



2 octobre 2012

Etat des travaux au 02-10-2012

Modification de l'ordonnance du 14 mars 2008 sur l'approvisionnement en électricité (OApEI; RS 734.71)

Rapport explicatif

1. Situation initiale

L'ordonnance du 14 mars 2008 sur l'approvisionnement en électricité (OApEI) est entrée en vigueur le 1^{er} avril 2008.

Le 25 mai 2011, le Conseil fédéral a opté pour une sortie progressive du nucléaire suite au grave accident au niveau du réacteur de la centrale de Fukushima. Il entend toutefois continuer de garantir à l'avenir l'actuelle sécurité de l'approvisionnement. Celle-ci se caractérise par une qualité élevée, une bonne disponibilité, une production en grande partie exempte de rejets de CO₂ et des prix compétitifs. Une sortie progressive du nucléaire laisse le temps nécessaire pour mettre en œuvre la nouvelle politique énergétique et transformer le système énergétique.

La stratégie énergétique de la Suisse doit être réorientée pour couvrir la partie de l'offre d'électricité appelée à disparaître suite au non-remplacement des centrales nucléaires. La stratégie énergétique 2050 en constitue la base politique.

Le renforcement demandé de l'offre d'électricité décentralisée s'inscrit également dans cette réorientation de la politique énergétique de la Suisse. La mise en œuvre de cette exigence nécessite des efforts financiers en ce sens de la part des gestionnaires de réseau suisses. Dans le même temps, il convient aussi de veiller à aménager et à régler les possibilités économiques des gestionnaires de réseau de manière adéquate, notamment dans la perspective de l'ouverture du marché suisse dans le domaine de l'électricité.

Les investissements supplémentaires dans l'infrastructure du réseau résultant de la stratégie énergétique 2050 concernent le réseau de transport et plus particulièrement le réseau de distribution. Les investissements nécessaires jusqu'en 2050 sont estimés actuellement à environ 3,9 à 12,6 milliards de francs s'agissant du réseau de distribution et à près de 2,5 milliards de francs s'agissant du réseau de transport. L'OApEI doit être modifiée afin de créer des conditions économiques durables pour ledit développement du réseau. Cette modification porte sur des aspects centraux réglant les conditions financières de l'ouverture du marché de l'électricité compte tenu de la sécurité de l'approvisionnement requise ainsi que les conditions de l'accès au réseau. Il s'agit principalement de la rémunération des investissements des gestionnaires de réseau ainsi que de l'élimination de situations de pertes dues à la régulation, dans le cadre du statu quo de la régulation au niveau de l'approvisionnement de base. Il a également été procédé à une adaptation des conditions-cadres pour les investissements des chemins de fer suisses fédéraux et privés dans le domaine de l'approvisionnement en électricité, étant donné l'importance du sujet dans le contexte de la stratégie énergétique 2050.

La planification dans le temps de la présente révision se fait, dans la mesure du possible, en parallèle avec l'élaboration d'une stratégie «Réseaux électriques». Cette dernière doit venir étayer la nouvelle politique énergétique du point de vue de la planification des réseaux. Le Conseil fédéral estime important de travailler en harmonie, afin de définir a priori des conditions économiques claires pour le développement à venir du réseau.



2. Continuité dans les domaines de la coopération et de la subsidiarité

L'ordonnance existante a repris les principaux fondements de la régulation de la branche (Modèle de marché pour le courant électrique - Suisse, MMEE-CH), dans la mesure où cela est opportun et satisfait ainsi à l'art. 3, al. 2 de la loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEI; RS 734.7). La présente révision n'apporte aucun changement à cette coopération et à cette subsidiarité.

3. Explications relatives à la modification des différentes dispositions

3.1. Art. 1, al. 3 OApEI

Contexte

L'art. 1, al. 3 OApEI doit être adapté de manière à ce que les raccordements au réseau des centrales combinées (production à une fréquence de 50 Hz avec convertisseur de fréquence intégré 50 Hz/16,7 Hz) soient, d'une part, exonérés de la rémunération pour l'utilisation du réseau dans certains cas de figure d'exploitation du convertisseur de fréquence et soient, d'autre part, concernant la réglementation de la rémunération pour l'utilisation du réseau, assimilés aux entreprises partenaires sans convertisseur de fréquence produisant à une fréquence de 50 Hz et aux entreprises partenaires sans convertisseur de fréquence produisant de manière combinée à une fréquence de 16,7/50 Hz.

Dans le domaine du système de courant de traction, une adaptation de l'OApEI est nécessaire, afin d'améliorer et de rendre plus durables les incitations données aux CFF à investir. Contrairement au système d'approvisionnement général en électricité (50 Hz), le système de courant de traction utilise une fréquence de 16,7 Hz. Un réseau de transport du courant de traction a pour fonction importante de transporter l'énergie de traction produite en vue d'approvisionner le réseau de lignes de contact nécessaire à l'exploitation des chemins de fer.

