



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössische Elektrizitätskommission ElCom
Fachsekretariat

La sécurité d’approvisionnement en électricité de la Suisse 2020

Rapport de l’ElCom

Berne, août 2020

Table des matières

1	Introduction.....	6
1.1	Bases légales et mandat	6
1.2	Définition de la sécurité d'approvisionnement en électricité	6
1.3	Méthodologie appliquée pour la surveillance de la sécurité d'approvisionnement	7
1.4	Structure du présent rapport.....	8
2	Réseaux	10
2.1	Gestion système	10
2.1.1	Simulation de charge N-1 sur le réseau de transport.....	10
2.1.2	Qualité du réglage	12
2.1.3	Qualité de la fréquence et de la tension.....	13
2.1.4	Mesures de redispatching nationales.....	15
2.1.5	Mesures de redispatching internationales.....	16
2.2	Disponibilité du réseau	17
2.2.1	SAIDI Suisse	17
2.2.2	SAIFI Suisse.....	18
2.2.3	Comparaison internationale Suisse – UE	19
2.3	Développement du réseau	21
2.3.1	Congestions du réseau de transport.....	21
2.3.2	Développement du réseau de transport.....	22
2.3.3	Investissements dans les réseaux de transport et de distribution	25
3	Production.....	28
3.1	Capacités des centrales électriques.....	28
3.1.1	Parc de centrales électriques de la Suisse	28
3.1.2	Bilan électrique de la Suisse pendant le semestre hivernal.....	30
3.2	Possibilité d'importer du courant	32
3.2.1	Programmes d'échange nets de la Suisse.....	32
3.2.2	Puissance de production des pays voisins	33
3.2.3	Bilan électrique des pays voisins pendant le semestre hivernal.....	34
3.3	Développement des énergies renouvelables	36
4	Coûts et tarifs	38
4.1	Tarifs du réseau et de l'énergie	38
4.1.1	Différences tarifaires cantonales pour les ménages	38
4.1.2	Différences tarifaires cantonales pour les commerces et l'industrie	40
4.1.3	Comparaison internationale des prix de l'électricité pour le commerce et l'industrie	42
4.2	Part du budget des ménages consacrée à l'électricité.....	43
5	Contexte juridico-technique	45
5.1	Cadre juridique	45
5.1.1	Stratégie énergétique 2050	45
5.1.2	Stratégie Réseaux électriques	47
5.1.3	Révision de la loi sur l'approvisionnement en électricité.....	48
5.1.4	Effets du droit de l'UE sur la Suisse	48
5.2	Utilisation efficace de l'électricité.....	50
5.2.1	Consommation d'électricité par unité de PIB	50
5.2.2	Consommation d'électricité par habitant	52
6	Conclusion	54
6.1	Évaluation du domaine réseaux	54
6.2	Évaluation du domaine production	56
6.3	Évaluation du contexte juridico-technique.....	57
6.4	Mesures visées à l'art. 9 LApEI	57
7	Annexe.....	58
7.1	Abréviations générales	58

7.2	Abréviations relevant du domaine de la physique.....	59
7.3	Bibliographie.....	60

Index des figures

Figure 1	: Valeurs de charge du réseau simulées en cas de violation du critère N-1.....	11
Figure 2	: Évolution de la qualité de réglage de la zone de réglage Suisse.....	13
Figure 3	: Évolution des écarts de fréquence mensuels en secondes.....	14
Figure 4	: Quantité d'énergie consacrée aux mesures de redispatching nationales.....	16
Figure 5	: Quantités d'énergie utilisées pour les mesures de redispatching internationales.....	17
Figure 6	: Évolution de la durée moyenne d'interruption par consommateur final.....	18
Figure 7	: Évolution de la fréquence moyenne d'interruption par consommateur final.....	19
Figure 8	: Évolution de la durée d'interruption en Suisse et chez ses voisins.....	20
Figure 9	: Évolution de la fréquence d'interruption en Suisse et chez ses voisins.....	20
Figure 10	: Évolution du nombre simulé de violations N-1 par région et par an.....	21
Figure 11	: État des différents projets de développement du réseau de transport.....	25
Figure 12	: Investissements et amortissements du réseau de transport.....	26
Figure 13	: Investissements et amortissements du réseau de distribution.....	27
Figure 14	: Évolution des capacités de production du parc suisse de centrales électriques.....	29
Figure 15	: Vue d'ensemble de la puissance installée et de la production des centrales électriques..	30
Figure 16	: Bilan électrique de la Suisse lors du semestre hivernal.....	31
Figure 17	: Répartition des programmes horaires d'échanges de la Suisse (semestres hivernaux) ...	33
Figure 18	: Évolution de la capacité des centrales électriques et de la charge des pays voisins.....	34
Figure 19	: Bilan électrique cumulé des pays voisins au cours du semestre hivernal.....	36
Figure 20	: Courbe de développement des nouvelles énergies renouvelables.....	37
Figure 21	: Évolution du tarif du réseau et de la dispersion des tarifs de la catégorie H4.....	39
Figure 22	: Évolution du tarif de l'énergie et de la dispersion des tarifs de la catégorie H4.....	40
Figure 23	: Évolution de la dispersion cantonale des tarifs du réseau pour la catégorie C3.....	41
Figure 24	: Évolution de la dispersion cantonale des tarifs de l'énergie pour la catégorie C3.....	41
Figure 25	: Prix de l'électricité en Suisse et en Europe.....	43
Figure 26	: Évolution de la part du budget des ménages consacrée à l'électricité.....	44
Figure 27	: Évolution de la puissance installée.....	46
Figure 28	: Évolution de la production d'électricité.....	46
Figure 29	: Contributions de soutien versées par kilowattheure.....	47
Figure 30	: Évolution de la consommation d'électricité et du produit intérieur brut en Suisse.....	51
Figure 31	: Évolution de l'efficacité électrique en Suisse.....	52
Figure 32	: Évolution de la consommation d'électricité par habitant et du nombre d'habitants.....	53

Index des tableaux

Tableau 1	: Structure d'observation du rapport sur la sécurité d'approvisionnement en électricité.....	9
Tableau 2	: Évolution du supplément réseau et du montant maximal fixé par la loi.....	46

Résumé

En vertu de l'art. 22, al. 3 et 4, de la loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEI), la Commission fédérale de l'électricité (EiCom) est chargée de surveiller la sécurité de l'approvisionnement. Si la sécurité d'approvisionnement du pays est sérieusement menacée à moyen ou à long terme, l'EiCom propose au Conseil fédéral les mesures visées à l'art. 9 LApEI. Pour évaluer le degré de sécurité de l'approvisionnement, l'EiCom s'appuie entre autres sur un système de surveillance complet comportant des paramètres d'observation répartis en quatre domaines : réseaux, production, coûts et tarifs, contexte juridico-technique. Cette évaluation est axée sur le moyen terme (horizon temporel de 3 à 5 ans).

Les chiffres actuels permettent de constater que la disponibilité de l'électricité en Suisse peut être globalement qualifiée de très bonne. D'après l'indice international SAIDI, un consommateur final suisse est privé de courant en moyenne pendant seulement 20 minutes par an, dont près de dix minutes sont imputables à des interruptions prévues et dix minutes à des arrêts non planifiés. Les tarifs sont relativement stables au fil des années, avec une légère tendance à la baisse : pour les ménages, le tarif du réseau s'élève à près de 10 cts./kWh, celui de l'énergie à env. 8 cts./kWh. Le tarif du réseau pour l'industrie et les commerces s'élève à près de 8 cts./kWh, celui de l'énergie a baissé depuis 2013 pour atteindre actuellement 7 cts./kWh. Or ces prix sont encore supérieurs de près de 25 % à la moyenne européenne.

Dans le domaine des réseaux, l'extension du réseau de transport reste un défi. Les renforcements du réseau sur des tracés existants (Bickigen-Chippis et Bassecourt-Mühleberg) ne peuvent être réalisés qu'après de longues procédures. La gestion de l'exploitation montre que la tendance à une charge accrue persiste. La charge sur le réseau (N-1) simulée a augmenté ces deux dernières années aussi bien durant le semestre d'été que pendant le semestre d'hiver. La tendance à la hausse durant le semestre d'hiver s'explique notamment par l'augmentation des flux de transit non planifiés qui découlent de l'optimisation du couplage du marché basé sur les flux dans la région centre ouest de l'Europe¹ (CWE). Durant le semestre d'été, l'augmentation des violations du critère N-1 s'explique par la part accrue de la production stochastique. La volatilité accrue dans l'exploitation du système s'est révélée dans diverses configurations en 2019 : l'été, la Suisse a exporté beaucoup d'électricité, aussi bien vers le nord qu'en Italie. En novembre, en raison d'une cascade de défaillances à la suite d'un tremblement de terre dans le sud de la France, il a fallu découpler le raccordement de la Suisse romande au réseau, si bien que celle-ci n'a pu être approvisionnée par moments que par la France.

Au regard du degré de maillage élevé du réseau de transport suisse, la poursuite de l'optimisation du couplage du marché basé sur les flux (règle des 70 %) et l'expansion géographique (de la région CWE à la région Core²) devraient constituer l'un des grands défis de ces prochaines années. Comme la part de la production stochastique augmente en même temps aussi dans les pays voisins, il faut s'attendre à une nouvelle hausse de la volatilité dans l'exploitation du système. Pour répondre aux défis à venir, l'EiCom estime que des mesures s'imposent dans l'optimisation de la mise à disposition de capacité et dans l'utilisation du redispatching. Cela se fait en permanence dans le cadre de mesures opérationnelles pour augmenter la disponibilité du redispatching. Par ailleurs, l'EiCom met l'accent sur le développement des traités internationaux pour régler le réseau interconnecté.

Dans le domaine de la production, l'EiCom estime qu'il faut principalement agir au niveau des conditions-cadres pour la production hivernale indigène. Étant donné le vieillissement croissant des centrales nucléaires, la probabilité de mises hors service non planifiées pour des raisons techniques ou économiques augmente. Les taux de déploiement atteints jusqu'ici pour la production issue des énergies renouvelables ne permettent pas de remplacer en temps utile une part appropriée de la production nucléaire qui manque durant le semestre d'hiver (env. 14 TWh). Un système aussi central pour tous les domaines de la vie que l'approvisionnement en électricité ne devrait pas être exploité à ses limites dans la durée. Au regard des délais nécessaires pour développer la production hivernale, l'EiCom a identifié des mesures à prendre dans le cadre de la prochaine révision de la loi sur l'énergie : elle recommande d'inscrire un objectif de développement juridiquement contraignant des capacités de production durant le semestre d'hiver entre 5 et 10 TWh d'ici 2035 et la mise en œuvre de mesures légales appropriées

¹ Région centre ouest de l'Europe (AT, DE, FR, LU, NL, BE)

² Core est l'élargissement de la région CWE à l'Europe de l'Est, c.-à-d. AT, DE, FR, LU, NL, BE, PL, CZ, HU, SK, SI, HR, RO

pour atteindre cet objectif. Par ailleurs, le Conseil fédéral doit être tenu légalement de procéder à des appels d'offres pour développer les capacités de production en Suisse sous forme de réserves s'il apparaît que l'objectif de développement prévu par la loi ne peut pas être atteint.

1 Introduction

1.1 Bases légales et mandat

La loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEI) règle les tâches qui incombent à la Commission fédérale de l'électricité (EiCom). En vertu de l'art. 22, al. 3 et 4, de la loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEI), l'EiCom est chargée de surveiller la sécurité de l'approvisionnement. En d'autres termes, elle observe et surveille l'évolution des marchés de l'électricité en vue d'assurer un approvisionnement sûr et abordable dans toutes les régions du pays. À cet effet, elle vérifie en particulier l'état, l'entretien et le développement du réseau de transport ainsi que l'adéquation régionale des investissements de la société nationale du réseau de transport (art. 22, al. 3, LApEI). Si la sécurité d'approvisionnement du pays est sérieusement menacée à moyen ou à long terme, l'EiCom propose au Conseil fédéral de prendre les mesures visées à l'art. 9 LApEI (art. 22, al. 3 et 4, LApEI). Les compétences du Conseil fédéral en la matière comprennent des mesures visant à accroître l'efficacité de l'utilisation de l'électricité, acquérir de l'électricité et développer les capacités de production, ou à renforcer et à développer les réseaux électriques (art. 9, al. 1, LApEI). Dans le cadre de ses compétences générales d'exécution (art. 22, al. 1, LApEI), l'EiCom surveille en outre le respect du droit de l'approvisionnement en électricité par les acteurs concernés.

Sur la base de ce mandat légal, l'EiCom a mis en place une surveillance afin d'évaluer le degré de sécurité de l'approvisionnement à moyen et long terme. Les informations tirées de cette surveillance sont analysées de manière approfondie avec les acteurs concernés sous une forme appropriée et communiquées au public par le biais de rapports. L'EiCom s'efforce de coordonner au mieux son examen de la sécurité d'approvisionnement avec d'autres offices et institutions et de faire reposer les différentes analyses et évaluations le plus possible sur des données accessibles au public.

1.2 Définition de la sécurité d'approvisionnement en électricité

La sécurité d'approvisionnement est définie comme suit dans le message du 3 décembre 2004 relatif à la modification de la loi sur les installations électriques et à la loi fédérale sur l'approvisionnement en électricité (FF, 2005) :

« La sécurité de l'approvisionnement est garantie si la quantité d'énergie demandée est disponible en tout temps dans l'ensemble du réseau électrique au niveau de qualité requis et à des prix équitables. »

En dépit de cette définition apparemment claire, le concept de sécurité de l'approvisionnement en électricité est difficile à mesurer. Des notions comme « en tout temps », « au niveau de qualité requis » ou « à des tarifs équitables » ne sont pas du tout interprétées de la même façon en temps normal et en situation d'approvisionnement tendue.

La dimension temporelle de la sécurité de l'approvisionnement en électricité s'étend de quelques millisecondes (livraison d'électricité) à plusieurs années, voire décennies (planification, construction et amortissement des centrales électriques et des infrastructures de transport). Le degré de précision du système de surveillance doit être adapté et éventuellement modifié selon qu'il s'agit d'évaluer la sécurité d'approvisionnement à court (horizon temporel <1 an avant la livraison), moyen (horizon temporel de 1 à 5 ans avant la livraison) ou long terme (horizon temporel de 5 à 10 ans avant la livraison). Tandis que l'évaluation à court terme de la sécurité d'approvisionnement en électricité est davantage axée sur la sécurité du système (gestion système, disponibilité du réseau, etc.), celle à moyen et long terme est en majorité influencée par l'adéquation du système (adéquation de la transmission et adéquation de la production³).

³ Adéquation de la production : investissements dans les centrales, réserves, capacité d'importation/d'exportation, maîtrise de la demande ; adéquation de la transmission : développement du réseau, renforcements du réseau, investissements dans le réseau

1.3 Méthodologie appliquée pour la surveillance de la sécurité d'approvisionnement

Le concept de surveillance de la sécurité d'approvisionnement a été établi sur la base du mandat légal de l'EICom (art. 22, al. 3 et 4, LApEI) et de la définition de cette sécurité. La collecte et l'analyse de l'évolution des paramètres d'observation pertinents, l'analyse de l'adéquation future du système ainsi que les analyses liées aux événements constituent le cœur de cette activité.

Le présent rapport sur la sécurité d'approvisionnement en électricité montre des séries de paramètres d'observation pertinents (voir aussi le point 1.4) permettant d'évaluer la sécurité d'approvisionnement. Cette surveillance doit surtout permettre de détecter les changements systémiques à progression lente qui sont susceptibles de mettre graduellement en danger la sécurité d'approvisionnement. C'est pourquoi, pour interpréter un paramètre d'observation, l'évolution dans le temps joue un rôle nettement plus important que sa valeur absolue. Les paramètres d'observation du domaine de gestion du système ainsi que les discussions régulières avec Swissgrid permettent par ailleurs de tirer des conclusions sur la sécurité d'approvisionnement à court et moyen terme.

Outre ce relevé descriptif et cette évaluation, l'EICom effectue, pour évaluer la sécurité future de l'approvisionnement et la résilience dans différents scénarios, des analyses probabilistes de l'adéquation du système (EICom, 2017b ; EICom, 2018 ; EICom, 2020c). Ce rapport sur la sécurité d'approvisionnement en électricité 2020 est une nouvelle étape vers une séparation nette entre l'évaluation de la sécurité d'approvisionnement fondée sur les faits et la future évaluation fondée sur des hypothèses. Les paramètres d'observation concernant la sécurité future de l'approvisionnement en électricité de la Suisse ont donc été supprimés du présent rapport. Ils sont désormais pris en compte dans les analyses de l'adéquation du système. Dans ces études, les utilisations des centrales électriques et les flux d'énergie sont déterminés à l'aide d'une modélisation du marché et pour chaque heure. Cela présente l'avantage non seulement d'évaluer la sécurité d'approvisionnement à l'aide d'une simple analyse de la puissance disponible, mais aussi de prendre en compte les congestions des capacités du réseau et les limitations énergétiques du système. Il est cependant nécessaire d'émettre des hypothèses pour certains paramètres initiaux exogènes. Ces hypothèses, portant sur l'état ultérieur et le développement de l'approvisionnement en électricité, comportent un certain degré d'incertitude. Les constatations issues de l'activité de surveillance régulière de l'EICom et des connaissances tirées de ce rapport descriptif sur la sécurité de l'approvisionnement permettent d'estimer vers lequel des scénarios la Suisse se dirige. Elles permettent en outre de mieux évaluer les hypothèses admises et, ainsi, de mieux interpréter et commenter les résultats des analyses sur l'adéquation du système.

Du fait de l'interconnexion et de la complexité croissantes de l'approvisionnement en électricité, l'EICom attribue une grande importance au risque de cyberattaque dans ce domaine. Pour cette raison, elle a rédigé un rapport sur la cybersécurité en 2019 et le paramètre d'observation correspondant « Cybersécurité » n'est plus évalué dans le présent rapport.

1.4 Structure du présent rapport

Le rapport présente les quatre domaines d'observation (réseaux, production, coûts et tarifs, contexte juridico-technique). Ils constituent la base de cette évaluation de la sécurité d'approvisionnement, à l'instar des précédents rapports sur la sécurité d'approvisionnement en électricité de la Suisse. Pour concrétiser l'évaluation des domaines d'observation, on a subdivisé ces derniers en dimensions les plus pertinentes, puis encore en paramètres d'observation.

Certaines dimensions et certains paramètres d'observation ont fait l'objet de modifications par rapport au précédent rapport. Les paramètres d'observation modifiés sont précédés du signe * dans le tableau 1 et brièvement expliqués ci-après.

Le chapitre 2 traite des paramètres d'observation du domaine réseaux. Ce dernier en compte douze, répartis en trois dimensions d'observation. Comme le rapport l'explique au point 1.3, le paramètre d'observation « Cybersécurité » a été supprimé. Dans le domaine réseaux, l'évolution dans le temps des paramètres d'observation joue un rôle plus important que leur valeur absolue.

Le chapitre 3 présente l'évolution des paramètres d'observation du domaine production, qui sont regroupés en trois dimensions et désormais cinq paramètres au total. Dans ce domaine, le paramètre d'observation « Réserves de puissance » a été supprimé dans la dimension « Capacités des centrales électriques » et, dans la dimension « Capacités futures des centrales électriques », les paramètres « Puissance de production future de la Suisse » et « Puissance de production future à l'étranger ». Ces paramètres sont désormais évalués dans le rapport sur l'adéquation du système, ce qui permet une meilleure distinction entre les deux rapports. La dimension d'observation « Capacités futures des centrales électriques » est renommée « Développement des énergies renouvelables ».

Les dimensions et les paramètres d'observation du domaine coûts et tarifs sont représentés dans le chapitre 4. Celui-ci est composé de deux dimensions d'observation et de trois paramètres d'observation.

Le chapitre 5 donne une vue d'ensemble des principaux facteurs qui influencent la sécurité d'approvisionnement, qu'ils découlent de prescriptions légales ou qu'ils tirent leur importance d'évolutions actuelles ou de risques existants. Les paramètres d'observation du domaine contexte juridico-technique ne se prêtent pas tous à une analyse quantitative.

Le chapitre 6 propose une synthèse des enseignements tirés de l'analyse des différents paramètres ainsi qu'une évaluation de la sécurité d'approvisionnement.

Domaine d'observation	Dimension d'observation	Paramètre d'observation
2. Réseaux	2.1 Gestion système	Simulation de charge N-1 sur le réseau de transport
		Qualité du réglage
		Qualité de la fréquence et de la tension
		Mesures de redispatching nationales
		Mesures de redispatching internationales
	2.2 Disponibilité du réseau	SAIDI Suisse
		SAIFI Suisse
		Comparaison internationale
	2.3 Développement du réseau	Congestions du réseau de transport
Développement du réseau de transport		
Investissements dans les réseaux de transport et de distribution		
3. Production	3.1 Capacités des centrales électriques *	Parc de centrales électriques de la Suisse
		Bilan électrique de la Suisse pendant le semestre hivernal
	3.2 Possibilité d'importer du courant	Programmes d'échange nets de la Suisse
		Puissance de production des pays voisins
		Bilan électrique des pays voisins pendant le semestre hivernal
	3.3 Développement des énergies renouvelables *	
4. Coûts et tarifs	4.1 Tarifs du réseau et de l'énergie	Différences tarifaires cantonales pour les ménages
		Différences tarifaires cantonales pour les commerces et l'industrie
		Comparaison internationale des prix de l'électricité
	4.2 Part du budget des ménages consacrée à l'électricité	
5. Contexte juridico-technique	5.1 Cadre juridique	Stratégie énergétique 2050
		Stratégie Réseaux électriques
		Effets du droit de l'UE sur la Suisse
		Révision LApEI
	5.2 Utilisation efficace de l'électricité	Consommation d'électricité par unité de PIB
		Consommation d'électricité par habitant

Tableau 1 : Structure d'observation du rapport sur la sécurité d'approvisionnement en électricité

2 Réseaux

De manière générale, le réseau électrique comprend un réseau de transport et un réseau de distribution. Le réseau suisse de transport comporte 6700 kilomètres de lignes, 21 transformateurs ainsi que 146 postes de couplage et 41 lignes d'interconnexion avec l'étranger (Swissgrid, 2020). Il est placé sous la responsabilité de la société nationale du réseau de transport (Swissgrid) en vertu de l'art. 20 LApEI.

Le réseau de distribution, qui est découpé en trois niveaux, a une longueur totale de près de 199 000 km, dont 88 % environ sont souterrains. Ces trois niveaux de réseau, de même que les trois niveaux de transformation qui s'y rapportent, sont exploités par quelque 630 gestionnaires de réseau (EiCom, 2020a). Le réseau de transport à 16,7 Hz des CFF constitue une autre composante de l'infrastructure de réseau. Il se compose d'environ 70 sous-stations et de 1800 kilomètres de lignes de transport (CFF, 2016). En vertu de son art. 2, al. 1, la LApEI ne s'applique en principe qu'aux réseaux électriques alimentés en courant alternatif de 50 Hz. Le réseau de transport des CFF (16,7 Hz ; 132 kV) y est toutefois lui aussi soumis dans la mesure où il vise à créer les conditions d'un approvisionnement en électricité fiable (art. 1, al. 2, LApEI).

Le domaine réseaux comprend trois dimensions d'observation : « 2.1 Gestion système », « 2.2 Disponibilité du réseau » et « 2.3 Développement du réseau ». Les dimensions gestion système et développement du réseau sont avant tout pertinentes pour le réseau de transport, tandis que la dimension disponibilité du réseau concerne principalement le réseau de distribution.

2.1 Gestion système

La dimension gestion système est évaluée à l'aide des cinq paramètres d'observation suivants : « 2.1.1 Simulation de charge N-1 sur le réseau de transport », « 2.1.2 Qualité du réglage », « 2.1.3 Qualité de la fréquence et de la tension », « 2.1.4 Mesures de redispatching nationales » et « 2.1.5 Mesures de redispatching internationales ». La dimension gestion système permet d'examiner en particulier les variables du réseau de transport, qui sont essentielles au maintien de la stabilité du système, et les variables influencées par l'exploitation opérationnelle du réseau. Les figures reposent sur les données de Swissgrid.

2.1.1 Simulation de charge N-1 sur le réseau de transport

Le respect du critère N-1 est un paramètre essentiel pour l'exploitation du réseau de transport. Ce critère veut qu'en cas de défaillance d'un élément quelconque du réseau, les valeurs de charge des éléments restants ne dépassent pas 100 %. Cette analyse repose non pas sur la charge effective du réseau mais sur une simulation consistant à calculer la charge du réseau en cas de défaillance d'un de ses éléments.

Ces simulations sont l'un des principaux fondements de la gestion du système, tant du point de vue préventif que pour l'adoption de mesures curatives. Elles sont répétées toutes les cinq minutes et agrégées en valeurs au quart d'heure. Les valeurs de charge des éléments du réseau les plus fortement affectés sont ensuite réparties en trois catégories : 100 à 110 %, 110 à 120 % et plus de 120 %.

La figure 1 illustre les charges réseau simulées en cas de violation du critère N-1 depuis 2016. Comme la méthode de collecte des données est différente pour le rapport sur la sécurité d'approvisionnement en électricité de 2018 de celle utilisée pour les rapports de 2014 et de 2016, les valeurs antérieures à 2016 ne sont plus représentées. La valeur de charge maximale des éléments de réseau restants en cas de défaillance potentielle N-1 s'est le plus souvent inscrite dans la catégorie 100 à 110 %. Une comparaison saisonnière montre que les valeurs de charge simulées en cas de violation du critère N-1 sont plus élevées durant les mois d'été que durant les mois d'hiver. Cette hausse s'explique d'une part par la mise hors service d'éléments du réseau afin d'en assurer la maintenance et d'autre part par le fait que les températures élevées de l'été réduisent les performances des réseaux électriques.

Lors des semestres hivernaux de 2015-2016 et 2016-2017, la situation d'approvisionnement était parfois tendue. Cela a entraîné une augmentation des importations d'énergie, en particulier en janvier 2016

et en février 2017, ainsi qu'une charge de base élevée du réseau électrique. La charge sur le réseau simulée a eu globalement tendance à augmenter ces deux dernières années. Une comparaison saisonnière permet d'observer une augmentation des valeurs à la fois durant le semestre d'hiver que durant le semestre d'été. Le niveau des violations du critère N-1 dépend en premier lieu de la qualité des prévisions des flux de charge par les GRT. La tendance à la hausse durant le semestre hivernal s'explique notamment par l'augmentation des flux de transit non planifiés qui découlent de l'optimisation du couplage du marché basé sur les flux dans la région centre ouest de l'Europe⁴ (CWE). En particulier pendant les heures creuses, les capacités ont été augmentées en 2018 et 2019 aux dépens de la sécurité du réseau en Suisse. Durant le semestre d'été, l'augmentation des violations du critère N-1 s'expliquent par la part accrue de la production stochastique. Par le passé, l'énergie hydraulique très flexible était déjà exportée l'été aussi bien vers le nord qu'en Italie. La volatilité de la production tend à augmenter globalement en Europe, ce qui rend les prévisions de la charge du réseau plus difficile. Ceci se reflète également dans les violations du critère N-1.

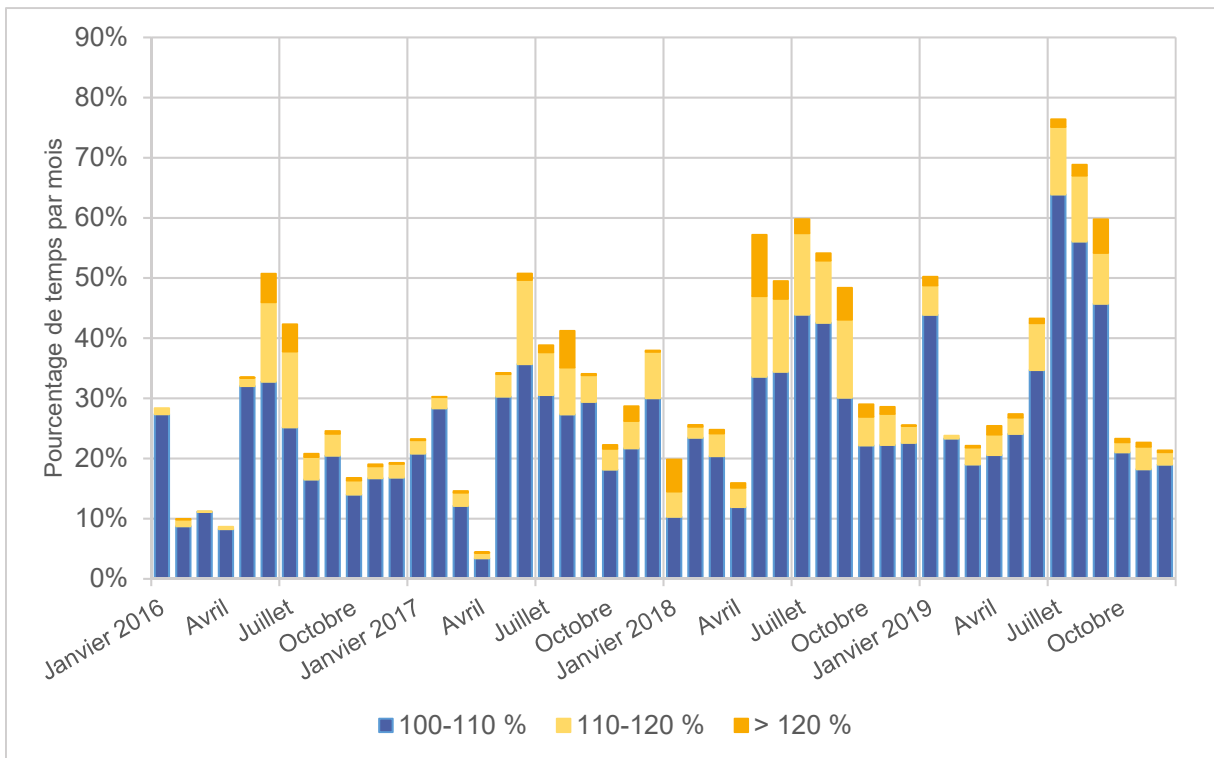


Figure 1 : Valeurs de charge du réseau simulées en cas de violation du critère N-1 sur le réseau de transport (source : Swissgrid)

(En raison d'un changement de méthode de collecte des données, les données antérieures à 2016 ne sont plus représentées.)

