

Matthias Gysler
Chef suppléant de la division Économie énergétique
Office fédéral de l'énergie
3003 Berne

Le 12 avril 2016

Niklaus Mäder, ligne directe +41 62 825 25 28, niklaus.maeder@electricite.ch

Révision de la LApEI – Prise de position sur les rapports finaux concernant la régulation incitative et qualitative, la conception du marché, les aspects relatifs au réseau et les tarifs

Monsieur,

Dans le cadre de la révision de la LApEI, l'Association des entreprises électriques suisses (AES) profite de la prolongation de délai qui lui a été aimablement accordée pour prendre position sur les rapports finaux concernant la régulation incitative et qualitative, la conception du marché, les aspects relatifs au réseau et les tarifs. Vous trouverez ci-joint nos prises de position détaillées sur ces quatre rapports finaux. Nous souhaitons en outre saisir cette occasion pour vous faire part de quelques réflexions générales sur le projet de révision de la LApEI.

Les investissements dans l'économie électrique, qui présentent une durée d'amortissement de plusieurs décennies, présupposent la continuité du cadre réglementaire et une sécurité juridique élevée. Or la LApEI, entrée en vigueur en 2008, est une loi récente. Un remaniement en profondeur de ce texte aurait ainsi pour effet de déstabiliser le cadre réglementaire et de créer de nouvelles incertitudes juridiques.

Ces inquiétudes sont particulièrement justifiées dans le contexte que connaissent actuellement les entreprises d'approvisionnement en électricité. Marqué par des risques économiques majeurs, celui-ci comporte, en matière de politique énergétique, un grand nombre de projets d'envergure à venir ou en cours, dont l'issue ou l'organisation détaillée demeurent incertaines. On peut citer notamment la Stratégie énergétique 2050, la Stratégie Réseaux électriques, l'ouverture complète du marché et l'accord sur l'énergie avec l'UE.

Concernant le besoin de réforme de la LApEI, il apparaît que de manière générale, la loi a tenu ses promesses. Les difficultés de la phase initiale ont été surmontées, les possibilités de passage au marché libéralisé ont été largement exploitées, l'EICom assume efficacement sa fonction de surveillance et de nombreuses questions juridiques ont été clarifiées suite à des décisions du Tribunal fédéral. Les objectifs fixés à l'art. 1 LApEI (sécurité de l'approvisionnement en électricité, orientation concurrentielle du marché de l'électricité, compétitivité internationale) sont atteints pour autant qu'ils ne soient pas entravés par des facteurs exogènes. Ainsi, dans son rapport sur la sécurité de l'approvisionnement en électricité de la Suisse en

2014, l'EICom a estimé que l'approvisionnement était garanti à moyen terme (p. 4). Actuellement, 56% des consommateurs finaux disposant du droit de libre accès se trouvent déjà sur le marché libéralisé, ce qui représente 74% de la quantité d'énergie pouvant être négociée librement sur le marché. Les coûts d'exploitation dans le domaine du réseau, qui peuvent être influencés par les gestionnaires de réseau, ont en outre baissé depuis l'entrée en vigueur de la LApEI.

Par conséquent, l'AES refuse une révision totale de la LApEI. Les adaptations doivent se borner à réaliser des optimisations ponctuelles et à combler les quelques lacunes juridiques encore existantes. Une modification juridique ne doit être entreprise que s'il existe un besoin manifeste en la matière. Conformément au principe de subsidiarité, il est préférable d'opter pour des solutions de branche chaque fois que cela est possible, les acteurs du marché étant les mieux à même de fournir des réponses adaptées compte tenu de leurs connaissances pratiques.

L'AES se réjouit donc que le projet de révision ait été allégé depuis la reprise des travaux et que l'OFEN ait conclu sur plusieurs points qu'aucune modification n'était nécessaire. À cet égard, on peut notamment mentionner l'abandon de la composante G et le maintien du caractère facultatif des contributions aux coûts du réseau (rapport final concernant les tarifs), le maintien d'un modèle d'achat de services-système axé sur le marché et la renonciation aux mécanismes de capacité (rapport final concernant la conception du marché), ainsi que l'apparent abandon du principe de séparation juridique selon les activités.

Cela étant, l'AES considère que le projet de révision demeure trop générique. Il entend en effet mettre en place de nouvelles régulations sans que l'existence d'un besoin ait été prouvée, notamment en ce qui concerne les contributions aux coûts du réseau. L'AES juge particulièrement problématique le fait de vouloir abattre certains piliers fondamentaux de la régulation actuelle pour en bâtir de nouveaux. Ces piliers comprennent notamment l'affectation des systèmes de mesure au domaine du réseau et la régulation des recettes axées sur les coûts. Cette dernière ayant fait l'objet de vives discussions lors de la création de la LApEI, les arguments la concernant sont bien connus. Dans la mesure où une saisie de données fastidieuse visant à tester une éventuelle régulation incitative n'apporterait aucune nouvelle connaissance déterminante, l'AES refuse les modifications législatives correspondantes. Elle refuse également une législation élaborée à l'avance. Les adaptations nécessitées, le cas échéant, par la conclusion d'un accord sur l'énergie avec l'UE – par exemple au sujet de la priorité des LTC et de la gouvernance des Bourses –, ne doivent être effectuées qu'après la conclusion de cet accord.

Indépendamment du fait que la LApEI ait fait ses preuves, l'AES souhaite rappeler que l'économie électrique suisse se trouve dans une situation difficile du fait d'un marché européen en pleine mutation. En effet, il n'existe quasiment plus une seule centrale qui puisse couvrir la totalité de ses coûts, si bien que la construction de nouvelles installations de production non subventionnées, de même que les investissements de remplacement importants, ne sont plus rentables. Afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement à long terme, il est donc nécessaire d'envisager la mise en œuvre de mesures adéquates.

Nous vous remercions par avance de l'attention que vous porterez à nos requêtes et restons à votre disposition pour toute demande de renseignements complémentaires.

Meilleures salutations

Michael Frank
Directeur

Stefan Muster
Responsable Économie et Régulation

Annexes:

- Prise de position sur le rapport final concernant la régulation incitative et qualitative
- Prise de position sur le rapport final concernant la conception du marché
- Prise de position sur le rapport final concernant les aspects relatifs au réseau
- Prise de position sur le rapport final concernant les tarifs

Prise de position de l'AES sur la révision de la LApEI – Rapport final concernant la régulation incitative et qualitative

12 avril 2016

1. Régulation incitative

Position

L'AES rejette une régulation incitative.