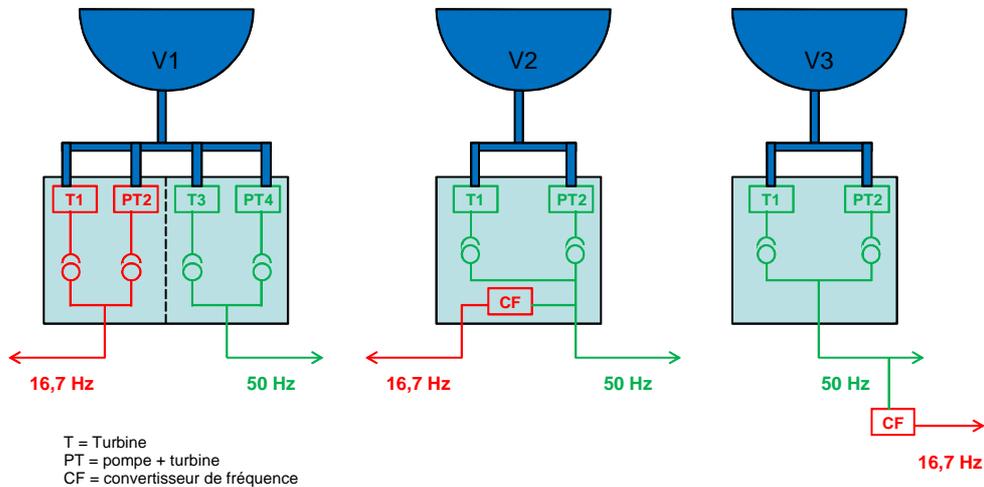
Modification et explications

Les CFF et 13 chemins de fers privés de Suisse exploitent leurs propres centrales et réseaux. Les CFF gèrent actuellement plus de 90 % du réseau de transport du courant de traction. Une grande partie de leurs centrales sont des entreprises partenaires auxquelles il est fait appel non seulement pour produire du courant à une fréquence de 50 Hz, mais aussi pour produire du courant à une fréquence de 16,7 Hz. Les trois variantes suivantes de configuration de centrale entrent en ligne de compte comme entreprise partenaire (cf. graphique 1):

1. Centrale avec machines séparées et raccordement au réseau pour les fréquences 16,7 Hz et 50 Hz;
2. Centrale avec machines 50 Hz uniquement, un convertisseur de fréquence intégré dans la centrale pour transformer le courant 50 Hz à une fréquence de 16,7 Hz (et vice versa) et raccordement au réseau pour les fréquences 16,7 Hz et 50 Hz;
3. Centrale avec machines 50 Hz uniquement sans convertisseur de fréquence sur place et raccordement au réseau uniquement pour la fréquence 50 Hz.



Graphique 1: Configurations de raccordement des entreprises partenaires



La variante 1 correspond à la configuration de centrale actuelle des entreprises partenaires des CFF. Au sein de la centrale, les machines pour la fréquence 16,7 Hz et celles pour la fréquence 50 Hz sont séparées. La gestion du lac se fait de manière individuelle, chaque partenaire annonce, par exemple, ses besoins de production ou de pompage pour sa part des eaux. Il n'y a pas de taxe pour l'utilisation du réseau, ni pour la production à une fréquence de 16,7 Hz et de 50 Hz, ni pour la consommation pour ses propres besoins et le fonctionnement des pompes (conformément à l'art. 4, al. 1b LApEI).

Les variantes 2 et 3 ne comportent que des machines pour la production à une fréquence de 50 Hz. Dans la variante 2, le courant produit dans la centrale peut être transformé en courant 16,7 Hz avec un convertisseur de fréquence sur le jeu de barres (barre omnibus) 50 Hz de la centrale et injecté dans le réseau, le courant consommé dans la centrale (pour faire fonctionner les pompes ou pour les propres besoins) peut être prélevé directement à une fréquence de 50 Hz ou transformé depuis une fréquence de 16,7 Hz en courant de fréquence 50 Hz grâce à un convertisseur de fréquence. Un convertisseur de fréquence permet de concevoir les générateurs et les pompes d'une entreprise partenaire uniquement pour la fréquence 50 Hz.

La flexibilité d'utilisation pour les CFF et leurs partenaires s'en trouve accrue: la puissance globale de l'installation peut être utilisée tant pour la production à une fréquence de 50 Hz que pour celle à une fréquence de 16,7 Hz et contribue ainsi à la sécurité de l'approvisionnement. Par ailleurs, des synergies peuvent être mises à profit lors de la construction et de l'exploitation de la centrale, étant donné que des systèmes redondants pour les fréquences 16,7 Hz et 50 Hz ne sont pas nécessaires. Les coûts d'investissement pour une installation 50 Hz sont également moins élevés.

Conformément à l'art. 2, al. 2b OApEI, le jeu de barres (barre omnibus) 50 Hz de la centrale est considérée comme un composant du réseau de transport. Une rémunération pour l'utilisation du réseau doit donc être acquittée pour le prélèvement de courant par le biais du convertisseur de fréquence, ce qui désavantage la variante 2 par rapport à l'actuelle variante 1 concernant la réglementation de la rémunération pour l'utilisation du réseau et constitue une entrave aux investissements dans la nouvelle technologie (variante 2).

Comme la variante 2, la variante 3 ne comporte que des machines pour la production à une fréquence de 50 Hz. Le convertisseur de fréquence n'est toutefois pas relié au jeu de barres (barre omnibus) de



la centrale, mais se trouve à l'extérieur (à une distance importante le cas échéant). Aucune rémunération pour l'utilisation du réseau ne doit être versée pour le courant prélevé dans la centrale (pour faire fonctionner les pompes ou pour les propres besoins) conformément à l'art. 4, al. 1b LApEI. En revanche, des taxes pour l'utilisation du réseau sont dues pour l'injection dans le réseau 16,7 Hz via le convertisseur de fréquence. La présente proposition de modification n'y change rien.

La législation actuelle de l'art. 1, al. 3 OApEI constitue une entrave aux investissements dans la nouvelle technique (entreprise partenaire produisant à une fréquence de 50 Hz avec convertisseur de fréquence intégré), étant donné que le réseau de transport exploité à une fréquence de 16,7 Hz est considéré comme un consommateur final et que selon l'art. 2, al. 2b OApEI, le convertisseur de fréquence sur le jeu de barres (barre omnibus) de la centrale est classé comme un composant du réseau, d'où l'obligation de verser des rémunérations pour l'utilisation du réseau (pour le fonctionnement des pompes ou pour les propres besoins). Compte tenu de la législation actuelle, le choix de la technologie (centrales 16,7 Hz vs. 50 Hz) influence donc la rentabilité de la centrale.

