



7 juin 2024

Mise en œuvre de la loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables au niveau des ordonnances et autres modifications des ordonnances concernées

Rapport sur les résultats de la consultation

Référence : BFE-011.0-14/6/6



Table des matières

1. Contexte et objet de la consultation	4
2. Déroulement et destinataires	4
3. Vue d'ensemble des participants à la consultation.....	4
4. Résultats de la consultation.....	6
4.1. Modification de l'ordonnance sur l'énergie (OEne)	6
4.1.1 Protection de la nature et du paysage, intérêt national et prime de marché pour les installations hydroélectriques existantes.....	6
4.1.2 Production d'électricité en hiver	7
4.1.3 Obligation de reprise et de rétribution : rétribution minimale	7
4.1.4 Raccordement au réseau, regroupement dans le cadre de la consommation propre (RCP), regroupement virtuel dans le cadre de la consommation propre (RCP virtuel)	8
4.1.5 Appels d'offres publics pour les mesures d'efficacité : programmes à l'échelle nationale	8
4.1.6 Fonds alimenté par le supplément : prêts de trésorerie.....	8
4.1.7 Gains d'efficacité par les fournisseurs d'électricité	8
4.1.8 Encouragement des installations pilotes et de démonstration	9
4.1.9 Modification de l'ordonnance du DETEC du 1 ^{er} novembre 2017 sur la garantie d'origine et le marquage de l'électricité (OGOM ; RS 730.010.1).....	9
4.2. Ordonnance du DETEC sur la garantie d'origine pour les combustibles et carburants (OGOC)	9
4.3. Modification de l'ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables (OEneR)	10
4.3.1 Prime de marché flottante : dispositions générales, indemnité de gestion et prix de marché de référence	10
4.3.2 Installations hydroélectriques : prime de marché flottante et contributions d'investissement.....	10
4.3.3 Installations photovoltaïques : prime de marché flottante, bonus pour les places de stationnement, enchères et abaissement des taux pour la rétribution unique.....	11
4.3.4 Installations éoliennes : prime de marché flottante et contributions d'investissement ...	11
4.3.5 Installations de biomasse : prime de marché flottante, contributions d'investissement et contributions aux coûts d'exploitation	12
4.3.6 Contributions pour les études de projet	12
4.3.7 Système de rétribution de l'injection	13
4.3.8 Autres demandes	13
4.4. Modification de l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (OApEI)	14
4.4.1 Approvisionnement de base	14
4.4.2 Développement du réseau / infrastructure de réseau	15
4.4.3 Devoirs d'information.....	16
4.4.4 Réglementation de la flexibilité	16
4.4.5 Protection des données	17
4.4.6 Systèmes de mesure.....	17
4.4.7 Plateforme	18
4.4.8 Coûts pour des mesures en cas de menace pour la sécurité de l'exploitation du réseau de transport	19
4.4.9 Solidarisation des coûts des renforcements de réseau et de lignes de raccordement ..	19
4.4.10 Tarification du réseau	19
4.4.11 Communautés électriques locales (CEL).....	21

4.4.12	Exemption de l'obligation de verser la rémunération pour l'utilisation du réseau et remboursement	22
4.4.13	Comparatifs d'efficacité, régulation Sunshine	23
4.5.	Modification de l'ordonnance sur l'organisation du secteur de l'électricité pour garantir l'approvisionnement économique du pays (OOSE)	23
4.6.	Modification de l'ordonnance sur une réserve d'hiver (OIRH)	24
4.7.	Demandes concernant l'ordonnance sur les exigences relatives à l'efficacité énergétique (OEEE)	24
5.	Liste des participants à la consultation	25

1. Contexte et objet de la consultation

Le 29 septembre 2023, le Parlement a décidé de modifier notamment la loi du 30 septembre 2016 sur l'énergie (LEne ; RS 730.0) et la loi du 23 mars 2007 sur l'approvisionnement en électricité (LApEI ; RS 734.7) dans le cadre de la loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables (FF 2023 2301). Suite à cela, le Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication (DETEC) a préparé les projets destinés à la consultation, visant à procéder aux modifications d'ordonnances nécessaires à la mise en œuvre des modifications législatives. Devaient être adaptées l'ordonnance du 1^{er} novembre 2017 sur l'énergie (OEne ; RS 730.01), l'ordonnance du 1^{er} novembre 2017 sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables (OEneR ; RS 730.03), l'ordonnance du 14 mars 2008 sur l'approvisionnement en électricité (OApEI ; RS 734.71), l'ordonnance du 25 janvier 2023 sur une réserve d'hiver (OIRH ; RS 734.722) ainsi que l'ordonnance du 10 mai 2017 sur l'organisation du secteur de l'électricité pour garantir l'approvisionnement économique du pays (OOSE ; RS 531.35). La révision de cette dernière a été préparée par le Département fédéral de l'économie, de la formation et de la recherche (DEFR).

Afin d'assurer l'efficacité des processus, les projets mis en consultation comprenaient également quelques autres modifications des ordonnances concernées, même si celles-ci ne découlaient pas des modifications susmentionnées au niveau des lois. Il s'agissait notamment de dispositions de l'OEne visant un système de garanties d'origine pour les combustibles et carburants. La nouvelle ordonnance du DETEC sur la garantie d'origine pour les combustibles et carburants (OGOC) faisait partie, elle aussi, des projets mis en consultation.

En adoptant la loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables, le Parlement avait décidé de modifier également la loi du 22 juin 1979 sur l'aménagement du territoire (LAT ; RS 700). Le DETEC a donc intégré les dispositions d'exécution correspondantes dans la révision partielle de l'ordonnance du 28 juin 2000 sur l'aménagement du territoire (OAT ; RS 700.1), nécessaire pour pouvoir procéder à la deuxième étape de la révision partielle de la loi sur l'aménagement du territoire (révision « LAT 2 » ; FF 2023 2488) décidée par le Parlement le 29 septembre 2023. Une procédure de consultation distincte a été menée pour le projet « LAT 2 » du 19 juin au 9 octobre 2024.

2. Déroulement et destinataires

Le Conseil fédéral a lancé la procédure de consultation le 21 février 2024. Cette consultation a pris fin le 28 mai 2024. Au total, 270 acteurs ont été invités à donner leur avis.

Le dossier de consultation et les avis exprimés sont disponibles sous www.admin.ch > Droit fédéral > Procédures de consultation > Procédures de consultation terminées > 2024 > DETEC.

3. Vue d'ensemble des participants à la consultation

Dans le cadre de la consultation, 305 avis ont été reçus.

Participants par catégorie	Nombre d'avis reçus
Cantons	26
Partis politiques représentés à l'Assemblée fédérale	7

Associations faîtières des communes, des villes et des régions de montagne qui œuvrent au niveau national	3
Associations faîtières de l'économie qui œuvrent au niveau national	5
Conférences cantonales	2
Commissions extraparlémentaires	4
Industrie du gaz et du pétrole	5
Secteur de l'électricité	102
Industrie et services	19
Secteur des transports	5
Industrie du bâtiment	3
Organisations de défense des locataires ou des bailleurs	2
Organisations de protection des consommateurs	3
Organisations de protection de l'environnement et du paysage	34
Organisations scientifiques	3
Organisations actives dans le domaine des cleantech, des nouvelles énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique	47
Autres organisations actives dans les domaines de la politique ou des techniques énergétiques	2
Autres participants à la consultation	33
Total des avis	305

4. Résultats de la consultation

Le présent rapport résume les avis exprimés sans prétendre à l'exhaustivité¹.

4.1. Modification de l'ordonnance sur l'énergie (OEne)

4.1.1 Protection de la nature et du paysage, intérêt national et prime de marché pour les installations hydroélectriques existantes

Délimitation de zones appropriées

De nombreuses organisations de protection de l'environnement (Alliance-Environnement) estiment que les dispositions à l'intention des cantons relatives à la qualité, au niveau de précision et à l'actualité des documents de base pour la délimitation de zones appropriées dans le plan directeur conformément à l'art. 10 LEne font défaut dans l'OEne. De leur point de vue, d'après les explications qu'ils ont fournies en vue des travaux préparatoires, les parlementaires souhaitent accroître les exigences relatives à la pesée des intérêts et à la délimitation de zones appropriées dans le plan directeur, souhait que le Conseil fédéral n'a pas mis en œuvre dans les ordonnances.

Installations solaires revêtant un intérêt national

Globalement, les participants approuvent la prise en compte de la production d'électricité en hiver en tant que critère pour déterminer si les installations photovoltaïques revêtent un intérêt national. Quelques participants seraient favorables à des seuils plus élevés (Paysage Libre Suisse), d'autres au principe d'une prise en compte restrictive de l'intérêt national (SSES), et d'autres encore à ce que les exigences contenues dans l'« offensive solaire » fassent office de critères pour déterminer l'intérêt national. Plusieurs représentants du secteur de l'électricité (Alpiq, Axpo, BKW, Eniwa, Regiogrid, Repower, Romande Énergie, Swisspower et l'AES) ainsi que des représentants d'intérêts de la branche solaire (l'ADEV, aeesuisse, Helion, Solalpine et Swissolar) demandent que le seuil soit abaissé ; l'EnDK, la DTAP et certains cantons proposent d'étudier, au moins, la possibilité d'un abaissement. Le canton GE estime que le seuil doit être revu à la baisse pour les installations photovoltaïques installées sur des infrastructures. Le PVL BL, aeesuisse, Swissolar, l'ADEV et Helion réclament un seuil plus bas pour les installations solaires thermiques que pour les installations photovoltaïques. L'EnDK et la DTAP suggèrent également de préciser la manière dont est réalisée l'évaluation de l'intérêt national pour les clusters énergétiques qui regroupent différentes technologies de production. Regiogrid, Swisspower, l'AES, plusieurs entreprises électriques ainsi que l'EnDK, la DTAP et certains cantons sont d'avis que l'exigence d'une augmentation minimale en cas d'agrandissement de l'installation doit être supprimée. Plusieurs représentants de la branche solaire demandent qu'en cas d'agrandissement, le rendement supplémentaire requis en hiver s'établisse à 1 GWh, au maximum. Des représentants du secteur de l'électricité, de la branche solaire ainsi que l'EnDK, la DTAP et quelques cantons demandent aussi que la nécessité d'une distance faible entre les champs de modules soit supprimée.

Prime de marché pour les installations hydroélectriques existantes

Swisspower et l'AES estiment que les modifications proposées concernant la prime de marché pour les installations hydroélectriques existantes sont précipitées et qu'un échange transparent doit être mené en amont avec la branche de l'électricité. Swisspower et Alpiq souhaitent que l'ensemble des coûts soient pris en compte, et pas uniquement les coûts de production indispensables à une exploitation efficace. De son côté, Axpo estime que le système actuel a fait ses preuves et qu'avec le plafonnement à un centime par kWh, tout encouragement excessif est impossible. Alpiq réclame un délai transitoire pour mettre en œuvre l'adaptation des processus internes et est d'avis que les hypothèses sur lesquelles s'appuie le calcul des recettes issues des ventes à terme (opération de couverture) ne correspondent

¹Conformément à l'art. 8, al. 1, de la loi du 18 mars 2005 sur la consultation (LCo ; RS 172.061), le remaniement des projets mis en consultation passe par la prise de connaissance de tous les avis exprimés, qui ont été pondérés et évalués.

pas à la réalité d'aujourd'hui. L'EiCom salue la prise en compte des possibilités de recettes additionnelles, mais estime qu'aucun coût supplémentaire ne doit être pris en compte. Travail.Suisse soutient les modifications proposées.

