

Office fédéral de l'énergie
Section Droit de l'électricité, du transport
par conduites et des eaux
3003 Berne

Par voie électronique: strategie.stromnetze@bfe.admin.ch

20 septembre 2018

Olivier Stössel, ligne directe +41 62 825 25 51, olivier.stoessel@electricite.ch

Stratégie Réseaux électriques: procédure de consultation relative à la révision des ordonnances

Mesdames, Messieurs,

Nous vous remercions de nous donner la possibilité de prendre position sur les modifications des ordonnances dans le cadre de la Stratégie Réseaux électriques.

L'AES a toujours soutenu la Stratégie Réseaux électriques, la considérant comme une reconnaissance, de la part de la Confédération, de la valeur que revêtent les réseaux électriques, de la nécessité de leur acceptation par la société et du besoin d'appliquer des procédures d'autorisation rapides et non bureaucratiques. La transformation et l'extension de l'infrastructure de réseau nécessaire à la sécurité d'approvisionnement et à la sécurité du réseau sont aujourd'hui considérablement entravées par la longueur inacceptable des procédures d'approbation. S'ajoute à cela le fréquent manque d'acceptation de certains éléments d'infrastructure par la population, qui se traduit par des conflits sans fin autour du choix du tracé et de l'enfouissement de lignes aériennes. De plus, la Stratégie énergétique 2050 n'est applicable que si, en complément, les réseaux électriques peuvent être mis à disposition au bon moment, et conformément aux besoins.

Comme pour la procédure législative, il faut suivre les idées directrices fondamentales lors de la mise en œuvre de la Stratégie Réseaux électriques au niveau de l'ordonnance: il faut clarifier les processus et les prescriptions, accélérer les procédures et supprimer les obstacles et les inefficacités bureaucratiques.

Après quelques observations fondamentales, la présente lettre commente en détail les principales propositions de modification de l'AES. En raison de leur volume conséquent, les autres propositions de modification, avec leur justification, figurent dans les tableaux synoptiques ci-joints, qui font partie intégrante de cette prise de position.

I. Observations fondamentales

– Coûts de réseau imputables

La densité réglementaire en matière de coûts de réseau imputables a augmenté significativement. Les nouvelles listes de coûts s'intéressent cependant de manière sélective à quelques facteurs de coût, remettant ainsi implicitement en question la sécurité juridique des facteurs qui ne sont pas cités explicite-

ment. De plus, les listes comportent le risque que l'on ne se concentre plus sur l'efficacité globale du réseau. Le contrôle coûts/efficacité doit être confié à l'EiCom, qui, conformément à son mandat légal d'autorité de régulation indépendante, doit évaluer l'ensemble des coûts d'exploitation et de capital en fonction de l'exigence d'un réseau sûr, performant et efficace.

– Normes techniques

Dans le domaine des normes techniques, un gros travail de remaniement est nécessaire d'urgence. L'Ordonnance sur les lignes électriques et l'Ordonnance sur le courant fort doivent être adaptées aux réalités actuelles et concorder avec les normes techniques internationales (p. ex. IEC, CENELEC, normes EN). Une adaptation est particulièrement urgente dans le domaine de la tension de contact. Le manque d'actualité des prescriptions techniques entraîne aujourd'hui une augmentation inutile des coûts de la construction de réseaux en Suisse. Le besoin d'intervention a aussi été reconnu par l'Office fédéral de l'énergie, qui a initié les travaux en la matière en 2016. L'AES appelle l'Office fédéral de l'énergie à poursuivre ces travaux au plus vite et à préparer les révisions d'ordonnances nécessaires. L'AES est tout à fait disposée et trouverait de l'intérêt à continuer d'accompagner et de soutenir ces travaux en y apportant son expertise.

– Investissements dans l'hydraulique

La nouvelle réglementation de la méthode du prix moyen est un signal politique important en faveur de l'hydraulique. L'AES fait toutefois remarquer que la détente de la situation qui en découle pour les exploitants de centrales hydrauliques est limitée. Premièrement, la réglementation n'a pratiquement aucun effet sur les producteurs qui n'ont pas d'accès direct à l'approvisionnement de base. Deuxièmement, la réglementation est couplée à la durée de validité de la prime de marché, et donc fortement limitée dans le temps. Par conséquent, dans le cadre de la future organisation du marché, des mesures qui créent des incitations pour réaliser des investissements à long terme dans la production indigène sont nécessaires. En outre, une flexibilisation de la redevance hydraulique, avec une part fixe et une part variable, dépendante du marché, reste incontournable.

