

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

Office fédéral de l'énergie, OFEN

Par e-mail : verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

Zurich, le 28 mai 2024
David Stickelberger

Tél. direct +41 44 250 88 34
stickelberger@swissolar.ch

Prise de position sur les ordonnances relatives à la Loi pour l'électricité

Monsieur le Conseiller fédéral Rösti
Mesdames et Messieurs

Nous vous remercions de nous avoir donné la possibilité de prendre position sur les ordonnances relatives à la Loi pour l'électricité. En tant qu'association de la branche du solaire comptant plus de 1300 membres issus de l'ensemble des acteurs institutionnels et économiques du solaire, il est important pour nous que la Loi pour l'électricité, avec ses innovations pionnières et ses objectifs ambitieux, soit mise en œuvre par des ordonnances appropriées. Ce n'est qu'ainsi qu'il sera possible de garantir le développement rapide des énergies renouvelables nécessaire à la décarbonation de la Suisse tout en conservant une sécurité d'approvisionnement élevée. À cet égard, nous estimons que certains points des projets d'ordonnance doivent encore être améliorés ; cela concerne notamment les rétributions minimales et les communautés électriques locales.

Dans l'ensemble, nous saluons toutefois avec force les projets en soumission et nous sommes d'avis qu'ils doivent absolument entrer en vigueur au 1er janvier 2025.

Nous nous prononçons ci-après sur l'ordonnance sur l'énergie (OEne), l'ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables (OEne) et l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (OApEI). Nous vous remercions d'avance pour l'examen attentif de nos demandes et nous nous tenons à votre disposition pour répondre à vos questions.

Meilleures salutations,
Swissolar

Consultation des ordonnances relatives à la loi pour l'électricité

1 Ordonnance sur l'énergie (OEne)

Art. 7b Zones appropriées

Nous approuvons expressément la formulation proposée.

Art. 9a Installations solaires revêtant un intérêt national

Al. 1 : Les formulations "faible distance" et "former un ensemble" rend impossible, selon le projet, une approche globale qui puisse tenir compte de manière judicieuse des circonstances concrètes du projet.

Pour satisfaire à l'exigence de l'alinéa 2, il faut une production moyenne attendue d'octobre à mars d'au moins 5 GWh. Cela correspond à peu près à la limite inférieure pour les installations PV du "Solarexpress". La pratique actuelle montre toutefois que les petites installations ont beaucoup plus de chances d'être réalisées et qu'elles ont un impact environnemental moindre. Nous recommandons donc de fixer des limites plus basses.

Selon les explications, les "installations solaires" comprennent également les installations solaires thermiques, mais celles-ci ne peuvent guère atteindre la limite. L'installation solaire thermique de Ludwigsburg, l'une des plus grandes d'Allemagne, produit 5,6 GWh par an. Nous proposons donc une exigence distincte pour les installations solaires thermiques, à savoir une production d'au moins 1 GWh pendant le semestre d'hiver.

Demande

- 1 Lors de la détermination de l'intérêt national d'une installation solaire, plusieurs champs de modules peuvent être pris en compte globalement si ~~la distance entre les champs est faible, qu'ils forment un ensemble et que les espacements entre les champs de modules découlent de motifs objectifs.~~
- 2 Les installations solaires nouvelles ou existantes revêtent un intérêt national si leur production moyenne attendue d'octobre à mars atteint au moins 2 GWh (photovoltaïque) ou 1 GWh (solaire thermique).
- 3 En cas d'agrandissement d'installations solaires, celles-ci revêtent un intérêt national si, après agrandissement, elles atteignent la valeur seuil visée à l'al. 2 et que leur production moyenne attendue d'octobre à mars augmente d'au moins 20 % ou 1 GWh.

Art. 12, al. 1 Rémunération

Les explications doivent préciser jusqu'à quel maximum les gestionnaires de réseau de distribution peuvent payer des rétributions plus élevées que la rétribution minimale ou répercuter ces coûts sur leurs clients captifs.

Selon l'OApEI actuelle, art. 4 et 4bis, cela était autorisé. Dans le présent projet d'ordonnance, on ne trouve plus de telle réglementation. Nous renvoyons à notre proposition correspondante ci-dessous concernant l'OApEI, art. 4.

Art. 12 al. 1^{bis} rétribution minimale

La rétribution minimale ne doit certes constituer qu'un niveau de repli en cas de situation extrême sur le marché de l'électricité. Toutefois, compte tenu des grandes incertitudes quant à l'évolution future des prix de l'électricité, elle constituera pour de nombreux investisseurs la référence pour leur calcul de rentabilité. Une valeur de 0 ct./kWh est particulièrement pénalisante, précisément pour la taille d'installation qui est le plus souvent planifiée par les investisseurs commerciaux.

Plusieurs critiques ont été formulées à l'encontre du calcul proposé pour la rétribution minimale :

- Les **taux de consommation propre** de 40 et 60% sont nettement trop élevés. Ils se réfèrent au parc d'installations actuel, dont une grande partie a été construite à une époque où le dimensionnement des installations était orienté vers une consommation propre maximale en raison des faibles tarifs de rachat. Les enquêtes de la ZHAW ont montré que jusqu'à présent, seuls 50% en moyenne de la surface de toiture utilisable étaient effectivement occupés par des modules PV. Or, cette approche n'est pas la bonne pour assurer l'approvisionnement en énergie de demain. Il ne s'agit pas de créer des incitations pour des installations qui ne couvrent

pas les toits et qui sont uniquement "optimisées pour la consommation propre". Pour le calcul de la rentabilité, il faut donc utiliser **des taux de consommation propre de l'ordre de 20 à 30 %**.

