

Office fédéral de l'énergie
Mme Carla Trachsel
Section Régulation du marché
3003 Berne

Par voie électronique à: gasvg@bfe.admin.ch

29 janvier 2020

Frédéric Roggo, ligne directe +41 62 825 25 20, frederic.roggo@electricite.ch

Prise de position concernant le projet de loi sur l'approvisionnement en gaz

Mesdames, Messieurs,

Nous vous remercions de nous donner la possibilité de prendre position sur le projet de loi sur l'approvisionnement en gaz. L'AES fait volontiers usage de cette opportunité: en tant qu'association faîtière de la branche, elle représente les intérêts des entreprises du secteur électrique suisse tout au long de la chaîne de création de valeur. Nombre de ses membres sont des entreprises multifluide. Les membres de notre association actifs dans l'approvisionnement en gaz sont ainsi directement concernés par le présent projet de loi et ont un intérêt vital à ce que la charge administrative supplémentaire entraînée par la régulation soit limitée au minimum. De plus, pour que la transformation de l'approvisionnement énergétique réussisse, les secteurs de l'électricité et du gaz devront converger, afin de pouvoir, à l'avenir, davantage transformer l'électricité en gaz, et vice versa. C'est pourquoi une perspective intersectorielle est nécessaire, perspective qui motive également l'AES dans sa prise de position.

I. Remarques générales

1. Des conditions-cadre axées sur l'ensemble du système

La Stratégie énergétique 2050 et la décarbonisation de l'économie et de la société rendent nécessaire une transformation du système énergétique. Pour gérer avec succès la transition du système énergétique, il faut des conditions-cadre concertées dans les différentes législations correspondantes (LApEI, LEne, Loi sur le CO₂, LApGaz). De ce fait, une harmonisation des législations cantonales (MoPEC) est également nécessaire. Dans la mesure du possible, les réglementations doivent être établies simultanément et être conçues de telle sorte qu'elles servent à optimiser le système global aussi bien d'un point de vue énergétique que macroéconomique et à garantir la sécurité d'approvisionnement, et elles doivent poser des incitations entrepreneuriales. Les obstacles politiques et réglementaires doivent être supprimés.

L'un des facteurs clés de cette transition réside dans le couplage des secteurs, dans le cadre duquel les agents énergétiques que sont l'électricité, le gaz et la chaleur seront couplés dans les secteurs des bâti-

ments, de l'industrie et des transports. Cela présuppose de créer dans le cadre juridique les conditions préalables adaptées pour le couplage des secteurs. Pour que la transformation du système énergétique et le couplage des secteurs puissent réussir, une infrastructure du réseau gazier continue donc d'être nécessaire. À l'avenir, le biogaz et le gaz de synthèse renouvelable prendront davantage la place du gaz naturel. Les démantèlements d'infrastructures gazières doivent donc être remis en question, car une désaffectation des réseaux de distribution de gaz complique le couplage des secteurs décentralisé et, partant, l'utilisation des potentiels de flexibilité correspondants. Le système énergétique global perdrait alors de précieuses options d'action. Il faut par conséquent aspirer à ce que l'infrastructure du réseau gazier existante subsiste en grande partie. Pour cela, il faut en particulier garantir que les incitations à investir dans le domaine du réseau restent suffisantes (c.-à-d. possibilité d'un maintien rentable ou transformation allant dans le sens du couplage des secteurs).

L'utilisation accrue de solutions de stockage constitue un autre élément central de la transition du système énergétique. Là aussi, la législation doit définir des approches sur la façon générale de traiter les dispositifs de stockage. Celles-ci doivent être applicables à la fois pour l'électricité et pour le gaz, avec pour objectif une efficacité la plus élevée possible du système énergétique global.

Enfin, le développement des énergies renouvelables dans les domaines de l'électricité, du gaz et de la chaleur est la condition préalable à la transformation de l'approvisionnement énergétique et à la réalisation des objectifs climatiques. Cela requiert des conditions-cadre qui rendent possible une utilisation rentable de ces énergies. Les thèmes cruciaux cités, que sont la décarbonisation y.c. le couplage des secteurs, la mise en œuvre de la Stratégie énergétique 2050, ainsi que l'injection accrue de gaz renouvelable, ne sont pas reflétés dans le projet proposé.

2. Réglementation légale spécifique du marché gazier

Aujourd'hui, le marché du gaz n'est pratiquement pas régulé en Suisse. Dans une première phase, la convention de branche en vigueur a fait ses preuves pour régler d'un commun accord l'accès au réseau. Au vu de l'intérêt croissant des gros clients pour un libre choix du fournisseur, l'approche par l'économie privée a atteint ses limites. C'est pourquoi l'AES soutient une réglementation légale spécifique afin de prévenir une libéralisation sans encadrement.

Le présent projet de loi sur l'approvisionnement en gaz implique un profond changement de système qui excède clairement une simple ouverture du marché. Le passage de l'ère régie par la convention de branche à celle de la LApGaz sera donc exigeant. Ainsi, la mise en œuvre de l'accès au réseau et l'établissement du responsable de la zone de marché, par exemple, nécessiteront du temps. Le délai transitoire prévu pour ce changement, d'une année seulement, est clairement trop court. Le temps nécessaire pour s'adapter à la nouvelle réglementation dépend du degré d'ouverture du marché et doit être prévu en conséquence.

