

Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (OApEl)

du ...

Projet du 27 juin 2007

Le Conseil fédéral suisse,

vu l'art. 30, al. 2, de la loi du 23 mars 2007 sur l'approvisionnement en électricité¹
(loi, LApEl),

arrête:

Chapitre 1 Dispositions générales

Art. 1 Champ d'application

¹ La présente ordonnance règle la première phase de l'ouverture du marché de l'électricité, durant laquelle les consommateurs captifs n'ont pas accès au réseau au sens de l'art. 13, al. 1, de la loi.

² Le réseau de transport d'électricité des chemins de fer suisses exploité à la fréquence de 16,7 Hz et à la tension de 132 kV est soumis à la loi dans la mesure où celle-ci vise à créer les conditions d'un approvisionnement sûr en électricité. Sont applicables en particulier les art. 8, 9 et 11 de la loi.

Art. 2 Définitions

Au sens de la présente ordonnance, on entend par:

- a. *Programme prévisionnel*: le calendrier calibré indiquant, sous forme de moyennes de puissance dans un intervalle de temps donné, la fourniture ou l'acquisition convenue d'énergie électrique;
- b. *Energie d'ajustement*: l'électricité utilisée pour compenser la différence entre la consommation (ou la fourniture) effective et la consommation (ou la fourniture) selon le programme prévisionnel.
- c. *Energie nette*: l'énergie électrique acquise par le gestionnaire de réseau, sous déduction de l'énergie acquise directement ou par le biais de réseaux en aval, indirectement, pour les besoins propres d'une centrale électrique ou pour le fonctionnement des pompes d'une installation à pompage-turbinage;
- d. *Energie brute*: la somme de l'énergie nette et de l'énergie électrique injectée dans le réseau du gestionnaire de réseau directement via un point de comptage et de mesure étalonné ou indirectement via des réseaux de niveau aval. Lorsque l'énergie ainsi injectée représente moins de 10% de l'énergie nette, celle-ci est considérée comme énergie brute;

RS

¹ RS 734.7

- e. *Point d'injection ou de soutirage*: le point du réseau où un appareil de mesure étalonné saisit et compte ou enregistre le flux d'énergie (point de comptage et de mesure);
- f. *Zone de réglage*: le secteur du réseau dont le réglage incombe à la société nationale du réseau de transport. Physiquement, la zone de réglage est délimitée par des points de comptage et de mesure;
- g. *Gestion du bilan d'ajustement*: l'ensemble des mesures techniques, opérationnelles et comptables nécessaires à l'équilibre permanent des bilans en puissance et en énergie dans le système d'électricité; cela comprend en particulier la gestion des programmes prévisionnels, la gestion des mesures et la gestion de la compensation des bilans d'équilibre;
- h. *Groupe-bilan*: le regroupement de nature juridique, institué entre les acteurs du marché de l'électricité visant à former, vis-à-vis de la société nationale du réseau de transport, une unité de mesure et de décompte au sein d'une zone de réglage;
- i. *Consommation annuelle*: le volume total d'énergie électrique acquise par le consommateur final ou produite par lui-même.

Chapitre 2 Sécurité d'approvisionnement

Art. 3 Raccordement au réseau

¹ Les gestionnaires de réseau formulent des directives transparentes, non discriminatoires, régissant l'attribution des installations aux réseaux de transport et de distribution.

² Ils formulent des directives correspondantes pour l'attribution des consommateurs finaux, des producteurs d'électricité et des gestionnaires de réseau à un niveau de tension donné ainsi que pour un minimum de qualité de la fourniture d'électricité à chaque niveau de tension.

³ En cas de conflit, la Commission de l'électricité (ElCom) tranche.

Art. 4 Accès au réseau pour les consommateurs finaux

¹ Un consommateur final peut revendiquer l'accès au réseau selon sa consommation annuelle par site de consommation au cours des 12 mois précédant le dernier relevé. Par site de consommation, on entend le lieu d'un consommateur final constituant une unité économique et matérielle et qui requiert une consommation effective.

² Les consommateurs finaux ayant une consommation annuelle d'au moins 100 MWh et qui n'ont pas conclu un contrat de fourniture écrit négocié individuellement peuvent communiquer au gestionnaire du réseau de distribution jusqu'au 31 juillet qu'ils revendiquent leur droit à l'accès au réseau dès le 1er octobre. Pour le gestionnaire du réseau de distribution, l'obligation de fournir au sens de l'art. 6 de la loi est alors caduque définitivement.

³ Lorsqu'un consommateur final ayant une consommation annuelle estimée à au moins 100 MWh va être nouvellement connecté au réseau de distribution, il communique au gestionnaire du réseau 2 mois à l'avance s'il entend revendiquer son droit d'accès au réseau.

Art. 5 Tarifs appropriés et comptabilité par unité d'imputation pour la fourniture d'électricité aux consommateurs captifs

¹ Chaque gestionnaire de réseau publie ses bases et méthodes de calcul des tarifs d'électricité.

² Il est tenu de justifier, pour ses consommateurs captifs, la hausse ou la baisse des tarifs. La justification doit indiquer les modifications de coûts qui sont à l'origine de la hausse ou de la baisse.

³ L'Office fédéral de l'énergie (office) peut fixer, à la demande de l'ElCom, le moment et la forme de remise de la comptabilité par unité d'imputation selon l'art. 6, al. 4, de la loi.

Art. 6 Réseau sûr, performant et efficace

¹ La société nationale du réseau de transport, les gestionnaires de réseau, les exploitants de centrale électrique et les autres personnes impliquées prennent les mesures préventives nécessaires pour assurer l'exploitation sûre du réseau. Ils le font en tenant compte des accords internationaux ainsi que des normes et recommandations des organisations techniques reconnues, notamment les exigences de l'"Union for the Coordination of Transmission of Electricity (UCTE)".

² La société nationale du réseau de transport convient de façon uniforme avec ses partenaires des mesures à prendre pour maintenir la sécurité d'approvisionnement, notamment de la réglementation de l'îlotage automatique et de l'adaptation de la production des centrales électriques lorsque la stabilité d'exploitation du réseau est menacée.

³ Si un gestionnaire de réseau, un exploitant de centrale électrique ou une autre personne impliquée refuse la convention au sens de l'al. 2, l'ElCom en ordonne la conclusion par décision.

⁴ Si la stabilité d'exploitation du réseau est menacée, la société nationale du réseau de transport doit, de par la loi, ordonner, voire prendre toutes les mesures nécessaires pour assurer cette stabilité (art. 20, al. 2, let. c, de la loi). Si une injonction de sa part n'est pas suivie, elle peut prendre une mesure de substitution aux frais du destinataire.

⁵ Les obligations découlant d'accords ou d'injonctions au sens des al. 2 à 4 sont exécutées par la voie de la procédure civile.

⁶ L'office peut fixer des exigences techniques et administrative minimales concernant un réseau sûr, performant et efficace, et il peut déclarer contraignantes des dispositions techniques et administratives de l'"Union for the Coordination of Transmission of Electricity (UCTE)".

Art. 7 Plans pluriannuels

Point n'est besoin d'établir des plans pluriannuels au sens de l'art. 8, al. 2, de la loi pour les réseaux de distribution dont la tension est inférieure à 36 kV.

Chapitre 3 Utilisation du réseau**Section 1 Comptabilité analytique, comptage et information****Art. 8** Comptabilité analytique

¹ Les gestionnaires de réseau définissent une méthode uniforme de comptabilité analytique et formulent des directives à ce sujet.

² Cette comptabilité doit faire apparaître clairement:

- a. les coûts des nécessaires renforcements du réseau pour l'injection au sens des art. 7, 7a, 7b et 28a de la loi du 26 juin 1998 sur l'énergie²;
- b. les coûts des raccordements au réseau et des contributions aux coûts de réseau;
- c. les coûts des équipements redondants;
- d. les taxes et prestations fournies à des collectivités publiques;
- e. les autres coûts facturés individuellement et
- f. les impôts directs.

³ Chaque gestionnaire de réseau doit présenter de façon transparente les règles selon lesquelles les investissements sont portés à l'actif.

⁴ Les propriétaires de réseau fournissent aux gestionnaires les indications nécessaires pour établir la comptabilité analytique.

⁵ Sur demande de l'ElCom, l'office peut fixer les modalités de la comptabilité analytique, en particulier le moment et la manière de la remettre.

Art. 9 Comptage et processus d'information

¹ Les gestionnaires de réseau formulent des directives régissant le comptage et les processus d'information, en particulier les obligations des personnes concernées ainsi que le déroulement chronologique et la forme des données à communiquer. Ces dispositions doivent être transparentes et non discriminatoires. Elles doivent prévoir la possibilité, pour des tiers, de participer à la fourniture de prestations servant au comptage et à l'information.

² Aux personnes concernées, les gestionnaires de réseau fournissent en temps voulu, de façon uniforme et non discriminatoire, les chiffres résultant des comptages et nécessaires à l'exploitation du réseau. Ces prestations ne peuvent pas être facturées en sus de la rémunération pour l'utilisation du réseau.

³ Les gestionnaires de réseau fournissent aux responsables de groupes-bilan ainsi qu'à d'autres personnes concernées, avec l'accord des consommateurs finaux ou des producteurs impliqués, les informations nécessaires pour la gestion du bilan d'ajustement, et en particulier, sur demande, les chiffres relevés aux cours des cinq années précédentes.

Art. 10 Publication des informations

Les gestionnaires de réseau rendent publiques les informations au sens de l'art. 12, al. 1, de la loi ainsi que la totalité des taxes et prestations fournies aux collectivités publiques, au plus tard le 30 juin, notamment par le biais d'un site Internet commun.

Section 2 Imputation et report des coûts de réseau

Art. 11 Coûts d'exploitation imputables

¹ Sont considérés comme coûts d'exploitation imputables s'ajoutant à ceux qui sont définis à l'art. 15, al. 2, de la loi, les dédommagements accordés à des tiers pour des servitudes.

² Les coûts des prestations qui ne sont pas exclusivement et directement liées à l'exploitation des réseaux ne doivent être imputés qu'en se conformant au principe de l'origine des coûts.

³ Les gestionnaires de réseau fixent dans des directives des règles uniformes régissant le calcul des coûts d'exploitation. L'office peut fixer les modalités des coûts imputables.

Art. 12 Coûts de capital imputables

¹ Les gestionnaires de réseau fixent dans des directives des règles uniformes régissant les durées d'utilisation appropriées des différentes installations.

² Les amortissements incorporables annuels se calculent d'après les coûts d'acquisition ou de construction des installations existantes avec un amortissement linéaire sur une période d'utilisation donnée, jusqu'à la valeur zéro. Seuls sont considérés comme coûts d'acquisition les coûts assumés lors de la construction des installations concernées.

³ Le calcul des intérêts annuels des éléments de l'actif nécessaires à l'exploitation des réseaux obéit aux règles suivantes:

- a. Peuvent compter comme éléments de l'actif nécessaires à l'exploitation des réseaux, au maximum:
 1. les valeurs résiduelles à l'achat ou à la construction des installations existantes résultant des amortissements au sens de l'al. 2 à la fin de l'exercice; et
 2. le capital de roulement net nécessaire à l'exploitation, à hauteur de 6%, au maximum, du chiffre d'affaires annuel de l'exploitation des réseaux.

- b. Le taux d'intérêt des éléments de l'actif nécessaires à l'exploitation correspond au rendement moyen, en pour-cent, des obligations de la Confédération d'une durée de 10 ans au cours des 60 mois écoulés, plus 1,93 pour-cent.

⁴ S'il n'est plus possible de connaître les coûts d'acquisition ou de construction des installations existantes, il faut les calculer comme suit: Les coûts de remplacement au 1er janvier 2008 sont déterminés rétroactivement de manière transparente sur la base des indices officiels appropriés du renchérissement depuis la date d'acquisition ou de construction. La valeur obtenue doit refléter les coûts effectifs d'acquisition ou de construction. Les coûts déjà facturés d'exploitation ou de capital des éléments de l'actif nécessaires à l'exploitation seront déduits. L'office peut régler les modalités.

Art. 13 Fournitures transfrontalières

¹ Pour le calcul des coûts liés aux fournitures transfrontalières, les réglementations internationales sont réservées.

² Les recettes dues à l'utilisation transfrontalière du réseau ainsi que les recettes provenant de procédures d'attribution axées sur les règles du marché et qui sont affectées au sens de l'art. 17, al. 5, let. b et c, de la loi doivent être déduites intégralement des coûts imputables du réseau de transport.

Art. 14 Report des coûts du réseau de transport

¹ La société nationale du réseau de transport facture de façon individuelle et en se conformant au principe de l'origine des coûts:

- a. aux gestionnaires de réseau, les coûts de la compensation des pertes et de la fourniture d'énergie réactive;
- b. aux groupes-bilan, les coûts de l'énergie d'ajustement et de l'utilisation transfrontalière du réseau ainsi que le prix du marché au sens de l'art. 21, al. 4, pour l'énergie électrique reprise.

² Elle facture aux gestionnaires de réseau, en proportion de l'énergie électrique directement acquise par les consommateurs finaux:

- a. les coûts de coordination des systèmes, de gestion du bilan d'ajustement, de capacité de démarrage autonome et de fonctionnement en îlotage des équipements producteurs, de maintien de la tension, de compensation des pertes efficaces, de réglage primaire et de réserve de puissance pour les réglages secondaire et tertiaire.
- b. les coûts des mesures nécessaires de renforcement du réseau pour l'injection conformément aux art. 7, 7a, 7b et 28a de la loi du 26 juin 1998³ sur l'énergie, et
- c. les suppléments sur les coûts de transport des réseaux à haute tension.

