



La sécurité d'approvisionnement en électricité de la Suisse 2018

Rapport de l'ElCom

Berne, novembre 2018

Table des matières

Résumé	4
1 Introduction	5
1.1 Bases légales et mandat	5
1.2 Définition de la sécurité d'approvisionnement en électricité	5
1.3 Méthodologie appliquée pour la surveillance de la sécurité d'approvisionnement	6
1.3.1 Évaluation des risques encourus dans les dimensions d'observation	7
1.4 Structure du présent rapport.....	10
2 Réseaux	11
2.1 Gestion système.....	11
2.1.1 Simulation de charge N-1 sur le réseau de transport.....	11
2.1.2 Qualité du réglage	12
2.1.3 Maintien de la fréquence et de la tension	13
2.1.4 Mesures de redispatching nationales.....	14
2.1.5 Mesures de redispatching internationales.....	15
2.1.6 Cybersécurité	17
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	24
3 Production	27
3.1 Capacités des centrales électriques.....	27
3.1.1 Parc de centrales électriques de la Suisse	27
3.1.2 Réserves de puissance de la Suisse	29
3.1.3 Bilan électrique de la Suisse lors du semestre hivernal.....	31
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 lors du semestre hivernal	34
3.3 Capacités futures des centrales électriques.....	36
3.3.1 Développement des énergies renouvelables en Suisse	36
3.3.2 Puissance de production future des pays voisins	37
4 Coûts et tarifs	40
4.1 Tarifs du réseau et de l'énergie	40
4.1.1 Différences tarifaires cantonales pour les ménages	40
4.1.2 Différences tarifaires cantonales pour les commerces et l'industrie	42
4.1.3 Comparaison internationale des prix de l'électricité pour le commerce et l'industrie	44
4.2 Part du budget des ménages consacrée à l'électricité.....	45
5 Contexte juridico-technique	47
5.1 Cadre juridique	47
5.1.1 Stratégie énergétique 2050	47
5.1.2 Stratégie Réseaux électriques	49
5.1.3 Révision LApEI	50
5.1.4 Effets du droit de l'UE sur la Suisse	50
5.2 Utilisation efficace de l'électricité.....	52
5.2.1 Consommation d'électricité par unité de PIB	52
5.2.2 Consommation d'électricité par habitant	54

6	Conclusion	56
6.1	Évaluation du domaine réseaux	56
6.2	Évaluation du domaine production	57
6.3	Évaluation du contexte juridico-technique	59
6.4	Mesures visées à l'art. 9 LApEI	59
6.5	Conclusions de l'EICOM	60
7	Annexe	61
7.1	Abréviations générales	61
7.2	Abréviations relevant du domaine de la physique	61
7.3	Bibliographie	61

Index des figures

Figure 1	: Matrice de risques 2016 et 2018	8
Figure 2	: Valeurs de charge du réseau simulées en cas de violation du critère N-1	12
Figure 3	: Évolution de la qualité de réglage de la zone de réglage Suisse	13
Figure 4	: Évolution des écarts de fréquence mensuels en secondes	14
Figure 5	: Quantité d'énergie consacrée aux mesures de redispatching	15
Figure 6	: Quantités d'énergie utilisées pour les mesures de redispatching internationales	16
Figure 7	: Évolution de la durée moyenne d'interruption par consommateur final	18
Figure 8	: Évolution de la fréquence moyenne d'interruption par consommateur final	19
Figure 9	: Évolution de la durée d'interruption en Suisse et chez ses voisins	20
Figure 10	: Évolution de la fréquence d'interruption en Suisse et chez ses voisins	20
Figure 11	: Évolution du nombre simulé de violations N-1 par région et par an	21
Figure 12	: État des différents projets de développement du réseau de transport	24
Figure 13	: Investissements et amortissements du réseau de transport	25
Figure 14	: Investissements et amortissements du réseau de distribution	26
Figure 15	: Évolution des capacités de production du parc suisse de centrales électriques	28
Figure 16	: Vue d'ensemble de la puissance installée et de la production des centrales électriques ..	29
Figure 17	: Réserves de puissance actuelles en 2016	30
Figure 18	: Bilan électrique de la Suisse lors du semestre hivernal	31
Figure 19	: Répartition des programmes horaires d'échanges de la Suisse (semestres hivernaux) ...	33
Figure 20	: Évolution de la capacité des centrales électriques et de la charge des pays voisins	34
Figure 21	: Bilan électrique cumulé des pays voisins au cours du semestre hivernal	35
Figure 22	: Courbe de développement des nouvelles énergies renouvelables	37
Figure 23	: Évolution des capacités installées des centrales électriques jusqu'en 2025	38
Figure 24	: Évolution du tarif du réseau et de la dispersion des tarifs de la catégorie H4	41
Figure 25	: Évolution du tarif de l'énergie et de la dispersion des tarifs de la catégorie H4	42
Figure 26	: Évolution de la dispersion cantonale des tarifs du réseau pour la catégorie C3	43
Figure 27	: Évolution de la dispersion cantonale des tarifs de l'énergie pour la catégorie C3	43
Figure 28	: Prix de l'électricité en Suisse et en Europe	45
Figure 29	: Évolution de la part du budget des ménages consacrée à l'électricité	46
Figure 30	: Évolution de la puissance installée	48
Figure 31	: Évolution de la production d'électricité	48
Figure 32	: Contributions de soutien versées par kilowattheure	49
Figure 33	: Évolution de la consommation d'électricité et du produit intérieur brut en Suisse	53
Figure 34	: Évolution de l'efficacité électrique en Suisse	54
Figure 35	: Évolution de la consommation d'électricité par habitant et du nombre d'habitants	55

Index des tableaux

Tableau 1	: Structure du système de surveillance de la sécurité d'approvisionnement en électricité	7
Tableau 2	: Évolution du supplément réseau et du montant maximal fixé par la loi	48

Résumé

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. 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 (augmentation de l'efficacité de l'utilisation de l'électricité, acquisition d'électricité, renforcement et développement des réseaux électriques). Pour évaluer le degré de sécurité de l'approvisionnement, l'EiCom s'appuie entre autres sur un système de surveillance complet comportant de nombreux paramètres d'observation répartis en quatre domaines : réseaux d'électricité, production, coûts et tarifs, contexte juridico-technique. Cette évaluation est axée sur le moyen terme (horizon temporel de 3 à 5 ans).

Le rapport 2016 a notamment établi un besoin d'agir dans les domaines du développement du réseau et de la production. Au cours des années 2016 et 2017, les capacités des transformateurs situés à Beznau, Romanel et Veytaux ont pu être renforcées entre les niveaux de tension 220 kV et 380 kV. L'installation du nouveau transformateur de Mühleberg a démarré en 2017 et le renforcement des capacités du transformateur de Laufenburg est prévu pour 2019. En outre, le tronçon Chamoson-Chippis, contesté, peut désormais être réalisé grâce à l'arrêt favorable du Tribunal fédéral qui a clôturé cette longue procédure de recours. Les procédures nécessaires à l'élévation de la tension sur les tronçons critiques de Chippis-Bickigen et Bassecourt-Mühleberg ont pu être engagées. Grâce à ces progrès concrets, le développement du réseau semble un peu moins critique que ce qui était annoncé dans le rapport de 2016. Cependant, il faut préciser que divers projets de lignes de transport sont bloqués par des oppositions qui retardent leur réalisation.

La question de la production reste au centre de l'attention. Le besoin d'agir étant établi, l'EiCom a réalisé en 2017 deux études supplémentaires sur l'adéquation du système électrique, la première et la seconde portant respectivement sur la sécurité de l'approvisionnement en 2020 et en 2025. Il ressort des scénarios probables, examinés dans le cadre de ces études, que la sécurité de l'approvisionnement sera garantie dans un marché qui fonctionne correctement. Afin de prévenir les situations critiques d'approvisionnement, l'EiCom propose de préparer des décisions précises visant à établir une éventuelle réserve stratégique. Les résultats détaillés et les conclusions de l'EiCom sont consultables dans les rapports d'études correspondants.

Une attention nouvelle est aussi portée à l'évolution du cadre juridique aux niveaux national et international. Au plan international, après l'entrée en vigueur des codes de réseau, les règles relatives à l'exploitation du réseau interconnecté, qui jusqu'à maintenant étaient définies conformément au droit privé, seront systématiquement mises en œuvre dans le cadre du droit de l'UE. Si la Suisse ne participe pas à l'élaboration des méthodologies pertinentes et se retrouve face à un fait accompli, ses intérêts risquent de n'être pris en compte que de façon limitée, ce qui pose également problème du point de vue de la sécurité de l'approvisionnement : la Suisse ne sera plus consultée qu'en cas de nécessité sur des aspects techniques, qui pourraient porter atteinte à la sécurité du réseau (calcul de capacités) et avoir de graves conséquences économiques (disponibilité des importations). Un accord sur l'électricité entre la Suisse et l'UE aiderait à régler de manière plus systématique des enjeux transfrontaliers dans une perspective réglementaire. Cet accord faciliterait également la prise en compte des intérêts de la Suisse, notamment dans les cas où les décisions sont à ce jour déjà prises de facto sans aucune possibilité d'influence, ou alors particulièrement limitée. Cependant, il n'existe aucune assurance que les intérêts de la Suisse soient en toute situation mieux voire totalement pris en compte, même en cas de conclusion d'un accord sur l'électricité.

La sécurité d'approvisionnement au niveau du réseau de distribution est jugée très bonne. Au cours des huit dernières années, le réseau de distribution a présenté une excellente disponibilité, ce que confirment également les données officielles du Conseil des régulateurs européens de l'énergie (CEER). On constate par ailleurs que les investissements dans le réseau sont nettement supérieurs aux amortissements, si bien que le maintien de la valeur du réseau de distribution est assuré de manière appropriée, d'après l'EiCom.

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 et communiquées au public par le biais d'un rapport relatif à la sécurité d'approvisionnement. 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 dans toute la mesure du possible les différentes analyses et évaluations 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 période de tension.

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 production¹).

¹ 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.

Pour évaluer la sécurité d'approvisionnement à court et moyen terme, l'EICom prend en compte une série de paramètres d'observation permettant de mesurer la gestion système, le développement du réseau, la production, la qualité de l'approvisionnement, l'énergie de réglage et la gestion des congestions. En plus de ces paramètres concernant la gestion système, la situation actuelle fait l'objet de discussions trimestrielles avec Swissgrid. Cette activité de surveillance et les séries temporelles qui en résultent constituent la base de l'évaluation de la sécurité d'approvisionnement à moyen et long terme qui est consignée dans le présent rapport.

Outre ce relevé descriptif et cette évaluation, l'EICom a décidé d'effectuer des analyses probabilistes sur l'adéquation du système (EICom, 2017b ; EICom, 2018), qui complètent les conclusions du présent rapport sur la sécurité d'approvisionnement en électricité de la Suisse. Dans les analyses d'adéquation du système, les utilisations des centrales électriques et les flux d'énergie sont désormais 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 des 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 de réduire l'incertitude de ces hypothèses et ainsi de mieux interpréter et commenter les résultats des analyses sur l'adéquation du système.

L'EICom partage les estimations et connaissances tirées de l'activité de surveillance avec les services fédéraux compétents afin qu'une représentation plus vaste de la situation puisse être dépeinte.

Comme il a été mentionné précédemment, l'objectif du présent rapport est d'évaluer la sécurité d'approvisionnement à moyen et long terme. Par conséquent, l'évolution dans le temps d'un paramètre d'observation est nettement plus déterminante, pour son observation, que sa valeur absolue. Cette surveillance doit surtout permettre de détecter les changements systémiques à progression lente qui sont susceptibles de mettre progressivement en danger la sécurité d'approvisionnement. Par ailleurs, les paramètres d'observation du domaine gestion système doivent permettre de tirer des conclusions sur la sécurité d'approvisionnement à court et moyen terme.

Les quatre domaines d'observation (réseaux, production, coûts et tarifs et contexte juridico-technique) constituent la base de cette évaluation de la sécurité d'approvisionnement, à l'instar des deux 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. Il en est résulté un total de onze dimensions. Pour pouvoir évaluer ces dimensions, des paramètres individuels quantifiables ont été définis pour chacune d'entre elles.

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 sont brièvement expliqués ci-après.

Dans le domaine réseaux, la nouvelle dimension d'observation « Développement du réseau » regroupe désormais les deux dimensions « État du réseau » et « Développement du réseau ». Dans la dimension « Disponibilité du réseau », les indices de qualité de l'approvisionnement SAIDI et SAIFI sont encore davantage pris en considération ; les paramètres d'observation « Mesures de redispatching nationales », « Mesures de redispatching internationales » et « Cybersécurité » sont désormais abordés dans la dimension « Gestion système ».

Dans la dimension « Possibilité d'importer du courant » du domaine « Production », le paramètre « Capacité d'importation transfrontalière » est désormais désigné par « Programmes d'échange nets de la Suisse ». Dans la dimension « Capacités futures des centrales électriques » du même domaine, le paramètre « Réserves de puissance futures » devient « Puissance de production future de la Suisse ».

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
		Maintien de la fréquence et de la tension
		Mesures de redispatching nationales *
		Mesures de redispatching internationales *
	2.2 Disponibilité du réseau	SAIDI CH
		SAIFI CH *
		Comparaison internationale *
	2.3 Développement du réseau *	Congestions du réseau de transport
		Développement du réseau de transport
Investissements dans le réseau		
3. Production	3.1 Capacités des centrales électriques	Qualité de l'approvisionnement en Suisse
		Réserves de puissance
		Bilan électrique de la Suisse
	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
	3.3 Capacités futures des centrales électriques	Développement des énergies renouvelables en Suisse
Puissance de production future de la Suisse		
Puissance de production future à l'étranger		
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 du système de surveillance de la sécurité d'approvisionnement en électricité

1.3.1 Évaluation des risques encourus dans les dimensions d'observation

Une première priorisation des différentes dimensions par rapport aux risques qu'elles recèlent pour la sécurité d'approvisionnement sera effectuée sur la base de la probabilité de matérialisation de ces risques et de leur potentiel de dommage. Avant chaque publication, cette analyse sera à nouveau réalisée sur la base des présentes informations, des différents travaux exécutés dans ce contexte et des évaluations de l'EICOM sur la sécurité d'approvisionnement.

En décembre 2017, les risques encourus par la sécurité d'approvisionnement en électricité ont été réévalués pour le présent rapport, en fonction de leur probabilité de matérialisation et de leur potentiel de dommage. Cette nouvelle évaluation a révélé que les dimensions d'observation « Disponibilité du réseau » et « Capacités des centrales électriques » n'atteignent plus le seuil critique d'observation. Au cours de ces dernières années, la « Disponibilité du réseau » a été jugée bonne de sorte que la probabilité de matérialisation de ce risque a été revue à la baisse en 2018. La dimension « Capacités des centrales électriques » quant à elle ne nécessite plus une observation particulière depuis la mise en service de la centrale de pompage-turbinage de Linth-Limmern et la mise en service imminente de Nant de Drance (cf. Figure 1).



Légende :

Domaine réseaux	Domaine production	Domaine coûts et tarifs	Domaine contexte juridico-technique
2.1 Gestion système	3.1 Capacités des centrales électriques	4.1 Tarifs du réseau et de l'énergie	5.1 Possibilité d'importer du courant
2.2 Disponibilité du réseau	3.2 Possibilité d'importer du courant	4.2 Part dans le budget des ménages	5.2 Cadre juridique
2.3 Développement du réseau	3.3 Capacités futures des centrales électriques		

Figure 1 : Matrice de risques 2016 et 2018

Les dimensions d'observation dont la probabilité de matérialisation ou le potentiel de dommage a atteint une valeur supérieure ou égale à « moyen » sont brièvement commentées ci-dessous.

En plus des risques actuellement encourus, il convient d'observer l'évolution des dimensions d'observation. L'évolution des dimensions d'observation « 2.1 Gestion système », « 2.2 Développement du réseau », « 3.2 Possibilité d'importer du courant », « 3.3 Capacités futures des centrales électriques » et « 5.2 Cadre juridique », qui se situent nettement au-dessus du seuil critique d'observation, est brièvement décrite ci-dessous.

Évolution des risques dans le domaine réseaux

Il convient de mentionner les modifications suivantes apportées au domaine réseaux. La probabilité de matérialisation de la dimension d'observation « Gestion système » a augmenté en raison de deux tendances générales : l'augmentation de la part de l'électricité provenant d'installations photovoltaïques et éoliennes et l'augmentation des distances de transport de l'électricité. Ces phénomènes rendent les situations de flux de charge plus difficiles à prévoir et la gestion système par conséquent plus exigeante. Le domaine réseaux connaît un facteur de stress supplémentaire, à savoir l'introduction et l'expansion des couplages de marchés basés sur les flux (FBMC). Les congestions qui se situent en dehors de la zone FBMC ne sont pas prises en considération, ce qui rend la gestion système plus ardue en raison des flux non planifiés. Les ralentissements du processus européen de révision des zones de prix affectent aussi négativement les risques du domaine Réseaux. La réduction du risque évalué dans la dimension « Développement du réseau » est due à l'achèvement des projets Beznau, Romanel et Veytaux, au renforcement des capacités du transformateur de Laufenburg, à l'élévation de la tension des lignes Bassecourt-Mühleberg et Chippis-Bickigen et à l'arrêt favorable du Tribunal administratif fédéral concernant le projet de ligne Chamoson-Chippis.

Évolution des risques dans le domaine production

Il convient de mentionner les modifications suivantes apportées au domaine production. La probabilité de matérialisation de la dimension « Possibilité d'importer du courant » suit la même tendance que la « Gestion système ». Le risque encouru dans la dimension « Capacités futures des centrales électriques » augmente en raison de l'accroissement de la probabilité de matérialisation. Les valeurs de référence, désormais fixées par la loi, de la Stratégie énergétique 2050 entraîneront en effet la réduction de la production d'électricité en Suisse à moyen et long terme. Cette tendance est renforcée par la décision du Parlement de ne pas entrer en matière sur le projet de système incitatif en matière climatique et énergétique (SICE). Le risque que la baisse de la production des centrales nucléaires ne puisse pas être compensée par la production nationale augmente donc.

Évolution des risques dans le domaine contexte juridico-technique

Dans le domaine contexte juridico-technique, le présent rapport est axé sur la dimension « Cadre juridique ». Il convient en particulier ici de renvoyer à la problématique de la gouvernance dans le cadre de la structure internationale du marché (market design). Dans un contexte de réglementation de l'exploitation du réseau interconnecté sur la base du droit de l'UE, l'influence de la Suisse sur l'élaboration des règles relatives au commerce international de l'électricité devrait diminuer dans les années à venir. En raison de sa situation géographique, la Suisse est directement concernée par les règles énergétiques et économiques des pays environnants. De plus, les contrats ne sont plus négociés de manière bilatérale avec les partenaires avoisinants, mais sur la base de procédures européennes. Sans accord sur l'électricité, l'incertitude juridique latente persistera quant au statut de la Suisse dans ce contexte.

Cependant, l'influence de la Suisse restera limitée, même si un accord est conclu. L'harmonisation des marchés nationaux visée par l'UE implique la limitation de l'autonomie des pays concernés. Cela signifie qu'à l'avenir, même les États membres de l'UE verront leur marge de manœuvre diminuer. En effet, les décisions seront de plus en plus prises par les institutions européennes ou bien uniquement en concertation avec les États voisins. Cela vaudrait également pour la Suisse si un accord sur l'électricité devait être conclu.

1.4 Structure du présent rapport

Le chapitre 2 traite des paramètres d'observation du domaine réseaux. Ce dernier en compte douze, qui sont répartis sur trois dimensions d'observation. L'évolution dans le temps de ces paramètres 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 neuf paramètres au total. Les paramètres les plus intéressants sont ceux qui permettent de tirer des conclusions sur la sécurité d'approvisionnement future.

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 en cours 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. Ce bilan est avant tout axé sur les dimensions d'observation considérées comme « significatives » pour la sécurité d'approvisionnement dans la matrice de risques figurant au point 1.3.1.

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 km de lignes, 130 postes de couplage et 41 lignes d'interconnexion avec l'étranger (Swissgrid, 2018). 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 250 000 km, dont 80 % environ sont souterrains. Ces trois niveaux de réseau, de même que les trois niveaux de transformation qui s'y rapportent, sont exploités par quelque 650 gestionnaires de réseau (EiCom, 2018a). 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, état du réseau 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 » et « 2.1.3 Maintien de la fréquence et de la tension », « 2.1.4 Mesures de redispatching nationales », « 2.1.5 Mesures de redispatching internationales » et « 2.1.6 Cybersécurité ». 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 essentiels.

Ce calcul est l'un des principaux fondements de la gestion système, tant du point de vue préventif que pour l'adoption de mesures curatives. Ces simulations 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 2 illustre les charges réseau simulées en cas de violation du critère N-1 depuis 2016. Comme la méthode de collecte des données est différente de celle utilisée pour le rapport sur la sécurité d'approvisionnement en électricité 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 tendue en raison de l'indisponibilité de certaines centrales électriques. 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 série de données est toutefois encore trop restreinte pour en déduire une tendance.