Justification

Le système actuel de régulation fonctionne. Il crée des incitations à faire preuve d'efficacité dans la gestion des coûts dans la mesure où ceux-ci peuvent être contrôlés à tout moment ou réduits ultérieurement par l'EICom. Seuls les coûts d'un réseau sûr, performant et efficace sont pris en compte. Depuis l'entrée en vigueur de la régulation existante, l'approvisionnement suisse en électricité présente un niveau de qualité toujours élevé et des investissements importants sont effectués et ce, alors que les tarifs d'utilisation du réseau demeurent globalement stables et que les coûts d'exploitation des réseaux sont en baisse.

La régulation Sunshine offre la possibilité de développer le système actuel. Pour ce faire, les gestionnaires de réseau de distribution sont comparés à l'aide de différents indicateurs et les résultats obtenus sont publiés. Cela incite les GRD à se montrer encore plus efficaces en termes de coûts sans que les problèmes de la régulation incitative liés aux incertitudes juridiques, à la propension à investir et aux contraintes réglementaires subsistent.

Le changement de système crée des incertitudes juridiques. Les investissements présentant une durée d'amortissement de plusieurs décennies présupposent la continuité du cadre réglementaire et une sécurité juridique élevée. Or la LApEI est une loi récente. Si l'on passait à une régulation incitative, il faudrait de nouveau modifier en profondeur le cadre juridique en vigueur, une perspective qui suscite l'inquiétude des investisseurs et augmente la prime de risque. Le niveau de sécurité juridique que diverses procédures ont permis d'atteindre depuis 2009 serait réduit à néant. Les expériences menées dans plusieurs pays de l'UE montrent en effet que les modèles de régulation incitative sont difficiles à mettre en œuvre et peuvent engendrer de longs contentieux juridiques.

La régulation incitative récompense le manque d'investissements. Dans le cadre d'une telle régulation, il est possible d'accroître les bénéfices en réduisant les coûts à court terme, mais au détriment de la qualité. Toutefois, les conséquences négatives sur la qualité ne se manifestent que bien plus tard, raison pour laquelle un système de bonus-malus basé sur la qualité d'approvisionnement ne résout pas cette problématique. Conformément au modèle proposé, les frais supplémentaires liés aux investissements sont certes totalement pris en compte les deux premières années. Cependant, ils ont tendance à détériorer par la suite les valeurs de référence de l'entreprise, réduisant ainsi ses recettes autorisées. Le gestionnaire de réseau de distribution sera sanctionné pour ses investissements.

La régulation incitative augmente les contraintes réglementaires. Dans le cadre d'une telle régulation, le relevé et la vérification des coûts doivent être poursuivis dans leur étendue actuelle, car les coûts représentent une partie des recettes autorisées et servent donc de base pour le benchmarking. En outre, de nouvelles données structurelles doivent être saisies en vue d'être intégrées au benchmarking, et la surveillance de la fiabilité du réseau doit être renforcée. L'OFEN envisage par ailleurs un retraitement des installations de réseau ayant déjà fait l'objet d'une évaluation synthétique pour obtenir une base de coûts plus homogène. Il faut mener périodiquement une procédure complexe de benchmarking, dont les gestionnaires de réseau de distribution s'efforceront d'appréhender le résultat avec leurs propres calculs. En outre, on peut s'attendre à de nombreuses procédures judiciaires de longue durée en raison de l'incertitude juridique accrue.

Les comparaisons en matière d'efficacité sont insuffisantes. Il n'est pas réaliste de pouvoir définir un benchmarking fournissant une évaluation adéquate de l'efficacité des gestionnaires suisses de réseau de distribution. On constate une hétérogénéité des réseaux notamment pour les facteurs de coûts exogènes suivants: topographie de la région (en particulier configuration du terrain, lacs, rivières, systèmes de transport), nombre de consommateurs finaux par kilomètre de réseau, niveau de réseau des lignes, puissance installée par point de raccordement, âge du réseau, niveau de câblage et étendue de l'injection décentralisée. Ces facteurs et bien d'autres doivent être pris en compte pour pouvoir effectuer une comparaison équitable en matière d'efficacité. En outre, les différentes méthodes de benchmarking elles-mêmes donnent des résultats très différents pour les mêmes données.

L'OFEN ne donne aucune raison plausible pour la mise en place d'une régulation incitative. Son rapport final contient trois éléments en faveur de ce type de régulation: des réflexions théoriques, des coûts de réseau suisses élevés en comparaison internationale, ainsi qu'un modèle de calcul relatif aux gains d'efficacité attendus. Ces éléments ne sont pas tous convaincants:

- Les réflexions théoriques sont suffisamment connues et ont été discutées en détail lors de l'élaboration de la LME et de la LApEI. On a alors délibérément opté pour la régulation actuelle. Ces réflexions n'ont pas évolué depuis.
- Une comparaison internationale des coûts masque notamment le fait que le niveau des salaires est nettement plus élevé en Suisse qu'à l'étranger et que la topographie de notre pays augmente les coûts. Compte tenu de ces facteurs, les gestionnaires de réseau suisses sont inévitablement plus chers que leurs homologues étrangers.
- Le modèle de calcul est spéculatif en raison de la longue période et des nombreuses hypothèses. Il est notamment impossible d'appliquer les données historiques étrangères à la situation actuelle en Suisse. Beaucoup de gains d'efficacité pourraient en outre être réalisés même sans régulation incitative. De plus, le risque d'une baisse de la qualité d'approvisionnement n'a pas été chiffré. Une panne de courant générale pendant une journée entraînerait pour l'économie helvétique des coûts compris entre trois et sept milliards de francs.

2. Calendrier de la mise en place

Position

Il faut renoncer à la collecte préventive des données dans l'optique d'une régulation incitative.

Justification

La collecte préventive de données génère une charge supplémentaire considérable pour les gestionnaires de réseau et les autorités. Or elle permet uniquement d'évaluer différentes méthodes de benchmarking. Les autres problèmes liés à une régulation incitative ne peuvent pas être résolus ainsi.

3. Régulation qualitative

Position

L'AES est ouverte à la prise en compte des chiffres sur la qualité dans le cadre d'une régulation Sunshine. La charge liée à la collecte des données doit être supportable pour les gestionnaires de réseau de distribution. Les détails y afférents doivent être élaborés conjointement avec la branche de l'électricité.