Il faut viser des prescriptions réglementaires minimales, modérées, facilement applicables et fiables à long terme. Il convient d'appliquer autant que possible le principe de subsidiarité, les acteurs du marché étant les mieux à même de fournir des réponses adaptées compte tenu de leurs connaissances pratiques. Des réglementations étatiques ne doivent être adoptées que si la nécessité d'une telle intervention peut être démontrée. Parallèlement, il faut prévoir des réglementations les plus équivalentes possible entre le secteur de l'électricité et celui du gaz: à des questions similaires, il faut donc donner les mêmes réponses réglementaires. Point important, cela permettra aussi de réduire la charge administrative pour les entreprises multifluide, actives tant

dans le secteur gazier qu'électrique. La LApGaz doit donc s'inspirer plus fortement des termes de la LApEI là où cela est possible et judicieux, en tenant notamment compte de la révision de la LApEI qui est en cours. Toutefois, il convient aussi de veiller à ne reprendre dans la LApGaz ni les surréglementations ni les erreurs de réglementation existantes dans le domaine de l'électricité. Peuvent être cités à titre d'exemples l'obligation d'établir des comptes annuels ou le manque de distinction entre le rôle de gestionnaire de réseau de distribution et celui de fournisseur.

Les conditions prévalant dans les secteurs gazier et électrique ne sont pas identiques dans tous les domaines et peuvent justifier des prescriptions réglementaires spécifiques à un secteur. Néanmoins, il faut alors veiller à ce que ces prescriptions n'aient aucun effet d'entrave ou de distorsion de la concurrence entre le gaz et l'électricité. Dans la mesure où il convient de prévoir, dans le secteur gazier, des réglementations qui diffèrent de celles du secteur électrique, elles doivent être définies à dessein et sans intention de les reprendre dans le domaine de l'électricité.

Concernant certaines dispositions spécifiques du projet de loi, l'AES prend position dans le chapitre II, ci-après. Pour ce qui est des thèmes principaux du projet, elle se positionne comme suit:

Ouverture du marché: l'AES n'exprime aucune préférence quant au degré d'ouverture du marché. Tout seuil d'ouverture du marché a ses avantages et ses inconvénients. Du point de vue de l'AES, les raisons qui ont poussé le Conseil fédéral à choisir le seuil de 100 MWh proposé ne sont pas suffisamment mises en évidence. L'AES signale en outre que, dans un contexte de marché partiellement ouvert, il ne serait en principe pas nécessaire de définir un approvisionnement de remplacement, étant donné que les clients du marché disposent de suffisamment de possibilités de substitution.

Modèle d'accès au réseau: l'AES considère le modèle à deux contrats (modèle «entry-exit») comme une solution appropriée, car il s'agit d'un modèle d'accès au réseau simple pour les fournisseurs, les négociants et les clients. Il permet la création d'un marché concurrentiel et liquide. De plus, le modèle entry-exit est standard dans l'UE.

Séparation des activités: l'AES est favorable à la création d'un responsable de la zone de marché indépendant. Elle considère qu'une indépendance du responsable de la zone de marché allant plus loin que celle de la société nationale du réseau de transport dans le domaine de l'électricité n'est pas nécessaire.

Système de mesure: l'AES rejette une libéralisation dans le domaine du système de mesure. Elle en a exposé les raisons détaillées dans sa prise de position du 23 janvier 2019 sur la révision de la LApEI. Les principales raisons résident dans le risque de pertes d'efficacité et de synergies, ainsi que dans le manque d'utilité générale. Pour les mêmes motifs, l'AES est également clairement opposée à une libéralisation du système de mesure dans le secteur gazier.

Plateforme de données: des initiatives de la branche visant à établir une plateforme de données sont d'ores et déjà en cours. Il convient de privilégier des solutions subsidiaires par rapport à des prescriptions et directives étatiques et de permettre l'utilisation de synergies entre les secteurs électrique et gazier. Ici aussi, nous renvoyons à notre prise de position du 23 janvier 2019 sur la révision de la LApEI.

L'AES renonce à prendre position sur les thèmes du réseau de transport, du groupe-bilan et de la gestion des bilans d'ajustement.

II. Propositions spécifiques sur les dispositions du projet

1. Respect du principe de subsidiarité

Le principe de subsidiarité a fait ses preuves et constitue un élément du modèle de réussite économique de la Suisse. Il permet de trouver des solutions appropriées et applicables en utilisant le savoir des acteurs économiques de manière optimale. Le principe de subsidiarité est appliqué depuis longtemps et avec succès par la branche énergétique, par exemple lors de l'élaboration de documents de la branche ou dans le cadre de l'assurance qualité et du développement de la formation des spécialistes. Le principe de coopération et de subsidiarité doit être repris dans la LApGaz par analogie avec l'art. 3 LApEI.

L'un des domaines d'application du principe de subsidiarité concerne la définition des processus de changement selon l'art. 10 LApGaz. De manière générale, il est positif qu'aucune prescription détaillée ne soit prévue au niveau de la loi. Il manque cependant une mention explicite indiquant que la branche aura un rôle central à jouer dans ce domaine en élaborant les processus. L'AES s'attend donc à ce que le Conseil fédéral se limite à fixer des principes au niveau de l'ordonnance et laisse la place à une réglementation subsidiaire pour les questions de mise en œuvre consécutives.

Propositions

Art. 2^{bis} Coopération et subsidiarité

- 1 La Confédération et, dans les limites de leurs compétences, les cantons associent les organisations concernées, notamment les organisations économiques, à la mise en œuvre de la présente loi.
- 2 Avant d'édicter des dispositions d'exécution, ils examinent les mesures librement consenties prises par ces organisations. Dans la mesure où cela est possible et nécessaire, ils reprennent totalement ou partiellement les accords conclus par ces organisations dans les dispositions d'exécution.

Art. 10 Changement de fournisseur et autres processus de changement

Le Conseil fédéral définit, en collaboration avec les organisations de l'économie, la procédure ainsi que les tâches qui incombent aux gestionnaires de réseau et au responsable de la zone de marché en cas de changement de fournisseur ou dans le cadre d'un processus de changement en lien avec l'approvisionnement régulé ou l'approvisionnement de remplacement.