D'après leurs propres indications, les CFF vont investir dans les années à venir plusieurs centaines de millions de francs dans la construction de nouvelles installations et la modernisation d'installations de production existantes. Au cours des prochaines années, les CFF vont ainsi devoir prendre des décisions d'investissement importantes qui impliqueront un choix entre les différentes technologies décrites. Une entreprise partenaire produisant à une fréquence de 50 Hz avec convertisseur de fréquence intégré ne devrait pas être désavantagée par rapport à une entreprise partenaire produisant à une fréquence de 50 Hz/16,7 Hz concernant les rémunérations pour l'utilisation du réseau. La nouvelle réglementation satisfait à cette préoccupation.

L'art. 1, al. 3 OApEI doit être adapté comme suit pour que des rémunérations pour l'utilisation du réseau ne doivent pas être versées, suite à l'utilisation du convertisseur de fréquence intégré à la centrale dans le cadre de l'exploitation de cette dernière:

Le convertisseur de fréquence est donc uniquement exonéré de la rémunération pour l'utilisation du réseau lorsque le courant transformé est en relation directe avec la production dans la centrale. Tel est le cas quand le courant produit dans les machines 50 Hz est injecté simultanément dans le réseau à 16,7 Hz par le biais du convertisseur de fréquence intégré dans la centrale. On entend par *simultanément* un enregistrement de la puissance sur une base de 15 minutes. Par transformation *au même endroit* du courant 50 Hz en courant 16,7 Hz (et vice versa) grâce au convertisseur de fréquence, on entend une unité locale, rentable et fonctionnelle. Pour être exonéré de la rémunération pour l'utilisation du réseau, le convertisseur de fréquence doit être intégré directement dans la centrale.

Il peut arriver que le courant injecté via le convertisseur de fréquence dans le réseau à 16,7 Hz provienne du réseau à 50 Hz (lorsque les turbines de la centrale ne fonctionnent pas ou produisent du courant d'une puissance inférieure à celle requise par le réseau à 16,7 Hz) et ne soit pas en relation directe avec la production dans la centrale. Dans ce cas, le convertisseur de fréquence est considéré comme un consommateur final par rapport au réseau à 50 Hz et la rémunération pour l'utilisation du réseau doit être acquittée. L'exonération de la rémunération pour l'utilisation du réseau vaut donc seulement en cas de production de courant 50 Hz suffisante en termes de puissance, ce qui signifie que l'exonération de la rémunération pour l'utilisation du réseau s'applique uniquement à la quantité de courant et à la puissance passant par le convertisseur de fréquence qui est produite également simultanément dans l'installation étroitement reliée, dans le cadre du contingent de l'entreprise partenaire destiné aux CFF.



Un autre cas peut se présenter en cas de consolidation avec échange d'eau entre les partenaires (un partenaire fait fonctionner ses turbines au même moment où un autre partenaire fait fonctionner ses pompes). Si seul le volume net est produit ou pompé, il se peut qu'il soit moins turbiné dans les faits par rapport aux besoins virtuels de turbinage des CFF ressortant de leur propre horaire. Cependant, en vue de l'exonération de la rémunération pour l'utilisation du réseau, ce n'est pas la production virtuelle de la centrale qui est déterminante, mais sa production effective.

L'exploitant de la centrale doit pouvoir attester la quantité de courant prélevée par le biais du convertisseur de fréquence depuis le réseau à 50 Hz et pertinente pour la centrale (issue de la propre production et pour les propres besoins et le fonctionnement des pompes) et celle non pertinente pour la centrale (pour l'injection générale dans le réseau à 16,7 Hz). On peut ainsi garantir qu'il est possible de faire la distinction entre les différents cas de figure de l'exploitation.

Concernant la variante 3 (convertisseur de fréquence à l'extérieur de la centrale), la rémunération reste inchangée suite à la présente modification de l'ordonnance; le prélèvement de courant au niveau du réseau à 50 Hz pour le convertisseur de fréquence situé en dehors de la centrale continue de donner lieu à une rémunération pour l'utilisation du réseau.

Comme déjà mentionné, cette nouvelle technologie permet une plus grande flexibilité d'utilisation des centrales pour les CFF et leurs partenaires et contribue ainsi de manière importante à la sécurité de l'approvisionnement. D'autre part, la plus grande capacité des centrales pour l'approvisionnement en courant 50 Hz peut nécessiter de renforcer le réseau et entraîner éventuellement des coûts de services système pour cause de réserve de puissance supplémentaire. Les coûts enregistrés par le gestionnaire de réseau sont supportés par tous les consommateurs finaux en vertu du modèle de soutirage (selon l'art. 4, al. 1, let. b, LApEI). Pour le cas de figure normal où la production est injectée dans le réseau à 16,7 Hz via le convertisseur de fréquence, le réseau à 50 Hz n'est pas concerné.

Cette application vaut uniquement pour les CFF en tant qu'utilisateurs du réseau avec un convertisseur de fréquence 50 Hz/16,7 Hz intégré dans la centrale pour le cas de figure d'exploitation décrit précédemment et n'est pas transposable pour d'autres utilisateurs du réseau.

3.2. Art. 4, al. 1 OApEI

Modification

La dernière phrase de l'art. 4, al. 1 OApEI est supprimée.

Explications

L'art. 4, al. 1 OApEI prévoyait jusqu'ici que la composante tarifaire due pour la fourniture d'énergie aux consommateurs finaux avec approvisionnement de base se fonde sur les coûts de production d'une exploitation efficace et sur les contrats d'achat à long terme du gestionnaire du réseau de distribution. Si les coûts de production dépassent les prix du marché, la composante tarifaire s'appuie sur les prix du marché.