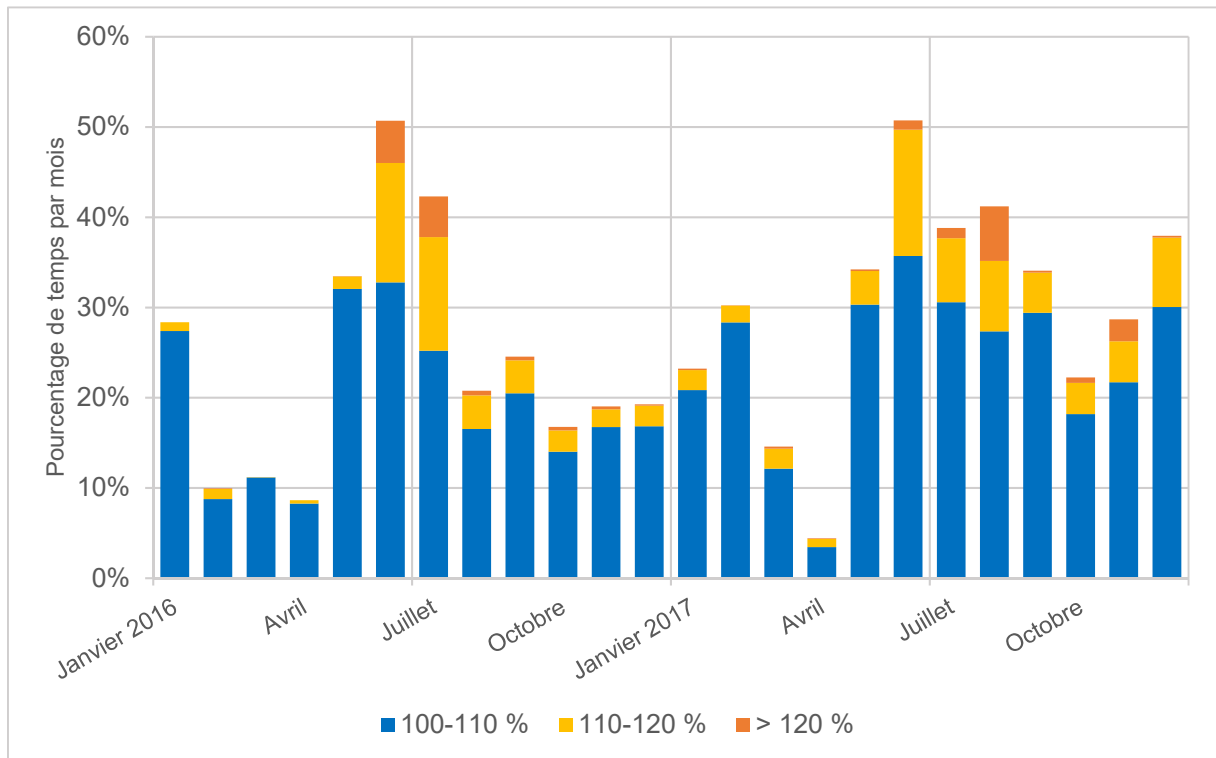


Figure 2 : Valeurs de charge du réseau simulées en cas de violation du critère N-1 sur le réseau de transport (source : Swissgrid)

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

2.1.2 Qualité du réglage

Pour que le réseau interconnecté reste stable, la fréquence doit en 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 3 présente l'évolution de la qualité du réglage au cours des sept 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 dans la zone en question. La qualité du réglage a évolué de façon positive pendant la période allant de 2011 à 2015, 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 à éviter d'activer mutuellement de la puissance de réglage secondaire qui annulerait les actions des uns ou des autres en faveur de la stabilité du réseau. 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.

En 2015, le pourcentage de temps durant lequel la zone de réglage Suisse n'était pas en équilibre a augmenté par paliers successifs, ce qui équivalait à une baisse de la qualité de réglage. Cette baisse est due à une optimisation réalisée par Swissgrid : le maintien en réserve d'énergie de réglage (de puissance de réglage) génère des coûts qui sont répercutés sur les consommateurs selon le tarif fixé pour les services-système. 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 primaire, secondaire et tertiaire à acquérir. La qualité de réglage s'est maintenue à un bon niveau en 2016 et en 2017.

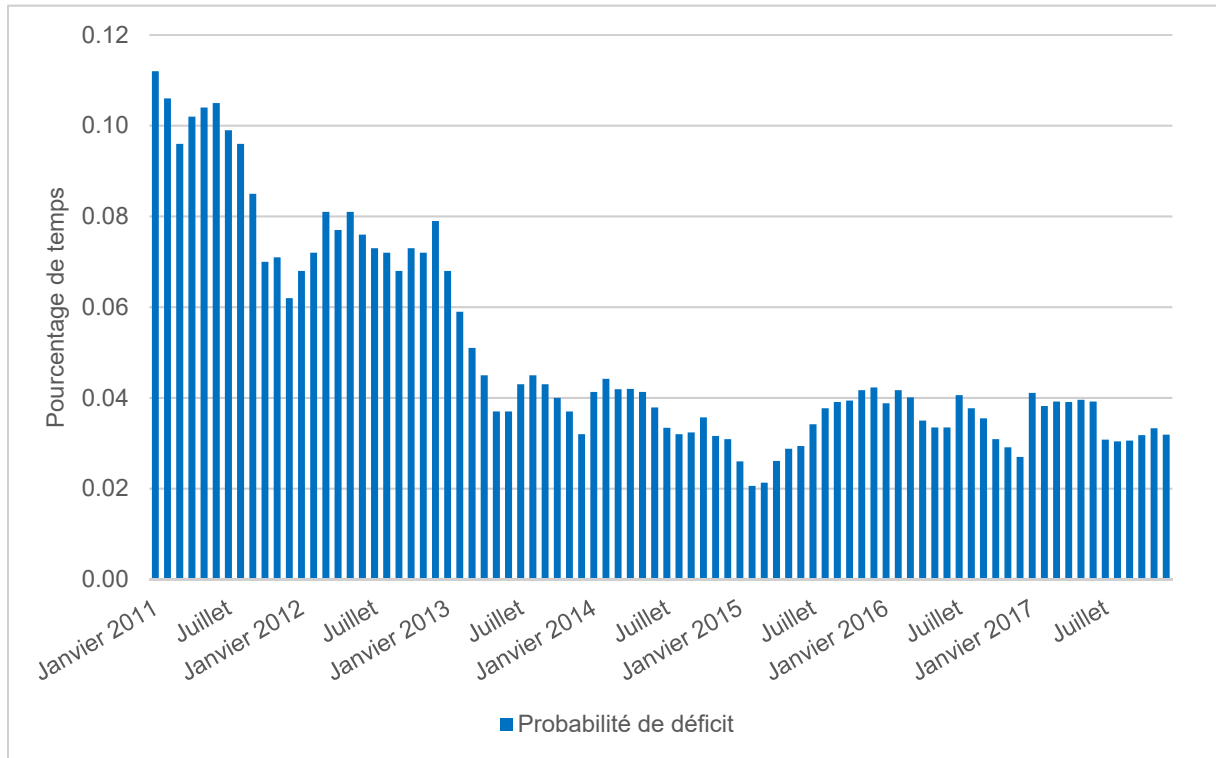


Figure 3 : Évolution de la qualité de réglage de la zone de réglage Suisse (source : Swissgrid)

2.1.3 Maintien de la fréquence et de la tension

Le maintien 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 fréquences qui s'écartent pendant au moins quinze secondes de plus de 75 mHz de la valeur de consigne.

La Figure 4 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. S'agissant de l'évolution de cette série temporelle, il convient de relever que la zone de réglage Suisse n'influe (et ne peut influencer) que de façon minimale sur la fréquence du réseau interconnecté d'Europe continentale. Depuis sept 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. Durant le deuxième semestre 2015, la charge relativement basse induite par les températures élevées et l'utilisation systématique de puissance de réglage tertiaire en Europe ont favorisé le maintien de la fréquence.

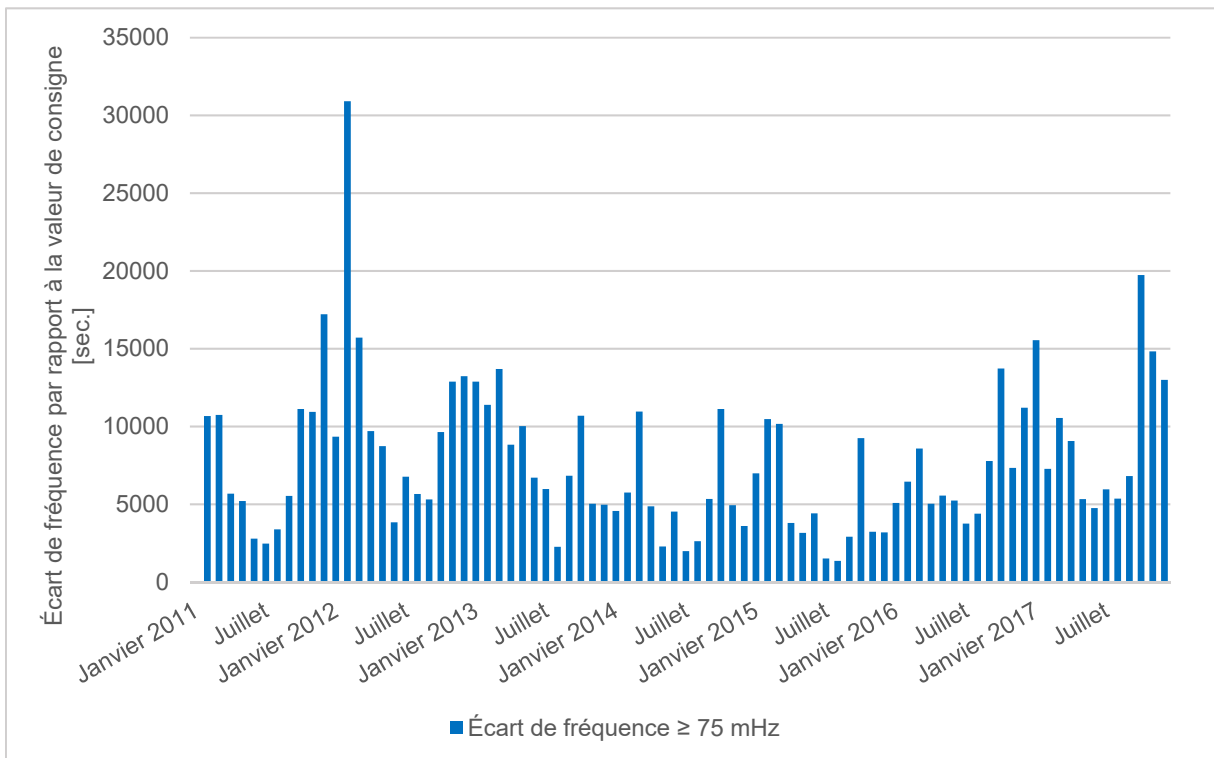


Figure 4 : Évolution des écarts de fréquence mensuels en secondes (source : Swissgrid)

Le maintien de la tension constitue également un paramètre important pour évaluer la gestion 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. Les centrales de base raccordées au réseau de transport apportent une contribution importante au maintien de la tension, surtout pendant les périodes de faible charge, c'est-à-dire pendant la période estivale. Dans ce cas, des centrales de base, des transformateurs ou des étrangleurs raccordés au réseau de transport sont par exemple appropriés. Dans la perspective de la désaffectation des centrales nucléaires suisses, il faudra examiner l'impact de ces mises à l'arrêt définitif sur le maintien de la tension. En raison de la mise hors service prévue de la centrale nucléaire de Mühleberg, il n'est pas nécessaire de prendre des mesures immédiates d'ici à la fin de l'année 2019.

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'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. Swissgrid est actuellement en train de déterminer et de mettre en œuvre des mesures correspondantes, en collaboration avec les exploitants de centrale électrique et les responsables de services-système.

La Figure 5 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 mensuelle redispatchée était d'environ 3,0 GW par heure. En 2016, elle a doublé et même parfois été multipliée par cinq en 2017. Les mesures de redispatching à 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. À l'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 10,0 GW). En règle générale, les mesures de redispatching durant les mois d'été 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 deux dernières années montre que l'exploitation du réseau pendant les mois d'été est devenue plus exigeante et devra être observée.

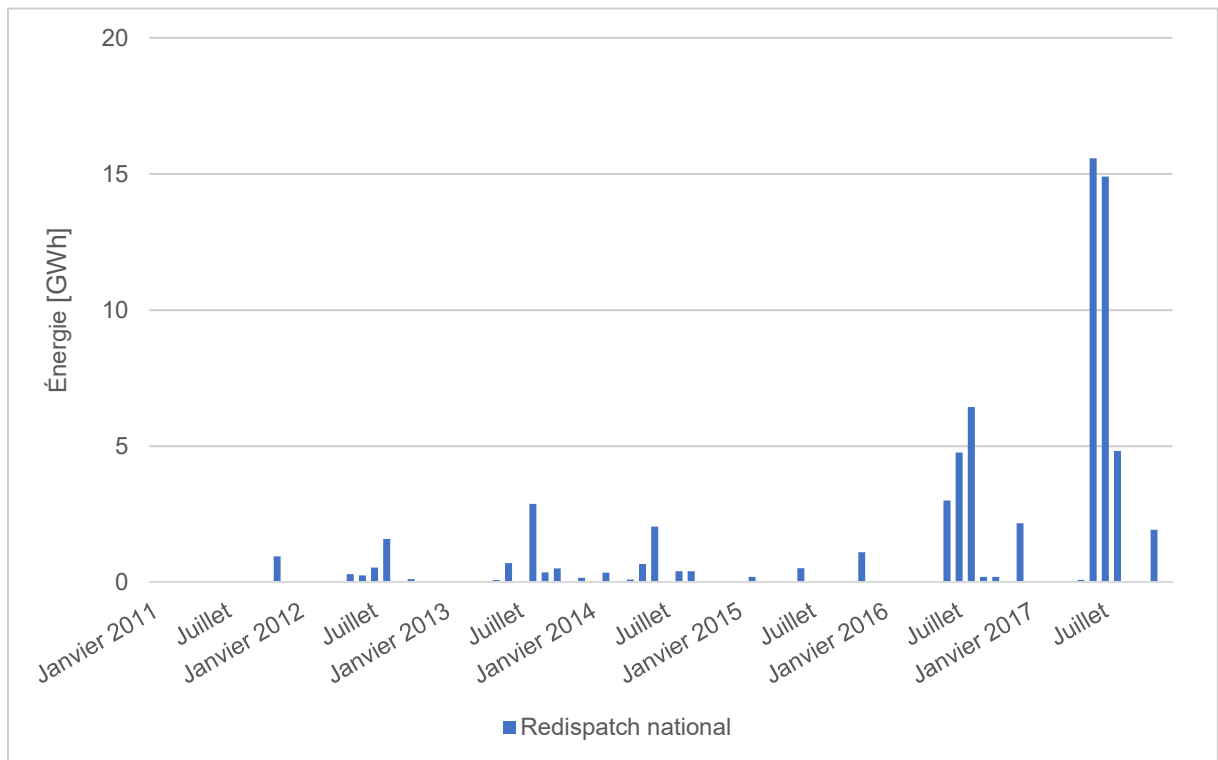


Figure 5 : Quantité d'énergie consacrée aux mesures de redispatching (source : Swissgrid)

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 6 présente les quantités d'énergie échangées entre la Suisse et les pays voisins suite à des mesures de redispatching internationales. On constate que 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 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 sont celles impliquant l'Allemagne. C'est surtout depuis janvier 2015 que l'on observe une 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 bonne connexion du réseau suisse d'électricité avec le réseau électrique d'Europe continentale et une attribution de capacité assez conservatrice font que les mesures de redispatching nécessitant la participation de la Suisse sont plutôt rares.

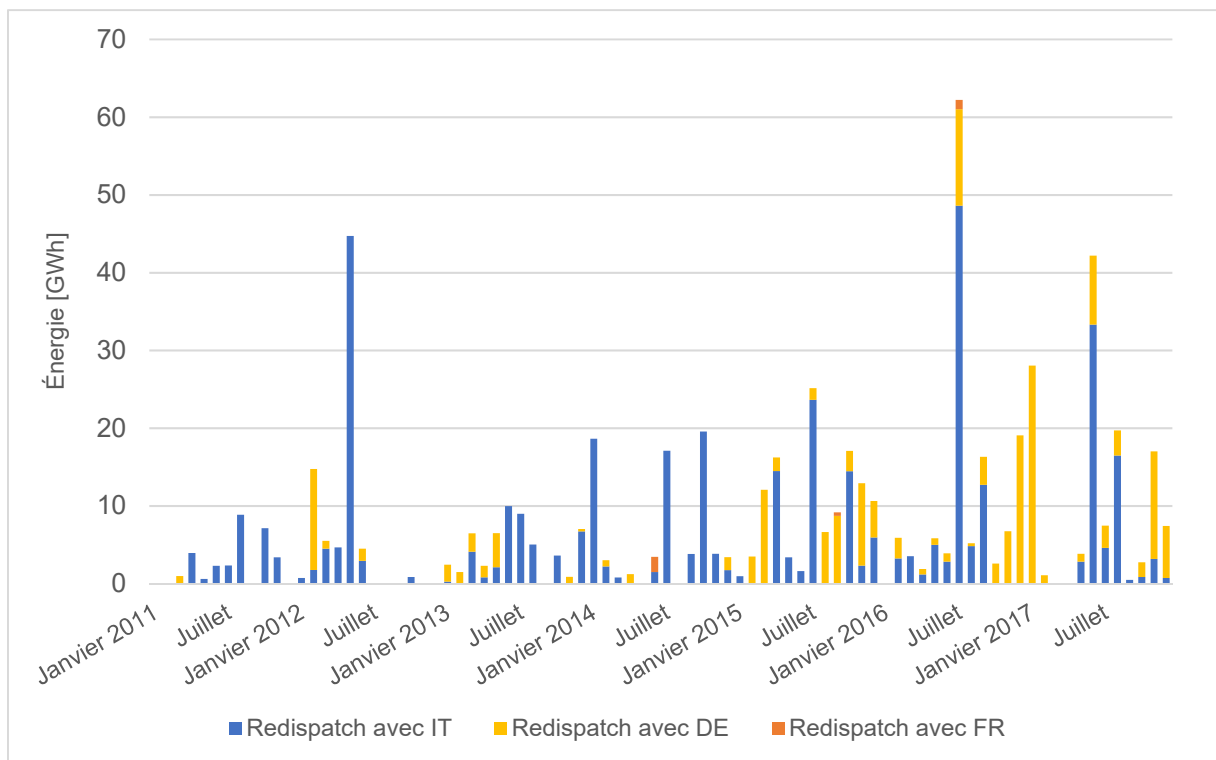


Figure 6 : Quantités d'énergie utilisées pour les mesures de redispatching internationales (source : Swissgrid)

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 de couplages de marchés basés sur les flux (FBMC) ou dans le commerce infrajournalier (XBID), va potentiellement être optimisée au détriment de la Suisse, de sorte que le besoin de redispatching ne devrait augmenter que de façon marginale.

2.1.6 Cybersécurité

Le rapport du Conseil fédéral sur la politique de sécurité de la Suisse (DDPS, 2016) met en garde contre les risques de perturbation de l'approvisionnement que pourraient induire des cyberattaques. Selon ce document, ces dernières pourraient notamment viser des infrastructures critiques, lesquelles sont aujourd'hui fortement automatisées et donc vulnérables à de telles attaques. Une cyberattaque pourrait avoir de graves conséquences si elle réussissait à perturber ou à paralyser des fonctions ou des services essentiels au fonctionnement de la société, de l'économie ou de l'État. L'ensemble des équipements de contrôle-commande de l'approvisionnement en énergie, de télécommunications, de gestion du trafic ou des transactions financières revêtent une importance particulière dans ce contexte. L'indisponibilité temporaire ou permanente de telles infrastructures pourrait entraîner des réactions en chaîne dévastatrices. Leur origine étant relativement facile à dissimuler, les cyberattaques sont attrayantes car elles permettent de provoquer des dommages considérables en prenant peu de risques.

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. Elle est en contact avec les services fédéraux compétents et les autorités étrangères de régulation concernées, et représentée dans les groupes de travail correspondants. L'EiCom conçoit la préparation et l'adoption des mesures nécessaires en matière de cybersécurité comme faisant partie intégrante des obligations légales incombant aux gestionnaires de réseau de pouvoir, en vertu de l'art. 8 de la loi sur l'approvisionnement en électricité, à un réseau sûr, performant et efficace. La branche assume cette responsabilité. À cet effet, elle a notamment rédigé la recommandation « Information & Communication Technology (ITC) Continuity » et « Grundsatz für Operational Technology in der Stromversorgung ». L'EiCom soutient subsidiairement les gestionnaires de réseau dans la mise en œuvre des mesures de cybersécurité.

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'EiCom.

2.2.1 SAIDI 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 distribution de Suisse. Ces gestionnaires de réseau couvrent la quasi-totalité des consommateurs finaux raccordés aux niveaux des réseaux de distribution suprarégional et régional et 80 % 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, 2018c).

La Figure 7 présente l'évolution de la durée moyenne d'interruption par consommateur final et par an en Suisse pendant la période allant de 2010 à 2017. 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. La durée d'interruption a légèrement augmenté en 2017. Cette même année, les interruptions non planifiées ayant des causes fonctionnelles

(3 min) et des causes naturelles (4 min) ont eu les conséquences les plus lourdes sur la qualité de l'approvisionnement.

Au cours des huit 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. chapitre 2.2.3 Comparaison internationale), même si la durée moyenne d'interruption par consommateur final a connu une augmentation provisoire jusqu'en 2012.

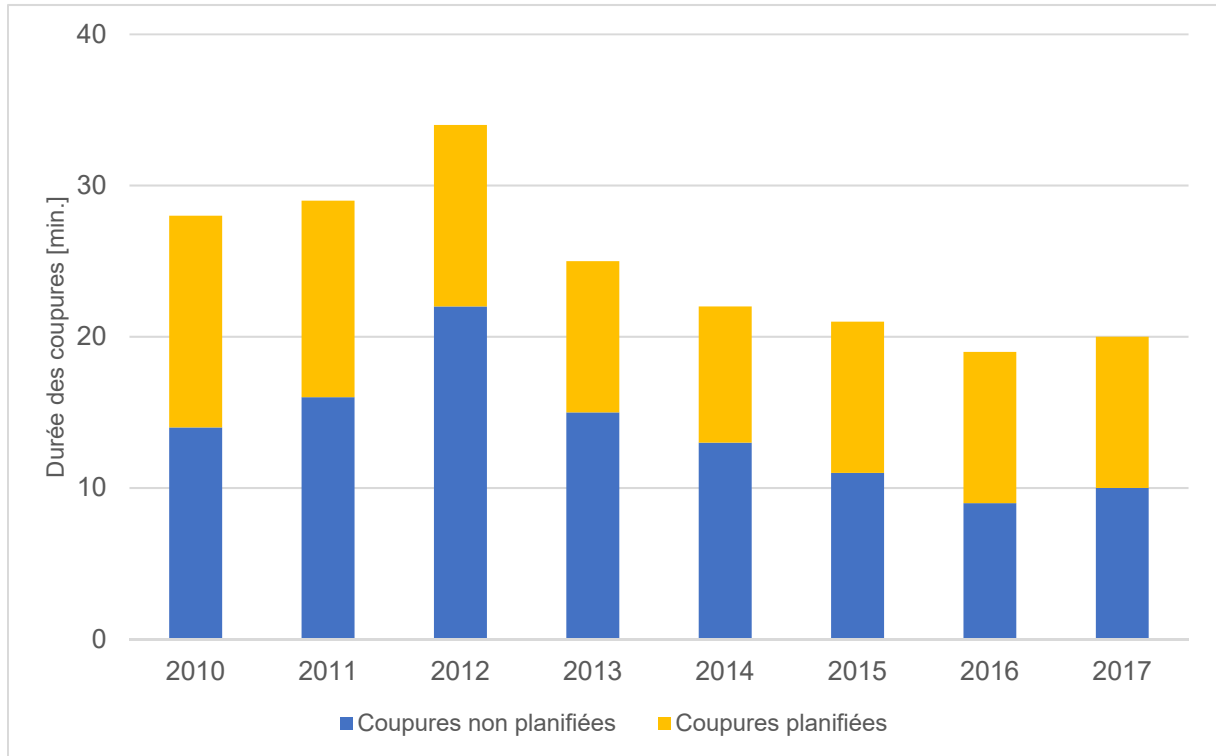


Figure 7 : Évolution de la durée moyenne d'interruption par consommateur final (source : EICom)

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 distribution de Suisse. Ces gestionnaires de réseau couvrent la quasi-totalité des consommateurs finaux raccordés aux niveaux des réseaux de distribution suprarégional et régional et 80 % 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, 2018c).

