

Office fédéral de l'énergie
3003 Berne

Par voie électronique: verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

9 décembre 2022

Romina Schürch, ligne directe +41 62 825 25 18, romina.schuerch@strom.ch

Modification d'ordonnances relevant de l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) avec entrée en vigueur le 1^{er} juillet 2023

Mesdames, Messieurs,

L'Association des entreprises électriques suisses (AES) vous remercie de lui donner la possibilité de se prononcer sur les modifications soumises à consultation concernant l'Ordonnance sur les exigences relatives à l'efficacité énergétique (OEEE), l'Ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables (OEnER), l'Ordonnance sur les installations de transport par conduites (OITC), ainsi que l'Ordonnance du DETEC sur la garantie d'origine et le marquage de l'électricité (OGOM). L'AES saisit volontiers cette occasion et s'exprime plus en détail sur certaines dispositions des ordonnances dans les chapitres suivants.

Du point de vue de l'AES, la saisonnalisation proposée pour le marquage de l'électricité est au cœur des modifications d'ordonnance soumises. La prise de position se concentre donc sur ce contenu du projet en consultation. Les modalités de mise en œuvre de la saisonnalisation sont d'une importance décisive pour les gestionnaires de réseau de distribution et les fournisseurs d'énergie. Elles doivent impérativement rester aussi simples et proches de la pratique que possible. La saisonnalisation constitue un grand défi en particulier pour les petits et moyens fournisseurs, car la mise en œuvre soulève différentes questions au niveau de l'application et de la délimitation, et qu'elle occasionne une grande charge supplémentaire qui, d'après l'appréciation de la branche, est disproportionnée par rapport à l'utilité effectivement faible de la saisonnalisation. En effet, celle-ci ne contribue que de façon très limitée au développement de la production hivernale, nécessaire d'urgence. Par conséquent, l'AES s'était jusqu'à présent toujours montrée très critique envers une saisonnalisation (voir notamment prise de position sur la révision de la LApEI¹), même si elle préconise des instruments basés sur le marché et qu'elle partage la volonté d'avoir des signaux de prix qui reflètent la rareté ou l'excédent de l'offre.

¹ <https://www.strom.ch/fr/document/prise-de-position-concernant-la-revision-de-la-loi-sur-lapprovisionnement-en-electricite>

La saisonnalisation génère une charge supplémentaire tant lors de l'acquisition qu'au niveau de l'administration, ce qui se répercutera sur les prix pour la clientèle finale. Ces modifications génératrices de coûts vont à l'encontre de la volonté politique qui entend généralement maintenir aussi bas que possible les coûts, volonté qui s'est par exemple répercutée dans une baisse répétée et sensible pour les fournisseurs des coûts administratifs et de vente imputables (voir baisse décidée par l'EICOM du critère d'intervention dans le cadre de la règle des 90 francs à une règle des 75 francs et, dernièrement, à une règle des 60 francs au 1.1.2024).

Des outils devront être mis à disposition pour la mise en œuvre compliquée de la saisonnalisation. L'AES va élaborer une directive en ce sens pour la branche. De plus, une plus grande flexibilité doit être rendue possible pour la communication et la représentation du marquage de l'électricité, de sorte à simplifier les solutions numériques par exemple.

L'AES salue expressément une entrée en vigueur le plus rapidement possible au 1^{er} juillet 2023, afin de clarifier dès que possible la situation pour les acteurs concernés, en tenant néanmoins compte d'un délai transitoire approprié pour le changement de régime des systèmes et des acquisitions. L'AES considère qu'une mise en œuvre avant l'année de fourniture 2026 n'est pas réaliste, car les règles du jeu d'une structure de marché établie et la conception existante des produits sont touchées. Tant les clients du marché que les gestionnaires de réseau de distribution ont déjà acquis des garanties d'origine (GO) jusqu'en 2025 sur la base des règles actuellement en vigueur.

L'AES soulève qu'actuellement, nous sommes dans une situation de rareté des GO renouvelables en particulier en raison de la sécheresse exceptionnelle et des mesures pour garantir l'approvisionnement en électricité pendant l'hiver 2022/2023, et que les offres font défaut. En raison de cette situation extraordinaire, non prévisible et sur laquelle la branche n'a aucune influence, de nombreux fournisseurs ne peuvent pas satisfaire la demande des produits déjà définis et, de ce fait, ne peuvent pas remplir leur obligation de marquage de l'électricité. L'AES considère donc qu'une dérogation temporaire est nécessaire.