Justification

Une amélioration de la transparence, y compris en ce qui concerne la qualité d'approvisionnement, doit être considérée comme fondamentalement positive. Toutefois, il faut que la charge soit supportable pour les gestionnaires de réseau, que les rapports structurels spécifiques des entreprises soient pris en compte et que les publications représentent un gain d'informations véritable et équitable. L'implication de la branche de l'électricité dans l'élaboration permet de prendre ces exigences en considération de manière optimale. Les indicateurs possibles de la qualité commerciale énumérés dans le rapport de l'OFEN doivent être évalués d'un œil critique pour ce qui est de la charge liée à la collecte des données. Un développement dynamique des indicateurs serait entravé par des prescriptions légales.

4. Réponses aux questions de l'OFEN sur la régulation incitative et qualitative

Pour la justification des réponses, nous renvoyons aux explications ci-dessus.

Question 1

Les avantages décrits ne sont pas convaincants. Les inconvénients d'une régulation incitative ne sont pas mentionnés. Dans l'ensemble, une telle régulation doit être considérée comme négative.

Question 2

Une période d'essai n'offre aucune valeur ajoutée. Une collecte de données permet uniquement d'évaluer différentes méthodes de benchmarking. Les autres problèmes liés à une régulation incitative ne peuvent être résolus ainsi. La charge liée à la collecte des données serait ainsi disproportionnée.

Question 3

Le modèle de base proposé ne permet pas de remédier aux problèmes fondamentaux induits par une régulation incitative.

Question 4

La mise en place d'éléments d'une régulation incitative au sein de Swissgrid est refusée.

Question 5

La régulation décrite en matière de qualité ne permet pas d'éliminer les conséquences négatives d'une régulation incitative sur la propension à investir.

Prise de position de l'AES sur la révision de la LApEI – Rapport final concernant la conception du marché

12 avril 2016

1. Futurs marchés de l'électricité et régulation des flexibilités

1.1 Régulation des flexibilités

Position

L'AES partage l'avis de l'OFEN selon lequel les questions concernant le futur rôle des gestionnaires de réseau de distribution et l'attribution des droits et obligations pour garantir le bon fonctionnement de la concurrence en matière de flexibilités devront être clarifiées à moyen terme. Toutefois, sur ce point, il faudra continuer de miser sur la subsidiarité. À l'heure actuelle, une adaptation des dispositions légales est prématurée.

Justification

L'AES considère, comme l'OFEN, que le modèle du «code couleur» dans le réseau de distribution, qui a été discuté préalablement, n'est pas urgent et que l'activation de la flexibilité par le gestionnaire de réseau de distribution peut représenter une alternative pertinente à l'extension du réseau, à condition que la quantité nécessaire de flexibilité soit au bon endroit. À cet égard, il faudra clarifier si les conditions d'imputabilité prévues à l'art. 15, al. 2 LApEI doivent être précisées.

Si, à plus long terme, une concurrence efficace en matière de flexibilités est amenée à se développer, comme le propose l'OFEN, il faudra veiller non seulement à ce que cette flexibilité soit fournie en quantité suffisante et au bon endroit, mais aussi à ce que les fournisseurs de flexibilité ne se trouvent pas en position de force sur le marché, afin d'éviter qu'ils ne prennent la décision d'extension du réseau sur la base des prix fixés (c'est-à-dire trop élevés). Il en résulterait en effet une extension du réseau de distribution inefficace sur le plan économique. La vérification nécessaire de cet éventuel pouvoir de marché peut s'avérer très fastidieuse, en particulier aux niveaux de réseau inférieurs (en raison du grand nombre de situations potentielles).

Autre condition essentielle au bon fonctionnement de la concurrence: l'attribution claire des droits et obligations en matière d'utilisation des flexibilités. Il est important que le fournisseur soit tenu d'assumer l'ensemble des coûts liés à l'utilisation de sa flexibilité. De plus, le gestionnaire de réseau de distribution devrait se voir accorder un droit prioritaire par rapport aux autres demandeurs de flexibilité en cas de risque pour la stabilité du réseau.

Au vu de ces défis, et dans la perspective d'un accord sur l'énergie avec l'UE susceptible d'enclencher la deuxième étape de l'ouverture du marché et, le cas échéant, de provoquer une séparation plus avancée des gestionnaires de réseau de distribution, une adaptation des dispositions légales est à l'heure actuelle prématurée. La deuxième étape de l'ouverture du marché comme une éventuelle séparation plus avancée entraîneraient une évolution significative des dispositions légales s'agissant du rôle des gestionnaires de réseau

de distribution. Il est inopportun de légiférer à l'avance ou pour une courte phase de transition compte tenu de l'absence d'urgence, du temps nécessaire à une *demand response* efficace, ainsi que des coûts et de l'incertitude juridique qui en résulteraient. Dans l'intervalle, il convient de suivre la voie proposée par la branche, qui comporte des solutions subsidiaires.

1.2 Services-système

Position

L'AES défend une acquisition de services-système axée sur le marché et soutient la position de l'OFEN mentionnée à la conclusion 2 du rapport final. L'AES rejette résolument toute acquisition régulée.

Justification

Par le passé, l'acquisition de services-système axée sur le marché a fait baisser les prix. Il a été démontré que dans ce domaine, le marché était performant et conduisait à un résultat efficace. C'est pourquoi l'AES soutient les mesures qui renforcent le marché. Une obligation de notification impliquerait des prix régulés, ce qui représenterait une intervention illégitime et, à terme, économiquement préjudiciable au bon fonctionnement du marché. Il en va de même pour les planchers et plafonds de prix administrés. Des signaux de prix non faussés sont une condition essentielle au bon fonctionnement du marché. Une introduction de planchers et de plafonds entraînerait une déformation des signaux de prix, et les services-système ne seraient plus proposés de manière optimale.

Position

Aucune adaptation des dispositions légales n'est nécessaire pour que des utilisateurs du réseau autres que des centrales électriques puissent offrir des services-système.

Justification

De l'avis de l'AES, des utilisateurs du réseau autres que des centrales électriques (charges, accumulateurs) sont déjà autorisés à proposer des services-système. L'AES a donc élaboré à titre subsidiaire une recommandation de la branche sur l'attachement de pools de réglage au marché suisse des services-système. Cette recommandation est actuellement en cours d'amélioration, plusieurs fournisseurs de pools de réglage indépendants étant représentés au sein du groupe de travail. Parallèlement, l'AES travaille à un manuel Accumulateurs. Ce groupe de travail compte lui aussi des représentants très divers.

