

La sécurité d'approvisionnement en électricité de la Suisse en 2016

Rapport de l'ElCom

Berne, juin 2016

Table des matières

Résumé.....	Fehler! Textmarke nicht definiert.
1 Introduction.....	7
1.1 Bases légales et mandat	7
1.2 Responsabilité en matière de sécurité d'approvisionnement.....	7
1.3 Définition de la sécurité d'approvisionnement en électricité	10
1.4 Méthodologie de surveillance de la sécurité d'approvisionnement	10
1.5 Interactions entre capacités du réseau et production : fondements.....	13
1.6 Structure du présent rapport.....	16
2 Réseaux	17
2.1 Gestion système	17
2.1.1 Simulation de charge N-1 sur le réseau de transport.....	17
2.1.2 Qualité du réglage	18
2.1.3 Maintien de la fréquence et de la tension	19
2.2 Disponibilité du réseau	20
2.2.1 Mesures de redispatching nationales.....	20
2.2.2 Mesures de redispatching internationales.....	21
2.2.3 Coupures de l'approvisionnement.....	22
2.3 État du réseau	23
2.3.1 Congestions du réseau de transport	23
2.3.2 Durée des coupures dues à des incidents d'exploitation sur le réseau de distribution	24
2.4 Développement du réseau	25
2.4.1 Développement du réseau de transport.....	25
2.4.2 Investissements dans les réseaux de transport et de distribution	29
3 Production.....	31
3.1 Capacités des centrales électriques.....	31
3.1.1 Évolution de la puissance de production.....	31
3.1.2 Réserves de puissance	32
3.1.3 Bilan électrique de la Suisse	34
3.2 Possibilité d'importer du courant	36
3.2.1 Dépendance de la Suisse envers les importations en hiver	36
3.2.2 Capacité d'importation transfrontalière.....	38
3.2.3 Bilan électrique des pays voisins	39
3.3 Investissements dans de futures centrales électriques.....	43
3.3.1 Capacités de production futures.....	43
3.3.2 Développement des énergies renouvelables	44
3.3.3 Réserves de puissance futures de la Suisse	45
4 Coûts et tarifs.....	47
4.1 Tarifs du réseau et de l'énergie	48
4.1.1 Différences tarifaires régionales pour les ménages	48
4.1.2 Différences tarifaires régionales pour l'industrie	49
4.1.3 Comparaison internationale des prix de l'électricité pour l'industrie	51
4.2 Part du budget des ménages consacrée à l'électricité.....	52
4.2.1 Différences régionales.....	52
5 Contexte juridico-technique	54
5.1 Cadre juridique	54
5.1.1 Effets du droit de l'UE sur la Suisse	54
5.1.2 Stratégie Réseaux électriques	55
5.1.3 Cybersécurité	56
5.1.4 Rétribution à prix coûtant	56
5.2 Utilisation efficace de l'électricité.....	58
5.2.1 Consommation d'électricité par unité de PIB	59

5.2.2	Consommation d'électricité par habitant	60
6	Bilan	62
6.1	Évaluation du domaine réseaux	62
6.2	Évaluation du domaine production	64
6.3	Évaluation du contexte juridico-technique	66
6.4	Mesures visées à l'art. 9 LApEI	66
6.4.1	Renforcement et développement du réseau d'électricité	66
6.4.2	Acquisition d'électricité	66
6.4.3	Augmentation de l'efficacité énergétique	66
6.4.4	Décision	66
7	Annexe.....	68
7.1	Abréviations générales	68
7.2	Abréviations relevant du domaine de la physique.....	69
7.3	Glossaire.....	70
7.4	Bibliographie	73

Résumé

En vertu de l'art. 22, al. 3 et 4, de la loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEI), la Commission fédérale de l'électricité (ElCom) est chargée de surveiller la sécurité de l'approvisionnement en électricité. Si la sécurité d'approvisionnement du pays est sérieusement menacée à moyen ou à long terme, l'ElCom 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'ElCom s'appuie sur un système de surveillance exhaustif 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).

Après avoir évalué ces paramètres, l'ElCom est parvenue à la conclusion que l'approvisionnement en électricité de la Suisse peut être considéré comme sûr à moyen terme. Toutefois, si la dimension prix et tarifs ne doit pas être jugée problématique pour la sécurité d'approvisionnement, l'ElCom estime qu'il existe un besoin d'agir dans les domaines réseaux électriques et production, en particulier. Les conclusions tirées de l'analyse du contexte juridico-technique ont été intégrées dans ces deux domaines.

Sécurité d'approvisionnement et réseau de transport

Au cours des cinq dernières années, les principaux paramètres d'observation de la gestion système du réseau de transport sont restés stables ou ont évolué de manière légèrement positive. À l'heure actuelle, la question la plus critique pour la sécurité d'approvisionnement est celle du niveau de performance pouvant être assuré par le réseau de transport afin de compenser des déficits de production en Suisse, qu'ils soient prévus ou non.

Avec le « Réseau stratégique 2025 », Swissgrid a répertorié en avril 2015 neuf projets réseau dont la réalisation contribuera largement à la sécurité d'approvisionnement en 2025. Les premiers enseignements tirés de la situation en matière d'approvisionnement qui a caractérisé l'hiver 2015/16 ont amené Swissgrid à redéfinir, fin 2015, l'ordre de priorité des projets de développement. Dans l'optique de la sécurité d'approvisionnement, l'accent est mis sur les projets suivants :

- nouveau transformateur 380/220 kV à Beznau
- renforcement des capacités du transformateur 380/220 kV de Laufenburg
- nouveau transformateur 380/220 kV à Mühleberg
- élévation de la tension à 380 kV entre Bassecourt et Mühleberg

La possibilité de recourir à des importations d'électricité est particulièrement importante durant le semestre d'hiver, surtout si, au printemps, le niveau de remplissage des bassins d'accumulation s'approche de son minimum annuel. Étant donné qu'une grande partie du courant importé transite en Suisse par le réseau 380 kilovolts, il est impératif de disposer d'une capacité de transformation suffisante vers les niveaux de tension inférieurs et répondre aux besoins d'approvisionnement du pays. C'est en renforçant les nœuds de Laufenburg et de Beznau que l'on pourra réduire le plus efficacement les congestions prévisibles à l'importation. La réalisation du transformateur de Mühleberg est plus complexe, car elle dépend de l'élévation à 380 kilovolts de la tension de la ligne Bassecourt-Mühleberg. Tout retard affectant ce projet augmente donc les risques liés à l'accroissement tendanciel de la dépendance envers les importations.

D'après le rapport sur l'avancement des projets d'extension du réseau, bon nombre des projets de lignes de transport sont actuellement bloqués au stade de la procédure d'approbation des plans. Il faut s'attendre à ce que les oppositions déposées contre les tronçons Chamoson-Chippis et Bickigen-Chippis retardent la mise en service de ces derniers, et par là celle du transformateur 380/220 kilovolts de Chippis. Les deux tronçons en question sont également nécessaires pour permettre le transport vers le reste du pays de la totalité de l'énergie qui sera produite par la future centrale de pompage-turbinage de Nant de Drance.

Sécurité d'approvisionnement et réseau de distribution

La sécurité d'approvisionnement sur le réseau de distribution est jugée très bonne. La disponibilité du réseau de distribution a été très élevée au cours des six dernières années. Tel est le constat qui ressort des informations fournies officiellement par le Council of European Energy Regulators (CEER), lequel publie chaque année une comparaison entre pays.

On constate par ailleurs que les investissements dans le réseau sont nettement supérieurs aux amortissements, raison pour laquelle l'ElCom estime que l'état de conservation du réseau de distribution est satisfaisant.

Sécurité d'approvisionnement et production

Outre les centrales couvrant la charge de base (centrales de base), le parc suisse de production comprend une part élevée d'installations destinées à couvrir les pointes de charge (centrales de pointe). C'est une des raisons pour lesquelles on peut en principe considérer qu'il offre une puissance suffisante.

Toutefois, si l'on évalue ce parc dans l'optique de la production d'énergie, on constate que les risques tendent à augmenter. La puissance du parc suisse de production n'est exploitable que si l'énergie primaire requise est disponible. Les facteurs de risque sont les suivants :

- réduction de la production des centrales au fil de l'eau en hiver induite par la diminution du débit des cours d'eau
- bas niveau de remplissage des bassins d'accumulation au printemps
- arrêts non planifiés de centrales de base (comme p. ex. Beznau en 2015/16)
- remplacement incomplet de centrales de base par d'autres capacités de production sur le territoire suisse
- capacités d'importation limitées

Selon le rapport du Forum pentalatéral de l'énergie (PLEF) sur l'adéquation de la production, l'approvisionnement de la Suisse devrait, malgré l'arrêt définitif de la centrale nucléaire de Mühleberg, être assuré jusqu'à l'hiver 2020/21 grâce à la qualité du raccordement de la Suisse au réseau d'électricité européen. À plus long terme, les autres centrales nucléaires seront elles aussi mises hors service, ce qui privera la Suisse d'une production d'environ 25 térawattheures, soit d'une puissance en charge de base de quelque 3,3 gigawatts par an. Il est aujourd'hui difficile de prédire si les énergies renouvelables pourront remplacer le nucléaire. Étant donné d'une part que les prix de gros de l'électricité sont aujourd'hui tellement bas qu'il n'est pas possible, même en Suisse, d'exploiter de façon rentable des centrales fossiles nouvellement construites et d'autre part que la possibilité de concrétiser des modèles d'encouragement à grande échelle est incertaine, il est vraisemblable que la dépendance de la Suisse envers les importations de courant va augmenter.

Dans l'optique de la sécurité d'approvisionnement, une dépendance accrue envers les importations n'est acceptable que si les risques qu'elle induit peuvent être considérés comme supportables. Pour que ce soit le cas, il faut par exemple qu'une capacité de transport suffisante soit disponible et qu'il soit possible d'accéder à des marchés liquides. La première condition peut en théorie être remplie en développant le réseau de transport conformément aux besoins et en temps utile, notamment en le dotant de transformateurs 380/220 kilovolts. En théorie, car il faut en réalité beaucoup de temps pour réaliser de tels projets de développement. De plus, les capacités réseau disponibles dépendent aussi de facteurs exogènes comme les infrastructures existant à l'étranger, la manière dont le marché est conçu (market design) et les flux de charge à venir au sein du réseau européen interconnecté. Dans ce contexte, il convient d'attirer l'attention sur les congestions structurelles touchant l'Allemagne : celle-ci est en train de remplacer ses centrales de base (qui se trouvent dans le sud du pays) par d'autres installations, essentiellement des éoliennes situées dans le nord. L'avenir dira dans quelle mesure les extensions de réseau nécessaires entre le nord et le sud sont réalisables. Étant donné que d'autres centrales de base vont être arrêtées définitivement dans le sud du pays, on peut se demander si l'Allemagne parviendra dans les phases critiques à assurer, pour ne rien dire d'augmenter, ses exportations d'électricité vers la Suisse, en provenance justement du sud du pays.

Toujours dans l'optique de la sécurité d'approvisionnement, il convient de relever, en ce qui concerne la dépendance envers les importations, que le rapport entre les risques (volatilité, congestions physiques) et les opportunités (prix avantageux, flexibilité) doit être examiné avec le plus grand soin. Les arbitrages nécessaires en la matière ne doivent pas seulement être effectués par les entreprises d'approvisionnement lors de l'évaluation des risques opérationnels, mais aussi lors de l'aménagement du cadre légal, qui constitue l'un des éléments déterminants de la rentabilité des centrales de base et de charge intermédiaire en Suisse.

1 Introduction

1.1 Bases légales et mandat

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 électricité. 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, en application de l'art. 22, al. 4, LApEI, de prendre les mesures qu'il est habilité à adopter en pareil cas en vue d'augmenter l'efficacité de l'utilisation de l'électricité, d'acquérir de l'électricité et de développer les capacités de production, ainsi que de renforcer et de 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.

Se fondant sur ces mandats légaux, l'EiCom a mis en place une surveillance en vue d'évaluer la sécurité d'approvisionnement de moyen à long terme. Tous les deux ans, 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 Responsabilité en matière de sécurité d'approvisionnement

Le système d'approvisionnement en électricité est complexe. Les acteurs les plus divers y participent de multiples manières. La dimension temporelle prise en compte va de la milliseconde pour le réglage primaire à quelques décennies pour la durée d'amortissement des centrales électriques et des infrastructures de transport. Dans ce contexte, les questions juridiques, économiques, techniques et politiques sont interdépendantes. La

figure 1 offre une représentation simplifiée des relations entre les différents acteurs impliqués dans le processus d'approvisionnement en électricité.

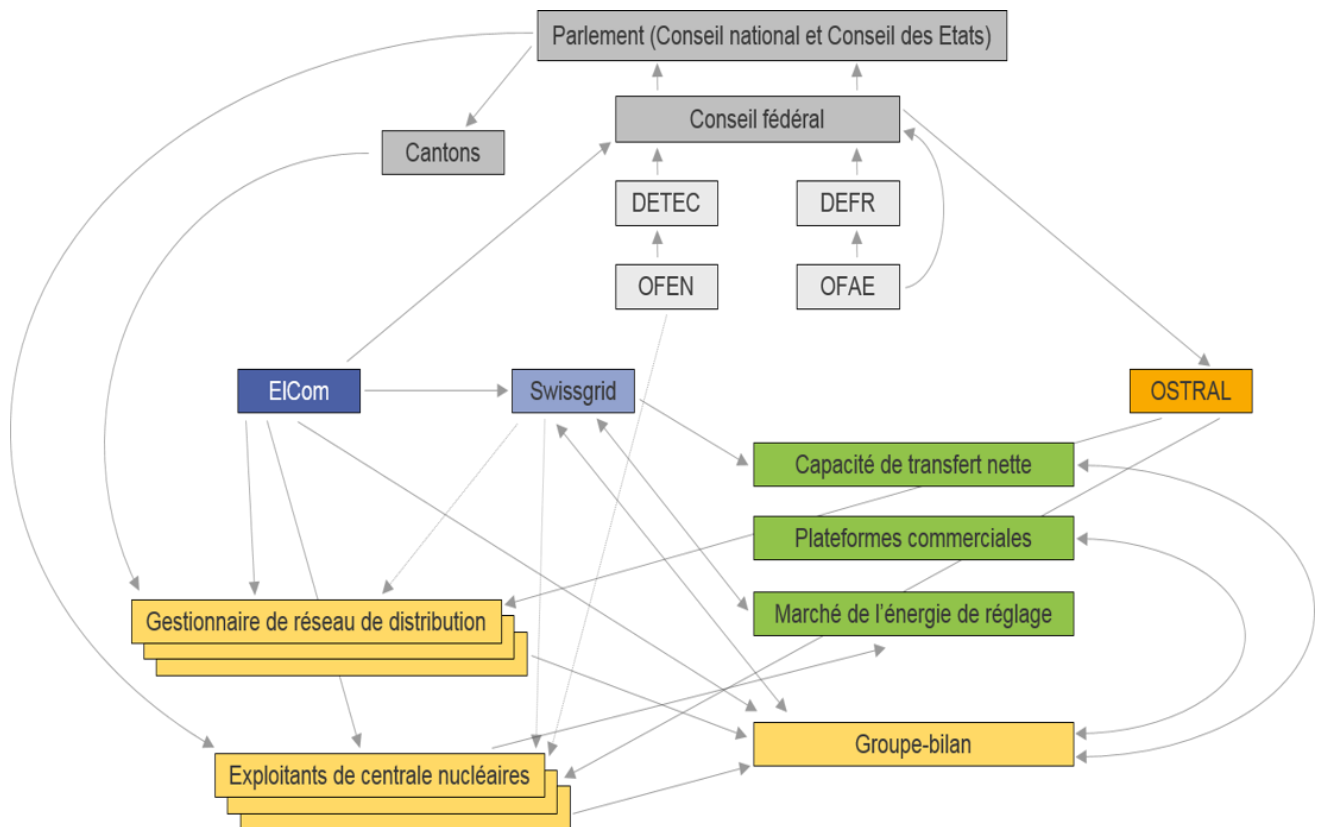
Confédération et cantons

La Confédération et les cantons instaurent les conditions générales permettant aux entreprises de la branche de l'énergie d'assurer l'approvisionnement de manière optimale dans l'optique de l'intérêt général (art. 4, al. 2, loi sur l'énergie, LEne) [1]¹.

La Confédération et les cantons fixent également le cadre légal applicable aux centrales électriques suisses [2]². Les cantons ont la « souveraineté sur l'eau », de sorte qu'ils sont compétents pour tout ce

¹ Les chiffres entre crochets se rapportent à la figure 1.

² LFH, LENu, LEaux, LApEI, loi sur le CO₂, LPE, LEne (voir la liste des abréviations)



qui touche aux concessions des usines hydroélectriques. Ce sont aussi eux qui désignent les zones de desserte des gestionnaires de réseau opérant sur leur territoire (art. 5, al. 1, LApEI) [3].

Figure 1 : Représentation simplifiée des relations entre les acteurs de l'approvisionnement en électricité (Source : EiCom)

En vertu de l'art. 8, al. 1, de la loi sur les forces hydrauliques (LFH), l'eau ou l'énergie produite par la force hydraulique ne peuvent être dérivées à l'étranger sans l'autorisation du Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication (DETEC). Cette disposition n'est toutefois pas appliquée à l'heure actuelle [4].

Les compétences relatives à l'octroi d'autorisations pour les nouvelles infrastructures de transport sont elles aussi réglementées à l'échelon fédéral. La définition des corridors pour les lignes du réseau de transport relève de la compétence du Conseil fédéral. Les permis de construire sont octroyés par l'Inspection fédérale des installations à courant fort (ESTI), à moins que le projet soit contesté, auquel cas le dossier est transmis à l'Office fédéral de l'énergie (OFEN).

Swissgrid

Pour assurer l'approvisionnement en électricité de la Suisse, Swissgrid veille en permanence à ce que l'exploitation du réseau de transport soit non discriminatoire, fiable et performante. La société nationale de transport fixe les capacités transfrontalières en coordination avec les gestionnaires de réseau des pays limitrophes (art. 20, al. 1, LApEI) [5]. Elle est responsable de la gestion des bilans d'ajustement et assure les services-système, y compris la mise à disposition d'énergie de réglage [6], étant entendu

que l'acquisition des capacités requises doit être organisée selon des procédures transparentes et non discriminatoires (art. 20, al. 2, let. b, LApEI).

Si la stabilité de l'exploitation du réseau est menacée, Swissgrid ordonne les mesures nécessaires et en règle les modalités en collaboration avec les exploitants de centrales, les gestionnaires de réseau et les autres parties concernées (art. 20, al. 2, let. c, LApEI). Elle peut prendre une mesure de substitution aux frais du destinataire si une injonction de sa part n'est pas suivie [7]. Lorsque l'accomplissement de ses tâches l'exige, elle peut proposer à l'EICom d'exproprier un propriétaire (art. 20, al. 4, LApEI).

À titre préventif, Swissgrid règle de façon uniforme – dans une convention avec les gestionnaires de réseau, les producteurs et les autres acteurs concernés – les mesures à prendre pour maintenir la sécurité d'approvisionnement, notamment les modalités du délestage automatique et de l'adaptation de la production des centrales électriques lorsque la stabilité de l'exploitation du réseau est menacée (art. 5, al. 2, OApEI).

Gestionnaires de réseau de distribution/exploitants de centrale électrique

Les gestionnaires de réseau de distribution prennent les mesures permettant de 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 (art. 6, al. 1, LApEI).

Tout point d'injection ou de soutirage d'un gestionnaire de réseau de distribution ou d'un exploitant de centrale électrique doit être attribué à un groupe-bilan. Un groupe-bilan est un groupement de nature juridique d'acteurs du marché de l'électricité visant à constituer vis-à-vis de Swissgrid une unité de mesure et de décompte à l'intérieur de la zone de réglage de la Suisse (art. 4, al. 1, let. e^{bis}, LApEI ; art. 23, al. 1, LApEI) [8].

Les exploitants de centrales électriques peuvent participer au marché de l'énergie de réglage et contribuer ainsi à ce que Swissgrid puisse assurer la stabilité du réseau [9]. Les gestionnaires de réseau de distribution et les exploitants de centrales électriques prennent, d'entente avec Swissgrid et les autres acteurs concernés, les mesures préventives nécessaires pour assurer l'exploitation sûre du réseau (art. 5, al. 1, OApEI) [7].

Groupes-bilan

Les groupes-bilans sont les véritables acteurs du négoce de l'énergie. Ils sont tenus contractuellement envers Swissgrid de maintenir leur bilan équilibré. Le groupe-bilan commercialise son énergie par le biais de plates-formes boursières et acquiert aux enchères les capacités de transport transfrontalières nécessaires en cas d'achat d'énergie à l'étranger [11].

Si le bilan d'un groupe-bilan est déséquilibré, Swissgrid lui facture individuellement les coûts de l'énergie d'ajustement nécessaire. Elle fixe les prix de l'énergie d'ajustement de manière à promouvoir l'utilisation efficace de l'énergie et de la puissance de réglage dans toute la Suisse et à empêcher les abus (art. 15a LApEI).

Swissgrid fixe les exigences minimales applicables aux groupes-bilan par voie de directive. Elle le fait selon des critères transparents et non discriminatoires et passe un contrat avec chaque groupe-bilan. Chaque groupe-bilan doit désigner un participant qui le représente vis-à-vis de Swissgrid et vis-à-vis des tiers (art. 23, al. 2 à 4, OApEI) [10].

Commission fédérale de l'électricité (EICom)

L'EICom surveille le respect des dispositions de la LApEI. Elle prend les mesures et rend les décisions nécessaires à l'application de cette loi et de ses dispositions d'exécution (art. 22, al. 1, LApEI) [12]. Elle dispose donc d'une compétence générale d'exécution couvrant l'ensemble des normes se rapportant à la sécurité d'approvisionnement et aux tâches y afférentes, que ces normes aient été fixées par la LApEI ou par la législation d'exécution.

L'EiCom observe et surveille en outre l'évolution des marchés de l'électricité en vue d'assurer un approvisionnement sûr et abordable de toutes les régions du pays. 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). Ces dernières peuvent consister à accroître l'efficacité de l'utilisation de l'électricité, à acquérir de l'électricité et à développer les capacités de production, ou à renforcer et à développer les réseaux électriques (art. 9, al. 1, LApEI) [13].

Lorsque l'accomplissement de ses tâches l'exige, Swissgrid peut proposer à l'EiCom d'exproprier un propriétaire (art. 20, al. 4, LApEI). Si un gestionnaire de réseau, un producteur ou un autre acteur concerné refuse de signer avec Swissgrid une convention sur les mesures à prendre pour maintenir la sécurité d'approvisionnement (notamment sur les modalités du délestage automatique et sur l'adaptation de la production des centrales électriques lorsque la stabilité de l'exploitation du réseau est menacée), l'EiCom en ordonne la conclusion par voie de décision (art. 5, al. 2-3, LApEI) [12].

Office fédéral pour l'approvisionnement économique du pays

L'Office fédéral pour l'approvisionnement économique du pays (OFAE) collecte des données générales permettant d'évaluer les risques auxquels est exposé l'approvisionnement du pays en biens et services d'importance vitale et analyse en permanence la situation. Le domaine énergie de cet office observe et analyse en permanence l'évolution de l'approvisionnement du pays en énergie (art. 2, al. 1, et art. 4, al. 1, de l'ordonnance du 2 juillet 2003 sur les préparatifs en matière d'approvisionnement économique du pays [RS 531.12] ; art. 53, al. 2, de la loi sur l'approvisionnement du pays [LAP]). Si l'approvisionnement ne peut être assuré par l'économie privée et si les mesures d'encouragement prises par la Confédération ne suffisent pas, le Conseil fédéral peut – en vertu de l'art. 28, al. 1, LAP – édicter pour la durée des graves pénuries des prescriptions régissant des biens d'importance vitale déterminés [14], notamment en ce qui concerne :

- les quantités destinées à la fabrication, la transformation, la distribution et la consommation ;
- la réduction de la consommation ;
- la limitation des exportations.

Se fondant sur les art. 52 et 55 LAP, le Conseil fédéral charge ensuite l'Association des entreprises électriques suisses (AES) et Ostral de remédier à la pénurie [15].

Ostral

OSTRAL (**O**rganisation für **S**tromversorgung in **a**usserordentlichen **L**agen) est l'organisation pour l'approvisionnement en électricité en cas de crise. En cas de pénurie d'électricité, elle intervient sur ordre de l'Office fédéral pour l'approvisionnement économique du pays.

1.3 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, la sécurité d'approvisionnement est difficile à mesurer sur le plan opérationnel. 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.

En matière de surveillance de la sécurité d'approvisionnement, les limites du système électrique pertinentes pour l'EiCom découlent des mandats légaux qui lui sont confiés en vertu de l'art. 22, al. 3 et 4,

LApEI et de la définition de cette sécurité. Cette surveillance est axée sur l'évolution dans le temps des différents paramètres d'observation et porte donc plutôt sur les changements systémiques à progression lente et à caractère souvent structurel qui sont susceptibles de mettre progressivement en danger la sécurité d'approvisionnement. Les valeurs actuelles, exprimées en termes absolus, des paramètres d'observation jouent un rôle secondaire dans le présent rapport.

1.4 Méthodologie de 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'ElCom (art. 22, al. 3 et 4, LApEI) et de la définition de cette sécurité. Les quatre domaines d'observation pris en compte dans le rapport sur la sécurité d'approvisionnement établi en 2014 (réseaux, production, coûts et tarifs, contexte juridico-technique) servent également de fondement aux différents paramètres d'observation utilisés dans la présente version.

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. La structure ainsi établie est présentée au tableau 1.

Domaine d'observation	Dimension d'observation	Paramètre d'observation
Réseaux	Gestion système	Simulation de charge N-1 sur le réseau de transport
		Qualité du réglage
		Maintien de la fréquence et de la tension
	Disponibilité	Réduction de la production
		Réduction des capacités transfrontalières
		Coupures de l'approvisionnement
	État du réseau	Interruptions de l'exploitation
		Congestions du réseau
	Développement du réseau	Développement du réseau de transport
		Investissements dans le réseau
Production	Capacités des centrales électriques	Évolution de la puissance de production
		Réserves de puissance
		Bilan électrique de la Suisse
	Possibilité d'importer du courant	Dépendance de la Suisse envers les importations en hiver
		Capacité d'importation transfrontière
		Possibilités d'exportation des pays voisins
	Investissements dans de futures centrales électriques	Puissance de production future
		Réserves de puissance futures
		Développement des énergies renouvelables
Coûts et tarifs	Tarifs du réseau et de l'énergie	Différences tarifaires régionales
		Comparaison internationale des prix de l'électricité
	Coûts de l'électricité pour le budget des ménages	Différences régionales
Contexte juridico-technique	Cadre juridique	Effets du droit de l'UE sur la Suisse
		Stratégie Réseaux électriques
		Cybersécurité
		Rétribution à prix coûtant
	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

Tout paramètre ou dimension qui évolue durablement de manière à menacer la sécurité d'approvisionnement est discuté avec les partenaires concernés afin d'en identifier les causes et d'ébaucher des solutions propres à les éradiquer.

Une première priorisation des différentes dimensions par rapport aux risques qu'elles recèlent pour la sécurité d'approvisionnement a été effectuée sur la base de la probabilité de matérialisation de ces risques et de leur potentiel de dommage (figure 2). Ce tri a été effectué pour la première fois en février 2012 sur la base des travaux menés jusque-là par l'EiCom, des données alors disponibles et de l'observation non systématique de certaines dimensions et de certains paramètres. Dans le cadre de la surveillance de la sécurité d'approvisionnement, un intérêt particulier a été accordé à tous les paramètres et à toutes les dimensions qui avaient atteint une valeur supérieure ou égale à « moyen » en matière de probabilité de matérialisation ou de potentiel de dommage des risques. Dans le rapport de 2014 sur la sécurité d'approvisionnement, les dimensions suivantes ont été considérées comme « à suivre » : 1. Gestion système ; 2. Disponibilité du réseau ; 4. Développement du réseau ; 6. Possibilité d'importer du courant ; 7. Investissements dans de futures centrales électriques ; 11. Cadre juridique.

En décembre 2015, ces risques ont été réévalués pour le présent rapport. Cette réévaluation a montré que les dimensions qui présentaient déjà un risque en 2014 continuaient d'en constituer un et que la dimension « 5. Capacités des centrales électriques » s'était ajoutée à cette catégorie (voir figure 2).

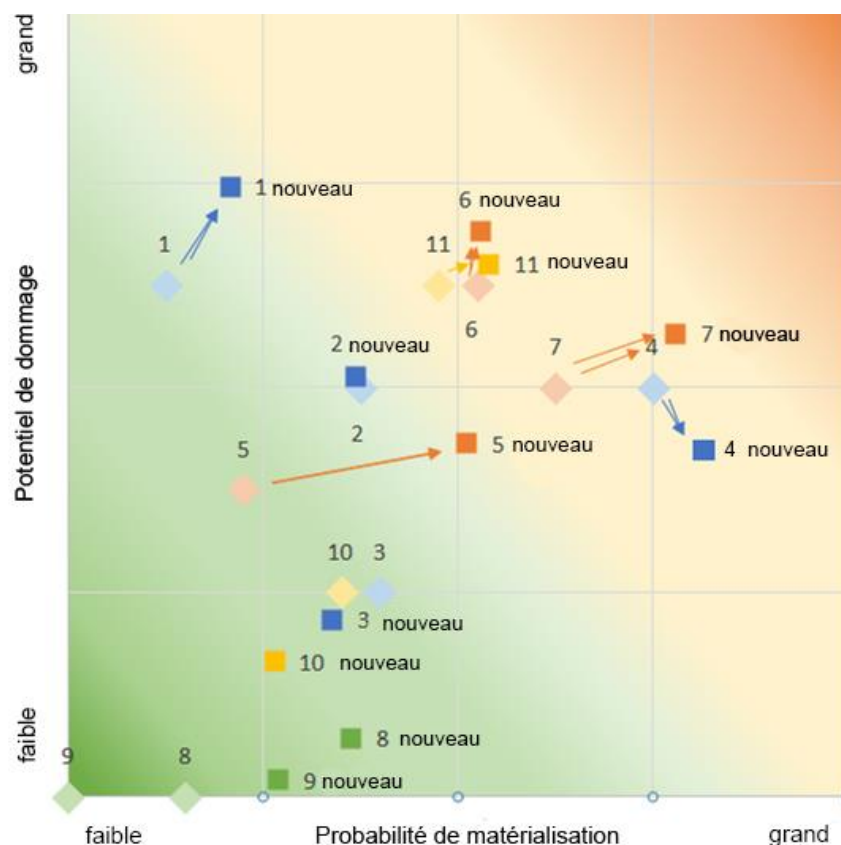


Figure 2 : Matrice des risques liés aux dimensions d'observation (source : EiCom)

Légende

Domaine réseaux	Domaine production	Domaine coûts et tarifs	Domaine contexte juridique-technique
1. Gestion système	5. Capacités des centrales électriques	8. Tarifs du réseau et de l'énergie	10. Efficacité électrique

2. Disponibilité du réseau	6. Possibilité d'importer du courant	9. Part dans le budget des ménages	11. Cadre juridique
3. État du réseau	7. Investissements dans de futures centrales électriques		
4. Développement du réseau			

Les dimensions ci-après ont sensiblement changé par rapport au dernier rapport en ce qui concerne la probabilité de matérialisation des risques et leur potentiel de dommage.