La Figure 8 présente l'évolution de la fréquence moyenne d'interruption par consommateur final en Suisse pendant la période allant de 2010 à 2017. 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 depuis stabilisée. Ainsi en 2017, un consommateur final sur trois a subi une interruption. Cette même année, les interruptions non planifiées ayant des causes fonctionnelles (0,07 interruption par

consommateur final) et des causes naturelles (0,07 interruption par consommateur final) ont eu les conséquences les plus lourdes sur la qualité de l'approvisionnement.

Au cours des huit 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. chapitre 2.2.3 Comparaison internationale), même si la durée moyenne d'interruption par consommateur final a connu une augmentation provisoire jusqu'en 2012.

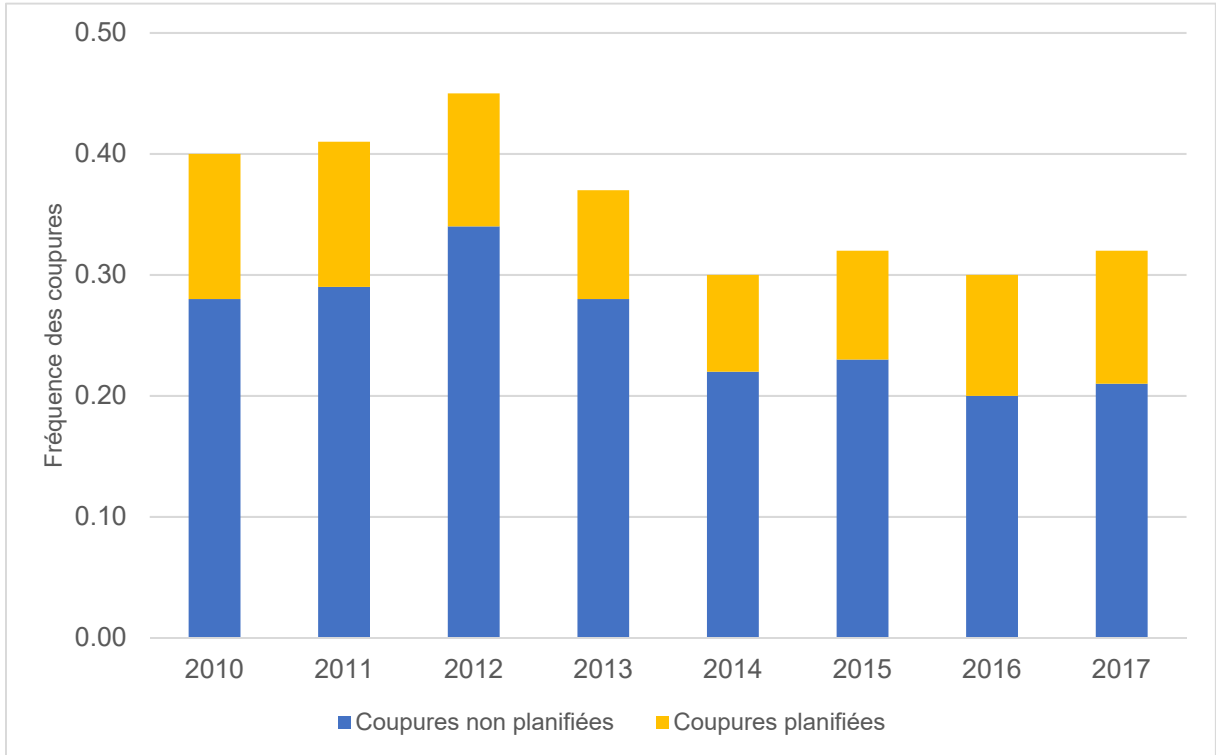


Figure 8 : Évolution de la fréquence moyenne d'interruption par consommateur final (source : EICOM)

2.2.3 Comparaison internationale Suisse – UE

La Figure 9 et la Figure 10 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 2014. 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 9).

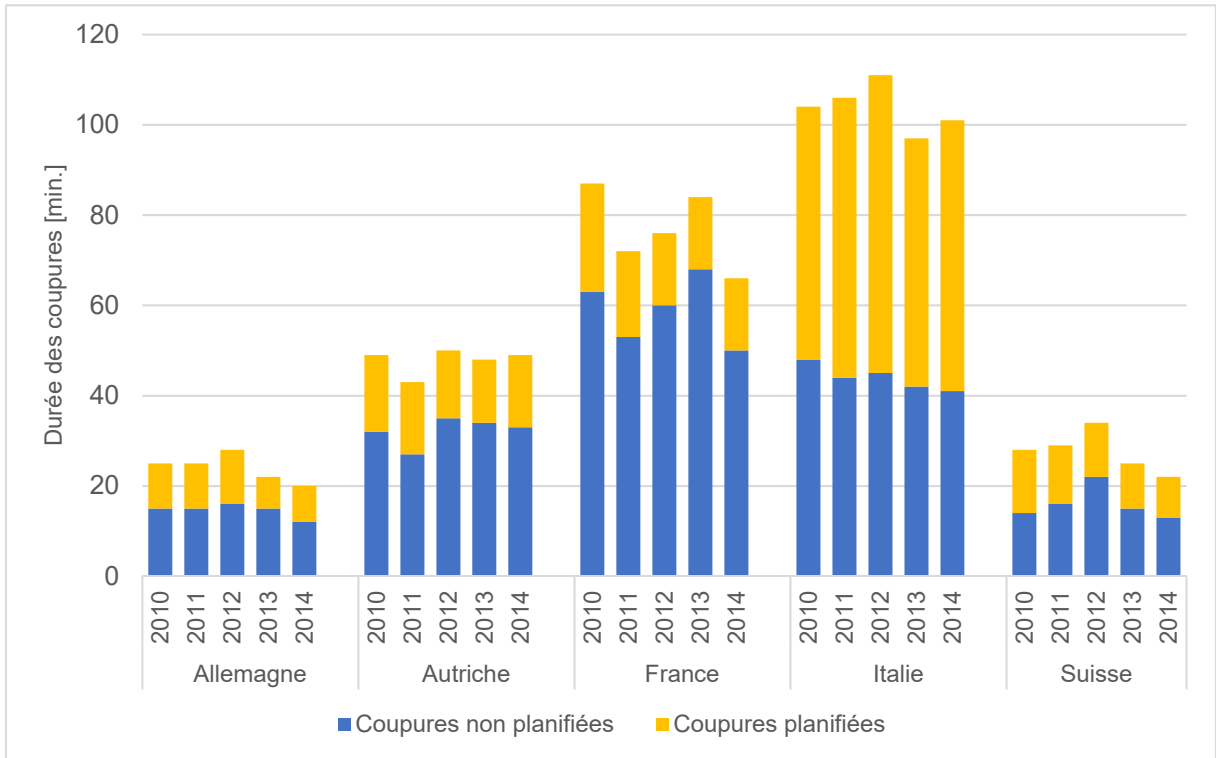


Figure 9 : Évolution de la durée d'interruption en Suisse et chez ses voisins (source : CEER)

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 10).

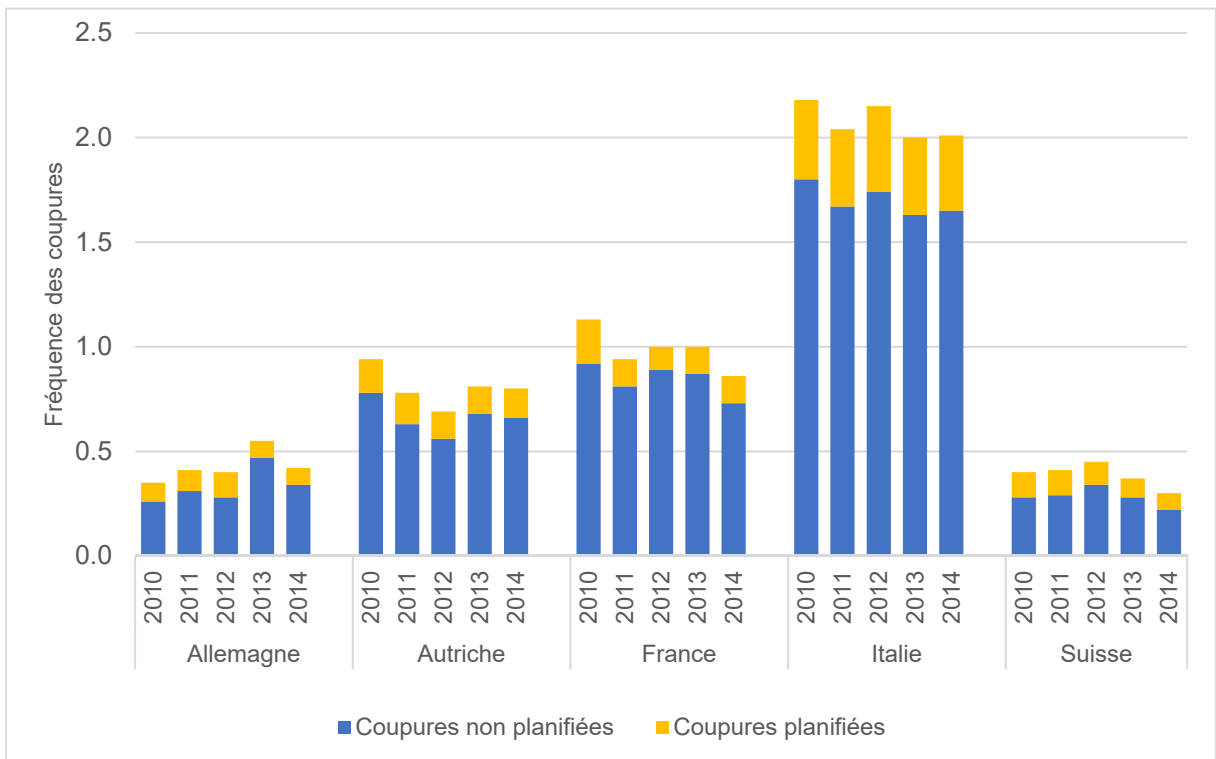


Figure 10 : Évolution de la fréquence d'interruption en Suisse et chez ses voisins (source : CEER)

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 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 subdivise le réseau de transport en six régions : Berne, Argovie, Suisse romande, Tessin, Grisons et Suisse orientale. La Figure 11 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 de collecte des données a été appliquée rétroactivement aux années 2014 et 2015. Les valeurs pour les années antérieures à 2014 ne sont pas représentées en raison du changement de méthode de collecte des données.

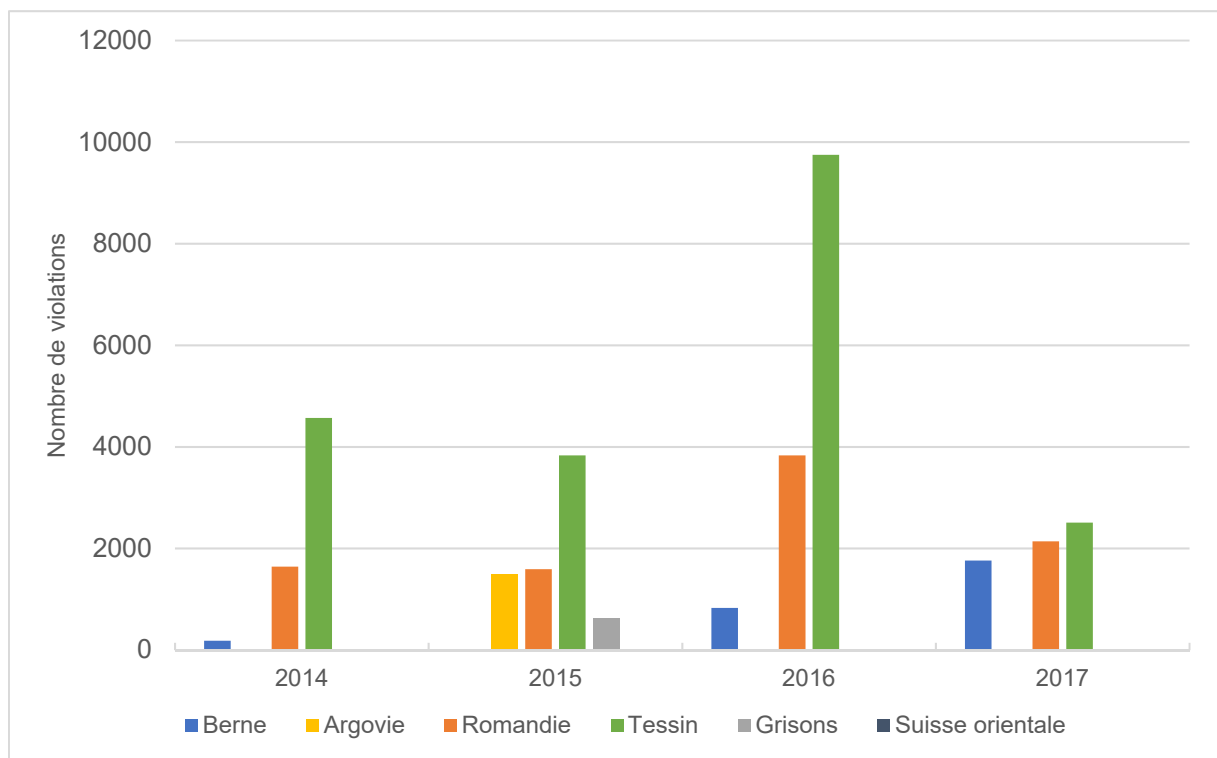


Figure 11 : Évolution du nombre simulé de violations N-1 par région et par an (source : Swissgrid)

Entre 2014 et 2017, 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. En l'espèce, 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 de Swissgrid n'ont pas été systématiquement pris en compte en 2016. Swissgrid a abordé ce problème avec les gestionnaires de réseau et la situation s'est améliorée en 2017. La série temporelle étant courte, il est impossible de tirer d'autres enseignements concernant la charge régionale du réseau de transport.

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 12 présente l'état actuel des projets et leur date prévue de mise en service. La ligne « aktueller Stand » correspond au déroulement du projet jusqu'ici et à la date de mise en service de la ligne prévue initialement. La ligne « Geplante Dauer » indique l'évolution du projet à laquelle il faut s'attendre désormais, compte tenu des retards susceptibles de découler des oppositions. 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. Les décisions prises par ce dernier peuvent ensuite faire l'objet de recours auprès du Tribunal administratif fédéral, puis du Tribunal fédéral. L'expérience montre que chaque nouvelle opposition portée devant l'Office fédéral de l'énergie, de même que chaque nouvelle décision judiciaire (Tribunal administratif fédéral, Tribunal fédéral) retarde la mise en service de la ligne d'un à deux ans. Depuis le dernier rapport sur la sécurité d'approvisionnement en électricité en 2016, les projets suivants ont été achevés (et n'apparaissent plus sur la Figure 12) :

- Développement du transformateur de Beznau
- Développement du transformateur de Romanel
- Développement du transformateur de Veytaux

En outre, l'installation du transformateur 380/220 kV à Laufenburg est en cours et celui-ci devrait être mis en service en 2019.

La Figure 12 précitée 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.

Dans le contexte de la mise à l'arrêt définitif, qui aura lieu en 2019, de la centrale nucléaire de Mühleberg, un transformateur supplémentaire est nécessaire sur ce site pour assurer l'approvisionnement du centre du Plateau. Le projet a été accéléré et est actuellement en phase de construction. 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 à temps. Sans modification de la tension entre

Bassecourt et Mühleberg et sans la mise en service du nouveau transformateur de Mühleberg au moment de l'arrêt définitif de la centrale nucléaire du même site, il pourrait être nécessaire de restreindre le commerce d'électricité transfrontalier afin d'assurer la stabilité du réseau.

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, une fois sa construction achevée (en 2018), 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 prévoit son entrée en service pour 2020. En ce qui concerne le tronçon Bickigen-Chippis, Swissgrid a déposé la demande de permis de construire auprès de l'Inspection fédérale des installations à courant fort en automne 2015. Si les 300 oppositions, dont seulement 20 % émanent d'opposants légitimes, peuvent être réglées d'ici 2018, une réalisation est possible d'ici 2022. Dans le cas contraire, la mise en service de la ligne pourrait prendre un à deux ans de plus.

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.

Pour un approvisionnement sûr en électricité, l'EICOM estime que le déplacement du tracé Balzers est un projet de développement important car l'actuel raccordement en Suisse orientale est compromis si le contrat d'acheminement entre Sarelli et Winkeln et entre Bonaduz et Montlingen arrive à échéance et n'est pas remplacé en temps voulu.

En ce qui concerne les mises en service prévues pour les projets importants, les constats suivants peuvent être faits. La mise en service du projet de ligne Chamoson-Chippis est repoussée de deux ans en raison d'oppositions, celle du projet de ligne Bickigen-Chippis d'un an. Le développement du transformateur de Chippis est mis en service deux années après la date prévue. La ligne Bassecourt-Mühleberg devrait entrer en service six années plus tard que prévu, tandis que le transformateur nécessaire devrait être prêt dès 2020 en raison de mesures d'accélération. Les mises en service des projets de ligne relatifs au raccordement de Nant de Drance accusent un retard d'un à deux ans par rapport à la date prévue. L'extension du poste de couplage La Bâtiaz et du transformateur Châtelard est conforme avec leur feuille de route.

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 en 2018

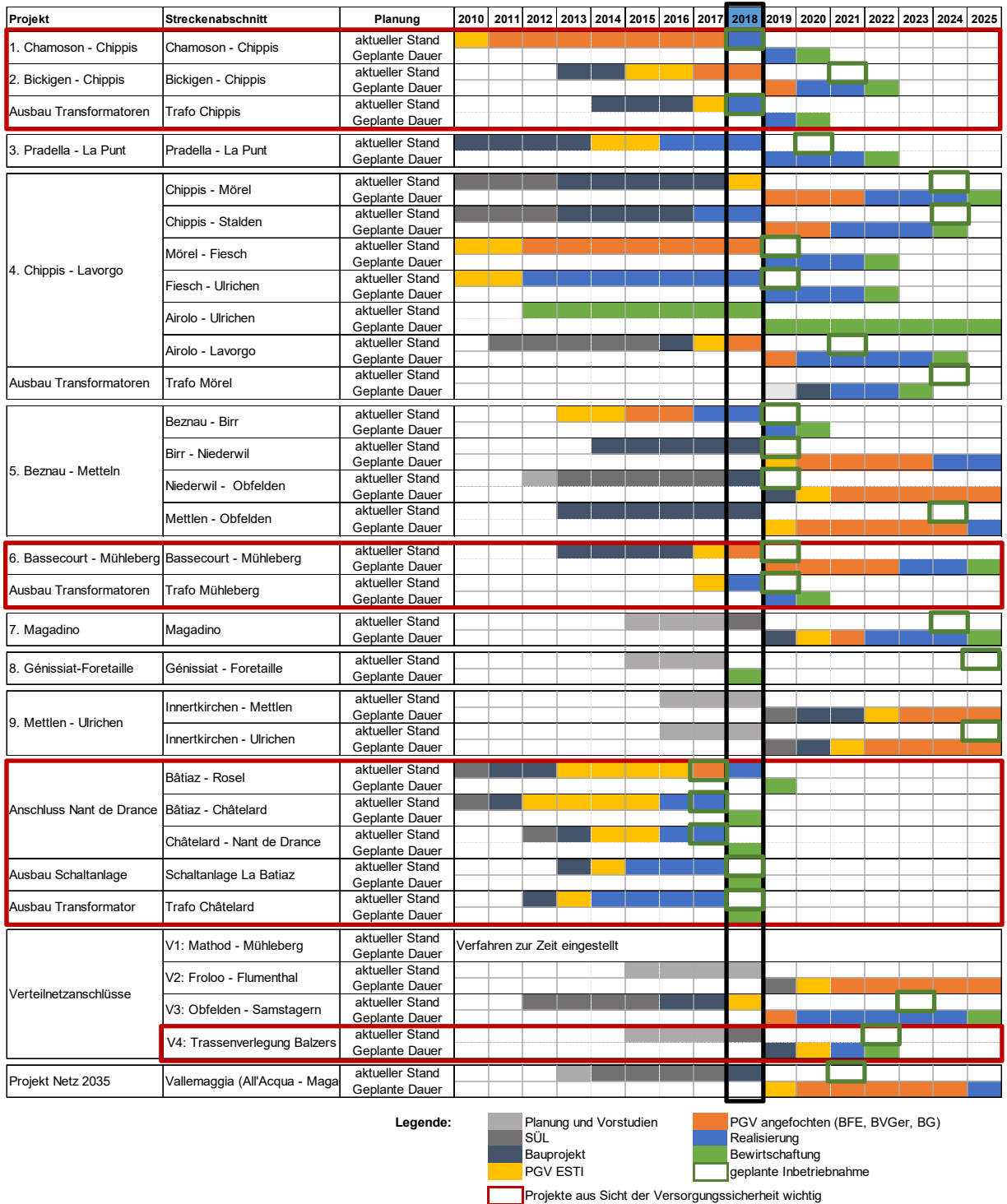


Figure 12 : État des différents projets de développement du réseau de transport (en allemand, source : Swissgrid)

2.3.3 Investissements dans les réseaux de transport et de distribution

La Figure 13 présente les investissements et amortissements portant sur des immobilisations corporelles du réseau de transport effectués de 2013 à 2016. Pendant cette période, les investissements dans le réseau de transport ont oscillé entre 80 et 180 millions de francs suisses par an, et les amortissements entre 84 et 114 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 amor-

tissements. 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.

Dans le cadre de la réalisation du « Réseau stratégique 2025 », Swissgrid part du principe que des investissements de l'ordre de 180 millions de francs suisses par an seront nécessaires jusqu'en 2025. Ce chiffre ne porte que sur les investissements dans le réseau proprement dit.