– Obligations de reprise et de rétribution

La problématique des obligations de reprise et de rétribution est atténuée, au moins temporairement, pour les gestionnaires de réseau de distribution grâce à la nouvelle réglementation de la méthode du prix moyen. En effet, celle-ci permettra la fourniture de l'électricité correspondante aux clients de l'approvisionnement de base aux coûts de revient. Toutefois, cela ne change rien au fait que la disposition de l'art. 12 OEné, selon laquelle la rétribution de l'énergie refoulée se fonde également sur les coûts de revient de la production propre, est contraire à la loi et doit être biffée. En effet, le législateur aspirait expressément à une rétribution en phase avec le marché.

II. Principales propositions de modification

1. Facteur de surcoût (art. 11b à 11e OLEI)

Par le biais de l'art. 15c LIE, le législateur a exprimé sa volonté de promouvoir le câblage des réseaux électriques d'une tension inférieure à 220 kV dans la mesure où cela est possible sur les plans technique et opérationnel et pour autant que les coûts supplémentaires qui en résultent ne dépassent pas une certaine limite.

Il a ainsi tenu compte d'un besoin politique et sociétal. Étant donné que l'enfouissement des lignes électriques va généralement de pair avec un surcoût, le principe de câblage implique que la communauté soit disposée à prendre en charge les coûts. Le facteur de surcoût correspondant doit refléter une pesée largement acceptée entre l'intérêt d'enfouir les lignes et les coûts économiques.

Du point de vue des gestionnaires de réseau, il faut souligner que, avec le facteur de surcoût proposé de 1,75, davantage de lignes en zone urbaine devraient à nouveau être construites sous forme de lignes aériennes, étant donné que les surcoûts pour une ligne câblée allant au-delà du facteur 1,75 ne sont pas considérés comme imputables par l'EiCom. Bien que les réseaux électriques des niveaux de réseau 7 et 5 (basse et moyenne tension) soient déjà en grande partie enfouis, de nombreux raccordements domestiques et conduites d'alimentation ne pourraient, à l'avenir, pas (ou: plus) être enfouis, et ce, pour des raisons de coûts. De même, dans les régions urbaines, seul un petit nombre de projets du niveau de réseau 3 (haute tension) pourrait être réalisé sous forme de lignes souterraines. Il faudrait en plus repenser des projets de lignes souterraines déjà planifiés pour les convertir en lignes aériennes. Au lieu d'accélérer les procédures, il faudrait compter avec de nouveaux retards sur des projets de réseau urgents. Le facteur de surcoût de 1,75 proposé va donc à l'encontre de l'objectif du législateur, des préférences de la société et des prescriptions d'aménagement du territoire, et se traduirait même par un pas en arrière.

On peut déduire de l'expérience acquise dans le cadre de projets actuels que, notamment pour les projets de construction et de transformation critiques en termes de délais portant sur des réseaux de niveau 3, un facteur de surcoût d'au moins 2,5 peut améliorer la sécurité de planification et permet de déposer les plans de beaucoup plus de projets directement pour un câblage. De cette façon, la probabilité de rencontrer des oppositions pour des projets serait nettement réduite, ce qui permettrait d'accélérer la mise en œuvre de projets de réseau indispensables. Parallèlement, cela éviterait que de nouvelles incertitudes en matière de planification ne surgissent, qui ne seraient ni dans l'intérêt des gestionnaires de réseau, ni dans celui des communes et des riverains.

En conséquence, l'AES propose de différencier le facteur de surcoût. Pour les lignes situées en zone urbaine, il convient d'appliquer un facteur de surcoût de 3,0. Dans les autres régions, le facteur de surcoût peut être fixé à 1,75, comme proposé. La délimitation entre les régions urbaines et les autres régions pourrait se faire en fonction de critères d'aménagement du territoire, par exemple en définissant comme zone urbaine les zones à bâtir ainsi que les zones situées dans un périmètre de moins de 100 m autour d'une zone à bâtir.

De plus, il convient de souligner que les coûts estimés de CHF 10,5 milliards d'ici 2050, avancés pour un facteur de surcoût de 3,0, mentionnés dans l'étude «Grundlagen für eine Berechnungsmethode zum Kostenvergleich zwischen Kabeln und Freileitungen sowie zur Festlegung eines Mehrkostenfaktors» de 2013 menée par Consentec sur mandat de l'OFEN sont trop élevés. Cette étude part du principe que les lignes électriques seront remplacées, à l'issue de leur durée d'utilisation réglementaire ou technique, par une nouvelle ligne câblée ou aérienne, en fonction du niveau du facteur de surcoût et du scénario. La pratique montre que les lignes aériennes existantes sans besoin d'adaptation peuvent, par le biais de mesures de maintenance (ne requérant pas d'autorisation), être exploitées pendant plus longtemps que leur durée de vie technique théorique. Le passage à des lignes souterraines se fera donc de manière plus lente que supposé par les auteurs de l'étude et, partant, la hausse de la rémunération pour l'utilisation du réseau sera bien moindre qu'estimée.