Dans le domaine de l'encouragement des énergies renouvelables, l'AES soutient une rétribution le plus possible basée sur le marché pour la commercialisation directe. Elle demande donc une entrée en vigueur de la révision de l'Ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables dès le 1^{er} avril 2023. L'extension des dérogations au niveau du plancher pour l'encouragement des installations hydrauliques est elle aussi saluée.

Le couplage des secteurs est l'un des éléments-clés pour faire avancer d'un grand pas la décarbonisation de l'économie et de la société. Par l'électrification ainsi que la conversion d'énergies renouvelables les unes dans les autres et leur utilisation dans différents secteurs, le couplage des secteurs soutient l'optimisation de l'approvisionnement énergétique dans son ensemble. L'AES salue pour cette raison l'intention de créer un cadre législatif pour l'hydrogène. Des doutes persistent cependant quant à la question si la proposition soumise est suffisamment aboutie. En particulier, il n'est pas clair comment garantir une égalité de traitement entre l'hydrogène pur, les mélanges gazeux contenant de l'hydrogène et les hydrocarbures.

Quant aux modifications de l'Ordonnance sur les exigences relatives à l'efficacité énergétique qui sont effectuées pour s'adapter au droit de l'UE, l'AES en prend connaissance.

1. Modifications de l'OGOM

La saisonnalisation ne remplace pas d'autres mesures en faveur de la production hivernale

Sur le principe, l'AES préconise des instruments basés sur le marché. C'est pourquoi l'AES est elle aussi favorable aux signaux de prix pour refléter la rareté ou l'offre excédentaire. Les signaux de prix saisonniers contribuent à traduire la rareté de la production d'énergies renouvelables en hiver. Étant donné que le déficit hivernal structurel et l'excédent estival vont s'accroître en Suisse, il est nécessaire de disposer d'instruments qui favorisent une augmentation de la production pendant les mois d'hiver.

Une saisonnalisation du système des GO peut créer certaines incitations à la production hivernale. À lui seul, cet instrument ne suffira toutefois pas à accroître de manière substantielle la production d'électricité en hiver (développement et hausse de la production). Pour cela, d'autres facteurs sont décisifs, tels que la possibilité pour les énergies renouvelables avec une production élevée d'électricité en hiver (telles que le photovoltaïque alpin, l'éolien, l'hydraulique, la biomasse) de faire l'objet d'une autorisation, le raccourcissement des procédures de planification et d'autorisation, les contributions d'encouragement ciblées sur la production hivernale, l'allègement au niveau des taxes et redevances (p. ex. pour l'hydraulique) ou encore la demande et la propension à payer correspondantes pour cette électricité. La raréfaction de l'offre de GO en hiver et la hausse des prix qui en résulte peuvent inciter à optimiser la production en vue de l'hiver (report de production en hiver), au moins pour les installations existantes.

Sécurité juridique et contractuelle grâce à une entrée en vigueur précoce avec délai transitoire adéquat

L'une des demandes centrales de la branche est que les conditions-cadre du nouveau système de GO soient clarifiées dans les meilleurs délais afin de lever les incertitudes et de préserver la capacité d'action des acteurs du marché. C'est pourquoi l'AES salue expressément une entrée en vigueur le plus rapidement possible au 1^{er} juillet 2023.

Pour des raisons de sécurité juridique et contractuelle, les acteurs ont besoin d'un délai transitoire suffisant. Il faut en effet tenir compte du fait que les acteurs du marché (GRD et clients finaux) achètent en règle générale des GO trois à quatre ans en avance. L'acquisition de GO pour les années tarifaires 2023-2025 a donc déjà eu lieu en grande partie, de bonne foi, en se basant sur la situation juridique en vigueur, au moyen de contrats d'acquisition à long terme. Le passage à un marquage trimestriel assorti d'un délai transitoire trop court peut avoir pour conséquence que les acteurs du marché aient acheté des excédents pour les trimestres d'été des années suivantes, qui seront désormais quasiment sans valeur, alors qu'une acquisition supplémentaire serait nécessaire pour les trimestres d'hiver, avec un effet renchérisant. Pour ces raisons, l'AES considère qu'une mise en œuvre avant l'année de livraison 2026 n'est pas réaliste.

