



Résumé

Adéquation du système électrique en 2020 (*System Adequacy 2020*)

Étude sur la sécurité de l'approvisionnement en Suisse en 2020

20 Décembre 2017



1. Quelques mots d'introduction de la part de l'EICom

Pour que la société et l'économie se développent, il faut un approvisionnement sûr en électricité. L'EICom joue un rôle important dans l'évaluation de la sécurité de l'approvisionnement : la loi sur l'approvisionnement en électricité prévoit que l'EICom observe et surveille l'évolution des marchés de l'électricité dans le but d'assurer la sécurité de l'approvisionnement en électricité à un prix abordable. On parle d'adéquation du système (en anglais *system adequacy*)¹ lorsque, dans la zone de réglage suisse, l'équilibre entre production (importations comprises) et consommation (exportations incluses) peut être assuré à tout moment.

Durant l'été la Suisse exporte plus de courant qu'elle n'en importe, tandis que la situation est inversée durant le semestre d'hiver : depuis quatorze ans, la Suisse connaît une importation nette de courant en hiver. Durant l'hiver 2016/2017 les importations ont représenté presque 10 térawattheures (TWh), soit juste un tiers de la consommation indigène hivernale. La tendance à une augmentation des importations devrait se poursuivre étant donné que l'on prévoit de mettre hors service des centrales nucléaires au cours des deux prochaines décennies, sans pour autant développer substantiellement de nouvelles capacités pour la production hivernale. Toutefois, comparée à d'autres pays, la Suisse bénéficie dans l'ensemble de bonnes conditions, en raison de sa situation au centre de l'Europe, de sa bonne intégration au réseau interconnecté européen et des possibilités de stockage disponibles dans les Alpes, autant de facteurs qui garantissent l'approvisionnement en électricité même avec des importations substantielles.

Ces deux dernières années ont vu s'accroître la question de savoir dans quelle mesure la sécurité de l'approvisionnement pouvait être considérée comme étant sûre et à un prix abordable, au vu des développements que connaît la politique énergétique en Europe et en Suisse. C'est la raison pour laquelle l'EICom a demandé à Swissgrid d'examiner la sécurité du système dans le cadre d'une approche analytique. Les pages suivantes résument les conditions cadres réglementaires à la base de cette approche et l'interprétation des résultats du point de vue de l'EICom. Le rapport de Swissgrid quant à ses propres analyses de la sécurité du système commence dès la page 12.

¹ L'adéquation du système suppose une adéquation tant au niveau du réseau que de la production



2. Situation de l'approvisionnement durant l'hiver

Hiver 2015/2016

Au début de l'hiver 2015/16, Swissgrid a signalé que la situation sur le réseau et en matière d'approvisionnement était tendue. Les raisons en étaient que la capacité d'importation était alors partiellement limitée en raison de la capacité de transformation insuffisante entre les niveaux 380 et 220 kilovolt (kV). La situation était d'autant plus critique qu'il fallait compenser par des importations, avant tout au niveau du 380 kV, l'arrêt des centrales nucléaires de Beznau 1 et 2 (KKB I et II) et une production hydraulique inférieure à la moyenne (injection au niveau du 220 kV). En raison des capacités de transformation insuffisantes de l'électricité importée à 380 kV pour l'injecter à 220 kV, une congestion est apparue, due à l'arrêt des centrales KKB I et II, notamment aux nœuds de Beznau et de Breite, pour transformer au niveau du 220 kV l'électricité importée au niveau du 380 kV. En conséquence, diverses mesures techniques ont été prises au niveau du réseau :

- topologie de réseau provisoire permettant d'utiliser le transformateur de couplage à Laufenburg ;
- recours à un transformateur de secours à Tierfehd ;
- raccordement spécifique de plusieurs centrales de pompage-turbinage en Suisse et à l'étranger ;
- augmentation des intervalles de contrôle des infrastructures critiques ;
- report ciblé de mises hors service d'éléments d'infrastructure potentiellement critiques.

D'autres mesures ont été mises en œuvre au niveau du marché :

- maximisation de la capacité d'importation à disposition du marché ;
- achat anticipé de puissance de réglage ;
- sensibilisation des groupes-bilan à la garantie de l'équilibre par le biais de la suppression du prix plafond de l'énergie d'ajustement ;
- réservation d'énergie de redispatching sur des nœuds du réseau potentiellement congestionnés ;
- report temporaire de capacité d'exportation des enchères mensuelles aux enchères quotidiennes.

Ces mesures ainsi que les températures plus douces du début de l'année 2016 ont contribué à détendre la situation.

Étant donné que les prix n'ont augmenté que modérément durant l'hiver 2015/2016, la question s'est posée de savoir dans quelle mesure le marché réussissait vraiment à détecter d'éventuelles congestions à l'intérieur du pays et qui était responsable en fin de compte pour la sécurité de l'approvisionnement, afin de garantir des réserves suffisantes également en situations de crise. C'est la raison pour laquelle un groupe de travail a clarifié les interfaces et les responsabilités, d'une part au niveau de



l'exploitation du réseau et d'autre part concernant l'approvisionnement. Une des conclusions du groupe de travail est que Swissgrid devait premièrement instaurer plus de sécurité dans sa planification de mise à disposition de services-système et deuxièmement garantir la meilleure transparence possible concernant la capacité d'importation, afin que les exploitants de centrales et les distributeurs puissent mieux évaluer les risques liés à l'importation.