2. Fiabilité de l'approvisionnement en gaz et de la fourniture de gaz

Observation de la situation en matière d'approvisionnement (art. 6): selon l'art. 30, il relève de la compétence de l'EnCom de surveiller le respect de la LApGaz. En particulier, l'art. 30, al. 2, let. g lui donne la possibilité de suspendre l'application de certaines dispositions de la LApGaz pour permettre la construction ou l'agrandissement notable d'installations de stockage si l'investissement prévu sert la sécurité de l'approvisionnement. Pour qu'elle puisse procéder à cette appréciation, l'EnCom doit être associée à l'observation de la sécurité d'approvisionnement. Il faut donc prévoir que l'OFEN et l'OFAE collaborent avec l'EnCom pour leurs activités qui découlent de l'art. 6, al. 2.

Mesures pour garantir la sécurité d'approvisionnement (art. 6): l'art. 6, al. 2 charge le Conseil fédéral de prendre des mesures s'il apparaît que l'approvisionnement n'est pas suffisamment assuré. Or, selon l'art. 6,

al. 1, c'est tout d'abord l'économie gazière qui est en charge d'assurer l'approvisionnement. Par conséquent, le principe de subsidiarité doit aussi être respecté au niveau des mesures visant à surmonter une situation d'approvisionnement précaire. Par analogie avec l'art. 9, al. 1 LApEI, dans de tels cas, la branche doit être impliquée.

Durée de l'approvisionnement de remplacement (art. 8): l'art. 8, al. 1 prévoit une limitation de la durée de l'approvisionnement de remplacement à six mois. Toutefois, ce qui doit advenir après l'expiration de ce délai n'est pas réglé. Il faut donc renoncer à une limitation explicite de la durée de l'approvisionnement de remplacement. Il incombe aux parties concernées de trouver une nouvelle solution contractuelle.

Propositions

Art. 6 Fiabilité de l'approvisionnement en gaz

2 L'OFEN observe la situation en matière d'approvisionnement en collaboration avec l'EnCom et l'Office fédéral pour l'approvisionnement économique du pays (OFAE). S'il apparaît que l'approvisionnement n'est pas suffisamment assuré, le Conseil fédéral prend des mesures en collaboration avec les organisations de l'économie.

Art. 8 Approvisionnement de remplacement

1 Si le fournisseur choisi cesse de l'approvisionner, le consommateur final a droit à un approvisionnement de remplacement lui permettant de recevoir les quantités de gaz souhaitées ~~pendant six mois au plus~~. Cette disposition s'applique également à la fin d'un accord de fourniture de gaz lorsque le consommateur final ne parvient pas à conclure un nouveau contrat en temps utile pour des raisons qui ne peuvent pas lui être imputées.

3. Coûts du réseau et tarifs d'utilisation du réseau

But de la tarification du réseau (art. 17): l'art. 17, al. 1 est contraire à l'objectif de la loi visé à l'art. 2. Les tarifs du réseau doivent refléter les coûts occasionnés et être fixés indépendamment de la distance. En revanche, les incitations à utiliser efficacement l'énergie ne doivent pas être posées par le biais des tarifs du réseau mais, le cas échéant, par le biais de la législation énergétique.

Proposition

Art. 17 Tarifs d'utilisation des réseaux de distribution

1 Les gestionnaires d'un réseau de distribution fixent les tarifs d'utilisation des points d'injection et de soutirage de leur réseau. Ces tarifs sont fixés indépendamment de la distance et reflètent les coûts de réseau occasionnés ~~et peuvent contenir une incitation à une utilisation efficace du gaz~~.

Compensation des différences de couverture (art. 17 et 18): une compensation des différences de couverture en l'espace de trois ans, comme le demandent l'art. 17, al. 3 et l'art. 18, al. 3, entraînerait des fluctuations inutiles des tarifs. Cela s'explique par les fluctuations de consommation relativement fortes liées à la température et, partant, les fluctuations des recettes qui, rapportées à la consommation, se situent dans un

ordre de grandeur de +/- 20%. De plus, il faut de manière générale renoncer à inscrire de telles réglementations dans la loi. D'éventuelles réglementations doivent être définies dans une recommandation de la branche, comme c'est déjà le cas aujourd'hui avec une réglementation différenciée. Au sens du principe de subsidiarité, la loi devrait réglementer uniquement le principe selon lequel les différences de couverture doivent être compensées. Si une réglementation détaillée dans la loi était maintenue, la durée prévue pour la compensation des différences de couverture devrait être relevée de 3 à 5 ans afin d'éviter des tarifs volatiles.

Rémunération des différences de couverture (art. 19): les différences de couverture doivent porter intérêt symétriquement. L'AES rejette résolument la non-rémunération de découverts projetée au niveau de l'ordonnance comme indiqué dans le rapport explicatif (p. 46). En raison de l'incertitude des prévisions, les gestionnaires de réseau ne peuvent pas éviter l'apparition de différences de couverture. En cas de découverts, les gestionnaires de réseau doivent donc préfinancer les coûts effectivement occasionnés, ce qui engendre des coûts devant être indemnisés. La réglementation selon laquelle les différences de couverture doivent être réduites suffit pour éviter la formation systématique de découverts. Il convient donc de renoncer à des prescriptions allant plus loin et de biffer l'art. 19, al. 5, let. b.

Propositions

Art. 17 Tarifs d'utilisation des réseaux de distribution

3 La rémunération perçue pour l'utilisation du réseau ne dépasse pas les coûts de réseau imputables du gestionnaire du réseau de distribution. Les différences de couverture doivent être compensées ~~dans les meilleurs délais et en l'espace de trois ans au plus~~; l'EnCom peut autoriser des exceptions.