⁴ Région centre ouest de l'Europe (AT, DE, FR, LU, NL, BE)

Parenthèse 1 : Situation critique du réseau en mai 2019

Le 20 mai 2019, certains éléments du réseau au niveau de tension 220 kV étaient surchargés ou menaçaient d'être surchargés. L'analyse de Swissgrid a révélé que cette situation critique sur le réseau est survenue à cause de plusieurs facteurs d'influence. Une grande quantité d'électricité était produite en Suisse en raison de conditions spécifiques du marché. Cette production élevée s'est aussi traduite par des exportations élevées, en particulier vers l'Allemagne. Par ailleurs, la Suisse a exporté vers l'Italie tout en important du courant depuis la France. Une telle situation en matière de flux de charge est potentiellement problématique pour le réseau de transport suisse si la production alpine doit être transportée via le réseau 220 kV à l'intérieur de la Suisse vers les transformateurs de couplage au niveau 380 kV. La charge élevée sur le réseau a été renforcée par des augmentations de production et des transferts de charge à court terme aux niveaux de réseau 1 et 3 dans la région de Berne et en Suisse centrale. Les charges qui en ont résulté sur le réseau n'ont pas pu être identifiées à temps dans l'outil de prévision, car le niveau de réseau 3 n'y figure pas et l'augmentation de la production est intervenue à court terme. Pour garantir la stabilité du réseau, Swissgrid a pris plusieurs mesures. La production suisse a notamment été réduite au moyen d'un redispatching international.

Cette situation critique sur le réseau montre combien un réseau exploité à la limite de charge est fragile. À la suite de cette situation critique, la NTC d'exportation vers l'Allemagne a été limitée. Une méthode de calcul améliorée de cette NTC est appliquée depuis mai 2020. D'autres améliorations sont prévues à moyen terme, comme par exemple la prise en compte d'éléments du réseau importants du niveau 3 dans le calcul de la sécurité du réseau de Swissgrid.

2.1.2 Qualité du réglage

Pour que le réseau interconnecté reste stable, la fréquence doit être maintenue à 50 Hz (avec une certaine marge de tolérance). Pour ce faire, il faut que la production et la consommation d'énergie soient maintenues en équilibre sur l'ensemble de ce réseau. Les écarts entre la production et la consommation sont compensés par le recours à de l'énergie de réglage. Une zone de réglage est considérée comme équilibrée lorsque la totalité des réserves de réglage mobilisées, y compris les contrats avec les pays voisins, suffit à corriger l'« erreur » (Area Control Error) qui l'affecte, c'est-à-dire à restaurer l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité.

La figure 2 présente l'évolution de la fréquence des déficits au cours des neuf dernières années. Elle indique le pourcentage de temps durant lequel la zone de réglage de la Suisse n'était pas en équilibre, c'est-à-dire durant lequel les réserves de réglage n'ont pas suffi à compenser les différences entre production et consommation (déficits) dans la zone en question. Plus la fréquence des déficits est faible, plus la qualité du réglage est élevée. Celle-ci n'a cessé d'augmenter pendant la période allant de 2011 à fin 2014, notamment parce que la Suisse a adhéré à l'IGCC (International Grid Control Cooperation), un mécanisme de coopération avec l'Allemagne, les Pays-Bas, la Belgique, le Danemark et la République tchèque visant, en cas de déséquilibre, à éviter d'activer en même temps de la puissance de réglage secondaire en sens opposés. Comme le temps pendant lequel le réglage secondaire est à son maximum est inclus dans la saisie de la qualité du réglage, la réserve dispose d'une marge supplémentaire. La modification du mécanisme de fixation du prix de l'énergie d'ajustement a également eu des effets positifs sur la qualité du réglage en Suisse, car elle a incité les responsables de groupe-bilan à améliorer leurs prévisions.

La réservation d'énergie de réglage (de puissance de réglage) génère des coûts qui sont répercutés sur les consommateurs selon le tarif « Services-système généraux ». La tâche d'optimisation incombant à Swissgrid consiste donc à réduire les coûts tout en respectant à la fois les exigences opérationnelles et les standards internationaux en matière de qualité de réglage (la qualité du réglage reste comme par le passé en deçà de la valeur limite de 0,1 %). L'optimisation se fait en variant la quantité de produits

de réglage secondaire et tertiaire acquis. La qualité de réglage s'est maintenue à un très bon niveau entre 2016 et 2019.

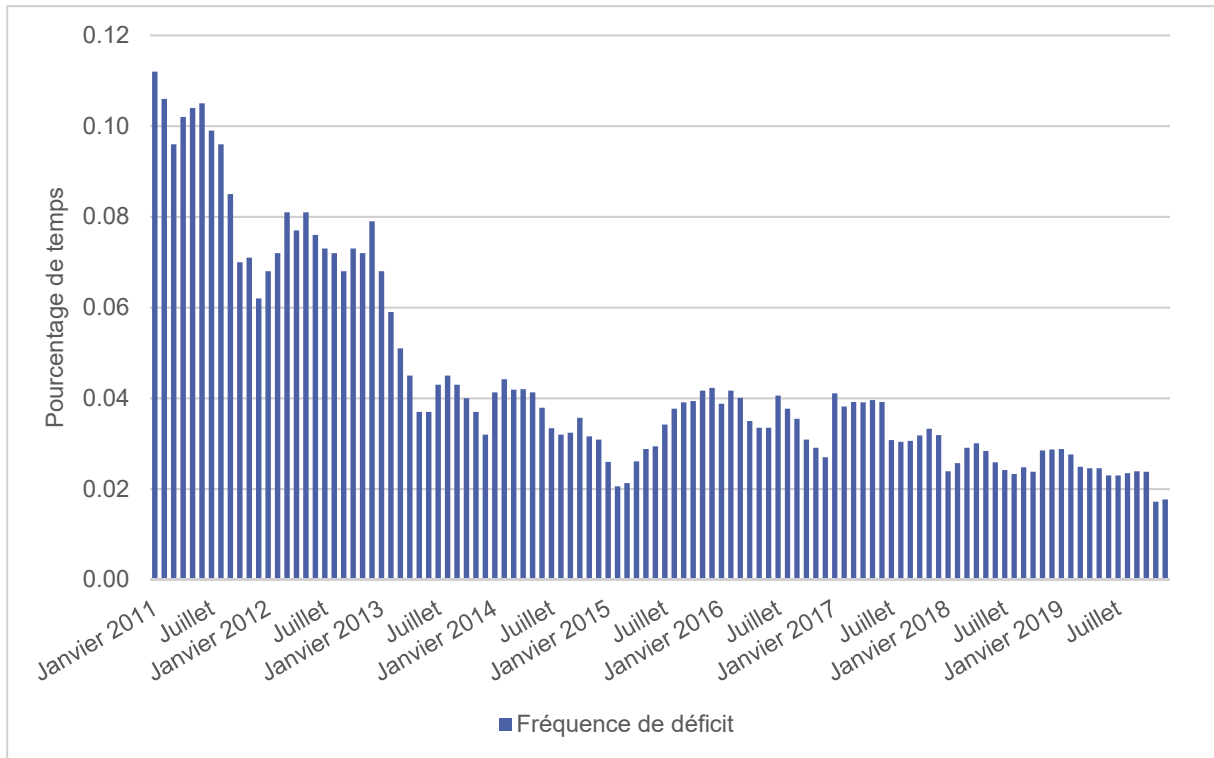


Figure 2 : Évolution de la qualité de réglage de la zone de réglage Suisse (source : Swissgrid)

2.1.3 Qualité de la fréquence et de la tension

La qualité de la fréquence est un important paramètre de mesure de la stabilité et de la sécurité d'exploitation du réseau européen interconnecté dans son ensemble. Dans toute l'Europe, la valeur de consigne de la fréquence du réseau interconnecté est de 50 Hz. La fréquence fluctue en fonction de l'équilibre effectif entre consommation et production. Si la consommation de puissance électrique est inférieure à la production, la fréquence augmente ; dans le cas contraire, elle diminue. Pour évaluer la qualité de la fréquence, on enregistre toutes les déviations de fréquences qui s'écartent pendant au moins quinze secondes de plus de 75 mHz de la valeur de consigne.

La figure 3 indique la durée mensuelle des écarts (positifs et négatifs) supérieurs à 75 mHz entre la fréquence effective et la valeur de consigne. Une valeur de 10 000 secondes correspond environ à une durée de 2 h 45. En considérant l'évolution sur la durée présentée, il convient de relever que la zone de réglage Suisse n'influe (et ne peut influencer) que de façon minime sur la fréquence du réseau interconnecté d'Europe continentale. Depuis neuf ans, la durée des écarts de fréquence tend à diminuer. On observe plus d'écarts durant les mois d'hiver que durant les mois d'été car la charge est plus élevée pendant la saison froide. La valeur extrême enregistrée en février 2012 est due à l'inexactitude des prévisions de charge et de production ainsi qu'à deux échecs de mise en service d'unités de production pendant la vague de froid qui a touché le continent à cette époque. La valeur élevée enregistrée début 2018 s'explique par un conflit énergétique entre le Kosovo et la Serbie (voir la parenthèse 2).

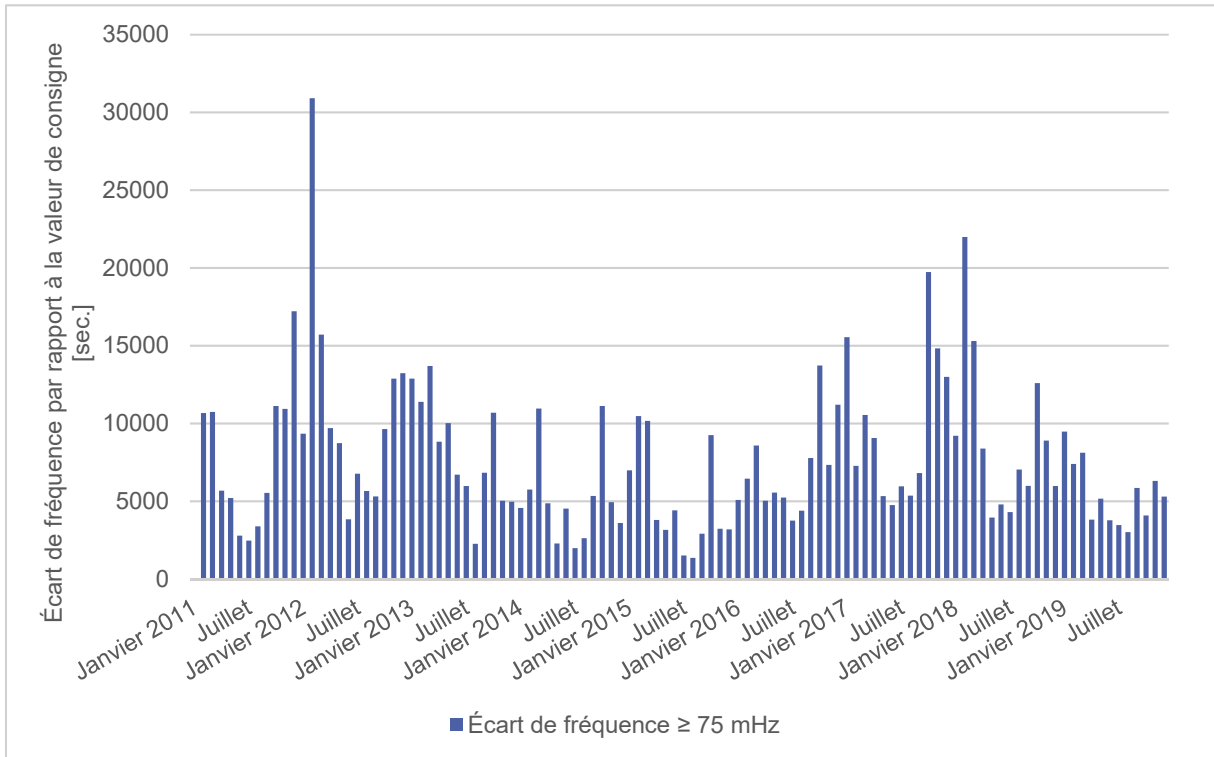


Figure 3 Évolution des écarts de fréquence mensuels en secondes (source : Swissgrid)

Parenthèse 2 : Différence de temps cumulée en raison d'un écart de fréquence en 2018

Début 2018 (voir la figure 3), le réseau d'interconnexion de l'Europe continentale a enregistré un long écart de la fréquence de consigne de 50 Hz. L'origine de cet écart se situait dans une zone de contrôle dans le sud-est de l'Europe. La fréquence a baissé parce que l'électricité produite dans cette zone de contrôle était insuffisante et que l'utilisation d'énergie de réglage ne compensait pas le déficit de bilan. Cet écart de fréquence était perceptible pour tous les clients finaux en Europe, notamment parce que l'horloge des fours commandée par la fréquence du réseau a retardé de 6 minutes au plus. Cet incident montre la nécessité de l'applicabilité de règles dans l'interconnexion et d'incitations suffisantes pour un comportement stabilisateur.

La qualité de la tension constitue également un paramètre important pour évaluer la gestion du système. Le maintien de la tension au sein du réseau suisse de transport est coordonné par Swissgrid. À la différence du maintien de la fréquence, le maintien de la tension est avant tout un paramètre de réglage et de mesure régional. Au cours des dernières années, les valeurs prises en compte pour les nœuds régulés ont montré une tendance à la hausse des écarts de tension. Cette hausse peut notamment s'expliquer par le câblage croissant dans le réseau de distribution et le développement des énergies renouvelables. L'arrêt de la centrale nucléaire de Mühleberg a aussi des répercussions négatives sur la qualité de la tension. Les mesures les plus diverses doivent être prises pour maintenir les valeurs de tension dans des limites tolérables, surtout pendant les périodes de faible charge, c'est-à-dire pendant la période estivale et lors des mises hors service des centrales nucléaires pour des travaux de révision. Comme exemples de mesures, la mise hors tension d'une ligne en cas de surtension pendant les périodes creuses ou la régulation longitudinale ou oblique des transformateurs peuvent être citées. En outre, Swissgrid a introduit un nouveau concept de maintien de la tension début 2020. Des mesures supplémentaires seront nécessaires ces prochaines années en raison du nombre croissant d'écarts de tension.

2.1.4 Mesures de redispatching nationales

Si les valeurs de charge admises sont dépassées pour un ou plusieurs éléments du réseau et s'il apparaît que la sécurité de N-1 n'est pas respectée, Swissgrid peut ordonner, lors de l'exploitation en temps réel, à des centrales électriques d'augmenter ou de réduire leur production afin d'empêcher des surcharges locales (potentielles) du réseau. On appelle « redispatching » le fait d'ordonner un tel déplacement de production de la centrale A à la centrale B afin d'assurer la stabilité du réseau. Cette mesure représente pour Swissgrid une possibilité opérationnelle d'éviter des violations N-1. Les exploitants de centrale électrique qui reçoivent l'ordre, dans le cadre des mesures de redispatching, d'augmenter leur production touchent une indemnisation financière de la part de Swissgrid. Ceux qui doivent réduire leur production versent à Swissgrid une compensation pour l'énergie primaire qui n'a pas été utilisée (p. ex. l'eau qui n'a pas été turbinée). Comme un redispatching implique toujours qu'une centrale augmente sa production et une autre la diminue, cette procédure entraîne finalement toujours pour Swissgrid des coûts, financés par la rémunération pour l'utilisation du réseau. Le coût des mesures de redispatching nationales est relativement faible par rapport au coût des autres services-système. Le redispatching reste toutefois la mesure de maintien de la sécurité du système la plus efficace. Il est nécessaire d'optimiser la disponibilité des centrales électriques afin que celles-ci puissent fournir des prestations de redispatching. À cet effet, Swissgrid a lancé le « marché intégré » début février 2020. La rémunération de l'énergie de redispatching est désormais indemnisée comme l'énergie de réglage tertiaire pour augmenter sa disponibilité.

La figure 4 présente la quantité d'énergie dont la production est déplacée chaque mois d'une centrale A à une centrale B afin d'éviter des congestions locales de réseau (mesures de redispatching nationales). Ces déplacements de production ont essentiellement lieu pendant les mois de juin à octobre. C'est à cette période que la production des centrales hydrauliques est en règle générale la plus élevée du fait de la disponibilité d'importantes ressources en eau (fonte des neiges). D'un autre côté, c'est aussi à cette période qu'ont lieu les travaux de révision planifiés des moyens d'exploitation, si bien que le réseau de transport n'est pas toujours disponible dans son intégralité.

Le nombre et l'ampleur des mesures de redispatching nationales ont surtout augmenté au cours de ces deux dernières années. Entre 2011 et 2015, la production redispatchée pendant un mois a atteint au maximum 3 GWh. En 2016, cette même valeur a doublé et a même à différentes reprises été multipliée par cinq en 2017. Les mesures de redispatching pendant l'été 2016 ont été provoquées par la production élevée des centrales hydrauliques des régions alpines et la disponibilité du réseau parfois réduite en raison de travaux de révision. En été 2017, de nombreuses mesures de redispatching ont été nécessaires au niveau national car la production, notamment hydraulique, a beaucoup été exportée (parfois plus de 10 GW). À noter dans ce cadre que la Suisse exporte bien plus souvent vers l'Allemagne ces dernières années : si c'était le cas pendant 13 % des heures en 2016, cette proportion est passée à 33 % en 2019. En règle générale, les mesures de redispatching durant les mois d'été, comme en 2018 et 2019, sont dues à l'ampleur de la production combinée à la mise hors service planifiée de lignes. L'augmentation des quantités d'énergie redispatchées au cours des trois dernières années montre que l'exploitation du réseau pendant les mois d'été est devenue plus exigeante. À noter que Swissgrid peut aussi réduire la capacité de réseau disponible aux frontières comme alternative au redispatching.

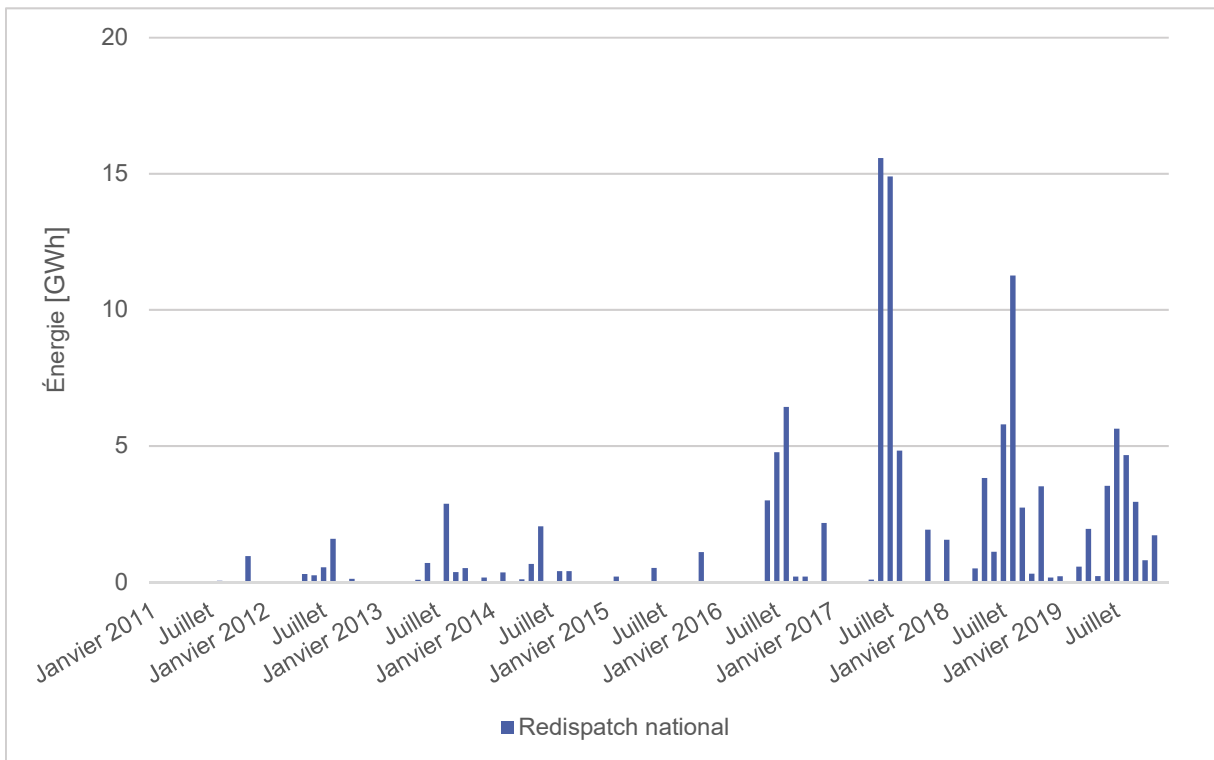


Figure 4 : Quantité d'énergie consacrée aux mesures de redispatching nationales (source : Swissgrid)

2.1.5 Mesures de redispatching internationales

Le réseau suisse de transport est étroitement interconnecté avec le réseau électrique d'Europe continentale. De ce fait, les mesures de redispatching nationales ne suffisent pas toujours à éviter les congestions, si bien que des mesures transfrontalières sont indispensables. Dans pareil cas, différentes centrales reçoivent l'ordre d'augmenter ou de réduire leur production, comme dans le cadre des mesures de redispatching nationales. Les mesures de redispatching internationales peuvent être soit bilatérales, soit multilatérales. Dans tous les cas, il ne s'agit toutefois que de mesures opérationnelles à court terme. Les congestions connues plus longtemps à l'avance, découlant par exemple de l'indisponibilité de moyens de production, peuvent notamment être atténuées par des réductions des capacités réseau transfrontalières.

La figure 5 présente les quantités d'énergie échangées entre la Suisse et les pays voisins suite à des mesures de redispatching internationales. On constate que, jusqu'à la fin 2016, l'essentiel de ces mesures nécessitant la participation de la Suisse ont été mises en œuvre entre l'Italie et la Suisse. Le graphique ne permet toutefois pas de voir quel pays en est la cause. Lorsque des mesures de redispatching avec l'Italie sont demandées, c'est en règle générale pour remédier à des surcharges de réseau survenant non loin de la frontière dans les pays voisins. Dans pareil cas, Swissgrid doit en général demander à des centrales électriques suisses de réduire leur production. En cas de mesures de redispatching internationales touchant la frontière sud du pays, Swissgrid n'est normalement pas seule à fournir l'énergie nécessaire à l'évitement d'une surcharge du réseau : différents pays européens apportent eux aussi leur contribution, sur la base de procédures prédéfinies. Lorsqu'un tel redispatching est mis en œuvre avec l'Italie, il y a parfois trop peu d'énergie disponible en Suisse et le redispatching doit être effectué avec l'aide de l'Allemagne (combinaison des barres bleues et jaunes). La grande ampleur des mesures de redispatching lors des mois d'été s'explique par les importants flux de charge qui traversent la Suisse du nord et de l'est vers le sud.

Les deuxièmes mesures de redispatching internationales les plus fréquentes jusqu'en 2016 étaient celles impliquant l'Allemagne. Depuis 2017, celles-ci tendent à remplacer l'Italie comme premier pays de redispatching. À partir de 2015, on a observé une première hausse des mesures de redispatching entre l'Allemagne et la Suisse. Les mesures de redispatching prises au deuxième semestre 2015 étaient dues à l'arrêt des réacteurs de Beznau et à la situation tendue sur le réseau qui en a découlé. Les

mesures de redispatching à la frontière en question ont été demandées tant par l’Allemagne que par la Suisse. La nouvelle hausse du redispatching avec l’Allemagne s’explique en grande partie par les changements de flux de charge (en particulier des flux de transit non planifiés à la suite de l’introduction du couplage du marché basé sur les flux).

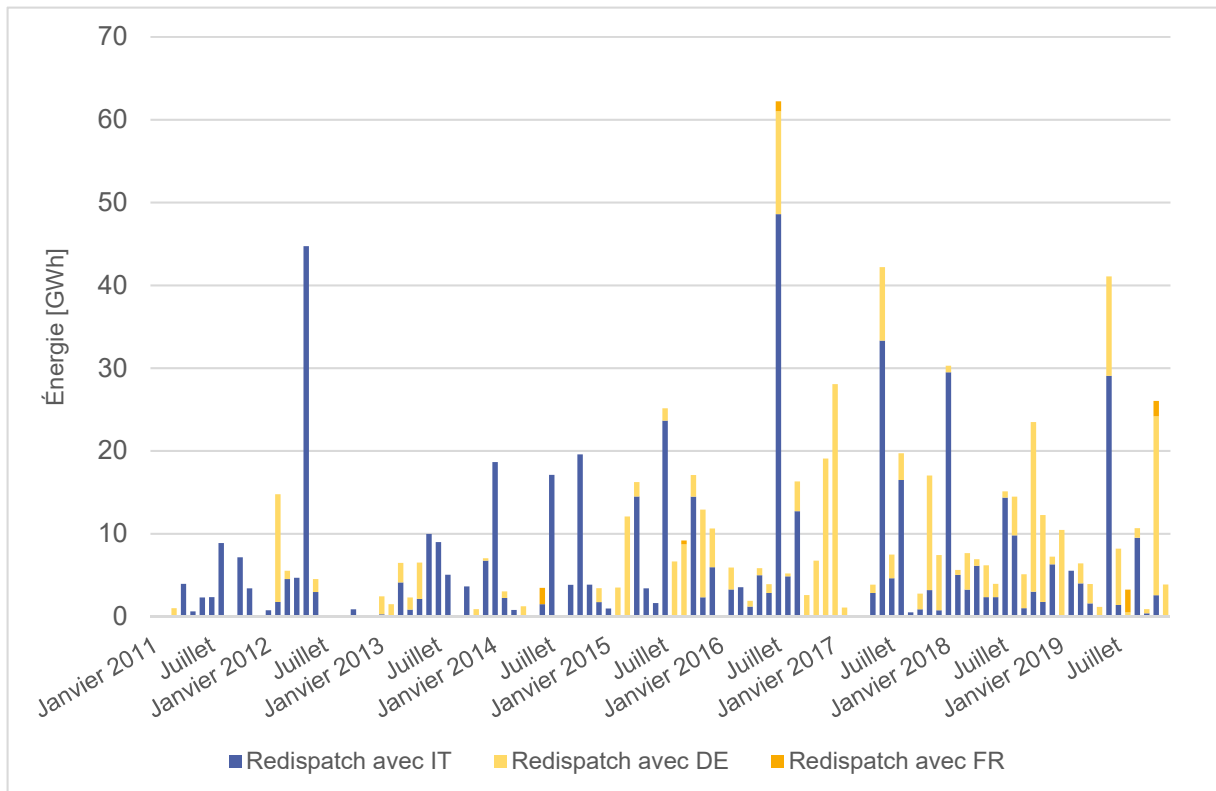


Figure 5 : Quantités d’énergie utilisées pour les mesures de redispatching internationales (source : Swissgrid)

Le redispatching international est un sujet qui prend de l’importance car la disponibilité de la capacité transfrontalière, que ce soit dans le marché journalier, dans le cadre du couplage du marché basé sur les flux (FBMC) ou dans le commerce intrajournalier (XBID), va potentiellement être optimisée au détriment de la Suisse, de sorte qu’il est peu probable que le besoin de redispatching diminue dans le future.

2.2 Disponibilité du réseau

La dimension d’observation disponibilité du réseau est évaluée à l’aide de trois paramètres d’observation, à savoir : « 2.2.1 SAIDI Suisse », « 2.2.2 SAIFI Suisse » et « 2.2.3 Comparaison internationale Suisse – UE ». L’objectif de la dimension disponibilité du réseau est de déterminer si l’électricité est accessible à tout moment. Pour cette dimension, les figures ont été réalisées sur la base des données relevées par l’ECom.

2.2.1 SAIDI Suisse

Depuis 2010, l’ECom suit et analyse l’évolution de la qualité de l’approvisionnement sur le réseau suisse d’électricité. Ce paramètre est avant tout une grandeur indicative pour le réseau de distribution. La qualité de l’approvisionnement est observée à l’aide des coupures de l’approvisionnement des 95 plus grands gestionnaires de réseau de Suisse. Ces gestionnaires de réseau couvrent la quasi-totalité des consommateurs finaux raccordés aux niveaux des réseaux de distribution suprarégional et régional et 88 % des consommateurs finaux raccordés au niveau du réseau de distribution local. Sont enregistrées toutes les coupures d’une durée supérieure ou égale à trois minutes. Les coupures sont subdivisées en deux catégories : celles qui sont planifiées et les autres. Parmi les coupures non planifiées figurent celles qui sont dues à des événements naturels, à des incidents d’exploitation, à l’erreur humaine ou à des facteurs externes. Les coupures planifiées sont celles annoncées au minimum

24 heures à l’avance par le gestionnaire de réseau. L’EiCom publie chaque année un rapport spécialisé distinct consacré à ce thème (EiCom, 2020b).

La figure 6 présente l’évolution de la durée moyenne d’interruption par consommateur final et par an en Suisse pendant la période allant de 2010 à 2019. Cette durée s’est inscrite à 28 minutes en 2010 et a atteint la valeur record de 34 minutes en 2012. Les hausses de 2011 et 2012 étaient principalement dues à des événements naturels exceptionnels (tempêtes et neige). De 2013 à 2016, la qualité de l’approvisionnement en Suisse s’est à nouveau améliorée : la durée moyenne d’interruption par consommateur final et par année a diminué, passant à 19 minutes. Cette durée a légèrement augmenté en 2018 à cause de la tempête « Burglind » (interruptions non planifiées). En 2019, elle a de nouveau baissé au niveau de 2016. Cette même année, les interruptions non planifiées ayant des causes fonctionnelles (3 min) et des causes naturelles (3 min) ont eu les conséquences les plus lourdes sur la qualité de l’approvisionnement.

Au cours des dix dernières années, l’approvisionnement en électricité de la Suisse a été de grande qualité de sorte qu’il est aujourd’hui très bien placé à l’échelle internationale (cf. point 2.2.3 Comparaison internationale), même si la durée moyenne d’interruption par consommateur final a connu une augmentation temporaire jusqu’en 2012.