- Les **prix de l'électricité** indiqués (et donc les économies de coûts dues à la suppression de l'achat d'électricité) reflètent les prix élevés de l'électricité pour les années 2022-2024. Ils sont supérieurs d'environ 8 centimes (H4) ou 5 centimes (C3) aux prix moyens à long terme. Voici ce que nous prévoyons pour l'évolution future des prix de l'électricité :
 - Prix à nouveau en baisse (les contrats à terme EEX se situent actuellement autour de 6-8 centimes d'euro par kWh, ce qui correspond à peu près à un prix de l'électricité avant le "pic de Poutine").
 - Il faut s'attendre à une saisonnalité accrue des prix sur le marché de l'électricité, avec des prix parfois très bas pendant le semestre d'été. Aujourd'hui, seuls quelques GRD ont des prix saisonniers, c'est pourquoi cette évolution ne se reflète pas encore globalement dans les prix de l'électricité. On peut toutefois supposer qu'à moyen terme, les GRD répercuteront cette saisonnalité accrue sur leurs clients finaux. Ainsi, l'achat de réseau économisé en été a moins de valeur.
 - L'OApEI révisée prévoit l'introduction de tarifs d'utilisation du réseau dynamiques. Cela entraîne une baisse des coûts variables, ce qui réduit à son tour la valeur de la consommation propre. En nous basant sur les experts que nous avons consultés, nous prévoyons une réduction moyenne du prix du kWh de 1,5 centime (tarif H4), respectivement de 4,2 centimes (tarif C3). Si l'on déduit ces montants de la valeur moyenne 2018-2020, on obtient **des tarifs de 19,25 ct./kWh (H4), respectivement 14,22 ct./kWh (C3)**.
- **L'imposition de la rétribution de reprise** n'a pas été prise en compte. Dans les cantons avec imposition brute/sans limite de bagatelle, le montant de l'impôt sur une période de 25 ans pour une injection de 60% est au moins deux fois plus élevé que la déduction unique après construction. Cela renchérit le kWh d'environ 1,4 ct/kWh. Comme la majorité des cantons ont entre-temps introduit une imposition nette (compensation de l'injection avec l'achat), nous partons du principe que **le surcoût moyen dû à l'imposition est de 1 ct/kWh**.
- Le **rendement spécifique** de 1000 kWh/kWp n'est pas réaliste, surtout si l'on tient compte de l'utilisation complète des toits, y compris ceux dont l'orientation n'est pas optimale. Sur les toits plats, les installations orientées est-ouest sont aujourd'hui courantes et ne permettent pas non plus un rendement spécifique maximal. Nous partons donc du principe que **les installations < 30 kW produisent 950 kWh/kWp et les installations > 30 kW 850 kWh/kWp**.
- Des postes de coûts importants pour **des projets de consommation propre** absolument nécessaires d'un point de vue global (surtout RCP) ne sont pas pris en compte, ce qui entraîne souvent des coûts supplémentaires :
 - Infrastructure de mesure (compteurs), y compris la mise en service
 - Systèmes de commande, installations électriques et télématiques
 - Prestations de services et honoraires Planificateurs/Architectes/TU
- Les installations en **contracting** sont très importantes, notamment pour l'utilisation de grands toits industriels, etc. Pour les contractants, les rétributions minimales proposées sont extrêmement peu attrayantes, car ils supportent en même temps un risque de marché important, surtout pour les installations avec une consommation propre de 20 à 40%. De plus, le contracting (comme les entreprises en général) ne permet pas de déduction fiscale unique.
- Les **coûts O&M** sont sous-estimés. Une enquête auprès des contractants organisés au sein de notre association montre les valeurs suivantes :

| | |
|------------------------|------------|
| • < 30 kWp | • 3 .. 5 |
| • > 30 kWp ... 100 kWp | • 3 .. 4 |
| • > 100 kWp ... 1 MWp | • 1.7 .. 3 |
| • > 1 MWp | • 1.4 .. 3 |

Une valeur moyenne réaliste pour les coûts O&M est donc de **3 centimes/kWh**.

- Il est douteux que les **prix des GO** augmentent dans les proportions indiquées, surtout s'ils ont une validité saisonnière à l'avenir. Cette saisonnalité des prix des GO doit être prise en compte dans le modèle de calcul - il devrait être nul dans de nombreux cas au T2/3.
Une alternative serait éventuellement de fixer une valeur minimale de GO PV de 2 ct/kWh par exemple pour les installations < 30 kWc et de 1 ct/kWh pour les installations plus importantes, associée à l'obligation du gestionnaire de réseau de distribution de prendre en charge les GO.
- La **dégradation** supposée de 0,15% par an n'est pas réaliste. Selon le professeur Ch. Bucher (HESB), les études à long terme montrent des valeurs comprises entre 0,2% et 0,5% par an. Les garanties des fabricants sur 20 ans se situent entre 80 et 90% de la performance initiale. Une valeur réaliste devrait être de **0,3% de dégradation annuelle**.

Selon la loi (art. 15, al. 1bis, LEne), les rétributions minimales s'orientent sur l'amortissement des installations de référence sur leur durée de vie. Nous interprétons cette formulation de telle sorte que, d'une part, les rétributions

minimales doivent être réexaminées régulièrement à intervalles rapprochés, mais que, d'autre part, elle laisse une marge de manœuvre ("s'orientent") pour mettre en place des incitations judicieuses, comme par exemple pour l'utilisation complète des toits.

