



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et
de la communication DETEC

Office fédéral de l'énergie OFEN
Régulation du marché

Novembre 2013

Sécurité d'approvisionnement et développement de la concurrence sous la LApEI et l'OApEI

Rapport de l'Office fédéral de l'énergie au Conseil fédéral en vertu de l'art. 27, al. 3, OApEI



Table des matières

| | |
|---|----|
| Table des illustrations..... | 3 |
| Index des tableaux | 4 |
| 1. Contexte | 5 |
| 2. Régulation du marché de l'électricité | 6 |
| 2.1 Principales réglementations de la LApEI..... | 6 |
| 2.2 Développement de la régulation depuis 2008..... | 7 |
| 2.3 Structure du secteur de l'électricité et changements depuis 2008..... | 9 |
| 2.3.1 Structure de propriété..... | 9 |
| 2.3.2 Séparation sur le plan comptable..... | 9 |
| 2.3.3 Séparation du réseau de transport..... | 10 |
| 2.4 Evaluation synthétique sous l'angle de la pratique réglementaire | 10 |
| 3. Aspects importants de l'approvisionnement en électricité | 12 |
| 3.1 Production d'électricité | 12 |
| 3.2 Indicateurs de la sécurité d'approvisionnement | 14 |
| 3.3 Qualité du réseau et perturbations | 20 |
| 3.4 Investissements dans les réseaux et installations de production | 21 |
| 3.5 Evaluation synthétique de l'approvisionnement en électricité..... | 21 |
| 4. Orientation du marché suisse de l'électricité vers la concurrence | 23 |
| 4.1 Energie de réglage | 23 |
| 4.2 Commerce de gros | 24 |
| 4.2.1 Evolution du marché spot (marché au comptant) | 24 |
| 4.2.2 Evolution du marché à terme | 25 |
| 4.3 Approvisionnement de base..... | 26 |
| 4.4 Segment du marché libéralisé: changement de fournisseur et autres modifications d'ordre structurel..... | 28 |
| 4.5 Système de mesure..... | 29 |
| 4.6 Evaluation synthétique de l'évolution du marché..... | 29 |
| 5. Aspects de la compétitivité internationale | 31 |
| 5.1 Commerce international d'électricité | 31 |
| 5.2 Evolution de la gestion des congestions | 32 |
| 5.3 Comparaison des prix sur le plan international | 34 |
| 5.3.1 Ménages privés | 34 |
| 5.3.2 Clients commerciaux | 37 |
| 5.4 Evaluation synthétique de l'intégration du marché et de la compétitivité..... | 40 |
| 6. Synthèse de l'appréciation | 42 |



Table des illustrations

| | |
|--|----|
| Figure 1: Evolution de la production d'électricité (production nationale) 2002–2012. | 12 |
| Figure 2: Evolution de la production d'électricité d'origine renouvelable | 13 |
| Figure 3: Schéma de calcul des réserves de puissance..... | 16 |
| Figure 4: Evolution de la réserve de puissance en Allemagne, France, Italie, Autriche et Suisse..... | 16 |
| Figure 5: Quotes-parts mensuelles de la production d'électricité et consommation du pays en 2012. | 17 |
| Figure 6: Diagramme de la puissance/charge pour deux jours choisis (hiver et été) en 2012..... | 18 |
| Figure 7: Evolution du degré d'auto-approvisionnement | 19 |
| Figure 8: Evolution du SAIDI 2010–2012..... | 20 |
| Figure 9: Comparaison internationale SAIDI 2010..... | 21 |
| Figure 10: Moyenne annuelle pour le marché spot..... | 24 |
| Figure 11: Volume du négoce sur le marché spot suisse par rapport à la consommation nationale ... | 25 |
| Figure 12: Eléments de coûts composant le prix total de l'électricité, profil de consommation H4. | 26 |
| Figure 13: Eléments de coûts composant le prix total de l'électricité, profil de consommation C3 | 27 |
| Figure 14: Passage au marché libre | 28 |
| Figure 15: Evolution de la situation exportatrice et importatrice de la Suisse pour les dix derniers hivers et années civiles, solde moyen..... | 31 |
| Figure 16: Evolution des recettes et dépenses du commerce international d'électricité, solde moyen | 32 |
| Figure 17: Total des produits d'enchères reçus aux frontières de la Suisse et leur affectation prévue par la loi..... | 33 |
| Figure 18: Comparaison des prix sur le plan international (ménages privés)..... | 34 |
| Figure 19: Composition des prix dans plusieurs pays (ménages privés)..... | 35 |
| Figure 20: Evolution des composantes des prix de l'énergie (ménages privés)..... | 36 |
| Figure 21: Evolution des composantes des prix du réseau (ménages privés) | 37 |
| Figure 22: Comparaison des prix entre les pays (petits clients commerciaux)..... | 37 |
| Figure 23: Comparaison des prix sur le plan international (petits clients commerciaux)..... | 38 |
| Figure 24: Evolution des composantes des prix de l'énergie (petits clients commerciaux)..... | 39 |
| Figure 25: Evolution des composantes des prix du réseau (petits clients commerciaux) | 39 |
| Figure 26: Comparaison des prix entre pays (clients commerciaux moyens) | 40 |



Index des tableaux

| | |
|---|----|
| Tableau 1: Décisions rendues 2008-2012 | 8 |
| Tableau 2: Statistique des recours de l'EiCom | 8 |
| Tableau 3: Capacités de production installées en Suisse fin 2012..... | 14 |



1. Contexte

En vertu de l'art. 27, al. 3, de l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (OApEI; RS 734.71), l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) fait rapport au Conseil fédéral à intervalles réguliers sur l'opportunité, l'efficacité et le caractère économique des mesures prévues dans la loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEI; RS 734.7) et dans l'ordonnance.

C'est la première fois que ce rapport est soumis au Conseil fédéral. Il évalue les principaux développements sur le marché suisse de l'électricité à l'aune des buts de la loi. En vertu de l'art. 1 LApEI, la loi a pour objectif de créer les conditions propres à assurer un approvisionnement en électricité sûr ainsi qu'un marché de l'électricité axé sur la concurrence. Elle fixe également les conditions générales pour garantir dans toutes les parties du pays un approvisionnement en électricité fiable et conforme aux principes du développement durable de même que maintenir et renforcer la compétitivité du secteur suisse de l'électricité sur le plan international.

Le présent rapport examine dans quelle mesure ces objectifs ont été atteints. Les développements sont en partie tributaires d'autres facteurs que les réglementations précisées dans la LApEI. La transformation du parc de centrales en Europe et les adaptations de prix qui en découlent sur les marchés de gros sont des éléments importants en sus de la mise en œuvre du troisième paquet de mesures sur le marché intérieur de l'énergie. Le rapport reflète en outre le développement du marché suisse. Notons qu'à ce jour, la libéralisation du marché, partielle, concerne seulement les consommateurs finaux dont la consommation annuelle est supérieure à 100 MWh.

L'OFEN a élaboré le présent rapport avec le concours de l'EICOM afin de décrire de façon adéquate la réalité du marché et l'évolution de la sécurité d'approvisionnement. Ce faisant, il a pleinement garanti la confidentialité des données soumises par l'EICOM en les intégrant au rapport sous une forme anonymisée.

Le présent rapport décrit les propriétés structurelles du marché suisse de l'électricité et de sa régulation (chap. 2) avant d'approfondir le développement de la production et de la sécurité de l'approvisionnement en électricité (chap. 3), puis d'analyser l'orientation du marché vers la concurrence (chap. 4) et l'intégration du marché suisse (chap. 5). Le chapitre 6 présente une synthèse de l'appréciation.¹

¹ Dans l'analyse qui suit, il faut prendre en compte le nombre en partie limité des données à disposition avant l'introduction de la LApEI.



2. Régulation du marché de l'électricité

Le présent chapitre décrit les réglementations de base de la LApEI et de l'OApEI (section 2.1) puis, en détail, le développement de la régulation (2.2). Cette présentation est complétée par les changements pertinents de la structure du secteur électrique depuis 2008, en lien notamment avec les gestionnaires de réseau (2.3 et 2.4). Sur cette base, la section 2.5 établit un bilan intermédiaire sous l'angle de la pratique réglementaire.

2.1 Principales réglementations de la LApEI

Les *principaux domaines de réglementation de la LApEI* ressortent des différents chapitres de la loi et sont brièvement exposés ci-après en guise d'introduction.² Le chapitre 1 de la LApEI définit les buts et le champ d'application, qui porte en principe sur l'approvisionnement général du pays au moyen d'un réseau électrique alimenté en courant alternatif de 50 Hz. Le principe de subsidiarité et de coopération inscrit dans la loi est aussi déterminant. Dans la première section du chapitre 2, il est question des réglementations visant à garantir l'approvisionnement de base. Il s'agit notamment de l'obligation de raccorder tous les consommateurs finaux dans leur zone de desserte, que les cantons peuvent étendre aux consommateurs finaux situés en dehors de cette zone. La loi accorde de plus aux ménages une garantie de fourniture et une tarification définie dans l'approvisionnement de base. Ce dernier comprend tous les consommateurs captifs qui consomment annuellement moins de 100 MWh et les consommateurs finaux dont la consommation annuelle est supérieure à 100 MWh mais qui n'ont pas encore opté pour le marché libre. La seconde section décrit les tâches des gestionnaires de réseau et les mesures en cas de mise en danger de l'approvisionnement. Les règles d'utilisation du réseau sont fixées au chapitre 3. La première section porte sur les exigences relatives à la séparation des activités, la comptabilité et l'information. Le modèle de base est une séparation comptable des activités (sauf au niveau du réseau de transport). La seconde section décrit les règles d'accès au réseau et la détermination de la rémunération pour l'utilisation du réseau. A la section 3 se trouvent les dispositions relatives au réseau suisse de transport, qui précisent les réglementations et les tâches concernant la société nationale du réseau de transport (Swissgrid). Le chapitre 4 décrit l'organisation et les tâches du régulateur, la Commission de l'électricité (EiCom). Celle-ci n'est soumise à aucune directive du Conseil fédéral ou du Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication (DETEC) lorsqu'elle prend des décisions. Elle surveille le respect des règles fixées dans la LApEI. Le chapitre 5 porte sur les conventions internationales dont il faut tenir compte en vertu de la loi. Le chapitre 6 décrit l'obligation de renseigner qui s'applique aux entreprises du secteur de l'électricité, les secrets de fonction et d'affaires ainsi que la taxe de surveillance. Enfin, le chapitre 7 comprend les dispositions pénales et le chapitre 8 les dispositions finales.

L'OApEI précise les conditions de la régulation pour les gestionnaires de réseau. Elles portent d'abord sur la réglementation régissant la sécurité d'approvisionnement (chap. 2), puis sur les règles d'utilisation du réseau (chap. 3). Ce faisant, l'ordonnance distingue entre les exigences relatives à la comptabilité analytique, au système de mesure et aux informations, les règles d'imputation et de répercussion des coûts du réseau, les dérogations concernant l'accès au réseau et la détermination des coûts du réseau imputables. Les services-système et les gestions du bilan d'ajustement sont réglés

² Pour de plus amples détails sur les dispositions, prière de consulter la LApEI, l'OApEI, le message relatif à la modification de la loi sur les installations électriques et à la loi fédérale sur l'approvisionnement en électricité ainsi que le rapport explicatif sur l'OApEI.



au chapitre 4, suivis des dispositions finales (chap. 5). L'OApEI a connu deux révisions depuis son entrée en vigueur. Les modifications mises en force au 1^{er} janvier 2009 portaient sur le ralentissement des hausses de prix, l'adaptation du 1^{er} mars 2013 en particulier sur la méthodologie visant à déterminer les intérêts théoriques (WACC) afin de proposer une incitation permettant de renforcer les investissements dans le réseau grâce à une rémunération du capital adaptée aux risques.³

2.2 Développement de la régulation depuis 2008

Dans le cadre de l'augmentation des prix de l'électricité en 2008, l'EICom a déjà fait face à près de 2700 demandes au cours de sa première année d'activité. A cette époque, elle disposait de ressources humaines limitées. L'OApEI a en outre été révisée en très peu de temps alors que les premières procédures étaient en cours. Jusqu'en 2012, l'EICom a répondu à 4437 demandes et rendu 153 décisions.

Un thème majeur de la régulation portait sur les tarifs d'utilisation du réseau et les tarifs d'électricité, dans un premier temps en particulier les tarifs du réseau de transport. Il a fallu approfondir plusieurs questions d'interprétation sur l'évaluation du réseau et les coûts d'exploitation ainsi qu'examiner les coûts des services-système, initialement très élevés. Une partie des coûts liés aux services-système a été imputée aux grandes centrales sur la base de la modification de l'OApEI. Le Tribunal administratif fédéral a estimé par la suite que cette disposition de l'OApEI était contraire à la Constitution et à la loi. L'annulation des paiements s'avère très complexe et ne sera pas encore achevée en 2013. Plusieurs questions juridiques sur l'évaluation du réseau ont été clarifiées entre-temps, mais certaines parties font une nouvelle fois recours contre le réajustement de la valeur du réseau devant les tribunaux, en dépit d'une audition préalable menée par l'EICom.

A son lancement, la libéralisation du marché de l'électricité a été peu exploitée. Au contraire: plusieurs consommateurs finaux ont exigé de l'EICom que leur gestionnaire de réseau continue de les fournir aux conditions de l'approvisionnement de base, ce que le Tribunal fédéral a confirmé pour l'entreprise «Stahl Gerlafingen». Fin 2012, l'EICom a été interpellée pour la première fois pour des différends concernant l'accès au réseau. Certains gestionnaires du réseau de distribution s'étaient référés aux contrats existants et avaient refusé à leurs clients l'accès au réseau.

Le transfert du réseau de transport à Swissgrid constituait un autre dossier important. Dans un premier temps, il a fallu déterminer les installations qui faisaient partie du réseau de transport. Plusieurs recours ont été déposés au Tribunal administratif fédéral et au Tribunal fédéral contre la décision correspondante de l'EICom. La délimitation du réseau de transport et des autres installations est largement clarifiée depuis lors, Swissgrid est aussi propriétaire d'une grande partie du réseau de transport. Certains points n'ont pas encore été précisés de manière définitive.

Plusieurs consommateurs finaux et gestionnaires de réseau se sont renseignés auprès de l'EICom afin de savoir pour quel niveau de réseau ils doivent s'acquitter d'une rémunération pour l'utilisation du réseau. Et ce dans un contexte où les coûts s'accumulent depuis le niveau de très haute tension (niveau de réseau 1) jusqu'au réseau de distribution local (niveau de réseau 7) et où la rémunération

³ La révision a aussi permis, à partir du 1^{er} juillet 2013, à l'EICom d'avoir accès aux données des participants suisses au marché de gros, qui doivent être fournies à l'autorité européenne de régulation ACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulators) en lien avec le règlement européen REMIT («Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency»).



pour l'utilisation du réseau est donc plus élevée pour les niveaux inférieurs. Les décisions de l'EICom à ce sujet ont été soutenues par les tribunaux et sont à présent entrées en force.

Plusieurs autres questions ont dû être clarifiées en lien avec des situations transfrontalières, à l'instar des Merchant Lines (certaines lignes transfrontalières du réseau de transport) ou des droits d'exportation de l'électricité sur la base de traités internationaux. Enfin, l'EICom a répondu à près de 300 demandes relatives à la rétribution du courant injecté à prix coûtant (RPC) jusqu'en 2012 et traité des demandes pour que les frais liés aux renforcements du réseau soient remboursés.

L'EICom publie ses décisions, directives, communications et autres informations sur son site Internet. En outre, elle envoie régulièrement une newsletter, organise au printemps des manifestations d'information destinées aux professionnels et, à l'automne, le Forum EICom. Cette mesure de communication est très appréciée par les acteurs.

Près des trois quarts des 153 décisions rendues jusqu'à la fin 2012 n'ont pas été attaquées. Sur les 35 décisions contestées, quatre recours formés contre des décisions ont été admis, les recours étant partiellement admis dans trois autres cas. Les recours contre treize décisions de l'EICom sont pendants. Les autres décisions ont tenu dans le cadre de la procédure de recours.

| | Pas de recours (à ce stade) | Recours au TAF | Recours au TF | Total des déci- sions |
|------------------------------------|--|-----------------------|----------------------|----------------------------------|
| Décisions rendues 2008-2012 | 118* | 35 | 9 | 153 |

* délai de recours non échu pour
14 décisions

Tableau 1: Décisions rendues 2008-2012

| | Rejetés | Admis | Partielle- ment admis | Classés | Décision de non-entrée en matière | Pendants |
|----------------|-----------------------|----------------------|----------------------------------|----------------------|--|-----------------------|
| Recours au TAF | 14 (17 re- cours*) | 4 (16 re- cours*) | 3 (9 re- cours*) | 8 (14 re- cours*) | 0 | 13 (44 re- cours*) |
| Recours au TF | 4 (6 re- cours*) | 2 | 1 | 0 | 1 | 5 |

Tableau 2: Statistique des recours EICom

* Le Tribunal administratif fédéral et le Tribunal fédéral conduisent parfois plusieurs procédures séparées pour la même décision de l'EICom, par exemple lors de procédures d'examen tarifaire impliquant plusieurs parties.



2.3 Structure du secteur de l'électricité et changements depuis 2008

2.3.1 Structure de propriété

En Suisse, le secteur de l'électricité est historiquement marqué par la présence de nombreux petits gestionnaires de réseau à l'échelle communale et locale. Comme le montrent les données de Swiss-grid, le nombre de gestionnaires du réseau de distribution a diminué de près de 10% entre 2009 et 2013 (environ 670 à présent). Ce recul s'explique en premier lieu par les fusions de communes, mais aussi par les fusions, intégrations et reprises d'entreprises électriques. Le nombre de gestionnaires du réseau de distribution varie fortement en fonction du canton et du nombre d'habitants. Certains cantons, comme Argovie, les Grisons et Thurgovie, en ont un nombre nettement supérieur à la moyenne nationale, tandis que les cantons urbains de Bâle-Ville et de Genève n'ont qu'un seul gestionnaire, les cantons comme Fribourg et Lucerne quelques-uns.

L'indépendance juridique n'implique pas forcément qu'un gestionnaire de réseau fasse tout tout seul. Il existe de nombreuses formes de coopération ou d'externalisation. Des communautés d'intérêt ou des sociétés de distribution, par exemple, se sont ainsi formées pour garantir de meilleures conditions d'approvisionnement et de distribution d'énergie, d'autres coopèrent pour la maintenance des réseaux ou externalisent certaines activités, à l'instar du système de mesure. On trouve aussi des modèles de bail et d'exploitation où de petits réseaux, gérés par de grandes entreprises, restent en la possession de l'ancien propriétaire, en général une commune.