4.1.2 Production d'électricité en hiver

Les cantons UR et VS ainsi que quelques acteurs de la branche de l'électricité demandent que le renoncement, prévu dans la loi de manière inconditionnelle, aux mesures de protection, de reconstitution et de remplacement pour des projets concernés par un inventaire d'objets d'importance nationale ne soit pas restreint au niveau de l'ordonnance. À l'inverse, les cantons AG, NE, NW et TI, le PES et le PSS, ainsi que les organisations de protection de l'environnement demandent que les conditions posées au renoncement à de telles mesures soient renforcées.

L'art. 9a^{ter} précise les installations qui entrent dans la catégorie des centrales hydroélectriques à accumulation. Le canton GR salue explicitement sa formulation. Le canton UR, la CGCA et les organisations de protection de l'environnement demandent que les mesures de compensation soient également mentionnées dans l'article. Du point de vue de ces organisations, les mesures de remplacement et de compensation doivent être exemptées de l'obligation de planification. Ces organisations demandent également que seuls les projets actuels de la table ronde consacrée à l'énergie hydraulique puissent bénéficier des avantages prévus. Quelques acteurs de la branche de l'électricité souhaitent que les lignes de raccordement soient aussi mentionnées dans la définition.

Les dispositions relatives aux mesures de compensation (art. 9a^{quater}) sont soutenues par le canton UR et la CGCA. Le canton BE réclame des exemples explicatifs. Plusieurs participants à la consultation (canton VS, branche de l'électricité) demandent une augmentation de la marge de manœuvre pour la réalisation des mesures (p. ex. un plus grand périmètre). À l'inverse, le canton NW souhaite que le périmètre soit restreint. Le canton BE ainsi que la majorité des acteurs de la branche de l'électricité demandent une limitation de l'étendue des mesures de compensation. En outre, la plupart des acteurs de la branche de l'électricité souhaitent que les mesures de maintien et de protection de la biodiversité et du paysage puissent être prises en compte. Toutefois, les mises sous protection ne doivent concerner que des cas particuliers, au risque sinon de limiter le potentiel hydroélectrique résiduel. Par ailleurs, d'après quelques représentants de la branche de l'électricité, elles ne doivent être réalisées que si les projets sont autorisés dans un délai défini. Les organisations de protection de l'environnement et certains représentants de la branche de l'électricité demandent que les mesures de compensation soient réglées de manière contraignante pour toute la durée de la concession. Les organisations de protection de l'environnement estiment qu'au moment de l'autorisation, les projets doivent également satisfaire l'ensemble des prescriptions relatives à l'assainissement de la force hydraulique et au débit résiduel. De leur point de vue, certains passages de la déclaration commune de la table ronde doivent être repris dans l'article et les mesures de compensation doivent être proportionnées à l'atteinte globale à la biodiversité et au paysage. Les coûts indirects liés aux mises sous protection ne doivent pouvoir être imputés que si la possibilité d'octroi d'une autorisation et la rentabilité de l'utilisation concernée ont été attestées.

4.1.3 Obligation de reprise et de rétribution : rétribution minimale

L'UVS, la Ville de Zurich, le PES, ewz, Paysage Libre Suisse, la SES et Swiss Cleantech demandent des rétributions minimales plus élevées pour le photovoltaïque. Le canton TI, le PVL BL, le PSS, aeesuisse, la KGTV, Swissolar, l'ADEV et Helion Energy AG soumettent des propositions concernant un nouveau calcul et le niveau des trois rétributions minimales pour le photovoltaïque. Le canton GE, de nombreuses organisations de protection de l'environnement (Alliance-Environnement), Casafair, InfraWatt, la SSES, la VESE, différentes coopératives solaires et d'autres acteurs plaident en faveur d'une augmentation forte du nombre de rétributions minimales pour le photovoltaïque et d'une différenciation finement structurée de leurs montants selon la puissance, le degré de consommation propre et la date de mise en service de l'installation. Plusieurs organisations paysannes, Prométerre,

Énergie 360° et Solarspar soutiennent une différenciation des rétributions minimales selon le degré de consommation propre. Regiogrid, quelques gestionnaires de réseau et Suissetec jugent adaptés les montants des rétributions minimales et s'opposent à toute augmentation, certains étant favorables à une baisse. Le PVL CH, aeesuisse et Swissolar demandent des rétributions minimales échelonnées en fonction de la puissance. Alliance-Environnement souhaite une baisse de la rétribution minimale pour les installations hydroélectriques situées sur des cours d'eau naturels. Le canton GE, la COMCO et l'Académie suisse des sciences naturelles demandent soit un abaissement soit une suppression de la rétribution minimale pour les installations hydroélectriques ; aeesuisse, l'ADEV et Swiss Small Hydro souhaitent, au contraire, une augmentation de celle-ci. AEW et BKW réclament le remboursement des dépenses effectuées par les gestionnaires de réseau dans le cadre de l'obligation de reprise et de rétribution. BEV et la DSV ainsi que plusieurs gestionnaires de réseau demandent que les pertes éventuelles puissent être facturées aux clients captifs et à Swissgrid.

4.1.4 Raccordement au réseau, regroupement dans le cadre de la consommation propre (RCP), regroupement virtuel dans le cadre de la consommation propre (RCP virtuel)

Quelques cantons, différents représentants d'intérêts de l'industrie solaire (aeesuisse, Helion, la SSES, Suissetec, Swissolar, la VESE), la HEV et Énergie 360° saluent la possibilité d'utiliser les lignes de raccordement dans le cadre de la consommation propre. Un petit nombre de participants demandent que cela soit possible également pour les lignes jusqu'à 36 kV ou dans les réseaux dits à manchons. Toutefois, la plupart des entreprises électriques sont opposées à l'utilisation de lignes de raccordement pour la consommation propre et demandent une restriction en fonction de la topologie du réseau. Plusieurs participants demandent des précisions sur ce que désigne concrètement le point de raccordement au réseau. Certains participants ont salué les adaptations concernant les modalités de décompte au sein d'un regroupement dans le cadre de la consommation propre en cas de location (l'ADEV, aeesuisse, le PVL BL, la HEV et Swissolar), d'autres regrettent leur complexité (la DSV, la VAS et plusieurs fournisseurs d'énergie locaux). Concernant la relation entre le regroupement et le gestionnaire de réseau, tant des représentants du secteur de l'électricité (la DSV, Regiogrid, Swisspower, l'AES et plusieurs gestionnaires d'un réseau de distribution) que des représentants des intérêts de l'industrie solaire (l'ADEV, aeesuisse, Helion et Swissolar) demandent des précisions concernant les données de mesure qui doivent être mises à la disposition du regroupement. De manière générale, les délais pour la mise à disposition des données nécessaires à la création d'un regroupement virtuel sont jugés trop courts.

4.1.5 Appels d'offres publics pour les mesures d'efficacité : programmes à l'échelle nationale

Les participants issus de la branche de l'électricité estiment que l'introduction de programmes à l'échelle de la Suisse ne doit pas réduire le potentiel des mesures permettant aux fournisseurs d'électricité d'atteindre l'objectif défini à l'art. 51a OEn.

4.1.6 Fonds alimenté par le supplément : prêts de trésorerie

De nombreuses organisations de protection de l'environnement demandent que des listes d'attente concernant l'encouragement d'installations de production d'électricité renouvelable ne soient constituées qu'une fois les prêts de trésorerie entièrement épuisés.

4.1.7 Gains d'efficacité par les fournisseurs d'électricité

Concernant les nouveaux art. 51a à 51k ainsi que 80b OEn, plusieurs avis ont été remis par les autorités, la branche de l'électricité et les organisations économiques et de protection de l'environnement. Il est demandé notamment que le nouvel instrument soit déployé plus tard, avec une mise en œuvre des nouvelles dispositions seulement à partir de 2026. En outre, l'objectif fixé doit être progressivement augmenté au cours des trois premières années de mise en œuvre jusqu'à atteindre 2 %, en partant d'une valeur basse pour l'année 2026. La branche de l'électricité demande également que le volume de référence en matière de vente d'électricité de 10 GW, en dessous duquel une

exemption à l'obligation de gain d'efficacité s'applique, soit abaissé à 500 MWh, à l'image de ce qui est pratiqué pour l'obligation de marquage de l'électricité définie à l'art. 4 OEné. Cela permettra d'éviter de possibles distorsions du marché. Les organisations de protection de l'environnement sont quant à elles favorables à une suppression totale de l'exemption. Enfin, la branche de l'électricité et le secteur de l'économie demandent que les ventes d'électricité à des entreprises ayant conclu une convention d'objectifs avec la Confédération ou avec un canton ne soient pas prises en compte non plus pour la définition de l'objectif.

Concernant les mesures d'efficacité prises en compte, la majorité des participants demandent que les mesures qui visent des économies d'électricité par le biais d'un changement de comportement chez les consommateurs finaux soient autorisées. Quelques participants souhaitent en outre que les économies d'électricité réalisées à l'aide de fonds d'encouragement de la Confédération, des cantons ou des communes puissent être prises en compte entièrement, ou au moins de manière proportionnelle. En raison de l'absence de sanctions, les organisations de protection de l'environnement et certains partis politiques souhaitent que l'OFEN publie, en plus des chiffres agrégés, les noms des fournisseurs d'électricité n'ayant pas atteint leur objectif.

La branche de l'électricité demande, en tant que disposition transitoire, que les ventes d'électricité à des entreprises ayant conclu un contrat avant l'entrée en vigueur des nouvelles exigences ne soient pas prises en compte pour la mise en œuvre. Cette exception s'appliquerait à la fois à la fixation de l'objectif et à la répercussion proportionnelle des coûts de revient sur les consommateurs finaux pour l'électricité écoulée dans l'approvisionnement de base et dans le marché libre conformément à l'art. 4d OApEI.

4.1.8 Encouragement des installations pilotes et de démonstration

Concernant les modifications proposées des art. 54 et 61 OEné, les participants estiment notamment que pour déterminer leurs propres aides cantonales, les cantons doivent tenir compte des aides financières plus élevées issues du programme pilote et de démonstration. D'autres acteurs ont demandé que les critères d'attribution des aides via le programme pilote et de démonstration soient précisés et en partie assouplis.

4.1.9 Modification de l'ordonnance du DETEC du 1^{er} novembre 2017 sur la garantie d'origine et le marquage de l'électricité (OGOM ; RS 730.010.1)

Quelques acteurs de la branche de l'électricité s'unissent pour demander une simplification de la communication en matière de marquage de l'électricité. Il devrait être possible de publier le marquage de l'électricité sur Internet plutôt que de le faire figurer individuellement sur la facture d'électricité. Par ailleurs, seules les catégories principales doivent être mentionnées sur le marquage de l'électricité, à savoir les énergies renouvelables, l'électricité au bénéfice de mesures d'encouragement, l'énergie nucléaire et les agents énergétiques fossiles. Certains acteurs demandent également que le marquage de l'électricité soit désormais effectué uniquement pour les clients captifs et non pour ceux du marché.

4.2. Ordonnance du DETEC sur la garantie d'origine pour les combustibles et carburants (OGOC)

Tandis que la branche du gaz salue globalement la mise en place d'un registre de garanties d'origine tout en demandant quelques adaptations ponctuelles, les représentants du secteur des énergies liquides y sont foncièrement opposés.

Ainsi, elles demandent une suspension de travaux en lien avec le système de garanties d'origine pour les agents énergétiques liquides, et invoquent une charge de travail importante pour la branche sans plus-value associée.

Globalement, la branche du gaz et celle de l'électricité soutiennent les modifications proposées, mais estiment que quelques ajustements sont nécessaires. Selon elles, il convient notamment de réduire la

charge de travail et les coûts liés à la mise en place d'un tel système, et de proposer des solutions transitoires qui soient plus étendues.

Les organisations de protection de l'environnement sont favorables à l'introduction du registre et demandent, pour certaines, un renforcement des exigences posées aux aspects écologiques.