³ RS 730.0

³ Elle facture le solde des coûts imputables aux réseaux de niveau de tension inférieur ainsi qu'aux consommateurs finaux raccordés directement au réseau de transport, cela de la façon suivante:

- a. à hauteur de 30% selon l'énergie électrique prélevée directement par des consommateurs finaux ou selon l'énergie brute utilisée;
- b. à hauteur de 60% selon les puissances trimestrielles maximales effectives que chaque consommateur final raccordé directement et chaque réseau de niveau de tension inférieur demande au réseau de transport;
- c. à hauteur de 10% selon un tarif de base fixe pour chaque point d'injection ou de soutirage du réseau de transport.

⁴ Les gestionnaires de réseau formulent des directives non discriminatoires régissant le mesurage trimestriel uniforme de la puissance maximale. Ils peuvent le faire en tenant compte de l'acquisition d'électricité pour les besoins propres d'une centrale électrique ainsi que pour le fonctionnement des pompes des installations à pompage-turbinage.

Art. 15 Report des coûts du réseau de distribution

¹ Les coûts qui ne sont pas facturés individuellement ainsi que la participation à la couverture des coûts d'un réseau de niveau de tension supérieur sont reportés sur les consommateurs finaux raccordés directement au réseau concerné ainsi que sur les réseaux de niveau de tension inférieur, cela de la façon suivante:

- a. à hauteur de 30% selon l'énergie électrique prélevée directement par des consommateurs finaux ou selon l'énergie brute utilisée;
- b. à hauteur de 70% selon les puissances trimestrielles maximales effectives que chaque consommateur final raccordé directement et chaque réseau de niveau moins élevé demande au réseau de niveau supérieur.

² Les gestionnaires de réseau formulent des directives non discriminatoires régissant le report des coûts entre réseaux du même niveau de tension directement reliés entre eux et pour la détermination trimestrielle uniforme de la puissance maximale. Ils peuvent le faire en tenant compte de l'acquisition d'électricité pour les besoins propres d'une centrale électrique ainsi que pour le fonctionnement des pompes des installations à pompage-turbinage.

³ La rémunération pour l'utilisation du réseau ne doit pas dépasser, pour chaque niveau de réseau, les coûts imputables ainsi que les taxes et prestations fournies aux collectivités publiques par ce niveau de réseau.

Art. 16 Tarif d'utilisation du réseau [variante]

Au niveaux de tension inférieurs à 1 kV et pour des bien-fonds utilisés à l'année sans mesurage de la puissance, le tarif d'utilisation du réseau est à au moins 90% une taxe de consommation (ct./kWh) non dégressive.

Art. 17 Efficacité comparée, réduction des tarifs d'utilisation du réseau et des tarifs d'électricité

¹ En vue de vérifier les tarifs et rémunérations pour l'utilisation du réseau ainsi que les tarifs d'électricité, l'ElCom compare les niveaux d'efficacité des gestionnaires de réseau. Elle collabore pour cela avec les milieux concernés. Elle tient compte des différences structurelles sur lesquelles les entreprises n'ont pas de prise, ainsi que de la qualité de l'approvisionnement. En comparant les coûts imputables, elle prend en considération aussi le degré d'amortissement. Son appréciation intègre des valeurs de référence internationales.

² Elle décide de la compensation des gains injustifiés dus à des rémunérations excessives pour l'utilisation du réseau ou à des tarifs d'électricité trop élevés par la réduction des tarifs correspondants.

Section 3 Exceptions touchant l'accès au réseau et le calcul des coûts de réseau imputables**Art. 18**

¹ Sur proposition de la société nationale du réseau de transport, le Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication élabore des règles transparentes et non discriminatoires délimitant les exceptions au sens de l'art. 17, al. 6, de la loi. Y figureront en particulier les critères applicables pour fixer:

- a. la durée de la réglementation dérogatoire,
- b. la capacité de réseau touchée,
- c. l'attribution des installations au réseau de transport,
- d. l'attribution des points d'injection et de soutirage aux groupes-bilan,
- e. le transfert de propriété à la société nationale du réseau de transport conformément à l'art. 18, al. 2, et à l'art. 33 de la loi,
- f. le report des coûts du réseau de transport,
- g. le financement des coûts pour la capacité de réseau touchée,
- h. l'indemnisation dans le cadre de l'utilisation transfrontalière du réseau,
- i. les exigences auxquelles doit satisfaire l'information dans le contexte de la gestion du bilan d'ajustement,
- j. l'imputation de l'énergie d'ajustement à la consommation au titre de la gestion du bilan d'ajustement,
- k. les mesures à prendre lorsque la stabilité du réseau est menacée, et
- l. les mesures à prendre en cas de congestion du réseau.

² L'Elcom décide de l'octroi de dérogations.

Chapitre 4 Services-système et gestion du bilan d'ajustement

Art. 19 Services-système

¹ Lorsqu'elle ne les fournit pas elle-même, la société nationale du réseau de transport se procure les services-système au moyen d'une procédure axée sur le marché, non discriminatoire, transparente.

² Les renforcements de réseau nécessaires par suite des injections dues à des producteurs au sens des art. 7, 7a, 7b et 28a de la loi du 26 juin 1998 sur l'énergie⁴ font partie des services-système de la société nationale du réseau de transport.

³ Les dédommagements pour des renforcements de réseau nécessaires au sens de l'al. 2 requièrent l'approbation de l'EiCom.

⁴ La société nationale du réseau de transport, s'appuyant sur l'approbation de l'EiCom, indemnise le gestionnaire de réseau pour les renforcements nécessaires au sens de l'al. 2.

⁵ La société nationale du réseau de transport fait rapport annuellement à l'EiCom sur les services-système effectivement fournis et sur le report de leurs coûts.

Art. 20 Groupes-bilan

¹ Tous les points d'injection et de soutirage attribués à un groupe-bilan doivent se trouver dans une zone de réglage suisse. Tout point d'injection ou de soutirage doit être attribué à un seul groupe-bilan.

² Chaque groupe-bilan doit désigner un participant (responsable de groupe-bilan) qui le représente vis-à-vis de la société nationale du réseau de transport et vis-à-vis des tiers. Le responsable de groupe-bilan pour les énergies renouvelables est désigné par l'office.

³ La société nationale du réseau de transport fixe par des directives les exigences minimales applicables aux groupes-bilan selon des critères transparents et non discriminatoires. Elle le fait en tenant compte des besoins des petits groupes-bilan.

⁴ Elle passe un contrat avec chaque groupe-bilan.

⁵ Chaque responsable de groupe-bilan annonce à la société nationale du réseau de transport l'énergie électrique prélevée directement par les consommateurs finaux attribués à son groupe-bilan.

Art. 21 Groupe-bilan pour les énergies renouvelables

¹ Dans la mesure où des points d'injection sont alimentés par de l'électricité au sens des art. 7a et 28a de la loi du 26 juin 1998⁵ sur l'énergie, ils relèvent du groupe-bilan pour les énergies renouvelables.

⁴ RS 730.0

⁵ RS 730.0

² Le responsable de groupe-bilan formule des directives transparentes et non discriminatoires régissant l'injection au titre de son groupe-bilan. Ces directives requièrent l'approbation de l'office.

³ Il peut refuser la rétribution de l'électricité reprise en vertu des art. 7a et 28a de la loi du 26 juin 1998⁶ sur l'énergie tant que le producteur ne fournit pas dans les délais les informations nécessaires ou qu'il viole les règles.

⁴ Les groupes-bilan sont tenus de reprendre l'électricité du groupe-bilan pour les énergies renouvelables au prorata de l'énergie électrique acquise directement par les consommateurs finaux qui leur sont attribués et de payer à la société nationale du réseau de transport le prix du marché au sens de l'art. 3h, al. 2, de l'ordonnance du 7 décembre 1998⁷ sur l'énergie.

⁵ Le responsable de groupe-bilan pour les énergies renouvelables sollicite de la société nationale du réseau de transport du réseau les rétributions pour l'injection au sens des art. 7a et 28a de la loi du 26 juin 1998 sur l'énergie ainsi que les coûts d'exécution.

Art. 22 Energie de réglage et d'ajustement à la consommation

¹ En cas de besoin d'énergie de réglage, la société nationale du réseau de transport donne la préférence à l'électricité tirée d'énergies renouvelables.

² Lorsque la technique le permet, l'énergie de réglage peut être acquise en-dehors des frontières nationales.

³ En fixant les prix de l'énergie d'ajustement à la consommation, la société nationale du réseau de transport fait en sorte d'inciter à l'utilisation efficace de l'énergie de réglage dans toute la Suisse, d'empêcher les abus et d'éviter que les dédommagements pour l'énergie d'ajustement à la consommation ne dépassent les coûts de l'énergie de réglage et les coûts facturés en vertu de l'art. 14, al. 2, let. a.

Art. 23 Marche à suivre en cas de congestion dans les fournitures transfrontalières

¹ La société nationale du réseau de transport rend compte à l'ElCom de l'application de la réglementation privilégiée au sens des art. 13, al. 3, et 17, al. 2, de la loi et lui propose l'affectation des recettes au sens de l'art. 17, al. 5, de la loi.

² Les importateurs ne peuvent faire valoir la priorité des fournitures à des consommateurs captifs (art. 17, al. 2 en liaison avec l'art. 13, al. 3, let. a, de la loi) que s'ils démontrent que sans les importations, ils ne peuvent assurer les livraisons auxquelles ils sont tenus et qu'ils n'ont pas annoncé de livraison à des tiers dans le même temps.

³ La société nationale du réseau de transport rend publiques la totalité des capacités attribuées sur le réseau de transport transfrontalier ainsi que les capacités attribuées et les recettes obtenues dans les procédures d'attribution axées sur le marché.

⁶ RS 730.0

⁷ RS 730.1

Chapitre 5 Dispositions finales**Section 1 Exécution****Art. 24**

¹ La Conférence des directeurs cantonaux de l'énergie (CDE) élabore un modèle des dispositions nécessaires dans l'exécution de la loi et de l'ordonnance.

² L'office exécute l'ordonnance dans la mesure où cela ne relève pas d'une autre autorité. Si les gestionnaires de réseau ne peuvent s'entendre en temps utile au sujet des directives prévues dans les art. 3, al. 1, et 2, 8, al. 1, 9, al. 1, 11, al. 3, 12, al. 1, 14, al. 4, 15, al. 2, et 20, al. 3, l'office peut fixer des directives correspondantes.

³ Il édicte les prescriptions techniques et administratives nécessaires.

⁴ Il fait rapport au Conseil fédéral à intervalles réguliers, mais au plus tard quatre ans après l'entrée en vigueur de l'ordonnance, sur l'opportunité, l'efficacité et le caractère économique des mesures prévues dans la loi et dans l'ordonnance.

⁵ Pour le recours à des organisations privées, les art. 23 à 25 de l'ordonnance sur l'énergie du 7 décembre 1998⁸ sont applicables par analogie.

Section 2 Dispositions transitoires**Art. 25 Hausse des tarifs d'électricité**

Jusqu'au 31 décembre 2012, les tarifs d'électricité pour la fourniture aux consommateurs captifs applicables avant l'entrée en vigueur de l'art. 5 ne peuvent être revus à la hausse qu'avec l'approbation de l'Elcom. Il incombe au gestionnaire de réseau de démontrer la nécessité économique d'une hausse. Sa démonstration s'appuie sur l'art. 5.

Art. 26 Adaptation de contrats existants

¹ Si des dispositions figurant dans les contrats actuels violent les prescriptions relatives à l'accès au réseau ou à la rémunération pour son utilisation et si les parties au contrat ne s'entendent pas pour adapter ces dispositions avant l'entrée en vigueur des articles de loi en question, ces dispositions perdent leur validité.

² Si la disparition de certaines conventions ayant perdu leur caractère légal entraîne pour l'une des parties au contrat des désavantages disproportionnés, cette partie peut exiger une compensation, monétaire ou autre.

Art. 27 Modification du droit actuel

Les modifications du droit actuel figurent dans l'annexe.

⁸ RS 730.01

Art. 28 Entrée en vigueur

¹ La présente ordonnance entre en vigueur le 1^{er} janvier 2008, sous réserve de l'al. 2.

² Les art. 11, 12, 14, 15, 16, 19, 20, 21 et 22 entrent en vigueur le 1^{er} octobre 2008.

... Au nom du Conseil fédéral suisse:

La présidente de la Confédération, Micheline Calmy-Rey
La chancelière de la Confédération, Annemarie Huber-Hotz

Modification du droit actuel

L'ordonnance du 22 novembre 2006 sur les émoluments et les taxes de surveillance de l'Office fédéral de l'énergie ⁹ est modifiée comme suit:

Titre:

Ordonnance sur les émoluments et les taxes de surveillance dans le domaine de l'énergie (Oemol-OFEN)

Préambule

Le Conseil fédéral suisse,

...

vu les art. 21, al. 5, et 28 de la loi du 23 mars 2007 sur l'approvisionnement en électricité¹⁰

arrête:

Art. 1 Objet

¹ La présente ordonnance régit les émoluments requis pour les décisions et les prestations ainsi que pour les activités de surveillance:

- a. de l'Office fédéral de l'énergie (office);
- b. des organisations et personnes de droit public ou privé (autres organes d'exécution) chargées de l'exécution dans le domaine de l'énergie.