Ce recours à la valeur la plus basse de ces deux grandeurs peut se traduire par des pertes pour les gestionnaires du réseau de distribution, lorsque le prix du marché est inférieur aux coûts de production. Ces pertes sont certes conformes au marché: en effet, dans une situation de concurrence, il n'y aurait pas de vente au-delà du prix du marché. Mais ces pertes ne sont pas compensées par des gains correspondants lorsque les coûts de production sont inférieurs aux prix du marché. On peut également supposer que la réglementation existante n'incite pas suffisamment à produire de manière



efficace en termes de coûts, lorsque les coûts de production sont déjà inférieurs au prix du marché. Par ailleurs, les investissements dans les installations de production d'énergie renouvelable qui ne sont pas enregistrées dans un système d'encouragement sont freinés, étant donné que les coûts de production sont souvent supérieurs aux prix du marché.

Au sens de l'approvisionnement de base et d'une rémunération correspondante des gestionnaires du réseau de distribution, il est donc indiqué, tout au moins jusqu'à la deuxième étape de l'ouverture du marché, que la composante tarifaire due pour la fourniture d'énergie aux consommateurs finaux avec approvisionnement de base se fonde *uniquement* sur les coûts de production d'une exploitation efficace et sur les contrats d'achat à long terme du gestionnaire du réseau de distribution. De la sorte, les gestionnaires du réseau de distribution ne subissent pas de pertes qu'ils ne peuvent compenser par un autre biais et le caractère équitable des tarifs d'électricité est également préservé. Cela est particulièrement important au vu des objectifs de la nouvelle stratégie énergétique de la Confédération qui se traduit par la nécessité de nouveaux investissements, notamment aussi dans le domaine des énergies renouvelables.

En outre, cette modification correspond sur le fond à l'adaptation de la pratique ressortant de la directive 3/2012 de l'EiCom. Il est expliqué dans cette directive que l'EiCom n'applique pas l'art. 4, al. 1, 2^e phrase, OApEI. En plus de souligner l'éventualité de pertes pour les gestionnaires de réseau, cette directive indique également que les prix de gros qui étaient utilisés jusqu'alors pour déterminer les prix du marché ne peuvent pas servir de base pour vérifier les prix pratiqués à l'encontre des consommateurs finaux. En outre, les prix de gros ne comportent pas de rémunération d'une possible valeur ajoutée écologique, étant donné qu'ils se fondent uniquement sur les produits du marché gris.

L'examen des coûts de production d'une exploitation efficace continue d'incomber à l'EiCom. Le schéma de calcul appliqué jusqu'ici par l'EiCom en vertu de la directive 5/2008 a été repris tel quel dans la nouvelle directive 3/2012.

D'autres retombées économiques souhaitables ne peuvent par contre pas être atteintes par le biais de la nouvelle réglementation, comme par exemple des incitations accrues à produire de manière efficace en termes de coûts. C'est pourquoi le Conseil fédéral continue de privilégier une conception de l'approvisionnement de base plus conforme au marché dans le cadre de la mise en œuvre de la deuxième étape de l'ouverture du marché, grâce à des tarifs d'électricité axés sur les prix du marché. La règle introduite par la présente modification se justifie également dans un éventuel contexte transitoire, étant donné qu'elle réduit directement les déficits existants par comparaison avec le statu quo, notamment les possibles situations de perte, et crée un cadre réglementaire pouvant mieux être mis en œuvre par le régulateur.

3.3. Art. 5, al. 1 et 6 OApEI

Modifications

L'art. 5 OApEI est modifié comme suit:

1 La société nationale du réseau de transport, les gestionnaires de réseau, les producteurs et les autres acteurs concernés prennent les mesures préventives nécessaires pour assurer l'exploitation sûre du réseau. Ils le font en tenant compte des accords internationaux, des normes et recommandations des organisations techniques reconnues, notamment de l'«European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E)» et des recommandations de l'Inspection fédérale de la sécurité nucléaire.

6 L'Office fédéral de l'énergie (OFEN) peut fixer des exigences techniques et administratives minimales concernant un réseau sûr, performant et efficace; il peut déclarer obligatoires des dispositions



techniques et administratives de normes et recommandations édictées par des organisations techniques reconnues.

Explications

Depuis le 1^{er} juillet 2009, les tâches organisationnelles de l'«Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity (UCTE)» sont assumées par l'«European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E)» (en français, réseau européen des gestionnaires de réseau de transport d'électricité). Il convient donc de modifier le texte des deux alinéas en conséquence (notamment de l'«European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E)» et de normes et recommandations édictées par des organisations techniques reconnues). De plus, il convient d'observer les recommandations de l'Inspection fédérale de la sécurité nucléaire (IFSN) en sa qualité d'autorité de surveillance, étant donné que du point de vue de l'IFSN les règles de l'ENTSO-E ne couvrent pas tous les aspects déterminants pour la sécurité.

3.4. Art. 13, al. 3, let. b OApEI

Contexte

Le niveau et donc la fixation de la valeur du WACC est l'un des principaux facteurs déterminant la propension à investir des gestionnaires de réseau. WACC est l'abréviation de «Weighted Average Cost of Capital». Le WACC correspond au rendement moyen du capital d'une entreprise, le capital se composant des fonds propres et des capitaux étrangers. Du point de vue de la méthode, le WACC peut être assimilé plus ou moins à l'intérêt classique calculé et décrit les coûts d'opportunité des bailleurs de fonds. Il exprime le rendement que les bailleurs de fonds peuvent attendre en moyenne pour le capital engagé, compte tenu du risque encouru.

La détermination du WACC est axée sur le passé. La détermination du coût des fonds propres fait appel au CAPM («Capital Asset Pricing Model»). Il s'agit d'un modèle traditionnel de la théorie du marché des capitaux.

La précédente méthode de détermination du WACC subit quelques modifications dans le cadre de la révision de l'OAPEI, afin d'obtenir un coût du capital aussi durable que possible au vu des exigences de la stratégie énergétique 2050. Cela implique une planification à plus long terme et un lissage des valeurs du WACC par le biais d'un modèle de valeurs limites.

