

Annexe – Remarques par article – Réponse à la Consultation fédérale - Mise en œuvre de la loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables au niveau des ordonnances

OOSE

Articles	Remarques
Art. 1b, al. 1, 2, 4 et 4bis	En lien avec le système de monitoring, les Etats-majors (fédéraux et cantonaux) ont besoin de pouvoir disposer d'une image de la situation, globale et en temps, réel. Ce faisant, il faudrait rajouter un alinéa (ou nouvel article) qui impose aux GRD de fournir aux cantons leurs besoins en renseignement, dans la qualité requise par ces derniers.
Art. 1b, al. 1, 2, 4 et 4bis	Le Conseil d'Etat demande d'ajouter un article chargeant l'OFEN / AEP de publier mensuellement un avis sur la perspective de l'approvisionnement pour les mois critiques (novembre à fin mars).

OEnEr

Articles	Remarques
Art. 30b ^{ter}	Le système de dépôt des demandes de la prime de marché, avec des délais fixés à fin juin 2026, 2028, 2030, 2032 et 2034, répète une manière problématique de faire des contributions d'investissement. Bien que ce système soit favorable à la Confédération, pour qu'elle puisse allouer de manière plus efficace des moyens limités, il est très pénalisant pour l'organisation des exploitants qui, eux, doivent mener des études et des procédures d'autorisation ayant un niveau de complexité déjà très élevé. Il est demandé qu'il soit possible, tant pour la prime de marché flottante que pour les contributions d'investissement, de déposer une demande à tout moment et que la Confédération développe une gestion des ressources moins pénalisante pour les exploitants, sur la base, par exemple, d'une utilisation rationnelle et efficace des ressources en eau.
Art 30b ^{quinquies}	Il nous semble qu'il y a une contradiction entre l'article 8 OEnEr et la procédure générale de dépôt pour une aide à l'investissement. Celle-ci ne nécessitant pas de permis de construire. De plus, faisant suite à la remarque précédente, l'obligation d'un permis de construire exécutoire avant de déposer une demande de prime de marché flottante, comme c'est aussi le cas pour les contributions d'investissement, représente une grande incertitude pour les exploitants qui doivent consacrer du temps et des moyen considérables pendant les étapes d'étude et d'obtention des autorisations nécessaires. Il est proposé que l'OFEN donne un avis de principe sur les aides lors qu'il se prononce sur la rationalité d'une demande d'utilisation des forces hydrauliques.

Art 30b ^{novies} al. 2	Revoir la formulation : Le requérant doit transmettre l'avis complet de mise en service au plus tard après un mois à compter de la mise en service.
Art. 62. Al 2 let. c	<p>Nous proposons de modifier cette disposition. En effet, les conduites d'eau potable sont réalisées pour des périodes très longues et avec des calendriers qui sont souvent incompatibles avec des projets de turbinage. Il serait regrettable que de tels projets ne puissent pas voir le jour à cause d'un dimensionnement inadéquat de la conduite. Nous suggérons de prendre en compte le surcoût pour le diamètre supérieur et la mise en charge de la conduite comme coûts imputables. Il y a ainsi une part de risque qui peut être partagée.</p> <p>Nous proposons la formulation suivante :</p> <p><i>c. pour les parties d'installation qui servent en premier lieu à l'approvisionnement en eau potable et qui n'ont pas reçu de garantie de principe ou autorisation de début anticipé de travaux, les coûts pour une conduite servant à l'approvisionnement en eau potable. Les surcoûts pour une conduite forcée et d'un diamètre plus important sont imputables au projet pour la décision de soutien.</i></p>
Art. 90 al. 1	<p>Nous relevons que dans de nombreux cas, les aménagements hydroélectriques font partie de la production propre d'un GRD et que cette production fait partie de l'approvisionnement de base pour lesquels les frais de commercialisation sont nuls, seuls sont applicables les frais de gestion de l'énergie. De même, les coûts de gestion d'entreprise et de gestion de centrale sont imputables au prix de revient conformément à la législation sur l'approvisionnement en électricité. Il pourrait donc y avoir une double prise en compte de ce montant.</p> <p>Nous proposons d'introduire une distinction entre les centrales ne commercialisant que sur le marché de celles pouvant valoriser la production propre auprès de clients captifs.</p> <p>Il nous semble également que les coûts évoqués dans cet article font partie des coûts qui sont normalement pris en compte lors d'une offre commerciale en plus du prix de l'énergie.</p> <p>Finalement, la prise en considération de ces coûts nous semblent représenter une aide d'Etat indirecte qui pourrait être problématique dans le cadre des négociations avec l'Union européenne pour la conclusion d'un accord-cadre sur l'électricité.</p>