² Elle régit en outre les taxes de surveillance dans le domaine de l'énergie nucléaire et de l'approvisionnement en électricité.

³ L'ordonnance générale du 8 septembre 2004 sur les émoluments¹¹ s'applique pour autant que la présente ordonnance ne contienne aucune réglementation spéciale.

⁴ Les art. 23 à 25 de l'ordonnance sur l'énergie du 7 décembre 1998¹² sont réservés.

Art. 4 Réduction des émoluments et exonération

¹ L'office et les autres organes d'exécution peuvent réduire les émoluments ou renoncer à en percevoir pour:

- a. la surveillance des barrages, lorsque ceux-ci servent à protéger des risques;
- b. des projets de recherche;

⁹ RS 730.05

¹⁰ RS 734.7

¹¹ RS 172.041.1

¹² RS 730.01.

- c. l'encouragement de la collaboration internationale et régionale dans l'échange d'informations.

² Ils peuvent réduire les émoluments ou renoncer à en percevoir pour d'autres motifs importants.

Art. 6 Perception des émoluments par un autre organe

¹ Si des tâches d'exécution sont confiées à d'autres organes que l'office, ceux-ci facturent eux-mêmes les émoluments, tranchent dans les cas de contestations relatifs aux coûts et se chargent de l'encaissement.

² L'office peut décider, au moment du transfert d'une tâche d'exécution, de se charger lui-même de la facturation des émoluments, notamment lorsque l'autre organe d'exécution n'est pas en mesure de les percevoir.

³ Si l'office charge d'autres organes de l'exécution, il fixe de concert avec chacun d'eux la part du produit des émoluments que l'organe en question peut affecter à la couverture de ses frais.

Art. 7 Prélèvement d'émoluments et de taxes de surveillance

L'office ou un autre organe d'exécution peut prélever trimestriellement les émoluments et les taxes de surveillance.

Art. 13a Emoluments dans le domaine de l'approvisionnement en électricité

L'office et la Commission de l'électricité (ElCom) prélèvent des émoluments notamment pour leurs décisions dans le domaine de l'approvisionnement en électricité.

Art. 13b Taxe de surveillance dans le domaine de l'approvisionnement en électricité

L'office prélève la taxe de surveillance pour la collaboration avec les autorités étrangères. La taxe correspond aux coûts de surveillance de l'année écoulée. Elle couvre en particulier les dépenses pour:

- a. la participation au forum des régulateurs de l'UE,
- b. la participation à des groupes de travail sur des tâches internationales telles que les procédures à suivre en cas de congestion,
- c. les contacts avec le groupe des régulateurs européens de l'électricité et du gaz (ERGEG), certains régulateurs isolés et la Commission des CE concernant des tâches internationales telles que l'élaboration de standards de sécurité, de procédures en cas de congestion et de compensation des coûts de transit.

Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité

Rapport explicatif sur le
projet du 27 juin 2007
soumis à la consultation

Table des matières

I.	GRANDES LIGNES DE L'ORDONNANCE	4
I.I	SITUATION ACTUELLE	4
I.II	COOPÉRATION ET SUBSIDIARITÉ	4
I.III	CONSÉQUENCES	4
II.	COMMENTAIRES	5
Chapitre 1	Dispositions générales	5
Art. 1	Champ d'application.....	5
Art. 2	Définitions	6
Chapitre 2	Sécurité d'approvisionnement.....	7
Art. 3	Raccordement au réseau.....	7
Art. 4	Accès au réseau pour les consommateurs finaux	8
Art. 5	Tarifs appropriés et comptabilité par unité d'imputation pour la fourniture d'électricité aux consommateurs captifs.....	8
Art. 6	Réseau sûr, performant et efficace.....	9
Art. 7	Plans pluriannuels.....	10
Chapitre 3	Utilisation du réseau	10
Section 1	Comptabilité analytique, comptage et information	10
Art. 8	Comptabilité analytique.....	10
Art. 9	Comptage et processus d'information	11
Art. 10	Publication des informations	12
Section 2	Imputation et report des coûts de réseau	13
Art. 11	Coûts d'exploitation imputables	13
Art. 12	Coûts de capital imputables.....	13
Art. 13	Fournitures transfrontalières	14
Art. 14	Report des coûts du réseau de transport.....	15
Art. 15	Report des coûts du réseau de distribution	15

Art. 16	Tarif d'utilisation du réseau [variante]	16
Art. 17	Efficacité comparée, réduction des tarifs d'électricité et d'utilisation du réseau	16
Section 3	Exceptions touchant l'accès au réseau et le calcul des coûts de réseau imputables.....	16
Art. 18	16
Chapitre 4	Services-système et gestion du bilan d'ajustement	17
Art. 19	Services-système.....	17
Art. 20	Groupes-bilan.....	17
Art. 21	Groupe-bilan pour les énergies renouvelables	18
Art. 22	Energie de réglage et d'ajustement à la consommation.....	19
Art. 23	Marche à suivre en cas de congestion dans les fournitures transfrontalières.....	20
Chapitre 5	Dispositions finales	20
Section 1	Exécution	20
Art. 24	20
Section 2	Dispositions transitoires	21
Art. 25	Hausse des tarifs d'électricité	21
Art. 26	Adaptation de contrats existants.....	21
Art. 27	Modification du droit actuel	21
Art. 28	Entrée en vigueur.....	22

I. Grandes lignes de l'ordonnance

I.I Situation actuelle

Le 23 mars 2007, les Chambres fédérales ont adopté à une forte majorité la loi fédérale sur l'approvisionnement en électricité (LApEI), dont l'annexe comporte en particulier une révision de la loi sur l'énergie. Le délai référendaire échoit le 12 juillet 2007. Il sera probablement inutilisé. Après l'adoption de la loi sur l'approvisionnement en électricité et de la révision de la loi sur l'énergie, qui constituent un tout, l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité et la révision de l'ordonnance sur l'énergie sont à leur tour le résultat d'un compromis politique. En effet, la libéralisation du marché de l'électricité a été acceptée à condition que les énergies renouvelables soient mieux soutenues, et inversement.

L'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité reprend partiellement les travaux préliminaires pour la législation sur le marché de l'électricité (loi sur le marché de l'électricité [LME], ordonnance sur le marché de l'électricité [OME]), notamment dans les dispositions relatives à l'imputation et au report des coûts de réseau. La législation sur l'approvisionnement en électricité régit en outre la sécurité d'approvisionnement.

I.II Coopération et subsidiarité

L'Association des entreprises électriques suisses (AES) a élaboré un modèle de marché pour l'énergie électrique - Suisse (MMEE-CH). Cela englobe un modèle d'utilisation du réseau (MUR), des dispositions techniques touchant le raccordement, l'exploitation et l'utilisation du réseau de transport (Transmission Code), le concept de gestion du bilan d'ajustement (Balancing Concept), des dispositions techniques sur le raccordement, l'exploitation et l'utilisation du réseau de distribution (Distribution Code) ainsi que des dispositions techniques pour la mesure et la mise à disposition des données de mesure (Metering Code).

Conformément à l'art. 3, al. 2 LApEI, l'ordonnance reprend les principes qui fondent ces documents partout où cela est opportun. Par ailleurs, elle invite à diverses reprises les gestionnaires de réseau à formuler des directives régissant l'exécution, comme ils l'ont fait dans les documents en question.

I.III Conséquences

Comme indiqué dans le message relatif à la loi sur l'approvisionnement en électricité, la mise en place de la Commission de l'électricité (EiCom) a certaines conséquences financières. Le Parlement ayant étoffé la loi au moyen d'éléments nouveaux par rapport au projet du Conseil fédéral, la Confédération devra engager plus de personnel que prévu dans le message (p. ex. création d'une société nationale du réseau de transport; compétences supplémentaires pour l'organe de régulation [EiCom]; mesures d'encouragement supplémentaires dans la loi sur l'énergie, telles que la rétribution de l'injection).

II. Commentaires

Les articles de l'ordonnance ne font l'objet d'un commentaire que lorsque c'est nécessaire à leur compréhension. Au besoin, le commentaire renvoie à des dispositions apparentées.

Chapitre 1 Dispositions générales

Art. 1 Champ d'application

L'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité s'applique seulement durant la phase d'ouverture partielle du marché, c'est-à-dire tant que les consommateurs captifs n'ont pas accès au réseau. Elle devra faire l'objet d'une révision totale pour le passage à l'ouverture intégrale du marché.

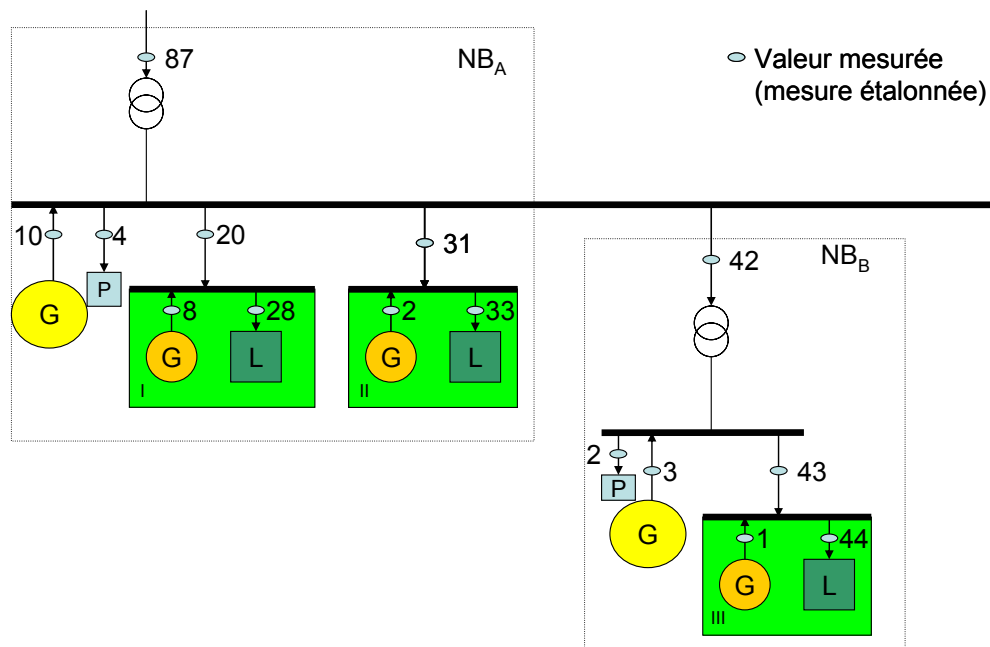
A l'al. 2, le Conseil fédéral use de sa compétence d'étendre le champ d'application de la loi ou de certaines dispositions à d'autres réseaux électriques. Les chemins de fer suisses ne font pas, actuellement, le commerce d'électricité avec des consommateurs finaux sur d'autres réseaux. En conséquence, leur réseau de transport d'électricité (niveau de tension de 132 kV) n'est soumis à la loi sur l'approvisionnement en électricité que dans l'optique de la sécurité d'approvisionnement, mais non dans celle de l'ouverture du marché (accès des tiers au réseau). On admet par ailleurs que les tronçons de réseau des Chemins de fer fédéraux (CFF) exploités aujourd'hui à 66 kV et qui jouent un rôle significatif pour la sécurité d'approvisionnement seront convertis à 132 kV ces prochaines années, et alors ils relèveront eux aussi de l'art. 1.

En soumettant le réseau électrique des CFF à l'art. 11 LApEI, on vise à instaurer la transparence des coûts de la sécurité d'approvisionnement. Cet article est sans effet sur le calcul de la rémunération pour l'utilisation du réseau.

Art. 2

Définitions

Energie brute/Energie nette/Consommation finale/Consommation annuelle



G: producteur; rectangles: producteurs avec autoproduction; NB: gestionnaire de réseau; P: énergie pour le pompage L: charge

2 gestionnaires de réseau A et B et 3 consommateurs finaux avec leur propre production d'énergie électrique ainsi que 2 pompes recevant de l'énergie pour le pompage.