Art. 18 Tarifs d'utilisation du réseau de transport

3 La rémunération perçue pour l'utilisation du réseau ne dépasse pas les coûts imputables du réseau de transport. Les différences de couverture doivent être compensées ~~dans les meilleurs délais et en l'espace de trois ans au plus~~; l'EnCom peut autoriser des exceptions. Les coûts de réseau occasionnés par le transit de gaz doivent être couverts au moins dans une optique pluriannuelle par les recettes provenant de la mise aux enchères du gaz en transit.

Subsidiairement:

Art. 17 Tarifs d'utilisation des réseaux de distribution

3 La rémunération perçue pour l'utilisation du réseau ne dépasse pas les coûts de réseau imputables du gestionnaire du réseau de distribution. Les différences de couverture doivent être compensées dans les meilleurs délais et en l'espace de cing ~~trois~~ ans au plus; l'EnCom peut autoriser des exceptions.

Art. 18 Tarifs d'utilisation du réseau de transport

3 La rémunération perçue pour l'utilisation du réseau ne dépasse pas les coûts imputables du réseau de transport. Les différences de couverture doivent être compensées dans les meilleurs délais et en l'espace de cing ~~trois~~ ans au plus; l'EnCom peut autoriser des exceptions. Les coûts de réseau occasionnés par le transit de gaz doivent être couverts au moins dans une optique pluriannuelle par les recettes provenant de la mise aux enchères du gaz en transit.

Art. 19 Coûts de réseau imputables

5 Le Conseil fédéral règle les modalités de calcul des coûts d'exploitation et des coûts de capital. Il définit en particulier:

~~b. si et comment les différences de couverture résultant de périodes tarifaires antérieures portent intérêt;~~

Coûts de réseau imputables (art. 11, 19 et 20): de manière générale, les dispositions concernant les coûts imputables doivent davantage s'inspirer de celles de la LApEI. De plus, il conviendrait de définir dans la loi les principes applicables et de procéder aux réglementations plus détaillées au niveau de l'ordonnance. Différents types de coûts cités dans les articles proposés sont en outre mal représentés ou prêtent à équivoque.

- **Prestations facturées individuellement (art. 19, al. 1):** les coûts de raccordement au réseau et d'autres coûts facturés individuellement sont bien des coûts imputables. Or, ceux-ci ne doivent pas être facturés deux fois. L'art. 13, al. 4 OApEI règle cela de manière explicite pour le secteur de l'électricité. Il convient de prévoir une réglementation analogue dans le secteur du gaz.
- **Prestations fournies à des collectivités publiques (art. 11 et art. 19, al. 2 et 5):** les prestations fournies à des collectivités publiques ne font pas partie des coûts de réseau imputables et doivent être présentées séparément, par analogie avec l'art. 12, al. 2 LApEI. Comme le constate le rapport explicatif, les redevances et prestations fournies à des collectivités publiques sont les seuls «autres éléments de coûts» à présenter sur la facture (p. 39). L'art. 11 LApGaz doit être précisé en conséquence. À l'art. 19, ces coûts ne doivent pas être traités comme des coûts d'exploitation imputables, mais doivent être présentés séparément des coûts du réseau, comme cela est prévu aussi à l'art. 15 LApEI.
- **Coûts de capital imputables (art. 19, al. 3):** l'AES salue le choix de fixer un taux du coût global du capital (WACC) qui prévoit le même taux pour les différents capitaux. La formulation choisie à l'art. 19, al. 3 concernant les intérêts imputables prête à équivoque. Ce sont les intérêts calculés qui doivent être déterminants, comme dans le secteur électrique. Comme c'est le cas dans la LApEI, il s'agit donc de coûts de capital calculés. De plus, les dispositions d'exécution doivent prendre en considération le fait que le rendement du capital (WACC) doit tenir compte du risque entrepreneurial dû à la situation de concurrence dans le marché de la chaleur et aux conditions-cadre de politique énergétique.
- **Évaluation synthétique des réseaux (art. 19, al. 4 et al. 5, let. d):** les déductions forfaitaires ne sont pas adaptées pour tenir compte des situations individuelles des gestionnaires de réseau. De la même manière qu'il existe un droit à des valeurs adéquates des installations, il convient de garantir l'adéquation d'éventuelles déductions. Pour cette raison, ni la loi ni l'ordonnance ne doivent prévoir de déductions forfaitaires. À la place, d'éventuelles déductions doivent être fixées par l'autorité en se fondant sur chaque cas d'espèce.
- **Prise en compte des coûts de transformation (art. 19, al. 5):** le rapport explicatif souligne que des solutions doivent être trouvées pour gérer la mise hors service de conduites de gaz (p. 28). L'AES partage cette appréciation, à laquelle s'ajoute la question du financement des coûts engendrés par la transformation des réseaux gaziers et le couplage des secteurs. Elle demande par conséquent au Conseil fédéral de régler les modalités y relatives, en prenant notamment en compte la durée d'utilisation économique pour les amortissements.

- **Distinguer les coûts de capital et les coûts d'exploitation (art. 19, al. 2, let. c, et art. 20):** les processus de changement et les mesures prises pour l'approvisionnement économique du pays peuvent englober non seulement des coûts d'exploitation, mais aussi des coûts de capital, par exemple lorsqu'il s'agit de se procurer des infrastructures informatiques ou des applications. En ce qui concerne les processus de changement, on peut partir du principe que les coûts y relatifs seront imputables étant donné que la libéralisation est prévue par la loi. Dans le cas des coûts liés à l'approvisionnement économique du pays, il faut se limiter à déterminer que les coûts sont imputables. Leur attribution aux coûts d'exploitation ou aux coûts de capital doit être faite au cas par cas.