A l'occasion de l'ouverture du marché en Allemagne, on a pu observer que de nombreux services industriels proposaient une participation minoritaire à un partenaire stratégique afin d'obtenir le savoir-faire nécessaire. Cette tendance semble à présent s'inverser au sens d'une «recommunalisation», car les objectifs entre grandes et petites entreprises se révèlent trop disparates. La Suisse n'a pas encore connu une telle évolution parce que seuls quelques gestionnaires de réseau sont détenus par des acteurs d'envergure. Jusqu'à présent, très peu de communes ont quitté le secteur de l'électricité en vendant définitivement leur réseau. Les communes ont pour l'heure tendance à rester propriétaires des réseaux et garder leurs clients tout en confiant l'exploitation commerciale et technique à leurs propres plates-formes de services ou à des tiers.

Les coopérations existantes devraient encore être élargies, approfondies et développées en nouveaux segments de la chaîne de valeur ajoutée. Une nouvelle concentration des entreprises sur le marché devrait résulter de la complexité des tâches à venir, notamment des nombreux changements de fournisseurs en cas d'ouverture totale du marché.

2.3.2 Séparation sur le plan comptable

En vertu de l'art. 10 LApEI, les entreprises d'approvisionnement en électricité doivent assurer l'indépendance de l'exploitation du réseau et les secteurs du réseau de distribution doivent être au moins séparés des autres secteurs d'activité sur le plan comptable. Conformément à l'art. 11, les gestionnaires et les propriétaires des réseaux de distribution et des réseaux de transport établissent pour chaque réseau des comptes annuels distincts de ceux des autres secteurs d'activité. Les gestionnaires de réseau sont également obligés de publier les informations contenues à l'art. 12, al. 1, LApEI en relation avec l'art. 10 OApEI.

Pour ce faire, l'EICOM a élaboré une directive avec des exigences minimales. Les principes régissant l'établissement régulier des comptes et de la comptabilité doivent être respectés, en particulier le principe de continuité. En outre, les comptes annuels de réseau doivent comporter le bilan et le compte de résultat du réseau et révéler les recettes de réseau, les dépenses de réseau de même que le bénéfice ou la perte de réseau. L'EICOM contrôle la mise en œuvre de ces exigences – après des résul-



tats peu encourageants sur le plan qualitatif au cours des deux premières années, la majorité des gestionnaires de réseau respectent les exigences depuis lors.

Les comptes annuels de réseau sont publiés sur le site Internet de l'EICom consacré aux prix de l'électricité, à consulter sous (www.prix-electricite.elcom.admin.ch). Il est néanmoins difficile de dire à quel point les consommateurs finaux prennent connaissance des comptes annuels de réseau.

2.3.3 Séparation du réseau de transport

Les entreprises d'approvisionnement en électricité sont légalement tenues de transférer leur réseau de transport à Swissgrid, la société nationale responsable d'exploiter le réseau suisse de transport de l'électricité (art. 33, al. 4, LApEI). Si elles ne s'acquittent pas de cette obligation, l'EICom rend les décisions nécessaires d'office ou sur proposition de la société nationale (art. 33, al. 5, LApEI). Jusqu'en 2011, l'EICom a accompagné les préparatifs du transfert sur une base informelle avant d'engager une procédure formelle au printemps 2011. Swissgrid et les propriétaires du réseau de transport se sont réunis en 2009 sous le nom de GO! (Grid Ownership), afin de planifier et de réaliser aussi harmonieusement que possible la transaction des réseaux conformément à leur obligation légale. Depuis lors, la branche a accompli un important travail. Elle a notamment élaboré les bases contractuelles du transfert. Les acteurs se sont entendus pour échanger toutes les actions des différentes sociétés du réseau de transport contre les nouvelles actions de Swissgrid et des prêts d'actionnaires. Il était prévu d'indemniser les sociétés à concurrence de 70% par des prêts d'actionnaires et de 30% par de nouvelles actions de Swissgrid. L'EICom, qui suivait de près le processus de transaction, est intervenue au printemps 2011 au sujet de la structure et des modalités d'indemnisation. Elle a examiné en particulier leur légalité, mais aussi la stabilité financière de Swissgrid et sa capacité à assumer les risques. Au terme d'intensives clarifications, étayées d'expertises externes, un accord a été trouvé, les indemnisations se composeront de 30% d'actions de Swissgrid, de 35% d'emprunts à conversion obligatoire à caractère de fonds propres et de 35% de prêts d'actionnaires sans obligation de conversion.

Le transfert sera achevé dans le courant de l'année 2013 avec la fusion des filiales acquises. La question de savoir pour quelle valeur le réseau de transport doit être transféré à Swissgrid est encore controversée – une procédure est pendante au Tribunal administratif fédéral. L'EICom estime qu'en vertu de l'art. 15 LApEI, Swissgrid peut uniquement répercuter les coûts initiaux d'achat ou de construction comme des coûts imputables après la reprise du réseau et qu'un prix d'achat plus élevé est à sa charge. Plusieurs propriétaires de réseau s'attendent en revanche à une indemnisation plus importante.

2.4 **Evaluation synthétique sous l'angle de la pratique réglementaire**

Dans le message du 3 décembre 2004 relatif à la LApEI, le Conseil fédéral justifiait la nouvelle réglementation de l'approvisionnement en électricité comme suit: premièrement par la garantie de la sécurité juridique en vertu de l'arrêt du Tribunal fédéral dans le cas Entreprises électriques fribourgeoises (EEF) contre Watt/Migros, deuxièmement par le conflit entre les intérêts commerciaux et l'exploitation du système (l'une des causes de la panne de courant subie par l'Italie en 2003), troisièmement par la libéralisation croissante dans le contexte européen et, quatrièmement, par la croissance peu marquée qui s'explique notamment par la concurrence relativement faible sur le marché intérieur.

En 2004, le Conseil fédéral tablait sur des conséquences financières minimales pour la Confédération. Le financement des coûts de l'EICom (dans le message, le Conseil fédéral se basait sur cinq à sept membres et un secrétariat comptant dix à quinze postes à plein temps) ne peut être couvert par les émoluments et la perception d'une taxe de surveillance qu'à hauteur de 25%. Avec l'art. 28 LApEI, le



Parlement a volontairement limité le prélèvement de la taxe de surveillance aux activités de l'EICOM liées à sa collaboration avec des autorités étrangères. Depuis lors, les effectifs du secrétariat technique ont été augmentés pour atteindre 30,9 postes à plein temps. En 2012, les charges totales de l'EICOM se sont élevées à près de huit millions de francs, dont 3,5 millions ont pu être financés par le biais d'émoluments. L'EICOM est peu dotée en comparaison internationale. Ce faisant, il est difficile de procéder à une comparaison directe avec d'autres autorités de régulation en raison de la disparité des compétences (p. ex. pour le marché gazier, les statistiques, les énergies renouvelables).

Les conséquences financières dans le commerce de gros, qui a sensiblement augmenté ces dernières années, sont encore plus prépondérantes. On ne sait toutefois pas comment les échanges extérieurs d'électricité se seraient développés si la Suisse n'avait pas concrétisé les principes majeurs du marché commun dans le cadre de la LApEI. En tout cas, la question de l'accès au marché et le respect des réglementations spécifiques à la Suisse, à l'instar de la priorité accordée aux contrats à long terme aux frontières, auraient plus d'importance sans la LApEI. La régulation des coûts des tarifs de réseau ont permis de renforcer sensiblement la transparence, précieuse pour le développement de la pratique réglementaire.

Quant au financement de la capacité de transport pour les services de transit, la LApEI n'a pas encore produit l'effet escompté. Lors de l'adoption de la loi, on avait pensé que le financement qui était applicable à l'époque le resterait (indemnisation annuelle de l'ordre de 50 à 100 millions de francs). Toujours est-il que la LApEI a permis à la Suisse d'être représentée dans l'unité de coordination internationale (ENTSO-E) avec Swissgrid et de viser ainsi une répartition des coûts aussi équitable que possible.



3. Aspects importants de l’approvisionnement en électricité

En vertu de son art. 1, la LApEI a pour objectif de créer les conditions propres à assurer un approvisionnement en électricité sûr. Il s’agit de garantir un approvisionnement fiable en énergie électrique et des capacités suffisantes pour sa production, son transport et sa distribution. Afin d’assurer la sécurité d’approvisionnement, il est nécessaire de considérer le système suisse d’approvisionnement en énergie de manière étendue, c.-à-d. en tenant compte de tous les agents énergétiques et infrastructures pertinents pour la production d’électricité ainsi que de l’évolution de la demande. La section 3.1 présente d’abord le développement de la production. S’ensuit un examen d’indicateurs choisis de la sécurité d’approvisionnement dans le domaine de l’électricité au point 3.2, qui considère les capacités et le développement du réseau suisse de transport ainsi que les possibilités d’importation. En termes de puissance, cette section analyse les réserves assurées dans le parc de centrales suisse, les bilans en la matière pour certains jours et le degré d’auto-approvisionnement en énergie électrique. S’ajoutent des indications sur la qualité de l’approvisionnement (qualité du réseau et perturbations) à la section 3.3 et des remarques concernant le développement des investissements (3.4). Le point 3.5 clôt le chapitre par une évaluation synthétique du développement de la sécurité d’approvisionnement sous la LApEI.

3.1 Production d’électricité

Les technologies et agents énergétiques disponibles pour la production d’électricité sont utilisés à des degrés divers en Suisse. En 2012, le parc de production se compose des centrales nucléaires, hydro-électriques et à énergie fossile de même que des nouvelles énergies renouvelables. La figure 1 donne un aperçu de l’évolution de la production d’électricité en Suisse pour les dix dernières années, avec une ventilation du mix de production électrique. L’année 2012 est complétée par une ventilation précise des nouvelles énergies renouvelables.

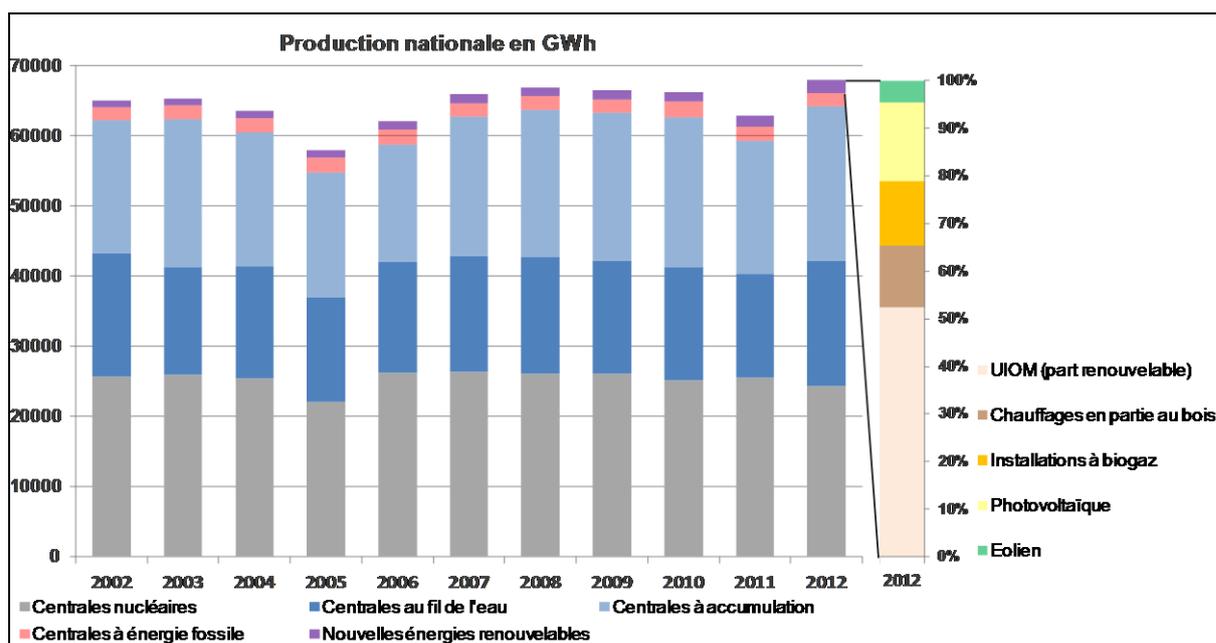


Figure 1: Evolution de la production d’électricité (production nationale) 2002–2012. (Sources: Statistique globale suisse de l’énergie 2012, p. 10 s., Statistique suisse de l’électricité 2012, p. 14)



En 2012, la production d'électricité (production nationale) a atteint 68 019 GWh en Suisse. La production d'origine hydraulique (centrales au fil de l'eau ou à accumulation) représentait 39 906 GWh. S'ajoutait la production des cinq centrales nucléaires (24 345 GWh, c.-à-d. 36% de la production globale en 2012). Le reste (3768 GWh ou 6%) provenait des centrales thermiques classiques et divers. Pour la production d'origine renouvelable (à l'exception de la force hydraulique), une hausse, en partie nette, est perceptible ces dernières années (cf. fig. 2), bien que cette part représente encore moins de 3% de la production globale d'électricité. La rétribution du courant injecté à prix coûtant (RPC), instaurée en 2009, contribue à cette augmentation. En 2012, la production dans le cadre de la RPC a atteint 1125 GWh.⁴

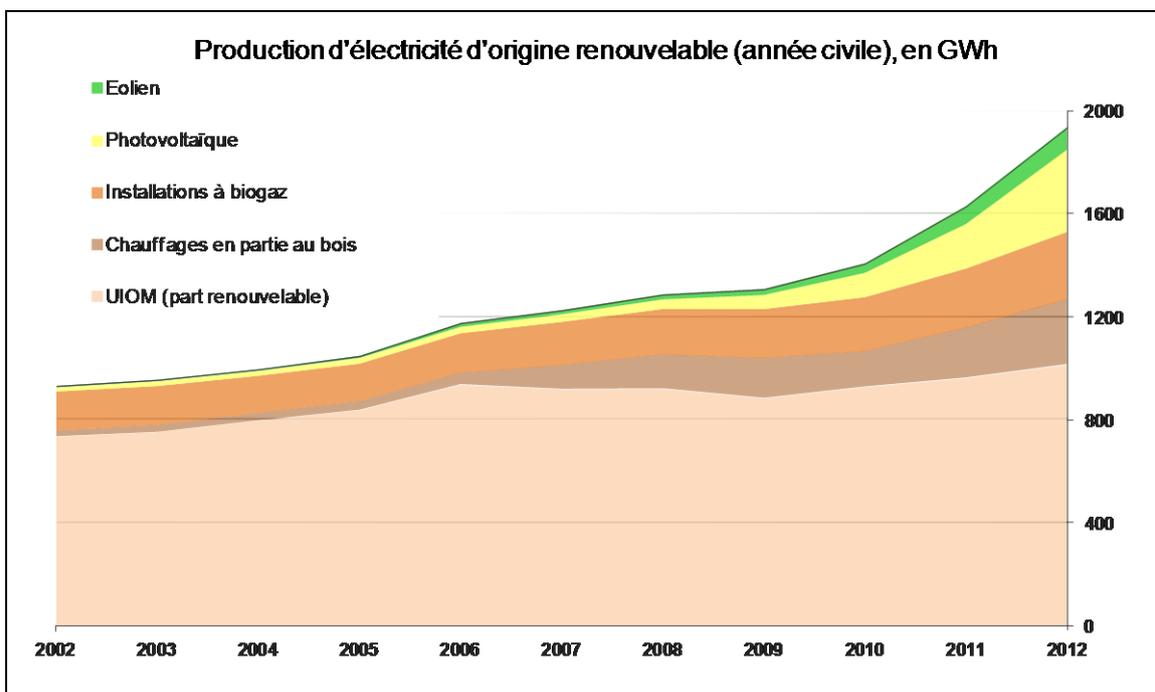


Figure 2: Evolution de la production d'électricité d'origine renouvelable (à l'exception de la force hydraulique) 2002–2012. (Source: *Statistique globale suisse de l'énergie 2012*, p. 37)

La production d'électricité d'origine éolienne a augmenté, de près de 5 GWh en 2002 à 23 GWh en 2009, puis 88 GWh en 2012. Pour l'énergie solaire (photovoltaïque), la production est passée, en dix ans, de 15 GWh en 2002 (54 GWh en 2009) à 320 GWh en 2012. La production issue des usines d'incinération des ordures ménagères (UIOM) compte par définition pour moitié comme énergie renouvelable. Cette part (y c. la combustion des déchets renouvelables) a crû de 735 GWh en 2002 (884 GWh en 2009) à 1015 GWh en 2012. A partir de 2006, une hausse importante est aussi constatée pour les chauffages en partie au bois, en raison de la mise en service de nouvelles centrales. Le tableau 3 donne une vue d'ensemble des capacités de production installées en Suisse.

⁴ En 2012, le «courant soutenu» dans le cadre de la RPC se compose comme suit: 49,3% de force hydraulique (550 GWh), 7,6% d'énergie solaire (86 GWh), 4,2% d'énergie éolienne (47 GWh), 38,9% de biomasse et de déchets issus de la biomasse (438 GWh), 0% de géothermie.



| Technologie de production de l'électricité ⁵ | Nombre de centrales | Puissance électrique installée (en GW) | Production d'électricité (2012) (en GWh) |
|--|---------------------|--|--|
| Force hydraulique | | 13.76 | 39 906 |
| Centrales au fil de l'eau (dès 300kW) | 471 | 3.84 | |
| Centrales à accumulation (dès 300kW) | 86 | 8.08 | |
| Centrales de pompage-turbinage mixte et pur (dès 300kW) | 17 | 1.84 | |
| Petites centrales hydroélectriques (jusqu'à 300kW) | env. 1000 | n.a. | |
| Centrales nucléaires (Beznau I&II, Mühleberg, Gösgen et Leibstadt) | 5 | 3.28 | 24 345 |
| Autres installations de production | | 1.47 | 3768 |
| Production d'électricité thermique classique (faible/aucune récupération de chaleur) | 20 | 0.08 | |
| Usines d'incinération des ordures ménagères (UIOM) | 31 | 0.41 | |
| Grandes installations de CCF (>1MWeI) – renouvel. et fossile | 21 | 0.25 | |
| Petites installations de CCF (<1MWeI) – renouvel. et fossile | 945 | 0.14 | |
| Centrales de chauffage à distance | 14 | 0.11 | |
| Inst. photovoltaïques (sans installations en îlot) | 23 750 | 0.43 | |
| Installations éoliennes | 35 sites | 0.05 | |

Tableau 3: Capacités de production installées en Suisse fin 2012. (Sources: *Statistique suisse de l'électricité 2012*, *Statistik der erneuerbaren Energien 2012*, *Thermische Stromproduktion inklusive WKK 2011*, *SAHE 2013*)

En 2012, la puissance électrique totale installée des installations de production d'électricité en Suisse était de 18,5 GW (cf. tableau 3). La force hydraulique disposait de près de 13,8 GW tandis que les cinq centrales nucléaires présentaient une puissance installée totale de près de 3,3 GW. D'autres installations de production, avec une puissance installée d'environ 1,5 GW, figurent dans le Tableau 3 ci-dessus.