Conception du WACC

Méthode de calcul (CAPM): Le CAPM prend comme rendement de base un taux d'intérêt adéquat sans risque du marché pour les fonds propres. Un supplément est appliqué à la part sans risque des fonds propres. Il sert à compenser les risques des bailleurs de fonds propres. Pour ce faire, on détermine par analyse de régression le risque moyen d'un groupe de comparaison coté en bourse par rapport au risque de marché moyen d'entreprises cotées en bourse. Cette relation est exprimée via le facteur bêta. Il est de 1 lorsque le risque est égal à celui du risque de marché moyen d'entreprises cotées en bourse (il peut donc aussi être supérieur à 1 en cas de risque plus élevé). Le supplément sur le taux d'intérêt sans risque résulte du produit du facteur bêta et de la différence de rendement entre le risque de marché moyen d'entreprises cotées en bourse et le taux d'intérêt sans risque.

Les éléments suivants constituent la base pour déterminer le calcul du taux d'intérêt calculé:

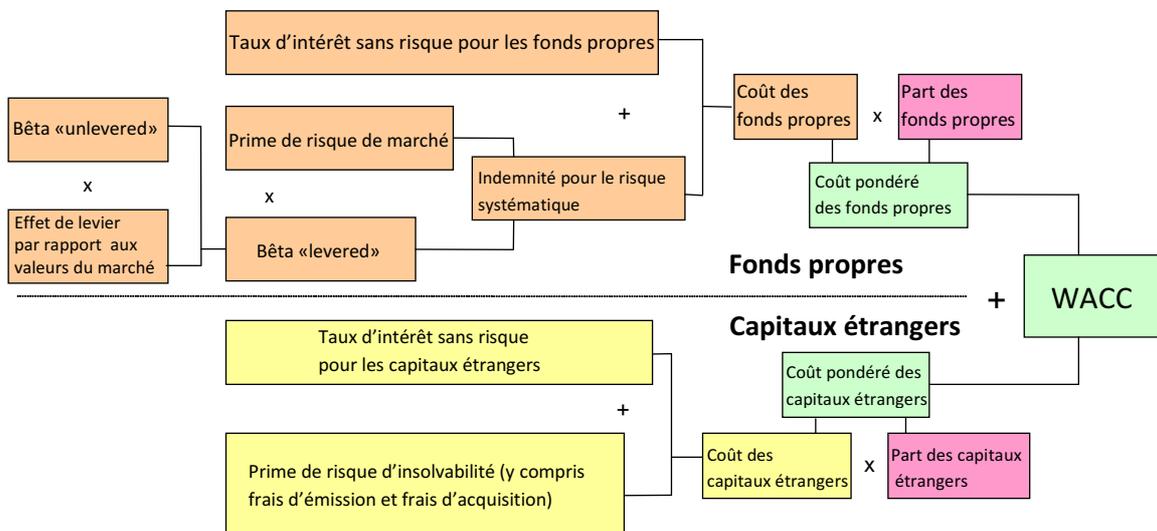
- taux d'intérêt sans risque pour les fonds propres,
- la prime de risque de marché,



- le bêta «levered» (mesure du risque systématique des gestionnaires de réseau électrique),
- le taux d'intérêt sans risque pour les capitaux étrangers,
- et prime de risque d'insolvabilité y compris frais d'émission et frais d'acquisition.

La figure ci-dessous présente sous forme graphique la détermination du WACC à partir de ses différentes composantes. Le WACC se calcule à partir de la somme du coût des fonds propres pondéré à 40 % et du coût des capitaux étrangers pondéré à 60 %.

Graphique 2: Calcul du WACC



Rémunération des fonds propres: Le bêta «unlevered» indique le risque d'affaires encouru par la branche de l'électricité si elle était financée à 100% par des fonds propres. Le bêta «levered» résulte de la multiplication du bêta «unlevered» et de l'effet de levier par rapport aux valeurs du marché («leverage») qui est déterminé via la part des fonds propres de 40 %. Le bêta «levered» est multiplié par la prime de risque de marché. Ce produit correspond à l'indemnité du risque systématique. On ajoute cette valeur au taux d'intérêt sans risque pour les fonds propres. Le résultat (soit le coût des fonds propres) est multiplié par la part des fonds propres dans le capital total. Cela apparaît dans la partie supérieure du graphique ci-dessus.

Rémunération des capitaux étrangers: Il faut y ajouter la rémunération des capitaux étrangers qui apparaît dans la partie inférieure du graphique ci-dessus. Outre le taux d'intérêt sans risque pour les capitaux étrangers, cette partie du coût tient compte d'une prime de risque d'insolvabilité (y compris un taux forfaitaire pour les frais d'émission et frais d'acquisition). Le coût des capitaux étrangers ainsi obtenu est multiplié par la part des capitaux étrangers dans le capital total.

Le WACC est la somme du coût pondéré des fonds propres et du coût pondéré des capitaux étrangers.

Modifications et explications

La précédente méthode se traduit par une valeur du WACC plutôt basse en comparaison avec l'environnement international et une évolution plutôt volatile. Etant donné les exigences de la stratégie



énergétique 2050, il convient de se demander si le WACC actuel est adapté pour garantir les investissements nécessaires sur le plan économique de manière durable. On estime actuellement que les investissements nécessaires (cf. ci-dessus) jusqu'en 2050 se situent entre 3,9 à 12.6 milliards de francs concernant le réseau de distribution et à près de 2,5 milliards de francs concernant le réseau de transport. La méthode actuelle doit être adaptée compte tenu des exigences de la stratégie énergétique 2050, afin de répondre aux exigences en découlant d'une rémunération des investissements conforme au marché.