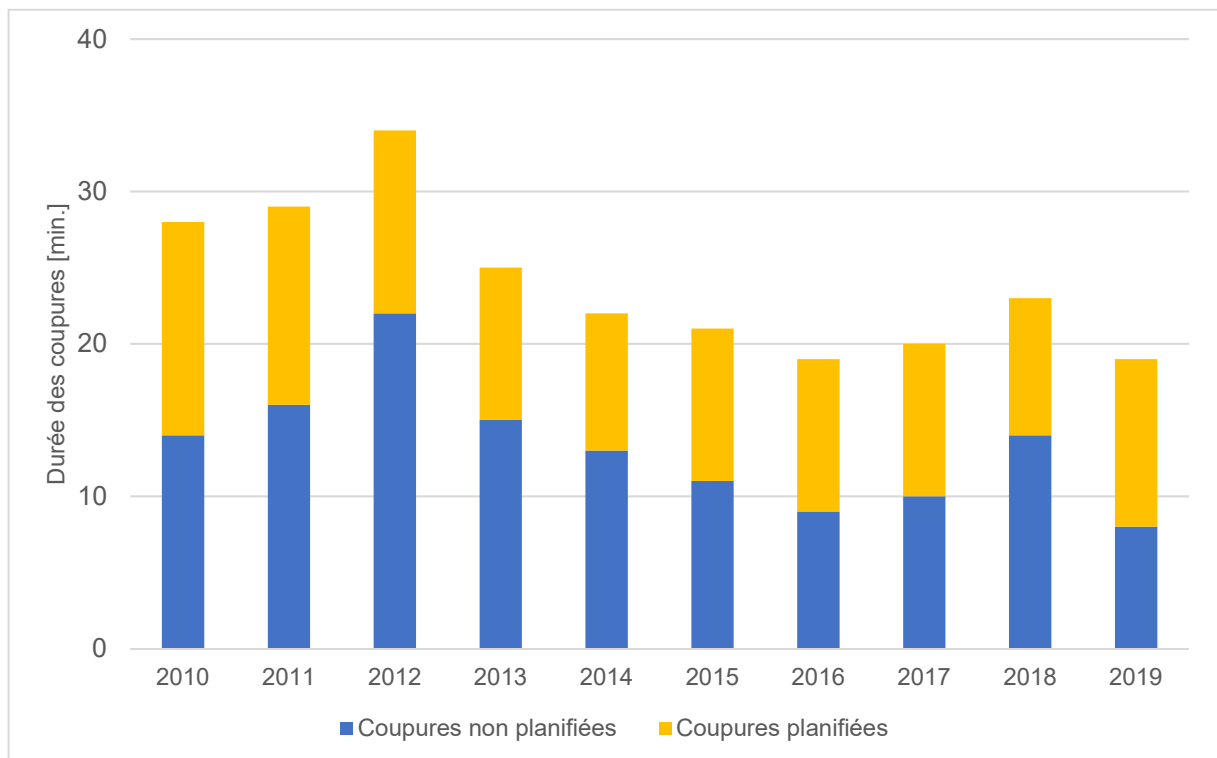


Figure 6 : Évolution de la durée moyenne d’interruption par consommateur final (source : EiCom)

2.2.2 SAIFI Suisse

Depuis 2010, l’EiCom suit et analyse l’évolution de la qualité de l’approvisionnement sur le réseau suisse d’électricité. Ce paramètre est avant tout une grandeur indicative pour le réseau de distribution. La qualité de l’approvisionnement est observée à l’aide des coupures de l’approvisionnement des 95 plus grands gestionnaires de réseau de Suisse. Ces gestionnaires de réseau couvrent la quasi-totalité des consommateurs finaux raccordés aux niveaux des réseaux de distribution suprarégional et régional et 88 % des consommateurs finaux raccordés au niveau du réseau de distribution local. Sont enregistrées toutes les coupures d’une durée supérieure ou égale à trois minutes. Les coupures sont subdivisées en deux catégories : celles qui sont planifiées et les autres. Parmi les coupures non planifiées figurent celles qui sont dues à des événements naturels, à des incidents d’exploitation, à l’erreur humaine ou à des facteurs externes. Les coupures planifiées sont celles annoncées au minimum

24 heures à l’avance par le gestionnaire de réseau. L’EiCom publie chaque année un rapport spécialisé distinct consacré à ce thème (EiCom, 2020b).

La figure 7 présente l’évolution de la fréquence moyenne d’interruption par consommateur final en Suisse pendant la période allant de 2010 à 2019. En 2010, la fréquence moyenne d’interruption par consommateur final et par an était de 0,40 interruption. Au cours des années suivantes, cette valeur a atteint 0,45 par consommateur final et par an en raison d’événements naturels exceptionnels (tempêtes et neige). En 2013 et 2014, la qualité de l’approvisionnement en Suisse s’est à nouveau améliorée : la fréquence moyenne d’interruption par consommateur final et par an a diminué jusqu’à 0,30 interruption et s’est stabilisée jusqu’en 2018. Cette fréquence a légèrement augmenté en 2018 à cause de la tempête « Burglind » avant d’atteindre sa valeur la plus basse en 2019. Cette année-là, un consommateur final sur quatre a subi une interruption. Cette même année, les interruptions non planifiées ayant des causes fonctionnelles (0,06 interruption par consommateur final) et des causes naturelles (0,06 interruption par consommateur final) ont eu les conséquences les plus lourdes sur la qualité de l’approvisionnement.

Au cours des dix dernières années, l’approvisionnement en électricité de la Suisse a été de grande qualité de sorte qu’il est aujourd’hui très bien placé à l’échelle internationale (cf. point 2.2.3 Comparaison internationale), même si la durée moyenne d’interruption par consommateur final a connu des augmentations temporaires.

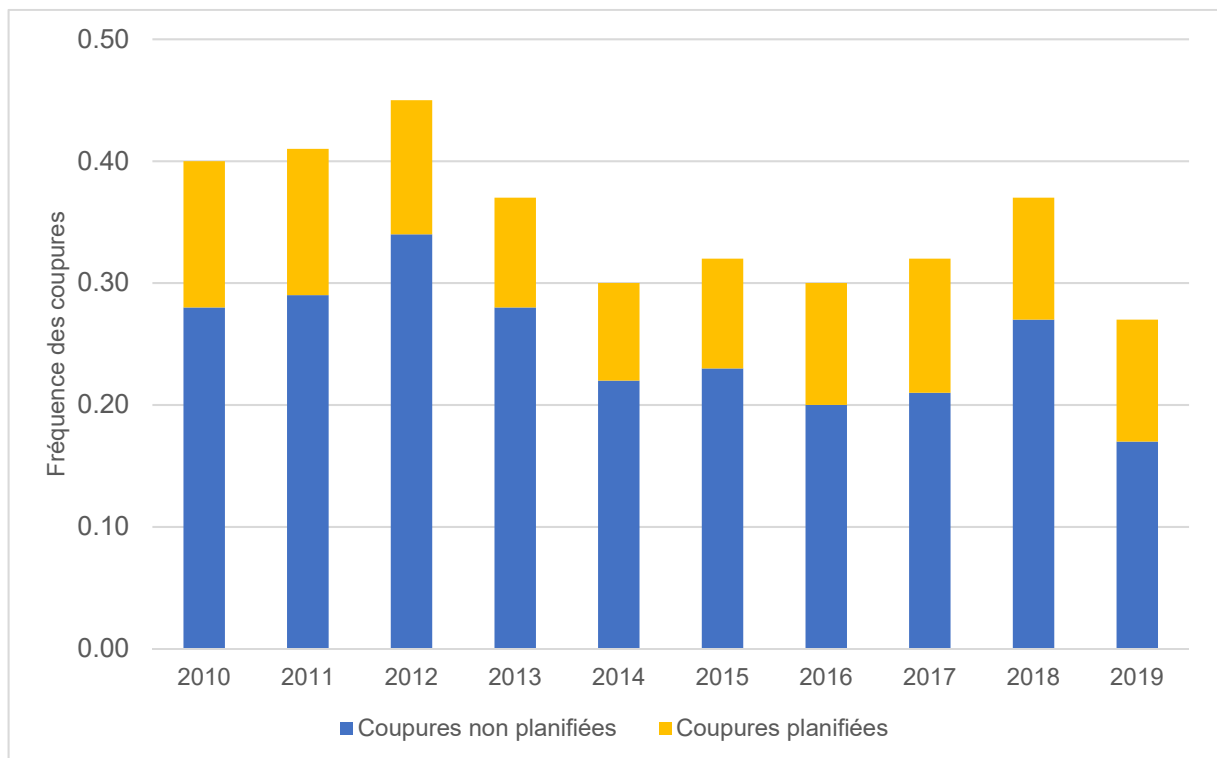


Figure 7 : Évolution de la fréquence moyenne d’interruption par consommateur final (source : EiCom)

2.2.3 Comparaison internationale Suisse – UE

La figure 8 et la figure 9 présentent l’évolution de la durée et de la fréquence moyennes d’interruption par consommateur final dans les pays voisins de la Suisse pendant la période allant de 2010 à 2016 (CEER, 2018). Les valeurs pour chaque pays sont réparties en interruptions planifiées et interruptions non planifiées.

La Suisse et l’Allemagne enregistrent la même durée d’interruption moyenne par consommateur final. Les valeurs de l’Autriche, la France et l’Italie dépassent celles de la Suisse (Figure 8).

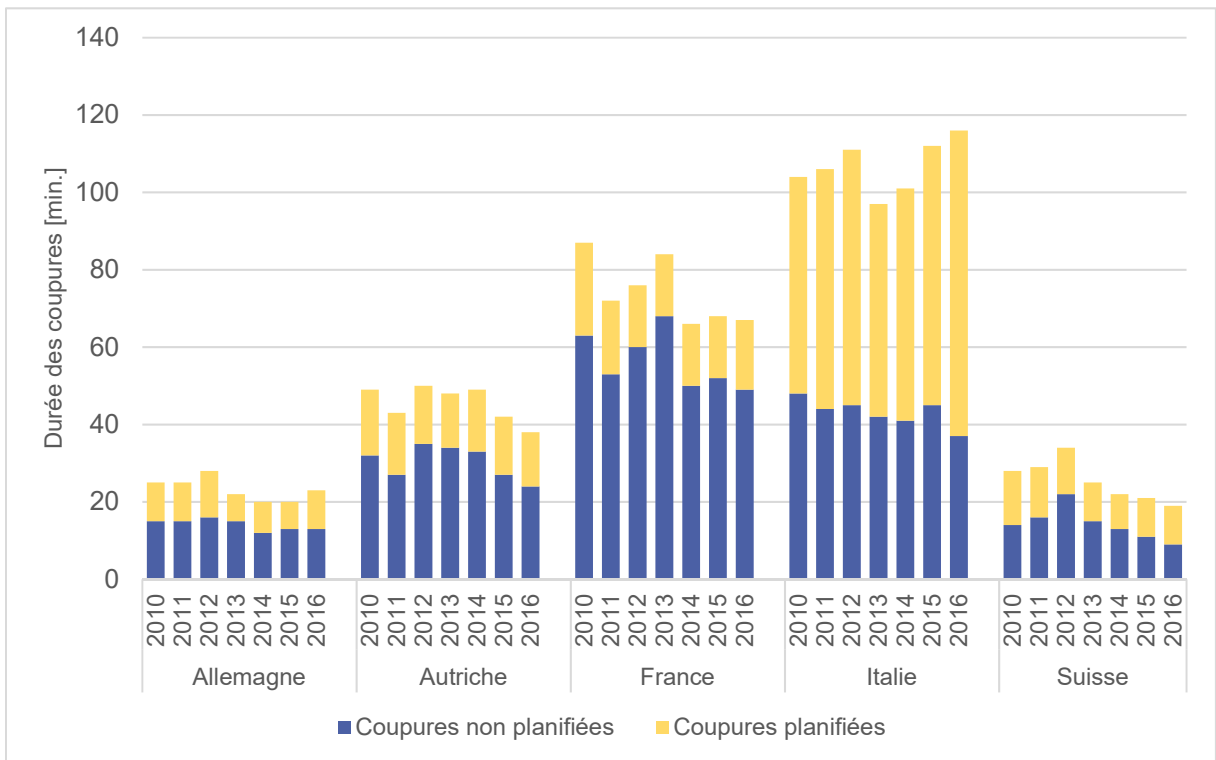


Figure 8 : Évolution de la durée d'interruption en Suisse et chez ses voisins (source : CEER)

En ce qui concerne la fréquence d'interruption moyenne, la Suisse obtient les meilleures valeurs parmi les pays représentés au cours de ces sept dernières années. D'après cette comparaison internationale, on peut considérer que la qualité de l'approvisionnement en Suisse est très bonne (Figure 9).

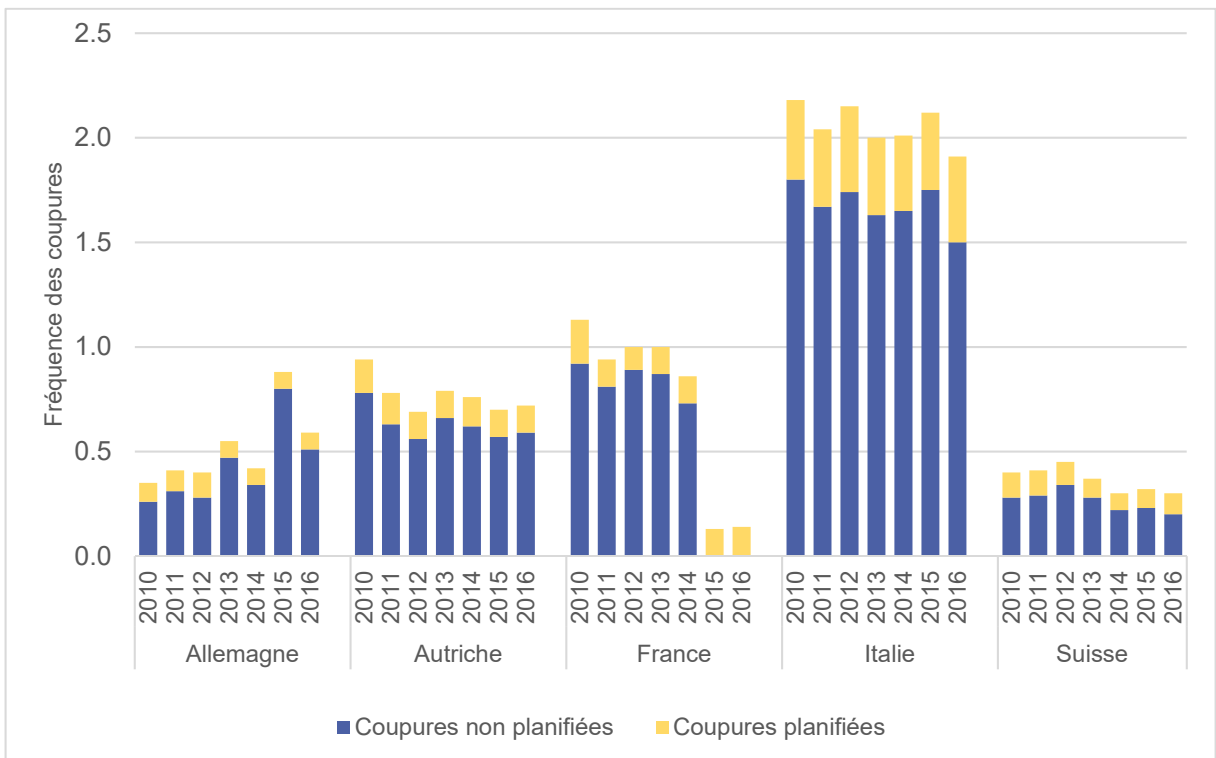


Figure 9 : Évolution de la fréquence d'interruption en Suisse et chez ses voisins (source : CEER)

2.3 Développement du réseau

La dimension d'observation développement du réseau est évaluée en fonction des trois paramètres suivants : « 2.3.1 Congestions du réseau de transport », « 2.3.2 Développement du réseau de transport » et « 2.3.3 Investissements dans les réseaux de transport et de distribution ». Les figures portant sur le réseau de transport dans cette dimension d'observation ont été réalisées sur la base des données de Swissgrid et celles portant sur le réseau de distribution proviennent des données de l'EICoM.

2.3.1 Congestions du réseau de transport

Comme cela a été expliqué plus haut, la simulation de charge N-1 est un instrument central de la gestion réseau pratiquée par Swissgrid afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement. L'analyse N-1 est constituée de simulations effectuées au préalable qui, durant l'exploitation, sont répétées toutes les cinq minutes sur la base des flux effectifs. Les résultats obtenus permettent de prendre des mesures d'exploitation afin d'éviter de potentielles violations du critère N-1 en temps réel.

Swissgrid subdivisait jusqu'ici le réseau de transport en six régions : Berne, Argovie, Suisse romande, Tessin, Grisons et Suisse orientale. Durant la période sous revue, Swissgrid a adapté cette répartition. Désormais, les éléments du réseau sont répartis entre les régions Est, Centre et Ouest. L'EICoM a décidé d'utiliser l'ancienne subdivision des éléments du réseau en six régions en raison de la plus forte granularité et de la meilleure compréhension du système. La figure 10 indique le nombre simulé de violations N-1 par région et par an, en ne prenant en compte que les dix éléments d'exploitation les plus touchés chaque année. Cette méthode a été adaptée en 2016. C'est pourquoi les valeurs des années 2014 et 2015 ont été adaptées rétroactivement et les valeurs pour les années antérieures à 2014 ne sont pas représentées.

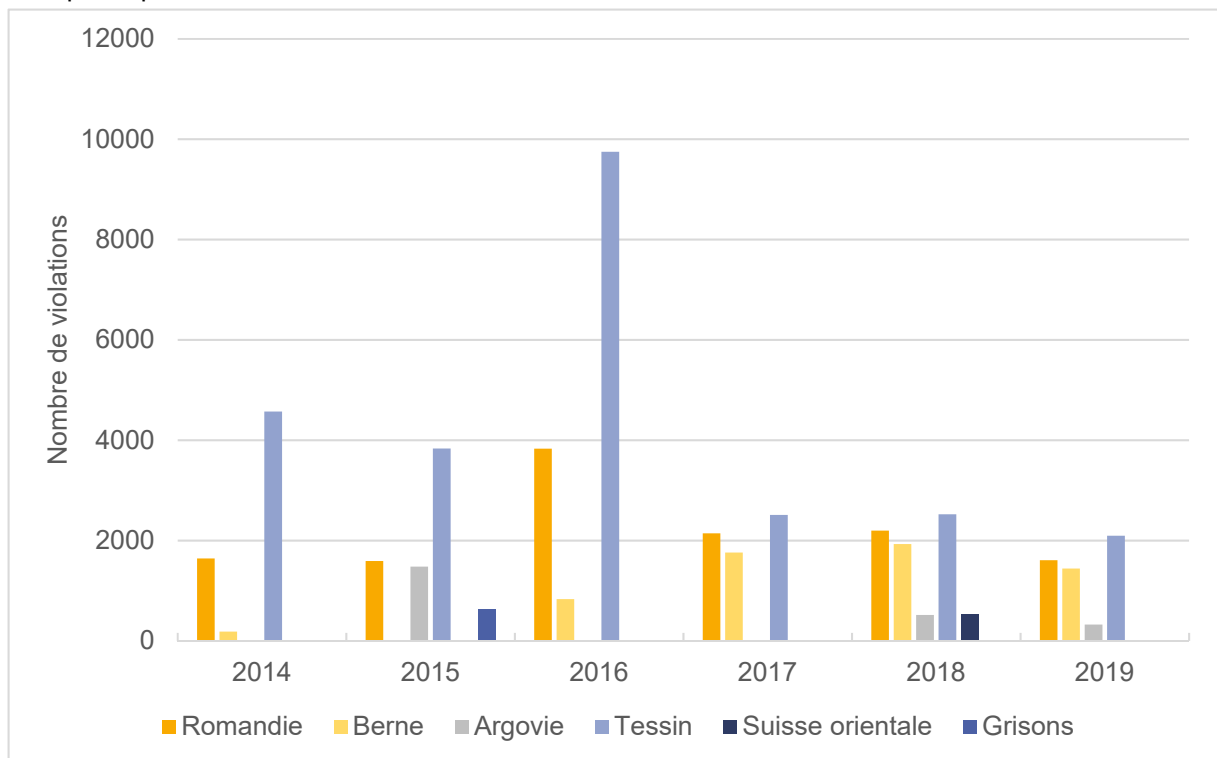


Figure 10 : Évolution du nombre simulé de violations N-1 par région et par an (source : Swissgrid)

Entre 2014 et 2016, le Tessin et la Suisse romande étaient les régions les plus fréquemment affectées par les violations N-1. L'augmentation des violations N-1 enregistrée par l'Argovie lors des simulations de 2015 est essentiellement due à la situation critique du réseau de transport et de l'approvisionnement énergétique qui a caractérisé les mois de novembre et décembre. Dans ce cas, ce sont surtout les transformateurs 380/220 kV qui ont affiché des valeurs de charge trop élevées. La charge élevée du Tessin en 2016 peut être expliquée par une conjugaison des effets suivants. D'une manière générale, le réseau tessinois (périmètre autour de Maggia) est très sollicité en raison du transport de la production

locale et des exportations. Qui plus est, les charges élevées en Suisse romande et au Tessin se sont influencées mutuellement cette même année. Par ailleurs, les niveaux de tension inférieurs du réseau au nord de l'Italie ne sont pas non plus représentés dans le modèle d'utilisation du réseau de Swissgrid. Les répercussions des niveaux de tension plus bas au nord de l'Italie ne sont donc pas prises en compte dans les calculs simulés. Cela s'explique également par le fait que les avis de congestion émis par Swissgrid n'ont pas été systématiquement pris en compte par les gestionnaires de centrale en 2016. Swissgrid a abordé ce problème avec les gestionnaires de centrale et la situation s'est améliorée dès 2017. À la suite de l'introduction du couplage du marché basé sur les flux dans la région CWE⁵ au milieu de l'année 2015, les congestions du réseau ont aussi augmenté dans la région de Berne. Et ce parce que les éléments du réseau dans cette région réagissent particulièrement fortement aux flux de transit du nord vers l'ouest.

2.3.2 Développement du réseau de transport

En avril 2015, Swissgrid a présenté, avec le rapport « Réseau stratégique 2025 », les projets réseau qu'il est indispensable de réaliser au niveau des réseaux 1 et 2 pour assurer l'avenir de l'approvisionnement électrique de la Suisse (Swissgrid, 2015). Swissgrid a répertorié neuf projets de ligne, deux raccordements de centrales électriques et quatre raccordements du réseau de distribution à réaliser en priorité.

La figure 11 présente l'état actuel des projets et leur date prévue de mise en service, respectivement d'exploitation. L'« exploitation » se réfère à l'année complète suivant la mise en service. La figure présente les prévisions pour la planification Q1/2020 de Swissgrid. Les flèches rouges montrent – pour les projets de développement particulièrement importants du point de vue de l'EiCom – le retard dans la planification selon le dernier rapport sur la sécurité d'approvisionnement en électricité en 2018. Il s'agit des projets de Chamoson-Chippis, de Bickigen-Chippis, du transformateur de Chippis, de Bassecourt-Mühleberg et du déplacement du tracé à Balzers. La ligne « aktueller Stand » correspond au déroulement du projet jusqu'ici. La ligne « geplante Dauer » indique l'évolution du projet à laquelle il faut s'attendre compte tenu des retards possibles. Au stade de l'approbation des plans, les parties directement concernées (riverains, associations, communes, etc.) peuvent faire opposition. Si aucun accord n'est possible entre le promoteur du projet et l'opposant, l'Inspection fédérale des installations à courant fort (ESTI) transmet le cas à l'Office fédéral de l'énergie (OFEN). Les décisions prises par ce dernier peuvent ensuite faire l'objet de recours auprès du Tribunal administratif fédéral, puis du Tribunal fédéral⁶. L'expérience montre que les oppositions portées devant l'OFEN de même que chaque nouvelle décision judiciaire (Tribunal administratif fédéral, Tribunal fédéral) retardent la mise en service de la ligne d'un à deux ans. Depuis le dernier rapport sur la sécurité d'approvisionnement en électricité en 2018, les projets suivants ont été achevés ou suspendus (et n'apparaissent plus sur la figure 11) :

- Ligne Génissiat-Foretaille (harmonisation de la capacité de transport entre la France et la Suisse)
- Développement du transformateur de Laufenburg
- Le projet de raccordement au réseau de distribution Method-Mühleberg a été définitivement abandonné.
- Pour l'élévation de la tension (380 kV) sur la ligne Airolo-Ulrichen, Swissgrid part du principe qu'aucune mesure importante n'est nécessaire.

La figure 11 montre que de nombreux projets se trouvent au stade du plan sectoriel des lignes de transport d'électricité (définition des zones de planification et des corridors) ou dans la phase d'approbation des plans. Dans l'optique de la sécurité d'approvisionnement, ce sont surtout les projets « Réseau stratégique 2025 », destinés à mettre en œuvre les capacités d'importations nécessaires à la Stratégie énergétique 2050 ou à transporter le courant produit par les centrales électriques valaisannes, qui sont importants.

⁵ Région centre ouest de l'Europe (AT, DE, FR, LU, NL, BE)

⁶ Cela n'est possible que dans le cas d'une question juridique de principe (art 83, let. w, LTF)

Dans le contexte de la mise à l'arrêt définitif de la centrale nucléaire de Mühleberg en 2019, un transformateur supplémentaire est nécessaire sur ce site pour garantir la capacité d'importation nécessaire et assurer l'approvisionnement du centre du Plateau. Le projet a été accéléré et peut être achevé en 2020. Pour que le nouveau transformateur de Mühleberg, qui était initialement prévu pour 2025, puisse être mis en service, la tension de la ligne Bassecourt-Mühleberg doit être portée de 220 à 380 kV. Lors de sa construction, cette ligne a été isolée pour une tension de 380 kV, mais elle n'a jusqu'à présent été exploitée qu'à 220 kV. En raison des adaptations législatives apportées notamment à l'ordonnance sur la protection contre le rayonnement non ionisant (ORNI), l'ordonnance sur la protection contre le bruit (OPB) et l'ordonnance sur les lignes électriques (OLEI), il n'est pas possible d'élever la tension d'une ligne sans mettre en œuvre des mesures de construction. Par conséquent, il faut s'attendre à d'importants retards, dus aux procédures d'autorisation et aux éventuelles procédures judiciaires, et à ce que ce moyen d'exploitation indispensable ne puisse pas être prêt avant longtemps. La décision attendue du Tribunal administratif fédéral pourrait donner lieu ici à une avancée importante en 2020. Sans modification de la tension entre Bassecourt et Mühleberg et sans la mise en service du nouveau transformateur de Mühleberg après l'arrêt définitif de la centrale nucléaire du même site, il est nécessaire de restreindre le commerce d'électricité transfrontalier afin d'assurer la stabilité du réseau. De plus, des mesures supplémentaires sont par moments nécessaires.

Parenthèse 3 : Situation du réseau le 15 novembre 2019

Le soir du 15 novembre 2019, de graves problèmes sont apparus dans le réseau de transport en Suisse romande, qui n'ont pu être résolus qu'avec un redispatching international important. Par la suite, une déconnexion du réseau a eu pour conséquence que des parties de la Suisse romande ont été approvisionnées en électricité uniquement par la France.

Ces problèmes de réseau avaient pour origine un besoin élevé d'importation de la France après l'arrêt de plusieurs centrales nucléaires à la suite d'un séisme dans le sud du pays. Par conséquence, la France a importé l'énergie manquante de l'espace CWE et de Suisse. Les flux de charge qui en ont résulté ont entraîné des surcharges sur le niveau de réseau 3 en Suisse romande. Le maillage a ainsi été réduit dans le réseau de distribution sans que la coordination opérationnelle nécessaire puisse être assurée entre le gestionnaire et Swissgrid. Les charges élevées qui sont alors apparues dans le réseau de transport ont entraîné une cascade de défaillances. La Suisse romande n'était par moments plus raccordée au reste de la Suisse et approvisionnée par la France, ce qui a permis d'éviter une interruption de l'approvisionnement. Le matin du 16 novembre, la Suisse romande a pu être interconnectée à nouveau avec le reste du réseau de transport suisse.

Cette situation montre qu'un enchaînement d'événements malheureux (séisme, flux de transit non planifiés) peut rapidement conduire à une situation d'approvisionnement critique.

Dans le contexte de la sécurité d'approvisionnement au sens large, il convient aussi de se pencher sur la possibilité d'utiliser la centrale de pompage-turbinage de Nant de Drance : pour que cette dernière, après sa mise en service progressive dès 2020, puisse injecter dans le réseau électrique la totalité de l'électricité qu'elle sera en mesure de produire, les tronçons Chamoson-Chippis, Bickigen-Chippis et Châtelard-Rosel doivent être renforcés afin de passer de 220 à 380 kV. Un transformateur 380/220 kV devra par ailleurs être installé sur le site de Chippis. Il ne pourra toutefois entrer en service qu'après l'élévation de la tension des tronçons précités.

Swissgrid a commencé la construction du renforcement de la ligne Chamoson-Chippis à la fin de l'année 2017 et prévu son entrée en service pour 2022. Par rapport à la planification initiale, la mise en service est retardée de près de trois ans en raison d'oppositions. En ce qui concerne le tronçon Bickigen-Chippis, Swissgrid a déposé la demande de permis de construire auprès de l'ESTI en automne 2015. En raison d'oppositions, le projet est retardé d'environ cinq ans par rapport à la planification initiale et la mise en service de la ligne ne devrait pas intervenir avant 2027.