Propositions

Art. 11 Facturation

(concernant le système de mesure, voir justification au chapitre 4)

Les factures adressées aux consommateurs finaux par les fournisseurs et les acteurs chargés de l'approvisionnement régulé ou de l'approvisionnement de remplacement mentionnent séparément les coûts liés à l'énergie, les coûts d'utilisation du réseau, ~~les coûts de la mesure de décompte~~ et les redevances et les prestations fournies à des collectivités publiques ~~autres éléments de coûts~~.

Art. 19 Coûts de réseau imputables

(concernant le système de mesure, voir justification au chapitre 4; concernant les différences de couverture, voir justification ci-dessus)

- 1 Les coûts de réseau imputables englobent les coûts d'exploitation et les coûts de capital d'un réseau sûr, performant et efficace. ~~Les coûts de réseau facturés individuellement, en particulier lors du raccordement au réseau, ne sont pas imputables.~~
- 2 Les coûts d'exploitation englobent notamment:
 - a. les coûts des prestations directement liées à l'exploitation du réseau, en particulier les coûts d'entretien des réseaux et les coûts des services-système;
 - b. les coûts répercutés par les réseaux des niveaux supérieurs;
 - ~~c. les coûts liés à l'exploitation du réseau lors des processus de changement;~~
 - ~~d. les redevances et les prestations fournies à des collectivités publiques.~~
- 2^{bis} Sont considérés comme des coûts de mesure imputables les coûts d'exploitation et de capital d'un système de mesure fiable et efficace.
- 3 Les coûts de capital calculés imputables se limitent aux amortissements comptables et intérêts calculés sur les valeurs patrimoniales nécessaires à l'exploitation des réseaux. Les intérêts calculés ~~ou effectifs~~ comprennent un bénéfice approprié.
- 4 Les coûts de capital sont déterminés sur la base des coûts initiaux d'achat ou de construction des installations. Si la documentation requise ne peut être mise à disposition, la valeur des installations est, à titre exceptionnel, déterminée au moyen de valeurs de comparaison; après examen individuel, l'EnCom peut procéder à des réductions ~~forfaitaires, sous forme de pourcentage~~, sur les valeurs ainsi calculées.
- 5 Le Conseil fédéral règle les modalités:
 - a. de calcul des coûts d'exploitation et de capital;
 - b. de la répercussion des coûts ainsi que des redevances et des prestations fournies à des collectivités publiques de manière uniforme et conforme au principe de causalité;
 - c. de l'imputabilité des coûts liés à la mise hors service, ainsi qu'à la transformation et au démontage efficaces.

5 Le Conseil fédéral règle les modalités de calcul des coûts d'exploitation et des coûts de capital. Il définit en particulier:

- a. les règles visant une répercussion des coûts uniforme et conforme au principe de causalité;
- b. si et comment les différences de couverture résultant de périodes tarifaires antérieures portent intérêt;
- c. les principes qui régissent la méthode servant à calculer la valeur des installations au moyen de valeurs de comparaison;
- d. l'étendue des déductions forfaitaires selon l'al. 4, 2^e phrase.

Art. 20 Coûts découlant des mesures d'approvisionnement économique du pays

1 Les coûts découlant des mesures prises, conformément à la loi du 17 juin 2016 sur l'approvisionnement du pays (LAP), par les entreprises et les organisations de l'économie gazière pour assurer l'approvisionnement en gaz lors d'une pénurie grave sont considérés comme des coûts de réseau d'exploitation du réseau de transport imputables s'ils ne sont pas couverts par les instruments de financement prévus par la LAP.

Rémunération pour l'utilisation du réseau pour le gaz indigène (art. 17): si les installations de production devaient s'acquitter de la rémunération pour l'utilisation du réseau, l'injection de gaz indigène serait désavantagée par rapport à l'électricité. Cela irait à l'encontre d'une considération globale du système, d'autant plus que ce gaz sera principalement renouvelable. Dans l'intérêt du couplage des secteurs, il faut donc prévoir à l'art. 17, dans un nouvel alinéa, une exception correspondante.

La tarification du réseau a par ailleurs également un impact sur la rentabilité des dispositifs de stockage. Comme décrit dans le chapitre I, le cadre réglementaire doit être conçu de telle sorte qu'il serve à optimiser le système global.

Proposition

Art. 17 Tarifs d'utilisation des réseaux de distribution

4 L'injection de gaz indigène est exonérée de la rémunération pour l'utilisation du réseau.

Pratique de comptabilisation à l'actif et d'amortissement (art. 41): pour le secteur de l'électricité, le Tribunal fédéral a défini que la pratique de comptabilisation à l'actif et d'amortissement qui s'appliquait par le passé n'était pas pertinente pour le calcul des coûts imputables (ATF 2C_25/ 2011). Cela doit valoir également pour le secteur du gaz. Par conséquent, l'art. 41, al. 6 doit être biffé. La preuve demandée sur le fait que les coûts d'achat ou de construction n'ont pas été refinancés par la rémunération perçue pour l'utilisation du réseau risque d'être difficile à apporter pour de nombreuses entreprises. Si, sur la base de l'art. 41, al. 6, elles doivent modifier leur pratique de comptabilisation à l'actif et d'amortissement, les gestionnaires de réseau qui ont peu porté à l'actif dans le passé ou amorti rapidement ne peuvent ainsi plus générer le cashflow nécessaire aux investissements de remplacement.

Proposition

Art. 41 Dispositions transitoires

~~6 Les valeurs des installations qui n'ont jamais été inscrites en tant qu'actifs au bilan dans les comptes annuels du gestionnaire de réseau avant le 30 octobre 2019 ou qui étaient déjà totalement amorties au 30 octobre 2019 selon les comptes annuels ne sont pas prises en compte dans le calcul des coûts de capital imputables, sauf si le gestionnaire de réseau rend vraisemblable que les coûts d'achat ou de construction des installations n'ont pas été refinancés par la rémunération perçue pour l'utilisation du réseau.~~

4. Système de mesure

L'AES rejette une libéralisation dans le domaine du système de mesure, tant dans le secteur de l'électricité que dans celui du gaz. Par conséquent, l'AES se prononce pour la variante 1 proposée, sans ouverture du marché dans le domaine de la mesure de décompte, et rejette la variante 2.