Nous demandons que les rétributions minimales soient recalculées dans les conditions susmentionnées. Nos propres calculs de rentabilité donnent des rétributions minimales de l'ordre de grandeur suivant :

Proposition :

^{1bis} La rétribution minimale s'élève à :

- a. pour les installations solaires d'une puissance inférieure à 30 kW : 8 ct./kWh;*
- b. pour les installations solaires avec consommation propre d'une puissance allant de 30 à 150 kW : 4 ct./kWh;*
- c. pour les installations solaires sans consommation propre d'une puissance allant de 30 à 150 kW : 7 ct./kWh;*

Nous demandons un **tarif minimal constant sur 25 ans** en fonction de la date de construction de l'installation. Un tarif variable est contraire à l'intention du législateur, selon laquelle l'amortissement des installations doit être assuré sur leur durée de vie.

Proposition :

Alinéa 2 (nouveau) :

La rétribution minimale par installation reste inchangée pendant 25 ans à compter de la date de mise en service. Pour les installations déjà en service au moment de l'entrée en vigueur de la loi, ce délai s'applique à partir de l'annonce de mise en service auprès de Pronovo, ainsi que la rétribution minimale au moment de l'entrée en vigueur de la loi.

Autres remarques sur la rétribution minimale

- Une fois la plateforme nationale de données mise en service, un calcul automatique et progressif des rétributions minimales devrait être proposé.
- La réglementation proposée avec un changement de taux de rétribution à 30 kW entraîne des effets de paliers indésirables (p. ex. en créant des installations d'une taille inférieure à 30 kW). Il faut prévoir des mécanismes similaires à ceux de la rétribution unique pour éviter cela (p. ex. pour une puissance de 50 kW : les 30 premiers kW à un tarif, les 20 kW suivants à l'autre tarif).

Art. 14 al. 3 : Lieu de production / RCP virtuels

La loi prévoit que les lignes de raccordement peuvent également être utilisées pour la consommation propre. Dans la formulation actuelle, cette possibilité n'est donnée que pour les RCP, mais pas pour les CA dans le modèle du GRD. Si la première partie de la phrase est supprimée, la ligne de raccordement peut également être utilisée pour les CA dans le modèle du GRD.

Il faut préciser dans l'ordonnance, ou du moins dans les explications, ce que recouvrent effectivement la "ligne de raccordement" et le "point de raccordement au réseau" pour le regroupement pour la consommation propre virtuel. La raison en est les différentes topologies de réseau (coffret de distribution, transformateur ou réseau de raccordement).

Demande

Al. 3 : Lorsqu'un regroupement dans le cadre de la consommation propre présente un niveau de tension inférieur à 1 kV, la ligne de raccordement ainsi que la ligne de connexion correspondante entre les points de raccordement au réseau peuvent être utilisées pour la consommation propre sans remboursement des coûts de réseau. Dans le cas d'un réseau de raccordement, cela inclut également le câble principal concerné.

Art. 15 al. 1 : condition pour le regroupement dans le cadre de la consommation propre

Dans cet article inchangé, il est question de la "puissance de raccordement" requise du regroupement. Les commentaires doivent décrire comment cette puissance de raccordement est définie. Le critère déterminant doit être le coffret de raccordement d'immeuble (réduit proportionnellement en fonction des participants) et non les fusibles d'appartement.

Art. 16a Facturation des coûts externes

Nous approuvons expressément cette formulation ; elle correspond à la pratique courante.

Art. 18 Relations avec le gestionnaire de réseau

Al. 1 lit. a : Notification de la création d'un RCP

Malgré une décision contraire de l'EICoM, certains GRD continuent d'exiger la signature de chaque participant au RCP lors de la constitution d'un RCP. Cela entraîne une charge de travail difficilement gérable pour les grandes

constructions existantes. C'est pourquoi les explications de l'ordonnance précisent explicitement qu'il suffit de dresser la liste des participants et de confirmer aux locataires que la communication est correcte du point de vue du droit du bail, en respectant le délai de 30 jours.

Alinéas 5 et 6 : Obligations du gestionnaire de réseau

Les jours fériés peuvent entraîner l'impossibilité de respecter le délai de 14 jours pour fournir les informations nécessaires à la constitution d'un RCP ou d'une CEL. La fixation de jours ouvrables permet de simplifier cette situation.

Pour les prestataires de RCP, il est absolument nécessaire que le gestionnaire de réseau mette à disposition, en plus des données de décompte, les données de mesure d'une résolution de 15 minutes dans un format usuel dans la branche (par ex. SDAT), afin que le bilan énergétique des participants au RCP puisse être effectué par le prestataire de services.

L'optimisation de la production et de la consommation au sein du RCP est également une préoccupation centrale d'un RCP virtuel "intelligent". Pour cela, il faut si possible des données en temps réel. Celles-ci peuvent en principe être consultées via les interfaces client du compteur, mais cela pose souvent des difficultés dans la pratique et doit donc être clarifié. Ces deux exigences différentes en matière de données sont présentées séparément dans notre proposition.

Proposition :

5 Le gestionnaire de réseau communique au propriétaire foncier les informations nécessaires à la formation d'un regroupement dans le cadre de la consommation propre avec utilisation de lignes de raccordement dans un délai de 15 jours ouvrables.

6 Il établit un décompte de la consommation séparé pour les consommateurs finaux qui ne participent pas à un regroupement dans le cadre de la consommation propre, et met à la disposition du propriétaire foncier les données nécessaires à la facturation dans la qualité requise. En outre, il met à la disposition des propriétaires fonciers les données nécessaires à l'optimisation de l'exploitation en temps réel aux interfaces clients des Smart Meters.