Hiver 2016/2017

Durant l'hiver 2016/17, la disponibilité du réseau concernant la capacité d'importation était nettement plus élevée que durant l'hiver précédent, grâce aux mesures prises par Swissgrid (notamment suite à la mise en service du transformateur dans la sous-station de Beznau). Toutefois, en raison de l'arrêt prolongé des centrales nucléaires de Leibstadt et Beznau I, environ 18 % de production électrique manquaient au niveau national. Dans le même temps, en France et en Belgique, le parc de centrales électriques présentait une disponibilité inhabituellement basse, si bien que les prix de gros de l'électricité évoluaient en partie à un niveau élevé, reflétant cette fois-ci ce manque. Il en est résulté une utilisation réduite - due aux prix - des capacités d'exportation vers l'Italie durant le semestre d'hiver, marqué même quelques heures durant par des importations substantielles en provenance de l'Italie. La situation s'est détendue avec la remise en service de la centrale nucléaire de Leibstadt, les disponibilités plus élevées des centrales de base en France et les températures nettement plus douces enregistrées à partir de février 2017, tandis que les prix étaient cotés à nouveau plus bas.

La sécurité de l'approvisionnement en hiver : un sujet politique

En raison de la situation tendue en matière d'approvisionnement durant les derniers hivers, la sécurité de l'approvisionnement est devenue un sujet hautement prioritaire dans le débat politique. Ainsi divers modèles ayant trait à la conception du marché (*market design*) ont été proposés tandis que des interventions parlementaires étaient déposées, elles aussi toutes motivées, entre autres, par le renforcement de la sécurité de l'approvisionnement. Étant donné que la conception de la structure du marché est en principe une tâche politique du Conseil fédéral et du législateur, l'EICOM s'est sciemment abstenue de prendre position envers les modèles proposés. Elle soulignait toutefois en avril 2017 qu'il faut d'abord clarifier les objectifs d'une adaptation de la conception du marché électrique avant d'entreprendre éventuellement une telle révision et distinguer notamment les objectifs structurels (comme p. ex. l'augmentation du niveau d'autosuffisance) des mesures relevant de la législation actuelle (comme p. ex. la provision d'une réserve stratégique) ou du soutien financier aux centrales existantes, respectivement à leurs propriétaires.

3. Étude 2017 consacrée à l'adéquation du système en 2020

Compte tenu de ce contexte, l'EICOM a décidé au début de l'année 2017 de demander une étude portant sur l'adéquation du système en Suisse. Son objectif était d'obtenir des prévisions horaires des



éventuelles congestions susceptibles d'affecter la sécurité de l'approvisionnement à moyen terme. Jugée appropriée, la méthode probabiliste appliquée par ENTSO-E² et le Forum pentalatéral de l'énergie (PLEF) a été retenue. Swissgrid a été mandatée pour réaliser cette étude étant donné qu'elle a contribué en 2015 à développer cette méthode et l'a adaptée aux spécificités suisses ; de plus elle dispose des compétences et données nécessaires. L'EICom s'est chargée de choisir l'horizon temporel souhaité et de déterminer le scénario de base et les scénarios de stress.

Pourquoi 2020 ?

La décision d'examiner plus spécifiquement la situation en matière d'approvisionnement pour l'année 2020 a été prise sur la base des réflexions suivantes :

- la centrale nucléaire de Mühleberg sera probablement hors service dès fin 2019 ;
- l'état d'avancement des extensions du réseau suisse ne comporte que peu d'incertitudes d'ici 2020 ;
- les incertitudes concernant le parc de centrales allemandes restent faibles (centrales nucléaires encore en service dans le sud de l'Allemagne et réserves disponibles connues) ;
- de même, les incertitudes concernant les projets d'extension du réseau pour éliminer les congestions à l'intérieur de l'Allemagne sont réduites (tracés essentiels de 2020 pas encore disponibles) ;
- il reste possible de mettre en œuvre d'ici 2020 d'éventuelles mesures nécessaires en vertu de la LApEI (mesures au niveau de l'exploitation, renforcement prioritaire des transformateurs, proposition au Conseil fédéral conformément à l'art. 9 LApEI) ;
- les débats politiques se focalisent avant tout sur une adaptation du cadre légal (examen de la structure du marché dans le cadre de la révision planifiée de la LApEI – irréaliste d'ici 2020).

Choix du modèle

L'approvisionnement en électricité est historiquement lié à une approche privilégiant les marchés nationaux. Ainsi, les indicateurs principaux utilisés dans le cadre de l'UCTE³ (devenu par la suite ENTSO-E) pour mesurer la sécurité de l'approvisionnement étaient orientés sur les besoins nationaux : il était d'usage de considérer la puissance pour les heures de charge maximales d'une zone de réglage. Typiquement, on tenait compte du parc de centrales disponible en hiver par rapport à la charge maximale d'un jour ouvrable (3^e mercredi du mois). La réserve de capacité correspondante était considérée comme capacité résiduelle (*remaining capacity*).