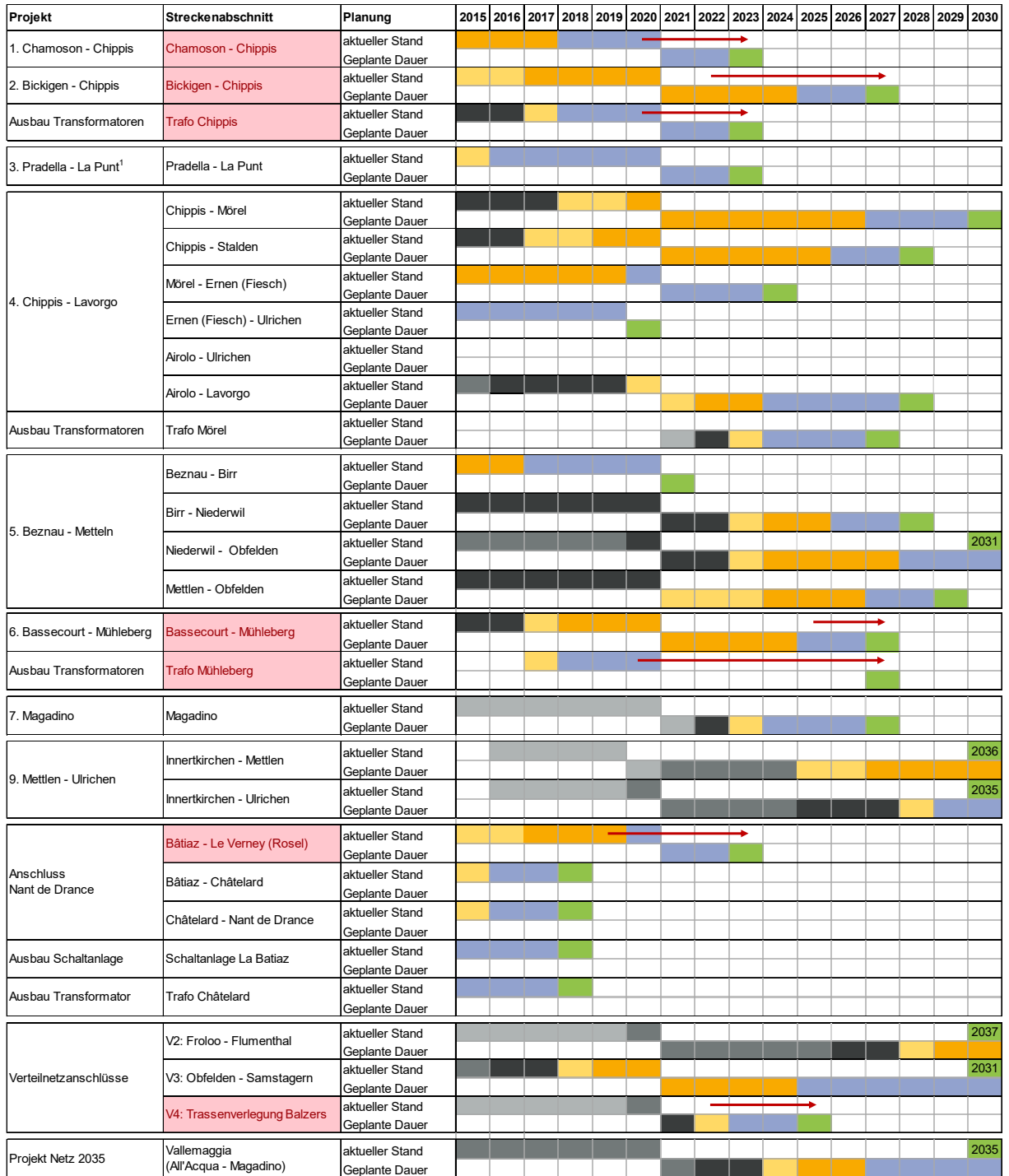
Les projets de développement nécessaires au raccordement de la centrale Nant de Drance sont dans la phase de construction ou déjà en service. Il convient toutefois de préciser que le transport de l'ensemble de l'énergie produite par cette centrale électrique ne requiert pas seulement son raccordement au réseau de transport, mais également aux lignes de raccordement Chamoson-Chippis et Chippis-Bickigen. Ces retards sont notamment regrettables parce que la grande flexibilité de l'énergie hydraulique suisse (en particulier en Valais) ne peut pas être utilisée pour la phase qui s'annonce délicate jusqu'en 2025 dans le sud de l'Allemagne.

Pour un approvisionnement sûr en électricité, l'EiCom estime désormais qu'une solution pour la ligne à Balzers est un projet de développement important au regard du contrat d'acheminement entre Sarelli et Winkeln et entre Bonaduz et Montlingen qui arrive à échéance en 2021, et du risque qu'il ne soit pas remplacé en temps voulu.

En ce qui concerne les mises en service prévues pour les projets importants, les constats suivants peuvent être faits par rapport à la planification de 2018. La mise en service du projet de ligne Chamoson-Chippis devrait être repoussée de trois ans en raison d'oppositions, celle du projet de ligne Bickigen-Chippis même de cinq ans. Le développement du transformateur de Chippis est mis en service trois ans après la date prévue. La ligne Bassecourt-Mühleberg devrait entrer en service deux ans plus tard que prévu, tandis que le transformateur nécessaire devrait déjà être prêt fin 2020. Le projet de ligne Bâtiaz-Le Verney relatif au raccordement de Nant de Drance accuse un retard de près de quatre ans en raison d'oppositions.

En général, les projets de développement de transformateurs enregistrent de faibles écarts par rapport à la planification tandis que les projets de ligne sont difficiles à planifier et se déroulent rarement comme le prévoit le calendrier en raison des possibilités d'opposition.

La sécurité d'approvisionnement en électricité de la Suisse 2020



¹ Zeitverzögerung aufgrund Projektanpassung möglich

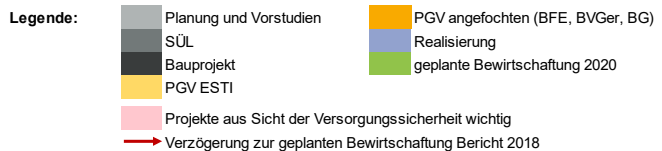


Figure 11 : État des différents projets de développement du réseau de transport (en allemand, source : Swissgrid)

2.3.3 Investissements dans les réseaux de transport et de distribution

La figure 12 présente les investissements et amortissements portant sur des immobilisations corporelles du réseau de transport effectués de 2013 à 2018. Pendant cette période, les investissements dans le réseau de transport ont oscillé entre 80 et 240 millions de francs suisses par an, et les amortissements entre 84 et 116 millions. On note donc une augmentation des investissements depuis 2013. Dans certains cas, le montant annuel des investissements dans le réseau dépend fortement du risque que des

projets de développement du réseau soient bloqués par des procédures d'opposition. Ces dernières années, les investissements annuels dans le réseau ont été égaux ou supérieurs aux amortissements. Ces chiffres comprennent non seulement les investissements dans les installations du réseau, mais aussi ceux réalisés dans des systèmes, dans des projets de transactions et d'organisation ainsi que dans l'entreprise (p. ex. matériel informatique). Il convient par ailleurs de relever que durant la période en question, certains investissements ont encore été effectués par les anciens propriétaires du réseau de transport.

Rien que pour la réalisation du « Réseau stratégique 2025 », Swissgrid part du principe que des investissements de l'ordre de 150 à 200 millions de francs suisses par an seront nécessaires jusqu'en 2025. Ce chiffre ne porte que sur les investissements dans le réseau proprement dit.

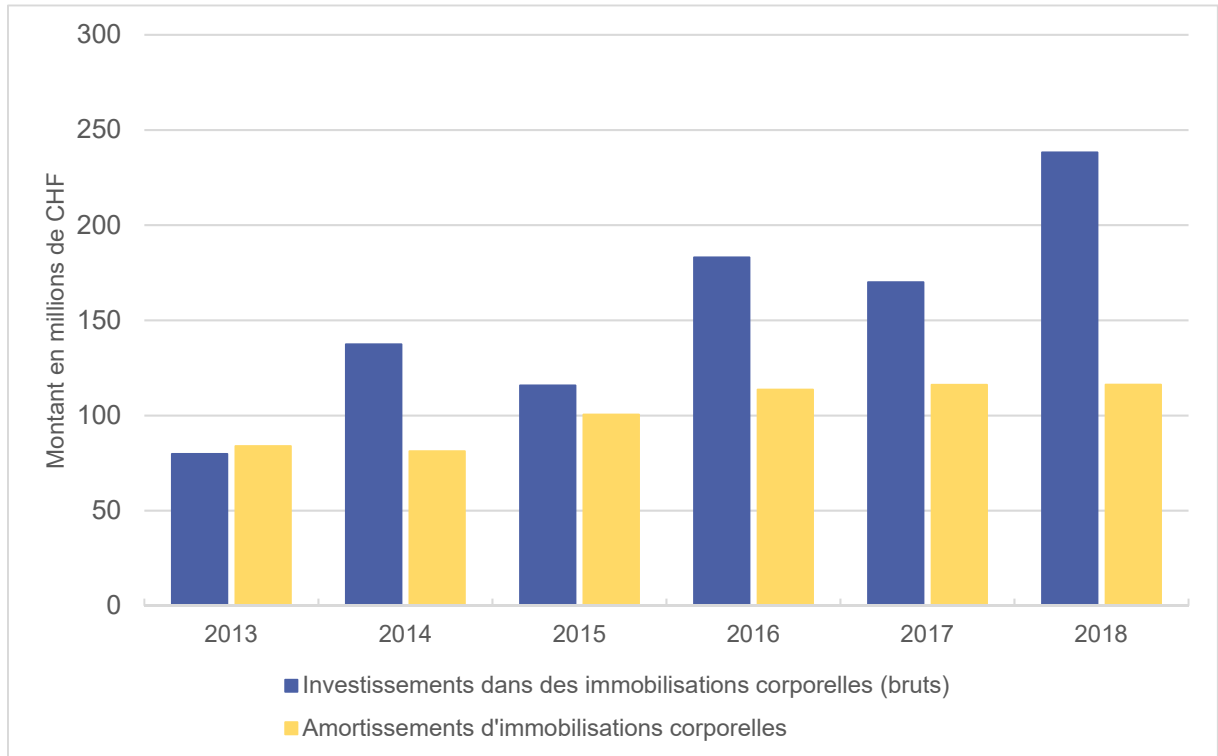


Figure 12 : Investissements et amortissements portant sur des immobilisations corporelles du réseau de transport (source : Swissgrid)

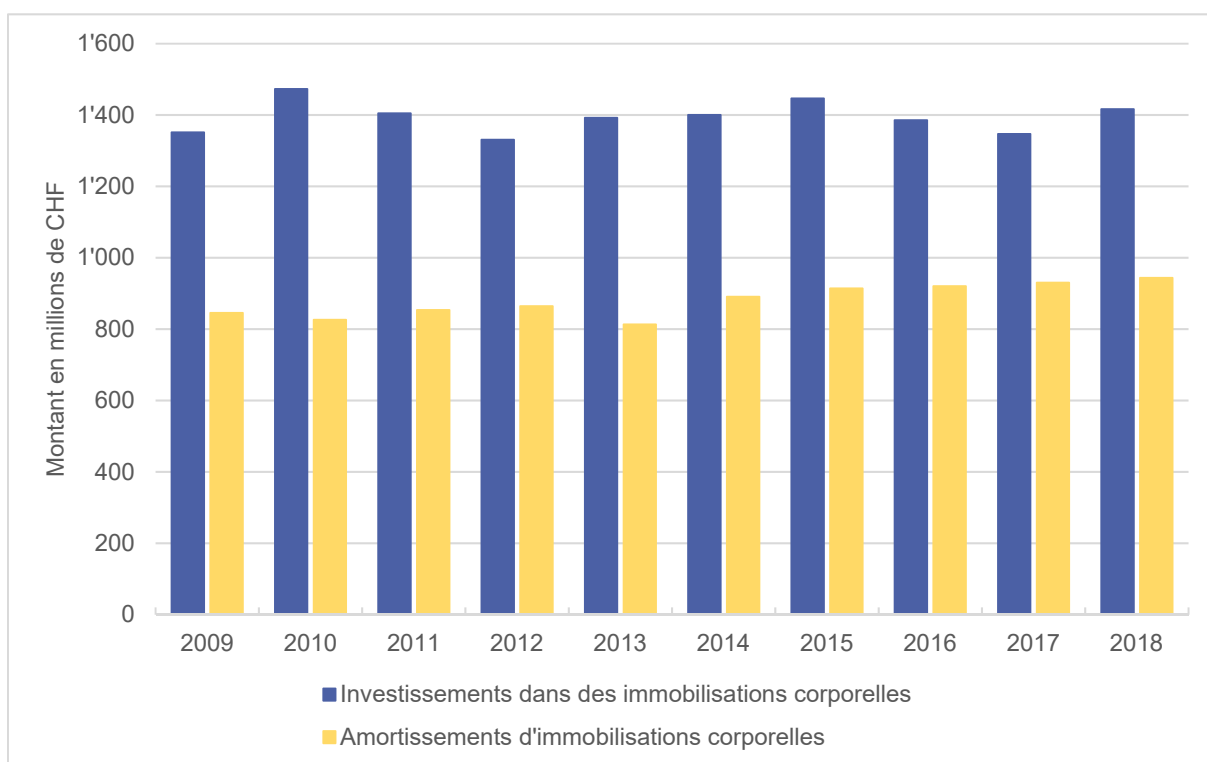


Figure 13 : Investissements et amortissements portant sur des immobilisations corporelles du réseau de distribution (source : EICom)

La figure 13 présente les investissements et amortissements portant sur des immobilisations corporelles du réseau de distribution de 2009 à 2018. Pendant cette période, les investissements comme les amortissements sont restés stables. Les gestionnaires de réseau ont investi dans l'entretien, le renouvellement et l'extension du réseau de distribution. Ces investissements ont été supérieurs de 60 % aux amortissements réalisés. L'EICom estime que les investissements dans le réseau de distribution sont pour l'heure suffisants, d'une part parce qu'ils sont supérieurs aux amortissements et d'autre part en raison de la qualité élevée de l'approvisionnement en Suisse par rapport à certains pays (cf. dimension d'observation « 2.2 Disponibilité du réseau »).

3 Production

La disponibilité des capacités de production est, avec une capacité de transport suffisante (également appelée adéquation du réseau ou « Transmission Adequacy ») et une production d'électricité adéquate (également appelée adéquation de la production ou « Generation Adequacy »), l'une des conditions essentielles de la sécurité d'approvisionnement en électricité de la Suisse. Les dimensions d'observation suivantes sont évaluées dans le système de surveillance : « 3.1 Capacités des centrales électriques », « 3.2 Possibilités d'importer du courant » et « 3.3 Développement des énergies renouvelables ». La dimension « Possibilité d'importer du courant » est considérée comme une « centrale électrique virtuelle située à l'étranger » à laquelle il serait possible de recourir en cas de sous-couverture des besoins afin d'importer du courant de l'étranger vers la Suisse. Cela implique que la capacité de production attribuée à l'exportation soit disponible à l'étranger, de même que les capacités de transport nécessaires.

Pour évaluer les capacités de production, il faut tenir compte de la constellation particulière de l'infrastructure électrique suisse : les capacités de transport au niveau 380 kV avec les pays voisins sont très bien développées par rapport à la consommation nationale. De ce fait, le niveau des prix du commerce de gros en Suisse est avant tout influencé par les marchés, plus grands mais de tailles inégales, des pays environnants. Par conséquent, la Suisse peut être qualifiée de « preneur de prix (price taker) ». Il convient donc toujours d'évaluer les pénuries potentielles de production dans le contexte des conditions du marché en Italie, France, Autriche et Allemagne ainsi qu'en fonction de la disponibilité de l'infrastructure de transport.

Que ce soit d'un point de vue du droit de l'approvisionnement en électricité ou d'un point de vue technique, le débat actuel sur le soutien de l'énergie hydraulique n'est ni urgent ni pertinent, car l'EICom part du principe que la disponibilité opérationnelle des centrales électriques peut être maintenue même en cas de faillite d'une entreprise et que ces centrales pourraient donc continuer à apporter leur contribution à la sécurité d'approvisionnement. Il est cependant difficile d'évaluer l'ampleur des répercussions qu'auront les conditions de production actuelles et surtout celles basées sur des prévisions (redevance hydraulique, coûts de financement) et l'évolution du marché (cours du marché, ouverture partielle) sur le renouvellement des concessions et sur les réinvestissements dans le parc de centrales électriques.

3.1 Capacités des centrales électriques

La dimension « Capacités des centrales électriques » est évaluée à l'aide des paramètres d'observation suivants : « 3.1.1 Parc de centrales électriques de la Suisse » et « 3.1.2 Bilan électrique de la Suisse pendant le semestre hivernal ».

3.1.1 Parc de centrales électriques de la Suisse

Pour couvrir le besoin d'électricité à divers moments de l'année et du jour, les capacités des centrales doivent pouvoir couvrir la charge de base, la charge intermédiaire et la pointe de charge. Afin de maintenir l'équilibre entre production et consommation, le parc de centrales électriques doit être en mesure de pouvoir réagir rapidement aux fluctuations de la consommation. La pointe de charge est mise à disposition par les centrales de pompage-turbinage et la charge de base par les centrales nucléaires et les centrales au fil de l'eau. La Suisse ne dispose pour l'heure pas d'installations typiquement destinées à couvrir la charge intermédiaire telles que les centrales au gaz à cycle combiné.

La figure 14 présente l'évolution du parc de centrales électriques en Suisse depuis 2009. Quantitativement parlant (OFEN, 2019a ; OFEN, 2019b), les capacités des centrales électriques étaient essentiellement fournies, en 2018, par les centrales à accumulation (11,3 GW), les centrales au fil de l'eau (4,1 GW) et les centrales nucléaires (3,3 GW). Les capacités de production installées des centrales thermiques conventionnelles (« Autres » dans la figure 14) et des énergies renouvelables se sont élevées à 3,2 GW en tout. Au total, les capacités du parc suisse de centrales électriques s'élevaient donc à 22 GW en 2018, ce qui représente une augmentation d'environ 4,3 GW par rapport à 2009 (année de base). C'est dans le domaine du photovoltaïque que la puissance installée a le plus augmenté, passant

de 125 MW en 2010 à près de 2,2 GW en 2018 (OFEN, 2019b). Depuis le précédent rapport, cette augmentation est particulièrement notable en raison de la mise en service de la seconde phase de la centrale de pompage-turbinage de Linth-Limmern (500 MW).

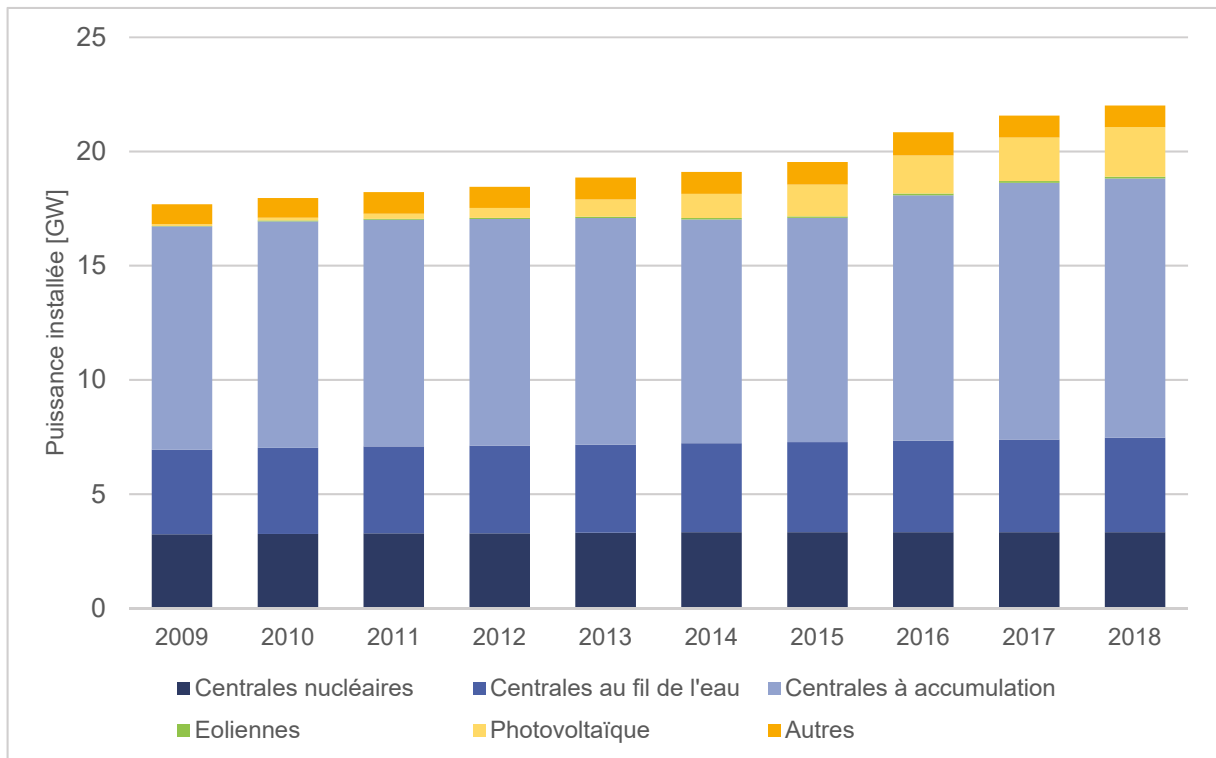


Figure 14 : Évolution des capacités de production du parc suisse de centrales électriques (source : OFEN)

Lors de l'interprétation des données relatives au parc suisse de centrales électriques, il faut tenir compte du fait que les installations de production ne fonctionnent pas toutes à pleine charge pendant le même nombre d'heures. Si les centrales nucléaires produisent à elles seules environ 16 % de la puissance installée lorsqu'elles fonctionnent à pleine charge (7000 à 8000 heures par année) et plus de 37 % de l'énergie électrique, les centrales hydrauliques ne peuvent être utilisées qu'en fonction de la disponibilité des ressources en eau. La puissance injectée des centrales au fil de l'eau est comprise entre 1 et 1,5 GW pendant le semestre hivernal et entre 2 et 3,5 GW pendant le semestre estival. En d'autres termes, ces centrales atteignent entre 4000 et 6000 heures de pleine charge par an. Malgré la contenance limitée des bassins d'accumulation, les centrales à accumulation atteignent tout de même quelque 2000 à 3000 heures de pleine charge par an et sont employées pour couvrir les pointes de charge en raison de leur grande disponibilité. Les installations photovoltaïques atteignent environ 1000 heures de pleine charge par an, les éoliennes entre 1300 et 2700. La quantité produite dépend toutefois de l'ensoleillement pour l'énergie photovoltaïque et des conditions de vent pour les installations éoliennes. C'est en été que les installations photovoltaïques produisent le plus, alors que la production des éoliennes atteint son maximum en hiver.

La figure 15 présente la puissance totale installée et la production réalisée chaque année par les différentes catégories de centrales en Suisse. La capacité installée de 3,3 GW produite par les centrales nucléaires en 2018 est répartie sur cinq installations. La capacité installée de 4,1 GW produite par les centrales au fil de l'eau est répartie sur 500 différentes installations et la capacité installée de 11,3 GW produite par les centrales à accumulation sur environ 100 centrales différentes (OFEN, 2020b). Le volume de production de l'énergie éolienne, photovoltaïque et des autres centrales thermiques représente globalement près de 3,2 GW et leur production de près de 5,7 TWh est relativement faible par rapport aux 67,6 TWh de la production totale.

Comme la capacité installée des centrales au fil de l'eau est répartie sur de nombreuses petites installations, l'indisponibilité de quelques-unes de ces centrales n'a pas d'impact significatif sur la sécurité

d'approvisionnement. Les centrales au fil de l'eau dans leur ensemble fournissent toutefois une énergie relativement constante. L'indisponibilité d'une centrale à accumulation peut avoir des répercussions plus graves sur la sécurité d'approvisionnement car la capacité installée par unité de production est plus élevée que celle des centrales au fil de l'eau. La disponibilité effective de la capacité installée de 11,3 GW dépend du niveau d'eau des installations à accumulation correspondantes, en particulier vers la fin du semestre hivernal. L'augmentation de la capacité des centrales à accumulation (Figure 15) s'élève au total à 989 MW en 2016. Principalement en raison de l'extension des centrales de Handeck (90 MW), Innertkirchen (153 MW), Veytaux (180 MW) et Linth-Limmern (première phase 500 MW). Le bond de la capacité des centrales à accumulation en 2017 (545 MW) s'explique par l'extension de la centrale de Linth-Limmern (deuxième phase 500 MW). Comme les cinq centrales nucléaires fonctionnent pratiquement toute l'année, elles couvrent une large part de la consommation nationale suisse. Ces dix dernières années (de 2008 à 2017), cette part était de près de 36 %. La baisse de la production des centrales nucléaires de Leibstadt (1220 MW) ou Gösgen (1010 MW) pourrait être relativement bien compensée en cas de panne soudaine. La compensation énergétique des centrales nucléaires par l'utilisation de centrales à accumulation n'est cependant possible que de manière très limitée dans le temps et ne serait donc, dans le meilleur des cas, qu'une option jusqu'à son remplacement par une autre source. En 2016 et 2017, la disponibilité des centrales nucléaires de Leibstadt et Beznau I a diminué par rapport à la valeur moyenne sur dix ans. La centrale de Beznau I était à l'arrêt jusqu'au printemps 2018 et celle de Leibstadt était indisponible pendant l'hiver 2016-2017, entraînant une baisse de la production en 2016 et 2017. Entre 2018 et juin 2019, la centrale de Leibstadt a produit avec une puissance de réacteur réduite à la suite d'analyses en lien avec les dépôts constatés sur des barres de combustible en 2016. Fin 2019, la centrale de Mühleberg a été déconnectée du réseau. La capacité manquante de 373 MW et de près de 3000 GWh devra être compensée par d'autres centrales ou des importations.

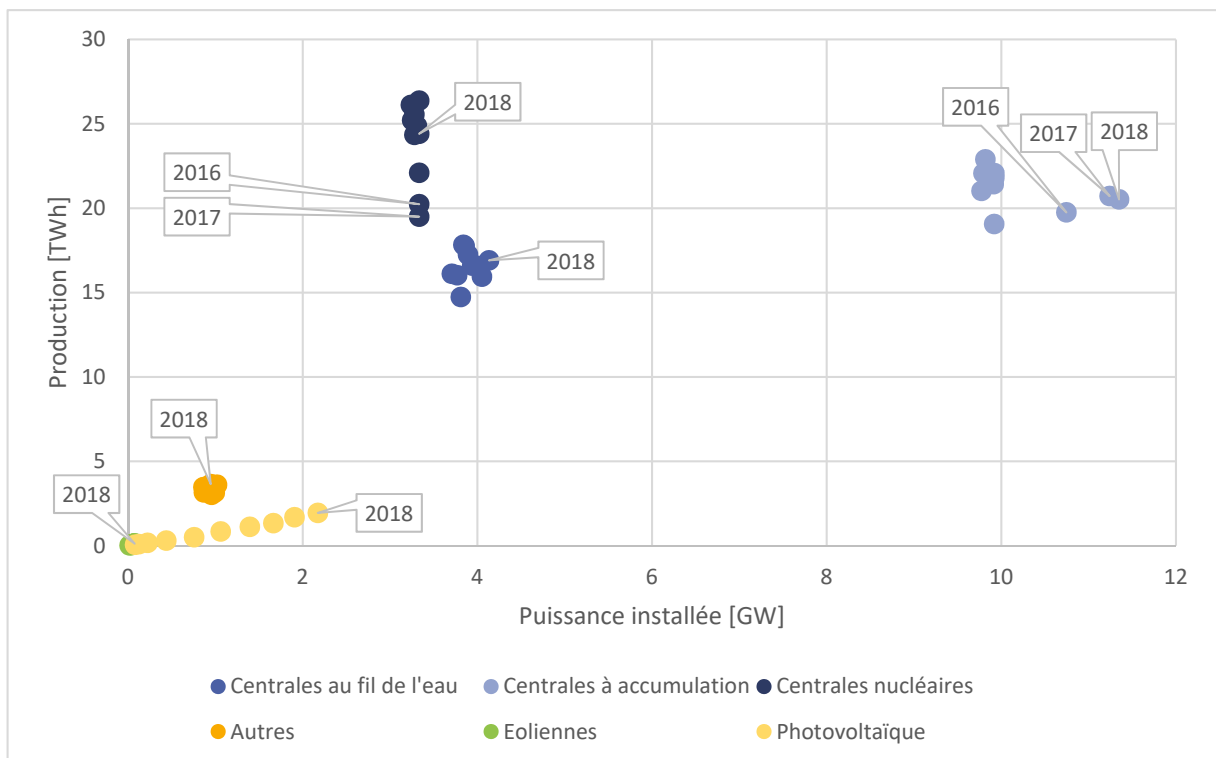


Figure 15 : Vue d'ensemble de la puissance installée et de la production des centrales électriques (source : OFEN)

3.1.2 Bilan électrique de la Suisse pendant le semestre hivernal

Par le passé, la Suisse était généralement en mesure d'exporter de l'électricité tout au long de l'année. Ce bilan électrique positif à l'année résultait d'une disponibilité moyenne des centrales nucléaires et de ressources moyennes en eau. En 2016 et 2017, la disponibilité des centrales nucléaires en particulier était restreinte, de sorte que 5 TWh ont dû être importés nets durant le semestre d'hiver 2015-2016 et

près de 10 TWh durant le semestre d'hiver 2016-2017. Étant donné la plus grande disponibilité des centrales nucléaires lors des semestres d'hiver 2017-2018 et 2018-2019, les importations nettes ont baissé respectivement à 6,7 et 4,5 TWh.

Depuis 2004, la Suisse a recours à l'importation d'électricité au cours de chaque semestre hivernal. L'ampleur de l'importation nette lors du semestre hivernal permet d'établir à quel point la sécurité d'approvisionnement dépend du commerce d'électricité transfrontalier. Si les importations nécessaires lors des semestres hivernaux diminuent, la sécurité d'approvisionnement peut être garantie et le recours à l'énergie provenant d'installations à accumulation dispose de davantage de marge de manœuvre. Plus le besoin d'importation est élevé, plus la Suisse est dépendante du bon fonctionnement des marchés de gros et de la capacité d'exportation des pays voisins. Pour une infrastructure centrale devant fonctionner en temps réel, cette situation constitue un facteur de risques critique.

La figure 16 présente le bilan électrique de la Suisse lors du semestre hivernal 1980-1981 (OFEN, 2019a). On y constate une augmentation de la consommation hivernale nationale, de 20 TWh en 1980-1981 à environ 35 TWh récemment, ce qui représente une croissance annuelle de quelque 1,2 %. D'autre part, le bilan électrique de la Suisse y apparaît plus ou moins équilibré, au moins jusqu'au semestre hivernal 2002-2003, avec de légères importations ou exportations en fonction des années. La situation se modifie nettement à partir de l'hiver 2002-2003. La production hivernale stagne depuis autour de 30 TWh et les 5 TWh de différence par rapport à la consommation nationale sont couverts par des importations. Depuis l'hiver 2003-2004, la Suisse a recours à des importations nettes lors des semestres hivernaux. La quantité d'importations nettes varie en fonction de la consommation nationale, de la disponibilité des centrales électriques et des ressources en eau. L'hiver 2016-2017, 28 % de la consommation nationale, soit près de 10 TWh, ont dû être importés en raison de l'indisponibilité des deux centrales nucléaires de Beznau I (indisponibilité à long terme) et Leibstadt (de novembre 2016 à février 2017).