3.2 Indicateurs de la sécurité d'approvisionnement

En vertu des art. 8 et 20 LApEI, les gestionnaires de réseau ont la responsabilité de pourvoir à un réseau sûr, performant et efficace. De plus, l'art. 4 de la loi sur l'énergie (LEne) précise fondamentalement que l'approvisionnement énergétique relève des entreprises de la branche énergétique. La Confédération et les cantons instaurent les conditions générales permettant à ces entreprises d'assumer leurs tâches de manière optimale dans l'optique de l'intérêt général. Selon les principes directeurs visés à l'art. 5 LEne, un approvisionnement sûr implique une offre d'énergie suffisante et diversifiée ainsi qu'un système de distribution techniquement sûr et efficace. Conformément à 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. A cet effet, elle vérifie notamment l'état et l'entretien 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 de

⁵ Les petites centrales hydroélectriques ne sont pas recensées de manière exhaustive au niveau statistique. Dans les catégories des grandes et petites installations de couplage chaleur-force (installations de CCF) figurent des installations de production exploitées avec des agents énergétiques fossiles (p. ex. groupes de CCF à moteur à gaz/diesel, turbines à gaz) ou renouvelables (p. ex. installations à biogaz, installations à gaz de STEP, etc.). Pour le photovoltaïque, 99% de la puissance installée sont couplés au réseau d'approvisionnement public.



l'approvisionnement du pays est sérieusement compromise 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. 4, LApEI).

Capacité du réseau de transport

Le réseau suisse de transport comprend les niveaux de tension 220kV et 380 kV (MMEE-CH, AES 2011). Avec une longueur totale de 6700 km, 246 lignes et 41 raccordements avec l'étranger (Swissgrid SA, état 2011), le réseau de transport est complexe. Un réseau sûr, performant et efficace est une condition essentielle pour garantir une sécurité accrue de l'approvisionnement en électricité.

Pour évaluer l'état du réseau et, partant, sa capacité, l'EICom mène régulièrement des entretiens avec Swissgrid. En résumé, on peut relever que des «atteintes N-1» potentielles sont régulièrement constatées lors des calculs de sécurité du réseau (contrôle et simulation de défaillance N-1). En d'autres termes, la capacité ne serait pas suffisante en cas de panne d'un élément du réseau pour absorber la charge totale momentanée. De plus, une forte injection d'énergie éolienne d'Allemagne de même que des installations photovoltaïques italiennes et allemandes entraîne de plus en plus un appel de procédures multilatérales afin de garantir la stabilité du réseau. Ces derniers temps, le maintien de la fréquence est devenu plus difficile, les écarts de fréquence et de tension sont en hausse. Cette évolution problématique pour la stabilité du système augmentera avec le développement des énergies renouvelables. Par conséquent, il faut adapter le réseau de transport aux nouveaux défis et le développer. Afin de relever les indicateurs pertinents de manière systématique, l'EICom élabore, de concert avec Swissgrid, un reporting étendu visant à surveiller le réseau de transport.

Développement du réseau de transport

L'EICom assiste Swissgrid dans l'élaboration des plans pluriannuels et les évalue à l'aune de l'imputabilité pour le calcul du tarif ainsi que de l'équilibre régional des investissements. Dans le cadre de la sécurité d'approvisionnement, l'accent est mis sur les trois programmes d'extension prioritaires visant à éliminer les goulets d'étranglement suivants: Génissiat – Verbois, le transformateur de Chamason et le réseau 220kV en Valais ainsi que le tronçon Avegno – Magadino. Il est nécessaire de réaliser 28 projets d'extension pour supprimer ces trois points de congestion.

Réserve de puissance

La réserve de puissance est un concept permettant d'évaluer un système d'approvisionnement en énergie et décrit la part de la capacité de production à la disposition du système d'approvisionnement pour la production d'électricité, compte tenu de la charge à couvrir et des capacités de production non disponibles (cf. Figure 3).⁶

⁶ Les disparités entre les chiffres de l'ENTSO-E (System Adequacy Report, rétrospectif pour l'année 2011, SAR) utilisés dans le tableau 3 et la figure 3 découlent en particulier de l'année sous revue (2011 contre 2012). Nous avons recouru aux chiffres SAR, car ils proposent des informations supplémentaires sur les pannes, les révisions et les puissances non utilisables.

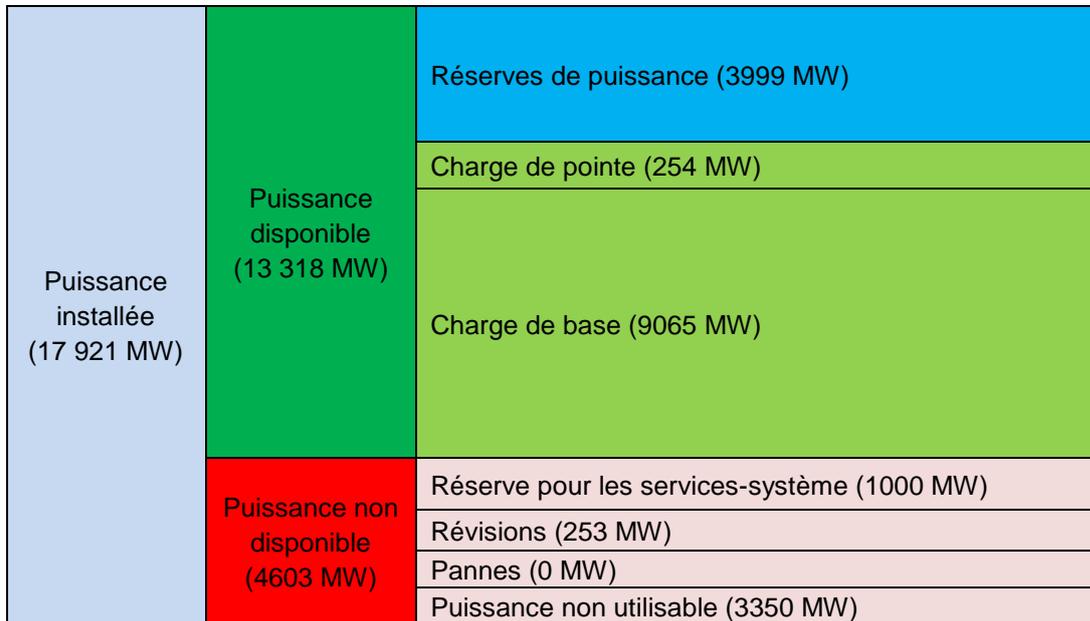


Figure 3: Schéma de calcul des réserves de puissance (Source: ENTSO-E, SAR 2011)

En complément, la figure 4 montre l'évolution de la réserve de puissance de la Suisse et des pays voisins entre 2008 et 2011. Elle permet notamment d'évaluer si des congestions peuvent survenir à l'avenir dans le système d'approvisionnement en électricité. Dans cette comparaison, il est nécessaire de tenir compte de la grandeur des pays. La réserve de puissance pour la Suisse a légèrement augmenté ces quatre dernières années et atteint 5000 MW en moyenne annuelle.

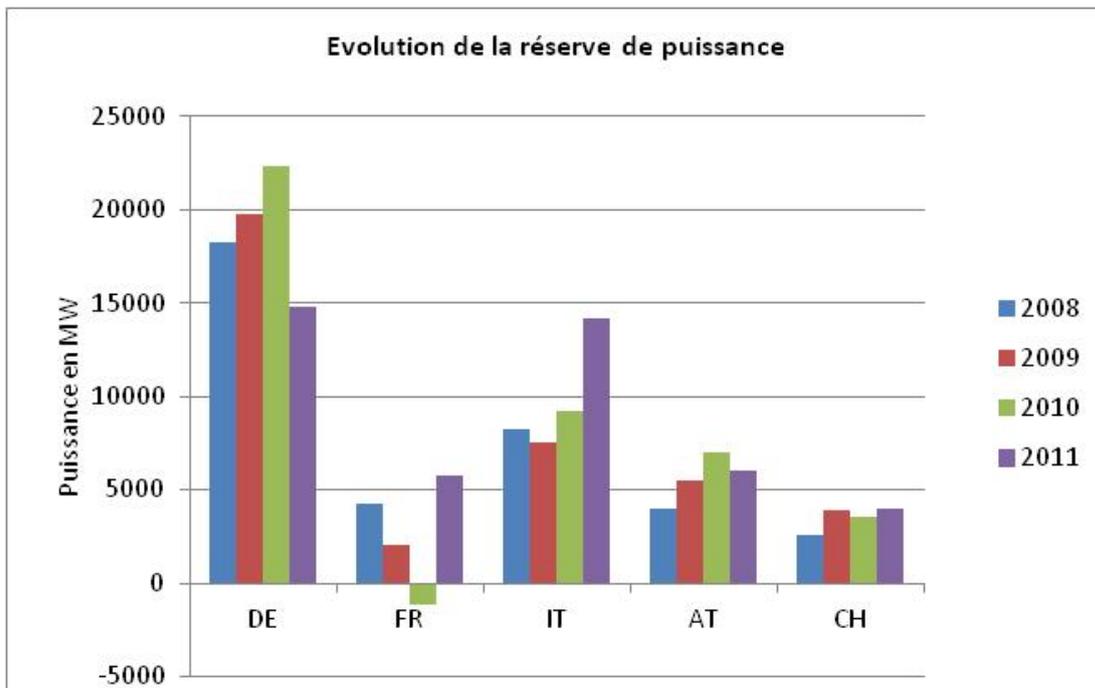


Figure 4: Evolution de la réserve de puissance en Allemagne, France, Italie, Autriche et Suisse (Source: ENTSO-E, SAR 2008–2011)



La plus faible réserve de puissance de l'Allemagne en 2011 s'explique par l'arrêt des centrales nucléaires. La réserve de puissance négative de la France en 2010 est due à un hiver exceptionnellement froid avec, pour corollaire, une charge plus importante (nombreux chauffages électriques). Les investissements dans les installations photovoltaïques en Italie ont entraîné une augmentation de la réserve de puissance en 2011.

Bilan de puissance et d'énergie

La production d'électricité évolue au cours de l'année (voir fig. 5). Les fluctuations de la production effective d'énergie hydraulique proviennent principalement du débit variable des rivières et des possibilités de stockage des lacs d'accumulation.⁷ En 2012, les centrales nucléaires ont atteint une productivité moyenne de 84,9%, qui se situe légèrement en dessous de la moyenne des dix dernières années en raison d'importantes révisions effectuées à la centrale de Leibstadt. Quant à la production d'électricité d'origine nucléaire, l'hiver présente généralement une quote-part un peu plus élevée en raison des révisions annuelles estivales (2012: 55,2%). Les centrales thermiques classiques et divers n'ont pas d'évolution typique du fait de la composition du parc de centrales et du faible degré de développement de la production irrégulière, tel le photovoltaïque ou l'éolien. La production électrique des usines d'incinération des ordures ménagères reste plus ou moins constante tout au long de l'année.

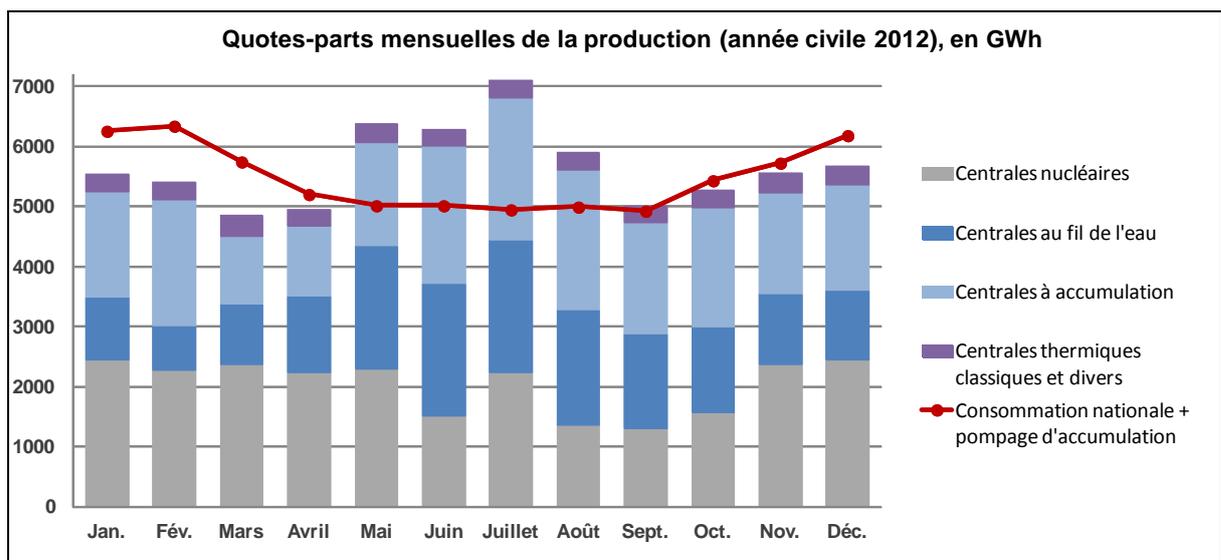


Figure 5: Quotes-parts mensuelles de la production d'électricité et consommation du pays en 2012. (Source: *Statistique suisse de l'électricité 2012*, p. 14)

En sus de l'énergie, une puissance en tout temps suffisante doit être mise à disposition pour couvrir les besoins (courbe de charge). En hiver, la demande de charge de base est plus importante qu'en été en raison des températures plus basses, des chauffages électriques et des pompes à chaleur. En même temps, les centrales au fil de l'eau offrent une puissance et une énergie bien plus faibles qu'en été à cause de la quantité d'eau moins importante en hiver (près de 25% de la puissance installée, cf. fig. 5).

⁷ En Suisse, les bassins d'accumulation ont une capacité totale d'env. 8770 GWh (2012).

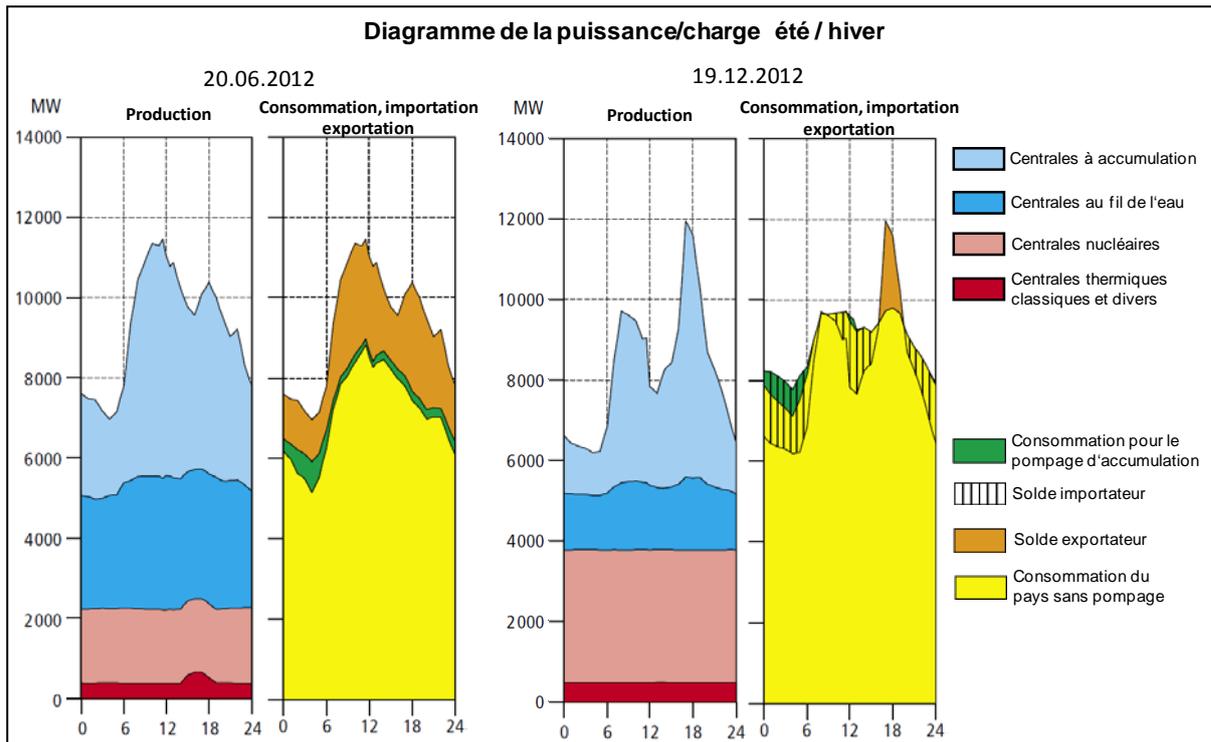


Figure 6: Diagramme de la puissance/charge pour deux jours choisis (hiver et été) en 2012 (Source: Statistique suisse de l'électricité 2012, p. 30)

La demande horaire fluctue en fonction du moment de la journée et de la saison. La demande en électricité la plus importante et, ainsi, la plus forte charge du réseau surviennent généralement à midi ou le soir en hiver. A l'inverse, la charge la plus faible tombe le plus souvent la nuit en été. Les fluctuations de la demande, pendant les journées d'hiver également, ont pour effet qu'il est possible d'exporter du courant à certaines heures, même en hiver, bien que la Suisse soit dans l'ensemble un grand importateur d'électricité pendant la saison hivernale. Les centrales à accumulation servent surtout à couvrir les besoins de pointe, car elles peuvent être utilisées de façon flexible.

Degré d'auto-alimentation

Le degré d'auto-alimentation se définit par la production et la consommation d'électricité. Un degré d'auto-alimentation supérieur à 100% permet des exportations d'électricité nettes vers l'étranger, tandis qu'un degré inférieur implique l'importation de courant des pays voisins. L'évolution du degré d'auto-alimentation en été et en hiver est représentée à la figure 7. On voit que le degré d'auto-alimentation en été a toujours dépassé 100% ces dix dernières années (à l'exception de 2005, où la centrale nucléaire de Leibstadt était hors service pendant une période prolongée).