Bien avant la libéralisation du marché de l'électricité dans l'UE, les échanges transfrontaliers notamment aux frontières nord de la Suisse (Étoile de Laufenburg) et à la frontière avec l'Italie du Nord (besoin d'importation de l'Italie) ont joué un rôle majeur. La libéralisation dans l'UE et l'augmentation des

² European Network of Transmission System Operators for Electricity (Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport d'électricité, REGRT-E).

³ Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity



échanges d'électricité transfrontaliers ont nécessité de coordonner plus étroitement au niveau international l'utilisation de la capacité de transport, ce qui explique que les considérations concernant l'adéquation du système tiennent davantage compte des importations et exportations. Le développement massif de la production énergétique renouvelable (beaucoup de puissance installée avec une durée d'utilisation plutôt réduite) est également une raison qui fait que les modèles utilisés jusqu'à présent pour calculer la « Generation Adequacy » (adéquation de la production) ont dû être remaniés. Les GRT⁴ ont donc spécifiquement affiné ces dernières années les outils de calcul de l'adéquation du système.

C'est pourquoi l'EICom a décidé de reprendre la méthode probabiliste développée par les GRT dans le cadre du Forum pentalatéral de l'énergie pour calculer l'adéquation du système : elle est non seulement à la pointe, mais correspond de plus aux modèles comparables utilisés lors du calcul du critère de sécurité N-1 ou de la planification opérationnelle pour l'exploitation en temps réel. Étant donné que la Suisse « importe » dans une large mesure les prix pratiqués sur les marchés de gros des pays voisins, une attention toute particulière a été accordée à la représentation la plus réaliste possible des capacités disponibles pour l'importation et l'exportation.

Quant aux hypothèses concernant les paramètres du marché, l'EICom a eu recours à des données accessibles au public afin de garantir leur traçabilité et de réduire leur complexité. Elle s'est notamment appuyée sur les données fondamentales suivantes collectées et utilisées par l'ENTSO-E ou par l'Agence internationale de l'énergie :

- prévisions de consommation⁵
- estimations du parc de centrales⁵
- évolution des prix du charbon, du pétrole et du gaz⁶
- coûts pour le CO₂⁶

Par ailleurs, le modèle a subi plusieurs adaptations afin de mieux refléter la réalité suisse. Le rapport de Swissgrid documente tout le processus.

Choix des scénarios

Contrairement aux premiers calculs effectués dans le cadre du Forum pentalatéral de l'énergie pour la Suisse, la disponibilité des capacités d'importation a été retenue sur la base de la NTC⁷ telle que réellement déterminée par les GRT. Par ailleurs, les données de base concernant le climat ont été étendues de 12 à 34 ans, avec pour conséquence p. ex. que les « rudes » conditions climatiques de l'hiver 1985 ont été prises en compte.

Le scénario probable pour 2020 (scénario de base) table sur les hypothèses suivantes :

⁴ Gestionnaires de réseau de transport (*Transmission System Operators, TSOs*)

⁵ ENTSO-E Midterm adequacy forecast (MAF)

⁶ International Energy Agency, World Energy Outlook

⁷ Net Transfer Capacity (capacité de transfert nette)



- la centrale nucléaire de Mühleberg (KKM) n'est plus exploitée ;
- les centrales nucléaires de Beznau I et II (KKB I+II), Gösgen (KKG) et Leibstadt (KKL) ainsi que la centrale de pompage-turbinage Linth-Limmern sont exploitées avec la disponibilité habituelle ;
- la centrale Nant de Drance est en service (avec des restrictions techniques liées au réseau) ;
- l'augmentation de la tension sur la ligne entre Bassecourt et Mühleberg n'a pas encore eu lieu ;
- les transformateurs de couplage entre les niveaux de réseau à 380kV et 220kV ont été renforcés conformément au plan pluriannuel 2016 ;
- la disponibilité des capacités transfrontalières correspond aux valeurs convenues actuellement par les GRT (qui toutefois seront adaptées dans la perspective de 2020) ;
- les zones de prix allemande et autrichienne sont séparées.

L'ElCom a ensuite défini trois scénarios de stress pour tenir compte d'éventuelles incertitudes :

1. les centrales de Leibstadt (KKL) et Gösgen (KKG) ainsi que les centrales de base en France sont hors service à hauteur de 20 Gigawatt durant le semestre d'hiver et il n'y a aucune importation à partir de l'Italie en janvier et/ou février ;
2. Toutes les centrales nucléaires suisses sont hors service durant le semestre d'hiver et il n'y a aucune importation à partir de l'Italie en janvier ;
3. Toutes les centrales nucléaires suisses sont hors service durant le semestre d'hiver ainsi que la Grande-Dixence l'année entière et il n'y a aucune importation à partir de l'Italie en janvier.