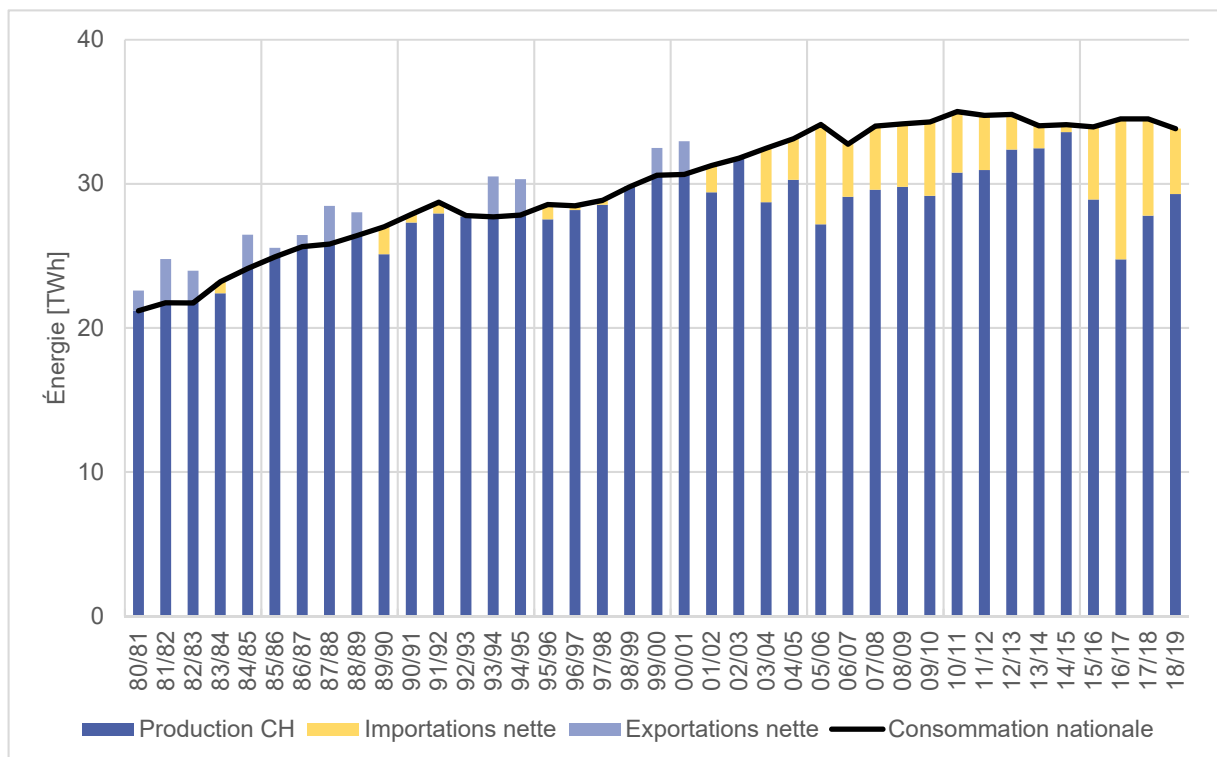


Figure 16 : Bilan électrique de la Suisse lors du semestre hivernal (source : OFEN)

À partir de 2019, il faut, du fait de l'arrêt définitif de la centrale nucléaire de Mühlberg, remplacer 1,5 TWh (5 % de la consommation d'électricité en hiver) soit par la production d'autres centrales, soit par des importations supplémentaires. L'évolution des importations nettes devrait par la suite, au plus tard lorsque l'ensemble du parc nucléaire aura été arrêté définitivement, se modifier substantiellement. Dans

l'optique de la sécurité d'approvisionnement, il convient d'attirer l'attention sur le risque que la production ainsi supprimée soit, en raison des prix faibles sur le marché pour des motivations économiques, en grande partie remplacée par des importations. Il est en effet peu probable dans ces conditions que de nouvelles centrales électriques soient construites, en particulier pour la production hivernale. La question du développement de la capacité des centrales à partir d'énergies renouvelables est examinée d'un point de vue énergétique au point 3.3 et du point de vue des conditions-cadres nécessaires au point 5.1.1. Par ailleurs, l'EICOM a publié un document de référence sur la production hivernale (EICOM, 2020).

3.2 Possibilité d'importer du courant

La dimension « Possibilité d'importer du courant » est considérée comme une « centrale électrique virtuelle située à l'étranger » à laquelle il serait possible de recourir afin de répondre à la demande. Cette possibilité implique toutefois que la chaîne logistique fonctionne en temps réel depuis une centrale à l'étranger et via les réseaux de transport étranger et suisse.

La dimension « Possibilité d'importer du courant » est évaluée à l'aide des paramètres d'observation suivants : « 3.2.1 Programmes d'échange nets de la Suisse », « 3.2.2 Réserves de puissance des pays voisins » et « 3.2.3 Bilan électrique des pays voisins pendant le semestre hivernal ».

3.2.1 Programmes d'échange nets de la Suisse

En raison de sa situation géographique centrale en Europe, la Suisse est très bien raccordée aux réseaux de transport de la France, de l'Allemagne, de l'Autriche et de l'Italie. Les lignes transfrontalières donnent à la Suisse la possibilité de couvrir une partie de son approvisionnement en électricité par des importations. La NTC (Net Transfer Capacity) déterminée par les gestionnaires de réseaux de transport définit les capacités de transport maximales pouvant être utilisées par frontière à titre commercial sans compromettre la stabilité du réseau. Les capacités d'importation maximales en provenance de la France s'élèvent à 3,2 GW, 2 GW depuis l'Allemagne, 1,2 GW depuis l'Autriche et 2,4 GW depuis l'Italie. Étant donné que l'importation d'énergie à la frontière nord de la Suisse (frontière avec la France, l'Allemagne et l'Autriche) se fait à 90 % à une tension de 380 kV, c'est avant tout la capacité disponible des transformateurs 380/220 kV qui détermine la capacité d'importation maximale lors des semestres hivernaux. Comme certains transformateurs fonctionnent à pleine charge pour des importations en provenance de diverses frontières et pour le transit, les valeurs NTC individuelles ne peuvent pas être additionnées. La Suisse peut importer environ 6 GW pour sa consommation nationale. En cas de transit substantiel, la puissance importable nette est réduite à 2,4 GW au minimum.

La figure 17 présente la répartition des programmes horaires d'échanges nets de la Suisse avec ses pays voisins (France, Allemagne, Autriche et Italie). On remarque une importation nette moyenne allant de 0 à 3 GW par heure pour les semestres hivernaux 2013-2014 et 2014-2015, tandis que pendant quelques centaines d'heures, une exportation nette d'électricité a été simultanément enregistrée aux quatre frontières (valeur négative sur l'abscisse). Lors des semestres hivernaux 2015-2016 et 2016-2017, la répartition des programmes horaires d'échanges est repoussée vers la droite en raison de la baisse de la disponibilité des centrales électriques, car il a fallu importer davantage. Durant les semestres hivernaux 2017-2018 et 2018-2019, la courbe s'est de nouveau déplacée vers la gauche après la remise en service des centrales nucléaires. Les importations ont reculé pour atteindre la valeur du semestre hivernal 2015-2016.

L'augmentation des importations nettes jusqu'à 6 GW en raison des capacités de réseau disponibles n'est pas critique uniquement en théorie. « En théorie » seulement car certains éléments du réseau dans ces situations sont souvent exploités jusqu'à leur limite. Cela augmente les exigences d'exploitation du réseau car en cas de travaux de maintenance, d'indisponibilité d'éléments du réseau ou de flux de charge inhabituels, des mesures supplémentaires doivent être prévues. Swissgrid a donc acquis des « produits d'hiver » pour les périodes hivernales 2015-2016 et 2016-2017 afin de mitiger les risques. La « Production minimale en Suisse romande » était un produit apparenté (voir aussi la parenthèse 3).

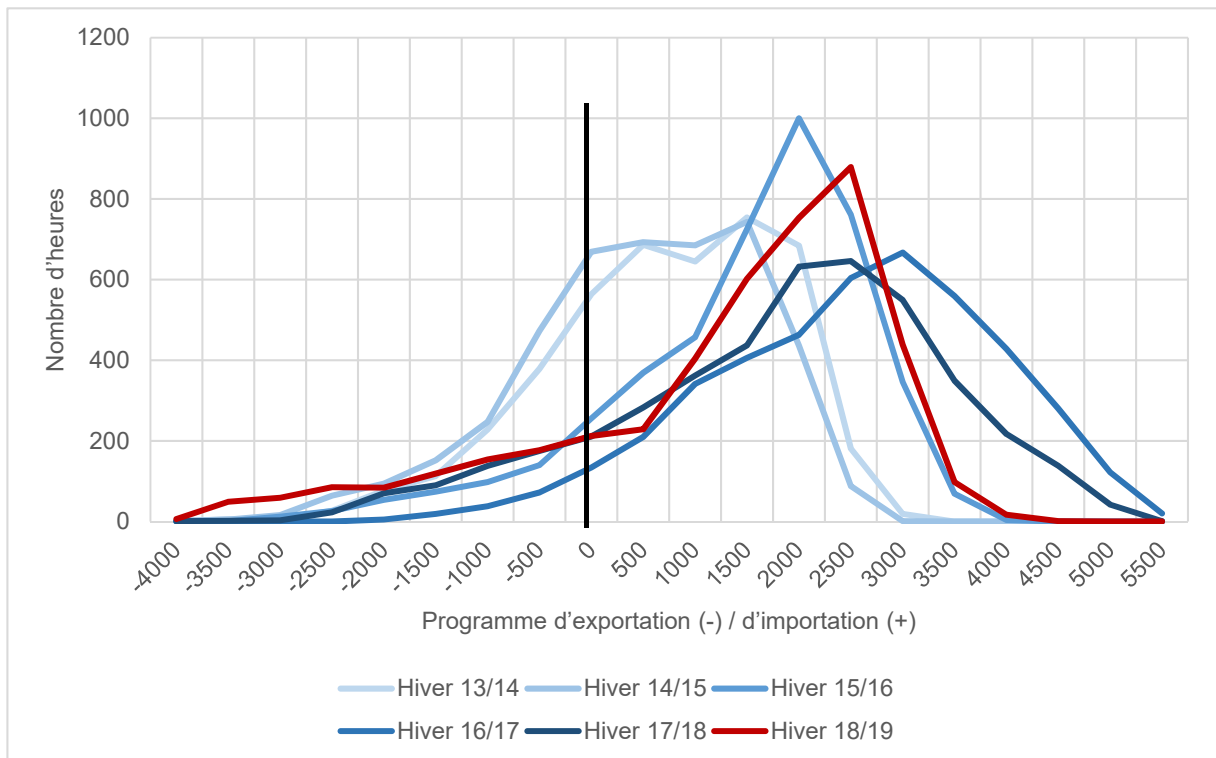


Figure 17 : Répartition des programmes horaires d'échanges de la Suisse lors des semestres hivernaux (source : Swissgrid)

3.2.2 Puissance de production des pays voisins

Comme démontré au point 3.1.2, la Suisse dépend de plus en plus des importations d'électricité pour garantir son approvisionnement lors des semestres hivernaux. En plus de capacités de transport suffisantes, la disponibilité des importations dépend également de l'offre sur les marchés voisins.

La figure 18 présente l'évolution des capacités installées des centrales électriques dans les pays voisins (France, Allemagne, Autriche et Italie) sur la période allant de 2010 à 2018 (ENTSO-E, fiches 2010-2018). Sur cette figure, les capacités d'injection des centrales électriques sont séparées en deux catégories : « pilotable » et « fluctuante ». Les centrales électriques à injection « pilotable » sont les centrales thermiques et hydrauliques tandis que les centrales électriques à injection « fluctuante » sont les centrales photovoltaïques et éoliennes. Outre les capacités des centrales électriques par pays et par année, la figure présente la charge maximale annuelle correspondante. Alors que la charge maximale annuelle est atteinte en hiver pour la France, l'Allemagne et l'Autriche, celle de l'Italie est atteinte en été en raison des conditions climatiques légèrement différentes. Pour bien interpréter cette figure, il convient de tenir compte du fait que les capacités des centrales ne sont pas toujours entièrement disponibles en raison de l'indisponibilité de l'agent énergétique primaire (eau, charbon, vent et rayons du soleil) et en raison de la réalisation de travaux d'entretien et de maintenance. Qui plus est, l'utilisation des centrales dépend en premier lieu des conditions de marché.

En France, les capacités de production à injection pilotable ont légèrement diminué au cours des neuf dernières années. Comme l'injection fluctuante a simultanément augmenté, la puissance installée de 2018 est supérieure à celle de 2010. La charge maximale annuelle y dépend en outre largement des conditions climatiques : la sensibilité aux températures est d'environ 2 GW par degré Celsius. Globalement, la capacité d'exportation de la France peut, au vu des neuf dernières années, être considérée comme étant stable à condition que le parc de centrales électriques soit entièrement disponible.

En Allemagne, les capacités de production à injection pilotable ont diminué de 2010 à 2011 en raison de la mise en arrêt des centrales nucléaires. La construction de nouvelles centrales fossiles a permis de compenser en grande partie cette diminution. Au cours des neuf dernières années, le développement des énergies renouvelables a fortement progressé. La charge maximale annuelle de l'Allemagne est

par exemple moins sensible aux températures que celle de la France et s'est avérée très stable pendant cette période d'observation. La capacité d'exportation de l'Allemagne a enregistré une tendance à la hausse au cours des neuf dernières années en raison du déplacement de la production à injection pilotable du sud vers une production à injection fluctuante au nord du pays. Par ailleurs, l'augmentation de la production fluctuante peut conduire à des situations critiques du réseau en raison des prix du marché qui en résultent et des flux de charge correspondants (voir aussi la parenthèse 1).

En Autriche, la capacité de production et la charge jouent un rôle moins important qu'en France et en Allemagne. La capacité de production à injection pilotable s'y est développée de manière stable au cours des neuf dernières années. La puissance installée des unités de production à injection fluctuante a, quant à elle, légèrement augmenté. La part de centrales hydrauliques dans le parc de centrales électriques d'Autriche est semblable à celle de la Suisse. Plutôt que de couvrir la charge de base qui lui fait défaut en hiver avec de l'énergie provenant de centrales au gaz (plus onéreuse que celle produite par des centrales nucléaires et à charbon), l'Autriche importe à cette époque de l'année de grandes quantités d'électricité provenant de centrales nucléaires et à charbon allemandes, en raison des prix actuels du commerce de gros.

En Italie, la puissance installée de la capacité de production à injection pilotable est restée plutôt stable alors que la part des installations de production à injection fluctuante a augmenté. La puissance installée de la production à injection pilotable (principalement les centrales au gaz et au mazout) couvre une part importante de la charge maximale. Comme les capacités d'importation sont limitées, ces centrales sont utilisées de plus en plus fréquemment malgré le coût élevé du combustible, ce qui a réduit la pression économique en faveur de leur mise hors service. Toutefois, la Suisse ne peut normalement pas importer beaucoup d'électricité d'Italie en raison de son prix généralement élevé et des congestions sur le réseau électrique italien. Si le niveau des prix augmente en raison d'une pénurie croissante, les importations d'Italie deviennent aussi intéressantes du point de vue énergétique.

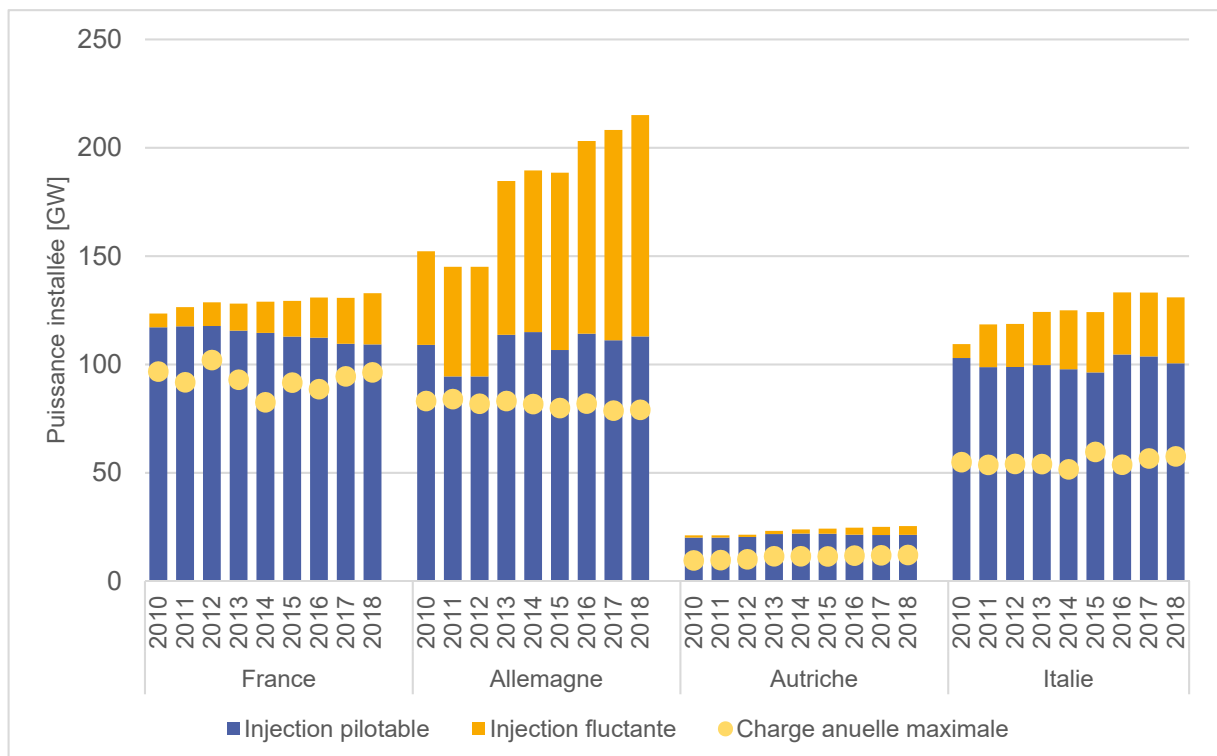


Figure 18 : Évolution de la capacité des centrales électriques et de la charge des pays voisins (source : ENTSO-E)

3.2.3 Bilan électrique des pays voisins pendant le semestre hivernal

La possibilité d'assurer temporairement l'approvisionnement en électricité au moyen d'importations dépend des conditions selon lesquelles les pays exportateurs sont en mesure de fournir les quantités

d'énergie nécessaires au moment voulu. Cette question prendra encore davantage d'importance à l'avenir, lorsque les parcs de centrales électriques des pays jusqu'alors exportateurs auront eux aussi connu des changements du fait des désaffectations prévues et de l'augmentation continue des installations de production à injection variable. Les analyses de capacité effectuées aux chapitres 3.1.1 et 3.2.2 ont montré que la puissance de production des centrales électriques en Suisse, en France, en Allemagne, en Autriche et en Italie est en principe suffisante. Ce chapitre est donc spécifiquement consacré au bilan énergétique hivernal des pays voisins. Cet angle de vue permet de mieux appréhender la disponibilité réelle de la production et les conditions du marché dans chacun de ces pays qu'une simple comparaison des capacités.

La figure 19 présente la somme des bilans électriques des pays voisins (France, Allemagne, Autriche et Italie) au cours des derniers semestres hivernaux (barres bleues : (-) = importation nette ; (+) = exportation nette). L'Allemagne et la France sont en principe des « pays exportateurs nets » sur l'ensemble du semestre hivernal et ont positivement influencé le bilan des pays voisins de la Suisse, alors que, durant la même période, l'Autriche et l'Italie dépendent le plus souvent des importations, tout comme la Suisse (IEA, 2020). Pendant l'hiver 2009-2010, les quatre pays en question, pris ensemble, ont eu besoin d'importer de l'électricité pour couvrir leurs besoins. Cette situation s'explique par le fait que la quantité de courant exportée par la France a été nettement plus faible qu'à l'accoutumée en raison de conditions de production défavorables et d'une hausse de la consommation due au froid. Entre les hivers 2010-2011 et 2015-2016, les pays voisins de la Suisse ont affiché au total un solde exportateur croissant. Cette évolution est favorisée depuis 2011 par l'important développement des énergies renouvelables et le développement de réserves (stratégiques) en Allemagne. À l'hiver 2016-2017, le bilan des exportations nettes des quatre pays voisins de la Suisse a légèrement baissé. Lors de ce même hiver, la France a beaucoup réduit ses exportations en raison d'une disponibilité plus faible de ses centrales électriques (exportation nette en 2015-2016 : 31 TWh ; exportation nette en 2016-2017 : 1 TWh). Cette réduction de 30 TWh a été en partie compensée par de modestes importations en provenance d'Italie⁷ et d'Autriche⁸. Durant les semestres hivernaux 2017-2018 et 2018-2019, le bilan des exportations nettes des pays voisins était encore à la hausse. À l'hiver 2016-2017, la Suisse a eu besoin de près de 40 % de l'électricité exportée par ses pays voisins (10 TWh sur 25 TWh, soit le point jaune de la figure 19) afin de couvrir ses propres besoins. En raison de la plus grande disponibilité des centrales nucléaires suisses, la Suisse a de nouveau réalisé moins d'importations nettes depuis le semestre hivernal 2016-2017.

⁷ L'importation nette de l'Italie a reculé de 21 TWh à l'hiver 2016-2017 par rapport à l'hiver précédent

⁸ L'importation nette de l'Autriche a reculé de 5 TWh à l'hiver 2016-2017 par rapport à l'hiver précédent

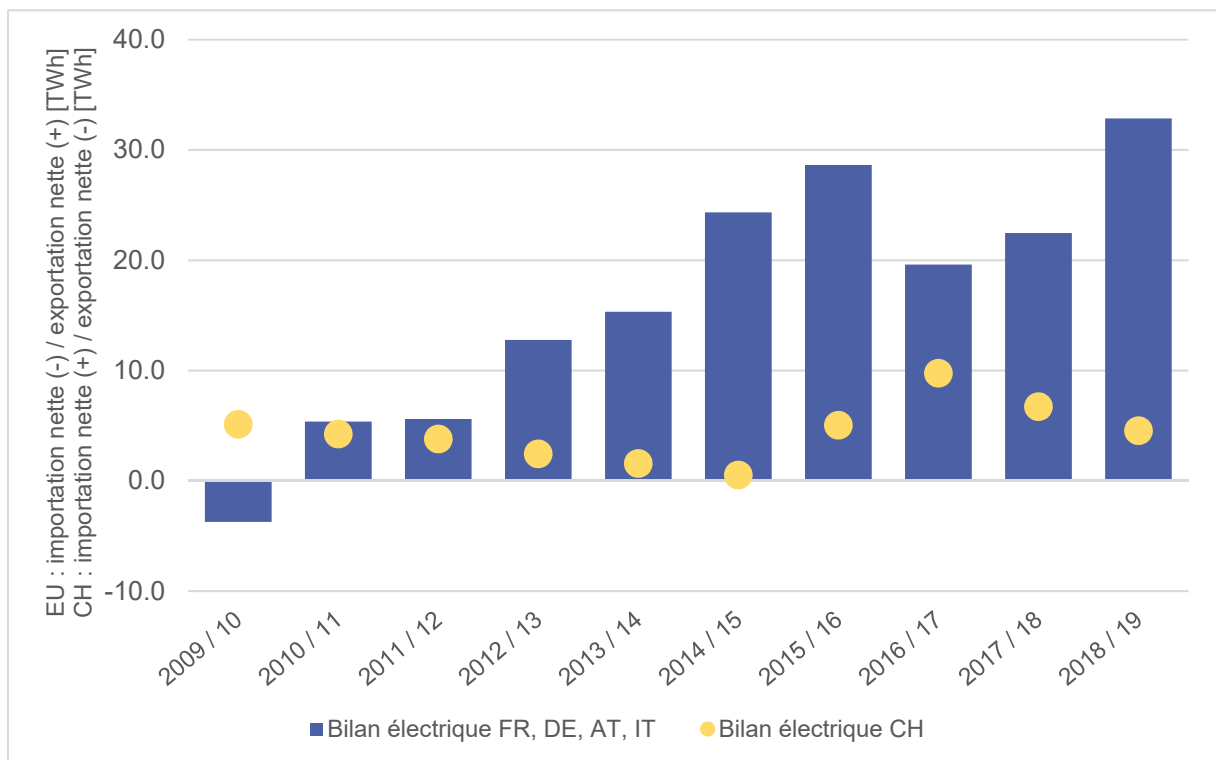


Figure 19 : Bilan électrique cumulé des pays voisins au cours du semestre hivernal (source : IEA)

Il est à l'heure actuelle difficile de prévoir si et à quel moment le parc de centrales électriques évoluera, et quelles seront les répercussions de cette évolution potentielle sur le bilan électrique de chaque pays voisin. Les répercussions des futures capacités des centrales sont analysées dans le cadre des études de l'EICOM sur l'adéquation du système (cf. EICOM, 2017b ; EICOM, 2018 ; EICOM, 2020c). L'exemple de l'hiver 2009-2010 montre que même les pays « exportateurs nets » peuvent par moments avoir besoin d'importer du courant. D'un autre côté, l'hiver 2016-2017 montre clairement que l'utilisation de centrales électriques est avant tout une question de prix. Cette même année, après que les prix en France, en Belgique et en Suisse ont atteint (et parfois dépassé) ceux pratiqués en Italie, les centrales au gaz, plus onéreuses, ont permis de combler les manques et de compenser les importations nécessaires.

3.3 Développement des énergies renouvelables

Les énergies renouvelables sont appelées à apporter une contribution importante au futur approvisionnement en électricité de la Suisse. La Stratégie énergétique 2050 prévoit le remplacement complet de la production actuelle des cinq centrales nucléaires suisses (environ 25 TWh par an) par des énergies renouvelables à l'horizon 2050. Un grand potentiel technique est prédit en particulier au photovoltaïque, à l'éolien et à la géothermie (Académie suisse des sciences, 2012). Le Parlement n'est toutefois pas entré en matière au début de l'année 2017 sur le projet du Conseil fédéral concernant la deuxième étape de la Stratégie énergétique (article constitutionnel sur le système incitatif en matière climatique et énergétique, SICE). Aucune mesure supplémentaire n'est donc actuellement prévue afin d'atteindre les objectifs décrits dans la Stratégie d'ici à 2050.

La figure 20 présente les niveaux de production atteints pendant la période allant de 2010 à 2018 ainsi que les objectifs de développement fixés par la Stratégie énergétique 2050 pour les années 2020, 2035 et 2050. Au cours des neuf dernières années, la production d'origine renouvelable n'a cessé d'augmenter, s'inscrivant à quelque 3,9 TWh en 2018 (OFEN, 2019b). Avec près de 2 TWh, les installations photovoltaïques fournissent la plus grande part du développement. Leur production a été multipliée par plus de dix au cours des neuf dernières années. La production des usines d'incinération des ordures ménagères et des stations d'épuration (UIOM et STEP) (près de 1,4 TWh) et la production de biomasse (0,4 TWh) contribuent également au développement. La contribution des installations éoliennes et de la géothermie est négligeable (resp. 0,1 et 0 TWh). Aucune installation géothermique n'est pour l'heure

utilisée pour produire de l'électricité (production de chaleur uniquement). Pour atteindre les objectifs fixés par la Stratégie énergétique 2050, il faudrait toutefois, selon Géothermie Suisse, disposer de 110 installations d'une puissance de 5 MW (Géothermie Suisse, 2016).

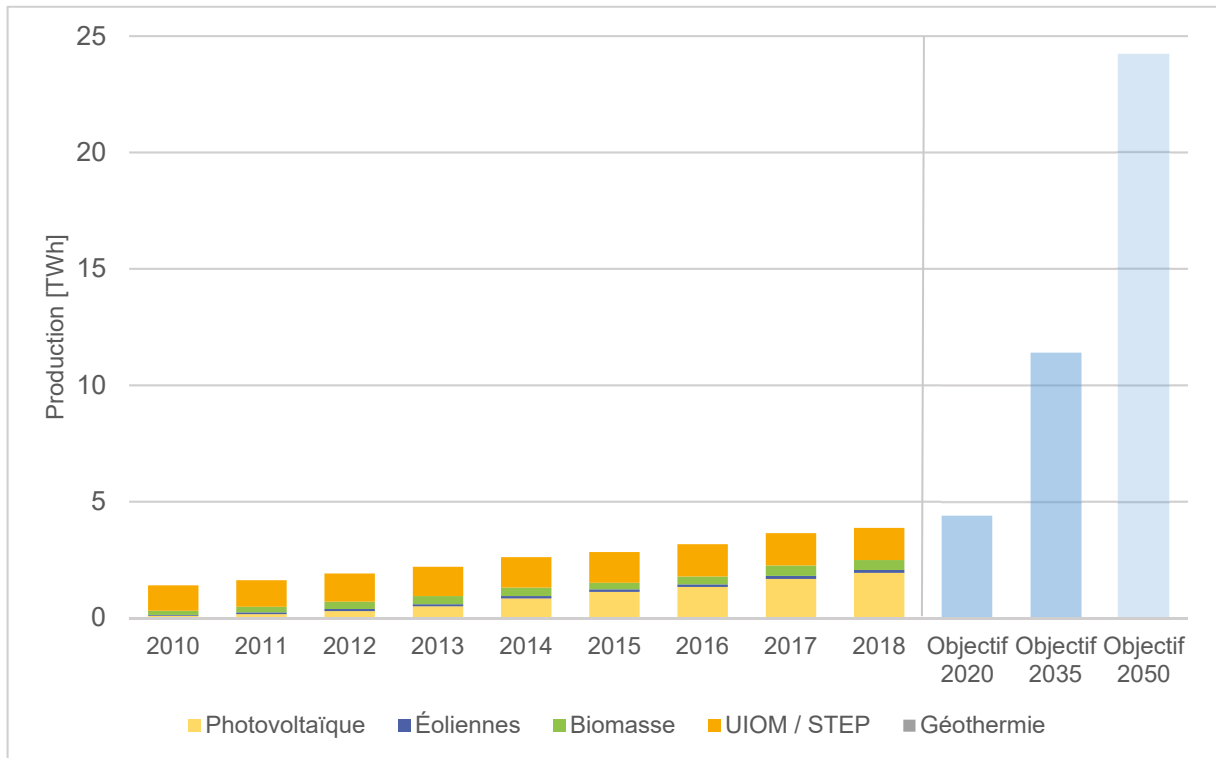


Figure 20 : Courbe de développement des nouvelles énergies renouvelables (source : OFEN)

Il manque 0,5 TWh pour atteindre les valeurs cibles de 2020. Compte tenu des taux de croissance des dernières années, l'objectif (intermédiaire) de 2020 peut être atteint. L'un des points positifs est que la construction d'éoliennes est prévue sur la chaîne du Jura au cours des prochaines années. Grâce aux engagements initialement fondés sur le supplément prélevé sur les coûts de transport, leur réalisation ne dépend pas de leur financement mais des procédures d'autorisation et des éventuelles oppositions. La réalisation des prochains objectifs en 2035 et 2050 devrait cependant dépendre avant tout des conditions-cadres et des conditions financières. Le financement et, par conséquent, la garantie de la production manquante, en particulier l'hiver, sont examinés plus en détail au point 5.1.1 comme élément du cadre juridique.