1. Gestion système

Dans le contexte de la disponibilité potentiellement réduite des capacités de production aux niveaux de tension inférieurs à 380 kilovolts (arrêt relativement long de la centrale nucléaire de Beznau et diminution des débits en 2015), l'augmentation des besoins d'importation a mis en évidence la vulnérabilité aux congestions induite par l'insuffisance des capacités de transformation 380/220 kilovolts. Dans ce contexte, la simulation de charge N-1 sur le réseau de transport est la grandeur limitative de la capacité d'importation commercialisable. Les risques liés à la gestion du système sont donc intimement liés aux risques accrus touchant aux possibilités d'importation de courant identifiées dans le domaine production [6].

4. Développement du réseau

Dans son rapport « Réseau stratégique 2025 », Swissgrid a défini les projets-réseau qui, de son point de vue, sont nécessaires pour assurer en approvisionnement sûr en électricité à l'horizon 2025. Au cours des dix dernières années, trois projets de ligne ont été réalisés au niveau du réseau de transport. Pour créer les conditions d'un approvisionnement en électricité suffisant, les projets de ligne nécessaires, y compris les transformateurs 380/220 kilovolts, doivent être réalisés rapidement. Étant donné que la procédure d'autorisation de nombreux projets est actuellement bloquée, l'EiCom a attribué une valeur légèrement plus élevée à la probabilité de matérialisation des risques liés au paramètre développement du réseau.

6. Possibilité d'importer du courant

Dans les années 80 et 90, la sécurité d'approvisionnement était définie par la probabilité que le semestre d'hiver se solde par une importation nette. Une sécurité d'approvisionnement de 95 % signifiait alors que la consommation domestique d'électricité ne pouvait pas être couverte par la production nationale un hiver sur 20, et que 19 hivers sur 20 se soldaient par un excédent net d'exportations. Au cours des deux dernières années, cet indicateur est passé de 30 à 20 %. En d'autres termes, la dépendance statistique envers les importations s'est encore accrue et il faut partir du principe qu'elle risque encore d'augmenter davantage en raison en particulier du remplacement tendanciellement croissant de l'énergie en ruban par du courant d'origine photovoltaïque. En conséquence, le potentiel de dommage a été jugé légèrement plus élevé que lors du dernier rapport.

7. Investissements dans de futures centrales électriques

Les objectifs de la Stratégie énergétique 2050 prévoient le remplacement des centrales nucléaires par des installations alimentées aux énergies renouvelables (photovoltaïque, éolien, géothermie, biomasse, etc.). Si les objectifs de la Stratégie énergétique 2050 n'étaient pas atteints en temps voulu, la quantité d'énergie non produite à partir d'énergies renouvelables devrait être fournie soit par des centrales au gaz à cycle combiné, soit par des importations. Au cours des deux dernières années, les prix de l'électricité ont continué de baisser sur le marché de gros. D'où une baisse de la rentabilité des centrales électriques non subventionnées ou un renchérissement du subventionnement de nouvelles installations de production en Suisse. Le risque de ne pas pouvoir respecter le calendrier de développement du parc de production d'électricité en vue du remplacement de 25 térawattheures a donc légèrement augmenté par rapport à 2014.

11. Cadre juridique

Le risque d'augmentation de la dépendance aux importations accroît l'importance de la stabilité du cadre juridique, notamment pour ce qui est de la réglementation des questions liées à l'exploitation du réseau interconnecté. La suspension des négociations entre la Suisse et l'Union européenne accroît le risque que les incertitudes affectant le cadre juridique aient des effets négatifs sur la sécurité d'investissement, sur l'accès au marché et, par là, sur la sécurité d'approvisionnement.

1.5 Interactions entre capacités du réseau et production : fondements

Le réseau suisse d'électricité est subdivisé en sept niveaux : le réseau de transport, les réseaux de distribution suprarégionaux, les réseaux de distribution régionaux, les réseaux de distribution locaux et les trois niveaux de transformation intermédiaires qui convertissent le courant d'un niveau de tension à l'autre (vers le haut ou vers le bas). Les interconnexions avec l'étranger se font au niveau du réseau de transport (220 et 380 kilovolts). En cas de sur- ou de sous-couverture, la Suisse peut ainsi exporter l'énergie excédentaire ou importer l'énergie manquante.

La Suisse est raccordée par 38 lignes au réseau électrique étranger : 19 de ces lignes transfrontalières sont exploitées à une tension de 380 kilovolts, 17 à une tension de 220 kilovolts et deux à une tension inférieure à 150 kilovolts (ENTSO-E, 2016a). Comme le montre la

figure 3, les centrales électriques suisses injectent l'énergie qu'elles produisent à différents niveaux de réseau, qui dépendent de leur puissance. Ce sont surtout les centrales nucléaires et les grandes centrales à accumulation qui injectent du courant au niveau du réseau de transport, tandis que les grandes centrales au fil de l'eau le font à celui du réseau de distribution suprarégional, et les petites centrales hydroélectriques ainsi que les installations photovoltaïques et les éoliennes à ceux des réseaux de distribution régionaux et locaux. Pour que la puissance, ou plus précisément l'énergie, injectée aux différents niveaux de réseau puisse atteindre les consommateurs finaux, il faut disposer des transformateurs adéquats. Ces derniers ne se situent pas seulement aux niveaux de réseau 2, 4 et 6, mais aussi, dans certains cas, au sein même des autres niveaux de réseau, par exemple au sein du réseau de transport pour assurer la transformation de 380 à 220 kilovolts, ou au sein du réseau de distribution suprarégional pour assurer la transformation de 150 à 60 kilovolts. La sécurité d'approvisionnement ne peut être garantie que si les capacités de production, de transport et de transformation sont suffisantes.

Dans un système d'approvisionnement stable, production et consommation sont toujours en équilibre, idéalement à une fréquence de réseau de 50 hertz. Si, à un moment donné, la consommation de puissance électrique est inférieure à la production, la fréquence du réseau augmente. Dans le cas de figure inverse, elle diminue. Les écarts de courte durée entre la production et la consommation sont compensés par le recours à la puissance de réglage gardée en réserve, de manière à ce que la fréquence du réseau reste stable. Si la réserve de réglage suffit à compenser ces écarts, la zone de réglage est considérée comme équilibrée. La capacité d'une zone de réglage à se maintenir en équilibre est mesurée en fonction du temps durant lequel cette zone est en déséquilibre.

Dans le cadre tant de la planification que de l'exploitation du réseau, on veille à ce que les valeurs de charge admises ne soient pas dépassées. Pareils dépassements doivent également être exclus en cas de défaillance d'un élément quelconque du réseau. Dans l'exploitation du réseau international interconnecté, on applique donc le critère dit « N-1 ». Si la charge du réseau atteint tout de même une valeur sortant de la plage admise – que ce soit lors de la planification ou lors de l'exploitation en temps réel – le gestionnaire du réseau de transport a la possibilité de mettre en œuvre, dans le cadre de la gestion opérationnelle du système, différentes mesures destinées à ramener la charge à un niveau admissible. À l'échelon national, il s'agit de mesures topologiques (manœuvres de couplage modifiant les flux de charge) et d'adaptations dans l'utilisation des centrales. Lorsqu'elles sont induites par le réseau, les adaptations dans l'utilisation des centrales sont qualifiées de mesures de « redispatching » : une centrale reçoit l'ordre de réduire sa production, tandis qu'une autre compense cette baisse de puissance.

Dans le cadre de l'exploitation du réseau international interconnecté, il est possible de prévenir les surcharges en réduisant la capacité de transport disponible à la frontière. À court terme, il est aussi possible de prendre des mesures (transfrontalières) de redispatching. Si malgré toutes les mesures prises (à tous les niveaux du réseau), il se produit tout de même une coupure de l'approvisionnement, on quantifie alors la disponibilité de l'électricité, par exemple au moyen de l'indice SAIDI (System Average Interruption Duration Index), un indicateur usuel au niveau international.

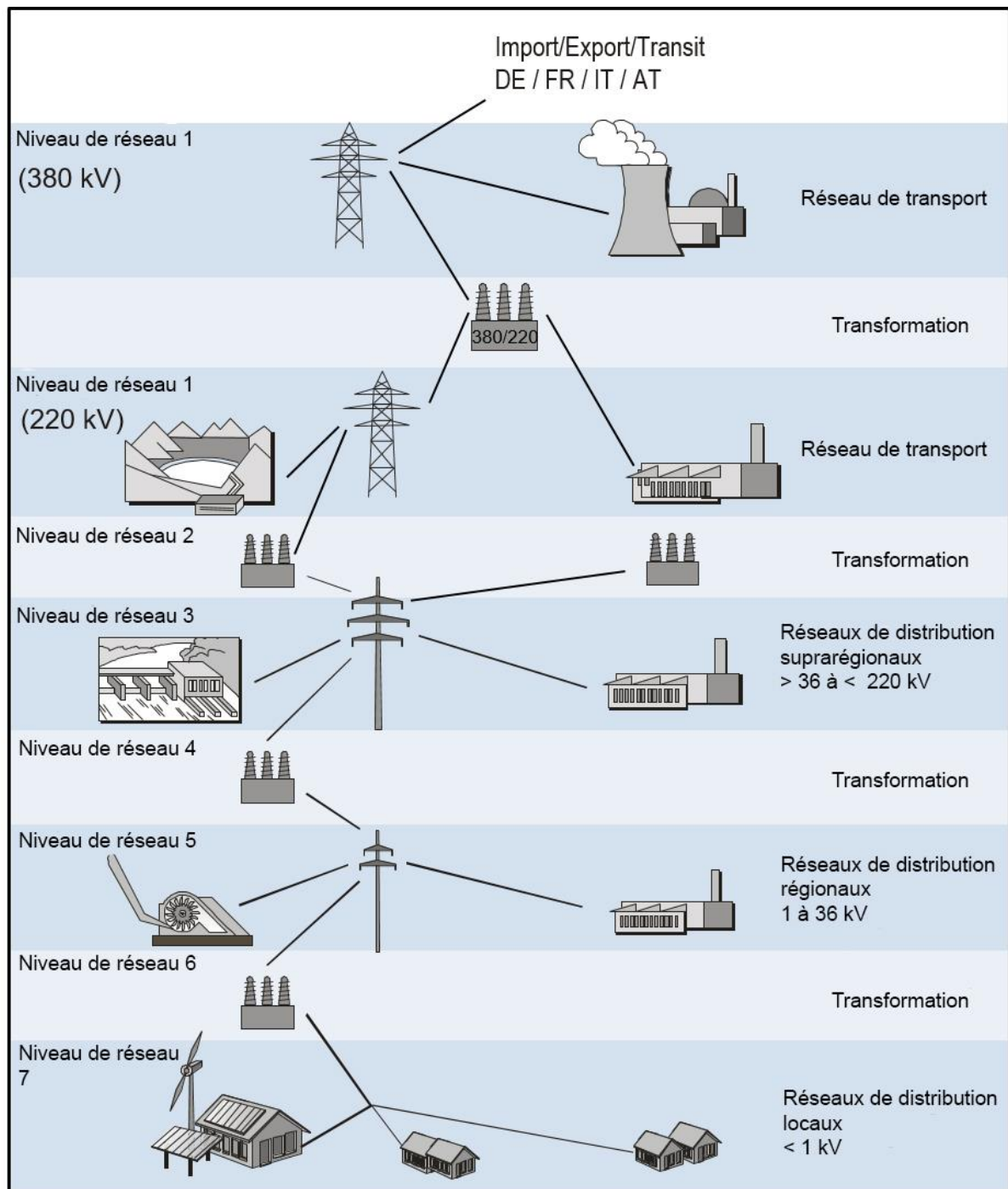
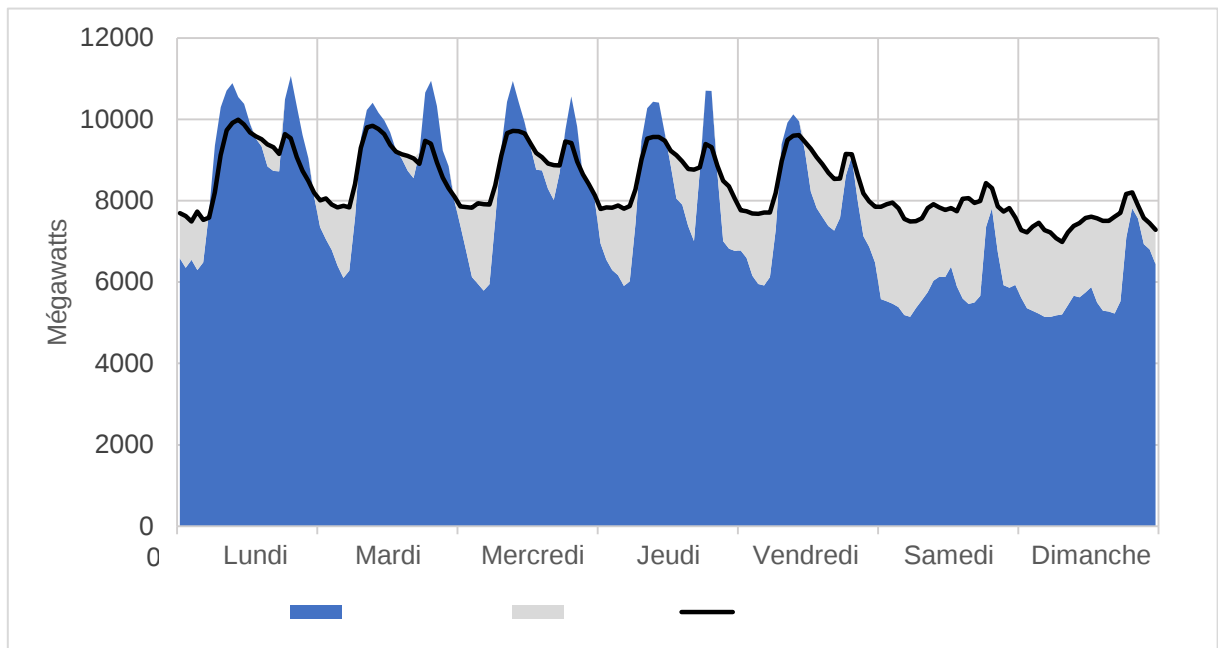


Figure 3 : Schéma du réseau suisse d'approvisionnement en électricité (source : Association des entreprises électriques suisses, AES)

Le semestre d'hiver est particulièrement critique pour la sécurité d'approvisionnement car le réseau est alors soumis à une charge accrue alors que les centrales au fil de l'eau ont moins de possibilités de



production. La présente l'évolution de la courbe de charge et de l'injection des centrales électriques durant une semaine typique de février 2015 (Swissgrid, 2016a). On constate une différence importante entre les schémas de production et de consommation du week-end et des jours ouvrables. Pendant les heures de la semaine où les prix de l'électricité sont élevés, la production dépasse la consommation et l'on exporte du courant. La nuit et le week-end, la production est inférieure à la consommation nationale et l'on importe du courant. Durant toutes ces périodes, la charge due à la consommation oscille entre 7 et 10 gigawatts environ, tandis que la puissance délivrée par les centrales électriques varie entre 5 et 11 gigawatts. Pour l'évaluation de la sécurité d'approvisionnement, il faut en principe procéder à une analyse axée aussi bien sur l'énergie que sur la puissance. Il y a lieu en particulier de se demander pendant quelle durée une puissance donnée est disponible.

Figure 4 : Courbe de charge et courbe de production d'une semaine d'hiver typique : les jours ouvrables, la production est clairement excédentaire pendant la journée (source : Swissgrid)

1.6 Structure du présent rapport

Le chapitre 2 traite des paramètres d'observation du domaine réseaux. Ce dernier en compte dix, qui relèvent de quatre 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. Il y en a neuf, qui sont regroupés en trois dimensions. Les paramètres les plus intéressants sont ceux qui permettent de tirer des conclusions sur la sécurité d'approvisionnement future.

Le chapitre 4 présente les deux dimensions et quatre paramètres d'observation que compte le domaine prix et tarifs.

Le chapitre 5 donne une vue d'ensemble des principaux facteurs agissant sur la sécurité d'approvisionnement, qu'ils découlent de prescriptions légales ou qu'ils tirent leur importance de risques d'évolutions en cours ou existants. Les paramètres du 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 1.4.

Le présent rapport a évolué par rapport à la version publiée il y a deux ans. Les dimensions suivantes sont venues s'ajouter à celles de naguère : « 2.4.1 Développement du réseau de transport », « 2.4.2 Investissements dans les réseaux de transport et de distribution », « 3.2.1 Dépendance de la Suisse envers les importations en hiver », « 5.1.1 Effets du droit de l'UE sur la Suisse » et « 5.1.2 Stratégie Réseaux électriques ».

La situation de l'approvisionnement au cours de l'hiver 2015/16 fait l'objet d'un rapport séparé.

2 Réseaux

Le réseau suisse de transport comporte 6700 km de lignes, 130 postes de couplage et 38 lignes d'interconnexion avec l'étranger (Swissgrid, 2016b). 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 les 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 670 gestionnaires de réseau (ElCom, 2015). Le réseau de transport à 16,7 hertz 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 hertz ; 132 kilovolts) 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 quatre dimensions d'observation : « 2.1 Gestion système », « 2.2 Disponibilité du réseau », « 2.3 État du réseau » et « 2.4 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 à la fois le réseau de transport et le réseau de distribution.

2.1 Gestion système

La dimension gestion système est évaluée à l'aide des trois 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 ». Les figures reposent sur les données de Swissgrid. Leur interprétation a été discutée avec 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 (2880 valeurs au quart d'heure par mois de 30 jours). Les valeurs de charge des éléments du réseau les plus fortement impactés sont ensuite réparties en trois catégories : 100 à 110 %, 110 à 120 % et plus de 120 %. Les chiffres pris en compte ne tiennent pas compte des violations du critère N-1 qui pourraient être éliminées par des mesures curatives. La charge réseau représentée sous cette forme dépend donc fortement des possibilités d'intervention disponibles pour réduire une violation potentielle du critère N-1. Si les possibilités d'intervention opérationnelle visant à rétablir la sécurité N-1 en cas de défaillance d'un élément du réseau n'étaient pas prises en compte, la charge réseau serait supérieure aux valeurs présentées actuellement.

Les charges réseau simulées en cas de violation du critère N-1 ont diminué tendanciuellement au cours des cinq dernières années (voir figure 5). Cette baisse s'explique principalement par les mesures d'optimisation de la gestion système adoptées par Swissgrid. 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. En novembre et décembre 2015 toutefois, la situation potentiellement tendue sur le réseau et en matière d'approvisionnement induite par l'indisponibilité des réacteurs de Beznau et par le bas niveau de la production des centrales au fil de l'eau a provoqué une légère augmentation des valeurs de charge du réseau.

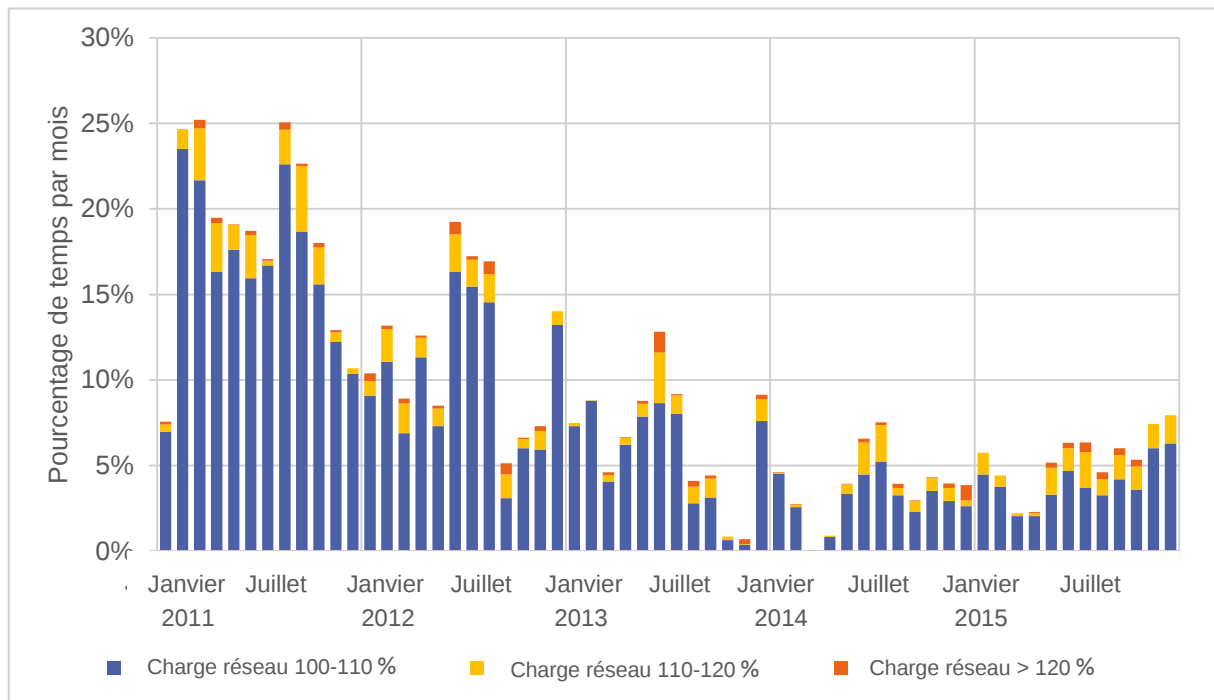


Figure 5 : Valeurs de charge du réseau simulées en cas de violation du critère N-1 sur le réseau de transport (source : Swissgrid)

2.1.2 Qualité du réglage

Pour que le réseau interconnecté reste stable, la fréquence doit en être maintenue à 50 hertz (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 6 présente l'évolution de la qualité du réglage au cours des cinq dernières années. Elle indique le pourcentage de temps durant lequel la zone de réglage 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. La

modification du mécanisme de fixation du prix de l'énergie d'ajustement a également eu des effets positifs sur la qualité du réglage, car elle a créé une incitation à l'amélioration des 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 équivaut 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.

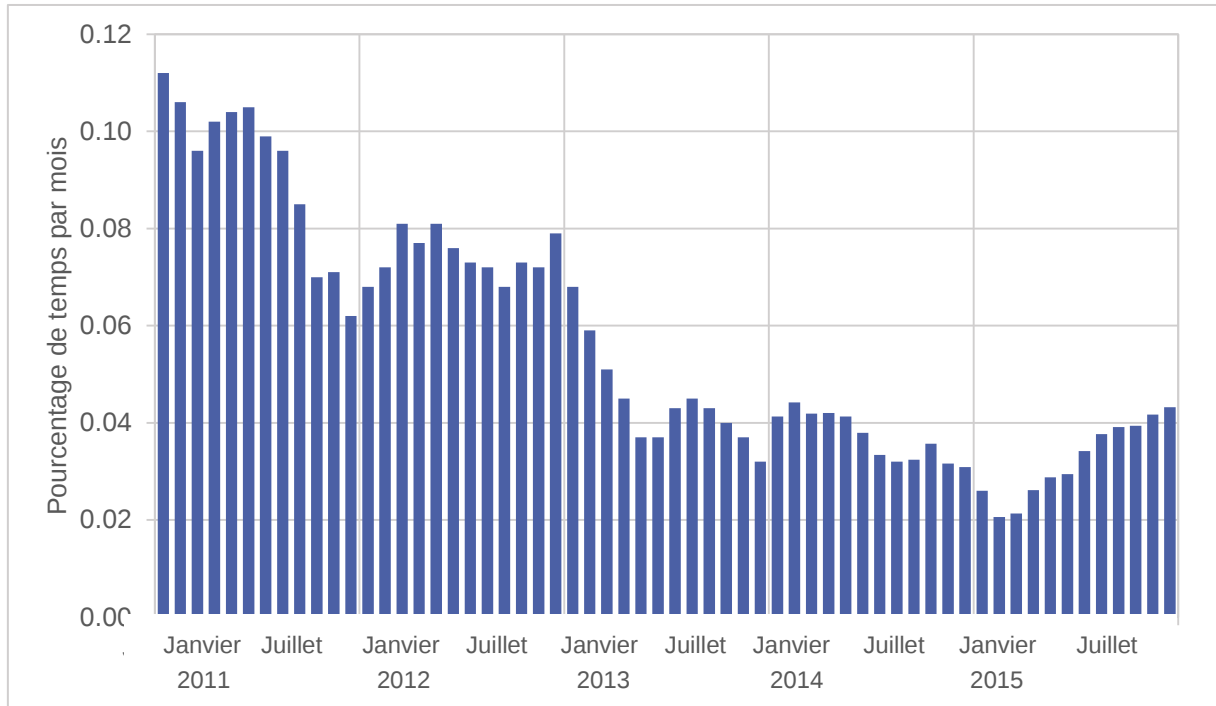


Figure 6 : Évolution du pourcentage mensuel de temps durant lequel la zone de réglage Suisse n'était pas en équilibre (source : Swissgrid)

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 hertz. 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 millihertz de la valeur de consigne.

La figure 7 indique la durée mensuelle des écarts (positifs et négatifs) supérieurs à 75 millihertz 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 minime sur la fréquence du réseau interconnecté d'Europe continentale. Depuis cinq 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.

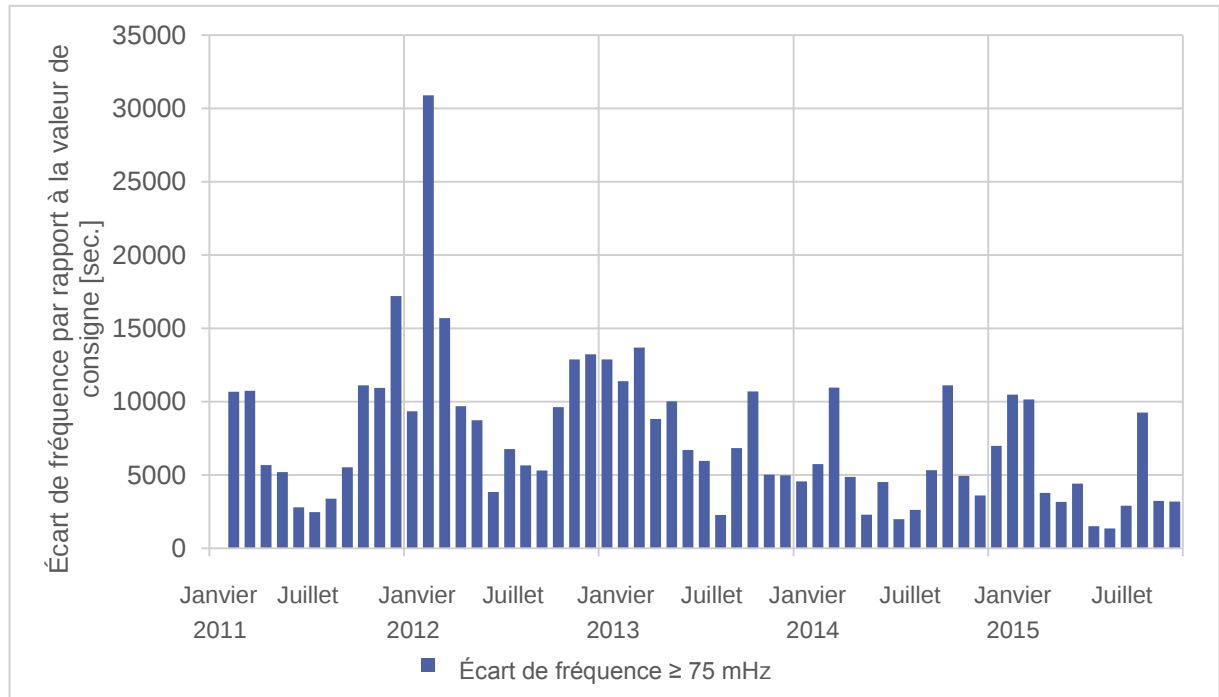


Figure 7 : Évolution des écarts de fréquence mensuels en secondes (source : Swissgrid)

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 cinq dernières années, les valeurs prises en compte pour les nœuds régulés ont montré que les « légères violations de tension » avaient un peu augmenté. 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. 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. L'une des solutions possibles pour assurer ce dernier pourrait consister à utiliser les alternateurs synchrones existants des centrales de base comme déphaseurs.

2.2 Disponibilité du réseau

2.2.1 Mesures de redispatching nationales

Si les valeurs de charge admises pour le réseau de transport sont dépassées en raison de congestions, Swissgrid peut donner, lors de l'exploitation en temps réel, l'ordre 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 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. Le solde représente les coûts du redispatching. Le coût des mesures de redispatching nationales est relativement faible par rapport au coût des autres services-système.

La figure 8 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.

Les mesures de redispatching nationales d'août 2013 et de juillet 2014 étaient dues à la défaillance d'une sous-station ainsi qu'à des valeurs de charge du réseau trop élevées du fait de flux de charge inhabituellement importants. Quant aux mesures de redispatching nationales de novembre 2015, elles ont été prises car plusieurs transformateurs 380/220 kilovolts situés en Suisse alémanique présentaient des valeurs de charge trop élevées. De manière générale, les mesures de redispatching nationales ne tendent cependant pas à augmenter.