	Consommateur final I	Consomm. final II	Consomm. final III
(A) Energie électrique prélevée	20	31	43
(B) Consommation annuelle	28 = 20+8	33 = 31+2	44 = 43+1

	Gestionnaire de réseau A	Gestionnaire de réseau B
(C) Energie électrique prélevée	87	42
(D) Prélèvement direct ou, par le biais de réseaux avals, indirect pour les besoins propres d'une centrale ou pour actionner les pompes d'une centrale à pompage-turbinage	6 = 4 + 2*	2
(E) Energie nette = (C) - (D)	81=87-6	40=42-2
(F) Energie électrique injectée directement ou par le biais de réseaux avals,	13=10+3**	3

indirectement		
(G) Energie brute = (E) + (F) ou = (E), si $F/E \leq 0,1$	$94 = 81+13$, da $13 / 81 > 0,1$	40, da $3/40 \leq 0.1$
(H) Energie électrique prélevée directement par des consommateurs finaux	$51 = 20+31$	43

* 2: prélèvement indirect chez le gestionnaire de réseau B

* 3: injection indirecte chez le gestionnaire de réseau B

(A) Energie électrique prélevée par un consommateur final; (B) Consommation annuelle d'un consommateur final; (C) Energie électrique prélevée par un gestionnaire de réseau; (D) Energie électrique prélevée directement ou par le biais de réseaux aval, indirectement, pour les besoins propres d'une centrale ou pour actionner les pompes d'une centrale à pompage-turbinage; (E) Energie nette d'un gestionnaire de réseau; (F) Energie électrique injectée directement ou par le biais d'un réseau aval, indirectement; (G) Energie brute d'un gestionnaire de réseau; (H) Energie électrique prélevée directement par les consommateurs finaux d'un gestionnaire de réseau

- (A) sert à calculer (B) et (H) ainsi qu'à l'art. 20, al. 5, et à l'art. 21, al. 4.
- (B) est significatif pour le droit d'accès au réseau (art. 4).
- (C) et (D) servent à calculer (E).
- (E) et (F) servent à calculer (G). La production propre d'un consommateur final n'est pas une injection au sens de (F). Les lignes électriques de peu d'extension servant à la distribution fine ne constituent pas des réseaux au sens de la loi (art. 4, al. 1, let. a, de la loi).
- (G) sert au report des coûts selon l'art. 14, al. 3, let. a, et l'art. 15, al. 3, let. a.
- (H) sert au report des coûts selon l'art. 14, al. 2 et al. 3, let. a, l'art. 15, al. 1, let. a, ainsi que pour le prélèvement d'énergies renouvelables selon les art. 20, al. 5, et 21, al. 4.

Chapitre 2 Sécurité d'approvisionnement

Art. 3 Raccordement au réseau

Al. 1: Le terme d'installations recouvre tous les éléments nécessaires au transport d'électricité, tels que les lignes et les postes de couplage ou de sectionnement.

Al. 2: Dans le contexte des raccordements au réseau, des gestionnaires de réseau et des niveaux de

tension, il existe nombre de combinaisons possibles¹. C'est pourquoi l'ordonnance ne fixe pas l'attribution des consommateurs finaux, des producteurs d'électricité et des gestionnaires de réseau à des niveaux de tension spécifiques. Ce serait courir le risque d'ignorer la complexité du réel. Conformément au principe de subsidiarité, la réglementation à ce sujet est confiée dans un premier temps aux gestionnaires de réseau. L'AES en a d'ores et déjà défini quelques éléments dans le *Distribution Code*. En cas de conflit, l'EICOM tranche sur les questions d'attribution.

Art. 4 Accès au réseau pour les consommateurs finaux

Al. 1: L'unité économique existe pour une entreprise dotée de ses propres structures juridiques (personnalité juridique). L'association arbitraire de différentes entreprises en vue d'acheter de l'électricité ne suffit pas. Le critère de l'unité géographique exige le voisinage des bâtiments et installations sur le site de consommation. Il est réalisé même pour des ensembles industriels occupant une aire importante, mais pas par exemple pour les filiales d'un grand distributeur, même si elles se trouvent dans la même zone de réseau.

Al. 2: Les consommateurs finaux ont jusqu'au 31 juillet pour faire savoir au gestionnaire du réseau de distribution qu'ils revendiquent le droit d'accéder au réseau. De leur côté, les gestionnaires de réseau sont tenus, en vertu de l'art. 10, de publier pour le 30 juin les tarifs d'électricité et d'utilisation du réseau. Les consommateurs finaux disposent donc d'au moins un mois pour négocier avec leurs nouveaux fournisseurs.

Pour les contrats écrits négociés individuellement, le droit de dénonciation figure dans le contrat. La présente disposition ne modifie pas ce droit. En revanche, les contrats écrits standard sont dénonçables chaque année pour le 1er octobre, selon l'al. 2. Les consommateurs finaux qui ont d'ores et déjà le droit d'accès au réseau restent libres. Ils ne peuvent pas renoncer à ce droit.

Art. 5 Tarifs appropriés et comptabilité par unité d'imputation pour la fourniture d'électricité aux consommateurs captifs

Pendant la première phase de l'ouverture du marché, les consommateurs captifs n'ont pas accès au marché. En vertu de l'art. 6 LApEI, ils ont droit à la fourniture d'électricité à des tarifs appropriés.

L'al. 1 oblige le gestionnaire de réseau à faire connaître la base de calcul de ses tarifs (p. ex. sur la feuille des tarifs). Cela englobe les possibilités d'acquisition, la garantie du prix de marché (Hedging) et du risque à la revente (p. ex. après une erreur de pronostic). Le cas échéant, les investissements non amortissables ne doivent pas être pris en compte dans les coûts de production.

L'al. 2 formule l'obligation de justifier de manière différenciée toute hausse de tarif (p. ex. sur la feuille des tarifs). Il faut que le consommateur final sache p. ex. quels éléments du porte-feuilles d'acquisition ont renchéri. En vertu de l'art. 6, al. 5 LApEI, le gestionnaire d'un réseau de distribution est tenu de répercuter proportionnellement sur les consommateurs captifs le bénéfice qu'il tire du libre accès au

¹ Cf. le rapport du groupe de travail Lignes parallèles: lignes parallèles, modifications de raccordement, raccordements supplémentaires, raccordements initiaux, 28 novembre 2006, <http://www.bfe.admin.ch/energie/00588/00589/00644/index.html?lang=fr&msg-id=8543>

réseau. Cela entraîne une diminution des prix qui doit également être communiquée aux consommateurs finaux. Cette disposition vise en particulier à établir la transparence des conditions de livraison des producteurs suisses et leur contribution au service public.

Grâce à la compétence donnée à l'OFEN par l'al. 3 de prescrire l'uniformité et la date de la facturation, les tarifs d'électricité pourront être comparés entre eux.

Art. 6 Réseau sûr, performant et efficace

Il faut logiquement prendre tout d'abord les meilleures mesures préventives possibles. Ces mesures sont fixées dans des conventions. Elles s'appuient sur des accords et des normes techniques à caractère international, éventuellement sur des normes techniques nationales. Les partenaires à une convention s'engagent à respecter les normes techniques, qui prennent ainsi une valeur contractuelle, au même titre que p. ex. les normes SIA dans la construction. Les conventions peuvent aussi se référer à certains points névralgiques et fixer des obligations spécifiques (comme réaliser certaines installations, de les mettre en service et de les utiliser ensuite). L'objectif sera de faire en sorte que les perturbations du réseau soient corrigées autant que possible par des automatismes techniques.

S'il se trouve des gestionnaires de réseau récalcitrants, la conclusion d'un accord peut leur être imposée par une décision de l'EiCom. Ce sera concrétiser l'obligation de contracter inscrite déjà dans la loi (art. 20, al. 2, let. c). Même une convention reposant sur une telle décision peut prévoir des sanctions conventionnelles, de sorte que les parties sont sur pied d'égalité avec celles des conventions passées volontairement. En cas d'urgence, la société nationale du réseau de transport peut demander le retrait de l'effet suspensif au sens de l'art. 55 de la loi fédérale du 20 décembre 1968 sur la procédure administrative (PA; RS 172.021).

Al. 1: La première phrase est une obligation générale faite à tous les acteurs de l'approvisionnement en électricité, de prendre des mesures préventives. Ils sont tenus de le faire "en tenant compte" des accords internationaux, des normes techniques, etc. Mais "tenir compte" ne signifie pas en soi conférer aux normes (notamment de l'UCTE) une valeur contraignante absolue. Ce ne sont que des normes techniques, non des règles de droit.

Al. 2: Ici, c'est la société nationale du réseau de transport qui est tenue de passer des conventions. Celles-ci peuvent donner aux normes techniques une valeur contraignante. La société nationale du réseau de transport peut choisir elle-même avec qui passer des conventions. Ainsi les réseaux de troisième ou de quatrième niveau de tension peuvent, selon le cas, être contraints d'adopter certains standards (si la société nationale du réseau de transport amène un gestionnaire de réseau de deuxième niveau de tension à s'engager à reporter les obligations contractuelles sur les réseaux aval). Ces conventions peuvent régler non seulement les interruptions automatiques mais les interruptions manuelles ainsi que les conditions qui les régissent. Par ailleurs, les conventions peuvent prévoir des sanctions et régler la question de la responsabilité civile.

L'al. 3 souligne que l'EiCom peut contraindre par décision des acteurs refusant leur collaboration à fournir leur apport à la sécurité d'approvisionnement. La décision ne porte pas sur l'obligation de signer mais ordonne la conclusion même du contrat.

Al. 4: Cette disposition précise à toutes fins utiles qu'en cas de danger, la société nationale du réseau de transport dispose en tout état de cause d'une compétence étendue pour prendre ou ordonner les mesures nécessaires. En l'occurrence, il ne faut pas comprendre "ordonner" comme l'expression d'un acte de "souveraineté", mais comme la marque de la position hiérarchique de la société nationale du

réseau de transport. Même dans le droit privé, il arrive couramment que l'on accorde à l'une des parties au contrat la compétence d'ordonner certaines mesures à l'autre partie (cf. p. ex. l'art. 321d du code des obligations du 30 mars 1911 [CO; RS 220], Directives de l'employeur vis-à-vis de l'employé). Même un acte de droit public peut prévoir de telles compétences de directive sans qu'il faille y voir un pouvoir de décision (cf. p. ex. art. 3 de l'ordonnance du 19 décembre 1983 sur la prévention des accidents [RS 832.30]: "L'employeur est tenu de prendre, pour assurer la sécurité au travail, toutes les dispositions et mesures de protection qui "; et à l'art. 11 de cette ordonnance: "Le travailleur est tenu de suivre les directives de l'employeur en matière de sécurité au travail ..."). De telles compétences de directive se trouvent même dans le domaine de la sécurité technique, cf. p. ex. l'art. 46, al. 3 de la nouvelle ordonnance du 21 décembre 2006 sur les installations à câbles (RS 743.011): "En cas de pannes ou d'accidents, le chef technique [de l'installation] ... prend les mesures nécessaires". En outre, il faut supposer que les injonctions émanant de la société nationale du réseau de transport en cas de crise aboutissent à des actes concrets qu'elle prendra elle-même ou qu'elle „ordonnera“ en vertu de la loi. Si le destinataire de l'injonction n'y donne pas suite, l'exécution par substitution s'impose (voir aussi art. 8, al. 5, LApEI).

Al. 5: En droit privé, le principe d'autorégulation veut que toutes les obligations découlant de conventions ou de prescriptions au sens des al. 2-4 soient imposées par la voie du droit civil. Il n'en va pas différemment de la répercussion des coûts de l'exécution par substitution (al. 4). Seule la décision imposant une convention peut être attaquée en tant que telle selon les dispositions du droit administratif.

Al. 6: Tous les acteurs sont tenus de prendre en compte les exigences de l'UCTE (al. 1). En outre, ces exigences seront reprises dans des conventions au sens de l'al. 2. Cela correspond à l'idée maîtresse de la loi, qui veut que l'économie électrique veille d'abord elle-même à la sécurité du réseau. Confrontée à des gestionnaires récalcitrants, l'EiCom peut imposer les normes techniques par décision (al. 3). A titre subsidiaire, l'office dispose (al. 6) de la possibilité de déclarer contraignantes des prescriptions techniques et administratives de l'UCTE.

Art. 7 **Plans pluriannuels**

Le développement des réseaux de distribution locaux et régionaux n'a pas être coordonné au plan national. Le Conseil fédéral use de la compétence que lui donne l'art. 8, al. 4, LApEI, de libérer les gestionnaires de petits réseaux de distribution de l'obligation d'établir des plans pluriannuels. On entend par là les réseaux des niveaux de tension 4 à 7 selon la définition qu'en donnent les gestionnaires suisses de réseau.