Si, pour des raisons de coûts économiques, un facteur de surcoût non différencié et faible de 1,75 devait tout de même être fixé, de nombreuses dérogations devraient être définies pour éviter une inversion de

tendance en faveur de lignes aériennes pour des raisons de coûts, et ce, notamment dans les régions urbaines. Indépendamment du facteur de surcoût concret, il faut en outre garantir que les lignes câblées existantes puissent, en cas de renouvellement, être remplacées par des câbles. Inversement, les mesures de maintenance et de remplacement moins importants concernant les lignes aériennes ne doivent pas être complexifiées par des études de câblage laborieuses.

L'AES demande que, sur le principe et dans le but de réduire la charge au minimum, on définisse des cas pour lesquels, sur la base de leur contexte, on peut renoncer totalement à l'examen du facteur de surcoût. Les mesures de maintenance et de remplacement des lignes aériennes et câblées, mentionnées ci-dessus, doivent en faire partie. De plus, l'AES est d'avis que les principaux réseaux visés par le législateur sont ceux de niveau 3, car les réseaux des niveaux inférieurs sont dans leur grande majorité déjà câblés. Pour les projets jusqu'à 36 kV, il doit donc aussi être possible de renoncer à l'examen du facteur de surcoût.

Proposition

Ordonnance sur les lignes électriques

Art. 11b Principe

2 Le facteur de surcoût visé à l'art. 15c, al. 2, LIE s'élève à 3.0 en zone urbaine et à 1.75 ailleurs.

3 Les projets peuvent être réalisés et imputés sans que le facteur de surcoût soit calculé, lorsqu'une des conditions suivantes est remplie:

a. projet jusqu'à 36 kV;

b. remplacement des poteaux d'une ligne ordinaire;

c. remplacement de câbles existants par de nouveaux câbles;

d. mesures de maintenance qui n'entraînent pas de procédure d'approbation des plans.

Art. 11d Respect du facteur de surcoût

2 Le projet peut être ~~est~~ réalisé sous forme de ligne aérienne malgré le respect du facteur de surcoût:

a. s'il concerne une ligne aérienne existante et si le tronçon s'étend sur 1 km quatre portées au maximum, ou

b. ...

c. s'il porte sur le remplacement des poteaux de lignes ordinaires existantes.

Art. 11e Dépassement du facteur de surcoût

Un projet concret peut, malgré le dépassement du facteur de surcoût, être réalisé partiellement ou intégralement sous forme de ligne souterraine si

a. les coûts totaux dépassant le facteur de surcoût ne sont pas considérés comme coûts imputables au sens de l'art. 15 de la loi du 23 mars 2007 sur l'approvisionnement en électricité;

b. il porte sur le remplacement d'une ligne câblée.

2. Définition des «dispositifs de stockage d'électricité» (art. 2 OApEI)

La réglementation proposée ici au niveau de l'ordonnance ne repose sur aucune base légale, mais elle a de larges répercussions sur l'utilisation des dispositifs de stockage d'électricité. Dans sa réponse à la motion de la CEATE-N «Égalité de traitement entre les technologies de stockage concernant les rémunérations pour

l'utilisation du réseau» (16.3265), le Conseil fédéral a expliqué: «Le Conseil fédéral estime qu'il est judicieux de réexaminer la réglementation actuelle relative à la rémunération pour l'utilisation du réseau concernant les installations de stockage et de la modifier au besoin dans le cadre de la révision en cours de la LApEI. (...) L'acceptation de la présente motion anticiperait cet examen.» La Conseillère fédérale Leuthard a confirmé cela lors des discussions parlementaires au Conseil national (BO 2016 N 1135).

C'est pourquoi, à l'heure actuelle, toute modification de la définition des dispositifs de stockage au niveau de l'ordonnance doit être rejetée et l'art. 2, al. 3, OApEI doit être biffé. Aujourd'hui, la LApEI ne règle explicitement que le cas des pompes dans les centrales de pompage-turbinage. Au-delà, la solution de la branche déterminée à titre subsidiaire (Manuel de l'AES sur les dispositifs de stockage d'électricité) est applicable, solution qui prévoit un traitement différencié des dispositifs de stockage dans la tarification réseau. Cette solution se fonde sur les principes suivants:

- Le principe de soutirage doit être respecté
- La rémunération pour l'utilisation du réseau ne doit être imputée qu'une seule fois à l'énergie entre sa production et sa consommation
- La solution adoptée ne doit discriminer aucune technologie
- La solution adoptée doit être applicable

Si une adaptation de la réglementation au niveau de la loi devait être souhaitée à une date ultérieure par le Conseil fédéral, celle-ci devrait s'aligner sur les principes précités.

