



ASSOCIATION DES GROUPEMENTS
ET ORGANISATIONS ROMANDS
DE L'AGRICULTURE

Office fédéral de l'énergie
Division Efficacité énergétique et énergies
renouvelables
Palais fédéral Nord
3003 Berne

Par mail à energiestrategie@bfe.admin.ch

Lausanne, le 10 mai 2017

Mise en œuvre du premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050

Madame la Présidente de la Confédération,
Madame, Monsieur,

Suite à l'ouverture le 1^{er} février dernier de la mise en consultation de l'objet cité en titre, nous nous permettons de vous transmettre l'avis d'AGORA à son sujet.

De manière générale, l'agriculture suisse peut fournir une contribution considérable au tournant énergétique en produisant de l'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables. D'après une étude d'AgroCleanTech, cette production pourrait théoriquement atteindre 2'100 GWh/an d'ici 2030, dont au moins 1'200 GWh d'origine photovoltaïque et 420 GWh à partir d'installations de biogaz. Pour exploiter ce potentiel, les producteurs dépendent des mesures d'un système d'encouragement. L'agriculture suisse participe actuellement à l'approvisionnement du pays en énergie, surtout via la production d'électricité d'origine photovoltaïque, la production de biogaz et la production de chaleur par les installations de biogaz. Parallèlement, elle dispose dans le domaine de l'efficacité énergétique d'un potentiel encore inexploité en raison de conditions cadres défavorables. Nous prenons par conséquent prioritairement position sur les modifications touchant les installations photovoltaïques et les installations de biogaz, ainsi que sur les questions relatives à l'efficacité énergétique.

En ce qui concerne notre prise de position, nous suivons globalement celle de l'Union suisse des paysans et soutenons ses propositions concernant les ordonnances sur lesquelles nous ne nous prononçons pas dans ce courrier.

- Ordonnance sur l'énergie (révision totale)

Nous jugeons tout à fait positivement les dispositions qui permettent la consommation par le producteur de son propre courant. Nous saluons par ailleurs les nouvelles possibilités de regroupement de plusieurs consommateurs finaux pour l'utilisation du courant produit sur place. Nous pouvons en attendre un gain d'efficacité important, surtout en combinaison avec des systèmes de mesure et de réglage intelligents.

Lors de l'examen des plans de mise en œuvre (dans l'ordonnance sur l'énergie et dans l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité), il est toutefois apparu qu'il existe un grand potentiel de conflit dans l'organisation et la réglementation de la consommation propre. Nous vous invitons donc à porter la plus grande attention à la parfaite clarté des dispositions.

Nous proposons, par ailleurs, les modifications des détails suivantes :

Art. 11, al. 1

Les producteurs d'énergie visés à l'art. 15 LEnE et les gestionnaires de réseau fixent les conditions de raccordement par contrat. Ils règlent notamment:

- a. les coûts de raccordement. **Ceux-ci sont répartis entre le gestionnaire de réseau et le producteur, la part de ce dernier ne devant pas excéder 50 % ;***
- b. la puissance d'injection maximale;*
- c. si une partie de l'énergie produite est consommée sur le lieu de production en vertu des art. 16 et 17 LEnE;*
- d. la rétribution.*

Art. 16

~~*Le regroupement dans le cadre de la consommation propre est permis, pour autant que la puissance de production de l'installation soit au moins de 10 % de la capacité maximale de raccordement au réseau.*~~

Art. 17, al. 1

~~*Dans le cas où des locataires et des preneurs à bail font partie d'un regroupement dans le cadre de la consommation propre, les coûts de l'électricité correspondent proportionnellement aux coûts de revient de l'électricité issue des installations de consommation propre et aux coûts de l'électricité prélevée sur le réseau de distribution.*~~

Il faut partir de l'idée que la participation à un regroupement en vue de la consommation propre est volontaire. Dans cette hypothèse, la prescription d'une limite maximale de prix est une intervention inadmissible sur le marché, incompatible avec le principe constitutionnel de la liberté économique.

Art. 18, al. 4 (nouveau)

La Confédération peut octroyer une aide à l'investissement couvrant 30 % des coûts d'acquisition d'accumulateurs électriques permettant au producteur d'atteindre un taux de consommation propre du courant de minimum 50 %.

La révision de la LEne, avec l'introduction d'un système de rétribution de l'injection du courant issu des énergies renouvelables, incite les producteurs à injecter l'électricité en fonction de la demande. Dans le cas du photovoltaïque, la rétribution est étendue jusqu'aux installations de 50 MW avec, comme prévision, que la consommation propre pour ces installations devrait augmenter. Cependant, la production d'électricité de ces installations ne coïncide pas forcément avec les besoins du site. Le recours à des accumulateurs électriques peut s'avérer indispensable pour améliorer le taux d'autoconsommation. Toutefois, ces matériels sont aujourd'hui pour la plupart peu accessibles pour les producteurs au vu de leur coût beaucoup trop élevé.

Art. 52, al. 2, let. c (nouveau)

L'assainissement énergétique des bâtiments agricoles et d'autres volumes d'importance.

Le renforcement du Programme Bâtiments par le biais des programmes cantonaux est un point positif de la LEne révisée. Les cantons auront, avec le soutien de la Confédération, la possibilité d'élargir le champ des mesures d'assainissement comme par exemple l'enveloppe des bâtiments, l'utilisation accrue des énergies renouvelables et des rejets de chaleur, le remplacement des chauffages électriques, l'efficacité électrique ou encore la formation et l'information des architectes, planificateurs, installateurs ou propriétaires des bâtiments. L'agriculture est directement concernée par ces mesures car les frais élevés liés à la consommation d'électricité ou de chauffage sont souvent imputables à l'habitation principale.

- Ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables (nouveau)

Afin de traiter tous les producteurs sur un pied d'égalité de simplifier le suivi administratif des dossiers et de pouvoir soutenir plus de projets, une généralisation de la rétribution unique pour les projets photovoltaïques nous semble être la meilleure option. Ceci nécessiterait cependant une RU un peu plus généreuse que le projet mis en consultation. Si nous reconnaissons que la nouvelle Loi sur l'énergie ne permet pas une RU supérieure à un tiers des coûts de référence, nous demandons que ceux-ci tiennent mieux compte de l'investissement et des frais prévisibles (par exemple en % du montant d'acquisition) sur la durée de vie de l'installation. Une hausse globale des taux indiqués à l'annexe 2.1 serait donc nécessaire.

L'art. 19 de la loi demandant l'existence du système de rétribution de l'injection pour l'énergie solaire également, l'idée est que le Conseil fédéral utilise au maximum la latitude offerte par l'art. 19, al. 6 et fixe très haut le seuil en-dessous duquel seule la RU est possible et c'est pourquoi nous proposons

le seuil de 50 MW. Dans un tel cas, nous soutiendrions, en ce qui concerne la réduction de la liste d'attente traitée à l'art. 21, le développement d'une variante C généralisant la rétribution unique évitant que quelques grandes installations ne mobilisent l'essentiel du fonds RPC.

Art. 21, al. 2

Les installations de moins de 50 MW figurant sur la liste d'attente pour les installations photovoltaïques à la date de l'entrée en vigueur de la présente ordonnance sont retirées de la liste d'attente et bénéficient de la rétribution unique telle que prévue au chapitre 4.

Si une telle généralisation de la RU, ainsi que la variante C allant de pair, ne devaient pas être retenues, nous soutiendrions alors la variante A de l'art. 21. En effet, les entreprises qui se sont simplement inscrites auprès de Swissgrid n'ont rien dépensé et finalement pris aucun risque. Il est donc normal de soutenir en priorité celles dont les installations ont déjà été mises en service. A l'époque, les délais d'attente étaient estimés à deux ans environ. Malheureusement, la réalité a été tout autre et un certain nombre d'agriculteurs se retrouvent aujourd'hui dans une situation financière délicate avec une installation photovoltaïque inscrite à Swissgrid et mise en service en 2012 ou 2013 par exemple sans recevoir de rétribution car le projet est toujours sur liste d'attente. Cette situation pourrait mettre en péril l'activité agricole du fait des difficultés financières qu'elle engendre.

La prise en compte de la variante A nécessiterait cependant une adaptation à la baisse de la barre des 100 KW en dessous de laquelle seule la RU sera accordée et au-delà la RPC sera encore distribuée jusqu'en 2022 (ou RU optionnelle). En effet, certaines installations réalisées en 2012 et toutes proches de l'acceptation par la RPC seront donc redirigées sur la RU si leur puissance n'atteint pas 100 KW. Un nombre non négligeable d'installations réalisées au début des années 2010 et actuellement sur liste d'attente ne dépassent pas 100 KW du fait que certaines entreprises électriques fixaient cette limite maximum pour l'octroi du pont RPC.

Nous proposons, par ailleurs, les modifications de détails suivantes :

Art. 8 Grandes et petites installations photovoltaïques

¹ *Sont réputées grandes installations photovoltaïques les installations d'une puissance à partir de ~~100~~**80** kW.*

² *Sont réputées petites installations photovoltaïques :*

- a. *les installations d'une puissance inférieure à ~~100~~**80** kW;*
- b. *les installations dont l'agrandissement ou la rénovation apporte une puissance supplémentaire inférieure à ~~100~~**80** kW, même si leur puissance totale atteint ~~100~~**80** kW ou plus après l'agrandissement ou la rénovation.*

³ *Si l'exploitant d'une installation visée à l'al. 1 renonce à la rétribution de la contribution liée à la puissance pour la puissance à partir de ~~100~~**80** kW, l'installation est aussi réputée petite installation.*

Art. 24, al. 5

*Il doit transmettre l'avis complet de mise en service au plus tard un mois après la mise en service. S'il ne respecte pas ce délai, il ne peut prétendre qu'à la rétribution au prix de marché de référence. **Si la transmission est retardée pour des raisons qui ne sont pas imputables à l'exploitant de l'installation, la rétribution de l'injection est versée ultérieurement par l'organe d'exécution.***

Les projets connaissent toujours des retards qui ne sont pas imputables au maître de l'ouvrage. Mais les règles proposées font qu'il devrait quand même en payer le prix.

Art. 27, al. 2

*Si les moyens disponibles ne suffisent pas pour les versements visés à l'al. 1, l'organe d'exécution verse la rétribution au prorata durant l'année en cours. Il verse la différence l'année suivante. **Le producteur sera informé au minimum trois mois avant l'arrêt du versement de la contribution pour l'année en cours.***

Art. 27, al. 5

*La rétribution est versée jusqu'à la fin ~~du mois complet~~ **de l'année civile** où sa durée prend fin.*

Ces deux demandes permettent au producteur de prendre les mesures nécessaires en cas d'insuffisance des moyens disponibles. Par ailleurs, la modification proposée à l'alinéa 5 représente une dégradation importante de la situation des producteurs. Nous demandons donc le maintien de la formulation actuelle.

Art. 45, al. 3

*Les exploitants d'installations visés à l'art. 8, al. 3, sont tenus de communiquer, dans la demande, à l'organe d'exécution qu'ils renoncent à la rétribution de la contribution liée à la puissance pour la puissance à partir de ~~100~~**80** kW.*

- Ordonnance sur le CO₂ (révision partielle)

Ce premier train de mesures de la Stratégie énergétique 2050 prévoit que le programme concernant les bâtiments sera développé et qu'il aura davantage de ressources à disposition. Nous accueillons favorablement les possibilités supplémentaires d'assainissement et les allègements fiscaux qui en découlent car elles constitueront désormais une incitation en faveur d'assainissements globaux.

L'étude des potentiels en matière d'«Efficience des ressources et du climat dans l'agriculture», réalisée par AgroCleanTech, montre qu'une des mesures les plus efficaces de réduction des émissions de gaz à effet de serre est l'assainissement des bâtiments. Une partie de ces bâtiments sont des bâtiments d'exploitation d'entreprises agricoles (p. ex. porcheries, halles à volailles), via l'assainissement desquels on pourrait exploiter un potentiel considérable de réduction des émissions. Nous considérons qu'il est dès lors

incompréhensible que les bâtiments d'exploitation agricoles n'aient pas été inclus jusqu'ici dans le programme d'encouragement. Nous demandons instamment qu'une solution soit trouvée rapidement dans le cadre de la politique énergétique et de la politique climatique pour combler cette lacune. La révision de l'ordonnance sur l'énergie et de l'ordonnance sur le CO₂ dans le cadre de la mise en œuvre de la Stratégie énergétique 2050 offre une possibilité à cet égard. Nous demandons donc l'ajout suivant à l'art. 104 :

Art. 104, al. 1, let. d (nouveau)

Si les cantons tiennent compte de manière appropriée de l'assainissement des bâtiments d'exploitation agricoles dans l'octroi de leurs fonds d'encouragement.

Pour le reste et comme déjà annoncé plus haut, nous soutenons les remarques et propositions émanant de l'Union suisse des paysans.

Nous vous invitons à prendre en compte notre avis et nous vous adressons, Madame la Présidente de la Confédération, Madame, Monsieur, nos meilleures salutations.

AGORA

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Loïc Bardet'.

Loïc Bardet
Directeur

Hebeisen Michelle BFE

Von: Andrea Moscariello <andrea.moscariello@unige.ch>
Gesendet: Dienstag, 9. Mai 2017 09:13
An: _BFE-Energiestrategie
Cc: Siddiqi Gunter BFE
Betreff: comments of energy strategy 2050

To whom it may concern,

with this brief note I would like to express my support to the initiative brought forward by the Swiss Parliament regarding the forthcoming referendum on the Energy Strategy 2050.

In particular, I would like to comment on the measures concerning the participation to exploration costs for private and public operators by the Confederation in the case of subsurface prospecting aimed at Geothermal resources.

Despite the progress in knowledge on the subsurface thanks to initiative driven by the Swissstopo and some Cantons over the last 5 years (Projet GeoMol), the Swiss subsurface is indeed still poorly known. Only much more extensive investigation campaigns carried forward by private investors and Cantons will put Switzerland in a position to assess its true geothermal potential. Experience from the oil and gas industry, where I worked for 15 years, shows that exploration success in poorly known areas such as the Swiss Plateau can be, in a good case, on the order of 30-40%. This is due to the large geological heterogeneity of our subsurface resulting from a complex geological history occurred during the last 300 millions of years. This means that a large number of wells will need to be drilled before a full understanding of the true geothermal potential will be established.

Subsurface data acquisition such as seismic campaigns and prospective wells should be therefore encouraged in order to achieve a satisfactory level of knowledge to target the right areas and make the geothermal exploration for direct use and electricity a reality.

In this sense the financial measures proposed by the Confederation are a real sign of concrete engagement towards those goals.

One more reason to promote the detailed evaluation of the subsurface using both new data from new exploration campaigns and valorisation of existing data to a large area of Switzerland is to assess the uncertainties related to the presence of hydrocarbons which in some cases could endanger greatly the successful development of geothermal energy. The recent experience in St Gallen demonstrates that only a proper understanding of all uncertainties associated with the presence of fluids in the subsurface can allow us to prevent and mitigate the risks of drilling deep wells.

In addition to my comments, I have noticed that the Italian translation of the law text proposal can be definitely improved as far as the technical terminology is concerned. Given my industry and mother tongue origin I will be happy, if required, to help in revising the text to make it more suitable for publication.

yours sincerely

Andrea Moscariello

Prof. Dr. Andrea Moscariello
Department of Earth Sciences
University of Geneva
Rue des Maraichers 13

CH-1205 Geneva - Switzerland
Tel. +41 22 37 966 10 (direct)
Tel. +41 22 37 966 19 (secretary)
Mobile: +33 603874612 / +41 79 604 87 68
Fax. +41 22 37 932 10
e-mail: andrea.moscariello@unige.ch
web page: <http://amoscariello.com>



Basel, 8.5.17

energiestrategiebf.admin.ch

Umsetzung des ersten Massnahmenpakets zur Energiestrategie 2050, Vernehmlassung zu den Änderungen auf Verordnungsstufe:

Antwort der Vereinigung „Archäologie Schweiz“ (AS)

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin Leuthard, sehr geehrte Damen und Herren

Als 2000 Mitglieder zählende Non-Profit-Organisation im Bereich der Erhaltung und Erforschung des materiellen Kulturerbes nehmen wir gerne die Gelegenheit wahr, Ihnen unsere Stellungnahme zu unterbreiten. Indessen beschränken wir uns auf jene Dispositionen, welche den Bereich der Archäologie betreffen, nämlich die Artikel 7-10 der Energieverordnung (in den potenziell ebenfalls relevanten Abschnitten zur Geothermie sind ausschliesslich Abläufe geregelt, inhaltliche Anweisungen sind nicht vorgesehen). Nun also zu unseren Bemerkungen und Anregungen:

- Die Artikel 7-9 regeln ebenfalls Abläufe resp. enthalten Definitionen zum Begriff des „von nationalem Interesse“ bei Wasser- resp. Windanlagen. Eine Interessensabwägung zwischen dem Aspekt der Energieproduktion und dem Schutz des – nota bene nicht erneuerbaren – Kulturerbes hält AS für richtig und wichtig. Allerdings wird die Nagelprobe die adäquate und unvoreingenommene Abwägung sein, deren Resultat sich naturgemäss nicht per Verordnung im Voraus festlegen lässt.
- In Artikel 10 sind Bereiche genannt, in welchen per se das Errichten von Energieanlagen nicht möglich ist. Dass Biotope von nationalem Interesse sowie Wasser- und Zugvögelreservate solche Zonen sind, leuchtet ein. Allerdings ist AS dezidiert der Auffassung, dass dieser absolute Schutz auch für das UNESCO-Weltkulturerbe „Palafittes – Prähistorische Pfahlbauten“ gelten muss. Da es sich um ein serielles Weltkulturerbe handelt, können nur sämtliche eingeschriebenen 56 in der Schweiz gelegenen „Palafittes“ so geschützt sein und nicht eine Auswahl; die 394 sog. assoziierten Fundstellen sollten nach Auffassung der AS ebenfalls so geschützt sein. Da auch sie in der Palafittes-Datenbank erfasst und genau umschrieben sind, sind Lage und Umfang der Schutzgebiete bereits präzise definiert und müssen nicht mehr aufwendig beschrieben werden.

Wir bitten Sie, das eben dargestellte Anliegen zu berücksichtigen und die Verordnung in diesem Sinn anzupassen.

Mit freundlichen Grüssen

ARCHÄOLOGIE SCHWEIZ

Dr. Urs Niffeler, Zentralsekretär

PD Dr. Robert Fellner, Präsident

Petersgraben 51
CH-4051 Basel
T: +41 61 261 30 78, F: +41 61 261 30 76
info@archaeologie-schweiz.ch
www.archaeologie-schweiz.ch





Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie
et de la communication
Présidente de la Confédération
Mme Doris Leuthard

energiestrategie@bfe.admin.ch

Brougg, le 2 mai 2017 / AC

**Mise en œuvre du premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050 :
Procédure de consultation**

Madame la Présidente de la Confédération,
Madame, Monsieur,

Par lettre du 1^{er} février 2017, vous nous avez invitées à prendre position sur la consultation mentionnée sous rubrique, nous vous en remercions sincèrement.

Après avoir soigneusement étudié les projets mis en consultation, nous vous informons que, d'une manière générale nous approuvons la Stratégie énergétique proposée. Néanmoins, en ce qui concerne le détail des mesures proposées, nous nous référons à la prise de position de l'Union suisse des paysans, que nous soutenons dans sa totalité.

Nous formulons les remarques suivantes :

- Il faut assurer, dans la rédaction des dispositions d'exécution, la clarté et la sécurité juridique.
- Dans certains cas, il faut s'assurer que le producteur d'énergie, en ce qui nous concerne, les exploitants agricoles, ne soient pas seuls à assumer les coûts et les risques des installations.
- Les nouvelles installations doivent être autorisées dans les limites des règles sur l'aménagement du territoire et préserver les terres cultivables.
- S'agissant de la conception des dispositions concernant la commercialisation directe, il y a lieu de veiller au risque d'inégalité des rapports de force et de dépendance possible des petits producteurs vis-à-vis des grands gestionnaires de réseau.
- En ce qui concerne les mesures visant à réduire les émissions de CO2 des véhicules, il faut prendre garde à ne pas pénaliser la population qui vit dans les zones rurales et décentralisées pour lesquelles la possession et l'usage d'un véhicule adapté aux conditions météorologiques et de la route est nécessaire.

En vous remerciant de bien vouloir en prendre note, nous vous prions de croire, Madame la Présidente de la Confédération, Madame, Monsieur, à l'assurance de notre considération distinguée.

UNION SUISSE DES PAYSANNES ET DES FEMMES RURALES USPF

Christine Bühler
Présidente

Anne Challandes
Membre du comité et Présidente de la commission politique agricole



CHAMBRE D'AGRICULTURE DU JURA BERNOIS

Division Efficacité énergétique et énergies
renouvelables
Palais fédéral Nord
3003 Berne
Par mail à energiestrategie@bfe.admin.ch

Renan, le 11 mai 2017

Mise en oeuvre du premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050

Madame la Présidente de la Confédération,
Madame, Monsieur,

Suite à l'ouverture le 1er février dernier de la mise en consultation de l'objet cité en titre, nous nous permettons de vous transmettre l'avis de la CAJB.

En réalité, il est exactement le même que celui d'AGORA à Lausanne qui vous a été transmis le 11 mai. Nous renonçons donc à écrire le même courrier et vous prions de prendre note de notre position en doublant les arguments et demandes d'AGORA.

Nous espérons que cette façon de faire puisse vous convenir et vous remercions vivement de votre compréhension.

Recevez, Madame la Présidente de la Confédération, Madame, Monsieur, nos salutations distinguées.

CHAMBRE D'AGRICULTURE DU JURA BERNOIS

La secrétaire générale : Annemarie Hämmerli

Secrétariat : 2616 Renan/Le Plan 37 * Tél. 032 963 15 51 * e-mail : cajb.haemmerli@bluewin.ch
www.cajb.ch * Banque Cantonale Bernoise CCP 30-106-9, IBAN CH55 0079 0016 2346 5101 7

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

Par email :
energiestrategie@bfe.admin.ch

Genève, le 8 mai 2017

Consultation relative à la mise en œuvre du premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050 : modifications à l'échelon de l'ordonnance

Madame, Monsieur,

Le département fédéral des transports, de l'énergie et de la communication a mis en consultation une série de modifications d'ordonnances relatives à la mise en œuvre de la Stratégie énergétique 2050 (S2050).

La Chambre de commerce, d'industrie et des services de Genève (CCIG) tient à faire part de sa position sur ces objets, compte tenu de l'importance de la politique énergétique pour les entreprises ainsi que pour l'économie genevoise et suisse dans leur ensemble.

1. Remarques liminaires

La CCIG a déjà eu l'occasion de se prononcer sur la S2050 et la politique climatique de la Confédération, entre autres à l'occasion des procédures de consultation ou d'audition suivantes :

- Politique climatique de la Suisse post-2020 (2016) ;
- Projet de disposition constitutionnelle pour un système incitatif en matière climatique et énergétique (2015) ;
- Révision de l'ordonnance sur l'énergie (OEné) : augmentation du supplément visé à l'art. 15b de la loi sur l'énergie (2014) ;
- Modification de l'ordonnance sur la réduction des émissions de CO₂ (2014) ;
- Passage d'un système d'encouragement à un système d'incitation - variantes d'un système d'incitation dans la politique énergétique ;
- La Stratégie énergétique 2050 elle-même (2012).

Les observations contenues dans la présente prise de position s'inscrivent donc dans la continuité des éléments communiqués à l'occasion de ces récentes procédures.

1.1 Une stratégie énergétique qui dépasse l'enjeu de la sortie de l'énergie nucléaire

La S2050 a été élaborée suite à la décision du Conseil fédéral de mettre un terme à l'exploitation de l'énergie nucléaire en Suisse. La S2050 aurait donc dû, en toute logique, s'en tenir à la question du remplacement de l'énergie nucléaire dans le cadre de la production indigène d'électricité.

Or, la S2050 va beaucoup plus loin et, comme son nom l'indique, concerne l'entier du domaine énergétique, de la production d'électricité à la consommation d'énergie finale, toutes sources d'énergies confondues.

1.2 Position de la CCIG sur la S2050 - votation du 21 mai 2017

Le premier volet de la S2050 sera soumis en votation en date du 21 mai 2017. Le Conseil de la CCIG s'est prononcé en faveur du projet en votation et la CCIG recommande dès lors son acceptation. La S2050 telle qu'issue des débats parlementaires est en effet de meilleure facture que le projet initial du Conseil fédéral, projet sur lequel la CCIG avait pris position négativement.

Cette position favorable ne doit pas occulter les réserves mentionnées dans les diverses prises de position mentionnées ci-dessus quant à l'impact potentiel de la S2050 sur les performances des entreprises et la bonne marche de l'économie. La CCIG souligne qu'une politique énergétique déconnectée des réalités de l'économie et de l'évolution des législations européennes et mondiales se révélera dommageable pour l'économie du pays et n'aura in fine aucun impact bénéfique en termes de protection du climat.

La CCIG souligne en particulier que les objectifs de baisse de la consommation en énergie sur lesquels table la S2050 paraissent irréalistes.

1.3 Un contexte international à prendre en compte

L'application de la S2050 ne doit pas se faire en fonction d'objectifs trop ambitieux en comparaison internationale. Il faut impérativement veiller à ce que la Suisse ne mette pas en péril sa base industrielle via une délocalisation progressive d'activités à forte intensité énergétique vers des cieux moins ambitieux ou moins zélés dans leurs procédures de contrôle des normes et objectifs. Le syndrome du « Swiss Finish » doit impérativement être évité.

On se doit de souligner que l'Union européenne, principal partenaire commercial de la Suisse, se satisfait d'une situation en matière d'émissions de gaz à effet de serre bien moins reluisante que la Suisse, et bénéficie d'une marge d'amélioration de ses performances bien plus simple à exploiter en raison de la situation en la matière prévalant au sein de plusieurs de ses pays membres.

1.4 Les consommateurs suisses ne doivent pas être désavantagés par rapports à ceux de l'Union européenne

S'agissant des prescriptions relatives aux émissions de CO2 pour les véhicules, en particulier s'agissant des véhicules utilitaires, il importe de veiller à ce que les consommateurs suisses, privés et entreprises, ne soient pas soumis à des contraintes supérieures à celles auxquelles sont soumis leurs homologues dans l'Union européenne.

1.5 Tout durcissement est à proscrire

Le 8 mars 2017, le Conseil national a décidé de ne pas entrer en matière sur le projet de réforme fiscale écologique, soit le deuxième volet de la S2050. La CCIG s'est déclarée opposée à ce deuxième volet lors de la procédure de consultation ouverte en 2015.

Le premier volet de la S2050 est à considérer comme étant l'effort maximal que l'on puisse demander à l'économie. Tout projet prévoyant un durcissement additionnel des obligations faites aux entreprises, de même que toute hausse de la taxe CO2, péjorerait durablement l'activité économique et susciterait une forte opposition de la part des entreprises.

2. Synthèse de la position de la CCIG sur le projet mis en consultation

→ La CCIG souhaite que l'introduction du « smart metering » se fasse uniquement suite à la clarification des conséquences des nouvelles réglementations en termes de protection des données. Les consommateurs finaux doivent pouvoir bénéficier d'une possibilité « d'opt-out » et/ou de la garantie que les données récoltées relatives au « profil de la personnalité » ne soient utilisables que de manière réellement anonyme, y compris pour les gros consommateurs.

→ S'agissant des prescriptions concernant les émissions de CO₂ des véhicules immatriculés pour la première fois :

- la CCIG demande une révision du système de calcul des moyennes d'émissions pour les flottes de véhicules neufs et de sanctions dans le sens d'une solution paneuropéenne en regroupant les ventes réalisées en Suisse avec celles réalisées au niveau du marché européen.
- La CCIG accueille favorablement les principes du « phasing-in » et des supercrédits.
- La CCIG demande cependant que les phases transitoires prévues soient allongées afin de mieux tenir compte du contexte national et mettre les consommateurs suisses, privés et entreprises, sur un pied d'égalité avec leurs homologues européens.
- La CCIG s'opposerait à toute introduction en Suisse de normes plus sévères que celles prévues par l'Union européenne.

→ Pour le surplus, la CCIG renvoie le DETEC à la prise de position d'economiesuisse.

3. Observations par ordonnances

La CCIG concentrera ses observations sur les projets suivants :

- Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (OApEI)
- Ordonnance sur la réduction des émissions de CO₂

3.1 Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (OApEI)

Les articles 8c et 8d traitent de l'utilisation des données enregistrées par les systèmes de mesure, de commande et de réglage intelligents. En l'état actuel du projet, la CCIG décèle un risque important en termes de protection des données des consommateurs finaux. Le « smart metering » introduit en effet des nouveaux potentiels s'agissant des données récoltées et de l'utilisation de celles-ci.

Ces risques ont été relevés par le Préposé fédéral à la protection des données et à la transparence (PFPDT). Le PFPDT relève notamment les éléments suivants¹ : « *Du fait de leur conception technique, les compteurs numériques permettent en principe d'enregistrer les données nécessaires à la facturation, mais aussi le profil de consommation d'énergie du ménage ou de l'entreprise. Ces données plus détaillées contiennent des informations qui peuvent s'avérer précieuses pour le client en lui indiquant sa consommation d'énergie et donc aussi des gisements d'économies d'énergie, mais elles recèlent aussi des informations sur ses activités professionnelles, ses processus de production, ses activités personnelles, l'organisation de ses journées, des absences maladie, etc. De l'avis du préposé fédéral à la protection des données (préposé), il n'est toutefois pas nécessaire que ces informations détaillées soient automatiquement transmises au fournisseur d'énergie ni à l'exploitant de réseau. Des pronostics concernant les besoins en énergie peuvent aussi être établis sur la base de données rendues anonymes et provenant de plusieurs ménages regroupés* » ; le PFDT recommande entre autres de « *Pour établir des pronostics concernant les besoins,*

¹ Préposé fédéral à la protection des données et à la transparence (PFPDT) : « L'utilisation de compteurs électriques intelligents »

prélever des données rendues anonymes et regroupées à partir de plusieurs ménages au lieu d'établir des profils de charge détaillés pouvant être attribués à un ménage particulier ».

Le projet en consultation prévoit certes certains garde-fous à l'article 8c, mais l'étendue des données traitables et transmissibles sans le consentement des personnes concernées selon l'article 8d pose potentiellement problème. Il en est ainsi par exemple de la possibilité de traiter et de transmettre à des tiers des données non agrégées. Ce point prend naturellement une importance potentiellement plus grande pour les entreprises, en particulier les entreprises grosses consommatrices d'électricité.

Le rapport explicatif ne permettant pas de mesurer la portée de cette évolution réglementaire en termes de garanties de confidentialité. La « Feuille de route suisse pour un réseau intelligent - Pistes vers l'avenir des réseaux électriques suisses » de l'Office fédéral de l'énergie n'apporte pas non plus de réponses à ces interrogations et souligne même un besoin de travail supplémentaire dans ce domaine. Il paraît donc prématuré d'établir aujourd'hui les obligations prévues dans le projet en consultation.

La CCIG souhaite donc que l'introduction du « smart metering » se fasse uniquement suite à la clarification des points relevés ci-dessus. Les consommateurs finaux doivent en outre pouvoir bénéficier d'une possibilité « d'opt-out » et/ou de la garantie que les données récoltées relatives au « profil de la personnalité » ne soient utilisables que de manière réellement anonyme, y compris pour les gros consommateurs.

3.2 Ordonnance sur la réduction des émissions de CO₂ : prescriptions relatives aux émissions de CO₂ pour les véhicules

La CCIG souligne que, si la législation suisse prévoit la reprise des valeurs européennes, elle ne prend malheureusement pas en compte le contexte dans lequel ces valeurs sont édictées. Ceci implique que, dans les faits, les importateurs et les consommateurs suisses sont soumis à une réglementation plus contraignante que leurs homologues dans les pays européens.

Au niveau de l'Union européenne, c'est en effet bel et bien la moyenne des pays membres qui est prise en compte, alors que la Suisse reprend ces valeurs pour son seul marché. Or, le marché automobile des différents pays européens est drastiquement différent ; les constructeurs peuvent donc procéder à des équilibres, évitant ainsi de pénaliser les consommateurs ou d'être soumis à des pénalités. Les importateurs de véhicules en Suisse ne peuvent en revanche pas bénéficier de ces différences de marché, le seul marché suisse étant pris en compte. A ceci s'ajoute le fait que nombre de pays européens subventionnent leur marché intérieur via, par exemple, des primes de « mise à la casse » de véhicules vieillissants.

En conséquence, la CCIG accueille favorablement les principes du « phasing-in » et des « supercrédits », permettant de tenir compte du contexte national, ne serait-ce qu'en partie. La CCIG demande cependant que les phases transitoires soient élargies afin de mieux tenir compte des spécificités du marché suisse et faire en sorte que le consommateur suisse soit traité sur un pied d'égalité avec son homologue européen.

La CCIG craint tout particulièrement les conséquences de la nouvelle réglementation pour le marché des véhicules utilitaires légers (VUL). Comme le rappelle très justement l'Office fédéral de l'énergie, « *En comparant avec l'UE les valeurs de CO₂ des VUL en Suisse et leur poids à vide, on relève des différences significatives : la valeur de CO₂ de la Suisse en 2015 d'env. 195 g est plus élevée que dans l'UE de bien 25 g, et les véhicules sont en moyenne env. 375 à 400 kg plus lourds. Dans les pays du Sud de l'UE notamment, le marché des VUL se compose principalement de proportions plus importantes de VUL plus légers, tandis que le parc de véhicules suisse, composé de davantage de gros véhicules*

lourds, possède une structure similaire à celle de l'Allemagne par exemple »². Or, si les entreprises suisses font appel à ce type de VUL, ce n'est pas par plaisir (ne serait-ce que pour des questions de prix), mais bel et bien en raison de leurs besoins économiques. Il est donc important que l'introduction de nouvelles normes applicables aux VUL en Suisse se fasse selon des modalités permettant d'éviter que les entreprises suisses soient pénalisées par rapport à leurs homologues européennes. La CCIG demande donc que les modalités prévues (phase transitoire, etc.) soient revues en conséquence.

Pour le surplus, la CCIG renvoie le DETEC à la prise de position de notre faïtière economiesuisse.

En vous remerciant de l'attention que vous voudrez bien porter à ces observations, nous vous prions d'agréer, Madame, Monsieur l'expression de nos salutations distinguées.

Chambre de commerce, d'industrie et des services de Genève



Nathalie Hardyn
Directrice adjointe



Marc Rädler
Département de politique générale

La CCIG a pour objectif d'assurer une économie forte, permettant aux acteurs qui constituent le tissu économique local d'exercer leur activité de manière pérenne. Association de droit privé, indépendante des autorités politiques, la CCIG fait entendre la voix des entreprises, par exemple lors de consultations législatives cantonales et fédérales, et en formulant des propositions ayant trait aux conditions cadre. La CCIG compte plus de 2 400 entreprises membres.

² OFEN / INFRAS (2017) : *Prescriptions relatives aux émissions de CO2 des nouvelles voitures de tourisme et des véhicules utilitaires légers - Rapport de base (synthèse)*, p. 13



Office fédéral de l'énergie
Division Efficacité énergétique et
énergies renouvelables
Palais fédéral Nord
3003 Berne

Par mail à energiestrategie@bfe.admin.ch

Courtételle, le 5 mai 2017

Premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050

Madame la Présidente de la Confédération,
Madame, Monsieur,

L'agriculture a sa carte à jouer dans la transition énergétique. Elle l'a déjà prouvé avec maintes installations photovoltaïques et plusieurs dizaines de centrales de biogaz dont le potentiel est loin d'être épuisé, pour autant que les conditions-cadres soient adaptées. Parallèlement, elle dispose d'un potentiel encore inexploité dans le domaine de l'efficacité énergétique, en raison de conditions cadres défavorables. Dans ce contexte, la Chambre jurassienne d'agriculture vous transmet sa prise de position concernant le premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050.

La question des soutiens au photovoltaïque est l'un des points qui nous concerne le plus. Compte tenu des moyens extrêmement limités, afin d'éviter un système à deux vitesses, de simplifier la mise-en-œuvre des soutiens et de traiter tous les projets solaires sur un pied d'égalité, **nous demandons à ce que seule la rétribution unique (RU) soit désormais proposée et ce, quelle que soit la puissance de l'installation. La priorité de la RU doit être octroyée aux installations photovoltaïques déjà réalisées.** Le système de rétribution de l'injection n'est en revanche pas contesté pour les autres types d'énergie.

Globalement, en ce qui concerne notre prise de position, nous suivons globalement celle de l'Union suisse des paysans concernant les ordonnances sur lesquelles nous ne nous prononçons pas dans ce courrier.

Ordonnance sur l'énergie (révision totale)

Nous jugeons positivement les dispositions qui permettent la consommation par le producteur de son propre courant. Nous saluons par ailleurs les nouvelles possibilités de regroupement de plusieurs consommateurs finaux pour l'utilisation du courant produit sur

place. Nous pouvons en attendre un gain d'efficacité important, surtout en combinaison avec des systèmes de mesure et de réglage intelligents.

Lors de l'examen des plans de mise en œuvre (dans l'ordonnance sur l'énergie et dans l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité), il apparaît des conflits potentiels dans l'organisation et la réglementation de la consommation propre. Nous vous invitons donc à porter la plus grande attention à la parfaite clarté des dispositions.

Nous proposons, par ailleurs, les modifications de détail suivantes :

Art. 11, al. 1

Les producteurs d'énergie visés à l'art. 15 LEnE et les gestionnaires de réseau fixent les conditions de raccordement par contrat. Ils règlent notamment:

- a. *les coûts de raccordement. **Ceux-ci sont répartis entre le gestionnaire de réseau et le producteur, la part de ce dernier ne devant pas excéder 50 % ;***
- b. *la puissance d'injection maximale;*
- c. *si une partie de l'énergie produite est consommée sur le lieu de production en vertu des art. 16 et 17 LEnE;*
- d. *la rétribution.*

Art. 11, al. 3

Le point de raccordement au réseau donne toujours lieu à des discussions. Ce point de raccordement devrait être défini dans l'ordonnance. La définition pourrait reposer sur celle donnée par l'EICOM dans sa directive 2/2015.

En ce qui concerne les conditions du regroupement que nous jugeons exagérées, nous proposons les modifications suivantes :

Art. 16

~~*Le regroupement dans le cadre de la consommation propre est permis, pour autant que la puissance de production de l'installation soit au moins de 10 % de la capacité maximale de raccordement au réseau.*~~

Art. 17, al. 1

~~*Dans le cas où des locataires et des preneurs à bail font partie d'un regroupement dans le cadre de la consommation propre, les coûts de l'électricité correspondent proportionnellement aux coûts de revient de l'électricité issue des installations de consommation propre et aux coûts de l'électricité prélevée sur le réseau de distribution.*~~

Il faut partir de l'idée que la participation à un regroupement en vue de la consommation propre est volontaire. Aussi, la prescription d'une limite maximale de prix est une intervention inadmissible sur le marché, incompatible avec le principe constitutionnel de la liberté économique surtout qu'il s'agit d'énergies avec plus-value écologique.

Art. 18, al. 4 (nouveau)

La Confédération peut octroyer une aide à l'investissement couvrant 30% des coûts d'acquisition d'accumulateurs électriques permettant au producteur d'atteindre un taux de consommation propre du courant de minimum 50 %.

La révision de la LEne, avec l'introduction d'un système de rétribution de l'injection du courant issu des énergies renouvelables, incite les producteurs à injecter l'électricité en fonction de la demande. Dans le cas du photovoltaïque, la rétribution est étendue jusqu'aux installations de 50 MW avec, comme prévision, que la consommation propre pour ces installations devrait augmenter. Cependant, la production d'électricité de ces installations ne coïncide pas forcément avec les besoins du site. Le recours à des accumulateurs électriques peut s'avérer indispensable pour améliorer le taux d'autoconsommation. Toutefois, ces matériels sont aujourd'hui pour la plupart peu accessibles pour les producteurs au vu de leur coût beaucoup trop élevé.

Art. 38 Al. 1^{bis} (nouveau)

Lors de la définition de la clé de répartition, sont spécialement favorisées les installations produisant des effets parallèles positifs (flexibilité de la production électrique) d'intérêt général.

L'augmentation de la sécurité de l'approvisionnement en courant électrique produit en Suisse et le passage des énergies fossiles aux énergies renouvelables font partie des objectifs centraux de la SE 2050. Il est donc indiqué de répartir les ressources disponibles en fonction de ces objectifs. Cela signifie qu'il faut spécialement favoriser les installations qui apportent grâce à leur flexibilité une plus-value en matière d'approvisionnement en électricité ou qui entraînent des effets positifs pour l'être humain et le climat.