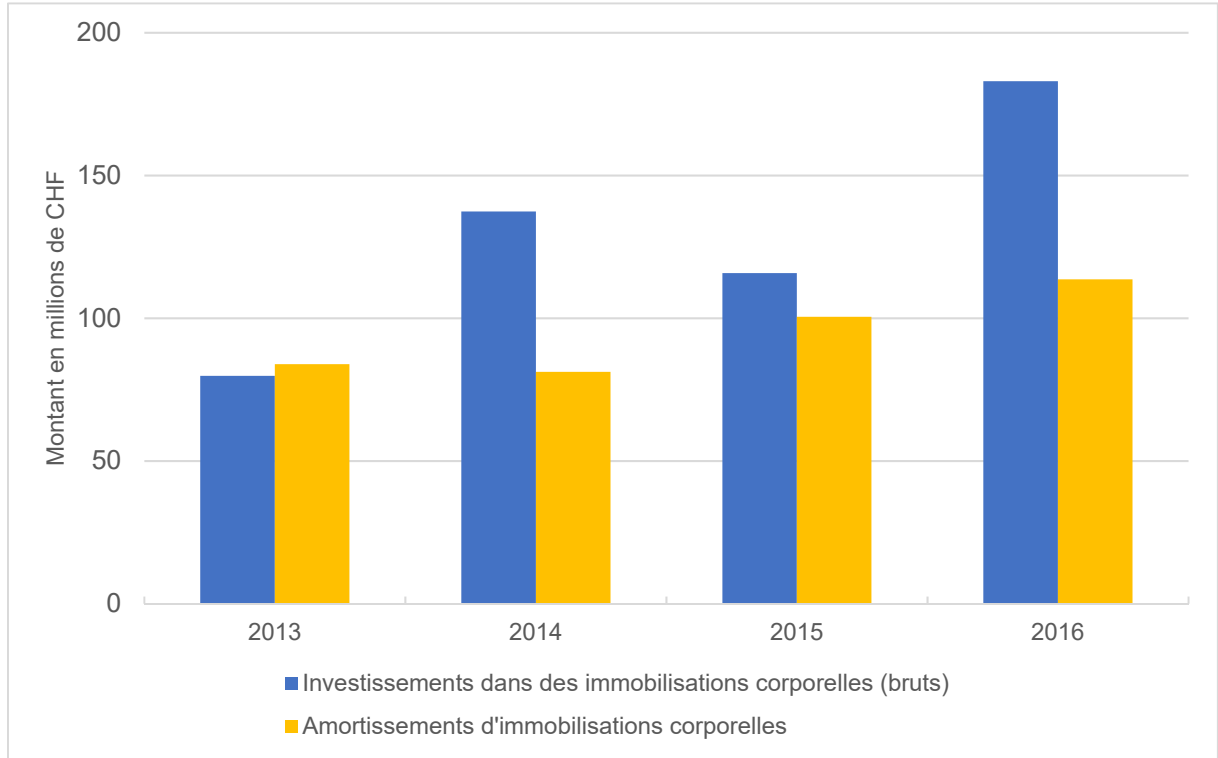


Figure 13 : Investissements et amortissements portant sur des immobilisations corporelles du réseau de transport (source : Swissgrid)

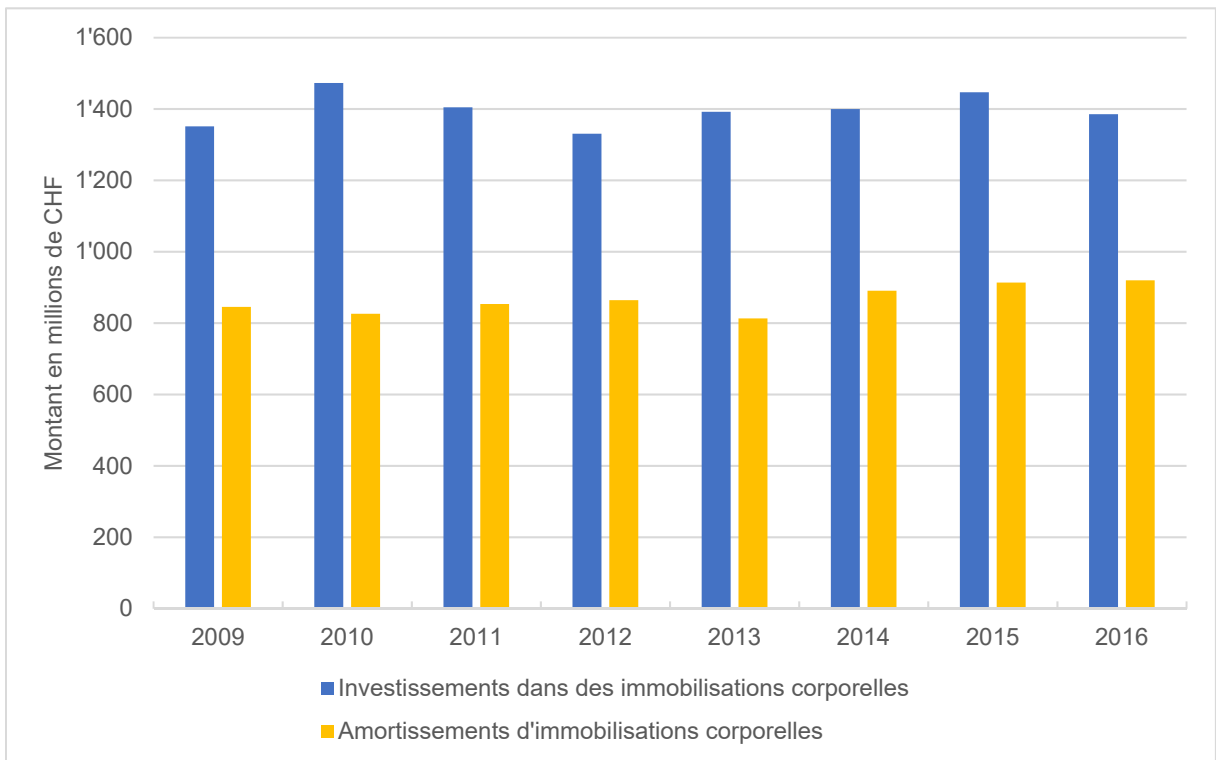


Figure 14 : Investissements et amortissements portant sur des immobilisations corporelles du réseau de distribution (source : EICom)

La Figure 14 présente les investissements et amortissements portant sur des immobilisations corporelles du réseau de distribution de 2009 à 2016. 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 (Transmission Capacity) 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 Capacités futures des centrales électriques ». 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.

Le débat actuel sur le soutien de l'énergie hydraulique n'est ni urgent ni pertinent, que ce soit du point de vue du droit de l'approvisionnement en électricité ou du point de vue technique, 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 hypothétiques (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 », « 3.1.2 Réserves de puissance de la Suisse » et « 3.1.3 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 est mise à disposition 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 15 présente l'évolution du parc de centrales électriques en Suisse depuis 2009. Quantitativement parlant (OFEN, 2017a ; OFEN, 2017b), les capacités des centrales électriques étaient essentiellement fournies, en 2016, par les centrales à accumulation (10,7 GW), les centrales au fil de l'eau (4 GW) et les centrales nucléaires (3,3 GW). Les capacités de production installées des centrales thermiques conventionnelles (« Autres » dans la Figure 15) et des énergies renouvelables se sont élevées à 2,8 GW en tout. Au total, les capacités du parc suisse de centrales électriques s'élevaient donc à 20,8 GW, ce qui représente une augmentation d'environ 3,2 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 1,7 GW en 2016 (OFEN, 2017c). Depuis le précédent rapport, cette augmentation

est particulièrement notable en raison de la mise en service de la centrale de pompage-turbinage de Linth-Limmern.

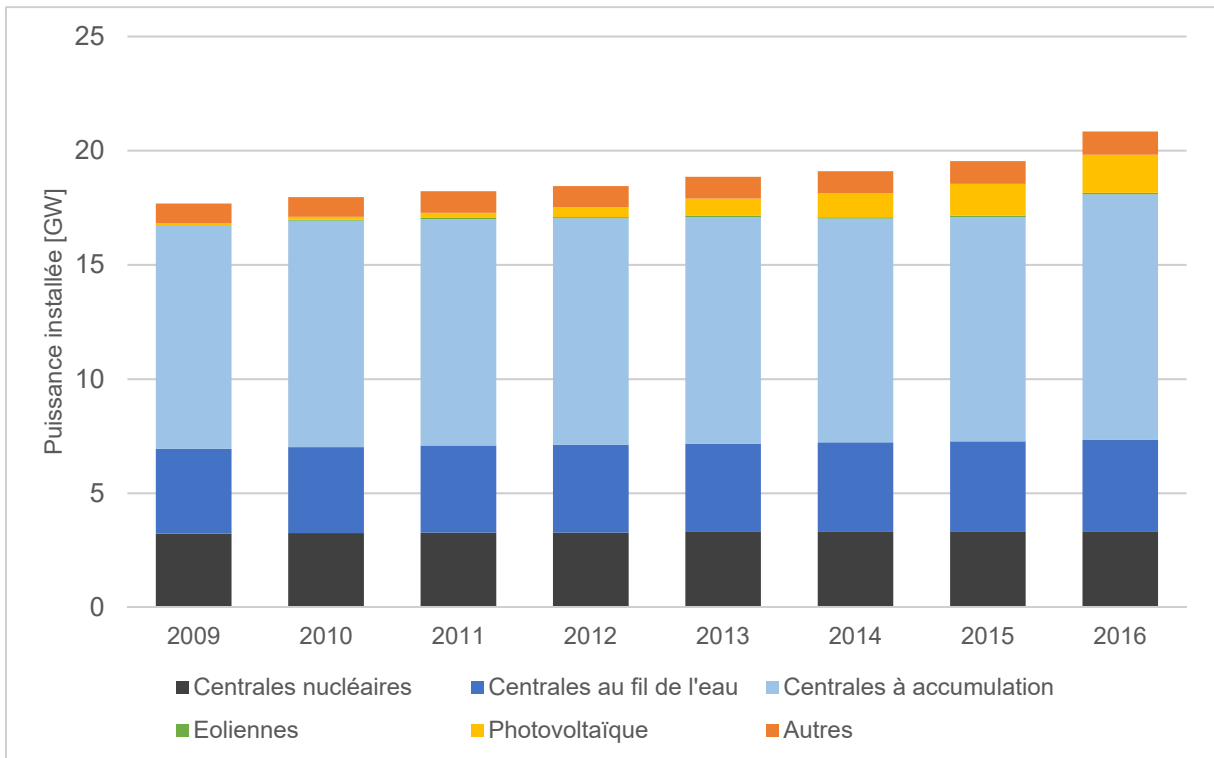


Figure 15 : Évolution des capacités de production du parc suisse de centrales électriques (source : OFEN)

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 16 présente la puissance installée et la production réalisée pour les principales centrales électriques de Suisse. Les centrales nucléaires sont représentées en rouge, les centrales à accumulation en jaune et les centrales au fil de l'eau en bleu. La capacité installée de 3,3 GW produite par les centrales nucléaires est répartie sur cinq installations. La capacité installée de 4 GW produite par les centrales au fil de l'eau est répartie sur 500 différentes installations et la capacité installée de 10,7 GW produite par les centrales à accumulation est répartie sur environ 100 centrales différentes (OFEN, 2017b).

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 10,7 GW dépend du niveau d'eau des installations à accumulation correspondantes, en particulier vers la fin du semestre hivernal. 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 2006 à 2015), cette part était de plus de 40 %. 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, 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.

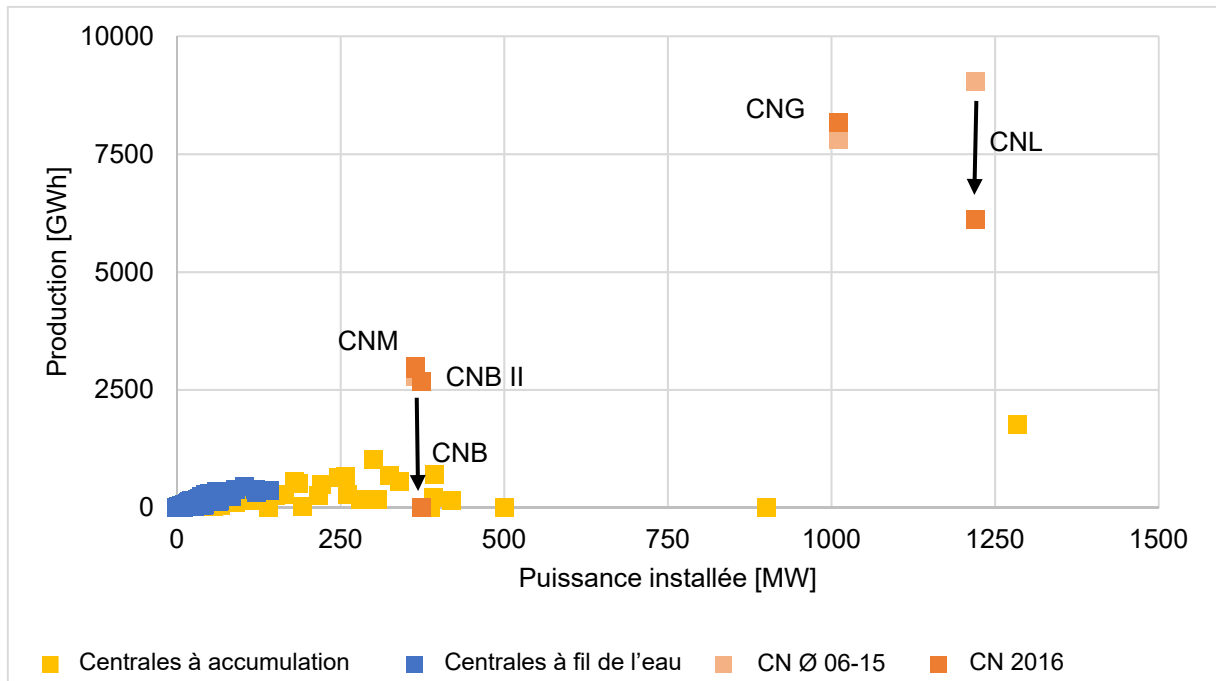


Figure 16 : Vue d'ensemble de la puissance installée et de la production des centrales électriques (source : OFEN)

3.1.2 Réserves de puissance de la Suisse

Pour couvrir la consommation nationale variant au cours d'une année entre 5 et 11 GW, il existe une puissance installée de 20,8 GW (pour 2016) et une capacité d'importation maximale d'environ 6 GW. En raison de la disponibilité limitée, voire de l'indisponibilité, de l'agent énergétique primaire (par exemple l'énergie hydraulique ou solaire), la capacité installée n'équivaut pas à la puissance disponible des centrales électriques. D'autre part, des indisponibilités de centrales électriques pourraient surgir, entraînant une baisse supplémentaire de la puissance disponible.

Pour estimer les réserves de puissance du parc suisse de production, divers scénarios ont été élaborés à partir des capacités installées, de la disponibilité de l'agent énergétique primaire et de la disponibilité de la technologie générale des centrales électriques lors du semestre hivernal. La Figure 17 présente en premier lieu la puissance entièrement installée en 2016 (première colonne). La puissance disponible en hiver (deuxième colonne) prend en considération la disponibilité réduite des agents énergétiques primaires. Ces scénarios ne prennent pas en compte les révisions de centrales électriques, les restrictions de production dues à des congestions du réseau et la puissance à déduire pour permettre la fourniture de services-système. Cela étant, la troisième colonne montre que la puissance maximale peut être couverte, même sans centrales nucléaires ni réduction des exportations, quoique pour un temps très restreint.

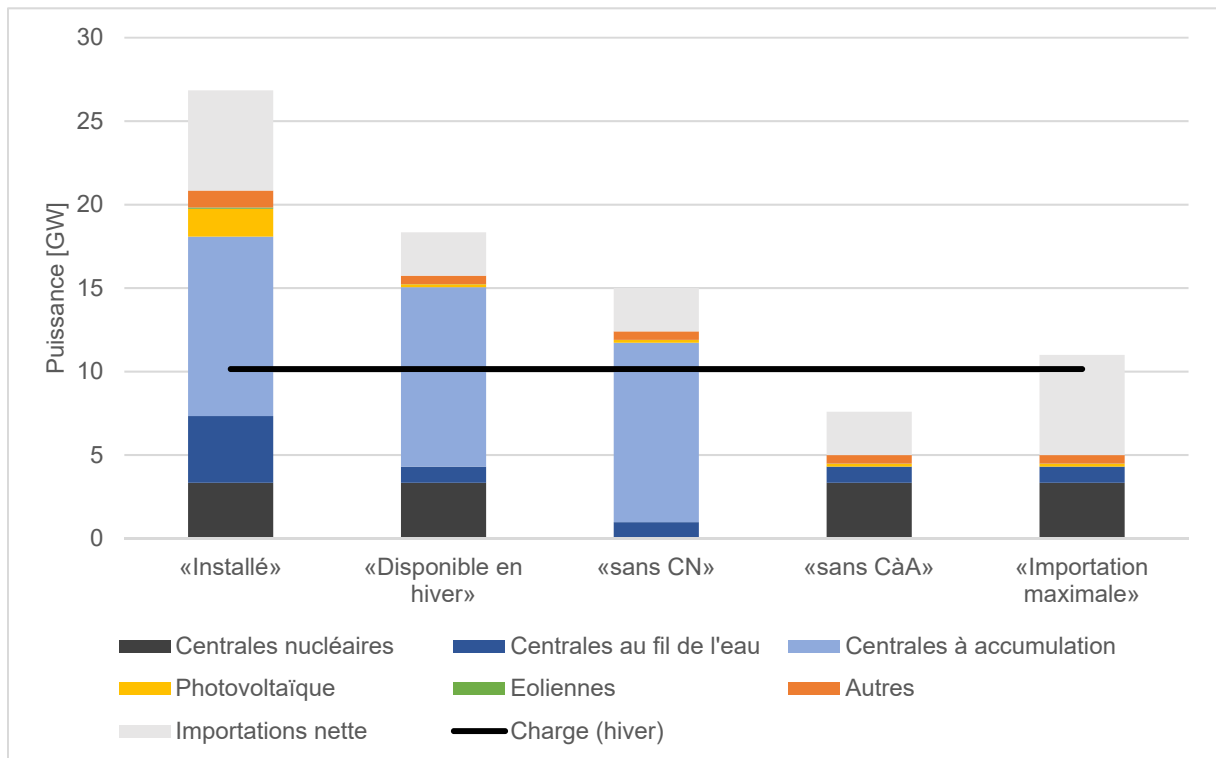


Figure 17 : Réserves de puissance actuelles en 2016 (source : OFEN/EICom)

- Scénario « Installé » : la puissance installée en Suisse et sa capacité d'importation maximale² de 6 GW environ sont théoriquement deux fois et demie supérieures à la charge hivernale maximale.
- Scénario « Disponible en hiver » : du fait de la baisse des ressources en eau disponibles, seuls 25 % environ de la puissance installée des centrales au fil de l'eau peuvent être utilisés à des fins de production en février. S'agissant des installations photovoltaïques et des éoliennes, on admet que la puissance d'injection s'élève à 10 % de la puissance installée. Sur la base de ces hypothèses, il reste une marge pour couvrir la charge maximale de 10,1 GW, y compris avec le « parc de production disponible » et une capacité d'importation nette moyenne³ de 2,6 GW. Qui plus est, les réserves des installations à accumulation pourraient également être utilisées pour couvrir les pointes de charge (à un prix élevé) sur le marché européen.
- Scénario « sans CN » : en cas d'indisponibilité de l'ensemble des centrales nucléaires, l'approvisionnement en électricité de la Suisse serait théoriquement assuré avant tout par les centrales au fil de l'eau. Il faut tenir compte du fait que les centrales à accumulation (sans importation) suffisent à couvrir les besoins en octobre pour environ 40 jours et 2 à 7 jours en mars. Dans ce scénario, le besoin d'importation augmenterait si l'approvisionnement en électricité devait être garanti sans centrale nucléaire et pour une durée plus longue.
- Scénario « sans CàA » : en cas de vidange prématurée des bassins d'accumulation, le parc suisse de centrales électriques restantes et la capacité d'importation nette moyenne ne permettraient pas de couvrir la charge de pointe hivernale. Ce scénario entraînerait pour ce qui est du marché un niveau de prix en Suisse qui maximiserait les importations (cf. scénario suivant « importation maximale »).
- Scénario « Importation maximale » : l'approvisionnement en électricité pourrait uniquement être garanti dans le scénario « sans centrales à accumulation » si les lignes transfrontalières étaient utilisées avant tout pour l'importation. Comme la France et l'Italie ont elles aussi recours aux importations lors de vagues de froid prolongées et que les exportations en provenance d'Allemagne peuvent être très limitées selon les conditions de vent, ces risques doivent être pris en compte lors de la gestion de l'énergie provenant d'installations à accumulation.

² Cf. chapitre 3.2.1 « Programmes d'échange nets de la Suisse »

³ $NTC_{Import} FR>CH + DE>CH + AT>CH - NTC_{Export} CH>IT$

3.1.3 Bilan électrique de la Suisse lors du 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 quelque 4 TWh en 2016 et 10 TWh nets en 2017 ont dû être importés.

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 18 présente le bilan électrique de la Suisse lors du semestre hivernal 1980-1981 (OFEN, 2017a). 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 2003, 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. À 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).

