir d'importations nettes d'environ 5 TWh en hiver ou s'il en faudrait plutôt 15 TWh. Si l'on considère les risques liés aux importations, un volume de 15 TWh est trop risqué. En outre, l'infrastructure actuelle de la Suisse (parc de centrales flexible et réseau de transport bien développé) ne peut pas être gérée de manière efficace sans réserves suffisantes. Les

10 TWh représentent une valeur indicative d'ordre politique, mais celle-ci n'est pas fixe. Il faudrait la réévaluer en cas de changement significatif des facteurs de crise.

4 Conclusion

Les pays voisins remplacent eux aussi leurs centrales contrôlables principalement par une production d'origine renouvelable. Cela implique de financer des centrales de réserve et rend les exportations tributaires de décisions politiques. Tous ces États s'attendent à une hausse du besoin d'importation pendant le semestre d'hiver.

L'optimisation des capacités de transport à l'échelle de l'UE restreint les possibilités de maintien ou d'extension des capacités d'importation. Il faut donc s'attendre de manière réaliste à un recul tendanciel de ces capacités, en dépit du développement du réseau et d'une éventuelle solution technique.

Un besoin d'importation structurel est critique face à la disposition moindre à exporter manifestée par les pays voisins et face à de futures optimisations des marchés à l'échelle de l'UE. Des importations supérieures à 10 TWh pousseraient l'exploitation du système à ses limites. Or cela n'est pas envisageable compte tenu de l'importance de l'approvisionnement en électricité pour l'ensemble de la société et des risques prévisibles liés aux importations. Un taux d'autosuffisance adéquat augmente la marge de négociation pour conclure des conventions techniques en matière de calcul de capacité. La valeur indicative de 10 TWh n'est pas fixe. Elle devra être réévaluée en cas de changement significatif des facteurs de stress.

5 Annexe: exemples de problèmes sur le réseau

8 janvier 2021: déconnexion du réseau en Europe du Sud-Est. Un élément est tombé en panne dans une sous-station croate lors d'un échange transfrontalier très élevé entre l'Europe du Sud-Est et l'Europe du Nord-Ouest. En raison de la surcharge des lignes, cela a entraîné une réaction en chaîne qui s'est soldée par la déconnexion du réseau de l'Europe continentale.

17 juillet 2020: la combinaison de plusieurs facteurs a déclenché une protection dans la sous-station de Chippis, puis l'interruption de l'approvisionnement dans certaines parties du Haut-Valais. Le problème est demeuré local, mais un incident similaire à un autre endroit aurait pu affecter fortement les importations.

26 juin 2020: des inconnus ont fait tomber un pylône d'une ligne aérienne dans le canton de Vaud. Deux lignes de 220 kV ont dû être mises hors service pendant près de six semaines.

10 et 11 février 2020: la tempête Sabine a occasionné la défaillance de neuf lignes du réseau de transport suisse. La réparation de l'une d'elles s'est révélée contraignante, tandis que les autres ont pu être remises en service rapidement.

15 novembre 2019: d'importants flux non planifiés entre l'Allemagne et la France, via la Suisse, en relation avec la défaillance de plusieurs centrales nucléaires françaises dans la vallée du Rhône ont engendré des surcharges dans l'arc lémanique et donc la déconnexion du réseau de transport suisse. L'approvisionnement de l'arc lémanique était uniquement possible via la France. Pour éviter une situation similaire à Noël 2019, un redispatching de grande ampleur a été réalisé à titre préventif.

20 mai 2019: des exportations exceptionnellement élevées vers l'Allemagne ont entraîné une surcharge des lignes en Suisse centrale. Seul un redispatching international a permis d'y remédier, mais l'Allemagne a dû confier le redispatching au Danemark, car aucune capacité n'était disponible sur son propre territoire.

29 et 30 octobre 2018: la tempête «Vaia» a endommagé quatre pylônes de la ligne de l'Albula. Celle-ci est restée hors service jusqu'au 29 juillet 2019, soit presque un an.

30 novembre 2017: défaillance du transformateur de Bassecourt, qui est important pour les importations. Remise en service possible uniquement avec une puissance réduite et sans capacité de réglage.