Bonus pour la biomasse issue de l'agriculture

Nous partons de l'idée que le bonus agricole sera maintenu et demandons à ce qu'il soit augmenté, de manière à accroître le nombre d'installations agricoles de biogaz rentables (fonctionnant uniquement avec des engrais de ferme) et à pouvoir exploiter ainsi le potentiel existant.

Art. 52, al. 2, let. c (nouveau)

L'assainissement énergétique des bâtiments agricoles et d'autres volumes d'importance.

Le renforcement du Programme Bâtiments par le biais des programmes cantonaux est un point positif de la LEne révisée. Les cantons auront, avec le soutien de la Confédération, la possibilité d'élargir le champ des mesures d'assainissement comme par exemple l'enveloppe des bâtiments, l'utilisation accrue des énergies renouvelables et des rejets de chaleur, le remplacement des chauffages électriques, l'efficacité électrique ou encore la formation et l'information des architectes, planificateurs, installateurs ou propriétaires des bâtiments. L'agriculture est directement concernée par ces mesures

car les frais élevés liés à la consommation d'électricité ou de chauffage sont souvent imputables à l'habitation principale.

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

Pour ce qui concerne les autres énergies que le photovoltaïque, nous accueillons favorablement le développement du système de rétribution au prix coûtant du courant injecté (RPC) en système de rétribution de l'injection avec commercialisation directe. Cela permettra en effet d'intégrer les installations dans le marché.

Photovoltaïque : rétribution unique pour tous !

Nous rejetons l'idée du maintien de deux systèmes entre petites et grandes installations photovoltaïques, surtout au vu de l'engorgement de la liste d'attente actuelle. Plutôt que de favoriser les grandes installations, nous proposons que toutes les installations photovoltaïques, quelle que soit leur puissance, soient logées à la même enseigne, à savoir avec la rétribution unique.

Hormis l'abaissement des tarifs actuels de l'OEne de 20%, le projet de consultation propose deux variantes pour l'acceptation de nouvelles installations au système de rétribution de l'injection. La variante A avec la priorité aux installations déjà construites et d'une puissance de plus de 100 kW. On sait que toutes les installations ne pourront pas être prises en compte. Des installations supérieures à 100 kW, réalisées après 2014, resteront donc sur le carreau. La variante B avec la réduction de la liste d'attente (comme jusqu'à présent). Selon l'OFEN, seule une centaine d'installations pourra participer au système de rétribution de l'injection. Une majorité d'installations en service et sur liste d'attente devra se passer de RPC alors que des projets simplement annoncés pourront se réaliser.

En l'état du projet en consultation, la barre des 100 KW en dessous de laquelle seule la RU serait accordée n'est pas acceptable. Certaines installations de moins de 100 kW réalisées en 2012 et toutes proches de l'acceptation par la RPC seraient redirigées sur la RU. Un nombre non négligeable d'installations réalisées en 2011-2012-2013 et actuellement sur liste d'attente ne dépassent pas 100 KW du fait que certaines entreprises électriques, comme BKW, fixaient cette limite maximum pour l'octroi du pont RPC.

Pour le photovoltaïque, du fait des moyens très restreints, les deux variantes en consultation créeront des frustrations pour ne pas dire des injustices, surtout chez les producteurs qui ont déjà investi mais aussi pour tous les projets qui se verront refuser le système de rétribution de l'injection. De plus, l'une ou l'autre de ces deux variantes mobilisera d'importants moyens pour peu de projets qui se verront alors favorisés par rapport aux autres. Aucune des variantes proposées n'est donc correcte ni adaptée à la nouvelle impulsion attendue via la Stratégie énergétique 2050. Enfin, l'administration du système de rétribution de l'injection est lourde, coûteuse et complexe.

Afin de traiter tous les producteurs photovoltaïques sur un pied d'égalité et après mûres réflexions, la Chambre jurassienne d'agriculture demande à ce que **seule la rétribution unique soit désormais proposée et ce, quelle que soit la puissance de l'installation**. Ainsi, les moyens à disposition permettront de traiter davantage de demandes, y compris de nouvelles installations et éviteront des traitements différents entre les projets photovoltaïques. Par ailleurs, l'administration du système sera bien plus simple et efficace en termes de gestion et de coûts.

Tarifs de la RU à adapter

Une RU plus généreuse que le projet mis en consultation est impérative pour assurer la rentabilité de l'installation sur l'ensemble de sa durée de vie. Si nous reconnaissons que la loi ne permet pas une RU supérieure à un tiers des coûts de référence, nous demandons que ceux-ci tiennent mieux compte de l'investissement et des frais prévisibles (par exemple en % du montant d'acquisition) sur la durée de vie de l'installation. Une hausse globale des taux indiqués à l'annexe 2.1 serait donc nécessaire.

Priorité aux installations déjà réalisées pour la rétribution unique

Nous demandons à ce que les installations déjà en service soient traitées en priorité sur la liste d'attente de la rétribution unique. A l'époque, les délais d'attente étaient estimés à deux ans environ et les dispositions légales, sans parler des ponts RPC des distributeurs, incitaient clairement à mettre en service le plus rapidement possible du fait que cela déterminait le niveau de rétribution une fois la RPC obtenue. Il est donc normal de soutenir en priorité les installations déjà en service, d'autant plus que les projets simplement inscrits auprès de Swissgrid n'ont encore rien coûté. Les installations réalisées ont contribué au tournant énergétique et méritent donc d'être priorisées, compte tenu des moyens limités et des dispositions légales qui ont incité ces investissements.

Commercialisation directe

Nous saluons le fait que les énergies renouvelables, en complément d'une prime d'injection à prix coûtant, soient lentement intégrées dans le marché via la commercialisation directe. En outre, dans une perspective optimiste, les exploitants d'installations auront la possibilité de vendre leur courant à un prix plus élevé que dans le système du prix de marché de référence et de générer ainsi des recettes plus élevées.

Nous entrevoyons toutefois un problème avec l'impossibilité, une fois le passage à la commercialisation directe effectué, de retourner à l'injection au prix de marché de référence, d'autant plus que tous les exploitants d'installations ne seront pas contraints de changer. En interdisant tout retour au système antérieur, très peu d'exploitants d'installations qui auront les moyens de choisir oseront franchir le pas de la commercialisation directe. Diverses règles doivent par conséquent être étendues aussi aux producteurs pratiquant la commercialisation directe (art. 30 et 31).

Nous proposons, par ailleurs, les modifications de détail suivantes.

Art. 8 ~~Grandes et petites Installations photovoltaïques~~

~~1 Sont réputées grandes installations photovoltaïques les installations d'une puissance à partir de 100 kW.~~

~~2 Sont réputées petites installations photovoltaïques:~~

~~a. les installations d'une puissance inférieure à 100 kW;~~

~~b. les installations dont l'agrandissement ou la rénovation apporte une puissance supplémentaire inférieure à 100 kW, même si leur puissance totale atteint 100 kW ou plus après l'agrandissement ou la rénovation.~~

~~3 Si l'exploitant d'une installation visée à l'al. 1 renonce à la rétribution de la contribution liée à la puissance pour la puissance à partir de 100 kW, l'installation est aussi réputée petite installation.~~

1 Les installations photovoltaïques n'ont droit qu'à la rétribution unique.

Art. 9 ~~Droit d'option pour les installations photovoltaïques~~

Art. 15 al. 3

Tous les exploitants peuvent en tout temps passer à la commercialisation directe moyennant un préavis de trois mois pour la fin d'un trimestre. **Après être passés à la commercialisation directe, les producteurs peuvent revenir au système du prix de marché de référence. Cette possibilité est exclue après deux ans.**

Alternative 1: Les producteurs pratiquant la commercialisation directe peuvent retourner au système de l'injection au prix de marché de référence moyennant un préavis de trois mois.

Alternative 2: Le retour au système de l'injection au prix de marché de référence est possible.

Art. 24, al. 5

Il doit transmettre l'avis complet de mise en service au plus tard un mois après la mise en service. S'il ne respecte pas ce délai, il ne peut prétendre qu'à la rétribution au prix de marché de référence. Si la transmission est retardée pour des raisons qui ne sont pas imputables à l'exploitant de l'installation, la rétribution de l'injection est versée ultérieurement par l'organe d'exécution.

Les projets connaissent toujours des retards qui ne sont pas imputables au maître de l'ouvrage. Mais les règles proposées font qu'il devrait quand même en payer le prix.

Art. 27, al. 2

*Si les moyens disponibles ne suffisent pas pour les versements visés à l'al. 1, l'organe d'exécution verse la rétribution au prorata durant l'année en cours. Il verse la différence l'année suivante. **Le producteur sera informé au minimum trois mois avant l'arrêt du versement de la contribution pour l'année en cours.***

Art. 27, al. 5

La rétribution est versée jusqu'à la fin du mois complet de l'année civile où sa durée prend fin.

Ces deux demandes permettent au producteur de prendre les mesures nécessaires en cas d'insuffisance des moyens disponibles. Par ailleurs, la modification proposée à l'alinéa 5 représente une dégradation importante de la situation des producteurs. Nous demandons donc le maintien de la formulation actuelle.

Art. 45 Demande

*1 La demande de rétribution unique pour les petites installations photovoltaïques, **de moins de 100 kW**, doit être déposée auprès de l'organe d'exécution **lorsqu'un permis de construire valable est délivré ou, pour les installations ne demandant pas de permis de construire, lorsque l'aptitude du projet à être réalisé est attestée.***

~~3 Les exploitants d'installations visées à l'art. 8, al. 3, sont tenus de communiquer, dans la demande, à l'organe d'exécution qu'ils renoncent à la rétribution de la contribution liée à la puissance pour la puissance à partir de 100 kW.~~

Ordonnance sur le CO2 (révision partielle)

Ce premier train de mesures de la Stratégie énergétique 2050 prévoit que le programme concernant les bâtiments sera développé et qu'il aura davantage de ressources à disposition. Nous accueillons favorablement les possibilités supplémentaires d'assainissement et les allègements fiscaux qui en découlent, qui constitueront désormais une incitation en faveur d'assainissements globaux.

L'étude des potentiels en matière d'«Efficience des ressources et du climat dans l'agriculture», réalisée par AgroCleanTech, montre qu'une des mesures les plus efficaces de réduction des émissions de gaz à effet de serre est l'assainissement des bâtiments. Une partie de ces bâtiments sont des bâtiments d'exploitation d'entreprises agricoles (p. ex. porcheries, halles à volailles), via l'assainissement desquels on pourrait exploiter un potentiel considérable de réduction des émissions. Nous considérons qu'il est dès lors incompréhensible que les bâtiments d'exploitation agricoles n'aient pas été inclus jusqu'ici dans le programme d'encouragement. Nous demandons instamment qu'une solution soit trouvée rapidement dans le cadre de la politique énergétique et de la politique climatique pour combler cette lacune. La révision de l'ordonnance sur l'énergie et de l'ordonnance sur le CO₂ dans le cadre de la mise en œuvre de la Stratégie énergétique 2050 offre une possibilité à cet égard.

Nous demandons donc l'ajout suivant:

Art. 104, al. 1, let. d (nouveau)

Si les cantons tiennent compte de manière appropriée de l'assainissement des bâtiments d'exploitation agricoles dans l'octroi de leurs fonds d'encouragement.

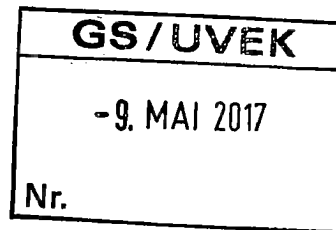
Pour le reste et comme déjà annoncé plus haut, nous soutenons les remarques et propositions émanant de l'Union suisse des paysans.

Nous vous invitons à prendre en compte notre avis et nous vous adressons, Madame la Présidente de la Confédération, Madame, Monsieur, nos meilleures salutations.

Chambre jurassienne d'agriculture

Michel Darbellay
Directeur





CHGEOL, Domacherstrasse 29/Pf, 4501 Solothurn

Eidg. Dep. für Umwelt, Verkehr,
Energie und Kommunikation
Frau Bundespräsidentin Doris Leuthard
Kochergasse 6
3003 Bern

Geschäftsstelle
Domacherstrasse 29/Pf
4501 Solothurn
Telefon 032 625 75 75
Telefax 032 625 75 79
e-mail info@chgeol.org
site www.chgeol.org

Solothurn, 6. Mai 2017

Umsetzung erstes Massnahmenpaket zur Energiestrategie 2050 – Vernehmlassung

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin

Der Schweizer Geologenverband CHGEOL vertritt als Berufsverband die Interessen der Geologinnen und Geologen aus Privatwirtschaft, Verwaltung und Hochschulen. Mit ihren Tätigkeiten in der Geothermie legen unsere Mitglieder wichtige Grundlagen für die nachhaltige Energieproduktion der Zukunft. Entsprechend sind die ersten konkreten Massnahmen der Energiestrategie 2050 für uns von grossem Interesse.

Einleitend möchten wir anregen, dass wir in Zukunft zu Vernehmlassungsverfahren eingeladen werden, wenn es um geologische Fragestellungen geht. Auch wenn unser Verband zur Umsetzung des ersten Massnahmenpaketes zur Energiestrategie 2050 nicht unmittelbar zur Stellungnahme eingeladen worden ist, erlauben wir uns trotzdem, zu den vorgesehenen Verordnungen wie folgt Stellung zu beziehen:

Mit dem ersten Massnahmenpaket wird zum ersten Mal die Nutzung der Geothermie gesetzlich verankert¹. Die Verordnungen sehen Einspeisevergütungen sowie Erkundungsbeiträge und Risiko-Garantien für die geothermische Energienutzung vor. Damit werden wichtige Anreize für die Entwicklung der tiefen geothermischen Nutzung mittels petrothermaler Systeme gelegt, was der CHGEOL vollumfänglich unterstützt.

In der CO₂-Verordnung in Anhang 12 wird das Vorgehen konkretisiert. Ein Expertengremium des Bundesamtes für Energie BFE prüft die Projekte. Geologie-Daten sollen innert 6 Monaten an die Swisstopo gehen und innert 12 Monaten veröffentlicht werden. Grundsätzlich ist es richtig, dass vom Bund subventionierte Projekte ihre Geologie-Daten der Öffentlichkeit zur Verfügung stellen. Die aufgeführten Fristen sind u.E. aber sehr kurz angesetzt. Die jeweils erste Bohrung ist ja auch eine Explorations-Bohrung und unter Umständen vergehen mehrere Monate mit Tests und Pumpversuchen, bis überhaupt der Investitionsentscheid für das weitere Vorgehen gefällt wird.

¹ Energieverordnung Art. 25-29 und Annex 1 + 2, CO₂-Verordnung Art. 112-113 und Anhang 12, Energieförderungsverordnung Anhang 1.4

CHGEOL

Wir schlagen deshalb vor, die Frist für die Abgabe der Daten erst ab Bohrabschluss laufen zu lassen und die Frist für die Veröffentlichung der Daten auf 36 Monate zu verlängern.

Für tiefe geothermische Projekte, wie aber auch im Hinblick auf eine Raumplanung im Untergrund müssen Grundlagedaten erhoben werden. Mit den Anpassungen der Landesgeologieverordnung LGeoIV soll die Nutzung der vom Bund finanziell unterstützten Grundlagedaten gesichert werden. Damit wird die Grundlagenbeschaffung für neue geothermische Projekte vereinfacht, was weitere Anreize schafft. Der CHGEOL befürwortet diese Anpassungen grundsätzlich. Im Hinblick auf eine kohärente Umsetzung der Verordnung und auf eine allfällige Ausweitung deren Anwendung auf Projekte ausserhalb der Geothermie ist es uns sehr wichtig, dass nachfolgende Präzisierungen berücksichtigt werden.

In Art. 2 lit. e-g LGeoIV wird unterschieden zwischen primären geologischen Daten, prozessierten primären geologische Daten und sekundären geologische Daten und Informationen. Im erläuternden Bericht werden die primären Daten als Rohdaten respektive als lithologische Aufnahmen oder rohe Messwerte aus Bohrlochtests und geophysikalischen Methoden beschrieben. Im Widerspruch dazu nennt der Verordnungsentwurf auch Bohrprofile und Feldaufnahmen pauschal als primäre geologische Daten. In Bohrprofilen werden die im Bohrgut angetroffenen Gesteinsschichten nach gängigen Normen aufbereitet und dargestellt. Der Begriff geologische Feldaufnahmen ist nicht genügend eindeutig definiert. Während punktuelle lithologische Feldaufnahmen als primäre geologische Daten betrachtet werden können, fliesst in zusammenhängenden geologische Kartierungen in der Regel ein hohes Mass an Interpretation des Geologen/der Geologin ein, welche lückenhafte Oberflächeninformationen unter Berücksichtigung von Erfahrung und konzeptionelle Überlegungen synthetisiert. Es handelt sich deshalb unserer Meinung nach um sekundäre geologische Daten. Aus diesen Gründen fordern wir folgende Präzisierung von Art. 2 lit. e LGeoIV (Änderungen kursiv, unterstrichen):

Art. 2 lit. e:

Primäre geologische Daten: z.B. rohe Messdaten wie unprozessierte Signale seismischer Messungen, lithologische Beschreibungen von Bohrklein und Bohrkernen, punktuelle lithologische Feldaufnahmen etc.

Art. 2 lit. f:

Prozessierte primäre geologische Daten: Primäre geologische Daten, die im Hinblick auf eine Interpretation aufbereitet wurden (z.B. prozessierte geophysikalische Daten, Bohrprofile etc.)

Art. 2 lit. g:

Sekundäre geologische Daten und Informationen: Geologische Daten und Informationen, welche durch die Interpretation von primären oder primären prozessierten geologischen Daten entstehen (z.B. Interpretation von seismischen Daten, geologische Karten, geologische Profile etc.).

Den Art. 13 Abs. 2 lit a^{bis} unterstützen wir in der vorgelegten Form.

Der CHGEOL würde sich wie bereits erwähnt freuen, zukünftig bei Vernehmlassungen zu Geologie-relevanten Themen wie u.a. Geothermie ebenfalls begrüsst zu werden. Bei Fragen zu unserer Stellungnahme steht Ihnen unser Vorstandsmitglied Simon Roth unter simon.roth@chgeol.ch gerne zur Verfügung.

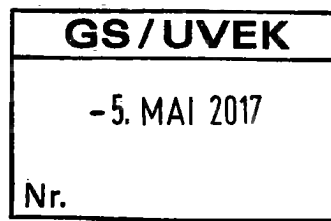
Freundliche Grüsse

M. Niggli

M. Niggli
Präsidentin CHGEOL



S. Roth
Vorstandsmitglied CHGEO



Einwohnergemeinde Brienz, Gemeinderat
Hauptstrasse 204, Postfach 728, 3855 Brienz

Eidgenössisches Departement für Umwelt,
Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK)
Kochergasse 6
3003 Bern

Brienz, 1. Mai 2017 / Ist

Direktwahl 033 952 22 58 / linda.stauffer@brienz.ch
Laufnummer 2016-643

Teilrevision der Verordnungen zum ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 - Vernehmlassung

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin
Sehr geehrte Damen und Herren

Mit Schreiben vom 01. Februar 2017 haben Sie verschiedene Empfänger zur Vernehmlassung zur oben genannten Vorlage eingeladen. Wir danken Ihnen für diese Einladung.

1. Ausgangslage

Die vom Parlament am 30. September 2016 verabschiedeten Änderungen auf Gesetzesstufe zum ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 führen zu folgenden Anpassungen:

- Totalrevision der Energieverordnung (neu in Energieförderungsverordnung, Energieeffizienzverordnung und Energieverordnung aufgeteilt)
- Teilrevision der Verordnung über die Landesgeologie
- Teilrevision der Verordnung die Reduktion der CO₂-Emissionen
- Totalrevision der Herkunftsnachweis-Verordnung
- Teilrevision der Verordnung über Gebühren und Aufsichtsabgaben im Energiebereich
- Teilrevision der Kernenergieverordnung
- Teilrevision der Stromversorgungsverordnung

Diese Verordnungen bilden den Rahmen für die Umsetzung des ersten Massnahmenpaketes der Energiestrategie. Die Kernpunkte des ersten Massnahmenpaketes bilden dabei die Ausweitung der Eigenverbrauchsregelung, die Beibehaltung der Förderung der erneuerbaren Energien, der Rollout von intelligenten Messsystemen (Smart Metern) sowie die Schaffung von Anreizen für die Verbesserung der Energieeffizienz.

2. Allgemeines

Im Grundsatz finden wir die Stossrichtung des ersten Massnahmenpaketes der ES 2050 als Weg in die richtige Richtung, obwohl mit der Ausweitung der Eigenverbrauchsregelung nur ein kleiner Teil der Kunden profitieren wird und die anderen dafür finanziell benachteiligt werden.

Die Forderung nach einem flächendeckend intelligenten Messsystem wird zu (nach unserer Meinung von den Kunden nicht gewünschten) massiven Mehrkosten führen. Die Mehrkosten stehen gegenüber allfälligen Fortschritten bei der Energieeffizienz in einem sehr schlechten Verhältnis.

Die Anpassungen in den verschiedenen Verordnungen führen insgesamt zu einer Überregulierung des Strommarktes. Wünschenswert wäre es, wenn der Strombranche mehr Handlungsspielräume und damit auch die Verantwortung für eine zuverlässige Stromversorgung gewährt würden.

3. Zu den einzelnen Verordnungen

Zu den einzelnen Verordnungen und Artikeln haben wir die nachfolgenden Bemerkungen. Wir beschränken uns dabei auf die aus unserer Sicht wesentlichen Punkte.

Energieförderungsverordnung (EnFV)

Allgemeine Bemerkungen

Generell sollte die Abnahmepflicht für die Netzbetreiber wegfallen. Alle Produzenten, ob gross oder klein, sollten an den Markt geführt werden. Bei der Berücksichtigung von Gesuchen für das Einspeisevergütungssystem sollte neu die Allokation der Produktion im Vordergrund stehen und nicht das Eingabedatum des Gesuches.

Art. 15.

Abs.1 Die Grenze von 30 kW ist auf 10 kW zu senken.

Abs.2 Die Grenze von 500 kW ist auf 100 kW zu senken.

Begründung:

Grundsätzlich sollte die Abnahmepflicht der Netzbetreiber gänzlich wegfallen und alle Produzenten auf den Markt bringen. Mit der Reduktion der Grenze auf 10 kW führt die Pflicht zur Direktvermarktung wenigstens zu einer Entlastung der Netzbetreiber. Mit der Senkung von 500 kW auf 100 kW erhält man einen Bezug zu grossen Anlagen gem. Art.8.

Art. 19, 20, 21

Das Einspeisevergütungssystem ist von der Reihenfolge der Berücksichtigung grundsätzlich zu überarbeiten.

Begründung:

Die bisherige Praxis für die Berücksichtigung eines Gesuches nach dem Einreichdatum ist nicht optimal. So werden Anlagen unabhängig von den Netzkapazitäten realisiert. Dies hat unnötige Netzausbauten zur Folge, und verteuert das Stromsystem zusätzlich zur KEV. Der Allokation von neuen Anlagen ist dringend mehr Gewicht beizumessen. So sollen Anlagen in Gebieten mit genügender Netzkapazität prioritär behandelt werden, unabhängig vom Einreichdatum.

Idealerweise sind von den Netzbetreibern Gebiete zu bezeichnen, in welchen der Ausbau von dezentralen Produktionsanlagen konzentriert gefördert werden soll. Dies ist umso wichtiger und netzeffizienter im Zusammenspiel mit dezentralen Speichern.

Art. 29,30, 31

Die Abnahmepflicht der Netzbetreiber fällt grundsätzlich dahin und ist in allen Verordnungsdokumenten entsprechend zu korrigieren.

Begründung:

Für die Produktion gilt der Markt, unabhängig ob klein oder gross. Alle Produzenten sollen ihre Energie auf dem Markt anbieten (müssen). Als Übergangslösung könnte man sich vorstellen, dass Anlagen kleiner 10 kW erst ab 2030 von dieser Regelung davon betroffen sind.

Art. 40.

Die Mindestgrösse ist auf 4 kW zu erhöhen und nur für dreiphasige Anlagen.

Begründung:

Kleinanlagen sollten nicht zusätzlich gefördert werden. Die minimale Grösse sollte mit der Meldepflicht von Anlagen gem. NIV übereinstimmen und ausschliesslich Anlagen mit dreiphasiger Einspeisung berücksichtigen.

Art. 41.

In Analogie zu Antrag unter Art.40 sollte die Erweiterung um mindestens 4 kW erfolgen, damit sie als erheblich bezeichnet werden kann.

Art. 43, 44

Das Einspeisevergütungssystem ist von der Reihenfolge der Berücksichtigungen her grundsätzlich zu überarbeiten.

Begründung:

Siehe auch Art. 19, 20,21.

Art. 77, 78

Das Einspeisevergütungssystem ist von der Reihenfolge der Berücksichtigungen grundsätzlich zu überarbeiten.

Begründung:

Siehe auch Art. 19, 20,21.

Energieverordnung (EnV)

Allgemeine Bemerkungen

Der Ausweitung der Eigenverbrauchsregelung muss entschieden entgegengetreten werden.

Art. 4

Bisherige Informations- und Kennzeichnungspflicht gemäss Art. 1a und b sinngemäss beibehalten.

Begründung:

Kunden, die einen Up- bzw. Downgrad des Standardproduktes machen, schliessen einen Vertrag mit dem EVU ab und wissen somit, was sie geliefert bekommen.

Eine nachträgliche, zusätzliche und individuelle Mitteilung für jeden einzelnen Kunden bedeutet einen übermässigen informationstechnischen Aufwand (Kostenfolgen für Kunden) für das EVU, ohne dass damit ein Zusatznutzen für den Kunden entsteht.

Art. 6

Artikel streichen.

Begründung:

Eine vierteljährliche Meldepflicht bedeutet auch eine vierteljährliche Ablesung, was gerade bei diesen Produzenten zu einem Mehraufwand führt. Dieser Mehraufwand sollte aber gemäss Art. 18 Abs. 1 wiederum von allen Haushaltskunden getragen werden. Dies widerspricht der verursachergerechten Zuordnung der Kosten gemäss Strom VG.

Unklar ist hier zudem, ob nur KEV-Anlagen oder alle Anlagen gemeint sind.

Art. 12

Abs.3 Produzenten und Produzentinnen, die zwischen den Vergütungen nach Absatz 1 Buchstaben a und b wechseln wollen, haben dies dem Netzbetreiber drei Monate im Voraus mitzuteilen (neu) und können den Regimewechsel jeweils auf Anfang Kalenderjahr vollziehen.

Begründung:

Ein unterjähriger Regimewechsel hat eine Veränderung in der Tarifstruktur des VNB zur Folge. Dieser Mehraufwand sollte aber gemäss Art. 18 Abs. 1 wiederum von allen Haushaltskunden getragen werden. Dies widerspricht der verursachergerechten Zuordnung der Kosten gemäss Strom VG. Man öffnet Tür und Tor für stetige "kostenlose" Wechsel in Abhängigkeit von Marktpreisen.

Art. 13

Die Netzbetreiber sind grundsätzlich von der Abnahmepflicht zu befreien.

Begründung:

Die Offenlegung der eigenen Beschaffungskosten ist wettbewerbsrechtlich fragwürdig. Jeder Produzent soll seinen Strom selber am Markt verkaufen.

Art. 15

Ist zu streichen

Begründung:

Ort der Produktion ist unklar.

Art. 16

Prozentzahl erhöhen auf mindestens 50%.

Begründung:

Die 10%-Grenze ist viel zu tief und wurde so gewählt, damit eine weitere Marktöffnung durch die Hintertüre entsteht. Mit mindestens 50% wird auch mengenmässig eine sinnvolle Anlagengrösse realisiert.

Art. 17

Abs.1 ergänzen mit: Der Vertrag unterliegt der Kontrolle durch die EICom.

Abs.5 ergänzen mit: ...oder der Grundeigentümer die angemessene Versorgung mit Elektrizität nicht gewährleisten kann, (neu) die Preissolidarität innerhalb der Gemeinschaft nicht stimmt oder die Vorgaben...

- Abs.6 ändern in: ... Pächterinnen und Pächter zuständig sind, sind ~~von der Pflicht, die Tarife zu veröffentlichen und eine Kostenträgerrechnung nach Artikel 4 StromVV zu führen, befreit.~~ verpflichtet, ihre gültigen Tarife jährlich der EICom zur Kontrolle zuzustellen.

Begründung:

Die Parteien sollen vor Missbrauch besser geschützt werden. Am besten mittels Standardverträgen. Minimale Pflichten für Transparenz müssen auch für EVG gelten.

Art. 19

Abs.1, Abs.2 und Abs.3 ergänzen, dass ein Wechsel jeweils nur auf Beginn des Kalenderjahres möglich ist.

Abs.5 korrigieren ...nimmt, hat dem Netzbetreiber und dem BFE zu statistischen Zwecken bis spätestens am 31. März für das vergangene Jahr die Menge der vor Ort produzierten...

Begründung:

Ein unterjähriger Regimewechsel hat eine Veränderung in der Tarifstruktur des VNB zur Folge. Dieser Mehraufwand sollte aber gemäss Art. 18 Abs. 1 wiederum von allen Haushaltskunden getragen werden. Dies widerspricht der verursachergerechten Zuordnung der Kosten gemäss Strom VG. Man öffnet Tür und Tor für stetige "kostenlose" Wechsel in Abhängigkeit von Marktpreisen.

CO2 Verordnung

Allgemeine Bemerkung

Berechnungsgrundlagen für die CO2-Emissionen von Personenwagen, Lieferwagen und leichten Sattelschleppern.

Das geltende Recht enthält in Art. 26 der CO2-Verordnung folgende Bestimmung für mit Erdgas betriebene Personenwagen: „Für Personenwagen, die ganz oder teilweise mit Erdgas betrieben werden, setzt das BFE die massgebenden CO2- Emissionen um den Prozentsatz des anrechenbaren biogenen Anteils am Gasgemisch tiefer an“.

Damit wird dem Umstand Rechnung getragen, dass sich die Gasbranche seit den Anfängen der Nutzung von Erdgas als Treibstoff zur Gewährleistung eines biogenen Anteils verpflichtet hat und dieses Commitment auch weiterhin aufrechterhält.

Die Situation unterscheidet sich insofern von den Verhältnissen in der EU, weshalb ein Verweis auf die dortige Regelung im erläuternden Bericht in diesem Zusammenhang zur kurz greift.

Entsprechend beantragen wir, im Verordnungsentwurf einen Artikel analog der bisherigen Regelung aufzunehmen, der auch auf die neu erfassten Fahrzeugkategorien anwendbar ist:

[Art. 26a neu]: Mit Erdgas betriebene Fahrzeuge

Für Fahrzeuge, die ganz oder teilweise mit Erdgas betrieben werden, setzt das BFE die massgebenden CO2-Emissionen um den Prozentsatz des anrechenbaren biogenen Anteils am Gasgemisch tiefer an.

Art. 96a, 98a

Abs.1 lit.a: Die untere Grenze von 1 MW ist zu streichen.

Begründung:

WKK-Anlagen erzeugen bedarfsgerecht Wärme und Strom und sind deshalb ein bedeutender Baustein der Energiestrategie. Sie leisten einen komplementären Beitrag im Winterhalbjahr, wenn einerseits der Bedarf durch Elektrowärmepumpen erhöht ist und künftig weiter ansteigen wird und anderer-

seits einheimische erneuerbare Quellen aus Wasserkraft und Photovoltaik nur einen gegenüber dem Sommerhalbjahr reduzierten Anteil an der Stromerzeugung ausmachen. Der Verordnungsentwurf nimmt für eine Rückerstattung die ursprünglich auf Gesetzesstufe beantragte Leistungsuntergrenze von 1 MW Gesamtfeuerungsleistung wieder auf. Der energiepolitische Zweck legt keine derart hoch angesetzte Leistungsuntergrenze für die Rückerstattungs berechtigung nahe. Wie der Erläuternde Bericht zur Teilrevision der CO₂-Verordnung auf Seite 4 festhält, trägt die Rückerstattung der CO₂-Abgabe dazu bei, die Versorgungssicherheit beim Strom zu stärken, und schafft zusätzliche Anreize für Effizienzmassnahmen.

Verordnung über den Herkunftsnachweis und die Stromkennzeichnung (HKSV)

Art. 1

Abs.2 ergänzen mit Bst.h: Produktionsland

Begründung:

Auch das Produktionsland gehört auf den Herkunftsnachweis (HKN). Dies ist nötig, da auf der Stromkennzeichnung nach Schweiz/Ausland unterschieden werden muss --> siehe Anhang 1 Ziffer 1.5

Art. 4, 5

Abs.5 Die entstehenden Kosten trägt der Produzent.

Begründung:

Ergänzt werden muss, wer die Kosten für die Erfassung der Produktionszahlen bezahlt. Verursachergerecht wäre eine Kostenübernahme durch den Produzenten.

Art. 8

Abs.1 lit.d streichen.

Abs.2 streichen

Begründung:

Die Aufführung der Kontaktstelle ist nicht nötig, da diese bereits in der Kopf- oder Fusszeile der Stromkennzeichnung angegeben wird. Der Abs.2 kann ersatzlos gestrichen werden, da er in der Praxis nicht umsetzbar ist!

Anhang 2

Punkt 2.4: die Grössenangabe von 10 x 7 stellt eine Überregulierung dar und ist zu streichen.

Stromversorgungsverordnung (StromVV)

Allgemeine Bemerkungen

Der Erweiterung der Eigenverbrauchsregelung ist entschieden entgegen zu treten. Alle planwirtschaftlichen Elemente sind abzulehnen. Die Tarifbildung muss verursachergerecht möglich sein.

Art 3a

Abs.1 erweitern mit: "Zusammenschluss zum Eigenverbrauch gilt für organisatorische und wirtschaftliche Einheiten, wenn dabei kein öffentliches Netz genutzt wird. Der Bau von Parallelnetzen ist verboten."

Begründung:

Der Eigenverbrauch wird ist bereits Realität und gesetzlich verankert. Eine Ausweitung des Eigenverbrauchs auf weitere Netzanschlüsse, welche weder eine organisatorische noch wirtschaftliche Einheit mit dem Produzenten bilden, sollen nicht zugelassen werden.

Art 7

fbis sollte gestrichen werden.

Begründung:

Die Kosten für intelligente Messsysteme sollen unter Bst. f aufgeführt werden. Es macht keinen Sinn, für diese Kosten eine separate Position zu eröffnen und bringt nur eine unnötige Ausweitung der Kostenrechnung. Es darf nicht er Umkehrschluss gelten, dass was namentlich aufgeführt wird auch technisch umgesetzt werden muss.

Art 8

Abs. 3bis: Sie dürfen die Leistungen nach Abs. 3 den Bezüglern nicht zusätzlich verursachergerecht in Rechnung stellen. Werden Leistungen nach Abs.3 von Dritten erbracht, so müssen sie diese angemessen entschädigen. *Aufwendungen, die den Netzbetreibern dadurch entstehen, sind den Bezüglern in Rechnung zu stellen.*

Abs. 5 nicht aufheben.

Begründung zu Abs.3bis:

Sämtliche Kosten für die Messdaten sind verursachergerecht zu entschädigen und nicht zu sozialisieren. Dazu gehören auch Kosten, die dem Netzbetreiber infolge Fehler durch Dritte entstehen.

Begründung zu Abs.5

Kunden mit Netzzugang haben andere Anforderungen an das Datenhandling als Kunden ohne Netzzugang, unabhängig von intelligenten Messsystemen. Dieser Aufwand ist verursachergerecht zu entschädigen und nicht zu sozialisieren.

Art 8a

Korrektur Abs.1

Für das Messwesen und die Informationsprozesse sind bei ~~den Endverbrauchern und den Erzeugern~~ auf Wunsch und Auftrag des Kunden intelligente Messsysteme einzusetzen.

Begründung:

Auf ein flächendeckendes Einführen eines intelligenten Messsystems gemäss Abs. 1 ist zu verzichten. Die im erläuterten Bericht formulierten Erwartungen in ein solches System entsprechen nicht der Realität. Bei rund 60% der Kunden gibt es keine Flexibilität (Elektroboiler, Wärmepumpe, Elektroheizung, Ladeinfrastruktur Elektromobilität, Stromspeicher, PV-Anlagen, etc.). Tendenz steigend, da Elektroboiler und Elektroheizungen gemäss kantonalen Energiegesetzen verboten sind und sogar ausgebaut werden müssen. Wenn es beim Kunden nichts zu steuern gibt, hat der Netzbetreiber auch keinen Vorteil im Netz. Es kann im Netz nichts geändert werden, da der Kunde mit seinem Verhalten den zeitlichen und mengenmässigen Konsum bestimmt (Zeitpunkt vom Kochen, Nutzung PC und TV, Bedürfnis von Licht, etc.). Dem gegenüber stehen die Kosten der geforderten Messinfrastruktur die nach dem kleinsten gemeinsamen Nenner definiert wurde und in der Regel viel zu viel kann und entsprechend teuer ist.

Damit entstehen gerade bei der Masse der Kleinkunden massiv höhere Kosten bezüglich teurerer Messinfrastruktur, teurer Ablese- und Abrechnungsprozesse, ohne dass der Kunde einen Nutzen davon hat.

Dem Kunden soll die Möglichkeit angeboten werden müssen, ein solches System auf seinen Wunsch zu fordern. Dies unter der Berücksichtigung der Kostenfolge.

Korrekturen Abs.2

Bst.a Ziff. 1-4 ersatzlos streichen.

Bst.c Ziff. 1-3 ersatzlos streichen

Begründung:

Blindenergie in einem Haushalt zu erfassen ist aus technischer Sicht absolut unnötig und bietet dem Netzbetreiber ausser hohem Aufwand keinen Nutzen. Das gilt auch für die Kunden. Aus Datensicherheits- und Datenschutz-Überlegungen sollten es im Messsystem keine Schnittstelle für Echtzeitdaten für Dritte haben. Es gib heute bereits genügend andere Anwendungen, die über solche Datenschnittstellen verfügen (z.B. Wechselrichter, Batteriesysteme, TiCo, Digitalstrom etc.). Bidirektionale Kommunikation macht in den meisten Fällen keinen Sinn, wenn bewusst manuell abgelesen wird und damit der Zählerableser weitere Aufgaben (Kontakt zu Kunden um Informationen zu überbringen wie zu empfangen, visuelle Prüfung der entsprechenden Installation) wahrnimmt.

Unterbrüche der Stromversorgung erfassen und protokollieren bringt dem Netzbetreiber nichts, hat er doch heute schon die Pflicht die Versorgungsqualität der EICom zu melden.

Gerade auf der NE 7 auf welcher in der Tendenz das ganze Netz verkabelt ist, gibt es fast keine Störungen mehr. Der Einsatz von Kundenportalen ist bereits heute ernüchternd. Weniger als 3% nutzen die heutigen Angebote, weil es die Kunden entweder nicht interessiert, sie den Stromverbrauch wenig beeinflussen können oder wollen und sie somit keinen Nutzen beim entsprechenden Aufwand haben.

Art 8b

unverändert stehen lassen.

Art 8c

ersatzlos streichen.

Begründung:

Heute sind die Netzbetreiber in der Verantwortung ein funktionierendes und stabiles Netz gemäss Vorgaben aus Normen sicherzustellen. Mithilfe der heute üblichen Rundsteueranlagen gelingt es die Normen einzuhalten. Mit Verlust der Steuerhoheit kann die Verantwortung für die Netzstabilität nicht mehr übernommen werden.

Korrekturen und Änderungen geschehen erst wenn es Störungen im Netz gibt und damit Probleme und Schadensereignisse eingetreten sind. Wenn zudem mit den Kunden wo gesteuert wird etwas vereinbart wird, löst das einen unnötigen hohen administrativen Aufwand aus. Bezüglich einer „sachgerechten Vergütung“ heisst das aber auch, dass Kunden denen wir heute einen Elektroboiler zu Zeiten von tiefen Netz- und Strompreisen laden, künftig uns für diese Dienstleistung auch zahlen müssen. Eine Vorgabe zur Information von Kunden, Produzenten und Dritter über den Eingriff des Netzbetreibers ist nicht praktikabel. Dritten den Zugriff auf intelligente Steuer- und Regelsystemen wird strikt abgelehnt. Es handelt sich um Eigentum der Netzbetreiber und es gibt keine rechtlichen Grundlagen Dritten dies erlauben zu müssen. Umgekehrt haben die Netzbetreiber ja auch keine Rechte bei andere Werken wie Telekommunikationsanbieter, Wasserversorgungen oder Gasversorgern zuzugreifen.

Art. 18

Absatz 1bis

Bisherige Regelung beibehalten

Begründung:

Formulierung widerspricht der Forderung des StromVG nach verursachergerechten Tarifen.

