



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Département fédéral de l'environnement, des transports,
de l'énergie et de la communication DETEC

Octobre 2020

Rapport explicatif concernant la révision de l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (art. 8a OApEI; RS 734.71)

Table des matières

1.	Remarques préliminaires	1
2.	Présentation du projet	1
3.	Conséquences financières, conséquences sur l'état du personnel et autres conséquences pour la Confédération, les cantons et les communes	2
4.	Conséquences économiques, environnementales et sociales	2
5.	Relation avec le droit européen	2
6.	Commentaire des dispositions	3

1. Remarques préliminaires

Au vu des avancées de la numérisation et de la décentralisation, il est à différents égards utile tant au consommateur final, en tant que propriétaire de ses données de consommation, qu'au producteur d'électricité, en tant que propriétaire de ses données de production, d'avoir un accès aussi complet que possible et ce, de façon simple et directe, à ces données. Un tel accès contribue, par ailleurs, à la réalisation des objectifs de la Stratégie énergétique 2050. En effet, le fait de disposer d'informations sur la propre consommation d'énergie renforce la motivation et les possibilités d'accroître l'efficacité énergétique. En outre, le fait d'accéder à ces données favorise le développement de la production décentralisée d'électricité issue de sources renouvelables et les innovations.

Dans le cadre de la mise en œuvre de la Stratégie énergétique 2050, la décision a été prise d'introduire des systèmes de mesure intelligents (art. 17a de la loi sur l'approvisionnement en électricité [LApEI]) et art. 8a et 31e de l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité [OApEI]). Les exigences techniques minimales applicables à ces systèmes prévoient que, mis à part le gestionnaire de réseau en charge du système de mesure, le consommateur final ou le producteur a accès aux données de mesure le concernant.

À ce jour, les consommateurs finaux et les producteurs ne peuvent en réalité pas tous accéder de la même manière à leurs données de mesure. La présente modification de l'OApEI précise la façon dont cet accès doit être assuré. Elle établit clairement que les gestionnaires de réseau ne doivent pas uniquement permettre au consommateur final ou au producteur de consulter les données de mesure le concernant, mais doivent également les mettre à sa disposition s'il le demande. L'exportation de ces données doit donc être rendue possible. À l'avenir, un centre de données national (*datahub*) pourrait permettre en outre au consommateur final, au producteur ou à tout autre partie prenante d'accéder aux données.

2. Présentation du projet

Les exigences légales minimales actuellement en vigueur prévoient que chaque système de mesure intelligent dispose d'une interface permettant au consommateur final, au producteur ou à l'exploitant de stockage de lire les valeurs de mesure le concernant lors de leur saisie, et de consulter les valeurs de courbe de charge d'une durée de quinze minutes (art. 8a, al. 1, let. a, ch. 3, OApEI). Elles prescrivent aussi que les données de mesure doivent être présentées de manière compréhensible au client concerné (art. 8a, al. 2, let. c, OApEI). L'art. 8a, al. 1, let. c, OApEI évoque un système de traitement des données permettant de consulter celles-ci. Or, cet outil sert uniquement au gestionnaire de réseau; la clientèle n'y a pas accès.

La présente modification de l'OApEI vise à préciser trois points dans ce contexte. Premièrement, les consommateurs finaux, les producteurs et les exploitants de stockage doivent pouvoir télécharger leurs données de mesure lorsqu'ils les consultent. Cette modification se base notamment sur une recommandation au sein du secteur économique concerné, émanant de l'Association des entreprises électriques suisses et préconisant que les utilisateurs de réseau aient le droit d'accéder à leurs données et de les utiliser (Metering Code Suisse, Dispositions techniques pour la mesure et la mise à disposition des données de mesure, édition d'octobre 2018, ch. 1.5). Deuxièmement, les gestionnaires de réseau doivent mettre ces données de mesure à disposition dans un format de données couramment utilisé à l'échelle internationale. Troisièmement, la consultation et l'exportation des données doivent être gratuites. Les deux dernières précisions concernant l'accès aux données

coïncident avec ce qui figure déjà dans les commentaires relatifs à la révision de l'OApEI dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050.

Ces clarifications permettent de mieux soutenir les nouvelles technologies numériques (p. ex. les solutions relevant de la domotique [*smart home*]). Elles ne génèrent pas de coûts supplémentaires notables pour les gestionnaires de réseau ou pour les clients.

3. Conséquences financières, conséquences sur l'état du personnel et autres conséquences pour la Confédération, les cantons et les communes

Les modifications proposées n'ont pas de conséquences sur les finances et l'état du personnel ni aucune autre conséquence pour la Confédération, les cantons et les communes.