L'EnDK et la DTAP soutiennent le projet et estiment que le fait d'intégrer dans le système des indications sur la répartition géographique apportera une plus-value.

4.3. Modification de l'ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables (OEnER)

4.3.1 Prime de marché flottante : dispositions générales, indemnité de gestion et prix de marché de référence

De nombreuses organisations de protection de l'environnement réclament la possibilité de *sortir* du système de la prime de marché flottante lorsque les aides nettes perçues sont remboursées par le producteur dans leur intégralité. Mais dans ce cas, il ne doit pas être possible d'y entrer à nouveau.

Le PVL BL, le PSS, Ökostrom Schweiz, l'ADEV et BKW s'opposent à la prise en compte d'un prix pour les garanties d'origine lors de la détermination du *prix de marché de référence*. Suisse Eole, Swisspower, l'AES, ECS, EWN et Regiogrid soutiennent un montant forfaitaire ; aeesuisse, Swissolar, Swiss Small Hydro et Renera AG demandent un prix en fonction de la technologie pour les garanties d'origine.

La réduction de la prime de marché flottante du facteur visé à l'art. 16, al. 4, OEnER pour les *exploitants assujettis à la TVA* est rejetée par le PVL BL, Swiss Small Hydro et l'ADEV. Swisspower, l'AES et Regiogrid demandent que la réduction ne soit pas appliquée lorsque le taux de rétribution n'est pas fixé par mises aux enchères.

La branche solaire et d'autres entreprises d'approvisionnement en électricité (notamment Alpiq, Axpo, CKW, Romande Énergie) demandent que les exploitants puissent retenir, de décembre à mars, davantage que les 10 % de la *part excédentaire* fixés à l'art. 30a^{novies} P-OEnER. La part excédentaire est facturée lorsque le prix de marché de référence est supérieur au taux de rétribution.

4.3.2 Installations hydroélectriques : prime de marché flottante et contributions d'investissement

Prime de marché flottante

L'EnDK, le canton TI, economiesuisse, la DTAP, aeesuisse, Swiss Cleantech, des représentants de la branche de l'électricité, InfraWatt et la VFAS demandent que pour les centrales hydroélectriques, la durée de rétribution soit indexée sur la durée d'amortissement ou soit prolongée à 40 ans. Les cantons VS et GR et la CGCA sont d'avis que la durée de rétribution doit être de 60 ans au maximum. Le PVL BL, Swiss Small Hydro et l'ADEV estiment, quant à eux, que pour les installations hydroélectriques d'une puissance inférieure à 10 MW, la durée de rétribution doit correspondre à la durée de la concession.

Pour aeesuisse, Swisspower, l'AES, Alpiq, BKW et Regiogrid, l'exploitant doit pouvoir choisir un logiciel d'optimisation de l'utilisation de sa centrale pour le calcul des recettes.

Le PSE et la SKS ainsi que les organisations de protection de l'environnement demandent que concernant l'ordre de prise en compte, les critères relatifs à la production d'électricité en hiver et aux atteintes à l'environnement et au paysage prévalent sur celui de l'efficacité de l'encouragement. De leur côté, aeesuisse, Alpiq et InfraWatt estiment que les projets de centrales hydroélectriques mentionnés à l'annexe 2 LAPeI doivent être prioritaires.

Par ailleurs, le PSS, la SKS, la SES et les organisations de protection de l'environnement sont d'avis que le taux de rétribution maximum de 30 ct./kWh doit être abaissé à 15 ct./kWh.

Contributions d'investissement

Les représentants de la branche de l'électricité demandent un critère supplémentaire qui rende compte du caractère notable de l'agrandissement, le seuil pour les lacs d'accumulation étant actuellement trop élevé.

La CFNP, la SES, la SKS et les organisations de protection de l'environnement demandent qu'en cas de moyens insuffisants, les projets dont l'atteinte à la biodiversité et au paysage est la plus faible rapportée à la production d'électricité supplémentaire (notamment en hiver) soient prioritaires.

4.3.3 Installations photovoltaïques : prime de marché flottante, bonus pour les places de stationnement, enchères et abaissement des taux pour la rétribution unique

Le PSS, Prométerre, l'USP, aeesuisse, Swissolar, Casafair, InfraWatt, la SES, la SSES, la VESE et de nombreuses organisations de protection de l'environnement (Alliance-Environnement) ainsi que différentes coopératives solaires souhaitent que les installations intégrées d'une puissance égale ou supérieure à 100 kW puissent bénéficier d'un encouragement plus important. Le canton TI, l'USP, la SSES, la VESE et plusieurs coopératives actives dans le domaine de la transition énergétique sont opposés à un abaissement des taux pour la rétribution unique. La plupart des cantons, le PSS, des représentants de la branche de l'électricité, Alliance-Environnement et la SES demandent une réduction de l'angle d'inclinaison à partir duquel le bonus est accordé. Le PVL BL, aeesuisse, Swissolar, l'ADEV et Romande Énergie réclament un bonus plus élevé pour les places de stationnement. Les cantons, l'Association des Communes Suisses et l'UVS proposent d'indiquer clairement le fait que le bonus pour les places de stationnement ne doit pas représenter une incitation inopportune en faveur de la construction d'installations photovoltaïques au préjudice de la végétalisation, ni une incitation à l'abattage d'arbres. AEE Suisse, Swissolar, Swisspower, l'AES ainsi que des représentants de la branche de l'électricité demandent une production spécifique d'électricité en hiver en tant que critère pour l'octroi d'un bonus d'altitude.

4.3.4 Installations éoliennes : prime de marché flottante et contributions d'investissement

Plusieurs organisations (Regiogrid, Repower AG, Suisse Eole, Swisspower et l'AES) jugent trop élevées les exigences minimales à respecter pour pouvoir déposer une demande d'encouragement. Ainsi, plutôt que d'effectuer une mesure du vent sur un mât haut, des prévisions de rendement ou une mesure LIDAR doivent suffire.

Contributions d'investissement

Plusieurs représentants d'intérêts issus de la branche éolienne demandent une augmentation des contributions d'investissement. L'organisation de protection du paysage Paysage Libre Suisse souhaite que le montant des rétributions uniques pour les turbines éoliennes soit déterminé sur la base des coûts effectifs et non selon le principe des installations de référence.

Contributions pour les études de projet

De nombreuses organisations saluent la mise en place de contributions pour les études de projets. Les représentants de la branche éolienne demandent que le montant maximum des contributions pour les études de projet soit doublé pour atteindre 1 560 000 francs et que ces contributions soient versées également pour les projets que ne se trouvent pas (encore) dans le périmètre du plan directeur. Ils souhaitent également qu'il n'y ait pas de remboursement obligatoire de ces contributions si le projet est réalisé.

Prime de marché flottante

Des représentants des intérêts de la branche éolienne demandent une augmentation de l'ensemble des taux de rétribution. Ils souhaitent également que, si le prix du marché au cours des mois d'hiver est supérieur au taux de rétribution, les exploitants d'installations éoliennes ne soient pas contraints de reverser la différence dans le fonds. Et la durée de rétribution de 20 ans pour la prime de marché flottante est saluée.

4.3.5 Installations de biomasse : prime de marché flottante, contributions d'investissement et contributions aux coûts d'exploitation

Contributions d'investissement

Plusieurs représentants d'intérêts des exploitants d'installations concernés demandent la suppression des montants maximaux, en particulier pour les installations de biogaz et, en partie, pour les centrales électriques à bois. Cette critique a pour objectif que la taille de l'installation ne soit pas limitée en raison des montants maximaux.

L'IGEB n'est pas favorable à des contributions d'investissement pour les usines d'incinération des ordures ménagères, celles-ci bénéficiant d'autres possibilités de financement.

Contributions aux coûts d'exploitation

Les représentants des exploitants d'installations existantes demandent une augmentation générale des contributions aux coûts d'exploitation et des bonus associés, en particulier pour les installations qui sortent du système de rétribution de l'injection. Concernant le bois, cette demande est plus nuancée et est loin de faire l'unanimité auprès des acteurs.

La SVUT/Energie-bois Suisse souhaitent une solution transitoire pour le financement des frais supplémentaires d'installations qui ne seraient pas en mesure de respecter immédiatement les exigences minimales sur le plan énergétique dans le cadre du passage aux contributions aux coûts d'exploitation pour les installations de biomasse.

Prime de marché flottante

Plusieurs participants jugent trop restrictifs à la fois les définitions d'agrandissement et de rénovation d'installations et l'encouragement prévu dans ces cas de figure.

La SVUT/Energie-bois Suisse souhaitent que l'encouragement (primes de marché flottantes et contributions aux coûts d'exploitation pour les installations de biomasse) soit indexé sur les prix du bois.

Haral GmbH et GRegio Energie AG demandent un bonus spécifique pour les installations de biogaz qui fonctionnent uniquement avec des engrais de ferme.

Autres avis

La Société forestière suisse souhaite éviter tout encouragement excessif du bois-énergie.

Du point de vue de certains participants, l'utilisation de la chaleur doit être davantage prise en compte dans le système d'encouragement.

4.3.6 Contributions pour les études de projet

La mise en place des contributions pour les études de projet est saluée par la plupart des participants, sous réserve toutefois de quelques modifications. Les organisations de protection de l'environnement, quelques représentants de la branche de l'électricité et d'autres acteurs isolés ne comprennent pas que les grandes installations solaires ne puissent pas bénéficier des contributions pour les études de projet.

Un petit nombre d'acteurs de la branche de l'électricité demandent que si, malgré l'obtention du permis de construire, le projet n'est finalement pas réalisé, les contributions pour les études de projets ne doivent pas être restituées. Par ailleurs, la totalité du montant des contributions doit être versée le plus tôt possible.

D'après des représentants de la branche de l'électricité, le montant maximal en vigueur pour les projets éoliens n'est pas adapté aux grands parcs éoliens, il devrait être doublé. L'EnDK et la DTAP, soutenues par une majorité de cantons, demandent des règles spécifiques qui permettraient de mieux couvrir le risque élevé d'échec dans le cas de la géothermie.

La CFNP, la SKS, la SES et les organisations de protection de l'environnement demandent qu'en cas de moyens insuffisants, les projets dont l'atteinte à la biodiversité et au paysage est la plus faible rapportée à la production d'électricité supplémentaire en hiver soient prioritaires.

4.3.7 Système de rétribution de l'injection

Indemnité de gestion

L'Association des Communes Suisses, la Ville de Zurich, le PVL BL, le PSS, aeesuisse, Ökostrom Schweiz, Suisse Eole, Swiss Small Hydro, Swisspower, Swissolar, l'AES, l'ADEV, Alpiq, Axpo, BKW, CKW, Energie Uri, EWN, die Engadiner Kraftwerke AG, ewz, Flecopower, Groupe E, InfraWatt, Regiogrid, Renera AG, Repower et plusieurs organisations paysannes rejettent la division par deux de la part variable de l'indemnité de gestion pour les installations participant à la commercialisation directe, une telle réduction n'étant pas justifiée.

Le PVL BL, le PSS, Bauernverband Aargau, Berner Bauernverband, Prométerre, l'USP, Ökostrom Schweiz, l'ADEV et Flecopower demandent l'introduction d'un facteur d'atténuation qui permettrait de ralentir l'augmentation ou la baisse de la part variable lorsque les coûts de l'énergie d'ajustement sont très volatils.

La publication mensuelle de l'indemnité de gestion est soutenue par les participants suivants : le PVL BL, aeesuisse, Suisse Eole, Swisspower, Swissolar, l'AES, l'ADEV, Alpiq, BKW, EWN, Regiogrid, Renera AG et Repower.