OApEI

Articles	Remarques
Art. 4	Nous considérons que l'obligation de reprise de l'art 15 de la LEné pourrait péjorer le prix de l'électricité que devront payer les consommateurs finaux.

	<p>En effet, il est possible qu'avec le développement de la production renouvelable, un GRD se retrouve à devoir reprendre plus d'énergie qu'il en vend sur son réseau, notamment durant les heures de pointes de l'été. Dans le cas de petits GRD, cette situation pourrait conduire à des difficultés majeures si le GRD devait revendre à perte la production.</p> <p>L'ordonnance ne prévoit pas les mécanismes permettant aux GRDs de couvrir des pertes éventuelles s'ils doivent revendre des excédents d'énergie sur le marché à des moments peu opportuns (par exemple lorsque le prix horaire sur le marché est plus bas que le tarif de rétribution).</p> <p>Il n'est pas clair si le GRD a la possibilité de facturer ces pertes sur le prix de l'énergie à ses clients dans l'approvisionnement de base. Dans ce cas, cela pourrait renchérir fortement le prix de l'énergie payé par un consommateur dans cet approvisionnement.</p> <p>Nous estimons que les conséquences financières de l'obligation de reprise qui participe au développement des énergies renouvelables et à la sécurité d'approvisionnement devrait être assumé également partiellement par les clients sur le marché libre. Cela permettrait également d'anticiper une éventuelle ouverture du marché dans le cadre d'un accord sur l'électricité avec l'Union européenne.</p>
Art 7b.	Nous saluons cette disposition qui améliore la communication auprès des clients finaux sur leur consommation et leur positionnement par rapport à la moyenne d'un même groupe de clients et les possibles piste d'économies possible.
Art 8 al. 3	Nous souhaiterions que le coût imputé au client final pour l'utilisation de la plateforme soit mieux défini. Cela devrait se limiter aux frais facturés par la plateforme au GRD.
Art. 8h	<p>Nous souhaitons que les cantons puissent également bénéficier de données qui vont au-delà de ce qui est publié, notamment de pouvoir obtenir les données de consommation par point de mesure ou EGID de bâtiment et proposons de mentionner les cantons dans l'art. 8h ch.7</p> <p>Sur demande, il met les données à la disposition de l'EiCom, de l'OFEN et des cantons, pour les données relevant de leur territoire cantonal, sous forme non anonymisée.</p>
Art 18e al.2	<p>Bien que nous saluions le fait qu'un remboursement de la rémunération de l'utilisation du réseau permette de favoriser l'émergence de certaines technologies, nous estimons que durant certaines périodes de l'année cette production qui, actuellement, se fait essentiellement en ruban pourrait péjorer la sécurité d'approvisionnement, notamment durant la période hivernale.</p> <p>Nous demandons <i>a minima</i> que les taxes soient dues durant le premier et le dernier trimestre de l'année en cours. En effet, dès lors que l'installation sollicitera le réseau et pourrait nécessiter l'utilisation de la réserve hivernale pour continuer de fonctionner, il est nécessaire que l'installation y participe également ou alors que seules les installations utilisant des excédents d'énergies renouvelables en soient exemptées.</p>
Art. 19e	Nous estimons qu'il est plus simple d'avoir un pourcentage de puissance de production par rapport aux puissances de tous les consommateurs finaux raccordés.

