



Résumé

Adéquation du système électrique en 2025 (*System Adequacy 2025*)

Étude sur la sécurité de l'approvisionnement en Suisse en 2025

31 mai 2018



1. Introduction de l'EICom

En raison de la situation exceptionnelle de l'approvisionnement au cours des derniers semestres d'hiver, l'EICom a lancé en 2017 un calcul probabiliste portant sur l'adéquation du système¹ à l'horizon 2020. Sur la base des résultats de cette étude, l'EICom a conclu fin 2017 qu'il n'était pas nécessaire de proposer au Conseil fédéral des mesures pour 2020 au sens de l'art. 9 LApEI.

Étant donné que la mise hors service de centrales de base en Allemagne, en France, mais aussi en Italie, interviendra principalement après 2020 seulement, l'adéquation du système a également été calculée pour 2025. Comme pour l'étude portant sur 2020, l'EICom a chargé Swissgrid de calculer les chiffres clés de la sécurité de l'approvisionnement sur la base de scénarios qu'elle a définis.

Contrairement à l'étude portant sur 2020, une période nettement plus longue de sept ans a été retenue pour ce calcul. Ce choix offre l'avantage de disposer de plus de temps pour prendre d'éventuelles mesures. En revanche, les incertitudes, donc aussi l'imprécision des hypothèses augmentent, réduisant ainsi la robustesse et ainsi la pertinence des résultats.

En 2017, l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) a également procédé à des calculs concernant l'adéquation du système en prévision des conditions-cadres légales à définir pour la conception du marché. Pour ce faire, il a non seulement pris en compte l'horizon 2020, mais également les années 2025 et 2030. Les résultats des scénarios pour 2020 sont comparables à ceux de l'étude de l'EICom (Adequacy 2020), bien que les modèles retenus pour la modélisation du réseau et le choix des années climatiques soient structurés différemment. Dans ses scénarios pour 2025, l'OFEN est parti du principe qu'un accord bilatéral sur l'électricité avait été conclu avec l'UE, ce qui peut avoir un effet tendanciellement positif sur la disponibilité de la capacité d'importation. Dans la perspective de l'évaluation des risques à court et moyen termes, l'EICom a procédé aux calculs présentés ci-après pour l'année 2025 en complément des scénarios pris en compte par l'OFEN et ne tablant donc pas sur la conclusion d'un accord bilatéral sur l'électricité.

2. Contexte

Les hypothèses concernant la production disponible dans les pays voisins sont peu fiables pour l'horizon temporel 2025. Il est difficile de faire des prévisions étant donné que le parc des centrales dépend de l'évolution des marchés globaux (pétrole, gaz et charbon), des conditions-cadres de la politique climatique, de facteurs techniques (p. ex. disponibilité des centrales nucléaires) mais aussi de décisions politiques portant sur la création de marchés de capacité et de réserves.

La tendance générale pour 2025 est que des centrales de base, pour la plupart activables, sont mises hors service, que ce soit pour des questions d'ordre politique (abandon du nucléaire, décarbonisation) ou économique et qu'elles sont en partie remplacées par des installations à gaz, éoliennes ou photovoltaïques. En termes de capacités, la production nette est même susceptible d'augmenter globalement.

¹ L'adéquation du système suppose une adéquation également au niveau du réseau et de la production



Toutefois, une approche purement basée sur la capacité s'avère ici insuffisante. Pour le secteur énergétique, il est pertinent de prendre en compte la durée d'utilisation, qui reflète le rapport entre la production annuelle d'électricité d'une installation et sa puissance installée. La durée d'utilisation des nouvelles installations est toutefois nettement inférieure à celle des centrales de base. Le marché perd ainsi en flexibilité, donc en réserves, avec pour conséquence une probabilité plus élevée de situations de congestion. Cette tendance est renforcée par le fait que la production éolienne est sujette à des variations saisonnières, qu'elle provient principalement du nord de l'Allemagne et que, sans extension substantielle du réseau, elle ne peut être transportée vers le sud de l'Allemagne et vers la Suisse que de manière limitée.

En raison des besoins d'importation de la Suisse, les hypothèses relatives à la capacité d'importation disponible sont également particulièrement sensibles. Dans la pratique, la capacité d'importation disponible est souvent limitée actuellement (et probablement également à l'avenir) par des congestions du réseau aussi bien en Suisse (p. ex. au niveau des transformateurs de couplage 380/220 kV) qu'à l'étranger (p. ex. congestions sur le réseau allemand en cas de forte production éolienne dans le nord). De plus, étant donné que les transits d'électricité à travers la Suisse surchargent les éléments critiques du réseau, seule une infime partie, soit 4 à 7 gigawatts, de la capacité installée sur les lignes transfrontalières (28 gigawatts thermiques) est exploitable.

Autre élément aggravant : en 2025, la gestion des capacités transfrontalières de la Suisse sera de plus en plus influencée par la gestion d'autres capacités frontalières. En cause, l'extension planifiée du couplage du marché journalier. Actuellement, les échanges d'énergie sont optimisés au niveau de la région centre ouest (D/A, B, NL, F). Dans un proche avenir, soit vers 2020, ils devraient aussi être optimisés avec la région centre est (PL, CZ, SK, H, SLO, RO). En raison de la situation centrale et du maillage serré de la frontière nord de la Suisse avec ces deux régions, la charge sur le réseau suisse dépend toujours plus des optimisations qui sont entreprises par les pays voisins, les besoins suisses (forte capacité d'importation) n'étant pas pris en compte dans cette optimisation globale. Il en résulte des flux non planifiés qui surchargent encore plus les réseaux, si bien qu'il est moins possible d'importer pour l'approvisionnement du pays. La mise en place de la plateforme européenne Intraday (XBID, couplage de marché Intraday) dès mi-2018 dont la Suisse est explicitement exclue, peut compromettre encore davantage la capacité d'importation disponible, dans la mesure où l'exclusion de la Suisse, voulue par l'UE pour des raisons d'ordre politique, implique que la coordination des réseaux ne fonctionnera plus.

Une participation de la Suisse² au couplage du marché basé sur les flux est indispensable pour une optimisation commune des échanges avec la Suisse dans le mécanisme de couplage des marchés. Le droit de l'UE lie cependant une telle participation à la conclusion d'un accord bilatéral sur l'électricité entre la Suisse en tant que pays tiers et l'UE. Étant donné que l'UE conditionne de surcroît la conclusion

² Ou au moins une prise en compte des conditions-cadres propres au réseau de la Suisse dans l'algorithme de couplage des marchés basé sur les flux



d'un tel accord à celle d'un accord-cadre d'ordre supérieur, lequel dépend d'une multitude de questions institutionnelles, il est peu probable qu'une solution se dégage rapidement.