Si le système de mesure est affecté au domaine du monopole, il fait partie des tâches du gestionnaire de réseau ou de l'exploitation du réseau. Par conséquent, le système de mesure doit être traité comme une partie du réseau également dans les dispositions sur l'exploitation du réseau, sur la séparation des activités, sur la facturation, sur les tâches de l'EnCom et sur les obligations d'informer, et non séparément. De plus, les coûts de mesure doivent être réglés dans l'art. 19 en tant que partie des coûts de réseau imputables, et non dans une réglementation spécifique sur les tarifs de mesure. En conséquence, il convient de biffer l'art. 22.

Les coûts pour la mesure de décompte ne représentent qu'environ 4% des coûts du réseau de distribution (hors coûts du réseau de transport régional et suprarégional). Pour le client, la facture contenant un poste supplémentaire n'apporte pas obligatoirement davantage de compréhensibilité en termes de transparence et de simplicité, mais est avant tout plus longue. Il convient donc de renoncer à une mention séparée dans l'art. 11. Pour les comparaisons coûts/efficacité, le régulateur peut recourir à la comptabilité analytique. L'art. 19 doit être complété dans ce sens.

Propositions

Art. 4 Exploitation du réseau

1 Les gestionnaires de réseau assument les tâches suivantes:
 a. ils assurent une exploitation stable, performante, efficace et non discriminatoire de leurs réseaux et fournissent les services de mesure et les services-système;

Art. 5 Séparation des activités

(concernant les comptes annuels et la comptabilité analytique, voir justification au chapitre 8)

Selon variante 1, ainsi que:

1 Les entreprises d'approvisionnement en gaz ne peuvent pas procéder à des subventionnements croisés entre, d'une part, l'exploitation du réseau, l'approvisionnement régulé, et l'approvisionnement de remplacement et les systèmes de mesure et, d'autre part, les autres secteurs commerciaux.

2 Les informations économiques sensibles obtenues dans le cadre de l'exploitation du réseau, de l'approvisionnement régulé, ou de l'approvisionnement de remplacement ~~ou des systèmes de mesure~~ sont traitées confidentiellement et ne doivent pas être utilisées dans d'autres secteurs commerciaux.

3 Les gestionnaires et les propriétaires des réseaux ~~ainsi que les acteurs chargés de l'approvisionnement régulé ou de l'approvisionnement de remplacement~~ établissent pour chaque réseau ~~des comptes annuels et~~ une comptabilité analytique distincte de celle des autres secteurs d'activité. ~~Ils y font figurer séparément l'exploitation du réseau, l'approvisionnement régulé, l'approvisionnement de remplacement, les systèmes de mesure, et les autres secteurs commerciaux (séparation comptable).~~

Art. 11 Facturation

(concernant les redevances et les prestations fournies à des collectivités publiques, voir justification au chapitre 3)

Les factures adressées aux consommateurs finaux par les fournisseurs et les acteurs chargés de l'approvisionnement régulé ou de l'approvisionnement de remplacement mentionnent séparément les coûts liés à l'énergie, les coûts d'utilisation du réseau, ~~les coûts de la mesure de décompte~~ et les redevances et les prestations fournies à des collectivités publiques ~~autres éléments de coûts~~.

Art. 19 Coûts de réseau imputables

2^{bis} Sont considérés comme des coûts de mesure imputables les coûts d'exploitation et de capital d'un système de mesure fiable et efficace.

Art. 22 Tarifs de mesure

Biffer

Art. 30 Organisation, tâches et voies de recours

Selon variante 1, ainsi que:

2 Elle a en particulier les tâches et les compétences suivantes:

- b. elle vérifie, en cas de litige ou d'office, les tarifs et les rémunérations fixés pour l'utilisation du réseau, et pour l'approvisionnement régulé ~~et pour la mesure de décompte~~; les redevances et les prestations fournies à des collectivités publiques sont réservées. Elle peut ordonner une réduction des tarifs ou en interdire l'augmentation;

Art. 32 Obligation de publication

(concernant les comptes annuels, voir justification au chapitre 8)

Les gestionnaires de réseau, le responsable de la zone de marché et les acteurs chargés de l'approvisionnement régulé ou de l'approvisionnement de remplacement publient ~~leurs comptes annuels et~~ les informations nécessaires dans le cadre de l'utilisation du réseau et de l'approvisionnement en gaz. Chacun de ces acteurs publie en particulier:

- a. les tarifs d'utilisation du réseau, ~~les tarifs de mesure~~ et les tarifs de gaz de l'approvisionnement régulé;

Art. 38

Selon variante 1, ainsi que:

1 Est puni d'une amende de 100 000 francs au plus quiconque, délibérément:

- a. utilise des informations économiques sensibles relevant de l'exploitation du réseau, ou de l'approvisionnement régulé ~~ou du système de mesure~~ pour d'autres domaines commerciaux (art. 5, al. 2);

5. Responsable de la zone de marché

L'AES considère comme judicieux et nécessaire de créer la fonction de responsable de la zone de marché indépendant. Dans ce contexte, il faut viser une conception modérée et efficace. L'AES souligne en outre que le modèle tarifaire esquissé manque pour l'instant de clarté. Dans l'intérêt d'une meilleure compréhension, il est demandé au Conseil fédéral de présenter plus en détail les principes fondamentaux régissant ce modèle dans le cadre de son message à l'attention du Parlement.