Pour former un RCP virtuel, il est important de connaître la topologie du réseau. Cela fait donc également partie des "informations nécessaires". Les expériences faites jusqu'à présent sont en partie insatisfaisantes. Les explications doivent préciser les normes à respecter pour une présentation pertinente de la topologie du réseau. Voir également notre commentaire sur l'art. 19g, al. 2 OApEI.

2 Ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables (OEnER)

Art. 8 Exercice du droit d'option

Il convient de préciser que le choix n'a pas d'effet contraignant pour les futurs appels d'offres.

Proposition :

b. s'il s'agit d'une installation photovoltaïque : lors du dépôt d'une offre, le choix n'ayant pas d'effet contraignant pour les appels d'offres futurs si l'exploitant n'est pas retenu.

Art. 26 Indemnité de gestion

Les raisons de l'adaptation significative et répétée de l'indemnité de gestion ne sont pas claires. La nouvelle baisse proposée représente une charge considérable pour les commerçants directs, alors que c'est justement cette forme de vente qui est importante dans l'optique d'une utilisation complète des toits. Les contributions de base actuelles doivent donc être maintenues. Al. 5 : Il est souhaitable d'aligner la périodicité de publication sur la périodicité de calcul.

Proposition :

4 selon la législation en vigueur

5 (nouveau) : L'organe d'exécution calcule et publie mensuellement l'indemnité de gestion.

Art. 30a^{quinquies} Prix de référence du marché

Les prix des GO sont négociés différemment selon les technologies : Les GO issus d'installations solaires sont en général nettement plus rémunérés que celles issues de centrales hydroélectriques. Le supplément GO doit donc être calculé en fonction de la technologie.

Proposition :

1 Le prix de marché de référence pour la prime de marché flottante correspond au prix de marché de référence visé à l'article 15, auquel s'ajoute un prix moyen trimestriel, spécifique à la technologie, des garanties d'origine négociées sur des plateformes de négoce établies.

Art. 30a^{novies} Prime de marché flottante - Partie excédentaire

Il s'agit ici du remboursement dans le cas où le prix de marché de référence dépasse le taux de rétribution. Selon l'alinéa 3, l'exploitant doit pouvoir retenir 10 % de cette partie excédentaire entre décembre et mars. Les explications du rapport explicatif, selon lesquelles une augmentation de ce pourcentage pour les installations photovoltaïques ne conduirait qu'à des effets d'aubaine, ne sont pas pertinentes. C'est le contraire qui est vrai : nous voyons un risque d'effet d'aubaine en laissant la valeur à 10 %, car l'incitation à l'orientation vers la production d'électricité en hiver est alors beaucoup trop faible. Une augmentation de cette valeur incite à son tour fortement à orienter les installations vers la production hivernale. C'était précisément l'intention du législateur et il convient donc d'en tenir compte de manière adéquate. Comme les dépenses liées à la production hivernale sont nettement plus importantes pour le photovoltaïque que pour d'autres technologies, nous proposons des pourcentages différenciés, qui devraient en outre s'appliquer à l'ensemble du semestre d'hiver. En octobre et novembre également, des incitations sont nécessaires pour ménager les réserves hydroélectriques.

Proposition :

3 Si le prix de marché de référence est supérieur au taux de rémunération, l'exploitant peut retenir, d'octobre à mars, la partie suivante de la part excédentaire :

a. pour les installations photovoltaïques : 40%

b. pour toutes les autres technologies : 20%

Art. 30c Taux de rétribution pour les installations photovoltaïques (prime de marché flottante)

D'un point de vue économique, les installations solaires dans les régions alpines ne sont pas compétitives par rapport aux installations solaires sur le Plateau. Des mises aux enchères spéciales séparées pour les installations solaires alpines doivent donc garantir que les conditions de concurrence des appels d'offres favorisent les projets les plus efficaces parmi des projets comparables, comme l'a voulu le législateur, au lieu d'empêcher les installations solaires alpines. L'art. 29e, al. 3, deuxième phrase, de la LEn précise que c'est également l'intention du législateur. Il s'agit également d'une réglementation judicieuse qui succède au "Solarexpress".

Proposition :

1^{bis} (nouveau) Des mises aux enchères spéciales séparées sont organisées chaque année pour les installations photovoltaïques d'intérêt national selon l'art. 9a OEn.

Art. 30c^{quater} Délai de mise en service, prolongation du délai et avis de mise en service

Pour les grandes installations PV dans les Alpes, un délai de mise en service de 24 mois est peu réaliste, car la période de construction se limite à quelques mois par an et la logistique d'approvisionnement est très exigeante.

Un avis de mise en service complet dans un délai d'un mois n'est guère réaliste. Une plus grande marge de manœuvre est souhaitée dans ce domaine.

Proposition :

1^{bis} (nouveau) Pour les installations photovoltaïques avec une production annuelle d'au moins 10 GWh et une production hivernale d'au moins 500 kWh/kW, le délai de mise en service est de 60 mois.

3 La mise en service doit être annoncée à l'organe d'exécution au plus tard trois mois après la mise en service.

Art. 38a Fixation de la rétribution unique par mise aux enchères

Par analogie avec l'art. 30c, les mises aux enchères pour la rétribution unique élevée nécessitent également des mises aux enchères spéciales séparées pour les installations situées dans les régions alpines et présentant un rendement hivernal élevé.

Proposition :

2^{bis} (nouveau) : Des mises aux enchères spéciales sont organisées chaque année pour les installations photovoltaïques d'intérêt national selon l'art. 9a OEn.