4. Conséquences économiques, environnementales et sociales

Les modifications prévues n'ont aucune conséquence sur l'environnement ou la société. Comme elles impliquent l'obligation claire et dénuée de toute ambiguïté de permettre l'exportation des données de mesure, certains gestionnaires de réseau pourraient devoir optimiser leurs systèmes de mesure. Toutefois, les adaptations techniques à effectuer ne sont ni chronophages ni coûteuses. Elles devront être menées à bien dans les plus brefs délais après l'entrée en vigueur de la modification de l'ordonnance, à savoir jusqu'au 30 juin 2021 au plus tard. Les coûts qu'elles généreront constitueront des coûts de réseau imputables pour le gestionnaire de réseau concerné.

Le fait d'assurer aux consommateurs finaux, aux producteurs et aux exploitants de stockage un accès optimal aux données de mesure les concernant contribue non seulement à la réalisation des objectifs de la Stratégie énergétique 2050 mais aussi à la mise à profit du potentiel d'innovation. Des prestations novatrices vont ainsi pouvoir émerger à l'avenir dans le domaine de l'énergie, comme le recours à de nouvelles technologies numériques dans les applications de domotique ou la mise en œuvre de mesures d'amélioration de l'efficacité énergétique grâce à la surveillance de la consommation.

5. Relation avec le droit européen

La législation européenne¹ prévoit l'introduction de systèmes de mesure intelligents. Les États membres ne peuvent renoncer à un déploiement généralisé de ces systèmes sur leurs territoires respectifs qu'en raison du résultat négatif de l'évaluation coûts/avantages relative à un tel déploiement. Le droit européen fixe également certaines exigences fonctionnelles et techniques minimales applicables à l'équipement des systèmes de mesure intelligents. Il prévoit notamment que si le consommateur final demande les données le concernant, le gestionnaire du système de mesure doit mettre celles-ci à sa disposition via une interface de communication normalisée ou via un accès à distance sous une forme aisément compréhensible. La présente modification de l'OApEI s'inscrit dans

¹ Cf. en particulier les art. 19 et 20 de la directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et modifiant la directive 2012/27/UE, JO L 158 du 14.6.2019, p. 125.

cette approche. D'ailleurs, vu la petite taille du marché suisse en comparaison européenne, les systèmes de mesure utilisés sont généralement les mêmes que ceux utilisés dans les États membres de l'Union européenne.

6. Commentaire des dispositions

Art. 8a, al. 1, let. a, ch. 2 et 3

Le *ch. 2* est modifié en français pour des raisons d'ordre rédactionnel uniquement.

La modification apportée au *ch. 3*, se rapporte à l'interface locale. Les systèmes de mesure intelligents actuellement disponibles utilisent cette interface pour la transmission unidirectionnelle des données en temps réel («au moment même de leur saisie»). La plupart des fabricants ne proposent pas de modèle permettant une communication bidirectionnelle des valeurs de courbe de charge d'une durée de quinze minutes. La disposition est donc modifiée, ce d'autant plus qu'il existe d'autres moyens grâce auxquels le gestionnaire de réseau peut permettre à ses clients d'accéder à leurs valeurs de courbe de charge, de les consulter et de les télécharger (cf. commentaires concernant l'art. 8a, al. 2, let. c). Cependant, si le compteur électrique installé par le gestionnaire de réseau dispose d'une telle fonction, ce dernier doit alors la rendre accessible au client concerné. En outre, il y est dorénavant précisé que les clients doivent pouvoir consulter localement leurs données de mesure dans un format de données couramment utilisé à l'échelle internationale.

Art. 8a, al. 1^{bis}

La nouvelle exigence figurant dans cet alinéa, à savoir l'obligation de communiquer les spécifications techniques relatives à l'interface locale, garantit que le client peut transférer et traiter ses données sur des appareils externes, comme des applications de domotique (*smart home*) servant à piloter différents dispositifs dans les bâtiments (pompe à chaleur, installation photovoltaïque, etc.).

Art. 8a, al. 2, let. c

Cette disposition garantit que les clients auront aussi accès aux valeurs de courbe de charge d'une durée de quinze minutes. Ils doivent non seulement pouvoir les consulter mais également les télécharger en tout temps dans un format de données couramment utilisé à l'échelle internationale afin de les exporter, à savoir les importer sur un support de données leur appartenant. La manière dont les gestionnaires de réseau doivent garantir ce droit n'est pas précisée. Au vu de ce qui existe dans la pratique, l'accès aux données prescrit dans la disposition pourrait, par exemple, être réalisé via un portail destiné à la clientèle. Il n'est toutefois pas exclu que cet accès puisse être garanti, comme pour les données en temps réel, via l'interface locale ou d'autres solutions moins onéreuses (cf. art. 8a, al. 1, let. a, ch. 3, OApEI). Les gestionnaires de réseau disposent ainsi d'une certaine marge de manœuvre pour mettre en œuvre cette prescription égale.