Constitution du responsable de la zone de marché (art. 28): les statuts du responsable de la zone de marché doivent être approuvés par le Conseil fédéral et non par le DETEC, comme c'est le cas pour les statuts de la société nationale du réseau de transport dans le secteur électrique.

Organisation du responsable de la zone de marché (art. 29): l'AES a déjà exposé en détail, dans sa prise de position du 23 janvier 2019 sur la révision de la LApEI, qu'une séparation totale du responsable de la zone de marché, ou de la société nationale du réseau de transport, et de la branche aurait de gros inconvénients, notamment le fait qu'ainsi, le conseil d'administration ou l'administration ne disposerait pas du savoir spécialisé suffisant pour diriger le responsable de la zone de marché. L'AES demande donc d'appliquer dans la LApGaz la même réglementation que celle en vigueur actuellement sur la composition du conseil d'administration de la société nationale du réseau de transport, Swissgrid, dans le secteur électrique (art. 18, al. 7 LApEI). Cette réglementation remplit l'exigence figurant dans le rapport explicatif, selon laquelle la séparation des activités doit être au moins aussi nette que pour la société nationale du réseau de transport en vertu de la LApEI (p. 53).

Propositions

Art. 28 Constitution

2 Pour être valables, les statuts de la société sont soumis à l'approbation du Conseil fédéral DETEC.

Avant de donner son aval, celui-ci vérifie en particulier que les statuts ou toute modification de ceux-ci répondent aux exigences définies à l'al. 1 et à l'art. 29.

Art. 29 Organisation et financement

1 La majorité des membres et le président du conseil d'administration (ou l'administration d'une société coopérative) ainsi que les membres de la direction ne peuvent ni appartenir à des organes de personnes morales actives dans le secteur de la production, du négoce ou de la vente de gaz, ni être sous contrat de service avec de telles personnes morales. Le responsable de la zone de marché est indépendant de l'économie gazière; il y a notamment séparation complète au niveau du personnel. Le Conseil fédéral peut prévoir d'autres exigences concernant son organisation et son indépendance.

6. Régulation Sunshine

L'AES soutient le principe de la régulation Sunshine. Elle souligne cependant qu'un comparatif de l'efficacité est difficile dans le secteur gazier. Dans le domaine des réseaux électriques, la phase test de la régulation Sunshine a révélé de grands défis méthodologiques. À cela s'ajoute le fait que le nombre d'entreprises est significativement plus bas sur le marché gazier que dans le secteur de l'électricité, ce qui complique la création de groupes de comparaison. De plus, on est en présence d'un marché avec des ventes en recul.

Si des conduites gazières sont désaffectées pour des raisons politiques et que les réseaux sont transformés, l'hétérogénéité de l'infrastructure est accrue. Il convient d'en tenir compte lors de la définition de la méthode de comparaison. En raison de la complexité du modèle, la branche doit être étroitement associée à son élaboration et il convient de prévoir une phase de test, comme ce fut le cas dans le domaine de l'électricité.

Introduction subsidiaire d'une régulation incitative (art. 31): la proposition de prévoir d'ores et déjà l'introduction d'une régulation incitative au cas où les gains d'efficacité ne seraient pas suffisants n'est pas nécessaire. Premièrement, les critères selon lesquels les gains d'efficacité seraient jugés suffisants restent obscurs et, deuxièmement, il est à la discrétion du Conseil fédéral d'examiner périodiquement l'évolution des coûts du réseau et de soumettre, le cas échéant, des modifications de la loi. Pour ce faire, il n'a pas besoin d'une autorisation explicite.

Proposition

Art. 31 Publication des comparatifs de qualité et d'efficacité

~~2 L'OFEN évalue les comparatifs tous les cinq ans dans un rapport. Si les gains d'efficacité observés et leur impact sur les coûts de réseau sont insuffisants, le Conseil fédéral soumet à l'Assemblée fédérale un projet d'acte législatif pour l'introduction d'une régulation incitative.~~

7. Échange de données et obligation de renseigner

Exigences envers l'échange de données (art. 33): il incombe à la branche et non au Conseil fédéral d'élaborer des directives sur les exigences dont il faut tenir compte pour l'échange de données. Il convient ici de respecter le principe de subsidiarité.

But de l'obligation de renseigner (art. 34 et 36): l'AES rejette fermement l'extension de l'obligation de renseigner les autorités aussi bien dans le domaine de l'électricité que dans celui du gaz. Elle a motivé en détail ce point de vue dans sa prise de position du 23 janvier 2019 sur la révision de la LApEI et propose de reprendre dans la LApGaz la réglementation de la LApEI en vigueur (art. 25ss LApEI). Ainsi, l'obligation légale de renseigner doit continuer à se limiter à l'exécution de la loi et ne doit pas ouvrir la porte à la satisfaction de n'importe quel intérêt en matière de données, ni à une transmission de données pratiquement illimitée entre l'EnCom et l'OFEN.

Propositions

Art. 33 Échange de données et processus d'information

~~2 Les gestionnaires de réseau déterminent, dans une directive, Le Conseil fédéral règle le déroulement chronologique, la forme de transmission, le format ainsi que le contenu précis des données et des informations requises.~~

Art. 34 Obligation de renseigner

1 Les entreprises de l'économie gazière et le responsable de la zone de marché communiquent à l'OFEN et à l'EnCom les informations nécessaires à l'exécution de la présente loi ~~l'accomplissement de leurs tâches~~ et mettent gratuitement à leur disposition les documents requis.

Art. 36 Assistance administrative

1 L'OFEN et l'EnCom se soutiennent mutuellement dans l'accomplissement de leurs tâches ~~et échangent les données nécessaires à cet effet, y compris les données sensibles concernant des poursuites ou des sanctions pénales.~~

8. Autres propositions

Définitions (art. 3): les définitions des réseaux de transport et de distribution à l'art. 3, let. d et e doivent être précisées et axées sur la fonction desdits réseaux. En particulier, le terme «conduites» est inutilement restrictif.