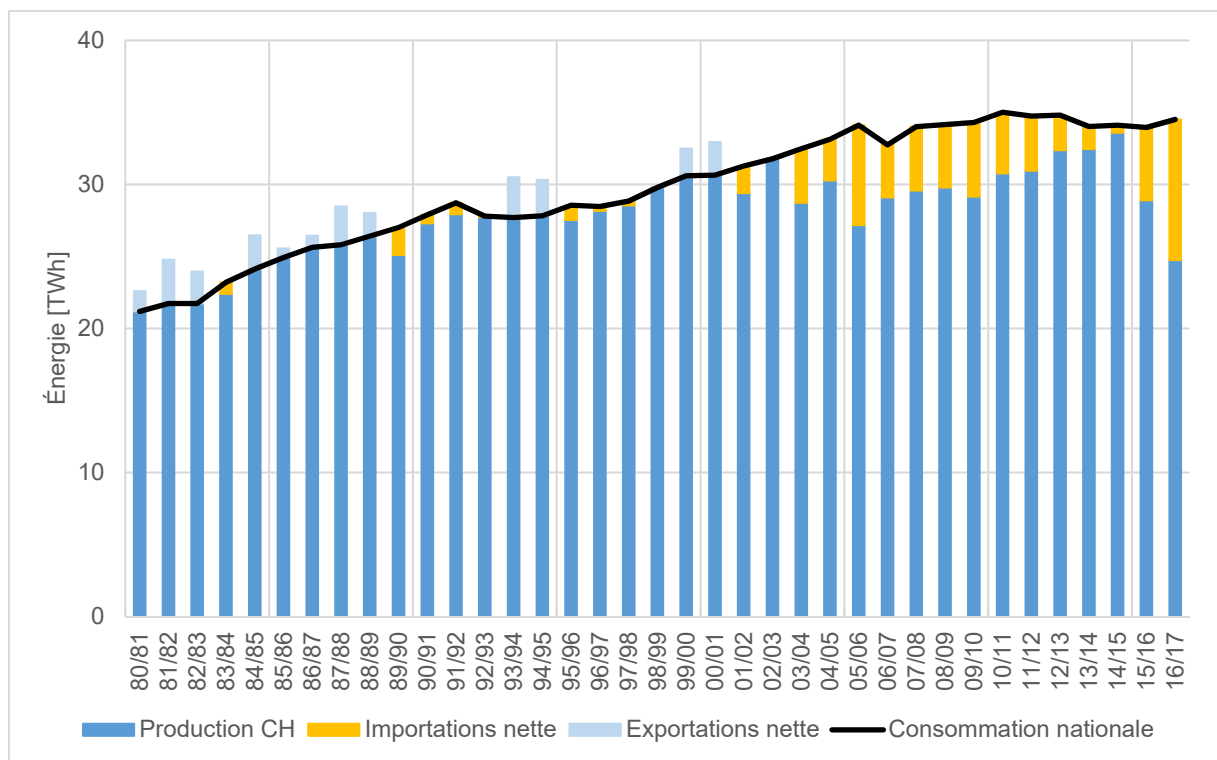


Figure 18 : Bilan électrique de la Suisse lors du semestre hivernal (source : OFEN)

À partir de 2019, il faudra, 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 ne doive être, pour des raisons économiques, en grande partie remplacée par des importations. Il est en effet peu probable dans ces conditions que de nouvelles centrales électriques soient construites.

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 ».

3.2.1 Programmes d'échange nets de la Suisse

En raison de sa situation géographique centrale en Europe, la Suisse est le pays le mieux raccordé 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 19 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 2 GW par heure pour les semestres hivernaux 2011-2012 à 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.

L'augmentation des importations nettes jusqu'à 6 GW en raison des capacités de réseau disponibles n'est qu'en théorie pas critique. « 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.

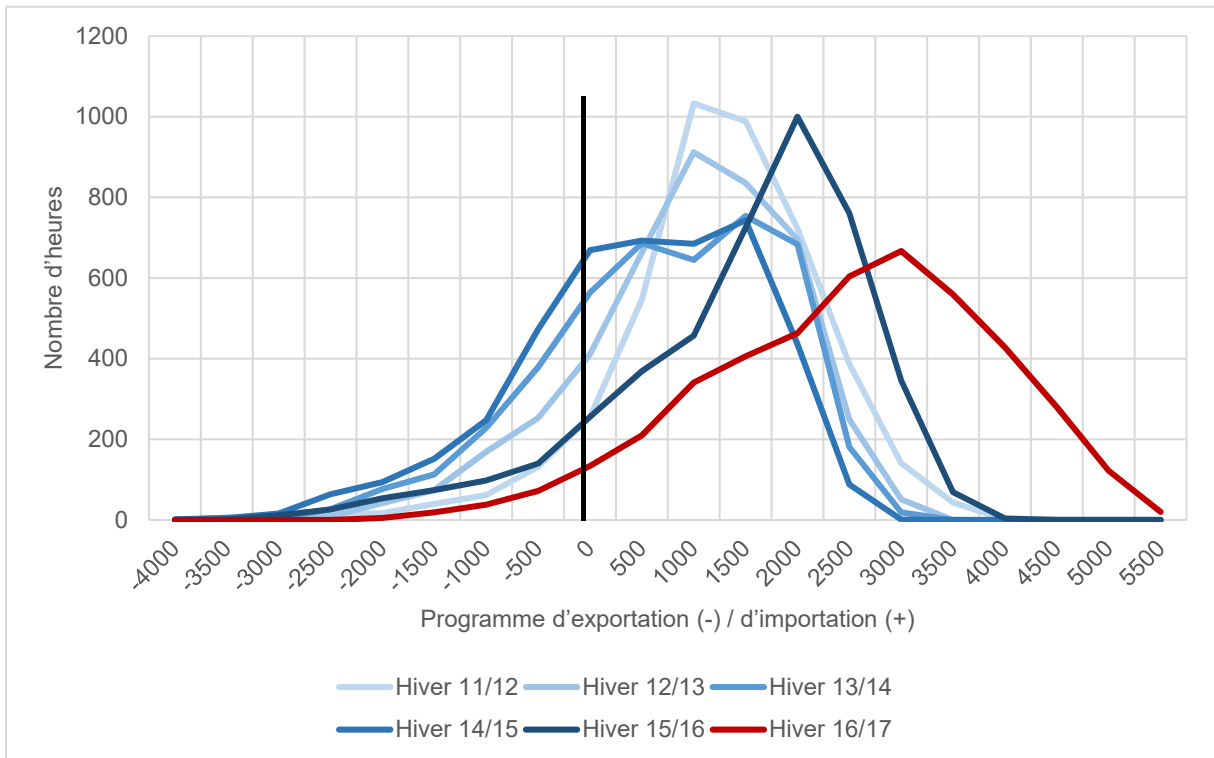


Figure 19 : Répartition des programmes horaires d'échanges de la Suisse lors des semestres hivernaux (source : Swissgrid)

3.2.2 Puissance de production des pays voisins

Comme démontré au chapitre 3.1.3, 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 20 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 2016 (ENTSO-E, fiches 2010-2016). 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, 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 de l'état du marché.

En France, les capacités de production à injection pilotable ont légèrement diminué au cours des sept dernières années. Comme l'injection fluctuante a simultanément augmenté, la puissance installée de 2016 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 sept 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 sept 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 sept dernières années en raison du déplacement de la production à injection pilotable du sud vers une production à injection fluctuante au nord du pays.

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 sept 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 (par conséquent 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 pas importer beaucoup d'électricité d'Italie en raison de son prix généralement élevé et des congestions sur le réseau électrique italien.

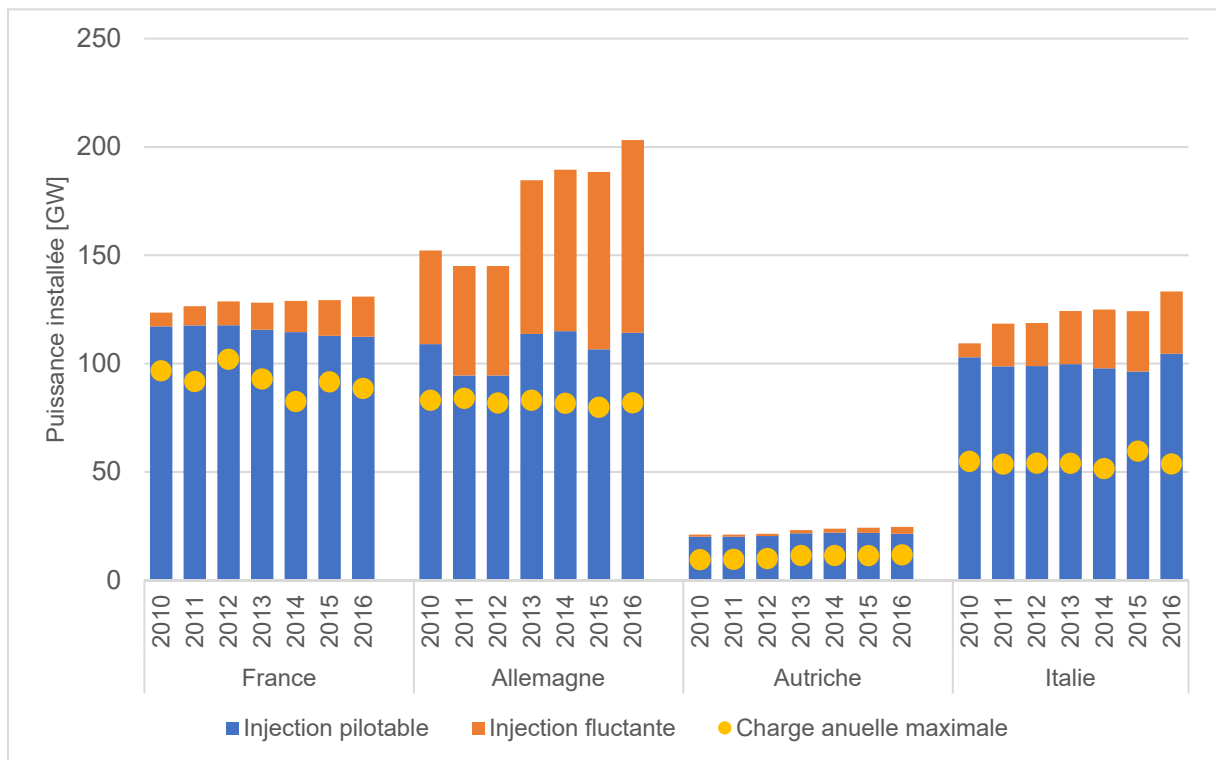


Figure 20 : Évolution de la capacité des centrales électriques et de la charge des pays voisins (source : ENTSO-E)

3.2.3 Bilan électrique des pays voisins lors du 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 3.1.2 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 21 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 (ENTSO-E, fiches 2009-2017). 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'Italie⁴ et d'Autriche⁵. 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 21) afin de couvrir ses propres besoins.

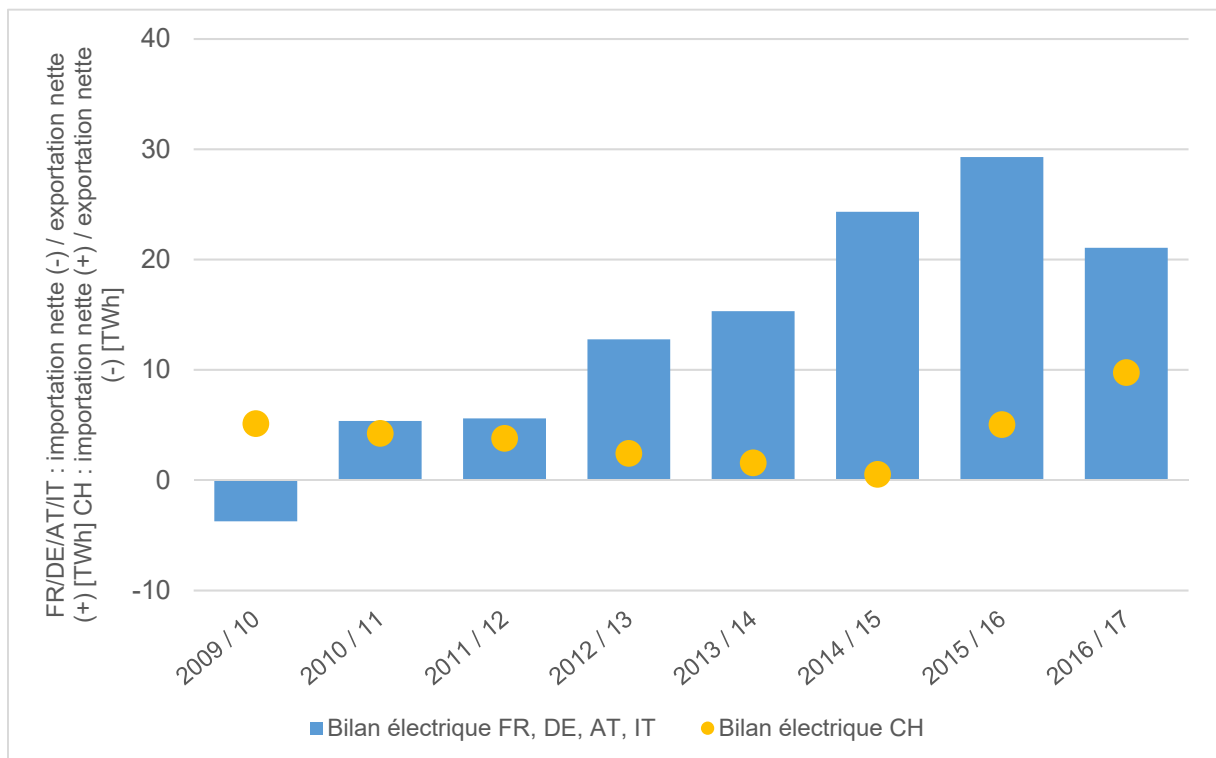


Figure 21 : Bilan électrique cumulé des pays voisins au cours du semestre hivernal ; exportation (+) ; importation (-) (source : ENTSO-E)

⁴ L'importation nette de l'Italie a reculé de 21 TWh à l'hiver 2016-2017 par rapport à l'hiver précédent

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

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. L'Allemagne prévoit d'abandonner l'atome d'ici 2022 et la France de réduire de 75 à 50 % la part du nucléaire dans sa production. On peut certes partir du principe que les centrales définitivement mises hors service seront remplacées d'une manière ou d'une autre, mais 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 Capacités futures des centrales électriques

D'ici 2021, la disponibilité des centrales électriques devrait être « normale » en raison des prix des produits dérivés. Les prix des contrats annuels pour 2019, 2020 et 2021 ont augmenté après une baisse prolongée au deuxième semestre 2017 et se situaient aux alentours de 35 €/MWh en Allemagne, 40 €/MWh en France et en Suisse et 45 €/MWh en Italie.

La dimension « Capacités des centrales électriques » est évaluée à l'aide des paramètres d'observation suivants : « 3.3.1 Développement des énergies renouvelables en Suisse » et « 3.3.2 Puissance de production future à l'étranger ».

3.3.1 Développement des énergies renouvelables en Suisse

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 22 présente les niveaux de production atteints pendant la période allant de 2010 à 2016 ainsi que les objectifs de développement fixés par la Stratégie énergétique 2050 pour les années 2020, 2035, 2040 et 2050. Au cours des sept dernières années, la production d'origine renouvelable n'a cessé d'augmenter, s'inscrivant à quelque 3,2 TWh en 2016 (OFEN, 2017c). La production des installations photovoltaïques a été multipliée par plus de dix au cours des sept dernières années et dépasse actuellement l'objectif fixé pour l'année 2020. La production des usines d'incinération des ordures ménagères et des stations d'épuration (UIOM et STEP) correspond d'ores et déjà en 2018 à la valeur cible de 2020. La production éolienne actuelle devrait être multipliée par six d'ici 2020 et celle issue de la biomasse par trois pour atteindre les valeurs cibles. 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 Geothermie Suisse, disposer de 110 installations d'une puissance de 5 MW (Geothermie Suisse, 2016).

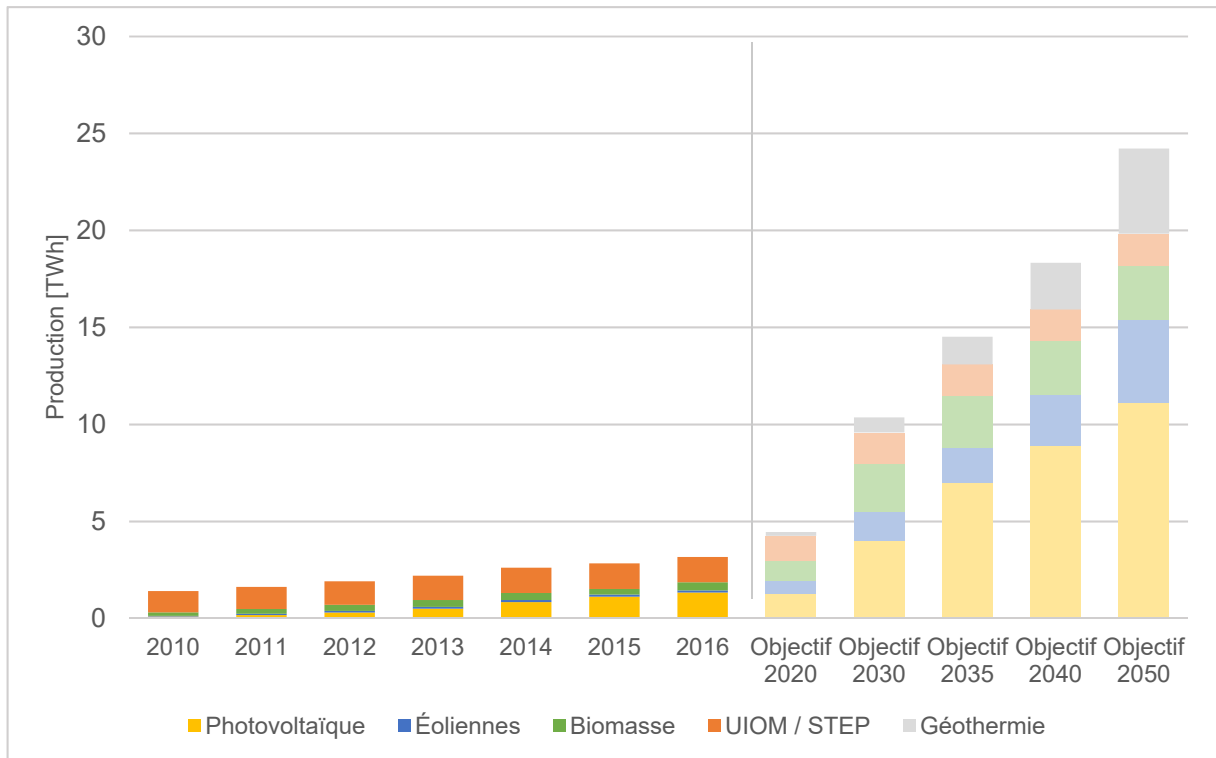


Figure 22 : Courbe de développement des nouvelles énergies renouvelables (source : OFEN)

Les valeurs cibles de 2020 pour les installations photovoltaïques, les UIOM et les STEP sont déjà atteintes. Compte tenu des taux de croissance de l'année passée et des conditions générales actuelles, les valeurs cibles pour l'éolien, la biomasse et la géothermie ne le seront vraisemblablement pas d'ici à 2020. L'un des points positifs est que la construction de nombreuses éoliennes est prévue sur la chaîne du Jura au cours des cinq 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. Les processus d'autorisation prennent plus de temps qu'initialement prévu. La réalisation des prochains objectifs en 2030 et jusqu'à 2050 devrait cependant dépendre avant tout des conditions financières. L'augmentation du supplément prélevé sur les coûts de transport, limité au maximum à 2,3 centimes par kWh, pourrait avoir des répercussions positives sur la liste d'attente de ce même supplément. Avec un volume d'investissements annuels d'environ 150 millions de francs, il semble possible de réduire l'actuelle liste d'attente pour les installations photovoltaïques dans les cinq années à venir, tout en augmentant leur production de près de 1450 MW. Elles produisent en effet de l'électricité à hauteur d'1,45 TWh pour une durée d'utilisation de 1000 heures par an, ce qui correspond environ à la moitié de la production annuelle de la centrale nucléaire de Mühleberg.

3.3.2 Puissance de production future des pays voisins

Avec l'arrêt définitif de la centrale nucléaire de Mühleberg prévu pour la fin 2019 et comme la quantité d'électricité qu'elle produisait ne pourra être que très partiellement compensée par la production suisse, il faut s'attendre à ce que la Suisse soit obligée d'importer de plus en plus d'électricité au cours des prochains hivers. L'approvisionnement en électricité de la Suisse dépend ainsi de la capacité d'exportation de ses pays voisins. La Figure 23 présente les modifications prévues du parc de centrales électriques des pays voisins (France, Allemagne, Autriche et Italie) et de la Suisse entre 2016 (valeur réelle), 2020 et 2025 (prévisions). Là encore, la puissance indiquée est composée de la capacité à injection pilotable (centrales thermiques et hydrauliques) et de la capacité à injection fluctuante (installations photovoltaïques et éoliennes). La figure indique également la charge maximale annuelle prévue pour chaque pays (ENTSO-E, 2016).

D'une manière générale, les pays voisins suivent la même tendance, à savoir le remplacement dans les dix prochaines années de la capacité de production à injection pilotable par une capacité de production à injection fluctuante. À l'exception de l'Italie, il s'agirait d'une augmentation nette de la puissance,

mais ce critère est peu pertinent. Les pays voisins mettraient d'abord à l'arrêt les centrales de base et de charge intermédiaire, qui au nombre de 2000 représentent jusqu'à 8000 heures de pleine charge d'électricité par an. À titre de comparaison, les installations photovoltaïques produisent environ 1000 heures de pleine charge par an seulement et les installations éoliennes entre 1300 et 2700 heures.

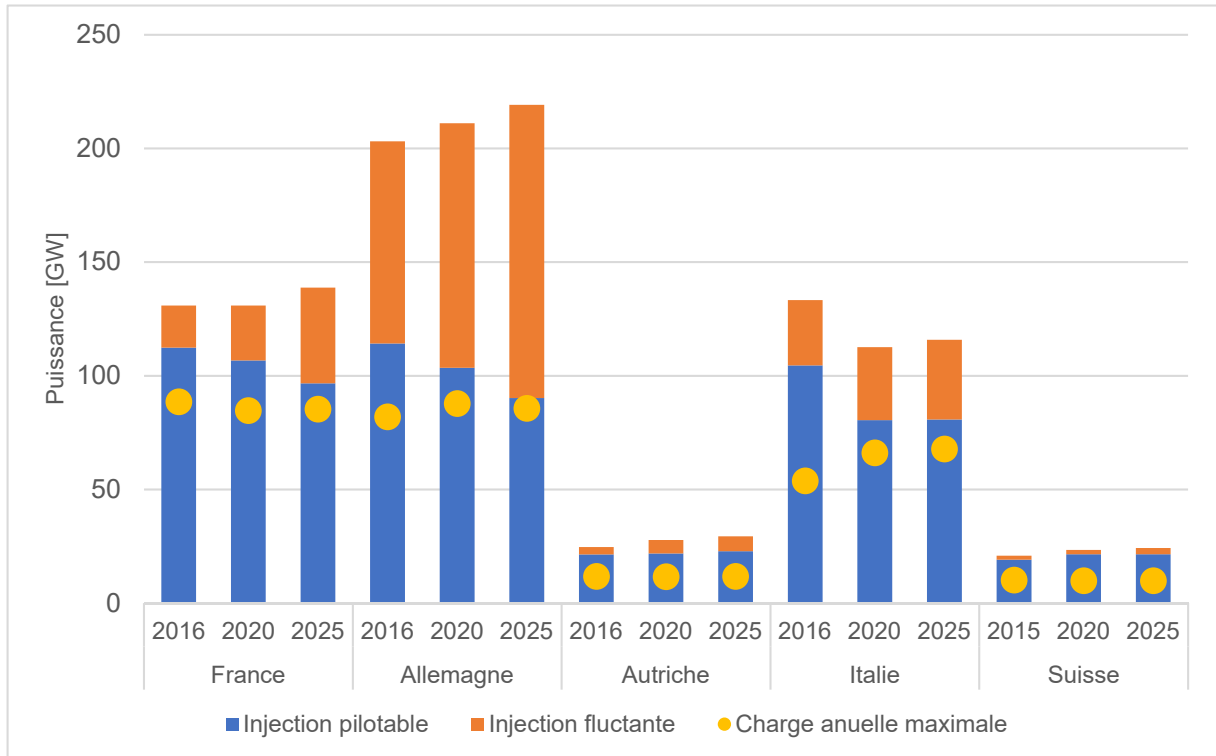


Figure 23 : Évolution des capacités installées des centrales électriques jusqu'en 2025 (source : ENTSO-E).