Proposition

Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité

Art. 2 Définitions

~~3 Quiconque soutire de l'électricité du réseau à des fins de stockage est réputé consommateur final dans cette activité dans la mesure où il n'utilise pas cette électricité pour faire fonctionner les pompes de centrales de pompage.~~

3. Fourniture d'énergie dans l'approvisionnement de base (art. 4 à 4c OApEI)

Dans sa forme proposée, la mise en œuvre de la fourniture d'énergie dans l'approvisionnement de base va, dans la pratique, de pair avec une énorme charge administrative. Il est à craindre que, sous cette forme, les prescriptions soient quasi-inapplicables et que l'art. 6, al. 5 et 5^{bis}, LApEI passe à côté de l'effet visé par le législateur.

Une part croissante de l'électricité produite en Suisse à partir de sources d'énergies renouvelables provient de petites installations assujetties aux obligations de reprise et de rétribution de l'énergie, parmi lesquelles figurent typiquement des installations photovoltaïques sur des maisons individuelles. Pour ce type d'installations, l'analyse des coûts de revient exigée n'est pas viable. Pour les installations de petite taille, il faudrait non seulement connaître et justifier systématiquement les dépenses liées à la mise en place de l'installation, mais aussi réaliser des calculs des coûts calculatoires (p. ex. impôt sur le revenu), estimer le volume de

production annuel en fonction du site et de l'orientation de l'installation et, enfin, en déduire les coûts par kWh en appliquant des méthodes de mathématiques financières. Cela serait totalement disproportionné par rapport au montant de la rétribution en question.

L'Office fédéral de l'énergie lui-même n'utilise pas de coûts de revient précis pour chaque installation lorsqu'il calcule les taux de rétribution des installations RPC ou des installations dans le système de rétribution de l'injection; il se base en effet sur les coûts de revient d'installations de référence. Pour justifier cela, il a argumenté, dans son rapport «Vérification des coûts de production et des taux de rétribution des installations RPC» de mai 2016, au moyen des économies de charges et de coûts (p. 5): «On renonce ainsi délibérément à évaluer des installations individuelles et à déterminer des taux de rétribution de cas en cas. Ce choix permet d'une part d'éviter le contrôle coûteux du coût de revient de chaque installation, ce qui réduit le coût d'exécution par installation. D'autre part, le système des installations de référence implique que les installations individuelles peuvent présenter des coûts de revient supérieurs ou inférieurs à ceux de l'installation de référence.»

En conséquence, l'AES propose que, pour l'électricité qui fait l'objet d'une obligation de reprise et de rétribution selon l'art. 15 LEnE, la rétribution versée par le gestionnaire de réseau soit imputable aux tarifs dans l'approvisionnement de base, au sens d'une règle de minimis. La rétribution au titre de l'énergie et des garanties d'origine est alors déterminante puisque le gestionnaire de réseau doit impérativement reprendre les garanties d'origine pour pouvoir les utiliser pour le marquage de l'électricité conformément à l'art. 4, al. 3. Afin que le surcoût à la charge du consommateur final bénéficiant de l'approvisionnement de base reste raisonnable, et pour garantir que le tarif soit aligné sur les coûts de revient d'une production efficace (art. 4, al. 1, OApEI), on fixe un plafond. Cette valeur maximale doit se baser sur les taux de rétribution applicables dans le système de rétribution de l'injection, à savoir, concrètement, ceux qui sont actuellement prévus pour les nouvelles installations dans les annexes de l'OEnE.

Afin de tenir compte de la prescription légale selon laquelle les éventuelles mesures de soutien doivent être déduites, il est proposé d'effectuer une déduction forfaitaire de 20% sur ces taux de rétribution. Cette valeur résulte du fait que les petites installations peuvent en général profiter de rétributions uniques à hauteur de 30% maximum des coûts d'investissement et que les coûts d'investissement représentent environ 60 à 70% des coûts de revient. Cette valeur est aussi appuyée par le rapport de l'OFEN de mai 2016 «Vérification des coûts de production et des taux de rétribution des installations RPC», dans lequel on part du principe que les (nouvelles) rétributions uniques couvrent environ 15 à 25% des coûts de l'installation (p. 14).

La reprise et la rétribution d'électricité produite en Suisse à partir d'énergies renouvelables engendre, auprès du gestionnaire de réseau, des coûts liés à la charge administrative. Selon la Communication de l'EiCom relative à la rétribution de reprise de l'électricité du 19 septembre 2016, ces coûts ne doivent pas être imputés aux producteurs. Ils doivent plutôt être inclus dans les tarifs de l'énergie en qualité de coûts administratifs et de gestion. Mais, étant donné que, pour le gestionnaire de réseau, la reprise et la rétribution de l'électricité issue d'installations de production n'appartenant pas au gestionnaire de réseau équivalent à un acte d'acquisition, les coûts y relatifs ne représentent pas des coûts de gestion. Il ne serait donc pas conforme d'inclure ces coûts dans les coûts de gestion. En l'absence des deux possibilités citées d'imputer les coûts (à savoir l'imputation aux producteurs et l'intégration dans les coûts de gestion), l'unique alternative consiste à les faire valoir en tant que coûts de revient imputables du gestionnaire de réseau. Le nouvel art. 4, al. 2, let. d permet de créer de la sécurité juridique pour cette approche.