3. Modélisation et hypothèses

Ces dernières années, les GRT (gestionnaires de réseau de transport) ont développé de manière ciblée les instruments de calcul et d'évaluation de l'adéquation du système afin de tenir dûment compte non seulement du développement massif de la production d'énergie renouvelable, mais aussi de l'augmentation des échanges d'électricité transfrontaliers ainsi que des importations et exportations accrues. 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 : de son point de vue, cette méthode est à la pointe des bonnes pratiques.

Un modèle probabiliste a l'avantage de permettre de se prononcer quantitativement sur l'ampleur et la fréquence d'éventuels problèmes d'approvisionnement, malgré plusieurs facteurs d'influence et les nombreuses combinaisons qui en découlent. La résolution élevée (données horaires de l'année hydrologique) permet de combiner le résultat d'une simple approche de la capacité (au sens de la capacité résiduelle ou « remaining capacity » comme dans l'ancienne pratique de l'ENTSO-E³) avec celui d'un simple bilan énergétique (p. ex. pour le semestre d'hiver conformément au « rapport dit des Dix⁴ » publié dans les années 1990). À l'inverse, il convient de noter que la résolution élevée du calcul, et donc des résultats, suggère une précision qui doit être relativisée compte tenu des simplifications techniques apportées au modèle (p. ex. modélisation de la force hydraulique) et de sa sensibilité élevée aux hypothèses qui le sous-tendent.

Afin d'analyser la situation sous plusieurs angles, il est judicieux de se référer également à d'autres méthodes et indicateurs (p. ex. approche déterministe) en complément des indicateurs probabilistes. C'est pourquoi l'EICom a aussi effectué une analyse déterministe pour l'horizon de mars 2025 dans le but d'évaluer les réserves, voire la vulnérabilité de l'approvisionnement de la Suisse en cas de situation tendue.

Conditions-cadres pour l'approche probabiliste de 2025

La disponibilité des capacités d'interconnexion transfrontalières (NTC) est l'une des hypothèses centrales du modèle. Pour le scénario de base, l'EICom part aussi de l'hypothèse que les NTC potentiellement disponibles sur le plan technique et énergétique seront réduits d'ici 2025 en raison des conditions-cadres politiques.

Le lien entre politique et technique s'explique ainsi : la participation de la Suisse au couplage des marchés basé sur les flux dépend de la conclusion d'un accord bilatéral. Faute d'un tel accord, les États

³ Cf. p. ex. https://www.entsoe.eu/Documents/Publications/Statistics/YSAR/141515_YSAR_2013_report.pdf Chap. 3.1.2 et 3.3

⁴ Cf. <http://devbabe.swissbib.ch/Record/271749547/Holdings#tabnav>



voisins optimiseront leurs avantages communs aux dépens de la Suisse. Étant donné que des flux non planifiés affectent des éléments critiques du réseau suisse, il reste ainsi potentiellement moins de capacité d'importation pour les fournitures à l'intérieur du pays, avec pour conséquence qu'il faut réduire les capacités d'importation pour garantir la sécurité du réseau. Le problème se présente particulièrement sur les marchés pertinents que sont le marché D-1 (marché journalier tenu la veille de la livraison, ou spot) et le marché infra-journalier (intraday ; négoce et fourniture le même jour), mais également si la Suisse se retrouve exclue des marchés d'énergie de réglage. L'étude part de l'hypothèse qu'aucun accord n'aura été conclu avec l'UE en 2025. Pour cette raison, on suppose que seule la capacité proposée généralement à long terme (enchères mensuelles et annuelles) est disponible et que la Suisse ne dispose plus de capacités journalières à court terme.

Toutefois, il existe aussi des circonstances dans lesquelles des importations en Suisse sont favorisées par des flux non planifiés. Par exemple, lorsque la France importe depuis l'Allemagne, un tiers de cette électricité transite par la Suisse. Ces flux ont tendance à favoriser les importations de la Suisse depuis la France – à l'inverse, les importations depuis l'Allemagne ne sont possibles que de manière réduite.

Le modèle utilisé dans l'étude 2020 a été repris dans l'ensemble pour les calculs. Sa méthode est expliquée de manière détaillée dans le rapport de Swissgrid. Les grandes lignes de ce modèle sont particulièrement importantes pour l'interprétation des résultats :

- La méthode a été développée par les GRT dans le cadre du Forum pentalatéral de l'énergie (FPLE) et reprise par l'ENTSO-E ;
- La force hydraulique ne peut être modélisée dans ce modèle que de manière approximative ;
- 34 années climatiques (1982–2015) ont à nouveau été prises en compte ;
- Des congestions aussi bien horizontales que verticales sont considérées dans les hypothèses concernant les capacités commerciales disponibles pour les fournitures transfrontalières (Net Transfer Capacity, NTC) ;
- Les besoins en matière de capacité et d'énergie pour fournir des services-système sont modélisés sur la base des données historiques.

Plusieurs évolutions ne peuvent pas être intégrées dans la modélisation (p. ex. décision politique d'accélérer la sortie du charbon). De tels facteurs sont donc pris en compte lors du choix des scénarios. Étant donné que le calcul probabiliste prend passablement de temps, seuls quatre scénarios ont été examinés. La probabilité d'un scénario est fonction du choix des paramètres de scénario retenus.

Les hypothèses choisies pour les quatre scénarios se présentent ainsi :

Scénario de base 2025

- Parc des centrales de Suisse selon les prévisions : seule la centrale nucléaire de Mühleberg n'est plus en activité, centrale de pompage-turbinage Nant de Drance en service ; capacité installée de la Suisse de 24.3 GW (dont 4.3 GW d'éolien et de solaire) ;



- Capacité de transport pour les importations : couplage du marché basé sur les flux sans participation de la Suisse, NTC d'importation limitée en conséquence à 6.65 GW au maximum en 2025 malgré l'extension du réseau ;
- Congestions à l'étranger importantes pour les importations par la Suisse : réalisation des lignes DC en Allemagne conformément à la planification ;
- Production en France : capacité installée des centrales nucléaires de 52 GW, disponibilité normale, puissance installée au total 143 GW (dont 51 GW d'éolien et de photovoltaïque) ;
- Production en Allemagne : sans centrales nucléaires, aucune prise en compte des différentes réserves (étant donné que celles-ci ne peuvent pas être commercialisées) ; puissance installée totale de 216 GW (dont 124 GW d'éolien et de photovoltaïque) ;
- Production en Italie : 112 GW selon les prévisions « MAF » de l'ENTSO-E (Midterm Adequacy Forecast, MAF, dont 37 GW d'éolien et de photovoltaïque).