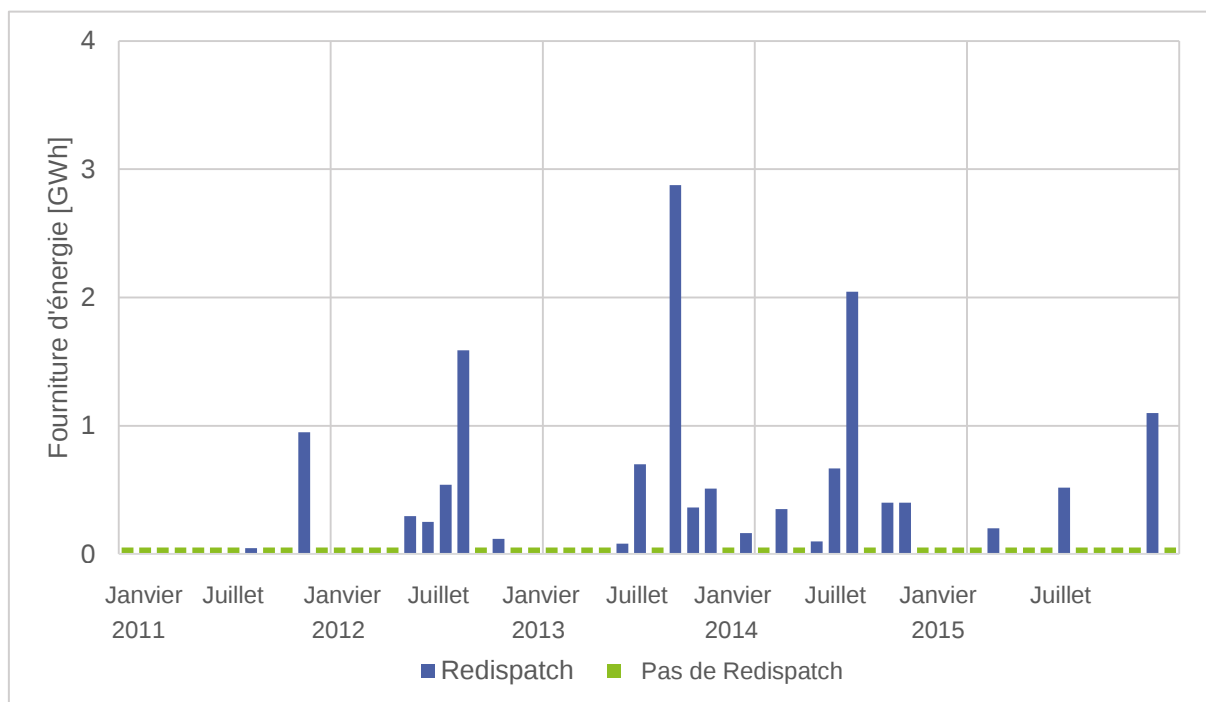


Figure 8 : Quantité d'énergie consacrée aux mesures de redispatching (source : Swissgrid)

2.2.2 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 9 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 concernaient l'Italie et ont été prises à la demande de cette dernière (non visible sur le graphique). 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 de figure, 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.

Les deuxièmes mesures de redispatching internationales les plus fréquentes sont celles concernant 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 fait que les mesures de redispatching nécessitant la participation de la Suisse sont plutôt rares. De ce fait, les coûts découlant de telles mesures sont relativement faibles en comparaison avec d'autres pays d'Europe.

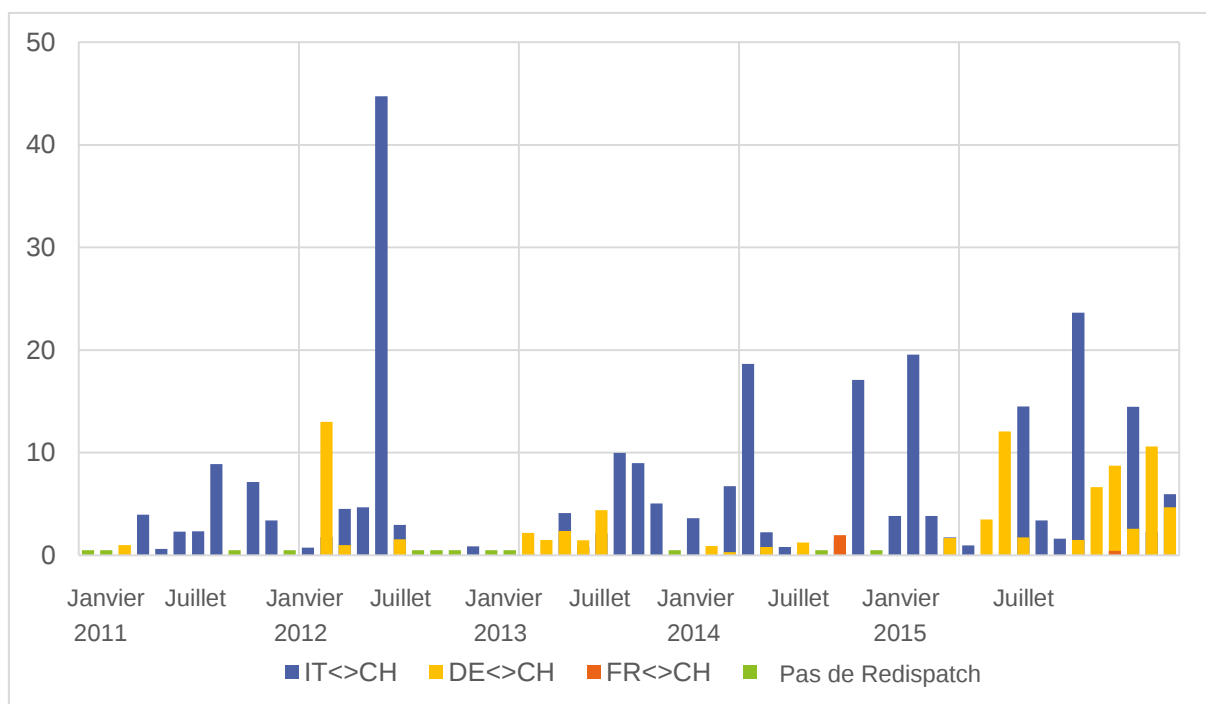


Figure 9 : Quantités d'énergie utilisées pour les mesures de redispatching internationales (source : Swissgrid)

2.2.3 Coupures de l'approvisionnement

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.

La figure 10 présente la durée moyenne d'interruption par consommateur final et par an en Suisse pendant la période allant de 2010 à 2015. 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 2015, 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 de 25 à 21 minutes (EiCom, 2016a).

Au cours des six dernières années, l'approvisionnement électrique de la Suisse s'est distingué par sa qualité élevée en dépit d'une augmentation temporaire de la durée moyenne d'interruption par consommateur final. Il occupe une bonne position en comparaison internationale. Selon les informations publiées officiellement par le Conseil des régulateurs européens de l'énergie (Council of European Energy Regulators, CEER), la durée moyenne par consommateur final des coupures non planifiées était comprise entre 12 et 50 minutes en 2014 dans les pays suivants : Allemagne, Autriche, France et Italie (CEER, 2016).

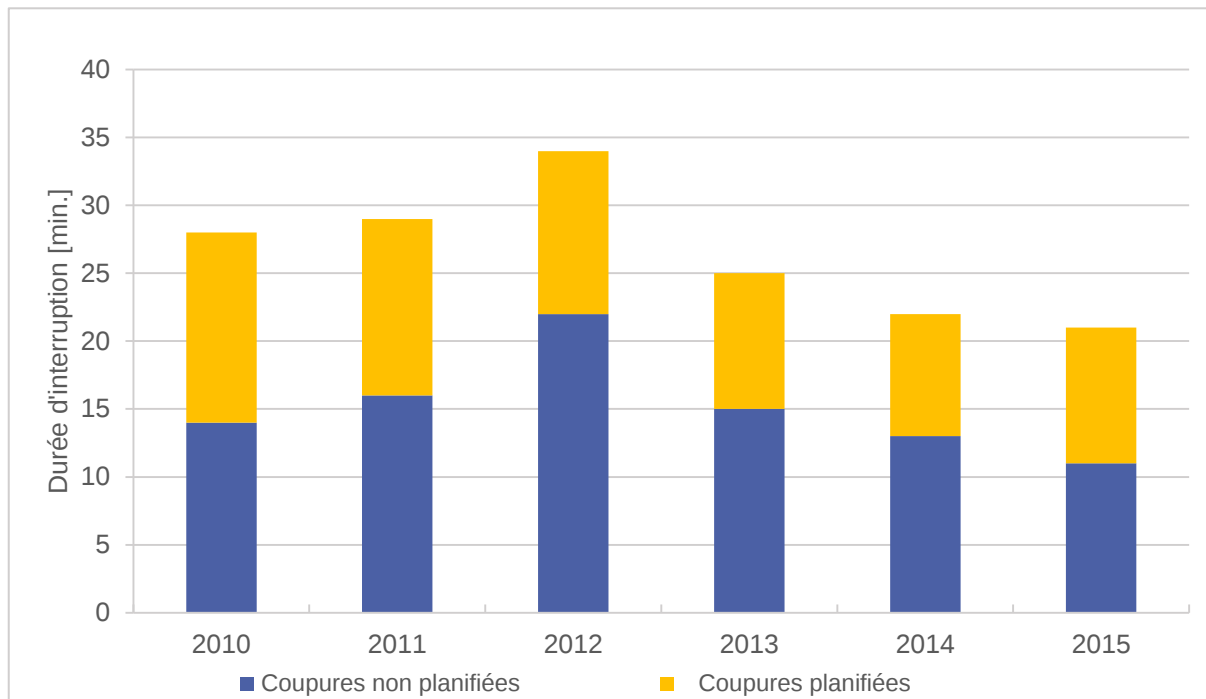


Figure 10 : Évolution de la durée moyenne d'interruption – planifiée ou non – par consommateur final et par année (source : ElCom)

2.3 État du réseau

L'état du réseau constitue, avec la gestion sûre du système et la disponibilité des capacités réseau, l'un des éléments déterminants de la sécurité du transport du courant. La dimension concernant l'état du réseau se compose de deux paramètres d'observation «2.3.1 Congestions du réseau de transport » et «2.3.2 Durée des coupures dues à des incidents d'exploitation sur le réseau de distribution ».

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 refaites 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. Contrairement à la procédure appliquée pour le paramètre d'observation « Simulation de charge N-1 sur le réseau de transport », les possibilités d'intervention opérationnelles visant à restaurer la sécurité N-1 en cas de défaillance d'un élément du réseau ne sont pas prises en compte ici.

Swissgrid subdivise le réseau de transport en six régions : Berne, Argovie, Suisse romande, Tessin, Grison 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 mois. L'évolution au fil du temps varie considérablement d'une région à l'autre. En 2010 et 2011, les régions de Berne et de la Suisse romande ont enregistré un nombre très élevé de violations N-1, qui a toutefois diminué considérablement au cours des deux années suivantes (déplacement d'un transformateur). Le nombre de violations N-1 touchant la région du Tessin a doublé en 2013 et est depuis lors resté à un niveau

élevé. Cette hausse s'explique principalement par le fait que l'augmentation des capacités d'un transformateur situé à Lavorgo a tellement modifié les flux de charge que d'autres éléments d'exploitation ont enregistré davantage de violations N-1 lors des simulations. L'augmentation des violations N-1 enregistrée par la région d'Argovie lors des simulations de 2015 est essentiellement due à la situation critique sur le réseau et en matière d'approvisionnement énergétique qui a caractérisé les mois de novembre et décembre. En l'espèce, ce sont surtout les transformateurs 380/220 kilovolts qui ont affiché des valeurs de charge trop élevées.

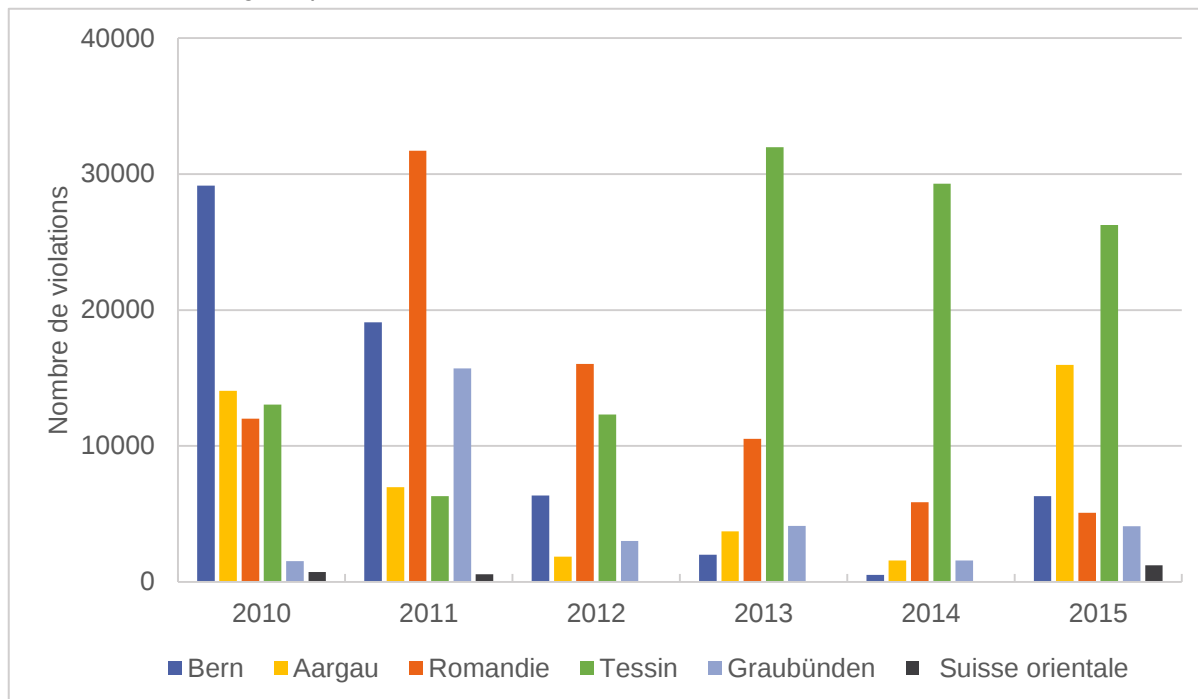


Figure 11 : Évolution du nombre simulé de violations N-1 par région et par an (source : Swissgrid)

2.3.2 Durée des coupures dues à des incidents d'exploitation sur le réseau de distribution

L'état des réseaux de distribution s'observe en se fondant sur la durée des coupures ayant des causes fonctionnelles. Par causes fonctionnelles, on entend la défaillance d'une installation ou d'un élément d'exploitation, p. ex. en raison d'une surcharge ou d'un dysfonctionnement de la protection du réseau ou du système de commande. Une augmentation des coupures d'origine fonctionnelle peut signifier que l'attention accordée à l'état du réseau ou au renouvellement de l'infrastructure de réseau n'est pas suffisante.

L'évaluation repose sur le recensement des coupures de l'approvisionnement des 95 plus grands gestionnaires de réseau suisses. C'est en 2011 que les résultats ont pour la première fois été ventilés par cause d'interruption.

Comme le montre la figure 12, la durée moyenne par consommateur des coupures d'origine fonctionnelle a oscillé entre 4,1 et 7,5 minutes pendant la période 2011 à 2015. En 2012, trois grosses coupures survenues en Valais, en ville de Lausanne et en ville de Zurich ont poussé cette moyenne à la hausse. Elle est redescendue à 4,1 minutes par consommateur et par an en 2013 et 2014, pour ensuite remonter légèrement en 2015. La hausse de 2015 était principalement due à des coupures survenues dans le nord-est de la Suisse, dans la région de Zurich et dans la région de Bâle (ElCom, 2016a).

Les coupures dues à des causes opérationnelles comptent chaque année pour quelque 20 % de la durée totale des coupures et pour quelque 30 % de la durée des coupures non planifiées. Au cours des cinq dernières années, elles ont eu – après celles dues à des phénomènes naturels – le deuxième plus gros impact sur la qualité de l'approvisionnement.

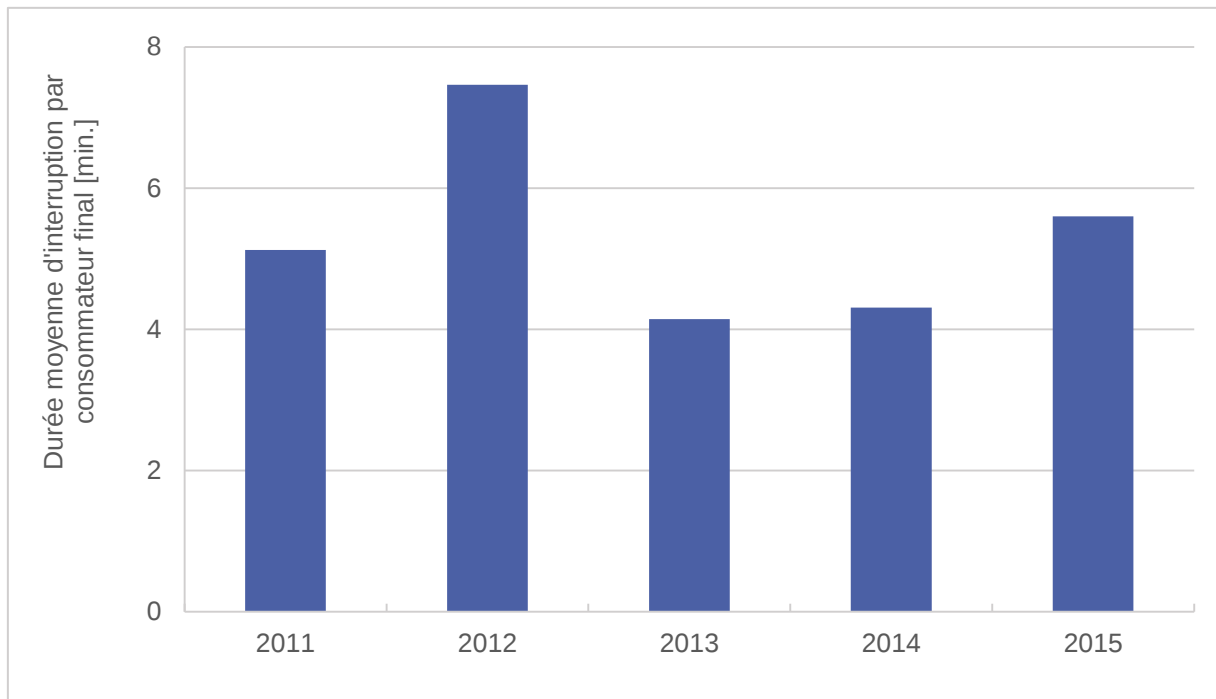


Figure 12 : Coupures d'origine opérationnelles : évolution de leur durée moyenne par consommateur final et par an (source : ElCom)

2.4 Développement du réseau

2.4.1 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 aux niveaux de réseau 1 et 2 pour assurer l'avenir de l'approvisionnement électrique de la Suisse (Swissgrid, 2015a). Swissgrid a répertorié neuf projets de ligne, deux raccordements de centrales électriques et quatre raccordements du réseau de distribution à réaliser en priorité. La société nationale de transport a par ailleurs estimé que huit des projets de ligne jugés nécessaires dans le document « Réseau stratégique 2015 » ne l'étaient plus. La priorisation des projets, en particulier de ceux qui ne sont plus jugés indispensables au « Réseau stratégique 2025 », fait encore l'objet de discussions entre certains gestionnaires du réseau de distribution et Swissgrid.

La figure 13 présente l'état actuel des projets et leur date prévue de mise en service. La ligne « État actuel » indique le déroulement du projet à ce jour et sa date initialement prévue de mise en service. La ligne « Durée prévue » 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.

L'illustration 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 du « Réseau stratégique 2025 » destinés à maximiser les importations à la frontière nord ou à transporter le courant produit par les centrales électriques valaisannes qui sont importants.

Les nouveaux transformateurs 380/220 kilovolts qu'il est prévu d'installer sur les sites de Beznau et Mühleberg dans le cadre du « Réseau stratégique 2025 » fourniront une contribution essentielle à la maximisation des importations. Ces deux nouveaux transformateurs sont étroitement liés à la future mise à l'arrêt définitif des centrales nucléaires de Mühleberg et Beznau. La mise en service du transformateur 380/220 kilovolts de Beznau, initialement prévue pour 2019, a été avancée de trois ans en raison de la probabilité accrue que Beznau I soit encore indisponible pendant l'hiver 2016/2017. La priorité accordée à la mise en service de ce nouveau transformateur est donc élevée. Le projet a été soumis à l'ESTI pour approbation. L'accélération de ce projet n'est pas sans poser problème, dans la mesure où des exigences de sécurité renforcées s'appliquent sur le site de Beznau. Pour des raisons de disponibilité, le remplacement du transformateur 600 MVA de Laufenburg par un nouveau modèle de 800 MVA est lui aussi prioritaire. La mise en service de ce transformateur est prévue pour 2019. L'augmentation des capacités de transformation à Laufenburg est considérée comme un investissement dans l'entretien du réseau, raison pour laquelle elle n'est pas prise en compte dans la figure 13.

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. 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 kilovolts. Lors de sa construction, cette ligne a été isolée pour une tension de 380 kilovolts, mais elle n'a jusqu'à présent été exploitée qu'à 220 kilovolts. En raison des adaptations législatives apportées notamment à l'ordonnance sur la protection contre le rayonnement non ionisant (ORNI), il n'est pas possible d'élever la tension d'une ligne sans adopter de mesures de construction, si bien qu'il faut s'attendre à d'importants retards liés aux procédures d'autorisation et à des procédures judiciaires, et que ce moyen d'exploitation indispensable risque de ne 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 kilovolts. Un transformateur 380/220 kilovolts 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.

Le renforcement de la ligne Chamoson-Chippis fait actuellement l'objet d'une procédure devant le Tribunal fédéral administratif. Une décision est attendue pour l'été 2016. Si cette décision n'est pas contestée devant le Tribunal fédéral, on peut s'attendre à une réalisation d'ici 2019. Dans le cas contraire, la mise en service de la ligne en question pourrait prendre jusqu'à deux années supplémentaires de retard. C'est en novembre 2013 que Swissgrid a remis au Tribunal fédéral l'étude demandée sur la réduction des émissions sonores et des pertes d'énergie. L'Office fédéral de l'énergie a quant à lui approuvé les plans de construction en janvier 2015. Cette décision a ensuite fait l'objet d'un recours devant le Tribunal administratif fédéral.

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.

La ligne Châtelard-La Bâtiaz-Rosel est actuellement au bénéfice d'une autorisation partielle (tronçon Châtelard-pylône 126). Le tronçon entre le pylône 16 et La Bâtiaz a en outre été autorisé à la mi-avril. Cette décision est exécutoire dans la mesure où aucun recours n'a été déposé auprès du Tribunal administratif fédéral. Le tronçon La Bâtiaz-Rosel (traversée de la plaine du Rhône) est toutefois contesté. À partir de Rosel, l'énergie produite par la centrale de Nant de Drance sera transportée d'une part vers l'est via le tronçon Chamoson-Chippis et d'autre part vers l'ouest via Romanel. On examine la question de savoir si la traversée de la plaine du Rhône pourrait être réalisée sous forme de ligne souterraine est actuellement à l'examen, car de nombreuses oppositions ont été déposées contre le projet actuel de ligne aérienne. Une telle ligne induirait nettement moins de coûts d'investissement que la variante « ligne souterraine », si bien que la préférence doit lui être accordée en vertu de la loi sur l'approvisionnement en électricité. En cas de décision en faveur de la variante « ligne aérienne », il faudrait toutefois s'attendre à ce que la décision soit attaquée et la procédure à nouveau portée devant le Tribunal administratif fédéral puis devant le Tribunal fédéral. La réalisation de la ligne serait ainsi reportée de plusieurs années et la centrale électrique de Nant de Drance ne pourrait produire que des quantités limitées d'électricité, voir rien du tout. De ce fait, la variante « ligne souterraine » pourrait s'avérer défendable du point de vue de l'économie nationale, car elle permettrait d'accélérer la procédure. Il ne sera cependant possible de se prononcer définitivement sur ce point que lorsqu'on connaîtra les effets sur le calendrier de réalisation de toutes les exigences des instances et organisations habilitées à intervenir dans la procédure. Toujours en ce qui concerne la variante « ligne souterraine », il convient encore de préciser que le transport de l'ensemble de l'énergie produite par la centrale électrique de Nant de Drance ne requiert pas seulement la réalisation du tronçon La Bâtiaz-Rosel, mais aussi celles des lignes de raccordement Chamoson-Chippis. L'acceptation d'éventuels surcoûts pour la réalisation de la variante « ligne souterraine » sur le tronçon La Bâtiaz-Rosel n'aurait de sens que si le tronçon Chamoson-Chippis était lui aussi approuvé dans un avenir proche.

Rapport sur la sécurité d'approvisionnement en électricité de la Suisse en 2016

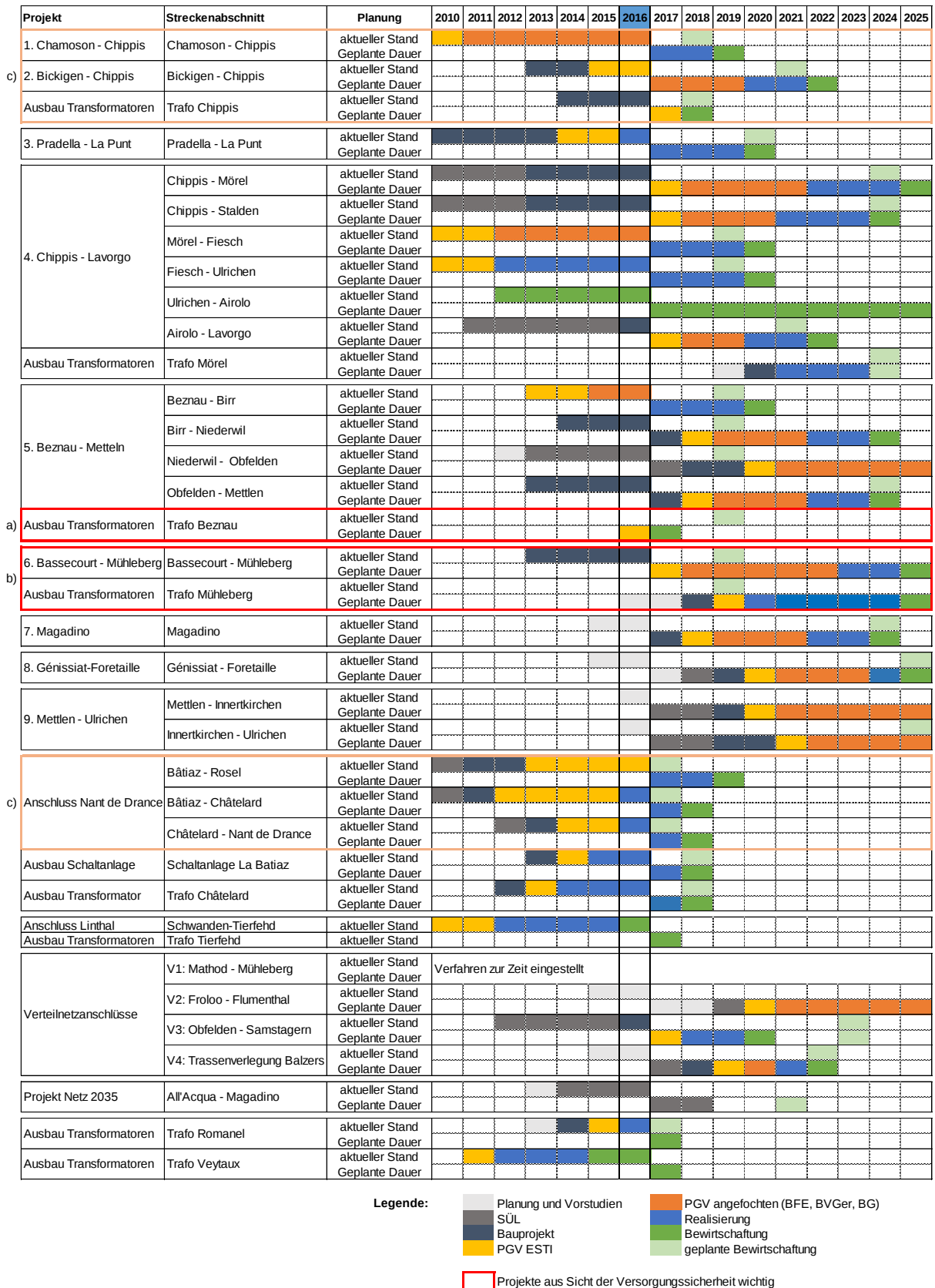


Figure 13 : Degré d'avancement des projets du « Réseau stratégique 2025 » de Swissgrid (en allemand, source : Swissgrid)

2.4.2 Investissements dans les réseaux de transport et de distribution

La figure 14 présente les investissements et amortissements portant sur des immobilisations corporelles du réseau de transport effectués de 2013 à 2015 (Swissgrid, 2016c). Pendant cette période, les investissements dans le réseau de transport ont oscillé entre 80 et 140 millions de francs suisses par an, et les amortissements entre 80 et 100 millions. Dans certains cas, le montant annuel des investissements dans le réseau dépend fortement de la question de savoir si les projets de développement du réseau sont bloqués ou non par des procédures d'opposition. Ces dernières années, les investissements annuels dans le réseau ont été égaux ou supérieurs aux amortissements. Ces chiffres comprennent non seulement les investissements dans les installations du réseau, mais aussi ceux réalisés dans des systèmes, dans des projets de transactions et d'organisation ainsi que dans l'entreprise (p. ex. matériel informatique). Il convient par ailleurs de relever que durant la période en question, certains investissements ont encore été effectués par les anciens propriétaires du réseau de transport.

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.