Position

L'AES rejette toute obligation de prise en charge des coûts des services-système par les centrales électriques.

Justification

Le principe de soutirage doit être conservé comme un élément fondamental de la loi en vigueur. La participation des centrales électriques aux coûts des services-système affaiblirait les centrales électriques suisses

dans la concurrence internationale et aggraverait encore leur situation économique déjà extrêmement difficile.

Position

L'AES partage le point de vue de l'OFEN selon lequel le développement des échanges transfrontaliers de services-système doit être poursuivi. Swissgrid doit continuer d'assumer son rôle d'organisateur du marché et de responsable du bon déroulement de l'exploitation. Cela n'implique cependant ni la suppression ni l'assouplissement des restrictions de ses champs d'activités telles qu'elles sont fixées à l'art. 18, al. 6 LApEI.

Justification

Du fait du maillage international du réseau, une coopération internationale dans le domaine des services-système est essentielle. L'échange transfrontalier de services-système, dans lequel Swissgrid assume le rôle d'organisateur du marché, permet une allocation efficace des services-système et doit donc être salué. Swissgrid dispose toutefois de données qui lui procureraient un avantage concurrentiel inapproprié si son rôle devait aller au-delà de celui d'un simple organisateur du marché. Dans le modèle de marché nécessaire à l'échange de services-système, il faut donc veiller à ce que Swissgrid puisse permettre l'échange mais ne puisse pas elle-même intervenir sur le marché comme fournisseur de services-système.

2. Poursuite du développement des marchés de gros

2.1 Mécanismes de capacités

Position

L'AES soutient la position de l'OFEN, qui préconise de renoncer à mettre en place un mécanisme de capacités en Suisse et d'étudier à la place des mesures visant à renforcer le marché «energy only». Cependant, les mesures contre la distorsion de la régulation et du marché proposées par l'OFEN ne vont pas assez loin. De plus, la possibilité, pour les centrales électriques suisses, de participer à des mécanismes de capacités étrangers doit être maintenue.

Justification

L'AES a une position critique vis-à-vis de la mise en place de mécanismes de capacités car ils peuvent perturber fortement le marché «energy only». Ils font obstacle à l'interconnexion internationale, laissent présager une distorsion dans la formation des prix sur le marché «energy only» et généreraient des coûts élevés en cas d'erreur de paramétrage. En Suisse, contrairement aux États voisins, aucune difficulté d'approvisionnement ne se dessine à moyen terme.

Plutôt que de mettre en place des mécanismes de capacités, il convient donc de renforcer le marché «energy only». La situation sur le marché de l'énergie a considérablement évolué du fait des nombreuses interventions sur le marché en Europe. Les producteurs d'électricité se trouvent donc face à une situation délicate. Avec un prix de marché en Suisse proche de 20 €/MWh, pratiquement plus aucune centrale électrique

ne peut couvrir la totalité de ses prix de revient. Les mesures proposées dans le rapport final de l'OFEN peuvent certes légèrement atténuer cette problématique mais ne peuvent pas la résoudre.

Position

L'AES se félicite qu'aucun plancher ni aucun plafond de prix ne doive explicitement être mis en place.

Justification

Le risque d'intervention régulatoire dans la fixation des prix pourrait freiner la volonté d'investissement. On ne peut donc que se réjouir de l'abandon explicite des planchers et plafonds de prix.

Position

Si la Confédération, pour des raisons de sécurité d'approvisionnement, prescrit des réserves de puissance aux centrales électriques suisses, celles-ci doivent être rémunérées de manière appropriée.

Justification

Si la Confédération prescrit des réserves de puissance aux exploitants de centrale suisses pour assurer l'approvisionnement, les capacités correspondantes ne peuvent plus être vendues à l'étranger. Il faut donc garantir que les réserves de puissance qui seraient éventuellement ordonnées seront rémunérées de manière appropriée.

Position

L'AES juge pertinent un monitoring national de la sécurité d'approvisionnement qui tienne compte des évolutions en Europe. Pour cela, aucune nouvelle base légale n'est nécessaire.

Justification

Pour garantir la sécurité de l'approvisionnement, la Suisse dépend des pays voisins. L'AES préconise donc une coordination renforcée pour un monitoring régional de la sécurité de l'approvisionnement. Pour cela, aucune nouvelle base légale n'est cependant nécessaire.

Position

L'AES défend l'ouverture totale du marché et se félicite qu'il soit prévu de rendre la promotion des énergies renouvelables plus conforme aux besoins du marché. Ces deux questions ne doivent cependant pas être traitées dans le cadre de la révision de la LApEI qui nous occupe ici.

Justification

Concernant l'ouverture totale du marché, une procédure de consultation a déjà été réalisée. L'organisation de la promotion des énergies renouvelables est actuellement en discussion au Parlement dans le cadre de

la Stratégie énergétique 2050. S'agissant de la justification des positions de l'AES, nous renvoyons aux prises de position figurant dans les procédures de consultation concernées.

2.2 Possibilités d'optimisation pour la zone de prix Suisse

Position

L'AES soutient la position de l'OFEN concernant la gouvernance des bourses de l'électricité suisses. Cependant, il ne faudra procéder à des adaptations de la LApEI que dans le cadre d'un accord sur l'énergie avec l'UE.

Justification

L'AES rejette toute législation élaborée à l'avance, comme cela est précisé dans les remarques générales relatives à la révision de la LApEI qui figurent dans la lettre d'accompagnement jointe à la présente prise de position.

3. Éviter la discrimination et renforcer le principe de causalité

3.1 Priorité à certains groupes de clients, technologies et contrats

Position

L'AES est favorable à la suppression des priorités pour les fournitures d'électricité provenant d'énergies renouvelables et les fournitures aux consommateurs finaux bénéficiant de l'approvisionnement de base. Les fournitures d'électricité des centrales électriques frontalières doivent conserver leur priorité.

Justification

L'AES s'est déjà exprimée dans la procédure de consultation sur l'initiative parlementaire CEATE-E «Suppression des priorités dans le réseau de transport transfrontalier (15.340)»; concernant la justification, nous renvoyons à la prise de position concernée.