Prix de marché de référence

La publication mensuelle des prix de marché de référence est souhaitée par aeesuisse, EIT.swiss, Suisse Eole, Swiss Cleantech, Swisspower, l'AES, Alpiq, BKW, EWN, InfraWatt, Regiogrid et Repower.

4.3.8 Autres demandes

Quelques participants demandent que les exigences posées à la durée d'exploitation minimale soient identiques pour toutes les technologies. Certains souhaitent une durée courte (Energiewendegenossenschaft Basel, e-nottwil, OptimaSolar Surselva, OptimaSolar Worblental et Zbinden Ruedi), d'autres (l'IGEB et le GGS) estiment qu'elle doit être portée à 20 ans afin de rendre possible un cycle de vie qui soit le plus long possible dans une démarche d'économie circulaire.

La CFNP estime qu'il faudrait changer l'ordre de prise en compte de sorte à prioriser les projets qui permettent en premier lieu de renforcer l'approvisionnement en hiver et dont l'impact sur la nature et le paysage par gigawattheure d'électricité supplémentaire produit est le plus faible.

Romande Énergie serait favorable à une règle qui mentionne explicitement que l'intégration d'une installation de stockage n'est pas considérée comme de la consommation propre. L'exploitant pourrait ainsi injecter l'électricité produite dans le réseau avec un décalage dans le temps.

L'AES, Swisspower et BKW demandent un rallongement du délai d'exercice du droit d'option au bénéfice de la prime de marché flottante pour les installations pour lesquelles une contribution d'investissement est déjà garantie en vertu du droit actuel.

L'AES, Swisspower, Regiogrid et quelques entreprises d'approvisionnement en énergie demandent des adaptations concernant le calcul des coûts non couverts pour les grandes installations photovoltaïques visées à l'art. 71a LEné, par exemple des provisions imputables plus élevées pour le démantèlement, des coûts d'exploitation imputables plus élevés, une adaptation dans le cadre de la prise en compte de la consommation propre, et un amortissement sur 30 ans pour toutes les parties d'installation.

4.4. Modification de l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (OApEI)

4.4.1 Approvisionnement de base

Remarques générales

Plusieurs participants critiquent de manière générale la surréglementation et la complexité des prescriptions dans le domaine de l'approvisionnement de base. Dans un même temps, certains participants demandent des règles plus concrètes et plus poussées concernant la détermination des coûts énergétiques imputables dans l'approvisionnement de base. La branche de l'électricité, tout particulièrement, estime que la formulation proposée modifie inutilement la pratique actuelle pour ce qui est du bénéfice approprié en lien avec les coûts administratifs et les coûts de distribution.

Plusieurs propositions portent sur une clarification des rétributions négociées imputables dans l'approvisionnement de base dans le cadre de l'obligation de reprise et de rétribution (art. 15 LEné). Tandis que le PVL CH et en particulier des acteurs de la branche des énergies renouvelables demandent que, dans l'approvisionnement de base, les rétributions convenues allant jusqu'à 15 ct./kWh soient imputables, l'EICom et la SKS seraient favorables à un plafonnement concernant les coûts de revient d'une installation de référence. L'AES et plusieurs entreprises de transport ferroviaire demandent également une clarification concernant la prise en compte de la garantie d'origine dans les rétributions de reprise de l'électricité et dans les coûts imputables de l'approvisionnement de base. Elles soulignent aussi la nécessité d'un délai transitoire (s'agissant des rétributions convenues actuellement).

Parts minimales

De nombreux participants demandent de préciser que les prescriptions concernant les parts se rapportent à une année civile (et non à des trimestres ou mois). Une entreprise d'approvisionnement (EWA) signale qu'il n'est pas toujours possible de respecter une affectation « physiquement » sur une année en raison de la structure de production spécifique en cours d'année et du profil du consommateur.

Part minimale 1 (selon le projet mis en consultation : 50 %) : La prescription relative à la part minimale de production propre élargie issue d'énergies renouvelables, que les gestionnaires du réseau de distribution doivent affecter à leur approvisionnement de base, était moins contestée. Deux entreprises de transport ferroviaire demandent un abaissement de cette part à 40 %. Une demande plus récurrente (Ville de Zurich, Swisspower, l'AES, Repower et ewz) est que, pour les fournisseurs dont la production propre représente une part importante de leur approvisionnement de base, la part minimale 1 puisse être inférieure lorsque la production propre élargie représente déjà 70 % ou même 60 % de l'électricité vendue dans l'approvisionnement de base (le projet mis en consultation prévoit un seuil à 80 %).

Part minimale 2 (selon le projet mis en consultation : 20 %) : Les avis sont nombreux concernant la prescription relative à la part des ventes d'électricité affectée à l'approvisionnement de base qui doit être issue d'énergies renouvelables et provenir d'installations sises en Suisse. La COMCO, l'AES et quelques petits fournisseurs d'énergie jugent très ambitieuse la part de 20 % proposée, certains demandent une part moins élevée. Un grand nombre de participants approuvent la part proposée, mais demandent qu'une trajectoire ascendante d'ici à 2035, voire 2050, soit définie dès à présent (en particulier le canton GE, le PLR, le PSS, la SKS, Swiss Cleantech, InfraWatt, Énergie 360 et plusieurs organisations de protection des oiseaux, organisations de protection de l'environnement et entreprises de transport ferroviaire). Alpiq, Axpo, CKW et FMV demandent que la part minimale soit relevée à 25 % ou 50 %, et n'évoquent pas de trajectoire. D'autres participants à la consultation (aeesuisse, la SES, Swissolar, Swiss Small Hydro, l'ADEV, Helion Energy, Solarspar, WWF, entre autres) demandent à la fois une valeur de départ plus élevée (30 % ou 40 %) et une trajectoire ascendante jusqu'à 70 % d'ici à 2050.

Concernant la durée minimale des contrats d'achat pour atteindre la part minimale 2 (proposition du Conseil fédéral : trois ans), la DSV propose de renoncer complètement à la formulation d'une prescription. L'EiCom, la COMCO et l'AES demandent un abaissement de la durée minimale à deux ans, car elles redoutent un renchérissement de l'approvisionnement de base. À l'opposé, plusieurs organisations de protection de l'environnement, organisations de protection des oiseaux, organisations issues de la branche des énergies renouvelables, le canton GE et le PSS demandent des durées minimales de cinq ou dix ans dans l'objectif de créer un canal de vente privilégié à long terme pour les énergies renouvelables dans l'approvisionnement de base.

L'EiCom, la SKS, Swiss Cleantech, Swisspower, l'AES, Alpiq, BKW et Repower estiment qu'il faut clarifier le rôle joué par la garantie d'origine lorsqu'il s'agit d'attester la part minimale 2. Plusieurs participants demandent que seule la couverture ne puisse se faire que via la garantie d'origine et qu'il soit expressément mentionné que les solutions de *pool* sont autorisées.

Produit électrique standard

En vertu de l'art. 6, al. 2^{bis}, LApEI, dans l'approvisionnement de base, les gestionnaires d'un réseau de distribution proposent par défaut une offre de fourniture d'électricité basée « en particulier » sur l'utilisation d'énergie indigène issue de sources renouvelables. Dans le projet mis en consultation, cette prescription est mise en œuvre de telle façon que, dans le cadre du marquage de l'électricité à l'attention des consommateurs finaux approvisionnés avec le produit électrique standard, le gestionnaire du réseau de distribution atteste la provenance indigène et renouvelable de l'électricité au moyen de garanties d'origine pour au moins 75 % de l'électricité livrée.

La plupart des participants demandent de clarifier si la prescription relative à la part minimale porte sur une année civile ou sur un trimestre. Concernant la part minimale en tant que telle, plusieurs participants approuvent la proposition de 75 % du Conseil fédéral, à la condition toutefois que la valeur se rapporte à une année civile (Enalpin, Romande Énergie, Società Electrica Sopracenerina, Swisspower, Ville de Lausanne, VUE, Yverdon-les-Bains Énergies). Alpiq et FMV demandent une part de 75 %, mais sur une base trimestrielle. Le GGS, l'IGEB et plusieurs associations et acteurs de la branche des énergies renouvelables plaident en faveur d'une valeur beaucoup plus élevée (souvent associée à une prise en compte sur une année civile). À l'inverse, la Ville de Zurich, la DSV, l'AES, Eniwa, ESA, ewz, Groupe E, Regiogrid, Repower, la VAS et des entreprises de transport ferroviaire demandent un abaissement à 70 %, voire à 60 % (certains précisent que la valeur doit se rapporter à une année civile).

Dispositif pour se prémunir contre les fluctuations de prix du marché

Plusieurs participants (la DSV, BEV, IG Energiegase, la VAS et plusieurs petites entreprises de transport ferroviaire) demandent la suppression de toutes prescriptions minimales concrètes concernant l'acquisition de la quantité d'électricité à assurer au motif que celles-ci restreignent trop fortement les stratégies d'acquisition des entreprises d'approvisionnement en énergie. L'EiCom, la SKS ainsi que plusieurs petites entreprises de transport ferroviaire préféreraient que les principes soient réglés au niveau de l'ordonnance. Seule l'EnDK soutient l'échelonnement proposé.

4.4.2 Développement du réseau / infrastructure de réseau

L'AES, EKZ et Repower demandent que la Confédération actualise les bases de données pour le développement du réseau (p. ex. les perspectives énergétiques) selon la même périodicité que le scénario-cadre, qu'elle coordonne les indicateurs nationaux avec les cantons et que ceux-ci soient publiés. Par ailleurs, la recommandation de branche de l'AES « Plans pluriannuels pour les réseaux NR2 et NR3 » doit être reprise dans l'ordonnance. Et Swissgrid souhaiterait qu'il soit précisé à l'art. 6a, al. 2 que seuls les réseaux de distribution sont concernés.

4.4.3 Devoirs d'information

Une majorité des participants issus de la branche de l'électricité estiment que la facture n'est pas le meilleur moyen d'informer les clients sur les données relatives à la consommation électrique en comparaison avec l'année précédente et sur les possibilités d'économies. Un portail client sur lequel les informations pourraient être mises à disposition est souvent cité comme un moyen plus efficace. Quelques participants proposent que ces informations ne soient fournies qu'une seule fois dans l'année. Un participant estime que cet article doit être entièrement supprimé, car la loi règle déjà suffisamment son contenu, ou le règle différemment. Il a également été avancé qu'une comparaison pertinente n'est pertinente que pour les clients finaux jusqu'à 50 MWh et qu'elle doit se baser sur l'achat d'électricité (car pour les prosommateurs, il est impossible de déterminer la consommation). Les consommateurs finaux qui utilisent plus de 50 MWh sont essentiellement des PME et des clients commerciaux possédant des profils de consommation différents selon le domaine concerné. Par ailleurs, certains participants estiment que les gestionnaires de réseau ne peuvent pas identifier des potentiels d'économie efficaces chez les consommateurs finaux. Les organisations de protection de la nature souhaiteraient que la consommation des trois dernières années figure sur la facture d'électricité, l'indication d'une seule année n'étant pas suffisamment parlante. Et les gestionnaires de réseaux devraient indiquer avec la facturation la manière dont les potentiels d'efficacité peuvent être réalisés d'un point de vue pratique.

4.4.4 Réglementation de la flexibilité

Le rôle de la flexibilité dans les futurs investissements des réseaux a été maintes fois souligné dans le cadre de la consultation (notamment par les acteurs de l'industrie électrique et les gestionnaires de réseaux de distribution [GRD]). Pour ces acteurs, il s'agit d'utiliser les flexibilités dans tous les cas où leur utilisation permettrait d'optimiser, de limiter ou de diminuer les coûts imputables au réseau.

