

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

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

Berne, le 6 juillet 2026

**Modifications d'ordonnances relevant du domaine de l'Office fédéral de l'énergie
et entrant en vigueur le 1^{er} janvier 2027**

Monsieur le Conseiller fédéral,
Mesdames, Messieurs,

Dans un courrier du 15 avril 2026, vous avez invité la Conférence des directeurs cantonaux de l'énergie (EnDK) ainsi que la Conférence des directeurs cantonaux des travaux publics, de l'aménagement du territoire et de l'environnement (DTAP) à participer à la consultation sur les modifications d'ordonnances relevant du domaine de l'Office fédéral de l'énergie et entrant en vigueur le 1^{er} janvier 2027. Les comités des deux conférences vous remercient de leur offrir cette possibilité. Après consultation de la Conférence des services cantonaux de l'énergie (EnFK), de la Conférence des services de l'environnement (CCE), de la Conférence des aménagistes cantonaux (COSAC) et de la Conférence des délégués à la protection de la nature et du paysage (CDNP), ils s'expriment comme suit à propos de certaines des modifications proposées:

I. Ordonnance sur l'encouragement des énergies renouvelables (OEneR)

Adaptation de la rétribution unique pour les installations photovoltaïques

Pour l'EnDK et la DTAP, un développement rapide et diversifié des énergies renouvelables indigènes fait partie des priorités de politique énergétique afin de renforcer la sécurité d'approvisionnement en électricité. Il est essentiel de maintenir la dynamique d'investissement dans les énergies renouvelables. Une simple augmentation des taux d'encouragement ne semble toutefois pas judicieuse, étant donné qu'elle alourdirait surtout la charge pesant sur le fonds alimenté par le supplément réseau. Il ne suffit pas de revoir les taux d'encouragement, il faut également réexaminer le système d'encouragement et les conditions-cadres. L'encouragement doit de manière générale être davantage axé sur les installations qui contribuent à l'approvisionnement hivernal ou qui injectent de l'électricité le matin et le soir. Ainsi, il serait par exemple envisageable, dans un premier temps, d'augmenter le bonus hivernal, et ce indépendamment de la taille de l'installation, étant donné que le Conseil fédéral précise dans ses explications que le recul des investissements s'observe dans toutes les classes de puissance, et pas seulement celle des petites installations < 30 kW.

En outre, l'encouragement doit être revu afin de garantir que les installations soient exploitées au service du système et du réseau. Ce faisant, il convient d'accorder une attention plus élevée à l'intégration du fort développement de PV souhaité au moyen du stockage et d'autres flexibilités (liées à la consommation et à la production). L'EnDK et la DTAP estiment ainsi que les idées présentées récemment par Swissgrid dans un livre blanc intitulé «Intégration du photovoltaïque compatible avec le système» méritent d'être examinées, afin de rendre possible une mise en œuvre de la stratégie énergétique du côté du réseau, de réduire à un minimum les coûts liés à une extension du réseau et de garantir de manière durable la stabilité du système: Si le PV doit aussi contribuer en hiver de manière significative à la sécurité de l'approvisionnement en électricité, la capacité de PV installée doit continuer à augmenter – comme le prévoit la Stratégie énergétique 2050 – même si chaque kilowattheure d'électricité PV produit n'est pas nécessaire à tout moment. Selon le livre blanc, les incitations à l'augmentation de la capacité pourraient être dissociées des incitations à l'exploitation (à savoir quand et comment l'installation est exploitée).

Proposition

- Orientation plus forte des incitations de l'encouragement sur la production hivernale, le cas échéant en augmentant le bonus hivernal pour toutes les catégories de puissance.
- Adaptation du système d'encouragement dans le contexte d'une intégration du PV compatible avec le système et le réseau.

II. Ordonnance sur l'énergie (OEne)

Prestation de garantie pour les mesures de compensation supplémentaires liées aux centrales hydro-électriques en vertu de l'art. 9a LApEI

L'EnDK et la DTAP estiment que les centrales hydroélectriques en vertu de l'art. 9a LApEI apportent une contribution importante à la sécurité d'approvisionnement de la Suisse. Durant les délibérations parlementaires au sujet de la loi pour l'accélération des procédures (23.051), les deux conférences se sont de ce fait montrées ouvertes à l'approche qui doit permettre d'autoriser ces projets, même si toutes les mesures de compensation supplémentaires ne sont pas encore prêtes pour être approuvées. La possibilité de séparer, sur l'axe temporel, ces mesures du projet peut élargir la marge de manœuvre pour définir des mesures appropriées, sans retarder la réalisation des projets hydroélectriques en question.