Les principales caractéristiques de la nouvelle méthode sont les suivantes:

- Elle permet de lisser les paramètres de risque centraux, afin de réduire la volatilité des coûts des fonds propres.
- Au lieu de la moyenne actuelle calculée sur cinq ans, on utilise pour le taux d'intérêt sans risque une moyenne sur un an des taux d'intérêt des obligations de la Confédération à dix ans, d'où un rapport plus étroit avec niveau actuel des taux d'intérêt.
- La prime de risque de marché est la moyenne des moyennes arithmétique et géométrique. Il s'agit actuellement de la meilleure manière de déterminer la prime de risque de marché.
- Le bêta est déterminé de manière empirique. A cet égard, il faut veiller à améliorer constamment le «peer group» ou groupe d'entreprises comparables.
- La part des fonds propres passe de 30 % à 40 %, afin de mieux correspondre aux structures du capital du groupe d'entreprises comparables. Les adaptations de la part des fonds propres n'ont, en principe, qu'une très faible incidence sur le niveau du WACC.
- Les frais d'émission et frais d'acquisition n'étaient jusqu'à présent pas pris en compte dans le calcul du WACC. Ces coûts étaient donc imputables à titre de frais d'exploitation. Il existe désormais un supplément forfaitaire pour les frais d'émission et les frais d'acquisition des capitaux étrangers. Cela implique que ces coûts ne soient dorénavant plus passés en écriture de manière séparée sous les coûts d'exploitation (pas de décompte double).
- Il n'y a pas de «size premium» (comme jusqu'à présent), étant donné qu'il s'agit d'une régulation de la branche. La pratique internationale de régulation n'applique pas un tel supplément en cas de régulation de la branche.

Les règles suivantes s'appliquent aux paramètres de risque centraux:

Taux d'intérêt sans risque pour les fonds propres:

Le taux d'intérêt sans risque correspond au rendement demandé par les investisseurs pour un placement exempt de risque. A cet égard, il faut considérer un taux d'intérêt à long terme car les coûts de capital qu'il s'agit de fixer concernent des investissements à long terme. Le taux d'intérêt sans risque pour les fonds propres se calcule sur la base des obligations de la Confédération à dix ans (sur le modèle des obligations à coupons zéro). On calcule dans chaque cas la moyenne des douze rendements mensuels de l'année précédente (de janvier à décembre). Ces valeurs sont utilisées avec des valeurs limites définies. Il est procédé à une adaptation si ces valeurs limites sont dépassées pendant deux années de suite, vers le haut ou vers le bas. La méthode prévoit une valeur limite inférieure de 2,5 % qui garantit un taux d'intérêt réel minimum de 1 %, dans la perspective d'inflation à long terme. Cette procédure prend en considération la pratique actuelle lors de l'appréciation des investissements des entreprises suisses. Une limite supérieure adéquate est également définie.

Prime de risque de marché:

La prime de risque de marché correspond au supplément de rendement, par rapport à un placement sans risque, exigé des investisseurs pour compenser le surcroît de risque encouru. La prime de risque



de marché correspond à la différence sur le long terme entre le rendement du marché des actions et le rendement d'un placement sans risque. S'agissant de définir la moyenne du rendement du marché des actions pour une période déterminée, l'utilisation d'une moyenne arithmétique apparaît statistiquement aussi correcte que celle d'une moyenne géométrique. Les deux variantes de calcul d'une moyenne du rendement du marché des actions présentent des avantages et des inconvénients en termes de théorie financière. Afin de mieux tenir compte des divers avantages et inconvénients des deux méthodes, on travaille en pratique avec la moyenne des moyennes arithmétique et géométrique pour calculer le rendement du marché des actions. Cela correspond à la meilleure pratique dans la théorie des marchés financiers. Ces valeurs sont utilisées avec des valeurs limites définies sur la base d'une longue série (à partir de 1926). Il est procédé à une adaptation si ces valeurs limites sont dépassées pendant deux années de suite, vers le haut ou vers le bas.

Bêta «levered»:

Dans le cadre de la fixation du coût du capital pour la rémunération pour l'utilisation du réseau, le risque opérationnel («unlevered» bêta) des gestionnaires de réseau doit être déterminé indépendamment de la structure de leur capital. On détermine pour ce faire un bêta «unlevered» représentatif: dans un premier temps, les facteurs bêta «levered» d'entreprises comparables («peer group») sont relevés par analyse de régression. Ce groupe d'entreprises comparables se compose de d'entreprises s'occupant uniquement de la gestion de réseau, mais aussi d'entreprises gestionnaires de réseau et également actives dans d'autres secteurs de l'économie de l'énergie. Le nombre d'entreprises s'occupant uniquement de la gestion de réseau et cotées en bourse étant restreint, cela garantit la signification statistique de la mesure. Dans un deuxième temps, les valeurs bêta «levered» des entreprises comparables sont corrigées de l'influence de la structure du capital (risque financier). On obtient ainsi le bêta «unlevered» qui reflète le risque opérationnel spécifique ou moyen du groupe d'entreprises comparables.

Le bêta «levered» nécessaire pour calculer le coût du capital est obtenu en multipliant le bêta «unlevered» établi sur la base du groupe d'entreprises comparables par l'effet de levier sur lequel repose la régulation. L'effet de levier (par rapport aux valeurs du marché) résulte de la structure du capital définie (part des fonds propres de 40 % et part des capitaux étrangers de 60 % au niveau de l'ensemble du capital).

Les valeurs bêta sont utilisées avec des valeurs limites définies. Il est procédé à une adaptation si ces valeurs limites sont dépassées pendant deux années de suite, vers le haut ou vers le bas. Par ailleurs, dans le cadre du développement à venir de la méthode, il conviendra de veiller à accroître la part des entreprises s'occupant uniquement de la gestion de réseau au niveau du groupe d'entreprises comparables. Cela permet de minimiser une éventuelle erreur statistique.

Taux d'intérêt sans risque pour les capitaux étrangers:

S'agissant du taux d'intérêt sans risque rémunérant les capitaux étrangers, on veille à une cohérence des délais par rapport au profil d'échéance des capitaux étrangers des fournisseurs suisses d'électricité (c'est-à-dire les gestionnaires des réseaux de transport et de distribution de l'électricité). On table sur une structure d'échéance moyenne de cinq ans pour les capitaux étrangers. De ce fait, le rendement moyen appliqué est celui des obligations de la Confédération suisse à cinq ans (obligations à coupons zéro). En base annuelle, la valeur retenue correspond à la moyenne de ces rendements sur douze mois (de janvier à décembre). Ces valeurs sont utilisées avec des valeurs limites définies. Il est procédé à une adaptation dès le moment où ces valeurs limites sont dépassées, vers le haut ou vers le bas, afin d'assurer une adaptation plus flexible des créances des bailleurs de fonds étrangers.