Les GRD et l'EiCom ont par ailleurs soulevé des questions sur la corrélation entre l'utilisation de la flexibilité et les systèmes de commande et de réglage intelligents, sur la fonctionnalité desdits appareils dans leur capacité à contribuer à la flexibilité ainsi que sur les coûts, les responsabilités et les possibilités de pilotage.

Le projet d'ordonnance propose dorénavant une réglementation précise de la relation contractuelle entre le GRD, le tiers et les détenteurs de la flexibilité. Les critiques émises par la majorité des GRD, en particulier par la DSV, portent sur la régulation jugée excessive concernant l'utilisation de cette nouvelle flexibilité. Ces derniers remettent en question les exigences minimales du contrat, les modalités d'utilisation de la flexibilité ainsi que les détails relatifs à la facturation et aux obligations d'information entre les différents acteurs. Parmi les acteurs de l'industrie électrique, BKW a par exemple suggéré la création de portails clients comme une solution plus efficace au problème lié à l'obligation d'information. De plus, étant donné que la nouvelle flexibilité affecte à la fois les GRD et les tiers, les acteurs de l'industrie électrique ne voient pas de justification à cette surréglementation qui leur est imposée.

De même, en ce qui concerne la mise en œuvre de l'utilisation de la flexibilité existante, la quasi-totalité des GRD insiste sur la nécessité d'établir des relations contractuelles à long terme avec les détenteurs de flexibilité. La majorité des acteurs de l'industrie électrique (notamment AES), la DSV ou encore les représentants des villes s'accordent pour demander une prolongation du délai de résiliation des contrats avec les détenteurs de la flexibilité, celui-ci étant jugé trop court. L'adaptation des contrats pour inclure de nouvelles informations minimales est généralement acceptée, en particulier les exigences relatives à la rémunération. Les critiques se sont principalement concentrées sur la forme et la fréquence des communications.

De manière générale, la relation avec les tiers fait débat. Les GRD remettent en question la complexité des échanges d'informations, exprimant le souhait de simplifier le processus voire de supprimer celui-ci. En revanche, les représentants de la branche Cleantech ainsi que Swissgrid, entre autres, soulignent la pertinence de cette réglementation et les potentielles synergies à venir.

Le recours aux utilisations garanties de la flexibilité a engendré la majorité des prises de position. La majorité de l'industrie électrique et des organisations Cleantech s'accorde sur le principe de la non-rémunération pour ces utilisations garanties. Cependant, une minorité d'acteurs (notamment Migros SA, Swissmem ou encore GGS par exemple) plaident en faveur d'une rémunération complète pour ces utilisations. D'autres encore soulèvent que l'utilisation de la flexibilité en cas de menace imminente est importante pour la sécurité de l'exploitation du réseau devrait au minimum être rémunérée. En ce sens, les GRD ne devraient avoir recours à la flexibilité que lorsque le réseau se trouve proche de sa limite.

Concernant l'utilisation de la flexibilité à des fins de réglage de l'injection, l'étendue de la garantie fixée à 3% a été la cible principale des prises de position. L'ensemble de l'industrie électrique, des organisations Cleantech et des représentants des cantons et des villes soulignent l'importance de tenir compte des pratiques déjà en place et de la possibilité d'estimer l'injection aussi en fonction d'une part maximale de la puissance. Cette dernière pourrait par exemple être fixe, limitée à 70 % de la puissance de l'onduleur, comme le proposent les GRD et certains représentants de l'industrie électrique. D'autres représentants des villes, des organisations environnementales ou encore des GRD préconisent une limite de 3 % de l'énergie produite annuellement. Les acteurs partisans de la limite fixe de 70 % suggèrent également de distinguer les possibilités de limiter les garanties d'utilisation de la flexibilité en fonction de la taille et du type des installations (photovoltaïque par exemple). Alpiq, Swissgrid et certains représentants de certains cantons distingueraient également ces garanties d'utilisation en fonction des différents niveaux de réseau. D'autres enfin, principalement les représentants des intérêts de l'industrie solaire insistent sur l'importance de la gestion au point de raccordement.

4.4.5 Protection des données

Quelques participants issus de la branche de l'électricité souhaitent pouvoir utiliser les données enregistrées au moyen de systèmes de mesure sous une forme non pseudonymisée et sans que l'accord des consommateurs finaux ne soit requis. D'autres aimeraient que l'art. 8d, al. 1 et 2, OApEI précise que « les acteurs de la transition énergétique, compris les institutions de recherche » ont accès aux données enregistrées au moyen de systèmes de mesure.

4.4.6 Systèmes de mesure

Les prises de position concernant les systèmes de mesure ont été formulées essentiellement par des acteurs de la branche de l'électricité et portent avant tout sur les thèmes suivants : les compteurs intelligents (systèmes de mesure intelligents), les tarifs de mesure plafonnés, les délais de mise en œuvre, les applications dans les nouvelles entités, les regroupements virtuels dans le cadre de la consommation propre (RCP virtuels) et les communautés électriques locales (CEL), ainsi que l'imputation des coûts pour les systèmes de mesure. Des représentants des consommateurs et de la branche solaire ont également pris position sur le sujet. La plateforme a, elle aussi, fait l'objet de retours de la part d'acteurs d'autres branches et de communautés d'intérêts.

Les délais prévus pour la mise en œuvre de l'OAPEI, à savoir le 1^{er} janvier 2025, ne sont pas réalistes du point de vue des gestionnaires de réseau de distribution, car ces derniers auraient dû communiquer leurs tarifs à l'EICOM en août 2024, autrement dit avant même l'entrée en vigueur de l'ordonnance. Ainsi, dans la plupart des avis reçus, les participants demandent un délai transitoire allant jusqu'au 1^{er} janvier 2026 au plus tôt, pour certains jusqu'au 1^{er} janvier 2028, soit après le déploiement des compteurs intelligents.

Le plafonnement des tarifs de mesure est largement rejeté. En effet, l'introduction d'une telle mesure dans la phase de déploiement des compteurs intelligents jusqu'en 2027 est problématique pour la branche à plusieurs égards. Certains participants souhaitent que l'EICOM publie le calcul du plafond de coûts et que les hypothèses utilisées pour le calcul soient précisées.

Quelques acteurs de la branche de l'électricité demandent quant à eux que les tarifs soient appliqués aussi au niveau de réseau 3, certains grands sites industriels étant raccordés à ce niveau de tension.

Certains représentants de la branche numérique demandent également que les coûts de la transmission des données ne soient pas inclus dans les coûts liés au plafonnement.

La branche de l'électricité regrette que les gestionnaires de réseau de distribution ayant commencé tardivement à déployer des compteurs intelligents ou n'ayant même pas encore commencé ne puissent respecter les plafonds prévus. Certains gestionnaires de réseau expliquent que les calculs de ce plafond sur la base des chiffres de l'EICom (en moyenne autour de 5 francs et pour la majorité entre 3 et 9 francs) sont faussés selon le type de compteur et le nombre de compteurs traditionnels amortis toujours en place. Les différentes propositions relatives aux tarifs plafonds portent soit sur une absence de plafond, soit sur des plafonds passant respectivement de 7 à 10 francs, et de 12 à 15 francs pour les RCP virtuels et les CEL. À l'inverse, les représentants des consommateurs proposent des tarifs plafonds inférieurs à 3 francs. Les représentants de la branche solaire demandent en outre une différence de tarif de 50 centimes seulement entre les compteurs des gestionnaires de réseau de distribution et les compteurs virtuels utilisés par les RCP virtuels.

Concernant les compteurs supplémentaires, lorsqu'un gestionnaire de réseau de distribution ne satisfait pas les prescriptions contenues dans l'OApEI, la branche de l'électricité demande des tarifs plafonds identiques à ceux en vigueur pour les compteurs existants (6 francs au lieu de 10 francs) ainsi qu'un allongement de 3 à 6 mois du délai de désinstallation des compteurs supplémentaires. Elle est également favorable à une entrée en vigueur plus tardive des dispositions correspondantes, au 1^{er} janvier 2028.

4.4.7 Plateforme

La plupart des participants à la consultation saluent explicitement l'introduction d'une plateforme. Quelques fournisseurs d'énergie demandent toutefois un accès plus simple aux données de consommation et de production d'électricité ainsi qu'aux potentiels de flexibilité.

Certains avis comportent des propositions de modification de l'organisation et des tâches de l'exploitant de la plateforme. Ainsi, des participants estiment que, contrairement à ce qui est proposé, les personnes autres que les actionnaires doivent être impliquées par l'intermédiaire non pas du conseil d'administration, mais d'un comité consultatif (p. ex. Axpo, BKW, RegioGrid et Smart Grid). L'indépendance du personnel de l'exploitant n'est pertinente qu'au niveau opérationnel. Le conseil d'administration ne doit pas être soumis à cette réglementation (p. ex. BKW, SwisselDex).

D'autres participants (p. ex. GGS, l'IGEB, Swissmem et la VFAS) évoquent la nécessité d'actualiser les directives de la branche sur l'échange de données. De leur point de vue, c'est à l'exploitant de la plateforme (et non aux gestionnaires de réseau) qu'il revient de publier des directives transparentes et non discriminatoires concernant les systèmes de mesure et les processus d'information, les directives de la branche en vigueur n'ayant pas permis jusqu'à présent d'accroître la qualité des données.

La question de la rétribution a fait l'objet de nombreux commentaires. Ainsi, un grand nombre de participants demandent que les fonds propres et les fonds étrangers nécessaires à la création et à l'exploitation de la plateforme soient rétribués selon le coût moyen pondéré du capital investi (WACC) et non selon le taux moyen de rendement des fonds étrangers tel que proposé (p. ex. Axpo, BKW, CKW, Smart Grid, SwisselDex et Swisspower). D'autres avis concernent la divulgation des coûts de la plateforme : tandis que la Ville de Zurich propose d'indiquer les coûts de la plateforme dans la comptabilité analytique des gestionnaires de réseau, la HEV préférerait une indication séparée des coûts liés à la plateforme dans le décompte au client final.

Des demandes concernant la disponibilité, l'accès et le contrôle de la qualité des données ont également été formulées. De nombreux représentants de la branche de l'électricité estiment que les données de référence requises doivent être définies par la branche (BKW, Primeo Energie, Smart Grid CH,

Swisspower, etc.). Les données listées à l'annexe 1 sont jugées trop détaillées et parfois, elles ne sont pas disponibles. Quelques participants recommandent donc de supprimer l'annexe ou de conserver dans la liste uniquement les données de référence correspondant aux numéros 1 à 11, et de laisser à la branche le soin de préciser d'autres données. Swissgrid propose ici qu'une approche visant à accroître la qualité des données et des processus (Key Performance Indicators) soit élaborée dans le concept technique. Et de son point de vue, il convient de définir des mesures qui pourraient être prises en cas de qualité insuffisante des données. D'autres participants (p. ex. Regiogrid et Romande Énergie) demandent qu'aucune indication concernant les technologies énergétiques et leur part dans la production d'électricité ne figure dans les données de référence enregistrées sur la plateforme.

4.4.8 Coûts pour des mesures en cas de menace pour la sécurité de l'exploitation du réseau de transport

Swissgrid demande une référence claire à l'attribution des coûts définie à l'art. 20a, al. 5, LApEI dans la formulation de l'art. 13a OApEI. Swissgrid serait également favorable à ce que les coûts à la charge des producteurs, des consommateurs finaux et des gestionnaires d'installations de stockage, en lien avec des mesures destinées à soutenir les gestionnaires de réseau, ne soient pas imputables aux coûts du réseau de transport. Swissgrid propose également que les coûts des services-système mentionnés à l'art. 20, al. 2, let. b, LApEI ne soient pas considérés comme des coûts pour des mesures en cas de menace pour la sécurité de l'exploitation du réseau de transport.