En outre, il ne faut pas négliger le fait que des adaptations doivent être faites au niveau des structures de tarif et des produits existants, y compris les processus politiques qui y sont liés (surtout pour les structures de propriété cantonales et communales). Cela présuppose également un délai transitoire suffisamment long. Actuellement, la situation du marché complique la couverture des produits et entraîne des difficultés de liquidité (réserve hydroélectrique et sécheresse) ainsi que des prix élevés pour les GO. Introduire la saisonnalisation comme proposé par le Conseil fédéral générerait, dans ce contexte, une nette insuffisance d'approvisionnement et, partant, une augmentation considérable des prix pour les clients finaux. Vu la crise énergétique actuelle, la mise en œuvre de la saisonnalisation ne semble en outre pas urgente, d'autant que le

cadre juridique pour les énergies renouvelables se trouve lui aussi en cours de révision dans le cadre du «Mantelerlass». Cet élément aussi plaide en faveur d'une mise en œuvre à partir de l'année de fourniture 2026. Par ailleurs, il faut tenir compte du fait que la mise en œuvre ne peut débuter qu'au début d'une année, compte tenu des obligations de comptabilité analytique prévalant dans l'approvisionnement de base. La disponibilité des systèmes Pronovo est une autre condition importante pour ce changement.

Enfin, l'AES attire l'attention sur le fait que l'existence de données de smart meters simplifierait la mise en œuvre de la saisonnalisation. Aujourd'hui, chez la plupart des clients, seules des données de consommation annuelles sont relevées, de sorte que les données avec une ventilation plus élevée doivent faire l'objet d'une estimation. L'extrapolation de données trimestrielles n'obtiendra une base plus solide qu'avec l'achèvement du déploiement des smart meters. D'ici là, un système de calcul compliqué devrait être mis sur pied pour une courte période.

Hypothèses sur la consommation et la production par trimestre: méthodologie proche de la pratique et adaptée aux objectifs

Afin d'atteindre une saisonnalisation du marquage de l'électricité, toutes les données de production et toutes les données de consommation doivent être disponibles par trimestre précisément, ou des hypothèses doivent au moins être formulées à ce sujet (attribution) de sorte que les GO puissent être réparties par trimestre par rapport à la consommation du trimestre. Le projet de l'OGOM propose une méthodologie d'attribution pour chacun de deux domaines. L'AES considère que les deux approches ne sont ni adaptées aux objectifs, ni proches de la pratique:

- **Attribution pragmatique de la consommation au lieu de profils de charge standard très complexes**

Pour l'attribution trimestrielle du volume de vente au niveau des clients, le projet mis en consultation propose une solution avec des profils de charge standard. Une solution de ce type serait extrêmement complexe et nécessiterait d'importants travaux en termes de technique du système. Une telle complexité n'est toutefois absolument pas nécessaire; une approche pragmatique suffit amplement.

La répartition trimestrielle de la consommation d'électricité sur les groupes de clients ou clients individuels dans l'approvisionnement de base (consommation < 100 MWh/an) est la plupart du temps impossible, car le relevé de la consommation de ces derniers n'a encore dans la majorité des cas lieu qu'une fois par an et cette situation perdurera jusqu'à la fin du déploiement des smart meters. En d'autres termes, les fournisseurs qui n'effectuent pas de relevé à leurs points de mesure sur une base trimestrielle, ou seulement de manière partielle, ne connaissent pas la consommation trimestrielle par groupe de clients et ne peuvent donc pas attribuer les GO aux groupes de clients chaque trimestre. Nombre de ces fournisseurs ne disposent pas non plus de profils de charge standard (par exemple pour les ménages avec ou sans chauffage électrique, pour les entreprises, pour les exploitations agricoles ou pour l'éclairage public), étant donné que ceux-ci ne sont pas nécessaires selon les prescriptions réglementaires.

Les pays comme l'Autriche et l'Allemagne, qui appliquent des profils de charge standard, ne les ont attribués, au début de l'ouverture complète du marché de l'électricité, qu'aux clients qui ont remplacé le fournisseur local par un autre fournisseur d'énergie. L'injection du fournisseur pour ces clients s'effectue sur la base du profil de charge standard et d'une estimation préalable de la consommation annuelle. Après le relevé annuel, le profil de charge standard est ajusté en valeur à la consommation effective (par quart

d'heure). Il y a donc toujours deux cycles de bilan. Avec un profil de charge standard, il n'est donc possible de déterminer la consommation de tous les clients que lorsque le relevé annuel a été effectué chez chacun d'entre eux et que la consommation de ces derniers a été allouée aux quatre trimestres considérés sur la base du profil de charge standard.