Art. 19h	Nous trouvons que la réduction de tarif appliquée tant au niveau 7 qu'au niveau 5 est très faible et n'incite pas vraiment à la réalisation de telles communauté. Le GRD calcule normalement un timbre par niveau de tension pour l'agrèger au niveau final. Il pourrait être possible d'utiliser cette donnée ou de prendre un pourcentage de 40% pour l'al. 1 et de 20% pour l'al. 3
----------	--

OEné

Articles	Remarques
Art. 7b	Les « documents de base » à prendre en compte ne sont pas précisés. Les cantons doivent pouvoir bénéficier de marges de manœuvre suffisantes pour planifier dans leurs plans directeurs les zones de production d'énergie éolienne et solaire appropriées, ceci conformément aux bases légales en vigueur. Pour les cantons qui ont déjà défini ces zones, il n'est par ailleurs pas envisageable que « ces documents de base » remettent en question les planifications cantonales en vigueur.
Art. 14 al.3	Nous comprenons que l'art. 14 al. 3 OEné dit qu'il est possible d'utiliser les lignes de desserte pour la consommation propre. Le terme "consommation propre" implique la dispense complète du timbre et des taxes. L'art. 19h OApEI ne s'applique donc pas. Nous comprenons également que dans le cadre d'un tel regroupement, les consommateurs sont dispensés du paiement des taxes fédérales, cantonale et communales pour la part d'autoconsommation transitant par le réseau du GRD.
51a et suivants	<p>Bien que l'objectif soit louable, nous estimons que sa mise en application semble difficilement réalisable. De nombreux facteurs peuvent impacter la consommation sur la zone de desserte d'un GRD. Dès lors que la grandeur utilisée est le volume annuel, cette disposition pose plusieurs problématiques :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Augmentation de la population ; - Installation d'industries dans la zone de desserte, par exemple un datacenter de x MW ; - Conditions météorologiques. <p>D'autre part, sur le territoire vaudois, environ 90 entreprises qui ont consommé au moins 10 GWh d'électricité au cours des trois dernières années sont concernées. Plus de 90% de ces entreprises sont soumises à une réglementation spécifique (art. 51e) et ont établi une convention d'objectifs avec l'OFEN. Il est important de rappeler que les méthodologies prévues incluent l'atteinte d'une efficacité énergétique de 120%, ou l'application de mesures dont le Taux de Rendement Interne (TRI) est inférieur à quatre ans pour les aspects techniques et à huit ans pour les infrastructures.</p> <p>Il nous paraît compliqué, pour les GRD, d'identifier les consommateurs finaux pour lesquels les coûts d'électricité représentent moins de 20% de la valeur ajoutée brute. Cette évaluation nécessite que le GRD s'informe du chiffre d'affaires, des matières premières et d'autres intrants de chaque entreprise pour déterminer ce pourcentage, ce qui peut s'avérer être une tâche difficile et complexe.</p>

	<p>Ces dispositions peuvent également entrer en conflit avec des soutiens cantonaux (mesure éco-logement dans le cas du canton de Vaud, par exemple)</p> <p>Ces problématiques nous semblent suffisantes pour rendre l'applicabilité d'une telle disposition très compliquée à mettre en œuvre et sommes d'avis de la supprimer.</p> <p>Si la disposition est maintenue, nous proposerions que l'objectif de réduction ne se fasse que sur les clients dans l'approvisionnement de base avec la mise en place de mesure par le GRD auprès de cette catégorie de clients.</p> <p>De plus nous demandons que l'objectif de réduction soit exprimé comme un nombre de kWh à économiser et non comme un volume de distribution d'électricité à atteindre. Cela permet en effet d'être indépendant du développement (population, économie, etc.) dans la zone de desserte du GRD.</p>
Art. 54	Il conviendra de regarder au niveau cantonal ce qui reste soutenu vu le soutien fédéral prévu.