4 Coûts et tarifs

En vertu de l'art. 6, al. 1, LApEI, les gestionnaires de réseau prennent les mesures requises pour pouvoir fournir en tout temps aux consommateurs captifs et aux autres consommateurs finaux de leur zone de desserte qui ne font pas usage de leur droit d'accès au réseau la quantité d'électricité qu'ils désirent au niveau de qualité requis et à des tarifs équitables. En application de l'art. 22, al. 3, de la même loi, l'EiCom observe et surveille l'évolution des marchés de l'électricité en vue d'assurer un approvisionnement sûr et abordable dans toutes les régions du pays.

En Suisse, quelque 630 gestionnaires de réseau de distribution sont soumis à une obligation d'approvisionnement. Pour pouvoir évaluer la charge financière qui pèse sur les consommateurs finaux dans les différentes régions du pays, l'EiCom analyse, dans le cadre de la dimension « 4.1 Tarifs du réseau et de l'énergie », l'évolution dans le temps des tarifs du réseau et de l'énergie appliqués aux ménages et aux entreprises industrielles des différentes grandes régions de Suisse. Toujours dans le cadre de la dimension « 4.1 Tarifs du réseau et de l'énergie » sont également comparés les coûts énergétiques supportés par les entreprises industrielles suisses et européennes.

Dans le cadre de la dimension « 4.2 Part du budget des ménages consacrée à l'électricité », on compare les coûts totaux de l'énergie avec le budget dont disposent les ménages afin d'en déduire les différences de charges par ménage d'une grande région à l'autre.

4.1 Tarifs du réseau et de l'énergie

La dimension tarifs du réseau et de l'énergie est évaluée à l'aide des paramètres d'observation suivants : « 4.1.1 Différences tarifaires cantonales pour les ménages », « 4.1.2 Différences tarifaires cantonales pour les commerces et l'industrie » et « 4.1.3 Comparaison internationale des prix de l'électricité pour les commerces et l'industrie ».

4.1.1 Différences tarifaires cantonales pour les ménages

En 2018, la consommation moyenne des ménages s'élevait, selon la statistique de l'électricité établie par l'OFEN, à 5324 kWh (OFEN, 2019a). L'analyse des tarifs du réseau et de l'énergie repose sur les tarifs appliqués aux ménages de la catégorie de consommation H4. Cela correspond approximativement à la consommation d'un appartement de cinq pièces avec cuisinière électrique et sèche-linge et une consommation annuelle en électricité d'environ 4500 kWh.

La figure 21 présente d'une part l'évolution du tarif moyen pondéré⁹ du réseau suisse (ligne bleue) et d'autre part l'évolution du maximum et minimum des tarifs moyens pondérés⁹ cantonaux (lignes verticales bleu clair) pour la catégorie de consommation H4. La dispersion (différence entre les tarifs maximum et minimum) est également représentée (ligne orange). Les principaux éléments qui déterminent les tarifs du réseau sont les coûts de capital liés aux valeurs patrimoniales réglementées (amortissements et intérêts) et les coûts d'exploitation.

De 2009 à 2011, les tarifs moyens du réseau sont restés relativement stables avant de diminuer jusqu'en 2013. Ils sont toutefois revenus au niveau de 2010 entre 2014 et 2016. Cette évolution s'explique par la hausse de la valeur du réseau (induite par des décisions judiciaires), par la hausse des coûts des services-système, par la hausse du taux d'intérêt calculé et par la disparition du taux d'intérêt réduit qui avait été appliqué dans le cadre d'une réglementation transitoire fixée par l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité. Les tarifs du réseau ont de nouveau baissé en 2017 et 2018 pour rester stables en 2018 et 2019. La dispersion des tarifs (différence entre la valeur maximale et minimale) entre les cantons a augmenté entre 2009 et 2014 avant de diminuer en 2015 et 2016, pour finalement être en légère hausse jusqu'en 2018. L'écart entre les cantons a de nouveau diminué en 2019 et 2020.

⁹ Les prix des gestionnaires de réseau ont été pondérés par le nombre de consommateurs finaux desservis (habitants) afin d'accroître la représentativité du résultat.

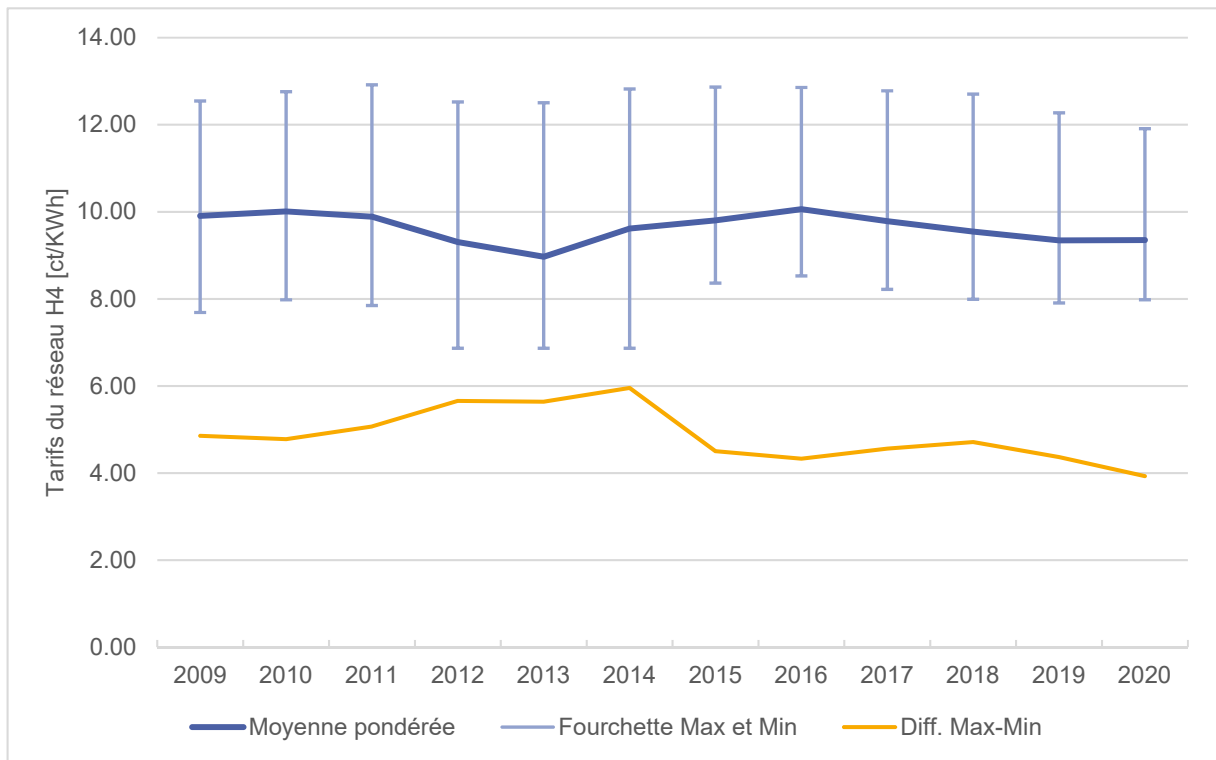


Figure 21 : Évolution du tarif du réseau et de la dispersion des tarifs de la catégorie H4 (source : EICOM)

La figure 22 présente, comme la figure 21, d'une part l'évolution du tarif moyen pondéré¹⁰ de l'énergie suisse et d'autre part l'évolution de la dispersion des tarifs moyens pondérés¹⁰ cantonaux pour la catégorie de consommation H4 sur la période allant de 2009 à 2020. Le tarif de l'énergie comprend l'ensemble des coûts occasionnés par la production et la distribution d'énergie. Le gestionnaire de réseau produit de l'énergie soit avec ses propres centrales ou bien l'achète auprès des fournisseurs sur le marché. Le tarif moyen de l'énergie a légèrement augmenté entre 2009 et 2013 avant de diminuer de 2014 à 2017. Il a enregistré une nouvelle hausse entre 2018 et 2020. La baisse et la hausse des tarifs de l'énergie dès 2017 s'explique en particulier par le niveau des prix sur les bourses internationales de l'électricité. La dispersion des tarifs a baissé entre 2010 et 2013 en raison d'un rapprochement du tarif moyen minimum et maximum. Depuis 2013, l'écart entre les cantons a une nouvelle fois augmenté. En 2019, cet écart a diminué avant d'augmenter en 2020 en raison du bas niveau des prix de l'énergie dans le canton de Lucerne. Ces prix bas sont imputables à des décisions de l'EICOM.

¹⁰ Les prix des gestionnaires de réseau ont été pondérés par le nombre de consommateurs finaux desservis (habitants) afin d'accroître la représentativité du résultat.

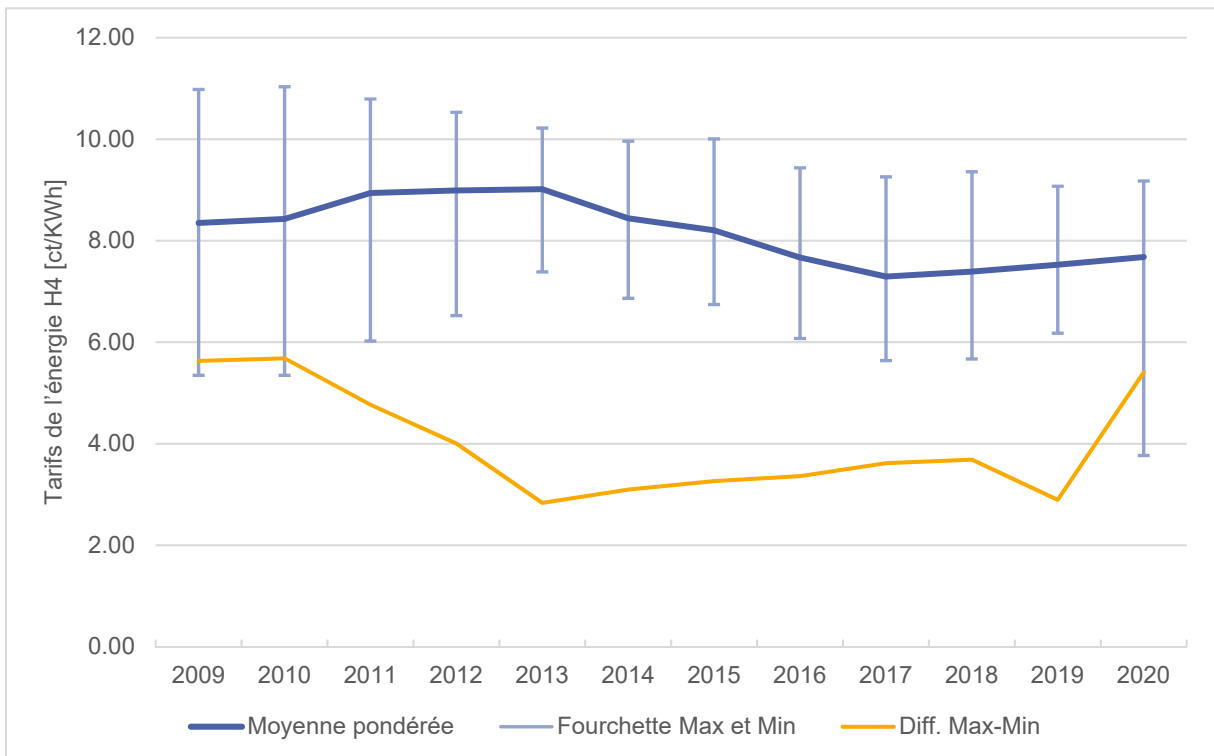


Figure 22 : Évolution du tarif de l'énergie et de la dispersion des tarifs de la catégorie H4 (source : EICOM)

4.1.2 Différences tarifaires cantonales pour les commerces et l'industrie

L'analyse des tarifs du réseau et de l'énergie repose, pour les commerces et les entreprises industrielles, sur les tarifs de la catégorie de consommation C3. Il s'agit ici d'entreprises de taille moyenne ayant une consommation annuelle de 150 000 kWh et nécessitant une puissance maximale de 50 kW. Étant donné que depuis l'ouverture du marché, ce sont avant tout les grands consommateurs (catégories C4-C7) qui ont fait usage de leur droit de choisir librement leur fournisseur d'électricité, les tarifs de l'énergie pour ces catégories de consommation ne sont pas forcément représentatifs de la charge financière qui pèse sur les commerces et sur l'industrie, mais plutôt de l'évolution des prix du marché. De même, les prix pour les clients finaux qui lui sont liés sont peu pris en considération.

La figure 23 présente d'une part l'évolution du tarif moyen pondéré¹¹ du réseau suisse (ligne bleue) et d'autre part l'évolution du maximum et minimum des tarifs moyens pondérés¹¹ cantonaux (lignes verticales bleu clair) pour la catégorie de consommation C3. La dispersion (différence entre les tarifs maximum et minimum) est également représentée (ligne orange). Les tarifs du réseau sont principalement déterminés par les coûts de capital liés aux valeurs patrimoniales réglementées (amortissements et intérêts) et par les coûts d'exploitation. L'évolution des tarifs du réseau pour la catégorie de consommation C3 est semblable à celle observée pour les ménages de la catégorie de consommation H4 : légère hausse pendant la période allant de 2009 à 2011, puis baisse jusqu'en 2013. À partir de 2014, les tarifs du réseau repartent à la hausse en raison de l'augmentation de la valeur du réseau (base de rémunération du capital), de la hausse du taux d'intérêt calculé et de la disparition du taux d'intérêt réduit. Cette tendance s'est poursuivie en 2015 et 2016, jusqu'à ce que les tarifs soient de nouveau en baisse en 2017 et 2018 avant de rester stables en 2019 et 2020. La dispersion des tarifs entre les cantons a d'abord légèrement augmenté entre 2009 et 2012 puis drastiquement jusqu'en 2014. Après une baisse entre 2014 et 2016, elle reprend son augmentation jusqu'en 2017. L'écart entre les cantons a diminué entre 2018 et 2020.

¹¹ Les prix des gestionnaires de réseau ont été pondérés par le nombre de consommateurs finaux desservis (habitants) afin d'accroître la représentativité du résultat.

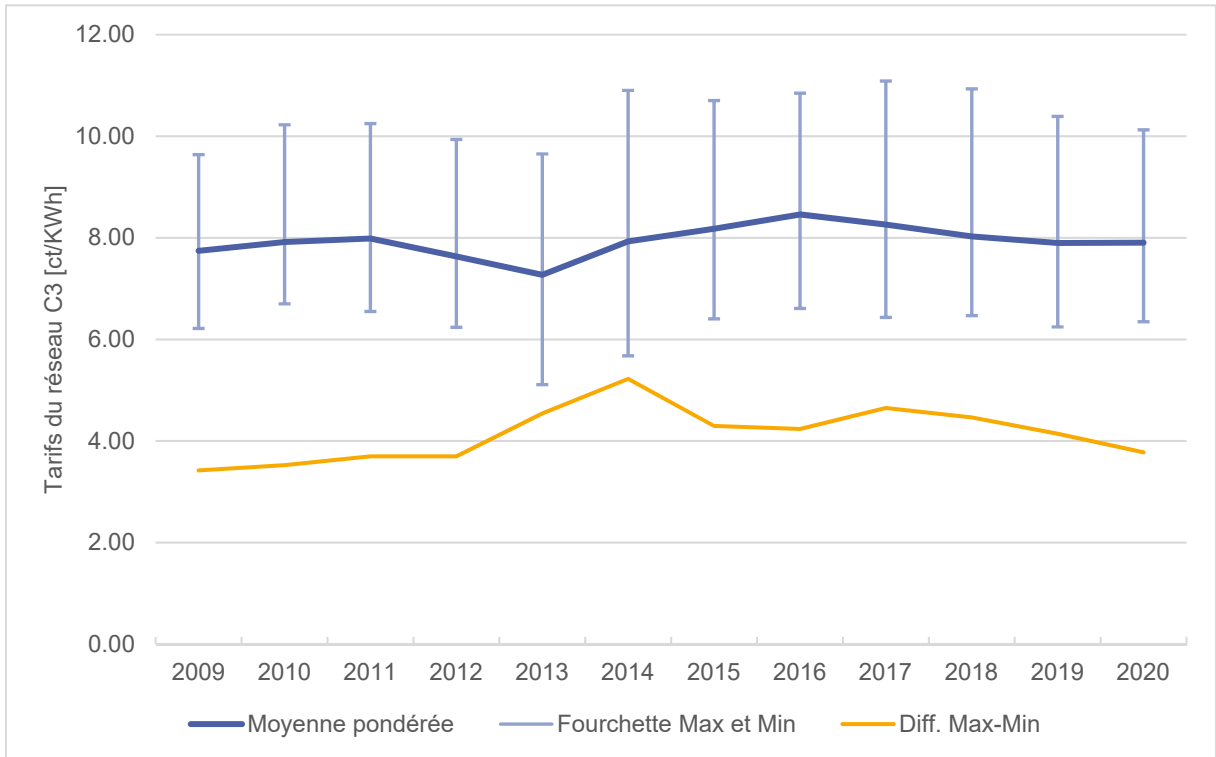


Figure 23 : Évolution de la dispersion cantonale des tarifs du réseau pour la catégorie C3 (source : EICOM)

La figure 24 présente, par analogie à la figure 22, l'évolution du tarif moyen pondéré¹² de l'énergie et l'évolution de la dispersion des tarifs moyens pondérés¹² cantonaux pour la catégorie de consommation C3.

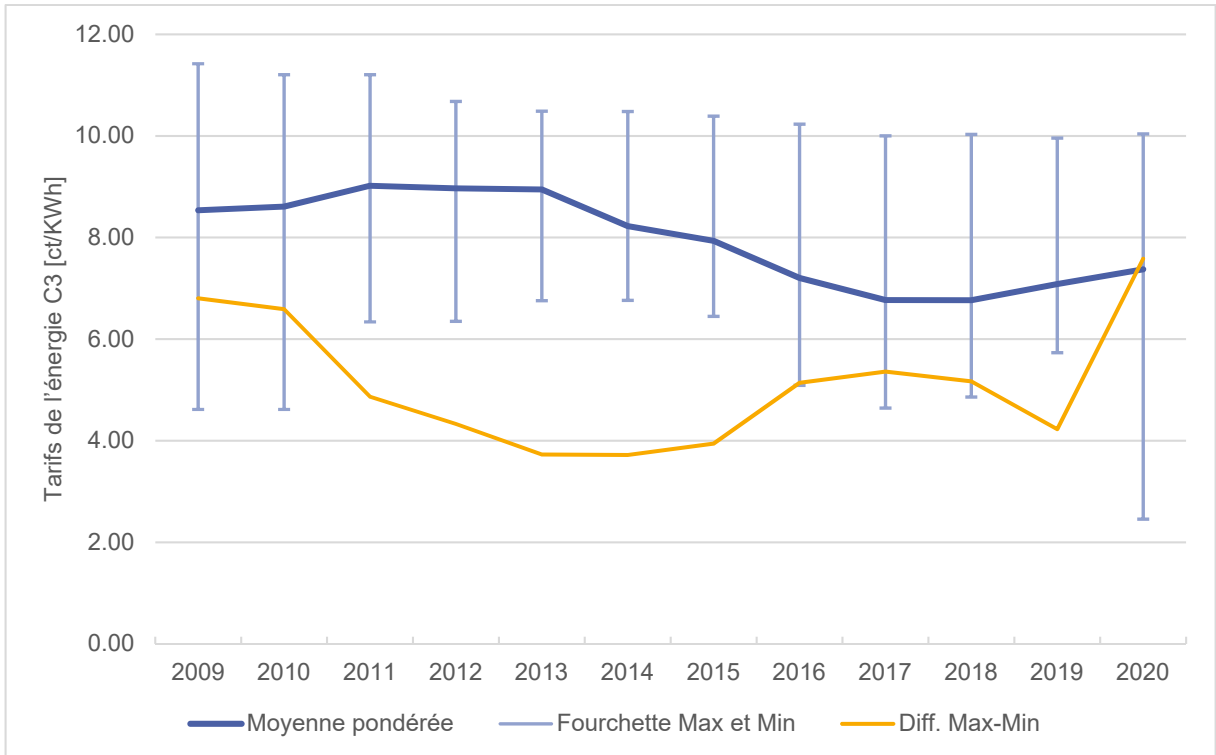


Figure 24 : Évolution de la dispersion cantonale des tarifs de l'énergie pour la catégorie C3 (source : EICOM)

¹² Les prix des gestionnaires de réseau ont été pondérés par le nombre de consommateurs finaux desservis (habitants) afin d'accroître la représentativité du résultat.

De 2009 à 2013, le tarif de l'énergie est resté relativement stable avant de décliner jusqu'en 2018. Pour les tarifs de l'énergie de la catégorie de consommation C3, cela peut s'expliquer par la baisse des prix de l'énergie sur le marché. Le tarif de l'énergie a légèrement augmenté en 2019 et 2020. Cet écart entre les tarifs cantonaux de l'énergie a nettement augmenté sur la période de 2009 à 2013 puis s'est stabilisé jusqu'en 2015. Il a de nouveau augmenté en 2016, pour se stabiliser encore une fois jusqu'en 2018. La réduction de l'écart cantonal peut être attribuée à un rapprochement de la valeur moyenne tandis que la hausse finale peut être expliquée par une dispersion des tarifs plus vaste, en raison de la baisse des prix minimaux. L'écart cantonal a une nouvelle fois diminué en 2019 pour augmenter fortement en 2020. Cela s'explique une fois de plus par les tarifs bas de l'énergie dans le canton de Lucerne à la suite de décisions de l'EICOM.

4.1.3 Comparaison internationale des prix de l'électricité pour le commerce et l'industrie

Les consommateurs finaux suisses doivent pouvoir acquérir l'électricité à des prix équitables. De grosses différences de prix d'un pays à l'autre peuvent en outre avoir un impact sur la compétitivité des économies nationales. Des prix de l'électricité élevés peuvent entraîner la délocalisation à l'étranger de grandes entreprises industrielles. Au plan national, les clients dont la consommation est supérieure à 100 MWh par an peuvent, depuis le 1^{er} janvier 2009, choisir librement leur fournisseur d'électricité et donc acheter du courant à moindre coût.

Pour la comparaison internationale des prix de l'électricité facturés aux entreprises industrielles et commerciales, on a utilisé la catégorie de consommation Ib d'Eurostat (Eurostat, 2020). Elle correspond à une consommation annuelle entre 20 et 500 MWh. Les prix utilisés par Eurostat représentent le prix moyen du kWh en euros (coûts de l'énergie et du réseau hors impôts et redevances). Il faut tenir compte du fait que les prix utilisés par Eurostat sont les prix effectifs facturés, alors que ceux pris en compte par l'EICOM sont les prix de l'électricité tarifés qui correspondent à la catégorie de consommation C3. Pour la conversion d'euros en francs suisses, on a utilisé le cours de change moyen de l'année considérée.

Pendant la période allant de 2010 à 2019, le prix de l'électricité a oscillé entre 5,80 et 15 ct €/kWh dans les pays d'Europe considérés (Allemagne, Autriche, France, Italie, Pays-Bas, Belgique, Suède, Norvège, Espagne). Pour la catégorie de consommation Ib, c'est en Espagne que le prix de l'électricité était le plus élevé et en Norvège qu'il était le plus bas. La figure 25 présente le prix moyen de l'électricité dans les pays d'Europe considérés. Pendant la période allant de 2010 à 2019, le prix annuel moyen de l'électricité était compris entre 9,40 et 10,95 ct €/kWh (barres bleues), soit respectivement 10,25 et 14,50 cts./kWh (barres orange). En Suisse, le prix moyen de l'électricité (réseau et énergie) pour la catégorie de consommation C3 a oscillé entre 15 et 17 cts./kWh (barres grises) pendant la même période.

Le rapport entre le prix de l'électricité en Suisse et le prix moyen de l'électricité en Europe est resté constant pendant la période 2010-2015. Au cours de celle-ci, les modifications du taux de change entre l'euro et le franc suisse ont toutefois accru la différence de prix par kWh entre la Suisse et l'Europe. Elle a ensuite diminué à partir de 2015 en raison de la baisse des tarifs de l'électricité en Suisse.

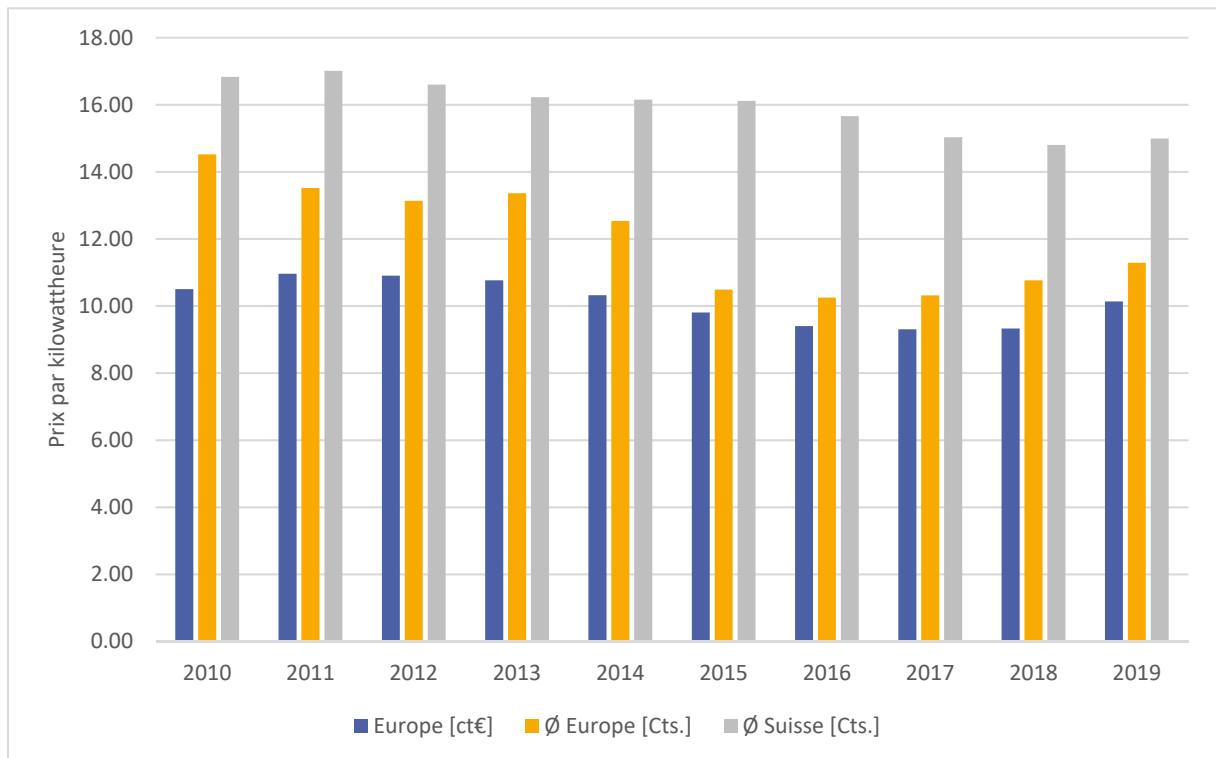


Figure 25 : Prix de l'électricité en Suisse et en Europe (source : Eurostat et EICOM)

4.2 Part du budget des ménages consacrée à l'électricité

En vertu de l'art. 22, al. 3, LApEI, l'EICOM observe et surveille l'évolution des marchés de l'électricité en vue d'assurer un approvisionnement sûr et abordable dans toutes les régions du pays. Pour évaluer la charge financière pesant sur les ménages, il faut tenir compte non seulement des tarifs de l'électricité et du réseau ainsi que des redevances à la collectivité publique, mais aussi du revenu. L'évolution des tarifs régionaux de l'énergie et du réseau a déjà été analysée dans le cadre de la dimension d'observation « 4.1. Tarifs du réseau et de l'énergie ». Dans le cadre de la présente dimension, les dépenses d'électricité sont mises en relation avec le revenu dont disposent les ménages dans chacune des grandes régions. Ces dernières se répartissent comme suit :

Région lémanique :	cantons de Genève, de Vaud et du Valais
Espace Mittelland :	cantons de Berne, de Soleure, de Fribourg, de Neuchâtel et du Jura
Nord-ouest de la Suisse :	cantons de Bâle-Ville, de Bâle-Campagne et d'Argovie
Zurich :	canton de Zurich
Suisse orientale :	cantons de Saint-Gall, de Thurgovie, d'Appenzell Rhodes-Intérieures, d'Appenzell Rhodes-Extérieures, de Glaris, de Schaffhouse et des Grisons
Suisse centrale :	cantons d'Uri, de Schwyz, d'Obwald, de Nidwald, de Lucerne et de Zoug
Tessin :	canton du Tessin

L'évaluation du rapport « coûts de l'électricité/revenu disponible des ménages » repose, d'une part, sur les enquêtes sur le budget des ménages des années 2009 à 2011 menées par l'Office fédéral de la statistique (OFS, 2016), celles de 2012 à 2014 (OFS, 2016) et celles de 2015 à 2017 (OFS, 2019a) dans les grandes régions de Suisse et, d'autre part, sur le prix moyen pondéré de l'électricité (redevances et impôts compris) pour la catégorie de consommation H4 (consommation annuelle de 4500 kWh) dans les mêmes grandes régions. On obtient le revenu disponible des ménages sur une période de trois ans en soustrayant du revenu brut les cotisations de sécurité sociale, les impôts et les primes d'assurance-maladie pour l'assurance de base.