Annexe 2.1 : Rétribution unique allouée pour les installations photovoltaïques

Chiffre 2.7 : Nous saluons l'augmentation des bonus d'angle d'inclinaison. Ils incitent notamment à la construction d'installations en façade. Nous saluons également le bonus de surface de stationnement. Nous considérons toutefois que le bonus proposé est insuffisant, notamment pour les petits carports solaires. - Le bonus d'altitude n'a pas été utilisé jusqu'à présent, c'est pourquoi il devrait être revu. Au lieu d'une hauteur au-dessus du niveau de la mer fixée de manière plutôt arbitraire, c'est le rendement hivernal qui devrait être déterminant.

Proposition :

2.7.3 Le bonus pour les installations dont le rendement est d'au moins 500 kWh/kW pendant la période octobre-mars est de 250 francs par kW. La preuve...

2.7.4 Le bonus pour les places de stationnement s'élève à 350 francs par kW

Chiffre 2.8 : La limitation de la rétribution des installations intégrées à un maximum de 100 kW est choquante. Il faut soit une prise en compte proportionnelle du tarif intégré jusqu'à 100 kW (de même que les taux plus élevés s'appliquent proportionnellement aux installations annexes pour les puissances jusqu'à 30 et de 30 à 100), soit que les installations intégrées bénéficient également d'un encouragement plus important pour les puissances supérieures à 100 kW. De telles installations sont d'une grande qualité esthétique et assurent une bonne acceptation. De plus, dans ce domaine, les modules installés proviennent presque exclusivement de Suisse ou du reste de l'Europe.

3 Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (OApEI)

Art. 4 Tarifs de l'approvisionnement de base

La suppression des articles 4 et 4a OApEI supprime la possibilité explicite de répercuter sur les clients de l'approvisionnement de base des rétributions de reprise plus élevées que celles prévues à l'art. 12, al. 1 OEnE. Cela doit absolument être possible avec la nouvelle loi, afin que les gestionnaires de réseau de distribution puissent créer des incitations plus fortes pour les exploitants d'installations solaires dans leur zone de desserte. Bien entendu, un plafond doit être fixé à cet effet. Celui-ci doit être fixé à 15 centimes/kWh, ce qui couvre les coûts de production de presque toutes les nouvelles installations photovoltaïques. De plus, cette valeur correspond à celle du financement des coûts supplémentaires ("15 centimes").

La LApEI révisée autorise en principe une telle réglementation :

LApEI (nouveau) Art. 6 al. 5^{bis} let. d :

d. Les tarifs de l'approvisionnement de base peuvent inclure un bénéfice raisonnable :

[...]

3. en cas de réception au sens de l'art. 15 LEnE : la rémunération correspondante

Proposition :

Al. 4 (nouveau, sur le modèle de la réglementation actuelle) :

Dans la mesure où le gestionnaire de réseau de distribution acquiert l'électricité destinée à la fourniture au sens de l'art. 6, al. 5bis, LApEI auprès d'installations de production d'une puissance maximale de 3 MW ou d'une production annuelle maximale de 5000 MWh, il intègre les coûts d'acquisition, y compris les coûts des garanties d'origine, en dérogation à l'approche des coûts énergétiques imputables (al. 2), et ce jusqu'à concurrence de 15 ct./kWh.

Al. 5 (nouveau, correspond à l'ancien al. 4 OApEI) :

Dans la mesure où le gestionnaire de réseau de distribution approvisionne ses consommateurs finaux avec l'approvisionnement de base selon l'art. 6, al. 5bis, LApEI, il utilise pour le marquage de l'électricité les garanties d'origine établies pour cette électricité.

Al. 6 (nouveau, correspond à l'ancien al. 5 OApEI) :

Ne doivent pas être pris en compte, conformément à l'art. 6, al. 5^{bis} LApEI, les coûts de l'électricité produite par des installations de production bénéficiant du système de rétribution du courant injecté, d'un financement des surcoûts ou de soutiens cantonaux ou communaux comparables.

Art. 4a Parts minimales d'électricité issue d'énergies renouvelables

La part de 20% proposée ici est nettement inférieure au statu quo du mix électrique suisse (environ 60% d'énergies renouvelables). Compte tenu de la situation d'approvisionnement différente de nombreux GRD, nous proposons 40% comme point de départ. Pour atteindre les objectifs de développement, il faut ensuite une augmentation qui s'oriente vers le mix de production visé ou la part d'importation pour 2050. De plus, pour créer une sécurité de planification pour les producteurs, il faut des contrats d'approvisionnement avec une durée plus longue.

Proposition :

3 La part minimale d'électricité nécessaire à l'approvisionnement de base doit provenir d'énergies renouvelables produites dans des installations en Suisse : 40% (2025), 45% (2028), 50% (2031), 55% (2035), 60% (2040), 70% (2050). Si cette part minimale n'est pas atteinte dans le cadre de la vente de la production propre élargie dans l'approvisionnement de base visée à l'al. 1, les contrats d'achat que le gestionnaire de réseau conclut doivent porter sur une durée d'au moins dix ans.

Art. 4b Produit électrique standard

Nous partons du principe que la part minimale se réfère à une année entière. Dans cette hypothèse, une part de 75% constituerait un recul pour la plupart des GRD, car les produits électriques standard sont presque partout composés à 100% de courant renouvelable indigène. Nous demandons donc un objectif plus ambitieux de 90%.

Proposition :

1 Dans le cadre du marquage de l'électricité à l'attention des consommateurs finaux approvisionnés avec le produit électrique standard (art. 6, al. 2bis, LApEI), le gestionnaire du réseau de distribution atteste la provenance indigène et renouvelable de l'électricité au moyen garanties d'origine pour au moins 90 % de l'électricité livrée.