Chapitre 3 **Utilisation du réseau**

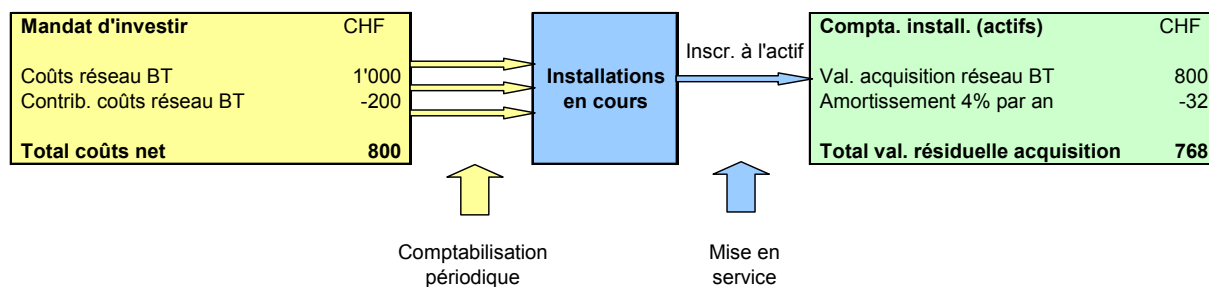
Section 1 **Comptabilité analytique, comptage et information**

Art. 8 **Comptabilité analytique**

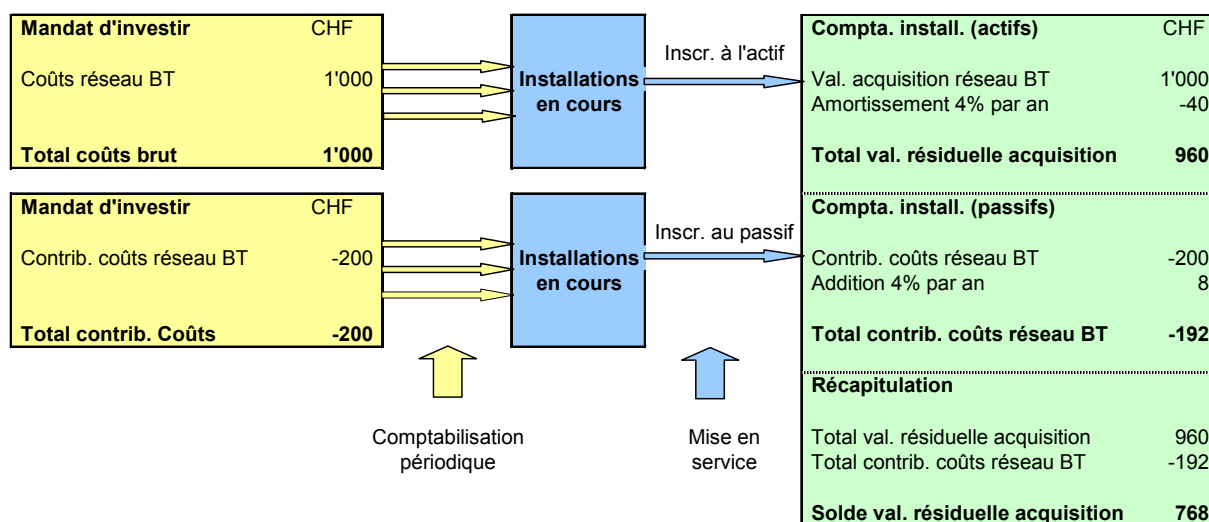
L'ordonnance évite volontairement de se prononcer sur le type de coûts facturés individuellement aux

utilisateurs de réseau. Les impôts directs, en particulier, peuvent être mis à charge de façon individuelle, p. ex. aux seuls utilisateurs de réseau d'un canton donné, ou reportés collectivement sur tous les utilisateurs de réseau conformément aux art. 14 ou 15. Ce qu'il faut éviter, c'est que des coûts soient facturés deux fois (cf. art. 14, al. 3, let. d, LApEI). L'EICOM a la possibilité de vérifier cela au moyen de la comptabilité analytique.

Al. 2 et 3: L'impératif de transparence signifie par exemple que les coûts facturés individuellement doivent figurer à part (méthode brute):



Contribution aux coûts du réseau BT selon la méthode nette



Contribution aux coûts du réseau BT selon la méthode brute

Source: AES

L'OFEN peut fixer la date de présentation de la comptabilité analytique ainsi que d'autres modalités, en en prescrivant par exemple la présentation électronique.

Art. 9 Comptage et processus d'information

L'al. 1 définit la responsabilité quant aux processus d'information. Les gestionnaires de réseau réglementent en particulier l'échange de données nécessaire pour le report des coûts. Cela les contraint à assurer la coordination au moyen de directives non discriminatoires (p. ex. le Metering Code). Si des tiers sont en mesure de fournir des prestations au titre du comptage et de l'information, il faut leur en donner la possibilité. Leurs prestations seront payées au prix convenu. De plus, les gestionnaires de réseau formulent, dans les limites de la loi et de l'ordonnance, des directives régissant les démarches

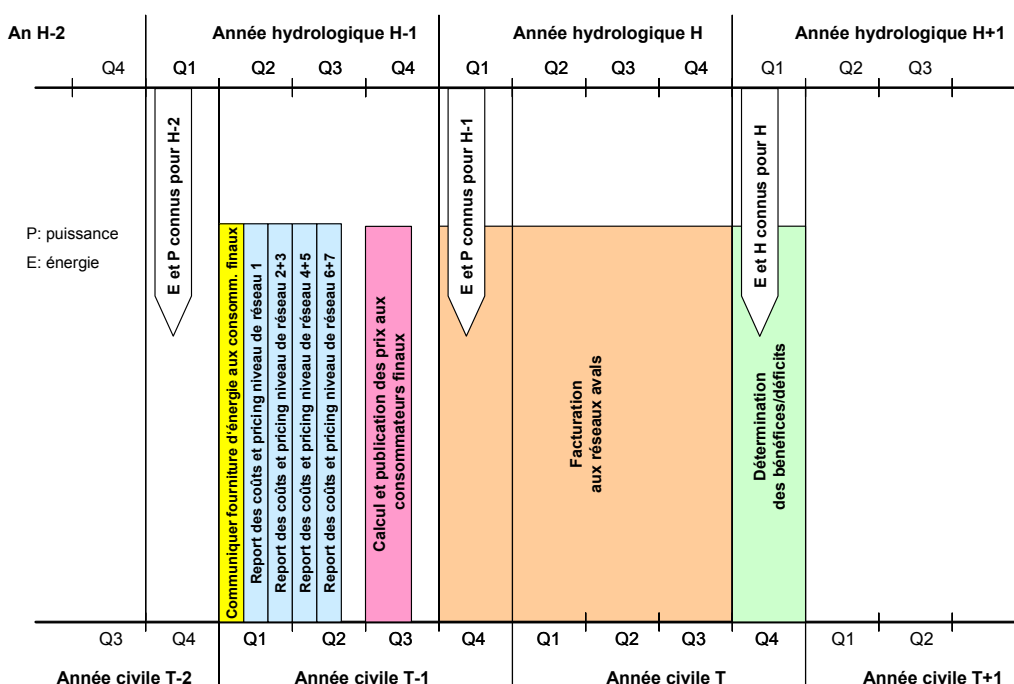
à entreprendre pour changer de fournisseur.

L'al. 2 précise que les prestations fournies pour le comptage indispensable à l'exploitation du réseau sont payées par la rémunération prélevée pour son utilisation, et que l'utilisateur a droit aux informations à ce sujet. Lorsqu'un consommateur final ou un groupe-bilan requiert des prestations allant au-delà, leur facturation ne doit pas passer dans la rémunération pour l'utilisation du réseau. Ce sera le cas par exemple lorsqu'il s'agit de remplacer un dispositif de comptage pour cause de changement de groupe-bilan, ou que des données relatives au passé doivent être mises à jour spécialement. Le dédommagement reposera alors sur un accord bilatéral.

L'al. 3 souligne qu'il incombe au gestionnaire de réseau de livrer aux groupes-bilan les chiffres mesurés. Cette information ne suscite généralement pas de difficultés, du fait que le gestionnaire de réseau appartient à un groupe-bilan en vertu de son obligation de fournir aux consommateurs captifs. Mais il arrive que d'autres groupes-bilan ou fournisseurs aient besoin de données sur les années révolues pour satisfaire certains consommateurs finaux, de sorte que la cession de ces données avec l'accord des intéressés est exigée.

Art. 10 Publication des informations

Les informations nécessaires à l'utilisation du réseau doivent être publiées pour le 30 juin, selon l'art. 12, al. 1 LApEI. Les consommateurs finaux disposés à changer de fournisseur ont alors un mois pour dénoncer leur contrat (art. 4). Quant aux gestionnaires de réseau, ils sont tenus d'organiser l'échange d'informations au sens de l'art. 10 de manière à ce que tous les tarifs d'utilisation du réseau soient connus à cette date, au plus tard. On peut imaginer le déroulement ci-après :



Source: AES

Doivent également être publiés pour le 30 juin le montant total des rémunérations pour l'utilisation du réseau et les comptes du dernier exercice.

Section 2 Imputation et report des coûts de réseau

Pour vérifier les tarifs et rémunérations pour l'utilisation du réseau, l'EICom mène des études comparatives d'efficacité (art. 17). Seuls doivent être pris en compte les coûts d'exploitation et de capital d'un réseau sûr, performant et efficace (art. 15, al. 1 LApEI).

Art. 11 Coûts d'exploitation imputables

Al. 2: Les déductions accordées en fonction des prestations requises ne doivent pas s'appuyer sur des clés de répartition axées sur d'autres critères (p. ex. la volonté d'effectuer les paiements). Si l'exploitation du réseau mène à constituer une banque de données mise à profit par la suite pour d'autres secteurs d'activité, il faut en répartir les coûts proportionnellement entre l'exploitation du réseau et les autres activités.

Art. 12 Coûts de capital imputables

Al. 1: En fixant la durée d'utilisation de chaque installation, les gestionnaires de réseau peuvent se donner une modeste marge d'appréciation. Lors de l'élaboration de l'ordonnance sur le marché de l'électricité, une marge de 5 ans avait été jugée modeste.

Al. 2: Cet alinéa formule les principes de calcul de l'amortissement. Comme le précisait déjà le message relatif à la LApEI (FF 2005, 1538), la méthode utilisée obéit aux mêmes principes que dans la LME. La précision relative aux coûts d'acquisition signifie que le prix payé pour les installations du réseau en cas de changement de propriétaire n'a pas à entrer en considération pour le calcul des frais financiers. Quant à l'amortissement des coûts de raccordement ou de la contribution aux coûts de réseau, il a été volontairement ignoré, les gestionnaires de réseau pouvant s'en tenir à la méthode de leur choix.

Al. 3: Dans le marché de l'électricité, le choix du taux d'intérêt „approprié“ a un caractère politique, car l'infrastructure du réseau exige d'importants capitaux. C'est pourquoi il importe de fixer ce taux de manière transparente et contraignante, afin d'instaurer une sécurité du droit. Les dispositions relatives aux intérêts des éléments de l'actif s'inspirent de celles qui figuraient dans le projet d'ordonnance sur le marché de l'électricité. Le taux d'intérêt effectif est déterminé d'après la méthode du pourcentage moyen des coûts de capital (méthode WACC). La plupart des régulateurs européens appliquent aujourd'hui cette méthode. Elle reflète le fait que les entreprises se financent au moyen d'un ensemble de capitaux propres et empruntés, avec des taux d'intérêt différents, normalement. Les calculs se basent sur l'hypothèse selon laquelle le capital emprunté représente 70% de l'ensemble, avec le taux d'intérêt national par risque nul, et sur des paramètres du marché suisse des actions. En accord avec la plupart des régulateurs européens du marché de l'électricité et avec l'Association des entreprises électriques suisses, on calcule le rendement du capital propre en tenant compte du risque, à l'aide du Capital Asset Pricing Model (CAPM). Ce calcul fait abstraction des impôts directs, qui sont facturés individuellement ou pris en compte dans les coûts d'exploitation imputables (voir aussi le commentaire de l'art. 8).

Les paramètres sont fixés d'après les bases déterminées par le Surveillant des prix². Il en résulte un taux d'intérêt du capital qui est approprié pour les raisons suivantes:

- La méthode utilisée est solide et elle est appliquée aujourd'hui par la plupart des régulateurs européens des échanges de gaz et d'électricité.
- Les paramètres ont un fondement solide. Ils ont été déterminés en connaissance des réglementations légales, de la pratique des régulateurs européens, des publications scientifiques et des structures du marché suisse de l'électricité.
- Les valeurs du rappel d'impôt et du WACC sont plausibles si on les compare avec celles des régulateurs européens de l'électricité.

Al. 4: Les gestionnaires de réseau sont tenus de faire état des coûts réels d'acquisition ou de construction. Si leur comptabilité des installations comporte des lacunes et ne permet pas d'établir ces coûts, les chiffres manquants (et eux seulement) peuvent être recalculés au moyen d'une méthode transparente et uniforme s'appuyant sur des prix unitaires représentatifs. La méthode doit répondre à l'exigence de ne valoir aux gestionnaires de réseau aucun avantage du fait de ce calcul. Les coûts d'acquisition ou de construction qui en résultent, par installation et par année, doivent supporter la comparaison avec les valeurs réellement disponibles (y compris les documents d'autres gestionnaires de réseau). Afin de simplifier la comparaison de ces valeurs recalculées, on choisit une date unique pour les fixer et les gestionnaires de réseau sont invités à employer des indices de renchérissement les plus uniformes possibles, correspondant à l'évolution réelle des prix. On s'appuiera sur les indices calculés depuis plusieurs décennies. Cela s'appliquera en particulier aux indices de l'Office fédéral de la statistique pour les prix à la production, à l'importation et à la consommation.

Art. 13 Fournitures transfrontalières

Les modalités de calcul de la rémunération pour l'utilisation du réseau de transport transfrontalier font l'objet de négociations dans le cadre du mécanisme international de compensation des gestionnaires de réseau dit „mécanisme Inter-TSO-Compensation (ITC)“. Avec la mise en oeuvre du règlement CE sur le commerce transfrontalier d'électricité (Règlement CE 1228/2003), ces négociations sont conduites à l'échelon des régulateurs et de la Commission CE. Les modalités auxquelles elles aboutiront seront décisives pour l'application du principe selon lequel les coûts générés par les échanges transfrontaliers d'électricité ne doivent pas être mis à la charge des consommateurs finaux suisses (art. 14 al. 1 LApEI).

Quant à la disposition qui forme l'al. 2, elle a pour effet que le produit brut du mécanisme ITC (avant la prise en compte des coûts à compenser en vertu de l'art. 14, al. 1, let. b) est déduit des coûts imputables.