Position

Les priorités pour les LTC doivent être maintenues dans la forme actuelle jusqu'à la conclusion d'un accord sur l'énergie avec l'UE et n'être rediscutées que dans le cadre de l'accord sur l'énergie.

Justification

L'AES rejette toute législation élaborée à l'avance, comme cela est précisé dans les remarques générales relatives à la révision de la LApEI qui figurent dans la lettre d'accompagnement jointe à la présente prise de position. La protection de la propriété fait partie de l'ordre économique libéral tel que le connaît la Suisse. Celui-ci serait contredit par la suppression de la priorité pour les LTC. De plus, des solutions ont déjà été proposées s'agissant de la marche à suivre après la conclusion d'un accord sur l'électricité. En outre, d'un point de vue tactique, une adaptation de la législation nous pénaliserait vis-à-vis de l'UE.

3.2 Accumulateurs

Position

Dans la loi en vigueur, les accumulateurs sont déjà dispensés de l'obligation de prise en charge de la rémunération pour l'utilisation du réseau.

Justification

La législation actuelle définit comme consommateurs finaux les clients achetant de l'électricité pour leurs propres besoins (art. 4, al. 1, let. b LApEI). Cela ne s'applique pas aux accumulateurs car ceux-ci réinjectent l'électricité dans le réseau à une période ultérieure. Il y a certes des pertes au cours de la transformation mais le but de la consommation d'électricité ne réside pas dans les besoins propres (pas d'achat *pour* les besoins propres). L'AES a donc prévu, dans la recommandation de la branche «Modèle de marché pour l'énergie électrique», que les exploitants d'accumulateurs qui prélevaient exclusivement de l'énergie à des fins de stockage depuis le réseau public ou auprès d'une installation de production connectée, puis la réinjectaient dans le réseau public ultérieurement, à l'endroit du prélèvement, devaient être soumis aux mêmes règles d'utilisation du réseau que les installations de production se procurant de l'énergie pour leurs propres besoins et les centrales de pompage-turbinage utilisant l'énergie pour faire fonctionner leurs pompes. Pour les formes mixtes de consommation, production et accumulation, la recommandation de la branche prévoit que l'énergie pouvant techniquement être prélevée du réseau, temporairement stockée puis réinjectée à l'endroit du prélèvement peut être traitée comme un simple accumulateur.

3.3 Coûts de la réserve de puissance de réglage et de la gestion du programme prévisionnel

Position

L'AES refuse de définir dans la LApEI une obligation pour les groupes-bilan de prendre en charge les coûts de la réserve de puissance pour le réglage secondaire et tertiaire et la gestion du programme prévisionnel.

Justification

La loi prévoit déjà que les prix de l'énergie d'ajustement doivent encourager une utilisation efficace de l'énergie de réglage et de la puissance de réglage dans tout le pays (art. 15a, al. 2 LApEI). Pour cela, les prix sont calculés de telle sorte que les recettes de l'énergie d'ajustement soient plus élevées que les coûts d'acquisition de l'énergie de réglage. Il est donc inutile de modifier les dispositions légales pour assurer le respect du programme prévisionnel. De même, le législateur n'a redéfini les règles de l'obligation de prise en charge pour les groupes-bilan qu'en décembre 2014 et il s'est prononcé contre toute prise en charge supplémentaire (initiative parlementaire 13.467). Outre le fait qu'il n'est pas nécessaire de modifier la loi, il convient de préserver la stabilité du cadre légal, ce qui s'oppose donc également à toute nouvelle adaptation.

4. Réponses aux questions de l'OFEN concernant la conception du marché

Pour la justification des réponses, nous renvoyons aux explications ci-dessus.

Question 1: L'AES partage l'avis de l'OFEN selon lequel les questions concernant le futur rôle des gestionnaires de réseau de distribution et l'attribution des droits et obligations pour garantir le bon fonctionnement

de la concurrence en matière de flexibilités devront être clarifiées à moyen terme. Toutefois, sur ce point, il faudra continuer de miser sur la subsidiarité. À l'heure actuelle, une adaptation des dispositions légales est prématurée.

Question 2: L'AES est favorable à la suppression des priorités pour les fournitures d'électricité provenant d'énergies renouvelables et les fournitures aux consommateurs finaux bénéficiant de l'approvisionnement de base. Les fournitures d'électricité des centrales électriques frontalières doivent conserver leur priorité. Les priorités pour les LTC doivent être maintenues dans la forme actuelle jusqu'à la conclusion d'un accord sur l'énergie avec l'UE et n'être rediscutées que dans le cadre de l'accord sur l'énergie.

Question 3: L'AES est favorable sur le principe aux mesures proposées au chap. 4.1, toutefois, celles-ci ne peuvent résoudre le problème fondamental de la distorsion existante de la régulation et du marché. L'ouverture totale du marché et la promotion des énergies renouvelables, plus conforme aux besoins du marché, ne doivent par ailleurs pas être traitées dans le cadre de la révision de la LApEI qui est discutée ici. Une obligation plus importante de prise en charge par les groupes-bilan des coûts des services-système n'est pas opportune. Les prix de l'énergie d'ajustement constituent déjà à l'heure actuelle une forte incitation pour le respect du programme prévisionnel.

Question 4: De l'avis de l'AES, dans la législation en vigueur, les accumulateurs sont déjà dispensés de l'obligation de prise en charge de la rémunération pour l'utilisation du réseau.

Question 5: L'AES soutient la position de l'OFEN concernant la gouvernance des bourses de l'électricité suisses. Cependant, il ne faudra procéder à des adaptations de la LApEI que dans le cadre d'un accord sur l'énergie avec l'UE.

Prise de position de l'AES sur la révision de la LApEI – Rapport final concernant les aspects relatifs au réseau

12 avril 2016

1. Réseaux de faible envergure

Position

Les réflexions de l'OFEN en la matière sont justes. Il n'est toutefois pas nécessaire d'agir au niveau de la loi. Des recommandations de la branche doivent permettre de renforcer la concrétisation de manière subsidiaire. Sur ce point, l'ordonnance doit porter les recommandations de la branche sur les réseaux de faible envergure (RFE) au niveau d'une directive.

Justification

Les recommandations de la branche sur les réseaux de faible envergure sont bien établies et ont fait leurs preuves. De nombreux points mentionnés dans le rapport final sont déjà intégrés à la recommandation de la branche existante «Réseaux de faible envergure». Une concrétisation des droits et des obligations au niveau de la loi n'est donc pas nécessaire. Au contraire, les normes de la branche sur les réseaux de faible envergure doivent être portées au niveau d'une directive par une délégation ad hoc dans l'ordonnance («la branche fixe des directives»).