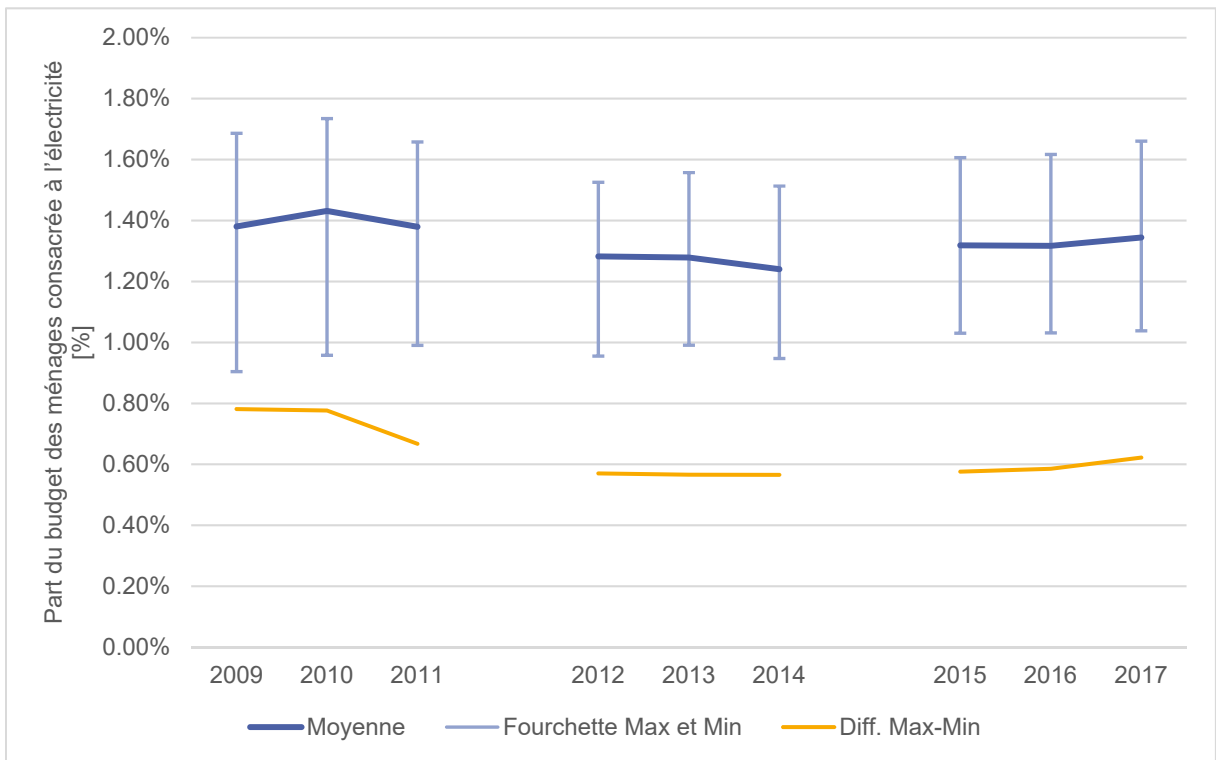


Figure 26 : Évolution de la part du budget des ménages consacrée à l'électricité (source : OFS et El-Com)

La figure 26 présente d'une part l'évolution de la part du budget des ménages consacrée à l'électricité (lignes bleues) et d'autre part l'évolution du maximum et minimum de la part du revenu disponible des ménages consacrée à l'électricité (lignes verticales bleu clair) pour les sept grandes régions. La dispersion (différence entre les parts maximum et minimum) est également représentée (ligne orange). Pour la période 2009-2011, l'écart de la part du revenu disponible des ménages se situait entre 0,9 et 1,7 %. La dispersion entre les tarifs (différence entre la valeur maximale et minimale) était en baisse à la fin de cette période. Pour la période 2012-2014, la charge se situait entre 0,95 et 1,55 %. La dispersion des tarifs a légèrement diminué par rapport à la première période et est restée stable. Entre 2009 et 2014, la part des coûts de l'électricité a quelque peu baissé, tout comme les inégalités régionales. Dans la troisième période (2015-2017), la part du revenu disponible des ménages consacrée à l'électricité se situait entre 1 et 1,7 %. Elle a augmenté à la fin de la période. Par rapport à la deuxième période, la part moyenne du budget des ménages consacrée à l'électricité a légèrement augmenté.

5 Contexte juridico-technique

Le domaine d'observation « Contexte juridico-technique » est évalué à l'aide des dimensions d'observation « Cadre juridique » et « Utilisation efficace de l'électricité ».

5.1 Cadre juridique

La dimension cadre juridique est évaluée à l'aide des paramètres d'observation suivants : « 5.1.1 Stratégie énergétique 2050 », « 5.1.2 Stratégie Réseaux électriques », « 5.1.3 Révision LApEI » et « 5.1.4 Effets du droit de l'UE sur la Suisse ».

5.1.1 Stratégie énergétique 2050

Lors de la votation populaire du 21 mai 2017, la révision de la loi sur l'énergie a été adoptée dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050. Cette stratégie interdit la construction de nouvelles centrales nucléaires. En plus de cela, la consommation d'énergie doit être diminuée, l'efficacité énergétique améliorée et le potentiel des nouvelles énergies renouvelables exploité. Enfin, les grandes centrales hydrauliques existantes continueront d'être soutenues. L'entrée en vigueur du premier paquet de mesures le 1^{er} janvier 2018 a marqué la première étape de la mise en œuvre de la Stratégie énergétique 2050. Les bases juridiques dans le domaine de l'électricité ont alors connu de nombreuses modifications. Concrètement, cela s'est traduit par l'entrée en vigueur au 1^{er} janvier 2018 de la révision totale de la loi sur l'énergie, de la révision partielle d'autres lois fédérales, de nouvelles ordonnances et d'ordonnances modifiées (notamment l'OApEI).

Les conditions-cadres pour la production sont en particulier pertinentes pour la sécurité d'approvisionnement. Il est essentiel d'adapter la loi sur l'énergie nucléaire puisqu'il ne sera plus possible de délivrer d'autorisations générales pour la construction de centrales nucléaires (art. 12a LEnu). En ce qui concerne la disponibilité de la production, il convient d'évaluer en particulier les mesures de substitution des centrales nucléaires, par exemple en encourageant les énergies renouvelables.

En Suisse, la production d'électricité provenant d'énergies renouvelables est soutenue par un supplément perçu sur les coûts de transport du réseau à haute tension (supplément réseau), si bien que chaque consommateur final contribue au développement des énergies renouvelables. Peuvent participer au système de rétribution de l'injection les exploitants de nouvelles installations si celles-ci ont été mises en service après le 1^{er} janvier 2013 et si elles produisent de l'électricité issue des énergies renouvelables suivantes : énergie hydraulique, solaire, éolienne, géothermique ou énergie produite à partir de biomasse (art. 19 LEnu). En ce qui concerne les installations hydrauliques et photovoltaïques, la restriction suivante s'applique : les installations hydroélectriques d'une puissance inférieure à 1 MW ou supérieure à 10 MW et les installations photovoltaïques d'une puissance inférieure à 30 kW sont désormais exclues de la participation au système de rétribution de l'injection. Sont en outre absolument exclues de ce système les installations de combustion des déchets urbains (usines d'incinération des ordures ménagères), les installations d'incinération des boues, les installations au gaz d'épuration, les installations au gaz de décharge et les installations alimentées partiellement aux combustibles ou aux carburants fossiles (art. 19, al. 4, LEnu). En vertu de l'article 24 et suivant(s), ces installations peuvent dans certains cas bénéficier d'une contribution d'investissement, sous réserve des moyens financiers mis à disposition.

La demande de soutien financier dépasse en effet largement les moyens disponibles, au point que toute nouvelle demande est mise sur liste d'attente. À la fin du mois de décembre 2017, la liste d'attente pour le système de rétribution de l'injection comprenait près de 36 000 projets (fondation RPC, 2018). L'augmentation du supplément réseau a permis de réduire la liste à 17 000 projets fin 2019 (Pronovo, 2020).

Le tableau 2 présente l'évolution du supplément réseau pendant la période allant de 2009 à 2020. De 2009 à 2013, le supplément réseau s'est élevé à 0,45 cts./kWh. Il a ensuite augmenté constamment, pour atteindre depuis 2018 le montant maximal fixé par la loi de 2,30 cts./kWh (taxe pour la protection des eaux et des poissons incluse).

Période	Supplément réseau [cts./kWh]	Montant maximal fixé par la loi [cts./kWh]
2009-2010	0,45	0,60
2011-2013	0,45	1,00
2014	0,60	1,50
2015	1,10	1,50
2016	1,30	1,50
2017	1,50	1,50
2018	2,30	2,30
2019	2,30	2,30
2020	2,30	2,30

Tableau 2 : Évolution du supplément réseau et du montant maximal fixé par la loi

La figure 27 et la figure 28 présentent l'évolution de la puissance installée et de la production résultant des installations soutenues par le fonds RPC (appelé fonds alimenté par le supplément à partir de 2018) (fondation RPC, rapports annuels 2010-2017 ; Pronovo, rapport annuel 2018). Les installations photovoltaïques ont la plus grande puissance installée, mais les installations hydrauliques et les installations de biomasse sont celles qui produisent les plus grandes quantités.

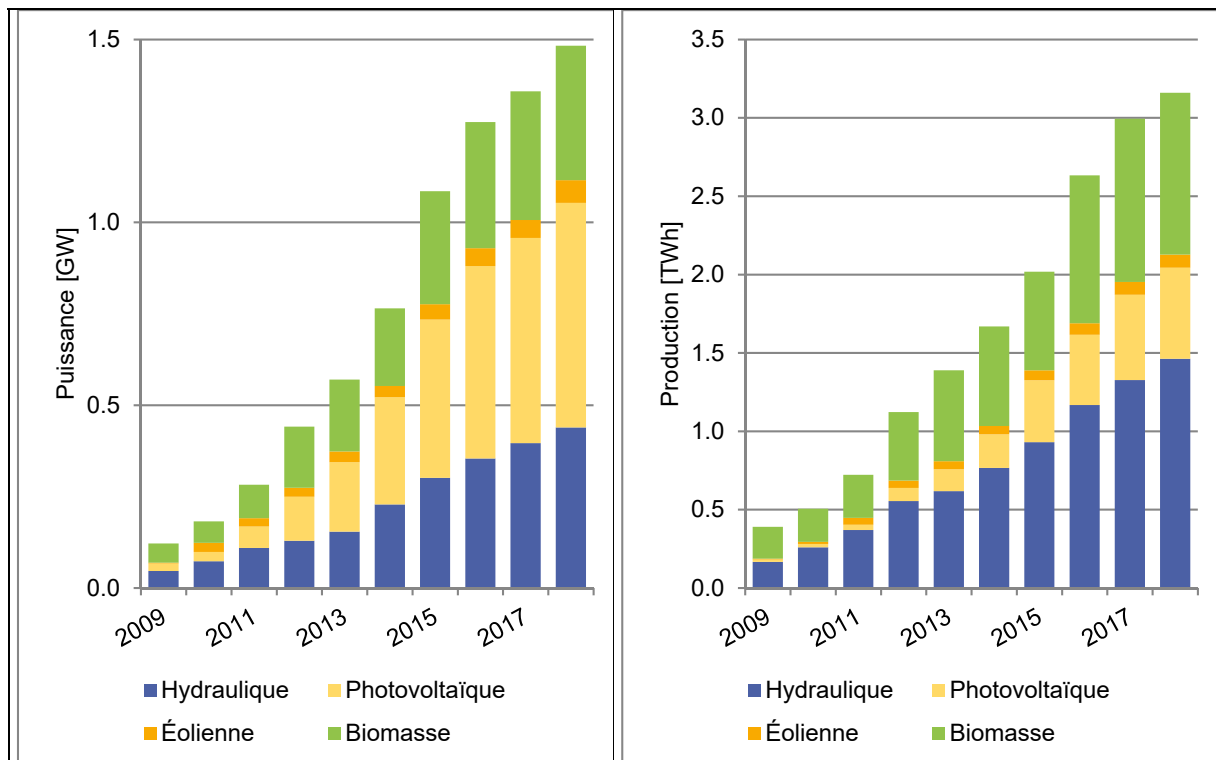


Figure 27 : Évolution de la puissance installée (source : fondation RPC)

Figure 28 : Évolution de la production d'électricité (source : fondation RPC)

La figure 29 présente l'évolution des contributions d'encouragement versées en moyenne par kWh et par année aux différentes technologies. On constate que c'est le kilowattheure d'électricité d'origine hydraulique qui est soutenu au coût le plus bas. Ce coût est légèrement plus élevé pour l'éolien et la biomasse. Le photovoltaïque a touché les montants d'encouragement les plus élevés par kWh au cours des dix dernières années. Néanmoins, ces montants sont allés en diminuant au cours de la période considérée, alors qu'ils se sont stabilisés, avec de légères variations, pour la force hydraulique, l'éolien et la biomasse.

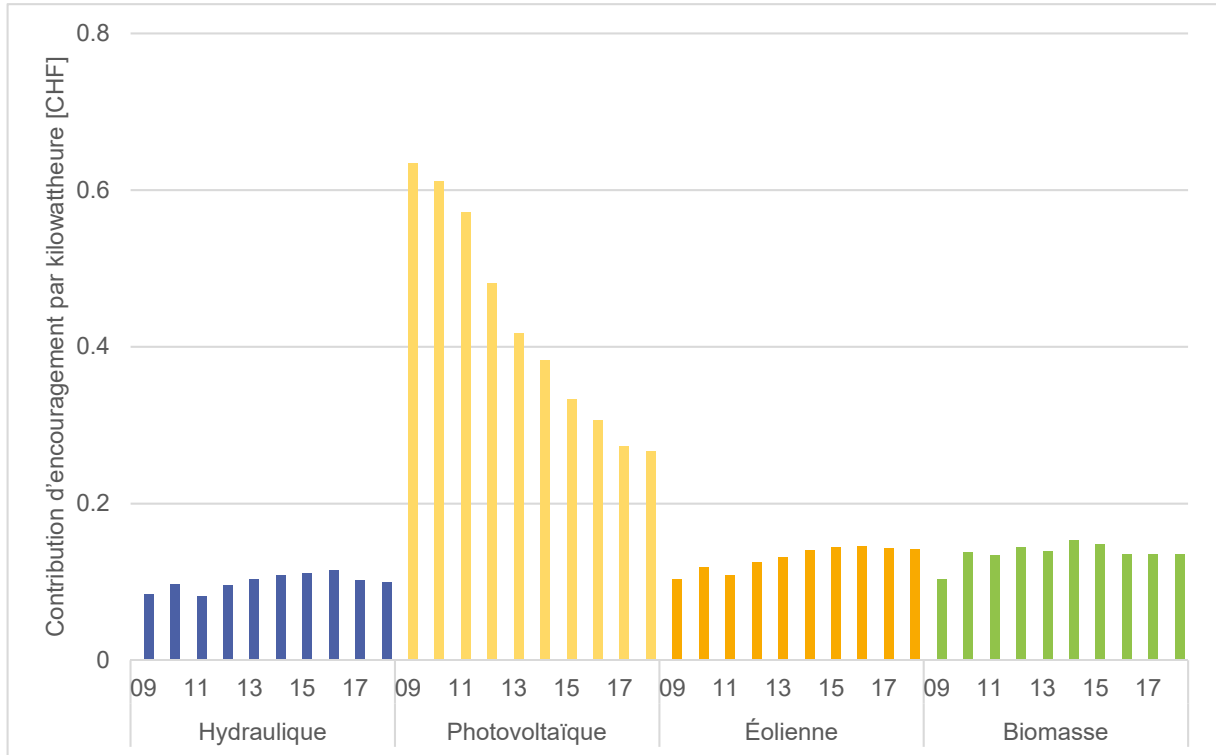


Figure 29 : Contributions de soutien versées par kilowattheure (source : fondation RPC)

5.1.2 Stratégie Réseaux électriques

La Stratégie Réseaux électriques a créé un nouveau cadre légal permettant de développer le réseau conformément aux besoins et dans les délais requis. On constate en effet que le développement du réseau, et en particulier du réseau de transport, ne progresse que lentement. Cette lenteur s'explique par les conflits d'intérêts qui doivent être apaisés dans le cadre de la procédure d'approbation.

L'idée est que l'OFEN établisse un scénario-cadre destiné à servir de base à la planification du réseau en s'appuyant sur les objectifs de la Confédération en matière de politique énergétique, sur les données de référence macroéconomiques et en tenant compte du contexte international (art. 9a, al. 1, LApEI). Il est développé en collaboration avec les gestionnaires de réseau, les cantons et autres acteurs concernés. Le scénario-cadre devra comporter au maximum trois scénarios illustrant la gamme des développements probables dans le secteur de l'énergie sur une période d'au moins dix ans (art. 9a, al. 2 et 3, LApEI). Sur la base de ce scénario-cadre, Swissgrid et les gestionnaires de réseaux de distribution haute tension établiront ensuite les plans de développement de leurs réseaux et recenseront les besoins de développement futurs du réseau (art. 9b LApEI). Par ailleurs, les projets concernant le réseau de transport sont désormais considérés de par la loi comme d'un intérêt national (art. 15d, al. 2, LIE) et doivent être inscrits à titre d'information préalable dans le plan sectoriel des lignes de transport d'électricité. Le Conseil fédéral fixe en outre par voie d'ordonnance les projets de développement de plus de 36 kV (niveau de réseau 3) qui sont d'intérêt national (art. 15d, al. 3, LIE).

Une disposition obligeant Swissgrid à soumettre à l'EICOM son plan pluriannuel pour examen a également été inscrite dans la loi. Pour assurer la transparence des futures mesures de développement du réseau vis-à-vis du public, Swissgrid sera tenue de publier les plans pluriannuels tels que vérifiés par

l'EiCom, sous réserve que la sécurité du pays ne s'en trouve pas menacée et qu'aucun secret d'affaires ne soit divulgué (art. 9d LApEI, en vigueur dès juin 2021).

L'introduction d'un examen obligatoire des plans pluriannuels par l'EiCom vise à faire prononcer une décision contraignante quant à la nécessité d'une ligne donnée d'un point A à un point B, décision qui ne pourra ensuite plus être contestée au stade de la procédure de plan sectoriel. Reste à savoir dans quelle mesure cette nouvelle compétence permettra effectivement d'accélérer la procédure.

5.1.3 Révision de la loi sur l'approvisionnement en électricité

La consultation portant sur la révision de la LApEI est en cours depuis fin 2018. Cette révision vise à adapter la LApEI au marché de l'électricité, qui a fortement évolué depuis son introduction. Elle doit combler les lacunes de la loi et examiner de nouvelles réglementations sur la base de l'évolution des conditions-cadres dans la branche de l'électricité. La révision porte sur différents domaines : ouverture complète du marché, design du marché (prévision réserve stratégique), rôles et responsabilité axés sur la sécurité d'approvisionnement, garantie des exigences de majorité de Swissgrid SA, régulation Sunshine, tarification (notamment développement du modèle d'utilisation du réseau), flexibilité, amélioration des prestations du système, libéralisation partielle des systèmes de mesure et des questions spécifiques d'ordre juridique.

Dans le cadre du processus de révision, l'EiCom a notamment remis la prise de position suivante sur les points importants pour garantir l'approvisionnement en électricité :

- Réserve stratégique : la préparation d'une réserve stratégique est certes à saluer. Cependant, concernant sa conception, il faut tenir compte du fait qu'une réserve stratégique pourrait diluer la responsabilité des acteurs du marché (Moral Hazard), que des distorsions du marché ne peuvent pas être exclues et qu'une application permanente implique une complexité considérable.
- Production durant le semestre d'hiver : du point de vue de l'EiCom, les conditions-cadres sur la base du marché *energy-only* ne génèrent le cas échéant pas d'incitations suffisantes pour augmenter la production hivernale indigène. La révision des conditions-cadres légales doit donc veiller à créer des incitations pour qu'une part substantielle de la production hivernale des centrales nucléaires suisses appelée à disparaître continue d'être indigène. Concrètement, l'EiCom estime notamment nécessaire d'inscrire dans la loi un objectif de développement juridiquement contraignant des capacités de production durant le semestre d'hiver d'au moins 5 TWh d'ici 2035. La conception des conditions-cadres pour la production doit en particulier tenir compte du fait qu'il faut un délai de plusieurs années pour construire de nouvelles centrales. C'est pourquoi le Conseil fédéral doit être tenu légalement d'effectuer des appels d'offres pour développer les capacités de production en Suisse sous forme de réserves s'il apparaît que l'objectif de développement prévu par la loi ne peut pas être atteint.

5.1.4 Effets du droit de l'UE sur la Suisse

Depuis le rapport de 2018, les travaux préparatoires pour la mise en œuvre du droit de l'UE dans les États voisins se sont concrétisés. À l'inverse, les négociations de la Suisse avec l'UE sur un accord institutionnel et un accord sur l'électricité n'ont pas encore abouti.

L'entrée en vigueur du paquet de mesures « Une énergie propre pour tous les Européens » (Clean Energy Package) est un changement essentiel depuis le rapport de 2018. Deux aspects partiels sont notamment importants pour l'évaluation de la sécurité d'approvisionnement de la Suisse sur la base de ce paquet de mesures :

- Les échanges transfrontaliers doivent être renforcés dans l'UE. Cela se fait par la prescription de la règle des 70 %. Il n'est ainsi plus possible que de manière très restreinte de limiter l'utilisation transfrontalière des réseaux à la suite de congestions intérieures. Il faut donc éliminer les congestions (les États membres peuvent mettre en œuvre des plans d'action), augmenter les charges de redispatching ou diviser les zones de prix.

- Ce paquet a renforcé les compétences d'ACER. Des accords sur une base volontaire n'ont été possibles jusqu'ici que de manière limitée en raison des intérêts nationaux. C'est précisément déterminant au regard de la mise en œuvre de la règle des 70 %.

Comme le rapport de 2018 le constatait déjà, cette évolution du droit européen est déterminante parce que les prochaines mises hors service de centrales destinées à couvrir la charge de base prévues dans les années à venir en Allemagne, en France, en Italie et en Suisse devraient renforcer l'importance des échanges de courant transfrontaliers. Par ailleurs, les GRT se préparent, dans la partie septentrionale de l'Europe continentale, à étendre le couplage du marché basé sur les flux de la région centre ouest de l'Europe¹³ (CWE) à la région Core¹⁴. C'est pourquoi un cadre juridique fiable reste une priorité pour la Suisse, ses voisins et le reste de l'UE. Il est difficile de trouver une solution globale, car l'UE requiert qu'un accord sur l'électricité ne soit conclu qu'une fois réglées les questions institutionnelles.

En outre, l'adoption du règlement (UE) 2019/941 sur la préparation aux risques dans le secteur de l'électricité donne un cadre supplémentaire pour renforcer la collaboration régionale et garantir la sécurité d'approvisionnement en électricité. Le règlement définit les règles pour surmonter les crises dans le secteur de l'électricité. Ce règlement directement applicable comprend des obligations concrètes pour ENTSO-E. Swissgrid peut être concerné par la mise en œuvre dans le cadre d'ENTSO-E.

Dans la période sous revue 2018 et 2019, les mesures suivantes ont été prises pour améliorer la sécurité juridique dans le réseau international interconnecté :

- Une procédure a été convenue avec la France et l'Allemagne pour traiter au moins provisoirement la problématique des flux non planifiés issus du couplage du marché basé sur les flux durant le semestre d'hiver. Pour l'hiver 2018-2019, la France s'est montrée disposée à limiter les importations d'Allemagne pendant les heures critiques. À condition toutefois de convenir d'une solution pour l'hiver 2019-2020 qui ne soit pas prévue aux dépens des importations françaises. Pour l'hiver 2019-2020, il a en effet été convenu d'une réglementation qui limite les échanges de la région CWE par des transactions bilatérales simultanées entre la France et la Suisse ainsi qu'entre l'Allemagne et la Suisse (redispatching trilatéral). L'inconvénient réside dans le fait que les coûts de ces mesures de mitigation sont supportés en premier lieu par la Suisse, alors que l'avantage d'une capacité frontalière utilisée de manière expansive entre l'Allemagne et la France bénéficie à la région CWE. Quoi qu'il en soit, l'Allemagne s'est déclarée prête à prendre en charge une partie des coûts.
- Fin 2018, les réglementations techniques de l'« Operation Handbook » des gestionnaires de réseau de transport (GRT) ont été remplacées par un contrat-cadre entre les GRT (Synchronous area framework agreement, SAFA). Les domaines problématiques sur le plan matériel, notamment la prise en compte des éléments suisses du réseau en cas d'allocation basée sur les flux, n'ont pas pu être réglés en raison des méthodes/procédures encore incertaines. Celles-ci devraient être fixées d'ici 2021. La prise en compte de la sécurité du réseau suisse et la garantie de la capacité de transport disponible aux frontières suisses sont également liées à la disponibilité et à l'indemnisation des capacités des centrales pour le redispatching (par nœud) et le countertrade (spécifique à la zone de réglage). La prise en compte des flux suisses devrait être pertinente au regard du respect de la règle des 70 % par les GRT UE. Si les GRT UE ne peuvent pas inclure les flux suisses pour respecter la règle des 70 %, ils verront potentiellement leurs coûts de redispatching augmenter. Dans un tel scénario, l'incitation devrait être relativement grande pour les GRT UE de réduire les capacités aux frontières suisses pour qu'il y ait le plus de capacité possible à disposition pour l'optimisation au sein de l'UE. Il en résulte un scénario qui n'est pas improbable, où les capacités d'importation seront généralement réduites ces prochaines années malgré l'extension du réseau. Les répercussions sont en particulier négatives pendant le semestre d'hiver pour la sécurité d'approvisionnement de la Suisse. D'une manière générale, cela réduit aussi les opportunités de commercialisation de l'énergie hydraulique suisse très flexible.

¹³ Région centre ouest de l'Europe (AT, DE, FR, LU, NL, BE)

¹⁴ Core est l'extension de la région CWE à l'Europe de l'Est, c.-à-d. AT, DE, FR, LU, NL, BE, PL, CZ, HU, SK, SI, HR, RO

La même problématique se pose avec l'exclusion de la Suisse du marché Intraday (ID) européen. À la suite du lancement de XBID (plateforme d'échanges continus intrajournaliers) en 2018, la plateforme existante (FITS) pour l'allocation de la capacité Intraday entre la France et la Suisse ainsi qu'entre l'Allemagne et la Suisse a été mise hors service. La liquidité du marché ID suisse s'est donc effondrée. Tant que seules les capacités non utilisées des échanges de la veille peuvent être utilisées dans le négoce intrajournalier, cette exclusion n'est pas particulièrement déterminante au regard de la sécurité d'approvisionnement (seules de faibles quantités sont négociées au niveau intrajournalier). En revanche, l'exclusion de XBID implique des pertes d'opportunité pour l'énergie hydraulique très flexible.

5.2 Utilisation efficace de l'électricité

La dimension utilisation efficace de l'électricité est évaluée à l'aide des paramètres d'observation suivants : « 5.2.1 Consommation d'électricité par unité de PIB » et « 5.2.2 Consommation d'électricité par habitant ».

5.2.1 Consommation d'électricité par unité de PIB

Il existe des potentiels d'efficacité électrique rentables aussi bien dans le secteur de l'industrie que dans celui des services. Selon une estimation d'un groupe de travail de l'OFEN, ils résident dans les domaines des procédés industriels, des moteurs électriques, de l'éclairage et de la technique du bâtiment, et sont estimés à 6 à 7 TWh (OFEN, 2011). Au cours des quatre dernières années, la consommation d'électricité de l'industrie et des services s'est inscrite dans une fourchette de 33 à 34 TWh. L'efficacité électrique de l'économie peut être mesurée au moyen de la consommation d'électricité par unité de produit intérieur brut (PIB). Le PIB est la somme de la valeur marchande de tous les biens et services produits dans le pays, après déduction des prestations fournies au préalable. Il constitue un indicateur important de la comptabilité nationale (SECO, 2019 ; OFEN, 2019a).

Le rapport entre la consommation d'électricité et le PIB en termes réels reflète l'intensité électrique de la production de biens en Suisse et l'évolution de l'efficacité au cours des dernières années. La figure 30 représente l'évolution dans le temps, d'une part, de la consommation d'électricité des secteurs primaire, secondaire et tertiaire (transports inclus) et d'autre part du PIB en termes réels. On constate que, par le passé, la consommation d'électricité a stagné pendant deux périodes : une première fois de 1992 à 1994 et une deuxième fois de 2010 à 2018. Le PIB, en revanche, a presque constamment augmenté pendant la période allant de 1990 à 2018, ne subissant une baisse temporaire qu'en 2009.

Au cours des 25 dernières années, la consommation d'électricité a particulièrement augmenté dans le secteur des services (secteur tertiaire), subissant une hausse de plus de 4 TWh pour atteindre 15,6 TWh en 2018. Dans le secteur de l'industrie (secteur secondaire), la consommation d'électricité a d'abord augmenté de 2 TWh entre 1990 et 2010, avant de connaître un recul de 2 TWh entre 2010 et 2018. Dans le secteur de l'agriculture (secteur primaire), la consommation d'électricité est restée plus ou moins constante sur toute la période considérée, alors que durant le même temps, elle est passée de 4 à 4,7 TWh dans le secteur des transports.