Toutefois, pour la saisonnalisation proposée du marquage de l'électricité, il n'est pas nécessaire de disposer des ventes par groupe de clients ou par client, mais seulement des ventes par qualité de GO et par trimestre. Par conséquent, l'établissement de profils de charge standard par groupe de clients ou par client individuel n'est pas requis. Au final, il s'agit simplement de répartir sur les trimestres la consommation du fournisseur (mix du fournisseur) ou des produits (mix du produit). Pour ce faire, le gestionnaire de réseau peut se baser, d'une part, sur les données disponibles relatives aux consommateurs avec une mesure au moins trimestrielle. Pour les consommateurs sans une telle mesure, il faut, d'autre part, mettre en place une méthode adaptée de calcul des ventes trimestrielles (concrètement: % consommation T1, % T2, % T3, % T4). La manière dont sont calculées les ventes trimestrielles doit être laissée à l'appréciation de la branche. La branche élabore une directive à cet effet.

- **Profils d'injection proche de la réalité au lieu d'une répartition non représentative**

Pour la répartition trimestrielle de la production, le projet mis en consultation propose une répartition uniforme de la production des installations sans mesure correspondante sur les quatre trimestres. L'AES juge cette approche insuffisante et la rejette. Une telle répartition uniforme est en contradiction avec l'essence même de la saisonnalisation: elle fausse les incitations et annule les signaux du marché. Il serait alors attribué aux trimestres d'hiver un nombre de GO plus élevé qu'effectivement disponible.

Contrairement aux profils de charge standard, la méthode de génération de profils d'injection est déjà établie. Les petites installations de production d'une puissance inférieure à 30 kVA ne disposent généralement pas encore de procédé de transmission automatisée des données. Dans ces cas, on recourt actuellement aux profils d'injection. La méthode y relative est définie dans le document de la branche «Metering Code Suisse», chapitre 10.11.3². Celui-ci a valeur de directive au sens de l'art. 27, al. 4 de l'Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité. Pour les gestionnaires de réseau de distribution qui ne disposent pas encore d'une part importante (>80%) de smart meters, l'AES considère que cette méthodologie est adaptée à l'objectif et applicable sans charge supplémentaire.

La saisonnalisation rend nécessaires des modifications de la conception de produits et de systèmes connexes

Une saisonnalisation des GO et du marquage de l'électricité aura des répercussions dans différents domaines. Il faut en tenir compte et les amortir, au besoin, par des adaptations correspondantes:

- **Modification de la conception de produits:** Au moins certains produits de la gamme actuelle ne peuvent plus être proposés sous la même forme dans le cadre d'un marquage trimestriel. S'il n'y a pas de GO pour les «produits renouvelables» durant les trimestres d'hiver, il faut procéder aux modifications correspondantes des produits actuels. Les adaptations nécessaires concerneront avant tout les produits renouvelables suisses. Les produits basés sur les GO suisses provenant de centrales au fil de l'eau, très appr-

² <https://www.strom.ch/fr/media/13607/download>, <https://www.strom.ch/fr/media/8584/download>

ciés jusqu'à présent, ne pourront ainsi plus être proposés à l'avenir, car ces centrales produisent moins voire en partie pas du tout (régions de montagne) en hiver. En outre, la conception de produit devra probablement offrir davantage de flexibilité. Par ailleurs, il faudra tenir compte du fait que les fournisseurs proposant l'approvisionnement de base tout comme les consommateurs finaux sur le marché pourront compter sur une moindre quantité de GO hydrauliques que par le passé, étant donné que la réserve hydroélectrique transfère de l'eau du semestre d'hiver vers le semestre d'été dans la mesure où aucun recours à la réserve n'a lieu. À cela s'ajoute le fait que chaque année, la quantité mise au concours pour la réserve n'est pas connue jusqu'à peu avant l'appel d'offres et que la quantité effectivement réservée n'est connue qu'au début de l'automne. Cela restreint encore plus fortement la conception de produits. La branche définira les possibilités en matière de conception de produit dans une directive.