Art. 18

Absatz 2

Anpassung des Arbeitsanteils auf 30 %, Leistungsanteil 70%

Begründung:

Jetzige Formulierung widerspricht eindeutig der Forderung des StromVG nach verursachergerechten Tarifen! Steigender Eigenverbrauch führt zu steigenden Preisen der Nichtprosumer.

Art.29

in bestehender Form stehen lassen.

Begründung:

Da kein flächendeckendes Rollout für Smart Meter erfolgen soll, braucht es weiterhin eine Grenze für den Einsatz von Lastgangmessungen in Produktionsanlagen.

Art 31

Art.31e komplett ersetzen durch:

Bei Inkrafttreten der Änderungen hat der Netzbetreiber den Kunden intelligente Messsysteme und den Zugriff auf ein Kundeportal innerhalb von 3 Jahren anzubieten.

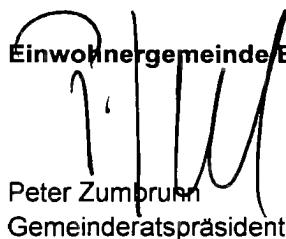
Begründung:

Da kein flächendeckender Rollout für Smart Meter erfolgen soll, braucht es diese Bestimmungen nicht. Zielführender ist eine Übergangszeit zu definieren, in welcher ein Netzbetreiber dem Kunden Smart Meter und Kundenportal anbieten muss.

Wir danken Ihnen für die Kenntnisnahme unserer Bemerkungen und hoffen, dass unsere Anliegen und Bemerkungen dazu dienen, die Umsetzung des ersten Massnahmenpaketes der Energiestrategie 2050 auch im Sinne der Kunden durchzuführen.

Dies im Interesse einer sicheren, zuverlässigen und kostengünstigen Stromversorgung in der Schweiz.

Einwohnergemeinde Brienz



Peter Zumbrunn
Gemeinderatspräsident



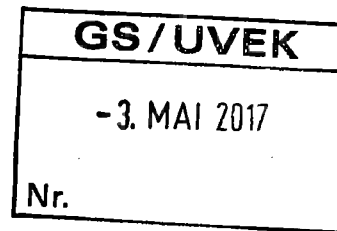
Linda Stauffer
Gemeindeschreiberin



Marianne Isler
Gemeinderätin Gemeindebetriebe



Fritz Latenser
Betriebsleiter Gemeindebetriebe



Eidgenössisches Departement für Umwelt,
Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK)
Kochergasse 6
3003 Bern

Geschäft: 1723
Registratur: 4.1211

Pieterlen, 2. Mai 2017

Energiestrategie 2050, Teilrevision Verordnungen zum ersten Massnahmenpaket, Stellungnahme im Rahmen der Vernehmlassung

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin
Sehr geehrte Damen und Herren

Mit Schreiben vom 01. Februar 2017 haben Sie verschiedene Empfänger zur Vernehmlassung zur oben genannten Vorlage eingeladen. Wir danken Ihnen für diese Einladung.

1. Ausgangslage

Die vom Parlament am 30. September 2016 verabschiedeten Änderungen auf Gesetzesstufe zum ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 führen zu folgenden Anpassungen:

- Totalrevision der Energieverordnung (neu in Energieförderungsverordnung, Energieeffizienzverordnung und Energieverordnung aufgeteilt)
- Teilrevision der Verordnung über die Landesgeologie
- Teilrevision der Verordnung die Reduktion der CO₂-Emissionen
- Totalrevision der Herkunftsnachweis-Verordnung
- Teilrevision der Verordnung über Gebühren und Aufsichtsabgaben im Energiebereich
- Teilrevision der Kernenergieverordnung
- Teilrevision der Stromversorgungsverordnung

Diese Verordnungen bilden den Rahmen für die Umsetzung des ersten Massnahmenpaketes der Energiestrategie. Die Kernpunkte des ersten Massnahmenpaketes bilden dabei die Ausweitung der Eigenverbrauchsregelung, die Beibehaltung der Förderung der erneuerbaren Energien, der Rollout von intelligenten Messsystemen (Smart Metern) sowie die Schaffung von Anreizen für die Verbesserung der Energieeffizienz.



2. **Allgemeines**

Im Grundsatz finden wir die Stossrichtung des ersten Massnahmenpaketes der ES 2050 als Weg in die richtige Richtung, obwohl mit der Ausweitung der Eigenverbrauchsregelung nur ein kleiner Teil der Kunden profitieren wird und die anderen dafür finanziell benachteiligt werden.

Die Forderung nach einem flächendeckend intelligenten Messsystem wird zu (nach unserer Meinung von den Kunden nicht gewünschten) massiven Mehrkosten führen. Die Mehrkosten stehen gegenüber allfälligen Fortschritten bei der Energieeffizienz in einem sehr schlechten Verhältnis.

Die Anpassungen in den verschiedenen Verordnungen führen insgesamt zu einer Überregulierung des Strommarktes. Wünschenswert wäre es, wenn der Strombranche mehr Handlungsspielräume und damit auch die Verantwortung für eine zuverlässige Stromversorgung gewährt würden.

3. **Zu den einzelnen Verordnungen**

Zu den einzelnen Verordnungen und Artikeln haben wir die nachfolgenden Bemerkungen. Wir beschränken uns dabei auf die aus unserer Sicht wesentlichen Punkte.

Energieförderungsverordnung (EnFV)

Allgemeine Bemerkungen

Generell sollte die Abnahmepflicht für die Netzbetreiber wegfallen. Alle Produzenten, ob gross oder klein, sollten an den Markt geführt werden. Bei der Berücksichtigung von Gesuchen für das Einspeisevergütungssystem sollte neu die Allokation der Produktion im Vordergrund stehen und nicht das Eingabedatum des Gesuches.

Art. 15.

Abs.1 Die Grenze von 30 kW ist auf 10 kW zu senken.

Abs.2 Die Grenze von 500 kW ist auf 100 kW zu senken.

Begründung:

Grundsätzlich sollte die Abnahmepflicht der Netzbetreiber gänzlich wegfallen und alle Produzenten auf den Markt bringen. Mit der Reduktion der Grenze auf 10 kW führt die Pflicht zur Direktvermarktung wenigstens zu einer Entlastung der Netzbetreiber. Mit der Senkung von 500 kW auf 100 kW erhält man einen Bezug zu grossen Anlagen gem. Art.8.

Art. 19, 20, 21

Das Einspeisevergütungssystem ist von der Reihenfolge der Berücksichtigung grundsätzlich zu überarbeiten.

Begründung:

Die bisherige Praxis für die Berücksichtigung eines Gesuches nach dem Einreichdatum ist nicht optimal. So werden Anlagen unabhängig von den Netzkapazitäten realisiert. Dies hat unnötige Netzausbauten zur Folge, und verteuert das Stromsystem zusätzlich zur KEV. Der **Allokation** von neuen Anlagen ist **dringend mehr Gewicht** beizumessen. So sollen Anlagen in Gebieten mit genügender Netzkapazität prioritär behandelt werden, unabhängig vom Einreichdatum.



Idealerweise sind von den Netzbetreibern Gebiete zu bezeichnen, in welchen der Ausbau von dezentralen Produktionsanlagen konzentriert gefördert werden soll. Dies ist umso wichtiger und netzeffizienter im Zusammenspiel mit dezentralen Speichern.

Art. 29,30, 31

Die Abnahmepflicht der Netzbetreiber fällt grundsätzlich dahin und ist in allen Verordnungsdokumenten entsprechend zu korrigieren.

Begründung:

Für die Produktion gilt der Markt, unabhängig ob klein oder gross. Alle Produzenten sollen ihre Energie auf dem Markt anbieten (müssen). Als Übergangslösung könnte man sich vorstellen, dass Anlagen kleiner 10 kW erst ab 2030 von dieser Regelung davon betroffen sind.

Art. 40.

Die Mindestgrösse ist auf 4 kW zu erhöhen und nur für dreiphasige Anlagen.

Begründung:

Kleinanlagen sollten nicht zusätzlich gefördert werden. Die minimale Grösse sollte mit der Meldepflicht von Anlagen gem. NIV übereinstimmen und ausschliesslich Anlagen mit dreiphasiger Einspeisung berücksichtigen.

Art. 41.

In Analogie zu Antrag unter Art.40 sollte die Erweiterung um mindestens 4 kW erfolgen, damit sie als erheblich bezeichnet werden kann.

Art. 43, 44

Das Einspeisevergütungssystem ist von der Reihenfolge der Berücksichtigungen her grundsätzlich zu überarbeiten.

Begründung:

Siehe auch Art. 19, 20,21.

Art. 77, 78

Das Einspeisevergütungssystem ist von der Reihenfolge der Berücksichtigungen grundsätzlich zu überarbeiten.

Begründung:

Siehe auch Art. 19, 20,21.

Energieverordnung (EnV)

Allgemeine Bemerkungen

Der Ausweitung der Eigenverbrauchsregelung muss entschieden entgegengetreten werden.

Art. 4

Bisherige Informations- und Kennzeichnungspflicht gemäss Art. 1a und b sinngemäss beibehalten.

Begründung:

Kunden, die einen Up- bzw. Downgrad des Standardproduktes machen, schliessen einen Vertrag mit dem EVU ab und wissen somit, was sie geliefert bekommen.



Eine nachträgliche, zusätzliche und individuelle Mitteilung für jeden einzelnen Kunden bedeutet einen übermässigen informationstechnischen Aufwand (Kostenfolgen für Kunden) für das EVU, ohne dass damit ein Zusatznutzen für den Kunden entsteht.

Art. 6

Artikel streichen.

Begründung:

Eine vierteljährliche Meldepflicht bedeutet auch eine vierteljährliche Ablesung, was gerade bei diesen Produzenten zu einem Mehraufwand führt. Dieser Mehraufwand sollte aber gemäss Art. 18 Abs. 1 wiederum von allen Haushaltskunden getragen werden. Dies widerspricht der verursachergerechten Zuordnung der Kosten gemäss Strom VG.

Unklar ist hier zudem, ob nur KEV-Anlagen oder alle Anlagen gemeint sind.

Art. 12

Abs.3 Produzenten und Produzentinnen, die zwischen den Vergütungen nach Absatz 1 Buchstaben a und b wechseln wollen, haben dies dem Netzbetreiber drei Monate im Voraus mitzuteilen (neu) und können den Regimewechsel jeweils auf Anfang Kalenderjahr vollziehen.

Begründung:

Ein unterjährlicher Regimewechsel hat eine Veränderung in der Tarifstruktur des VNB zur Folge. Dieser Mehraufwand sollte aber gemäss Art. 18 Abs. 1 wiederum von allen Haushaltskunden getragen werden. Dies widerspricht der verursachergerechten Zuordnung der Kosten gemäss Strom VG. Man öffnet Tür und Tor für stetige "kostenlose" Wechsel in Abhängigkeit von Marktpreisen.

Art. 13

Die Netzbetreiber sind grundsätzlich von der Abnahmepflicht zu befreien.

Begründung:

Die Offenlegung der eigenen Beschaffungskosten ist wettbewerbsrechtlich fragwürdig. Jeder Produzent soll seinen Strom selber am Markt verkaufen.

Art. 15

Ist zu streichen

Begründung:

Ort der Produktion ist unklar.

Art. 16

Prozentzahl erhöhen auf mindestens 50%.

Begründung:

Die 10%-Grenze ist viel zu tief und wurde so gewählt, damit eine weitere Marktöffnung durch die Hintertüre entsteht. Mit mindestens 50% wird auch mengenmässig eine sinnvolle Anlagengrösse realisiert.

Art. 17

Abs.1 ergänzen mit: Der Vertrag unterliegt der Kontrolle durch die EICom.

Abs.5 ergänzen mit: ...oder der Grundeigentümer die angemessene Versorgung mit Elektrizität nicht gewährleisten kann, (neu) die Preissolidarität innerhalb der Gemeinschaft nicht stimmt oder die Vorgaben...



- Abs.6 ändern in: ... Pächterinnen und Pächter zuständig sind, sind ~~von der Pflicht, die Tarife zu veröffentlichen und eine Kostenträgerrechnung nach Artikel 4 StromVV zu führen, befreit.~~ verpflichtet, ihre gültigen Tarife jährlich der ECom zur Kontrolle zuzustellen.

Begründung:

Die Parteien sollen vor Missbrauch besser geschützt werden. Am besten mittels Standardverträgen. Minimale Pflichten für Transparenz müssen auch für EVG gelten.

Art. 19

Abs.1, Abs.2 und Abs.3 ergänzen, dass ein Wechsel jeweils nur auf Beginn des Kalenderjahres möglich ist.

Abs.5 korrigieren ...nimmt, hat dem Netzbetreiber und dem BFE zu statistischen Zwecken bis spätestens am 31. März für das vergangene Jahr die Menge der vor Ort produzierten...

Begründung:

Ein unterjähriger Regimewechsel hat eine Veränderung in der Tarifstruktur des VNB zur Folge. Dieser Mehraufwand sollte aber gemäss Art. 18 Abs. 1 wiederum von allen Haushaltskunden getragen werden. Dies widerspricht der verursachergerechten Zuordnung der Kosten gemäss Strom VG. Man öffnet Tür und Tor für stetige "kostenlose" Wechsel in Abhängigkeit von Marktpreisen.

CO2 Verordnung

Allgemeine Bemerkung

Berechnungsgrundlagen für die CO2-Emissionen von Personenwagen, Lieferwagen und leichten Sattelschleppern.

Das geltende Recht enthält in Art. 26 der CO2-Verordnung folgende Bestimmung für mit Erdgas betriebene Personenwagen: *„Für Personenwagen, die ganz oder teilweise mit Erdgas betrieben werden, setzt das BFE die massgebenden CO2- Emissionen um den Prozentsatz des anrechenbaren biogenen Anteils am Gasgemisch tiefer an“.*

Damit wird dem Umstand Rechnung getragen, dass sich die Gasbranche seit den Anfängen der Nutzung von Erdgas als Treibstoff zur Gewährleistung eines biogenen Anteils verpflichtet hat und dieses Commitment auch weiterhin aufrechterhält.

Die Situation unterscheidet sich insofern von den Verhältnissen in der EU, weshalb ein Verweis auf die dortige Regelung im erläuternden Bericht in diesem Zusammenhang zur kurz greift.

Entsprechend beantragen wir, im Verordnungsentwurf einen Artikel analog der bisherigen Regelung aufzunehmen, der auch auf die neu erfassten Fahrzeugkategorien anwendbar ist:

[Art. 26a neu]: Mit Erdgas betriebene Fahrzeuge

Für Fahrzeuge, die ganz oder teilweise mit Erdgas betrieben werden, setzt das BFE die massgebenden CO2-Emissionen um den Prozentsatz des anrechenbaren biogenen Anteils am Gasgemisch tiefer an.



Art. 96a, 98a

Abs.1 lit.a: Die untere Grenze von 1 MW ist zu streichen.

Begründung:

WKK-Anlagen erzeugen bedarfsgerecht Wärme und Strom und sind deshalb ein bedeutender Baustein der Energiestrategie. Sie leisten einen komplementären Beitrag im Winterhalbjahr, wenn einerseits der Bedarf durch Elektrowärmepumpen erhöht ist und künftig weiter ansteigen wird und andererseits einheimische erneuerbare Quellen aus Wasserkraft und Photovoltaik nur einen gegenüber dem Sommerhalbjahr reduzierten Anteil an der Stromerzeugung ausmachen. Der Verordnungsentwurf nimmt für eine Rückerstattung die ursprünglich auf Gesetzesstufe beantragte Leistungsuntergrenze von 1 MW Gesamtfeuerungswärmeleistung wieder auf. Der energiepolitische Zweck legt keine derart hoch angesetzte Leistungsuntergrenze für die Rückerstattungsberechtigung nahe. Wie der Erläuternde Bericht zur Teilrevision der CO₂-Verordnung auf Seite 4 festhält, trägt die Rückerstattung der CO₂-Abgabe dazu bei, die Versorgungssicherheit beim Strom zu stärken, und schafft zusätzliche Anreize für Effizienzmassnahmen.

Verordnung über den Herkunftsnachweis und die Stromkennzeichnung (HKSV)

Art. 1

Abs.2 ergänzen mit Bst.h: Produktionsland

Begründung:

Auch das Produktionsland gehört auf den Herkunftsnachweis (HKN). Dies ist nötig, da auf der Stromkennzeichnung nach Schweiz/Ausland unterschieden werden muss --> siehe Anhang 1 Ziffer 1.5

Art. 4, 5

Abs.5 Die entstehenden Kosten trägt der Produzent.

Begründung:

Ergänzt werden muss, wer die Kosten für die Erfassung der Produktionszahlen bezahlt. Verursachergerecht wäre eine Kostenübernahme durch den Produzenten.

Art. 8

Abs.1 lit.d streichen.

Abs.2 streichen

Begründung:

Die Aufführung der Kontaktstelle ist nicht nötig, da diese bereits in der Kopf- oder Fusszeile der Stromkennzeichnung angegeben wird. Der Abs.2 kann ersatzlos gestrichen werden, da er in der Praxis nicht umsetzbar ist!

Anhang 2

Punkt 2.4: die Grössenangabe von 10 x 7 stellt eine Überregulierung dar und ist zu streichen.



Stromversorgungsverordnung (StromVV)

Allgemeine Bemerkungen

Der Erweiterung der Eigenverbrauchsregelung ist entschieden entgegen zu treten. Alle planwirtschaftlichen Elemente sind abzulehnen. Die Tarifbildung muss verursachergerecht möglich sein.

Art 3a

Abs.1 erweitern mit: "Zusammenschluss zum Eigenverbrauch gilt für organisatorische und wirtschaftliche Einheiten, wenn dabei kein öffentliches Netz genutzt wird. Der Bau von Parallelnetzen ist verboten."

Begründung:

Der Eigenverbrauch wird ist bereits Realität und gesetzlich verankert. Eine Ausweitung des Eigenverbrauchs auf weitere Netzanschlüsse, welche weder eine organisatorische noch wirtschaftliche Einheit mit dem Produzenten bilden, sollen nicht zugelassen werden.

Art 7

f) bis sollte gestrichen werden.

Begründung:

Die Kosten für intelligente Messsysteme sollen unter Bst. f) aufgeführt werden. Es macht keinen Sinn, für diese Kosten eine separate Position zu eröffnen und bringt nur eine unnötige Ausweitung der Kostenrechnung. Es darf nicht er Umkehrschluss gelten, dass was namentlich aufgeführt wird auch technisch umgesetzt werden muss.

Art 8

Abs. 3bis: Sie dürfen die Leistungen nach Abs. 3 den Bezüglern ~~nicht zusätzlich~~ **verursachergerecht** in Rechnung stellen. Werden Leistungen nach Abs.3 von Dritten erbracht, so müssen sie diese angemessen entschädigen. **Aufwendungen, die den Netzbetreibern dadurch entstehen, sind den Bezüglern in Rechnung zu stellen.**

Abs. 5 nicht aufheben.

Begründung zu Abs.3bis:

Sämtliche Kosten für die Messdaten sind verursachergerecht zu entschädigen und nicht zu sozialisieren. Dazu gehören auch Kosten, die dem Netzbetreiber infolge Fehler durch Dritte entstehen.

Begründung zu Abs.5

Kunden mit Netzzugang haben andere Anforderungen an das Datenhandling als Kunden ohne Netzzugang, unabhängig von intelligenten Messsystemen. Dieser Aufwand ist verursachergerecht zu entschädigen und nicht zu sozialisieren.

Art 8a

Korrektur Abs.1

Für das Messwesen und die Informationsprozesse sind ~~bei den Endverbrauchern und den Erzeugern~~ auf Wunsch und Auftrag des Kunden intelligente Messsysteme einzusetzen.



Begründung:

Auf ein flächendeckendes Einführen eines intelligenten Messsystems gemäss Abs. 1 ist zu verzichten. Die im erläuterten Bericht formulierten Erwartungen in ein solches System entsprechen nicht der Realität. Bei rund 60% der Kunden gibt es keine Flexibilität (Elektroboiler, Wärmepumpe, Elektroheizung, Ladeinfrastruktur Elektromobilität, Stromspeicher, PV-Anlagen, etc.). Tendenz steigend, da Elektroboiler und Elektroheizungen gemäss kantonalen Energiegesetzen verboten sind und sogar ausgebaut werden müssen. Wenn es beim Kunden nichts zu steuern gibt, hat der Netzbetreiber auch keinen Vorteil im Netz. Es kann im Netz nichts geändert werden, da der Kunde mit seinem Verhalten den zeitlichen und mengenmässigen Konsum bestimmt (Zeitpunkt vom Kochen, Nutzung PC und TV, Bedürfnis von Licht, etc.). Dem gegenüber stehen die Kosten der geforderten Messinfrastruktur die nach dem kleinsten gemeinsamen Nenner definiert wurde und in der Regel viel zu viel kann und entsprechend teuer ist.

Damit entstehen gerade bei der Masse der Kleinkunden massiv höhere Kosten bezüglich teurerer Messinfrastruktur, teurer Ablese- und Abrechnungsprozesse, ohne dass der Kunde einen Nutzen davon hat.

Dem Kunden soll die Möglichkeit angeboten werden müssen, ein solches System auf seinen Wunsch zu fordern. Dies unter der Berücksichtigung der Kostenfolge.

Korrekturen Abs.2

Bst.a Ziff. 1-4 ersatzlos streichen.

Bst.c Ziff. 1-3 ersatzlos streichen

Begründung:

Blindenergie in einem Haushalt zu erfassen ist aus technischer Sicht absolut unnötig und bietet dem Netzbetreiber ausser hohem Aufwand keinen Nutzen. Das gilt auch für die Kunden. Aus Datensicherheits- und Datenschutz-Überlegungen sollten es im Messsystem keine Schnittstelle für Echtzeitdaten für Dritte haben. Es gib heute bereits genügend andere Anwendungen, die über solche Datenschnittstellen verfügen (z.B. Wechselrichter, Batteriesysteme, TiCo, Digitalstrom etc.). Bidirektionale Kommunikation macht in den meisten Fällen keinen Sinn, wenn bewusst manuell abgelesen wird und damit der Zählerableser weitere Aufgaben (Kontakt zu Kunden um Informationen zu überbringen wie zu empfangen, visuelle Prüfung der entsprechenden Installation) wahrnimmt.

Unterbrüche der Stromversorgung erfassen und protokollieren bringt dem Netzbetreiber nichts, hat er doch heute schon die Pflicht die Versorgungsqualität der ECom zu melden.

Gerade auf der NE 7 auf welcher in der Tendenz das ganze Netz verkabelt ist, gibt es fast keine Störungen mehr. Der Einsatz von Kundenportalen ist bereits heute ernüchternd. Weniger als 3% nutzen die heutigen Angebote, weil es die Kunden entweder nicht interessiert, sie den Stromverbrauch wenig beeinflussen können oder wollen und sie somit keinen Nutzen beim entsprechenden Aufwand haben.

Art 8b

unverändert stehen lassen.

Art 8c

ersatzlos streichen.



Begründung:

Heute sind die Netzbetreiber in der Verantwortung ein funktionierendes und stabiles Netz gemäss Vorgaben aus Normen sicherzustellen. Mithilfe der heute üblichen Rundsteueranlagen gelingt es die Normen einzuhalten. Mit Verlust der Steuerhoheit kann die Verantwortung für die Netzstabilität nicht mehr übernommen werden.

Korrekturen und Änderungen geschehen erst wenn es Störungen im Netz gibt und damit Probleme und Schadensereignisse eingetreten sind. Wenn zudem mit den Kunden wo gesteuert wird etwas vereinbart wird, löst das einen unnötigen hohen administrativen Aufwand aus. Bezüglich einer „sachgerechten Vergütung“ heisst das aber auch, dass Kunden denen wir heute einen Elektroboiler zu Zeiten von tiefen Netz- und Strompreisen laden, künftig uns für diese Dienstleistung auch zahlen müssen. Eine Vorgabe zur Information von Kunden, Produzenten und Dritter über den Eingriff des Netzbetreibers ist nicht praktikabel. Dritten den Zugriff auf intelligente Steuer- und Regelsystemen wird strikt abgelehnt. Es handelt sich um Eigentum der Netzbetreiber und es gibt keine rechtlichen Grundlagen Dritten dies erlauben zu müssen. Umgekehrt haben die Netzbetreiber ja auch keine Rechte bei andere Werken wie Telekommunikationsanbieter, Wasserversorgungen oder Gasversorgern zuzugreifen.

Art. 18

Absatz 1bis

Bisherige Regelung beibehalten

Begründung:

Formulierung widerspricht der Forderung des StromVG nach verursachergerechten Tarifen.

Art. 18

Absatz 2

Anpassung des Arbeitsanteils auf 30 %, Leistungsanteil 70%

Begründung:

Jetzige Formulierung widerspricht eindeutig der Forderung des StromVG nach verursachergerechten Tarifen! Steigender Eigenverbrauch führt zu steigenden Preisen der Nichtprosumer.

Art.29

in bestehender Form stehen lassen.

Begründung:

Da kein flächendeckendes Rollout für Smart Meter erfolgen soll, braucht es weiterhin eine Grenze für den Einsatz von Lastgangmessungen in Produktionsanlagen.

Art 31

Art.31e komplett ersetzen durch:

Bei Inkrafttreten der Änderungen hat der Netzbetreiber den Kunden intelligente Messsysteme und den Zugriff auf ein Kundeportal innerhalb von 3 Jahren anzubieten.

Begründung:



Da kein flächendeckender Rollout für Smart Meter erfolgen soll, braucht es diese Bestimmungen nicht. Zielführender ist eine Übergangszeit zu definieren, in welcher ein Netzbetreiber dem Kunden Smart Meter und Kundenportal anbieten muss.

Wir danken Ihnen für die Kenntnisnahme unserer Bemerkungen und hoffen, dass unsere Anliegen und Bemerkungen dazu dienen, die Umsetzung des ersten Massnahmenpaketes der Energiestrategie 2050 auch im Sinne der Kunden durchzuführen.

Dies im Interesse einer sicheren, zuverlässigen und kostengünstigen Stromversorgung in der Schweiz.

Freundliche Grüsse

BAUABTEILUNG PIETERLEN
Leiter Bau + Energie

Ueli Hölter

Fabienne et Michel Brunisholz
Impasse du Vivier 5
1695 Estavayer-le-Gibloux
famibruni@bluewin.ch

Office fédéral de l'énergie
Division Efficacité énergétique et
énergies renouvelables
Palais fédéral Nord
3003 Berne

Par mail à
energiestrategie@bfe.admin.ch

Estavayer-le-Gibloux, le 8 mai 2017

Prise de position par rapport aux ordonnances de la Stratégie énergétique 2050

Madame la Présidente de la Confédération,
Madame, Monsieur,

Notre famille a investi dans la production d'énergie solaire car étant agriculteur, nous avons des surfaces de toit adaptées à cet effet et c'était une façon pour nous de participer à la protection de l'environnement. Pour financer et amortir cet investissement, nous comptons sur la RPC promise lors de notre inscription en 2012.

Nous soutenons activement la stratégie énergétique 2050 en étant membre du Collectif pour la sécurité de l'investissement dans le solaire et en lien avec l'Union Suisse des Paysans. Aujourd'hui, nous vous écrivons pour prendre position sur les ordonnances liées à la Stratégie énergétique 2050. Nous nous sommes contentés d'analyser celles en lien avec l'énergie solaire uniquement, car c'est celle qui nous concerne. Pour le reste, nous nous rallions à la position de l'Union Suisse des Paysans.

Nous jugeons positivement les dispositions qui permettent la consommation par le producteur de son propre courant. Nous saluons par ailleurs les nouvelles possibilités de regroupement de plusieurs consommateurs finaux pour l'utilisation du courant produit sur place. Nous pouvons en attendre un gain d'efficacité important, surtout en combinaison avec des systèmes de mesure et de réglage

Nous proposons, par ailleurs, les modifications de détail suivantes :

Priorité aux installations déjà réalisées pour la rétribution

Nous demandons à ce que les installations **déjà en service soient traitées en priorité sur la liste d'attente de la rétribution**. A l'époque, les délais d'attente étaient estimés à deux ans environ et les dispositions légales, sans parler des ponts RPC des distributeurs, incitaient clairement à mettre en service le plus rapidement possible du fait que cela déterminait le niveau de rétribution une fois la RPC obtenue. Il est donc normal de soutenir en priorité les installations déjà en service, d'autant plus que les projets simplement inscrits auprès de Swissgrid n'ont encore rien coûté. Les installations réalisées ont contribué au tournant énergétique et méritent donc d'être priorisées, compte tenu des moyens limités et des dispositions légales qui ont incité ces investissements.

En ce qui concerne les conditions du regroupement que nous jugeons exagérées, nous proposons les modifications suivantes :

Dans le cas où des locataires et des preneurs à bail font partie d'un regroupement dans le cadre de la consommation propre, les coûts de l'électricité correspondent proportionnellement aux coûts de revient de l'électricité issue des installations de consommation propre et aux coûts de l'électricité prélevée sur le réseau de distribution.

Il faut partir de l'idée que la participation à un regroupement en vue de la consommation propre est volontaire. Aussi, la prescription d'une limite maximale de prix est une intervention inadmissible sur le marché, incompatible avec le principe constitutionnel de la liberté économique surtout qu'il s'agit d'énergies avec plus-value écologique.

Nous vous invitons à prendre en compte notre avis et nous vous adressons, Madame la Présidente de la Confédération, Madame, Monsieur, nos salutations distinguées

Fabienne et Michel Brunisholz

Lars Huber
Kirchstrasse 18
5643 Sins
+41 78 748 19 29
lars.huber.ch@gmail.com
www.xing.com/profiles/Lars_Huber5

Bundesamt für Energie
Energiesstrategie
CH-3003 Bern

Stellungnahme zur “Umsetzung des ersten Massnahmenpakets zur Energiesstrategie 2050”

*Energiesgesetz | 3. Kapitel: Einspeisung netzgebundener Energie und
Eigenverbrauch | Artikel 15 | Absatz 3a*

“Bei Elektrizität aus erneuerbaren Energien richtet sie sich nach den vermiedenen Kosten des Netzbetreibers für die Beschaffung gleichwertiger Elektrizität.”

Einspeisung auf NE7: Die vermiedenen Kosten des Netzbetreibers betreffen nicht nur die Energie, sondern auch den Transport. Heute machen die Ebenen 1-6 rund 50% der Transportkosten aus. Dies wäre korrekterweise dem Produzenten zu vergüten, ansonsten stehen dem Netzbetreiber zu viele Einnahmen den Ausgaben gegenüber, und er muss den Transportpreis für jeglichen Strom senken, also auch jener, welcher über Ebene 1 kommt.

Dies ist eine indirekte Subvention des Transportes von herkömmlichen Strom wie aus Kernkraft, Import, Grosswasserkraft, ...

Bitte achten Sie bei der Umsetzung auf diese Tatsache.

Bei Fragen oder für weitere Erläuterungen stehe ich gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüsse
Lars Huber

Schweizerische Eidgenossenschaft
Eidgenössisches Departement für Umwelt,
Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK
Bundesrätin Doris Leuthard
Kochergasse 6
3003 Bern

Versand per Email: energiestrategie@bfe.admin.ch

Zürich, 8. Mai 2017

**Private Stellungnahme zur Umsetzung erstes Massnahmenpaket zur Energiestrategie 2050
Vernehmlassung Änderungen der Verordnungen
Fokus auf das Thema „Zusammenschluss zum Eigenverbrauch“**

Sehr geehrte Frau Bundesrätin Leuthard
Sehr geehrte Damen und Herren,

Im Rahmen der folgenden Stellungnahme als Privatperson zum StromVV und zum EnV konzentriere ich mich auf das Thema Zusammenschluss zum Eigenverbrauch.

Grundsätzliche Anmerkung zum „Zusammenschluss zum Eigenverbrauch“ (EnV)

Ein gutes Vorbild für die Umsetzung „Zusammenschluss zum Eigenverbrauch“ liefert das Modell der EKZ (Elektrizitätswerke des Kantons Zürich). Es ist extrem einfach und reduziert den administrativen Aufwand ungemein. Die Zahlen sprechen für sich: im Netzgebiet der EKZ sind in kurzer Zeit viele Eigenverbrauchsanlagen entstanden, während dem in anderen Netzgebieten der „Zusammenschluss zum Eigenverbrauch“ kaum bis nie erfolgt ist.

Der Ansatz ist auf Seite 35 des Tarifblattes beschrieben: <http://www.ekz.ch/content/dam/ekz-internet/private/Kaufen/EKZ-Tarifsammlung-2017.pdf>

Es wäre sehr begrüßenswert, wenn ein solches Modell schweizweit zur Anwendung käme und die EnV hierfür die entsprechenden Voraussetzungen schaffen könnte.

Stellungnahme StromVV

Art 18 Abs 1bis Anschlussleistung

Änderungsantrag:

Die Anschlussleistung ist daher mindestens auf 50 kVA oder höher zu begrenzen für die erste Kundengruppe.

Erläuterung

„Bei Endverbrauchern mit einer Anschlussleistung bis 15 kVA ist nur eine Kundengruppe zulässig.“ Diese Anschlussleistung ist nicht zweckmässig. Diese sollte so gewählt werden, dass die Haushalte inkl. EFH abgebildet werden. Einerseits sind schon heute diese Anschlussleistungen höher bei 30 kVA und andererseits im Hinblick auf vermehrten Einsatz von WP's und Elektromobilität sollten sie höher festgelegt werden.

Art 18 Abs 2 Regelung Netznutzungstarif

Antrag: Zwingend beibehalten.

Erläuterung

Ich sehe die Regelung mit 70% Arbeitstarif als zwingend notwendig für den Ausbau von Eigenverbrauchsanlagen, denn sie bietet auch eine minimale Investitionssicherheit. Ohne dieser Regelung sind Investitionen in Eigenverbrauchsanlagen eine Hochrisiko-Investment: jedes Jahr kann es passieren, dass der Netzbetreiber den Arbeitstarif runtersetzt und den Leistungstarif hochsetzt, was die Einnahmen aus der Eigenverbrauchsanlage massiv beeinträchtigt.

Art 31e Übergangsbestimmung Messkosten

Antrag: Messkosten-Obergrenze einführen ODER die Pflicht zur Lastgangmessung von aktuell 30kVA auf 100kVA erhöhen.

Erläuterung

Die Messkosten sind zu begrenzen auf maximal CHF 300.-pro Jahr für Anlagen über 30 kVA und auf max. CHF 100.- pro Jahr für Anlagen unter 30 kVA. Bereits in der Empfehlung des BFE, welche zwischen 2010 und 2016 gültig war, wurden maximale Mess- und Messbetriebskosten von CHF 600.- pro Jahr festgelegt. Heute sind diese Kosten deutlich tiefer.

Die Anforderung der doppelten Lastgangmessung bei Anlagen über 30kVA sind aktuell eine grosse Hürde für den Zubau von Solaranlagen. Dies führt dazu, dass auch in Situationen bei welchen grössere Anlagen möglich wären, die Anlagen künstlich auf diese Grenze limitiert werden, um den hohen Messkosten zu entgehen.

Stellungnahme zur EnV

Art 11 Anschlussbedingungen

Änderungsantrag Abs. 1: ersatzlos streichen, da schon andersweitig geregelt.

Änderungsantrag Abs. 2: Auch dieser Absatz ist andersweitig geregelt und kann **ersatzlos gestrichen werden**.

Änderungsantrag Abs. 3: Den Artikel unterstützen wir grundsätzlich. Der Anfang muss aber noch wie folgt angepasst werden:

Die Netzbetreiber sind verpflichtet, die Energieerzeugungsanlage mit dem ...

Art 16 Voraussetzung für den Zusammenschluss zum Eigenverbrauch

Änderungsantrag:

- 5% anstatt 10%
- ODER Kombination mit „de-minimis“ Klausel:
10% ODER Minimalleistung der Anlage 30kVA. (eines der beiden Kriterien muss erfüllt sein)

Ich bedanke mich für die Berücksichtigung meiner Stellungnahme.



Freundliche Grüße
Lars Konersmann



GS / UVEK
15. MAI 2017
Nr.

Département fédéral de l'Environnement,
des Transports, de l'Énergie
et de la Communication (DETEC)
Madame Doris Leuthard,
Présidente de la Confédération
Palais fédéral Nord
3003 Berne

Par mail : energiestrategie@bfe.admin.ch.

Lausanne, le 4 mai 2017
S. 2/10 - SIL - uc

**Mise en œuvre du premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050
Modifications à l'échelon des ordonnances
Consultation**

Madame la Présidente de la Confédération,

Par la présente, la Commune de Lausanne vous transmet sa position dans le cadre de la procédure de consultation sur les ordonnances pour la mise en œuvre du premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050.

La Municipalité de Lausanne souligne, comme elle a déjà eu l'occasion de le faire en réponse à plusieurs consultations fédérales, son soutien à cette stratégie, même si sur certains points, le projet reste en dessous de ses attentes.

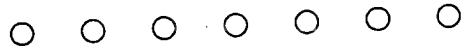
Concernant la mise en œuvre du premier paquet de mesures, la Municipalité salue l'effort entrepris pour tenter une simplification de l'OENE par la création de trois nouvelles ordonnances par regroupement thématique. Elle relaie toutefois le sentiment de ses services spécialisés qui estiment que de nombreuses dispositions sont complexes et traduisent de manière peu claire la volonté du législateur. La nouvelle OENE en particulier aurait gagné à être plus simple et succincte.

Concernant le contenu des ordonnances, la Municipalité souhaite mettre en exergue les points suivants :

- Dans le cadre du **regroupement pour la consommation propre**, le projet d'OENE prévoit que « les coûts de l'électricité correspondent proportionnellement aux coûts de revient de l'électricité issue des installations de consommation propre » (art. 17). Cette disposition implique que l'exploitant ne peut pas appliquer de marge bénéficiaire à la vente de l'énergie produite sur site. Une telle règle est contre-productive pour le bailleur comme pour les locataires et va freiner plutôt qu'encourager le développement du solaire photovoltaïque. Il faut privilégier une réglementation dans laquelle le bailleur (ou l'exploitant) peut vendre l'énergie autoproduite **avec un bénéfice raisonnable**.

Municipalité de Lausanne

Secrétariat municipal
place de la Palud 2
case postale 6904
CH-1002 Lausanne
tél. +41 21 315 22 15
municipalite@lausanne.ch



- **Le mode de calcul des contributions d'investissement pour l'hydraulique** n'est pas applicable et doit être simplifié (art. 63, 65-71 du projet d'OEnER). En outre, pour les projets importants nécessitant de longues démarches auprès des autorités concédantes, **la garantie de principe d'octroi de la contribution doit pouvoir être obtenue avant de débiter ces démarches.**
- **Les contributions globales devraient être étendues aux communes** (art. 57 à 62 du projet d'OEnE) : ce sont souvent les villes et les communes qui développent des programmes de sensibilisation et d'incitation.
- **Le gestionnaire de réseau, pour la reprise de l'énergie injectée**, devrait avoir la possibilité de verser une rétribution permettant d'encourager les énergies renouvelables et les couplages chaleur-force et d'en répercuter le coût **dans le cadre de l'approvisionnement de base.** Une modification de l'article 13 du projet OEnE est proposée dans ce sens, qui aurait la double vertu d'assurer une égalité de traitement entre gestionnaires de réseau, le volume injecté pouvant varier grandement d'une zone à l'autre, et de permettre des mesures d'encouragement supplémentaires au libre choix du propriétaire du gestionnaire de réseau.
- **Le seuil de commercialisation directe doit être augmenté à 500 kW**, pour éviter de placer de petits producteurs dans une situation qu'ils ne pourront gérer (art. 15 du projet d'OEnE).
- Il est proposé le **maintien du groupe bilan « énergies renouvelables »** pour gérer la production des installations qui ne sont pas soumises à la commercialisation directe (suppression des articles 29 à 31 du projet d'OEnER et reprise du droit actuel). Ce système a fait ses preuves.

La Municipalité s'inquiète du rythme de la mise en place de système de commande et de réglage intelligents qui lui semble précipité. Elle propose un délai minimum de 11 ans.

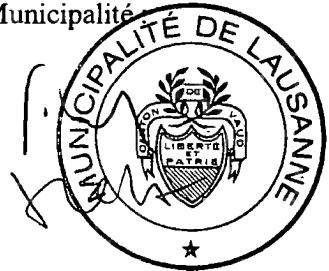
Des commentaires détaillés, par articles, figurent en annexe à la présente.

En vous remerciant de l'attention que vous porterez à cette prise de position, nous vous prions d'agréer, Madame la Présidente de la Confédération, l'expression de notre très haute considération.