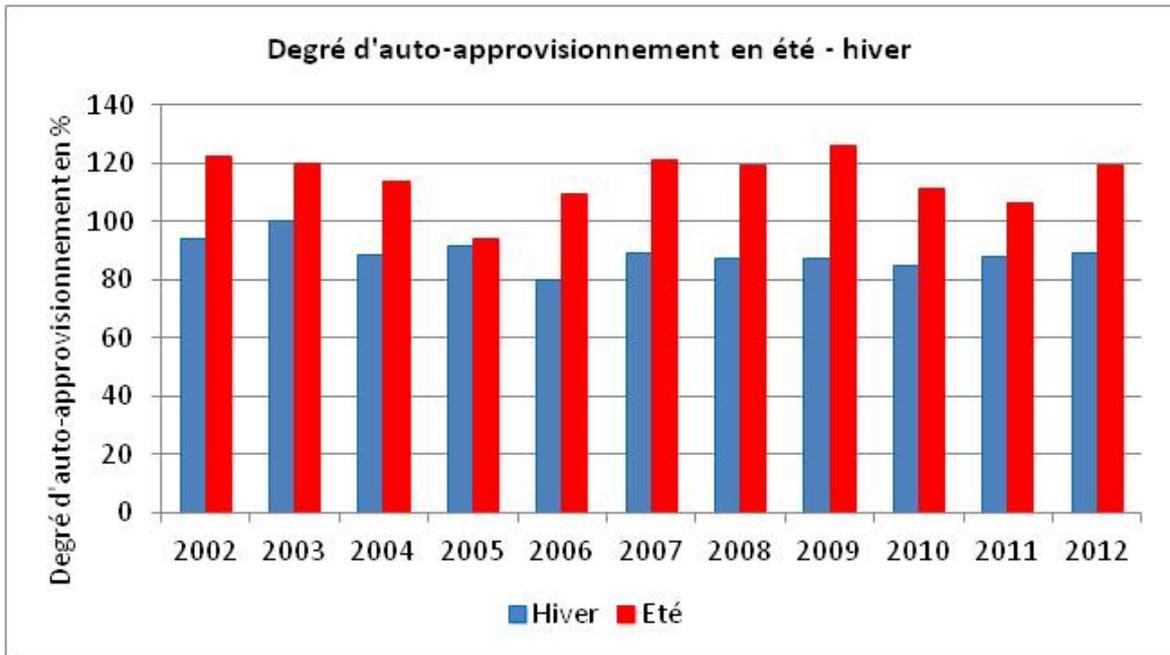


Figure 7: Evolution du degré d'auto-alimentation (Source: Statistique suisse de l'électricité 2002–2012)

Le degré d'auto-alimentation en hiver fluctue dans une certaine mesure en raison des conditions hydrologiques, de la consommation d'électricité et des conditions météorologiques. Il a diminué de 2004 à 2006 avant de stagner depuis lors aux alentours de 90%. En d'autres termes, la Suisse dépend des importations d'électricité pour couvrir sa propre demande pendant l'hiver.

Possibilités d'importation et d'exportation

Outre une réserve de puissance suffisante, les possibilités de recourir aux capacités de production étrangères contribuent à un approvisionnement en électricité de qualité et sûr en Suisse. Celles-ci dépendent, d'une part, des instructions sur la façon de gérer les congestions et, d'autre part, sur la capacité d'importation disponible (capacité de transfert nette ou *Net Transfer Capacity*, NTC). La valeur NTC a augmenté de 2008 à 2012, passant de 5756 MW à 6184 MW. Cette hausse s'explique à la fois par la mise en service de Merchant Lines vers l'Italie et par l'optimisation des importations autorisées en provenance d'Allemagne et d'Autriche.

Les exportations NTC sont moins intéressantes pour des considérations liées à la sécurité d'approvisionnement que pour des raisons commerciales. La diminution des exportations NTC vers la France est due au renversement des flux de charge en hiver et à la hausse des atteintes N-1 dans la région du lac Léman découlant de la centrale de Bieudron-Dixence. La réduction en direction de l'Italie résulte des fluctuations de l'injection d'électricité d'origine renouvelable dans ce pays. Les importations ont été limitées du côté italien pour que le prix du marché ne baisse pas dans de trop grandes proportions et que le recours aux centrales au gaz, à des fins de régulation, soit encore intéressant.



3.3 Qualité du réseau et perturbations

La qualité de l’approvisionnement en électricité dépend notamment d’une disponibilité élevée du réseau. Depuis 2010, l’EiCom relève les indices de qualité de l’approvisionnement usuels à l’échelle internationale, à l’instar de SAIDI («System Average Interruption Duration Index»). Cet indice donne la durée moyenne en minutes pendant laquelle chaque consommateur final s’est retrouvé sans courant pendant une année. L’évolution du SAIDI au cours des trois dernières années est représentée dans le graphique ci-dessous.

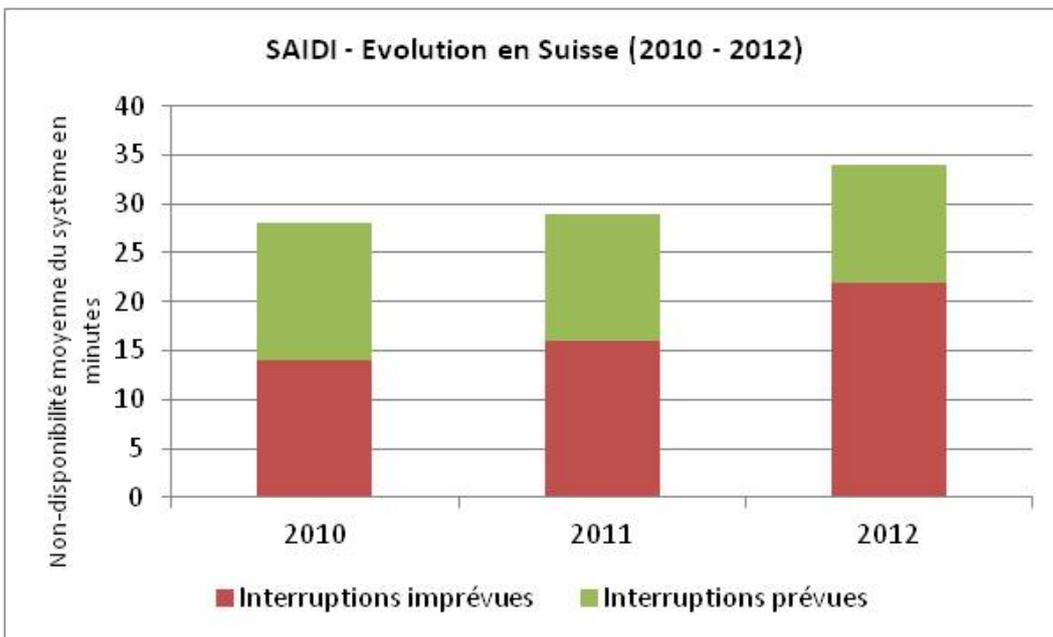


Figure 8: Evolution du SAIDI 2010–2012 (Source: Relevé EiCom)

Sur les trois ans, la non-disponibilité moyenne du système a légèrement augmenté. La hausse de 2011 à 2012 s’explique notamment par la tempête Andrea début janvier 2012 et par un hiver très enneigé. La collecte de données repose sur la déclaration volontaire des différents gestionnaires de réseau. L’évaluation comprend les données des 84 plus importants gestionnaires de réseau de Suisse et ne recense que les interruptions de plus de trois minutes.

En comparaison internationale, la qualité de l’approvisionnement est bonne en Suisse. On le voit pour l’année 2010 dans la figure 9 ci-après. Les données des pays voisins proviennent du «5th CEER Benchmarking Report». Il y a lieu d’ajouter que les divers pays ont des modalités de saisie différentes et qu’une comparaison n’est possible que sous réserve.

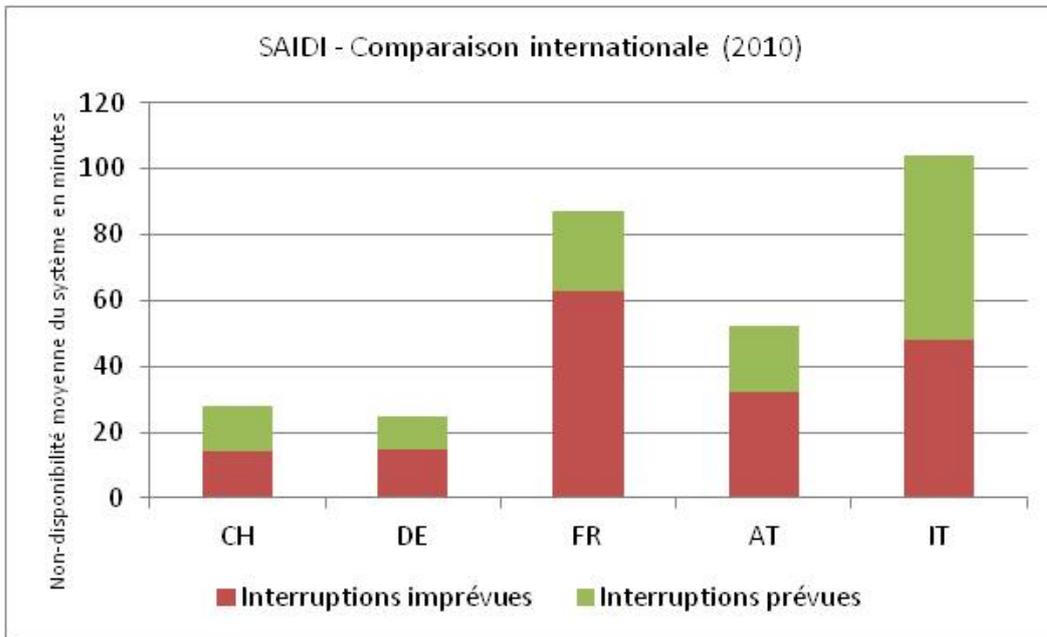


Figure 9: Comparaison internationale SAIDI 2010 (Sources: Relevé EICOM, 5th CEER Benchmarking Report, 2011, pp. 115 ss.)

3.4 Investissements dans les réseaux et installations de production

En vertu de son art. 1, la LApEI a pour objectif de créer les conditions propres à assurer un approvisionnement en électricité sûr. Pour le garantir aussi à long terme, il est nécessaire de procéder à des investissements pour la rénovation et l'extension des installations.

Pour ce qui est des investissements dans les réseaux, il est possible de recourir aux données détaillées de l'EICOM. Les gestionnaires du réseau de distribution présentent chaque année les investissements (sans les achats de réseaux) et les amortissements dans leur comptabilité analytique soumise à l'EICOM. Ceux-ci sont restés en grande partie identiques de 2009 à 2011: des investissements d'environ 1,4 milliard de francs et des amortissements de quelque 800 millions de francs par an.

Les investissements dans les installations de production sont recensés à près de 90% dans les bases statistiques.⁸ Ils ne sont pas présentés en détail ici, car ils varient considérablement d'une année à l'autre. Les grands projets qui s'étendent sur plusieurs années déterminent ces fluctuations pour l'essentiel.

3.5 Evaluation synthétique de l'approvisionnement en électricité

En résumé, on peut retenir que la sécurité et la qualité de l'approvisionnement sont bonnes en Suisse sous la LApEI. Les indicateurs mentionnés le montrent aussi en comparaison internationale (ce faisant, il faut tenir compte du fait que les indicateurs de la qualité du réseau sont plutôt stables pendant la période d'application de la LApEI, qui est plutôt brève). Malgré tout, ce tableau ne doit pas masquer certains problèmes qui peuvent survenir à l'avenir. Ainsi, l'augmentation des atteintes N-1 est un indice de l'épuisement des capacités du réseau de transport, l'appel accru de procédures multilatérales et les plus importantes fluctuations de fréquence sont un signe que le maintien de la stabilité du réseau

⁸ Cf. Office fédéral de l'énergie, Statistique suisse de l'électricité 2012, 2013, p. 46.



devient plus difficile en raison de l'injection importante d'énergie renouvelable en provenance d'Allemagne et d'Italie. La sécurité d'approvisionnement de la Suisse est donc directement influencée par la politique des pays voisins en matière d'électricité.

Notons par ailleurs que la transformation envisagée du système suisse dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050 prévoit une augmentation de la production d'électricité d'origine renouvelable et l'abandon de l'énergie nucléaire. L'injection qui en découle, plus décentralisée et irrégulière, et la construction possible de centrales à combustibles fossiles (installations à couplage chaleur-force et/ou centrales à gaz à cycle combiné) influenceront sur la sécurité d'approvisionnement. Pour soutenir l'extension et la transformation du réseau nécessaires dans le contexte notamment de l'injection plus décentralisée, la stratégie Réseaux électriques a été lancée dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050. Elle définit des lignes directrices en l'espèce et entraînera des adaptations juridiques. En outre, la feuille de route Smart Grid a été mise en place afin d'encourager le développement vers un réseau «intelligent».



4. Orientation du marché suisse de l'électricité vers la concurrence

Conformément à l'art. 1, la LApEI a notamment pour objectif de créer les conditions propres à assurer un marché de l'électricité axé sur la concurrence. Un tel marché doit garantir un approvisionnement des clients finaux qui soit de qualité et à un prix raisonnable, et favoriser indirectement une meilleure intégration du marché suisse dans celui de l'UE. Ci-après sont présentés les développements du marché pour l'énergie de réglage (section 4.1), le commerce de gros et le commerce de détail (4.2 à 4.4). Notons qu'il existe un marché boursier spot pour la Suisse depuis 2006, mais pas encore de marché boursier à terme. Aussi le présent chapitre porte-t-il sur la structure des transactions commerciales bilatérales. Le point 4.5 décrit en outre les développements dans le système de mesure. Une évaluation synthétique de l'évolution du marché figure à la section 4.6.

4.1 Energie de réglage

L'entrée en vigueur de la LApEI a permis de créer les conditions nécessaires pour la mise à disposition efficace par Swissgrid des services-système indispensables à une exploitation stable du réseau. La responsabilité légale et la transparence accrue en la matière ont certainement contribué à accroître la sécurité et la performance de l'exploitation du système (malgré la séparation des activités).

Pour maintenir la sécurité d'approvisionnement, il faut toute une série de services-système dont l'énergie de réglage représente le plus grand facteur de coût. Elle permet de veiller à ce que la mise à disposition et la demande d'énergie coïncide en tout temps dans le réseau. Pour ce faire, il est nécessaire de disposer de capacités de production suffisantes afin de réaliser un réglage de précision en conséquence.

Dans la phase initiale du marché suisse de l'énergie de réglage, la liquidité était si faible qu'il n'était guère possible de s'appuyer sur un approvisionnement fondé sur un marché véritablement concurrentiel. De nombreuses mesures ont permis de décriper cette situation. En outre, l'évolution générale des prix de gros pour l'électricité a contribué à la baisse des coûts. Depuis l'introduction du marché de l'énergie de réglage, les coûts d'acquisition ont diminué de deux tiers pour la puissance nécessaire.

L'OFEN a pour ces raisons préféré, dans une première évaluation, une procédure axée sur les règles du marché à condition toutefois que des incitations supplémentaires soient créées pour que l'acquisition de services-système auprès de Swissgrid puisse se faire en optimisant les coûts.⁹ Comme on ne peut exclure que les coûts prennent de nouveau l'ascenseur (p. ex. en raison de la fusion de fournisseurs, d'une augmentation des quantités de réserve nécessaires, de conditions météorologiques extrêmes), il conviendrait d'examiner à nouveau en pareil cas la nécessité d'introduire une compétence stricte en matière d'interventions de régulation.

⁹ Cf. Bundesamt für Energie, Revision Stromversorgungsgesetz, Schlussbericht der Arbeitsgruppe Systemdienstleistungen, Bern 2011 (en allemand seulement).



4.2 Commerce de gros

4.2.1 Evolution du marché spot (marché au comptant)

Sur le marché spot, à la bourse européenne de l'électricité EPEX, le négoce de gros est réalisé à court terme pour le lendemain (Day-ahead) ou le jour même (Intraday).¹⁰ Bien que le marché suisse de l'électricité soit étroitement lié à celui des pays voisins, il existe des disparités sur le niveau de prix du marché spot dans les différents pays, en premier lieu dues au manque de capacités disponibles des réseaux de transport. Ainsi, les prix suisses sont fréquemment plus élevés qu'en Allemagne, mais inférieurs aux prix italiens. La moyenne des prix sur le marché spot la plus forte a été observée en 2008 (cf. fig. 10).

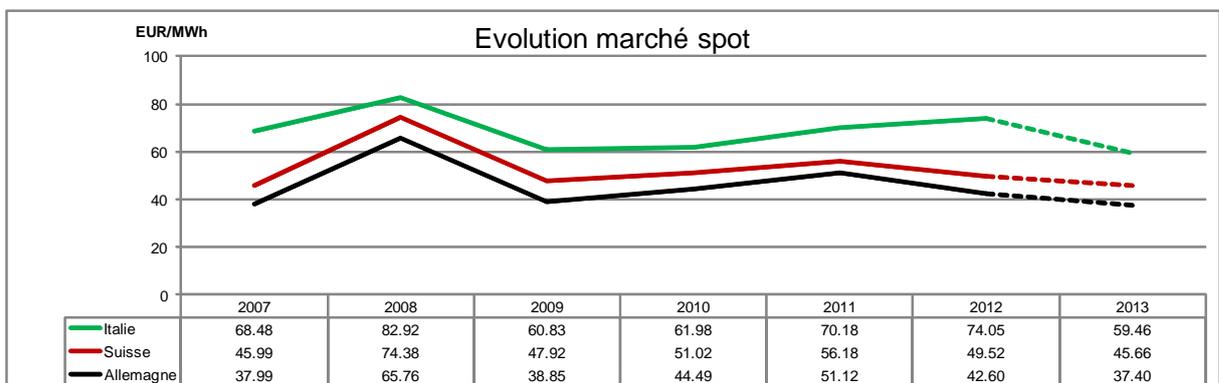


Figure 10: Moyenne annuelle pour le marché spot¹¹ (Source: BDS, Markt- und Wettbewerbsanalyse zum Bericht des BFE und der EICom nach Art 27 Abs. 3 StromVV, 2013, p. 11)

En une année, d'autres caractéristiques sont perceptibles: en été, où il n'y a guère de congestions entre les réseaux à très haute tension allemand et suisse, les prix en vigueur dans les deux pays sont très proches. Par contre, la sollicitation en capacité de transport entre l'Allemagne et la Suisse dépasse les disponibilités du réseau en hiver. Il en résulte une congestion entre les deux zones de réglage, ce qui entraîne l'apparition de niveaux de prix différents entre les deux pays.