4.4.9 Solidarisation des coûts des renforcements de réseau et de lignes de raccordement

Diverses modifications ont été demandées à la fois concernant la solidarisation des coûts des renforcements de réseau et la solidarisation des coûts des renforcements de lignes de raccordement. Quelques participants de la branche de l'électricité, mais aussi des Chancelleries d'État cantonales sont favorables à des indemnités forfaitaires plus élevées pour le niveau de basse tension, en particulier en zone rurale, ainsi qu'à la prise en compte du renchérissement. Il est également proposé d'appliquer des forfaits différents selon que le territoire se situe en zone urbaine ou rurale. Swissgrid et d'autres participants de la branche électrique souhaiteraient que Pronovo soit mandaté pour l'administration et le reporting. D'autres gestionnaires de réseau ne jugent pas nécessaire de modifier la méthode proposée.

Un plafond de coûts supérieur est également demandé en vue du renforcement des raccordements, en particulier par les cantons SH et TG, la Ville de Lausanne, le PVL BL, des organisations des domaines des cleantech, des nouvelles énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique, ainsi que par des organisations paysannes. Par ailleurs, plusieurs propositions demandent une redéfinition du plafond, p. ex. en fonction des heures d'utilisation (ebs), de la pertinence du renforcement de réseau (BFH) et en prenant en compte des mesures alternatives (quelques organisations actives dans les domaines des cleantech, des nouvelles énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique, ainsi que des organisations paysannes), ou de ne définir aucun montant maximal (plusieurs organisations actives dans les domaines des cleantech, des nouvelles énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique). Toutefois, de nombreuses entreprises de la branche de l'électricité ne remettent pas en question la procédure, tandis que d'autres seraient favorables à une prise en charge par Pronovo (AEE Suisse et Swisspower) ou à ce que les producteurs adressent directement leur demande à Swissgrid (BKW). Concernant la période d'application, là encore, les avis sont partagés. Plusieurs organisations actives dans les domaines des cleantech, des nouvelles énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique sont favorables à une application rétroactive des tarifs, tandis que des entreprises de la branche électrique proposent une application au cours de l'année tarifaire qui suit l'entrée en vigueur.

4.4.10 Tarification du réseau

Concernant la répercussion des coûts, la branche de l'électricité rejette la proposition d'introduire le principe du volume effectif d'énergie nette au motif que cela pourrait entraîner un rejet de l'allocation des coûts au niveau de réseau plus élevé. La plupart des participants issus de la branche de l'électricité proposent de conserver le principe de l'énergie brute. Quelques-uns plaident toutefois en faveur de l'introduction d'un principe de l'énergie nette qui s'appliquerait à la composante de puissance et à la composante de travail, car selon eux, le nouveau principe proposé ne respecte pas le principe de

causalité et entraînera des coûts supplémentaires à la charge des consommateurs finaux. Les acteurs de la branche de l'électricité sont toutefois partagés concernant la concrétisation de la composante de puissance dans le cadre de la répercussion des coûts selon le principe de l'énergie nette : certains saluent les modifications proposées, mais la plupart souhaitent conserver le principe de l'énergie brute. Swissgrid salue les modifications relatives à la répercussion des coûts dans le réseau de transport. Elle souligne toutefois la nécessité d'adapter, en principe, l'art. 15, al. 1, OApEI, non concerné par la présente révision. Le canton VD, la CGCA, Yverdon-les-Bains Énergies, et en partie Youtility, s'opposent aux adaptations générales des composantes de puissance dans le cadre de la répercussion des coûts.

Sur le principe, l'introduction des trois modèles de tarification du réseau standard bénéficie d'un large soutien. Toutefois, la branche de l'électricité, notamment, considère la différenciation des tarifs dynamiques selon des critères géographiques comme essentielle. Quelques acteurs issus de cette branche redoutent que l'amélioration des possibilités offertes par la tarification de réseau ne soit pas suffisante. BKW, Eniwa, Regiogrid, Swisspower et l'AES, en particulier, demandent la création de modèles de tarification standard supplémentaires. Ces modèles pourraient être définis dans un règlement de branche. Quelques participants souhaitent mettre un terme au statu quo dans la tarification au niveau de réseau 7 avec une composante de travail de 70 %, au minimum, ce modèle ne respectant pas suffisamment le principe de causalité. Par ailleurs, l'ordonnance doit préciser que dans le cadre de tarifs de réseau dynamiques, une part des coûts doit être couverte par des composantes fixes ; il s'agit de la seule manière de respecter le principe de causalité.

L'EiCom salue globalement la plus grande flexibilité offerte en matière de tarification du réseau pour les gestionnaires de réseau, y compris les tarifs dynamiques. Elle soutient aussi la possibilité de différenciation géographique pour ces tarifs, souhaitée par l'ensemble de la branche de l'électricité, afin qu'un modèle de ce type puisse être appliqué par l'ensemble des gestionnaires de réseau. Elle juge également opportun le fait que les consommateurs finaux fassent le choix entre un tarif standard dynamique et un tarif standard fixe, les conséquences financières des tarifs de réseau dynamiques n'étant pas entièrement déterminées au préalable. Il convient donc de garantir la transparence et la clarté des tarifs et structures tarifaires pour les consommateurs finaux. Par ailleurs, l'EiCom demande que le principe nouvellement ancré dans la LApEI selon lequel les tarifs d'utilisation du réseau doivent « créer des incitations pour une exploitation du réseau stable et sûre » soit davantage précisé. En revanche, de son point de vue, et de celui de nombreux autres acteurs de la branche de l'électricité, la règle contenue à l'art. 18a, al. 4, OApEI concernant l'égalité de traitement pour les consommateurs n'est pas applicable. BKW suggère de limiter cette règle au groupe de clients de base, et estime que le principe n'est tout simplement pas applicable pour les tarifs optionnels. Les organisations paysannes et le secteur agricole rejettent toute augmentation des prix de la puissance ainsi que, globalement, l'introduction de tarifs d'utilisation du réseau dynamiques. Les coopératives actives dans le domaine de la transition énergétique, e-nottwil, OptimaSolar, la SSES et la VESE s'opposent, elles aussi, à l'introduction de ces tarifs. Les participants issus des secteurs des énergies renouvelables et de la protection de la nature demandent que les clients de base puissent continuer à bénéficier du modèle tarifaire actuel, fortement axé sur la consommation. Selon eux, les clients de base sans flexibilité n'ont pas la possibilité de réagir aux prix dynamiques, raison pour laquelle ces tarifs devraient leur être proposés uniquement comme des tarifs optionnels, ou cette catégorie de clients finaux devrait avoir la possibilité de choisir librement un des trois modèles standard. Helion et la KGTV demandent qu'au moins une forme de tarifs d'utilisation du réseau dynamiques soit proposée à l'ensemble des clients. L'industrie à consommation intensive en énergie souhaite que les tarifs d'utilisation du réseau dynamiques du lendemain soient communiqués par voie électronique à l'ensemble des consommateurs finaux au plus tard une ou deux heures avant la publication des prix spot sur le marché EPEX de la zone Suisse. De son côté, la branche de l'électricité demande que les tarifs dynamiques ne soient pas nécessairement actualisés à une fréquence horaire, car cela limiterait trop fortement la flexibilité offerte par la structure de ces tarifs. Concernant le troisième modèle, la DSV et la VAS proposent que les dispositions relatives à la composante de puissance statique-dynamique offrent une plus grande flexibilité afin de ne pas

entraver l'innovation. L'EiCom apprécierait des explications supplémentaires concernant ce modèle standard.

4.4.11 Communautés électriques locales (CEL)

Les CEL ont suscité de très nombreux retours, qui concernaient le cadre politique ou certains détails de la mise en œuvre et de la relation entre la communauté et le gestionnaire de réseau.

Concernant les conditions générales (politiques), les cantons, l'UVS, le PLR, le PLV CH, le PSS, economiesuisse, la SKS, les secteurs des énergies renouvelables et de la protection de la nature, auto-suisse, mais aussi les organisations paysannes, le secteur agricole, et certains acteurs de la branche de l'électricité, notamment, demandent que l'exigence relative à une puissance de raccordement d'au moins 20 % soit revue à la baisse, sans quoi les obstacles à la constitution d'une CEL seront trop importants et aucune CEL ne pourra être créée. Il est souvent demandé un abaissement à 5 % ou, comme pour les RCP, à 10 %. Par ailleurs, les secteurs précités sont globalement favorables à ce que la réduction du tarif d'utilisation du réseau soit plus élevée dans le cadre de l'achat d'électricité au sein de CEL. La plupart des propositions portent sur une augmentation de la réduction jusqu'à atteindre 50 à 60 % sur le niveau de réseau 7, 40 à 60 % sur le niveau de réseau 5, et 40 % dans le cadre de l'utilisation de deux niveaux de réseau : les niveaux 5 et 7.

Une nette majorité des participants issus de la branche de l'électricité ont un avis contraire : ils souhaitent conserver en l'état la nécessité d'au moins 20 % de la puissance de raccordement ainsi que la réduction du tarif d'utilisation du réseau telle qu'elle est prévue dans l'OApEI, quelques-uns sont même favorables à des exigences plus strictes concernant la puissance de raccordement (p. ex. 30 %) et demandent parallèlement une réduction nettement plus faible du tarif d'utilisation du réseau. La COMCO et l'USS se sont également exprimées en ce sens, les rabais accordés pour les CEL se faisant, de leur point de vue, au détriment des autres consommateurs finaux. De son côté, certaines parties de la branche de l'électricité (BKW, Eniwa, EWA, EWN, Swisspower, Regiogrid) estiment que les réductions de tarifs devraient concerner exclusivement la composante de travail, comme cela est le cas en Autriche.

La branche de l'électricité demande par ailleurs que les coûts de mesure, les coûts liés à la plateforme ainsi que les coûts liés à la réserve d'électricité soient pris en charge par les membres des CEL. Par ailleurs, la DSV et des gestionnaires de réseau plus petits souhaitent une restriction géographique des CEL au niveau de réseau 7, car il s'agit, selon eux, de la seule configuration qui corresponde à une solution de proximité. Bon nombre d'acteurs de la branche de l'électricité estiment que les CEL réduisent l'incitation à investir dans sa propre installation, et qu'elles sont donc plutôt contre-productives sur le plan de la politique énergétique. Malgré tout, les branches de l'énergie éolienne et de la petite hydraulique demandent qu'il soit possible de participer à une CEL sur plusieurs niveaux de réseau, autrement dit elles souhaitent une proposition plus large que celle contenue dans le projet d'ordonnance.

Concernant les détails du rapport entre le gestionnaire de réseau et la CEL, les acteurs de la branche de l'électricité demandent des indications supplémentaires (en partie également l'EiCom), en particulier concernant les installations de stockage, le fusible d'abonné et la déclaration de volonté des participants à la CEL à adhérer à la communauté ou à la quitter. Il convient également de limiter les personnes autorisées à solliciter des informations topologiques auprès des gestionnaires de réseau en vue de la constitution d'une CEL, afin de ne pas trop solliciter ceux-ci. Les délais relatifs aux règles diverses concernant la relation entre le gestionnaire de réseau et la CEL ont fait l'objet de propositions concrètes. L'EiCom souhaite qu'il soit précisé que les relations internes à une CEL relèvent de la compétence des tribunaux civils.

La question de savoir de quelle manière les installations de stockage doivent être traitées au sein d'une CEL a été soulevée à plusieurs reprises. Il a également été proposé de clarifier la manière de procéder avec les (petites) installations de stockage dans des cas de figure combinant installation photovoltaïque et consommation propre ou installation de stockage et consommateurs finaux situés en aval d'un même

point de raccordement, lorsque les installations de stockage ne disposent pas de leur propre système de mesure intelligent, mais qu'une réinjection dans le réseau est possible. De manière générale, il convient de définir dans quelles circonstances une installation de stockage qui doit être équipée de son propre système de mesure intelligent peut être considérée comme un participant « séparé » à une CEL.