Au nom de la Municipalité

Le syndic :
Grégoire Junod

Le secrétaire :
Simon Affolter



Annexe : prise de position détaillée

**Mise en œuvre du premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050:
Modifications à l'échelon des ordonnances
Consultation**

Prise de position détaillée de la Municipalité de Lausanne

1. Projet d'ordonnance sur l'énergie (OEne)

Projet	Proposition de modifications	Remarque
<p>Chapitre 2: Garantie d'origine et marquage de l'électricité Section 1: Garantie d'origine Section 2: Marquage de l'électricité Section 3: Exigences techniques, procédure et obligation d'annoncer</p>		<p>A titre général, il convient de remarquer que par souci de cohérence et de regroupement thématique, les sections 1 et 2, devraient être fondues dans l'OGOM. Il y a en effet des redondances inutiles entre les deux ordonnances. Un simple renvoi de l'OEne à l'OGOM suffirait. La section 3 actuelle, qui a toute sa place dans l'OEne, deviendrait alors le chapitre 2 à elle seule.</p>
<p>Art. 4 1 Le marquage de l'électricité en vertu de l'art. 9, al. 3, let. b, LEne doit avoir lieu chaque année au moyen de garanties d'origine pour chaque kilowattheure fourni à des consommateurs finaux. [...]</p>		<p>L'obligation de marquage de chaque kWh fourni au moyen de garanties d'origine (GO) est très contraignante. Le marquage de l'électricité à ce jour présente déjà des difficultés. L'acquisition de GO est parfois rendue impossible, par exemple en cas d'indisponibilité sur le marché ou de retard de mise à disposition. En outre, en fin de période, les GO peuvent atteindre des prix élevés. Cette disposition pourrait contribuer à renchérir substantiellement le prix de l'électricité fournie en Suisse</p>
<p>Art. 6 Obligation d'annoncer 1 Conformément à l'art. 19, al. 1, LEne, les gestionnaires de réseau doivent annoncer chaque trimestre à l'organe d'exécution la quantité d'électricité produite par un producteur dans une</p>		

<p>installation qui ne dispose:</p> <p>a. ni d'un système de mesure intelligent [...]</p> <p>b. ni d'un dispositif de mesure [...]</p> <p>2 Ils doivent en outre annoncer à l'organe d'exécution les données de l'installation au moment de sa mise en service</p>	<p>2 <u>Les producteurs doivent</u> annoncer à l'organe d'exécution les données de l'installation au moment de sa mise en service.</p>	<p>La responsabilité de l'annonce des données de l'installation de production au moment de sa mise en service doit incomber au producteur d'énergie. En effet, lui seul possède et connaît toutes les caractéristiques de son installation.</p>
<p>Art. 8 Installations hydroélectriques présentant un intérêt national</p> <p>1 Les nouvelles installations hydroélectriques revêtent un intérêt national si elles présentent:</p> <p>a. une production moyenne attendue d'au moins 20 GWh par an; ou</p> <p>b. une production moyenne attendue d'au moins 10 GWh par an et au moins 800 heures de capacité de retenue à pleine puissance.</p> <p>2 Les installations hydroélectriques existantes revêtent un intérêt national si, suite à leur agrandissement ou leur rénovation, elles présentent:</p> <p>a. une production moyenne attendue d'au moins 10 GWh par an; ou</p> <p>b. une production moyenne attendue d'au moins 5 GWh par an et au moins 400 heures de capacité de retenue à pleine puissance</p> <p>[...]</p>	<p>1 Les nouvelles installations hydroélectriques revêtent un intérêt national si elles présentent:</p> <p>a. une production moyenne attendue d'au moins 20 GWh par an; ou</p> <p>b. une production moyenne attendue d'au moins 10 GWh par an et au moins 800 heures de capacité de retenue à pleine puissance.</p> <p>2 Les installations hydroélectriques existantes revêtent un intérêt national <u>dans le cadre d'un renouvellement de concession</u> ou si, suite à leur agrandissement ou leur rénovation, elles présentent:</p> <p>a une production moyenne attendue d'au moins 10 GWh par an; ou</p> <p>b. une production moyenne attendue d'au moins 5 GWh par an et au moins 400 heures de capacité de retenue à pleine puissance</p>	<p>Article 2b : il conviendrait de revoir à la baisse le nombre d'heures de capacité de retenue en raison de l'importance prépondérante que revêtent les possibilités de stockage dans un système où les énergies renouvelables produisant de manière irrégulière prendront une importance prépondérante.</p> <p>Il conviendrait de prendre en compte également le cas des renouvellements de concession, pour laquelle la production à considérer est la production existante pour un aménagement non modifié ou la production existante à laquelle s'ajoute la production d'un agrandissement fait dans le cadre de la demande de concession.</p> <p>Article 2b : même remarque que pour l'article 1b.</p>
<p>Art. 13 Rétribution</p> <p>1 Dans le cas de la rétribution de l'électricité issue des énergies renouvelables, les économies de</p>	<p>1 Dans le cas de la rétribution de l'électricité issue des énergies renouvelables <u>ou d'installation de</u></p>	<p>Le gestionnaire de réseau (GRD) devrait avoir la possibilité de verser une rétribution permettant d'encourager les énergies renouvelables et</p>

<p>coûts réalisées par le gestionnaire de réseau par rapport à l'acquisition d'une énergie équivalente se définissent selon les coûts du prélèvement auprès de tiers et selon les coûts de revient des propres installations de production.</p> <p>2 Dans le cas de la rétribution de l'électricité issue d'installations de couplage chaleur-force à combustibles fossiles et en partie fossiles, le prix du marché résulte des tarifs horaires sur le marché spot pour le commerce du jour d'avant (day-ahead) concernant le marché suisse.</p>	<p><u>couplage chaleur-force à combustibles fossiles et en partie fossiles, la rétribution convenue entre le gestionnaire de réseau de distribution et le producteur pour l'électricité reprise est imputable dans l'approvisionnement de base; lorsque le gestionnaire de réseau et le producteur ne peuvent pas convenir d'une rétribution, celle-ci s'oriente vers les coûts d'achat d'énergie les économies de coûts réalisées par le</u> du gestionnaire de réseau par rapport à l'acquisition d'une énergie équivalente se définissent selon les coûts du prélèvement auprès de tiers et selon les coûts de revient des propres installations de production.</p> <p>2 Dans le cas de la rétribution de l'électricité issue d'installations de couplage chaleur-force à combustibles fossiles et en partie fossiles, le prix du marché résulte des tarifs horaires sur le marché spot pour le commerce du jour d'avant (day-ahead) concernant le marché suisse.</p>	<p>les couplages chaleur-force et d'en répercuter le coût dans le cadre de l'approvisionnement de base. Une disposition subsidiaire prévoit le tarif minimum à convenir si le GRD ne met pas en œuvre cette politique de soutien : le prix de reprise doit alors s'orienter vers le prix dont s'acquitte le GRD pour acquérir l'énergie ailleurs.</p> <p>En outre, la possibilité de répercuter le coût de l'énergie injectée dans l'approvisionnement de base permettrait d'assurer une équité entre distributeurs, notamment du fait de la disparition du groupe bilan RPC à laquelle nous nous opposons. La quantité d'énergie à reprendre pourrait varier grandement entre distributeurs et péjorer leur position par rapport aux clients sur le marché libre. Nous soutenons le maintien d'un groupe bilan séparé pour les installations qui ne sont pas soumises à la commercialisation directe, qui est un système qui a fait ses preuves (voir commentaire sur les articles 29 à 31 de l'OEnER).</p> <p>Cet alinéa crée une distorsion en défaveur des installations CCF. La rétribution pour ces installations devrait être calculée selon le même principe que les énergies renouvelables. D'ailleurs, dans le rapport il est bien précisé que l'origine de l'électricité (renouvelable/non-renouvelable) ne joue aucun rôle.</p>
<p>Art. 15 Lieu de la production</p> <p>Le lieu de la production correspond à la propriété sur laquelle se situe l'installation de production. Les terrains environnants sont également considérés comme le lieu de la production, dans la mesure où le réseau de distribution du gestionnaire de réseau n'est pas utilisé entre l'installation de production et la consommation.</p>	<p>Le lieu de la production correspond à la propriété sur laquelle se situe l'installation de production. Les terrains environnants sont également considérés comme le lieu de la production, dans la mesure où le réseau de distribution du gestionnaire de réseau n'est pas utilisé entre l'installation de production et la consommation.</p> <p><u>Le lieu de la production comprend l'ensemble des installations de production et des consommateurs finaux situés derrière un point de raccordement au réseau de distribution. La situation en matière de</u></p>	<p>Cette disposition doit impérativement être précisée. La pratique actuelle correspond à ce qui figure dans le rapport explicatif : il ne doit y avoir qu'un seul point de raccordement au réseau pour l'ensemble des bâtiments soutirant de l'énergie d'une installation photovoltaïque, sinon la consommation propre ne peut être reconnue par le gestionnaire de réseau. Afin d'éviter toute installation parallèle pour des raisons de sécurité et d'efficacité économique, le critère du point de raccordement unique doit figurer clairement dans cet article.</p>

	<p><u>raccordement avant le regroupement dans le cadre de la consommation propre est déterminante pour les installations de raccordement existantes au sens de l'art. 3a, al. 3, OApEl. Toute modification aux raccordements au réseau existant n'est autorisée qu'avec l'accord du gestionnaire de réseau de distribution.</u></p>	
<p>Art. 17 Regroupement avec les locataires et les preneurs à bail</p> <p>1 Dans le cas où des locataires et des preneurs à bail font partie d'un regroupement dans le cadre de la consommation propre, les coûts de l'électricité correspondent proportionnellement aux coûts de revient de l'électricité issue des installations de consommation propre et aux coûts de l'électricité prélevée sur le réseau de distribution.</p> <p>2 Sous réserve de l'art. 17, al. 4, LEne, le propriétaire foncier met les coûts suivants à la charge des différents locataires et preneurs à bail, sur la base de la consommation et en respectant le principe de causalité:</p> <p>a. les coûts externes de soutirage d'électricité encourus, les coûts du réseau, de mesure et administratifs ainsi que les redevances et les taxes fournies à des collectivités publiques; et</p> <p>b. les coûts internes appropriés encourus pour l'électricité autoproduite, la mesure de la consommation, la mise à disposition des données, l'administration et le décompte.</p>	<p>1 Dans le cas où des locataires et des preneurs à bail font partie d'un regroupement dans le cadre de la consommation propre, les coûts de l'électricité correspondent proportionnellement aux coûts de revient de l'électricité issue des installations de consommation propre et aux coûts de l'électricité prélevée sur le réseau de distribution. <u>Le prix du kWh issu des installations de consommation propre ne peut dépasser le prix complet du kWh soutiré du réseau.</u></p> <p>2 Sous réserve de l'art. 17, al. 4, LEne, le propriétaire foncier met les coûts suivants à la charge des différents locataires et preneurs à bail, sur la base de la consommation et en respectant le principe de causalité:</p> <p>a. les coûts externes de soutirage d'électricité encourus, les coûts du réseau, de mesure et administratifs ainsi que les redevances et les taxes fournies à des collectivités publiques; et</p> <p>b. les coûts internes appropriés encourus pour l'électricité autoproduite, la mesure de la consommation, la mise à disposition des données, l'administration et le décompte, ainsi</p>	<p>L'alinéa 1 prévoit que « les coûts de l'électricité correspondent proportionnellement aux coûts de revient de l'électricité issue des installations de consommation propre ». L'alinéa 2 précise qu'il s'agit des « coûts internes appropriés encourus pour l'électricité autoproduite ». Selon le rapport explicatif (p. 16), ces coûts seraient assimilables à des frais accessoires au sens de l'art. 257a CO. Or cette disposition a été interprétée par la jurisprudence comme excluant en principe que le bailleur puisse faire un éventuel profit sur de tels frais accessoires : il ne peut répercuter sur les locataires que les dépenses effectives.</p> <p>Cette interprétation aurait donc pour conséquences que le bailleur devrait vendre l'énergie autoconsommée à ses locataires aux coûts de revient, sans marge bénéficiaire. Une telle règle semble contre-productive pour le bailleur comme pour les locataires :</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ ne pouvant faire de bénéfice, le bailleur n'a aucune incitation à investir dans une installation photovoltaïque ; ▪ en l'absence d'installation photovoltaïque, les locataires ne pourront donc bénéficier d'aucun des avantages de la consommation propre ; ▪ la nouvelle réglementation va freiner plutôt qu'encourager le développement du solaire photovoltaïque. <p>Il faut privilégier une réglementation dans laquelle le bailleur peut vendre l'énergie autoproduite avec une marge raisonnable. Un critère de contrôle simple pourrait être d'exiger que le prix du kWh</p>

[...]	<u>qu'un bénéfice raisonnable.</u>	autoproduit ne puisse pas être vendu à un prix supérieur au prix du kWh soutiré du réseau. Cette problématique revêt un aspect crucial dans le cadre de l'encouragement du développement de l'énergie solaire.
<p>Art. 18 Utilisation d'accumulateurs électriques dans le cadre de la consommation propre</p> <p>1 Quiconque recourt à un accumulateur électrique est tenu de prendre à ses frais les mesures nécessaires pour éviter les effets perturbateurs d'ordre technique au point de raccordement au réseau. L'art. 11, al. 3, s'applique par analogie pour les autres coûts.</p> <p>2 Dans le cas où ces accumulateurs électriques peuvent soutirer de l'électricité du réseau de distribution et en injecter dans ce dernier, ils doivent être équipés d'un appareil de mesure intelligent conformément à l'art. 8a OApEl. Les données nécessaires pour calculer l'électricité soutirée par l'accumulateur dans le réseau de distribution et injectée par l'accumulateur dans ledit réseau doivent être communiquées au gestionnaire de réseau par le propriétaire foncier.</p>	<p>2 Dans le cas où ces accumulateurs électriques peuvent soutirer de l'électricité du réseau de distribution et en injecter dans ce dernier, ils doivent être équipés d'un appareil de mesure intelligent conformément à l'art. 8a OApEl. Les données nécessaires pour calculer l'électricité soutirée par l'accumulateur dans le réseau de distribution et injectée par l'accumulateur dans ledit réseau doivent être communiquées au gestionnaire de réseau par le propriétaire foncier.</p> <p><u>Tous les appareils de mesure destinés au décompte côté réseau doivent être exploités par le gestionnaire de réseau.</u></p>	<p>Cette disposition n'est pas réalisable d'un point de vue technique. En outre, au terme de l'OApEl, le gestionnaire de réseau dispose des appareils de mesure qui servent au décompte de l'utilisation du réseau et de la fourniture d'énergie provenant du réseau de distribution et qui sont pertinents pour les processus de décompte et de comptabilisation. La responsabilité fondamentale de ces processus incombe au gestionnaire de réseau.</p>
<p>Art. 19 Rapport avec le gestionnaire de réseau</p> <p>1 Les propriétaires fonciers ont trois mois pour informer à l'avance le gestionnaire de réseau de leur volonté d'exercer leur droit à la consommation propre ou d'y renoncer.</p> <p>2 Les propriétaires fonciers ont également trois mois pour informer à l'avance le gestionnaire de réseau de la formation d'un regroupement dans le</p>	<p>2 Les propriétaires fonciers ont également trois mois pour informer à l'avance le gestionnaire de réseau de la formation d'un regroupement dans le</p>	

<p>cadre de la consommation propre ainsi que pour lui communiquer quels sont les locataires et les preneurs à bail y participant ou pour l'informer de la dissolution d'un tel regroupement.</p> <p>3 [...]</p> <p>4 Si le propriétaire foncier n'est pas en mesure d'approvisionner en électricité les membres du regroupement, le gestionnaire de réseau doit immédiatement assurer l'approvisionnement. Dans ce cas, le propriétaire foncier doit supporter les coûts correspondants du gestionnaire de réseau.</p> <p>[...]</p>	<p>cadre de la consommation propre ainsi que pour lui communiquer quels sont les locataires et les preneurs à bail y participant ou pour l'informer de la dissolution d'un tel regroupement. <u>Ils doivent communiquer au gestionnaire de réseau le nom de la personne qui représente le regroupement à l'extérieur.</u></p> <p>3 [...]</p> <p>4 Si le propriétaire foncier n'est pas en mesure d'approvisionner en électricité les membres du regroupement, le gestionnaire de réseau doit <u>immédiatement si possible</u> assurer l'approvisionnement. Dans ce cas, le propriétaire foncier doit supporter les coûts correspondants du gestionnaire de réseau. <u>Cette disposition s'applique également en cas de dissolution du regroupement.</u></p>	<p>Un regroupement devant faire l'objet d'un point de comptage unique, il n'est pas nécessaire de connaître quels locataire ou preneurs de bail en font partie. En revanche, le GRD doit savoir qui représente le regroupement.</p> <p>Le gestionnaire de réseau n'aura pas toujours la possibilité d'assurer l'approvisionnement des sites de consommation au sein du regroupement dans le cadre de la consommation propre. Cela dépendra notamment de la puissance de raccordement au point de mesure, qui ne sera plus forcément basée sur l'approvisionnement complet des sites de consommation à partir du réseau public.</p>
<p>Art. 54-69 Mesures d'encouragement</p> <p>[..]</p>	<p>Adapter le texte systématiquement en ouvrant les dispositions aux <u>communes</u>.</p>	<p>Nous demandons que les programmes communaux soient également pris en compte pour les contributions globales définies aux articles 57 à 62 pOEn: ce sont souvent les villes et les communes qui développent des programmes d'incitation et de sensibilisation.</p>

2. Projet d'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (OApEl)

Projet	Proposition de modifications	Remarque
<p>Art. 8c Systèmes de commande et de réglage intelligents</p> <p>[...]</p> <p>3 Le gestionnaire de réseau met toutes les informations déterminantes pour la conclusion d'un contrat sur la commande et le réglage ainsi</p>	<p>3 Le gestionnaire de réseau met toutes les informations déterminantes pour la conclusion d'un contrat sur la commande et le réglage ainsi</p>	<p>Il n'est pas envisageable de publier des méthodes de calcul sur internet, ces méthodes ne doivent être communiquées qu'à l'ElCom.</p>

<p>que les méthodes de calcul d'une indemnité à disposition sur un site internet librement accessible.</p> <p>4 Le gestionnaire de réseau accorde aux tiers un accès non discriminatoire à des systèmes de commande et de réglage intelligents pour autant que les conditions techniques et d'exploitation requises soient remplies et que les coûts de capital et d'exploitation de systèmes de ce type soient imputés à titre de coûts de réseau. Ces conditions sont publiées par le gestionnaire de réseau sur un site internet librement accessible.</p>	<p>que les méthodes de calcul d'une indemnité à disposition sur un site internet librement accessible.</p> <p>4 Le gestionnaire de réseau accorde aux tiers un accès non discriminatoire à des systèmes de commande et de réglage intelligents pour autant que les conditions techniques et d'exploitation requises soient remplies et que les coûts de capital et d'exploitation de systèmes de ce type soient imputés à titre de coûts de réseau. Ces conditions sont publiées par le gestionnaire de réseau sur un site internet librement accessible.</p>	<p>Cette disposition doit être supprimée.</p> <p>De même, le gestionnaire de réseau ne peut mettre à disposition de tiers ses systèmes de commande et de réglage intelligents. Pour des questions relatives au droit de la propriété, une telle disposition n'est pas envisageable dans l'ordonnance et doit dès lors être supprimée.</p>
<p>Art. 13a Coûts imputables des systèmes de mesure, de commande et de réglage</p> <p>Sont considérés comme imputables:</p> <p>a. les coûts de capital et d'exploitation des systèmes de mesure visés dans la présente ordonnance;</p> <p>b. les coûts de capital et d'exploitation des systèmes de commande et de réglage nécessaires à garantir la stabilité de l'exploitation du réseau;</p> <p>c. les coûts de capital et d'exploitation des systèmes de commande et de réglage utilisés pour une exploitation efficace, avec le consentement du consommateur final ou du producteur; et</p> <p>d. l'indemnité pour l'utilisation des systèmes de commande et de réglage versé à un consommateur final sur la base d'une convention visant à assurer une exploitation efficace.</p>	<p>e. les coûts de mise à disposition des données.</p>	<p>L'imputabilité de ces coûts est déjà prévue de manière générale par la LApEl. Un descriptif détaillé des coûts imputables comporte le risque que des éléments non répertoriés ne soient pas acceptés. L'article 13a pourrait éventuellement être supprimé. Si ce n'est pas le cas, il s'agirait alors au moins d'ajouter un point (nouvelle lettre e) pour spécifier que les coûts pour la mise à disposition des données, conformément à l'art. 8 al. 3 OApEl, sont également imputables.</p>

<p>Art. 18, al. 1bis et 2</p> <p>1bis Au sein d'un niveau de tension, les consommateurs finaux présentant des caractéristiques de consommation similaires forment un groupe de clients. Seul un groupe de clients est autorisé pour les consommateurs finaux dont les installations ont une puissance de raccordement inférieure ou égale à 15 kVA.</p> <p>2 Pour les consommateurs finaux dont les biens-fonds sont utilisés à l'année et qui sont raccordés à un niveau de tension inférieur à 1 kV, le tarif d'utilisation du réseau consiste pour au moins 70% en une taxe de consommation (ct./kWh) non dégressive. Les gestionnaires de réseau et les consommateurs finaux peuvent convenir d'une taxe de consommation d'un pourcentage inférieur, pour autant qu'ils aient recours à une mesure de puissance</p>	<p>1bis Au sein d'un niveau de tension, les consommateurs finaux présentant des caractéristiques de consommation similaires forment un groupe de clients. Seul un groupe de clients est autorisé pour les consommateurs finaux dont les installations ont une puissance de raccordement inférieure ou égale à 15 kVA.</p> <p>2 Pour les consommateurs finaux dont les biens-fonds sont utilisés à l'année et qui sont raccordés à un niveau de tension inférieur à 1 kV, le tarif d'utilisation du réseau consiste pour au moins 70% <u>50%</u> en une taxe de consommation (ct./kWh) non dégressive. Les gestionnaires de réseau et les consommateurs finaux peuvent convenir d'une taxe de consommation d'un pourcentage inférieur, pour autant qu'ils aient recours à une mesure de puissance</p>	<p>Le recentrage sur les caractéristiques de consommation garantit le traitement équitable des groupes de clients. La mention supplémentaire de la puissance de raccordement est inutile et crée en outre une confusion, car un même raccordement peut être associé à plusieurs consommateurs finaux avec des caractéristiques de consommation très différentes.</p> <p>Il n'est pas envisageable de promouvoir des négociations entre le gestionnaire de réseau et le client final sur l'attribution de tarifs, pire sur les paramètres qui rentrent dans le calcul du tarif. Il pourrait en résulter des tarifs différents pour des clients ayant les mêmes caractéristiques de consommation, d'où inégalité de traitement. Nous proposons le retour à la formulation précédente et donc la suppression de la dernière phrase de l'alinéa 2. En contrepartie, nous suggérons une marge de manœuvre agrandie en descendant le minimum de 70 à 50 %.</p>
<p>Art. 31e Disposition transitoire de la modification du XX.XX.XXXX</p> <p>1 Les installations de mesure ne satisfaisant pas aux exigences visées à l'art. 8a déjà installées avant l'entrée en vigueur des modifications du xx.xx.xxxx peuvent être utilisées durant sept ans au maximum à dater de l'entrée en vigueur de la modification du xx.xx.xxxx. Pendant ce délai transitoire, le gestionnaire de réseau détermine la date à laquelle il souhaite équiper une telle installation d'un système de mesure intelligent visé à l'art. 8a. Indépendamment de ce cas, les consommateurs finaux qui font usage de leur droit d'accès au réseau et les producteurs qui raccordent une nouvelle installation de production</p>	<p>1 Les installations de mesure ne satisfaisant pas aux exigences visées à l'art. 8a déjà installées avant l'entrée en vigueur des modifications du xx.xx.xxxx peuvent être utilisées durant <u>sept onze</u> ans au maximum à dater de l'entrée en vigueur de la modification du xx.xx.xxxx. Pendant ce délai transitoire, le gestionnaire de réseau détermine la date à laquelle il souhaite équiper une telle installation d'un système de mesure intelligent visé à l'art. 8a. Indépendamment de ce cas, les consommateurs finaux qui font usage de leur droit d'accès au réseau et les producteurs qui raccordent une nouvelle installation de production</p>	<p>Le délai de 7 ans prévu par l'al. 1 est court mais possible, toutefois pas pour un remplacement à 100% du parc des compteurs, mais pour atteindre le quota de 80%. Il faudrait disposer d'au moins 3 années supplémentaires pour le 20% des compteurs restants, sachant qu'il s'agira des cas les plus complexes et les plus coûteux. Il conviendrait donc d'indiquer clairement que le délai de 7 ans s'applique au déploiement du 80% du parc de compteurs ou bien prévoir un délai de 10 ans pour le 100%.</p> <p>Il faut par ailleurs s'assurer d'un temps de préparation après l'entrée en vigueur des modifications afin que les délais ne courent pas dès janvier 2018. De nombreux détails techniques à régler, notamment sur le plan des communications, et les délais de fabrication des fournisseurs ne permettront en effet pas un démarrage au 1^{er} janvier</p>

au réseau électrique doivent être équipés d'un système de mesure intelligent visé à l'art. 8a.	au réseau électrique doivent être équipés d'un système de mesure intelligent visé à l'art. 8a.	2018. Il convient dès lors de considérer une date d'entrée en vigueur de la disposition de déploiement au plus tôt au 1er janvier 2019 ou de porter à 11 ans la période transitoire (proposition retenue ci-contre).
--	--	--

3. Projet d'ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue des énergies renouvelables (OEneR)

Projet	Proposition de modifications	Remarque
<p>Art. 15 Commercialisation directe</p> <p>1 Sont exemptés de l'obligation de commercialisation directe (art. 21 LEne) les exploitants de nouvelles installations d'une puissance inférieure à 30 kW.</p> <p>2 Les exploitants d'installations d'une puissance à partir de 500 kW qui bénéficient déjà d'une rétribution selon l'ancien droit doivent passer à la commercialisation directe.</p>	<p>1 Sont exemptés de l'obligation de commercialisation directe (art. 21 LEne) les exploitants de nouvelles installations d'une puissance inférieure à 30 <u>500</u> kW.</p> <p>2 Les exploitants d'installations d'une puissance à partir de 500 kW qui bénéficient déjà d'une rétribution selon l'ancien droit doivent passer à la commercialisation directe <u>au cours des deux années qui suivent l'entrée en vigueur de la présente ordonnance.</u></p>	<p>Le seuil de 500 kW prévu par l'alinéa 2 peut s'avérer très contraignant pour les propriétaires d'installations existantes, notamment pour les installations photovoltaïques. Cet article implique la mise en place d'un nouveau modèle d'affaires aussi pour les installations déjà existantes, alors que les exploitants bénéficiant d'une rétribution selon l'ancien droit se sont vu garantir cette dernière pour une durée de 20 ans, sans système de commercialisation. Il est contraire aux principes de la protection de la bonne foi et de la sécurité juridique de changer subitement les règles en matière de rétribution. En outre, il n'est pas possible de considérer que tous les exploitants d'installations d'une puissance d'au moins 500 kW ont les moyens de gérer une commercialisation directe, comme l'indique le rapport explicatif. Il est proposé d'allonger la phase de transition d'une année à deux ans.</p> <p>Il est proposé de limiter de manière générale (installations au bénéfice d'une rétribution sous l'ancien et sous le nouveau droit) l'obligation de commercialisation directe que pour les installations futures d'une puissance à partir de 500 kW et de simplifier les dispositions transitoires en supprimant l'article 109 OEneR et en indiquant directement à l'article 15 l'obligation de passer à la commercialisation directe.</p>
<p>Art. 16 Prix de marché de référence</p> <p>1 Le prix de marché de référence pour l'électricité issue d'installations photovoltaïques correspond à</p>	<p>1 Le prix de marché de référence pour l'électricité issue d'installations photovoltaïques correspond à</p>	<p>Le prix de marché de référence pour les autres technologies devrait également tenir compte de la production effective au quart d'heure</p>

<p>la moyenne des prix qui sont fixés en un trimestre sur la bourse de l'électricité day-ahead pour le marché suisse, pondérés en fonction de l'injection effective au quart d'heure des installations photovoltaïques avec mesure de la courbe de charge.</p> <p>2 Le prix de marché de référence pour l'électricité issue des autres technologies correspond à la moyenne des prix qui sont fixés en un trimestre sur la bourse de l'électricité day-ahead pour le marché suisse.</p> <p>3 L'OFEN calcule et publie les prix de marché de référence chaque trimestre.</p>	<p>la moyenne des prix qui sont fixés en un trimestre sur la bourse de l'électricité day-ahead pour le marché suisse, pondérés en fonction de l'injection effective au quart d'heure des installations photovoltaïques avec mesure de la courbe de charge <u>de la technologie considérée.</u></p> <p>2 Le prix de marché de référence pour l'électricité issue des autres technologies correspond à la moyenne des prix qui sont fixés en un trimestre sur la bourse de l'électricité day-ahead pour le marché suisse.</p> <p>3 L'OFEN calcule et publie les prix de marché de référence chaque trimestre.</p>	<p>des installations. Si contrairement aux installations photovoltaïques, la production des petites centrales hydroélectriques, par exemple, est quasiment constante sur la journée, elle varie fortement selon les saisons. Cet effet doit être pris en compte. Il conviendrait dès lors de modifier l'alinéa 1 et de supprimer l'alinéa 2. Alinéa 3 inchangé.</p>
<p>Art. 21 Réduction de la liste d'attente [...]</p> <p>Al. 2, variante A:</p> <p>2 Les installations figurant sur la liste d'attente pour les installations photovoltaïques sont prises en compte en fonction de la date de dépôt de la demande dans l'ordre suivant:</p> <p>a. installations mises en service le 31 décembre 2014 au plus tard;</p> <p>b. installations mises en service à partir du 1er janvier 2015;</p> <p>c. autres projets.</p> <p>Al. 2, variante B:</p> <p>2 Les installations figurant sur la liste d'attente pour les installations photovoltaïques sont prises en compte en fonction de la date de dépôt de la demande.</p>	<p>Al. 2, variante A:</p> <p>2 Les installations figurant sur la liste d'attente pour les installations photovoltaïques sont prises en compte en fonction de la date de dépôt de la demande dans l'ordre suivant:</p> <p>a. installations mises en service le 31 décembre 2014 au plus tard;</p> <p>b. installations mises en service à partir du 1er janvier 2015;</p> <p>c. autres projets.</p> <p>Al. 2, variante B:</p> <p>2 Les installations figurant sur la liste d'attente pour les installations photovoltaïques sont prises en compte en fonction de la date de dépôt de la demande.</p>	<p>La variante A est retenue du fait qu'elle permet d'absorber le risque consenti par la réalisation de centrales avant leur sortie de la liste d'attente. En effet, la variante A permet de favoriser les investisseurs ayant choisi de déjà construire des installations d'énergies renouvelables malgré les incertitudes liées au fond RPC. Sanctionner à ce stade les convaincus de la première heure pourrait saper la confiance dans la stratégie énergétique 2050.</p> <p>La variante B incite à mettre en œuvre des projets figurant sur la liste d'attente et respecte l'ordre prévu par l'ancien droit. C'est une manière d'augmenter le nombre de centrales réalisées. Elle pourrait toutefois créer une vague importante de mécontentement à un moment où l'adhésion à la stratégie énergétique est importante.</p>
<p>Art. 27 Versement de la rétribution</p>		

<p>1 L'organe d'exécution verse chaque trimestre:</p> <p>a. aux exploitants d'installations participant à la commercialisation directe: la prime d'injection;</p> <p>b. aux exploitants qui injectent de l'électricité produite par leurs installations au prix de marché de référence: la prime d'injection et le prix de marché de référence:</p> <p>2 Si les moyens disponibles ne suffisent pas pour les versements visés à l'al. 1, l'organe d'exécution verse la rétribution au prorata durant l'année en cours. Il verse la différence l'année suivante.</p> <p>[...]</p>	<p>2 Si les moyens disponibles ne suffisent pas pour les versements visés à l'al. 1, l'organe d'exécution verse la rétribution au prorata durant l'année en cours. Il verse la différence l'année suivante.</p>	<p>La planification des liquidités incombe à l'organe d'exécution et ne doit pas concerner l'exploitant de l'installation, qui est tributaire d'un versement fiable de la rétribution pour équilibrer ses propres comptes. La disposition doit être supprimée et l'organe d'exécution disposer d'une planification fiable.</p>
<p>Art. 29 Indemnité de gestion pour la reprise d'électricité</p> <p>Art. 30 Paiement du prix de marché de référence</p> <p>Art. 31 Groupe-bilan et gestionnaire de réseau</p>	<p>A supprimer, avec maintien du système actuel de groupe bilan pour les énergies renouvelables, à reprendre de manière inchangée du droit actuel.</p>	<p>Le groupe-bilan pour les énergies renouvelables a fait ses preuves. C'est un système qui permet une distribution solidaire de l'énergie promue à travers le système de rétribution de l'injection. Supprimer maintenant ce système ne fait pas de sens. Le nouveau modèle implique des inégalités entre distributeurs et pourrait ne pas permettre aux distributeurs de couvrir les coûts de l'énergie reprise.</p>
<p>Art. 38 Restitution de la rétribution unique et des contributions d'investissement</p> <p>1 Les art. 28 à 30 de la loi du 5 octobre 1990 sur les subventions s'appliquent par analogie à la restitution de la rétribution unique et des contributions d'investissement.</p> <p>2 La restitution de la rétribution unique ou de la contribution d'investissement est exigée entièrement ou partiellement notamment lorsque les exigences applicables à l'exploitation et au fonctionnement au sens de l'art. 37 ne sont pas ou plus remplies.</p> <p>3 La restitution de la rétribution unique ou de la contribution d'investissement peut aussi être</p>		<p>La notion de « rentabilité excessive » n'est pas claire. Le marché peut fluctuer de manière importante et une embellie disparaître subitement. La durée durant laquelle la restitution peut être exigible mériterait d'être précisée. De manière générale, cet article risque de réduire la propension à la prise de risque, ce qui est contraire à l'intention du législateur. Prévoir des dispositions spéciales en fonction de chaque projet en définissant des seuils avec l'exploitant au moment de l'attribution de la contribution serait plus judicieux. <u>Dans tous les cas, les restitutions doivent être proportionnées et progressives et exigibles uniquement durant une période limitée.</u> L'ordonnance pourrait se limiter à prévoir cette possibilité.</p>

<p>exigée lorsque les conditions du marché de l'énergie entraînent une rentabilité excessive.</p>		
<p>Art. 47 Demande</p>		<p>Le Rapport explicatif (page 17) détaille ce qu'il advient lorsque l'installation construite est plus grande que l'installation annoncée mais ne précise pas ce qu'il advient dans le cas contraire, soit lorsque l'installation est finalement plus petite qu'annoncé.</p> <p>Ce cas peut s'avérer délicat en termes de position dans la liste d'attente pour une installation annoncée à 105 kW et finalement construite à 95 kW et mériterait d'être précisé.</p>
<p>Art. 51 Agrandissement ou rénovation notable</p> <p>[..]</p> <p>2 La rénovation d'une installation est réputée notable:</p> <p>a. si au moins une composante principale de l'installation, telle que la prise d'eau, le barrage, le réservoir, la conduite forcée, les machines ou l'équipement électromécanique, est remplacée ou fait l'objet d'un assainissement total, et</p> <p>b. si l'investissement s'élève à au moins 10 ct. par kWh de la production nette sur une année en moyenne des cinq dernières années complètes d'exploitation.</p>	<p>2 La rénovation d'une installation est réputée notable:</p> <p>a. si au moins une composante principale de l'installation, telle que la prise d'eau, le barrage, le réservoir, la conduite forcée, les machines ou l'équipement électromécanique, est remplacée ou fait l'objet d'un assainissement total, et</p> <p><u>b (nouveau). la composante rénovée principale de l'installation présente une durée minimale d'utilisation restante de 40 ans à partir de sa mise en service, et</u></p> <p>c. si l'investissement s'élève à au moins 10 ct. par kWh de la production nette sur une année en moyenne des cinq dernières années complètes d'exploitation</p>	<p>Afin que les projets soutenus puissent permettre avant tout un accroissement de la production électrique sur le long terme, il est proposé de limiter la possibilité d'octroi de la contribution pour les rénovations aux installations rénovées dont la durée d'utilisation restante telle que définie à l'art 71 est supérieure ou égale à 40 ans. Cette mesure doit permettre de conserver plus de moyens disponibles pour les agrandissements.</p>
<p>Art. 55 Moyens disponibles</p> <p>1 Les moyens qui peuvent être utilisés pour les contributions d'investissement destinées aux installations hydroélectriques d'une puissance</p>	<p>1. Les moyens qui peuvent être utilisés pour les contributions d'investissement destinées aux installations hydroélectriques d'une puissance</p>	<p>Les périodes de quatre ans sont trop longues pour les projets qui nécessitent un permis de construire, soit pour les nouvelles installations et les agrandissements. La durée de validité d'un permis</p>

<p>supérieure à 10 MW (art. 38, al. 2, OEne) sont attribués à un rythme quadriennal.</p> <p>2 La période de quatre ans débute le 1er janvier de l'année correspondant à une date de référence. Les dates de référence sont le 30 juin 2018, le 30 juin 2022, le 30 juin 2026 et le 30 juin 2030.</p>	<p>supérieure à 10 MW (art. 38, al. 2, OEne) sont attribués à un rythme <u>biennal</u> pour les nouvelles installations et les agrandissements et quadriennal pour les rénovations.</p> <p>2 La période <u>considérée de quatre ans</u> débute le 1^{er} janvier de l'année correspondant à une date de référence. Les dates de référence <u>pour les nouvelles installations et les agrandissements</u> sont le 30 juin 2018, le 30 juin 2020, le 30 juin 2022, le 30 juin 2024, le 30 juin 2026, le 30 juin 2028 et le 30 juin 2030. <u>Les dates de référence pour les rénovations</u> sont le 30 juin 2018, le 30 juin 2022, le 30 juin 2026 et le 30 juin 2030.</p> <p>3. <u>Si des mesures en vertu de l'art. 83a sur la protection des eaux (LEaux) ou selon l'art. 10 de la loi du 21 juin 1991 sur la pêche (LFSP) sont aussi requises, l'OFEN et l'OFEV coordonnent leur processus de décisions.</u></p>	<p>exécutoire est limitée à 2 ans dans certains cantons, avec extension possible d'une année après justification.</p> <p>Maintenir la périodicité de 4 ans pour les rénovations permet d'attribuer les moyens disponibles avec une certaine priorité aux projets de nouvelles installations et d'agrandissement</p> <p>Si des mesures d'assainissement sont requises sur un aménagement et financées par le fonds prévu à cet effet géré par l'OFEV, et doivent être réalisées en parallèle d'un projet d'agrandissement ou de rénovation, l'OFEV et l'OFEN doivent synchroniser leur procédure de décision. Ces procédures sont complexes pour les porteurs de projets et un défaut de coordination peut avoir un coût important.</p>
<p>Art. 56 Ordre de prise en compte</p> <p>1 Si toutes les demandes déposées jusqu'à une date de référence peuvent être prises en compte et si des moyens sont encore disponibles, les demandes déposées par la suite peuvent aussi être prises en compte au fur et à mesure jusqu'à ce que les moyens disponibles pour ces quatre années soient épuisés.</p> <p>[...]</p>	<p>Art. 56 Ordre de prise en compte</p> <p>1 Si toutes les demandes déposées jusqu'à une date de référence peuvent être prises en compte et si des moyens sont encore disponibles, les demandes déposées par la suite peuvent aussi être prises en compte au fur et à mesure jusqu'à ce que les moyens disponibles pour ces <u>quatre deux</u> années soient épuisés.</p>	<p>Adaptation selon proposition pour l'art. 55.</p>
<p>Art. 57 Demande</p> <p>1 La demande de contribution d'investissement doit être déposée auprès de l'OFEN.</p> <p>2 Elle ne peut être présentée qu'après l'obtention</p>	<p>1 La demande de contribution d'investissement doit être déposée auprès de l'OFEN.</p> <p>2 Elle ne peut être présentée qu'après l'obtention</p>	<p>Dans la pratique, le porteur de projet ne prendra une décision de</p>