- **Attribution de la production issue d'installations RPC:** L'attribution de la production issue d'installations RPC aux consommateurs finaux s'effectue actuellement une fois par an. Elle devrait à l'avenir également avoir lieu sur une base trimestrielle. Avec le passage à un marquage trimestriel, la quantité attribuée aux gestionnaires de réseau chaque trimestre devra être connue dans les meilleurs délais. Pour que la mise en œuvre du marquage trimestriel de l'électricité puisse se faire de la part des gestionnaires de réseau de distribution, une adaptation de l'art. 4, al. 5 OEnE est probablement nécessaire – adaptation qui prévoit que l'OFEN publie les chiffres rapidement à l'issue de chaque trimestre (p. ex. au 5^e ou au 10^e jour ouvrable).
- **Clarifier le traitement des agents de stockage:** Le stockage jouera un rôle de plus en plus important dans le système énergétique. Outre les centrales hydroélectriques à accumulation, les batteries et autres nouvelles technologies de stockage seront de plus en plus utilisées. Dans ce contexte, il convient de clarifier la validité des garanties d'origine en ce qui concerne le décalage temporel entre le moment du stockage de l'énergie et celui de son injection ultérieure dans le réseau.
- **Acquisition supplémentaire de GO:** Il doit rester possible de se procurer ultérieurement des GO supplémentaires. C'est pourquoi les GO de tous les trimestres de l'année précédente doivent rester valables jusqu'au marquage de l'électricité.
- **Maintien de la comptabilité analytique annuelle:** Les coûts de revient doivent être représentés par produit dans l'approvisionnement de base dans le cadre de la comptabilité analytique à soumettre chaque année (reporting de l'EiCom). Cette déclaration doit également indiquer, pour chaque produit, les GO prévues pour l'année suivante. Si la déclaration des GO doit désormais être effectuée une fois par trimestre, il doit tout de même être possible de procéder à une simple moyenne annuelle du point de vue des coûts.
- **Imputabilité dans l'approvisionnement de base:** La saisonnalisation fait augmenter les charges d'acquisition, car il faut par exemple définir et annuler la quantité exacte de GO pour chaque trimestre. En conséquence, les quantités d'acquisition insuffisantes ou excédentaires doivent aussi être compensées quatre fois par an. Celles-ci génèrent des différences de couverture plus élevées ou supplémentaires. Il faut garantir que les coûts pour l'acquisition de GO, d'une part, et les coûts des processus et des charges faisant suite à la saisonnalisation, d'autre part, sont imputables. En particulier, il faut tenir compte, dans la réglementation des coûts de l'approvisionnement de base, des charges supplémentaires dues à la saisonnalisation lors de l'acquisition et de l'administration.
- **Compensation des différences de couverture sur 5 ans:** Étant donné que les GO ne peuvent plus être utilisés sur une année entière, il est difficile d'établir des prévisions, ce qui peut entraîner des différences de couverture supplémentaires. L'AES s'est déjà exprimée à une précédente occasion en faveur

d'une réduction des différences de couverture sur une période plus longue pouvant atteindre cinq ans. Cela devient donc d'autant plus important.

Représentation adaptée et modernisée du marquage de l'électricité

Actuellement, le marquage de l'électricité est lié à la facturation (art. 8 OGOM) et est soumis à des prescriptions détaillées en matière de contenu et de présentation (annexe 1 OGOM). Ces contraintes serrées ne répondent pas aux exigences du passage au marquage de l'électricité trimestriel. Il faudrait donc examiner si une amélioration de la communication et de la présentation du marquage de l'électricité vis-à-vis de la clientèle serait possible (tout en maintenant l'exigence d'informer au moins une fois par an), le cas échéant sur Internet. Cela aiderait aussi notamment à faire avancer les solutions numériques. Des exigences minimales en termes de contenu devraient être prédéfinies dans un guide au lieu d'un tableau fixe.