Position

Les réseaux de faible envergure doivent remplir des conditions claires et appropriées. Les doublons inefficaces d'infrastructures de réseau par des réseaux de faible envergure doivent être évités.

Justification

Les réseaux de faible envergure sont délimités par des conditions et des critères d'exclusion, ce dont nous nous félicitons. Il importe en outre de veiller à ce que des réseaux de quartier ne se constituent pas sous l'appellation «réseau de faible envergure».

Les critères d'exclusion let. d et e (p. 12 du rapport final concernant les aspects relatifs au réseau) n'étant pas applicables dans la pratique, l'AES les rejette. Le critère de la consommation des ménages n'est pas adapté étant donné que la consommation des petites entreprises (kiosque, agence de voyages, etc.) ne se distingue guère de celle d'un client particulier. Le changement d'affectation d'une partie du réseau de faible envergure dans des bâtiments d'habitation pourrait de plus conduire à un dépassement de la part des ménages et entraîner ainsi l'intégration de l'ensemble du réseau de faible envergure dans le réseau de distribution. Dans le cadre de la limitation des réseaux de faible envergure, il convient de se référer aux réglementations existantes issues de la recommandation de la branche «Réseaux de faible envergure»:

- «Les installations dans tous les bâtiments ou groupes de bâtiments et en particulier les lotissements, les groupes d'immeubles d'habitation, les maisons individuelles groupées, les coopératives d'habitation, les bâtiments en propriété par étage, les bâtiments à usage mixte et les tours au bénéfice d'un raccordement à moyenne ou basse tension ne sont pas des RFE.»
- «Si les installations et conduites électriques ne comprennent que les installations domestiques au sens de l'art. 14 de la Loi sur les installations électriques (LIE), comme c'est par exemple le cas dans les maisons où habitent plusieurs familles et les tours, il ne s'agit pas de RFE.»

Pour les critères d'exclusion proposés par l'OFEN, il faudra éventuellement préférer la variante 2, car les gestionnaires de réseau de distribution et les gestionnaires de réseau de faible envergure doivent avoir la possibilité de trouver une solution à l'amiable. Pour les raisons mentionnées ci-dessus, la variante 1 doit être rejetée.

Position

La confirmation du droit du consommateur final, au sein du réseau de faible envergure, à l'approvisionnement de base et à l'accès au marché est saluée. Aucune modification de la loi n'est nécessaire sur ces points.

Justification

La LApEI s'applique aux consommateurs finaux raccordés au RFE. La relation interne doit être réglée selon les principes du droit privé, sauf stipulation contraire du droit cantonal ou communal. Les gestionnaires de réseau de faible envergure doivent mettre gratuitement à disposition du gestionnaire de réseau les données dont il a besoin pour remplir ses obligations légales, conformément aux normes de la branche.

2. Organisation des systèmes de mesure

Position

L'AES rejette toute libéralisation complète ou partielle des systèmes de mesure.

Justification

Nous ne comprenons pas pourquoi il faudrait s'attaquer à une libéralisation dans un nouveau secteur tant que la libéralisation dans le secteur de l'énergie n'est pas terminée, d'autant qu'elle est hautement controversée. La régulation en vigueur des systèmes de mesure fonctionne bien. Des baisses de coûts sont d'ores et déjà réalisées par le biais de coopérations ou d'externalisations. Les coûts sont surveillés par l'EICOM. Il est possible de répondre aux besoins nouveaux et changeants des clients par des solutions de branche et des normes et de combler les lacunes éventuelles par des échanges professionnels entre les acteurs. La branche de l'électricité va poursuivre le dialogue engagé avec les grands consommateurs d'électricité et élaborer des solutions en conséquence.

Une libéralisation totale ou partielle entraînerait des interfaces supplémentaires et des contrats complexes. Pour organiser l'intégration des tiers dans le processus de mesure, de nouveaux sous-processus verraient le jour chez le gestionnaire de réseau de distribution. Il s'agit d'une part de la gestion de l'accès aux me-

tures, qui inclut notamment l'élaboration et la gestion de contrats, et d'autre part de l'organisation et du déroulement des processus de changement dans le cadre des systèmes de mesure. Il pourrait également y avoir des doublons entre les fournisseurs tiers et les gestionnaires de réseau de distribution, par exemple dans le relevé à distance des compteurs ou les systèmes de gestion des données énergétiques. Tout cela conduit à des surcoûts considérables. Il convient de noter que les systèmes de mesure revêtent une grande importance pour de nombreux processus dans un marché de l'électricité qui fonctionne, en particulier pour les bilans et les prévisions de production et de consommation.

En séparant les systèmes de mesure de l'exploitation du réseau, les synergies entre la mesure et la gestion du réseau seraient réduites à néant, ce qui compliquerait la mise en œuvre de solutions de réseau intelligentes (smart grid). Les appareils de mesure intelligents sont par exemple capables de prendre en charge en sus des fonctions de conduite du réseau. L'interaction entre la mesure et le réseau est essentielle à la mise en œuvre de la Stratégie énergétique 2050 et à la maîtrise de l'injection décentralisée et stochastique appelée à croître dans le cadre de cette stratégie. Les nombreuses sociétés mixtes de distribution auraient par ailleurs beaucoup plus de difficultés à exploiter les synergies avec d'autres fluides (par exemple gaz, eau, chaleur).

Une libéralisation complète ou partielle conduirait en outre à une démarche sélective qui se ferait au détriment de la solidarité tarifaire des utilisateurs du réseau. Il s'ensuivrait des hausses de prix pour les clients à forte intensité de coût qui ne sont pas rentables pour les offres du marché. Les clients situés dans des zones isolées seraient notamment concernés.

Les expériences menées à l'étranger ne plaident pas elles non plus en faveur de la libéralisation. Les autres États européens, à quelques rares exceptions près, ont renoncé à libéraliser les systèmes de mesure, voire sont revenus en partie sur la libéralisation engagée. Une structure contractuelle complexe et onéreuse a vu le jour en Allemagne, laissant toujours de nombreuses questions sans réponse et générant des coûts élevés pour la coordination et le contrôle. Ainsi, le gestionnaire de réseau est toujours dans l'obligation de jouer le rôle de gestionnaire de places de mesure «de secours» et de fournir une prestation de base dans le domaine des systèmes de mesure lorsqu'un gestionnaire de places de mesure tiers cesse ses activités.