<p>d'un permis de construire exécutoire ou, si le projet ne nécessite aucun permis de construire, qu'une fois la constructibilité du projet démontrée.</p>	<p>d'un permis de construire exécutoire ou, si le projet ne nécessite aucun permis de construire, qu'une fois la constructibilité du projet démontrée.</p> <p><u>Toutefois, pour une nouvelle installation ou un agrandissement notable de puissance attendue supérieure à 10 MW qui nécessite soit l'octroi d'une nouvelle concession, soit l'accord des concessionnaires sur le dédommagement des investissements non amortis en vertu de l'al. 4 de l'art. 67 LFH, la demande peut être présentée après consultation préalable de l'OFEN. La constructibilité du projet doit être étayée dans la demande.</u></p>	<p>réalisation qu'une fois le financement assuré. De manière identique, pour les grands projets en particulier, l'investisseur ne fera les démarches nécessaires auprès des autorités concédantes que s'il est sûr de pouvoir investir avec l'aide fédérale.</p> <p>La demande de concession ou de reconnaissance des investissements qui ne seront pas amortis à l'échéance de la concession, ainsi que la demande d'autorisation de construire, doivent pouvoir se faire une fois la contribution au financement garantie ou tout au moins en parallèle à ces démarches.</p> <p>Compte tenu des différences cantonales relatives aux durées de validité des autorisations de construire, il serait judicieux que ces différentes durées soient unifiées au niveau fédéral pour les projets hydroélectriques. Le délai unifié devrait pouvoir être prolongé en cas de retard lors de l'octroi de la garantie de principe selon l'art 58.</p>
<p>Art. 63 Fixation définitive de la contribution d'investissement</p> <p>1 Dès réception de l'avis de fin des travaux et de l'annonce de la production nette, l'OFEN examine si l'ensemble des conditions d'octroi sont encore remplies.</p> <p>2 Les coûts supplémentaires non amortissables sont recalculés sur la base de la moyenne annuelle de la production nette annoncée, des scénarios de prix actuels et du taux d'intérêt calculé actuel. [...]</p> <p>Section 5 Critères de mesure</p> <p>Art. 65 Coûts d'investissement imputables à</p>	<p>1 Dès réception de l'avis de fin des travaux et de l'annonce de la production nette, l'OFEN examine si l'ensemble des conditions d'octroi sont encore remplies.</p> <p>2 Les coûts supplémentaires non amortissables sont recalculés sur la base <u>des coûts d'investissement imputables définitifs</u> et de la moyenne annuelle de la production nette annoncée, des scénarios de prix actuels et du taux d'intérêt calculé actuel.</p> <p>Revoir entièrement le mode de calcul de la contribution, clarifier et simplifier.</p>	<p>L'actualisation ultérieure du scénario de prix et du taux d'intérêt calculé entraînerait une grande incertitude quant au montant de la contribution d'investissement au moment de l'investissement. Revoir des scénarios pour des investissements qui ont des périodes d'amortissement très longues ne fait pas de sens. La sécurité des investissements est indispensable, particulièrement pour la réalisation de projets hydrauliques nécessitant des investissements très importants.</p> <p>De manière générale, les critères proposés pour calculer la contribution d'investissement paraissent difficiles à appliquer et ne sont pas toujours cohérents avec la pratique. Au final, ils ne permettent pas de procéder à une évaluation du montant de la contribution qui pourrait être obtenue puisque qu'il manque les</p>

<p>Art. 71 Durée d'utilisation restante</p>		<p>scénarios de prix qui seront utilisés et la méthode d'actualisation de ces prix. En outre, l'utilisation de scénarios pour des durées allant jusqu'à 80 ans paraît hasardeuse, plus encore s'ils sont revus une fois les travaux réalisés. La détermination de la contribution d'investissement mériterait d'être simplifiée, de sorte à faciliter la réalisation des projets, conformément à la volonté du législateur, et éviter de longues négociations avec les instances fédérales qui ne feront que reporter leur mise en œuvre.</p>
<p>Art. 95 Coûts de revient et autres coûts [...]</p>	<p>Nouveau : <u>Les installations hydroélectriques bénéficiant d'une contribution d'investissement selon l'art. 24 al. 1 de la LEne, sont exemptées pendant 10 ans du paiement de la redevance hydraulique définie dans la LFH art. 49 et 51. L'exonération débute à la mise en service de l'installation bénéficiant de la contribution.</u></p>	<p>Dans le rapport explicatif (p.26), il est indiqué que : « Quiconque reçoit une contribution d'investissement est également exempté de la redevance hydraulique pendant dix ans ». Cet élément n'apparaît nulle part dans les articles de l'ordonnance portant sur la contribution d'investissement et il conviendrait de le faire également figurer. Par cohérence, cet article devrait toutefois être placé à la suite de l'article 52 qui fixe le taux de contribution, comme disposition de soutien supplémentaire. Par ailleurs, il s'agirait également d'évaluer si ce point ne doit pas figurer dans la loi sur les forces hydrauliques.</p>
<p>Art. 96 Déduction de l'approvisionnement de base</p>		<p>Comme relevé par le rapport explicatif (p. 27), « le droit de vendre du courant au prix de revient dans le cadre de l'approvisionnement de base représente (...) une lex specialis de durée limitée de ce qui prévaut selon un jugement récemment rendu par le Tribunal fédéral (...) ».</p> <p>Pour la sécurité du droit, il conviendrait de préciser plus clairement dans l'OEnER que les ayants droit à la prime de marché qui sont chargés de l'approvisionnement de base peuvent écouler <u>en priorité la production hydraulique dans l'approvisionnement de base.</u></p>
<p>Art. 108 Dispositions transitoires relatives aux installations photovoltaïques [...]</p>		<p>Un relevé clair présentant les conditions en vigueur par type d'installations, en fonction de la puissance et de la date de la décision RPC ou de la prime d'injection ou de la situation sur liste d'attente,</p>

		faciliterait la lecture de la loi et de l'ordonnance. Ces dispositions sont réparties en de trop nombreux endroits de la LEne et de l'OEnER pour permettre une vue d'ensemble.
<p>Art. 109 Dispositions transitoires relatives à la commercialisation directe</p> <p>1 Sont exemptés de l'obligation de commercialisation directe les exploitants de nouvelles installations d'une puissance:</p> <p>a. inférieure à 500 kW au cours des deux premières années suivant l'entrée en vigueur de la présente ordonnance;</p> <p>b. égale ou supérieure à 500 kW au cours de la première année suivant l'entrée en vigueur de la présente ordonnance.</p> <p>2 Sont en outre exemptés de l'obligation de commercialisation directe les exploitants d'installations visés à l'art. 15, al. 2, au cours de la première année suivant l'entrée en vigueur de la présente ordonnance (art. 72, al. 5, LEne).</p>	<p>1 Sont exemptés de l'obligation de commercialisation directe les exploitants de nouvelles installations d'une puissance:</p> <p>a. inférieure à 500 kW au cours des deux premières années suivant l'entrée en vigueur de la présente ordonnance;</p> <p>b. égale ou supérieure à 500 kW au cours de la première année suivant l'entrée en vigueur de la présente ordonnance.</p> <p>2 Sont en outre exemptés de l'obligation de commercialisation directe les exploitants d'installations visés à l'art. 15, al. 2, au cours de la première année suivant l'entrée en vigueur de la présente ordonnance (art. 72, al. 5, LEne).</p>	Voir commentaires sur l'article 15 ci-dessus.
<p>Annexe 1.1 Installations hydroélectriques dans le système de rétribution de l'injection</p> <p>[...]</p>	<p>3 Durée de rétribution</p> <p>La durée de rétribution est de <u>20</u> ±5 ans.</p>	<p>Dans le cadre de la révision de l'OEnE/de l'OApEl 2016, les coûts de revient et les taux de rétribution des installations hydroélectriques (de même que ceux des installations photovoltaïques et éoliennes), ont été examinés et adaptés en détail. L'adaptation des taux de rétribution n'a eu lieu que début 2017.</p> <p>Réduire maintenant la durée de rétribution de 20 à 15 ans, sans adaptation correspondante des taux de rétribution, équivaut à une baisse des tarifs d'injection de 15 à 20 %. Cette adaptation est proposée alors que la rentabilité des installations n'a absolument pas changé depuis l'examen des taux dans le cadre de leur révision en 2016. On imagine mal l'OFEN avoir calculé ces taux de rétribution 20% trop élevés. Une réduction de la la durée de rétribution n'est donc en aucun cas justifiée.</p>

		Une réduction de la durée de rétribution aurait comme conséquence d'empêcher de nombreux projets pertinents.
Annexe 1.2 Installations photovoltaïques dans le système de rétribution de l'injection [...]	3 Durée de rétribution La durée de rétribution est: a. de 25 ans en cas de mise en service le 31 décembre 2013 au plus tard; b. de 20 ans en cas de mise en service <u>à partir du 1^{er} janvier 2014 et le 31 décembre 2017;</u> c. de 15 ans en cas de mise en service à partir du 1^{er} janvier 2018.	Les taux de rétribution du photovoltaïque sont encore une fois fortement réduits par la présente adaptation de l'OEnER. Le rapport explicatif (p. 1) indique que « [la rétribution] correspond à environ 80% de l'actuelle rétribution à prix coûtant et ne couvre donc dans tous les cas plus les coûts de revient. La future rétribution, alignée sur les coûts, découle principalement du raccourcissement de la durée de rétribution de 20 à 15 ans ». Ce double abaissement ne justifie pas et aurait comme conséquence d'empêcher de nombreux projets pertinents, notamment dans de grandes installations. La durée de rétribution doit être maintenue à 20 ans (ou le taux de rétribution être revu).
Annexe 1.3 Installations éoliennes dans le système de rétribution de l'injection [...]	4 Durée de rétribution La durée de rétribution est de <u>20</u> ±5 ans.	Même justification que pour l'annexe 1.1. A relever que pour l'éolien, le taux est, déjà aujourd'hui, revu au bout de cinq années d'exploitation, en fonction de la production effective.

Nationale Informationsstelle zum Kulturerbe
Kohlenweg 12, Postfach 111
CH-3097 Liebefeld

t +41 (0)31 336 71 11
info@nike-kulturerbe.ch

Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und
Kommunikation (UVEK)

Liebefeld, 5. Mai 2017

**Umsetzung des ersten Massnahmenpakets zur Energiestrategie 2050:
Vernehmlassungsverfahren zu den Änderungen auf Verordnungsstufe
Stellungnahme der Nationalen Informationsstelle zum Kulturerbe NIKE**

Sehr geehrte Damen und Herren

Die Nationale Informationsstelle zum Kulturerbe NIKE – eine Plattform von 37 Mitgliederorganisationen, denen rund 90 000 Mitglieder angehören – setzt sich intensiv mit dem schweizerischen kulturellen Erbe und dessen Erhaltung auseinander. Gerne nehmen wir die Gelegenheit wahr, Ihnen unsere Stellungnahme zu unterbreiten.

1. Grundsätzliche Bemerkung:

Die Nationale Informationsstelle zum Kulturerbe NIKE begrüsst grundsätzlich die Energiestrategie 2050 und deren Ziele einer effizienten und umweltverträglichen Energieversorgung. Der NIKE ist es jedoch ein zentrales Anliegen, dass die Interessen der künftigen Energieversorgung nicht vorbehaltlos über andere berechnete Interessen gestellt werden. Der Verfassungsauftrag des Natur- und Heimatschutzes ist als gleichwertiges Anliegen anzuerkennen. Der Fokus unserer Stellungnahme liegt darauf und beschränkt sich die auf die Totalrevision der Energieverordnung vom 7. Dezember 1998 (EnV; SR 730.01).

2. Anträge und Bemerkungen zur Totalrevision der Energieverordnung vom 7. Dezember 1998 (EnV; SR 730.01)

3. Kapitel: Raumplanung im Zusammenhang mit dem Ausbau erneuerbarer Energien

Nach den Grundlagen im Energiegesetz soll neu einzelnen Anlagen zur Bereitstellung von Energie aus erneuerbaren Quellen ab einer bestimmten Grösse nationale Bedeutung eingeräumt werden. Dieser Passus erlaubt es solchen Anlagen, auf eine Interessensabwägung mit nationalen Schutzinteressen nach NHG Art. 5 einzutreten und eventuell von der ungeschmälernten Erhaltung eines Objektes abzuweichen. Damit dies gerechtfertigt ist, muss die nationale Bedeutung einer Anlage klar gegeben sein und auch in einem entsprechenden Verhältnis zur gesamten Stromproduktion stehen, welche ein solches Interesse überhaupt erst begründet. Der Entwurf ist hinsichtlich der vorgeschlagenen Grössenklassen von Anlagen zur Erreichung des nationalen Interesses ungenügend und missachtet die Schutzwerte des NHG. Bereits in der Botschaft zum Energiegesetz sind die Schwellenwerte für Wind- und Wasserkraft wesentlich zu tief angesetzt worden. Die Grenzwerte sind daher um mehrere Faktoren nach oben zu korrigieren, um nationales Nutzungsinteresse zu rechtfertigen. Im vorliegenden Entwurf wurden diese Aspekte in keiner Art und Weise gewürdigt. Ebenfalls wurde nicht berücksichtigt, dass bereits heute Eingriffe in nationale Schutzinventare möglich sind und rege getätigt werden.

Sofern die Eingriffe keine oder geringe Beeinträchtigungen nach sich ziehen, bedarf es keiner Interessensabwägung. Wenn aber von der ungeschmälernten Erhaltung abgewichen, das Schutzziel stark gemindert werden soll, bedarf es hierfür eines Projekts von nationalem Interesse, um eine Interessensabwägung vorzunehmen.

Die Grenzwerte sind für den Schutz des Kultur- und Naturerbes sowie für den Landschaftsschutz von zentraler Bedeutung und in der vorgeschlagenen Grössenordnung nicht tragbar. Das nationale Interesse würde damit ausgehöhlt und der verfassungsmässige Auftrag zur ungeschmälernten Erhaltung der geschützten Objekte klar verletzt. Nach unserer Auffassung steht die Regelung in der EnV nicht im Einklang mit der Verfassung (Art. 78 Abs.2).

Mit den vorgeschlagenen Grenzwerten in der EnV sollen nun einzelnen Wasserkraftanlagen, welche 20 GWh Strom im Jahr generieren und damit ca. 0.034% zur nationalen Stromproduktion beisteuern, nationales Interesse attestiert werden. Auch in diesem Bereich ist der Markt national, wenn nicht international, weshalb derart marginale Beiträge sicher keine nationale Bedeutung in Anspruch nehmen dürfen. Sogar wenn man sich nicht an der Gesamtproduktion orientiert, sondern nur am Zubauziel der Wasserkraft, welches mit 4600 GWh bis 2050 angegeben wird, muss ein Werk, das einen Beitrag von 4% leistet über 180 GWh Strom pro Jahr bereitstellen und dürfte selbst dann noch immer nicht von nationalem Interesse sein. Bemessen an der Gesamtstrommenge ist diese Produktion noch immer vergleichsweise unbedeutend. Die in der Vorlage vorgeschlagenen Grenzwerte hingegen entsprechen sogar nur der Produktionsmenge von Kleinwasserkraftwerken in kleineren Einzugsgebieten. Die Ableitung dieser viel zu tiefen Werte über den durchschnittlichen jährlichen Zubau zur Erreichung des Ziels ist nicht statthaft. Für die Bemessung des nationalen Interesses einer Anlage muss sich die Produktionsmenge mindestens am gesamten Ausbauziel orientieren.

Bei der Windenergie soll der Schwellenwert für nationales Interesse mit 10GWh bereits die Hälfte der Produktion eines neuen Wasserkraftwerkes ausreichen, um als Kriterium für ein nationales Interesse zu gelten. Analog zu den Ausführungen zur Wasserkraft müsste ein Windpark, bemessen am Ausbauziel des Bundes von 4300 GWh, über 200 GWh Jahresproduktion aufweisen, um annähernd 5% des Ausbauziels zu erfüllen. Das entspricht etwa 30 Einzelanlagen. Der in der Vorlage vorgeschlagene Schwellenwert bedeutet allerdings, dass bereits ein Windpark mit drei Anlagen nationale Bedeutung erlangen kann. Entgegen den Beteuerungen von Bundesrätin Leuthard während der Debatte („Die Gleichrangigkeit bedeutet mitnichten einen Freipass für beliebige oder für eine grosse Zahl von Anlagen.“ (19.09.2016, 3. Lesung SR), werden derart extrem tief angesetzte Schwellenwerte die Interessensabwägung für eine sehr grosse Zahl von Anlagen öffnen. Das entspricht in keiner Weise dem Ansinnen des entsprechenden Artikels im Energiegesetz und dem Willen des Parlaments. Wenn dabei noch berücksichtigt wird, dass der Bundesrat weiterhin die Möglichkeit hat, im Einzelfall sogar einem noch kleineren Werk nationale Bedeutung anzuerkennen, spricht auch dieser Umstand nur dafür, die Grenzwerte für die automatische Interessensabwägung in einer vertretbaren Grösse zu halten. Die Grenzwerte in der Vorlage müssen dementsprechend um mehrere Faktoren erhöht werden.

Forderungen:

Die Grenzwerte sind um mehrere Faktoren nach oben zu korrigieren, um nationales Nutzungsinteresse zu rechtfertigen. Von einem mengenmässig bedeutenden Output zur Erzeugung von erneuerbarer Energie kann mit den vorgelegten Werten nicht gesprochen werden. Das ist in nicht nachvollziehbar und missachtet die Schutzwerte des NHG.

Neben dem verfehlten absoluten Wert müssen überdies zusätzliche Kriterien zur Beurteilung herangezogen werden. So spielt die Flexibilität der Wasserkraft beispielsweise eine wesentlich wichtigere Rolle für die Energiewende als deren mengenmässiger zusätzlicher Ausbau. Ebenfalls muss der Beitrag an die Winterversorgung berücksichtigt werden. Als Referenz für den Schwellenwert dient hierzu der Anteil an Winterproduktion von Photovoltaikanlagen auf Objekten, die nicht von denkmalpflegerischem Interesse sind, sich landesweit durch ein hohes Ausbaupotential und durch geringe Auswirkungen auf Ortsbild und Landschaft auszeichnen. Dies sind 85 bis 90 Prozent des gesamten Gebäudebestands der Schweiz.

Generell gilt es zwingend, zuerst das grosse, für Natur- und Heimatschutz unproblematische Potenzial zu nutzen, bevor Beeinträchtigungen von Denkmälern, Ortsbildern und schützenswerten Landschaften in Betracht gezogen werden.

Antrag 1

Art. 8 ist wie folgt zu ändern und zu ergänzen:

Art.8 Wasserkraftanlagen von nationalem Interesse

1 Neue Wasserkraftanlagen sind von nationalem Interesse, wenn sie über:

- a. über eine mittlere erwartete Produktion von jährlich mindestens ~~20~~ **120** GWh verfügen; oder
- b. über eine mittlere erwartete Produktion von jährlich mindestens ~~10~~ **60** GWh und über mindestens 800 Stunden Stauinhalt bei Volleistung verfügen;
und
- c. **einen Mindestanteil von 30% der jährlichen Produktion in den Wintermonaten aufweisen.**

2 Bestehende Wasserkraftanlagen sind von nationalem Interesse, wenn sie durch die Erweiterung oder Erneuerung:

- a. eine mittlere erwartete Produktion von mindestens ~~10~~ **60** GWh erreichen; oder
- b. eine mittlere erwartete Produktion von jährlich mindestens ~~5~~ **30** GWh erreichen und über mindestens 400 Stunden Stauinhalt bei Volleistung verfügen; **und**
- c. **Einen Mindestanteil von 30% der jährlichen Produktion in den Wintermonaten aufweisen**

3 Liegt bei neuen Wasserkraftanlagen die erwartete mittlere Produktion zwischen ~~10-60~~ und ~~20~~ **120** GWh pro Jahr und bei bestehenden zwischen ~~5~~ **30** und ~~10~~ **60** GWh pro Jahr, so reduziert sich die Anforderung an den Stauinhalt linear.

4 ...

Begründung:

Die vorgeschlagenen Grenzwerte zur Erreichung von nationalem Interesse sind massiv zu niedrig. Sie liegen bei der Wasserkraft um den Faktor 4 unterhalb der bereits zu niedrig angesetzten Werte aus der Studie von BG Ingenieure im Auftrag des BFE. Das ist unhaltbar.

Neben dem Produktionsumfang müssten weitere Kriterien für die Festlegung von nationaler Bedeutung herangezogen werden, wie das Gesetz dies verlangt, etwa die Flexibilität der Anlagen und die Jahresverteilung der Produktion. Wasserkraftwerke, welche nicht mehr als 30% Winterproduktion beisteuern (etwa die Menge an Winterstrom, welche eine Photovoltaik-Anlage im Mittelland liefert), dürfen kein nationales Interesse für sich beanspruchen.

Während bei Neuanlagen aus dargelegten Gründen der Grenzwert hoch sein muss, anerkennen wir den Umstand, dass bestehende Wasserkraft auf einen tieferen Schwellenwert zurückgreifen können soll.

Antrag 2

Antrag: Art. 9 ist wie folgt zu ändern:

Art. 9 Windkraftanlagen von nationalem Interesse

1 Für die Beurteilung, ob ~~eine~~ Windkraftanlagen von nationalem Interesse ~~ist sind, müssen können~~ mehrere Anlagen gemeinsam berücksichtigt werden, ~~wenn Diese müssen sie~~ in einer nahen räumlichen und gemeinsamen Anordnung (Windpark) stehen.

2 Neue Windkraftanlagen oder Windparks sind von nationalem Interesse, wenn sie über eine mittlere erwartete Produktion von jährlich mindestens ~~10~~**40**GWh verfügen.

~~3 Bestehende Windkraftanlagen oder Windparks sind von nationalem Interesse, wenn sie durch Erweiterung oder Erneuerung eine mittlere erwartete Produktion von jährlich mindestens 10GWh pro Jahr erreichen.~~


Begründung:

Auch hier gelten die obgenannten Bedenken gegenüber dem nationalen Interesse. Die vorgeschlagenen Grenzwerte zur Erreichung von nationalem Interesse sind zu niedrig. Sie liegen bei der Windenergie um den Faktor 2 unterhalb der bereits zu niedrig angesetzten Werte aus der Studie von BG Ingenieure im Auftrag des BFE. Die Anlagen sind raumwirksam und stellen einerseits aus Sicht des Kulturerbe- und Landschaftsschutzes wesentlich gravierendere Eingriffe dar als beispielsweise die Wasserkraft. Einem Ausbau in geschützten Gebieten würde bei einem solch tiefen Schwellenwert unnötig und übermässig Vorschub geleistet. Wir lehnen das klar ab. Im Gegensatz zur Wasserkraft besteht zudem zum heutigen Zeitpunkt kein massiver, systemrelevanter Anlagenpark im Bereich Windenergie. Die Unterscheidung zwischen bestehenden und neuen Anlagen ist damit hinfällig und soll gestrichen werden.

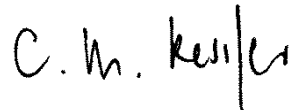
Da die Flexibilität bei der Windenergie ebenso nicht gegeben ist, erübrigt sich die Frage nach einer Herabsetzung des Schwellenwertes zu Gunsten anderer Kriterien. Im Gegenzug kann auf die explizite Forderung nach 30% Winterstromanteil verzichtet werden, da die Windenergie tendenziell im Winter mehr Energie generiert. Dass der Schwellenwert zu tief angesetzt ist, zeigt sich in diesem Artikel sogar exemplarisch am gewählten Wortlaut. Sowohl Absatz 1 als auch Absatz 2 suggerieren, dass bereits eine einzige Anlage von nationalem Interesse sein könnte. Dies ist abzulehnen. Für ein nationales Interesse kommen nur Windparks in ihrer Gesamtheit in Frage.

Wir danken Ihnen für die Aufmerksamkeit, die Sie unseren Anliegen entgegen bringen, und bitten Sie, unsere Stellungnahme eingehend zu prüfen.

Freundliche Grüsse



Jean-François Steiert, Nationalrat
Präsident des Vereins NIKE



Dr. Cordula M. Kessler
Geschäftsführerin der NIKE

The key issues that I would like to point out are the following:

1) Subsidies vs. risk guarantee

- a. It is not clearly stated that the risk guarantee is **alternative** to the subsidies. This should be precisely defined in the “Verordnung”

If I understand it right:

- b. subsidies (up to 60% of the investment) are available for both heat and electricity or combined, whereas the risk guarantee (also, up to 60%), as before, is limited to projects where there is an electricity component
- c. the project developer can in principle select between a subsidy and the guarantee coverage. The difference between the options is the obligation, in case of subsidies, to share the obtained subsurface data with the public. With the guarantee, data might remain proprietary and not publicly available.

It can be noted that:

- d. The logic of providing a risk guarantee to electricity projects only is questionable, considering that direct uses (or in the best case, a cascade utilization) might in fact be the most “economic” way of exploiting a geothermal resource, in low enthalpy conditions as can be expected in Switzerland. The level of incentive should be rather linked to the overall conversion efficiency of the available geothermal energy
- e. Anyway, due to the nature of the data being collected for a geothermal project, and its limited value in terms of competitive advantage to other companies, I expect that virtually nobody would select the risk guarantee approach (that would only be activated in case of failure) versus the subsidy approach (paid in any case).
- f. The only way to introduce an effective “risk-reward” evaluation between the two alternatives would be to have a higher percentage of coverage for the risk guarantee scheme (for example, 75% vs 50% subsidy....)
- g. Alternatively, the risk guarantee should be offered “on top” of the subsidy (obviously only covered the not subsidized portion of the project) for projects that are characterized by a strong innovation component: this could by itself increase the risk of failure but would have the potential to be relevant for the development of new technical solutions (for example, reduction of drilling costs) making future projects/applications more economically viable

2) Projects Permitting

- a. The requirement that all permits must be in place for a project to be eligible for a subsidy (or risk guarantee) application appears to be potentially severely limiting the chances of promising projects to be put in the pipeline. It is well known that the procedure to obtain all the necessary permits, with the possibility of appeals, etc. might

be slow and full of obstacles. A too strict requirement to go through the whole process before submitting the project might discourage potential investors

- b. On the other hand, it is true that a certain level of permitting should be in place, to avoid that projects not having reached a minimum level of “maturity” be submitted for evaluation. It is recommended to evaluate the possibility of a re-definition of the minimum requirements for a project to be eligible, with regard to permitting status. In particular, a complete permitting procedure for deep drilling might be difficult and time-consuming to obtain, and not practical to have at the project preparation stage

3) Role of the Expert Commission

- a. The role of the Expert Commission is crucial in the Project evaluation and for the judgement of eligibility of a project for the subsidy/risk guarantee. This is ok, as there will need to be a reliable technical quality control on which any decision regarding financial public contribution will be based
- b. However, the expectation that the Expert Commission will have the power of decision regarding the amount of the subsidy appears exaggerate, and could have consequences in the ability of effectively finding independent technical experts available for this task. People could be worried to be involved in appeals, etc. regarding the amount of subsidies etc.
- c. The final decision of the subsidies should rather be the responsibility of the BFE, or in any case of a public office.
- d. The role of the Expert Commission should be focused on a technical evaluation of the projects, possibly based on a pre-defined evaluation matrix, with the different aspects possibly weighted with different coefficients, similar to the approach usually taken in the process of bid evaluations. The systematic use of such an approach would allow a proper comparison between different projects, and provide a quantitative basis for the determination of the level of subsidy to be awarded linked to the project “merits” (i.e. the ranking of the project in a predefined value scale, taking into account all relevant aspects like experience of the developer, technical soundness, risk, project relevance, innovation potential , etc.)
- e. The evaluation matrix, as well as the assigned weight coefficients , should be defined in advance and be part of the instructions for the Expert Commission. It would of course be made available to all project developers, for the preparation of the applications.
- f. In the “Verordnung”, it should be avoided to include statements defining unrealistic expectations from the Expert Commission, like the “quantitative definition of the impact of individual investigations on the probability of success” of a given project. The scope of work for the Commission should be defined in terms of highest technical standards, but at the same time be consistent with the practical possibility of achieving specific results.
- g. It should be specified whether the person in charge of following an approved project for subsidy/risk guarantee (“Pate”) has to be a member of the Commission itself, or a third party could be appointed for this role. Probably the most logical approach would be to

specify that both options are possible, and that the decision would be taken by the BFE based on a recommendation of the Expert Commission

- 4) Return of subsidies in case of “excessive” profit, definition of the economic parameters of a project
 - a. There is a provision to consider the return of received subsidies in case of “excessive” profits. Although acceptable in principle, a proper application would require a clear definition of the “profit”, and at which level this could be considered “excessive”, justifying a repayment of part of the received subsidies.
 - b. It is suggested that a standard approach be introduced in the economic evaluation of projects (for example by specifying a base case discount rate, with which to calculate the IRR of the project), and to define a range of the return (for example 3 or 5% above the expected IRR) beyond which a partial or total return of the obtained subsidies would be requested.
 - c. An additional advantage of a standardized method for the economic value would be to provide a key element in the overall project evaluation, to be used in the frame of the project ranking process (see items 3 d and 3e above)
 - d. The issue would remain to determine when (or until when) such an economic analysis should be carried out to determine the actual economic value: perhaps a fixed time interval after the project is commissioned (5 years or so?) could be proposed.
 - e. Of course, this approach would require some additional administrative work from BFE side, in order to verify the economic outcome years after the project has been put into operation, and might introduce some practical problems, to be evaluated in terms of cost vs. benefits

- 5) Partial success cases for the risk guarantee scheme
 - a. I think that in the process of redefinition of the rules subject of the Verordnung, it would be advisable to introduce a clear definition of the risk guarantee repayment in case of partial success, that is currently quite vague. A possible approach could be the one we have actually applied so far for St. Gallen, Lavey I and Haute-Sorne (deviation from an expected project NPV), with proper consideration of the issues evidenced in our past reports (like the treatment of situations with a negative NPV, see in particular Haute-Sorne)
 - b. This issue could possibly be addressed in a specific annex to the Verordnung, which would hence be available to all project proponents

- 6) Review of the translation of the original text into other languages (in particular Italian)
 - a. It is strongly suggested that once the final version of the text of the various ordonnances is finalized, a proper review by technical people be carried out of the proposed translation in the other national languages. I have quickly reviewed the Italian version of the current text, and I think it would definitely require some adjustments



GS / UVEK
21. APR, 2017
Nr.

Direction

021 614 24 36
 Fax 021 614 24 02
 info@prometerre.ch
 www.prometerre.ch

Prométerre • Jordils I - CP 1080 • CH-1001 Lausanne

Mme la Conseillère fédérale Doris Leuthard
 Cheffe du Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication
 Office fédéral de l'énergie

3003 Bern

ChA

Lausanne, le 20 avril 2017

Consultation sur les 1^{ères} modifications d'ordonnances pour la Stratégie énergétique 2050

Madame la Présidente de la Confédération,

L'association vaudoise de promotion des métiers de la terre, Prométerre, a l'avantage de répondre à la mise en consultation du premier paquet de mesures pour la mise en œuvre de la Stratégie énergétique 2050. S'étant déclarée en faveur de dite stratégie au sujet de laquelle nous voterons prochainement, notre organisation professionnelle cantonale tient à souligner le grand intérêt et le sens des responsabilités habitant l'esprit de nombre de ses membres agriculteurs qui se sont lancés, avec enthousiasme et courage, dans le défi des énergies renouvelables. De manière générale, Prométerre salue la plupart des modifications proposées et soutient le dispositif de mise en œuvre de la SE 2050.

Prométerre indique à cet égard sa préférence à la variante A destinée à résorber la liste d'attente RPC, soit celle qui donne la priorité aux installations déjà en service. Il s'agit d'une motivation pragmatique permettant de ne pas aggraver des pertes économiques qui pourraient amener un certain nombre d'entreprises agricoles dans de très grosses difficultés financières, au péril même de leur fonction principale de production alimentaire. Prométerre salue toutes les mesures destinées à faciliter la consommation propre de la production décentralisée d'électricité verte. Elle vous prie de vouer une attention particulière à cet effet, non seulement aux dispositions réglementaires, mais aussi aux normes techniques qui pourraient constituer un sérieux frein aux meilleures des intentions. Enfin, nous vous demandons de prévoir aussi des aides à l'investissement pour les raccordements les plus coûteux dans le territoire rural et les accumulateurs-tampons (consommation propre), ainsi que d'intégrer les bâtiments agricoles dans le Programme Bâtiments (efficacité énergétique).

Plus dans le détail, nous faisons nôtre la prise de position très complète de notre organisation faitière, l'Union suisse des paysans, qui vous est adressée séparément.

En vous remerciant de nous avoir donné l'occasion d'exposer notre point de vue et de prendre en compte nos remarques, nous vous prions d'agréer, Madame la Présidente de la Confédération, l'expression de notre très haute considération.

Luc Thomas
 Directeur

Copie : Mme la Conseillère d'Etat J. de Quattro, Cheffe du DTE

AG Berggebiet
c/o Solidaritätsfond Luzerner Bergbevölkerung
Ruedi Lustenberger, Flüebodenmatt 1, 6113 Romoos

Romoos, 24. März 2017

Bundesamt für Energie

3003 Bern

energiestrategie@bfe.admin.ch

Stellungnahme der Arbeitsgruppe Berggebiet c/o Solidaritätsfond Luzerner Bergbevölkerung zu den Verordnungen zur Energiestrategie 2050

Sehr geehrte Damen und Herren

Die AG Berggebiet bedankt sich für die Gelegenheit zur Anhörung zu den Verordnungen der Energiestrategie 2050. Die Arbeitsgruppe Berggebiet ist an den Solidaritätsfond Luzerner Bergbevölkerung angegliedert. Sie äussert sich zu Themen, welche für das Berggebiet und den ländlichen Raum von politischer Relevanz sind.

Die Arbeitsgruppe Berggebiet unterstützt vollumfänglich die Stellungnahme der SAB.

Die AG Berggebiet begrüsst es grundsätzlich, dass das Verordnungspaket bereits vor der Volksabstimmung vom 21. Mai 2017 zur Energiestrategie 2050 in die Vernehmlassung geschickt wird. So wird Transparenz geschaffen über die Auswirkungen der Gesetzesanpassungen im Vollzug. Wir haben die gesamte Vorlage geprüft, nehmen in der Folge aber nur zur Energieverordnung und zur Energieförderungsverordnung Stellung.

Wir stellen fest, dass es sich um ein sehr umfangreiches und hoch-technisches Verordnungspaket handelt. Es muss generell festgestellt werden, dass der Vollzug damit sehr komplex wird und weitere administrative Lasten für die Energiewirtschaft geschaffen werden. Ohne im Detail auf die Einzelheiten einzugehen fordert die AG Berggebiet deshalb, dass das Verordnungspaket einer **Regulierungsfolgenabschätzung** unterzogen wird und die Ergebnisse dieser Abschätzung verwendet werden, um das Verordnungspaket zu entschlacken.

Für die AG Berggebiet steht bei der Energiestrategie 2050 u.a. die Stärkung der Wasserkraft und der übrigen einheimischen, erneuerbaren Energien im Vordergrund. Für die Stärkung der Wasserkraft hat das eidgenössische Parlament als kurzfristige Massnahme die Einführung einer **Marktprämie** beschlossen. Wir dürfen feststellen, dass das Verordnungspaket nun die Ausführungsbestimmungen zu dieser Marktprämie enthält. Allerdings sind auch diese Ausführungsbestimmungen hoch komplex und wir fragen uns, ob hier nicht eine **Vereinfachung** angebracht wäre. Auch diesbezüglich könnte eine Regulierungsfolgenabschätzung Klarheit bringen.

Für den Ausbau und die Erneuerung der Wasserkraft sind im derzeitigen Marktumfeld auch die **Investitionsbeiträge** gemäss Art. 26 des Energiegesetzes entscheidend. Gemäss diesem Artikel können für Wasserkraftanlagen mit einer Leistung bis 10 MW maximal 60% der Investitionskosten und für Anlagen über 10 MW maximal 40% der Investitionskosten gedeckt werden. Der Bundesrat differenziert diese Beiträge nun in Art. 52 der Energieförderungsverordnung weiter und unterscheidet dabei zwischen Neuanlagen und Erneuerungen. Während für Neuanlagen die Maximalbeiträge zur Geltung kommen sollen, werden die Sätze für Erweiterungen reduziert auf 20% (grosse Anlagen) resp. 40% (kleine Anlagen). Aus Sicht der AG Berggebiet ist diese Reduktion des Beitragssatzes bei Erneuerungen nicht gerechtfertigt. Es muss vielmehr davon ausgegangen werden, dass im aktuellen Marktumfeld und angesichts der horrend hohen Umweltauflagen vor allem Erneuerungen realisiert werden und weniger Neubauten. Die Erneuerungen sollten deshalb auch möglichst gefördert werden. **In Art. 52 der Energieförderungsverordnung sind deshalb auch für Erneuerungen die maximalen Beitragssätze von 60 resp. 40% zu verwenden.**

In den Erläuterungen zu Art. 95 der Energieförderungsverordnung (S. 25 des Berichtes) findet sich der Hinweis, dass Wasserkraftwerke, die einen Investitionsbeitrag erhalten, während zehn Jahren vom **Wasserzins** befreit seien. Dieser Satz hat keine rechtliche Grundlage weder im Energiegesetz noch im Entwurf der Energieförderungsverordnung und ist deshalb zu streichen. Hier werden offenbar zwei Sachen vermischt. Der Investitionsbeitrag ist ein Beitrag an den Wasserkraftbetreiber, damit er seine Anlage errichten oder erneuern kann. Der Wasserzins hingegen ist das Entgelt an die Gemeinwesen für die Nutzung der Ressource Wasser. Auf Grund der geltenden Kompetenzverteilung kann der Bund die Kantone nicht dazu verpflichten, auf den Wasserzins zu verzichten. Das würde eine Revision des Wasserrechtsgesetzes erfordern, die so aber im Paket der Energiestrategie 2050, die am 21. Mai 2017 zur Abstimmung kommt, nicht vorgesehen ist.

Damit die Wasserkraft als wichtigste erneuerbare Energiequelle ausgebaut und der Ausstieg aus der Kernkraft vollzogen werden kann (Ersatz von rund 40% der Stromproduktion), muss die Wasserkraft bei der **Interessenabwägung** auch höher gewichtet werden. Die AG Berggebiet ist froh, dass mit der Revision des Energiegesetzes die Nutzung und der Ausbau der erneuerbaren Energie als von nationalem Interesse eingestuft wurden (Art. 12 Energiegesetz). Welche Anlagen als von nationalem Interesse eingestuft werden, muss auf dem Verordnungsweg präzisiert werden. Aus Sicht der AG Berggebiet müssen diese Schwellenwerte möglichst tief angesetzt werden, da jeder Zubau einen Beitrag zur Energieproduktion leistet und deshalb willkommen sein muss. Art. 8 der revidierten Energieverordnung sieht nun entsprechende Schwellenwerte vor. Die AG Berggebiet ist mit den in Art. 8

der Verordnung vorgeschlagenen Schwellenwerten für die Wasserkraft einverstanden. Die AG Berggebiet ist ebenfalls einverstanden mit der Stossrichtung von Art. 9 der Verordnung welche darauf abzielt, Windkraftanlagen möglichst zu konzentrieren. Windpärke sollten möglichst an bereits anthropogen überformten Standorten erstellt werden. Eine Gruppierung an einigen wenigen Standorten kann die Landschaftsbeeinträchtigung weiter reduzieren. Die AG Berggebiet unterstützt ferner auch die Bestrebungen, die Verfahren beim Bfe im Sinne eines Guichet Unique zu bündeln (Art. 7 der Verordnung).

Für eine weitergehende Beurteilung der Vernehmlassungsvorlage verweisen wir auf die Stellungnahme der Regierungskonferenz der Gebirgskantone.

Wir bedanken uns für die Berücksichtigung unserer Anliegen.

Freundliche Grüsse

AG Berggebiet

c/o Solidaritätsfond Luzerner Bergbevölkerung



Ruedi Lustenberger, Präsident



Claudia Reis-Reis, Sekretariat

Bundesamt für Energie
3003 Bern
Per Mail an energiestrategie@bfe.admin.ch

Bern, 5. Mai 2017

Vernehmlassung Änderungen auf Verordnungsstufe zur Energiestrategie 2050

Sehr geehrte Damen und Herren

Der Schweizerische Mieterinnen- und Mieterverband dankt für die Möglichkeit, sich zu den verschiedenen Änderungen äussern zu können.

Für den Schweizerischen Mieterinnen- und Mieterverband sind in erster Linie die Änderungen bei den Eigenverbrauchsgemeinschaften in der **Energieverordnung** von Bedeutung. Unser Verband steht der Stärkung der Eigenverbrauchsgemeinschaften als Beitrag zur Erreichung der energiepolitischen Zielsetzungen und zur Produktion sauberer Energie positiv gegenüber. Er hat aber im Vorfeld eine Zustimmung davon abhängig gemacht, dass Mieterhaushalte keine überhöhten Strompreise bezahlen, die Kosten weiterhin verbrauchsabhängig abgerechnet werden und die Abrechnungen transparent gestaltet werden. Soll dereinst ein massgeblicher Anteil des Stroms innerhalb von Verbrauchsgemeinschaften produziert werden, so liegen die Investitionskosten bei mehreren Milliarden Franken. Daraus resultieren für die Haushalte nicht unerhebliche Elektrizitätskosten. Die Verhinderung überhöhter Preise ist aus Gründen des Konsumentenschutzes absolut notwendig.