Prime de risque d'insolvabilité y compris frais d'émission et frais d'acquisition:

Le surcoût lié à l'emprunt de capitaux étrangers, compensatoire du risque d'insolvabilité, est déterminé empiriquement comme suit: pour se conformer à la structure de risque du marché suisse de l'électricité, on applique l'écart indiciel entre les obligations suisses (normalement des classe A et AA) et un portefeuille d'obligations sans risque classées AAA. Ces écarts indiciels pour les obligations des classes A et AA se calculent sur la base de la moyenne journalière non pondérée de l'indice LSID (Liquid Swiss Index Spread) du Crédit Suisse. La prime de risque (prime de risque d'insolvabilité) correspond à la moyenne des écarts d'indices entre les classes A et AA, d'une part, et la classe AAA, d'autre part. Si le taux d'intérêt sans risque pour les capitaux étrangers est inférieur à 2 %, la prime de risque d'insolvabilité est calculée sur la base de la moyenne des 5 dernières années (terme: 31 décembre de l'année précédente). Si le taux d'intérêt sans risque pour les capitaux étrangers est supérieur à 2 %, la prime de risque d'insolvabilité est calculée par dérogation sur la base de la moyenne des écarts d'indices actuels des classes A et AA (moyenne de l'année civile précédente).

On y ajoute 50 points de base (0,5 %) pour les coûts d'émission et d'acquisition (frais d'introduction en bourse, frais de cotation, frais de gestion indemnisant la banque responsable, frais d'annonces, prospectus et imprimés, frais de tenue du compte, etc.). Cela implique que ces coûts ne soient plus passés en écriture sous les coûts d'exploitation. L'EICom doit contrôler le respect de cette exigence.

Les valeurs de paramètre à définir par rapport aux valeurs limites sont fixées conformément au tableau 1.

Tableau 1: Valeurs limites pour les paramètres et valeurs attribuées pour le calcul du WACC

Taux d'intérêt sans risque des fonds propres				
moins de 3%	entre 3 et 4%	entre 4% et 5%	entre 5% et 6%	plus de 6%
2,5%	3,5%	4,5%	5,5%	6,5%

Prime de risque de marché		
moins de 4,5%	entre 4,5 et 5,5%	plus de 5,5%
4,5%	5,00%	5,5%

Bêta «unlevered»				
moins de 0,25	entre 0,25 et 0,35	entre 0,35 et 0,45	entre 0,45 et 0,55	plus de 0,55
0,2	0,3	0,4	0,5	0,6

Taux d'intérêt sans risque des capitaux étrangers							
moins de 2%	entre 2 et 2,5 %	entre 2,5 % et 3 %	entre 3 % et 3,5 %	entre 3,5 et 4%	entre 4 et 4,5%	entre 4,5 et 5%	plus de 5%
2,00%	2,25%	2,75%	3,25%	3,75%	4,25%	4,75%	5,00%

Spread AA & A (y compris 50 pb pour les coûts d'émission et d'acquisition)				
sous 62,5 pb	entre 62,5 et 87,5 pb	entre 87,5 et 112,5 pb	entre 112,5 et 137,5 pb	plus de 137,5 pb
50	75	100	125	150

Conformément au tableau ci-dessus, pour calculer le WACC, les valeurs fixées sont attribuées aux valeurs de paramètres établies par calcul. Généralement, les valeurs de paramètres sont précisées trois chiffres après la virgule, de manière à éviter des cas incertains de valeurs limites.

Ces règles de lissage se traduisent par une moindre fréquence d'adaptation du WACC. La méthode fixe des barrières vers le haut et vers le bas, ce qui permet d'éviter que le WACC dérape vers le haut ou le bas, grâce à une grandeur adéquate à long terme.

Le WACC ainsi calculé s'applique pour toutes les installations et le capital de roulement net nécessaire à l'exploitation.



4. Explications relatives à la modification des dispositions transitoires

4.1. Art. 31b OApEI

Modification

Suppression de l'article motivée par une décision du Tribunal administratif fédéral (TAF).

Explications

Dans un jugement pilote rendu le 8 juillet 2010, le Tribunal administratif fédéral conclut que la disposition de l'art. 31b de l'ordonnance du 14 mars 2008 sur l'approvisionnement en électricité ne peut être appliquée car elle va à l'encontre de la Constitution et est illégale. Dans le cas concret, les coûts des services-système ne doivent donc pas être facturés à l'exploitant de la centrale à la place des consommateurs finaux.

Conformément à la décision du TAF et à l'art. 14, al. 2 LApEI, l'art. 31b OApEI doit être supprimé. Dans le cadre de la révision de la LApEI, il sera examiné s'il faut créer une base légale pour l'article en question de l'ordonnance.

5. Effets

Les modifications de l'OApEI permettent d'améliorer les conditions économiques pour les gestionnaires de réseau suisses, par rapport à la réglementation actuelle, dans la perspective des exigences de la nouvelle stratégie énergétique de la Confédération. Les conditions d'investissements ainsi créées répondent aux exigences de la stratégie énergétique 2050.

Toutes les mesures de la présente révision de l'OApEI importantes sur le plan économique ont pour but premier d'accroître la sécurité de l'approvisionnement, en améliorant les conditions d'investissement. Les retombées sont ainsi positives au niveau de la mise en œuvre de la stratégie énergétique 2050.