La puissance nette va augmenter en Allemagne jusqu'en 2025, en particulier celle produite par les installations éoliennes au nord du pays. En ce qui concerne la sécurité d'approvisionnement, la première question qui se pose est de savoir si la puissance disponible en tout temps au sud du pays sera suffisante ou non. Comme les prix du marché n'incitent pas à construire de nouvelles centrales (non subventionnées), la puissance nette pour les centrales pilotables devrait être retirée du marché en Allemagne jusqu'en 2025. Ainsi, pour garantir la sécurité d'approvisionnement en Allemagne, il est aujourd'hui nécessaire d'avoir l'autorisation de la Bundesnetzagentur (BNetzA) pour démanteler les centrales non rentables. Pour la même raison, divers types de réserves y sont déjà sous contrat ou prévus. Les valeurs représentées pour l'Allemagne dans la Figure 23 n'incluent pas ces (diverses) capacités de réserve. Comme ces centrales de réserve sont alimentées par des énergies fossiles et que l'Allemagne dispose de grandes réserves de gaz et de charbon, une pénurie énergétique y est peu vraisemblable. Les centrales de réserve sont toutefois financées par la rémunération pour l'utilisation du réseau et ne doivent donc pas être proposées explicitement sur le marché afin d'éviter des distorsions. Il est donc difficile d'estimer dans quelle mesure ces centrales de réserve pourraient être utilisées pour l'exportation (vers la Suisse) en cas de crise.

La situation en France semble encore plus critique. En 2025, le parc de centrales en France devrait se composer de centrales nucléaires (52 GW), hydrauliques (25 GW), thermiques et gazières (10 GW) ainsi que d'installations éoliennes (26 GW) et photovoltaïques (16 GW). En raison de la grande sensibilité aux températures de la charge (jusqu'à 2,4 GW/K), la France devrait être encore plus dépendante aux importations lors de vagues de froid, ce qui aura des répercussions négatives sur sa capacité d'exportation.

L'Italie est encore divisée en six zones de prix géographiques (et quatre virtuelles). Dans la zone « Nord », pertinente pour la Suisse, la charge lors des semestres hivernaux est principalement couverte

par les capacités des centrales thermiques et hydrauliques. En Italie, lorsque les températures descendent au-dessous de 15 °C, la charge augmente d'environ 700 MW/°C, de sorte que dans des situations critiques, la charge effective peut dépasser la capacité disponible dans la zone « Nord ». La zone « Nord » ne peut être approvisionnée que de manière limitée par la zone « Sud » en raison des congestions internes au réseau italien, de sorte qu'en cas de situation critique, elle doit importer des pays voisins situés au nord. La capacité d'exportation de l'Italie semble donc incertaine en cas de situation critique.

Avec son actuel parc de centrales, ses réservoirs de gaz et ses capacités d'importation garanties depuis l'Allemagne, l'Autriche dispose de 4,9 GW, ce qui représente une sécurité d'approvisionnement solide. Les importations depuis l'Autriche sont cependant trop limitées d'un point de vue technique par rapport à celles depuis la France, l'Allemagne et l'Italie pour pouvoir apporter une aide substantielle en cas de problème d'approvisionnement en électricité rencontrés en Suisse.

4 Coûts et tarifs

En vertu de l'art. 6, al. 1, de la loi sur l'approvisionnement en électricité, 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 650 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 2016, la consommation moyenne des ménages s'élevait, selon la statistique de l'électricité établie par l'Office fédéral de l'énergie, à 5167 kWh (OFEN, 2017a). 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 24 présente d'une part l'évolution du tarif moyen du réseau suisse (ligne bleue) et d'autre part l'évolution ainsi que le maximum et le minimum de la dispersion des tarifs moyens pondérés⁶ cantonaux (lignes orange) pour la catégorie de consommation H4 (EiCom, 2017a). 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 augmenté en 2017 et 2018. 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. La réduction de cet écart peut être attribuée à une hausse des tarifs minimaux du réseau.

⁶ Les prix des gestionnaires de réseau ont été pondérés par le nombre de consommateurs finaux desservis afin d'accroître la représentativité du résultat.

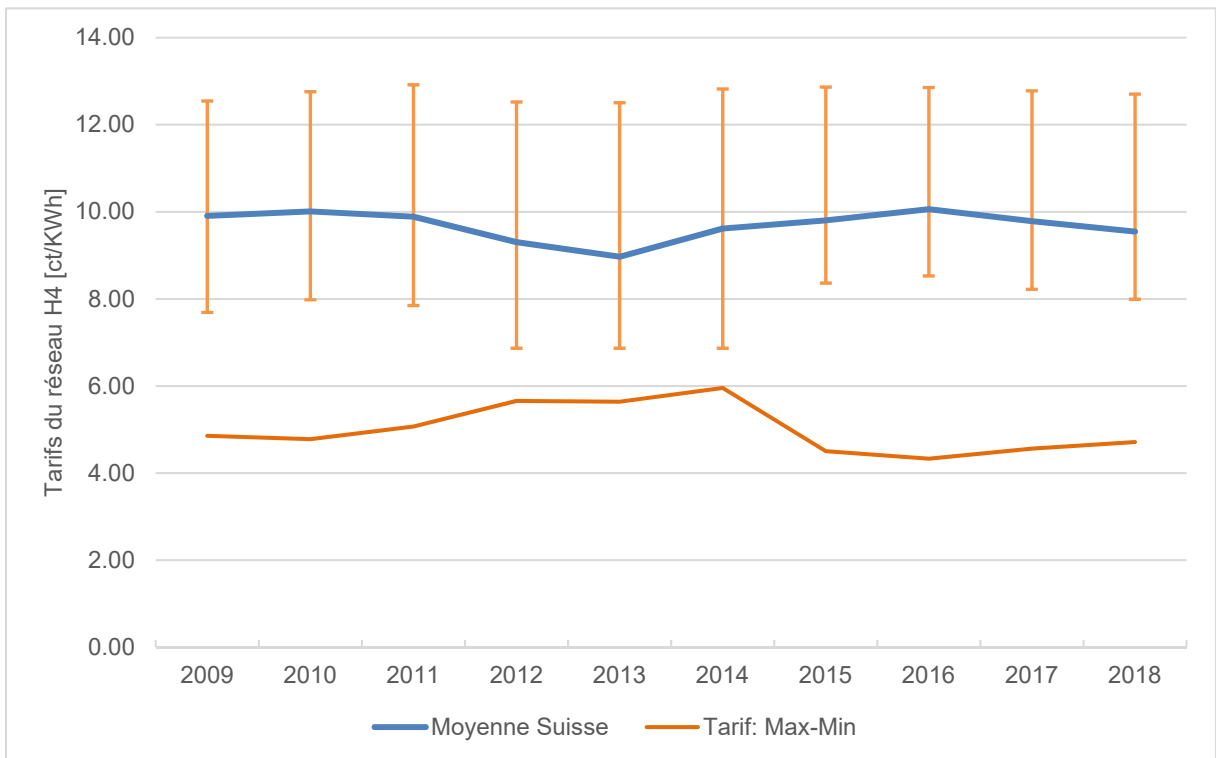


Figure 24 : Évolution du tarif du réseau et de la dispersion des tarifs de la catégorie H4 (source : EICOM)

La Figure 25 présente, comme la Figure 24, d'une part l'évolution du tarif moyen de l'énergie suisse et d'autre part l'évolution de la dispersion des tarifs moyens pondérés⁷ cantonaux pour la catégorie de consommation H4 sur la période allant de 2009 à 2018 (EICOM, 2017a). 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 enregistre de nouveau une faible hausse en 2018. La baisse des tarifs de l'énergie s'explique en particulier par le bas niveau des prix du courant 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 est de nouveau à la hausse.

⁷ Les prix des gestionnaires de réseau ont été pondérés par le nombre de consommateurs finaux desservis afin d'accroître la représentativité du résultat.

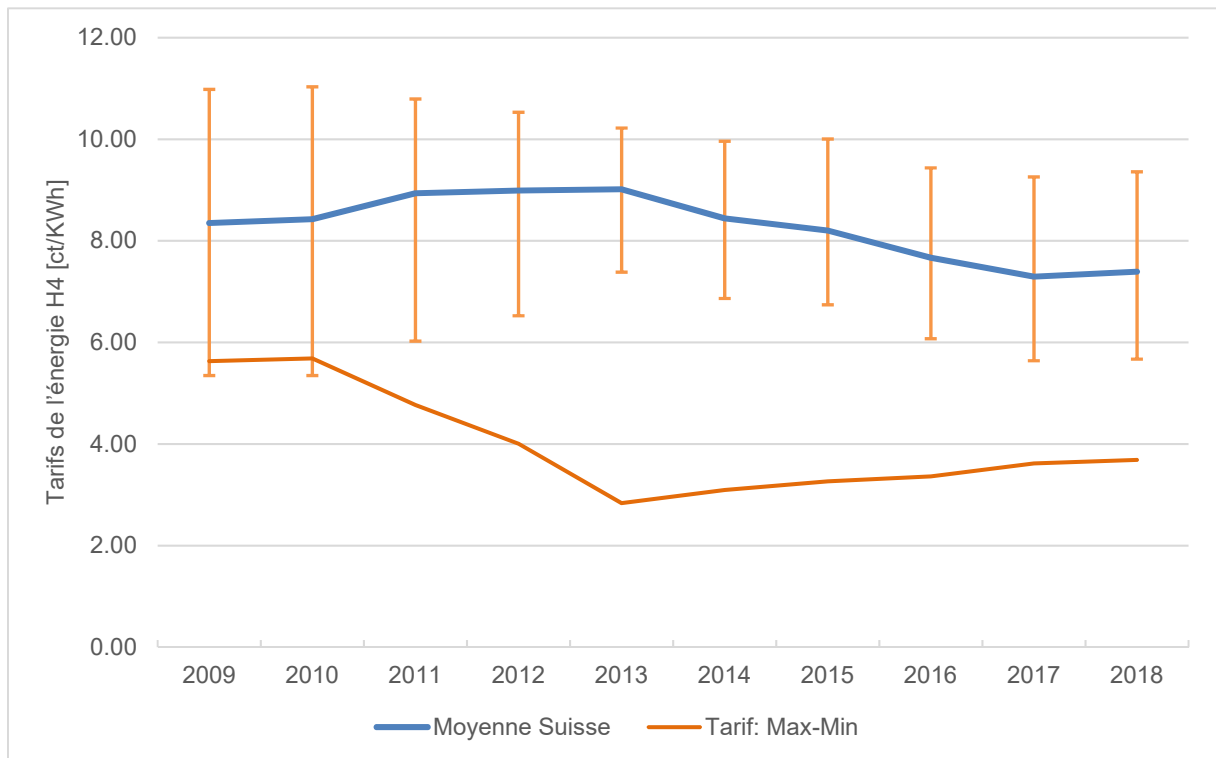


Figure 25 : Évolution du tarif de l'énergie et de la dispersion des tarifs de la catégorie H4 (source : El-Com)

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 26 présente d'une part l'évolution du tarif moyen du réseau suisse (ligne bleue) et d'autre part l'évolution ainsi que la valeur maximale et minimale de la dispersion des tarifs moyens pondérés⁸ cantonaux (lignes orange) pour la catégorie de consommation C3 (ElCom, 2017a). 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. 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 2018.

⁸ Les prix des gestionnaires de réseau ont été pondérés par le nombre de consommateurs finaux desservis afin d'accroître la représentativité du résultat.

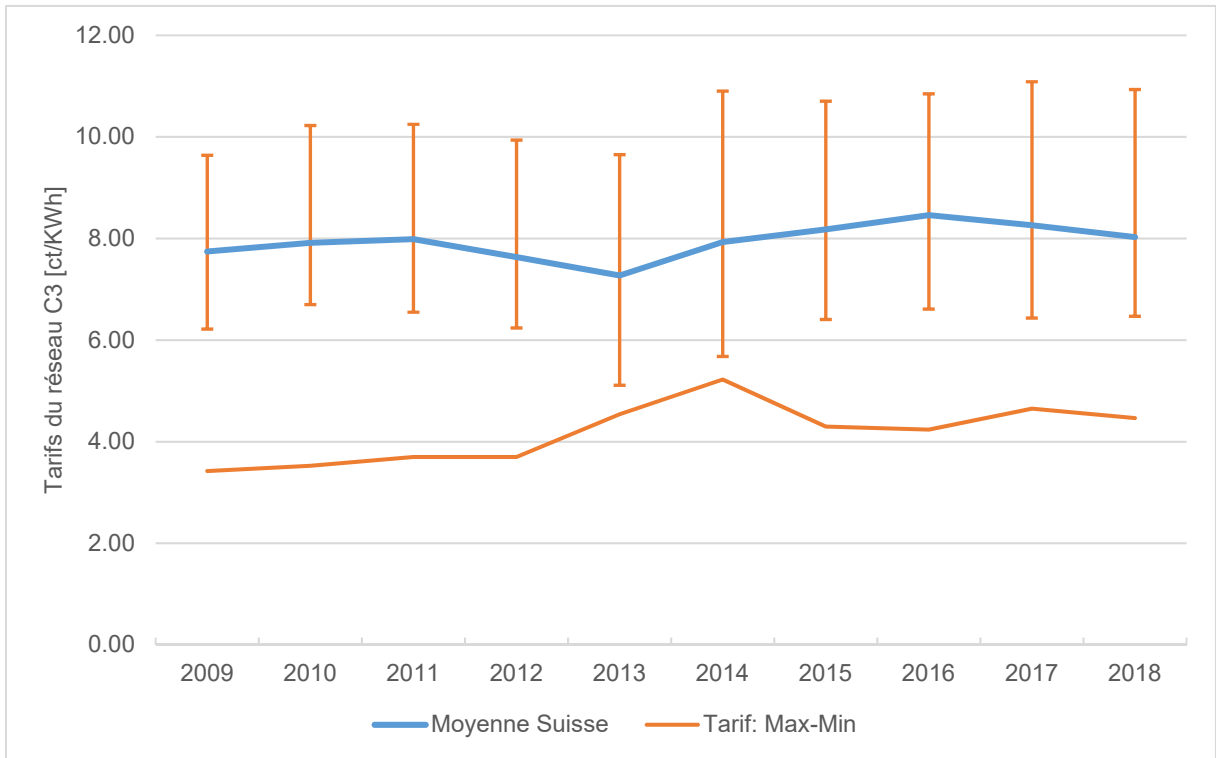


Figure 26 : Évolution de la dispersion cantonale des tarifs du réseau pour la catégorie C3 (source : El-Com)

La Figure 27 présente, comme la Figure 25, l'évolution du tarif moyen de l'énergie et l'évolution de la dispersion des tarifs moyens pondérés⁹ cantonaux pour la catégorie de consommation C3 (EiCom, 2017a).

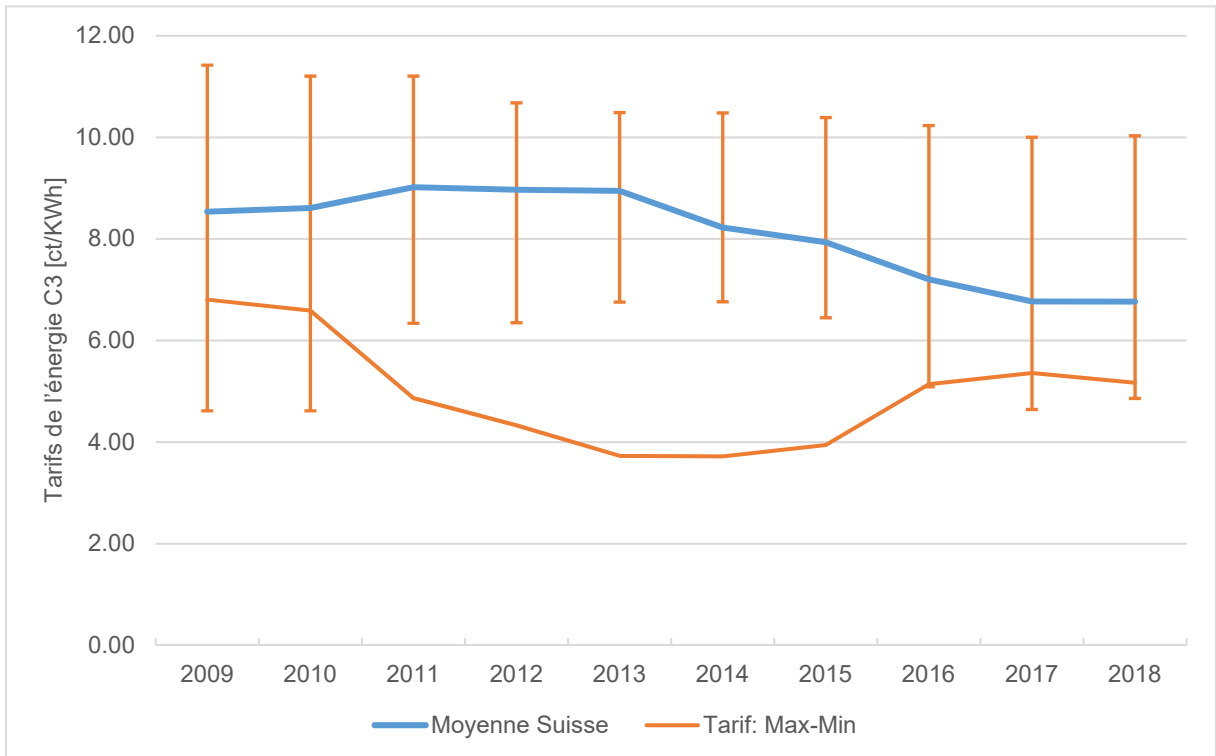


Figure 27 : Évolution de la dispersion cantonale des tarifs de l'énergie pour la catégorie C3 (source : EiCom)

⁹ Les prix des gestionnaires de réseau ont été pondérés par le nombre de consommateurs finaux desservis 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 H4, cela peut s'expliquer par la baisse des prix de l'énergie sur le marché. 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.

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.

Aux fins de 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, 2016). Elle correspond à une consommation annuelle de 20 à 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 2017, le prix de l'électricité a oscillé entre 5,80 et 15,00 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 28 présente le prix moyen de l'électricité dans les pays d'Europe considérés. Pendant la période allant de 2010 à 2017, 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 15,00 et 17,00 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.

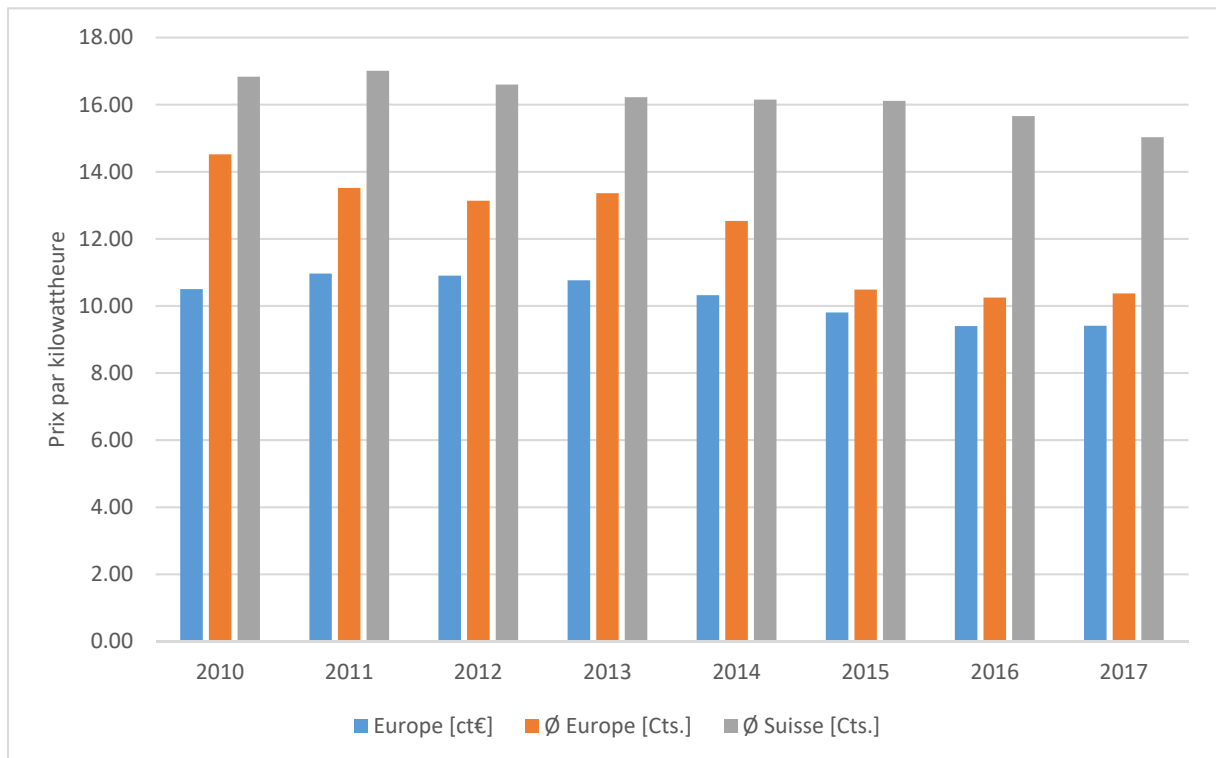


Figure 28 : Prix de l'électricité en Suisse et en Europe (source : Eurostat et EICoM)

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) et celles de 2012 à 2014 (OFS, 2016) 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. L'estimation a été légèrement adaptée comparativement au rapport « La sécurité d'approvisionnement en électricité de la Suisse en 2016 » (EICoM, 2016). Elle est désormais établie à partir de périodes de trois ans pour lesquelles l'OFS calcule le budget moyen des ménages. Les coûts de l'électricité ont été

calculés à partir de la consommation moyenne des ménages établie à l'aide de la statistique de l'électricité de l'OFEN plutôt qu'à partir de la consommation théorique de la catégorie H4.