Der Verordnungsentwurf nimmt wichtige Punkte auf. In Art. 17 regelt der Verordnungsentwurf, dass die Kosten verbrauchsabhängig und verursachergerecht verrechnet werden müssen. Die Kosten werden über die Nebenkosten abgerechnet und können gemäss Kommentar nicht in die Nettomiete eingerechnet werden. Der Mieterinnen- und Mieterverband unterstützt dieses Modell. Eine Einpreisung der Anlagekosten für die Solaranlage in die Nettomiete würde eine verbrauchsabhängige Abrechnung verunmöglichen und die Kostenaufteilung komplizierter machen – denn gewisse Komponenten würden trotzdem über die Nebenkosten abgerechnet werden müssen.

Gemäss Mietrechtsverordnung (VMWG) Art. 6 sind die Verzinsung und Abschreibung einer Heizungs- und Warmwasseraufbereitung nicht nebenkostenfähig. Aus diesem Grund wurde für den Energiebezug von einer ausgelagerten Zentrale der Art. 6a eingefügt, damit bei einem Energiecontracting die tatsächlich anfallenden Kosten in Rechnung gestellt werden können. Der Schweizerische Mieterinnen- und Mieterverband schlägt vor, dass auch für die vor Ort produzierte Elektrizität in Verbrauchsgemeinschaften analoge Fragen auf Verordnungsstufe geklärt werden. Sinnvollerweise erfolgt dies ebenfalls in der Mietrechtsverordnung, wo sie Praktikerinnen und Praktiker suchen.

Der Schweizerische Mieterinnen- und Mieterverband regt an, dass ebendort präzisiert wird, welche Kosten gemäss Art. 17 Abs.2 b unter «intern anfallende Kosten» abgerechnet werden können. Wird dies nicht in der Verordnung geregelt, so werden sich die Gerichte um eine Klärung bemühen müssen. Da es sich richtigerweise um die für das Mietwesen zuständigen Zivilgerichte handelt und nicht um die Regulierungsbehörde El-Com, welche im Bereich Stromkosten über mehr Fachwissen verfügt, brauchen diese klare Handlungsanweisungen.

Aus Sicht des Schweizerischen Mieterinnen- und Mieterverbands gehören zu den anfallenden Kosten (Gestehungskosten) analog den Vorgaben der Mietrechtsverordnung:

- a. die Verzinsung (Eigenmittel und Fremdkapital);
- b. die Amortisation während einer massgeblichen Lebensdauer der anrechenbaren Investitionskosten abzüglich der Fördergelder;
- c. die Kosten für den Anlagenbetrieb, den Unterhalt sowie den übrigen Betriebskosten;

Aus Sicht des Schweizerischen Mieterinnen- und Mieterverband lässt der Verordnungsentwurf verschiedene Interpretationen zu, was mit den Erlösen aus der Einspeisung von Strom ins Netz geschieht, respektive von wem die Gestehungskosten für den ins Netz eingespeiesenen Strom bezahlt werden. Je nach Regelung der Verrechnung dieser Kosten und Einnahmen wird das Marktrisiko vollständig auf die Mieterinnen und Mieter abgehoben, die als ZwangskonsumentenInnen jegliche Kosten tragen müssten.

Der Schweizerische Mieterinnen- und Mieterverband wünscht eine Stärkung der Mieterinnen und Mieter in den Eigenverbrauchsgemeinschaften. In der Verordnung oder in einem Musterreglement soll der Einbezug und die Mitsprache der Mietenden geregelt werden, sei dies in Bezug auf Entscheide zum Einkauf des externen Stromprodukts oder sei dies in Fragen von zu tätigen Investitionen in den Eigenverbrauchsanlagen.

Der Schweizerische Mieterinnen- und Mieterverband regt an, dass unter der Federführung des Bundesamtes für Wohnungswesen und unter Beteiligung der betroffenen Verbände die Verordnung bereinigt wird, damit die Regeln betreffend der Kostenberechnung für alle Beteiligten möglichst klar. Dazu braucht es auch realistische Zahlenbeispiele, welche die Annahmen plausibilisieren lassen.

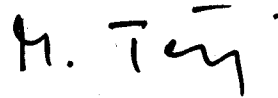
In der **Stromversorgungsverordnung** unterstützt der Schweizerische Mieterinnen- und Mieterverband die vorgesehene Regelung in Art. 18 zu den Netznutzungstarifen. Die Gleichstellung aller Endverbraucher mit einem Verbrauch bis 15 kVA mit einem fixen Preis schafft Sicherheit und schützt sie vor unberechenbaren Preiserhöhungen bei der Netznutzung.

Freundliche Grüsse

Schweizerischer Mieterinnen- und Mieterverband



Carlo Sommaruga
Präsident



Michael Töngi
Generalsekretär



Eidgenössisches Departement für Umwelt,
Verkehr, Energie und Kommunikation
Bundesamt für Energie
Abteilung Energieeffizienz und erneuerbare
Energien
CH-3003 Bern

Vernehmlassungsverfahren; Umsetzung des ersten Massnahmenpakets zur Energiestrategie 2050

Sehr geehrte Damen und Herren

Mit Ihrem Schreiben vom 1. Februar 2017 laden Sie uns ein, zur oben genannten Vorlage Stellung zu nehmen. Für diese Möglichkeit danken wir Ihnen bestens.

Grundsätzliche Erwägungen

Die Schweizer Landwirtschaft trägt aktuell vor allem über die Produktion von Strom aus Photovoltaik und Biogasanlagen, sowie Wärme aus Biogasanlagen bei zur Schweizer Energieversorgung. Gleichzeitig verfügt sie über Potenzial im Bereich der Energieeffizienz, welches aufgrund ungünstiger Rahmenbedingungen noch nicht genutzt werden kann. Wir nehmen deshalb in erster Linie Stellung zu den Änderungen, welche die Photovoltaik und Biogasanlagen betreffen, sowie zu Fragen der Energieeffizienz. Gemäss einer Studie von Agro-CleanTech könnte die Landwirtschaft theoretisch bis im Jahr 2030 2'100 GWh/Jahr Strom aus erneuerbaren Energien produzieren, mindestens 1'200 GWh über Photovoltaik, und 420 GWh/Jahr in Biogasanlagen. Um dieses Potenzial auszuschöpfen, sind die Produzenten auf die Förderung im Rahmen eines Fördersystems angewiesen.

Unsere Antworten betreffen der Reihe nach die Änderungen in den folgenden Verordnungen:

- Energieverordnung (Totalrevision)
- Energieförderungsverordnung (neu)
- Stromversorgungsverordnung (Teilrevision)
- CO₂-Verordnung (Teilrevision)
- Verordnung über den Herkunftsnachweis und die Stromerkennung
- Zusammengefasst die übrigen Verordnungen

Energieverordnung

Eigenverbrauch

Die Regelungen, welche den Eigenverbrauch von selber produziertem Strom ermöglichen, sind durchaus positiv zu bewerten. Weiter sind auch die neuen Möglichkeiten begrüssenswert, dass sich mehrere Endverbraucher für die Nutzung von vor Ort produziertem Strom zusammenschliessen. Vor allem in Kombination mit intelligenten Mess – und Regelsystemen ist ein bedeutender Effizienzgewinn zu erwarten.

Bei der Prüfung der Umsetzungspläne (in Energieverordnung und Stromversorgungsverordnung) ist allerdings aufgefallen, dass in der Organisation und Regelung des Eigenverbrauchs ein grosses Konfliktpotenzial zu finden ist. Wir bitten Sie deshalb, dass grösstes Augenmerk auf sehr klare Regelungen gelegt wird.

In Bezug auf die Aufteilung der Kosten schlagen wir folgende Änderung vor:

Art. 11 Anschlussbedingungen

Abs. 1

Verordnungstext	Vorschlag neuer Text
Die Produzentinnen und Produzenten von Energie nach Art. 15 EnG und die Netzbetreiber legen die Anschlussbedingungen vertraglich fest. Sie regeln insbesondere: <ul style="list-style-type: none">a. die Anschlusskosten;b. die maximale Einspeisung;c. ob ein Teil der produzierten Energie nach den Artikeln 16 und 17 EnG am Ort der Produktion verbraucht wird.	Die Produzentinnen und Produzenten von Energie nach Art. 15 EnG und die Netzbetreiber legen die Anschlussbedingungen vertraglich fest. Sie regeln insbesondere: <ul style="list-style-type: none">a. Die Anschlusskosten;a.^{bis} die Anschlusskosten werden zwischen Netzbetreiber und Produzent geteilt, der Produzent trägt max. 50% der Kosten;b. Die maximale Einspeisung;c. ob ein Teil der produzierten Energie nach den Artikeln 16 und 17 EnG am Ort der Produktion verbraucht wird.

Abs. 3

Der Netzanschlusspunkt gibt erfahrungsgemäss immer wieder zu Diskussionen Anlass. Dieser sollte in der Verordnung definiert werden. Dabei könnte auf die von der ElcCom in der Weisung 2/2015 abgestellt werden.

Was die Bedingungen für den Zusammenschluss betrifft, schlagen wir folgende Änderung vor:

Art. 16 Voraussetzung für den Zusammenschluss zum Eigenverbrauch

Verordnungstext	Vorschlag neuer Text
Der Zusammenschluss zum Eigenverbrauch ist zulässig, sofern die Produktionsleitung der Anlage bei mindestens 10 Prozent der maximalen Netzanschlusskapazität liegt	Text streichen

Es ist davon auszugehen, dass die Mitwirkung in einem Zusammenschluss zum Eigenverbrauch freiwillig ist. Unter dieser Annahme ist die Vorgabe von Preisobergrenzen ein unzulässiger Eingriff in den Markt und mit der verfassungsmässig garantierten Wirtschaftsfreiheit nicht zu vereinbaren. Daher regen wir folgende Änderung an:

Art. 17 Zusammenschluss mit Mieterinnen und Mietern und Pächterinnen und Pächter

Abs. 1

Verordnungstext	Vorschlag neuer Text
Gehören einem Zusammenschluss zum Eigenverbrauch Mieterinnen und Mieter und Pächterinnen und Pächter an, so entsprechen die Elektrizitätskosten je anteilmässig den Gestehungskosten der Elektrizität aus der Eigenverbrauchsanlage sowie den Kosten für die ausdem Verteilnetz bezogene Elektrizität.	Text streichen

Wettbewerblichen Ausschreibungen für Effizienzmassnahmen

Die Möglichkeit, dass bis zu einem gewissen Grad neu auch Programme für Effizienzmassnahmen der Elektrizitätsproduktion teilnehmen können, sofern sie die grundsätzlichen Teilnahmebedingungen erfüllen.

Netzzuschlag. Erhebung und Verwendung

Zu den zentralen Zielen der ES 2050 gehören die erhöhte Versorgungssicherheit mit inländisch produziertem Strom und der Weggang von fossilen Energien hin zu erneuerbaren Energien. Es ist angebracht, die zur Verfügung stehenden Mittel entsprechend dieser Ziele zu verteilen. Dies bedeutet, dass speziell diejenigen Anlagen begünstigt werden sollen, die über ihre Flexibilität einen Mehrwert leisten zu einer sicheren Stromversorgung, oder aber positive Nebeneffekte für Klima und Menschen mit sich bringen. könnte Ein angepasster Artikel in der Verordnung könnte folgendermassen lauten:

Art. 38

Verordnungstext	Vorschlag neuer Text
<p>Abs. 1</p> <p>Die Zuteilung der verfügbaren Mittel richtet sich nach dem Mittelbedarf und den Vollzugskosten der einzelnen Verwendungen, den anteilmässigen Kosten für die Rückerstattung des Netzzuschlags nach Artikel 39 EnG, der Gesamtliquidität des Netzzuschlagsfonds sowie dem Beitrag, den die einzelnen Verwendungen zur Verwirklichung des Gesetzeszwecks und zur Erreichung der Richtwerte gemäss den Artikeln 2 und 3 EnG leisten.</p>	<p>Abs. 1</p> <p>Die Zuteilung der verfügbaren Mittel richtet sich nach dem Mittelbedarf und den Vollzugskosten der einzelnen Verwendungen, den anteilmässigen Kosten für die Rückerstattung des Netzzuschlags nach Artikel 39 EnG, der Gesamtliquidität des Netzzuschlagsfonds sowie dem Beitrag, den die einzelnen Verwendungen zur Verwirklichung des Gesetzeszwecks und zur Erreichung der Richtwerte gemäss den Artikeln 2 und 3 EnG leisten.</p> <p>Abs 1^{bis}</p> <p>Bei der Definition des Verteilschlüssels werden Anlagen speziell begünstigt, welche positive Nebeneffekte (Flexibilität in der Stromproduktion) für die Allgemeinheit beitragen.</p>

Landwirtschaftsbonus

Wir gehen davon aus, dass der Landwirtschaftsbonus weiterhin bestehen bleibt und allenfalls auch erhöht wird, so dass mehr landwirtschaftliche Biogasanlagen rentabler werden und damit das vorhandene Potenzial ausgeschöpft werden kann.

Raumplanung und Zusammenhang mit Ausbau erneuerbarer Energien

Die Umsetzung der Energiestrategie 2050 sieht vor, dass der Ausbau von Installationen erneuerbarer Energien zukünftig von nationalem Interesse ist. In diesem Zusammenhang möchten wir anmerken, dass den Landwirtinnen und Landwirten die Möglichkeit gegeben sein muss, ihre Produktion weiterhin in derselben Qualität weiter zu führen.

Wir fordern, dass bei möglichen Enteignungen das entsprechende Land auf Basis des Marktwertes entschädigt werden muss. Im Rahmen der Abwägungen über die Abgeltung müssen die gesamtbetrieblichen Nachteile des Eingriffs berücksichtigt werden. Ausserdem dürfen Kompensationsmassnahmen im Zusammenhang mit dem Bau von Anlagen erneuerbarer Energien keinesfalls auf Kulturland umgesetzt werden.

Sollten Infrastrukturanlagen für die Erschliessung des Anlagen-Standortes gebaut werden, so muss dies in Koordination mit den Bedürfnissen des landwirtschaftlichen Bewirtschafters und nicht auf seine Kosten gemacht werden.

Zur Sicherstellung einer angemessenen Entschädigung schlagen wir folgende Ergänzung im Kap. 3, 1. Abschnitt vor:

3. Kapitel: Raumplanung im Zusammenhang mit dem Ausbau erneuerbarer Energien

1. Abschnitt

Art 11. (EnV) Angemessene Entschädigungen und Schutz des Kulturlandes (neuer Artikel)

Verordnungstext	Vorschlag neuer Text
	<i>Art 11. (EnV) Angemessene Entschädigungen und Schutz des Kulturlandes:</i> <i>¹ bei Enteignungen aufgrund des Baus erneuerbarer Energien wird der Eigentümer für den Verlust des entsprechenden Landes auf Basis des Marktwertes entschädigt.</i> <i>² Kompensationsmassnahmen im Zusammenhang mit dem Bau von Anlagen erneuerbarer Energien dürfen keinesfalls auf Kulturland umgesetzt werden.</i>

Energieförderungsverordnung

Einspeisevergütungssystem (EVS)

Wir begrüßen, dass das System der kostendeckenden Einspeisevergütung neu in ein Einspeisevergütungssystem mit Direktvermarktung weiterentwickelt wird. Die Anlagen können so in den Markt eingeführt werden. Ausserdem sind wir zugunsten einer Begrenzung der Kosten damit einverstanden, dass die Förderung über das Einspeisevergütungssystem befristet ist

Gleichzeitig bedauern wir, dass die vorhandenen Mittel nicht ausreichen, um die Vergütung auf demselben Niveau zu halten und dass fortan gesamthaft über die Jahre gerechnet nur noch 80% des bisherigen Betrages ausbezahlt wird.

Weiter haben wir Bedenken bezüglich der Lösung, dass Anlagen ab einem bestimmten Zeitpunkt (2013) in ein neues System (Einspeiseprämie und Direktvermarktung) aufgenommen werden, während die alten Anlagen nach dem herkömmlichen System (der KEV) bewirtschaftet werden. Wir nehmen an, dass der administrative Aufwand für die Aufrechterhaltung dieser zwei Systeme beim Bund enorm gross ist. Wir möchten daher anregen, dass bei der Umsetzung darauf geachtet wird, dies so zu tun, dass der administrative Aufwand in Grenzen gehalten werden kann.

Datenschutz

Das Recht der Vollzugsstelle und des BFE, jederzeit Einsicht in die Betriebsdaten eines Anlagenbetreibers erhalten zu dürfen, steht im Gegensatz zu einem strengen Datenschutz. Für die Wahrnehmung der Kontrolltätigkeit sind zum Beispiel betriebswirtschaftliche Zahlen nicht erforderlich. Mit der vorliegenden Regelung unterliegen aber sämtliche Daten der Herausgabepflicht. Das geht eindeutig zu weit und ist für die Ausübung der Kontrollfunktion nicht erforderlich. Der Verordnungstext im Artikel, wo dieses Recht festgeschrieben ist, sollte gestrichen werden. Folgender Ersatz kann stattdessen in der Verordnung stehen:

Art. 6 Betriebsdaten

Abs. 1

Verordnungstext	Vorschlag neuer Text
Der Betreiber einer Anlage, für die er eine Einspeisevergütung nach geltendem Recht oder einem früheren Recht oder eine Mehrkostenfinanzierung nach einem früheren Recht erhält, hat, auf Verlangen, dem BFE und der Vollzugsstelle Einsicht in die Betriebsdaten der Anlage zu gewähren.	<i>In Ausnahmefällen, wo dies unbedingt nötig ist, hat der Betreiber einer Anlage, für die er eine Einspeisevergütung nach geltendem Recht oder einem früheren Recht oder eine Mehrkostenfinanzierung nach einem früheren Recht erhält, auf Verlangen, dem BFE und der Vollzugsstelle Einsicht in diejenigen Daten der Anlage zu gewähren, die für die Ausübung der Kontroll- und Aufsichtsfunktion nach diesem Gesetz erforderlich sind.</i>

Direktvermarktung

Wie unter Kapitel Einspeisevergütung bemerkt, begrüßen wir, dass die erneuerbaren Energien ergänzend zu einer kostendeckenden Einspeiseprämie über eine Direktvermarktung langsam in den Markt eingeführt werden. Ausserdem besteht aus einer optimistischen Perspektive die Möglichkeit für Anlagenbetreiber, den Strom für einen höheren Preis als im System des Referenz-Marktpreises zu verkaufen und damit höhere Einnahmen zu generieren.

Wir sehen allerdings ein Problem in der Regelung, dass eine Rückkehr zum Referenz-Marktsystem ausgeschlossen werden soll für Produzenten, die einmal in die Direktvermarktung gewechselt haben, zumal nicht alle Anlagenbetreiber wechseln müssen. Wird eine Rückkehr untersagt, so werden sehr wenige der Anlagebetreiber, die wählen können, auch den Schritt ins Direktvermarktungssystem wagen. Verschiedene Regelungen sind konsequenterweise auch auf die Vermarkter auszudehnen (Art. 30 und 31). Wir schlagen folgende Änderung vor:

Art 15
Abs. 3

Verordnungstext	Vorschlag neuer Text
Sämtliche Betreiber können jederzeit unter Einhaltung einer Meldefrist von drei Monaten auf ein Quartalsende hin in die Direktvermarktung wechseln. Die Rückkehr zur Einspeisung zum Referenz-Marktpreis ist ausgeschlossen.	Sämtliche Betreiber können jederzeit unter Einhaltung einer Meldefrist von drei Monaten auf ein Quartalsende hin in die Direktvermarktung wechseln. Die Produzenten können nach Übertritt in die Direktvermarktung wieder zum Marktreferenzpreissystem wechseln. Nach zwei Jahren ist die Rückkehr zur Einspeisung zum Referenz-Marktpreis ausgeschlossen. Alternativ 1: Die Produzenten in der Direktvermarktung können unter Einhaltung einer Meldefrist von drei Monaten wieder zum Marktreferenzpreissystem wechseln. Alternativ 2: Die Rückkehr zur Einspeisung zum Referenz-Marktpreis ist möglich.

Abbaureihenfolge der Warteliste (Art. 21)

Aktuell sind über 35000 PV-Projekte auf der Warteliste für eine Förderung (Einspeiseprämie mit Vermarktung oder Einmalvergütung. Obwohl die Mittel voraussichtlich auch bei einer Anhebung des Netzzuschlags auf 2,3 Rp./kWh nicht ausreichen werden, möchten wir bei der bisherigen Praxis mit der Warteliste bleiben.

In Projekten kommt es immer wieder zu Verzögerungen aus Gründen, die sich der Projektinhaber nicht zuschreiben hat. Mit den vorgeschlagenen Regelungen muss er dafür trotzdem die Konsequenzen tragen. Hier schlagen wir eine fairere Lösung vor:

Art 24
Abs. 5

Verordnungstext	Vorschlag neuer Text
Sie muss die vollständige Inbetriebnahmemeldung spätestens einen Monat nach der Inbetriebnahme einreichen. Hält sie diese Frist nicht ein, so hat sie bis zum Nachreichen der Meldung nur Anspruch auf Vergütung des Referenz-Marktpreises.	Sie muss die vollständige Inbetriebnahmemeldung spätestens einen Monat nach der Inbetriebnahme einreichen. Hält sie diese Frist nicht ein, so hat sie bis zum Nachreichen der Meldung nur Anspruch auf Vergütung des Referenz-Marktpreises. Falls eine verspätete Einreichung verursacht aus Gründen, die der Anlagenbetreiber nicht beeinflussen kann, wird die Einspeisevergütung nachträglich durch die Vollzugsstelle nachbezahlt.

Die Regelung von Art. 26 Abs. 2 ist zu absolut. Hier schlagen wir folgendes vor:

Art 26
Abs. 2

Verordnungstext	Vorschlag neuer Text
Eine erneute Teilnahme am Einspeisevergütungssystem ist ausgeschlossen.	Eine erneute Teilnahme am Einspeisevergütungssystem ist möglich ausgeschlossen . Hierfür muss eine Neuanmeldung erfolgen.

Art. 27 Abs. 5 sieht eine massive Verschlechterung zu heute vor. Wir schlagen daher vor, die heutige Regelung beizubehalten:

Art 27
Abs. 5

Verordnungstext	Vorschlag neuer Text
Die Vergütung wird bis und mit dem vollen Monat ausbezahlt, in dem die Vergütungsdauer ausläuft.	Die Vergütung wird bis und mit dem vollen Kalenderjahr ausbezahlt , in dem die Vergütungsdauer ausläuft.

Einmalvergütung

Die vorhandenen Mittel aus dem KEV – Topf sind beschränkt. Gleichzeitig besteht das Ziel, möglichst viele Projekte der Warteliste umsetzen zu können. Hierfür ist die Anwendung des Instruments Einmalvergütung für PV-Anlagen mit einer Leistung bis 100 kWp aus gesamtwirtschaftlicher Sicht angebracht.

Leider lohnt es sich für einige Projektinitianten aus betriebswirtschaftlicher Sicht immer weniger, ihr Projekt auch wirklich umzusetzen, weil die Einnahmen aus der direkten Vermarktung des Stromes am Markt zusammen mit der Einmalvergütung aufgrund der sehr tiefen Strompreise in gewissen Fällen nur knapp kostendeckend, oder sogar negativ sind.

Art. 45 Gesuch

Abs. 1

Verordnungstext	Vorschlag neuer Text
Das Gesuch um Einmalvergütung für kleine Photovoltaikanlagen ist nach Inbetriebnahme der Anlage bei der Vollzugsstelle einzureichen.	Das Gesuch um Einmalvergütung für kleine Photovoltaikanlagen ist der Vollzugsstelle einzureichen, wenn eine rechtskräftige Baubewilligung vorliegt oder, sofern für ein Projekt keine Baubewilligung erforderlich ist, die Baureife des Projekts nachgewiesen ist.

Bilanzgruppe und Netzbetriebe

Im Hinblick auf die Ausgestaltung der Regelungen der Direktvermarktung ist zu beachten, dass ein Risiko von Machtungleichheit und möglichen Abhängigkeiten zwischen grossen Netzbetribern und kleinen Produzenten besteht. Bei den Vorgaben zu den privatrechtlich zu regelnden Verhältnissen zwischen Produzent und Direktvermarkter ist besonderes Augenmerk darauf zu richten, dass es zu Machtgefällen kommen kann, die sich eine Seite zum Vorteil machen kann.

Art. 31

Abs. 1

Verordnungstext	Vorschlag neuer Text
Trifft ein Betreiber, der zum Referenz-Marktpreis einspeist und dessen Anlage über eine Lastgangmessung oder ein intelligentes Messsystem verfügt, über die Abnahme seiner Produktion keine Vereinbarung mit einer Bilanzgruppe, so wird die Anlage der Bilanzgruppe des Netzbetreibers am Standort der Anlage zugeordnet.	Trifft ein Betreiber, der zum Referenz-Marktpreis einspeist und dessen Anlage über eine Lastgangmessung oder ein intelligentes Messsystem verfügt, über die Abnahme seiner Produktion keine Vereinbarung mit einem Direktvermarkter , so wird die Anlage der Bilanzgruppe des Netzbetreibers am Standort der Anlage zugeordnet.

Weiter ist allen Produzenten, unabhängig von der Anlagengrösse eine angemessene Übergangsfrist zu gewährleisten. Insbesondere Anlagenbetreiber, die für die Direktvermarktung noch eine Bilanzgruppe, oder einen Direktvermarkter suchen müssen, brauchen etwas mehr Zeit als die paar Monate zwischen Herbst 2017 und dem 1.1.2018 um dies zu tun. Eine Harmonisierung der Fristen macht aus unserer Sicht mehr Sinn, wir schlagen daher folgende Änderung vor:

Art. 109 Übergangsbestimmungen zur Direktvermarktung
Abs. 1 und 2

Verordnungstext	Vorschlag neuer Text
<p>Abs. 1</p> <p>Von der Pflicht zur Direktvermarktung ausgenommen sind Betreiber von Neuanlagen mit einer Leistung:</p> <p>a. von weniger als 500 kW in den ersten zwei Jahren nach Inkrafttreten dieser Verordnung;</p> <p>b. ab 500 kW im ersten Jahr nach Inkrafttreten dieser Verordnung.</p>	<p>Von der Pflicht zur Direktvermarktung ausgenommen sind Betreiber von Neuanlagen mit einer Leistung:</p> <p>a. von weniger als 500 kW ab Inbetriebnahme nach Inkrafttreten dieser Verordnung;</p> <p>b. ab 500 kW im ersten Jahr bis Ende Juni 2018 nach Inkrafttreten dieser Verordnung.</p>
<p>Abs. 2</p> <p>Von der Pflicht zur Direktvermarktung ausgenommen sind zudem Betreiber von Anlagen nach Artikel 15 Absatz 2 im ersten Jahr ab Inkrafttreten dieser Verordnung.</p>	<p>c. Die Anlagenbetreiber haben bis Ende Juni 2018 Zeit sich zu entscheiden, ob sie in die Bilanzgruppe des einspeisenden Netzbetreibers wollen oder zu einem Direktvermarkter oder in eine andere Bilanzgruppe wechseln wollen.</p>

Stromversorgungsverordnung

Eigenverbrauch und Installation intelligenter Mess- und Regelsysteme

Wir begrüßen die besseren Möglichkeiten des Eigenverbrauchs, die mit den Neuerungen in der Stromversorgungsverordnung einhergehen. Die obligatorische Einführung von intelligenten Messsystemen, sowie von intelligenten Steuer – und Regelsystemen, die auch Speicher abdecken ermöglicht Endverbrauchern, die gleichzeitig Stromproduzenten sind, ihren Verbrauch und Bezug flexibler zu gestalten. Mitunter kann so auch der Bezug aus dem Netz reduziert werden, womit auch die Kosten für den Stromkonsum limitiert werden können.

Aus dem Bericht zu den Änderungen der Stromversorgungsverordnung geht hervor, dass sich der volkswirtschaftliche Nutzen aufgrund des Einsatzes von intelligenten Regelsystemen erfreulicherweise und der damit verbundenen Effizienzsteigerung auf 500 bis 900 Mio. CHF beläuft (S.5). Nun stellt sich uns die Frage, wer denn die Investitionen für die entsprechenden Systeme in welchem Masse trägt. Aus unserer Sicht muss das Finanzierungssystem für die Bereitstellung der intelligenten Mess – und Regelsysteme unbedingt so ausgestaltet werden, dass auch kleine Produzenten sich diese ohne Probleme leisten können. Ansonsten würde ein grosser Teil der Effizienzsteigerung wieder hinfällig. Ganz allgemein ist bei dieser Neuerung auch darauf zu achten, dass der damit verbundene administrative Aufwand möglichst gering gehalten wird.

Allerdings ist in Art. 3a Abs. 2 ein Mechanismus eingebaut, der die Eigenverbrauchslösung verhindert anstatt fördert. Konkret geht es um die (anteilmässige) Abgeltung der verbleibenden Kapitalkosten von Verteilnetzen.

Wir schlagen Ihnen hier folgende Änderungen vor:

Art. 3a Netzanschluss bei Zusammenschlüssen zum Eigenverbrauch
Abs. 2

Verordnungstext	Vorschlag neuer Text
Werden im Zusammenhang mit dem Zusammenschluss zum Eigenverbrauch bestehende Anschlussanlagen nicht mehr genutzt, so werden deren verbleibende Kapitalkosten vom Zusammenschluss abgegolten. Werden bestehende Anschlussanlagen nur noch teilweise genutzt, so gilt eine anteilmässige Abgeltungspflicht.	<i>Streichen</i>

CO₂-Verordnung

Emissionsziele für Personenwagen, Lieferwagen und leichte Sattelschlepper

Wir unterstützen die Emissionsziele für Personenwagen, Lieferwagen und leichte Sattelschlepper und die damit verbundenen Anpassungen, sofern die Anpassungen im Gleichschritt mit den Anpassungen der Regelungen in der EU erfolgen. Zu beachten ist, dass die Bevölkerung in den Randregionen, die auf Autos angewiesen sind, nicht benachteiligt werden. Wir gehen davon aus, dass von dieser Änderung v.a. Hersteller der entsprechenden Fahrzeuge betroffen sind und diese die Ziele durch technische Innovation erreichen. Die Preise für die Konsumenten sollten in diesem Zusammenhang für den Endkunden nicht ansteigen.

Gebäudeprogramm

Im Rahmen des ersten Massnahmenpakets der Energiestrategie 2050 ist vorgesehen, dass das Gebäudeprogramm ausgebaut wird, respektive, dass dafür mehr Mittel zur Verfügung stehen. Wir begrüssen die zusätzlichen Möglichkeiten für Sanierungen und auch die damit einhergehenden Steuererleichterungen, die neu auch einen Anreiz schaffen für Gesamtsanierungen.

Aus der Potenzialstudie „Ressourcen – und Klimateffizienz in der Landwirtschaft“ von AgroCleanTech geht hervor, dass eine der wirksamsten Massnahmen, um die Emission von Treibhausgasemissionen zu reduzieren in der Gebäudesanierung zu finden ist. Ein Teil dieser Gebäude sind die Ökonomiegebäude auf den Betrieben (z.B. Schweineställe und Geflügelhallen), über deren Sanierung ein beachtliches Potenzial von Emissionseinsparungen genutzt werden könnte. Es ist deshalb für uns unerklärbar, weshalb landwirtschaftliche Ökonomiegebäude bis anhin für die Förderung der Sanierung im Rahmen des Förderprogramms nicht vorgesehen sind. Wir fordern dringend, dass im Rahmen der Energie – und Klimapolitik rasch eine Lösung gefunden wird, um diese Lücke zu schliessen. Die Anpassung der Energie- und sowie der CO₂-Verordnung im Zuge der Umsetzung der Energiestrategie 2050 bietet dazu eine Gelegenheit.

Um die Kantone dazu zu bewegen, zukünftig auch landwirtschaftliche Ökonomiegebäude ins den Förderbereich ihrer Förderungen aufzunehmen und damit die entsprechenden CO₂-Emissionen einzusparen, schlagen wir folgende Änderung der Verordnung vor:

Art. 104 Globalbeitragsberechtigung
Abs. 1

Verordnungstext	Vorschlag neuer Text
<p>Der Bund gewährt den Kantonen Globalbeiträge nach Artikel 34 des CO₂-Gesetzes für die Förderung von Massnahmen zur langfristigen Verminderung der CO₂-Emissionen bei Gebäuden, wenn:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. die Anforderungen nach den Artikeln 57-62 der Energieverordnung vom ...24 (EnV) eingehalten sind. b. mit den Massnahmen wirksam CO₂-Emissionen vermindert werden; und c. die Massnahmen kantonsübergreifend harmonisiert umgesetzt werden; und 	<p>Der Bund gewährt den Kantonen Globalbeiträge nach Artikel 34 des CO₂-Gesetzes für die Förderung von Massnahmen zur langfristigen Verminderung der CO₂-Emissionen bei Gebäuden, wenn:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. die Anforderungen nach den Artikeln 57-62 der Energieverordnung vom ...24 (EnV) eingehalten sind. b. mit den Massnahmen wirksam CO₂-Emissionen vermindert werden; c. die Massnahmen kantonsübergreifend harmonisiert umgesetzt werden; und

gesetzt werden.	d. die Kantone im Rahmen der Vergabe von Fördergeldern auch die Sanierung von landwirtschaftlichen Ökonomiegebäuden und Produktionsanlagen berücksichtigen.
-----------------	--

Alternativ kann auch eingefordert werden, dass die Förderung der Sanierung von landwirtschaftlichen Ökonomiegebäuden ein fester Bestandteil der MuKen wird.

Weitere Anpassungen: CO₂-Kompensationsprogramme

Wir können die Empfehlungen der Eidgenössischen Finanzkontrolle (EFK) bezüglich des Instruments der CO₂-Kompensation, bzw. der CO₂-Kompensationsprogramme gut nachvollziehen. Mit der erhöhten Transparenz und der zusätzlichen Möglichkeit der Einsichtnahme in Unterlagen soll aber auf keinen Fall der Aufwand für die Projektanten von CO₂-Kompensationsprojekten wachsen. Ziel dieses Instrumentes ist es schliesslich, möglichst viel CO₂ – Emissionen einzusparen. Und dies geschieht nur, wenn auch CO₂-Reduktionsprojekte umgesetzt werden. Die Formellen Kriterien sollten in Anbetracht des Zieles und zugunsten desselben sekundäre Priorität haben.

Verordnung des UVEK über den Herkunftsnachweis und die Stromkennzeichnung (HKSV)

Der neuen Verordnung über den Herkunftsnachweis und die Stromkennzeichnung (HKSV) ist zu entnehmen, dass Betreiber von Anlagen jegliche Änderung der Anlagendaten unverzüglich zu melden hat. Anlagen, die im KEV – System gefördert werden, haben bereits jetzt eine Meldepflicht gegenüber Swissgrid. Eine doppelte Meldepflicht macht aus unserer Sicht keinen Sinn und führt zu einem Mehraufwand, der nicht gerechtfertigt ist. Mit dem Ziel, den Aufwand einzugrenzen und die Umsetzung der ES 2050 effizienter zu gestalten, machen wir folgenden Vorschlag:

Art. 2 Registrierung der Produktionsanlage

Abs. 4

Verordnungstext	Vorschlag neuer Text
Der Produzent muss der Vollzugsstelle jede Änderung der Anlagendaten der betreffenden Produktionsanlage unverzüglich melden.	Der Produzent muss der Vollzugsstelle jede Änderung der Anlagendaten der betreffenden Produktionsanlage unverzüglich melden. <i>Davon ausgenommen sind geförderte Anlagen, die aus dem Netzzuschlag (nach Art. 35 EnG) finanziert werden und damit ohnehin der Meldepflicht unterstehen.</i>

Bemerkungen zu den anderen Verordnungen des Verordnungspakets

Energieeffizienzverordnung: Wir begrüßen die weitere Verbesserung der Energieeffizienz über die Energieetikette (Verbesserung der Transparenz) und andere Instrumente. Positiv erachten wir auch den Umstand, dass die Regelungen der EU übernommen werden und damit auch der Handel mit der EU erleichtert wird. Wichtig

erscheint uns in diesem Zusammenhang, dass die gemachten Angaben tatsächlich vertrauenswürdig sind und allfällig anfallende Mehrkosten nicht vollumfänglich auf die Konsumenten abgewälzt werden können.

Kernenergieverordnung: Wir unterstützen die Festschreibung in Gesetz und Verordnung, dass keine Baubewilligungen für neue Kernkraftwerke mehr erteilt werden. Damit kann ein wesentlicher Beitrag geleistet werden zu einer risikofreieren Stromversorgung in der Schweiz

Schlussbemerkungen/Zusammenfassung

Aus Sicht des SBV ist zentral, dass die Gesetzesänderungen der Energiestrategie 2050 über die Verordnungen so umgesetzt werden, dass es sich auch für kleinere und mittlere Produzenten lohnt, Strom, Wärme und Gas aus erneuerbaren Energien bereit zu stellen. Hierzu gehört eine angemessene Vergütung, ob im Rahmen von EVS, der Einmalvergütung oder von Investitionsbeiträgen, so dass möglichst viele Anlagen realisiert werden können, die für den jeweiligen Betreiber rentabel sind.

Aufgrund der Einführung von intelligenten Mess – und Regelsystemen dürfen keine zusätzlichen Kosten für die kleinen und mittleren Produzenten anfallen. Ausserdem muss beim Bau von Anlagen erneuerbarer Energien dem Kulturlandschutz Priorität beigemessen werden, mitunter auch im Zusammenhang mit der Umsetzung von ökologischen Kompensationsmassnahmen.

Als hohe Priorität fordern wir dringlich, die mit der Aufnahme von Ökonomiegebäuden ins Gebäudeprogramm zu prüfen und insbesondere auch den Nutzen des Reduktionspotenzials von Treibhausgasemissionen zu berücksichtigen.

Schliesslich sind für eine Verbesserung der Energieeffizienz (und eine verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien) in der Landwirtschaft Beratungsangebote, sowie Aus- und Weiterbildung zu diesen Themen an landwirtschaftlichen Schulen essentiell für die Verbreitung und Verankerung dieses Wissens. Es ist uns deshalb ein zentrales Anliegen, dass entsprechende Projekte in diesen Bereichen zukünftig noch verstärkt positiv begutachtet werden.

Wir bitten Sie um die Berücksichtigung unserer Anliegen und danken Ihnen nochmals für die Möglichkeit zur Stellungnahme.

Freundliche Grüsse

St.Galler Bauernverband

Peter Nüesch
Präsident

Andreas Widmer
Geschäftsführer

Hebeisen Michelle BFE

Von: Simon Weiss <weiss@gmx.ch>
Gesendet: Montag, 3. April 2017 16:32
An: _BFE-Energiestrategie
Cc: Kappeler Silvia
Betreff: Wasserkraftanlagen in EnFV

Kennzeichnung: Zur Nachverfolgung
Kennzeichnungsstatus: Gekennzeichnet

Sehr geehrte Damen und Herren

Als Besitzer einer momentan still gelegten Wasserkraftanlage sehen wir im Entwurf der EnFV Problempunkte, die uns eine sinnvolle Reaktivierung der Kraftwerksanlage verunmöglichen. Wie schlagen daher eine Anpassung der EnFV in folgenden Punkten vor:

1. Die Ausnahmen im Gesetzestext, dass Anlagen mit kleineren Leistungen als 1 MW am Vergütungssystem teilnehmen können, wenn sie

1. innerhalb von bereits genutzten Gewässerstrecken liegen; oder
2. mit keinen neuen Eingriffen in natürliche Gewässer verbunden sind

werden im Entwurf der EnFV nicht mehr erwähnt. **Die Ausnahmen sollten aber ausdrücklich ermöglicht werden;** es wird damit vorallem auch die Realisierung von Projekten erleichtert, die an "alten" Kraftwerksstandorten liegen, die oft mit relativ einfachen Installationen in geografisch kleiner Ausdehnung ein relativ grosses Nutzungspotenzial erschliessen.

2. Die Definition von Neuanlagen:

Auch im Zusammenhang mit "alten" Kraftwerksstandorten ist die Definition von Neuanlagen problematisch:

Entwurf EnFV:

bei Wasserkraftanlagen:

- Anlagen, die ein hydraulisches Potenzial erstmals nutzen;
- Als Neuanlage gilt ebenfalls eine Anlage, die eine bestehende Anlage komplett ersetzt.

Erläuterungen EnFV:

Art. 3 Neuanlagen

Absatz 2 sieht vor, dass nebst tatsächlich neuen Anlagen auch der komplette Ersatz einer bestehenden Anlage als Neuanlage gilt. Von einem kompletten Ersatz ist dann auszugehen, wenn die notwendige Investition annähernd so gross ist wie diejenige einer vergleichbaren, tatsächlich neuen Anlage. Allenfalls verbleibende Anlagenteile dürfen zudem höchstens von untergeordneter Bedeutung sein.