En outre, nous signalons que la définition de consommateur final (art. 3, let. a) est différente de celle de la LApEI. Or, selon le rapport explicatif, les définitions légales s'alignent (à l'exception de certaines différences pour des raisons techniques) sur celles de la législation relative à l'approvisionnement en électricité (p. 33).

Proposition

Art. 3 Définitions

Au sens de la présente loi, on entend par:

- d. *réseau de transport*: les installations d'approvisionnement en ~~l'ensemble des conduites de gaz~~ servant à l'interconnexion avec les réseaux de gaz étrangers, ~~au transit~~ et au transport du gaz vers les points de couplage avec les réseaux de distribution sur de longues distances;
- e. *réseau de distribution*: les installations d'approvisionnement en ~~un ensemble des conduites de gaz~~ servant principalement au transport du gaz sur de courtes distances, à la distribution de gaz vers les consommateurs finaux ~~et à l'approvisionnement en gaz~~;

Comptes annuels et comptabilité analytique (art. 5 et 32): l'élaboration et la publication de comptes annuels entraînent une charge de travail disproportionnée sans générer d'utilité concrète. Cela vaut actuellement pour le domaine de l'électricité et serait vrai également dans le domaine du gaz. La déclaration séparée des comptes du réseau est incontestée. Les exigences auxquelles doit répondre la comptabilité analytique doivent être formulées selon l'exemple de l'art. 11 LApEI.

Propositions

Art. 5 Séparation des activités

(concernant le système de mesure, voir justification au chapitre 4)

3 Les gestionnaires et les propriétaires des réseaux ~~ainsi que les acteurs chargés de l'approvisionnement régulé ou de l'approvisionnement de remplacement~~ établissent pour chaque réseau ~~des comptes annuels et~~ une comptabilité analytique distincte de celle des autres secteurs d'activité. ~~Ils y font figurer séparément l'exploitation du réseau, l'approvisionnement régulé, l'approvisionnement de remplacement, les systèmes de mesure, et les autres secteurs commerciaux (séparation comptable).~~

Art. 32 Obligation de publication

(concernant le système de mesure, voir justification au chapitre 4)

Les gestionnaires de réseau, le responsable de la zone de marché et les acteurs chargés de l'approvisionnement régulé ou de l'approvisionnement de remplacement publient ~~leurs comptes annuels et~~ les informations nécessaires dans le cadre de l'utilisation du réseau et de l'approvisionnement en gaz. Chacun de ces acteurs publie en particulier:

- a. les tarifs d'utilisation du réseau, ~~les tarifs de mesure~~ et les tarifs de gaz de l'approvisionnement régulé;

Définition de l'accès au réseau (art. 12): à l'art. 12, la notion d'«accès au réseau» est utilisée dans le contexte de l'injection de gaz. C'est une erreur. La qualité ou la composition chimique du gaz est réglementée selon la «directive pour l'injection des gaz renouvelables» (G13) de la SSIGE. Si la qualité est insuffisante, l'injection est refusée, et non l'accès au réseau. Ce thème peut éventuellement être réglementé dans un autre article.

Proposition

Art. 12 Accès au réseau

Les gestionnaires de réseau garantissent aux utilisateurs un accès non discriminatoire au réseau; les restrictions liées au libre choix du fournisseur pour l'approvisionnement régulé ou pour l'approvisionnement de remplacement sont réservées. Si la qualité du gaz destiné à l'injection n'est pas suffisante, l'injection doit être interrompue temporairement ~~l'accès au réseau est refusé~~.

Nature juridique des contrats (art. 13): selon le rapport explicatif, tous les rapports juridiques pertinents pour le marché du gaz relèvent du droit privé (p. 31). À titre de clarification et afin de créer de la sécurité juridique, le texte législatif doit expliciter ce fait. La nature juridique des contrats est notamment décisive lors de l'utilisation des voies de droit pour recouvrer des créances.

Proposition

Art. 13 Contrats d'injection et de soutirage

1 Dans le cadre de l'accès au réseau, les gestionnaires de réseau proposent aux utilisateurs du réseau des contrats d'injection et de soutirage relevant du droit privé. ...

Tâches de l'EnCom (art. 30): les compétences de l'EnCom doivent correspondre à celles de l'EiCom selon la LApEI en vigueur. En matière d'accès au réseau et de conditions d'utilisation du réseau, elle ne doit statuer qu'en cas de litige.

Proposition

Art. 30 Organisation, tâches et voies de recours

2 Elle a en particulier les tâches et les compétences suivantes:

- a. elle statue, en cas de litige ou d'office, sur l'accès au réseau et sur les conditions d'utilisation du réseau;

Temps requis pour la transition (art. 41): le délai transitoire d'une année prévu pour l'adaptation à la LApGaz est trop court, comme expliqué dans le chapitre I. De ce fait, la disposition transitoire qui prévoit que les profils de charge standard soient déterminés dans le délai d'un an doit être biffée.

Proposition

Art. 41 Dispositions transitoires

~~1 Les profils de charge standard visés à l'art. 24, al. 4 sont déterminés dans un délai d'un an à compter de l'entrée en vigueur de la présente loi.~~

Nous vous remercions de tenir compte de nos demandes et restons à votre disposition pour toute question ou pour un entretien.

Meilleures salutations



Michael Frank
Directeur



Nadine Brauchli
Responsable du département Énergie

Prise de position de l'AES sur la révision de la LApEI

Lettre du 23 janvier 2019 (<https://www.strom.ch/fr/document/aes-revision-lapel>)

Synopsis du 23 janvier 2019 (<https://www.strom.ch/fr/document/aes-revision-lapel-synopsis>)