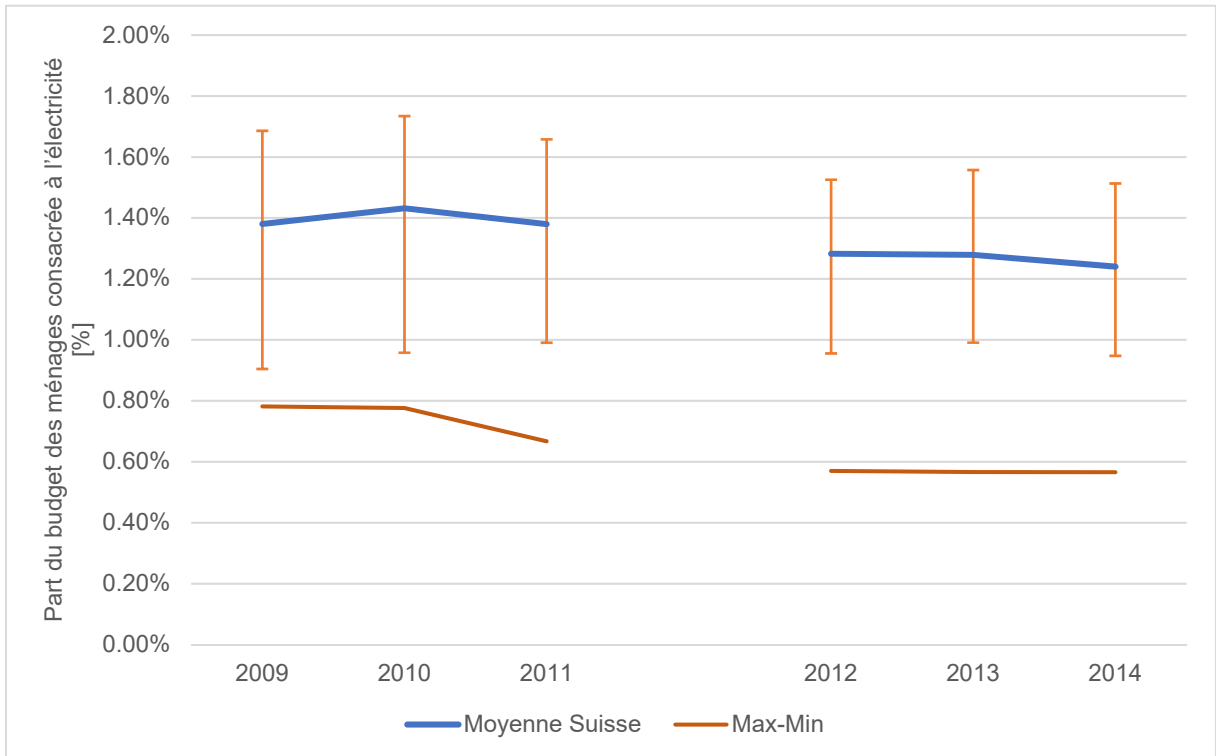


Figure 29 : Évolution de la part du budget des ménages consacrée à l'électricité (source : OFS et El-Com)

La Figure 29 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 ainsi que le maximum et le minimum de la dispersion de la part du revenu disponible des ménages consacrée à l'électricité (lignes orange) pour les sept grandes régions. 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.

5 Contexte juridico-technique

Le contexte juridico-technique comprend l'évaluation des « Bases juridiques », de la « Cybersécurité » et de l'« 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 de nouvelles autorisations générales pour des centrales nucléaires. 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 financée par un supplément perçu sur les coûts de transport des réseaux à haute tension (supplément réseau), si bien que chaque consommateur final contribue à l'encouragement 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 LEne). 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 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, LEne). En vertu de l'article 24 et suivant(s), ces installations peuvent 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 plus de 35 000 projets (fondation RPC, 2018). Pour éviter d'allonger cette liste, le supplément réseau a, entre autres, été augmenté au cours de ces dernières années.

Le tableau 2 présente l'évolution de la taxe RPC pendant la période allant de 2009 à 2018. De 2009 à 2013, cette taxe s'est élevée à 0,45 Cts./kWh. Elle a ensuite augmenté constamment, pour atteindre cette année 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

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

La Figure 30 et la Figure 31 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). Les installations photovoltaïques reçoivent la plus grande part du fonds alimenté par le supplément en raison de leur puissance installée, mais les installations hydrauliques et les installations de biomasse sont celles qui produisent les plus grandes quantités.

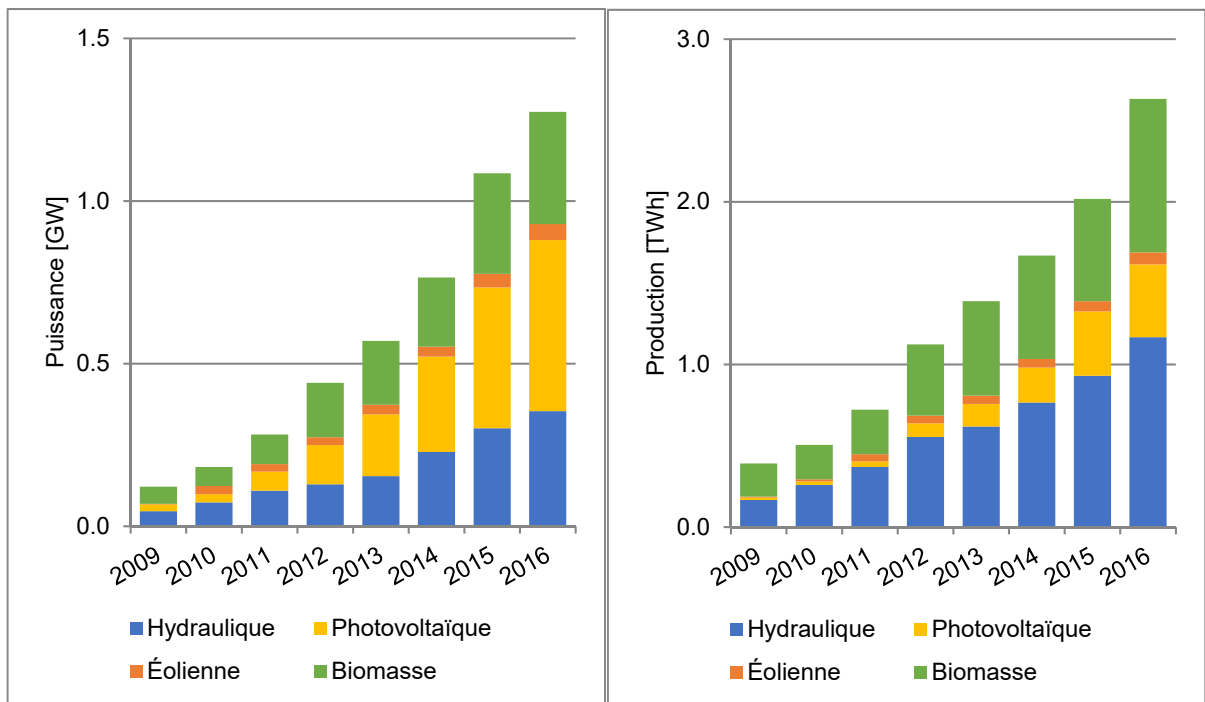


Figure 30 : Évolution de la puissance installée (source : fondation RPC)

Figure 31 : Évolution de la production d'électricité (source : fondation RPC)

La Figure 32 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 huit dernières années. Néanmoins, ces montants sont allés en diminuant au cours de la période considérée, alors qu'ils ont affiché une légère tendance à la hausse ou se sont stabilisés pour la force hydraulique, l'éolien et la biomasse.

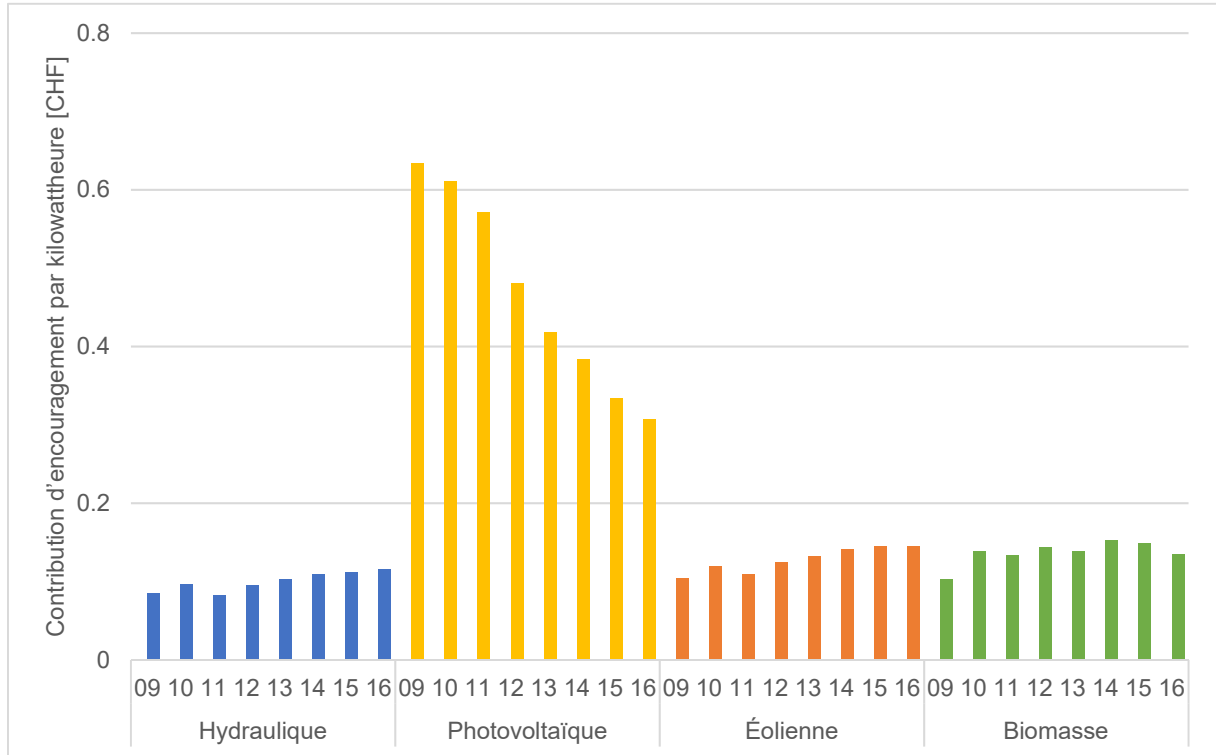


Figure 32 : Contributions de soutien versées par kilowattheure (source : fondation RPC)

5.1.2 Stratégie Réseaux électriques

La Stratégie Réseaux électriques vise à créer 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'Office fédéral de l'énergie 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. Il devra également s'assurer le concours des gestionnaires de réseau, des cantons et des autres acteurs concernés. Le scénario-cadre devra comporter au moins trois scénarios illustrant la gamme des développements probables dans le secteur de l'énergie sur une période d'au moins dix ans. Sur la base de ce scénario-cadre, les gestionnaires de réseau établiront ensuite les plans de développement de leurs réseaux et recenseront les besoins de développement futurs du réseau. Par ailleurs, les projets concernant le réseau de transport seront désormais considérés de par la loi comme d'un intérêt national et inscrits à titre d'information préalable dans le plan sectoriel des lignes de transport d'électricité. Le Conseil fédéral fixera en outre par voie d'ordonnance les projets de développement du niveau de réseau 3 qui sont d'intérêt national.

Il est également prévu d'inscrire dans la loi une disposition obligeant la société nationale d'exploitation du réseau à soumettre à l'EiCom son plan pluriannuel pour examen. L'EiCom devra examiner ce plan sur la base des dispositions de la loi et de l'ordonnance et, au terme de cet examen, confirmer en tout

ou partie les projets réseau prévus. Pour assurer la transparence des futures mesures de développement du réseau vis-à-vis du public, la société nationale du réseau de transport sera tenue de publier les plans pluriannuels tels que vérifiés par l'EICOM, sous réserve que la sûreté du pays ne s'en trouve pas menacée et qu'aucun secret d'affaires ne soit divulgué.

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 LApEI

L'OFEN prévoit d'élaborer d'ici à l'automne 2018 un projet soumis à consultation portant sur la révision de la loi sur l'approvisionnement en électricité. Selon l'OFEN, cette révision vise à combler les lacunes de la loi et à 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, conception 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.

L'influence de la révision de la LApEI sur la sécurité d'approvisionnement ne pourra être évaluée qu'après la présentation du projet soumis à consultation.

5.1.4 Effets du droit de l'UE sur la Suisse

Les prochaines mises hors service de centrales nucléaires de base prévues dans les années à venir en Allemagne, France, Italie et en Suisse devraient renforcer l'importance des échanges de courant transfrontaliers. C'est pourquoi un cadre juridique fiable est une priorité pour la Suisse, ses pays voisins et le reste de l'UE. Il est toutefois difficile de trouver une solution car l'UE requiert qu'un accord sur l'électricité ne soit conclu qu'une fois réglées les questions institutionnelles.

Adopté en 2009, le troisième paquet relatif au marché intérieur de l'énergie de l'UE (et le quatrième paquet en préparation) visait à renforcer l'intégration et l'harmonisation des marchés nationaux de l'électricité, organisés jusqu'alors de manière essentiellement indépendante. Les règlements qui en sont issus sont directement applicables dans les États membres de l'UE et, par voie de conséquence, dans l'Espace Economique Européen. Contrairement aux directives, ils n'ont donc pas besoin d'être transposés en droit national. Donnant une ligne directrice et communément appelés « code de réseau », ces règlements s'appliquent aux marchés formant le réseau interconnecté. Ils laissent de ce fait une assez grande marge de manœuvre afin d'accommoder des spécificités régionales dans la méthodologie et délais de mise en œuvre qu'ils prévoient procédures. Cela permet certes de trouver potentiellement des solutions justes, équilibrées et pertinentes pour le marché de l'énergie mais comprend également le risque, d'un point de vue juridique, car des décisions de nature politique sont déléguées au niveau technique. Le cadre institutionnel au niveau prétendument technique prend ainsi une grande importance.

Sur le plan matériel, ces codes comprennent une multitude de domaines techniques tels que l'harmonisation des exigences techniques nécessaires à l'exploitation du réseau interconnecté. La matière à réglementer devient toutefois critique lorsque la réglementation arbitre des conflits d'intérêts ou objectifs. Tel est le cas par exemple lorsqu'il s'agit de la répartition du produit des enchères ou du financement de mesures de suppression des congestions. En raison de la dépendance mutuelle entre le marché et la capacité de transport transfrontalière, de nombreuses dispositions touchent aux intérêts vitaux (et individuels) de chacun des acteurs (États membres, GRT, autorités nationales de régulation, bourses, acteurs du marché). La forme de gouvernance donnée au processus décisionnel dans l'établissement des procédures nécessaires est toute aussi délicate.

Dans le contexte de la codification juridique croissante des règles d'exploitation du réseau interconnecté, la conclusion d'un accord sur l'électricité entre l'UE et la Suisse est visée depuis une dizaine d'années. Avec la mise en vigueur de la loi sur l'approvisionnement en électricité, la Suisse a repris dès 2007 les principes essentiels de l'organisation du marché en vigueur au sein de l'UE : l'exploitation du réseau est séparée des autres activités et réglementée, le réseau de transport est exploité par un gestionnaire de réseau de transport et les capacités transfrontalières sont attribuées selon des procédures axées sur le marché. Pour l'heure, le réseau interconnecté fonctionne encore bien dans l'optique du marché, même sans accord sur l'électricité entre la Suisse et l'UE.

Relevons toutefois que les règlements contraignants s'appliquant au marché de l'UE « en tant que codes de réseau » contiennent des dispositions qui font dépendre l'intégration de la Suisse de la conclusion d'un traité avec l'UE dans le secteur de l'électricité. Cela concerne par exemple la réglementation relative à une plateforme commune pour la vente aux enchères de capacités transfrontalières à long terme et la participation au couplage des marchés. Il en résulte une situation insatisfaisante et le risque que des solutions pertinentes pour le marché de l'énergie ne puissent pas être réalisées en raison des réserves institutionnelles et juridiques.

La mise en œuvre des codes techniques – par opposition aux codes de marché – semble poser moins de problèmes. Les questions techniques et relatives au marché sont toutefois étroitement liées. Mais même dans le cadre des codes techniques, le droit de l'UE prévoit des dispositions dont l'application et l'exécution dans un pays tiers doivent être réglées via la conclusion de contrats entre l'ENTSO-E et Swissgrid. Le fait qu'aucun lien avec un accord cadre institutionnel ne soit dans ce cas nécessaire devrait convenir à l'UE puisque la stabilité de l'exploitation du réseau interconnecté peut également être garantie sans accord explicite avec la Suisse. Sur le plan institutionnel, il convient également de se demander dans quelle mesure Swissgrid peut reprendre les normes de l'UE.

Pour évaluer le cadre juridique de la sécurité d'approvisionnement, il est essentiel que les règles fixées dans le cadre des codes de l'UE soient en général élaborées par les GRT, puis approuvées par les régulateurs compétents. Les défis institutionnels auxquels la Suisse fait face dans le domaine de l'électricité ont été mis au jour dans le cadre de la mise en œuvre des codes qui a eu lieu jusqu'à présent, c'est-à-dire lors de la préparation et de l'application des méthodologies et des procédures concrètes. Les trois exemples suivants illustrent le lien entre les questions institutionnelles, techniques et concernant l'accès au marché :

- Flux non planifiés dus au couplage de marchés : depuis 2015, les GRT allouent des capacités à la région CWE (Central West Europe, Centre-Ouest Europe) au moyen du couplage de marchés fondé sur les flux. Cette procédure optimise l'efficacité économique de cette région. La prise en compte d'éléments du réseau en dehors de cette région est refusée pour des motifs institutionnels aussi bien que liés au marché. Pour garantir la sécurité technique du réseau, les échanges transfrontaliers de la Suisse doivent être réduits en raison de la charge préalable du commerce dans la région CWE. Le couplage de marché s'étendra aussi bien géographiquement que temporellement. Les risques pour la sécurité du réseau suisse augmenteront selon l'importance accordée ou non à la Suisse dans le calcul de capacités.
- Exclusion de la Suisse de la plateforme commerciale infrajournalière XBID : à l'occasion de l'introduction de la plateforme paneuropéenne commerciale infrajournalière (XBID, en juin 2018), l'UE a explicitement fait savoir que la participation de la Suisse dépendait de la conclusion d'un accord sur l'électricité. Comme les capacités pour le commerce infrajournalier ont également une influence sur le réseau de transport suisse, les répercussions de ce commerce infrajournalier organisé à l'échelle européenne sur la garantie de stabilité du réseau doivent faire l'objet d'une attention particulière.
- Signification de la Suisse pour le marché international de l'énergie de réglage : le fonctionnement de ce marché s'approche encore davantage d'un fonctionnement en temps réel que celui du commerce infrajournalier. La marge de manœuvre des GRT permettant de garantir la stabilité du réseau au moyen de mesures reposant sur le marché (détermination de la capacité de transport) ou du redispatching est ici encore plus restreinte. ENTSO-E comme ACER ont donc confirmé que l'implication de la Suisse dans ce marché est nécessaire d'un point de vue technique (et pertinente sur le plan

économique). La Commission européenne devrait se prononcer à ce sujet au cours de l'été 2018 et indiquer dans quelle mesure ces recommandations seront suivies.

À l'échelon des GRT, l'implication de Swissgrid dans les décisions techniques est (encore) en partie garantie, notamment car l'implication de GRT dans certains cas peut également soulever des questions d'ordre institutionnel. Ainsi, Swissgrid a été explicitement exclue des questions d'harmonisation des deux grandes régions CWE et CEE (Central and Eastern Europe, Europe centrale et de l'est) dans le cadre de Core. Il est risqué de ne pas prendre en compte les éléments du réseau suisse dans une infrastructure maillée, qui fonctionne sur des principes physiques. D'autant plus que le statut de Swissgrid au sein de l'ENTSO-E est lui aussi lié à un cadre juridique homogène prévoyant une clause d'extinction (ladite « sunset clause »). D'après la base juridique actuelle, les GRT font voter Swissgrid de manière informelle (dans la mesure où la Suisse est impliquée), puis élaborent une proposition en fonction du droit de l'UE, sans que Swissgrid participe au vote.

À l'échelle des régulateurs, les défis institutionnels sont similaires. L'implication de l'EICOM dans les groupes de travail régionaux dépend des circonstances resté surtout soumise aux intérêts individuels des régulateurs concernés. Comme dans le cas de la non implication de Swissgrid dans Core, l'EICOM a pu montrer par exemple à l'instance responsable des méthodes de définition des capacités les problèmes que des flux non planifiés entraînent pour la Suisse. Une solution n'est pas près d'être trouvée si l'on en croit la clause sur les pays tiers du code CACM. Pour des raisons institutionnelles, l'EICOM n'est pas impliquée dans le processus décisionnel d'adoption de procédures (selon le droit de l'UE) et n'a qu'un statut d'observateur auprès de l'ACER.

La prise de décision revient à l'ACER lorsque les régulateurs ne peuvent se mettre d'accord. Les défis institutionnels ne se manifestent donc pas uniquement dans les relations entre la Suisse et l'UE. Même la répartition des compétences entre les États membres de l'UE et les instances de l'UE (notamment l'ACER) fait l'objet d'une controverse dans le cadre du quatrième paquet.

Un accord sur l'électricité entre la Suisse et l'UE aiderait à régler plus systématiquement les aspects transfrontaliers dans une perspective de régulation. Un accord devrait donc faciliter d'une part la prise en considération et la défense des intérêts suisses, ce qui pourrait être profitable dans les cas où la Suisse ne dispose à l'heure actuelle que d'une influence limitée, voire nulle, sur ces décisions. En contrepartie, il va de soi que même un tel accord ne garantit pas systématiquement le respect absolu des intérêts suisses.