² Voir à ce sujet l'étude du Surveillant des prix: Détermination de la rémunération du capital conforme au risque pour les gestionnaires du réseau électrique en Suisse, première version, décembre 2006, <http://www.preisueberwacher.admin.ch>

Art. 14 **Report des coûts du réseau de transport**

Cet article de l'ordonnance régit le report des coûts du réseau de transport. En plus des fonctions propres au réseau de distribution, il faut assurer ici la stabilité du système et la facturation séparée de l'utilisation du réseau transfrontalier. En règle générale, le report se fait sur trois modes, conformément aux al. 1 à 3:

L'al. 1 concerne les coûts facturés individuellement. L'énergie réactive est imputée directement aux gestionnaires de réseau avals et aux consommateurs finaux équipés de compteurs d'énergie réactive. Quant aux versements imposés par le mécanisme de compensation des gestionnaires de système (mécanisme ITC), les groupes-bilan qui les génèrent devront en assumer les montants bruts, c'est-à-dire sans déduction des bonifications concédées par l'étranger. L'affectation du produit du mécanisme ITC est définie à l'art. 13, al. 2.

L'al. 2 est consacré aux coûts des services-systèmes, supportés par l'ensemble des quelque 900 gestionnaires de réseau de Suisse. Comme l'indique l'art. 4, al. 1, let. b, LApEI, le courant électrique acquis pour les besoins propres d'une centrale ou pour ceux du pompage-turbinage n'est pas assimilé à l'électricité acquise directement par les consommateurs finaux (cf. commentaire de l'art. 1).

L'al. 3 fixe les bases du report des coûts sur les quelque 40 gestionnaires de réseau de distribution et consommateurs finaux (p. ex. CERN) connectés directement au réseau de transport. La société gestionnaire du réseau de transport réclame à chaque gestionnaire de réseau et aux consommateurs finaux raccordés directement à elle la totalité des coûts en s'appuyant sur un tarif d'utilisation du réseau.

Art. 15 **Report des coûts du réseau de distribution**

Voir le commentaire de l'art. 14, al.3.

Al. 1: Les prestations de service du réseau sont un produit intégré dont les coûts doivent être imputés le plus équitablement possible aux différents niveaux de tension. L'al. 1 règle ce report interne. Les coûts sont répartis au moyen de la clef des let. a et b, d'une part sur l'ensemble des consommateurs finaux raccordés directement au réseau et d'autre part sur les réseaux de niveau immédiatement inférieur. Quant à l'injection à des niveaux de tension inférieurs, il en est tenu compte (art. 15, al. 4, let. b, LApEI) en ce sens que la composante de la puissance (let. b) est prise en compte à sa valeur nette (voir aussi le commentaire de l'art. 2 et le message sur la LApEI, FF 2005, 1539).

Le gestionnaire de réseau fait supporter à chaque consommateur final une part de la somme des coûts reportés sur cette catégorie de consommateurs, en s'appuyant sur un tarif d'utilisation du réseau (cf. art. 16).

Al. 2: Le mécanisme de report des coûts décrit à l'al. 1 ne s'applique pas à des réseaux couplés directement. En l'occurrence, il incombe aux gestionnaires de réseau de régler la question.

Art. 16 **Tarif d'utilisation du réseau [variante]**

Cet article sera soumis à la discussion à titre de variante.

Cette disposition vise à faire en sorte que les tarifs d'utilisation du réseau n'ignorent pas l'objectif de l'utilisation efficace de l'électricité (art. 14, al. 3, let. e, LApEI). Cette réglementation ne concerne pas les tarifs d'électricité. Il ne faut pas que le tarif d'utilisation du réseau baisse avec l'accroissement de la consommation, incitant à consommer plus.

Le tarif d'utilisation du réseau peut englober différentes composantes telles qu'une taxe de puissance, une taxe de consommation et une taxe de base. Cela n'interdit pas la subdivision, par exemple en tarif haut et tarif bas. Dix pour cent du prix peut représenter une taxe de puissance ou une taxe de base.

Les consommateurs finaux équipés du mesurage de la puissance ont souvent un profil de consommation en dents de scie. Pour maintenir l'intérêt qu'ils ont à moduler leur consommation en fonction du marché, il faut autoriser ici une composante „puissance“ de plus de 10%.

Art. 17 **Efficacité comparée, réduction des tarifs d'électricité et d'utilisation du réseau**

L'EICom peut ordonner des mesures préventives en s'appuyant sur les principes généraux du droit de la procédure administrative. En cas de bénéfices injustifiés, elle peut décider d'une réduction des tarifs et la compensation des gains injustifiés engrangés par le passé. En évaluant l'efficacité d'un réseau, on considérera en particulier les coûts des installations redondantes. En vertu de l'art. 8, al. 2, let. c, ces installations doivent figurer explicitement dans la comptabilité analytique.

Section 3 **Exceptions touchant l'accès au réseau et le calcul des coûts de réseau imputables**

Art. 18

Le règlement CE 1228/2003 n'admet des dispositions dérogatoires touchant l'accès des tiers au réseau que pour les *nouvelles* lignes transfrontalières. En formulant l'art. 17, al. 6, de la loi, le législateur a tenu à éviter toute restriction quant aux possibilités de dérogation pour les lignes transfrontalières (Sils-San Fiorano, Mendrisio-Cagno, Campocologno-Tirano et Sils-Verderio) mises en service après le 1er mai 2005 et éventuellement avant l'entrée en vigueur de la loi. Etant donné les multiples problèmes, parfois encore sans solution, liés aux Merchant-Lines, il n'est pas indiqué de désigner concrètement aujourd'hui dans l'ordonnance les lignes et les modalités auxquelles on se réfère.

L'al. 2 délègue à l'EICom la compétence du Conseil fédéral d'accorder des dérogations.

Chapitre 4 Services-système et gestion du bilan d'ajustement

Art. 19 Services-système

La société nationale du réseau de transport est un adjudicateur au sens de l'art. 2, al. 2 de la loi fédérale sur les marchés publics (RS 172.056.1) en liaison avec l'art. 2a, al. 1, let. b, et al. 2, let. c, de l'ordonnance sur les marchés publics (RS 172.056.11).

L'al. 1 veut garantir que les services-système soient fournis avec un maximum d'efficacité et à moindres frais. Comme la société nationale du réseau de transport ne possède aucune centrale électrique, elle doit s'en remettre aux groupes-bilan pour assurer la compensation des pertes efficaces, la fourniture d'énergie réactive ou la mise en réserve d'énergie de réglage.

Lorsqu'il faut renforcer le réseau pour les raisons indiquées à l'al. 2, le gestionnaire concerné établit le dossier de projet et demande à l'EiCom l'autorisation de se faire dédommager de ses investissements. Celle-ci lui permettra d'en réclamer compensation à la société nationale du réseau de transport.

Quant au rapport exigé selon l'al. 5, il indiquera clairement quels services-système ont été effectivement fournis, par qui et à quelles conditions ils l'ont été. La transparence est la meilleure garantie du fonctionnement de la concurrence dans un domaine proche du monopole.

Art. 20 Groupes-bilan

Il est nécessaire de créer des groupes-bilan du moment que la fourniture d'électricité est séparée de l'exploitation du réseau, alors même qu'il faut toujours assurer un approvisionnement électrique sans failles. Celui-ci ne peut fonctionner que si l'on injecte dans le réseau la quantité d'électricité absorbée par les consommateurs finaux dans le même temps. C'est ce qui fait qu'aujourd'hui – avant l'entrée en vigueur de la LApEI – les entreprises électriques Atel, BKW, CKW, EGL, EOS, EWZ et NOK planifient et gèrent elles-mêmes le fonctionnement des centrales électriques et l'acquisition d'électricité en dehors de leurs zones de bilan. L'ouverture du marché autorisera ceux qui ont du courant à vendre et les consommateurs finaux non captifs à passer à volonté des contrats de fourniture, les premiers devant injecter l'électricité au moment où leurs partenaires en consomment et à la puissance correspondante afin de maintenir constante la fréquence du réseau de 50 Hertz. Quant aux consommateurs finaux, ils ont généralement un certain profil de prélèvement (profil de charge, p. ex. en kilowatts selon l'heure, selon le jour de la semaine et selon la saison). En cumulant tous les profils de charge des consommateurs finaux ayant passé contrat avec lui, le fournisseur peut faire un programme prévisionnel de production en fonction duquel les centrales électriques seront exploitées. De tels programmes sont établis régulièrement (p. ex. 24 heures à l'avance). Il peut naturellement y avoir des écarts entre le programme et la demande effective, car les clients risquent toujours de diverger de leur profil (p. ex. à cause d'une vague de froid ou d'une panne de fonctionnement). Obligée de maintenir constante la fréquence, la société nationale du réseau de transport, qui s'occupe du réseau de transport, compense ces écarts au moyen d'énergie de réglage, qu'elle facture aux groupes-bilan sous forme d'énergie d'ajustement à la consommation.

Un groupe-bilan est un regroupement de nature juridique instituée entre des acteurs du marché de l'électricité. Ses participants ont toute liberté pour régler leurs droits et devoirs réciproques, que ce soit par exemple dans des accords bilatéraux ou dans un contrat de société. Le responsable de groupe-bilan représente celui-ci vis-à-vis des tiers et conclut par exemple un accord de groupe-bilan avec la société nationale du réseau de transport.

L'al. 1 règle l'attribution des points de comptage et de mesure aux groupes-bilan. Il peut y avoir et il y aura des groupes-bilan sans aucun point d'injection et de soutirage, c'est-à-dire des entités relevant de la seule balance commerciale.

Al. 2, 2^e phrase: L'office établit le cahier des charges du responsable de groupe-bilan pour les énergies renouvelables. Ses critères de sélection pourront être l'indépendance, l'expérience acquise dans la gestion de porte-feuilles, la méthode que l'intéressé entend appliquer pour tenir le programme prévisionnel ou l'importance des coûts de mise en oeuvre. Le responsable de groupe-bilan est un simple administrateur, non un négociant en électricité. Sa tâche peut donc également être exercée par la société nationale du réseau de transport.

L'al. 3 oblige la société nationale du réseau de transport à formuler les règles générales et les règles techniques auxquelles doit satisfaire le contrat passé entre elle et le responsable d'un groupe-bilan. Au titre des exigences minimales vis-à-vis du groupe-bilan pour les énergies renouvelables, la société nationale du réseau de transport fixe aussi les conditions spécifiques auxquelles doit répondre l'annonce des programmes prévisionnels. Quant aux petits groupes-bilan, leurs besoins pourront être pris en compte notamment par la possibilité de fixer des programmes prévisionnels par périodes de quinze minutes et en kilowatts.

Al. 4: Le contrat passé entre la société nationale du réseau de transport et le responsable de groupe-bilan régleme l'annonce du programme prévisionnel. Il peut énoncer des exigences minimales, les modalités de traitement des programmes prévisionnels (p.ex. les délais d'annonce, le traitement des différends, les modifications), les impératifs de sécurité du réseau (équilibre d'un groupe-bilan, comportement en cas de congestion et de perturbation) ainsi que des dispositions relatives aux rémunérations liées à la gestion du bilan (énergie d'ajustement à la consommation).

Al. 5: La notification obligatoire a son importance pour l'attribution de l'énergie électrique au sens de l'art. 21, al. 4.

Art. 21 Groupe-bilan pour les énergies renouvelables

Les principes énoncés à l'art. 20, concernant les groupes-bilan, s'appliquent également au groupe-bilan pour les énergies renouvelables.

L'al. 1 définit la notion de groupe-bilan pour les énergies renouvelables, en vue de centraliser la saisie et la rétribution de l'énergie injectée au sens des art. 7a et 28a de la loi sur l'énergie. Cela facilite la tâche des gestionnaires de réseau qui aujourd'hui reprennent cette énergie, en paient le prix et le reportent sur les consommateurs. Ils se contenteront désormais de la reprendre physiquement. Si une partie seulement de la production d'une installation est considérée comme issue d'énergies renouvelables (p. ex. dans une UIOM), elle seule sera attribuée à ce groupe-bilan spécial.

Les règles devant être fixées selon l'al. 2 comprennent en particulier l'établissement des profils standard de production, la responsabilité du pronostic ainsi que les modalités comptables.

Al. 3: Afin d'inciter les producteurs concernés à injecter leur électricité sous une forme adaptée au réseau au sens de l'art. 7a, al. 1, de la loi sur l'énergie (surtout en vue de coopérer à l'exécution des programmes prévisionnels), on fait dépendre leur rétribution du respect des règles qui seront édictées.

Al. 4: Les groupes-bilan sont tenus de reprendre toute l'électricité du groupe-bilan pour les énergies renouvelables et non pas seulement la part annoncée dans le programme prévisionnel. Cela les oblige à assumer les erreurs de pronostic en payant l'énergie d'ajustement à la consommation. Mais de son côté, le responsable de groupe-bilan pour les énergies renouvelables communique à ses homologues des autres groupes-bilan le meilleur pronostic possible à intervalles appropriés (p. ex. 1 mois, 1 semaine, 3, 2 ou 1 jour avant exécution). La répartition de l'énergie sur les autres groupes-bilan est avantageuse parce que les coûts de transaction du groupe-bilan pour les énergies renouvelables sont au plus bas, toute cette énergie étant déjà vendue aux groupes-bilan au prix du marché. L'inconvénient en est qu'il y a entrave aux mécanismes du marché pour ces mêmes groupes-bilan, qui ne peuvent anticiper que partiellement la quantité d'énergie qui leur sera attribuée. De plus, le responsable de groupe-bilan pour les énergies renouvelables n'est pas incité à réduire au minimum ses coûts d'énergie d'ajustement à la consommation.