4.4.12 Exemption de l'obligation de verser la rémunération pour l'utilisation du réseau et remboursement

La plupart des représentants des cantons, des associations faîtières de l'économie qui œuvrent au niveau national, du secteur de l'électricité, du secteur des transports, des organisations actives dans le domaine des cleantech, de l'industrie et des services, de l'industrie du gaz et du pétrole, ainsi que Swissgrid se sont exprimés, au sujet de l'exemption de l'obligation de verser la rémunération pour l'utilisation du réseau et du remboursement de cette rémunération, à propos des composantes remboursées ou exemptées.

D'une part, les acteurs de la branche de l'électricité demandent que l'exemption de l'obligation de verser la rémunération pour l'utilisation du réseau inclue également les redevances et les prestations fournies aux collectivités publiques. Parallèlement, plusieurs représentants des organisations actives dans le domaine des cleantech et de l'industrie et des services sont favorables à une exemption complète de la rémunération pour les installations Power-to-X, à l'image de ce qui est pratiqué avec les centrales de pompage-turbinage. Ces représentants sont d'avis que l'ordonnance devrait étendre l'exemption à la fois aux électrolyseurs et au besoin global en électricité des installations Power-to-X. D'autre part, du point de vue des professionnels de la branche de l'électricité, l'exemption ainsi que le remboursement de la rémunération pour l'utilisation du réseau devraient être étendus à d'autres éléments, par exemple aux coûts mentionnés à l'art. 15a et 15b LApEI et à la contribution aux coûts de réseau. Concernant le remboursement de la rémunération pour l'utilisation du réseau, d'autres représentants du secteur de l'électricité critiquent la limitation du remboursement à la composante de travail.

La plupart des professionnels de la branche de l'électricité estiment qu'il conviendrait de mettre en place une solution transitoire en matière de remboursement de la rémunération pour l'utilisation du réseau, qui tiendrait compte de l'état actuel de la technologie. Quelques remarques concernent la méthode de calcul du remboursement : l'EICom, entre autres, estime que la même pratique doit s'appliquer pour l'ensemble des installations visées à l'art. 14a, al. 4, LApEI, et certaines organisations actives dans le domaine des cleantech, les gestionnaires de réseau de distribution, ainsi que des partis politiques sont d'avis que cette méthode doit être ouverte à tous les tarifs autorisés légalement, y compris les tarifs dynamiques. Une faible minorité des participants issus du secteur de l'électricité remet en question la conformité avec la loi de la solution proposée. Autres remarques concernant le système de mesure : Les organisations actives dans les domaines des cleantech, de l'industrie et des services, ainsi que le secteur des transports soulignent le fait que la prise en charge des coûts de la mesure des quantités d'électricité, telle qu'elle est proposée dans le compromis, est acceptable, mais qu'elle devra être revue dans le futur. Ils soutiennent la limitation de l'installation de compteurs aux endroits où cela est nécessaire. Cette condition aura une influence sur la rentabilité future des modèles commerciaux utilisés pour la charge et la décharge de véhicules électriques en fonction du réseau.

Les représentants du secteur des cleantech, mais aussi les cantons, les gestionnaires de réseau de distribution et quelques représentants de partis politiques rappellent l'importance du remboursement de la rémunération pour l'utilisation du réseau, mais soutiennent malgré tout la poursuite des travaux en vue de parvenir à une solution d'avenir. Plusieurs gestionnaires de réseau de distribution, entre autres, souhaitent que, en raison de leur complexité, les commentaires soient complétés par des exemples supplémentaires en lien avec les installations de stockage au sein des CEL.

Concernant le remboursement dans le cadre de projets Power-to-X et d'installations de démonstration, plusieurs remarques portent sur des questions de mise en œuvre. Les garanties d'origine pour l'électricité d'origine renouvelable doivent entraîner le moins de bureaucratie possible et être

économiquement supportables. Les représentants des organisations actives dans les secteurs des cleantech ainsi que de l'industrie et des services demandent la définition de critères très ouverts concernant les projets pilotes et de démonstration et, tout comme l'AES, ils sont favorables à des critères non restrictifs.

Concernant l'établissement de directives sur le remboursement de la rémunération pour l'utilisation du réseau, les acteurs du secteur des cleantech ainsi que quelques partis politiques estiment qu'ils doivent participer davantage à l'élaboration de ces directives.

4.4.13 Comparatifs d'efficacité, régulation Sunshine

La mise en place d'une régulation Sunshine continue à bénéficier d'un large soutien. Les acteurs de la branche de l'électricité identifient dans le texte de l'ordonnance certains éléments de régulation incitative.

Les comparatifs d'efficacité déjà possibles aujourd'hui sur le principe dans le cadre des vérifications de tarifs prévues à l'art. 19 OApEI doivent se baser uniquement sur des indicateurs unidimensionnels. L'EICom souhaiterait toutefois que le texte de l'ordonnance indique clairement que lorsque cela est possible, elle recourt à des méthodes statistiques économétriques pour établir des comparatifs d'efficacité. La branche et l'EICom sont en désaccord quant à savoir dans quelle mesure la branche doit être consultée au sujet des comparatifs d'efficacité. Concernant l'al. 4, la branche demande qu'il précise clairement que les bénéfices injustifiés provenant de coûts excessifs d'utilisation du réseau, d'électricité ou de mesurage dans l'approvisionnement de base doivent être compensés par une baisse des tarifs, et non par une diminution des coûts excessifs, et pas non plus pour l'année tarifaire suivante. Concernant ce même alinéa, l'EICom propose des adaptations qui reposent sur la pratique de compensation actuelle, mais qui soient moins immédiates, autrement dit qui ne s'appliquent pas l'année tarifaire suivante.

Concernant la mise en œuvre de la régulation Sunshine en vertu de l'art. 26d OApEI, une partie de la branche de l'électricité souhaite obliger l'EICom à déterminer le contenu détaillé des indicateurs en collaboration avec la branche. Par ailleurs, des représentants de la branche estiment que la surveillance de la régulation Sunshine ne justifie pas que l'OFEN obtienne de l'EICom des informations et des données nécessaires à cet effet. Toutefois, l'EICom est d'avis que la loi couvre déjà la plupart des dispositions contenues dans l'ordonnance et elle ne veut pas être contrainte d'effectuer chaque année les comparatifs dans le cadre de la régulation Sunshine. Quelques représentants de l'industrie (IG Energiegase) pensent que la régulation Sunshine ne remplira pas sa fonction pour ce qui est de réduire les coûts de réseau très élevés. Il convient donc de définir clairement, dès à présent, quels critères permettront d'éviter l'introduction d'une régulation incitative (des doutes subsistent sur le fait que les attributions de l'EICom suffiront à faire baisser les coûts).

4.5. Modification de l'ordonnance sur l'organisation du secteur de l'électricité pour garantir l'approvisionnement économique du pays (OOSE)

Une majorité des cantons ayant pris position n'expriment pas un avis critique concernant les modifications proposées, et certains saluent même ces dernières, car ils estiment qu'elles amélioreront la disponibilité des données ainsi que les bases organisationnelles, en particulier lorsque la situation de l'approvisionnement est tendue.

Economiesuisse et le secteur économique grand consommateur d'électricité (p. ex. le GGS, l'IGEB, Swissmem) refusent que, dans la rémunération pour l'utilisation du réseau, les coûts liés au monitoring de l'électricité soient considérés comme des coûts de réseau imputables en lien avec la sécurité de l'approvisionnement conformément à l'art. 15a LApEI. Le monitoring est une tâche relevant de la souveraineté de l'État, qui doit être financée par le budget ordinaire de la Confédération. L'Office fédéral pour l'approvisionnement économique du pays doit examiner et assumer ces coûts. Toutefois, si l'imputation devait se faire via la rémunération pour l'utilisation du réseau, une répartition des coûts par point de raccordement serait plus pertinente. Tous les consommateurs finaux bénéficieront du

monitoring de manière équivalente. Une répercussion des coûts pondérée en fonction de la quantité via la rémunération pour l'utilisation du réseau ne reflète pas le principe de causalité.

Un petit nombre de participants à la consultation estiment que si le relevé des données relatives aux lacs d'accumulation est financé par les consommateurs finaux via la rémunération pour l'utilisation du réseau, alors ces données doivent être publiées.

L'EiCom, Swissgrid et l'AES font remarquer que des dispositions d'exécution de l'art. 15a, al. 3, LApEI font encore défaut et devraient être ajoutées. Du point de vue de Swissgrid, il existe un certain lien factuel entre ces coûts et les coûts liés à la réserve d'électricité. Pour cette raison, elle demande que les coûts cités à l'art. 15a LApEI soient indiqués aux consommateurs finaux dans le tarif pour la réserve d'électricité conformément à l'OIRH.

4.6. Modification de l'ordonnance sur une réserve d'hiver (OIRH)

La majorité des cantons et des acteurs du secteur de l'électricité demandent que l'indemnité forfaitaire modérée remplace les pertes de recettes du marché et que le facteur de flexibilité soit relevé. Ils estiment également que l'obligation de conservation ne doit entrer en vigueur qu'à l'hiver 2025-2026. aeesuisse, l'AES et d'autres acteurs du secteur de l'électricité demandent la suppression de la possibilité d'une mise en réserve de puissance et une indemnisation aux prix du marché en cas de recours à la réserve. Ces acteurs souhaitent également que les prix du produit à terme Peak (charge de pointe) en vigueur 30 jours avant l'annonce de la quantité d'énergie à conserver soient utilisés comme valeur de base. Les organisations de protection de l'environnement proposent d'utiliser ici le prix pour la production hydroélectrique des dix dernières années.

L'EnDK, le PSS, la DTAP et quelques cantons, les organisations de l'industrie à forte consommation d'énergie, economiesuisse et les organisations de protection de l'environnement plaident en faveur de l'introduction rapide d'une réserve liée à la réduction de la consommation, qui relève de la compétence de la Confédération.

4.7. Demandes concernant l'ordonnance sur les exigences relatives à l'efficacité énergétique (OEEE)

Le PSS, la SES et plusieurs organisations de protection de l'environnement ont fait part de leur incompréhension concernant le fait que les indications complémentaires relatives aux coûts définis à l'art. 44 LEnE ne doivent pas figurer sur l'étiquette-énergie pour les voitures de tourisme à compter du 1^{er} janvier 2025. Par ailleurs, les acteurs demandent des valeurs plus réalistes pour la consommation des véhicules hybrides rechargeables et pour l'indication de la valeur cible.