Depuis 2007, première année commerciale complète, les quantités d'énergie vendues sur le marché spot ont quadruplé et représentent déjà 30% de la consommation suisse.¹² La liquidité sur le marché Swissix Day-Ahead n'est jugée suffisante que jusqu'à un certain point dans une enquête réalisée par l'OFEN auprès des négociants.¹³

¹⁰ En Suisse, il existe un marché intrajournalier (Intraday) depuis le 27 juin 2013, lié à la France et à l'Allemagne voisines. Le présent rapport ne le décrit pas plus en détail, car il est tout récent.

¹¹ Pour 2013, par rapport au premier semestre.

¹² Pour comparaison: en Allemagne, la quantité d'électricité négociée en bourse atteint 42% de la consommation nationale, en France 12%.

¹³ Comparaisons BDS, Markt- und Wettbewerbsanalyse zum Bericht des BFE und der EICom nach Art 27 Abs. 3 StromVV, 2013, p. 14.

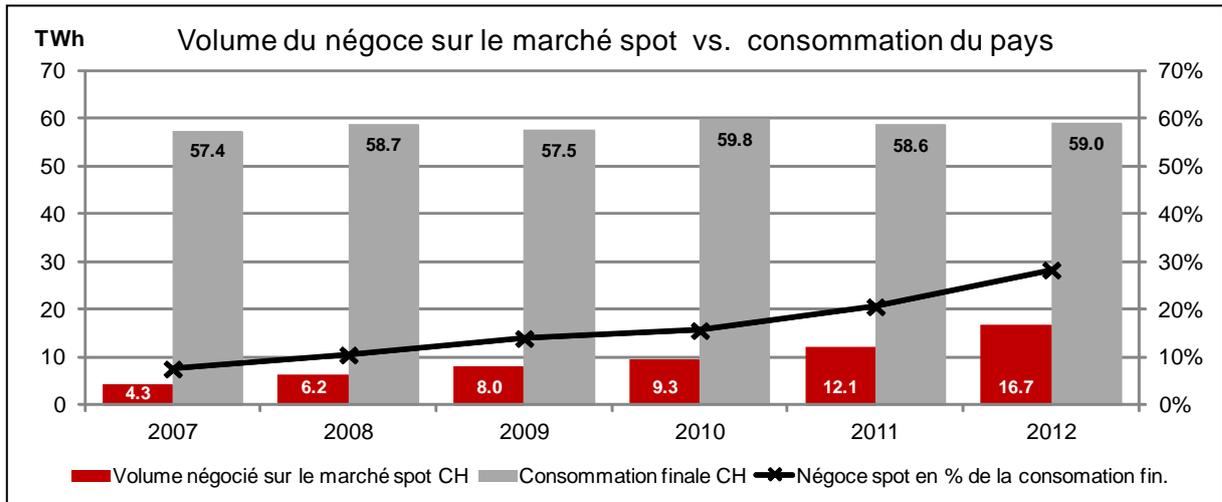


Figure 11: Volume du négoce sur le marché spot suisse par rapport à la consommation nationale (Source: BDS, 2013, op. cit., p. 15)

4.2.2 Evolution du marché à terme

En Suisse, il n'y a pas de marché à terme organisé, raison pour laquelle de telles transactions commerciales sont conclues de manière bilatérale. D'une part, les transactions dites OTC (*over the counter*). D'autre part, de nombreuses entreprises d'approvisionnement en énergie recourent aux appels d'offres pour les achats d'électricité. Dans l'ensemble, on observe une hausse constante des transactions commerciales à terme depuis 2009. Les prix à terme à l'European Energy Exchange (EEX) à Leipzig, valables pour l'Allemagne et l'Autriche, servent d'orientation principale aux acteurs suisses pour la formation des prix. Dans le commerce d'électricité OTC sont négociés les produits boursiers standards,¹⁴ mais aussi des produits en fonction des programmes prévisionnels. Les produits à complexité élevée interviennent rarement. Les acteurs importants qui sont actifs sur le marché depuis longtemps et concluent régulièrement des transactions commerciales utilisent le cadre contractuel de l'European Federation of Energy Traders (EFET), qui a pour objectif de développer le négoce d'énergie selon des règles standardisées à l'échelle internationale. Un grand nombre d'entreprises d'approvisionnement en énergie utilisent le négoce à terme uniquement pour acheter l'énergie nécessaire aux conditions du marché et ne font pas de commerce spéculatif, c.-à-d. qu'elles agissent en règle générale en tant qu'acheteurs et s'en sortent avec une transaction par mois, voire moins.

Selon une enquête réalisée par l'OFEN auprès des négociants, une majorité de répondants estime que la liquidité sur le marché OTC suisse à terme leur permet toujours ou la plupart du temps d'obtenir des offres de produits standards sur les trois prochaines années conformes au marché. Pourtant, une nette majorité des participants à l'enquête approuve la nécessité d'introduire un marché à terme transparent (comme lors d'une précédente enquête de l'OFEN et de l'EICOM).¹⁵

En même temps, les résultats de l'enquête indiquent que les entreprises d'approvisionnement en énergie qui veulent acheter de l'électricité sur ce marché tombent sur nombre de fournisseurs qui sont en concurrence. Cette situation est renforcée par la proximité des offres obtenues comparées au prix du marché suisse «théorique» (prix EEX plus prix des capacités à la frontière nord).

¹⁴ Charges de base et de pointe pour les années à venir, trimestres, mois et en partie semaines.

¹⁵ Cf. «Consultation concernant une bourse de l'électricité dans le cadre d'un possible Market Coupling, Résumé des principales conclusions», http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang=fr&name=fr_798718239.pdf.



Pour que les distributeurs d'énergie puissent avoir accès au prix du marché de gros en tout temps, ils doivent adapter leur mode d'achat. Le contrat traditionnel de fourniture intégrale ne permet pas une politique d'achat flexible. Selon la stratégie de distribution, les entreprises d'approvisionnement en énergie peuvent choisir entre un achat structuré ou une fourniture intégrale «intelligente». Dans les deux cas, il s'agit d'adapter la flexibilité de l'acquisition à celle du portefeuille de distribution et de garantir le prix de gros aux clients du marché courtisés. Les modèles d'achat qui tolèrent plusieurs fournisseurs sont particulièrement intéressants. Les entreprises d'approvisionnement en énergie qui sont trop petites pour une stratégie d'achat flexible (moins de 50 GWh) et renoncent volontairement à une stratégie de distribution propre conservent souvent une fourniture intégrale et coopèrent avec le fournisseur pour satisfaire au mieux les clients du marché.

4.3 Approvisionnement de base

En 2012 et 2013, les gestionnaires de réseau ont en moyenne légèrement réduit les tarifs totaux pour les ménages (cf. fig. 12; exemple du profil de consommation H4, qui correspond à un logement d'une consommation annuelle de 4500 kWh). La réduction s'explique par des tarifs de réseau un peu plus avantageux, notamment grâce à la nouvelle baisse du tarif pour les services-système (0,77 ct./kWh en 2011 contre 0,46 ct./kWh en 2012 et 0,31 ct./kWh en 2013). La hausse des tarifs de réseau prévue pour 2014 est principalement due à deux facteurs: d'une part, les divers arrêts du Tribunal fédéral et du Tribunal administratif fédéral sur l'évaluation et les services-système (tarif 2014: 0,64 ct./kWh) entraînent une hausse des coûts. D'autre part, le taux d'intérêt (WACC) a nettement augmenté car le Conseil fédéral, dans la révision de l'OApEI du 30 janvier 2013, a adapté la formule de calcul et que la disposition transitoire relative au taux d'intérêt réduit (art. 31a OApEI) vient à expiration fin 2013.

Par contre, les prix moyens de l'énergie pour 2014 ont baissé au niveau de 2010 après une hausse momentanée. Les redevances et prestations sont restées stables pendant la période sous revue.

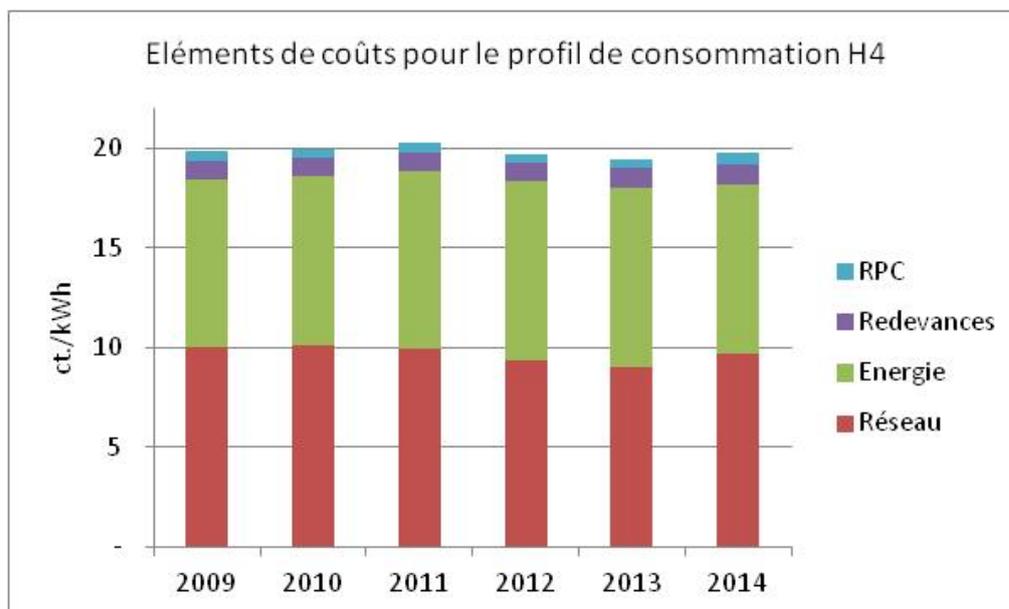


Figure 12: Eléments de coûts composant le prix total de l'électricité pour le profil de consommation H4. (Source: Saisie des données relatives aux tarifs EICOM)



A l'inverse, les tarifs totaux des gestionnaires de réseau pour les clients commerciaux (fig. 13: exemple du profil de consommation C3, qui correspond à une entreprise avec une consommation annuelle de 150 MWh) n'ont guère changé entre 2011 et 2014, car les modifications du tarif de réseau ont été compensées dans une large mesure par des variations opposées des prix de l'énergie. Pour les autres composantes du tarif, il n'y a pas eu de changement notable.

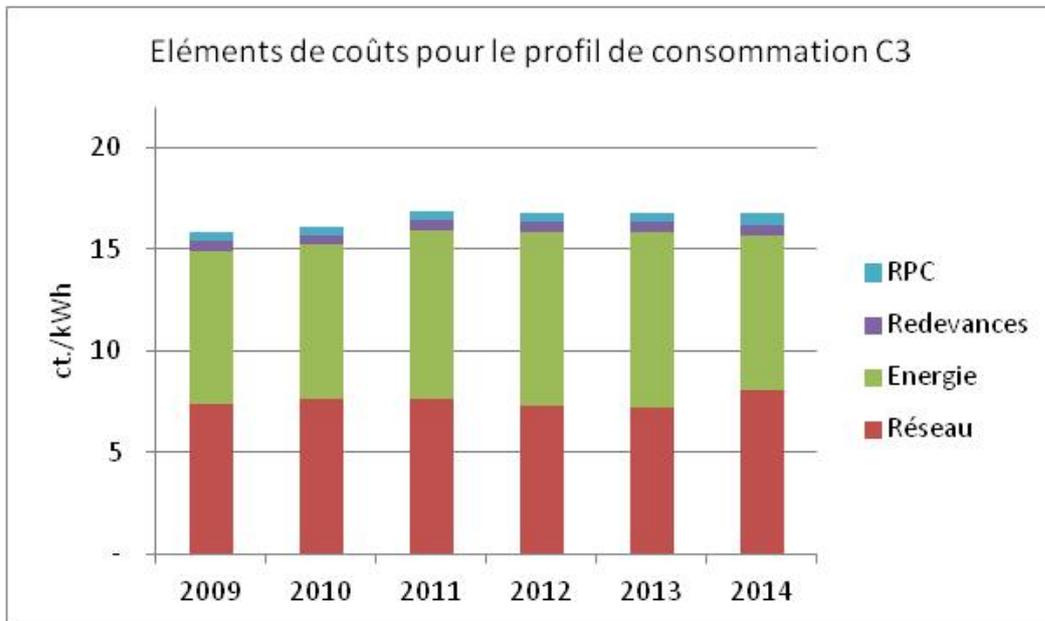


Figure 13: Eléments de coûts composant le prix total de l'électricité pour le profil de consommation C3 (Source: Saisie des données relatives aux tarifs EICom)

En résumé, notons que les gestionnaires de réseau de distribution ont en moyenne peu changé leurs tarifs au cours des cinq dernières années. Au cours des quatre dernières années, les coûts moyens d'utilisation du réseau et de l'énergie au niveau cantonal se sont rapprochés (cf. Rapport d'activité de l'EICom 2012, p. 35 s.).

Examen des tarifs par l'EICom

Jusqu'à l'été 2013, l'EICom a contrôlé un tiers de tous les gestionnaires de réseau, qui fournissent la moitié des consommateurs finaux de Suisse. Elle réalise des examens sommaires en plus d'examens détaillés qui mobilisent des ressources considérables. Les examens ont notamment porté sur l'évaluation du réseau, les coûts d'exploitation du réseau et l'énergie:

Dans plusieurs décisions, l'EICom a estimé que les installations qui ont déjà été facturés aux consommateurs finaux par le biais des coûts d'exploitation ne peuvent plus être repris dans les immobilisations réglementaires et, ainsi, répercutés dans les tarifs. Cette position n'a pas été étayée par les arrêts du Tribunal fédéral et du Tribunal administratif fédéral. Les gestionnaires de réseau peuvent donc reprendre dans les immobilisations réglementaires les coûts liés aux investissements qu'ils ont déjà imputés dans les coûts d'exploitation avant l'entrée en vigueur de la LApEI, percevoir ainsi des intérêts et amortir les frais. Selon la pratique des gestionnaires de réseau auparavant, il peut en résulter des valeurs de réseau nettement plus élevées et, partant, une hausse des tarifs de réseau. Dans certains cas extrêmes, cela concerne presque toutes les installations.

Pour les coûts d'exploitation, la plupart des corrections concernent deux catégories. D'une part, la charge trop importante du réseau en raison de la clé de répartition des frais ou de compensations



internes qui sont difficilement vérifiables pour les entreprises à la structure complexe. La réglementation traditionnelle «cost plus» montre ses limites. D'autre part, la compensation des coûts qui ne concernent en rien l'exploitation d'un réseau sûr, performant et efficace, par exemple des coûts de marketing ou d'éclairage public. Ces derniers font partie des redevances et prestations à la collectivité.

Dans le domaine de l'énergie, deux questions figurent au premier plan, sur les coûts d'une production efficace de même que sur les coûts et le bénéfice approprié dans la distribution d'énergie.

Outre les contrôles tarifaires, chaque gestionnaire de réseau reçoit chaque année une évaluation individuelle détaillée de sa comptabilité analytique avec l'ordre de corriger les erreurs (p. ex. WACC trop élevé) et de contrôler les informations non plausibles, de les corriger ou de les justifier le cas échéant. Ces évaluations donnent à tous les gestionnaires de réseau la possibilité de se conformer à la loi.

4.4 Segment du marché libéralisé: changement de fournisseur et autres modifications d'ordre structurel

Au premier stade de l'ouverture du marché, seuls les grands consommateurs dont la consommation annuelle est supérieure à 100 MWh peuvent choisir leur fournisseur. Les grands consommateurs soutirent environ la moitié de l'électricité consommée en Suisse. L'EiCom a déterminé le nombre de consommateurs finaux qui participent au marché libre parmi les quelque 80 principaux gestionnaires de réseau de distribution.

La figure 14 montre que l'usage du droit de choisir est resté limité durant les deux années suivant l'ouverture du marché (jusqu'en 2011 compris): 7% seulement des consommateurs finaux du réseau de distribution autorisés à accéder au marché libre (ligne rouge) ont fait usage de leur droit. En termes de quantité d'énergie consommée (ligne bleue), la part est près de deux fois plus élevée (13%), ce qui indique qu'il s'agit surtout de très grands consommateurs. Ces pourcentages ont doublé au cours des deux années suivantes pour s'établir à 13%, respectivement à 26%.

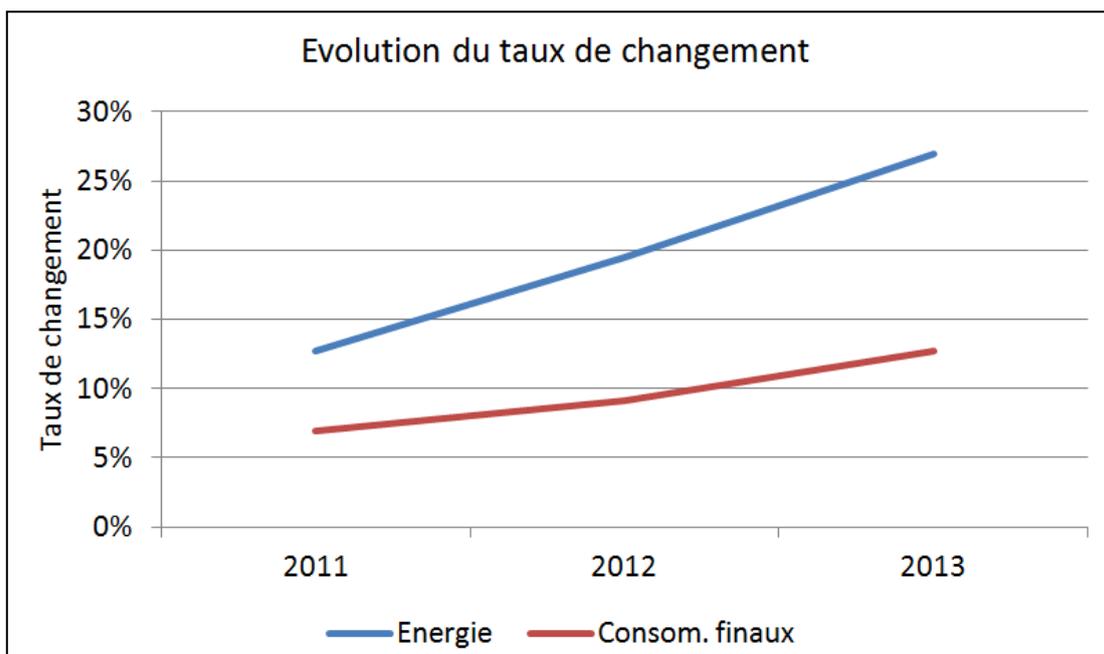


Figure 14: Passage au marché libre (Source: Rapport d'activité de l'EiCom 2012, p. 32)



Cette évolution découle notamment de deux facteurs: d'une part, les tarifs de l'énergie ont augmenté en moyenne pour les gros clients (cf. Figure 24 au chapitre suivant) alors que les prix de gros ont baissé en parallèle et, d'autre part, le désavantage lié à la réglementation «libre un jour, libre toujours» s'estompe plus on s'approche de la seconde étape de l'ouverture du marché, où tous les consommateurs finaux dont la consommation annuelle est supérieure à 100 MWh pourront participer au marché.