Scénario de stress 1-2025 : centrales nucléaires suisses et françaises limitées

- Hypothèses de base similaires à celles du scénario de base 2025 ;
- Parc de centrales suisses : sans les centrales nucléaires de Beznau I+II durant l'hiver (pour des raisons d'ordre technique) ;
- Congestions du réseau côté importations : retard de réalisation des lignes DC en Allemagne ; c'est pourquoi les NTC d'importation de l'Allemagne vers la Suisse sont modélisées en fonction de l'éolien⁵ ;
- Production en France : 33 % de la capacité installée des centrales nucléaires (52 GW) de 2025 n'est pas disponible en hiver, en raison de restrictions techniques, soit 17.4 GW de moins par rapport au scénario de base ;
- Aucune importation depuis l'Italie en janvier et février pour des raisons techniques liées au réseau.

Scénario de stress 2-2025 : sans centrales nucléaires suisses

- Hypothèses de base similaires à celles du scénario de stress 1-2025...;
- ...mais sans les centrales nucléaires suisses durant l'hiver (restrictions d'ordre technique).

Scénario de stress 3-2025 : sortie accélérée du charbon

Les grandes lignes de ce scénario ont été définies en tenant notamment compte des suggestions des acteurs du marché.

⁵ La dépendance à l'éolien résulte des charges de redispatching en Allemagne lors des périodes fortement ventées dans le nord. L'électricité produite alors dans le nord ne peut être acheminée vers le sud de l'Allemagne faute de lignes électriques suffisamment puissantes et il faut simultanément couvrir les besoins du sud en augmentant la production d'électricité dans le sud (redispatching au sein de l'Allemagne). Cela induit une réduction des capacités d'interconnexion (NTC) du sud de l'Allemagne vers l'étranger et donc aussi vers la Suisse.



- Hypothèses de base similaires à celles du scénario de stress 2-2025 ;
- De plus, sortie accélérée du charbon en Allemagne et en Italie avec compensation partielle par la construction de nouvelles centrales à gaz et donc 8.5 GW de capacité de production en moins au total ;
- Grande-Dixence hors service toute l'année.

Probabilité d'occurrence des différents scénarios

Dans la définition des scénarios (mais également lors de l'interprétation des résultats), il faut relever que les hypothèses retenues influencent fortement les résultats. Ainsi, par exemple, l'hypothèse qu'une importation à partir de l'Italie est interrompue un seul plutôt que deux mois durant modifie les résultats de plusieurs facteurs. Du point de vue de la méthode⁶, on pourrait envisager de modéliser de telles hypothèses comme des paramètres variables, avec pour corollaire qu'une telle modélisation rend tout lien empirique pas ou peu évident. La prise en compte de ces facteurs de stress au titre d'hypothèses exogènes dans des scénarios de stress supplémentaires permet d'élargir l'univers des probabilités malgré le manque d'empirisme.

Malgré ce manque d'empirisme, il devrait être possible, au moment de déterminer et de justifier les actions requises, de présenter de manière si possible transparente les hypothèses à l'origine de l'analyse de la situation. Sans prétendre à l'exactitude objective, voici comment l'EICom évalue la probabilité d'occurrence des quatre scénarios envisagés :

Scénario	Remarques	Fréquence : x fois sur 100 ans⁷
Scénario de base 2025	Scénario probable ; la probabilité de réalisation des lignes DC intérieures en Allemagne est critique	80
Scénario de stress 1-2025 : centrales nucléaires suisses et françaises limitées	Situation comparable à celle de l'hiver 2016/17 ; en raison du vieillissement du parc de centrales, la probabilité d'occurrence a tendance à augmenter	10
Scénario de stress 2-2025 : sans centrales nucléaires suisses	Comme le scénario de stress 1-2025, cependant moins probable en raison de paramètres supplémentaires	4
Scénario de stress 3-2025 : sortie accélérée du charbon	Comme le scénario de stress 2-2025, cependant moins probable en raison de paramètres supplémentaires	2

⁶ L'exemple du cas sans importations depuis l'Italie montre la difficulté à quantifier la fonction de probabilité d'un scénario. Lorsqu'il est néanmoins possible de quantifier, grâce à la distribution des probabilités, des facteurs de stress d'origine politique, l'apparition commune des différentes fonctions pourrait être définie par combinaison stochastique des fonctions de probabilité à l'aide de « convolution ».

⁷ La fréquence des scénarios est indépendante des uns et des autres, c'est-à-dire que la somme de la fréquence de tous les scénarios peut être inférieure ou supérieure à 100.



Appréciation et critiques concernant l'approche probabiliste

Le modèle utilisé est détaillé et complexe. Les données sont combinées en résolution horaire pour de nombreux pays. Les résultats sont eux aussi horaires. Toutefois, la complexité élevée 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 pour 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 ⁸	x	
Mises hors service supplémentaires ⁹ des centrales de base	x	
Information pleinement disponible pour une période d'une semaine	x	
Inélasticité du prix pour les consommateurs en Suisse		x
Sensibilité au prix incomplète au niveau de l'offre ¹⁰		x
Non prise en compte des réserves étrangères		x

⁸ 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 p. ex. aux plans national, régional ou européen, le recours aux réserves pour maintenir les exportations dont bénéficient d'autres pays.

⁹ C'est-à-dire mises hors service pour des raisons d'ordre économique dépassant le cadre des non-disponibilités historiques des centrales de base dans les scénarios de stress

¹⁰ P. ex. des générateurs de secours pourraient aussi produire lors de pics de prix très élevés



4. Résultats

Les résultats concernant les valeurs ENS et LOLE en 2025 se présentent ainsi :

Scénario	Pays	ENS	ENS	ENS	LOLE	LOLE	LOLE
		Médiane GWh	Moyenne GWh	P95 GWh	Médiane Heures	Moyenne Heures	P95 Heures
Scénario de base 2025	FR	0.0	37.8	116.1	0.0	8.1	52.0
	CH	0.0	0.3	1.1	0.0	1.7	10.0
Scénario de stress 1-2025 centrales nucléaires suisses et françaises limitées	FR	568	1232	5035	191	248	619
	CH	9	17	58	73	88	192
Scénario de stress 2-2025 sans centrales nucléaires suisses	FR	804	1538	5608	241	300	665
	CH	203	320	962	541	579	945
Scénario de stress 3-2025 sortie accélérée du charbon	FR	1019	1756	5913	269	321	746
	CH	278	383	944	586	628	1192

Scénario de base 2025

Les résultats chiffrés du scénario de base montrent que dans ce scénario probable et conformément aux calculs du modèle, il ne faut pas s'attendre à un problème d'approvisionnement. La moyenne de toutes les simulations indique aussi bien pour l'« Energy Not Supplied » (ENS, énergie non fournie) que pour la durée d'une congestion « Loss Of Load Expected » (LOLE, nombre d'heures ENS) des valeurs égales ou proches de zéro. Étant donné par ailleurs qu'aucune pénurie dans l'approvisionnement n'apparaît au niveau des valeurs P95 parmi plus de 1000 itérations et que la probabilité d'occurrence de ce scénario est de 80 %, les résultats indiquent dans ce scénario une robustesse de base du système pour 2025.