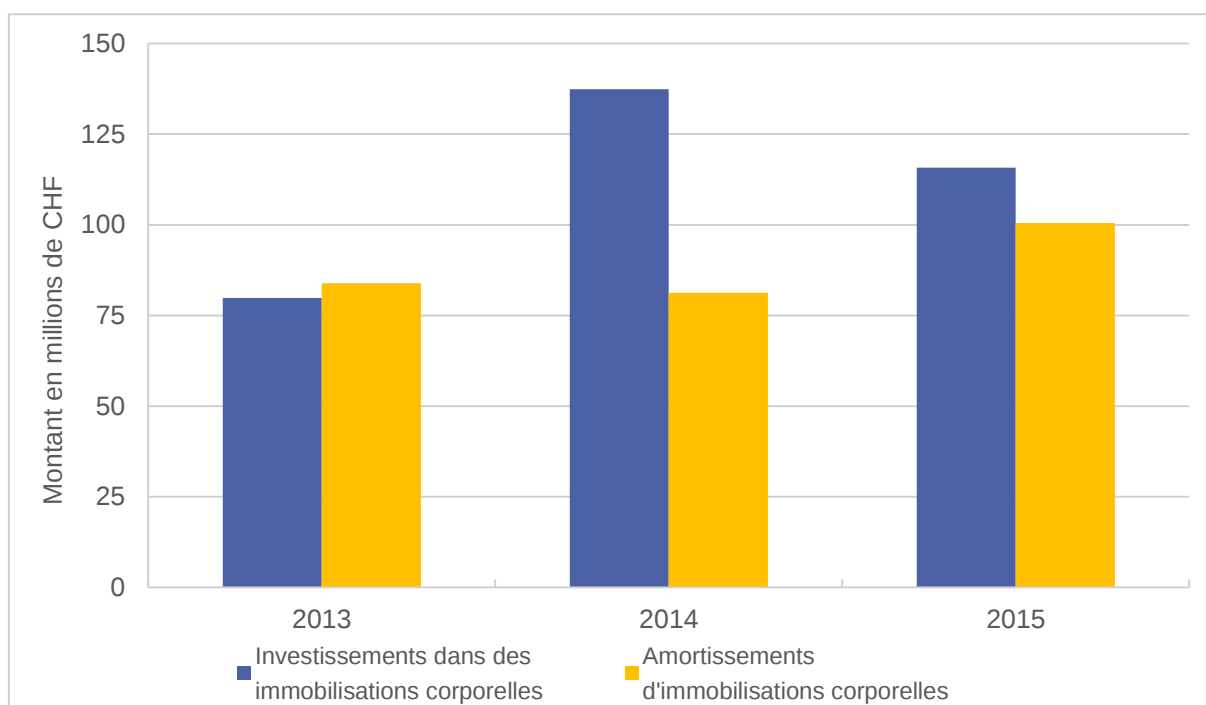


Figure 14 : Investissements et amortissements portant sur des immobilisations corporelles du réseau de transport (source : Swissgrid)

La figure 15 présente les investissements et amortissements portant sur des immobilisations corporelles du réseau de distribution. Les investissements effectués pendant la période 2009-2014 par les gestionnaires de réseau de distribution sont compris entre 1300 et 1500 millions de francs suisses par an environ, tandis que les amortissements annuels s'élèvent à quelque 800 millions de francs suisses par an. 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.

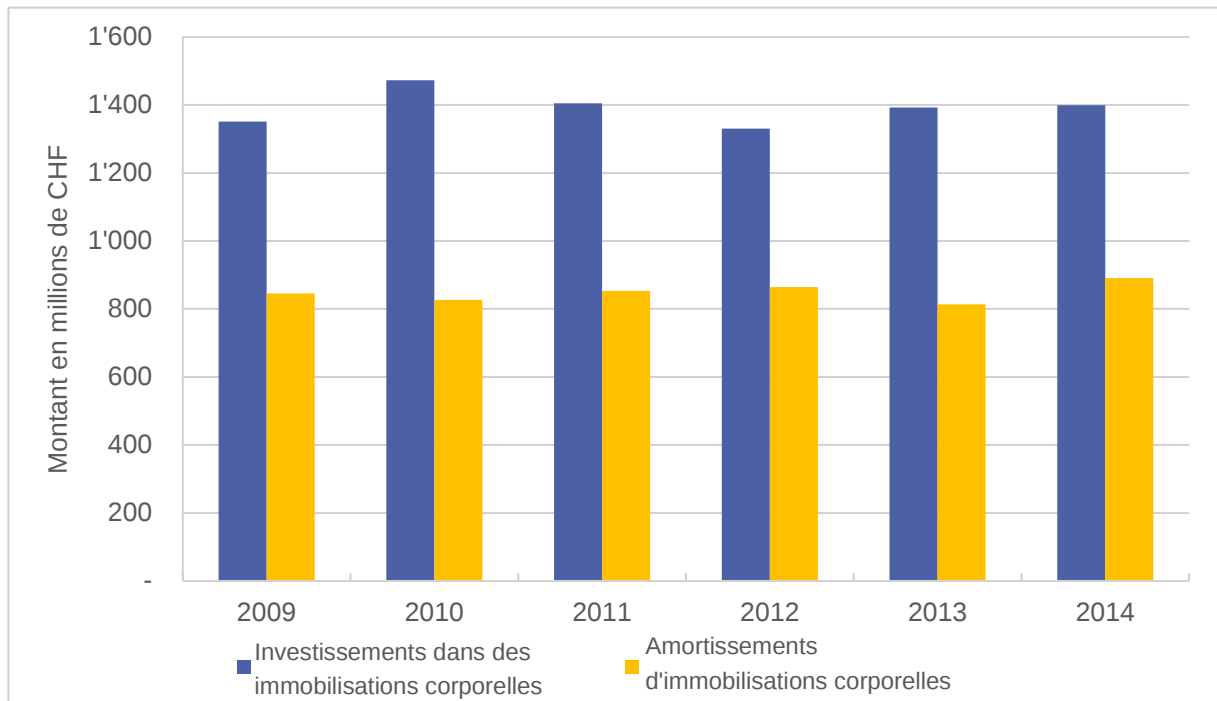


Figure 15 : Investissements et amortissements portant sur des immobilisations corporelles du réseau de distribution (source : EiCom)

3 Production

La disponibilité de capacités de production est, avec l'infrastructure de réseau, l'une des conditions essentielles de la sécurité d'approvisionnement de la Suisse. À ce sujet, les dimensions d'observation suivantes ont été créées dans le système de surveillance : « 3.1 Capacités des centrales électriques », « 3.2 Possibilités d'importer du courant » et « 3.3 Investissements dans de futures centrales électriques ». La dimension « Possibilité d'importer du courant » est considérée comme une « centrale électrique 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. Une telle importation suppose d'une part que l'étranger puisse mettre à disposition les quantités d'énergie nécessaires et d'autre part que cette énergie puisse être transportée et distribuée en Suisse au moyen des capacités réseau requises.

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 kilovolts 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. En conséquence, la Suisse peut être qualifiée de « preneur de prix ». 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.

Dans le cadre du présent rapport, il ne serait pas pertinent d'évaluer les capacités suisses de production sur la base de signaux de prix car le marché suisse des opérations à terme ne présente pas une liquidité suffisante.

Le débat actuel sur la question du « *too big to fail* » n'est pas non plus pertinent, ni du point de vue du droit de l'approvisionnement en électricité ni 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 continueraient donc de pouvoir apporter leur contribution à la sécurité d'approvisionnement.

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 Évolution de la puissance de production », « 3.1.2 Réserves de puissance » et « 3.1.3 Bilan électrique de la Suisse ».

3.1.1 Évolution de la puissance de production

La

figure 16 présente la composition du parc suisse de production en termes de puissance installée. Quantitativement parlant, la puissance de production était essentiellement fournie, en 2014, par les centrales à accumulation (9,8 GW), les centrales au fil de l'eau (3,9 GW) et les centrales nucléaires (3,3 GW) (OFEN, 2015a ; OFEN, 2015b). Les capacités de production installées des centrales thermiques conventionnelles (« Autres » dans le graphique) et des énergies renouvelables se sont élevées à 2,1 gigawatts en tout. Au total, la puissance installée du parc suisse de centrales électriques se montait donc à 19,1 gigawatts, ce qui représente une augmentation d'environ 1,4 gigawatt par rapport à 2009 (année de base). C'est dans le domaine du photovoltaïque que la puissance installée a le plus augmenté, passant de 80 mégawatts en 2009 à 1,1 gigawatt en 2014 (Swissolar, 2016).

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 le même nombre d'heures à pleine charge. Si les centrales nucléaires produisent exclusivement de l'énergie en ruban (7000 à 8000 heures de pleine charge par année), la production des grandes centrales hydrauliques dépend de la disponibilité des ressources en eau. La puissance injectée des centrales au fil de l'eau s'élève à environ 1,0 gigawatt pendant le semestre d'hiver (février) et à plus de 3,0 gigawatts pendant le semestre d'été (juin). En d'autres termes, ces centrales atteignent entre 4000 et 5000 heures de pleine charge par an. Les centrales à accumulation en atteignent quelque 2200. Leur utilisation dépend avant tout des pointes de charge et des prix du marché. Les installations photovoltaïques atteignent environ 1000 heures de pleine charge par an, les éoliennes entre 1300 et 2700. C'est en été que les installations photovoltaïques produisent le plus, alors que la production des éoliennes atteint son maximum en hiver.

La composition du parc suisse de production montre que notre pays dispose avant tout d'une importante puissance destinée à couvrir les pointes de charge (centrales à accumulation). La charge de base est avant tout couverte par les centrales nucléaires ainsi que, dans une certaine mesure, par 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.

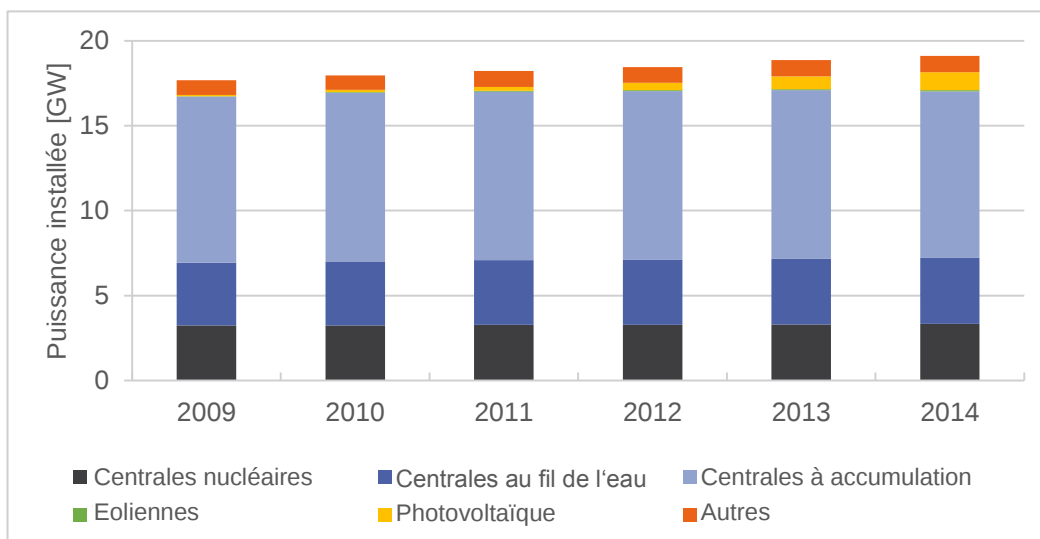


Figure 16 : Évolution des capacités de production du parc suisse de centrales électriques (source : OFEN)

3.1.2 Réserves de puissance

En 2014, la puissance installée des installations suisses de production d'électricité s'élevait à quelque 19,1 gigawatts. En plus de ses capacités de production domestiques, la Suisse possédait cette année-là, grâce à ses lignes transfrontalières, une capacité moyenne d'importation nette³ de quelque 2,3 gigawatts. D'où une capacité théorique de soutirage de plus de 21,1 gigawatts. Sur une année, la charge

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

consommée en Suisse varie entre 6 et 10 gigawatts, étant entendu que la plage de fluctuation se situe plutôt entre 7 et 10 gigawatts pendant le semestre d'hiver (voir).

La puissance installée des installations de production d'électricité n'est cependant pas un paramètre très significatif : la figure 17 présente différents scénarios fondés sur le parc actuel de centrales électriques, qui, s'ils se matérialisaient, seraient en principe susceptibles de mettre en péril la sécurité d'approvisionnement. Ces scénarios simplifiés ne prennent pas en compte les révisions de centrales électriques, les congestions du réseau et la puissance à déduire pour permettre la fourniture de services-système. Ils pourraient en outre être développés et affinés à volonté (p. ex. indisponibilité de certaines centrales uniquement). Relevons néanmoins, de manière générale, que l'indisponibilité d'une centrale nucléaire a un impact nettement plus important sur la sécurité d'approvisionnement que celle d'une centrale au fil de l'eau, car dans ce dernier cas, la puissance installée (3,9 gigawatts) est répartie entre quelque 500 installations (figure 18). Cette analyse est avant tout d'ordre qualitatif ; elle ne permet pas de tirer des conclusions quant à une participation potentielle à des marchés de capacités étrangers ou à d'autres mesures similaires.

figure 18Figure 17 : Réserves de puissance actuelles déterminées sur la base des capacités des installations de production en 2014 (source : OFEN/EICom)

- Scénario « *installé* » : la puissance de production installée en Suisse et sa capacité d'importation nette suffisent à couvrir une charge hivernale de 10 gigawatts.
- Scénario « *disponible* » : 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, lorsque la charge consommée est généralement la plus élevée. S'agissant des installations photovoltaïques et des éoliennes, on admet que la puissance d'injection s'élève à respectivement 5 et 10 % de la puissance installée. Sur la base de ces hypothèses, le « parc de production disponible » peut fournir l'énergie correspondant à une charge hivernale de 10 gigawatts.
- Scénario « *sans centrales nucléaires* » : En cas d'indisponibilité des centrales nucléaires, l'approvisionnement en électricité de la Suisse serait assuré avant tout par les centrales au fil de l'eau, les centrales à accumulation et les importations. Il faut tenir compte du fait que les centrales à accumulation, si elles sont utilisées en permanence (sans pompage) consomment leurs réserves d'énergie (8,8 TWh) en l'espace de cinq semaines. Cette période pourrait être étendue en recourant à des importations de courant. Étant donné que le remplissage des bassins d'accumulation ne commence généralement que début mai, il faudrait s'attendre, en cas d'indisponibilité totale des centrales nucléaires pendant plusieurs semaines d'hiver, à une pénurie d'énergie et donc de puissance puisqu'il n'y a pas de centrales destinées à couvrir la charge intermédiaire en Suisse. À cet égard, la mise en service des centrales de pompage-turbinage de Linth Limmern et Nant de Drance à l'horizon 2018 devrait avoir des effets positifs sur la sécurité d'approvisionnement de la Suisse.
- Scénario « *sans centrales à accumulation* » : En cas de vidange prématurée des bassins d'accumulation, le parc suisse de centrales électriques ne pourrait pas fournir aux consommateurs une puissance de 10 GW en hiver. Il y aurait un manque de puissance dans l'approvisionnement en électricité de la Suisse.

Un scénario dans lequel les bassins d'accumulation sont vides et les réserves d'eau insuffisantes pour couvrir la consommation nationale pourrait éventuellement se produire si le marché manquait d'information (p. ex. pour l'importation). Étant donné que les centrales nucléaires de Gösgen et Leibstadt fournissent en hiver plus de 20 % de la puissance nécessaire à la couverture de la charge consommée et que, sur l'ensemble de l'année, elles délivrent près de 30 % de l'énergie consommée en Suisse, il existe une certaine dépendance envers ces deux centrales au sein du parc suisse de production. L'indisponibilité de ces deux centrales pourrait donc avoir un impact négatif sur la sécurité d'approvisionnement et accroître la dépendance envers les importations. Le fait que le parc suisse de centrales électriques est constitué avant tout de centrales de base et de centrales de pointe constitue un risque supplémentaire pour la sécurité d'approvisionnement. Il n'existe pas en Suisse de centrales intermédiaires utilisables de manière flexible telles que des centrales au gaz à cycle combiné. En hiver, les centrales nucléaires, les centrales au fil de l'eau et les installations thermiques conventionnelles peuvent délivrer une puissance en ruban de 5 à 6 gigawatts si elles sont disponibles à 100 %. La différence par rapport à la charge consommée doit, en raison de l'absence de capacités de production intermédiaires, être couverte par des centrales à accumulation ou par des importations, si bien que la sécurité d'approvisionnement dépend alors des réserves d'eau présentes dans les bassins d'accumulation ou de l'étranger.

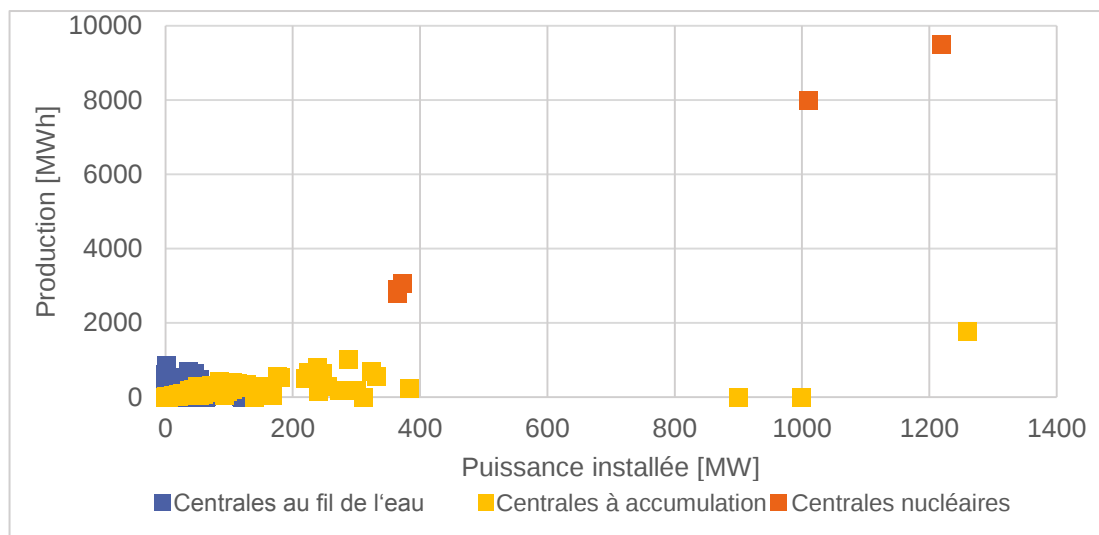


Figure 18 : Vue d'ensemble de la puissance installée et de la production des centrales électriques (y compris de celles des usines de production des centrales à accumulation) en 2014 (source : OFEN)

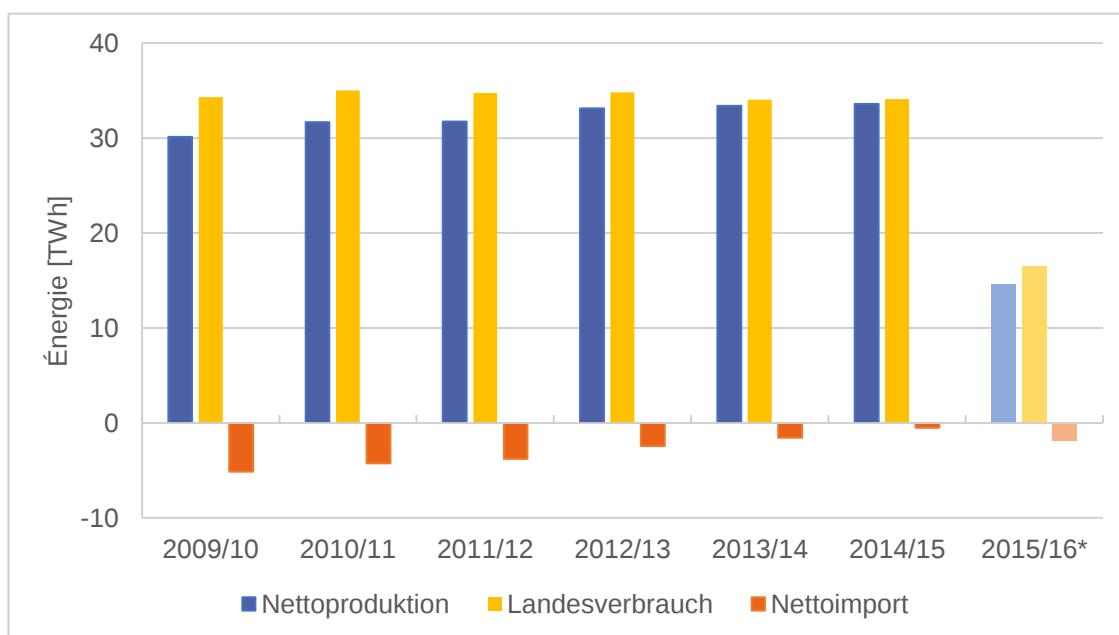
3.1.3 Bilan électrique de la Suisse

Ces dernières années, la Suisse a – pendant le semestre d'hiver – couvert une partie de ses besoins d'électricité par des importations car, à cette période de l'année, sa consommation d'électricité augmente alors que la production de ses centrales au fil de l'eau diminue en raison de la baisse du débit des cours d'eau. Lors de l'interprétation de ce paramètre d'observation, il faut tenir compte du fait qu'une importation nette d'électricité au semestre d'hiver ne reflète pas forcément un problème de capacité des centrales électriques, mais peut aussi être exclusivement motivée par des considérations économiques. De ce fait, des fluctuations de faible ampleur des importations, voire des exportations en petites quantités durant le semestre d'hiver, peuvent notamment s'expliquer par la situation du marché dans les pays voisins ou par d'autres facteurs d'influence tels que les conditions météorologiques ou hydrologiques. Sur l'ensemble de l'année hydrologique, la Suisse a néanmoins été « exportatrice nette d'électricité » ces dernières années.

La

figure 19 présente le bilan électrique de la Suisse durant les sept semestres d'hiver écoulés. On constate que les importations hivernales nettes ont tout d'abord reculé, passant de quelque 5 térawattheures durant le semestre d'hiver 2009/10 à environ 0,5 térawattheure durant le semestre d'hiver 2014/15. Cette baisse s'explique en premier lieu par des conditions de production optimales dans le secteur de la force hydraulique et par une diminution de la consommation domestique en hiver. Il faut toutefois s'attendre à une nouvelle hausse des importations nettes durant le semestre d'hiver 2015/16⁴. Du fait de l'indisponibilité des centrales nucléaires de Beznau I et II, les importations nettes des mois d'octobre à décembre 2015 se sont montées à quelque 1,9 térawattheure. Il faut partir du principe qu'elles seront encore plus élevées pour l'ensemble du semestre d'hiver 2015/16, malgré la remise en service de Beznau II. Quant au redémarrage de Beznau I, il est prévu au plus tôt pour l'été 2016. S'il devait être reporté à plus tard, la Suisse devrait à nouveau importer davantage de courant pour couvrir ses besoins.

À partir de fin 2019, il faudra, du fait de l'arrêt définitif de la centrale nucléaire de Mühlberg, remplacer 1,5 térawattheure (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 au cas où les objectifs de développement des capacités de production fixés par la Stratégie énergétique 2050 n'étaient pas atteints. 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. Lors de l'aménagement des conditions-



⁴ Les données relatives à l'ensemble du semestre d'hiver 2015/16 n'étaient pas encore disponibles au moment de la publication du présent rapport.

cadres applicables à la mise en œuvre de la Stratégie énergétique 2050, il faudra donc tenir compte des risques liés à la disparition de cette production (p. ex. congestion du réseau, forte volatilité des prix, puissance disponible, limitation des capacités d'exportation à l'étranger).

Production nette Consommation nationale Importations nette

Figure 19 : Évolution des importations nettes au cours des sept derniers semestres d'hiver (orange) : exportations (+); importations (-); sur la base de la production et de la consommation du pays (source : OFEN)

* Les valeurs relatives au semestre d'hiver 2015/16 ne portent que sur les mois d'octobre à décembre 2015. Les bilans électriques des mois de janvier, février et mars ne seront publiés que dans le courant de l'année 2016.

3.2 Possibilité d'importer du courant

La possibilité d'importer du courant est un paramètre déterminant pour l'évaluation de la sécurité d'approvisionnement de la Suisse : étant donné d'une part que notre pays dispose d'une infrastructure de transport des flux transfrontaliers très développée et d'autre part qu'il se trouve au cœur des marchés les plus grands et les plus liquides du réseau interconnecté, il faut en permanence envisager l'importation d'électricité comme une solution de rechange et un complément au parc de production national.

La possibilité d'importer du courant ne doit cependant pas être évaluée sur la seule base de l'infrastructure de transport transfrontalière : si l'on considère la sécurité d'approvisionnement comme la probabilité que l'ensemble de la chaîne d'approvisionnement soit disponible, on peut la quantifier comme étant le produit de la probabilité (P) des différents termes de l'équation suivante :

Sécurité d'approvisionnement = P(énergie primaire) x P(production) x P(capacité de transport) x P(réseau de distribution).

Les probabilités P(production) et P(capacité de transport) sont particulièrement importantes pour l'évaluation de la possibilité d'importer du courant. La « Dépendance de la Suisse envers les importations en hiver » (3.2.1) est un paramètre d'observation qui « mesure » intégralement ces deux termes, lesquels peuvent être quantifiés par les paramètres « 3.2.2 Capacité d'importation transfrontalière » (P(capacité de transport)) et « 3.2.3 Bilan électrique des pays voisins » (P(production)). Aux fins de la comparaison entre production propre et importations, on peut admettre, à titre de première approximation, que les deux termes relatifs à la disponibilité d'énergie primaire et à la disponibilité du réseau de distribution sont équivalents.

3.2.1 Dépendance de la Suisse envers les importations en hiver

La sécurité d'approvisionnement a été définie il y a des décennies, dans le cadre des *Zehn-Werke-Berichte* (rapports des dix centrales électriques), comme la probabilité que le semestre d'hiver se solde par une importation nette d'électricité (Gewerkschaftliche Rundschau, 1981). Selon cette définition, une sécurité d'approvisionnement de 95 % signifie que la production indigène n'échoue à couvrir l'ensemble de la consommation nationale qu'un hiver sur 20, et que, 19 hivers sur 20, on enregistre un excédent net d'exportations.

Étant donné que ce paramètre permet de réduire des relations de dépendance et de probabilité complexes à une valeur facile à mesurer, il se prête à un débat politique sur les conditions-cadres fixées par l'État.

La figure 20 présente l'évolution des importations et des exportations du semestre d'hiver depuis 1960/61. Elle montre que la quantité nette d'énergie importée n'a encore jamais dépassé 7 térawattheures (chiffre enregistré en 2006 en raison de l'arrêt prolongé de la centrale nucléaire de Leibstadt). Du point de vue technique, le remplacement d'une production en ruban correspondant à une puissance de 1,6 gigawatt environ est possible sans problèmes au niveau 380 kilovolts. On ne tient cependant pas compte du risque que la production indigène des niveaux inférieurs à 380 kilovolts doive être remplacée par des importations. Or, ce cas de figure est survenu en hiver 2015/16, lorsque les deux tranches de la centrale nucléaire de Beznau ont été arrêtées pour des durées relativement longues, tandis que dans le même temps, la disponibilité de la production des centrales à accumulation était incertaine (voir à ce sujet le rapport séparé publié par l'EICOM sur la sécurité d'approvisionnement durant l'hiver 2015/16).

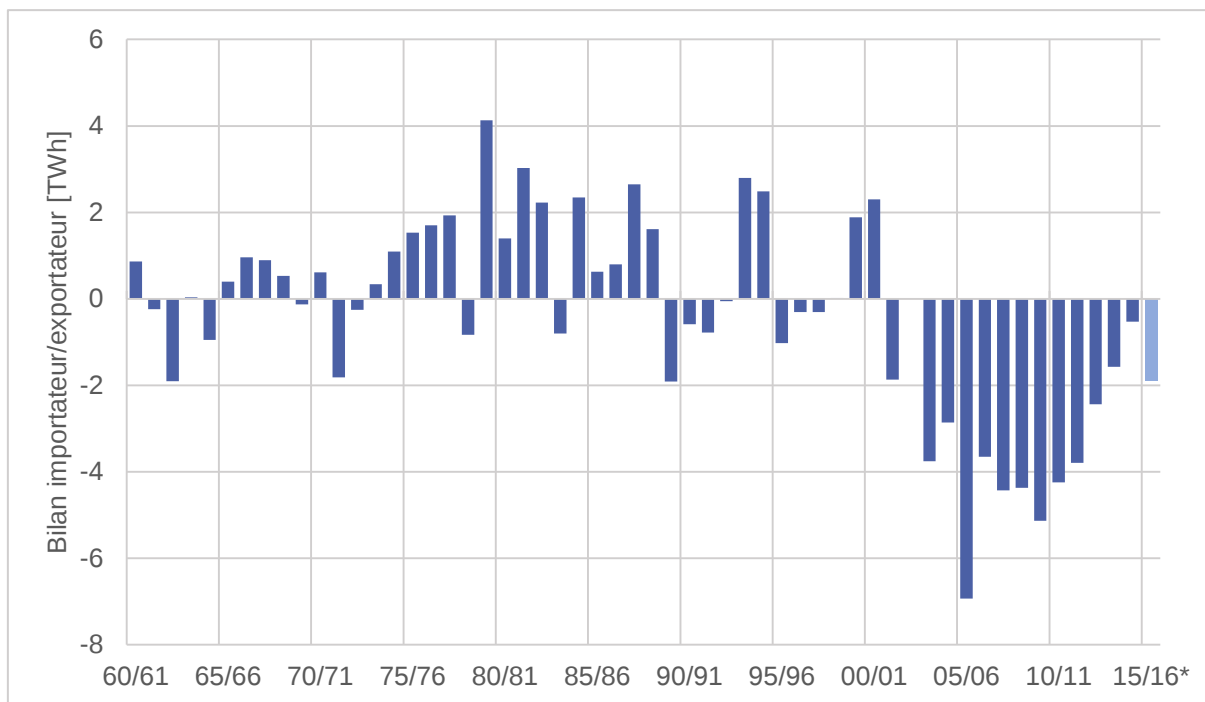


Figure 20 : Dépendance de la Suisse envers les importations hivernales depuis 1960/61 ; exportations (+); importations (-) ; (source : OFEN)

La figure 21 présente la moyenne flottante du degré de sécurité d'approvisionnement de la Suisse (tel que défini par les *Zehn-Werke-Berichte*) au cours des 20 dernières années. La valeur présentée pour une année déterminée correspond à la moyenne, sur les 20 derniers semestres d'hiver, du degré de sécurité d'approvisionnement (la barre de l'année x porte sur la période allant de $x-20$ à x). L'évolution à long terme de cet indicateur montre que – dès lors qu'on lisse les influences à court et moyen termes que constituent les conditions météorologiques (température annuelle, débit des cours d'eau), la disponibilité des centrales nucléaires et les fluctuations de la consommation dues à la conjoncture – l'approvisionnement de la Suisse durant le semestre d'hiver repose de plus en plus sur les importations depuis la fin des années 1990. Entre 1980 et 1990, la sécurité d'approvisionnement de la Suisse, toujours selon la définition des *Zehn-Werke-Berichte*, s'élevait à 75 % (5 hivers se soldant par des importations nettes, 15 par des exportations nettes). Au cours des 20 dernières années, cette valeur de 75 % a constamment diminué, passant tout d'abord à 70 % entre 1990 et 1995, puis à 55 % entre 1997 et 2004, à 30 % entre 2008 et 2013, et enfin à 20 % lors de l'hiver 2015/16 (16 hivers se soldant par des importations nettes, 4 par des exportations nettes). Techniquement parlant, cette évolution n'est pas sans risques puisque la disponibilité des importations dépend de facteurs exogènes.