Art. 8 Tarifs de mesure

Préciser dans les explications que par "point de mesure", on entend le compteur.

Art. 8, al. 2 : plafond tarifaire par point de mesure

Le plafond tarifaire pour les CEL doit être proportionnel et non absolu par rapport au tarif standard et les CEL ne doivent pas être désavantagées. La majoration de 0,50 franc pour la mesure d'une CEL augmente ses frais administratifs. Si les coûts de mesure mensuels pour un compteur standard devaient baisser en dessous de 6 francs, les coûts de mesure des CEL doivent également baisser. Si la différence avec la CEL est augmentée, la CEL est donc encore plus désavantagée.

Proposition :

Lit. a, al. 1. jusqu'à une puissance de raccordement au réseau de 100 ampères au maximum : 6 francs par mois au maximum et 0.50 francs supplémentaires au maximum en cas de participation à une communauté électrique locale,

Nous sommes conscients que la publication des tarifs des gestionnaires de réseau pour 2025 se fera encore selon l'ordonnance actuelle et que, par conséquent, aucun tarif de mesure ne sera encore publié en 2025 conformément à l'art. 8 OApEI. Cela ne devrait toutefois pas avoir pour conséquence que les RCP et CEL virtuels ne soient possibles qu'à partir de 2026. En tant que disposition transitoire, nous proposons que le tarif maximal selon l'art. 8 al. 2 OApEI puisse être facturé en 2025 pour les points de mesure supplémentaires dans un RCP virtuel. Cette disposition doit être inscrite à un endroit approprié dans l'OApEI en tant que disposition transitoire.

Proposition :

Disposition transitoire OApEI (nouvelle) : En 2025, les gestionnaires de réseau peuvent facturer le tarif de mesure maximal pour les points de mesure supplémentaires dans un regroupement pour la consommation propre, conformément à l'art. 8, al. 2 OApEI.

Art. 8e Processus d'information

Dans le contexte de l'exonération de la rémunération du réseau, la plateforme centrale de données jouera à l'avenir un rôle important pour harmoniser les données de mesure des processus de charge et de décharge des accumulateurs. De notre point de vue, cela devrait être mentionné explicitement à l'art. 8e, avec un ajout d'une lettre supplémentaire à l'art. 8e, al. 2 :

Proposition :

Art. 8e, al. 2, let. k, OApEI (nouveau) : le remboursement de la rétribution de l'utilisation du réseau selon l'art. 18d.

Cette tâche devrait être prise en compte dès la constitution de la plateforme centrale de données conformément à l'art. 8f.

Art. 13e : Renforcements du réseau liés à la production et renforcements des lignes de raccordement

Alinéa 3 (Rémunérations pour les renforcements de lignes de raccordement)

Les remarques suivantes :

- S'il existe une meilleure mesure que le renforcement du réseau, il devrait être possible de la soutenir (par ex. stockage local, commandes intelligentes (EMS), régulation du courant réactif, systèmes Smart-GridReady, etc.)
- Selon les explications, le tarif de 50 Fr./kW ne doit couvrir que 5% des coûts moyens de raccordement. Cette incitation est insuffisante.
- Il faut préciser que l'indication se réfère à la puissance DC. Cela inciterait à limiter l'injection de courant.
- Il n'est pas clair (voir OEn art. 10, al. 3, LApEI art. 15 b, al. 5) si, en cas de raccordement d'une installation PV raccordée au réseau moyenne tension, le producteur se voit rembourser les frais de raccordement (p. ex. son propre transformateur).
- Une clause de rétroactivité permet d'éviter les retards dans les projets.

Proposition :

3 Les rétributions pour les renforcements des lignes de raccordement selon l'art. 15b, al. 5, LApEI s'élèvent au maximum à 100 francs par kW de puissance de production nouvellement installée. Des mesures moins onéreuses ou réduisant les coûts pour atteindre les objectifs que poursuivent les renforcements de réseau peuvent également être rétribuées.

5 (nouveau) Les frais selon l'art. 13e peuvent être facturés rétroactivement au 30.6.2024.

Art. 18a Tarifs d'utilisation du réseau au niveau basse tension

Al. 2 : La lettre b est en contradiction avec l'art. 4, al. 1, selon lequel les tarifs doivent être publiés un an à l'avance. Il faut ici expliquer que cela est autorisé en cas de publication de l'algorithme.

Les tarifs dynamiques doivent inciter à un comportement respectueux du réseau et du système. Ceux qui n'ont pas de chauffe-eau électrique, de pompe à chaleur ou de station de recharge électrique ne peuvent guère réagir. Dans ces cas, les tarifs dynamiques peuvent être contre-productifs, car ils réduisent l'incitation à économiser l'électricité.

Proposition :

Alinéa 2 bis (nouveau) : Les clients finaux qui n'ont pas la possibilité d'adapter leur consommation ou leur production en fonction du réseau doivent avoir la possibilité de choisir entre un tarif au sens de l'art. 2, al. a, b ou c.

Art. 18d Remboursement de la rémunération pour l'utilisation du réseau

Al. 1 : Le remboursement sur la base du prix moyen est problématique, en particulier pour les clients disposant de batteries et d'un tarif dynamique, et peut donner lieu à des abus.