Pourquoi avoir choisi ces scénarios ? Les premières estimations ont montré que le modèle pour les scénarios calqués sur le dernier hiver 2016/2017 n'identifiait aucune congestion dans l'approvisionnement même pour des années climatiques plus rudes. C'est la raison pour laquelle dans le scénario de stress 1, le plus strict, la non disponibilité des centrales de base a été augmentée et prolongée d'après la situation de l'hiver 2016/2017. Il faut relever que les probabilités d'occurrence des scénarios de stress ne sont pas modélisées de façon probabiliste. En clair, aucune indication quantitative ne peut être faite quant à la probabilité qu'un scénario de stress se produise. Ce n'est que lorsqu'un scénario de stress se produit effectivement qu'une évaluation chiffrée peut être menée quant à la fréquence et à l'étendue des congestions constatées.

Interprétation des résultats

Le modèle utilisé est global et complexe. Les données sont combinées en résolution horaire pour de nombreux pays. Les résultats sont eux aussi horaires. Toutefois, la haute complexité du modèle ne doit pas occulter le fait qu'il ne reflète la réalité des marchés que de manière simplifiée. Le modèle ne tient par exemple pas compte du fait que les informations ayant trait au marché ne sont pas exhaustives (p. ex. en réalité les prix se différencient par marché et par termes). Par ailleurs, des décisions



d'ordre politique (p. ex. découpage des zones de prix, recours au redispatching en faveur de l'exportation, politique suivie en matière d'émissions de CO₂) ainsi que l'évolution des prix de l'énergie considérée globalement (pétrole, gaz, charbon) apparaissent comme facteurs exogènes dans les valeurs sous-tendant les scénarios. Cela signifie que des paramètres fondamentaux de la structure du marché ne sont pas pris en compte, ni comme variables, ni dans les scénarios.

Ces simplifications ne signifient pas forcément que le modèle surévalue ou sous-évalue systématiquement la situation. Certaines incertitudes pèsent sur les hypothèses suivantes du modèle et font que ses résultats sont soit trop optimistes, soit trop pessimistes :

	Résultats trop	
	optimistes	pessimistes
Disponibilité des pays voisins à exporter*	x	
Absence de lien institutionnel avec le marché intérieur de l'UE	x	
Engagement des centrales optimisé au niveau supranational	x	
Mises hors service supplémentaires** des centrales de base	x	
Information pleinement disponible pour une période d'une semaine	x	
Sensibilité au prix de la part des consommateurs en CH non considérée		x
Sensibilité au prix au niveau de l'offre (p. ex. générateurs de secours)		x

*Cette hypothèse est complexe et implique notamment que :

- les décisions de politique économique des pays voisins sont susceptibles d'avoir de sérieuses répercussions sur la sécurité de l'approvisionnement de la Suisse ;
- des pics de prix (également importés) soient autorisés ;
- les acteurs au niveau politique, les autorités de régulation nationales et les GRT soient disposés à financer au plan national p. ex. les mesures de redispatching ou de recours aux réserves nécessaires au maintien des exportations dont bénéficient d'autres pays.

** c'est-à-dire dépassant le cadre des non-disponibilités des centrales de base dans les scénarios de stress.

4. Conclusions de l'EICom

Les résultats des approches analytiques ne doivent pas être interprétés en tant que prévisions mais servent plutôt d'indication pour évaluer la robustesse du système.

Les résultats chiffrés pour 2020 montrent que l'adéquation du système au sein des zones de prix et de réglage suisses semble garantie dans le scénario de base : il ne faut pas s'attendre à une rupture d'approvisionnement, les valeurs concernant l'énergie non fournie (*Energy Not Supplied, ENS*) et les pertes de charge escomptées (*Loss Of Load Expected LOLE*) dans le scénario de base, qui est vraisemblable, sont quasiment nulles. Cela semble plausible en situation ordinaire « normale » puisque la



consommation d'électricité annuelle de la Suisse ne représente que 4 % de la consommation de toute l'Europe. Dans cette optique, il n'est donc pas nécessaire de prendre de quelconques mesures.

Cependant, il n'est pas impossible que surviennent des situations de stress (périodes de froid prolongées avec une disponibilité limitée des centrales en France), même si la probabilité d'occurrence de tels scénarios est plutôt faible. Même lorsque le système offre encore des réserves, les mesures correctives préparées au niveau opérationnel ou d'autres adaptées à chaque situation particulière sont plutôt limitées face à des situations extrêmes. Les résultats issus des scénarios de stress soulignent certains problèmes qui toutefois peuvent être résolus au niveau de l'exploitation du réseau dans le cadre des mesures opérationnelles à disposition de Swissgrid.

D'une part il paraît probable qu'en raison de la position géographique centrale de la Suisse et de la forte densité de ses interconnexions électriques avec l'Allemagne et la France, l'adéquation du système puisse être garantie malgré une hausse des importations. D'autre part, la France notamment, mais aussi l'Italie, subissent toujours plus de défis structurels en hiver, à l'avenir davantage encore avec la réduction de leurs centrales de base. En Allemagne, la disposition à exporter en direction du sud dépendra de la disponibilité de centrales de réserve au sud de l'Allemagne, faute de capacités de transport au sein du pays.