Ces résultats sont-ils plausibles ? Ils semblent plausibles dans la mesure où, pour ce scénario, les besoins en importation moyens pour le semestre d'hiver se montent à 550 MW et sont donc comparables à ceux de l'hiver 2012/13. L'importation nette maximale se monte dans ce scénario à 6650 MW. Selon un calcul avec l'année climatique 1987 comme modèle, une importation de plus de 6000 MW intervient surtout aux heures de faible charge durant le semestre d'hiver, pendant une quarantaine d'heures. Étant donné que ce scénario de base part d'une disponibilité « normale » des centrales françaises, la capacité d'exportation de la France est assurée. La situation en Allemagne est moins évidente : les besoins d'importation de la Suisse se font avant tout sentir durant le semestre d'hiver alors que l'énergie en ruban d'origine nucléaire devrait être remplacée dans le sud de l'Allemagne durant



ce même semestre par l'éolien du nord ; dès lors il faut tenir compte dans ce scénario des incertitudes quant à une réalisation dans les délais des renforcements de réseau à l'intérieur du pays (le scénario part du principe qu'ils se réalisent dans les délais attendus).

Scénario de stress 1-2025 (centrales nucléaires suisses et françaises limitées)

Dans ce scénario, la valeur d'ENS est en moyenne de 20 GWh en Suisse. La valeur P95, d'un montant de 60 GWh, est trois fois plus grande. Les valeurs LOLE évoluent entre 90 heures (moyenne) et 190 heures (P95). Ce scénario est important dans la mesure où, contrairement au scénario de base, il ne table plus sur une disponibilité élevée du parc des centrales françaises ni sur l'élimination dans les délais des congestions internes en Allemagne, grâce à l'extension en cours de réalisation du réseau de transport dans la direction nord-sud. La probabilité d'occurrence de ces hypothèses n'est pas négligeable. Il semble plausible dans ce scénario que les heures d'ENS augmentent. Les problèmes d'approvisionnement en France sont un des éléments clés de ce scénario.

Certes, les valeurs d'ENS calculées, presque 60 GWh, ne sont plus voisines de zéro, néanmoins leur ordre de grandeur évolue toujours à un niveau qui devrait être gérable dans un contexte commercial (élasticité de la demande, maximalisation des importations par le biais du recours au redispatching). Ainsi, même dans ce scénario qui n'a rien d'in vraisemblable, il ne devrait guère y avoir de coupures.

Scénario de stress 2-2025 (sans centrales nucléaires suisses)

Se référant au scénario de stress 1-2025 (centrales nucléaires suisses et françaises limitées), le scénario de stress 2-2025 (sans centrales nucléaires suisses) part de l'hypothèse qu'en plus les deux centrales nucléaires suisses de Gösgen et Leibstadt ne fonctionnent pas durant l'hiver. La valeur moyenne calculée pour l'ENS dans le scénario de stress 2-2025 se monte dans ce cas à 320 GWh, 579 heures avec ENS apparaissant en moyenne par année. La valeur P95 de l'ENS s'élève dans ce scénario à 960 GWh, le percentile P95 révélant plus de 940 heures d'ENS.

Comparées notamment aux valeurs du scénario de stress 1-2025 (centrales nucléaires suisses et françaises limitées), ces valeurs paraissent plausibles. Le manque d'énergie de ruban d'origine suisse durant l'hiver entraîne un stress supplémentaire du système. L'impact élevé des deux centrales nucléaires de Gösgen et Leibstadt pour l'ENS (en comparaison avec le scénario de stress 1-2025) résulte de la production hivernale substantielle de ces deux centrales à hauteur de 8 TWh. La quantité d'énergie manquante par rapport au scénario de stress 1-2025 peut être compensée par 6,5 à 7 TWh d'importations supplémentaires, si bien qu'il n'en résulte qu'un seul TWh d'ENS. Compte tenu de l'approche incrémentielle et en comparaison avec le scénario de stress 1-2025, il en découle une sensibilité de 4 % : l'écart d'ENS (moyen) entre ces deux scénarios se monte à 300 GWh (320 – 17 GWh), soit 4 % par rapport à la production manquante de 8 TWh.



À l'évidence, l'appréciation de l'évolution de la capacité d'exportation de l'Allemagne joue un rôle déterminant dans un tel scénario, la question étant notamment de savoir dans quelle mesure il sera possible de recourir aux réserves de l'Allemagne (réserves du réseau, réserves hivernales et réserves de stabilité) dans une telle situation.

Les résultats pour l'ENS et LOLE évoluent dans une fourchette qui indique dans ce scénario une pénurie potentiellement marquée dans l'approvisionnement de la Suisse. Compte tenu de la faible probabilité d'occurrence de ce scénario, on peut considérer qu'aucune mesure urgente au sens de l'art. 9 LApEI ne s'impose actuellement. Si la probabilité d'occurrence de ce scénario augmentait, il faudrait alors préparer des mesures activables à court terme.

Scénario de stress 3-2025 (sortie accélérée du charbon)