Les groupes-bilan doivent payer le prix du marché à la société nationale du réseau de transport et non au groupe-bilan pour les énergies renouvelables. L'intention est d'éviter que celui-ci connaisse la consommation finale dans tous les autres groupes-bilan, qu'il pourrait communiquer par exemple à sa société-mère. Cela fausserait la concurrence.

Al. 5: Les coûts d'exécution revendiqués par le groupe-bilan pour les énergies renouvelables peuvent comprendre un bénéfice approprié.

Art. 22 **Energie de réglage et d'ajustement à la consommation**

Aux termes de l'al 1, les besoins de réglage seront couverts surtout par de l'énergie renouvelable. Il faut qu'en Suisse, l'énergie hydraulique reste le pilier de la stabilité du système. Comme son apport à la production indigène est de 55%, cette disposition devrait se justifier aussi au plan économique. Elle restreint cependant le marché de l'énergie de réglage, ce qui tend à renchérir les services-système. Il n'est pas question ici de clopinettes: les standards internationaux exigent des réserves de l'ampleur de la plus importante unité de production (la centrale nucléaire de Leibstadt a une puissance de 1165 MW).

Le statut privilégié de l'énergie renouvelable pour les besoins du réglage s'étend à l'énergie de réserve importée, comme l'indique l'al. 2.

L'al. 3 formule les principes applicables au prix de l'énergie d'ajustement à la consommation. La formulation laisse une marge d'interprétation suffisante pour décider par exemple à quel moment on fixe ce prix, pour quels intervalles de temps on appliquera des prix de l'énergie et/ou une prime de puissance, ou si les groupes-bilan se verront dédommagés lorsqu'ils présentent un écart de nature à compenser celui de la zone de réglage.

Art. 23

Marche à suivre en cas de congestion dans les fournitures transfrontalières

La priorité à accorder aux consommateurs indigènes dans les enchères internationales fait l'objet de négociations bilatérales avec l'UE.

Aux termes de l'art. 22, al. 2, let. c, LApEI, l'EICoM est compétente pour décider de l'affectation des recettes selon l'art. 17, al. 5, LApEI. Le rapport cité à l'al. 1, adressé à l'EICoM, expose la procédure et les conditions réelles sous lesquelles faire valoir une priorité ainsi que l'ordre de priorité des contrats. La proposition de la société nationale du réseau de transport pour l'affectation des recettes devrait préciser les conséquences techniques et pour l'exploitation, telles que l'efficacité des mesures en vue de maximiser la capacité disponible, notamment si les recettes doivent servir à assurer la disponibilité de la capacité attribuée au sens de l'art. 17, al. 5, let. a, LApEI (Redispatch).

L'al. 2 fait en sorte que la réglementation prioritaire au sens de l'art. 13, al. 3, LApEI ne porte que sur les contrats d'importation pour la fourniture aux consommateurs captifs en Suisse. Il faut éviter que des importateurs déclarent toutes leurs fournitures comme étant destinées à des consommateurs finaux et profitent ainsi d'une priorité injustifiée. Les restrictions introduites ici font que la réglementation prioritaire ne s'applique qu'à titre exceptionnel. Il est difficile de prouver que l'on ne peut pas assumer une obligation de fourniture sans importation. On peut imaginer comme élément de preuve une cotation des prix nettement plus élevée qu'à l'étranger au cours de la période considérée.

Les quantités attribuées et les recettes selon l'al. 3 seront publiées sous forme agrégée (p. ex. pour chaque frontière et chaque produit, p. ex. puissance en ruban mensuelle). Les quantités bénéficiant de la priorité figureront à part.

Chapitre 5

Dispositions finales

Section 1

Exécution

Art. 24

Des éléments essentiels de l'exécution sont attribués à l'EICoM en vertu de la loi et de l'ordonnance. Il appartient à l'office d'exécuter les autres éléments. Cela comprend en particulier l'adoption de dispositions d'exécution, la désignation des responsables du groupe bilan pour les énergies renouvelables (art. 20, al. 2) ainsi que l'acceptation des règles d'injection dans ce groupe-bilan (art. 21, al. 2).

A l'instar de ce qui prévaut dans d'autres domaines politiques, il convient de vérifier régulièrement les effets des mesures prises par les autorités.

Section 2

Dispositions transitoires

Art. 25

Hausse des tarifs d'électricité

Au cours de la première phase de l'ouverture du marché, les consommateurs captifs n'ont pas droit à l'accès au réseau. Pour eux, le marché ne joue pas. Il faut leur assurer une protection particulière.

Il importe d'éviter que le changement de régime serve de prétexte à un relèvement des tarifs. En soi, la LApEI et l'ordonnance ne causent aucune hausse des coûts. Si des investissements supplémentaires doivent être consentis pour la gestion du comptage et de l'information, ils pourront être couverts par les gains accumulés par la branche au cours des dernières années du monopole. De plus, l'ouverture du marché lui offrira la possibilité d'acquérir l'électricité à moindre coût. C'est pourquoi les tarifs d'électricité et les tarifs intégrés applicables immédiatement avant l'entrée en vigueur de l'art. 5 ne doivent être revus à la hausse qu'avec l'accord de l'EiCom. Les entreprises d'approvisionnement en électricité sont aux mains des collectivités publiques à hauteur de 83%. Il incombe à ces mêmes collectivités d'empêcher un renchérissement préventif avant l'entrée en vigueur de la LApEI. A défaut, les mesures envisageables avant cette date relèveront de la loi sur la surveillance des prix.

En vertu de l'art. 10, les tarifs d'électricité doivent être publiés.

Art. 26

Adaptation de contrats existants

Les contrats de fourniture d'électricité ne sont pas touchés par la présente disposition (voir aussi à ce sujet le message concernant la LApEI, FF 2005, 1493), pas plus que les contrats passés avec des consommateurs captifs; ces derniers n'ont pas accès au réseau.

Al. 1: Des contrats ou des dispositions contractuelles isolées qui enfreindraient les règles d'accès au réseau ou de rémunération pour son utilisation contreviendraient à la LApEI; elles perdent par conséquent leur validité avec l'entrée en vigueur des articles de loi sur l'accès au réseau et sur la rémunération pour l'utilisation du réseau. Lors de l'attribution de capacités du réseau, seules sont prioritaires les fournitures mentionnées explicitement aux art. 13, al. 3, et 17, al. 2, LApEI, mais non les contrats passés par exemple au gré des participations prises.

Al. 2: Si une partie au contrat a consenti des investissements dans le réseau sans en être propriétaire et si elle a obtenu en contre-partie, par exemple, un droit d'utilisation gratuite du réseau, la disparition des accords passés risque de lui faire subir un désavantage disproportionné. Une modification du contrat pourra remplacer la gratuité d'utilisation, par exemple par une participation au produit de la rémunération pour l'utilisation du réseau.

Art. 27

Modification du droit actuel

Ordonnance du 22 novembre 2006 sur les émoluments et les taxes de surveillance de l'Office fédéral de l'énergie

L'office peut facturer directement à la société nationale du réseau de transport les coûts indispensables
003790137

bles à la collaboration avec des autorités étrangères (art. 28 LApEI). De son côté, la société nationale du réseau de transport facture ces coûts aux groupes-bilan (art. 14, al. 1, let. b).

Art. 28 **Entrée en vigueur**

Des discussions approfondies ont eu lieu avec les milieux concernés pour savoir quand mettre en vigueur la législation sur l'approvisionnement en électricité et la législation révisée sur l'énergie.

Il faut viser une rapide entrée en vigueur parce que tout retard dans l'ouverture du marché est politiquement inacceptable. Il règne aujourd'hui une grande insécurité du droit quant aux conditions générales de l'accès au réseau. Cela freine l'investissement. Une prochaine entrée en vigueur est importante aussi pour la collaboration internationale. L'EICom et la société nationale du réseau de transport doivent pouvoir prendre place dans les organismes internationaux. De plus, il faut que l'art. 6 aussi entre en force dès que possible.

Pour ce qui concerne la législation sur l'énergie, il est souhaitable que l'encouragement accru des énergies renouvelables déploie ses effets dans les plus brefs délais.

Telles sont les raisons pour lesquelles il faut viser une entrée en vigueur le 1er janvier 2008. Devraient être appliquées dès cette date en particulier les dispositions de l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité et les dispositions correspondantes de la loi concernant la sécurité d'approvisionnement, la comptabilité analytique, l'information et le comptage et les fournitures transfrontalières.

Pour assurer l'accès des tiers au réseau, on introduira notamment un modèle de groupe-bilan. Cela implique certains processus d'informations et des comptages dont la mise en place se poursuit mais ne sera pas terminée à cette date. Il n'est pas possible de réaliser dans un délai aussi bref les nombreux projets informatique requis. Voilà pourquoi les dispositions relatives au calcul et au report des coûts ainsi qu'à la gestion du bilan d'ajustement ne devraient entrer en vigueur, en principe, que le 1er octobre 2008, de même que les dispositions correspondantes de la LApEI, en particulier les art. 13 - 15 de cette loi.

Le nouveau mécanisme de rétribution de l'électricité tirée d'énergies renouvelables passe lui aussi par le système des groupes-bilan, de sorte que la révision de l'ordonnance sur l'énergie avec les dispositions de la loi qui s'y rapportent ne peut elle aussi entrer en vigueur que le 1er octobre 2008.

En revanche, les nouvelles exigences relatives aux lampes de ménage (annexe 2.3 de l'ordonnance sur l'énergie) devraient s'appliquer dès le 1^{er} janvier 2008.



Berne, 27 juin 2007

Aux gouvernements cantonaux

Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité et révision de l'ordonnance sur l'énergie : ouverture de la procédure de consultation

Mesdames les Conseillères d'Etat, Messieurs les Conseillers d'Etat,

Le 23 mars, les Chambres fédérales ont approuvé la loi sur l'approvisionnement en électricité. Le délai référendaire expire le 12 juillet 2007. Le référendum n'a pas été lancé contre ce projet.

Le Conseil fédéral a chargé le DETEC de conduire une procédure de consultation auprès des cantons, des partis politiques, des associations faîtières des communes, des villes et des régions de montagne actives à l'échelle nationale, des associations faîtières de l'économie actives à l'échelle nationale et des milieux intéressés.

La consultation dure jusqu'au **15 octobre 2007**. En raison de l'urgence du dossier, aucun prolongement de délai ne pourra malheureusement être accordé.

L'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité et la révision de l'ordonnance sur l'énergie constituent un tout, comme ce fut le cas de la loi sur l'approvisionnement en électricité et de la révision de la loi sur l'énergie; elles relèvent l'une et l'autre d'un compromis politique. On a consciemment conçu sobrement le projet d'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité en y fixant les principes essentiels. Les gestionnaires de réseau devront régler les détails administratifs et techniques conformément au principe de subsidiarité (art. 3, al. 2, LApEI). L'Association des entreprises électriques suisses (AES) a déjà élaboré de nombreux documents concernant les processus sur le marché libéralisé de l'électricité. Le projet d'ordonnance réglemente la première étape de l'ouverture du marché de l'électricité, durant laquelle les consommateurs finaux captifs n'auront pas encore le droit d'accéder au réseau. L'ordonnance fera l'objet d'une révision intégrale pour le passage à l'ouverture complète du marché. Le projet contient les principes de calcul des coûts d'exploitation et des coûts du capital, et par conséquent de la rémunération pour l'utilisation du réseau. Le report de ces coûts y est également réglementé. Les dispositions concernant la gestion du bilan d'ajustement doivent permettre le déroulement ordonné des processus sur un marché libéralisé. Un groupe-bilan spécifique est constitué pour les énergies renouvelables.

La révision de l'ordonnance sur l'énergie concerne principalement les dispositions d'exécution quant à la reprise et à la rétribution de l'électricité produite dans les nouvelles installations à partir d'énergies renouvelables. La notion de «nouvelle installation» s'y trouve précisée. L'un des grands défis consiste à fixer les coûts de revient



des installations de référence. A cette fin, les installations de référence sont classées dans les appendices au projet d'ordonnance en fonction de la technologie, du domaine d'utilisation et de la classe de puissance. Le calcul des coûts de production s'appuie autant que possible sur les enseignements de l'expérience. Un autre défi est de veiller à ce que la somme des suppléments n'excède pas 0,6 ct./kWh au niveau de la consommation finale. A cette fin, on a prévu une procédure d'annonce et d'avis. La société nationale du réseau de transport examine les projets. Le responsable du projet reçoit une décision formelle, ce qui lui garantit la sécurité de planification voulue. S'agissant de l'établissement et du report des surcoûts, l'Office fédéral de l'énergie commence par fixer préalablement un supplément chaque année. La société nationale du réseau de transport perçoit le supplément trimestriellement auprès des gestionnaires de réseau afin d'en alimenter un fonds. Le groupe-bilan pour les énergies renouvelables rétribue l'énergie aux producteurs sur une base trimestrielle. On évite ainsi aux gestionnaires de réseau un service des intérêts tel qu'il prévaut dans le système actuel de compensation des coûts.