Prendre en compte une potentielle insuffisance de GO pendant l'hiver

Comme indiqué à juste titre dans le rapport explicatif, certaines GO des trimestres d'été seront très bon marché et celles des trimestres d'hiver, onéreuses. L'excédent de GO suisses en été est encore accentué par le fait de la non-reconnaissance de ces dernières au sein de l'UE. En hiver, en revanche, les GO suisses sont rares, ce qui est encore aggravé par la constitution de la réserve hydroélectrique (plus un excédent créé au mois de mai au moment de la dissolution de la réserve). Cela est lié à l'hypothèse que les produits d'électricité restent en l'état actuel et que la demande en GO soit complètement inélastique. Il faut toutefois supposer, voire il est nécessaire que les produits et la demande doivent s'adapter aux nouvelles réalités. Ainsi, la demande en GO étrangères pour les mois d'hiver devrait notamment connaître une forte augmentation. Cela peut avoir pour conséquence que les incitations visées pour une optimisation de la production indigène en hiver ne soient pas créées.

Il faut aussi tenir compte du fait que différentes évolutions sont envisageables, lesquelles pourraient même mener à une insuffisance structurelle de GO en hiver. Dans de tels scénarios, les fournisseurs d'électricité ne seraient pas en mesure de respecter leurs obligations légales en matière de marquage de l'électricité pendant les trimestres d'hiver. Dans de tels cas, il faudrait veiller à ce que le marquage de l'électricité continue de fonctionner ou que des exceptions soient faites à l'obligation de déclaration complète:

- Introduction d'une obligation légale d'assurer un approvisionnement de base standard à partir d'électricité renouvelable indigène à 100% (proposition du Conseil fédéral dans le «Mantelerlass» en lien avec l'ouverture complète du marché): dans un tel scénario, les GO suisses renouvelables ne permettraient en effet actuellement pas d'assurer l'approvisionnement de base sur une base trimestrielle, d'autant qu'une partie des GO suisses renouvelables est également vendue aux clients du marché.
- Arrêt des exportations de GO de l'UE vers la Suisse: en l'absence d'accord avec l'UE dans le domaine de l'électricité, il existe une probabilité qu'à l'avenir, les importations de GO renouvelables de l'UE en Suisse ne soient plus admises. Cela pourrait provoquer une raréfaction supplémentaire, notamment durant les trimestres d'hiver.

Propositions de l'AES concernant l'OGOM

Au lieu d'établir des profils de charge standard, il faut viser une solution de branche simple et proche de la pratique, sur la base de laquelle la consommation du fournisseur (mix du fournisseur) ou des produits (mix de produits) est répartie sur les trimestres.

De plus, il convient de parler de «soutirage d'électricité» ou de soutirage d'énergie électrique, et non de «consommation d'électricité». En raison de la consommation propre, la consommation effective n'est pas connue.

Art. 9c Dispositions transitoires relatives à la modification du ...

1 Le soutirage d'électricité de tous ~~Chez~~ les consommateurs finaux qui ne disposent pas encore d'un système de mesure intelligent visé à l'art. 8a de l'ordonnance du 14 mars 2008 sur l'approvisionnement en électricité (OApEI) doit être réparti trimestriellement au moyen de méthodes définies dans les directives élaborées par la branche profils de charge standard. Sur demande, l'entreprise soumise à l'obligation de marquage doit présenter le profil de charge standard utilisé à l'organe d'exécution et à ses consommateurs finaux.

Au lieu de répartir uniformément la production sur les trimestres et, ainsi, de fausser la saisonnalisation et de court-circuiter les signaux du marché, il faut utiliser la méthode déjà établie pour générer des profils d'injection.

Art. 9c Dispositions transitoires relatives à la modification du ...

2 Les données de production des installations ne disposant pas encore de procédé de transmission automatisé peuvent continuer à être enregistrées chaque année. Elles doivent être transmises à l'organe d'exécution au plus tard à la fin du mois de février de l'année suivante. En ce qui concerne le marquage de l'électricité, les quantités de production correspondantes sont réparties sur la base des profils d'injection uniformément entre les quatre trimestres.

En raison des contrats existants et des adaptations nécessaires des structures tarifaires et des produits existants, il faut prévoir un délai transitoire suffisant de trois ans. Il convient aussi de tenir compte du fait que la mise en œuvre sur la base des obligations de comptabilité analytique et de publication dans l'approvisionnement de base ne doit être lancée qu'au début d'une année civile. Si l'ordonnance entre en vigueur comme prévu au 1^{er} juillet 2023, une mise en œuvre ne sera pas possible avant l'année tarifaire 2026 (premier marquage de l'électricité par trimestre en 2027). Si l'entrée en vigueur prend du retard, la mise en œuvre de l'obligation de marquage de l'électricité devra elle aussi être reportée en conséquence.