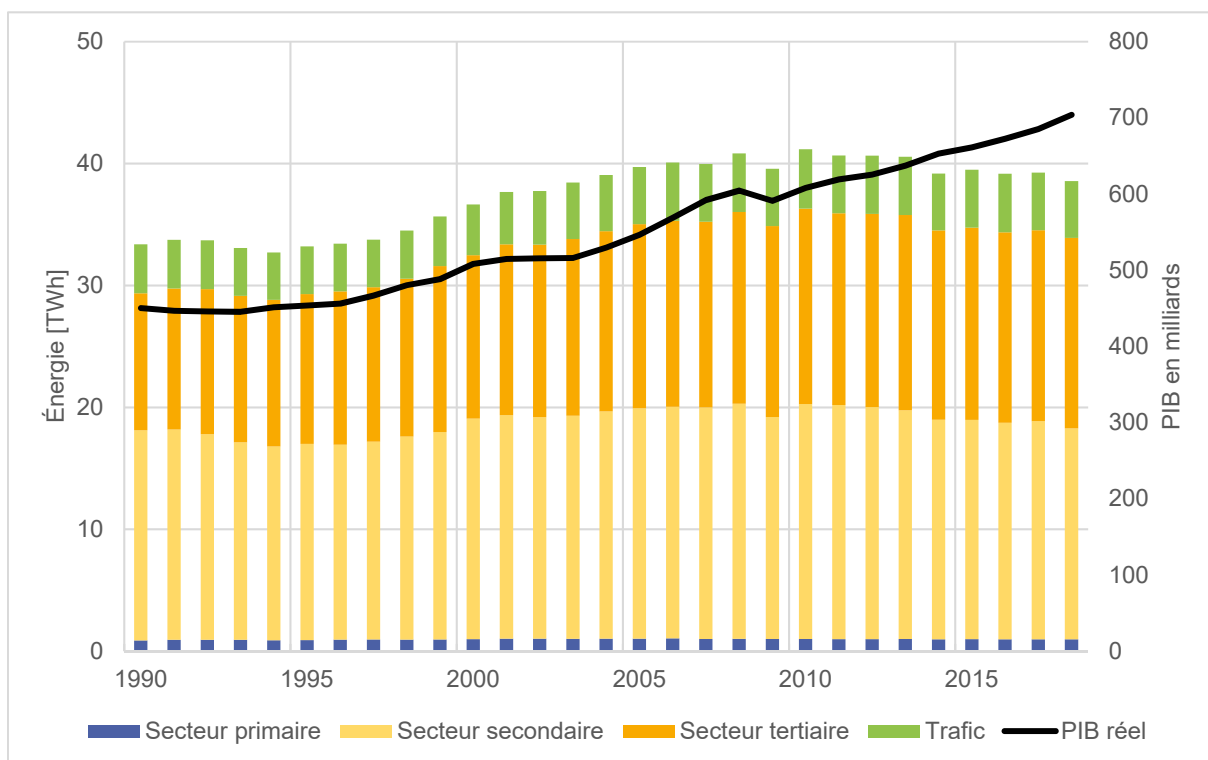


Figure 30 : Évolution de la consommation d'électricité et du produit intérieur brut en Suisse (source : OFEN/SECO)

La figure 31 présente le rapport entre la consommation d’électricité des trois secteurs de l’économie, transports inclus, et le PIB en termes réels pendant la période allant de 1990 à 2018. Au cours des 29 dernières années, la consommation d’électricité par unité de PIB est restée très stable pendant une longue période, jusqu’à sa diminution quasi annuelle depuis 2004. Ce « bond en avant en matière d’efficacité » peut être expliqué par le fait que, durant cette période, le PIB a surtout augmenté dans le secteur des services, moins gourmand en énergie. Pendant cette période, le PIB du secteur tertiaire a augmenté de 20 milliards de francs par an, tandis que la consommation d’électricité restait à peu près constante.

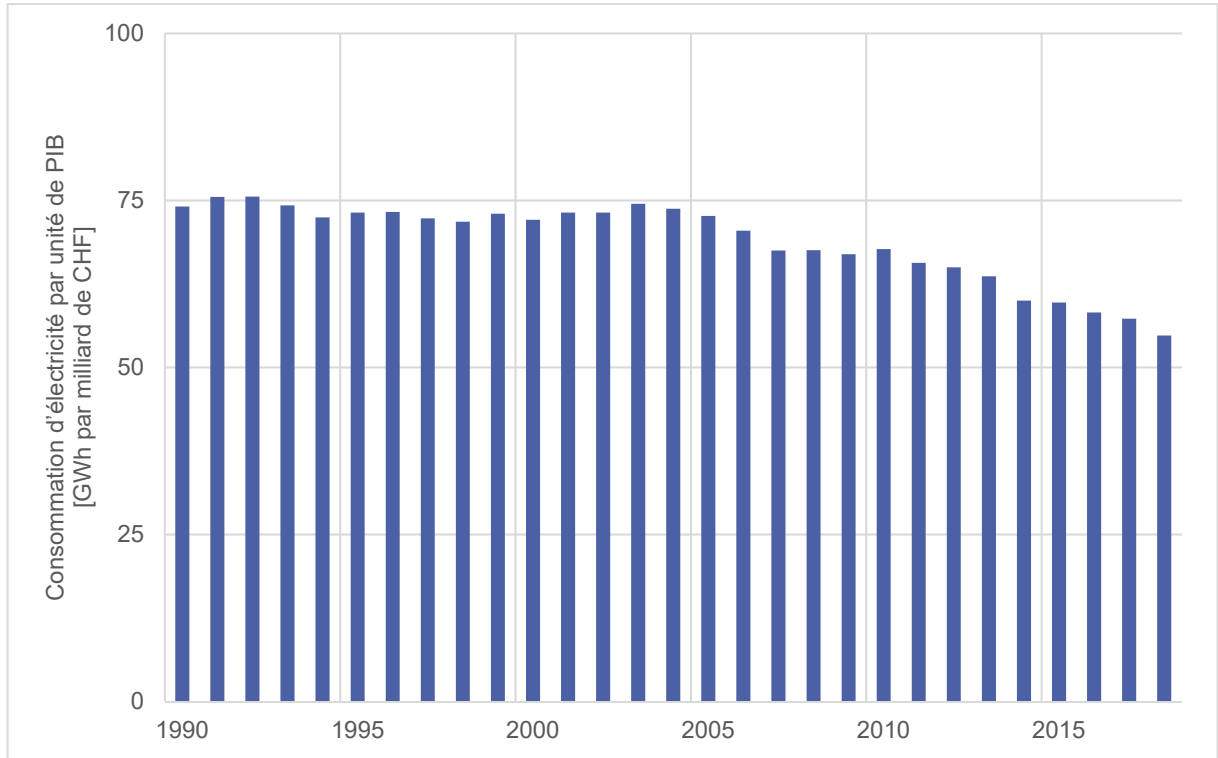


Figure 31 : Évolution de l’efficacité électrique en Suisse (source : OFEN/SECO).

5.2.2 Consommation d’électricité par habitant

Il existe non seulement dans les différents secteurs économiques, mais aussi dans les ménages, un potentiel d’économie qui est susceptible de réduire la consommation d’électricité par habitant. Au sein des ménages, il est possible d’économiser de l’électricité dans les domaines les plus divers, par exemple en utilisant des appareils électroménagers à haute efficacité énergétique dans la cuisine ou en employant correctement les appareils électroniques et informatiques du salon et du bureau. Certaines tendances telles que l’augmentation de la surface habitable par personne, la multiplication des appareils électriques ou le remplacement des chauffages fossiles par des pompes à chaleur vont toutefois à l’encontre de cette réduction.

La figure 32 présente l'évolution de la consommation d'électricité des ménages suisses et la consommation moyenne d'électricité par habitant pendant la période allant de 1990 à 2018. Selon les informations fournies par l'Office fédéral de la statistique, la population suisse a augmenté de 6,8 millions d'habitants en 1990 à 8,5 millions en 2018 (OFS, 2019b). Pendant la même période, la consommation des ménages suisses a passé d'environ 13,3 à 19,1 TWh.

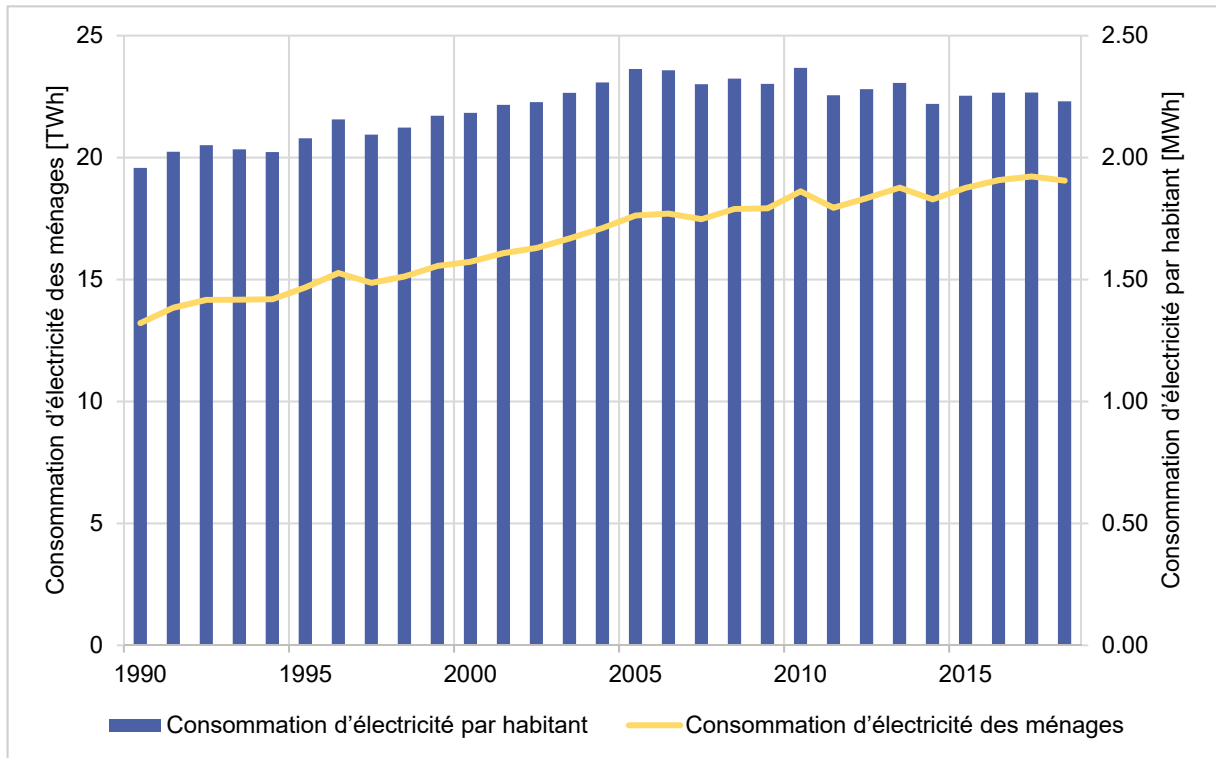


Figure 32 : Évolution de la consommation d'électricité par habitant et du nombre d'habitants de la Suisse (source : OFEN/OFS)

Entre 1990 et 2005, la consommation moyenne d'électricité par habitant a passé d'un peu moins de 2 à 2,4 MWh. Entre 2005 et 2010, elle était relativement stable et, depuis 2010, elle est à nouveau en diminution. Il est probable que l'utilisation délibérée d'appareils basse consommation et les efforts en matière d'économies d'énergie ont contribué à l'obtention de ce résultat.

6 Conclusion

L'objectif du présent rapport et de la surveillance dont il résulte est de détecter les menaces qui pèsent à moyen ou long terme sur la sécurité d'approvisionnement de la Suisse. L'évaluation porte avant tout sur les données de la période 2010 à 2019. L'intérêt de telles séries temporelles est appelé à augmenter au fur et à mesure que la surveillance se poursuivra, permettant de dégager des tendances encore plus claires à partir des différents paramètres d'observation et de prendre les mesures nécessaires en cas de dégradation. L'EiCom s'emploie dans toute la mesure du possible à évaluer la sécurité d'approvisionnement à l'aide de critères objectifs et quantitatifs. Dans la perspective de cette évaluation, l'évolution des paramètres au fil du temps est tout aussi importante que leur valeur absolue.

Comme mentionné précédemment, l'EiCom effectue régulièrement des études d'adéquation. Elles complètent la surveillance continue et le rapport sur la sécurité d'approvisionnement en électricité et sont détaillées dans un rapport qui leur est consacré (EiCom, 2017b ; EiCom, 2018 ; EiCom, 2020c).

La pandémie de Covid-19 (SARS-CoV-2) marquera 2020 et les années suivantes aux niveaux social et économique. Au printemps 2020, l'EiCom a invité des représentants des autorités et du secteur de l'électricité à une évaluation de la situation dans le cadre du « Groupe de coordination sécurité d'approvisionnement en électricité » dans le but de coordonner les mesures à prendre. Au vu de l'évolution de la pandémie, il n'y a pas eu de risque aigu pour la sécurité de l'approvisionnement. Comme les révisions des centrales (nucléaires) ont cependant dû être repoussées ou redimensionnées, il faut s'attendre à des conséquences de la pandémie jusqu'en 2021 voire 2022. Un compte rendu à l'issue de la pandémie révélera les améliorations nécessaires en matière de résilience du système.

6.1 Évaluation du domaine réseaux

L'évaluation du domaine « Réseaux » s'appuie en premier lieu sur les dimensions d'observation « Gestion système » et « Développement du réseau ».

Dans le domaine réseaux, on fait une distinction entre le réseau de transport et le réseau de distribution. Le premier est exploité au sein du réseau international interconnecté et doit être évalué dans ce contexte. L'EiCom évalue donc le fonctionnement du réseau de transport sur la base des exigences internationales relatives au réseau interconnecté. Ces règles, qui ont été définies par l'UCTE et l'ENTSO, deux associations internationales regroupant les gestionnaires de réseau de transport d'Europe continentale, constituent aujourd'hui les standards applicables à l'exploitation du réseau interconnecté. Avec la libéralisation des marchés de l'électricité en Europe, ces associations ont fusionné pour former le Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport d'électricité (European Network of Transmission System Operators for Electricity, ENTSO-E). Les normes qu'elles avaient établies sont souvent devenues partie intégrante de la législation de l'UE. La mise en vigueur des codes correspondants se fait au fur et à mesure. En raison de la situation géographique centrale de la Suisse et de l'intrication de son réseau de transport dans le réseau continental interconnecté, la gouvernance de la mise en œuvre des normes internationales pour une exploitation sûre du réseau interconnecté semble ici pertinente. Il s'agit d'un sujet délicat puisque ces questions n'ont pu jusqu'ici être réglées qu'à l'aide de dispositions transitoires (cf. évaluation « Contexte juridico-technique »).

Gestion système

Au vu de l'évolution dans le temps des paramètres d'évaluation de la dimension gestion du système (point 2.1) et des observations ponctuelles relatives à ces derniers, on en conclut que les défis dans la gestion du système se sont accentués. La charge simulée du réseau en cas de violation du critère N-1 a généralement augmenté depuis l'introduction du couplage du marché basé sur les flux. Au cours de ces dernières années, les mesures de redispatching nationales et internationales ont augmenté avec l'introduction du couplage du marché basé sur les flux et la hausse des flux non planifiés à travers la Suisse. La disponibilité de la capacité de redispatching prend une importance encore plus grande en raison de la charge du réseau qui est généralement plus volatile. La préparation des procédures pour le « redispatching trilatéral » avec les GRT de France et d'Allemagne est une amélioration essentielle

depuis 2018. Le lancement (temporaire) de produits supplémentaires tels le « Single Redispatch » et la « Production minimale en Suisse romande » tient également à la volatilité croissante de la production.

Le besoin de redispatching accru implique également la question de la rémunération. Afin d'améliorer les conditions-cadres pour la mise à disposition du redispatching, Swissgrid a lancé le « Marché intégré » début 2020.

En novembre 2019 l'importance de disposer de suffisamment de réserves de puissance s'est fait particulièrement ressentir. À la suite d'un séisme, il a manqué 7000 MW de puissance dans le sud de la France. Cette puissance a été substituée depuis le nord et a surchargé par moments les réseaux en Suisse romande. Pour pouvoir réduire le risque de défaillances de lignes en cascade, la Suisse romande n'a été approvisionnée par moments uniquement par la région de Genève ou par la France. La coïncidence de constellations défavorables (p. ex. fonctionnement réduit du transformateur à Bassecourt, mise hors service de la centrale nucléaire de Mühleberg ou pompage à Veytaux) et d'événements exceptionnels (tremblements de terre) peut être absorbée sur le plan opérationnel si la gestion système dispose de réserves suffisantes.

Une situation de réserves insuffisantes ne s'est pas terminée à si bon compte en 2019 : un problème avec un point de mesure à la frontière entre l'Allemagne et l'Autriche a entraîné, en combinaison avec les changements de programmes ayant lieu au début de chaque heure, une chute significative de la fréquence dans l'ensemble du réseau interconnecté. La fréquence du réseau a notamment pu être stabilisée grâce à un délestage en France. Cela montre combien la préparation de la procédure de déclenchement de délestages manuels est importante. Swissgrid est en train, avec l'AES, de préparer également des processus correspondants en Suisse.

Il faut partir du principe que les exigences relatives à la gestion du système iront en augmentant du fait de l'évolution des flux de charge induite notamment par l'accroissement des capacités de production à injection fluctuante.

Développement du réseau

Aucune amélioration n'a été observée dans la dimension d'observation développement du réseau (chap. 2.3) ces deux dernières années.

Concernant les projets importants pour la sécurité d'approvisionnement aux yeux de l'EICOM, les développements suivants sont à observer :

- Renforcement du transformateur de Laufenburg achevé.
- Ligne Chamoson-Chippis et développement du transformateur de Chippis, en cours de réalisation et dont la mise en service est prévue pour 2022 (trois ans après la date prévue).
- Ligne Bickigen-Chippis, toujours bloquée au stade de la PAP. Mise en service prévue désormais en 2027 (cinq ans après la date prévue initialement).
- Ligne Bassecourt-Mühleberg, toujours bloquée au stade de la PAP. Mise en service prévue désormais en 2027 (sept ans après la date prévue initialement).
- Transformateur de Mühleberg terminé d'ici fin 2020 (une année après la date prévue). Mise en service uniquement une fois la ligne Bassecourt-Mühleberg adaptée à 380 kV.
- Déplacement du tracé à Balzers en cours de procédure de PSE. Mise en service prévue en 2024 (deux ans après la date prévue initialement).
- Ligne Bâtiaz-Le Verney en cours de construction pour le raccordement à Nant de Drance. Mise en service prévue désormais en 2022 (quatre ans après la date prévue initialement). Les autres projets partiels sont déjà en service.

Par ailleurs, les projets de ligne Génissiat-Foretaille ont pu être achevés dans la période sous revue.

Force est de constater que le risque de développement insuffisant du réseau demeure. Les projets de ligne (Bickigen-Chippis et Bassecourt-Mühleberg) sont encore bloqués dans la phase de procédure

d'approbation des plans en raison d'oppositions. Le projet de Bickigen-Chippis est décisif pour le transport de la production totale de la centrale de pompage-turbinage de Nant de Drance et le deuxième projet est important pour que la disponibilité des importations ne doive pas être réduite après la mise hors service de la centrale nucléaire de Mühleberg.

6.2 Évaluation du domaine production

L'évaluation du domaine « Production » repose sur les dimensions d'observation « Possibilités d'importer du courant » et « Développement des énergies renouvelables ».

Possibilité d'importer du courant

Les risques d'une insuffisance de la production indigène sont relativisés par la densité de raccordement du pays au réseau électrique européen et par son accès à des capacités de production substantielles à l'étranger. La capacité d'importation s'élève actuellement à 5,2 GW à la frontière nord de la Suisse (France, Allemagne, Autriche) et à environ 1,7 GW à la frontière sud (Italie). Il faut néanmoins tenir compte du fait que cette capacité d'importation n'est disponible qu'en fonction de la situation du transit. Il faut toujours en tenir compte comme complément au parc de centrales électriques indigènes, car notre pays possède, par rapport à sa consommation domestique, une infrastructure de transport très développée permettant des fournitures transfrontalières. Elle se trouve en outre au cœur des marchés les plus importants et les plus liquides du réseau international interconnecté.

Du point de vue de la sécurité de l'approvisionnement, une dépendance accrue envers les importations est acceptable si les risques qu'elle induit sont jugés supportables. Par exemple, la disponibilité d'une capacité de transport suffisante et l'accès à des marchés liquides sont des facteurs à prendre en compte. La disponibilité pourrait être théoriquement assurée par une extension du réseau de transport adaptée aux besoins et en temps voulu, y compris des transformateurs 380/220 kV. Théoriquement, car il faut en réalité beaucoup de temps pour mener à bien des projets de développement et la capacité disponible dépend aussi de facteurs exogènes, tels que l'infrastructure à l'étranger, la structure du marché et les futurs flux de charge sur le réseau d'interconnexion européen. À cet égard, il faut en particulier mentionner les goulets d'étranglement structurels en Allemagne : les centrales assurant la charge de base (dans le sud de ce pays) sont essentiellement remplacées par des éoliennes dans le nord. C'est pourquoi il est risqué de garantir la sécurité d'approvisionnement en électricité uniquement au moyen d'importations, car celles-ci ne sont possibles que si les capacités de transport sont disponibles et les pays voisins prêts à exporter. En raison de la substitution des centrales destinées à couvrir la charge de base par la production fluctuante des installations photovoltaïques et éoliennes, la disponibilité des réserves de réseau prend de l'importance. Les réserves de réseau sont mises en œuvre en fonction des besoins des gestionnaires de réseau, financées par les rémunérations pour l'utilisation du réseau et donc également « régulées ». Par conséquent, la capacité d'exportation des pays voisins en situation de crise n'est plus une question de marché mais dépend de décisions politiques prises à l'étranger.

Au cours des deux dernières années, le nombre d'heures pour lesquelles les quantités exportées ont été élevées a diminué. Cette évolution est principalement due à la remise en service des centrales nucléaires de Beznau I et de Leibstadt et dépend en premier lieu de la disponibilité de la production domestique. La forte corrélation entre la disponibilité des centrales nucléaires suisses et la dépendance de la Suisse aux importations nettes apparaît clairement dans la surveillance. En raison de la Stratégie énergétique 2050, avec la sortie prévue du nucléaire, le risque existe que le réseau soit davantage exploité à ses limites du fait d'une augmentation des importations. Cela souligne l'importance du développement du parc de centrales en Suisse. À cet égard, il s'agit de s'interroger sur la viabilité financière du développement des énergies renouvelables et la garantie de la production durant le semestre hivernal.

Développement des énergies renouvelables

La Stratégie énergétique 2050 du Conseil fédéral prévoit de faire jouer un rôle important aux énergies renouvelables dans le futur approvisionnement en électricité de la Suisse. La production des centrales nucléaires (25 TWh) doit, à l'horizon 2050, être entièrement couverte par le photovoltaïque, l'éolien et la géothermie ainsi que par l'énergie tirée de la biomasse ou produite par les stations d'épuration et les

usines d'incinération des ordures ménagères. Au vu des taux de croissance de ces deux dernières années, il semble à l'heure actuelle que la valeur cible pour 2020 pourrait être globalement atteinte. Il semble en revanche peu probable que les incitations financières suffisent pour atteindre l'objectif de la Stratégie énergétique 2050 de 11,4 TWh d'ici 2035.

Même si la valeur cible pour 2035 ne devait pas être atteinte, le développement des énergies renouvelables contribue à l'augmentation de la capacité de production de la Suisse ces prochaines années. La mise en service progressive de la centrale de pompage-turbinage de Nant de Drance aura des effets notables sur les capacités de production du pays dès 2020. Les capacités de production fossiles (p. ex. centrales au gaz à cycle combiné) ne peuvent pour l'heure être exploitées de façon rentable en Suisse en raison du bas niveau des prix de gros. Il ne faut donc pas s'attendre à des investissements conséquents dans cette technologie au cours des prochaines années.

6.3 Évaluation du contexte juridico-technique

Avec l'introduction du « Clean Energy Package » et l'exclusion de la Suisse de l'élaboration des documents de mise en œuvre pertinents pour la sécurité du système et de l'approvisionnement faute d'accord sur l'électricité, la sécurité de la gestion système en Suisse fait face à des défis supplémentaires. Notamment en raison de l'extension du couplage du marché basé sur les flux, de l'introduction de la règle des 70 % pour les lignes transfrontalières et de l'augmentation de la production volatile à l'échelle européenne. Ces risques devraient être atténués pour la Suisse par la mise en place d'accords bilatéraux en lien avec le réseau interconnecté et l'élaboration de mesures visant à augmenter les capacités de redispatching.

À l'échelle nationale, on constate, en lien avec l'extension du réseau de transport, que les projets sont encore bloqués par de longues procédures. Jusqu'ici, la Stratégie Réseaux électriques n'a pas encore donné les signes correspondants du point de vue de l'EICOM. Il est également apparu que les câblages n'aboutissent pas toujours à une accélération de l'extension du réseau. En raison d'oppositions quelque peu différentes par rapport aux lignes aériennes. En ce qui concerne la révision de la LApEI, l'EICOM souscrit à la réserve prévue tout en attirant l'attention sur la nécessité d'une production hivernale entre 5 et 10 TWh.

Le maintien du supplément réseau (à 2,3 cts./kWh) montre que le développement des énergies renouvelables continue d'être soutenu. Du point de vue de l'EICOM, il est incertain que ces incitations suffisent pour atteindre la valeur cible pour 2035. Ce soutien financier ciblé peut toutefois accroître la sécurité d'approvisionnement et accélérer la transition énergétique en mettant à disposition une puissance de production supplémentaire. Cependant, il faut attirer l'attention sur le risque que ce soutien ait également des effets négatifs sur la rentabilité des centrales non subventionnées et décourage ainsi l'investissement dans la construction de nouvelles centrales. L'augmentation de la production décentralisée et volatile multiplie aussi les défis à relever pour la sécurité de la gestion système.

6.4 Mesures visées à l'art. 9 LApEI

D'après les résultats du présent rapport sur la sécurité de l'approvisionnement, aucune mesure visée à l'art. 9 n'est proposée au Conseil fédéral.

7 Annexe

7.1 Abréviations générales

ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators
CEER	Council of European Energy Regulators
CWE	Central Western Europe (Centre ouest de l'Europe)
DETEC	Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity (Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport d'électricité)
ETSO	European Transmission System Operators
Eurostat	Office statistique de l'Union européenne
FBMC	Flow-Based Market Coupling (couplage du marché basé sur les flux)
FITS	Flexible Intraday Trading System
GRT	Gestionnaire de réseau de transport (Transmission System Operator TSO)
IEA	International Energy Agency (Agence internationale de l'énergie)
LApEI	Loi sur l'approvisionnement en électricité
LEne	Loi sur l'énergie
LEnu	Loi sur l'énergie nucléaire
LTF	Loi sur le Tribunal fédéral
NTC	Net Transfer Capacity
OApEI	Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité
OEnE	Ordonnance sur l'énergie
OFEN	Office fédéral de l'énergie
OFS	Office fédéral de la statistique
OLEI	Ordonnance sur les lignes électriques
OPB	Ordonnance sur la protection contre le bruit
ORNI	Ordonnance sur la protection contre le rayonnement non ionisant
PAP	Procédure d'approbation des plans
PIB	Produit intérieur brut
PSE	Plan sectoriel des lignes de transport d'électricité
RD	Réseau de distribution
RPC	Rétribution à prix coûtant
RT	Réseau de transport
SAFA	Synchronous area framework agreement
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index
SECO	Secrétariat d'État à l'économie
STEP	Station d'épuration des eaux usées
UCTE	Union for the Coordination of Transmission of Electricity
UE	Union européenne
UIOM	Usine d'incinération des ordures ménagères
XBID	Cross-Border Intraday

7.2 Abréviations relevant du domaine de la physique

W	watt	
kW	kilowatt	10^3 W
MW	mégawatt	10^6 W
GW	gigawatt	10^9 W
TW	térawatt	10^{12} W
Wh	wattheure	
kWh	kilowattheure	10^3 Wh
MWh	mégawattheure	10^6 Wh
GWh	gigawattheure	10^9 Wh
TWh	térawattheure	10^{12} Wh
MVA	mégavoltampère	
mHz	millihertz	
Hz	hertz	10^3 mHz
V	volt	
kV	kilovolt	10^3 V

7.3 Bibliographie

- Académies suisses des sciences (2012) : « Zukunft Stromversorgung Schweiz », en allemand avec résumé en français intitulé « Quel avenir pour l'approvisionnement en électricité de la Suisse ? »
- FF (2005) : « Message relatif à la modification de la loi sur les installations électriques et à la loi fédérale sur l'approvisionnement en électricité »
- OFEN (2011) : « Stromeffizienz im Industrie- und Dienstleistungssektor », en allemand, rapport final du groupe de travail
- OFEN (2019a) : « Statistique suisse de l'électricité 2018 »
- OFEN (2019b) : « Schweizerische Statistik der erneuerbaren Energien 2018 », en allemand
- OFEN (2020) : « Statistique des aménagements hydroélectriques de la Suisse 2019 »
- OFS (2016) : « Revenus et dépenses des ménages par grande région 2009-2011 et 2012-2014 »
- OFS (2019a) : « Revenus et dépenses des ménages par grande région 2015-2017 »
- OFS (2019b) : « Bilan de la population résidante permanente, 1861-2018 »
- CEER (2018) : « CEER Benchmarking Report 6.1 on the Continuity of Electricity and Gas Supply »
- EICom (2017) : « Schlussbericht System Adequacy 2020 », en allemand avec résumé en français
- EICom (2018) : « Schlussbericht System Adequacy 2025 », en allemand avec résumé en français
- EICom (2020a) : « Rapport d'activité de l'EICom 2019 »
- EICom (2020b) : « Versorgungsqualität der Schweiz 2019 », en allemand
- EICom (2020c) : « Schlussbericht System Adequacy 2030 », en allemand avec résumé en français
- Eurostat (2020) : « Prix de l'électricité pour usages industriels »
- Géothermie Suisse (2016) : « Soutien pour la géothermie de grande profondeur »
- IEA (2020) : « Monthly electricity statistics, Revised Historical Data »
- Pronovo (2020) : « Statistique système de rétribution à l'injection (SIR) et rétribution unique photovoltaïque (RU) »
- CFF (2016) : « Courant de traction et courant domestique »
- SECO (2020) : « Produit intérieur brut, approche par la dépense, données corrigées des influences saisonnières et des effets calendaires »
- Swissgrid (2015) : « Rapport sur le réseau stratégique »
- Swissgrid (2020) : « Nous interconnectons la Suisse, portrait 2020 »