La question de savoir si et à quelle fréquence l'approvisionnement en électricité de la Suisse durant le semestre d'hiver doit à l'avenir dépendre de l'étranger relève avant tout d'une décision politique. L'abandon du nucléaire entraînera une perte de puissance en ruban de plus de 3,3 gigawatts (14,5 térawattheures d'énergie durant le semestre d'hiver). La question de savoir s'il sera possible de construire les capacités de production correspondantes conformément aux objectifs de la Stratégie énergétique 2050 est encore sans réponse. Elle dépendra notamment, surtout en ce qui concerne les centrales au gaz à cycle combiné, des prix qui auront cours sur le marché de l'électricité. Assurer la sécurité d'approvisionnement en hiver par des importations d'électricité recèle deux risques : le premier est que la capacité d'importation nécessaire soit supérieure à la capacité d'importation disponible, le second que l'énergie nécessaire ne soit pas disponible à l'étranger au moment voulu ou ne le soit qu'à des prix très élevés.

* Les valeurs relatives au semestre d'hiver 2015/16 ne portent que sur les mois d'octobre à décembre 2015. Les bilans électriques des mois de janvier, février et mars ne seront publiés que dans le courant de l'année 2016.

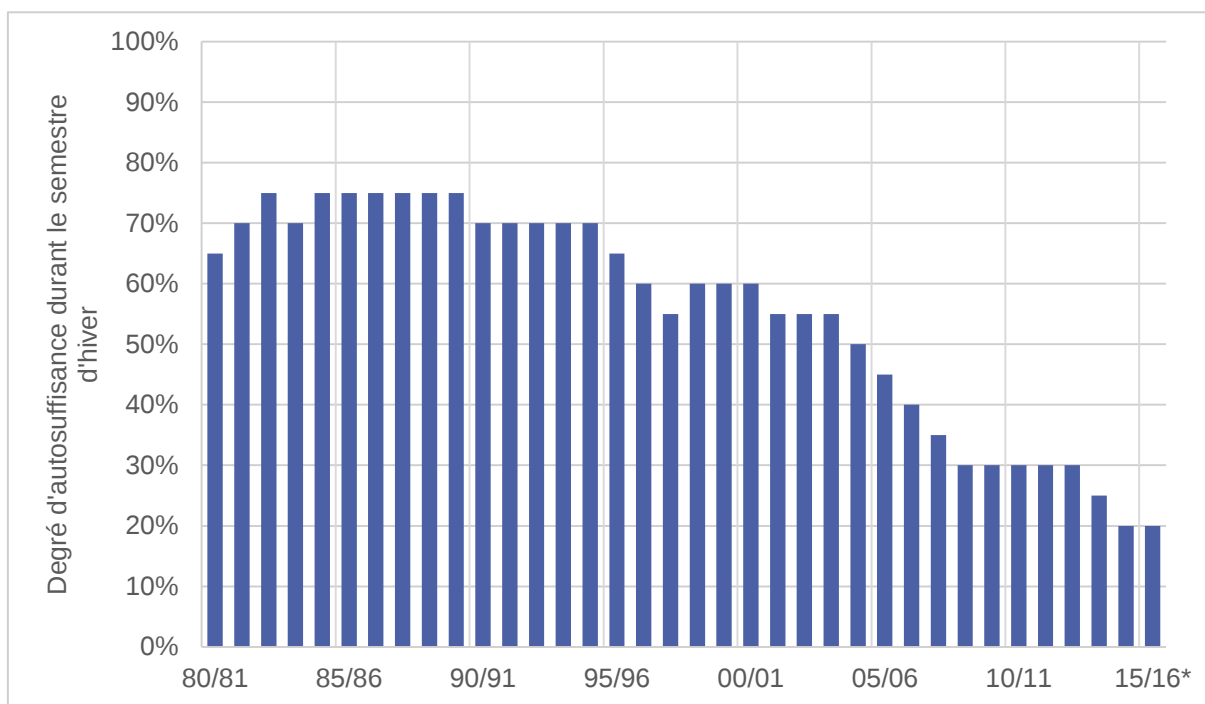


Figure 21 : Degré d'autosuffisance de la Suisse en matière d'approvisionnement en énergie durant le semestre d'hiver sur la base d'une moyenne flottante établie sur 20 ans. Une exportation nette survenant un hiver sur 20 correspond à 100 % ; des importations nettes enregistrées chaque hiver pendant 20 ans correspondent à 0 % (source : OFEN)

* Les valeurs relatives au semestre d'hiver 2015/16 ne portent que sur les mois d'octobre à décembre 2015. Les bilans électriques des mois de janvier, février et mars ne seront publiés que dans le courant de l'année 2016.

3.2.2 Capacité d'importation transfrontalière

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) indique la capacité maximale d'importation qu'elle peut utiliser pour son approvisionnement en électricité sans mettre en péril la stabilité du réseau.

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 kilovolts, c'est avant tout la capacité disponible des transformateurs 380/220 kilovolts qui détermine la capacité d'importation maximale. La figure 22 indique les capacités d'importation aux quatre frontières suisses⁵. On voit qu'elles ont évolué de façon stable à légèrement positive (Allemagne > Suisse, Autriche > Suisse). L'augmentation des capacités d'importation aux frontières avec l'Allemagne et l'Autriche intervenue en 2014 et 2015 s'explique par des mesures opérationnelles et organisationnelles. L'optimisation des systèmes de planification et de prévision de Swissgrid a permis d'accroître de plusieurs centaines de mégawatts la capacité d'importation disponible.

⁵ La capacité d'importation de la principauté du Liechtenstein est imputée à la capacité d'importation Autriche-Suisse.

Au vu de l'ampleur des flux de transit qui traversent la Suisse du nord au sud, la capacité disponible d'exportation vers l'Italie joue également un rôle important. L'ampleur de cette capacité d'exportation (2,8 gigawatts en moyenne) a une influence décisive sur le niveau de la capacité d'importation aux frontières avec la France, l'Allemagne et l'Autriche. Dans son rapport « Réseau stratégique 2025 », Swissgrid part du principe qu'en cas de réalisation de l'ensemble des projets de ligne, la capacité totale d'importation de la Suisse s'inscrira, selon le scénario, entre 9,5 et 11,7 gigawatts. La capacité d'importation à la frontière nord doit être portée de 5,2 gigawatts à un niveau compris entre 7,5 et 8,6 gigawatts à l'horizon 2025.

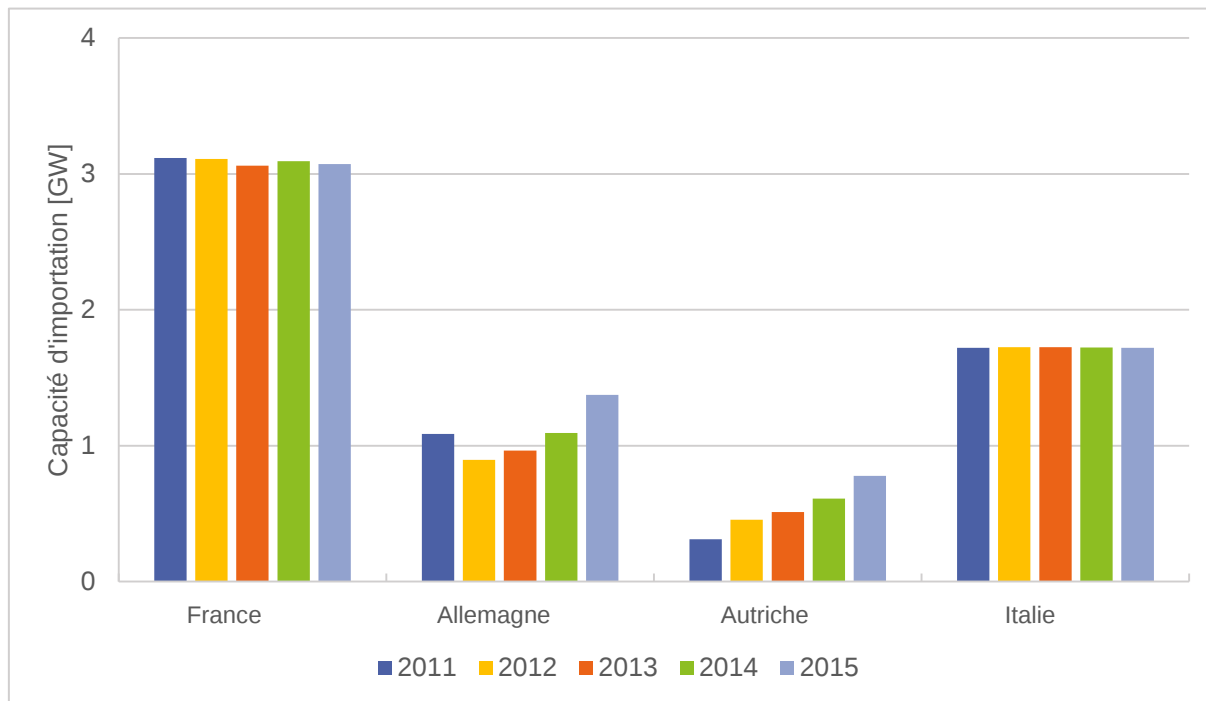


Figure 22 : Capacités d'importation aux frontières suisses (source : Swissgrid)

3.2.3 Bilan électrique des pays voisins

La possibilité d'assurer temporairement l'approvisionnement en électricité au moyen d'importations est liée à la question de savoir si et à quelles conditions les pays exportateurs seront en mesure de fournir les quantités d'énergie nécessaires aux moments voulus. 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.

La figure 23 présente le bilan importateur ou exportateur cumulé des pays voisins (France, Allemagne, Autriche et Italie) durant le semestre d'hiver (ENTSO-E, 2015). L'Allemagne et la France sont en principe des « pays exportateurs nets » sur l'ensemble du semestre d'hiver, alors que, durant la même période, l'Autriche et l'Italie dépendent le plus souvent des importations. Pendant l'hiver 2009/10, 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 exporté par la France a été nettement plus faible qu'à l'accoutumée en raison de conditions défavorables à la production et d'une hausse de la consommation due au froid. Depuis l'hiver 2010/11, ces pays affichent 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.

Au cours des cinq dernières années, les besoins de la Suisse non couverts par la production indigène pendant le semestre d'hiver ont pu l'être sans problèmes par des importations. L'évolution future du bilan électrique des pays voisins est pour l'heure difficile à estimer. 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 mises à l'arrêt définitif seront remplacées d'une manière ou d'une autre, mais l'exemple de l'hiver 2009/10 montre que même les pays « exportateurs nets » peuvent par moments avoir besoin d'importer du courant. Un tel scénario pourrait avoir des impacts négatifs sur la Suisse si elle ne disposait pas des capacités de production nécessaires sur son territoire.

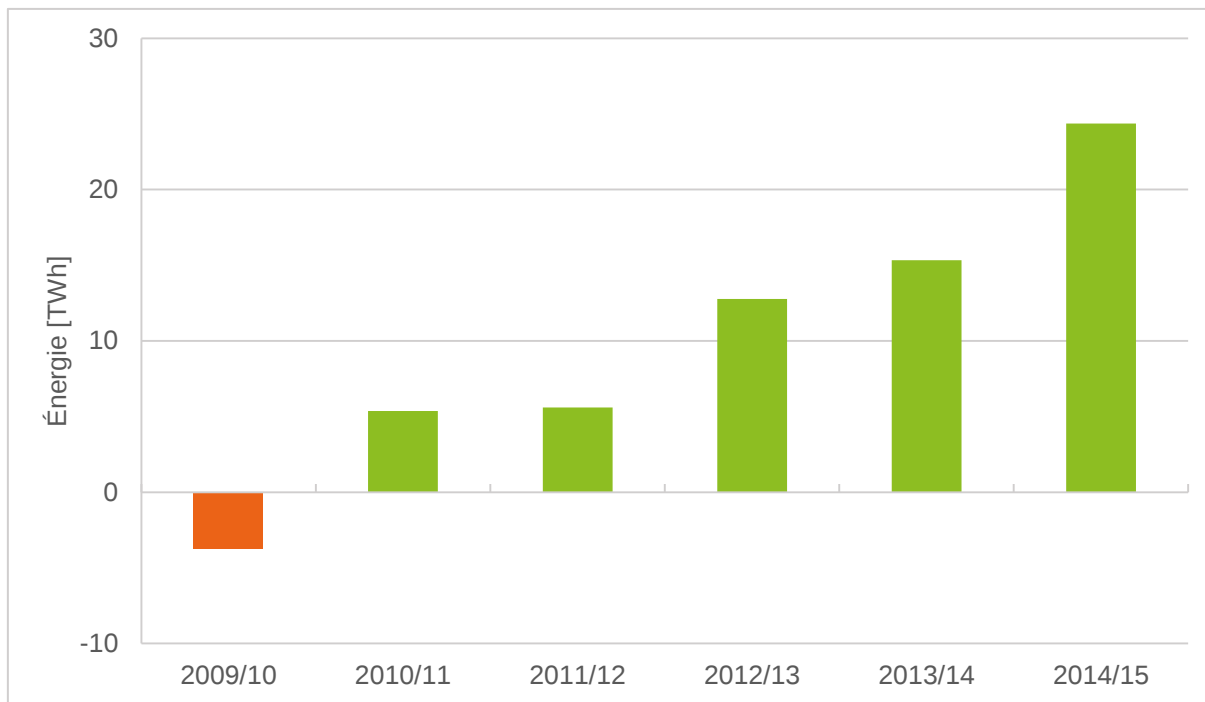


Figure 23 : Bilan électrique cumulé des pays voisins (France, Allemagne, Autriche et Italie) au cours des semestres d'hiver des années passées ; exportation (+); importation (-); (source : ENTSO-E)

Les bilans importateur et exportateur nets renseignent de manière générale sur la question de savoir si une quantité d'énergie suffisante est disponible à une période donnée. Pour déterminer si l'importation de courant est réellement une option pour la Suisse, il faut toutefois aussi vérifier si la quantité d'énergie nécessaire peut être acquise au moment voulu. Dans le rapport « Scenario Outlook & Adequacy Forecast 2015 » (SOAF 2015), le Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport d'électricité (European Network of Transmission System Operators for Electricity, ENTSO-E) a procédé à une analyse de la puissance disponible à une certaine heure de la journée (ENTSO-E, 2016b). La figure 24 présente la « *Remaining Capacity*⁶- *Adequacy Reference Margin*⁷ » des pays voisins en janvier 2016, 2020 et 2025 à 19 heures selon le scénario A (relativement conservateur) de l'ENTSO-E. Lorsque la différence est négative, il est nécessaire, au moment considéré, d'importer du courant.

⁶ La « *Remaining Capacity* » (capacité restante) est la différence entre la « *Reliably Available Capacity* » (capacité disponible de façon certaine) d'un système d'approvisionnement en électricité et la charge. La « *Remaining Capacity* » est la part de la capacité de production qui est disponible au moment considéré pour couvrir des modifications inattendues de la charge ou des défaillances d'installations de production.

⁷ L'« *Adequacy Reference Margin* » décrit la part de la capacité de production qui doit être disponible à tout moment pour que la sécurité d'approvisionnement soit garantie en permanence. Elle se subdivise en deux éléments : la « *Spare Capacity* » et la « *Margin against Monthly Peak Load* ».

Allemagne

On part du principe que dans un avenir proche, l'Allemagne pourra en tout temps couvrir elle-même les pointes de charge. Cela pourrait toutefois changer à l'horizon 2020 en raison de l'arrêt définitif de diverses centrales thermiques conventionnelles et de centrales nucléaires. Cette tendance devrait se poursuivre jusqu'en 2025, si bien que l'Allemagne pourrait présenter un bilan de puissance négatif à certaines heures en hiver et qu'elle aurait donc besoin d'importer du courant à ces moments-là.

France

L'organisation ENTSO-E part du principe que la France ne court aucun risque en matière de sécurité d'approvisionnement jusqu'en 2020, même si différentes mises en et hors service de centrales thermiques conventionnelles et de centrales nucléaires sont prévues. À l'horizon 2025, on s'attend toutefois à ce que des importations soient nécessaires à certaines heures pendant l'hiver afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement. Cet effet pourrait se renforcer lors des mois particulièrement froids.

Autriche

Plusieurs centrales thermiques seront arrêtées définitivement au cours des prochaines années. L'organisation ENTSO-E part toutefois du principe que les capacités de production disponibles suffiront à assurer la sécurité d'approvisionnement.

Italie

Les capacités de production se réduisent en raison de la mise hors service de différentes centrales fossiles. Il s'agit notamment de centrales qui de toute façon ne pourraient pas produire au niveau de prix actuel. Il faut s'attendre à ce que l'Italie continue jusqu'en 2025 d'importer du courant pendant les mois d'hiver.

Dans ce calcul des réserves de puissance, il faut tenir compte de deux éléments. D'une part, on admet que la puissance de production des installations photovoltaïques et des éoliennes est soit indisponible, soit disponible de façon limitée (valeur moyenne à 19 h 00). D'autre part, l'analyse repose sur une valeur de performance à un seul moment. Si cette valeur est négative, cela montre que des déficits de capacités peuvent survenir à certaines heures, mais cela ne dit pas si, sur l'année, le pays concerné est un « importateur net » ou un « exportateur net ». Des calculs effectués par le Forum pentalatéral de l'énergie (PLEF) afin d'évaluer l'adéquation de la production (« Generation Adequacy Assessment ») ont montré que, du fait de leurs interconnexions avec les pays voisins, la Belgique, la France, l'Autriche, l'Allemagne, les Pays-Bas et le Luxembourg ne devraient pas connaître de problèmes d'approvisionnement jusqu'à l'hiver 2020/21, à condition que les capacités réseau (transport et transformation) nécessaires soient disponibles.

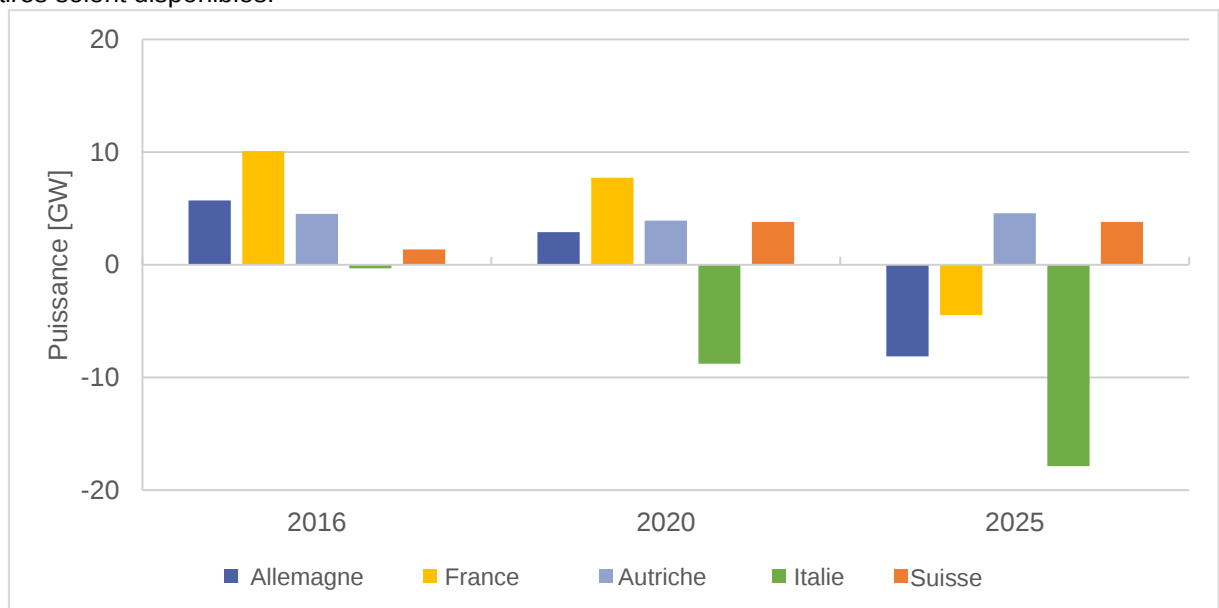


Figure 24 : « Remaining Capacity » pour la France, l'Allemagne, l'Autriche, l'Italie et la Suisse selon le rapport SOAF 2015 de l'ENTSO-E ; exportation possible (+) ; importation nécessaire (-) ; (source : ENTSO-E)

Jusqu'à présent, le bilan électrique des quatre pays voisins de la Suisse a été positif. Il faut toutefois s'attendre à ce qu'en raison de l'arrêt définitif d'installations de production, l'Allemagne et la France doivent à l'avenir importer du courant à certaines heures en l'hiver, avec une double conséquence à la clé : d'une part, les fluctuations de prix dans les pays voisins s'accroîtront lors des périodes critiques ; d'autre part, les congestions du réseau seront plus lourdes de conséquences lors de situations tendues en matière d'approvisionnement, car l'énergie en principe disponible dans les pays voisins ne sera plus forcément importable en totalité, le réseau de transport ne pouvant absorber qu'en partie ou qu'à certains moments ces flux de charge inhabituels.

En résumé, les besoins en électricité de la Suisse sont aujourd'hui couverts d'une part par la production indigène et d'autre part par les exportations. Ces deux possibilités peuvent être comparées à un portefeuille d'approvisionnement au moyen des paramètres « Degré d'autosuffisance de la Suisse » et « Capacités d'exportation des pays voisins » afin d'évaluer la sécurité d'approvisionnement en tenant compte des scénarios possibles et des mesures à prendre.

La figure 25 montre, au moyen d'une subdivision sommaire de ces paramètres en « faible » et « élevé », que la sécurité d'approvisionnement de la Suisse s'inscrit encore dans le quadrant Q4 tant en été qu'en hiver. La situation en Q4 est celle qui offre la sécurité d'approvisionnement la plus élevée.

Par le passé (il y a 20 ans environ), le bilan électrique de la Suisse était essentiellement positif, même en hiver. Au cours des 20 dernières années, ce bilan a cependant évolué de plus en plus vers une dépendance envers les importations. Il est aujourd'hui difficile de prédire la direction dans laquelle l'approvisionnement va évoluer au sein de la figure ci-dessous. S'il devait se déplacer en direction du quadrant Q2 en raison du manque de capacités de production indigènes, il faudrait s'assurer que la Suisse dispose d'un réseau d'électricité sûr et performant offrant des capacités d'importations suffisantes pour y acheminer les quantités de courant requises. Cela suppose toutefois aussi que les pays voisins restent en mesure d'exporter.

Si, à l'avenir, l'approvisionnement en électricité de la Suisse se déplace en direction du quadrant Q1 en raison du manque de capacités de production domestiques et des difficultés à l'exportation rencontrées par les pays voisins, la Suisse devrait développer ses capacités de production indigènes afin de revenir au moins dans le quadrant Q3. En effet, l'approvisionnement de notre pays ne pourrait plus être assuré par des importations puisque les pays voisins ne pourraient pas exporter de courant vers la Suisse, ou pas en exporter suffisamment, en raison de l'arrêt définitif d'installations de production et/ou de congestions du réseau.

Si l'on veut garantir une sécurité d'approvisionnement élevée, il faut exclure une évolution en direction du quadrant Q1. Une évolution vers le quadrant Q2 ou Q3 serait tolérable, mais elle devrait éventuellement faire l'objet de garanties contractuelles. L'ElCom suivra l'évolution de la situation dans le cadre de son mandat et proposera, s'il y a lieu, les mesures nécessaires au Conseil fédéral.

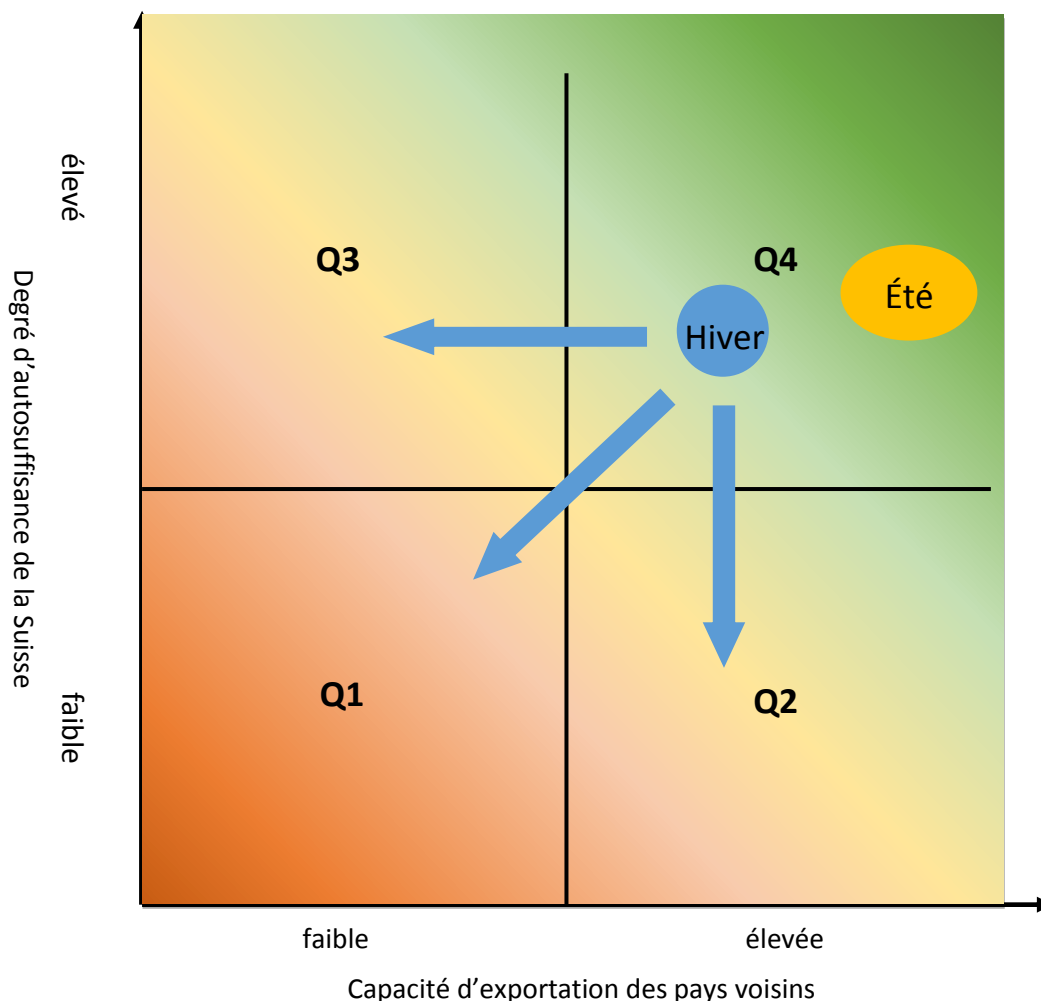


Figure 25 : Évaluation de la sécurité d'approvisionnement sur la base du degré d'autosuffisance de la Suisse et des capacités d'exportation des pays voisins (source : ElCom)

3.3 Investissements dans de futures centrales électriques

La dimension Investissements dans de futures centrales électriques est évaluée au moyen des paramètres d'observation suivants : «3.3.1 Capacités de production futures», «3.3.2 Développement des énergies renouvelables » et «3.3.3 Réserves de puissance futures ».

3.3.1 Capacités de production futures

En 2011, après l'accident nucléaire de Fukushima, le Conseil fédéral et le Parlement ont pris la décision de principe d'abandonner progressivement le nucléaire. En vertu de cette décision, les cinq centrales nucléaires actuelles devront être arrêtées définitivement, sans être remplacées par de nouvelles installations nucléaires, au terme de leur durée d'exploitation telle que définie par les critères techniques de sécurité (FF, 2013). En se fondant sur cette base, le Conseil fédéral table sur une durée d'exploitation probable de 50 ans. On peut pour l'heure considérer que les centrales nucléaires ne seront pas soumises à une limitation des durées d'exploitation. Les dates actuellement prévues de désaffectation au terme de 50 ans d'exploitation (2019 pour Beznau I, 2022 pour Beznau II, 2029 pour Gösgen et 2034 pour Leibstadt) ne sont donc pas définitives. Quant à la centrale nucléaire de Mühleberg, elle sera arrêtée définitivement à fin 2019, soit après 47 ans d'exploitation, en application d'une décision prise en

2013 déjà par son exploitante, la société BKW Energie SA (BKW, 2013). En 2020, la puissance disponible en Suisse pour couvrir la charge de base diminuera donc de 0,4 gigawatt pour s'établir à 2,9 gigawatts.

La figure 26 montre l'évolution de la puissance de production dans les différents scénarios du rapport « Réseau stratégique 2025 » pendant la période allant de 2025 à 2035. Ces scénarios ont été établis par Swissgrid, en collaboration avec l'Office fédéral de l'énergie et les exploitants de centrales électriques (Swissgrid, 2015a). Ces derniers estiment que dans les conditions du marché actuelles, les investissements dans des centrales au gaz à cycle combiné ne sont pas rentables en Suisse. Les scénarios « on track » et « slow progress » se distinguent par le fait que le développement des énergies renouvelables va beaucoup plus vite dans le premier (courbe de développement correspondant au scénario « Nouvelle politique énergétique » des perspectives énergétiques 2050). Dans les deux scénarios, Swissgrid part du principe que Gösgen et Leibstadt seront les seules centrales nucléaires encore raccordées au réseau en 2025.

Dans le scénario « on track », l'abandon du nucléaire doit avoir été mené à bien en 2035 et le développement des énergies renouvelables doit se poursuivre avec succès. Dans le scénario « slow progress », les centrales nucléaires de Gösgen et Leibstadt sont encore en service en 2035 et le développement des énergies renouvelables progresse lentement. La lenteur de l'évolution est encore plus grande dans le scénario « stagnancy », tandis que le scénario « sun » table sur un développement très optimiste des énergies renouvelables.