Da das Gewicht bei der Defintion der Neuanalgen auf *materielle* Erneuerung gesetzt wird, wird gerade bei Reaktivierungen alter Kraftwerksstandorte die Möglichkeit der Weiterverwendung alter Anlageteile im neuen Kontext "bestraft". Daher empfehlen wir, **die Definition der Neuanalge an eine Neukonzessionierung zu knüpfen** aber allenfalls die reine Konzessions*verlängerung* (mit gleichbleibendem hydraulischen Potenzial und Konzeption der Anlage) auszuschliessen. Der Komplettersatz einer bestehenden Anlage ist kaum je sinnvoll.

Bei Rückfragen stehen wir gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen

Simon Weiss, Präsident Stiftung K&W



Verband Schweizer Gemüseproduzenten
Union maraîchère suisse
Unione svizzera produttori di verdura

Bundesamt für Energie
Mühlestrasse 4
3063 Ittigen
energiestrategie@bfe.admin.ch

Bern, 8. Mai 2017

Stellungnahme zur Umsetzung des ersten Massnahmenpakets zur Energiestrategie 2050

Sehr geehrte Damen und Herren

Der Verband Schweizer Gemüseproduzenten VSGP vertritt rund 2000 Gemüsebaubetriebe. Energie ist ein wichtiges Thema in der Schweizer Gemüseproduktion, insbesondere in den Bereichen Gewächshausproduktion, Aufbereitung und Lagerung. Gleichzeitig sehen wir in den Produktionsbetrieben ein Potential für die Energieproduktion.

Wir möchten diese Gelegenheit nutzen und erneut auf zwei weitere zentrale Anliegen in der Energiepolitik hinweisen, welche nicht im Massnahmenpaket enthalten sind:

- Der VSGP begrüsst die vorgesehene Förderung von WKK-Anlagen. Hier sehen wir ein Potential im Bereich der Gewächshausproduktion. Dieses Potential wird aber erst dann zum Tragen kommen, wenn der Gasmarkt durchgehend liberalisiert wird.
- Aktuell hat die Gemüseproduktion in Gewächshäusern die Möglichkeit, sich von der CO₂-Abgabe befreien zu lassen (nonEHS). Viele kleinere Betriebe tun dies im Rahmen einer Gruppenlösung. Dem VSGP ist es ein zentrales Anliegen, dass der Gemüseproduktion diese Möglichkeit auch in Zukunft offensteht.

Unsere detaillierte Stellungnahme zum vorgelegten Massnahmenpaket finden Sie beiliegend. Im Übrigen schliessen wir uns der Stellungnahme des Schweizer Bauernverbandes an. Wir bedanken uns für die Berücksichtigung unsere Anliegen.

Freundliche Grüsse

Verband Schweizer Gemüseproduzenten

Hannes Germann

Präsident

Jimmy Mariéthoz

Direktor

VSGP/UMS/USPV
Postfach/ case postale • CH-3001 Bern
Belpstrasse 26 • CH-3007 Bern
Tel. +41 (0)31 385 36 20 • Fax +41 (0)31 385 36 30 • info@gemuese.ch
www.gemuese.ch • www.legume.ch • www.verdura.ch

Stellungnahme des VSGP zur Umsetzung des ersten Massnahmenpakets zur Energiestrategie 2050

Energie-Verordnung

Der VSGP verweist hier auf die Stellungnahme des Schweizer Bauernverbandes.

Zusätzlich möchte der VSGP hervorheben, dass eine gewisse Erhöhung des Netzzuschlages für die Finanzierung der Fördermassnahmen verständlich ist. Diese Abgaben sollten aber auf tiefem Niveau bleiben und nicht zu einer massgebenden Verteuerung der inländischen Produktion führen, da ansonsten die Wettbewerbsfähigkeit mit dem Ausland weiter eingeschränkt wird. Zudem verweist der VSGP nochmals auf seine ablehnende Haltung zum KELS. Entsprechend fordert der VSGP dass die zu Förderzwecken getroffene Erhöhung der Abgaben nach Beendigung der Fördermassnahmen rückgängig gemacht wird.

CO₂-Verordnung

Der VSGP begrüsst die Abgabebefreiung für Betreiber von WKK-Anlagen. Bei der Rückerstattung der 40 Prozent der CO₂-Abgabe auf den Brennstoffen, die zur Stromproduktion eingesetzt wurden sieht der VSGP in Art. 96a Abs. 2 Bst. c und Art. 98a Abs. 2 Bst. c einen Widerspruch zum Ziel des CO₂-Gesetzes. Zudem sollte eine Abstufung der Sanktionen bei einer totalen oder nur teilweisen Nichterfüllung der Investitionspflicht unter Art. 76 geschaffen werden.

Vorschlag Anpassungen VSGP	Begründung
<p>Art. 76 Nichterfüllung der Verminderungsverpflichtung und der Investitionspflicht</p> <p>1^{bis} Erfüllt ein Unternehmen, das WKK-Anlagen betreibt, die Investitionspflicht nach Artikel 96a Absatz 2 nicht oder nur teilweise, verfügt das BAFU die anteilmässige Rückzahlung von 40 Prozent der geleisteten Rückerstattung für Brennstoffe, die zur Stromproduktion nach Artikel 32a des CO₂-Gesetzes eingesetzt wurden.</p> <p>1^{ter} Erfüllt ein Unternehmen, das WKK-Anlagen betreibt, die Investitionspflicht nach Artikel 98a Absatz 2 nicht oder nur teilweise, verfügt das BAFU die anteilmässige Rückzahlung der 40 Prozent der geleisteten Rückerstattung für Brennstoffe, die zur Stromproduktion nach Artikel 32a des CO₂-Gesetzes eingesetzt wurden.</p>	<p>Die gewählte Formulierung lässt keinen Spielraum für begründete Härtefälle zu. Nicht dem Zweck entsprechend eingesetzte Rückerstattungen sollen zurückbezahlt werden. Jedoch soll ein Unternehmen, welches die Mittel nicht vollumfänglich investiert nicht gleich hart bestraft werden, wie ein Unternehmen, welches der Investitionspflicht gar nicht nachkommt.</p>

<p>Art. 96a</p> <p>¹ Ein Unternehmen mit Verminderungsverpflichtung, welches WKK-Anlagen betreibt, erhält auf Gesuch hin 60 Prozent der CO₂-Abgabe auf den Brennstoffen, die für die Stromproduktion nach Artikel 3211a des CO₂-Gesetzes eingesetzt wurden, rückerstattet, wenn:</p> <p>² Es hat Anspruch auf die Rückerstattung der restlichen 40 Prozent der CO₂-Abgabe auf den Brennstoffen, die zur Stromproduktion nach Artikel 3211a des CO₂-Gesetzes eingesetzt wurden, wenn es:</p> <p><i>c. die Massnahmen nicht in einem anderen Unternehmen, das einer Verminderungsverpflichtung unterliegt oder das am EHS teilnimmt, umsetzt;</i></p>	<p>Ziel des Gesetzes ist, dass die Massnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz im eigenen Unternehmen oder in Unternehmen oder Anlagen durchgeführt werden, die aus der WKK-Anlage direkt Strom oder Wärme beziehen. Art. 96a Abs. 2 Bst. c steht im Widerspruch zu diesem Ziel.</p>
<p>Art. 98a</p> <p>² Das Unternehmen hat Anspruch auf die Rückerstattung der restlichen 40 Prozent der CO₂-Abgabe auf den Brennstoffen, die zur Stromproduktion eingesetzt wurden, wenn es:</p> <p><i>c. die Massnahmen nicht in einem Unternehmen, das einer Verminderungsverpflichtung unterliegt oder das am EHS teilnimmt, umsetzt;</i></p> <p>[...]</p> <p><i>g. dem BAFU allfällige Abweichungen von der Investitionspflicht nach Buchstabe a mit einer Begründung und Angabe der vorgesehenen Korrekturmassnahmen meldet.</i></p>	<p>Ziel des Gesetzes ist, dass die Massnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz im eigenen Unternehmen oder in Unternehmen oder Anlagen durchgeführt werden, die aus der WKK-Anlage direkt Strom oder Wärme beziehen. Art. 96a Abs. 2 Bst. c steht im Widerspruch zu diesem Ziel.</p> <p>Der VSGP erachtet es als sinnvoll, den Betreibern von WKK-Anlagen, welche weder am Emissionshandel teilnehmen noch eine Verminderungsverpflichtung eingegangen sind, ebenfalls die Möglichkeit zur Begründung und Korrektur von allfälligen Abweichungen von der Investitionspflicht zu geben.</p>

Gebäudeprogramm

Im Rahmen des ersten Massnahmenpakets der Energiestrategie 2050 ist vorgesehen, dass das Gebäudeprogramm ausgebaut wird, respektive, dass dafür mehr Mittel zur Verfügung stehen. Wir begrüssen die zusätzlichen Möglichkeiten für Sanierungen und auch die damit einhergehenden Steuererleichterungen, die neu auch einen Anreiz schaffen für Gesamtsanierungen.

Auch in der Landwirtschaft besteht ein Potential zur Reduktion von Treibhausgasemissionen durch entsprechende Massnahmen an Gebäuden, insbesondere auch Ökonomiegebäude. Daher fordern wir, dass künftig auch für landwirtschaftliche Ökonomiegebäude die Möglichkeit zur Förderung von Sanierungsmassnahmen offensteht.

Um die Kantone dazu zu bewegen, zukünftig auch landwirtschaftliche Ökonomiegebäude ins den Förderbereich ihrer Förderungen aufzunehmen und damit die entsprechenden CO₂-Emissionen einzusparen, unterstützen wir folgenden Änderungsvorschlag des Schweizer Bauernverbandes:

Art. 104 Globalbeitragsberechtigung

Abs. 1

Verordnungstext	Vorschlag neuer Text
<p>Der Bund gewährt den Kantonen Globalbeiträge nach Artikel 34 des CO₂-Gesetzes für die Förderung von Massnahmen zur langfristigen Verminderung der CO₂-Emissionen bei Gebäuden, wenn:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. die Anforderungen nach den Artikeln 57-62 der Energieverordnung vom ...24 (EnV) eingehalten sind. b. mit den Massnahmen wirksam CO₂-Emissionen vermindert werden; und c. die Massnahmen kantonsübergreifend harmonisiert umgesetzt werden. 	<p>Der Bund gewährt den Kantonen Globalbeiträge nach Artikel 34 des CO₂-Gesetzes für die Förderung von Massnahmen zur langfristigen Verminderung der CO₂-Emissionen bei Gebäuden, wenn:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. die Anforderungen nach den Artikeln 57-62 der Energieverordnung vom ...24 (EnV) eingehalten sind. b. mit den Massnahmen wirksam CO₂-Emissionen vermindert werden; c. die Massnahmen kantonsübergreifend harmonisiert umgesetzt werden; und d. die Kantone im Rahmen der Vergabe von Fördergeldern auch die Sanierung von landwirtschaftlichen Ökonomiegebäuden angemessen berücksichtigen.



Weinfelden, 8. Mai 2017

Eidgenössisches Departement für Umwelt,
Verkehr, Energie und Kommunikation
Bundesamt für Energie
Abteilung Energieeffizienz und erneuerbare
Energien
CH-3003 Bern

Umsetzung des ersten Massnahmenpakets zur Energiestrategie 2050: Vernehmlassungsverfahren

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin Leuthard
Sehr geehrte Damen und Herren

Mit Ihrem Schreiben vom 1. Februar 2017 laden Sie uns ein, zur oben genannten Vorlage Stellung zu nehmen. Für die uns gegebene Möglichkeit danken wir Ihnen bestens und sind gerne bereit, uns in dieser Angelegenheit vernehmen zu lassen.

Grundsätzliche Erwägungen

Die Schweizer Landwirtschaft kann über die Produktion von Strom aus erneuerbaren Energien einen beachtlichen Beitrag zur Energiewende leisten. Gemäss einer Studie von AgroCleanTech könnte die Landwirtschaft theoretisch bis im Jahr 2030 2'100 GWh/Jahr Strom aus erneuerbaren Energien produzieren, mindestens 1'200 GWh über Photovoltaik, und 420 GWh/Jahr in Biogasanlagen. Um dieses Potenzial auszuschöpfen, sind die Produzenten auf die Förderung im Rahmen eines Fördersystems angewiesen. Die Schweizer Landwirtschaft trägt aktuell vor allem über die Produktion von Strom aus Photovoltaik und Biogasanlagen, sowie Wärme aus Biogasanlagen zur Schweizer Energieversorgung bei. Gleichzeitig verfügt sie über Potenzial im Bereich der Energieeffizienz, welches aufgrund ungünstiger Rahmenbedingungen noch nicht genutzt werden kann. Wir nehmen deshalb in erster Linie Stellung zu den Änderungen, welche die Photovoltaik und Biogasanlagen betreffen, sowie zu Fragen der Energieeffizienz.

Unsere Antworten betreffen der Reihe nach die Änderungen in den folgenden Verordnungen:

- Energieverordnung (Totalrevision)
- Energieförderungsverordnung (neu)
- Stromversorgungsverordnung (Teilrevision)
- CO₂-Verordnung (Teilrevision)
- Verordnung über den Herkunftsnachweis und die Stromerkennung
- Zusammengefasst die übrigen Verordnungen

Innerhalb der Verordnungen sind die Bemerkungen nach den Nummern der Artikel aufgelistet und entsprechen damit nicht einer Priorisierung, die von der Reihenfolge abhängig ist.

Energieverordnung

Eigenverbrauch

Die Regelungen, welche den Eigenverbrauch von selber produziertem Strom ermöglichen, sind durchaus positiv zu bewerten. Weiter sind auch die neuen Möglichkeiten begrüssenswert, dass sich mehrere Endverbraucher für die Nutzung von vor Ort produziertem Strom zusammenschliessen. Vor allem in Kombination mit intelligenten Mess- und Regelsystemen ist ein bedeutender Effizienzgewinn zu erwarten.

Bei der Prüfung der Umsetzungspläne (in Energieverordnung und Stromversorgungsverordnung) ist allerdings aufgefallen, dass in der Organisation und Regelung des Eigenverbrauchs ein grosses Konfliktpotenzial zu finden ist. Wir bitten Sie deshalb, dass grösstes Augenmerk auf sehr klare Regelungen gelegt wird.

In Bezug auf die Aufteilung der Kosten schlagen wir folgende Änderung vor:

Art. 11 Anschlussbedingungen

Abs. 1

Verordnungstext	Vorschlag neuer Text
<p>Die Produzentinnen und Produzenten von Energie nach Art. 15 EnG und die Netzbetreiber legen die Anschlussbedingungen vertraglich fest. Sie regeln insbesondere:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. die Anschlusskosten; b. die maximale Einspeisung; c. ob ein Teil der produzierten Energie nach den Artikeln 16 und 17 EnG am Ort der Produktion verbraucht wird. 	<p>Die Produzentinnen und Produzenten von Energie nach Art. 15 EnG und die Netzbetreiber legen die Anschlussbedingungen vertraglich fest. Sie regeln insbesondere:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. Die Anschlusskosten; a.^{bis} die Anschlusskosten werden zwischen Netzbetreiber und Produzent aufgeteilt, wobei der Produzent max. 50% der Kosten zu tragen hat; b. Die maximale Einspeisung; c. ob ein Teil der produzierten Energie nach den Artikeln 16 und 17 EnG am Ort der Produktion verbraucht wird.

Abs. 3

Der Netzanschlusspunkt gibt erfahrungsgemäss immer wieder zu Diskussionen Anlass. Dieser sollte in der Verordnung definiert werden. Dabei könnte auf die von der ElcCom in der Weisung 2/2015 abgestellt werden.

Art. 12 Abzunehmende und zu vergütende Energie

Abs. 4

Bei Eigenverbrauch soll ausschliesslich die ins Netz eingespeiste Energie (Überschussproduktion) gemessen werden und demzufolge dürfen nur diese Messdienstleistungskosten dem Produzenten übertragen werden.

Was die Bedingungen für den Zusammenschluss betrifft, schlagen wir folgende Änderung vor:

Art. 16 Voraussetzung für den Zusammenschluss zum Eigenverbrauch

Verordnungstext	Vorschlag neuer Text
Der Zusammenschluss zum Eigenverbrauch ist zulässig, sofern die Produktionsleitung der Anlage bei mindestens 10 Prozent der maximalen Netzanschlusskapazität liegt	Text streichen

Es ist davon auszugehen, dass die Mitwirkung in einem Zusammenschluss zum Eigenverbrauch freiwillig ist. Unter dieser Annahme ist die Vorgabe von Preisobergrenzen ein unzulässiger Eingriff in den Markt und mit der verfassungsmässig garantierten Wirtschaftsfreiheit nicht zu vereinbaren. Daher regen wir folgende Änderung an:

Art. 17 Zusammenschluss mit Mieterinnen und Mietern und Pächterinnen und Pächter

Abs. 1

Verordnungstext	Vorschlag neuer Text
Gehören einem Zusammenschluss zum Eigenverbrauch Mieterinnen und Mieter und Pächterinnen und Pächter an, so entsprechen die Elektrizitätskosten je anteilmässig den Gestehungskosten der Elektrizität aus der Eigenverbrauchsanlage sowie den Kosten für die aus dem Verteilnetz bezogene Elektrizität.	Text streichen

Wettbewerblichen Ausschreibungen für Effizienzmassnahmen

Die Möglichkeit, dass bis zu einem gewissen Grad neu auch Programme für Effizienzmassnahmen der Elektrizitätsproduktion teilnehmen können, sofern sie die grundsätzlichen Teilnahmebedingungen erfüllen.

Netzzuschlag, Erhebung und Verwendung

Zu den zentralen Zielen der ES 2050 gehören die erhöhte Versorgungssicherheit mit inländisch produziertem Strom und der Weggang von fossilen Energien hin zu erneuerbaren Energien. Es ist angebracht, die zur Verfügung stehenden Mittel entsprechend dieser Ziele zu verteilen. Dies bedeutet, dass speziell diejenigen Anlagen begünstigt werden sollen, die über ihre Flexibilität einen Mehrwert leisten zu einer sicheren Stromversorgung, oder aber positive Nebeneffekte für Klima und Menschen mit sich bringen. könnte Ein angepasster Artikel in der Verordnung könnte folgendermassen lauten:

Art. 38

Verordnungstext	Vorschlag neuer Text
<p>Abs. 1</p> <p>Die Zuteilung der verfügbaren Mittel richtet sich nach dem Mittelbedarf und den Vollzugskosten der einzelnen Verwendungen, den anteilmässigen Kosten für die Rückerstattung des Netzzuschlags nach Artikel 39 EnG, der Gesamtliquidität des Netzzuschlagsfonds sowie dem Beitrag, den die einzelnen Verwendungen zur Verwirklichung des Gesetzeszwecks und zur Erreichung der Richtwerte gemäss den Artikeln 2 und 3 EnG leisten.</p>	<p>Abs. 1</p> <p>Die Zuteilung der verfügbaren Mittel richtet sich nach dem Mittelbedarf und den Vollzugskosten der einzelnen Verwendungen, den anteilmässigen Kosten für die Rückerstattung des Netzzuschlags nach Artikel 39 EnG, der Gesamtliquidität des Netzzuschlagsfonds sowie dem Beitrag, den die einzelnen Verwendungen zur Verwirklichung des Gesetzeszwecks und zur Erreichung der Richtwerte gemäss den Artikeln 2 und 3 EnG leisten.</p> <p>Abs 1^{bis}</p> <p><i>Bei der Definition des Verteilschlüssels werden Anlagen speziell begünstigt, welche positive Nebeneffekte (Flexibilität in der Stromproduktion) für die Allgemeinheit beitragen.</i></p>

Landwirtschaftsbonus

Wir gehen davon aus, dass der Landwirtschaftsbonus weiterhin bestehen bleibt und allenfalls auch erhöht wird, so dass mehr landwirtschaftliche Biogasanlagen rentabler werden und damit das vorhandene Potenzial ausgeschöpft werden kann.

Raumplanung und Zusammenhang mit Ausbau erneuerbarer Energien

Die Umsetzung der Energiestrategie 2050 sieht vor, dass der Ausbau von Installationen erneuerbarer Energien zukünftig von nationalem Interesse ist. In diesem Zusammenhang möchten wir anmerken, dass den Landwirtinnen und Landwirten die Möglichkeit gegeben sein muss, ihre Produktion weiterhin in derselben Qualität weiter zu führen.

Wir fordern, dass bei möglichen Enteignungen das entsprechende Land auf Basis des Marktwertes entschädigt werden muss. Im Rahmen der Abwägungen über die Abgeltung müssen die gesamtbetrieblichen Nachteile des Eingriffs berücksichtigt werden. Ausserdem dürfen Kompensationsmassnahmen im Zusammenhang mit dem Bau von Anlagen erneuerbarer Energien keinesfalls auf Kulturland umgesetzt werden.

Sollten Infrastrukturanlagen für die Erschliessung des Anlagen-Standortes gebaut werden, so muss dies in Koordination mit den Bedürfnissen des landwirtschaftlichen Bewirtschafters und nicht auf seine Kosten gemacht werden.

Zur Sicherstellung einer angemessenen Entschädigung schlagen wir folgende Ergänzung im Kap. 3, 1. Abschnitt vor:

3. Kapitel: Raumplanung im Zusammenhang mit dem Ausbau erneuerbarer Energien

1. Abschnitt

Art 11. (EnV) Angemessene Entschädigungen und Schutz des Kulturlandes (neuer Artikel)

Verordnungstext	Vorschlag neuer Text
	<p>Art 11. (EnV) Angemessene Entschädigungen und Schutz des Kulturlandes:</p> <p>¹ <i>bei Enteignungen aufgrund des Baus erneuerbarer Energien wird der Eigentümer für den Verlust des entsprechenden Landes auf Basis des Marktwertes entschädigt.</i></p> <p>² <i>Kompensationsmassnahmen im Zusammenhang mit dem Bau von Anlagen erneuerbarer Energien dürfen keinesfalls auf Kulturland umgesetzt werden.</i></p>

Wichtig ist, dass die Bauernfamilien jederzeit und auch in Zukunft die Möglichkeit haben, ihren Betrieb unter Einbezug neuer Technologien (auch Drohnen) betriebswirtschaftlich effizient zu bewirtschaften.

Förderung

Wir begrüßen die Möglichkeiten, die bestehen Massnahmen gezielt zu fördern, die einer verbesserten Energieeffizienz zuträglich sind. Gute Pilotprojekte und Demonstrationsanlagen, die Aus – und Weiterbildung, sowie Information und Beratung sind wichtig für eine gute Verankerung des Energieeffizienz-Gedankens in der Bevölkerung. Momentan sind verschiedene Initiativen bereits in der Umsetzung, oder in der Pipeline, die Energieeffizienz und Klimaschutz in der Landwirtschaft verbessern sollen (Verbreitung, Verankerung und weitere Entwicklung des Energie- und Klimachecks von AgroCleanTech, Aufbau einer Energieberatung in der Landwirtschaft in der Romandie, etc.). Über eine Förderung werden diese bald weiterverbreitet und umgesetzt sein oder in Gang kommen können. Weiter ist es wichtig, dass die Landwirte für die Organisation von Zusammenschlüssen für einen Eigenverbrauch Beratungen bekommen können.

Es ist uns deshalb unumgänglich, dass die Förderung auch für Projekte aus der Landwirtschaft zugänglich ist. Falls dies nicht ohnehin im ursprünglichen Text so gemeint ist, schlagen wir folgende Anpassung vor:

Art. 54 Information und Beratung

Abs. 1

Verordnungstext	Vorschlag neuer Text
<p>Der Bund kann die Kantone, Gemeinden und privaten Organisationen namentlich unterstützen:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. bei der Veröffentlichung und Dokumentationen; b. bei Medienbeiträgen; c. bei der Durchführung von Ausstellungen, Veranstaltungen und Wettbewerben; d. beim Einsatz von digitalen Medien für die Information und Beratung e. beim Aufbau von Beratungsangeboten f. bei der Durchfügung von Beratungen <p>Die Umsetzung dieser Tätigkeiten setzt voraus, dass sie der Energiepolitik von Bund und Kantonen entsprechen.</p>	<p>Der Bund kann die Kantone, Gemeinden und privaten Organisationen namentlich unterstützen:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. bei der Veröffentlichung und Dokumentationen; b. bei Medienbeiträgen; c. bei der Durchführung von Ausstellungen, Veranstaltungen und Wettbewerben; d. beim Einsatz von digitalen Medien für die Information und Beratung e. beim Aufbau von Beratungsangeboten, insbesondere auch in der Landwirtschaft f. bei der Durchfügung von Beratungen, insbesondere auch in der Landwirtschaft <p>Die Umsetzung dieser Tätigkeiten setzt voraus, dass sie der Energiepolitik von Bund und Kantonen entsprechen.</p>

Energieförderungsverordnung

Einspeisevergütungssystem (EVS)

Wir begrüssen, dass das System der kostendeckenden Einspeisevergütung neu in ein Einspeisevergütungssystem mit Direktvermarktung weiterentwickelt wird. Die Anlagen können so in den Markt eingeführt werden. Ausserdem sind wir zugunsten einer Begrenzung der Kosten damit einverstanden, dass die Förderung über das Einspeisevergütungssystem befristet ist

Gleichzeitig bedauern wir, dass die vorhandenen Mittel nicht ausreichen, um die Vergütung auf demselben Niveau zu halten und dass fortan gesamthaft über die Jahre gerechnet nur noch 80% des bisherigen Betrages ausbezahlt wird.

Weiter haben wir Bedenken bezüglich der Lösung, dass Anlagen ab einem bestimmten Zeitpunkt (2013) in ein neues System (Einspeiseprämie und Direktvermarktung) aufgenommen werden, während die alten Anlagen nach dem herkömmlichen System (der KEV) bewirtschaftet werden. Wir nehmen an, dass der administrative Aufwand für die Aufrechterhaltung dieser zwei Systeme beim Bund enorm gross ist. Wir möchten daher anregen, dass bei der Umsetzung darauf geachtet wird, dies so zu tun, dass der administrative Aufwand in Grenzen gehalten werden kann.

Datenschutz

Das Recht der Vollzugsstelle und des BFE, jederzeit Einsicht in die Betriebsdaten eines Anlagenbetreibers erhalten zu dürfen, steht im Gegensatz zu einem strengen Datenschutz. Für die Wahrnehmung der Kontrolltätigkeit sind zum Beispiel betriebswirtschaftliche Zahlen nicht erforderlich. Mit der vorliegenden Regelung unterliegen aber sämtliche Daten der Herausgabepflicht. Das geht eindeutig zu weit und ist für die Ausübung der Kontrollfunktion nicht erforderlich. Der Verordnungstext im Artikel, wo dieses Recht festgeschrieben ist, sollte gestrichen werden. Folgender Ersatz kann stattdessen in der Verordnung stehen:

Art. 6 Betriebsdaten

Abs. 1

Verordnungstext	Vorschlag neuer Text
Der Betreiber einer Anlage, für die er eine Einspeisevergütung nach geltendem Recht oder einem früheren Recht oder eine Mehrkostenfinanzierung nach einem früheren Recht erhält, hat, auf Verlangen, dem BFE und der Vollzugsstelle Einsicht in die Betriebsdaten der Anlage zu gewähren.	<i>In Ausnahmefällen, wo dies unbedingt nötig ist, hat der Betreiber einer Anlage, für die er eine Einspeisevergütung nach geltendem Recht oder einem früheren Recht oder eine Mehrkostenfinanzierung nach einem früheren Recht erhält, auf Verlangen, dem BFE und der Vollzugsstelle Einsicht in diejenigen Daten der Anlage zu gewähren, die für die Ausübung der Kontroll- und Aufsichtsfunktion nach diesem Gesetz erforderlich sind.</i>

Direktvermarktung

Wie unter Kapitel Einspeisevergütung bemerkt, begrüssen wir, dass die erneuerbaren Energien ergänzend zu einer kostendeckenden Einspeiseprämie über eine Direktvermarktung langsam in den Markt eingeführt werden. Ausserdem besteht aus einer optimistischen Perspektive die Möglichkeit für Anlagenbetreiber, den Strom für einen höheren Preis als im System des Referenz-Marktpreises zu verkaufen und damit höhere Einnahmen zu generieren.

Wir sehen allerdings ein Problem in der Regelung, dass eine Rückkehr zum Referenz-Marktsystem ausgeschlossen werden soll für Produzenten, die einmal in die Direktvermarktung gewechselt haben, zumal nicht alle Anlagenbetreiber wechseln müssen. Wird eine Rückkehr untersagt, so werden sehr wenige der Anlagebetreiber, die wählen können, auch den Schritt ins Direktvermarktungssystem wagen. Verschiedene Regelungen sind konsequenterweise auch auf die Vermarkter auszudehnen (Art. 30 und 31). Wir schlagen folgende Änderung vor:

Art 15

Abs. 3

Verordnungstext	Vorschlag neuer Text
Sämtliche Betreiber können jederzeit unter Einhaltung einer Meldefrist von drei Monaten auf ein Quartalsende hin in die Direktvermarktung wechseln. Die Rückkehr zur Einspeisung zum Referenz-Marktpreis ist ausgeschlossen.	Sämtliche Betreiber können jederzeit unter Einhaltung einer Meldefrist von drei Monaten auf ein Quartalsende hin in die Direktvermarktung wechseln. Die Produzenten können nach Übertritt in die Direktvermarktung wieder zum Marktreferenzpreissystem wechseln. Nach zwei Jahren ist die Rückkehr zur Einspeisung zum Referenz-Marktpreis ausgeschlossen. Alternativ 1: Die Produzenten in der Direktvermarktung können unter Einhaltung einer Meldefrist von drei Monaten wieder zum Marktreferenzpreissystem wechseln. Alternativ 2: Die Rückkehr zur Einspeisung zum Referenz-Marktpreis ist möglich.

Abbaureihenfolge der Warteliste

Art. 21

Abs. 2

Der VTL bevorzugt Variante B. Durch diese Variante ist gewährleistet, dass diejenigen Anlagenplaner, welche früh angemeldet haben und schon länger auf der Warteliste sind, am EVS teilnehmen, bzw. die Einmalvergütung bekommen. Diese Variante entspricht dem ursprünglichen Recht.

Gesuchsverfahren

In Projekten kommt es immer wieder zu Verzögerungen aus Gründen, die sich der Projektinhaber nicht zuzuschreiben hat. Mit den vorgeschlagenen Regelungen muss er dafür trotzdem die Konsequenzen tragen. Hier schlagen wir eine fairere Lösung vor:

Art 24

Abs. 5

Verordnungstext	Vorschlag neuer Text
Sie muss die vollständige Inbetriebnahmemeldung spätestens einen Monat nach der Inbetriebnahme einreichen. Hält sie diese Frist nicht ein, so hat sie bis zum Nachreichen der Meldung nur Anspruch auf Vergütung des Referenz-Marktpreises.	Sie muss die vollständige Inbetriebnahmemeldung spätestens einen Monat nach der Inbetriebnahme einreichen. Hält sie diese Frist nicht ein, so hat sie bis zum Nachreichen der Meldung nur Anspruch auf Vergütung des Referenz-Marktpreises. Falls eine verspätete Einreichung verursacht aus Gründen, die der Anlagenbetreiber nicht beeinflussen kann, wird die Einspeisevergütung nachträglich durch die Vollzugsstelle nachbezahlt.

Die Regelung von Art. 26 Abs. 2 ist zu absolut. Hier schlagen wir folgendes vor:

Art 26

Abs. 2

Verordnungstext	Vorschlag neuer Text
Eine erneute Teilnahme am Einspeisevergütungssystem ist ausgeschlossen.	Eine erneute Teilnahme am Einspeisevergütungssystem ist möglich ausgeschlossen. Hierfür muss eine Neuanmeldung erfolgen.

Art. 27 Abs. 5 sieht eine massive Verschlechterung zu heute vor. Wir schlagen daher vor, die heutige Regelung beizubehalten:

Art 27

Abs. 5

Verordnungstext	Vorschlag neuer Text
Die Vergütung wird bis und mit dem vollen Monat ausbezahlt, in dem die Vergütungsdauer ausläuft.	Die Vergütung wird bis und mit dem vollen Kalenderjahr ausbezahlt , in dem die Vergütungsdauer ausläuft.

Einmalvergütung

Die vorhandenen Mittel aus dem KEV – Topf sind beschränkt. Gleichzeitig besteht das Ziel, möglichst viele Projekte der Warteliste umsetzen zu können. Hierfür ist die Anwendung des Instruments Einmalvergütung für PV-Anlagen mit einer Leistung bis 100 kWp aus gesamtwirtschaftlicher Sicht angebracht.

Leider lohnt es sich für einige Projektinitianten aus betriebswirtschaftlicher Sicht immer weniger, ihr Projekt auch wirklich umzusetzen, weil die Einnahmen aus der direkten Vermarktung des Stromes am Markt zusammen mit der Einmalvergütung aufgrund der sehr tiefen Strompreise in gewissen Fällen nur knapp kostendeckend, oder sogar negativ sind.

Art. 45 Gesuch

Abs. 1

Verordnungstext	Vorschlag neuer Text
Das Gesuch um Einmalvergütung für kleine Photovoltaikanlagen ist nach Inbetriebnahme der Anlage bei der Vollzugsstelle einzureihen.	Das Gesuch um Einmalvergütung für kleine Photovoltaikanlagen ist der Vollzugsstelle einzureichen, wenn eine rechtskräftige Baubewilligung vorliegt oder, sofern für ein Projekt keine Baubewilligung erforderlich ist, die Baureife des Projekts nachgewiesen ist.

Bilanzgruppe und Netzbetriebe

Im Hinblick auf die Ausgestaltung der Regelungen der Direktvermarktung ist zu beachten, dass ein Risiko von Machtungleichheit und möglichen Abhängigkeiten zwischen grossen Netzbetreibern und kleinen Produzenten besteht. Bei den Vorgaben zu den privatrechtlich zu regelnden Verhältnissen zwischen Produzent und Direktvermarkter ist besonderes Augenmerk darauf zu richten, dass es zu Machtgefällen kommen kann, die sich eine Seite zum Vorteil machen kann.

Art. 31

Abs. 1

Verordnungstext	Vorschlag neuer Text
Trifft ein Betreiber, der zum Referenz-Marktpreis einspeist und dessen Anlage über eine Lastgangmessung oder ein intelligentes Messsystem verfügt, über die Abnahme seiner Produktion keine Vereinbarung mit einer Bilanzgruppe, so wird die Anlage der Bilanzgruppe des Netzbetreibers am Standort der Anlage zugeordnet.	Trifft ein Betreiber, der zum Referenz-Marktpreis einspeist und dessen Anlage über eine Lastgangmessung oder ein intelligentes Messsystem verfügt, über die Abnahme seiner Produktion keine Vereinbarung mit einem Direktvermarkter , so wird die Anlage der Bilanzgruppe des Netzbetreibers am Standort der Anlage zugeordnet.

Weiter ist allen Produzenten, unabhängig von der Anlagengrösse eine angemessene Übergangsfrist zu gewährleisten. Insbesondere Anlagenbetreiber, die für die Direktvermarktung noch eine Bilanzgruppe, oder einen Direktvermarkter suchen müssen, brauchen etwas mehr Zeit als die paar Monate zwischen Herbst 2017 und dem 1.1.2018 um dies zu tun. Eine Harmonisierung der Fristen macht aus unserer Sicht mehr Sinn, wir schlagen daher folgende Änderung vor:

Art. 109 Übergangsbestimmungen zur Direktvermarktung

Abs. 1 und 2

Verordnungstext	Vorschlag neuer Text
<p>Abs. 1</p> <p>Von der Pflicht zur Direktvermarktung ausgenommen sind Betreiber von Neuanlagen mit einer Leistung:</p> <p>a. von weniger als 500 kW in den ersten zwei Jahren nach Inkrafttreten dieser Verordnung;</p> <p>b. ab 500 kW im ersten Jahr nach Inkrafttreten dieser Verordnung.</p>	<p>Von der Pflicht zur Direktvermarktung ausgenommen sind Betreiber von Neuanlagen mit einer Leistung:</p> <p>a. von weniger als 500 kW ab Inbetriebnahme nach Inkrafttreten dieser Verordnung;</p> <p>b. ab 500 kW im ersten Jahr bis Ende Juni 2018 nach Inkrafttreten dieser Verordnung.</p>
<p>Abs. 2</p> <p>Von der Pflicht zur Direktvermarktung ausgenommen sind zudem Betreiber von Anlagen nach Artikel 15 Absatz 2 im ersten Jahr ab Inkrafttreten dieser Verordnung.</p>	<p>c. Die Anlagenbetreiber haben bis Ende Juni 2018 Zeit sich zu entscheiden, ob sie in die Bilanzgruppe des einspeisenden Netzbetreibers wollen oder zu einem Direktvermarkter oder in eine andere Bilanzgruppe wechseln wollen.</p>

Stromversorgungsverordnung

Eigenverbrauch und Installation intelligenter Mess- und Regelsysteme

Wir begrünnen die besseren Möglichkeiten des Eigenverbrauchs, die mit den Neuerungen in der Stromversorgungsverordnung einhergehen. Die obligatorische Einführung von intelligenten Messsystemen, sowie von intelligenten Steuer – und Regelsystemen, die auch Speicher abdecken ermöglicht Endverbrauchern, die gleichzeitig Stromproduzenten sind, ihren Verbrauch und Bezug flexibler zu gestalten. Mitunter kann so auch der Bezug aus dem Netz reduziert werden, womit auch die Kosten für den Stromkonsum limitiert werden können.

Aus dem Bericht zu den Änderungen der Stromversorgungsverordnung geht hervor, dass sich der volkswirtschaftliche Nutzen aufgrund des Einsatzes von intelligenten Regelsystemen erfreulicherweise und der damit verbundenen Effizienzsteigerung auf 500 bis 900 Mio. CHF beläuft (S.5). Nun stellt sich uns die Frage, wer denn die Investitionen für die entsprechenden Systeme in welchem Masse trägt. Aus unserer Sicht muss das Finanzierungssystem für die Bereitstellung der intelligenten Mess- und Regelsysteme unbedingt so ausgestaltet werden, dass auch kleine Produzenten sich diese ohne Probleme leisten können. Ansonsten würde ein grosser Teil der Effizienzsteigerung wieder hinfällig. Ganz allgemein ist bei dieser Neuerung auch darauf zu achten, dass der damit verbundene administrative Aufwand möglichst gering gehalten wird.

Allerdings ist in Art. 3a Abs. 2 ein Mechanismus eingebaut, der die Eigenverbrauchslösung verhindert anstatt fördert. Konkret geht es um die (anteilmässige) Abgeltung der verbleibenden Kapitalkosten von Verteilnetzen.

Wir schlagen Ihnen hier folgende Änderungen vor:

Art. 3a Netzanschluss bei Zusammenschlüssen zum Eigenverbrauch

Abs. 2

Verordnungstext	Vorschlag neuer Text
Werden im Zusammenhang mit dem Zusammenschluss zum Eigenverbrauch bestehende Anschlussanlagen nicht mehr genutzt, so werden deren verbleibende Kapitalkosten vom Zusammenschluss abgegolten. Werden bestehende Anschlussanlagen nur noch teilweise genutzt, so gilt eine anteilmässige Abgeltungspflicht.	<i>Streichen</i>

CO₂-Verordnung

Emissionsziele für Personenwagen, Lieferwagen und leichte Sattelschlepper

Wir unterstützen die Emissionsziele für Personenwagen, Lieferwagen und leichte Sattelschlepper und die damit verbundenen Anpassungen, sofern die Anpassungen im Gleichschritt mit den Anpassungen der Regelungen in der EU erfolgen. Zu beachten ist, dass die Bevölkerung in den Randregionen, die auf Autos angewiesen sind, nicht benachteiligt werden. Wir gehen davon aus, dass von dieser Änderung v.a. Hersteller der entsprechenden Fahrzeuge betroffen sind und diese die Ziele durch technische Innovation erreichen. Die Preise für die Konsumenten sollten in diesem Zusammenhang für den Endkunden nicht ansteigen.

Gebäudeprogramm

Im Rahmen des ersten Massnahmenpakets der Energiestrategie 2050 ist vorgesehen, dass das Gebäudeprogramm ausgebaut wird, respektive, dass dafür mehr Mittel zur Verfügung stehen. Wir begrüssen die zusätzlichen Möglichkeiten für Sanierungen und auch die damit einhergehenden Steuererleichterungen, die neu auch einen Anreiz schaffen für Gesamtsanierungen.