Proposition

Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité

Art. 4 Fourniture d'énergie aux consommateurs finaux avec approvisionnement de base

2 Si le gestionnaire du réseau de distribution ...

c. Si l'électricité provient d'installations pour lesquelles il est soumis aux obligations de reprise et de rétribution selon l'art. 15 LEnE, il peut, à titre dérogatoire, imputer la rétribution versée pour l'énergie et les garanties d'origine, dès lors que les sommes en question n'excèdent pas au total 80% des taux de rétribution déterminants pour les nouvelles installations conformément aux annexes 1.1–1.5 OEnE.

d. Si l'électricité ne provient pas d'installations propres, les charges administratives liées à la reprise et à la rétribution de l'électricité de ces installations sont des coûts de revient imputables du gestionnaire de réseau.

Art. 4 à 4c

Voir autres propositions dans le tableau synoptique ci-joint

4. Assouplissements de la procédure d'approbation des plans (art. 9c OPIE)

La construction et l'exploitation d'ouvrages et d'installations pour le transport d'énergie constituent une tâche de la Confédération au sens de la Loi fédérale sur la protection de la nature et du paysage (LPN). Pour la construction dans des zones protégées, c'est ainsi automatiquement la procédure correspondante qui s'applique, en intégrant les autorités fédérales compétentes. La mention des zones protégées dans l'OPIE représente donc une répétition obsolète des dispositions légales en vigueur et doit être biffée.

Pour les installations du réseau de basse et de moyenne tension citées à l'art. 9c, il s'agit des projets nécessaires, notamment, pour la mise en œuvre de davantage d'injection décentralisée d'énergie, souhaitée dans la Stratégie énergétique 2050. Pour ce type d'installations, des assouplissements de la procédure sont nécessaires. La procédure d'approbation des plans est aujourd'hui longue, fastidieuse et coûteuse, ne serait-ce qu'en raison du nombre d'autorités impliquées, et est absolument disproportionnée par rapport à l'ampleur des projets. Les cantons peuvent sans problème garantir que les intérêts publics fixés par la Constitution et la législation fédérale et que les prescriptions, par exemple dans le domaine de l'aménagement du territoire et de la protection de l'environnement, soient respectés. Ils assument d'ores et déjà cette responsabilité dans le cadre d'autres projets de construction, notamment dans d'autres secteurs d'infrastructure tels que l'alimentation en eau. Dans les projets prévus à l'art. 9c, il faut donc prévoir que seules les autorités cantonales procèdent aux évaluations.

Concernant la version allemande de l'ordonnance: Le terme «grundsätzlich» ouvre une marge d'interprétation inutile du texte de loi et doit être biffé. Il comporte le risque que les simplifications de procédure visées soient sapées, ce qui ne va pas dans le sens de la Stratégie Réseaux électriques.

Proposition

Ordonnance sur la procédure d'approbation des plans des installations électriques

Art. 9c Assouplissements de la procédure

Si un projet concerne une installation d'une tension nominale égale ou inférieure à 36 kV ~~qui n'est pas située dans une aire de protection au sens du droit fédéral~~, l'autorité chargée de l'approbation renonce à consulter les autorités spécialisées de la Confédération, dans la mesure où elle peut évaluer le projet grâce à la prise de position du canton.

5. Imputabilité des servitudes et des droits (art. 12 et 13 OApEI)

Pour construire et exploiter leurs réseaux, les gestionnaires de réseau ont besoin de différentes servitudes et de différents droits. Dans l'art. 12, al 1, l'autorité réglementaire a déjà consigné au moment de l'entrée en vigueur de l'OApEI le principe selon lequel les coûts résultant de l'indemnité accordée à des tiers sont imputables. L'autorité réglementaire a alors utilisé le terme «coûts d'exploitation» parce qu'elle s'est pour ainsi dire laissée guider par l'image d'une location. Effectivement, les servitudes sont, comme les locations, des indemnités liées au temps. En pratique, toutefois, il existe une différence importante au niveau du paiement effectif. Alors qu'un loyer n'indemnise généralement qu'un ou plusieurs mois, un paiement de servitudes indemnise souvent plusieurs années, voire plusieurs décennies à l'avance. Cela s'explique purement et simplement par la charge de travail évitée, qu'un paiement annuel par exemple entraînerait pour un si grand nombre de servitudes. En conformité avec l'ensemble des normes comptables, de tels paiements anticipés sont activés et amortis sur la durée de la servitude. En fin de compte, les paiements ne déploient pas leur utilité dans l'exercice où le paiement a lieu.