La question de l'entrée en vigueur de la législation sur l'approvisionnement en électricité et des modifications de la législation sur l'énergie a fait l'objet de discussions détaillées avec les milieux concernés. En principe, l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité doit entrer en vigueur au 1^{er} janvier 2008, mais certains articles (en particulier concernant la gestion du bilan d'ajustement, par conséquent l'ouverture du marché proprement dite) ne pourront pas être mis en vigueur avant le 1^{er} octobre 2008. Pour des raisons techniques (gestion du bilan d'ajustement), la révision de l'ordonnance sur l'énergie ne peut elle aussi entrer en vigueur qu'au 1^{er} octobre 2008.

Nous vous prions d'adresser vos remarques et propositions de modifications aux adresses suivantes :

a) concernant l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité :

Office fédéral de l'énergie, section Droit,
Nicole Zeller, 3003 Berne, nicole.zeller@bfe.admin.ch;

b) concernant la révision de l'ordonnance sur l'énergie :

Office fédéral de l'énergie, section Droit,
Peter Koch, 3003 Berne, peter.koch@bfe.admin.ch.

Il vous est possible d'obtenir des exemplaires supplémentaires des documents de la consultation aux adresses internet suivantes : <http://www.bfe.admin.ch> ou <http://www.admin.ch/ch/d/gg/pc/pendent.html>.

Le rapport explicatif ne sera pas adapté après la consultation.



Tout en vous remerciant de votre intérêt et de votre coopération, nous vous prions d'agréer, Mesdames les Conseill eres d'Etat, Messieurs les Conseillers d'Etat, l'expression de nos meilleurs sentiments.

Moritz Leuenberger
Conseiller fédéral

Annexes :

- Projet de consultation et rapport explicatif concernant l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (d, f, i).
- Projet de consultation et rapport explicatif concernant la révision de l'ordonnance sur l'énergie (d, f, i).
- Liste des destinataires de la consultation (d, f, i).



Berne, 27 juin 2007

Partis politiques
Associations faïtières des communes, des villes et des régions de montagne
Associations faïtières de l'économie
Milieux intéressés

Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité et révision de l'ordonnance sur l'énergie : ouverture de la procédure de consultation

Mesdames, Messieurs,

Le 23 mars, les Chambres fédérales ont approuvé la loi sur l'approvisionnement en électricité. Le délai référendaire expire le 12 juillet 2007. Le référendum n'a pas été lancé contre ce projet.

Le Conseil fédéral a chargé le DETEC de conduire une procédure de consultation auprès des cantons, des partis politiques, des associations faïtières des communes, des villes et des régions de montagne actives à l'échelle nationale, des associations faïtières de l'économie actives à l'échelle nationale et des milieux intéressés.

La consultation dure jusqu'au **15 octobre 2007**. En raison de l'urgence du dossier, aucun prolongement de délai ne pourra malheureusement être accordé.

L'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité et la révision de l'ordonnance sur l'énergie constituent un tout, comme ce fut le cas de la loi sur l'approvisionnement en électricité et de la révision de la loi sur l'énergie; elles relèvent l'une et l'autre d'un compromis politique. On a consciemment conçu sobrement le projet d'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité en y fixant les principes essentiels. Les gestionnaires de réseau devront régler les détails administratifs et techniques conformément au principe de subsidiarité (art. 3, al. 2, LApEI). L'Association des entreprises électriques suisses (AES) a déjà élaboré de nombreux documents concernant les processus sur le marché libéralisé de l'électricité. Le projet d'ordonnance réglemente la première étape de l'ouverture du marché de l'électricité, durant laquelle les consommateurs finaux captifs n'auront pas encore le droit d'accéder au réseau. L'ordonnance fera l'objet d'une révision intégrale pour le passage à l'ouverture complète du marché. Le projet contient les principes de calcul des coûts d'exploitation et des coûts du capital, et par conséquent de la rémunération pour l'utilisation du réseau. Le report de ces coûts y est également réglementé. Les dispositions concernant la gestion du bilan d'ajustement doivent permettre le déroulement ordonné des processus sur un marché libéralisé. Un groupe-bilan spécifique est constitué pour les énergies renouvelables.

La révision de l'ordonnance sur l'énergie concerne principalement les dispositions d'exécution quant à la reprise et à la rétribution de l'électricité produite dans les nouvelles installations à partir d'énergies renouvelables. La notion de «nouvelle installa-



tion» s'y trouve précisée. L'un des grands défis consiste à fixer les coûts de revient des installations de référence. A cette fin, les installations de référence sont classées dans les appendices au projet d'ordonnance en fonction de la technologie, du domaine d'utilisation et de la classe de puissance. Le calcul des coûts de production s'appuie autant que possible sur les enseignements de l'expérience. Un autre défi est de veiller à ce que la somme des suppléments n'excède pas 0,6 ct./kWh au niveau de la consommation finale. A cette fin, on a prévu une procédure d'annonce et d'avis. La société nationale du réseau de transport examine les projets. Le responsable du projet reçoit une décision formelle, ce qui lui garantit la sécurité de planification voulue. S'agissant de l'établissement et du report des surcoûts, l'Office fédéral de l'énergie commence par fixer préalablement un supplément chaque année. La société nationale du réseau de transport perçoit le supplément trimestriellement auprès des gestionnaires de réseau afin d'en alimenter un fonds. Le groupe-bilan pour les énergies renouvelables rétribue l'énergie aux producteurs sur une base trimestrielle. On évite ainsi aux gestionnaires de réseau un service des intérêts tel qu'il prévaut dans le système actuel de compensation des coûts.

La question de l'entrée en vigueur de la législation sur l'approvisionnement en électricité et des modifications de la législation sur l'énergie a fait l'objet de discussions détaillées avec les milieux concernés. En principe, l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité doit entrer en vigueur au 1^{er} janvier 2008, mais certains articles (en particulier concernant la gestion du bilan d'ajustement, par conséquent l'ouverture du marché proprement dite) ne pourront pas être mis en vigueur avant le 1^{er} octobre 2008. Pour des raisons techniques (gestion du bilan d'ajustement), la révision de l'ordonnance sur l'énergie ne peut elle aussi entrer en vigueur qu'au 1^{er} octobre 2008.

Nous vous prions d'adresser vos remarques et propositions de modifications aux adresses suivantes :

a) concernant l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité :
Office fédéral de l'énergie, section Droit,
Nicole Zeller, 3003 Berne, nicole.zeller@bfe.admin.ch;

b) concernant la révision de l'ordonnance sur l'énergie :
Office fédéral de l'énergie, section Droit,
Peter Koch, 3003 Berne, peter.koch@bfe.admin.ch.

Il vous est possible d'obtenir des exemplaires supplémentaires des documents de la consultation aux adresses internet suivantes : <http://www.bfe.admin.ch> ou <http://www.admin.ch/ch/d/gg/pc/pendent.html>.

Le rapport explicatif ne sera pas adapté après la consultation.



Tout en vous remerciant de votre intérêt et de votre collaboration, nous vous prions d'agréer, Mesdames, Messieurs, l'expression de nos meilleurs sentiments.

Moritz Leuenberger
Conseiller fédéral

Annexes :

- Projet de consultation et rapport explicatif concernant l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (d, f, i).
- Projet de consultation et rapport explicatif concernant la révision de l'ordonnance sur l'énergie (d, f, i).
- Liste des destinataires de la consultation (d, f, i).



27 juin 2007

Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité et révision de l'ordonnance sur l'énergie – liste des destinataires

1. Commission de l'environnement, de l'aménagement du territoire et de l'énergie (CEATE) du Conseil national et du Conseil des Etats

2. Tous les cantons

(y c. Conférence des directeurs cantonaux de l'énergie et la Conférence des services cantonaux de l'énergie)

3. Partis politiques

- Alternative Kanton Zug
- Alternative Liste
- Alliance de Gauche
- Parti démocrate-chrétien suisse
- Parti chrétien-social
- Union Démocratique Fédérale
- Parti évangélique suisse
- Parti radical-démocratique suisse
- Les Verts Parti écologiste suisse
- Alliance Verte et Sociale
- Grünliberale Zürich
- Lega dei Ticinesi
- Parti libéral suisse
- Parti suisse du Travail
- Démocrates Suisses
- Union Démocratique du Centre
- Solidarités
- Parti socialiste suisse



4. Associations faitières de l'économie

- Association Suisse de l'Aluminium
- cemsuisse, Association suisse de l'industrie du ciment
- economiesuisse
- Association Suisse des Fabricants et Fournisseurs d'Appareils électrodomestiques
- Fédération romande des syndicats patronaux
- Société pour le développement de l'économie suisse
- Syndicat de l'industrie, de la construction et des services
- Société suisse des propriétaires fonciers
- Société suisse des employés de commerce
- Union patronale suisse
- Association suisse des banquiers
- Union Suisse des Paysans
- Société Suisse des Industries Chimiques
- Union suisse des arts et métiers
- Union syndicale suisse
- Société suisse des ingénieurs et des architectes
- Union Technique Suisse
- Syndicat suisse des services publics
- Association suisse pour la défense des petits et moyens paysans
- Swissmem
- Travail.Suisse
- Association Suisse des Industriels d'Aluminium
- Fédération suisse des représentations du personnel de l'économie électrique
- Association de l'industrie suisse de la cellulose, du papier et du carton
- Union Suisse des Installateurs-Électriciens
- Fédération suisse des importateurs et du commerce de gros
- Fédération suisse des importateurs et du commerce de gros

5. Organisations de politique énergétique et de technique énergétique

- Agence des énergies renouvelables
- Entente suisse pour une politique énergétique raisonnable
- Arbeitsgemeinschaft für dezentrale Energieversorgung
- Groupement pompes à chaleur
- Arbeitsgruppe Christen und Energie
- Association des professionnels romands de l'énergie solaire
- Association pour le développement des énergies renouvelables
- Biomasse Suisse (association faitière pour la biomasse)



- BiomasseEnergie (association faîtière pour la biomasse)
- Dachverband Schweizer Verteilnetzbetreiber (DSV)
- EFET-Suisse (European Federation of Energy Traders)
- Union suisse des professionnels de l'énergie
- Forum suisse de l'énergie
- Union Pétrolière
- Groupement promotionnel suisse pour les pompes à chaleur
- Groupement Science et Énergie
- Energie-bois Suisse
- Centre d'information pour les applications de l'électricité
- Interessenverband Schweizerischer Kleinkraftwerk-Besitzer
- Commission pour les questions de raccordement des producteurs indépendants
- Office d'électricité de la Suisse romande
- Ingénieurs-conseils suisses de la technique du bâtiment et de l'énergie
- Schweiz. Brennstoffhändler-Verband
- Association Suisse des Électriciens
- Schweizer EnergieingenieurInnen
- Fondation Suisse de l'Énergie
- Schweiz. Fachverband der Energiebeauftragten im Betrieb
- Association suisse des professionnels du solaire
- Schweiz. Fachverband für Wärmekraftkopplung
- Association suisse pour l'énergie atomique
- Société suisse pour la géothermie - Géothermie.CH (association faîtière pour la géothermie)
- Schweiz. Vereinigung für ökologisch bewusste Unternehmensführung
- Société suisse pour l'énergie solaire
- Association suisse pour l'aménagement des eaux
- Sonnenenergie-Fachverbund Schweiz
- Fondation Agence solaire suisse
- Suisse Eole (association faîtière pour l'énergie éolienne)
- Swiss Contracting
- Swisselectric
- swissgrid
- Swisspower
- Association suisse des chefs d'exploitation et exploitants d'installations de traitement des déchets (ASED)
- Association Suisse de l'Industrie Gazière
- Union des centrales suisses d'électricité
- Association des entreprises électriques suisses



- Verband Schweiz. Fernwärmeerzeuger und -verteiler
- Association Energy Certificate System ECS Suisse
- Verein für umweltgerechte Elektrizität
- Vereinigung exportierender Elektrizitätsunternehmen

6. Organisations de consommateurs

- Communauté d'action des salariés et des consommatrices/-eurs
- Associazione Consumatrici della Svizzera Italiana
- Fédération romande des consommateurs
- Groupement d'intérêt des industries intensives en consommation d'énergie
- Konsumentenforum Schweiz
- Präsidentenkonferenz der Kantonalverbände für Stromkonsumenten
- Schweiz. Energie-Konsumenten-Verband von Industrie und Wirtschaft
- Stiftung für Konsumentenschutz

7. Organisations pour la protection de l'environnement

- Médecins en faveur de l'Environnement
- Professionnelles en Environnement
- Greenpeace Suisse
- Kontaktstelle Umwelt
- Fédération Suisse des Amis de la Nature
- Pro Natura
- Communauté suisse de travail pour la nature et le patrimoine national (Rheinaubund)
- Schweiz. Gesellschaft für Umweltschutz
- Schweiz. Greina-Stiftung
- Schweiz. Stiftung für Landschaftsschutz und -pflege
- Patrimoine suisse
- World Wildlife Fund Schweiz

8. Divers

- alliance F – Alliance de sociétés féminines suisses
- BLS Chemins de fer du Lötschberg SA
- Coop Suisse
- Fédération suisse des femmes protestantes
- Fédération des coopératives Migros
- Chemins de fer fédéraux suisses (CFF Energie)
- Suisse Tourisme
- Académie suisse des sciences techniques



- Groupement suisse pour les régions de montagne
- Chemins de fer fédéraux suisses
- Association des Communes Suisses
- Société d'utilité publique des femmes suisses
- Schweiz. Kantonsplanungskonferenz
- Ligue suisse de femmes catholiques
- Union des villes suisses
- Association suisse pour l'aménagement national
- Union des transports publics
- Commission de la concurrence