Il faut cependant relativiser la pertinence réelle des résultats numériques en raison des simplifications inhérentes au modèle et de la sensibilité élevée des résultats aux hypothèses. Les calculs du modèle supposent que le marché fonctionne et que les pays voisins sont non seulement disposés à exporter, mais aussi capables de le faire même dans des situations critiques. On ne saurait exclure une certaine inconstance quant à l'exactitude des hypothèses formulées : les résultats sont aussi tributaires de ces incertitudes. Il faut donc souligner qu'une exploitation du système effleurant ses limites, comme p. ex. dans les scénarios de stress, n'est pas sans risque pour un approvisionnement sûr.

Au vu de ce constat, il faudrait également prendre en compte, outre les approches numériques de l'adéquation du système, les besoins en importations durant le semestre d'hiver, tout aussi pertinents et significatifs pour évaluer la vulnérabilité de la sécurité de l'approvisionnement. La capacité à réagir à des évolutions imprévisibles dépend avant tout des réserves disponibles dans le système et ajustables au niveau opérationnel. Ainsi, une option à examiner serait de disposer d'une réserve (en énergie) supplémentaire pour les semaines critiques apparaissant vers la fin du semestre d'hiver lors de scénarios extrêmes. Toutefois, une telle option nécessite des restrictions du marché. D'éventuelles distorsions et incitations négatives doivent donc être prises en compte.

Sur la base de ces considérations, l'ElCom estime qu'il n'est pas nécessaire actuellement de proposer au Conseil fédéral des mesures au sens de l'art. 9 LApEI. Cependant, il faut :

- en raison des risques croissants liés aux importations, poursuivre la discussion politique quant aux conditions-cadres permettant une production adéquate au niveau national, c'est-à-dire la



- proportion de production indigène disponible durant toute l'année (et durant le semestre d'hiver) par rapport à la consommation annuelle suisse (et hivernale) ;
- continuer d'accorder une priorité élevée aux efforts d'optimisation et de maximisation de la capacité (nette) d'importation ;
 - lancer les préparatifs organisationnels nécessaires aux délestages manuels ;
 - continuer d'observer la situation d'approvisionnement durant les mois critiques ;
 - éventuellement, examiner la possibilité d'une réserve stratégique, voire d'autres alternatives, comme option offrant une sécurité supplémentaire lors de situations extrêmes.

Étant donné le long délai nécessaire pour intervenir politiquement afin d'éliminer les congestions structurelles (tant pour ce qui concerne l'extension du réseau que l'augmentation de la capacité de production), l'EICom chargera l'année prochaine Swissgrid de préparer une analyse de l'adéquation du système pour l'année 2025. Elle y prendra en considération les progrès de mise en œuvre de la stratégie énergétique 2050, en particulier pour ce qui a trait à la production propre supplémentaire fondée sur des énergies renouvelables. Au vu de l'évolution du contexte (capacité du réseau, capacité des centrales, etc.), il semble opportun de réexaminer le choix des scénarios tous les deux ans et de mettre à jour les calculs du modèle.



Date : 20 décembre 2017

Lieu : Berne

Mandant :

Commission fédérale de l'électricité ElCom
Effingerstrasse 39
CH-3003 Berne
www.elcom.admin.ch

Mandataire :

Swissgrid SA
Werkstrasse 12
CH-5080 Laufenburg

Auteur :

Swissgrid

Note: le résumé en français de l'étude élaborée par Swissgrid se trouve ci-après ; l'étude complète est disponible en allemand dans le rapport « System Adequacy 2020, Studie zur Versorgungssicherheit der Schweiz im Jahr 2020, Schlussbericht » paru le 20.12.2017.

1. Résumé

La libéralisation du marché de l'électricité et les évolutions technologiques dans le domaine des énergies renouvelables ont entraîné de grandes mutations au sein du système d'approvisionnement en électricité européen. Les échanges internationaux d'électricité et la production dépendant de l'offre, issue de l'éolien, des centrales au fil de l'eau et du photovoltaïque, représentent désormais une part significative de l'approvisionnement en électricité et cette part devrait encore augmenter à l'avenir. Outre les effets positifs qui en résultent en termes de développement durable dans la production d'électricité, il en ressort de nouveaux défis à relever p. ex. au niveau des coûts inhérents à un tel changement de paradigme. Il peut également en découler des conséquences potentiellement négatives sur la sécurité de l'approvisionnement qui est d'une grande importance pour une région industrielle très développée comme l'Europe (et la Suisse).

Bien que Swissgrid ne soit pas responsable de l'approvisionnement en énergie des clients finaux, elle assume un rôle important en matière de sécurité de l'approvisionnement car elle est responsable de l'entretien, de l'extension et de l'exploitation du réseau suisse de transport de l'électricité. Elle est donc responsable sur le court terme de la sécurité du système (« System Security ») et sur le moyen et long terme de la disponibilité du réseau de transport (« Transmission Adequacy »). Même si Swissgrid n'est pas responsable de la construction et de l'exploitation des centrales électriques (« Generation Adequacy »), la disponibilité et les plans d'extension de ces centrales jouent un rôle important pour assurer à l'avenir une exploitation sûre du réseau électrique. De par ses missions dans le cadre de la planification stratégique du réseau et grâce à la coopération avec les gestionnaires européens de réseaux de transport d'électricité, Swissgrid possède les connaissances méthodologiques qui lui permettent d'analyser ces questions selon le « state of the art » des TSO¹.