Les cantons contribuent à la recherche de mesures adéquates. En revanche, il est primordial pour l'EnDK et la DTAP que la responsabilité fondamentale de planifier et de mettre en œuvre les mesures reste entre les mains des porteurs de projet. La prestation de garantie doit être un instrument subsidiaire et se limiter à des mesures qui ne sont pas encore prêtes pour être approuvées au moment de l'autorisation du projet d'infrastructure proprement dit, ce afin de poser une incitation aussi élevée que possible pour une réalisation ultérieure de ces mesures. Ainsi, l'exception figurant à l'art. 9a^{sexies}, al. 3, OEne, selon laquelle l'absence d'une entente des parties intéressées dans un délai raisonnable peut faire office de raison objective pour le versement d'une garantie, ne doit notamment pas conduire à une non-réalisation de mesures de compensation supplémentaires.

Si les mesures de compensation supplémentaires ne peuvent pas être décidées en même temps que l'autorisation du projet, il est fort probable qu'il n'existe pas encore d'estimations concrètes des coûts

pour ces mesures. Dans ces cas, il peut s'avérer plus judicieux de baser le calcul du montant de la garantie sur les coûts des mesures de remplacement qui seront très probablement toujours nécessaires dans le cadre des projets en question. Il semble approprié de prendre comme base de calcul 75 pourcent des coûts des mesures de remplacement. Dans l'intérêt d'une mise en œuvre rapide des projets, il convient, en cas normal, d'éviter une éventuelle recherche chronophage des coûts des mesures de compensation supplémentaires. Si un projet n'entraîne pratiquement pas d'atteintes aux habitats dignes de protection, il ne serait pas nécessaire de prévoir de mesures de remplacement, ou seulement des mesures mineures. Dans de tels cas, il conviendrait de préciser la démarche pour un calcul aussi simple que possible du montant de la garantie.

Proposition

- En l'absence d'offres pour les mesures de compensation au moment de l'autorisation de projet, il convient de renoncer à l'élaboration d'estimations de coûts. En lieu et place, le montant de la garantie doit être fixé sur la base des coûts pour les mesures de remplacement (75%).
- Il conviendrait de concrétiser le calcul du montant de la garantie dans des cas qui ne requièrent pas ou que peu de mesures de remplacement.

III. Ordonnance sur la procédure d'approbation des plans des installations électriques (OPIE)

Par le projet de loi pour l'accélération des procédures pour les installations de production (23.051), l'obligation de définir d'abord des zones de planification en cours de procédure de plan sectoriel pour le réseau à très haute tension a été supprimée dans la loi sur les installations électriques (LIE); le Conseil fédéral doit à l'avenir déterminer directement le corridor de planification et la technologie de transport. L'EnDK et la DATP saluent le raccourcissement des procédures. Celui-ci ne doit en revanche pas se faire au détriment de la transparence et de la qualité de la pesée des intérêts relevant de l'aménagement du territoire.

Les modifications proposées à l'art. 1d OPIE sont en principe adaptées à la pratique. Afin de faciliter l'application pour les cantons et les communes ainsi que le porteur de projet et afin d'éviter des conflits ultérieurs, il conviendrait d'apporter, de manière ponctuelle, des précisions dans le rapport explicatif ou sous une autre forme appropriée.

Selon le rapport explicatif, les corridors de planification doivent continuer à être examinés au sein d'une zone qui correspond à une zone de planification selon la conception actuelle. Si des corridors divergeant nettement sur le plan territorial devaient entrer en ligne de compte, il peut être indiqué de fixer une zone de planification dans le plan sectoriel, à titre de résultat intermédiaire. Dans la pratique, il s'avère que l'absence de clarté sur les périmètres effectivement retenus pour une analyse et sur la prise en compte appropriée des dispositions du plan directeur ou d'intérêts de protection est souvent source de conflits. Un complément apporté au rapport explicatif demandant d'exposer de manière transparente dans la documentation les périmètres et les intérêts retenus améliore la compréhension de ces documents, facilite l'examen technique par les cantons et les communes et réduit le risque de voir émerger ultérieurement des divergences sur des prescriptions «omises» relevant de l'aménagement du territoire ou du droit environnemental et climatique.

La possibilité de prévoir des solutions à un seul corridor est appropriée afin d'accélérer la procédure lorsque la marge de manœuvre est effectivement fortement restreinte par des conditions-cadres objectives. En revanche, il n'est aujourd'hui souvent pas suffisamment clair pour les cantons, dans quelle

situation il manque une telle marge de manœuvre et quelles alternatives ont été examinées. Les restrictions les plus importantes ainsi que les variantes examinées et rejetées devraient pour cela être présentées brièvement. Cela permet, moyennant une charge supplémentaire modérée et sans surcharger les procédures, d'améliorer la compréhension des solutions à un corridor et de l'examen technique par les cantons ainsi que de réduire le risque de conflits ultérieurs et les effets disproportionnés sur l'environnement.