Art. 9c Dispositions transitoires relatives à la modification du 1^{er} juillet 2023

3 (nouveau) Le marquage trimestriel doit être mis en œuvre pour la première fois pour l'année tarifaire 2026.

Afin que les gestionnaires de réseau de distribution puissent assurer le marquage trimestriel de l'électricité, il faut aussi que les GO produites trimestriellement par les installations RPC soient disponibles.

Modification de l'Ordonnance sur l'énergie en annexe à la modification de l'OGOM

Art. 5 Exigences techniques et procédure

1 Le Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication (DETEC) règle notamment:

e. (nouveau) la publication trimestrielle de la part d'électricité marquée provenant d'installations participant au système de rétribution du courant injecté. La publication est assurée dans les meilleurs délais à l'issue du trimestre.

2. Modifications de l'OEnER

L'AES salue l'extension des exceptions à la limite inférieure pour les installations hydroélectriques.

Il importe également à l'AES que le calcul du prix de marché de référence soit adapté pour toutes les technologies, également pour l'éolien et la biomasse. Cette adaptation (quelle que soit la technologie) doit être faite indépendamment de la variante choisie. En plus des centrales hydrauliques, les centrales éoliennes présentent elles aussi un écart systématique (négatif) de leurs recettes du marché par rapport au prix de marché de référence. De gros écarts (négatifs) entre les recettes du marché réalisées et le prix de marché de référence peuvent aussi résulter pour les installations de biomasse.

Par ailleurs, l'AES demande une entrée en vigueur de la révision de l'Ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables dès le 1^{er} avril 2023. L'adaptation du calcul du prix de marché de référence mène à une rétribution basée sur le marché lors de la commercialisation directe et peut permettre d'éliminer précocement les écarts (négatifs) systématiques.

L'AES privilégie la variante 2 présentée dans la consultation pour le calcul du prix de marché de référence. En effet, un prix de marché de référence pondéré en fonction du volume illustre mieux la valeur effective de la production qu'une simple moyenne (variante 1). En conséquence, cela entraîne une réduction du risque pour les exploitants. Un prix de marché de référence hebdomadaire (variante 1) générerait en outre une charge administrative plus élevée.

L'AES salue que le Conseil fédéral adapte l'indemnité de gestion aux coûts accrus de l'énergie d'ajustement. La répartition de l'indemnité de gestion en une part fixe et une part variable semble judicieuse, car certains coûts de la commercialisation directe sont indépendants des prix de l'énergie d'ajustement. Le montant de l'indemnité de gestion qui en résulte désormais est suffisant.

Propositions de l'AES concernant l'OEnER

Non seulement les centrales hydroélectriques, mais aussi les installations éoliennes et de biomasse présentent des écarts (négatifs) de leurs recettes du marché par rapport au prix de marché de référence.

Art. 15 Prix de marché de référence

L'AES privilégie la variante 2 (calcul du prix de marché de référence pondéré en fonction du volume).

Variante 1

1^{bis} Le prix de marché de référence pour l'électricité issue d'installations hydroélectriques, éoliennes ou de biomasse correspond à la moyenne des prix qui sont fixés durant la période ci-après sur la bourse de l'électricité day-ahead pour le marché suisse:

Variante 2

1^{bis} Le prix de marché de référence pour l'électricité issue d'installations hydroélectriques, éoliennes ou de biomasse avec mesure de la courbe de charge correspond à la moyenne des prix qui sont fixés en un mois sur la bourse de l'électricité day-ahead pour le marché suisse, pondérés en fonction de l'injection effective au quart d'heure des installations hydroélectriques, éoliennes ou de biomasse avec mesure de la courbe de charge dans le système de rétribution de l'injection.

1^{er} Le prix de marché de référence pour l'électricité issue d'installations hydroélectriques, éoliennes ou de biomasse sans mesure de la courbe de charge correspond à la moyenne trimestrielle des prix de marché de référence mensuels visés à l'alinéa 1^{bis}.

Nous vous remercions de tenir compte de nos requêtes et restons à votre disposition pour toute question ou pour une éventuelle discussion.

Meilleures salutations,



Michael Frank
Directeur



Nadine Brauchli
Responsable du département Énergie