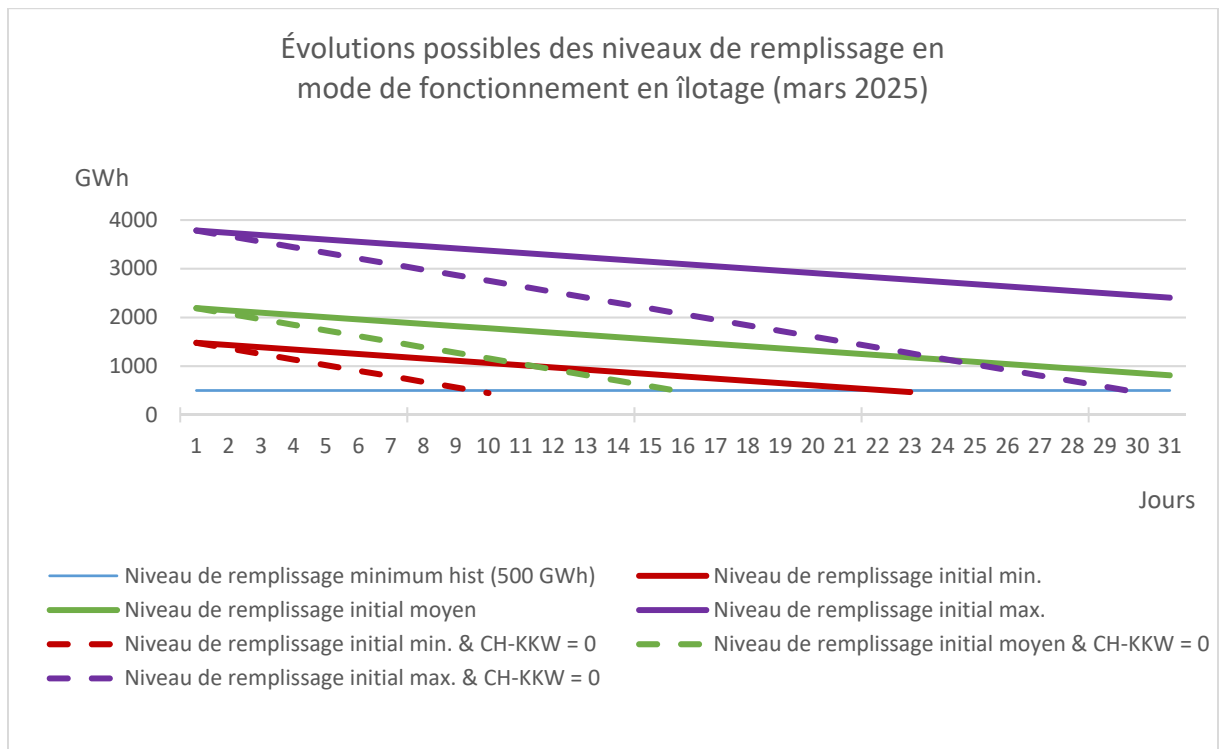
Les résultats chiffrés du scénario de stress 3-2025 démontrent un accroissement du risque de 16 % par rapport au scénario de stress 2-2025 (sans centrales nucléaires suisses). Cette hausse comparative modérée des valeurs ENS/LOLE est plausible dans la mesure où, dans ce scénario et durant le semestre d'hiver, une quantité d'énergie supplémentaire d'un TWh est « déduite » en Suisse par rapport au scénario de stress 2-2025. La sensibilité de la production suisse évolue dans ce cas dans le même ordre de grandeur. L'écart d'ENS par rapport au scénario de stress 2-2025 se monte à plus de 60 GWh (383 – 320 GWh). Il en résulte une sensibilité d'environ 6% découlant de la production hivernale réduite d'environ 1000 GWh en Suisse.

Ces résultats montrent également que plus les pénuries sont probables, plus le levier d'action permettant d'agir sur ces situations dépend de décisions politiques prises à l'étranger. Comme dans le scénario de stress 2-2025, l'EICOM estime que des mesures de précaution activables à court terme seraient bienvenues.

5. Approche déterministe de l'EICOM

Outre l'approche probabiliste, l'EICOM a également effectué un calcul déterministe simple pour l'horizon de mars 2025. Ce mois a été retenu car à cette période les niveaux des lacs d'accumulation sont généralement bas tandis que la production au fil de l'eau est faible, ceci alors que des périodes de froid encore longues et marquées peuvent survenir.

Les réflexions partent d'hypothèses de consommation et de production en Suisse qui se réfèrent à celles prises pour 2025 (scénario de base de l'approche probabiliste). De plus, les niveaux des lacs d'accumulation au début du mois de mars ont été évalués sur la base des données historiques. Ces hypothèses déterminent la durée en jours pendant laquelle la consommation suisse d'électricité pourrait être couverte sans échange avec d'autres pays, c'est-à-dire uniquement avec la production indigène.



La figure montre, pour différents niveaux des lacs d'accumulation au mois de mars, le nombre de jours durant lesquels il est possible de couvrir la consommation suisse uniquement avec la production suisse (avec et sans nucléaire).

Avec un niveau d'accumulation minimal début mars de 14,8 % (ce qui correspond à 1500 GWh), il est possible de couvrir la consommation pendant à peine 22 jours. Avec un niveau de 24,9 % (soit 2200 GWh) ou même avec un niveau maximal initial de 43 % (soit 3800 GWh), il est possible de couvrir correctement la consommation durant tous les jours de mars mais également du mois suivant (avril). Si début mars, avec des niveaux d'accumulation similaires, la totalité de la production nucléaire suisse faisait défaut, ces valeurs passeraient approximativement à 9, 15 et 29 jours (cf. lignes en pointillé du graphique).

Plusieurs raisons empêchent une comparaison directe avec les résultats du modèle probabiliste. L'approche déterministe indique cependant que l'approvisionnement suisse au mois de mars peut être qualifié de robuste au vu des possibilités d'auto-approvisionnement.



6. Conclusions de l'EICOM

D'emblée, on rappellera que l'évaluation de l'adéquation du système à l'horizon temporel 2025 comprend quelques incertitudes. Les résultats chiffrés reflètent avant tout les hypothèses sur lesquelles se basent les scénarios considérés.

Il ne résulte pratiquement aucune valeur ENS du scénario de base 2025 le plus réaliste, même pour le P95, et cela malgré la disponibilité limitée des importations (compte tenu de la non-prise en compte des demandes suisses dans le cadre du couplage de marché basé sur les flux et du XBID). Ces résultats semblent plausibles étant donné que les centrales nucléaires suisses et françaises offrent une disponibilité élevée.

Certes, les valeurs d'ENS calculées dans le scénario de stress 1-2025 GWh (centrales nucléaires suisses et françaises limitées), ne sont plus voisines de zéro. Néanmoins, leur ordre de grandeur évolue toujours à un niveau qui devrait être gérable dans un contexte commercial (élasticité de la demande, maximalisation des importations par le biais du recours au redispatching). Toutefois, même dans ce scénario qui n'a rien d'in vraisemblable, il ne devrait guère y avoir de coupure.

Les deux scénarios de stress 2-2025 (sans centrales nucléaires suisses) et 3-2025 (sortie accélérée du charbon) livrent en revanche des valeurs d'ENS significatives. Il faut toutefois noter que les probabilités d'occurrence de ces deux scénarios, avec une fréquence évaluée à une à deux fois tous les 50 ans, sont nettement plus basses que celles du scénario de base et du premier scénario de stress.

Conclusion :

Les résultats des approches d'adéquation pour 2025 permettent de conclure que l'adéquation du système dans les scénarios probables (scénario de base 2025 et scénario de stress 1-2025) peut être assurée par le marché.

Étant donné que d'ici 2025, aussi bien en Allemagne qu'en France, une partie substantielle de la production d'énergie de ruban sera hors service, l'importance de la disponibilité des productions françaises (et suisses) restantes durant le semestre d'hiver continuera de progresser. Il faut probablement s'attendre à des situations de stress durant les périodes de froid lorsque la capacité d'exportation de la France est réduite.

Les résultats des scénarios de stress pour 2025 indiquent également qu'on ne peut pas exclure l'apparition de situations avec ENS en cas d'enchaînement de circonstances malheureuses. Dans de tels scénarios, certes peu probables, il serait déterminant de pouvoir activer dans une certaine mesure des réserves (à l'intérieur ou à l'extérieur du marché). L'approche déterministe montre que la Suisse serait en mesure de s'auto-provisionner en mars sur une période limitée grâce à la réserve normale offerte par l'eau d'accumulation.