Proposition d'apporter des précisions sous une forme appropriée

La documentation soumise à l'examen de corridors de planification devrait préciser les éléments suivants:

- A quelle zone territoriale se rapporte l'évaluation du potentiel de conflit et d'optimisation en matière d'utilisation de l'espace et quels intérêts essentiels en matière d'aménagement du territoire et de protection ont été pris en compte.
- Quels corridors alternatifs ont été évalués et quelles raisons objectives dues à des contraintes topographiques, techniques ou relevant de l'aménagement du territoire importantes ont conduit à leur abandon.

IV. Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (OApEI)

Exigences envers le produit électrique standard à l'approvisionnement de base

L'EnDK et la DTAP se sont déjà exprimées, dans leur prise de position du 15 mai 2024 au sujet des ordonnances du «Mantelerlass», en faveur de délais transitoires suffisamment longs lors de l'introduction des exigences envers l'approvisionnement de base. Etant donné que le marché de l'électricité renouvelable en Suisse est restreint et éventuellement non liquide, les prescriptions en matière d'acquisition ont un impact sur les prix de cette acquisition.

Le marquage de l'électricité réparti au moins sur les trimestres sera introduit en 2027. Par la suite, les garanties d'origine issues de la production renouvelable indigène viendront probablement à manquer en particulier pendant les mois d'hiver et, par conséquent, les prix seront à la hausse. Relever graduellement sur trois ans les prescriptions entrant en application dès 2028 quant au produit standard à l'approvisionnement de base et visant à porter la part des énergies renouvelables à 2/3 permet que les acteurs s'y adaptent en étapes.

L'EnDK et la DTAP soulignent que des hausses de prix marquées du produit électrique standard ne peuvent pas être exclues malgré cette solution transitoire. Il serait contraire à l'objectif de poser une incitation du côté de la demande pour le développement de la production hivernale si la réglementation quant au produit standard conduisait les clients à opter pour un autre produit. L'EnDK et la DTAP recommandent de ce fait d'observer le développement et de prendre des mesures, en cas de besoin, afin d'éviter des sauts de prix.

Proposition

L'évolution doit continuer à être observée, même si les exigences envers le produit standard sont introduites de manière graduelle. En cas de besoin, des mesures doivent être prises afin d'éviter des sauts de prix.

Dispositions particulières sur les coûts de réseau imputables

L'EnDK et la DTAP estiment que les possibilités de consommation locale créées par les RCP, les RCP virtuels et les CEL contribuent à développer les énergies renouvelables. Ces instruments présentent un potentiel d'encourager l'intégration du PV et de soutenir la transformation du système énergétique. En revanche, les deux conférences estiment qu'il existe un potentiel d'optimisation: Les conditions-cadre doivent inciter ces communautés à une utilisation aussi élevée que possible de l'électricité auto-produite et ainsi à un comportement qui serve le système et le réseau. Ceci contribue à éviter des excédents de production et un renforcement inutile du réseau.

L'EnDK et la DTAP estiment en principe approprié de réduire les obstacles à la création de telles communautés. Il convient en revanche de souligner que le texte de l'ordonnance ne reflète pas la différenciation faite par le Conseil fédéral dans son rapport explicatif en ce qui concerne les coûts imputables et ceux qui sont facturés individuellement. Étant donné que les participants à des communautés sont privilégiés en matière d'imputation de coûts comparé aux autres consommateurs raccordés au réseau, la répercussion supplémentaire de coûts engendrés par ces communautés doit être réduite au minimum. Il n'est notamment pas pertinent d'autoriser la prise en compte, au titre de coûts imputables, de prestations qui peuvent également être fournies par des tiers, car cela entraînerait une distorsion du marché entre le gestionnaire de réseau de distribution et les autres acteurs du marché.

Proposition

Il faut distinguer clairement les coûts imputables et ceux qui sont facturés individuellement. La répercussion supplémentaire de coûts du réseau engendrés par les communautés sur les autres clients du réseau doit être réduite au minimum.

Nous vous remercions de bien vouloir prendre en compte notre prise de position et restons à votre disposition en cas de questions.

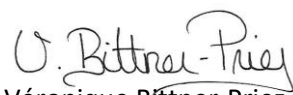
Meilleures salutations



Laurent Favre, Conseiller d'État
Président de l'EnDK



François Steiert, Conseiller d'État
Président de la DTAP



Véronique Bittner-Priez
Secrétaire générale de l'EnDK



Mirjam Büttler
Secrétaire générale de la DTAP