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'Office fédéral de l'énergie, 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. Au cours des quatre dernières années, la consommation d'électricité de l'industrie et des services s'est inscrite dans une fourchette de 34 à 35 TWh (OFEN, 2011). 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, 2017 ; OFEN, 2017a).

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 33 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 2016. Le PIB, en revanche, a presque constamment augmenté pendant la période allant de 1990 à 2016, 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 15,5 TWh. 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 1,5 TWh. 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 a augmenté de 0,8 TWh dans le secteur des transports.

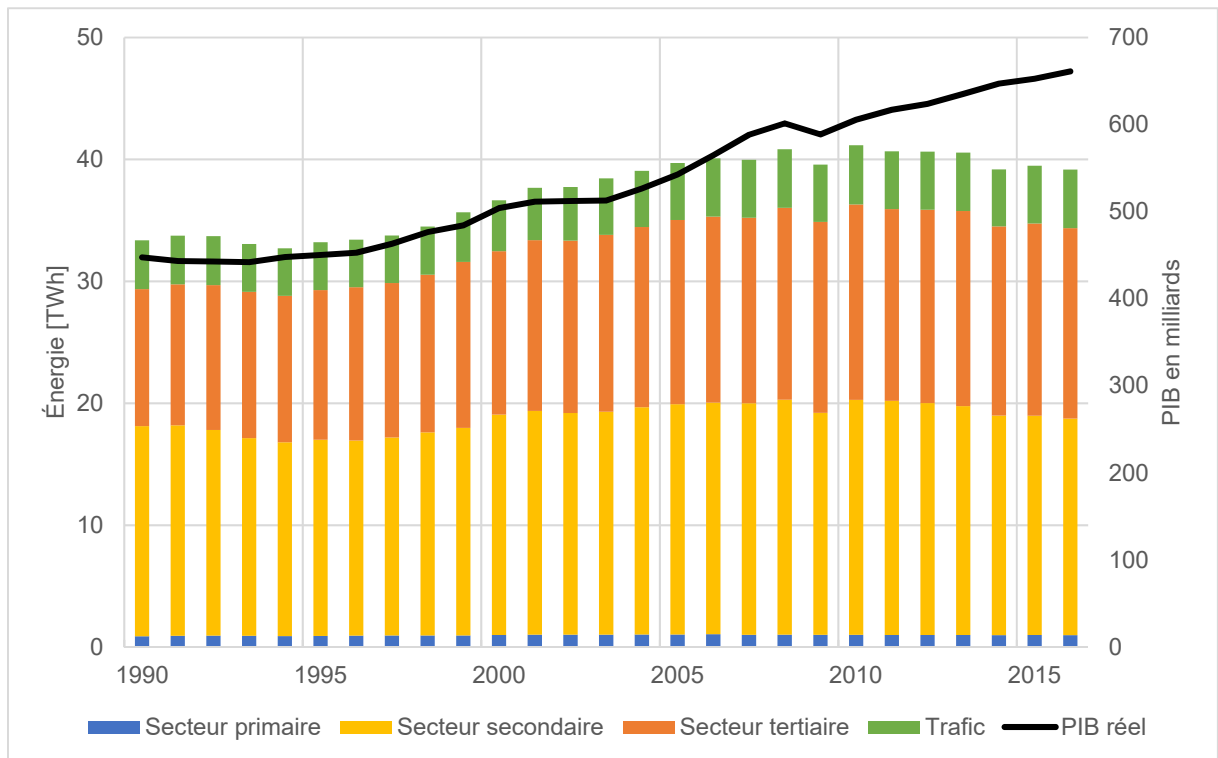


Figure 33 : Évolution de la consommation d'électricité et du produit intérieur brut en Suisse (source : OFEN/SECO)

La Figure 34 présente le rapport entre la consommation d'électricité des trois secteurs de l'économie et le PIB en termes réels pendant la période allant de 1990 à 2016. Au cours des 25 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.

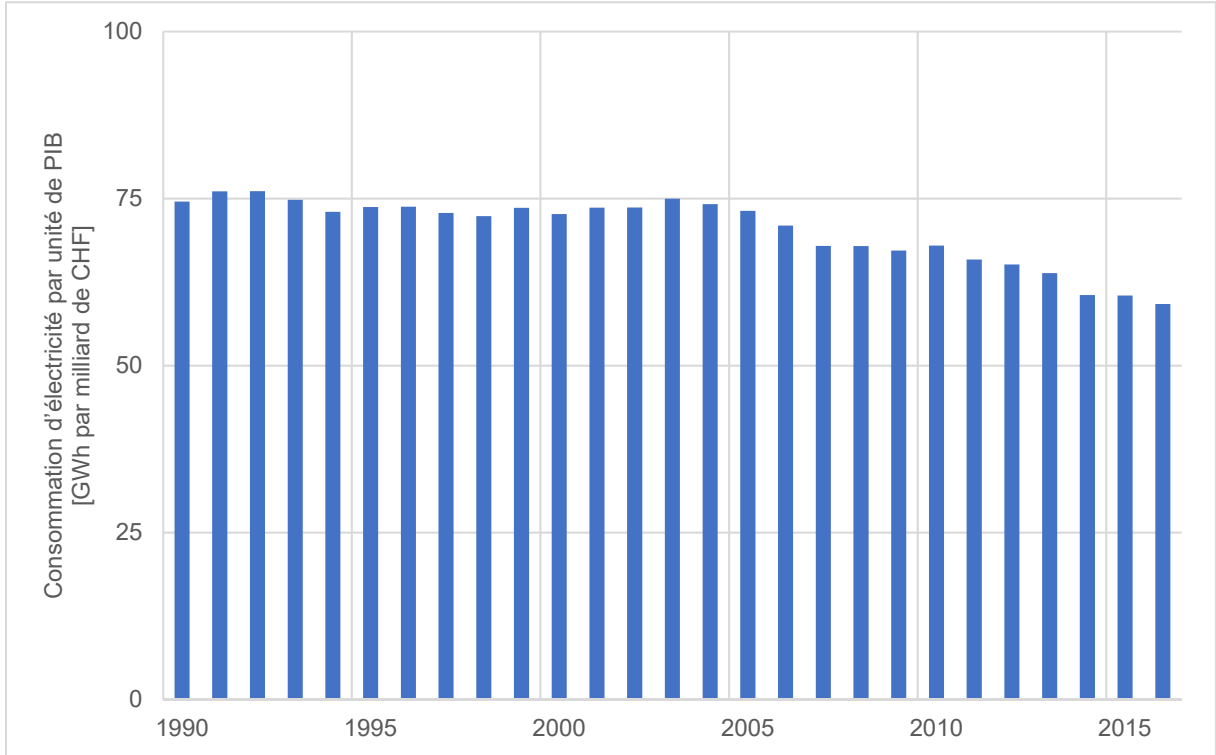


Figure 34 : Évolution de l'efficacité électrique en Suisse (source : OFEN/SECO).

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 35 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 2014. 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 8,3 millions en 2017 (OFS, 2017). Pendant la même période, la consommation des ménages suisses a passé d'environ 13,3 à 18,5 TWh.

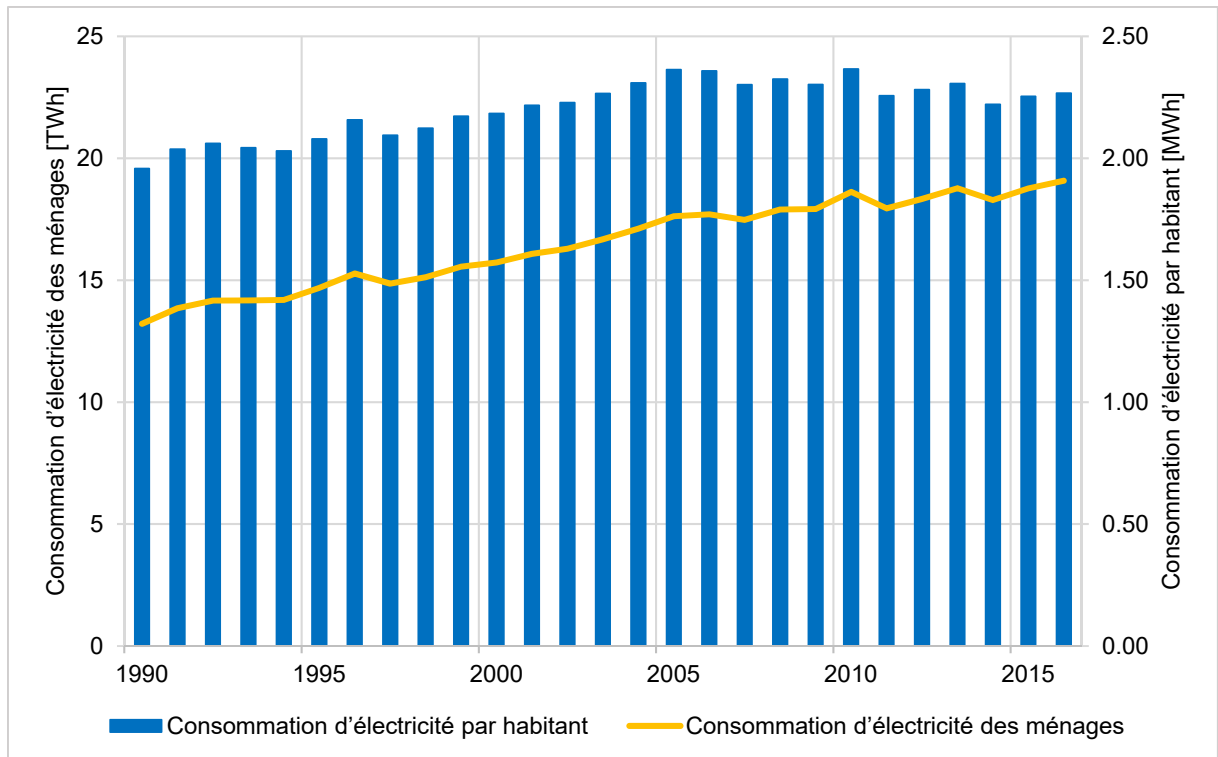


Figure 35 : Évolution de la consommation d'électricité par habitant et du nombre d'habitants de la Suisse (source : OFEN/OFS)

Entre 1990 et 2005, la consommation moyenne d'électricité par habitant a passé d'un peu moins de 2 à 2,4 MWh. Depuis 2005, 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 2017. 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 s'ils se dégradent. 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 et tout aussi importante que leur valeur absolue.

Le bilan du présent rapport repose sur les dimensions qui, selon la matrice d'évaluation figurant au point 1.4, ont été jugées particulièrement pertinentes en raison de la probabilité de matérialisation des risques y afférents et de leur potentiel de dommage (valeur > moyenne). Dans le domaine réseaux, il s'agit des dimensions « 2.1 Gestion système », « 2.2 Disponibilité du réseau » et « 2.4 Développement du réseau » ; dans le domaine production, des dimensions « 3.1 Capacités des centrales électriques », « 3.2 Possibilité d'importer du courant » et « 3.3 Investissements dans de futures centrales électriques » ; dans le domaine contexte juridico-technique, de la dimension « 5.1 Cadre juridique ». Les dimensions relevant du domaine coûts et tarifs sont pour l'heure jugées sans risque pour la sécurité d'approvisionnement, de sorte qu'elles ne sont pas traitées dans ce bilan.

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.

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. Conclusion « Contexte juridico-technique »).

Gestion système

Au vu de l'évolution dans le temps des paramètres d'évaluation de la dimension gestion système (point 2.1) et des observations ponctuelles relatives à ces derniers, on constate que les principaux éléments pertinents (charge du réseau en cas de violation du critère N-1, mesures de redispatching nationales et internationales, qualité de la tension) ont évolué de manière négative à long terme. La charge simulée du réseau en cas de violation du critère N-1 s'est dégradée depuis l'introduction du Flow Based Market Coupling (FBMC). Au cours de ces dernières années, les mesures de redispatching internationales ont augmenté avec l'introduction du FBMC et la hausse des flux non planifiés à travers la Suisse. Swissgrid connaît également un manque croissant d'énergie de redispatching. Les autres indicateurs sont restés stables ces deux dernières années.

Il faut partir du principe que les exigences relatives à la gestion 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. L'évolution future de la dimension d'observation gestion système dépendra fortement des mesures topologiques et curatives que Swissgrid aura la possibilité de prendre pour gérer des dimensions d'observation déterminantes pour le système telles que la charge du réseau en cas de violation N-1 et la qualité du réglage.

Développement du réseau

Aucune détérioration n'a été observée dans la dimension d'observation développement du réseau (chapitre 2.4) depuis deux ans. L'ordre de priorité des projets de développement identifiés dans le document « Réseau stratégique 2025 », a été revu d'après la situation à l'hiver 2015-2016. Ils ont pu être partiellement réalisés. Il s'agit des projets suivants :

- Développement du transformateur de Beznau
- Développement du transformateur de Romanel
- Développement du transformateur de Veytaux

Ci-après les développements des autres projets importants pour la sécurité d'approvisionnement (selon l'EICOM) à observer :

- Renforcement du transformateur de Laufenburg en cours de réalisation et dont la mise en service est prévue pour 2019.
- Ligne Chamoson-Chippis et développement du transformateur de Chippis, en cours de réalisation et dont la mise en service est prévue pour 2020 (deux années après la date prévue).
- Ligne Bickigen-Chippis, toujours bloquée au stade de la PAP.
- Ligne Bassecourt-Mühleberg, toujours bloquée au stade de la PAP.
- Transformateur de Mühleberg, en cours de réalisation et dont la mise en service est prévue pour 2020 (une année après la date prévue).
- Ligne Bâtiaz-Rosel en cours de construction (pour le raccordement à Nant de Drance). Les autres projets partiels sont déjà en service.

Force est de constater que le risque de développement insuffisant du réseau a légèrement diminué. Toutefois, d'importants projets de ligne (Bickigen-Chippis et Bassecourt-Mühleberg) sont toujours dans la phase de procédure d'approbation des plans ou en cours d'examen devant le Tribunal fédéral. 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 « Capacités futures des centrales électriques ».

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 sises 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. Qu'en est-il, par exemple, de la disponibilité d'une capacité de transport suffisante et de l'accès à des marchés liquides ? La disponibilité pourrait être théoriquement assurée en temps voulu et si besoin 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. L'avenir dira dans quelle mesure les extensions de réseau nécessaires entre le nord et le sud sont réalisables. Dans le contexte de la poursuite des mises hors service de centrales assurant la charge de base dans le sud de l'Allemagne, on peut se demander si ce pays sera à même de garantir les exportations dans le sud, voire de les accroître, en période critique. Dans son rapport SOAF 2015, ENTSO-E indique que des pays comme l'Allemagne et la France, qui sont aujourd'hui exportateurs de courant, pourraient, avant 2025, présenter des réserves de puissance négatives à certaines heures pendant les mois d'hiver en raison de la mise hors service de centrales électriques. 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 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 sont élevées a augmenté et approche la quantité maximale. Cette évolution s'est principalement poursuivie lors de la situation critique pendant les hivers 2015-2016 et 2016-2017 et dépend en premier lieu de la disponibilité de la production domestique.

Capacités futures des centrales électriques

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 atteinte pour le photovoltaïque (elle l'est déjà pour les UIOM et les STEP), mais qu'elle ne le sera vraisemblablement pas pour l'éolien, la biomasse et la géothermie. Il n'y a pour l'heure pas d'installations géothermiques qui soient utilisées pour la production d'électricité (production de chaleur uniquement). Pour atteindre les objectifs de la Stratégie énergétique 2050 (production annuelle de 4,4 TWh), il faudrait, selon Geothermie Suisse, mettre en service 110 installations d'une puissance de 5 MW. L'EiCom part du principe que la rétribution à prix coûtant et la rétribution unique permettront d'augmenter encore la production d'origine renouvelable au cours des prochaines années. Toutefois, on ignore encore si les incitations financières suffiront à atteindre les objectifs de la Stratégie énergétique 2050.

Ces prochaines années, les capacités de production renouvelables de la Suisse augmenteront progressivement. La mise en service des centrales de pompage-turbinage de Linth Limmern, Nant de Drance et Veytaux, de même que l'extension des capacités de la centrale d'Oberhasli auront des effets notables sur les capacités de production du pays dans les années à venir. 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.

La production à injection pilotable va diminuer dans les années à venir, principalement en Allemagne (mise à l'arrêt des centrales nucléaires). Elle pourrait entraîner une incapacité à garantir à tout moment la capacité d'exportation allemande. En plus de l'augmentation des heures nécessitant l'importation de grandes quantités d'électricité par la Suisse, cela risque également de renforcer sa dépendance aux importations. Dans ce contexte, il convient de vérifier comment les conditions-cadres de l'investissement dans les installations de production domestiques pourraient être améliorées afin que la dépendance aux importations se réduise au cours du semestre hivernal.

6.3 Évaluation du contexte juridico-technique

L'évaluation du domaine « Contexte juridico-technique » repose sur l'examen de la dimension d'observation « Cadre juridique ».

Suite à la mise en œuvre du troisième paquet énergie de l'UE, le marché intérieur européen de l'électricité continue de progresser. Les accords de droit privé portant sur l'exploitation du réseau interconnecté sont ainsi remplacés par le droit de l'UE. Les règlements de l'UE comprennent une clause d'exclusion qui s'applique aux États tiers si aucun accord n'a été conclu avec l'UE. La Suisse se voit donc en partie exclue, lors de la mise en œuvre de codes techniques spécifiques au marché et au réseau, des projets pertinents pour la sécurité de l'approvisionnement. Il est ainsi difficile de représenter les intérêts de la Suisse. Cette évolution est critique car les spécificités techniques ne sont plus discutées qu'en marge avec la Suisse. Les États membres de l'UE perdent généralement en souveraineté car la mise en œuvre des codes requiert des compromis qui s'appliquent ensuite à tous de manière contraignante. C'est la raison pour laquelle la défense des intérêts suisses ne va pas de soi, même avec un accord sur l'électricité. Il convient par conséquent de continuer à observer les impacts de cette situation sur la sécurité d'approvisionnement de la Suisse.

Au plan national, l'avenir dira si la Stratégie Réseaux électriques fournit les signaux nécessaires pour simplifier et accélérer la réalisation des projets de lignes de transport présentant un « intérêt national ».

L'augmentation de la taxe RPC (jusqu'à 2,3 Cts./kWh) montre que le développement des énergies renouvelables continue d'être soutenu. Ce soutien financier ciblé peut 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.

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.

6.5 Conclusions de l'EICom

L'EICom estime que la sécurité d'approvisionnement élevée de la Suisse constitue l'une des conditions fondamentales de notre qualité de vie et qu'elle contribue dans une large mesure à maintenir l'attrait de la place économique suisse. À long terme, l'importation d'électricité ne saurait être l'unique solution envisageable pour préserver ces atouts.

- L'EICom continuera de porter un regard critique sur les avancées des projets de développement du réseau de transport, en particulier pour les projets essentiels à la sécurité de l'approvisionnement.
- Les conséquences de la mise en œuvre du troisième paquet énergie de l'UE et la Stratégie Réseaux électriques sur le développement national du réseau de transport et sur la sécurité d'approvisionnement de la Suisse continuent d'être observées de manière critique par l'EICom.
- Si la dépendance de la Suisse envers les importations lors des semestres hivernaux devait subir une modification considérable (augmenter) en raison des mises à l'arrêt des centrales nucléaires, il faudrait s'assurer qu'une part substantielle de la production hivernale précédemment assurée par les centrales nucléaires continue d'être produite en Suisse afin de garantir la stabilité du système. Dans ce contexte, il convient de suivre l'avancement des projets d'extension des énergies renouvelables.

7 Annexe

7.1 Abréviations générales

ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators (Agence de coopération des régulateurs de l'énergie)
CACM	Capacity Allocation and Congestion management
CEER	Council of European Energy Regulators (Conseil des régulateurs européens de l'énergie)
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
LApEI	Loi sur l'approvisionnement en électricité
LEne	Loi sur l'énergie
NTC	Net Transfer Capacity
OApEI	Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité
OEné	Ordonnance sur l'énergie
OFEN	Office fédéral de l'énergie
OFS	Office fédéral de la statistique
ORNI	Ordonnance sur la protection contre le rayonnement non ionisant
PIB	Produit intérieur brut
RPC	Rétribution à prix coûtant
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
SECO	Secrétariat d'État à l'économie
SOAF	Scenario Outlook & Adequacy Forecast
STEP	Station d'épuration des eaux usées
UE	Union européenne
UIOM	Usine d'incinération des ordures ménagères

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	terawatt	10^{12} W
Wh	wattheure	
kWh	kilowattheure	10^3 Wh
MWh	mégawattheure	10^6 Wh
GWh	gigawattheure	10^9 Wh
TWh	terawattheure	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 (2017a) : « Statistique suisse de l'électricité 2016 »
- OFEN (2017b) : « Statistique des aménagements hydroélectriques de la Suisse 2016 »
- OFEN (2017c) : « Schweizerische Statistik der erneuerbaren Energien 2016 », en allemand
- OFS (2016) : « Revenus et dépenses des ménages par grande région »
- OFS (2017) : « Bilan de la population résidente permanente, 1861-2016 »
- EICOM (2016) : « La sécurité d'approvisionnement en électricité de la Suisse en 2016 »
- EICOM (2017a) : « Données brutes des gestionnaires suisses de réseau de distribution »
- EICOM (2017b) : « Schlussbericht System Adequacy 2020 », en allemand
- EICOM (2018a) : « Rapport d'activité de l'EICOM 2017 »
- EICOM (2017b) : « Schlussbericht System Adequacy 2025 », en allemand
- EICOM (2018c) : « Versorgungsqualität der Schweiz 2017 », en allemand
- ENTSO-E (2016) : « Mid Term Adequacy Forecast (MAF) 2016 »
- Eurostat (2018) : « Prix de l'électricité pour usages industriels »
- Geothermie Suisse (2016) : « Soutien pour la géothermie de grande profondeur »
- CFF (2016) : « Courant de traction et courant domestique »
- SECO (2016) : « Valeurs trimestrielles du produit intérieur brut »
- Fondation RPC (2018) : « KEV Report Q4/2017 », en allemand
- Swissgrid (2015) : « Rapport sur le réseau stratégique 2025 »
- Swissgrid (2018) : « Le réseau de transport suisse »
- VBS (2016) : « Rapport du Conseil fédéral sur la politique de sécurité de la Suisse »