4.5 Système de mesure

Il y a près de deux ans, l'EICOM a publié une communication sur les coûts de mesure et l'accès aux mesures. Celle-ci précise les exigences de l'art. 8 OApEI, notamment en lien avec les consommateurs finaux qui font valoir leur droit d'accès au réseau (dès 100 MWh) ou les producteurs d'électricité dès 30kVA. Depuis lors, il y a eu de nombreuses demandes et recours sur plusieurs points. La plupart concernent les 600 francs mentionnés dans la communication comme critère. De nombreux gestionnaires de réseau continuent de percevoir des coûts de mesure très élevés (p. ex. près de 2000 francs par an). Cette situation freine la libéralisation du marché et le développement de la production d'énergie décentralisée, car les coûts de mesure ne sont facturés au consommateur final ou au producteur potentiel que lorsqu'ils demandent l'accès au réseau. Les coûts de mesure deviennent ainsi un obstacle à l'entrée sur le marché. Un autre point concerne la transmission des données. Certains gestionnaires de réseau perçoivent des émoluments ou refusent de publier des données qui sont nécessaires pour l'achat d'électricité sur le marché libéralisé. Dans certains recours, l'EICOM a pu amener les gestionnaires de réseau concernés, sans procédure mais par une communication ciblée, à adapter leurs prix ou la gestion des données de mesure conformément à la loi. Elle a engagé des procédures dans plusieurs cas.

Les coûts de mesure imputables se composent d'une part qui englobe la prestation (traitement des données) et le point de mesure (saisie des données) chez le consommateur final ainsi qu'une part composée des coûts de transfert des données. En pratique, la prestation de mesure est fournie par le gestionnaire de réseau, qui exploite son propre système ou confie cette tâche à un tiers. Les prix de mesure peuvent aussi être appropriés pour les petits gestionnaires de réseau s'ils achètent la prestation, car l'exploitation d'un système de gestion des données énergétiques et de lecture à distance des compteurs n'est rentable qu'à partir de plusieurs centaines de points de mesure (économies d'échelle).

4.6 Evaluation synthétique de l'évolution du marché

Un marché de l'électricité axé sur la concurrence est un objectif important de la LApEI. Après des débuts laborieux, celui-ci semble bien plus réaliste depuis 2013, mesuré au taux de changement chez les grands consommateurs. Sur ce point, l'évolution du marché sous la LApEI est positive. Elle découle aussi de la baisse des prix de gros en Europe. Les clients ont pu en bénéficier sur le marché libre suisse.

Pour que le marché fonctionne, il est important que les coûts de transaction liés au changement de fournisseur restent les plus bas possible. Les coûts de mesure élevés notamment, malgré les interventions de l'EICOM, sont un obstacle en l'espèce. Les coûts de changement qui en découlent peuvent entraver l'entrée sur le marché et limiter la concurrence.¹⁶

¹⁶ De manière prospective, cette situation s'applique en particulier à une ouverture complète du marché, car les quantités demandées par les différents clients finaux sont plus faibles.



Les conditions-cadres de la LApEI et de l'OApEI ont en principe favorisé le développement du marché de gros. Certains participants au marché souhaitent en outre la création d'un marché à terme suisse.



5. Aspects de la compétitivité internationale

En vertu de l'art. 1, al. 2, let. b, la LApEI doit fixer également les conditions générales pour maintenir et renforcer la compétitivité du secteur suisse de l'électricité sur le plan international. Les critères suivants sont importants pour évaluer la compétitivité internationale: l'évolution des échanges extérieurs sur le marché de l'électricité, l'évolution des rémunérations pour l'utilisation du réseau dans l'échange transfrontalier d'électricité et les prix de l'électricité en comparaison internationale. L'évolution des échanges extérieurs montre comment la plaque tournante de l'électricité qu'est la Suisse s'est développée sous la LApEI (section 5.1). L'accès (physique) au marché suisse depuis l'étranger et l'accès aux marchés étrangers sont limités en raison des congestions du réseau. Sur ce point, ils requièrent une gestion efficace (5.2). La comparaison des prix complète le chapitre et révèle le comportement des prix suisses par rapport à ceux de l'Union européenne (5.3). Une évaluation synthétique figure à la section 5.4.

5.1 Commerce international d'électricité

L'approvisionnement en électricité de la Suisse est étroitement lié aux pays voisins. Grâce à sa situation géographique au cœur de l'Europe, un bon raccordement au réseau et la flexibilité du parc de centrales, le secteur suisse de l'électricité est un acteur important du commerce d'électricité transfrontalier. Avec ses centrales à accumulation, la Suisse offre une grande flexibilité pour couvrir la demande d'électricité en Suisse et à l'étranger, en particulier aux heures de pointe, ou pour exploiter une offre excédentaire. Ces dernières décennies, le secteur de l'électricité a développé une intense activité d'exportation et d'importation. En 2012, il a exporté près de 89 TWh et importé 87 TWh de courant, ce qui a donné un excédent d'exportation de 2,2 TWh par rapport à un excédent d'importation de 2,6 TWh l'année précédente. Comme exposé au chapitre 3.2, la Suisse est en général un importateur net en hiver (octobre à mars), car la demande plus importante en hiver ne peut pas être couverte dans notre pays, car la production hydraulique est plus faible. En été, la production d'électricité est supérieure à la demande nationale et du courant est exporté.

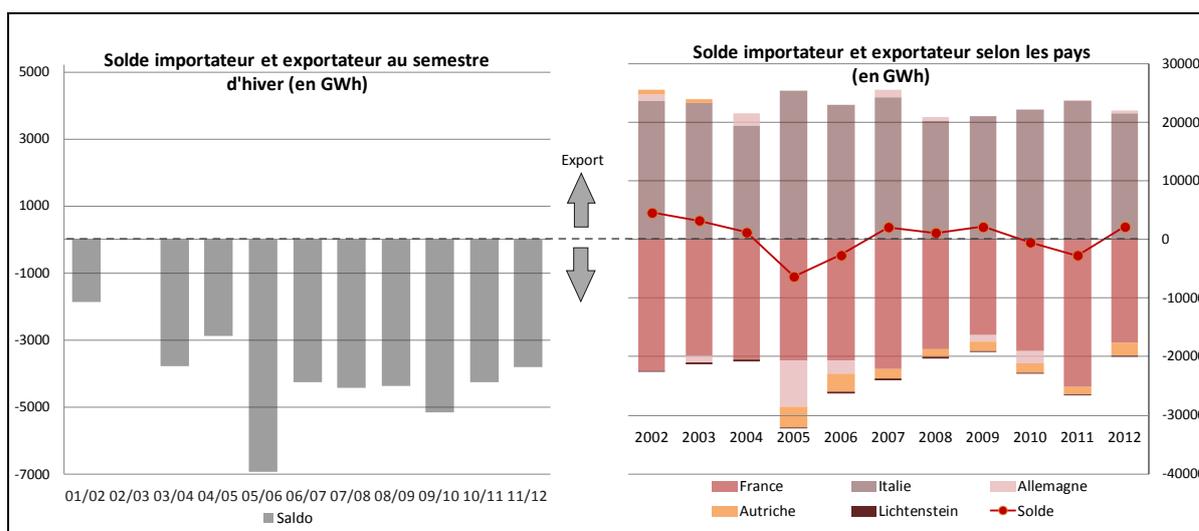


Figure 15: Evolution de la situation exportatrice et importatrice de la Suisse pour les dix derniers hivers et années civiles, solde moyen (ligne rouge) (Source: *Statistique suisse de l'électricité 2012*, pp. 34 ss.)



Les transactions à l'importation et à l'exportation ont évolué toujours plus dans la direction de la bourse et des contrats OTC ces dernières années, c.-à-d. que les contrats à long terme ont considérablement perdu de leur importance. Le volume des échanges extérieurs a fortement augmenté. Les quantités exportées et importées atteignaient respectivement 52 et 47 TWh en 2002, elles ont crû à près de 89 et 87 TWh jusqu'en 2012.

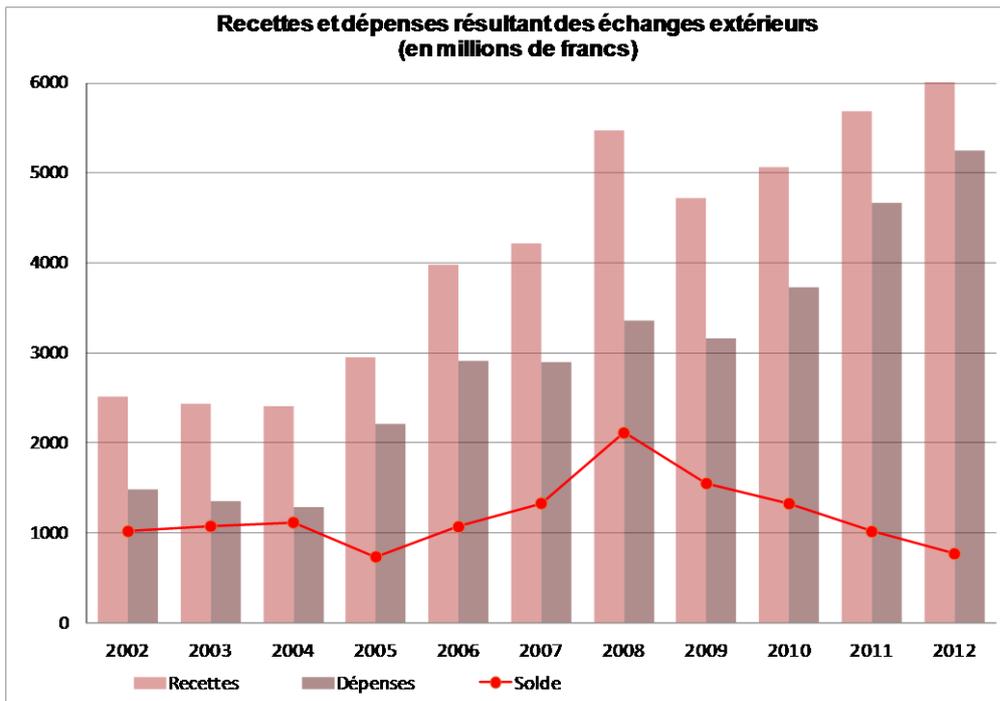


Figure 16: Evolution des recettes et dépenses du commerce international d'électricité, solde moyen (ligne rouge) (Source: *Statistique suisse de l'électricité 2012*, p. 47)

En complément, la figure 16 ci-dessus montre l'évolution financière des échanges extérieurs d'électricité. Le solde a diminué en raison de la baisse des prix du marché en Europe, les différences de prix sur les marchés de gros entre moments de charge de base et de charge de pointe étant devenues minimales. Malgré un volume d'échanges en hausse, les bénéficiaires ont baissé ces quatre dernières années à cause de l'évolution des prix.

5.2 Evolution de la gestion des congestions

Dans le réseau de transport européen, les interconnexions aux frontières sont considérées comme des goulets d'étranglement qu'il s'agit de gérer selon des procédures axées sur les règles du marché en vertu de l'art. 17, al. 1, LApEI. Par analogie aux produits du commerce de l'énergie, les capacités de transport aux frontières sont vendues aux enchères sous forme de produits à long terme (année, mois), *Day-ahead* ou *Intraday*. Les contrats de fourniture à long terme en provenance du parc nucléaire français, notamment, forment l'exception. Pour l'heure, les capacités pour ces livraisons n'ont pas dû être achetées aux enchères, mais bénéficient d'un traitement prioritaire. Jusqu'en 2011, l'ensemble de la capacité du réseau vers la France était attribuée aux contrats à long terme. Depuis 2012, une capacité d'importation d'au moins 610 MW est à la disposition du marché libre.

Dans le contexte des flux d'électricité en Europe continentale, la capacité d'importation disponible au nord (frontières avec la France, l'Allemagne et l'Autriche) revêt une importance cruciale sous l'angle de la sécurité d'approvisionnement de la Suisse. De l'ordre de 4500 MW, celle-ci influence la liquidité



sur le marché suisse de l'électricité, limite le pouvoir de marché des producteurs suisses d'électricité, permet l'accès au marché allemand ou français et influe indirectement sur les possibilités d'importation de l'Italie en provenance de l'Allemagne et de la France.

Il y a encore quelques années, les capacités de transport transfrontalières étaient uniquement allouées par enchères explicites. Comme les capacités sont acquises aux enchères avant la formation des prix de l'énergie, le risque existe qu'elles soient exploitées de manière inefficace, par exemple par l'achat de capacités aux enchères dans le sens équivalant à l'écart de prix ou par des prix de capacité trop élevés. Dans le cadre du troisième paquet énergétique, l'UE s'efforce de répondre à cette inefficacité en introduisant le Market Coupling avec des enchères implicites.¹⁷ Cet objectif européen a un impact direct sur le marché suisse de l'électricité en raison de l'interconnexion des réseaux de transport suisse et européen. Une attribution implicite de la capacité a été introduite sur le marché intraday avec la France et l'Allemagne fin juin 2013.

Le réseau suisse de transport est considérablement chargé par les flux de transit entre le nord et l'Italie. Les produits des enchères, encaissés par Swissgrid, ont permis de réduire les tarifs du réseau de transport depuis 2009 et de financer les investissements. De 2008 à 2011, ils oscillaient entre 60 et 80 millions de francs. Ils ont fait un bond en 2012 pour atteindre 120 millions de francs (cf. fig. 17 ci-après). La hausse s'explique en particulier par les échanges croissants dus à l'augmentation de la volatilité des prix et par l'ouverture d'une partie de la capacité d'importation en provenance de la France pour le marché libre.

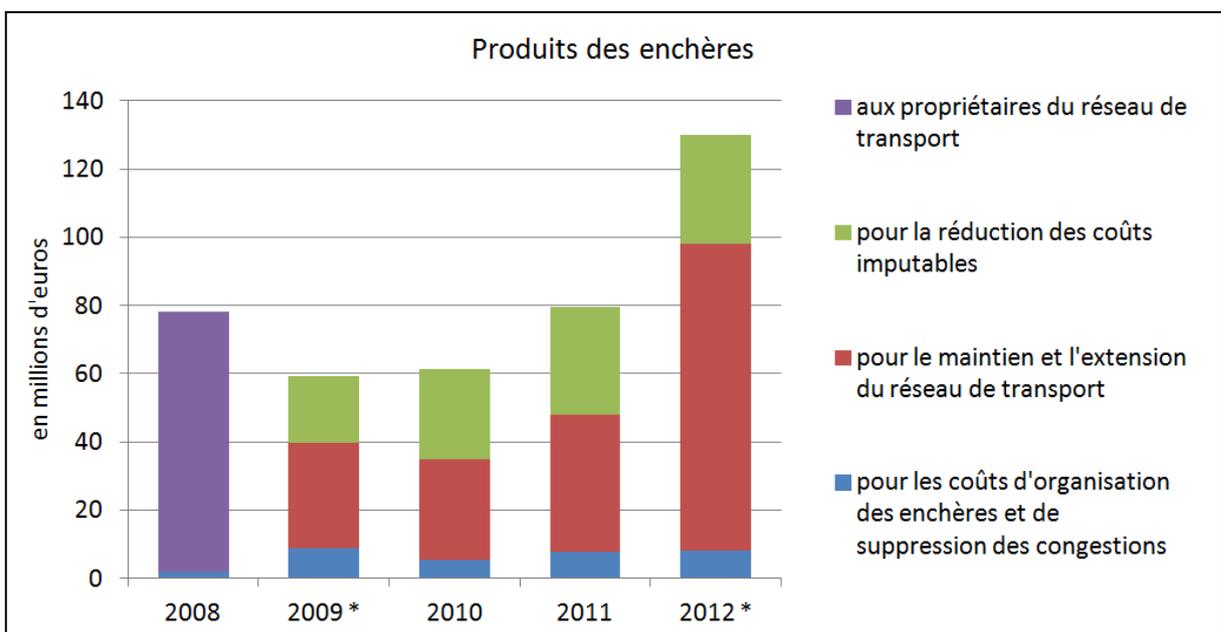


Figure 17: Total des produits d'enchères reçus aux frontières de la Suisse et leur affectation prévue par la loi (* La décision sur l'utilisation des produits d'enchères de 2009 n'est pas encore exécutoire. Les chiffres de 2012 ne sont pas encore définitifs.) (Source: Rapport d'activité de l'EICOM 2012, p. 28)

¹⁷ En cas d'enchère implicite, l'énergie et les capacités de transport sont allouées en même temps.



5.3 Comparaison des prix sur le plan international

Les prix suisses de l'électricité dans l'approvisionnement de base¹⁸ (en vertu des informations tarifaires de l'EICoM) sont comparés ci-après aux prix de l'électricité à l'échelle internationale. Dans cette comparaison, il y a lieu de relever certaines restrictions, à savoir : le mix de production historique, les capacités de réseau lacunaires et donc des zones de prix différentes, la comparaison (partielle) des tarifs de l'approvisionnement de base avec les prix du marché de même que les approches méthodologiques différentes entre les données EUROSTAT et celles relatives au marché suisse (y c. la segmentation des profils de consommation). Il convient aussi de mentionner une comparaison avec 17 pays de l'UE¹⁹ qui ont introduit l'euro, dans laquelle d'autres effets des cours de change n'apparaissent pas.

5.3.1 Ménages privés

Les tarifs de l'approvisionnement de base pour les ménages privés en Suisse (profil H 4) sont inférieurs à ceux appliqués en Allemagne et en Italie et légèrement inférieurs à la moyenne européenne (fourchette de 17 pays) en tenant compte d'un taux de change d'env. 1,205 CHF/EUR. La hausse relative du prix en euro est notamment due à l'effet du taux de change. Comparativement, c'est ce que montre la courbe de prix suisse avec un taux de change variable (TC var.), défini sur la base de la moyenne annuelle.