La proposition suivante entend clarifier la situation afin que cette pratique continue d'être appliquée. En fin de compte, ni le Conseil fédéral (dans son message / rapport explicatif) ni le Parlement (lors des délibérations) n'ont manifesté une volonté de changer de pratique à travers la nouvelle réglementation au niveau de la loi.

L'AES tient à ce que le Conseil fédéral consigne dans son rapport explicatif les droits auxquels fait référence l'art. 15, al. 2, let. c OApEI. Du point de vue de la branche, il ne peut en particulier pas s'agir de droits de construction ni de droits d'utilisation des biens, qui ont un caractère de droit de propriété.

Proposition

Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité

Art. 12 Coûts d'exploitation imputables

1 Sont considérées comme des coûts d'exploitation imputables en vertu de, outre les coûts définis à l'art. 15, al. 2, let. c, LApEI, les indemnités versées chaque année accordées à des tiers pour des servitudes et des droits.

Art. 13 Coûts de capital imputables

5 Les indemnités versées une seule fois à des tiers pour des servitudes et des droits sont considérées comme des coûts de capital imputables, en plus de celles régies par l'art. 15, al. 3, LApEI.

6. Renouvellement des servitudes (art. 9d OPIE)

Si les contrats nécessaires font défaut, l'exploitation intégrale d'infrastructures existantes peut être retardée de plusieurs années. Bien que l'AES ait privilégié une réglementation correspondante au niveau de la loi, elle salue le fait que l'art. 9d OPIE permette de clarifier la procédure de renouvellement des servitudes.

En effet, il arrive régulièrement qu'un propriétaire foncier refuse de renouveler une servitude arrivée à échéance ou d'accorder les droits pour la transmission de données de tiers. Selon la jurisprudence actuelle, une procédure d'approbation des plans s'impose dans le cas du seul renouvellement des servitudes pour des lignes déjà autorisées, sur lesquelles aucune transformation n'est prévue et auxquelles la législation n'impose aucune rénovation. Cette démarche ouvre la porte à toutes sortes de requêtes, comme le déplacement de l'installation ou le câblage. Les recours y relatifs doivent le plus souvent être tranchés dans le cadre de procédures judiciaires coûteuses. Afin de contrer cette inefficacité procédurale, seul le droit d'expropriation doit s'appliquer lors des renouvellements forcés de servitudes ou des indemnisations, comme le prévoit le nouvel art. 9d OPIE. La procédure d'approbation des plans doit être menée uniquement lorsqu'il s'agit de droits entièrement nouveaux.

Proposition

Ordonnance sur la procédure d'approbation des plans des installations électriques

Art. 9d Acquisition et renouvellement de servitudes

Selon la proposition du Conseil fédéral

7. Déploiement de smart meters (art. 8a, 13a et 31e OApEI)

Le déploiement accéléré de smart meters n'est ni efficace, ni adapté à l'objectif recherché. Il faut privilégier à la place un déploiement «naturel» qui prescrive l'installation contraignante de smart meters uniquement en cas de remplacement ou de nouvelle installation de systèmes de mesure ainsi que sur demande du bénéficiaire d'un raccordement au réseau. Déjà défendue en 2017 dans sa prise de position sur les ordonnances relatives à la Stratégie énergétique 2050, cette position de l'AES n'a pas changé:

- Le remplacement précoce engendre des amortissements exceptionnels pour les compteurs en fonctionnement, ce qui va de pair avec un gaspillage des ressources.
- La continuité du remplacement des appareils, telle que pratiquée aujourd'hui, est rompue, ce qui entraîne un risque de cycles d'investissement fluctuants pouvant se répercuter sur les coûts de réseau.

- Des solutions locales associées à des conseils énergétiques et à une bonne visualisation de la consommation contribuent à une consommation d'électricité efficace avec une charge technique moindre. De plus, l'exploitation des avantages des systèmes de mesure intelligents est entravée par les contraintes strictes liées à l'utilisation des données.
- Les exigences détaillées formulées à l'égard des smart meters augmentent inutilement le coût des appareils et de leur gestion. Elles entravent les évolutions et innovations technologiques au lieu de les favoriser.

Si l'on maintient le principe d'un déploiement accéléré avec des prescriptions détaillées, celui-ci doit être conçu de telle sorte qu'il puisse être mis en pratique. Nous renvoyons à ce sujet aux remarques figurant dans le tableau synoptique sur l'OApEI ci-joint.