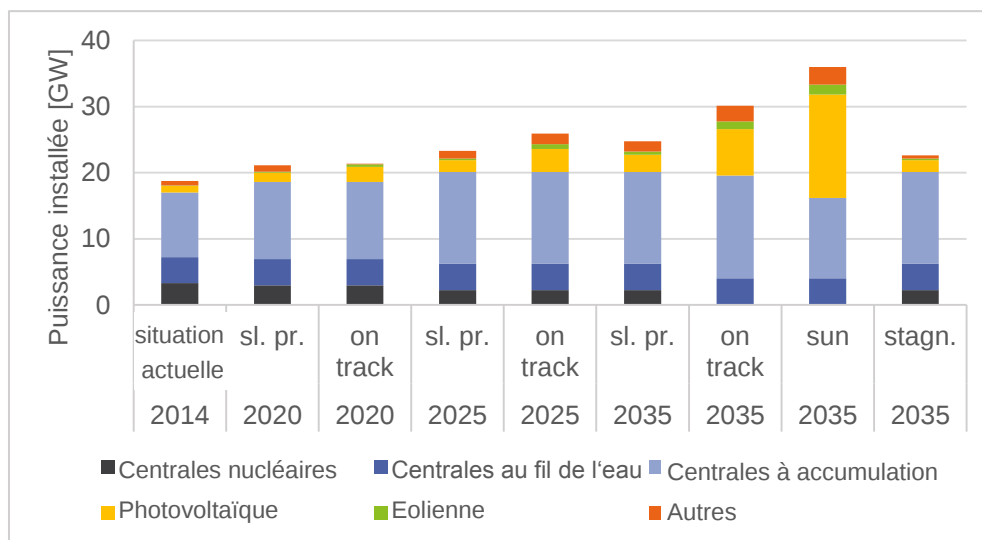


Figure 26 : Développement des capacités futures de production en Suisse (source : Swissgrid)

3.3.2 Développement des énergies renouvelables

Les énergies renouvelables sont appelées à apporter une contribution importante au futur approvisionnement en électricité de la Suisse. La Stratégie énergétique 2050 prévoit le remplacement complet de la production actuelle des cinq centrales nucléaires suisses (environ 25 térawattheures 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) : ces technologies doivent, selon la Stratégie énergétique 2005, devenir les piliers de notre approvisionnement en énergie de demain.

La figure 27 présente les niveaux de production atteints pendant la période allant de 2010 à 2014 ainsi que les objectifs de développement fixés par la Stratégie énergétique 2050 pour les années 2020, 2035 et 2050. Au cours des cinq dernières années, la production d'origine renouvelable n'a cessé d'augmenter, s'inscrivant à quelque 2,6 térawattheures en 2014 (OFEN, 2015c). La production des installations photovoltaïques a presque quintuplé au cours des cinq dernières années. Pour atteindre la valeur cible pour 2020, il faut toutefois accroître encore d'un tiers la production actuelle. La production des usines d'incinération des ordures ménagères et des stations d'épuration (UIOM et STEP) correspond d'ores et

déjà à la valeur cible de 2020. La production éolienne actuelle devrait être multipliée par dix d'ici 2020, celle issue de la biomasse par trois. 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 cinq mégawatts (GEOTHERMIE-SUISSE, 2016).

Compte tenu 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. L'un des points positifs est que la construction de nombreuses éoliennes, représentant une puissance installée de plus de 120 mégawatts, est prévue sur la chaîne du Jura au cours des cinq prochaines années. Reste à voir si les objectifs d'étape pour 2035 et 2050 seront atteints, dans la mesure où la Stratégie énergétique 2050 part du principe d'un développement exponentiel. Le développement futur de la production d'origine renouvelable devrait avant tout être tributaire des conditions de financement. Étant donné que la rétribution à prix coûtant (RPC) faisait l'objet de surengagements à hauteur de 500 millions de francs en 2015 (Fondation RPC, 2016), il semble pour l'heure plutôt improbable que la production puisse être multipliée par dix sur la base de la RPC.

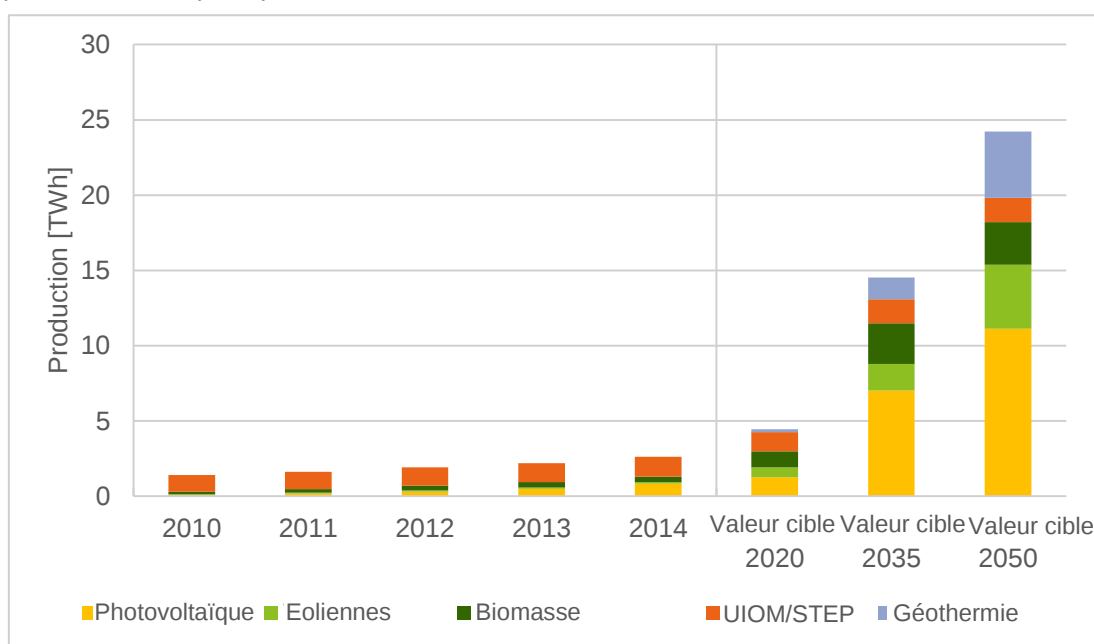


Figure 27 : Courbe de développement des nouvelles énergies renouvelables (source : OFEN)

3.3.3 Réserves de puissance futures de la Suisse

La figure 28 présente la « Remaining Capacity - Adequacy Reference Margin », c'est-à-dire la réserve de puissance de la Suisse, pour les scénarios A et B du rapport SOAF 2015 de l'organisation ENTSO-E (ENTSO-E, 2016b). Dans le scénario A (conservateur), on part du principe que les centrales nucléaires de Beznau I et II, Gösgen et Leibstadt seront encore en service en 2025, et les nouvelles capacités de production ne sont prises en compte que lorsqu'elles sont déjà en construction. Dans le scénario B (plus progressiste), seules les centrales nucléaires de Gösgen et Leibstadt sont encore en service, et les futures capacités de production sont prises en compte dès lors qu'elles sont en cours de planification. Dans la figure 28, lorsqu'une valeur est positive, cela signifie que la sécurité d'approvisionnement peut en principe être assurée au moment considéré (3^e mercredi du mois à 19h00).

Selon le rapport SOAF 2015 de l'organisation ENTSO-E, la Suisse ne devrait pas connaître de problème de puissance jusqu'en 2025. Ce rapport relève toutefois que la méthodologie des réserves de puissance peut représenter un certain risque pour les pays comportant une part élevée de centrales hydroélectriques (centrales au fil de l'eau et à accumulation), car elle ne tient compte que de façon limitée de la disponibilité des ressources en eau. Dans les pays en question, cette méthodologie doit donc être complétée par une approche axée sur l'énergie pour évaluer la sécurité d'approvisionnement. Un rapport

sur la sécurité d'approvisionnement régionale publié en mars 2015 par le PLEF part du principe que la Suisse, grâce à sa bonne connexion au réseau de transport européen, n'a pas à craindre de situations du type « Loss of Load Expectation (LOLE) » ou « Energy not Supplied (ENS) » jusqu'à l'hiver 2020/21 (PLEF, 2015). Swissgrid, l'Office fédéral de l'énergie et l'ElCom s'emploient actuellement à affiner encore davantage cette méthode de calcul.

Le développement du réseau de transport et des transformateurs 380/220 kilovolts vise à améliorer le raccordement de la Suisse au réseau de transport européen. Swissgrid estime qu'avec le « Réseau stratégique 2025 », la capacité d'importation à la frontière nord s'établira entre 7,5 et 8,6 gigawatts à partir de 2025 et qu'une capacité d'importation de 2,0 à 3,1 gigawatts sera également disponible depuis l'Italie.

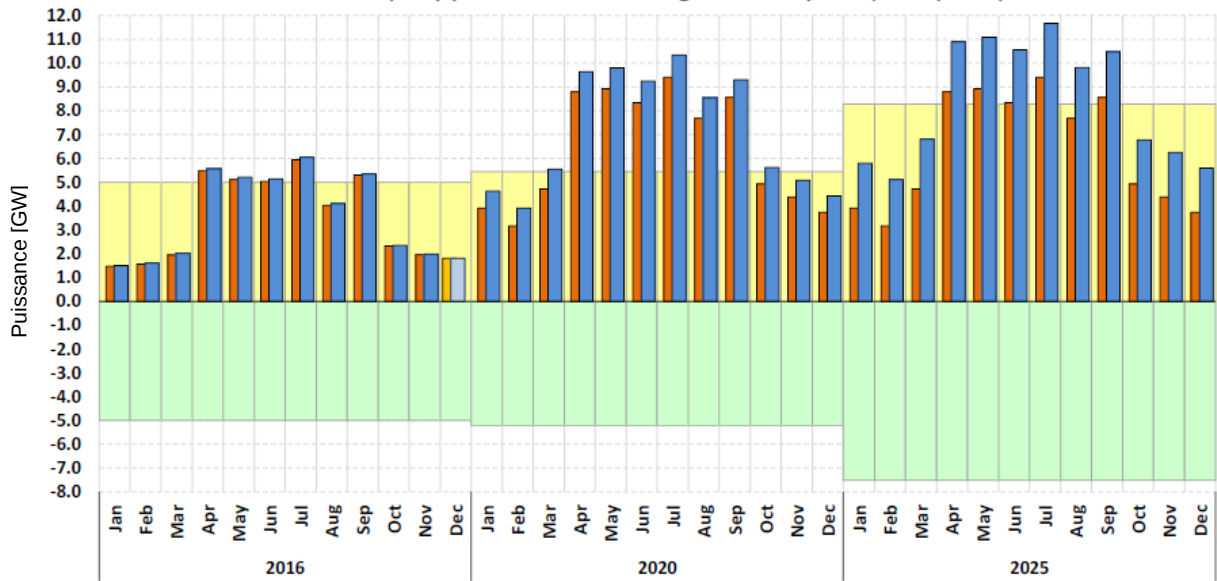


Figure 28 : Réserves de puissance de la Suisse en 2020 et 2025 dans les scénarios A (rouge) et B (bleu), y compris les capacités d'importation et d'exportation ; exportations possibles (+) ; dépendance envers les importations (-); (source : ENTSO-E).

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 670 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, on 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. 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

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 régionales pour les ménages », « 4.1.2 Différences tarifaires régionales pour l'industrie » et « 4.1.3 Comparaison internationale des prix de l'électricité pour l'industrie ».

4.1.1 Différences tarifaires régionales pour les ménages

L'analyse des tarifs du réseau et de l'énergie repose sur les tarifs appliqués aux ménages de la catégorie de consommation H4 (environ 4500 kilowattheures par an). Cela correspond approximativement à la consommation d'un appartement de cinq pièces avec cuisinière électrique et sèche-linge. En 2013, la consommation moyenne des ménages s'élevait, selon la statistique de l'électricité établie par l'Office fédéral de l'énergie, à 5220 kilowattheures (OFEN, 2015a). 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.

La figure 29 présente l'évolution de la distribution des tarifs moyens pondérés⁸ du réseau dans les sept grandes régions de Suisse pour la catégorie de consommation H4 (ElCom, 2016b). Ces tarifs ont affiché une légère tendance à la hausse pendant la période allant de 2009 à 2011, puis ont diminué d'un montant pouvant atteindre un centime par kilowattheure jusqu'en 2013. En 2014, ils ont toutefois recommencé à augmenter. 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. Cette tendance à la hausse des tarifs du réseau dans la catégorie de consommation H4 s'est poursuivie en 2015 et 2016. Quant aux écarts entre les fourchettes de distribution des sept grandes régions, ils ont plutôt diminué pendant la période allant de 2009 à 2016.

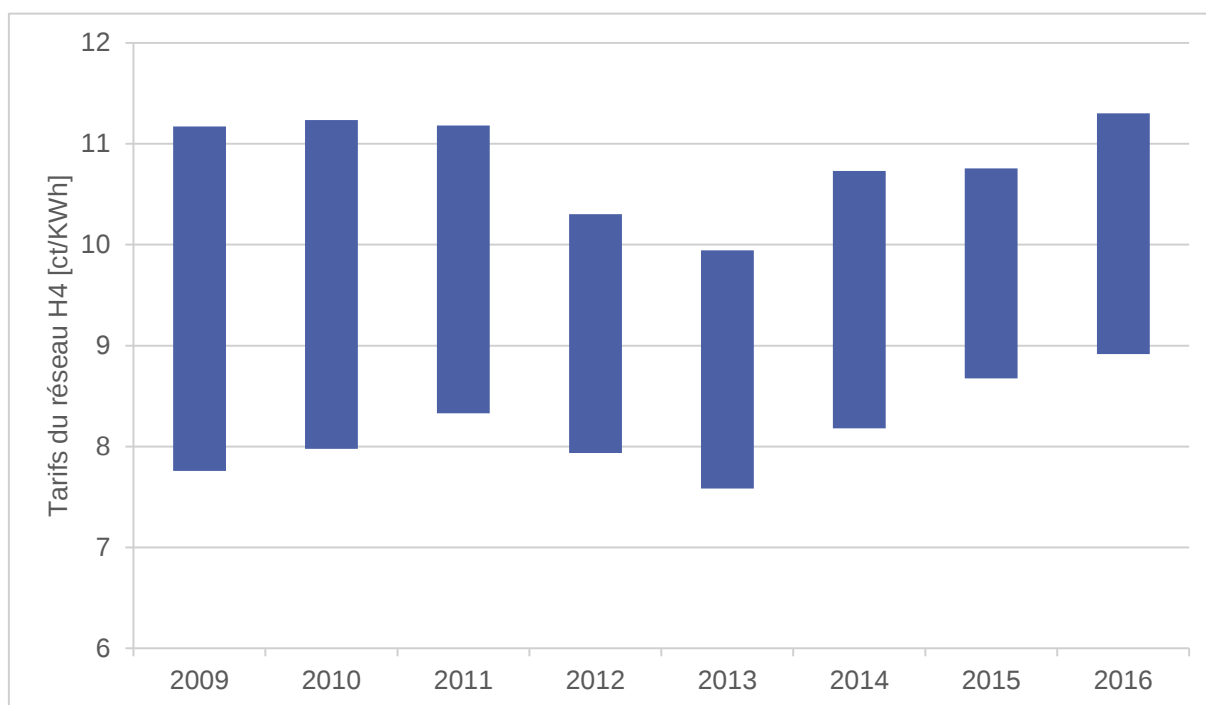


Figure 29 : Évolution des tarifs du réseau appliqués à la catégorie de consommation H4 dans les grandes régions de Suisse (source : ElCom)

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

La figure 30 présente l'évolution, pendant la période allant de 2009 à 2016, de la distribution des tarifs moyens pondérés⁹ de l'énergie dans les sept grandes régions pour la catégorie de consommation H4 (ElCom, 2016b). Pendant cette période, les tarifs de l'énergie ont diminué et l'écart de prix entre les différentes grandes régions s'est réduit considérablement. Si l'écart de prix entre les régions pouvait encore atteindre jusqu'à 5 centimes par kilowattheures en 2009, il ne s'élevait plus qu'à quelque 2 centimes par kilowattheures en 2016. La baisse des tarifs de l'énergie s'explique notamment par le bas niveau des prix du courant sur les bourses internationales de l'électricité.

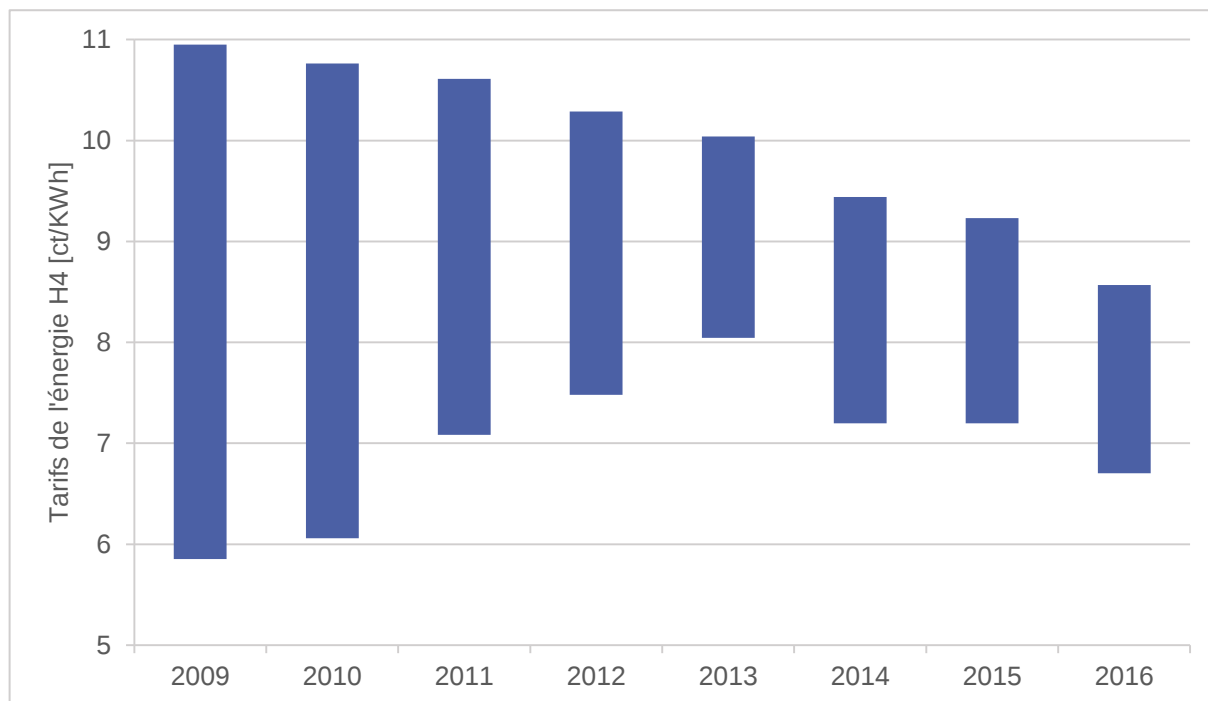


Figure 30 : Évolution des tarifs de l'énergie appliqués à la catégorie de consommation H4 dans les grandes régions de Suisse (source : ElCom)

4.1.2 Différences tarifaires régionales pour l'industrie

L'analyse des tarifs du réseau et de l'énergie repose, pour les entreprises industrielles, sur les tarifs de la catégorie de consommation C3 (entreprises de taille moyenne ayant une consommation annuelle de 150 000 kilowattheures et nécessitant une puissance maximale de 50 Kilowatts). Étant donné que depuis l'ouverture du marché, ce sont avant tout les « gros » 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 l'industrie.

La figure 31 présente l'évolution de la distribution des tarifs moyens pondérés du réseau dans les sept grandes régions de Suisse pour la catégorie de consommation C3 (ElCom, 2016b). Cette évolution 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 des coûts des services-système, de celle du taux d'intérêt calculé et de 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. Cette tendance s'est poursuivie en 2015 et 2016. Pour cette catégorie de consommation, l'écart des prix entre grandes régions a diminué pendant la période allant de 2009 à 2016.

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

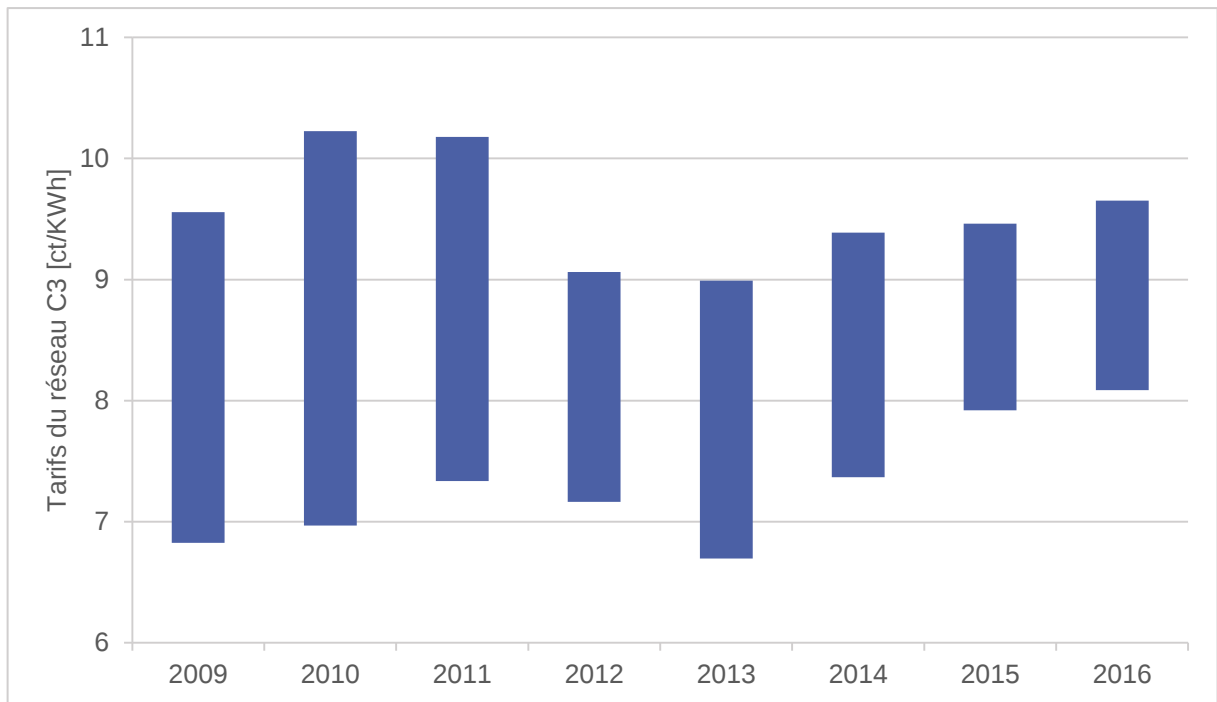


Figure 31 : Évolution des tarifs du réseau appliqués à la catégorie C3 dans les grandes régions de Suisse (source : ElCom)

La figure 32 présente l'évolution de la distribution des tarifs moyens pondérés de l'énergie appliqués aux entreprises de la catégorie de consommation C3 dans les sept grandes régions de Suisse (ElCom, 2016b). L'écart entre les tarifs des différentes grandes régions s'est sensiblement réduit pendant la période allant de 2009 à 2016. La différence entre le tarif maximal et le tarif minimal appliqué d'une telle région à l'autre est notamment passée de cinq à deux centimes par kilowattheure.

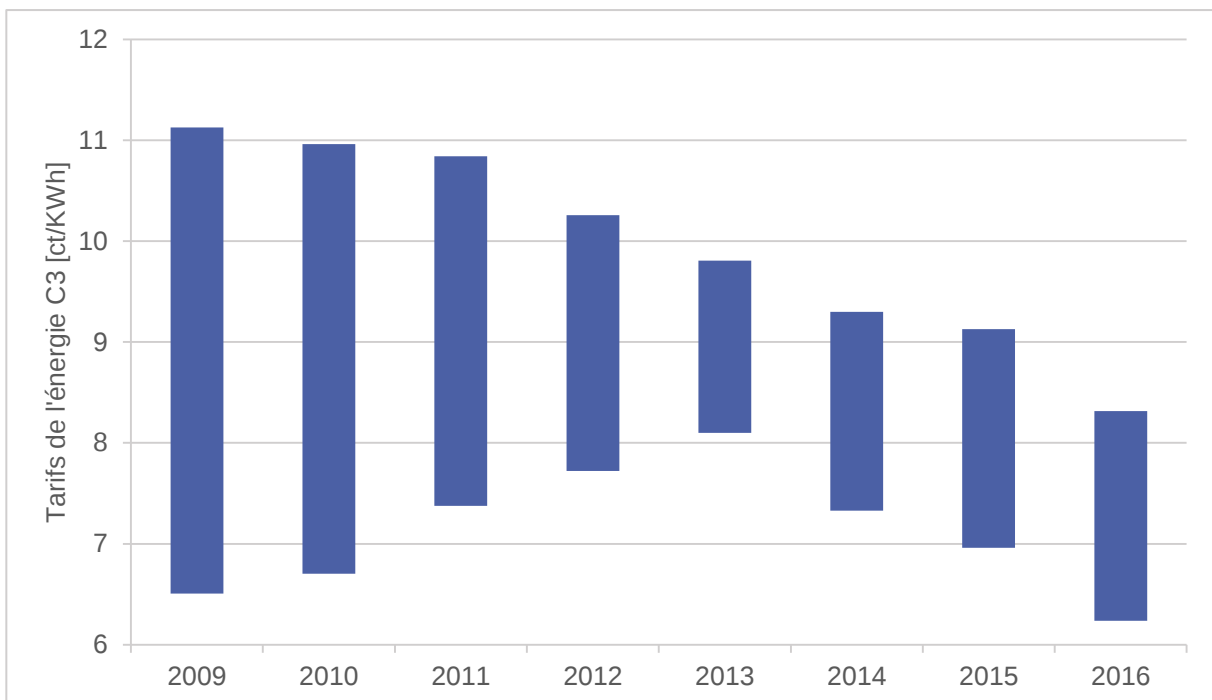


Figure 32 : Évolution des tarifs de l'énergie appliqués aux entreprises de la catégorie de consommation C3 dans les grandes régions de Suisse (source : ElCom)

4.1.3 Comparaison internationale des prix de l'électricité pour 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 avoir un impact considérable sur la compétitivité des économies nationales. Les entreprises industrielles à forte consommation d'énergie et en concurrence avec l'étranger sont particulièrement touchées par les différences de prix. 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 mégawattheures 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, on a utilisé la catégorie de consommation Ib d'Eurostat (Eurostat, 2016). Elle correspond à une consommation annuelle de 20 à 500 mégawattheures. Les prix utilisés par Eurostat représentent le prix moyen du kilowattheure 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'ElCom sont les prix de l'électricité tarifés. 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 2015, le prix de l'électricité a oscillé entre 5,80 et 15,05 centimes d'euro par kilowattheure dans les pays d'Europe considérés (Allemagne, Autriche, France, Italie, Pays-Bas, Belgique, Suède, Norvège, Espagne), ce qui donne un prix annuel moyen de 9,90 à 10,95 centimes d'euros par kilowattheures (figure 33, barres bleues). 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. En Suisse, le prix moyen de l'électricité pour la catégorie de consommation C3 a oscillé entre 15,65 et 17,00 centimes par kilowattheures (barres rouges) pendant la période allant de 2009 à 2015.

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 des six dernières années, les modifications du taux de change entre l'euro et le franc suisse ont toutefois accru la différence de prix par kilowattheure entre la Suisse et l'Europe.

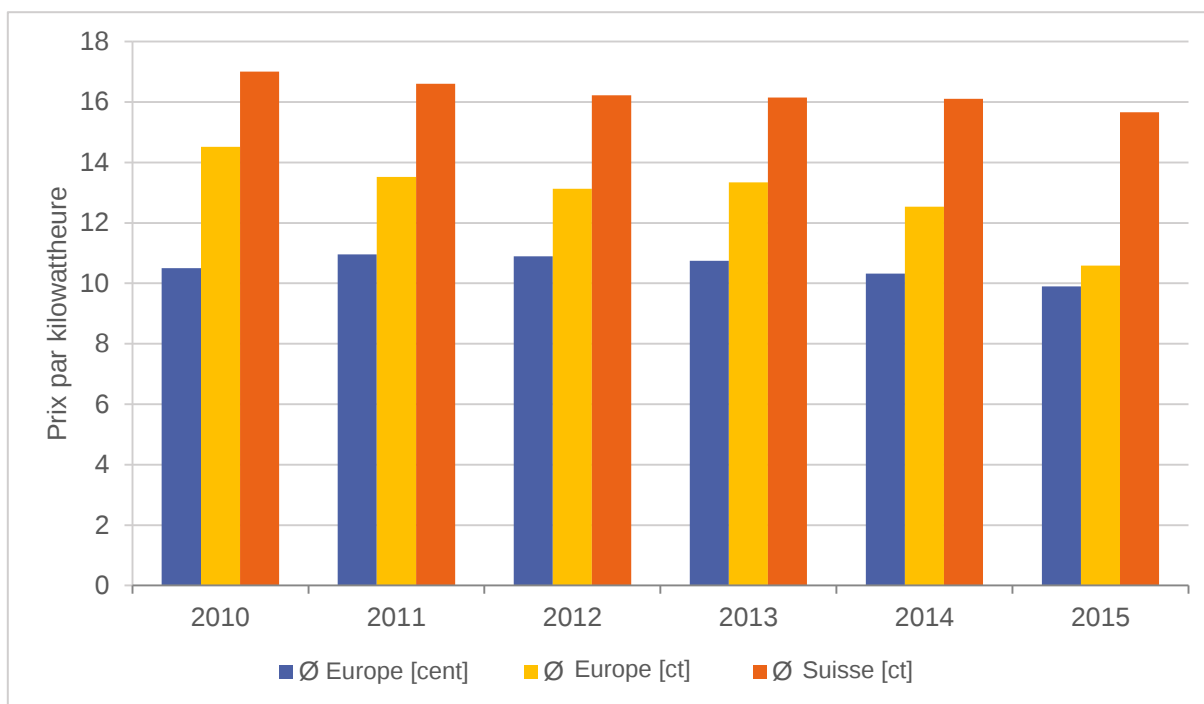


Figure 33 : Prix de l'électricité en Suisse et en Europe pour les entreprises industrielles ayant une consommation annuelle comprise entre 20 et 500 mégawattheures (source : Eurostat)

4.2 Part du budget des ménages consacrée à l'électricité

4.2.1 Différences régionales

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.

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) 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 kilowattheures) dans les mêmes grandes régions (OFS, 2016b). On obtient le revenu disponible des ménages en soustrayant du revenu brut les cotisations de sécurité sociale, les impôts et les primes d'assurance-maladie pour l'assurance de base.

La figure 34 présente la distribution de ce rapport, exprimé en pour cent, entre coûts moyens de l'électricité et revenu disponible des ménages pour les sept grandes régions de Suisse. En 2009, cette distribution allait de 0,8 à 1,5 %. L'écart entre les régions a légèrement diminué au cours des années suivantes. La charge financière induite par les coûts de l'électricité a surtout augmenté dans les grandes régions où elle était plutôt faible auparavant. Aujourd'hui, le rapport entre les dépenses d'électricité et le revenu disponible des ménages s'inscrit dans une fourchette de 0,9 à 1,5 %. Les investissements que nécessitera la mise en œuvre de la Stratégie énergétique 2050, la hausse des prix du combustible et du CO₂, et l'augmentation de la taxe RPC pourraient toutefois pousser les prix du courant (énergie et réseau) davantage à la hausse. En outre, le passage de consommateurs finaux à un approvisionnement

en partie autarcique, c'est-à-dire leur découplage de l'approvisionnement traditionnel, pourrait constituer un facteur d'influence à long terme sur les tarifs du réseau.