Proposition :

résulte de :

- a. La composante de travail moyenne (ct./kWh) du tarif d'utilisation du réseau appliqué pour l'année tarifaire ou le tarif déterminant au moment du prélèvement sur le réseau, si celui-ci peut être déterminé.*

Art. 18g Directives pour le remboursement de la rémunération pour l'utilisation du réseau

En Suisse, il est d'usage que les "associations de branche" soient responsables de l'élaboration des directives. Dans le domaine de l'électricité, ce rôle revenait jusqu'à présent à l'AES. Les milieux concernés doivent être impliqués, mais n'ont pas de droit de regard. Cette pratique éprouvée doit en principe être maintenue, mais adaptée. Le monde de l'énergie évolue rapidement, de nouveaux acteurs entrent en scène et un nouveau savoir-faire est nécessaire. C'est pourquoi nous proposons que les directives soient désormais élaborées par l'AES en collaboration avec les milieux concernés. Si l'identité des milieux concernés est contestée, c'est l'OFEN qui en décidera.

La formulation suivante est représentative de tous les articles du paquet d'ordonnances dans lesquels il est question de l'élaboration de directives.

Proposition :

- 1 Les gestionnaires de réseau fixent, en collaboration avec les milieux concernés, des directives transparentes et non discriminatoires régissant la mise en œuvre technique et les modalités du remboursement.
- ~~2 Ils collaborent à cet effet avec les milieux concernés.~~

Art. 19d Recours aux utilisations garanties de la flexibilité

La réglementation proposée ici n'est actuellement pas applicable pour tous les gestionnaires de réseau de distribution, car ils ne peuvent pas déterminer la production maximale hypothétique d'une installation. C'est pourquoi une réglementation simplifiée doit également être explicitement autorisée. Il est ainsi explicitement stipulé que plusieurs mises en œuvre techniques sont autorisées. D'une part, une limitation fixe de la puissance injectée autorisée, d'autre part, une régulation P(U) qui est paramétrée dans l'onduleur et qui ne nécessite pas d'appareils de commande.

Le propriétaire de l'installation doit avoir le droit d'option sur la manière de garantir cette exigence au point de raccordement. Il peut par exemple l'assurer avec un fusible de raccordement limité à cette valeur, une limitation fixe sur l'onduleur ou des solutions de gestion de l'énergie SmartGridReady.

Proposition :

6 L'utilisation de la flexibilité est garantie pour la régulation de l'injection dans le réseau public. L'étendue de cette garantie est limitée aux installations photovoltaïques. Pour celles-ci, le pourcentage maximal de flexibilité est limité à 3 pour cent de l'énergie produite annuellement ou à 30 pour cent de la puissance de crête normalisée en courant continu de la face avant du générateur d'électricité solaire. Le propriétaire de l'installation peut déterminer comment il assurera la régulation de 30 pour cent au point de raccordement.

Communautés électriques locales (CEL)

Les CEL sont un élément central pour la poursuite du développement du photovoltaïque en Suisse. Elles incitent à augmenter la consommation propre et donc à construire de plus grandes installations. La consommation propre étant locale, les réseaux de distribution sont moins sollicités et le besoin d'extension est réduit. Pour que ces objectifs du nouvel instrument soient atteints, il faut toutefois créer des dispositions appropriées dans les ordonnances. Ce n'est pas encore le cas avec le présent projet :

Nous sommes conscients que la mise en œuvre du décompte de la consommation propre ainsi que d'autres adaptations pour la CEL sont liées à des charges pour les gestionnaires de réseau de distribution. Un délai de transition de six mois maximum pour leur introduction serait acceptable pour nous.

Art. 19a Flexibilité au service du réseau et flexibilité existante

A l'al. 2, nous proposons de préciser dans le rapport sur l'OApEI qu'une flexibilité ne peut être considérée comme existante que si la flexibilité en question existait déjà effectivement avant le 1.1.2025. Ainsi, si par exemple le gestionnaire de réseau a installé avant le 1.1.2025 un système de commande et de régulation intelligent pour piloter une pompe à chaleur existante et que des stations de recharge sont installées après le 1.1.2025, l'utilisation de la flexibilité des stations de recharge ne doit pas être considérée comme une flexibilité existante.

Art. 19e Constitution d'une communauté électrique locale

La contrainte de puissance de production de minimum "20% de la puissance de raccordement" au sein d'une CEL est trop élevée et entrave la création d'une CEL. La plus grande partie de la production doit être réinjectée dans le réseau. Une consommation locale de CEL aussi élevée que possible est empêchée et il n'y a pas d'incitation à investir dans des installations plus grandes. Ces effets peuvent être en grande partie corrigés si la part de la puissance de raccordement se situe entre 2% et 6% maximum. Cette valeur a une influence sur l'augmentation des installations par le biais de participations citoyennes (modèles participatifs) et de CEL intelligentes. Plus la valeur est basse (2%), plus le nombre de personnes pouvant être atteintes par des modèles de participation citoyenne via des CEL est élevé. De tels modèles de participation citoyenne, initiés par des particuliers, des communes, des coopératives, etc. sont un moteur important avec un effet de réseau pour l'extension du photovoltaïque.

Pour une mise en œuvre pratique, les conditions suivantes doivent en outre être remplies (mentionnées dans les explications, ou autres dispositions dans l'ordonnance) :

Calculer de manière simplifiée la puissance de raccordement dans les immeubles à plusieurs logements :

La somme des fusibles de l'appartement est 2 à 3 fois plus élevée que le fusible du boîtier de raccordement de l'immeuble. Il est donc impératif que l'armoire de distribution soit déterminante pour déterminer la puissance de raccordement pertinente. La puissance de raccordement d'un appartement individuel doit être calculée par "puissance de raccordement de l'armoire de distribution" divisé par le nombre de fusibles (clients du GRD) pour les appartements / commerces / etc.