Mesures requises de l'avis de l'EICom

Au vu de la situation actuelle et des résultats des scénarios les plus probables, il n'est pas nécessaire selon l'EICom de prendre des mesures urgentes au sens de l'art. 9 LApEI.

Les probabilités d'occurrence des différents éléments clés (disponibilité des centrales nucléaires suisses et françaises, capacité d'exportation de l'Allemagne, et donc aussi disponibilité de capacités de transport au sein de l'Allemagne et disponibilité de capacités de redispatching et de réserves dans le sud de l'Allemagne) peuvent changer à tout moment, même à court terme. L'EICom met donc l'accent sur la préparation de mesures pouvant être rapidement mises en œuvre. Des travaux sont en cours afin d'augmenter la disponibilité globale des prestations de redispatching de la Suisse et de régler dorénavant leur rétribution ; cette mesure nationale permettrait, durant les périodes où la capacité de transport allemande serait limitée, de ne pas réduire encore plus les importations en raison des congestions sur le réseau de transport suisse. L'établissement de produits dits hivernaux (pour le redispatching en vue de décharger des éléments de réseau critiques en cas d'importations élevées) pour le maintien des importations lors de constellations de réseau critiques va encore plus loin.

Toutefois, l'art. 20 LApEI ne permet pas de justifier un éventuel élargissement de l'offre de produits hivernaux pour réserver l'énergie d'approvisionnement. Un tel élargissement devrait donc être au besoin conçu à court terme comme une mesure urgente sur la base de l'art. 9 LApEI et aurait alors le caractère d'une réserve stratégique. La base juridique existante (séparation des activités et interdiction du commerce pour la société de réseau nationale) interdit de confier la gestion de cette réserve à Swissgrid.

L'EICom apprécie globalement que l'OFEN examine l'établissement d'une réserve stratégique dans le cadre de la révision de la LApEI. Conformément au principe de subsidiarité et dans la perspective de potentielles interactions avec le marché (p. ex. diminution des liquidités et renchérissement de l'énergie de réglage, aléa moral pour les acteurs du marché en cas de gestion des crises du marché), une certaine circonspection vis-à-vis des mesures étatiques paraît cependant indiquée. L'EICom verrait donc d'un bon œil que le Conseil fédéral prenne une mesure de sauvegarde immédiatement applicable afin de permettre également à court terme un élargissement des produits hivernaux pour l'énergie d'approvisionnement conformément à l'art. 9 LApEI. La mise en œuvre effective d'une telle mesure ne devrait cependant intervenir qu'en cas de probabilité d'occurrence accrue d'un scénario de crise. Dans le cadre des travaux préliminaires, il faudrait notamment clarifier à quelle institution confier la mise en œuvre, à qui et de quelle manière serait confiée la définition des volumes de réserve nécessaires, et qui serait chargé de mettre aux enchères et d'acquérir (à quelles conditions) l'énergie servant à l'approvisionnement.

Les résultats des calculs pour 2025 indiquent également que l'adéquation du système est d'autant plus compromise avec la mise hors service des centrales nucléaires. La stabilité du système exige un débat politique sur les moyens de compenser en Suisse durant l'hiver l'électricité qui ne sera plus produite par ces centrales. La nécessité d'intervenir sur le marché et de prendre des mesures urgentes se ferait



nettement moins sentir si une part substantielle de la production hivernale des centrales nucléaires actuelles continuait d'être produite en Suisse. Il faut également tenir compte du fait que la majorité de l'énergie importée durant le semestre d'hiver est d'origine fossile.

Recommandations de l'EICOM :

1. Aucune mesure urgente selon l'art. 9 LApEI ne s'impose actuellement.
2. Il faut réduire le temps de mise en œuvre des mesures conformément à l'art. 9 LApEI en préparant des mesures de sauvegarde activables immédiatement pour conserver de l'énergie d'approvisionnement en tant que réserve stratégique. Il s'agira alors de clarifier notamment les questions de gouvernance en matière d'acquisition et de distribution de l'énergie d'approvisionnement.
3. Dans le cas où la dépendance de la Suisse aux importations durant le semestre d'hiver venait à se modifier (augmenter) de manière significative suite à l'arrêt de centrales nucléaires, il faut s'assurer, pour garantir la stabilité du système, qu'une part substantielle de cette production hivernale manquante continue d'être produite en Suisse.



Glossaire

OFEN	Office fédéral de l'énergie
DC	courant continu
ENS	Energy Not Served (énergie non fournie)
ENTSO-E	Réseau européen des gestionnaires de réseaux de transport d'électricité
FPLE	Forum pentalatéral de l'énergie (B, D, NL, Luxembourg, F; y c. A et CH)
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattheure
LOLE	Loss Of Load Event (nombre d'heures ENS)
MAF	Midterm Adequacy Forecast de l'ENTSO-E
NTC	Net Transfer Capacity (capacité de transport transfrontalier)
P95	indication concernant l'intervalle de confiance (quantile de 95 %)
LApEI	Loi sur l'approvisionnement en électricité (RS 734.7)
GRT	Gestionnaires de réseau de transport
TWh	Térawattheure
XBID	Plateforme européenne d'échanges transfrontaliers en continu



Date : 31 mai 2018

Lieu : Berne

Mandant:

Commission fédérale de l'électricité ElCom
Christoffelgasse 5
CH-3003 Berne
www.elcom.admin.ch

Mandataire:

Swissgrid SA
Bleichemattstrasse 31
Case postale
CH-5001 Aarau

Auteur:

Swissgrid

Rapport de synthèse

La libéralisation du marché de l'électricité et les évolutions technologiques dans le domaine des énergies renouvelables ont entraîné une profonde mutation du système électrique européen. Le négoce international de l'électricité et la production à partir d'éoliennes, de centrales au fil de l'eau et d'installations photovoltaïques, qui dépend de la disponibilité de ces ressources renouvelables, constitue aujourd'hui déjà une part significative de l'approvisionnement en électricité, une tendance qui ne devrait cesser de croître à l'avenir. S'il en résulte des impacts positifs en termes de durabilité de la production d'électricité, ce phénomène comporte également de nouveaux défis, comme les coûts de transformation du système électrique européen. Il peut également y avoir des impacts négatifs sur la sécurité de l'approvisionnement susceptibles de poser problème en particulier dans une région industrielle très fortement développée comme l'Europe (et la Suisse).