5.1 Effets au niveau de l'économie nationale

La méthode actuelle de calcul du coût moyen pondéré du capital (WACC) se traduit, en comparaison internationale, par une faible rémunération du capital. Etant donné les exigences accrues auxquelles les gestionnaires de réseau doivent faire face suite à la stratégie énergétique 2050, il convient d'examiner et d'adapter ladite rémunération. Une nouvelle méthode a donc été définie. Elle satisfait mieux aux nouveaux impératifs pour le capital engagé.

Par rapport à la méthode utilisée jusqu'à présent, la nouvelle méthode de calcul du coût moyen pondéré du capital fixe pour 2013 un taux d'intérêt plus élevé de 0,57 point (cette hausse résulte du traitement différent des frais d'émission et des frais d'acquisition auxquels un supplément forfaitaire est appliqué dans la nouvelle méthode). Ces différences liées à la méthode peuvent varier d'une année à l'autre. En effet, les méthodes présentent une multitude de facteurs d'influence, de sorte que les différences susmentionnées ne sont indicatives que dans une certaine mesure (à titre de comparaison, pour 2009: 1,07%; pour 2010: 0,96%; pour 2011: 0,42%; pour 2012: 0,10%; 2013: 0,57%). Rapporté à toute la Suisse, un WACC plus élevé de 0,1 point implique par conséquent une hausse globale de la rémunération pour l'utilisation du réseau de quelque 19 millions de francs, une hausse du coût moyen pondéré du capital de 0,57 point implique par conséquent une hausse annuelle globale de la rémunération pour l'utilisation du réseau de quelque 108 millions de CHF. Ce facteur de multiplication donne



une bonne idée des changements réels annuels. Pour un raccordement hypothétique moyen, une augmentation du WACC de 0,1 point signifie une hausse de 0,5 %. Cette hausse des tarifs du réseau peut s'avérer le cas échéant nettement plus faible dans le cas où les 7 niveaux du réseau ne sont pas tous utilisés. Cela est intéressant s'agissant de l'évolution des coûts du réseau pour l'industrie. Il faut en outre tenir compte du fait que le taux d'intérêt des valeurs patrimoniales nécessaires à l'exploitation est augmenté d'un point en 2014 pour les installations mises en service avant le 1^{er} janvier 2004 (conformément à l'art. 31a OApEI).

L'adaptation du WACC améliore l'acceptation des investissements nécessaires par les gestionnaires de réseau par rapport au statu quo. Grâce au nouveau WACC, l'ensemble du capital est rémunéré et les possibilités de refinancement sont ainsi améliorées. Les objectifs de la stratégie énergétique 2050 se trouvent ainsi consolidés, étant donné qu'une transformation et une extension du réseau sont notamment importantes pour l'intégration des énergies renouvelables. L'élaboration en parallèle de la stratégie «Réseaux électriques» - qui vise à définir les conditions-cadres et les règles pour un développement ciblé du réseau qui soit conforme aux besoins - permet d'intégrer encore davantage les gestionnaires de réseau, ce qui a un effet positif.

Les modifications prévues dans la révision de l'OApEI concernant la tarification de la fourniture d'énergie au niveau de l'approvisionnement de base empêchent que d'éventuelles pertes surviennent lors de la réalisation de ces prestations. Cela est possible dans le cadre du statu quo, étant donné que l'indemnisation se fonde sur les coûts de production, sauf si ces derniers sont supérieurs aux prix du marché. Dans ce cas, seul le prix du marché est indemnisé. La modification prévoit de se fonder uniquement sur les coûts de production afin d'éviter des pertes. La tarification continue d'être vérifiée par l'EICom. Comme l'EICom suit une pratique (cf. directive 3/2012) correspondant à cette modification de l'ordonnance, les autres conséquences effectives sont minimales d'un point de vue actuel. Il en résulte au final pour les entreprises un cadre économique fiable et une plus grande sécurité juridique, grâce à la suppression de la divergence entre la directive de l'EICom et l'ordonnance actuelle. Une adaptation progressive du concept de l'approvisionnement de base aux conditions d'un marché ouvert constitue toutefois une étape ultérieure à envisager lors d'une ouverture supplémentaire du marché. Cette démarche requiert une analyse économique plus approfondie, notamment concernant la fixation d'un prix de concurrence adapté à la régulation.

Par ailleurs, dans le cadre de la révision de l'ordonnance, une adaptation – ayant une influence sur les investissements - des règles s'appliquant aux entreprises partenaires des CFF est prévue. Cette adaptation permet d'éliminer des entraves aux investissements concernant les centrales, ce qui entraîne des coûts plus faibles pour l'économie nationale suisse. Les modifications au niveau de l'encouragement des investissements des CFF et des chemins de fer privés amènent avant tout des coûts de mesure supplémentaires. Ces coûts se situent toutefois bien en deçà des potentiels de réduction des coûts réalisables et ne peuvent pas être chiffrés a priori par la Confédération.

S'y ajoutent d'autres petites adaptations de l'OApEI. Elles sont en grande partie la conséquence de décisions ayant force de loi du Tribunal administratif fédéral et de la composition des organisations internationales de l'économie de l'électricité.

5.2 Effets au niveau de la Confédération

Les coûts d'exécution pour la Confédération sont insignifiants, puisque seule sera nécessaire une adaptation par an sur la base de la méthode prédéfinie. L'adaptation de la tarification n'entraîne pas non plus de coûts d'exécution supplémentaires. Les coûts de contrôle pourraient éventuellement augmenter quelque peu pour l'EICom; cela vaut aussi pour les contrôles ayant trait aux adaptations concernant les chemins de fer. Ces éventuels coûts supplémentaires paraissent appropriés au regard des effets d'incitation apportés par la révision de l'OApEI. Les autres adaptations sont négligeables s'agissant des coûts d'exécution. Il ne faut pas attendre de conséquences au niveau du personnel.



5.3 Effets au niveau des cantons

Il ne faut pas attendre de conséquences directes au niveau des cantons suite à la révision de l'ordonnance.