Les autres modalités sont les suivantes: étant donné que les gestionnaires de réseau consultent tout au plus une fois par jour les données enregistrées (cf. art. 8d, al. 4, OApEI), le client a, en principe, uniquement accès à ses données de la veille, sauf si l'interface locale lui permet de consulter directement ses valeurs de courbe de charge de 15 minutes. Les formats de données couramment utilisés à l'échelle internationale qui permettent le téléchargement sont notamment CSV, XML et DLMS/COSEM. Concernant l'exigence selon laquelle toutes les données saisies durant les cinq années précédentes doivent être accessibles, il convient toutefois de noter que le gestionnaire de réseau ne peut (et ne doit) la remplir que si un instrument de mesure intelligent a été installé

Rapport explicatif
concernant la révision de
l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité
(art. 8a OApEI; RS 734.71)

suffisamment tôt chez le client pour permettre une telle rétrospective. Par ailleurs, le client ne pourra évidemment accéder qu'aux seules données de la période durant laquelle il a soutiré de l'électricité à l'emplacement concerné. En effet, ne serait-ce que du point de vue de la protection des données, il est exclu qu'un consommateur final puisse consulter les données du locataire précédent. La durée de rétrospective fixée ici est la même que celle qui figure à l'art. 8, al. 4, 2^e phrase, qui prévoit que le gestionnaire de réseau est tenu, en cas de nécessité, de livrer aux responsables de groupes-bilan les données de mesure relevées au cours des cinq années précédentes. Grâce à l'historique de leurs valeurs de courbe de charge, les consommateurs finaux peuvent se faire une idée particulièrement fiable de leur profil de soutirage d'électricité. Cela leur permet notamment de trouver des solutions pour réduire davantage leur consommation d'électricité ou pour procéder à des optimisations dans le cadre de l'autoconsommation. Le gestionnaire de réseau est donc en principe tenu de rendre possible la consultation des données de mesure enregistrées sur une période remontant à cinq ans. À noter, par ailleurs, que cela ne crée pas d'antagonisme avec l'art. 8d, al. 3. En effet, les valeurs de courbe de charge sont déterminantes pour le décompte et il n'est pas permis de les détruire ou de les anonymiser après douze mois déjà.

Art. 8a, al. 2^{bis}

Le principe sous-tendant cette disposition est que les coûts qui sont générés par les fonctions des systèmes de mesure intelligents requises par l'OAPEI font partie des coûts de réseau imputables et peuvent donc être pris en compte lors de la fixation du tarif d'utilisation du réseau. Inversement, les coûts découlant des fonctions allant au-delà de ce que prescrit l'ordonnance, doivent être facturés individuellement aux clients concernés.

Sont notamment imputables dans le contexte en question, les coûts qui surviennent en raison de la garantie de l'accès aux données décrit à l'art. 8a, al. 1, let. a, ch. 3, et al. 2, let. c. Le fait que l'accès aux valeurs de courbe de charge soit assuré directement via l'interface locale, via un portail destiné à la clientèle ou par un autre moyen est sans importance. Si la solution choisie est celle du portail, la totalité des coûts générés par cet instrument ne peut bien sûr pas être prise en compte dans les coûts de réseau imputables. Dans ce cas, seuls les coûts (du portail) liés à la mise en œuvre de l'accès aux données tel qu'il est exigé par l'ordonnance sont imputables. Les coûts devant être facturés individuellement sont, par exemple, ceux qui sont occasionnés au gestionnaire de réseau parce que le client veut obtenir une granularité plus fine, c'est-à-dire un accès à des valeurs de courbe de charge avec une fréquence inférieure à 15 minutes.

Article 31l

Les libellés des al. 1 à 5 correspondent à ceux de la disposition transitoire inscrite à l'art. 31j actuellement en vigueur. Dans le cadre de la présente modification, ils sont reportés dans une nouvelle disposition transitoire. S'y ajoute l'al. 6, selon lequel les gestionnaires de réseau doivent mettre en œuvre les nouvelles prescriptions le plus tôt possible, mais au plus tard jusqu'au 30 juin 2021, c'est-à-dire dans les six mois qui suivent l'entrée en vigueur de la révision de l'ordonnance, cette mise en œuvre pouvant être financée via les coûts du réseau. Des exceptions sont prévues aux al. 1 et 2 pour des systèmes de mesure installés avant le 1^{er} janvier 2018 ou dont l'achat a débuté avant le 1^{er} janvier 2019 et dont la mise en conformité avec l'OAPEI engendrerait d'importantes charges supplémentaires (cf. Secrétariat technique de la Commission fédérale de l'électricité, Questions et réponses sur la stratégie énergétique 2050, édition du 1^{er} juin 2019, ch. 32, et Newsletter 9/2019 du 26 septembre 2019).