Flexibilité de la mise en œuvre avec des délais de transition : une CEL est dynamique. Des participants peuvent entrer et sortir à tout moment ou des installations peuvent être nouvellement intégrées. Lors du changement de participants ou de la nouvelle intégration d'installations, il peut arriver que les valeurs limites de la puissance de

raccordement ne puissent être respectées temporairement ou durablement. Un délai de transition de **deux ans** doit permettre de désamorcer cette incertitude.

Exclure les renforcements ultérieurs des raccordements dans le quartier : Des renforcements ultérieurs du raccordement dans le quartier (par exemple par de nouvelles stations de recharge électrique) peuvent modifier fortement le rapport de la puissance de raccordement sans qu'une CEL soit informée et impliquée. Afin de garantir la sécurité des investissements, les renforcements ultérieurs du raccordement ne doivent pas entraîner la dissolution de la CEL.

Demande

1 Une communauté électrique locale peut être constituée si la puissance des installations de production qui y sont apportées représente au moins 2 % de la puissance de raccordement de tous les consommateurs finaux qui y participent.

Art. 19g Relation avec le gestionnaire de réseau de distribution

Pour la constitution des CEL, il est souvent fait appel à des prestataires de services. Il convient d'autoriser explicitement que de tels tiers soient chargés de fournir les données nécessaires aux personnes intéressées par les CEL. Au lieu de 14 jours, il convient de mentionner 15 jours ouvrables comme délai afin d'éviter les problèmes liés aux jours fériés.

Proposition :

2 Le gestionnaire du réseau de distribution est tenu de collaborer. Pour autant que cela soit pertinent pour la planification de la communauté, il communique notamment aux personnes intéressées à constituer une communauté électrique locale ou les tiers mandatés par les personnes intéressées :

a. la topologie du réseau au plus tard dans les 15 jours ouvrables à compter de la réception de la demande ;

L'ordonnance, ou du moins les explications, doivent préciser les normes (et les renseignements automatisés sur les plans) à respecter pour une présentation pertinente de la topologie du réseau. Cela vaut aussi bien pour les CEL que pour les RCP virtuels.

Les expériences faites jusqu'à présent avec les renseignements sur les plans de la part des GRD ne sont pas satisfaisantes. Il manque un standard global, y compris les légendes des plans, etc. qui tienne également compte des exigences de la protection des données. En l'absence d'une norme générale (et de renseignements automatisés sur les plans), le délai de 14 jours (ou de 15 jours ouvrables) n'est pas tenable du point de vue des gestionnaires de réseau de distribution. Du point de vue du maître d'ouvrage, un délai contraignant est toutefois nécessaire pour pouvoir prendre une décision d'investissement.

Afin de permettre un processus transparent et un bilan correct, toutes les valeurs de mesure de tous les participants de la CEL doivent être mises à disposition de la CEL ou d'un prestataire de services mandaté (représentant de la CEL) dans une résolution de 15 minutes dans un format usuel dans la branche (par ex. SDAT). Ce n'est qu'ainsi qu'une CEL peut effectuer un bilan correct en interne et dans le cadre des processus de gestion de l'énergie. Ceci doit également être consigné de manière appropriée.

Par analogie avec l'art. 18, al. 6 OEnE, il faut retenir que le GRD doit garantir l'accès gratuit à l'interface client du compteur intelligent. Ce n'est qu'ainsi que l'optimisation nécessaire à l'exploitation d'une CEL "intelligente" est possible.

Proposition :

Alinéa 6 (nouveau) : Le gestionnaire de réseau de distribution met à la disposition des propriétaires fonciers les données nécessaires à l'optimisation de l'exploitation en temps réel sur les interfaces clients des compteurs intelligents.

Art. 19h Réduction du tarif d'utilisation du réseau

La réduction proposée du tarif d'utilisation du réseau n'offre pas d'incitations suffisantes pour créer une CEL avec un encouragement de la flexibilité et des CEL intelligentes. L'incitation doit être nettement plus importante afin d'exploiter le potentiel des flexibilités existantes. Ce n'est qu'ainsi que des CEL utiles au système pourront voir le jour.

Les CEL "intelligentes" ont des coûts de fonctionnement un peu plus élevés, mais elles optimisent le système et peuvent donc aussi être exploitées de manière à servir le réseau. Avec une petite réduction du réseau, on réalise de plus en plus de CEL purement de facturation.

Autre raison : les futurs prix du travail pour l'électricité passeront de 70% à 50% des coûts en raison des tarifs dynamiques. La part des coûts de réseau pouvant être réduite, et donc l'incitation à une CEL, va donc encore diminuer.

De plus, de nombreux CEL passeront par des niveaux de réseau supérieurs. Une augmentation de la réduction sur les tarifs pour cette utilisation du réseau est donc également nécessaire pour l'exploitation économique des CEL.

Demande

1 La réduction du tarif d'utilisation du réseau à laquelle les participants à une communauté peuvent prétendre pour le soutirage d'électricité autoproduite (art. 17e, al. 3, LApEI) s'élève à 55% de leur tarif standard au niveau de réseau 7 et à 40% au niveau de réseau 5 (art. 18, al. 3, OApEI).

3 Si, pour des raisons liées à la topologie du réseau et en raison de la situation de raccordement des différents participants, l'électricité autoproduite ne peut pas être écoulee, dans le cadre de la communauté, entre chaque installation de production et un consommateur final, quel qu'il soit, au sein de la communauté, sans transformation de la tension, la réduction est ramenée à 40 % pour l'ensemble des consommateurs finaux au sein de la communauté.

Il convient en outre de préciser que la réduction du tarif d'utilisation du réseau s'applique également aux tarifs de puissance. L'absence de réduction pour les tarifs de puissance réduirait encore l'incitation à la CEL d'une part, et conduirait à des incitations erronées d'autre part.