5. Liste des participants à la consultation

Cantons

Canton d'Argovie (AG)
Canton d'Appenzell Rhodes-Extérieures (AR)
Canton d'Appenzell Rhodes-Intérieures (AI)
Canton de Bâle-Campagne (BL)
Canton de Bâle-Ville (BS)
Canton de Berne (BE)
Canton de Fribourg (FR)
Canton de Genève (GE)
Canton de Glaris (GL)
Canton des Grisons (GR)
Canton du Jura (JU)
Canton de Lucerne (LU)
Canton de Neuchâtel (NE)
Canton de Nidwald (NW)
Canton d'Obwald (OW)
Canton de Schaffhouse (SH)
Canton de Schwyz (SZ)
Canton de Soleure (SO)
Canton de Saint-Gall (SG)
Canton du Tessin (TI)
Canton de Thurgovie (TG)
Canton d'Uri (UR)
Canton de Vaud (VD)
Canton du Valais (VS)
Canton de Zoug (ZG)
Canton de Zurich (ZH)

Partis politiques représentés à l'Assemblée fédérale

Le Centre
PLR. Les Libéraux-Radicaux
Parti écologiste suisse (PES)
Parti vert'libéral Suisse (PVL)
Union démocratique du centre (UDC)
Parti socialiste suisse (PSS)

Associations faîtières des communes, des villes et des régions de montagne qui œuvrent au niveau national

Groupement suisse pour les régions de montagne (SAB)
Association des Communes Suisses
Union des villes suisses (UVS)

Associations faîtières de l'économie qui œuvrent au niveau national

economiesuisse
Union suisse des paysans (USP)
Union suisse des arts et métiers (usam)
Union syndicale suisse (USS)
Travail.Suisse

Conférences cantonales

Conférence des directeurs cantonaux de l'énergie (EnDK) et Conférence suisse des directeurs cantonaux des travaux publics, de l'aménagement du territoire et de l'environnement (DTAP)
Conférence gouvernementale des cantons alpins (CGCA)

Commissions extraparlémentaires

Commission fédérale de l'électricité (ElCom)
Commission fédérale des monuments historiques (CFMH)
Commission fédérale pour la protection de la nature et du paysage (CFNP)
Commission de la concurrence (COMCO)

Industrie du gaz et du pétrole

Avenenergy Suisse
CARBURA
Swissoil
Association suisse de l'industrie gazière

Secteur de l'électricité

AEW Énergie AG
AGE SA
Alpiq Holding AG
Arni Énergie AG
Axpo Services AG
Azienda Elettrica Ticinese (aet)
Azienda Industriali di Lugano (AIL SA)
Bernischer Elektrizitätsverband (BEV)
BKW Energie AG
CKW
Dachverband Schweizer Verteilnetzbetreiber (DSV, association faîtière des gestionnaires suisses des réseaux de distribution)
Dorfkorporation Ebnat-Kappel
Ebs Energie AG
EIT.swiss
Elektra Buchen - Teuffenthal
Elektra Energie Genossenschaft
Elektra Gams Genossenschaft
Elektra Mettauertal und Umgebung (EMU)
Elektra Mümliswil-Ramiswil
Elektrizitätsgenossenschaft SINS
Elektra Sissach
Elektrizitätsversorgung Zeihen
Elektrizitäts- und Wasserversorgung Derendingen (EWD)
Elektrizitätsgenossenschaft Bublikon (EGB)
Elektrizitätsgenossenschaft Hermetschwil-Staffeln (ehs)
Elektrizitätsgenossenschaft Mühlau (EM)
Elektrizitäts-Genossenschaft Rümikon
Elektrizitäts-Genossenschaft Siggenthal (egs)
Elektrizitätsversorgung Brugg
Elektrizitätsversorgung Villigen
Elektrizitätsversorgung Aarwangen (EVA)
Elektrizitätswerk Rümlang Genossenschaft
Elektrizitätswerke des Kantons Zürich (EKZ)
Elektrizitätswerke-Verband St. Gallen-Appenzell (ESA)

Enalpin AG
EnerCom Kirchberg AG
Energie 360°
Energie AG Sumiswald
Energie Belp AG
Genossenschaft Energie Fischingen
Energie Gossau AG
Energie Grüningen AG
Energie Seeland AG (esag)
Energie- und Wasserversorgung Oberburg (ewo)
EWA-energieUri AG
Energie Wasser Bern (ewb)
Energie Zürichsee Linth AG
Energieversorgung Blumenstein AG
Energieversorgung Büren AG (EVB)
enerti SA
Engadiner Kraftwerke AG (EKW)
Eniwa AG
elettricità svizzera italiana (esi)
EW Höfe AG
EW Lindau AG
EW Rothrist AG
ewa Energie Wasser Aarberg AG
EWK Herzogenbuchsee AG
ewz
FMV SA
Gemeinde Muri Bern
Gemeinde Schnottwil
Gemeinde Zuzwil
Gemeindebetriebe Muri b. Bern
Gemeindewerke Villmergen (GWV)
Genossenschaft Elektra Ehrendingen
Genossenschaft Elektra Fislisbach
Genossenschaft Elektra, Jestorf
GRegio Energie AG
Groupe E SA
IB Wohlen AG (ibw)
Industrielle Betriebe Huttwil AG (ibh)
Infrastruktur Zürichsee AG
Kantonales Elektrizitätswerk Nidwalden (EWN)
Localnet AG
LWA/Adelcom AG
NetZulg AG
Primeo Energie
Regiogrid (Association des fournisseurs d'énergie cantonaux et régionaux)
Regionale Technische Betriebe
Regionalwerke AG Baden
Repower AG
Romande Énergie SA
Association suisse pour l'aménagement des eaux (ASAE)
Services industriels de Genève (SIG)
smart-me AG
Società Elettrica Sopracenerina SA (SES)

Société électrique Intercommunale de la Côte SA (seic)
St. Galler Stadtwerke
St. Gallisch-Appenzellische Kraftwerke AG (sak)
SWG
Swissgrid SA
Swisspower SA
Technische Betriebe Vilters-Wangs
Technische Betriebe Würenlos
Verband Bündner Elektrizitätsversorgungsunternehmen (VBE)
Verband Aargauischer Stromversorger (VAS)
Fédération suisse des représentations du personnel de l'économie électrique (FPE)
Verband Kommunalen Elektrizitätsversorgungsunternehmen (VKE)
Association des entreprises électriques suisses (AES)
Verband Thurgauischer Elektrizitätsversorgungen (VTE)
Verein Energy Certificate System (ECS Schweiz)
Association Smart Grid Suisse
Youtility AG
Yverdon-les-Bains Énergies

Industrie et services

ACT Commodities
Centre Patronal
Société Numérique
Ftth fr SA
Gruppe Grosser Stromkunden (GGS)
Handelskammer beider Basel (chambre de commerce des deux Bâle)
IG Energiegase
Groupement d'intérêt des industries à consommation intensive en énergie (IGEB)
Fédération des coopératives Migros (FCM)
Schweizer AG
Société suisse des ingénieurs et des architectes (sia)
Association suisse des télécommunications (asut)
scienceindustries
Sidewinder Infrastructure AG
SUISSEDIGITAL - Association de réseaux de communication
Swiss Fibre Net AG
Swissmem
Tele Alpin AG

Secteur des transports

auto-suisse
Flughafen Zürich AG
Mobility Société Coopérative
sun2wheel AG
eMobility Suisse
Sympacharge GmbH
Touring Club Suisse TCS
ATE Association transports et environnement
VFAS – Association suisse du commerce automobile indépendant

Secteur du bâtiment

Alteno AG
Enveloppe des bâtiments Suisse
Konferenz der Gebäudetechnik-Verbände (KGTV)
Association suisse et liechtensteinoise de la technique du bâtiment (suissetec)

Organisations de défense des locataires ou des bailleurs

Habitat*Durable* Suisse

Hauseigentümerverband Schweiz (HEV)

Organisations de protection des consommateurs

Fédération romande des consommateurs (FRC)

Forum suisse des consommateurs (kf)

Stiftung für Konsumentenschutz (SKS)

Organisations de protection de l'environnement et du paysage

Ala, Schweizerische Gesellschaft für Vogelkunde und Vogelschutz

Aqua Viva

Arbeitsgemeinschaft Natur Stäfa (AGN)

Basellandschaftlicher Natur- und Vogelschutzverband (BNV)

BirdLife Argovie

BirdLife Lucerne

BirdLife Suisse

BirdLife Soleure

BirdLife Saint-Gall

BirdLife TVS Thurgauer Vogelschutz

BirdLife Zurich

Paysage Libre Suisse

Natur- und Vogelschutz Buchs-Werdenberg

Natur und Vogelschutzverein Bütschwil Gantereschwil

Natur- und Vogelschutzverein Dänikon-Hüttikon

Natur- und Vogelschutzverein Hunzenschwil

Natur- und Vogelschutzverein Küsnacht

Natur- und Vogelschutzverein Seltisberg

Natur- und Vogelschutzverein Steffisburg

Natur- und Vogelschutzverein Winterthur-Seen

Natur- und Vogelschutzverein Zeiningen

NaturReiden

Natur- und Vogelschutzverein Amriswil (NVVA)

Natur- und Vogelschutzverein Unterleberberg (NVU)

PICUS, Natur- und Vogelschutzverein

Pro Natura

Fondation suisse de la Greina (SGS)

Société forestière suisse

Fondation suisse pour la protection et l'aménagement du paysage (slfp)

Verein « Schutz vor Strahlung »

Verein Vogelschutz Protecziun d'utschals Surselva

WWF Suisse

Organisations scientifiques

Forum Biodiversité Suisse (SCNAT)

Haute école spécialisée bernoise (BFH)

HES-SO Valais-Wallis

Haute école des sciences appliquées de Zurich (ZHAW)

Organisations actives dans les domaines des cleantech, des nouvelles énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique

ADEV Energiegenossenschaft

aeesuisse - Association faîtière de l'économie des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique

Arbeitsgruppe PV-Anlage Kirchgemeindehaus Jeginstorf
Association Autovoltaic Neuchâtel
Biofuels Suisse
Biomasse Suisse
Climklit SA
Coopérative enessert – Essertines-sur-Rolle
Coopérative Solaire Neuchâtel
Energiewendegenossenschaft Basel
e-nottwil
Fleco Power AG
Groupement professionnel suisse pour les pompes à chaleur (GSP)
Genossenschaft Windenenergieanlage Diegenstal
Géothermie-Suisse
Initiative « Solar-Strom jetzt »
Haral GmbH
Helion Energy AG
Schweizerischer Verband für Umwelttechnik (SVUT) – Groupe de travail « Énergie-bois Suisse »
Hydrosponder AG
Ci Solalpine
InfraWatt Association pour l'utilisation de l'énergie des eaux usées, des déchets, de la chaleur résiduelle et de l'eau potable
INNERGIA SA
Landshut Solar GmbH
Ökostrom Schweiz (association faîtière du biogaz agricole)
OptimaSolar Soleure - Karl Hauswirth
OptimaSolar Suisse
OptimaSolar Surselva
OptimaSolar Worblental
OptimaSolar Zurich Unterland
Powerloop association professionnelle suisse
Pronovo AG
Société suisse pour l'énergie solaire (SSES)
Solar Selbstbau Genossenschaft Zentralschweiz
Agence Solaire Suisse
Solarspar
Suisse Eole
Swiss Cleantech
Swiss Power-to-X Collaborative Innovation Network
Swiss Small Hydro - association suisse pour la petite hydraulique
Swisseldex AG
Swissolar - association suisse des professionnels de l'énergie solaire.
Tree Energy Solutions Belgium BV
Association des producteurs d'énergie indépendants (VESE)
Association des producteurs H2
Verein Energiewende Muri-Gümligen
Verein energie-wende-ja
Verein erneuerbare Energie Hettlingen
Association pour une énergie respectueuse de l'environnement (VUE)
Verein Sonnenkraft
Windpower AG

Autres organisations actives dans le domaine de la politique et des techniques énergétiques
Renera Group

Fondation suisse de l'énergie (SES)

Autres participants à la consultation

Dr James Allen

Association Court-Circuit

Association des groupements et organisations romands de l'agriculture (AGORA)

Bauernverband Aargau

Berner Bauern Verband

Parti vert'libéral de Bâle-Campagne (PVL BL)

Häring Beatrice und Roland

Hegglin Joe

Kohler Willy

Mamie Patrick

Maurer Christian

Meyer Marcus

Müller Reto

Prométerre

Reformierte Kirchgemeinde Muri-Gümligen

Rérat Jean-Pierre

Club Alpin Suisse (CAS)

Ville de Zurich

Ville de Lausanne - Municipalité

Willem van den Berg

Weidmann Alfred und Senioren-Diskussionsgruppe/groupe de discussion des séniors

Werren Markus

Zbinden Ruedi

Total : 305