En 2017, l'AES a également déjà attiré l'attention sur le fait que les systèmes certifiés qui ont passé avec succès la vérification de la sécurité des données selon l'art. 8b ne seront pas disponibles à temps. Depuis, cette réserve s'est confirmée: selon l'état actuel des connaissances, soutenu par l'EiCom, on ne peut pas s'attendre à ce que les gestionnaires de réseau puissent se procurer des appareils certifiés d'ici au 1^{er} janvier 2019. De nombreux gestionnaires de réseau sont en outre soumis au droit des marchés publics, ce qui oblige à des préparatifs nécessitant beaucoup de temps. Une procédure d'approvisionnement ne peut être réalisée pertinemment que lorsque plusieurs fournisseurs peuvent proposer les produits. Le délai pour le déploiement ne peut donc être lancé que deux ans après que les appareils et les systèmes sont disponibles.

Proposition

Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité

Art. 8a Systèmes de mesure intelligents

Voir propositions dans le tableau synoptique ci-joint

Art. 31e Introduction de systèmes de mesure intelligents

- 1 Au plus tard deux ans après la possibilité de certification de systèmes de mesure intelligents, les gestionnaires de réseau n'installent plus que ces systèmes chez les utilisateurs raccordés au réseau avec une puissance inférieure ou égale à 1 kV. Les installations de mesure d'une zone de desserte doivent répondre, pour 80% d'entre elles, aux exigences visées aux art. 8a et 8b dans les dix ans qui suivent l'entrée en vigueur de la modification du 1^{er} novembre 2017. Les 20 % d'installations restantes peuvent être utilisées aussi longtemps que leur bon fonctionnement est assuré.
- 2 *Biffer*
- 3 *Biffer*
- 4 Les coûts des installations de mesure qui ne répondent pas aux art. 8a et 8b et qui sont utilisées avant l'expiration du délai selon l'alinéa 1 mais qui peuvent être utilisés conformément aux al. 1 et 3 demeurent imputables. La prise en charge des coûts des mesures de la courbe de charge effectuées avant l'entrée en vigueur de la modification du 1^{er} novembre 2017 est régie par l'art. 8, al. 5, de l'ancien droit.
- 5 Les amortissements exceptionnels nécessaires ...

8. Tarifs pour l'utilisation du réseau (art. 18 OApEI)

La réglementation des tarifs pour l'utilisation du réseau reste non conforme à la loi (art. 18 OApEI). Dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050, le législateur a sciemment adapté l'art. 14, al. 3, LApEI. Désormais, les tarifs de réseau doivent d'une part se fonder sur les caractéristiques de consommation, et d'autre part tenir compte non seulement des objectifs d'une utilisation efficace de l'électricité, mais aussi de ceux d'une infrastructure de réseau efficace. Loin de reprendre cette réglementation au niveau de l'ordonnance, l'art. 18 OApEI représente une régression, car la liberté de tarification nécessaire à l'efficacité de cette dernière s'en trouve encore réduite. La part d'au moins 70% applicable au tarif de travail non dégressif ne correspond aucunement à l'objectif qui est prévu dans la LApEI. Elle doit être ramenée à 50% au maximum.

La capacité de réseau est dimensionnée en fonction des besoins de puissance des bénéficiaires d'un raccordement. Une prise en charge des coûts selon le principe de causalité via les tarifs d'utilisation du réseau doit donc se baser sur la demande de capacité et non sur la quantité d'énergie transportée. Avec le nombre croissant de consommateurs finaux soutirant de fortes puissances mais consommant peu (p. ex. infrastructure de charge pour l'électromobilité), une tarification de la puissance soutirée s'impose de plus en plus afin de garantir une utilisation efficace et de respecter le principe de causalité exigé par la LApEI pour les tarifs d'utilisation du réseau. La garantie de l'exploitation sûre du réseau peut aussi être optimisée par des incitations à réduire la puissance de pointe soutirée. C'est pourquoi une baisse de la part du tarif de travail est indiquée.

De plus, chez la plupart des gestionnaires de réseau, seule la puissance de raccordement des bâtiments est connue, et non celle des consommateurs finaux. Il n'est donc pas non plus possible de constituer de groupes de clients avec une puissance de raccordement maximale définie.

Proposition

Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité

Art. 18 Tarifs d'utilisation du réseau

2 Au sein d'un niveau de tension, les consommateurs finaux qui présentent des profils de soutirage similaires forment un groupe de clients. ~~Les consommateurs finaux dont les biens-fonds sont utilisés à l'année et dont les installations ont une puissance de raccordement inférieure ou égale à 30 kVA ne peuvent former qu'un seul groupe de clients.~~

3 Pour les consommateurs finaux dont les biens-fonds sont utilisés à l'année et dont la consommation annuelle des installations raccordées à un niveau de tension inférieur à 1 kV est inférieure ou égale à 50 MWh, le tarif d'utilisation du réseau consiste pour au moins 50 ~~70~~% en une taxe de consommation (ct./kWh) non dégressive.