L'étude de l'Institut scientifique pour les infrastructures et services de communication (Wissenschaftliches Institut für Infrastruktur und Kommunikationsdienste, WIK) citée dans le rapport final présente de nombreuses lacunes:

- L'enquête auprès des acteurs du marché reflète tout au plus une opinion. Il est impossible de déduire des réponses aux questions à caractère général des recommandations pour des actions concrètes.
- L'étude examine en comparaison internationale uniquement les réglementations de quatre États, à savoir l'Allemagne, les Pays-Bas, la Grande-Bretagne et l'Autriche, cette dernière n'ayant pas connu de véritable libéralisation. Le fait que la grande majorité des pays européens n'a pas libéralisé les systèmes de mesure est occulté.
- L'étude n'aborde pas les conséquences sur la mise en œuvre d'un smart grid. La libéralisation des systèmes de mesure entraîne de nouvelles interfaces supplémentaires, ce qui rend plus difficile la mise en place d'appareils de mesure pour réaliser un smart grid.
- Rien ne vient étayer l'affirmation figurant dans l'étude, selon laquelle le bénéfice de la libéralisation est suffisamment important pour justifier une certaine charge administrative. Tant le volume de marché que la part des coûts de mesure par rapport aux coûts globaux du réseau sont faibles. Les coûts administra-

tifs et les coûts induits par les pertes de synergies – en particulier du fait des interfaces supplémentaires, des nouvelles étapes de processus chez les gestionnaires de réseau de distribution et des doublons – sont sous-estimés dans l'étude.

Position

Il faut renoncer à présenter séparément les composantes de prix «prestations de mesure», «exploitation des places de mesure» et «facturation».

Justification

Les coûts des systèmes de mesure sont déjà prélevés et contrôlés à l'heure actuelle par l'EICom, séparément des autres coûts du réseau. De même, l'EICom surveille le niveau des tarifs pour la mesure de la courbe de charge. Il y a donc déjà une surveillance par un régulateur. Une décomposition plus détaillée des coûts n'apporte aucun avantage supplémentaire visible pour les consommateurs finaux et génère une charge administrative disproportionnée par rapport à la faible part des coûts de mesure rapporté aux coûts globaux du réseau (environ 7%).

Position

Le gestionnaire de réseau de distribution doit rester compétent pour les systèmes de mesure dans le réseau de faible envergure.

Justification

Pour les raisons mentionnées ci-dessus, la responsabilité des systèmes de mesure dans le réseau de faible envergure doit également être laissée au gestionnaire de réseau de distribution. La disposition en vigueur qui prévoit la possibilité, pour les tiers, de participer, avec l'accord du gestionnaire de réseau, à la fourniture de prestations dans le cadre du système de mesure et d'information (art. 8, al. 2 OApEI), permet d'élaborer des solutions adaptées au cas particulier d'un réseau de faible envergure entre les gestionnaires de réseau de distribution, le gestionnaire de réseau de faible envergure et les consommateurs finaux.

3. Coordination entre marché et réseau

Nous renvoyons ici aux explications relatives à la section «Flexibilités» dans le rapport final concernant la conception du marché.

4. Conditions de raccordement au réseau pour les producteurs dans le réseau de distribution

4.1 Délimitation des lignes de desserte

Position

Tout ancrage plus profond au niveau de la loi de la prise en charge des coûts de la ligne de desserte par les exploitants d'installation est rejeté.

La prise en charge des coûts de desserte par les producteurs est incontestée. Les lignes de desserte sont déjà imputées à l'heure actuelle aux producteurs sans que cela pose de problème. Pour les installations de production prévues par les art. 7 et 7a LEnE, la prise en charge des coûts est réglementée à l'art. 2 OEne, tandis que pour les autres installations de production, elle est convenue par contrat. Aucun ajustement de la loi n'est donc nécessaire sur ce point.

4.2 Proportionnalité des surcoûts dans le réseau de distribution

Position

En cas de coûts de renforcement du réseau supérieurs à 800 CHF/kW, pour les installations prévues aux art. 7 et 7a LEnE, l'aptitude du site et les coûts de desserte, rapportés au volume de production, doivent faire l'objet d'une évaluation spéciale par l'EICom et, le cas échéant, les coûts de renforcement du réseau dépassant ce montant doivent être supportés par le producteur.

Justification

Les gestionnaires de réseau ont l'obligation de raccorder les installations de production à leur réseau. Il n'existe aucun critère d'efficacité permettant au gestionnaire de réseau de formuler des restrictions quant à la puissance maximale à raccorder. Au regard de l'efficacité économique, une extension relativement chère du réseau ne peut pas être contrebalancée aujourd'hui par la renonciation à la production d'une certaine quantité d'énergie.

Pour garantir une solution optimisée au plan macroéconomique, il faut mettre en place des critères pour évaluer la rentabilité des sites de production par rapport à leurs coûts de raccordement/de renforcement du réseau. Une autre solution consisterait à définir de manière transparente les conditions dans lesquelles le producteur doit prendre en charge une partie des coûts d'extension du réseau qui résultent de son raccordement. L'ordonnance prévoit déjà une prise en charge des coûts de réseau par le producteur si ceux-ci sont disproportionnés.

5. Réponses aux questions de l'OFEN concernant les aspects relatifs au réseau

Pour la justification des réponses, nous renvoyons aux explications ci-dessus, ou concernant la question 3 aux explications relatives à la section «Flexibilités» dans le rapport final concernant la conception du marché.

Question 1: Il n'est pas nécessaire d'agir au niveau de la loi, des recommandations de la branche devant permettre de renforcer la concrétisation de manière subsidiaire.

Question 2: L'AES rejette toute libéralisation complète ou partielle des systèmes de mesure, de même que la présentation séparée des composantes de prix «prestations de mesure», «exploitation des places de mesure» et «facturation».

Question 3: L'AES partage l'avis de l'OFEN selon lequel les questions concernant le rôle futur des gestionnaires de réseau de distribution et l'attribution des droits et obligations pour un bon fonctionnement de la concurrence en matière de flexibilités devront à moyen terme être précisées. Toutefois, sur ce point, il faudra continuer de miser sur la subsidiarité. À l'heure actuelle, un ajustement des dispositions légales est prématuré.