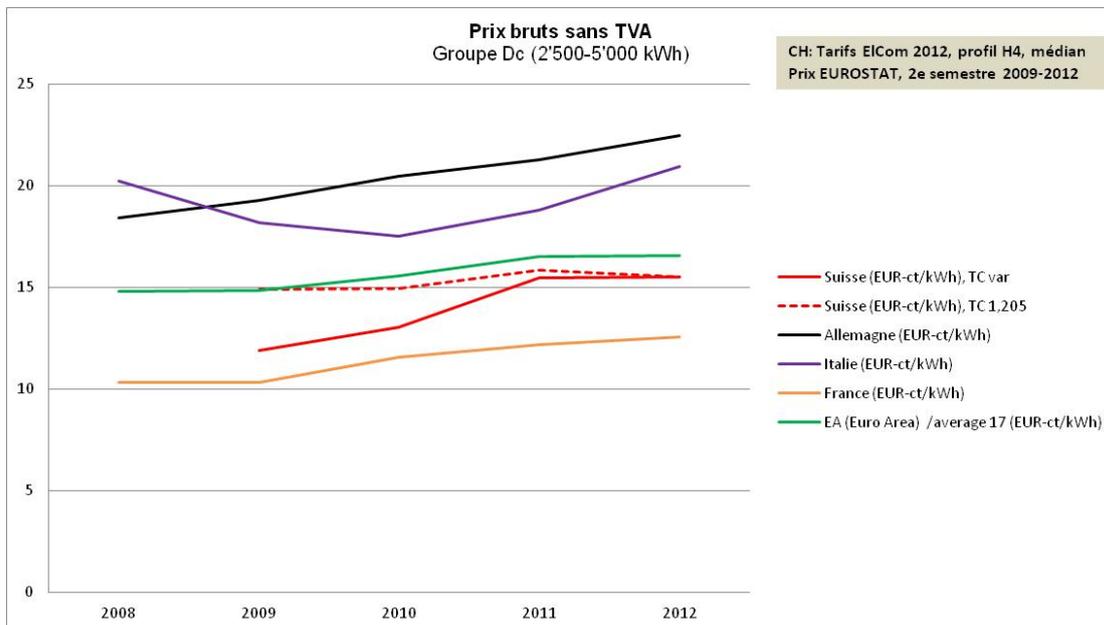


Figure 18: Comparaison des prix sur le plan international (ménages privés) (Source: BDS, 2013, op. cit., p. 30)

Par rapport aux Etats voisins et à la moyenne européenne (plus de 10%), les tarifs de l'approvisionnement de base en Suisse ont moins augmenté entre 2009 et 2012 (env. 4% en moyen-

¹⁸ Ces prix sont aussi ouverts aux clients dont la consommation est supérieure à 100 MWh pour autant que ceux-ci n'aient pas opté pour le marché. Les prix du marché ne sont pas communiqués à l'EICoM.

¹⁹ Belgique, Allemagne, Estonie, Finlande, France, Grèce, Irlande, Luxembourg, Malte, Pays-Bas, Autriche, Portugal, Slovaquie, Slovénie, Espagne, Italie et Chypre.



ne). La raison en est en particulier la hausse des impôts et des redevances (p. ex. en Italie et en Allemagne).²⁰

En recourant aux données EUROSTAT²¹ de 2012, la figure suivante présente la disparité entre la pondération des différentes composantes des prix.

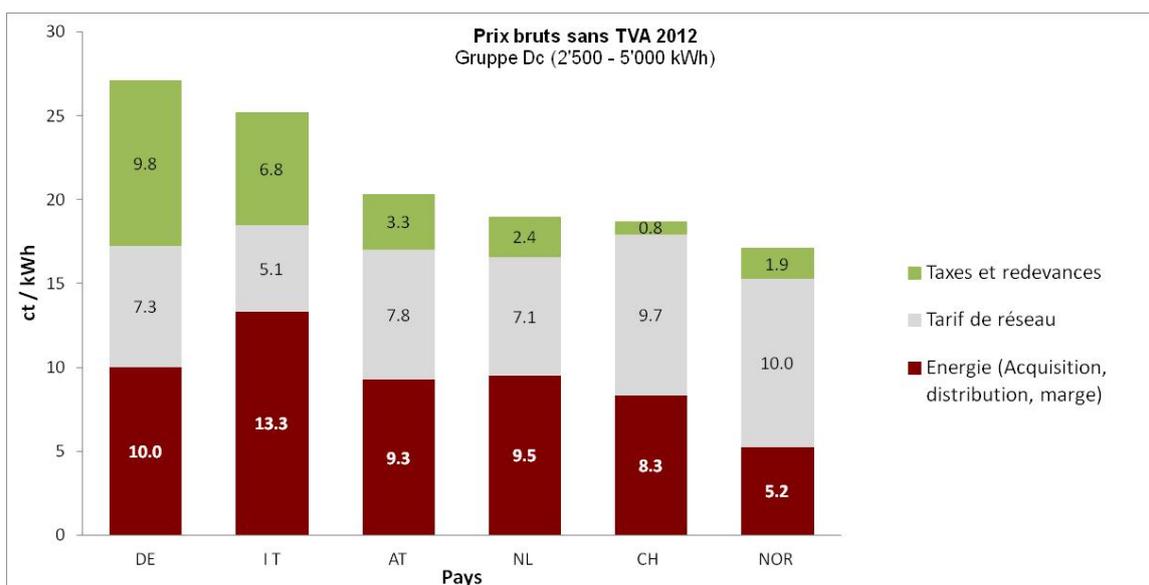


Figure 19: Composition des prix dans plusieurs pays (ménages privés) (Source: BDS, 2013, op. cit., p. 32)

En considérant les différentes composantes des prix, en particulier par rapport à Allemagne avec laquelle le marché suisse est étroitement lié, on remarque que les prix suisses de l'énergie sont comparativement bon marché, mais que les rémunérations pour l'utilisation du réseau sont plus élevées. En comparaison avec l'Allemagne, cette situation s'explique notamment par la topographie des réseaux électriques suisses, mais aussi par la régulation des réseaux applicable depuis 2005 chez notre voisin du nord et la régulation incitative qui y est en vigueur depuis 2009.

²⁰ Le profil H4 a été utilisé pour la Suisse, le groupe Dc pour les données EUROSTAT.

²¹ EUROSTAT, document Electricity Price System, 2013 avec les données de 2012, cf. BDS, 2013, op. cit., p. 31 s.

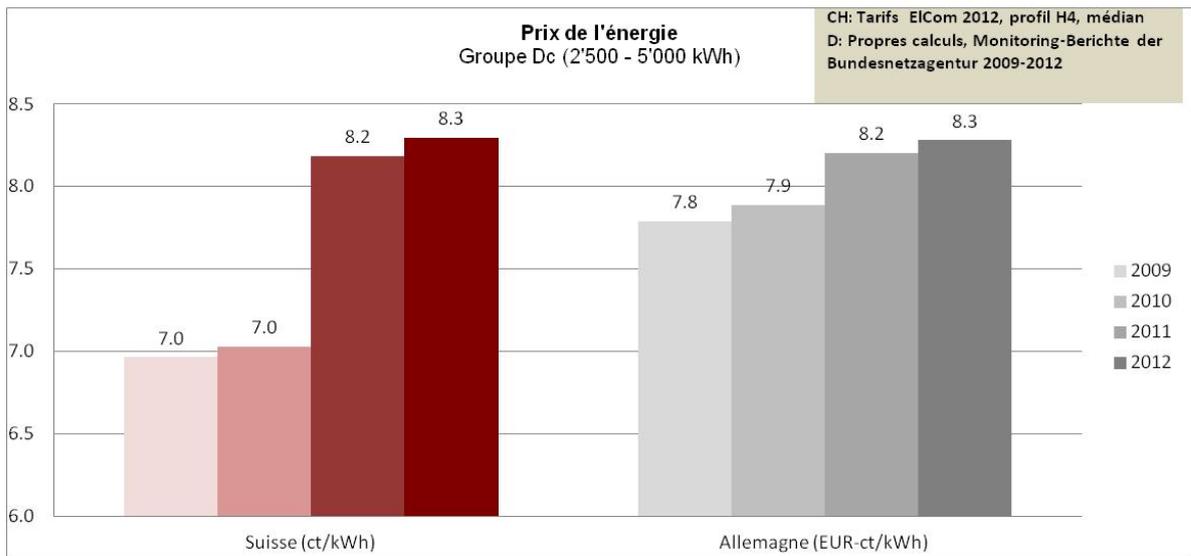


Figure 20: Evolution des composantes des prix de l'énergie (ménages privés) (Source: BDS, 2013, op. cit., p. 33)

Si l'on compare plus attentivement les différentes composantes des prix, les prix de l'énergie sont particulièrement intéressants en raison de leur meilleure comparabilité. La hausse dans le segment des ménages privés en Suisse est due à la forte augmentation des coûts des contrats de fourniture fondés sur les coûts de production en 2011. Dans certaines régions, la plupart des contrats de fourniture ont été adaptés aux prix du marché.

La simplicité des structures et stratégies de distribution est l'une des principales raisons des prix de l'énergie relativement attractifs en Suisse. Les petites entreprises d'approvisionnement en énergie notamment s'en sortent avec des coûts de distribution de près de 60 francs par client et par an (y c. bénéfice de la distribution d'énergie). En Allemagne, on constate en revanche des marges de distribution comparativement élevées de plus de 100 euros par client et par an dans l'approvisionnement de base. Néanmoins, ces marges sont nettement moins élevées pour les offres proposées par les fournisseurs en concurrence sur le marché (50 euros)²² et se situent ainsi dans la fourchette observée en Suisse.

Les rémunérations pour l'utilisation du réseau sont presque restées constantes de 2009 à 2011 avant de chuter en 2012 (cf. fig. 21 et fig. 12). Cela s'explique en particulier par la baisse du tarif pour les services-système, qui a de nouveau diminué en 2013. En comparaison, l'évolution en Allemagne montre que les rémunérations sont restées stables jusqu'en 2011 depuis l'introduction de la régulation incitative. L'augmentation des rémunérations enregistrée en 2012 est due à plusieurs éléments: l'introduction d'un facteur pour les investissements d'extension (notamment les renforcements du réseau pour intégrer les énergies renouvelables) et la disparition des réglementations visant à modérer les prix.

²² Cf. BDS, 2013, op. cit., p. 33 s.

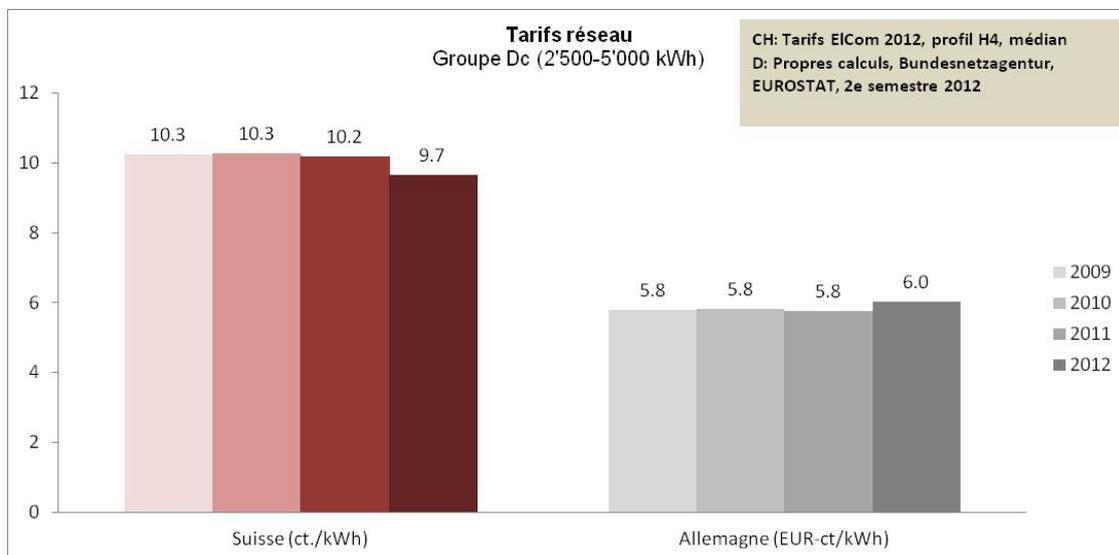


Figure 21: Evolution des composantes des prix du réseau (ménages privés) (Source: BDS, 2013, op. cit., p. 35)

5.3.2 Clients commerciaux

Pour les *petits clients commerciaux* en Suisse, les tarifs de l'électricité (sans TVA) sont dans la moyenne de la présente comparaison internationale, inférieurs cependant aux prix pratiqués en Allemagne et légèrement inférieurs à la moyenne européenne (fourchette de 17 pays, cf. Figure 22).²³

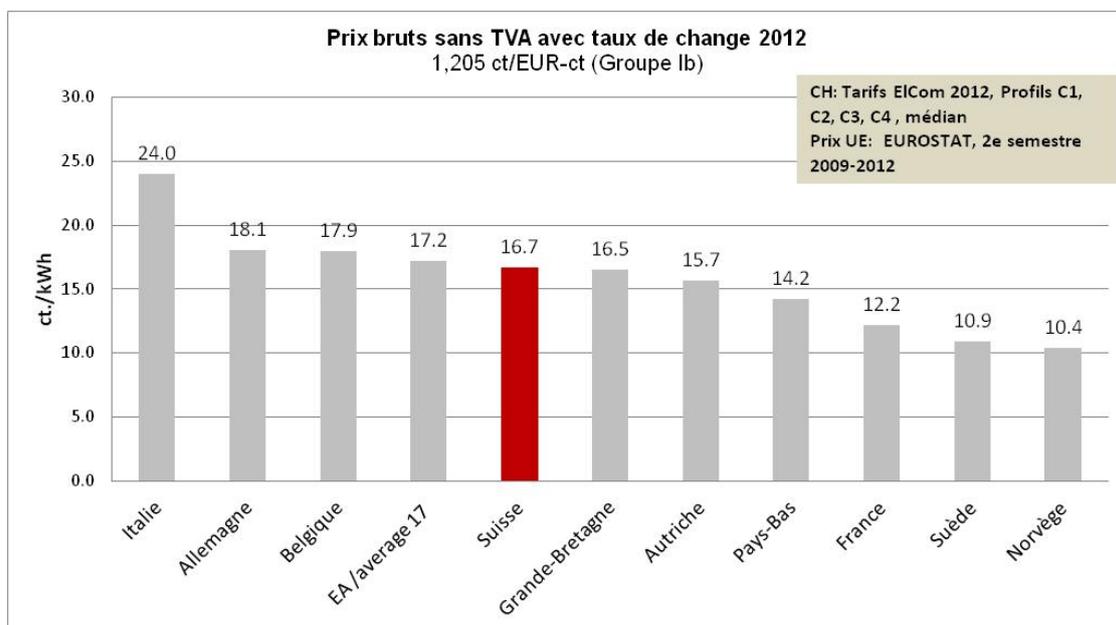


Figure 22: Comparaison des prix entre les pays (petits clients commerciaux) (Source: BDS, 2013, op. cit., p. 36)

²³ La moyenne des tarifs C1, C2, C3 et C4 a été utilisée pour la Suisse, le groupe Ib pour les données EUROSTAT.



Dans l'ensemble, les tarifs de l'électricité pour les petits clients commerciaux ont augmenté moins fortement entre 2009 et 2012 qu'en moyenne européenne (env. 12%). Une nouvelle fois, les raisons en sont surtout les hausses des impôts et redevances (de près de 40% dans l'UE-17). En Allemagne, une concurrence intense pour gagner des clients industriels et commerciaux a entraîné une pression sur les prix de l'énergie (cf. Figure 23) et réduit les marges qui étaient auparavant relativement élevées dans ce segment. La concurrence est ainsi plus intense dans ce segment de marché que dans celui des ménages.

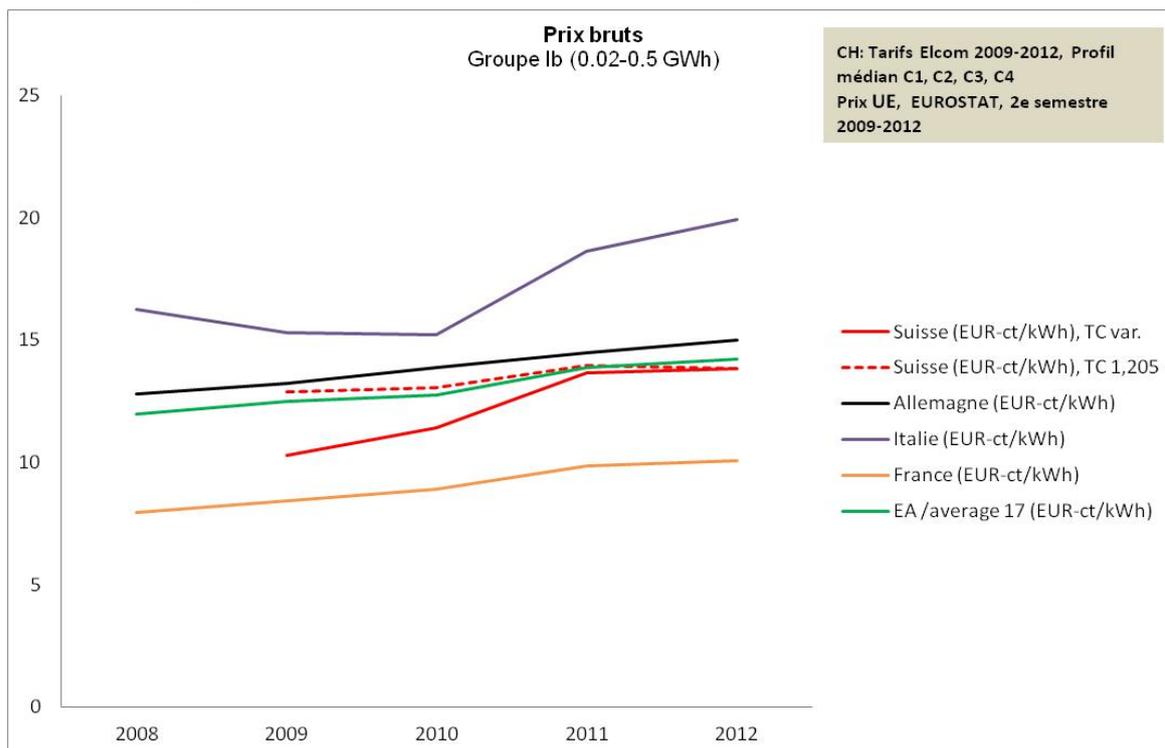


Figure 23: Comparaison des prix sur le plan international (petits clients commerciaux) (Source: BDS, 2013, op. cit., p. 37)

L'évolution des prix suisses de l'énergie dans le segment des petits clients commerciaux montre une tendance à la hausse, contrairement au voisin allemand, partenaire commercial important (Figure 24). Elle s'explique par une augmentation des coûts de production dans l'approvisionnement de base. L'évolution en Allemagne révèle que les prix de l'énergie pour le segment des clients commerciaux (le niveau de prix pour ces derniers est relativement proche du prix du marché) ont baissés.