9. Systèmes de commande et de réglage intelligents (art. 8c OApEI)

S'agissant de l'art. 8c, al. 4 OApEI, l'AES maintient sa proposition de suppression déjà émise dans sa prise de position de 2017. Cette disposition a des répercussions massives sur la sécurité de l'infrastructure critique qu'est le «réseau électrique» et représente une atteinte importante aux droits la propriété des gestion-

naires de réseau de distribution. Une telle atteinte doit pouvoir se fonder sur une base légale, sur l'intérêt public et sur le principe de proportionnalité. Or, dans le cas présent, aucune de ces conditions n'est remplie. Au contraire: du point de vue de la sécurité de l'information, tout accès d'un tiers à des systèmes informatiques sensibles constitue un risque inacceptable. L'al. 4 implique une mise en péril directe de l'infrastructure critique et est par conséquent disproportionné. Il contrevient en outre à la recommandation de la branche «Protection de base pour les technologies opérationnelles (OT) dans l'approvisionnement en électricité», basée sur la «norme minimale visant à renforcer la résilience des TIC» de l'OFAE. Nous n'avons pas non plus connaissance de quelque réglementation similaire que ce soit provenant d'un pays étranger.

L'AES souligne en outre que la liberté de choix requise selon l'art. 8c, al. 1, peut aussi être exercée lorsqu'on donne la possibilité au consommateur final, au producteur ou à l'exploitant de dispositif de stockage de refuser l'utilisation de systèmes de commande et de réglage intelligents. Le consentement est tacite dès lors qu'on informe explicitement le consommateur final, le producteur ou l'exploitant de dispositif de stockage de son droit de choisir et qu'il ne refuse pas.

Proposition

Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité

Art. 8c Systèmes de commande et de réglage intelligents pour l'exploitation du réseau

~~4 Il accorde aux tiers un accès non discriminatoire aux systèmes de commande et de réglage intelligents dont les coûts de capital et d'exploitation sont imputés à titre de coûts de réseau, pour autant que cet accès ne mette pas en péril la sécurité de l'exploitation du réseau.~~

10. Création des bases légales pour l'introduction du délestage manuel (art. 5 et 12 OApEI)

L'AES a déjà souligné plusieurs fois que les bases légales pour l'introduction du délestage manuel en Suisse devaient être créées. Nous renvoyons en particulier à la prise de position sur les ordonnances de la Stratégie énergétique 2050 ainsi qu'à la lettre adressée à l'Office fédéral de l'énergie en date du 1^{er} mars 2018.

Pour la mise en œuvre technique et organisationnelle d'un délestage manuel, l'AES a déjà élaboré une recommandation de la branche intitulée «Délestage manuel». Une adaptation du cadre juridique est cependant nécessaire pour que ce document puisse entrer en vigueur. La mise en œuvre concrète au niveau de l'ordonnance, proposée ci-après par l'AES, comprend les éléments suivants:

- Mention du délestage manuel
- Autorisation d'instruire les gestionnaires de réseau en aval
- Imputabilité et attribution des coûts

Proposition

Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité

Art. 5 Mesures visant à assurer un réseau sûr, performant et efficace

- 2 La société nationale du réseau de transport règle de façon uniforme, dans une convention avec les gestionnaires de réseau, les producteurs et les autres acteurs concernés, les mesures à prendre pour maintenir la sécurité d'approvisionnement, notamment les modalités du délestage automatique et manuel et de l'adaptation de la production des centrales électriques lorsque la stabilité de l'exploitation du réseau est menacée.
- 4 Si la stabilité d'exploitation du réseau est menacée, la société nationale du réseau de transport doit ordonner ou prendre, de par la loi, toutes les mesures nécessaires pour assurer cette stabilité (art. 20, al. 2, let. c, LApEI). Si une injonction de sa part n'est pas suivie, elle peut prendre une mesure de substitution aux frais du destinataire. Les gestionnaires de réseau en aval ont l'obligation de suivre les instructions du gestionnaire de réseau en amont pour ce qui concerne le délestage automatique et manuel.

Art. 12 Coûts d'exploitation imputables

- 3 L'ensemble des coûts d'un gestionnaire de réseau en lien avec un délestage automatique ou manuel sont imputables. Sur demande du gestionnaire de réseau concerné, l'EICom peut affecter la part de ces coûts correspondant à un délestage effectué à un autre niveau de réseau.

Nous vous remercions de prendre en compte nos requêtes et restons à votre disposition pour toute question ou pour un entretien.

Avec nos meilleures salutations



Michael Frank
Directeur



Michael Paulus
Responsable du département
Formation professionnelle et Technique

Annexes:

Tableaux synoptiques par ordonnance, avec propositions et raisonnements:

- Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (OApEI)
- Ordonnance sur les lignes électriques (OLEI)
- Ordonnance sur la procédure d'approbation des plans des installations électriques (OPIE)
- Ordonnance sur le courant fort
- Ordonnance sur la géoinformation (OGéo)