Question 4: En cas de coûts de renforcement du réseau supérieurs à 800 CHF/kW, pour les installations prévues aux art. 7 et 7a LEnE, l'aptitude du site et les coûts de desserte, rapportés au volume de production, doivent faire l'objet d'une évaluation spéciale par l'EiCom et, le cas échéant, les coûts de renforcement du réseau dépassant ce montant doivent être supportés par le producteur.

Prise de position de l'AES sur la révision de la LApEI – Rapport final concernant les tarifs

12 avril 2016

1. Répartition entre le prix de la puissance, le prix de l'énergie et le tarif de base

Position

Il convient d'ancrer dans la loi le fait que les tarifs doivent prendre en compte une infrastructure de réseau efficace. Le passage indiquant que les tarifs doivent tenir compte d'une utilisation efficace de l'électricité (art. 14, al. 3, let. e LApEI) doit en outre être supprimé.

Justification

Conformément au principe de soutirage, les tarifs d'utilisation du réseau doivent être définis selon des considérations d'ordre économique. L'AES refuse de les fixer via des mesures réglementaires inspirées par des motifs politiques. De telles mesures seraient contraires à l'incitation à une utilisation efficace du réseau et se traduiraient à long terme par une inefficacité de l'infrastructure de réseau. Les coûts induits devraient au final être assumés par les consommateurs d'électricité et nuiraient à la compétitivité de l'économie suisse. Il est possible de poursuivre de manière plus efficace, plus transparente et plus économique des objectifs d'ordre politique (tels que l'augmentation de l'efficacité énergétique globale et la production de courant issu des énergies renouvelables) par d'autres moyens qu'en influant sur les tarifs d'utilisation du réseau.

Position

L'AES accueille favorablement la possibilité de prendre plus fortement en compte la puissance dans le cadre de la tarification. La limitation relative aux consommateurs finaux sans mesure de puissance, figurant à l'art. 18, al. 2 OApEI, doit être supprimée.

Justification

Les coûts sont principalement générés par les travaux d'infrastructure: les dépenses liées au capital immobilisé représentent la plus grande partie des frais relatifs aux réseaux d'électricité. La puissance commandée est à l'origine d'investissements importants, car c'est elle qui définit le dimensionnement du réseau. Les tarifs doivent par conséquent être davantage basés sur la puissance. La limitation actuellement définie à l'art. 18, al. 2 OApEI est en contradiction avec ces considérations d'ordre économique; elle doit donc être supprimée.

2. Report des coûts du réseau de distribution

Position

À l'heure actuelle, l'AES refuse toute modification du modèle du report.

Justification

Le modèle actuel a été élaboré dans le cadre d'un long processus et bénéficie d'une large acceptation. Il constitue un bon compromis entre les intérêts des différentes zones, qui injectent un volume d'électricité plus ou moins important.

Les coûts de réseau étant principalement liés à la puissance commandée, il convient de continuer à prendre en compte la puissance nette à hauteur de 70% dans le cadre du report. La pondération de 30% appliquée à l'énergie est appropriée et permet de garantir une certaine compensation et un bon équilibre. Cela vaut en particulier pour les régions présentant des volumes de production importants et de fortes variations de puissance.

3. Principe de soutirage et composante G

Position

L'AES se prononce en faveur du maintien du principe de soutirage.

Justification

La branche de l'électricité et la sphère politique se sont accordées sur le principe de soutirage avant même l'élaboration de la Loi sur le marché de l'électricité et de la Loi sur l'approvisionnement en électricité. Un abandon de celui-ci soulèverait des questions relatives à la protection des investissements. Les principes fondamentaux ne doivent subir des changements que si cela est absolument nécessaire. Le fait d'imposer un tarif d'utilisation du réseau aux centrales suisses les désavantagerait fortement sur le plan international, d'autant plus qu'elles doivent déjà faire face à d'importants problèmes financiers. Une telle charge ne serait par conséquent pas compatible avec l'un des objectifs de la loi, qui est de fixer les conditions générales pour maintenir et renforcer la compétitivité du secteur suisse de l'électricité sur le plan international (art. 1, al. 2, let. b LApEI).

4. Contribution aux coûts du réseau

Position

L'AES est favorable au maintien des contributions aux coûts du réseau en tant qu'instrument facultatif à la disposition des gestionnaires de réseau. Un renforcement de leur régulation est inutile; il convient donc d'y renoncer.

Tout comme l'OFEN, l'AES souhaite que l'instrument facultatif que constituent les contributions aux coûts du réseau soit maintenu. Il s'agit en effet d'un moyen efficace de garantir un dimensionnement judicieux du raccordement au réseau. Il n'est toutefois pas nécessaire de durcir la régulation en la matière. En excluant les coûts facturés individuellement (art. 14, al. 3, let. d LApEI), la loi rend d'ores et déjà impossible une nouvelle imputation des contributions aux coûts du réseau via les tarifs d'utilisation du réseau. Afin qu'il soit possible de contrôler le respect de cette disposition, les gestionnaires de réseau doivent faire apparaître séparément les contributions aux coûts du réseau sur leurs factures (art. 7, al. 3, let. i OApEI). L'AES a formulé de manière subsidiaire des recommandations de la branche en vue de promouvoir un développement efficace du réseau et de prévenir une double facturation des coûts de réseau.

5. Réponses aux questions de l'OFEN concernant les tarifs

Pour la justification des réponses, nous renvoyons aux explications ci-dessus.

Question 1: Les tarifs d'utilisation du réseau doivent en principe tenir davantage compte de la composante de puissance. L'AES rejette toutefois les deux variantes élaborées par l'OFEN, qui présentent un degré de détail excessif en matière de régulation. La situation variant très fortement d'un réseau de distribution suisse à l'autre, il convient de renoncer à une prescription tarifaire générale.

Question 2: La puissance commandée au moment de l'établissement ou de l'extension du raccordement au réseau constitue une bonne base de mesure, car la réservation de puissance s'effectue en fonction de celle-ci.

Question 3: À l'heure actuelle, l'AES refuse toute modification du modèle du report.

Question 4: La réponse à la question 3 s'applique également au principe du montant net.

Question 5: L'AES est favorable au maintien du principe de soutirage.

Question 6: L'AES accueille favorablement la possibilité de maintenir l'instrument facultatif de financement que constituent les contributions aux coûts du réseau. Elle rejette un renforcement de leur régulation.