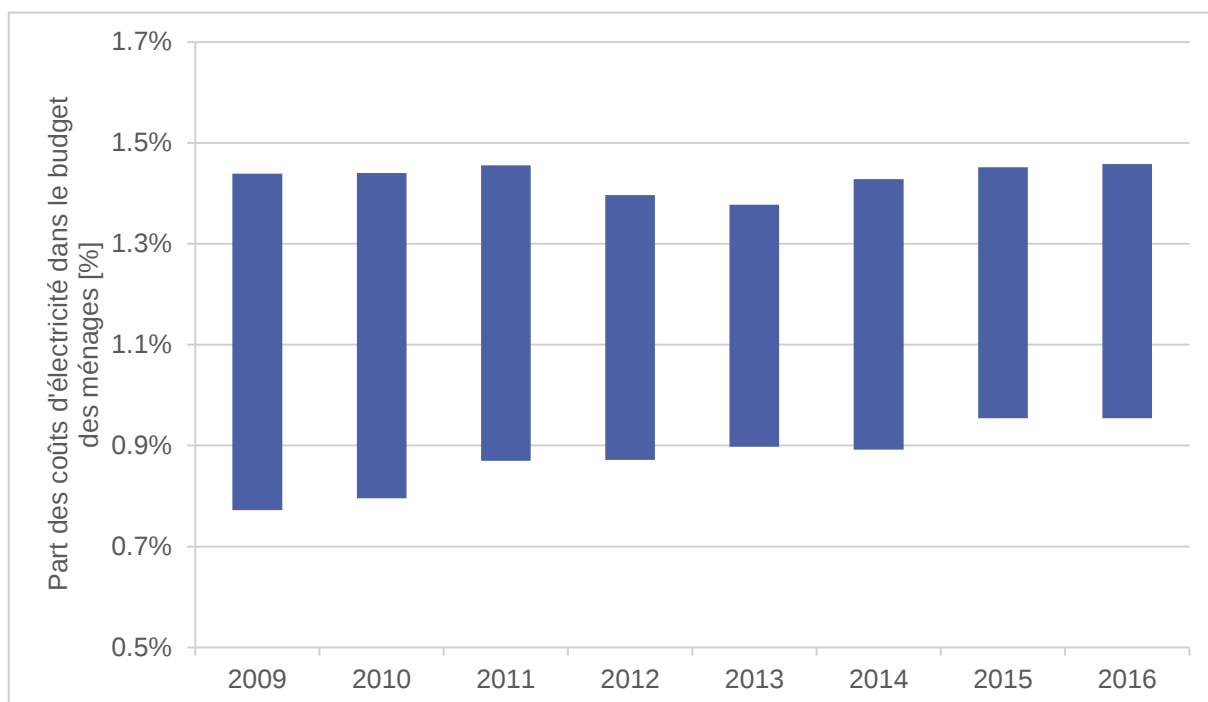


Figure 34 : rapport entre les coûts d'électricité et le revenu disponible des ménages dans les sept grandes régions de Suisse (source : ElCom/OFS)

5 Contexte juridico-technique

5.1 Cadre juridique

La dimension relative au cadre juridique valable pour la Suisse est évaluée à l'aide des paramètres d'observation suivants : «5.1.1 Effets du droit de l'UE sur la Suisse », «5.1.2 Stratégie Réseaux électriques », « 5.1.3 Cybersécurité » et «5.1.4 Rétribution à prix coûtant ».

5.1.1 Effets du droit de l'UE sur la Suisse

Adopté en 2009, le troisième paquet relatif au marché intérieur de l'énergie de l'UE (Union européenne) visait à renforcer l'intégration et l'harmonisation des marchés nationaux de l'électricité, organisés jusqu'alors de manière essentiellement indépendante. Les directives et règlements de l'UE ont uniformisé et formalisé juridiquement les structures (séparation des activités, coordination des gestionnaires de réseau de transport et des régulateurs) et règles relatives au marché de l'électricité.

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 bien, dans l'optique tant du marché que des échanges d'électricité, même sans accord sur l'électricité entre la Suisse et l'UE. Relevons toutefois que les lignes directrices contraignantes s'appliquant au marché de l'UE 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 et de la mise en œuvre des dispositions « essentielles » de l'UE. Cela concerne par exemple la réglementation relative à une plate-forme commune pour la vente aux enchères de capacités transfrontalières, la participation à un couplage des marchés ou la coopération pour l'échange d'énergie de réglage. Étant donné que la Suisse, la France et l'Allemagne pourraient voir leur dépendance envers les importations augmenter, du moins par moments, il est souhaitable pour toutes les parties de disposer d'une base légale plus stable pour les échanges de courant transfrontaliers. La perspective d'un règlement rapide a toutefois été quelque peu ternie par la suspension des négociations de l'accord relatif à l'électricité.

La Commission européenne élabore pour le marché de l'énergie de réglage une ligne directrice similaire à celle qui se rapporte à l'attribution des capacités et à la gestion des congestions (Capacity Allocation and Congestion Management, CACM). Dans le passé, la Suisse a amélioré la stabilité de son réseau par des coopérations avec des gestionnaires de réseau de transport étrangers. Elle a même pu réduire ses coûts grâce à une collaboration efficace. Avec la mise en vigueur de la ligne directrice concernant le marché de l'énergie de réglage (Electricity Balancing, EB), ces coopérations sont remises en cause à long terme en raison de l'absence d'accord sur l'électricité entre la Suisse et l'UE, ce qui pourrait mener à une large exclusion de la Suisse.

Le rapport sur la sécurité d'approvisionnement régionale publié par le PLEF en mars 2015 (Generation Adequacy Assessment) montre que la Suisse pourrait connaître des déficits d'approvisionnement, surtout en hiver, au cas où elle se retrouverait isolée du marché de l'électricité. La participation de la Suisse au marché intérieur de l'électricité est également déterminante pour sa sécurité d'approvisionnement économique et il est important pour elle d'avoir son mot dans sa conception et sa réalisation. Au vu de l'évolution rapide du marché intérieur de l'électricité de l'UE, il pourrait être désavantageux pour la Suisse de rester à l'écart, car elle risquerait d'être exclue de la mise en œuvre des aspects les plus débattus (couplage des marchés, marchés de l'énergie de réglage, mécanismes d'attribution des capacités transfrontalières). En outre, une participation dans les instances compétentes de l'UE, à savoir

l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER)¹⁰ et le Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport d'électricité (ENTSO-E)¹¹ est importante pour prendre part à l'aménagement des conditions-cadres.

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 entre autres par le manque de compréhension du rôle essentiel que jouent les réseaux dans la sécurité d'approvisionnement, par le manque de transparence du processus de développement du réseau, par différents conflits d'intérêts et par le manque d'acceptation des projets d'infrastructure de réseau par la société.

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. Il est prévu de fixer les règles relatives au scénario-cadre par le biais d'un nouvel article, l'article 9a, qui sera introduit dans la loi sur l'approvisionnement en électricité. Par ailleurs, les projets concernant le réseau de transport seront désormais considérés de par la loi comme revêtant 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. Du point de vue de l'EiCom, il n'est pas certain que la nouvelle compétence qui lui est octroyée permette effectivement d'accélérer la procédure. L'EiCom s'est exprimée sur le projet de modification de la loi sur l'approvisionnement en électricité – et en particulier sur les art. 9 b et 22, al. 2^{bis} – dans le cadre de la consultation sur la Stratégie Réseaux électriques et est en contact avec l'Office fédéral de l'énergie pour la suite des travaux relatifs à cette stratégie.

Les prises de position émises par l'EiCom dans le cadre de la procédure de consultation relative à la Stratégie Réseaux électriques peuvent être consultées à l'adresse Internet suivante :

<http://www.news.admin.ch/NSBSubscriber/message/attachments/43619.pdf>

¹⁰ La Suisse n'en est pas membre.

¹¹ La Suisse est au bénéfice d'une dérogation lui permettant de participer à ce réseau.

5.1.3 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'ECom 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'ECom conçoit la préparation et l'adoption des mesures nécessaires en matière de cybersécurité comme faisant partie intégrante de la tâche de pourvoir à un réseau sûr, performant et efficace qui est assignée aux gestionnaires de réseau en vertu de l'art. 8 de la loi sur l'approvisionnement en électricité. La branche assume cette responsabilité. À cet effet, elle a notamment rédigé la recommandation « Information & Communication Technology (ITC) Continuity ». L'ECom soutient subsidiairement les gestionnaires de réseau dans la mise en œuvre des mesures de cybersécurité.

5.1.4 Rétribution à prix coûtant

Depuis le 1^{er} janvier 2009, la production d'électricité à partir d'énergie renouvelable est encouragée en Suisse au moyen de la rétribution à prix coûtant du courant injecté (RPC). La RPC est financée par un supplément perçu sur les coûts de transport des réseaux à haute tension, si bien que chaque consommateur final contribue à l'encouragement des énergies renouvelables.

Peuvent bénéficier de la RPC les installations mises en service, notamment agrandies ou rénovées après le 1^{er} janvier 2006. Les technologies soutenues sont les suivantes : force hydraulique (jusqu'à 10 mégawatts), photovoltaïque à partir de 10 kilowatts, éolien, géothermie, biomasse et déchets issus de la biomasse. Il existe pour chacune de ces technologies des taux de rétribution qui sont fixés par classe de puissance en fonction d'installations de référence. La durée de la rétribution va de 20 à 25 ans selon la technologie (Fondation RPC, 2015). La force hydraulique peut bénéficier au plus de 50 % du volume de subventionnement, tandis que la part octroyée au photovoltaïque, à la géothermie et à la biomasse ne doit pas dépasser 30 % par technologie. On veut ainsi s'assurer qu'aucune technologie ne puisse absorber l'ensemble du volume de subventionnement (art. 7a, al. 4, LEne). Depuis le 31 décembre 2012, les exploitants de nouvelles installations photovoltaïques de moins de 10 kilowatts ne peuvent plus bénéficier du système de la RPC. Ils peuvent néanmoins demander une rétribution unique (RU). Les exploitants de nouvelles installations photovoltaïques d'une puissance comprise entre 10 et 30 kilowatts ont le droit de choisir entre la RPC et la RU. Les installations photovoltaïques d'une puissance inférieure à 2 kilowatts ne touchent ni la RPC ni la RU (art. 7a^{bis} s., LEne, appendice 1.8, ch. 3.3, OEne).

Les fonds d'encouragement prévus pour la RPC et la rétribution unique sont limités par la loi. La demande de rétribution à prix coûtant est plusieurs fois supérieure aux fonds disponibles, de sorte que les installations nouvellement annoncées sont placées sur une liste d'attente. À la fin décembre 2015, cette liste d'attente comportait plus de 35 000 projets. En 2015, la somme maximale pouvant être consacrée à l'encouragement s'élevait à 543 millions de francs par an. Sur cette somme, 473 millions ont été utilisés pour des installations déjà réalisées et 575 millions doivent aller à des installations (non encore réalisées) ayant fait l'objet d'une décision positive. Le tableau 2 présente l'évolution de la taxe RPC pendant la période allant de 2009 à 2016. De 2009 à 2013, cette taxe s'est élevée à 0,45 centime par

kilowattheure. Elle a ensuite augmenté constamment, pour atteindre 1,30 centime par kilowattheure cette année (taxe pour la protection des eaux et des poissons incluse). Le montant maximal du supplément pouvant être prélevé sur les coûts de transport pour alimenter la RPC est défini par la loi. Il a été fixé à 1,50 centime par kilowattheure au plus en 2014 (art. 15 b, al. 4, de la loi sur l'énergie).

Période	Taxe RPC	Montant maximal fixé par la loi
2009-2012	0,45 centime par kilowattheure	0,60 centime par kilowattheure
2013	0,45 centime par kilowattheure	1,00 centime par kilowattheure
2014	0,60 centime par kilowattheure	1,50 centime par kilowattheure
2015	1,10 centime par kilowattheure	1,50 centime par kilowattheure
2016	1,30 centime par kilowattheure	1,50 centime par kilowattheure

Tableau 2 : Évolution de la taxe RPC et du montant maximal de la RPC fixé par la loi

La figure 35 et la figure 36 présentent l'évolution de la puissance installée et de la production résultant des installations soutenues par le fonds RPC. C'est avant tout dans les domaines de la force hydraulique, du photovoltaïque et de la biomasse que le développement des capacités a été important. L'effet de la RPC sur le développement de l'éolien reste modeste. Bien que la puissance installée des installations utilisant les énergies renouvelables ait plus que quadruplé au cours des six dernières années et que leur production ait plus que triplé, la contribution de la RPC et la RU aux objectifs de la Stratégie énergétique 2050 nécessite plus de recul.

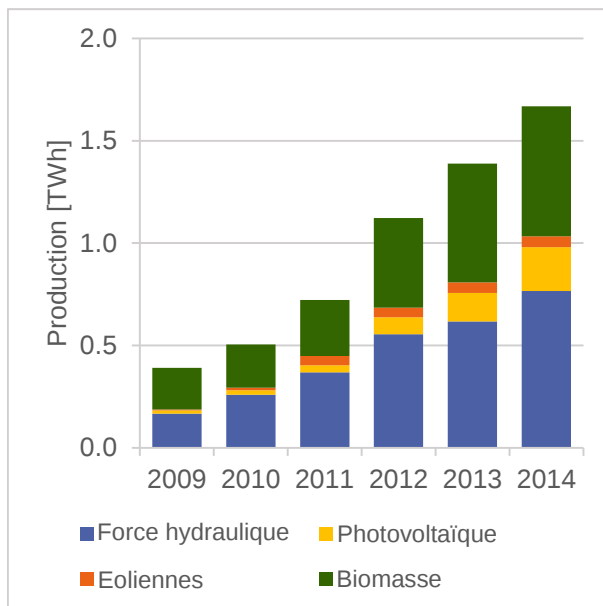


Figure 35 : Évolution de la puissance installée des installations soutenues par le fonds RPC (source : Fondation RPC)

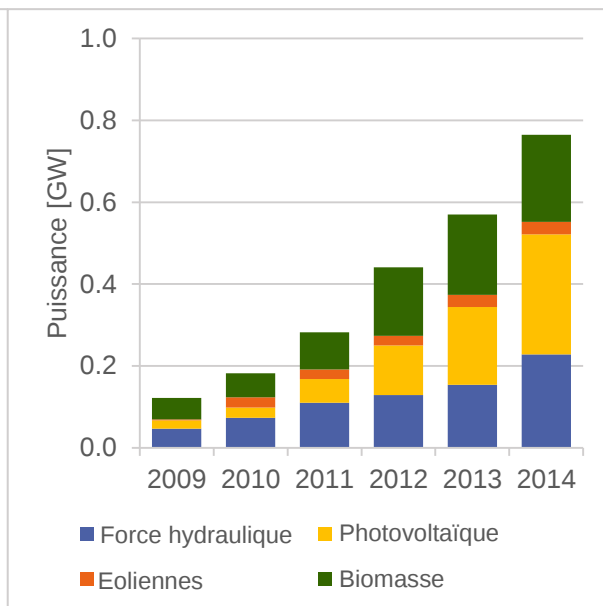


Figure 36 : Évolution de la production d'électricité des installations soutenues par le fonds RPC (source : Fondation RPC)

La figure 37 présente l'évolution des contributions d'encouragement versées en moyenne par kilowattheure 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 kilowattheure au cours des six 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 pour la force hydraulique, l'éolien et la biomasse.

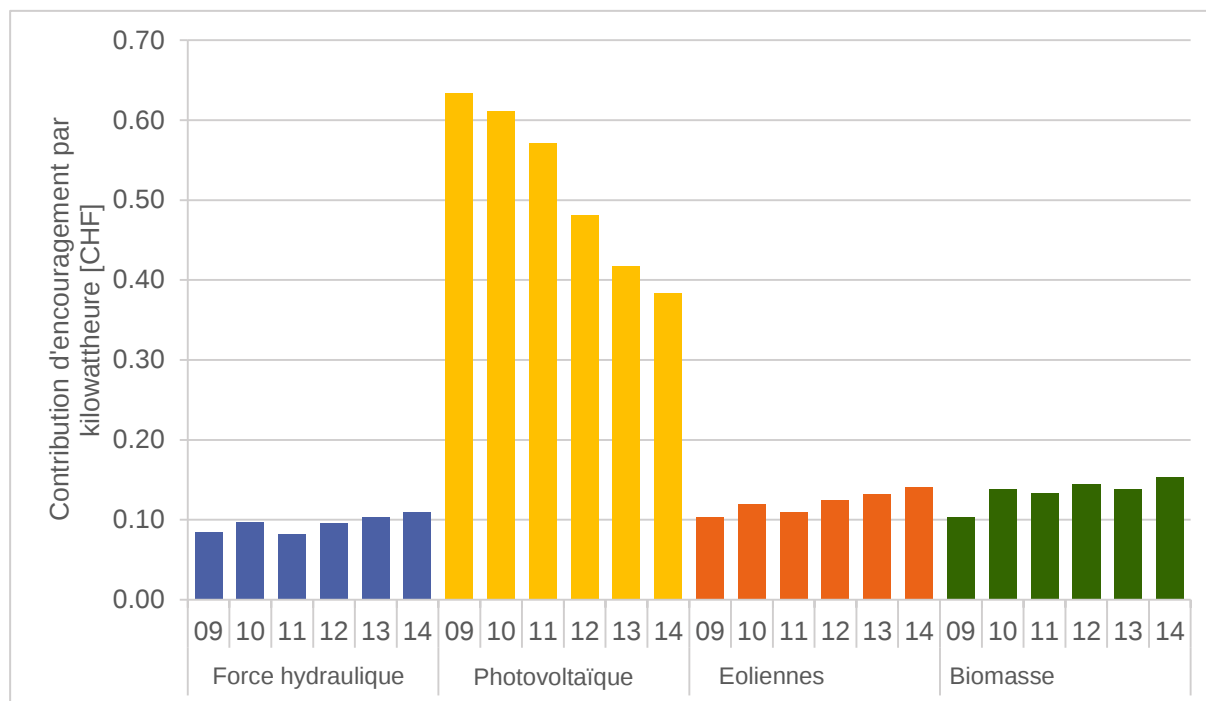


Figure 37 : Contributions de soutien versées en faveur de la force hydraulique, de la biomasse, de l'éolien et du photovoltaïque (source : fondation RPC)

Dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050 et de la révision de la loi sur l'énergie qu'elle implique, le Parlement a accepté de porter à 2,3 centimes par kilowattheure le supplément prélevé sur les coûts de transport. Le produit de ce supplément sera utilisé non seulement pour soutenir la production d'électricité d'origine renouvelable, mais aussi pour financer des aides financières et des primes de marché en faveur des grandes centrales hydrauliques existantes. Ce type de soutien sera accordé à ces dernières à hauteur de 1 centime par kilowattheure au plus pour le courant qu'elles ne peuvent vendre qu'au-dessous de son coût de revient sur le marché libre. Les modalités précises de cette mesure de soutien font encore l'objet de délibérations au Parlement. Les mesures d'encouragement dans le domaine des énergies renouvelables sont notamment liées à la sortie du nucléaire, qui a déjà été décidée : il ne sera plus possible de délivrer de nouvelles autorisations générales pour des centrales nucléaires. Les centrales nucléaires actuelles peuvent être exploitées tant qu'elles sont sûres.

Les Chambres fédérales se sont également mises d'accord sur le fait que le système actuel de rétribution à prix coûtant doit être transformé en un système de primes à l'injection avec commercialisation directe. On espère en particulier que ce nouveau système permettra une meilleure intégration des énergies renouvelables au marché de l'électricité. La commercialisation directe a été érigée en principe. Le Conseil national a en outre proposé d'appliquer des dérogations pour les petites installations. À partir de la sixième année suivant l'entrée en vigueur du premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050, les nouvelles installations ne pourront plus bénéficier de la RPC. Les installations qui seront alors entrées dans le système d'encouragement (décision d'octroi du soutien) continueront néanmoins de recevoir une rétribution jusqu'à la fin de la durée de rétribution. À partir de 2031, il ne sera plus versé de nouvelles contributions d'investissement ni de rétributions uniques. Les Chambres sont encore en train de délibérer sur d'autres points. Le vote final du Parlement sur la loi sur l'énergie révisée est attendu pour la session d'automne 2016. Si aucun référendum n'est demandé, le projet pourra vraisemblablement entrer en vigueur en 2018.

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 térawattheures. 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 térawattheures (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, 2016 ; OFEN, 2015a).

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 38 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 2014. Le PIB, en revanche, a presque constamment augmenté pendant la période allant de 1990 à 2014, 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 4,0 térawattheures pour atteindre 15,5 térawattheures. Dans le secteur de l'industrie (secteur secondaire), la consommation d'électricité a d'abord augmenté de 2 térawattheures entre 1990 et 2010, avant de connaître un recul de 1,2 térawattheure au cours des cinq dernières années. 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 0,7 térawattheure dans le secteur des transports.

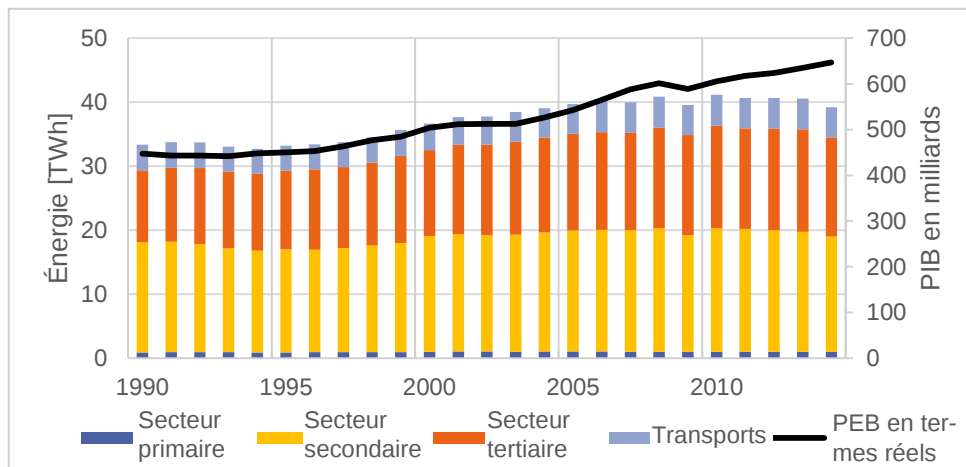


Figure 38 : Évolution de la consommation d'électricité (secteurs primaire, secondaire et tertiaire) et du produit intérieur brut en Suisse (source : OFEN/SECO)

La figure 39 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 2014. Au cours des 20 dernières années, la consommation d'électricité par unité de PIB a diminué pendant deux périodes : de 1990 à 1994 et de 2003 à 2014. Selon le magazine « La vie économique », la première baisse de la consommation est due à la tertiarisation de l'économie (Brändle/Gachet, 2012) : le nombre de personnes employées dans le secteur de l'industrie a diminué de 20 % entre 1991 et 1999. Le deuxième « bon en avant en matière d'efficacité », qui a eu lieu entre 2003 et 2014, 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.

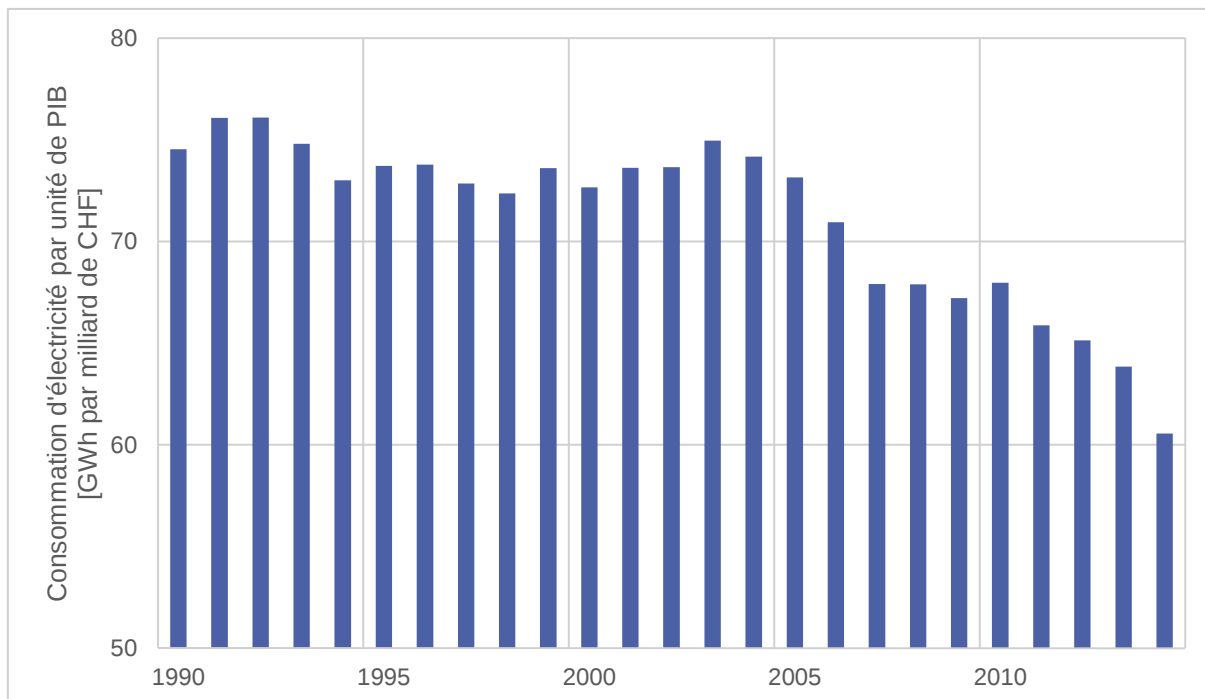


Figure 39 : Évolution de l'efficacité électrique pour la production de biens économiques en Suisse (source : OFEN/SECO).

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 en 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 40 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 8,2 millions en 2014 (OFS, 2016a). Pendant la même période, la consommation des ménages suisses a passé d'environ 13,3 à 18,5 térawattheures.

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

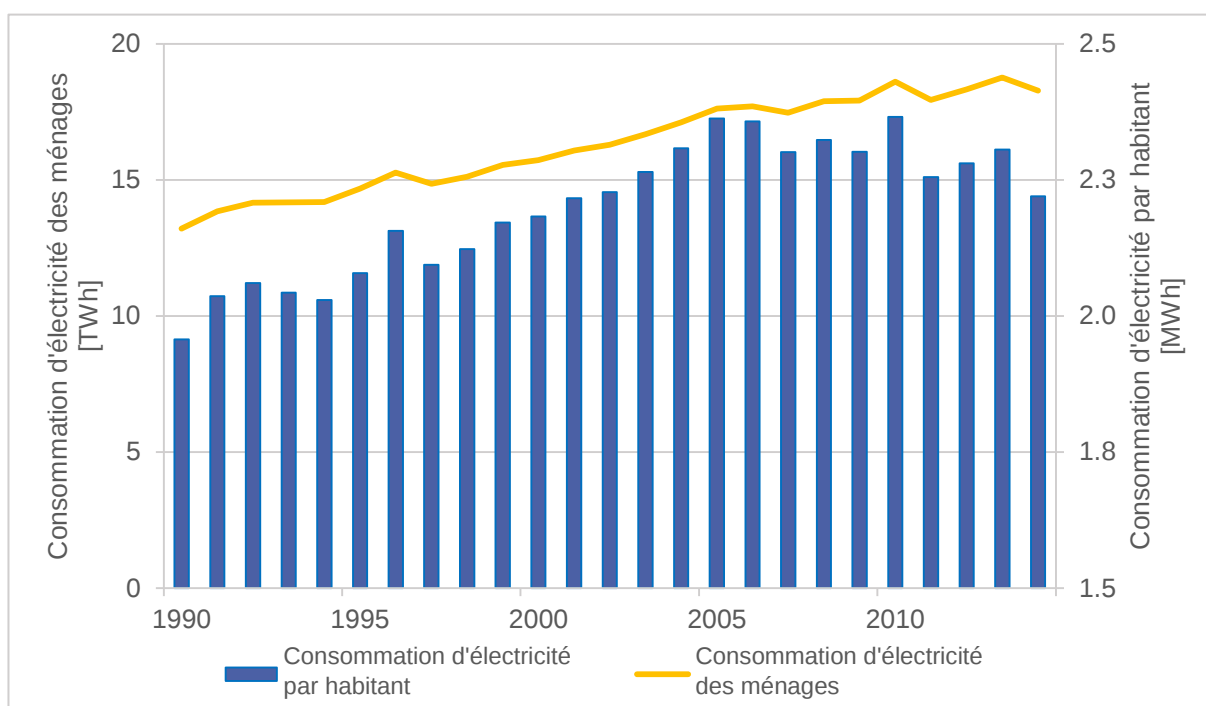


Figure 40 : Évolution de la consommation d'électricité par habitant et du nombre d'habitants de la Suisse (source : OFEN/OFS)

6 Bilan

L'objectif du présent rapport et de la surveillance sur lequel il repose est de détecter les menaces qui pèsent à moyen ou à long terme sur la sécurité d'approvisionnement de la Suisse. L'évaluation porte avant tout sur les données de la période 2010 à 2015. 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»; et 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.

L'analyse de la situation en matière d'approvisionnement propre à l'hiver 2015/16, durant lequel plusieurs facteurs (indisponibilité des deux réacteurs de Beznau, faibles débits des cours d'eau et bas niveau des bassins d'accumulation) ont fait craindre des ruptures de l'approvisionnement, est traitée dans un rapport séparé.

6.1 Évaluation du domaine réseaux

L'évaluation du domaine réseaux s'appuie en premier lieu sur les dimensions d'observation suivantes : gestion système, disponibilité du réseau et développement du réseau.

Dans le domaine réseaux, on distingue entre réseau de transport et 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'ETSO, deux organisations 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, les deux organisations en question 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), et les normes qu'elles avaient établies sont souvent devenues partie intégrante de la législation européenne. La mise en vigueur des codes correspondants se fait au fur et à mesure. Étant donné le degré élevé d'intégration du réseau suisse de transport dans le réseau interconnecté continental, la mise en œuvre des normes internationales en Suisse est indispensable.