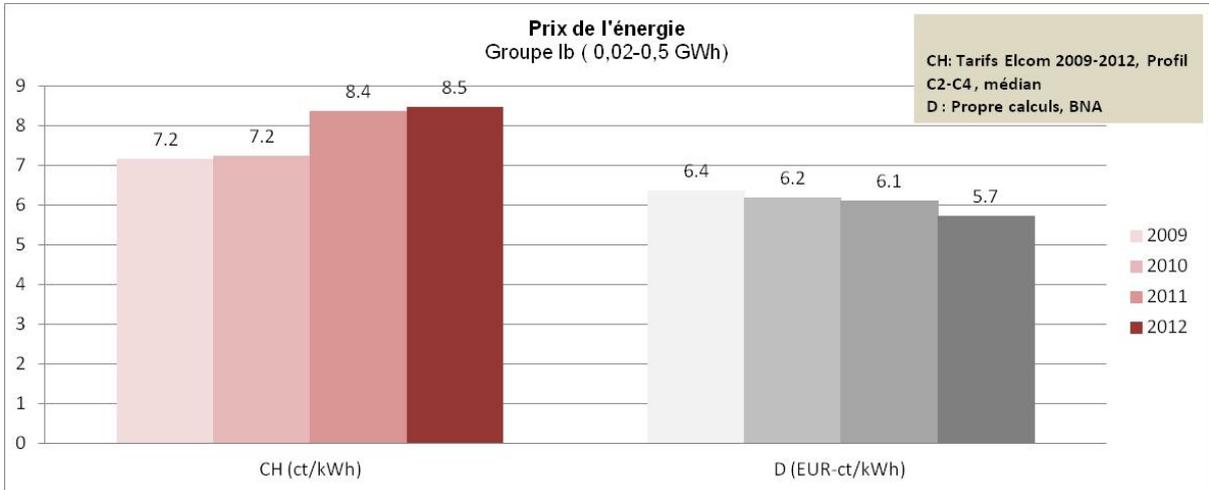


Figure 24: Evolution des composantes des prix de l'énergie (petits clients commerciaux) (Source: BDS, 2013, op. cit., p. 38)

Les rémunérations pour l'utilisation du réseau dans le segment des petits clients commerciaux ont augmenté dans un premier temps en Suisse jusqu'en 2010. Les raisons en sont notamment les coûts de réseau plus élevés suite à la revalorisation de l'infrastructure de réseau, à la hausse des coûts des services-système lors de l'ouverture du marché et aux coûts liés à la libéralisation pour les gestionnaires de réseau (notamment l'adaptation des structures et des processus). Les années suivantes, plusieurs décisions de l'EiCom ont entraîné une tendance à la baisse des tarifs de réseau.

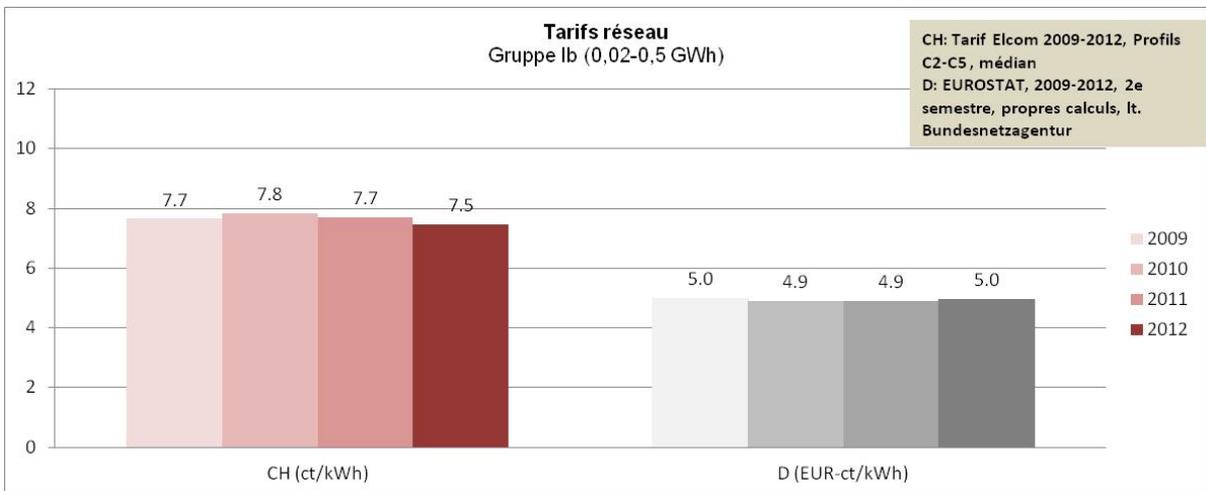


Figure 25: Evolution des composantes des prix du réseau (petits clients commerciaux) (Source: BDS, 2013, op. cit., p. 39)

Dans le *segment des clients commerciaux moyens* également, les tarifs suisses se situent dans la moyenne en comparaison internationale, bien avant l'Allemagne et la moyenne européenne.²⁴ Dans l'ensemble, on observe une fourchette de prix importante. Par rapport aux autres pays européens, les pays nordiques (Suède, Norvège) ont des prix de l'énergie très bas en raison de leur situation de pro-

²⁴ Les tarifs C6 ont été utilisés pour la Suisse, le groupe Ic pour les données EUROSTAT.



duction favorable. Par rapport aux membres de l'UE, les prix bruts ont moins fortement augmenté en Suisse dans le segment des clients commerciaux moyens.

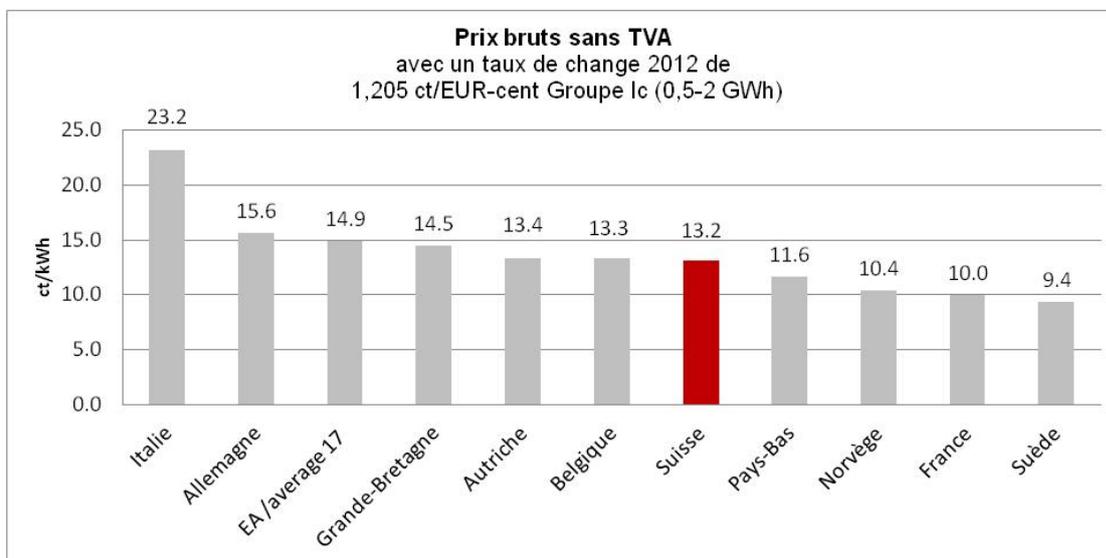


Figure 26: Comparaison des prix entre pays (clients commerciaux moyens) (Source: BDS, 2013, op. cit., p. 40)

En complément de la figure ci-dessus, notons que les prix de l'énergie ont globalement augmenté de 19% pour ce groupe de clients depuis l'introduction de la LApEI, notamment en raison des possibilités limitées de subventionnement croisé sous la LApEI entre petits et grands acheteurs (dans le cadre de l'approvisionnement de base).²⁵ Les rémunérations pour l'utilisation du réseau sont restées stables de 2009 à 2011 avant de baisser de près de 5% en 2012.

5.4 Evaluation synthétique de l'intégration du marché et de la compétitivité

Sous la LApEI, le marché suisse s'est relativement bien développé. Après des problèmes initiaux, une dynamique concurrentielle s'est fait sentir, due en particulier aux prix du marché favorables dans l'UE. On le voit clairement dans l'évolution des échanges extérieurs d'électricité, qui ont été fortement encouragés dans le cadre de la première ouverture du marché. Les consommateurs finaux qui ont accès au marché bénéficient de cette évolution avec des prix à la baisse.

En raison des prix du marché plus bas au sein de l'UE, on enregistre néanmoins une réduction du solde financier en sus de l'augmentation du volume, car les marges ont sensiblement diminué. Une meilleure gestion des congestions du réseau laisse escompter une nouvelle stimulation pour l'intégration du marché, encouragée spécialement par l'introduction d'un Market Coupling.²⁶

En comparaison internationale, la Suisse se situe en dessous de la moyenne UE-17 au niveau des prix, comparativement bien positionnée. On est frappé par les prix de l'énergie relativement bon marché qui sont de plus en plus les prix du marché dans le segment des gros clients. On y perçoit aussi le succès économique de la première étape de l'ouverture du marché, concrétisée par la LApEI. Pour les coûts de réseau, la place de la Suisse est moins enviable. Il faut néanmoins tenir compte de la topographie du pays, qui restreint la comparaison internationale, et de la période assez récente où les

²⁵ Cf. BDS, 2013, op. cit., p. 39 s.

²⁶ Un tel couplage des marchés pourrait notamment être mis en œuvre si la Suisse conclut un accord avec l'UE. A cela s'ajoute qu'un accord sur l'électricité contribue grandement à l'intégration de la Suisse dans le marché de l'UE.



coûts de réseau sont régulés. Pourtant, les chiffres révèlent aussi des potentiels d'efficacité qui seraient p. ex. mieux ciblés grâce à une régulation incitative adaptée aux particularités helvétiques.



6. Synthèse de l'appréciation

L'appréciation de la LApEI et de l'OApEI se déroule sous les aspects partiels «Sécurité d'approvisionnement», «Evolution de la concurrence et des prix», «Potentiel d'amélioration réglementaire et légale». Elle montre, d'une part, à quel point les réglementations sont efficaces, c.-à-d. qu'elles garantissent la sécurité d'approvisionnement et ont renforcé la concurrence en Suisse. On peut considérer que les réglementations sont adéquates quand les moyens utilisés sont appropriés par rapport aux objectifs réalisés. D'autre part, l'appréciation révèle dans quelle mesure le mécanisme réglementaire actuel comporte des possibilités d'amélioration. Une estimation de l'efficacité des réglementations de la LApEI doit notamment tenir compte des coûts de la régulation. Comme présenté à la section 2.5, l'EICOM constitue une autorité de régulation à structure légère en comparaison internationale.

Sécurité d'approvisionnement

En évaluant l'effet de la LApEI et de l'OApEI, on constate que la sécurité d'approvisionnement est stable en Suisse et d'un niveau élevé. C'est ce que montrent les très bons indices dans le domaine des perturbations du réseau en comparaison internationale. En même temps, il y a des signes que les capacités du réseau de transport sont épuisées. La transformation prévue du système énergétique dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050 posera de nouveaux défis en matière de sécurité d'approvisionnement en raison de l'augmentation de la production d'électricité (volatile) irrégulière. Ces défis sont relevés grâce à plusieurs instruments (stratégie Réseaux électriques, feuille de route Smart Grid, reprise de la révision de la LApEI et, de manière prospective, grâce à l'accord visé avec l'UE).

Evolution de la concurrence et des prix

Sur le fond, la LApEI a contribué au développement de la concurrence. La Suisse profite de cette évolution dans la mesure où il y a de meilleures conditions d'achat sur le marché libre pour les consommateurs finaux et les gestionnaires de réseau de distribution qui ont accès au marché. Cette évolution positive est due à l'ouverture partielle du marché et à la baisse des prix de gros dans l'UE. Les bénéficiaires de ce processus sont notamment les consommateurs finaux dans le segment libéralisé, qui ont le choix entre plusieurs offres. Quant au développement général de la concurrence, il faut en principe veiller à ce que les coûts de transaction liés à un changement de fournisseur restent les plus bas possible. Dans le contexte actuel de la libéralisation partielle, les coûts de mesure élevés, en particulier pour les clients qui ont accès au marché mais dont la consommation est comparativement faible, entravent l'entrée sur le marché. Il faudrait donc veiller à ce que les coûts de changement soient aussi bas que possible en cas d'ouverture totale du marché.

Dans tous les secteurs, les prix suisses à la consommation finale sont inférieurs à la moyenne UE-17.²⁷ Les prix de l'énergie sont comparativement bas, et en particulier les impôts et redevances. Les prix de l'approvisionnement de base pour les ménages sont restés relativement stables depuis l'introduction de la LApEI. C'est aussi le cas pour les gros clients industriels. Pour une présentation détaillée, veuillez comparer les explications au chapitre 5.3, qui se fonde sur une étude réalisée sur mandat de l'OFEN.²⁸

²⁷ La moyenne UE-17 a été choisie afin de limiter la conversion en euro (influence des taux de change).

²⁸ Voir l'étude plusieurs fois citée de BDS et publiée par l'OFEN.



Potentiel d'amélioration dans la régulation actuelle (du réseau)

Il est crucial de mentionner que les imputations des coûts à d'autres acteurs que les consommateurs finaux selon le principe de causalité ne sont pas suffisamment réglées dans la loi (tarifs des services-système, énergie de compensation, manque à gagner dû à l'ITC). D'autres unités d'imputation comme les groupes-bilan ne figurent pas dans la LApEI, ce qui limite la possibilité d'imputer les coûts selon le principe de causalité. A cet égard, il y a lieu de créer de nouvelles bases légales et/ou de préciser les bases existantes.

Pour les services-système, il faut veiller à une organisation du marché la plus liquide possible en tenant compte du système dans son ensemble. D'autres possibilités d'intervention sur le marché des services-système peuvent revêtir une grande importance si celui-ci n'est pas liquide pour contrer un éventuel pouvoir de marché. Il convient de surveiller ce point dans le cadre du futur développement du marché.

Pour prévenir des coûts de mesure élevés, qui constituent une barrière à l'entrée sur le marché, un benchmarking de ces coûts pourrait être effectué – en lien avec une mise en œuvre stricte de l'actuelle règle des 600 francs – de manière à fixer plus précisément une limite supérieure des prix axée sur les règles du marché.

Du point de vue de la pratique réglementaire suisse, il est en outre difficile, dans le cadre actuel, d'imposer des contrôles étendus de l'autorité de régulation dans certains domaines (p. ex. contrôle des coûts d'exploitation). Cela peut limiter l'efficacité de la régulation.

Développement de la LApEI

Dans le contexte de la Stratégie énergétique 2050 et du développement d'un réseau plus intelligent, on ne peut que constater un besoin de régulation supplémentaire. La LApEI doit être adaptée aux nouveaux défis de manière appropriée. En outre, cela permettrait de combler des lacunes réglementaires dans la loi, comme esquissé ci-dessus. Cela englobe aussi la régulation des réseaux dits de faible envergure. En cas de révision de la loi, il faudrait par ailleurs aborder la question de la réglementation appropriée des rémunérations pour l'utilisation du réseau (p. ex. l'introduction d'une régulation incitative, la structure des composantes «puissance» dans la tarification). Cette question figurait au premier plan jusqu'au gel de la révision de la LApEI suite à la catastrophe de Fukushima et à la nouvelle stratégie énergétique qui en a découlé. En cas de développement de la LApEI, il ne faut pas oublier que des incertitudes juridiques peuvent voir le jour jusqu'à l'établissement d'une nouvelle jurisprudence.

Intégration du marché suisse dans l'UE

Dans le contexte de l'accord visé avec l'UE dans le domaine de l'électricité, la compatibilité avec le cadre européen gagne en importance. En sus d'une nouvelle ouverture du marché, cela concerne avant tout la mise en œuvre des exigences du règlement européen REMIT, les améliorations dans la gestion des congestions et la nouvelle structure de l'approvisionnement de base. Une intégration étendue du marché suisse dans le marché européen améliore les possibilités commerciales du secteur helvétique et renforce ainsi la plaque tournante énergétique qu'est la Suisse qui, avec ses modèles d'affaires traditionnels, doit relever de nouveaux défis suite à la baisse des prix de gros.

Evolution actuelle et future du marché

Parmi les résultats positifs sous la LApEI, relevons à la fois le développement de la concurrence et l'intensification du commerce international d'électricité. En Suisse, le marché de gros s'est en outre bien développé et pourrait encore se renforcer avec l'introduction d'un marché à terme. Sur ce point,



les réglementations de base de la LApEI sont appropriées. Pour conclure, notons que l'ancrage d'une ouverture complète du marché dans la LApEI pourrait aussi favoriser la sécurité d'approvisionnement de la Suisse grâce à une meilleure intégration du marché.



Références pertinentes:

BET Dynamo Suisse (BDS), Markt- und Wettbewerbsanalyse zum Bericht des BFE und der EICom nach Art 27 Abs. 3 StromVV, Zofingen 2013.

Commission fédérale de l'électricité (EICom), Rapport d'activité 2012, Berne 2013.

Council of European Energy Regulators (CEER): 5th CEER benchmarking report on the quality of electricity supply 2011. Brussels.

European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E): System Adequacy Retrospect 2008–2011 (SAR), Brussels.

Office fédéral de l'énergie, Statistique globale suisse de l'énergie 2012, Berne 2013.

Office fédéral de l'énergie, Statistique suisse de l'électricité 2012, Berne 2013.

Office fédéral de l'énergie, Statistique des aménagements hydroélectriques de la Suisse (état: 1.1.2013), SAHE, Berne 2013

Office fédéral de l'énergie, Schweizerische Statistik der erneuerbaren Energien, Ausgabe 2012 – Vorabzug, Berne 2013.

Office fédéral de l'énergie, Revision Stromversorgungsgesetz, Schlussbericht der Arbeitsgruppe Systemdienstleistungen, Berne 2011.

Office fédéral de l'énergie, Thermische Stromproduktion inklusive Wärmekraftkopplung (WKK) in der Schweiz 2011, Berne 2012.

Office fédéral de l'énergie, Consultation concernant une bourse de l'électricité dans le cadre d'un possible Market Coupling, Résumé des principales conclusions, Berne 2013.