C'est dans ce contexte que l'EICOM a chargé Swissgrid d'évaluer les scénarios définis par l'EICOM en matière de « System Adequacy » en Suisse pour l'année 2020. Il s'agit, sur la base d'une analyse réalisée par Swissgrid, de répondre à la question: « Existera-t-il à l'avenir une capacité de production et/ou d'importation suffisante en Suisse pour garantir l'approvisionnement, même aux heures où la demande en électricité est forte ? ». Ceci englobe également la prise en compte de la disponibilité des capacités transfrontalières du réseau. L'EICOM a défini les prescriptions relatives à la réalisation de cette étude ainsi que les scénarios.

Méthodologie et scénarios

La méthodologie appliquée dans la présente étude repose sur une analyse d'adéquation réalisée pour la première fois dans le cadre du Forum pentalatéral de l'énergie (PLEF) à l'échelle régionale en 2015 avec la participation de Swissgrid. Dans le scénario de base, la capacité installée des centrales thermiques traditionnelles stagne, p. ex. en raison de l'absence de croissance ou de mise en œuvre des stratégies énergétiques nécessaires. Les hypothèses relatives au parc de centrales proviennent de l'étude réalisée dans le cadre du PLEF de 2015. Les prévisions pour la consommation prévisionnelle en 2020 sont issues du MAF (Mid-term Adequacy Forecast) 2017. Cette analyse combine, selon un principe aléatoire en 1001 itérations, un certain nombre de paramètres dépendants du climat, tels que la production d'électricité à partir de nouvelles sources renouvelables, la ressource disponible en eau, la charge, et des paramètres indépendants du climat tels que les pannes inopinées de centrales. Chaque itération consiste en une année climatique pour les paramètres liés au climat et une combinaison de défaillances pour les pannes de centrales inopinées. L'année climatique est choisie de façon aléatoire pour chacune des 1001 combinaisons parmi 34 années historiques. Pour la

¹ ENTSO-E, «Mid-term Adequacy Forecast 2017 edition». Consultable sur https://www.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/MAF/MAF_2017_report_for_consultation.pdf

même itération, chaque combinaison de défaillances est choisie de façon aléatoire à partir de 10 000 combinaisons possibles. Le principal résultat d'une telle analyse est la probabilité (ou le risque) que la consommation ne puisse pas être couverte. Les évolutions par rapport à l'étude du PLEF concernent pour l'essentiel les aspects suivants :

- » Extension de 12 à 34 ans des données climatiques utilisées : ainsi la variation des paramètres d'entrée et, le cas échéant, des situations extrêmes augmente. Ceci a un impact sur l'injection provenant des installations photovoltaïques et éoliennes ainsi que sur la consommation.
- » Intégration de congestions internes verticales et horizontales : afin de prendre en compte comme il se doit les congestions à l'intérieur de la Suisse, la capacité d'importation simultanée de la Suisse en provenance de tous les pays voisins est limitée à 6000 MW au maximum. La capacité transfrontalière de l'Autriche vers la Suisse (AT>CH) et de l'Allemagne vers la Suisse (DE>CH) a par ailleurs été réduite en raison des congestions internes en Allemagne. Conformément à la pratique actuelle, la Net Transfer Capacity (capacité de transport transfrontalier coordonnée entre les TSO, dénommée ci-après « NTC ») en direction de la Suisse se trouve réduite en cas de production éolienne élevée en Allemagne afin de limiter le flux nord-sud en Allemagne. Les valeurs de NTC qui en résultent sont comprises entre 800 et 2000 MW (frontière DE>CH) respectivement entre 400 et 1200 MW (frontière AT>CH), et dépendent de l'année climatique choisie.
- » Augmentation de la NTC depuis et vers l'Italie : les mises à jour des calculs de capacités et des procédures d'exploitation et de redispatching induisent jusqu'en 2020 une augmentation de la NTC de 500 MW de l'Italie vers la Suisse (IT>CH). Les variations saisonnières et les périodes creuses et de pointe sont prises en compte dans les deux sens. Les valeurs qui en résultent vont dans le sens IT>CH de 1940 MW (pointe en été) à 2410 MW (creux en hiver) et dans le sens CH>IT de 3100 MW (pointe en été) à 4240 MW (pointe en hiver).
- » Répartition de la zone tarifaire commune Allemagne – Autriche : actuellement, l'Allemagne et l'Autriche forment une même zone de marché. Selon le communiqué de presse de l'Agence allemande des réseaux (BNetzA²), la gestion des congestions entre ces deux pays doit débiter le 1^{er} octobre 2018 ; une capacité transfrontalière d'au moins 4.9 GW devant être durablement disponible. C'est la raison pour laquelle la valeur de NTC est fixée dans les deux sens à 4900 MW entre ces deux pays.
- » Adaptation de la modélisation des réserves de réglage en Suisse : à l'étranger, le besoin maximal possible d'énergie de réglage est ajouté à la charge à toutes les heures. Notamment dans les pays où les centrales hydroélectriques flexibles sont nombreuses, comme en Suisse, cette approche mènerait à la mise en réserve d'eau dans les bassins d'accumulation nettement supérieure à ce qui est nécessaire pour les réserves de réglage. C'est pourquoi le besoin en énergie de réglage en Suisse est dimensionné sur la base des activations du passé. Les 882 MW de puissance de réglage en Suisse sont considérés comme une capacité de production non disponible et l'énergie de réglage moyenne positive utilisée historiquement à hauteur de 0.4 TWh/an est déduite de la production d'accumulation disponible.
- » Prise en compte de la flexibilité de la demande (Demand Side Response) : à l'instar de l'approche de l'étude MAF^{3,4}, la flexibilité de la demande dans des pays à potentiel est également prise en compte dans la présente analyse. Pour l'année 2020 en Suisse, aucun potentiel n'est relevé pour une Demand Side Response.