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, qualité du réglage, de la fréquence et de la tension) ont évolué de manière stable à légèrement positive et que la sécurité d'approvisionnement actuelle peut être globalement considérée comme bonne. La charge du réseau simulée en cas de violation du critère N-1 s'est améliorée suite à l'adoption, au cours des dernières années, de mesures d'optimisation de la gestion système. Lorsqu'on interprète ces séries de chiffres, il faut toutefois garder en mémoire qu'ils ne tiennent pas compte des violations N-1 susceptibles d'être éliminées par des mesures curatives (interventions opérationnelles). La légère hausse des violations N-1 enregistrée

pour le paramètre qualité du réglage (dégradation de la qualité du réglage) s'explique notamment par les mesures d'optimisation des coûts adoptées par Swissgrid. Cette dernière est en effet soumise à l'obligation d'optimiser les coûts tout en respectant les standards internationaux en matière de qualité de réglage et les exigences d'exploitation. La valeur N-1 actuelle reste néanmoins au-dessous de la limite fixée par Swissgrid. 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.

Disponibilité du réseau

S'agissant de la sécurité d'approvisionnement au niveau du réseau de distribution, il apparaît que la disponibilité du réseau est excellente. Au cours des six dernières années, la durée moyenne des coupures subies par les consommateurs finaux de Suisse s'est inscrite entre 21 et 34 minutes par an. En comparaison, les pays voisins ont obtenu une valeur comprise entre 19 et 100 minutes par an en 2014. Cette qualité très élevée en comparaison internationale s'explique avant tout par les structures créées dans le passé (part importante de clients finaux raccordés en boucle et services de piquet bien établis). 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.

Développement du réseau

La dimension développement du réseau (point 2.4) doit être considérée comme tendue en ce qui concerne la sécurité d'approvisionnement. En de nombreux points du réseau de transport, il se produit (principalement pour des raisons structurelles en hiver, et de façon ponctuelle en été) des congestions qui sont susceptibles de compromettre la sécurité d'approvisionnement. Dans le document « Réseau stratégique 2025 », Swissgrid a répertorié neuf projets de ligne, deux raccordements de centrale électrique et quatre raccordements du réseau de distribution qui, une fois réalisés, devraient supprimer les congestions touchant actuellement le réseau de transport et constituer l'un des fondements de la sécurité d'approvisionnement en 2025. D'un autre côté, huit projets de ligne jugés nécessaires dans le rapport « Réseau stratégique 2015 » n'ont pas été confirmés dans le cadre du « Réseau stratégique 2025 ». La priorisation des projets, en particulier de ceux qui ne sont plus jugés nécessaires dans le document « Réseau stratégique 2025 », fait encore l'objet de discussions entre les gestionnaires de réseau de distribution et Swissgrid.

Les premiers enseignements tirés de la situation en matière d'approvisionnement qui a caractérisé l'hiver 2015/16 ont mené à ce que, fin 2015, Swissgrid redéfinisse les priorités de ses projets d'extension. La possibilité de recourir à des importations d'électricité est particulièrement importante durant le semestre d'hiver, surtout si, au printemps, le niveau de remplissage des bassins d'accumulation s'approche de son point bas annuel. Étant donné qu'une grande partie du courant importé transite en Suisse par le réseau 380 kilovolts, il est impératif que les transformateurs disposent d'une capacité suffisante pour abaisser la tension et répondre aux besoins d'approvisionnement du pays. Dans l'optique de la sécurité d'approvisionnement, l'accent est mis sur la réalisation des projets suivants :

- nouveau transformateur 380/220 kV à Beznau
- extension des capacités du transformateur 380/220 kV de Laufenburg
- nouveau transformateur 380/220 kV à Mühleberg
- élévation à 380 kV de la tension sur la ligne Bassecourt – Mühleberg

La manière la plus efficace de réduire les congestions prévisibles à l'importation est de développer les nœuds de Laufenburg et Beznau. La réalisation du transformateur de Mühleberg est plus complexe, car elle dépend de l'élévation (de 220 à 380 kilovolts) de la tension de la ligne Bassecourt-Mühleberg. Si ce projet prend du retard, les risques liés à l'accroissement tendanciel de la dépendance aux importations s'en trouveront augmentés.

Le rapport d'avancement des projets d'extension du réseau indique de manière générale que de nombreux projets de ligne de transport sont actuellement bloqués au stade de la procédure d'approbation des plans. Pour l'heure, il faut en outre s'attendre à ce que des oppositions retardent la mise en service des tronçons Chamoson-Chippis et Bickigen-Chippis et par là celle du transformateur 380/220 kilovolts de Chippis. Les deux tronçons en question sont également nécessaires au Valais pour assurer le transport vers le reste du pays de la totalité de l'énergie qui sera produite par la future centrale de pompage-turbinage de Nant de Drance. Si ces deux tronçons, ainsi que de la ligne de raccordement Châtelard-Rosel, sont mis en service avec du retard, cela pourrait avoir pour effet de restreindre la production de la centrale de pompage-turbinage de Nant de Drance, voire d'empêcher complètement cette centrale de produire.

6.2 Évaluation du domaine production

L'évaluation du domaine production repose sur les trois dimensions d'observation suivantes : « Capacité des centrales électriques », « Possibilités d'importer du courant » et « Investissements dans de futures centrales électriques ».

Capacité des centrales électriques

Les paramètres d'observation de la dimension capacité des centrales électriques (point 3.1) montrent que le parc suisse de production possède une importante puissance de base et de pointe au travers de ses centrales nucléaires, de ses centrales au fil de l'eau et de ses centrales à accumulation. Si l'on se fonde sur cette analyse de la puissance disponible pour évaluer la sécurité d'approvisionnement actuelle du pays, celle-ci doit être qualifiée de bonne. Toutefois, si l'on évalue cette même sécurité d'approvisionnement sur la base d'une analyse énergétique, on constate que le risque tend à augmenter.

Durant le semestre d'hiver, la sécurité d'approvisionnement repose en grande partie sur les centrales nucléaires, sur les réserves d'énergie des centrales à accumulation et sur la disponibilité des capacités d'importation. En effet, les débits des cours d'eau suisses sont réduits, si bien que les centrales au fil de l'eau injectent moins de courant dans le réseau. De plus, la consommation d'électricité du pays augmente, si bien que les semestres d'hiver des dix dernières années se sont soldés par des exportations nettes. En principe, l'indisponibilité de grandes unités de production telles que les centrales nucléaires ou la réduction des capacités d'importation peuvent, si elles sont de courte durée, être compensées par les centrales à accumulation, dont l'utilisation est flexible. Cependant, si elles durent plus longtemps, elles peuvent compromettre la sécurité d'approvisionnement car les réserves d'énergie des centrales à accumulation sont limitées. La construction de centrales de charge intermédiaire pourrait réduire la dépendance de la sécurité d'approvisionnement envers la disponibilité des centrales nucléaires et des centrales à accumulation.

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 gigawatts à la frontière nord de la Suisse (France, Allemagne, Autriche) et à environ 1,7 gigawatt à la frontière sud (Italie). Il faut néanmoins tenir compte du fait que cette capacité d'importation peut diminuer temporairement en cas de réduction de la disponibilité du parc de production domestique. La possibilité d'importer du courant est déterminante pour l'évaluation de la sécurité d'approvisionnement de la Suisse. 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.

La question de savoir si et à quelle fréquence l'approvisionnement futur de la Suisse durant le semestre d'hiver doit être dépendant de l'étranger est en premier lieu une décision politique. Durant les années 1980 et 1990, la sécurité d'approvisionnement a été définie comme la probabilité que le semestre

d'hiver se solde par une importation nette d'électricité. Selon cette définition, une sécurité d'approvisionnement de 95 % signifie qu'un hiver sur 20, la consommation domestique d'électricité ne peut pas être couverte par les installations de production du pays et que 19 hivers sur 20 se soldent par une exportation nette d'électricité. Toujours selon cette définition, la sécurité d'approvisionnement actuelle s'élève à 20 %. L'EICom souhaite attirer l'attention sur le fait que selon la forme que prendra la Stratégie énergétique 2050, le rapport entre production domestique et importations d'électricité pourrait encore diminuer de moyen à long terme, ce qui rendrait la sécurité d'approvisionnement de plus en plus dépendante de facteurs exogènes tels que la disponibilité de centrales et de réseaux étrangers ou que les conditions météorologiques extrêmes susceptibles d'affecter la Suisse.

Dans l'optique de la sécurité d'approvisionnement, une dépendance accrue envers les importations n'est acceptable que si les risques qu'elle induit peuvent être considérés comme supportables. Pour que ce soit le cas, il faut par exemple que des capacités de transport suffisantes soient disponibles et qu'il soit possible d'accéder à des marchés liquides. La première condition peut en théorie être remplie en développant en temps utile le réseau de transport pour qu'il réponde aux besoins, notamment en le dotant de transformateurs 380/220 kilovolts. En théorie, car il faut en réalité beaucoup de temps pour réaliser de tels projets de développement. De plus, les capacités réseau disponibles dépendent aussi de facteurs exogènes comme les infrastructures existant à l'étranger, la manière dont le marché est conçu (market design) et les flux de charge à venir au sein du réseau européen interconnecté. Il convient d'accorder une attention particulière aux congestions structurelles touchant l'Allemagne : celle-ci est en train de remplacer ses centrales de base (qui se trouvent dans le sud du pays) par d'autres installations, essentiellement des éoliennes situées dans le nord. L'avenir dira dans quelle mesure les extensions de réseau nécessaires entre le nord et le sud sont réalisables. Étant donné que d'autres centrales de base vont être arrêtées définitivement dans le sud du pays, on peut se demander dans quelle mesure l'Allemagne réussira dans les phases critiques à assurer, pour ne rien dire d'augmenter, ses exportations d'électricité vers la Suisse, en provenance justement de la partie sud du pays. 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. Il y a un risque à vouloir assurer la sécurité d'approvisionnement de la Suisse au moyen des seules importations de courant : celles-ci pourraient ne pas être disponibles au moment souhaité ou ne l'être qu'à des prix très élevés, si bien que cette sécurité se trouverait compromise.

Investissements dans de futures 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 térawattheures) 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 térawattheures), il faudrait, selon GEOTHERMIE-SUISSE, mettre en service 110 installations d'une puissance de 5 mégawatts. 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, notamment parce que cette stratégie table dans certains cas sur un développement exponentiel.

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'augmentation des capacités de la centrale d'Oberhasli auront des effets marqués sur les capacités de production du pays dans les cinq ans 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 cinq prochaines années.

6.3 Évaluation du contexte juridico-technique

L'évaluation de la dimension cadre juridique du domaine contexte juridico-technique repose sur l'examen des paramètres d'observation suivants : « Effets du droit de l'UE sur la Suisse », « Stratégie Réseaux électriques », « Cybersécurité » et « Rétribution à prix coûtant ».

Suite à la mise en œuvre du troisième paquet énergie de l'UE, l'attribution de la capacité des lignes transfrontalières sur le marché journalier (« day ahead ») doit se faire de manière non plus explicite, mais implicite. Du fait de la suspension des négociations entre la Suisse et l'UE, la participation de la Suisse à ce marché européen réorganisé de l'électricité n'est toutefois possible qu'avec des restrictions. En d'autres termes, bien que la Suisse soit prête pour le couplage des marchés, elle doit continuer à attendre, et l'attribution de capacités aux frontières suisses continue de se faire de façon explicite, avec de possibles pertes d'efficacité. Il convient de continuer à observer les impacts de cette situation sur l'approvisionnement de la Suisse.

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

L'augmentation, à 1,3 centime par kilowattheure, de la taxe RPC montre que le développement des énergies renouvelables continue d'être soutenu. Ce soutien financier ciblé peut d'une part accroître la sécurité d'approvisionnement et d'autre part accélérer le tournant énergétique en mettant à disposition de la puissance de production supplémentaire. D'un autre côté, il faut attirer l'attention sur le risque que l'encouragement financier des énergies renouvelables ait des effets négatifs sur la rentabilité des centrales non subventionnées existantes, supprimant par là les incitations à investir dans la construction de nouvelles centrales si elles ne jouissent pas d'un tel soutien.

6.4 Mesures visées à l'art. 9 LApEI

6.4.1 Renforcement et développement du réseau d'électricité

Aucune

6.4.2 Acquisition d'électricité

Aucune

6.4.3 Augmentation de l'efficacité énergétique

Aucune

6.4.4 Décision

Au vu des résultats du présent rapport, aucune des mesures visées à l'art. 9 LApEI n'est proposée au Conseil fédéral. L'EiCom continue d'observer d'un œil critique l'évolution des projets de développement du réseau de transport, surtout lorsqu'ils revêtent un caractère déterminant pour la sécurité d'approvisionnement.

Dans le domaine production, une attention particulière est accordée à la progression des objectifs de développement des énergies renouvelables. Si la dépendance hivernale de la Suisse envers les importations devait se modifier considérablement (à la hausse) suite à l'arrêt définitif des centrales nucléaires, il faudrait examiner la question de savoir dans quel sens la composition du parc suisse de centrales

électriques doit évoluer afin d'accroître la sécurité d'approvisionnement. L'ElCom 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. Cette qualité ne saurait être garantie à long terme par la seule possibilité d'importer du courant.

7 Annexe

7.1 Abréviations générales

ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators (Agence de coopération des régulateurs de l'énergie)
STEP	Station d'épuration des eaux usées
ATC	Available Transfer Capacity
AAC	Already Allocated Capacity
BCE	Base Case Exchange
OFEN	Office fédéral de l'énergie
OFS	Office fédéral de la statistique
PIB	Produit intérieur brut
OFAE	Office fédéral pour l'approvisionnement économique du pays
CACM	Capacity Allocation and Congestion management
CEER	Council of European Energy Regulators
EB	Electricity Balancing
RU	Rétribution unique
LEne	Loi sur l'énergie
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity (Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport d'électricité)
OEne	Ordonnance sur l'énergie
ENS	Energy Not Supplied
ETSO	European Transmission System Operators
UE	Union européenne
LEaux	Loi sur la protection des eaux
TIC	Technologies de l'information et de la communication
LENu	Loi sur l'énergie nucléaire
RPC	Rétribution à prix coûtant
UIOM	Usine d'incinération des ordures ménagères
LOLE	Loss of Load Expectation
LAP	Loi sur l'approvisionnement du pays
NPE	Nouvelle politique énergétique
ORNI	Ordonnance sur la protection contre le rayonnement non ionisant
NTC	Net Transfer Capacity
PLEF	Pentalateral Energy Forum (Forum pentalatéral de l'énergie)
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
SECO	Secrétariat d'État à l'économie
SOAF	Scenario Outlook & Adequacy Forecast
CàA	Centrales à accumulation (y compris centrales de pompage-turbinage)
LApEI	Loi sur l'approvisionnement en électricité
OApEI	Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité
TRM	Transmission Reliability Margin
TTC	Total Transfer Capacity
LPE	Loi sur la protection de l'environnement
DETEC	Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication
AES	Association des entreprises électriques suisses
DEFR	Département fédéral de l'économie, de la formation et de la recherche
LFH	Loi sur les forces hydrauliques

7.2 Abréviations relevant du domaine de la physique

W	watt	TWh	térawattheure
kW	kilowatt	MVA	mégavoltampère
MW	mégawatt	mHz	millihertz
GW	gigawatt	Hz	hertz
Wh	wattheure	kV	kilovolt
kWh	kilowattheure		
MWh	mégawattheure		
GWh	gigawattheure		

7.3 Glossaire

Scenario Outlook & Adequacy Forecast (calcul de la « Remaining Capacity »)

Net Generating Capacity	Capacité de production nette des centrales (puissance) susceptible d'être délivrée au réseau par les unités de production.
System Services Reserve	Réserve pour les services-système : puissance déduite pour le maintien en réserve de puissance de réglage
Overhauls/Outages	Arrêts planifiés et non planifiés de centrales électriques
Non usable Capacity	Capacité non utilisable : puissance non utilisable en raison de la disponibilité limitée d'agents énergétiques primaires (eau, vent, soleil) ou de restrictions opérationnelles (raccordement au réseau, conditions liées au respect de l'environnement, etc.)
Remaining Capacity	Capacité restante : la « Remaining Capacity » est la différence entre la « Reliably Available Capacity » (capacité disponible de façon certaine) d'un système d'approvisionnement en électricité et la charge (Load). C'est la part de la capacité de production qui est disponible au moment considéré en cas de modification inattendue de la charge ou de défaillances de centrales électriques. Elle comprend la « Margin against Seasonal Peak Load », ce qui l'accroît quelque peu.
Spare Capacity	Capacité de réserve : la « Spare Capacity » désigne la réserve supplémentaire de capacités de production dont devrait disposer tout système d'approvisionnement en électricité pour faire face à des situations extrêmes exceptionnelles. Elle s'élève à environ 5 à 10 % de la « Net Generating Capacity ». La « Spare Capacity » ne doit pas être confondue avec la « Margin against Seasonal Peak Load ».
Adequacy Reference Margin	Marge de référence pour l'adéquation : l'« Adequacy Reference Margin » décrit la part de la capacité de production qui doit être disponible à tout moment pour assurer la sécurité d'approvisionnement en tout temps. L'« Adequacy Reference Margin » se compose de la « Spare Capacity » et de la « Margin against Monthly Peak Load ».
Margin against Seasonal Peak Load	Marge pour les pics de charge saisonniers : la « Margin against Seasonal Peak Load » désigne la différence entre la charge à un moment donné et la charge de pointe saisonnière.
Load	Charge prévisible à un moment donné.

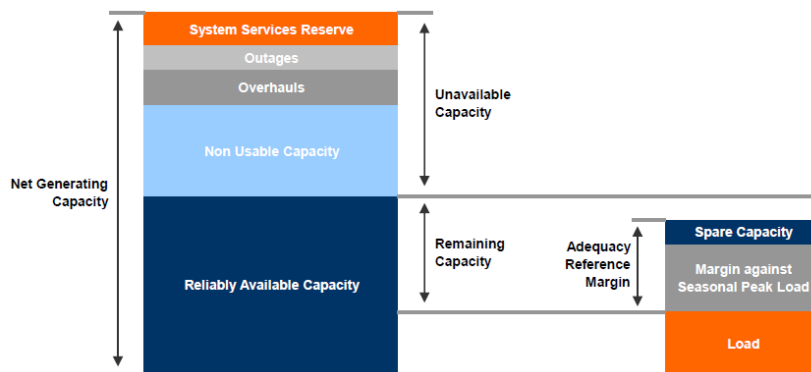


Figure 41 : Logique de calcul utilisée dans le rapport SOAF 2015

Calcul de la Net Transfer Capacity (NTC)

En vertu de l'art. 17, al. 1, LApEI, les capacités issues des connexions transfrontalières du réseau de transport doivent être attribuées selon des procédures axées sur les règles du marché sans compromettre l'exploitation sûre du réseau. À cet effet, on calcule les échanges de base (Base Case Exchange, BCE) à l'aide de simulations des flux de charge parcourant les lignes transfrontalières (figure 42). La valeur ainsi obtenue permet ensuite de déterminer, en modifiant différents paramètres, la modification maximale possible du programme prévisionnel entre deux zones de réglage sans risque de violation N-1 (ΔE^C). La somme de BCE et de ΔE^C correspond à la Total Transfer Capacity (TTC) et décrit la capacité de transport maximale entre deux zones de réglage. Pour déterminer la Net Transfer Capacity (NTC), on soustrait la Transmission Reliability Margin (TRM) de la TTC. La TRM couvre les incertitudes liées à l'échange d'énergie primaire en cas de défaillance de centrales électriques, l'échange d'énergie de réglage secondaire, les flux de bouclage et à la réservation de capacités pour la fourniture éventuelle d'énergie de réglage primaire.

La NTC correspond à la capacité maximale attendue pouvant être mise à la disposition du commerce d'électricité sans compromettre la stabilité du réseau. La NTC se compose de l'Available Transfer Capacity (ATC) et de l'Already Allocated Capacity (AAC). L'ATC décrit la capacité de transport entre deux zones de réglage qui, compte tenu des transactions déjà conclues (AAC, p. ex. contrats à long terme), reste encore à disposition au moment du calcul pour d'autres activités commerciales. Dans l'optique de la sécurité d'approvisionnement, les valeurs NTC sont importantes car elles indiquent, en cas de sous-couverture de l'approvisionnement, la puissance maximale qui pourrait être importée depuis les pays voisins. La NTC est limitée par les congestions du réseau dans le pays considéré et dans les pays limitrophes.

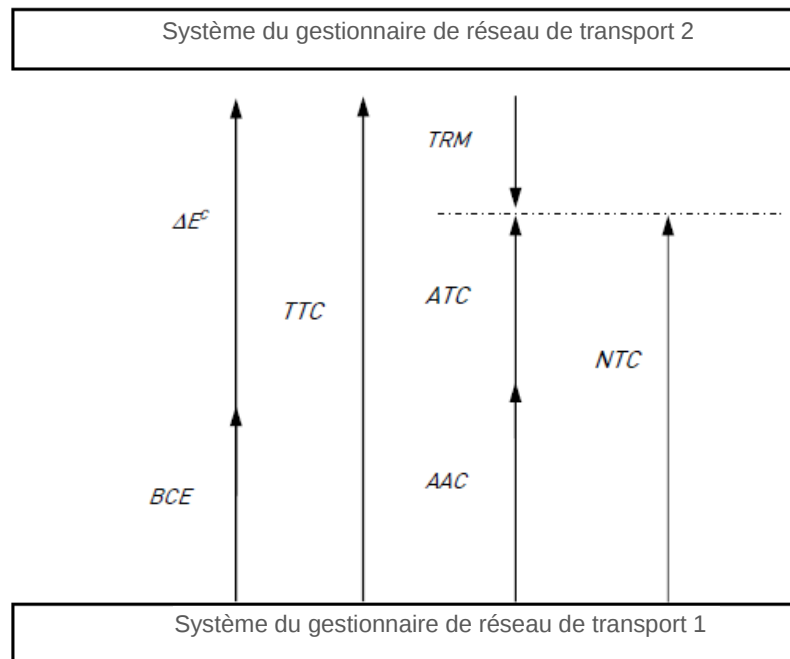


Figure 42 : Schéma de calcul de la Net Transfer Capacity (source : EnBW, 2009)

Calcul de l'indice SAIDI

L'indice SAIDI (System Average Interruption Duration Index) indique la durée moyenne des coupures de courant affectant un consommateur final dans un système d'approvisionnement en électricité. Il est calculé de la manière suivante :

$$SAIDI = \frac{\sum \text{nombre de consommateurs finaux touchés par la coupure} \times \text{durée de la coupure (par coupure)}}{\text{nombre total de consommateurs finaux approvisionnés}}$$

Frontière nord de la Suisse

La frontière nord de la Suisse comprend les frontières avec la France, l'Allemagne et l'Autriche (figure 43).

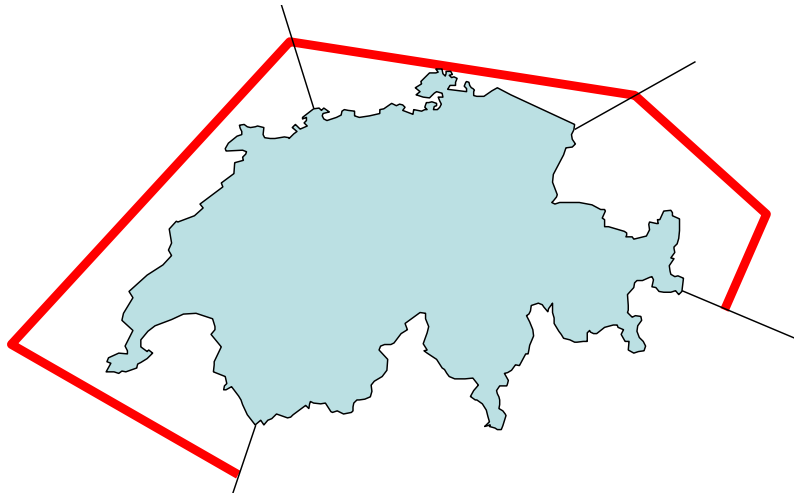


Figure 43 : Représentation des frontières (France, Allemagne, Autriche) constituant la frontière nord de la Suisse (source : ElCom).

7.4 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](#)

FF (2013) : [Message relatif au premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050 \(Révision du droit de l'énergie\) et à l'initiative populaire fédérale « Pour la sortie programmée de l'énergie nucléaire \(Initiative «Sortir du nucléaire»\) »](#)

FF (2016) : [Message relatif à la loi fédérale sur la transformation et l'extension des réseaux électriques](#)

BKW (2013) : Communiqué de presse « Mise hors service de la centrale en 2019 », 30 octobre 2013
<https://www.bkw.ch/fr/le-groupe-bkw/media-relations/detail/news/detail/News/ausserbetriebnahme-im-jahr-2019/>

Office fédéral de l'énergie (2011) : [Stromeffizienz im Industrie- und Dienstleistungssektor](#), en allemand, rapport final du groupe de travail

Office fédéral de l'énergie (2015a) : Statistique suisse de l'électricité 2014
http://www.bfe.admin.ch/themen/00526/00541/00542/00630/index.html?lang=fr&dossier_id=00765

Office fédéral de l'énergie (2015 b) : Statistique des aménagements hydroélectriques de la Suisse 2015, consultée le 22 mars 2016
http://www.bfe.admin.ch/themen/00526/00541/00543/index.html?lang=fr&dossier_id=01049

Office fédéral de l'énergie (2015c) : Schweizerische Statistik der erneuerbaren Energien 2015, en allemand
http://www.bfe.admin.ch/themen/00526/00541/00543/index.html?lang=de&dossier_id=00772

Office fédéral de la statistique (2016a) : État de la population et évolution démographique, consulté le 22 mars 2016
<http://www.bfs.admin.ch/bfs/portal/de/index/themen/01/02/blank/key/bevoelkerungsstand.html>

Office fédéral de la statistique (2016b) : Enquête sur le budget des ménages (EBM), consultée le 2 mai 2016
http://www.bfs.admin.ch/bfs/portal/de/index/infothek/erhebungen_quellen/blank/blank/habe/intro.html

Brändle, N. / Gachet, E. (2012) : Les moteurs de croissance de l'industrie suisse, In : La Vie économique 5/2012.

EICom (2015) : Rapport d'activité de l'EICom 2014, consulté le 5 avril 2016
<https://www.elcom.admin.ch/elcom/fr/home/documentation/rapports-et-etudes/taetigkeitsberichte.html>

EICom (2016a) : Qualité de l'approvisionnement en électricité en 2015, page consultée le 2 mai 2016
<https://www.elcom.admin.ch/elcom/de/home/themen/versorgungssicherheit/versorgungsqualitaet.html>

EICom (2016 b) : Données brutes des gestionnaires suisses de réseau de distribution, consultées le 2 mai 2016
https://www.elcom.admin.ch/elcom/fr/home/themes/prix-de-l_electricite/donnees-brutes-des-gestionnaires-suisses-de-reseau-de-distributi.html

EnBW (2009) : Allgemeines Modell zur Berechnung der Gesamtübertragungskapazität und der Sicherheitsmarge der EnBW Transportnetze AG, en allemand

ENTSO-E (2015) : Data Portal Production 2009-2015, en anglais

<https://www.entsoe.eu/data/data-portal/production/Pages/default.aspx>

ENTSO-E (2016a) : YEARLY STATISTICS & ADEQUACY RETROSPECT 2014, en anglais

<https://www.entsoe.eu/publications/system-development-reports/adequacy-retrospect/Pages/default.aspx>

ENTSO-E(2016b) : Scenario Outlook & Adequacy Forecast 2015, en anglais

<https://www.entsoe.eu/publications/system-development-reports/adequacy-forecasts/Pages/default.aspx>

Eurostat (2016) : Prix de l'électricité pour usages industriels, consulté le 22 mars 2016

<http://ec.europa.eu/eurostat/data/database>

GEOTHERMIE-SUISSE (2016) : Soutien pour la géothermie de grande profondeur, consulté le 22 mars 2016

<http://geothermie-schweiz.ch/politik/?lang=fr>

Gewerkschaftliche Rundschau (1981) : Zum Bericht über den Bedarfsnachweis für Kernkraftwerke, en allemand, consulté le 18 mai 2016

<http://www.e-periodica.ch/cntmng?pid=grs-002:1981:73::416>

Pentalateral Energy Forum SG2 (2015) : Generation Adequacy Assessment, en anglais, consulté le 6 avril 2016

https://www.swissgrid.ch/dam/swissgrid/current/News/2015/PLEF_GAA-report_en.pdf

CFF (2016) : Courant de traction et courant domestique, consulté le 22 mars 2016

<http://www.cff.ch/groupe/les-cff-comme-partenaire-commercial/offres-pour-etf/energie/courant-de-traction-et-courant-domestique.html>

SECO (2016) : Valeurs trimestrielles du produit intérieur brut, consulté le 6 avril 2016

<https://www.seco.admin.ch/seco/fr/home/wirtschaftslage---wirtschaftspolitik/Wirtschaftslage/bip-quartalschaetzungen-/daten.html>

Fondation RPC (2015) : 2014. Rapport annuel. Fondation Rétribution à prix coûtant du courant injecté (RPC), consulté le 22 mars 2016

http://www.stiftung-kev.ch/fileadmin/media/kev/kev_download/fr/Geschaeftsbericht_2014_fr.pdf

Fondation RPC (2016) : Cockpit RPC, consulté le 22 mars 2016

<http://www.stiftung-kev.ch/berichte/kev-cockpit.html>

Swissgrid (2015a) : Rapport sur le réseau stratégique 2025, consulté le 2 mai 2016

https://www.swissgrid.ch/swissgrid/de/home/grid/strategic_grid_2025.html

Swissgrid (2016a) : Indicateurs actuels du réseau, Aperçu énergétique suisse 2015, consulté le 22 mars 2016

https://www.swissgrid.ch/swissgrid/fr/home/reliability/griddata/current_data.html

Swissgrid (2016 b) : Le réseau de transport suisse, consulté le 22 mars 2016

https://www.swissgrid.ch/swissgrid/fr/home/grid/transmission_system.html

Swissgrid (2016c) : Rapports annuels, consulté le 3 mai 2016

<https://www.swissgrid.ch/swissgrid/de/home/company/publications.html>

Swissolar (2016) : Le recensement du marché de l'énergie solaire en 2014, consulté le 22 mars 2016

http://www.swissolar.ch/fileadmin/user_upload/Shop/Recensement_2014_def.pdf

VBS (2016) : Rapport du Conseil fédéral sur la politique de sécurité de la Suisse, consulté le 22 mars 2016

<http://www.vbs.admin.ch/internet/vbs/de/home/themen/security/sipol-berichte/sipol15/dokumente.html>