Bien que Swissgrid ne soit pas responsable de l'approvisionnement énergétique des clients finaux, elle joue un rôle clé dans la sécurité de l'approvisionnement en tant que responsable de l'entretien, de l'extension et de l'exploitation du réseau suisse de transport de l'électricité. Elle est responsable de la sécurité du système («System Security»)¹ à court terme et de la disponibilité du réseau de transport («Transmission Adequacy») à moyen et long termes. Même si la construction et l'exploitation des centrales électriques («Generation Adequacy») n'incombent pas à Swissgrid, la connaissance de la disponibilité et des plans d'extension des centrales électriques jouent un rôle clé pour que le réseau électrique puisse être exploité de manière fiable. Compte tenu de ses missions dans le cadre de la planification stratégique du réseau et de sa collaboration avec les gestionnaires de réseau de transport (GRT) européens, Swissgrid dispose des connaissances méthodologiques requises pour aborder ces questions avec les méthodes les plus récentes² des GRT.

Dans ce contexte, l'EICOM a chargé Swissgrid de simuler ses scénarios prédéfinis de «System Adequacy» en Suisse pour l'année 2025. Les analyses réalisées par Swissgrid permettront de répondre à la question suivante: « La Suisse disposera-t-elle de capacités de production et/ou d'importation suffisantes pour garantir l'approvisionnement même aux heures de pointe? ». Cela implique également la disponibilité correspondante des capacités transfrontalières du réseau. L'EICOM a édicté les directives d'exécution des analyses et défini les scénarios.

Méthodologie et scénarios

La méthodologie des calculs correspond à celle de l'analyse d'adéquation effectuée en 2017, que Swissgrid avait également réalisée à la demande de l'EICOM³. Elle s'appuie sur les analyses d'adéquation dans le cadre du Forum pentalatéral de l'énergie (FPLE)⁴ et des gestionnaires de réseau de transport d'électricité (ENTSO-E). Les hypothèses du scénario de base sur le parc de centrales électriques et la consommation sont issues du rapport MAF (Mid-term Adequacy Forecast)² d'ENTSO-E pour 2017. Elles représentent l'évolution la plus probable du système électrique européen en 2025. Les hypothèses utilisées dans le MAF concernant la consommation suisse en 2025 reprennent les hypothèses de la Stratégie énergétique 2050 [scénario «Nouvelle politique énergétique» (NPE)]. Les paramètres dépendant du climat, tels que la production d'électricité à partir de sources renouvelables, la disponibilité de l'eau, la charge ainsi que les paramètres non liés au climat, tels que des défaillances imprévisibles de centrales sont combinés de façon aléatoire en 1'023 itérations. Une itération comprend respectivement une année climatique pour les différents paramètres dépendant du climat et une combinaison pour les défaillances imprévisibles de centrales.

1 Les responsables des groupes-bilan sont responsables de l'équilibre de leurs groupes-bilan respectifs. Swissgrid ne peut compenser qu'en partie les déséquilibres (p. ex. erreurs de prévisions, temporairement en cas de défaillances de centrales).

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

3 Rapport final «System Adequacy 2020». À consulter sur https://www.elcom.admin.ch/dam/elcom/de/dokumente/2017/Schlussbericht%20System%20Adequacy%202020%20.pdf.download.pdf/Schlussbericht_System_Adequacy_2020_-_Studie_zur_Versorgungssicherheit_der_Schweiz.pdf

4 «Pentalateral Energy Forum Support Group 2 - Generation Adequacy Assessment». À consulter sur <https://www.news.admin.ch/news/message/attachments/51199.pdf>

L'année climatique est tirée au hasard des 34 années historiques pour chacune des 1'023 combinaisons. Pour la même itération, la combinaison de défaillances respectives est extraite au hasard des 10'000 combinaisons possibles. Le principal résultat d'une telle analyse est la probabilité que la consommation ne soit pas couverte. Les modifications des hypothèses par rapport au MAF portent en particulier sur les points suivants:

- » Réduction de la capacité de transport nette (NTC)⁵ aux frontières suisses: tous les scénarios supposent que la Suisse n'aura pas encore signé d'accord sur l'électricité avec l'UE en 2025 et ne pourra donc pas participer à l'attribution implicite des capacités fondée sur les flux. En raison du couplage accru de marchés basé sur les flux dans toute l'Europe, l'échange d'électricité entre les États membres de l'UE pèsera de plus en plus sur l'infrastructure de réseau suisse. La capacité correspondante du réseau ne peut pas être utilisée pour le propre échange avec les pays voisins. Donc la Suisse se retrouve dans certains cas contrainte de réduire les valeurs NTC.
- » Prise en compte des congestions internes verticales et horizontales: les capacités frontalières de l'Autriche vers la Suisse (AT>CH) et de l'Allemagne vers la Suisse (DE>CH) ont été réduites dans les scénarios de stress en raison des congestions internes en Allemagne. Dans la pratique actuelle, la NTC vers la Suisse est réduite par les GRT en cas de production éolienne accrue en Allemagne afin de limiter le flux nord-sud en Allemagne. Il en résulte une NTC entre 800 et 1700 MW (frontière DE>CH) et entre 400 et 800 MW (frontière AT>CH), qui dépend de l'année climatique choisie. Selon les scénarios de stress, l'extension des liaisons nord-sud en Allemagne n'est pas encore achevée, d'où la nécessité de procéder comme toujours aux réductions de NTC décrites.
- » Augmentation de la puissance installée en Suisse: contrairement aux prévisions MAF, les deux blocs de la centrale nucléaire de Beznau sont en service.
- » Adaptation de la modélisation des réserves de réglage en Suisse: à l'étranger, on ajoute toujours à la charge l'activation la plus élevée possible d'énergie de réglage. Dans les pays qui comptent de nombreuses centrales hydroélectriques flexibles, comme la Suisse, cette approche conduirait à réserver beaucoup plus d'eau d'accumulation que nécessaire pour les réserves de réglage. C'est pourquoi le besoin en énergie de réglage en Suisse est calculé en fonction des activations historiques. On considère la puissance de réglage de 941 MW en Suisse comme une capacité de production non disponible et on déduit l'énergie de réglage positive moyenne historiquement activée à hauteur de 0,4 TWh de la production correspondante.

Le scénario de base pour le système électrique européen en 2025 défini par l'EICom repose sur les scénarios de la Stratégie énergétique 2050. Par ailleurs, il concorde avec la planification du réseau de Swissgrid. Cette dernière part du principe que le réseau stratégique 2025 planifié par Swissgrid sera disponible en 2025. Il ne faut pas oublier que le dimensionnement du réseau repose non pas sur des scénarios extrêmes (tels que les scénarios de crise définis par l'EICom pour ces analyses), mais sur le scénario de base.

Les défaillances aléatoires de centrales sont modélisées moyennant des probabilités déterminées statistiquement. Trois scénarios de stress aussi définis par l'EICom – S1-2025, S2-2025 et S3-2025 – tiennent également compte d'une défaillance simultanée de centrales nucléaires françaises et suisses, d'autres installations de production en Suisse et de la désaffectation de centrales au charbon en Allemagne et en Italie⁶.