² https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2017/15052017_DE_AU.html

³ https://www.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/MAF/MAF_2017_report_for_consultation.pdf

⁴ ENTSO-E, «Mid-term Adequacy Forecast 2017 edition».

Le scénario de référence pour le système électrique européen de 2020, sur lequel repose l'analyse, a été défini par l'EICOM. Ceci se base sur les scénarios de la Stratégie énergétique 2050 et est cohérent avec la planification du réseau de Swissgrid. Les défaillances inopinées de centrales électriques sont modélisées sur la base de probabilités statistiques. Trois scénarios de stress différents prennent par ailleurs en compte la défaillance simultanée de centrales nucléaires en France et en Suisse ainsi que la défaillance d'autres installations de production en Suisse. A cela s'ajoutent des restrictions d'importation d'Italie en janvier et/ou février. Divers cas de consommation sont pris en compte à travers les différentes années climatiques dans le scénario de base.

Résultats – La sécurité de l'approvisionnement en Suisse en 2020

L'analyse de la situation d'adéquation en Suisse permet les conclusions suivantes:

- » La production dans le scénario de base est suffisante. L'approvisionnement de la Suisse avec une production nationale et étrangère est suffisant en 2020 dès lors que le commerce (non biaisé) de l'électricité fonctionne en Europe et qu'il y a un soutien réciproque en cas de situations de pénurie nationale.
- » La consommation en France est sensible à la météo; cela impacte cependant peu la Suisse. Les hivers froids plombent la sécurité de l'approvisionnement en France, où le chauffage électrique tient une place importante. Tous ces facteurs conjugués n'influencent toutefois que très peu la situation en Suisse ou dans d'autres pays. De manière générale, le scénario de base indique que les conséquences de situations de stress en France sont relativement faibles pour la Suisse dans ces cas de figure car la Suisse est en mesure de se reporter sur les importations d'Allemagne et d'Italie.
- » Le scénario de stress 1 décrit une situation dans laquelle des centrales nucléaires d'une puissance installée de 20 GW en France et de 2 GW en Suisse tombent en panne pendant 6 mois en hiver. En l'absence d'importations également depuis l'Italie en janvier et février, il en résulte une situation de pénurie impliquant des tarifs plus élevés. On suppose que les exploitants des centrales hydroélectriques réagiraient alors de manière rationnelle et qu'ils produiraient davantage que ce qui a été observé historiquement jusque-là dans de telles périodes critiques en raison des tarifs élevés du marché. Dans les périodes qui suivent, ils auraient tendance à moins produire du fait des moindres niveaux dans les réservoirs d'eau. Le vidage plus rapide des lacs d'accumulation en hiver peut être compensé par des importations accrues à la fin de l'hiver/au printemps. On a pu observer un phénomène similaire au cours de l'hiver 2016/2017 lorsque la production supérieure à la moyenne en janvier avait été compensée par des importations record en février.
- » On constate une situation assez semblable lorsque seules les centrales nucléaires suisses et/ou une importante réserve annuelle tombent en panne de manière durable et qu'il n'y a pas d'importations depuis l'Italie en janvier (scénarios de stress 2 et 3). Dans ces scénarios de stress, la réduction de la production nationale est partiellement compensée par une hausse des importations. On suppose également que le manque d'importations d'Italie en janvier serait compensé par un changement dans l'exploitation des réserves, conditionnée par la réactivité du marché.
- » Les estimations de la situation d'adéquation en Suisse sont cohérentes avec les résultats des prévisions MAF et des études menées dans le cadre du PLEF, qui attestent également d'un haut niveau de la sécurité de l'approvisionnement en 2020 en Suisse. Ces études ont en commun qu'elles reposent sur une prise en compte combinée de la puissance et de l'énergie par tranches horaires. Contrairement, par exemple, aux prévisions saisonnières de l'ENTSO-E qui se fondent exclusivement sur une prise en compte de la puissance à certaines heures de référence définies.

- » Dans des situations extrêmes qui surviennent dans les scénarios de stress considérés, les procédures opérationnelles retenues par Swissgrid pourraient compenser au moins en partie les congestions d’approvisionnement en temps réel. En plus des réserves de réglage de 882 MW, il existe encore d’autres mesures d’exploitation telles qu’un recours à des contrats d’assistance énergétique avec d’autres gestionnaires de réseaux de transport⁵ ou une baisse de la tension⁶. Leur disponibilité ainsi que leur efficacité doivent être étudiées au cas par cas. Ce n’est qu’une fois que toutes les mesures d’exploitation ont été épuisées qu’il pourrait y avoir un délestage manuel et par conséquent potentiellement des restrictions de l’alimentation (ou « brown-outs »). Les gestionnaires de réseaux devraient déconnecter la charge sur différents nœuds afin d’empêcher un black-out incontrôlé. Cette mesure est utilisée en dernier recours afin de garantir la sécurité du réseau.
- » Si une augmentation supplémentaire du niveau de sécurité de l’approvisionnement de la Suisse s’avérerait nécessaire dans le cas de scénarios extrêmes, il faudrait prendre des mesures adéquates. Leur nature et l’organisation précises ainsi que leur influence sur la sécurité de l’approvisionnement ne font pas l’objet de la présente étude.
- » Les calculs montrent qu’une congestion d’approvisionnement en Suisse dans le cas d’un scénario de stress résulte souvent d’importants problèmes d’approvisionnement en France. Cela indique que ces éléments régionaux doivent être pris en compte dans les solutions éventuelles visant à garantir l’adéquation du système.
- » L’achèvement dans les délais des extensions planifiées du réseau d’ici 2020 conformément au « Réseau stratégique 2025 » est une condition importante pour les présents résultats sur la situation d’adéquation en Suisse. Un retard dans l’extension du réseau pourrait réduire la capacité d’importation et ainsi augmenter potentiellement l’Energy Not Served (ENS).

Autres aspects importants dans l’interprétation des résultats:

- » La présente estimation du risque en adéquation est plutôt conservatrice puisque les réserves de réglage des TSO ne servent pas à couvrir la charge. Au contraire, on estime, comme dans les calculs de l’ENTSO-E, que les réserves de réglage (puissance et énergie) sont déjà intégralement épuisées pour toutes les heures. Dans la réalité, en cas de risque de pénurie d’approvisionnement, il y aurait au moins une partie de cette production réservée pour des situations de pénurie qui serait utilisée, même si ces réserves ne sont destinées qu’à compenser les fluctuations de fréquence et les pannes inopinées de centrales.
- » Les analyses exposées ici couvrent « uniquement » des situations qui sont illustrées à travers des hypothèses relatives aux années climatiques et aux années à vents forts/fortes précipitations. Ne sont pas couverts les sécheresses sur une vaste zone, les cas de catastrophe/terrorisme ou une canicule centennale/un froid centennal (dès lors que ces cas ne sont pas déjà contenus dans les données climatiques 1982 - 2015). Une extension de capacités de réseau et/ou de production, destinée à couvrir de tels événements, s’avérerait cependant très onéreuse et ne pourrait tout de même pas assurer une protection complète.
- » Les analyses ne comportent pas les interruptions d’approvisionnement pour des raisons autres qu’un manque (sur un long terme) de capacité ou d’énergie, p. ex. une défaillance au niveau du réseau de transport ou de distribution (avalanche, problèmes de fréquence dus à des erreurs de prévision de la

⁵ cf. 5. 2 de la communication de l’EICOM du 8 juin 2017, à consulter sur <http://www.elcom.admin.ch/> → Documentation → Communications

⁶ Exemples: Mutual Emergency Assistance Service (MEAS) avec la France et l’Italie ainsi que des réserves d’urgence avec l’Allemagne.

production éolienne, panne prolongée de grandes centrales électriques qui ne sont pas prises en compte explicitement dans les scénarios).

- » Les incidents de court terme qui peuvent entraîner des congestions internes du réseau, p. ex. une panne simultanée de plusieurs transformateurs, n'y figurent pas non plus.
- » Chaque pays est modélisé sous la forme d'une zone, à l'exception de l'Italie qui a été divisée en deux zones. Dans la mesure où les analyses reposent sur la NTC, les différentes congestions internes aux pays sont prises en compte implicitement dans les différentes valeurs de la NTC. Comme il a été mentionné, cela se fait pour l'Allemagne et la Suisse à travers la réduction de la NTC ou par la capacité limitée d'importation simultanée.
- » La sécurité de l'approvisionnement de la Suisse n'est pas compromise dans l'analyse réalisée, et ce pour les raisons suivantes:
 - Les extensions d'infrastructures déjà réalisées et encore planifiées jusqu'en 2020 garantissent la capacité d'importation.
 - La capacité d'importation d'Italie augmente jusqu'en 2020.
 - La sortie du nucléaire ne sera que partiellement réalisée en Suisse en 2020. Seule la centrale nucléaire de Mühleberg n'est plus en service.
 - Le développement des énergies renouvelables, notamment à l'étranger, se poursuit.