⁵ Il s'agit des capacités de transport transfrontalières coordonnées entre les TSO.

⁶ Tous les scénarios partent du principe que les mécanismes du marché restent en place et qu'aucune influence n'est exercée sur l'offre et la consommation (en Suisse, cette opération est assurée par l'«Organisation für Stromversorgung in Ausserordentlichen Lagen» (OSTRAL – organisation pour l'approvisionnement en électricité en cas de crise)). En Suisse, l'activation de cette procédure incombe aux autorités.

À cela s'ajoute la suppression des importations depuis l'Italie en janvier et en février. Dans le scénario de base, diverses situations de charge sont prises en compte par les différentes années climatiques.

Voici les conclusions de l'analyse de l'adéquation du système suisse en 2025:

- » La production du scénario de base est suffisante. L'approvisionnement de la Suisse par la production suisse et étrangère est suffisant en 2025 dans la mesure où l'échange d'électricité fonctionne (normalement) en Europe, ce qui permet une aide mutuelle entre pays en cas de pénuries nationales.
- » En France, la consommation est dépendante de la météo mais cela implique un faible risque pour la Suisse. Les hivers rudes pèsent sur la sécurité de l'approvisionnement en France, où le chauffage électrique revêt une grande importance. Dans l'ensemble, cela ne se répercute que très peu sur la Suisse ou d'autres pays. D'une manière générale, dans le scénario de base et selon les hypothèses définies, les conséquences des situations de crise en France sont plutôt faibles car la Suisse peut miser sur les importations d'Allemagne et d'Italie.
- » Le scénario de stress 1 (S1-2025) prévoit la défaillance de centrales nucléaires avec une puissance installée de 17 GW en France et de 1 GW en Suisse pendant 6 mois. Si l'on supprime en plus les importations depuis l'Italie en janvier et en février, cela entraîne une pénurie et une augmentation correspondante des prix. On part du principe que les exploitants des centrales hydroélectriques suivraient la logique du marché et que durant ces périodes critiques, ils produiraient plus que la quantité historiquement observée pour compenser cette hausse de prix. Par la suite, ils réduiraient leur production en raison du faible niveau de remplissage des lacs. La multiplication des importations à la fin de l'hiver et au printemps permet de compenser le vidage plus rapide des lacs en hiver. Nous avons pu observer un phénomène similaire pendant l'hiver 2016/2017, lorsque la production supérieure à la moyenne en janvier a été compensée par les importations record en février. Malgré le changement de production hydroélectrique, cela entraînerait néanmoins une pénurie d'approvisionnement en électricité en Suisse.
- » Dans le scénario de stress (S2-2025), où, en plus des restrictions du S1-2025, encore 3 GW d'énergie nucléaire font défaut en Suisse, les importations et le changement de production des centrales hydroélectriques ne suffisent pas pour compenser la défaillance de toutes les centrales nucléaires de Suisse durant le semestre hivernal, d'où d'importantes pénuries d'approvisionnement en Suisse.
- » Un tableau similaire se dessine dans le scénario de stress 3 (S3-2025), qui, en plus des conditions définies dans le S2-2025, prévoit la défaillance durable d'une centrale hydroélectrique importante en Suisse et la suppression des capacités de production en Allemagne et en Italie. Dans ce scénario de crise, la pénurie d'approvisionnement en Suisse est encore plus sévère.
- » Durant l'année de base, les estimations de l'adéquation du système suisse pour l'année 2025 sont cohérentes avec les résultats du MAF et des études dans le cadre du FPLE, qui prévoient également un degré élevé de sécurité de l'approvisionnement pour 2025 en Suisse. Ces études ont cela en commun qu'elles reposent sur une observation couplée de la puissance et de l'énergie en résolution horaire. En revanche, les «Seasonal Outlooks» de l'ENTSO-E ou le rapport des gestionnaires de réseau de transport allemands concernant le bilan de puissance 2016–2020 par exemple reposent uniquement sur une observation de la puissance à certaines heures de référence données.

Autres points importants pour interpréter les résultats:

- » La présente estimation du risque d'adéquation est plutôt prudente car les réserves de réglage des GRT ne sont pas utilisées pour couvrir la demande. Au contraire, comme pour les calculs de l'ENTSO-E, elle suppose que les réserves de réglage (puissance et énergie) sont toujours totalement épuisées. En réalité, au moins une partie de cette production accumulée serait utilisée en cas de pénurie même si ces réserves sont destinées uniquement à compenser les fluctuations de fréquence et les défaillances imprévisibles de centrales.
- » Les réserves stratégiques planifiées en Allemagne et en Belgique ne sont volontairement pas reprises dans le modèle. Il faut en tenir compte dans l'interprétation des résultats.
- » Les analyses présentées ici couvrent «uniquement» les situations illustrées par des hypothèses sur la température, le vent et la disponibilité de l'eau. Elles ne couvrent pas les cas de grandes sécheresses, les urgences majeures/actes terroristes, les vagues de chaleur/froid extrêmes (du moins non incluses dans les données climatiques 1982–2015⁷) ou les combinaisons de phénomènes météorologiques particuliers encore non observées jusqu'à présent. Néanmoins, constituer des capacités de réseau et/ou de production supplémentaires pour couvrir ces événements serait très cher sans pour autant assurer une protection complète.
- » Ne sont pas inclus dans les analyses les interruptions de l'approvisionnement pour d'autres motifs qu'un manque d'énergie ou de capacités durable, p. ex. défaillance au niveau du réseau de transport ou de distribution (avalanches, problèmes de fréquence en raison d'erreurs dans les prévisions de vent, défaillance durable d'importantes centrales électriques qui ne sont pas intégrés de manière explicite dans les scénarios).
- » Elles n'incluent pas non plus les événements exceptionnels qui peuvent entraîner des congestions du réseau, tels que la défaillance simultanée de plusieurs transformateurs.
- » La plupart des pays ont été modélisés comme une seule zone. Étant donné que les analyses reposent sur la NTC, les congestions internes à chaque pays sont implicitement prises en compte dans les valeurs NTC respectives. Les congestions internes en Allemagne et en Suisse sont prises en compte par la réduction de NTC à la frontière DE-CH et AT-CH.

Dans les calculs du scénario de base, la sécurité de l'approvisionnement en Suisse n'est pas menacée pour les raisons suivantes:

- » Les extensions d'infrastructure déjà réalisées et planifiées d'ici 2025 garantissent les capacités d'importations.
- » La sortie du nucléaire ne sera pas encore achevée en Suisse en 2025. Seule la centrale nucléaire de Mühleberg sera hors service.
- » Les énergies renouvelables gagnent du terrain, en particulier à l'étranger.

⁷ Comme ce fut le cas durant la canicule exceptionnelle de 2003.