Aus der Potenzialstudie „Ressourcen – und Klimaeffizienz in der Landwirtschaft“ von AgroCleanTech geht hervor, dass eine der wirksamsten Massnahmen, um die Emission von Treibhausgasemissionen zu reduzieren in der Gebäudesanierung zu finden ist. Ein Teil dieser Gebäude sind die Ökonomiegebäude auf den Betrieben (z.B. Schweineställe und Geflügelhallen), über deren Sanierung ein beachtliches Potenzial von Emissionseinsparungen genutzt werden könnte. Es ist deshalb für uns unerklärbar, weshalb landwirtschaftliche Ökonomiegebäude bis anhin für die Förderung der Sanierung im Rahmen des Förderprogramms nicht vorgesehen sind. Wir fordern dringend, dass im Rahmen der Energie – und Klimapolitik rasch eine Lösung gefunden wird, um diese Lücke zu schliessen. Die Anpassung der Energie- und sowie der CO₂-Verordnung im Zuge der Umsetzung der Energiestrategie 2050 bietet dazu eine Gelegenheit.

Um die Kantone dazu zu bewegen, zukünftig auch landwirtschaftliche Ökonomiegebäude ins den Förderbereich ihrer Förderungen aufzunehmen und damit die entsprechenden CO₂-Emissionen einzusparen, schlagen wir folgende Änderung der Verordnung vor:

Art. 104 Globalbeitragsberechtigung

Abs. 1

Verordnungstext	Vorschlag neuer Text
<p>Der Bund gewährt den Kantonen Globalbeiträge nach Artikel 34 des CO₂-Gesetzes für die Förderung von Massnahmen zur langfristigen Verminderung der CO₂-Emissionen bei Gebäuden, wenn:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. die Anforderungen nach den Artikeln 57-62 der Energieverordnung vom ...24 (EnV) eingehalten sind. b. mit den Massnahmen wirksam CO₂-Emissionen vermindert werden; und c. die Massnahmen kantonsübergreifend harmonisiert umgesetzt werden. 	<p>Der Bund gewährt den Kantonen Globalbeiträge nach Artikel 34 des CO₂-Gesetzes für die Förderung von Massnahmen zur langfristigen Verminderung der CO₂-Emissionen bei Gebäuden, wenn:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. die Anforderungen nach den Artikeln 57-62 der Energieverordnung vom ...24 (EnV) eingehalten sind. b. mit den Massnahmen wirksam CO₂-Emissionen vermindert werden; c. die Massnahmen kantonsübergreifend harmonisiert umgesetzt werden; und d. die Kantone im Rahmen der Vergabe von Fördergeldern auch die Sanierung von landwirtschaftlichen Ökonomiegebäuden angemessen berücksichtigen.

Alternativ kann auch eingefordert werden, dass die Förderung der Sanierung von landwirtschaftlichen Ökonomiegebäuden ein fester Bestandteil der MuKen wird.

Weitere Anpassungen: CO₂-Kompensationsprogramme

Wir können die Empfehlungen der Eidgenössischen Finanzkontrolle (EFK) bezüglich des Instruments der CO₂-Kompensation, bzw. der CO₂-Kompensationsprogramme gut nachvollziehen. Mit der erhöhten Transparenz und der zusätzlichen Möglichkeit der Einsichtnahme in Unterlagen soll aber auf keinen Fall der Aufwand für die Projektanten von CO₂-Kompensationsprojekten wachsen. Ziel dieses Instrumentes ist es schliesslich, möglichst viel CO₂ – Emissionen einzusparen. Und dies geschieht nur, wenn auch CO₂-Reduktionsprojekte umgesetzt werden. Die Formellen Kriterien sollten in Anbetracht des Zieles und zugunsten desselben sekundäre Priorität haben.

Verordnung des UVEK über den Herkunftsnachweis und die Stromkennzeichnung (HKSV)

Der neuen Verordnung über den Herkunftsnachweis und die Stromkennzeichnung (HKSV) ist zu entnehmen, dass Betreiber von Anlagen jegliche Änderung der Anlagedaten unverzüglich zu melden hat. Anlagen, die im KEV – System gefördert werden, haben bereits jetzt eine Meldepflicht gegenüber Swissgrid. Eine doppelte Meldepflicht macht aus unserer Sicht keinen Sinn und führt zu einem Mehraufwand, der nicht gerechtfertigt ist. Mit dem Ziel, den Aufwand einzugrenzen und die Umsetzung der ES 2050 effizienter zu gestalten, machen wir folgenden Vorschlag:

Art. 2 Registrierung der Produktionsanlage

Abs. 4

Verordnungstext	Vorschlag neuer Text
Der Produzent muss der Vollzugsstelle jede Änderung der Anlagedaten der betreffenden Produktionsanlage unverzüglich melden.	Der Produzent muss der Vollzugsstelle jede Änderung der Anlagedaten der betreffenden Produktionsanlage unverzüglich melden. <i>Davon ausgenommen sind geförderte Anlagen, die aus dem Netzzuschlag (nach Art. 35 EnG) finanziert werden und damit ohnehin der Meldepflicht unterstehen.</i>

Bemerkungen zu den anderen Verordnungen des Verordnungspakets

Energieeffizienzverordnung: Wir begrüssen die weitere Verbesserung der Energieeffizienz über die Energieetikette (Verbesserung der Transparenz) und andere Instrumente. Positiv erachten wir auch den Umstand, dass die Regelungen der EU übernommen werden und damit auch der Handel mit der EU erleichtert wird. Wichtig erscheint uns in diesem Zusammenhang, dass die gemachten Angaben tatsächlich vertrauenswürdig sind und allfällig anfallende Mehrkosten nicht vollumfänglich auf die Konsumenten abgewälzt werden können.

Kernenergieverordnung: Wir unterstützen die Festschreibung in Gesetz und Verordnung, dass keine Baubewilligungen für neue Kernkraftwerke mehr erteilt werden. Damit kann ein wesentlicher Beitrag geleistet werden zu einer risikofreieren Stromversorgung in der Schweiz

Schlussbemerkungen/Zusammenfassung

Aus Sicht des VTL ist zentral, dass die Gesetzesänderungen der Energiestrategie 2050 über die Verordnungen so umgesetzt werden, dass es sich auch für kleinere und mittlere Produzenten lohnt, Strom, Wärme und Gas aus erneuerbaren Energien bereit zu stellen. Hierzu gehört eine angemessene Vergütung, ob im Rahmen von EVS, der Einmalvergütung oder von Investitionsbeiträgen, so dass möglichst viele Anlagen realisiert werden können, die für den jeweiligen Betreiber rentabel sind.

Aufgrund der Einführung von intelligenten Mess- und Regelsystemen dürfen keine zusätzlichen Kosten für die kleinen und mittleren Produzenten anfallen. Ausserdem muss beim Bau von Anlagen erneuerbarer Energien dem Kulturlandschutz Priorität beigemessen werden, mitunter auch im Zusammenhang mit der Umsetzung von ökologischen Kompensationsmassnahmen.

Als hohe Priorität fordern wir dringlich, die mit der Aufnahme von Ökonomiegebäuden ins Gebäudeprogramm zu prüfen und insbesondere auch den Nutzen des Reduktionspotenzials von Treibhausgasemissionen zu berücksichtigen.

Schliesslich sind für eine Verbesserung der Energieeffizienz (und eine verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien) in der Landwirtschaft Beratungsangebote, sowie Aus- und Weiterbildung zu diesen Themen an landwirtschaftlichen Schulen essentiell für die Verbreitung und Verankerung dieses Wissens. Es ist uns deshalb ein zentrales Anliegen, dass entsprechende Projekte in diesen Bereichen zukünftig noch verstärkt positiv begutachtet werden.

Wir bitten Sie um die Berücksichtigung unserer Anliegen und danken Ihnen nochmals für die Möglichkeit zur Stellungnahme.

Freundliche Grüsse

Verband Thurgauer Landwirtschaft



Schweizerische Eidgenossenschaft

Frau Doris Leuthard
Bundespräsidentin
Kochergasse 6
3003 Bern

Bern, 06. Mai 2017

Stellungnahme des vpod zur Umsetzung des ersten Massnahmenpakets zur Energiestrategie 2050

Sehr geehrte Frau Bundesrätin Leuthard
Sehr geehrte Damen und Herren

Wir danken für die Gelegenheit zur Stellungnahme, die wir gerne nutzen.

Der vpod unterstützt die Energiestrategie 2050 grundsätzlich. Er setzt sich dafür ein, dass das Ziel einer nachhaltigen und sicheren Energieversorgung erreicht werden kann. Eine Grundvoraussetzung für einen erfolgreichen Umstieg auf eine sichere und saubere Energieversorgung sieht der vpod in der Investition in die Aus- und Weiterbildung von Fachkräften und die Absicherung der Arbeitsbedingungen. Im Rahmen der vorliegenden Vernehmlassung erlauben wir uns, zu verschiedenen Vorschlägen auf Verordnungsebene aus der Sicht der Arbeitnehmenden Stellung zu nehmen:

Verordnung über die Förderung der Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Energien

Bisher in der EnV enthaltene sowie neue Regelungen betreffend die Verwendung der Mittel des Netzzuschlags für die Förderung der Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Energien werden neu in einer separaten Verordnung zusammengefasst. Dies betrifft das Einspeisevergütungssystem, die Einmalvergütung, Investitionsbeiträge und die Förderung bestehender Grosswasserkraftanlagen.

Mit Inkrafttreten des neuen EnG werden die Mittel zur Förderung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien erhöht. Aufgrund der nach wie vor grossen Nachfrage reichen diese aber nicht aus, um alle auf der Warteliste stehenden Photovoltaik-Projekte ins EVS aufzunehmen. Vor diesem Hintergrund sollen Kleinanlagen mit einer Leistung von weniger als 100 kW künftig nur noch die EIV in Anspruch nehmen können. Im Rahmen dieser Vernehmlassung werden zudem zwei Varianten zum Abbau der KEV-Warteliste vorgeschlagen.

- **Grundsätzliche Bemerkung:** Die Förderung der Photovoltaik muss grundsätzlich stärker ausfallen, ihre Potenziale müssen umfassend genutzt werden, der jährliche Zubau muss wachsen. Um dies zu ermöglichen, ist Planungs- und Investitionssicherheit wichtig. Dazu gehören längere Vergütungsdauern, d.h. 20 statt 15 Jahre. Auch die Kürzung der Vergütungssätze um 20% werten wir kritisch. Schon die bisherigen Vergütungssätze waren knapp berechnet. Bestimmungen, welche die zügige Realisierung von Projekten bezwecken, begrünnen wir. Wir begrünnen auch die Ausweitung der Einmalvergütung auf Anlagen über 30 kW. Kritisch werten wir die *Verpflichtung* für Betreiber von Anlagen unter 100 kW auf der Warteliste, die EIV zu beziehen.

Marktprämie für Elektrizität aus Grosswasserkraftanlagen

Momentan sind die Preise im europäischen Stromhandel ausserordentlich tief. Die Preise sind derart eingebrochen, dass sie die Gestehungskosten der meisten schweizerischen Wasserkraftwerke nicht mehr decken. Da die Wasserkraft aber ein wichtiges Standbein der schweizerischen Stromversorgung ist, werden gemäss neuem EnG nicht nur neue Anlagen gefördert, sondern auch bereits bestehende Anlagen finanziell unterstützt. Demnach kann für denjenigen Strom aus Schweizer Grosswasserkraft (aus Anlagen mit einer Leistung von mehr als 10 MW), der am Markt unter den Gestehungskosten verkauft werden muss, eine Marktprämie beansprucht werden. Diese ist limitiert (1,0 Rp./kWh) und die insgesamt verfügbaren Mittel sind begrenzt. Die Massnahme ist auf fünf Jahre befristet (Art. 38 Abs. 2 EnG) und wird über den Netzzuschlag finanziert (Art. 35 Abs. 2 Bst. e EnG).

- **Der vpod weist darauf hin**, dass die auf fünf Jahre begrenzte Massnahme, im Falle eines sich nicht erholenden Preisniveaus im europäischen Stromhandel, wohl nicht ausreichen wird. Dies müsste zur Folge haben, dass entsprechende Folgemaassnahmen für die Unterstützung der Schweizer Grosswasserkraft frühzeitig angegangen werden.

Totalrevision der Energieverordnung

Neu soll die Nutzung erneuerbarer Energien und ihr Ausbau im nationalen Interesse liegen (Art. 12 EnG). Die Bedürfnisse der Energiegewinnung sind im Grundsatz anderen Interessen von nationaler Bedeutung gleichgestellt, insbesondere auch dem Schutzniveau, das Objekte im Bundesinventar der Landschaften und Naturdenkmäler von nationaler Bedeutung (BLN) geniessen. Dadurch kann im Einzelfall insbesondere zwischen der ungeschmälernten Erhaltung eines Schutzobjekts von nationaler Bedeutung und der Nutzung zur erneuerbaren Stromproduktion abgewogen werden. Das nationale Interesse wird aber auch die Interessenabwägung zwischen der erneuerbaren Stromproduktion und anderen Bundesinteressen (Landesverteidigung, Zivilluftfahrt, Gewässerschutz usw.) beeinflussen. Nach Artikel 12 Absatz 2 EnG explizit ausgeschlossen werden hingegen Neuanlagen in Biotopen von nationaler Bedeutung sowie in bestimmten Wasser- und Zugvogelreservaten.

Ob eine Anlage im nationalen Interesse liegt oder nicht, hat sich nach Artikel 12 EnG anhand der Grösse und der Bedeutung einer Anlage zu bestimmen. Die Grösse bezieht sich auf den Beitrag an die Elektrizitätsproduktion in der Schweiz. Von Bedeutung ist eine Anlage dann, wenn sie für die Energielandschaft Schweiz aus anderen Gründen als ihrer Brutto-Energieproduktion wichtig ist. Dies ist insbesondere dann der Fall, wenn eine Anlage zeitlich flexibel produzieren kann – sprich steuerbar ist – und das Netz nach Bedarf be- oder entlasten kann. Bei einer steuerbaren Anlage ist das nationale Interesse daher schon bei einem tieferen Schwellenwert für die Elektrizität

tätsproduktion gegeben als bei einer nicht steuerbaren Anlage. Bei Windenergieanlagen ist zusätzlich von Bedeutung, dass sie in der Schweiz zwei Drittel ihres Ertrags während der Wintermonate liefern.

- **Grundsätzliche Bemerkungen hierzu:** Die Vorgabe bezüglich Grenzwerte soll nicht zu einem Freipass werden für beliebige oder für eine grosse Zahl von Anlagen. Mit zu tiefen Schwellenwerten könnte aber genau das passieren. Es gilt aus ökologischer Sicht darauf hinzuwirken, dass die Grenzwerte in einer vertretbaren Grösse gehalten werden.

Teilrevision der Stromversorgungsverordnung

Der vpod legt grundsätzlich den grössten Wert auf den Datenschutz. Wir begrüssen es, dass die Rahmenbedingungen zur Erhebung und Bearbeitung der Daten intelligenter Mess-, Steuer- und Regelsysteme aufgrund der hohen Sensibilität der Daten nach Art. 8d so vorgesehen werden sollen, dass die Mess-, Steuer- und Regelsysteme den Schutz der Privatsphäre ermöglichen. Diesem Umstand muss mit aller Sorgfalt Rechnung getragen werden.

Da gemäss Verordnungsentwurf nur noch intelligente Messsysteme eingesetzt werden dürfen, muss dem Schutz vor Manipulationen und anderen Fremdeinwirkungen höchste Beachtung geschenkt werden (Stichwort Cybercrime). Dies umso mehr, als auch stromfremde Messdaten über das intelligente Messsystem verwaltet werden können.

Wir bitten Sie höflich um Berücksichtigung unserer Anliegen.

Mit freundlichen Grüssen

vpod Zentralsekretariat



Claudio Marrari
Zentralsekretär

Bundesamt für Energie
3003 Bern
Per E-Mail an: energiestrategie@bfe.admin.ch

Luzern, 5. Mai 2017

**Umsetzung des ersten Massnahmenpakets zur Energiestrategie 2050:
Vernehmlassungsverfahren zu den Änderungen auf Verordnungsstufe**

Sehr geehrte Frau Bundesrätin Leuthard
Sehr geehrte Damen und Herren

Wir bedanken uns für die Einladung, an der externen Vernehmlassung zum oben genannten Geschäft teilzunehmen. Als bürgerliche Dachorganisation des preisgünstigen Wohnungsbaus vertreten wir die Interessen von rund 400 angeschlossenen Wohnbauträgern.

Wie im erläuternden Bericht zur Totalrevision der Energieverordnung im Rahmen des ersten Massnahmenpakets zur Energiestrategie 2050 festgehalten, fallen in der Schweiz rund 40 Prozent des Energieverbrauchs und rund ein Drittel der CO₂-Emissionen im Gebäudebereich an. Aus diesem Grund sind Baugenossenschaften bei der kommenden Umsetzung der Energiestrategie 2050 wichtige Ansprechpartner.

Unsere Mitglieder gelten als Vorreiter in Sachen Innovation, Gebäudeunterhalt sowie Nachhaltigkeit. Sie sind ein Vorzeigebeispiel, dass der technische Fortschritt nicht primär durch Verbote und Regulatorien zu erreichen ist, sondern Innovationen aus eigenem Antrieb entstehen. Gute Rahmenbedingungen sowie entsprechende Anreize der öffentlichen Hand wirken dabei unterstützend.

I. Allgemeine Beurteilung

Aus den genannten Gründen unterstützen wir die Stossrichtung der Energiestrategie 2050 und befürworten die vorliegende Umsetzung des ersten Massnahmenpakets im Grundsatz. Insbesondere bringt das neue Energiegesetz gegenüber den geltenden Bestimmungen eine verstärkt marktorientierte Förderung der erneuerbaren Energien, was unseres Erachtens ein wichtiges Element der Energiestrategie 2050 darstellt.

Die vorliegenden Änderungen auf Verordnungsstufe betreffen im Kern neuen Verordnungen. Die Umsetzung der verschiedenen, mit diesen Verordnungen verbundenen, Themenbereiche und Aufgaben (Herkunftsnachweise, Förderungselemente und Investitionsbeiträge) erscheint uns bei der Umsetzung für die Investoren sehr aufwendig und in der Anwendung eher unübersichtlich. Daher sehen wir es als geboten, nochmals intensiv zu prüfen, ob eine Vereinfachung dieser eng zusammenhängenden Elemente möglich ist.

Da die Baugenossenschaften primär durch die Totalrevision der Stromförderungs-, der Energie- sowie der Energieförderungsverordnung betroffen sind, beschränken wir uns bei der vorliegenden Stellungnahme auf diese drei Elemente des ersten Massnahmenpakets zur Energiestrategie 2050.

II. Änderung der Energieförderungsverordnung (EnFV)

▪ **Einspeisevergütungssystem**

Mit dem neuen Energiegesetz wird die kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) in ein Einspeisevergütungssystem mit Direktvermarktung umgestaltet. Diesen Schritt zu einem marktorientierten Vergütungssystem wird begrüsst. Nichtsdestotrotz muss bei der Umsetzung dieses Systems darauf geachtet werden, dass die Eintrittsschwellen für Marktteilnehmer gering gehalten und die Bedürfnisse der Baugenossenschaften als Immobilienanbieter Berücksichtigung finden werden.

▪ **Vergütungsansätze und Vergütungsdauer**

Dass die Vergütungsansätze für Photovoltaikanlagen sich gemäss Art. 22 Abs. 1 EnG neu an den Gestehungskosten orientieren und die entsprechenden Vergütungsansätze um rund 20 Prozent gekürzt werden, ist zwar aus Sicht der Baugenossenschaften als Investoren nicht zu begrüssen, entspricht jedoch angesichts der beschränkten Fördermittel in Verbindung mit dem grossen Kreis an neuen Photovoltaikprojekten ein Gebot der Stunde.

▪ **Wahlrecht bei Photovoltaikanlagen**

Das neue Wahlrecht bzw. die neue Zuteilung von Photovoltaikprojekten bezüglich der Einmalvergütung EIV und der Einspeisevergütung EVS ist wie folgt aufgegliedert:

- Anlagen mit einer Leistung von weniger als 100 kW: EIV
- Anlagen mit einer Leistung von 100 kW bis 50 MW: Wahlrecht zwischen EIV und EVS
- Anlagen mit einer Leistung von mehr als 50 MW: EVS

Die neue Gliederung stellt eine Vereinfachung des Systems bzw. dessen Umsetzung dar und ist zu begrüßen. Insbesondere die hohe Leistungsobergrenze von 50 MW stellt sicher, dass sämtliche heute denkbaren Photovoltaikanlagen ein Wahlrecht zwischen dem EIV und dem EVS besitzen.

▪ **Abbau der EVS-Wartelisten gemäss Art. 21 EnFV**

Dass aufgrund der beschränkten Mittel und dem auslaufenden EVS per Ende 2022 die bestehende Warteliste für Photovoltaikanlagen nicht vollständig abgebaut werden können, gibt zu denken. Hier werden offensichtlich gesprochene Zusicherungen gebrochen. Nichtsdestotrotz sprechen wir uns bei den vorgeschlagenen Varianten zum Abbau der Warteliste für die in Abs. 2 vorgeschlagene Variante A aus. Dies aus Gründen der Investitionssicherheit, da die im Rahmen von realisierten Photovoltaikanlagen bereits getätigten Investitionen zu schützen sind. Im Jahr 2013 wurde bereits kommuniziert, dass die vorhandenen Mittel höchstwahrscheinlich nicht ausreichen werden, um alle Projekte auf der EVS-Warteliste zu bedienen. In diesem Sinne konnte für Projekte, welche ab 2013 angemeldet bzw. ab 2014 in Betrieb genommen wurden, bereits damit gerechnet werden, dass diese ausschliesslich durch die EIV zu vergütet sind.

III. Änderung der Energieverordnung (EnV)

▪ **Gebäudeprogramm**

Dass mit dem ersten Massnahmenpaket zur Energiestrategie 2050 mehr Mittel aus der CO₂-Abgabe für das Gebäudeprogramm zur Verfügung stehen werden, ist zu begrüßen. Zusammen mit den nachfolgend behandelten steuerlichen Anreizen im Gebäudebereich stellen diese Fördermittel einen wirksamen Hebel in Bezug auf die dringend notwendigen energetischen Investitionen sowie die sparsame und effiziente Energienutzung in Gebäuden dar.

▪ **Steuerliche Anreize im Gebäudebereich**

Dass zukünftig einerseits die Rückbaukosten für einen Ersatzneubau steuerlich abzugsfähig sind und diese andererseits zusammen mit den energetischen Investitionskosten neu in den zwei nachfolgenden Steuerperioden berücksichtigt werden können, ist zu begrüßen. Damit wird die steuerliche Attraktivität von Gesamtanierungen, gerade im Vergleich zu den heute steuerlich attraktiveren Teilsanierungen, stark gesteigert.

▪ **Eigenverbrauch**

Die Umsetzung der von der Praxis geforderten Möglichkeit des Zusammenschlusses von Personen in einer gewissen räumlichen Nähe zur Erzeugungsanlage zu einer Eigenverbrauchsgemeinschaft unter Einbezug des öffentlichen Stromnetzes ist zu begrüßen. Damit werden zukünftig neue intelligente Gebäudelösungen und dezentrale Energiespeicher gefördert und durch die neu möglichen Zusammenschlüsse auch vermehrt nachgefragt.

▪ **Zusammenschluss mit Mieterinnen und Mietern**

Dass der Zusammenschluss von Mietern zu einer Eigenverbrauchsgemeinschaft nun mit dem Art. 17 EnG geregelt ist, entspricht einem praktischen Bedürfnis und ist zu befürworten. Gerade bei Baugenossenschaften hat die Frage des Einbezugs von Mietern in die Verbrauchsgemeinschaft immer wieder zu offenen Fragen geführt. Es gibt in diesem Zusammenhang jedoch keinen Grund, weshalb Mieterinnen und Mieter, welche im Zeitpunkt des Zusammenschlusses bereits einen Mietvertrag für die betreffende Liegenschaft besitzen, sich dem Zusammenschluss vorbehaltlos entziehen können. Sofern die Stromkosten innerhalb des Zusammenschlusses nicht höher liegen als die tatsächlichen Kosten, besteht kein Grund, diese Mieter gegenüber Neumieter zu bevorzugen. In diesem Sinne ist zu überprüfen, ob diese Ungleichbehandlung mit der nächsten Gesetzesrevision zu beheben ist.

Zu begrüßen ist jedoch, dass gemäss Art. 17 Abs. 5 EnV die Grundeigentümer in ihrer Rolle als Versorger der am Eigenverbrauch teilnehmenden Mieter und Pächter und in Abweichung zu den Vorschriften der StromVV weder die internen Stromtarife veröffentlichen, noch eine Kostenträgerrechnung führen müssen. Dies reduziert in der Praxis den administrativen Aufwand der entsprechenden Eigenverbrauchsgemeinschaften markant.

Wir danken Ihnen für die Berücksichtigung unserer Anliegen und stehen bei Rückfragen gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüsse

WOHNEN SCHWEIZ-
Verband der Baugenossenschaften


Daniel Burri
Präsident


Hanspeter Käppeli
Geschäftsführer



Eidgenössisches Departement für Umwelt,
Verkehr, Energie und Kommunikation
Bundesamt für Energie
Abteilung Energieeffizienz und erneuerbare
Energien
CH-3003 Bern

Dübendorf, 2. Mai 2017

Umsetzung des ersten Massnahmenpakets zur Energiestrategie 2050: Vernehmlassungsverfahren

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin Leuthard
Sehr geehrte Damen und Herren

Mit Ihrem Schreiben vom 1. Februar 2017 laden Sie uns ein, zur oben genannten Vorlage Stellung zu nehmen. Für die uns gegebene Möglichkeit danken wir Ihnen bestens und sind gerne bereit, uns in dieser Angelegenheit vernehmen zu lassen.

Grundsätzliche Erwägungen

Die Schweizer Landwirtschaft kann über die Produktion von Strom aus erneuerbaren Energien einen beachtlichen Beitrag zur Energiewende leisten. Gemäss einer Studie von AgroCleanTech könnte die Landwirtschaft theoretisch bis im Jahr 2030 2'100 GWh/Jahr Strom aus erneuerbaren Energien produzieren, mindestens 1'200 GWh über Photovoltaik, und 420 GWh/Jahr in Biogasanlagen. Um dieses Potenzial auszuschöpfen, sind die Produzenten auf die Förderung im Rahmen eines Fördersystems angewiesen. Die Schweizer Landwirtschaft trägt aktuell vor allem über die Produktion von Strom aus Photovoltaik und Biogasanlagen, sowie Wärme aus Biogasanlagen bei zur Schweizer Energieversorgung. Gleichzeitig verfügt sie über Potenzial im Bereich der Energieeffizienz, welches aufgrund ungünstiger Rahmenbedingungen noch nicht genutzt werden kann. Wir nehmen deshalb in erster Linie Stellung zu den Änderungen, welche die Photovoltaik und Biogasanlagen betreffen, sowie zu Fragen der Energieeffizienz.

Unsere Antworten betreffen der Reihe nach die Änderungen in den folgenden Verordnungen:

- Energieverordnung (Totalrevision)
- Energieförderungsverordnung (neu)
- Stromversorgungsverordnung (Teilrevision)
- CO₂-Verordnung (Teilrevision)
- Verordnung über den Herkunftsnachweis und die Stromerkennung
- Zusammengefasst die übrigen Verordnungen

Innerhalb der Verordnungen sind die Bemerkungen nach den Nummern der Artikel aufgelistet und entsprechen damit nicht einer Priorisierung, die von der Reihenfolge abhängig ist.



Energieverordnung

Eigenverbrauch

Die Regelungen, welche den Eigenverbrauch von selber produziertem Strom ermöglichen, sind durchaus positiv zu bewerten. Weiter sind auch die neuen Möglichkeiten begrüssenswert, dass sich mehrere Endverbraucher für die Nutzung von vor Ort produziertem Strom zusammenschliessen. Vor allem in Kombination mit intelligenten Mess – und Regelsystemen ist ein bedeutender Effizienzgewinn zu erwarten.

Bei der Prüfung der Umsetzungspläne (in Energieverordnung und Stromversorgungsverordnung) ist allerdings aufgefallen, dass in der Organisation und Regelung des Eigenverbrauchs ein grosses Konfliktpotenzial zu finden ist. Wir bitten Sie deshalb, dass grösstes Augenmerk auf sehr klare Regelungen gelegt wird.

In Bezug auf die Aufteilung der Kosten schlagen wir folgende Änderung vor:

Art. 11 Anschlussbedingungen

Abs. 1

Verordnungstext	Vorschlag neuer Text
Die Produzentinnen und Produzenten von Energie nach Art. 15 EnG und die Netzbetreiber legen die Anschlussbedingungen vertraglich fest. Sie regeln insbesondere: a. die Anschlusskosten; b. die maximale Einspeisung; c. ob ein Teil der produzierten Energie nach den Artikeln 16 und 17 EnG am Ort der Produktion verbraucht wird.	Die Produzentinnen und Produzenten von Energie nach Art. 15 EnG und die Netzbetreiber legen die Anschlussbedingungen vertraglich fest. Sie regeln insbesondere: a. Die Anschlusskosten; a. bis die Anschlusskosten werden zwischen Netzbetreiber und Produzent aufgeteilt, wobei der Produzent max. 50% der Kosten zu tragen hat; b. Die maximale Einspeisung; c. ob ein Teil der produzierten Energie nach den Artikeln 16 und 17 EnG am Ort der Produktion verbraucht wird.



Abs. 3

Der Netzanschlusspunkt gibt erfahrungsgemäss immer wieder zu Diskussionen Anlass. Dieser sollte in der Verordnung definiert werden. Dabei könnte auf die von der ElcCom in der Weisung 2/2015 abgestellt werden.

Was die Bedingungen für den Zusammenschluss betrifft, schlagen wir folgende Änderung vor:

Art. 16 Voraussetzung für den Zusammenschluss zum Eigenverbrauch

Verordnungstext	Vorschlag neuer Text
Der Zusammenschluss zum Eigenverbrauch ist zulässig, sofern die Produktionsleistung der Anlage bei mindestens 10 Prozent der maximalen Netzanschlusskapazität liegt	Text streichen

Es ist davon auszugehen, dass die Mitwirkung in einem Zusammenschluss zum Eigenverbrauch freiwillig ist. Unter dieser Annahme ist die Vorgabe von Preisobergrenzen ein unzulässiger Eingriff in den Markt und mit der verfassungsmässig garantierten Wirtschaftsfreiheit nicht zu vereinbaren. Daher regen wir folgende Änderung an:

Art. 17 Zusammenschluss mit Mieterinnen und Mietern und Pächterinnen und Pächter

Abs. 1

Verordnungstext	Vorschlag neuer Text
Gehören einem Zusammenschluss zum Eigenverbrauch Mieterinnen und Mieter und Pächterinnen und Pächter an, so entsprechen die Elektrizitätskosten je anteilmässig den Gestehungskosten der Elektrizität aus der Eigenverbrauchsanlage sowie den Kosten für die ausdem Verteilnetz bezogene Elektrizität.	Text streichen

Wettbewerblichen Ausschreibungen für Effizienzmassnahmen

Die Möglichkeit, dass bis zu einem gewissen Grad neu auch Programme für Effizienzmassnahmen der Elektrizitätsproduktion teilnehmen können, sofern sie die grundsätzlichen Teilnahmebedingungen erfüllen.

Netzzuschlag, Erhebung und Verwendung

Zu den zentralen Zielen der ES 2050 gehören die erhöhte Versorgungssicherheit mit inländisch produziertem Strom und der Weggang von fossilen Energien hin zu erneuerbaren Energien. Es ist angebracht, die zur Verfügung stehenden Mittel entsprechend dieser Ziele zu verteilen. Dies bedeutet, dass speziell diejenigen Anlagen begünstigt werden sollen, die über ihre Flexibilität einen Mehrwert leisten zu einer sicheren Stromversorgung, oder aber positive Nebeneffekte für Klima und Menschen mit sich bringen. könnte Ein angepasster Artikel in der Verordnung könnte folgendermassen lauten:

Art. 38

Verordnungstext	Vorschlag neuer Text
<p>Abs. 1</p> <p>Die Zuteilung der verfügbaren Mittel richtet sich nach dem Mittelbedarf und den Vollzugskosten der einzelnen Verwendungen, den anteilmässigen Kosten für die Rückerstattung des Netzzuschlags nach Artikel 39 EnG, der Gesamtliquidität des Netzzuschlagsfonds sowie dem Beitrag, den die einzelnen Verwendungen zur Verwirklichung des Gesetzeszwecks und zur Erreichung der Richtwerte gemäss den Artikeln 2 und 3 EnG leisten.</p>	<p>Abs. 1</p> <p>Die Zuteilung der verfügbaren Mittel richtet sich nach dem Mittelbedarf und den Vollzugskosten der einzelnen Verwendungen, den anteilmässigen Kosten für die Rückerstattung des Netzzuschlags nach Artikel 39 EnG, der Gesamtliquidität des Netzzuschlagsfonds sowie dem Beitrag, den die einzelnen Verwendungen zur Verwirklichung des Gesetzeszwecks und zur Erreichung der Richtwerte gemäss den Artikeln 2 und 3 EnG leisten.</p> <p>Abs 1^{bis}</p> <p>Bei der Definition des Verteilschlüssels werden Anlagen speziell begünstigt, welche positive Nebeneffekte (Flexibilität in der Stromproduktion) für die Allgemeinheit beitragen.</p>

Landwirtschaftsbonus

Wir gehen davon aus, dass der Landwirtschaftsbonus weiterhin bestehen bleibt und allenfalls auch erhöht wird, so dass mehr landwirtschaftliche Biogasanlagen rentabler werden und damit das vorhandene Potenzial ausgeschöpft werden kann.



Raumplanung und Zusammenhang mit Ausbau erneuerbarer Energien

Die Umsetzung der Energiestrategie 2050 sieht vor, dass der Ausbau von Installationen erneuerbarer Energien zukünftig von nationalem Interesse ist. In diesem Zusammenhang möchten wir anmerken, dass den Landwirtinnen und Landwirten die Möglichkeit gegeben sein muss, ihre Produktion weiterhin in derselben Qualität weiter zu führen.

Wir fordern, dass bei möglichen Enteignungen das entsprechende Land auf Basis des Marktwertes entschädigt werden muss. Im Rahmen der Abwägungen über die Abgeltung müssen die gesamtbetrieblichen Nachteile des Eingriffs berücksichtigt werden. Ausserdem dürfen Kompensationsmassnahmen im Zusammenhang mit dem Bau von Anlagen erneuerbarer Energien keinesfalls auf Kulturland umgesetzt werden.

Sollten Infrastrukturanlagen für die Erschliessung des Anlagen-Standortes gebaut werden, so muss dies in Koordination mit den Bedürfnissen des landwirtschaftlichen Bewirtschafters und nicht auf seine Kosten gemacht werden.

Zur Sicherstellung einer angemessenen Entschädigung schlagen wir folgende Ergänzung im Kap. 3, 1. Abschnitt vor:

3. Kapitel: Raumplanung im Zusammenhang mit dem Ausbau erneuerbarer Energien
1. Abschnitt

Art 11. (EnV) Angemessene Entschädigungen und Schutz des Kulturlandes (neuer Artikel)

Verordnungstext	Vorschlag neuer Text
<p>¹Die Produzentinnen und Produzenten von Energie nach Artikel 15 EnG und die Netzbetreiber legen die Anschlussbedingungen vertraglich fest. Sie regeln insbesondere:</p> <ul style="list-style-type: none">a. die Anschlusskosten;b. die maximale Einspeiseleistung;c. ob ein Teil der produzierten Energie nach den Artikeln 16 und 17 EnG am Ort der Produktion verbraucht wird;d. die Vergütung. <p>²Die Produzentinnen und Produzenten sind verpflichtet, auf eigene Kosten Massnahmen zu ergreifen, um störende technische Einwirkungen auf den Netzanschlusspunkt zu vermeiden.</p>	



³ Ist Absatz 2 erfüllt, so sind die Netzbetreiber verpflichtet, die Energieerzeugungsanlage mit dem technisch und wirtschaftlich günstigsten Netzanschlusspunkt so zu verbinden, dass die Einspeisung und der Bezug von Energie sichergestellt sind. Die Produzentin oder der Produzent trägt die Kosten für die Erstellung der dazu notwendigen Erschliessungsleitungen bis zum Netzanschlusspunkt sowie allfällig notwendige Transformationskosten. Die Vergütung der Kosten für notwendige Netzverstärkungen richtet sich nach Artikel 22 Absatz 3 StromVV³.

Wichtig ist, dass die Bauernfamilien jederzeit und auch in Zukunft die Möglichkeit haben, ihren Betrieb unter Einbezug neuer Technologien (auch Drohnen) betriebswirtschaftlich effizient zu bewirtschaften.

Förderung

Wir begrüßen die Möglichkeiten, die bestehen Massnahmen gezielt zu fördern, die einer verbesserten Energieeffizienz zuträglich sind. Gute Pilotprojekte und Demonstrationsanlagen, die Aus – und Weiterbildung, sowie Information und Beratung sind wichtig für eine gute Verankerung des Energieeffizienz-Gedankens in der Bevölkerung. Momentan sind verschiedene Initiativen bereits in der Umsetzung, oder in der Pipeline, die Energieeffizienz und Klimaschutz in der Landwirtschaft verbessern sollen (Verbreitung, Verankerung und Weitere Entwicklung des Energie – und Klimachecks von AgroCleanTech, Aufbau einer Energieberatung in der Landwirtschaft in der Romandie, etc.). Über eine Förderung werden diese bald weiter verbreitet und umgesetzt sein oder in Gang kommen können. Weiter ist es wichtig, dass die Landwirte für die Organisation von Zusammenschlüssen für einen Eigenverbrauch Beratungen bekommen können.

Es ist uns deshalb unumgänglich, dass die Förderung auch für Projekte aus der Landwirtschaft zugänglich ist. Falls dies nicht ohnehin im ursprünglichen Text so gemeint ist, schlagen wir folgende Anpassung vor:



Art. 54 Information und Beratung

Abs. 1

Verordnungstext	Vorschlag neuer Text
<p>Der Bund kann die Kantone, Gemeinden und privaten Organisationen namentlich unterstützen:</p> <ul style="list-style-type: none">a. bei der Veröffentlichung und Dokumentationen;b. bei Medienbeiträgen;c. bei der Durchführung von Ausstellungen, Veranstaltungen und Wettbewerben;d. beim Einsatz von digitalen Medien für die Information und Beratunge. beim Aufbau von Beratungsangebotenf. bei der Durchfügung von Beratungen <p>Die Umsetzung dieser Tätigkeiten setzt voraus, dass sie der Energiepolitik von Bund und Kantonen entsprechen.</p>	<p>Der Bund kann die Kantone, Gemeinden und privaten Organisationen namentlich unterstützen:</p> <ul style="list-style-type: none">a. bei der Veröffentlichung und Dokumentationen;b. bei Medienbeiträgen;c. bei der Durchführung von Ausstellungen, Veranstaltungen und Wettbewerben;d. beim Einsatz von digitalen Medien für die Information und Beratunge. beim Aufbau von Beratungsangeboten, insbesondere auch in der Landwirtschaftf. bei der Durchfügung von Beratungen, insbesondere auch in der Landwirtschaft <p>Die Umsetzung dieser Tätigkeiten setzt voraus, dass sie der Energiepolitik von Bund und Kantonen entsprechen.</p>

Energieförderungsverordnung

Einspeisevergütungssystem (EVS)

Wir begrüßen, dass das System der kostendeckenden Einspeisevergütung neu in ein Einspeisevergütungssystem mit Direktvermarktung weiterentwickelt wird. Die Anlagen können so in den Markt eingeführt werden. Ausserdem sind wir zugunsten einer Begrenzung der Kosten damit einverstanden, dass die Förderung über das Einspeisevergütungssystem befristet ist

Gleichzeitig bedauern wir, dass die vorhandenen Mittel nicht ausreichen, um die Vergütung auf demselben Niveau zu halten und dass fortan gesamthaft über die Jahre gerechnet nur noch 80% des bisherigen Betrages ausbezahlt wird.

Weiter haben wir Bedenken bezüglich der Lösung, dass Anlagen ab einem bestimmten Zeitpunkt (2013) in ein neues System (Einspeiseprämie und Direktvermarktung) aufgenommen werden, während die alten Anlagen nach dem herkömmlichen System (der KEV) bewirtschaftet werden. Wir nehmen an, dass der administrative Aufwand für die Aufrechterhaltung dieser zwei Systeme beim Bund



enorm gross ist. Wir möchten daher anregen, dass bei der Umsetzung darauf geachtet wird, dies so zu tun, dass der administrative Aufwand in Grenzen gehalten werden kann.

Datenschutz

Das Recht der Vollzugsstelle und des BFE, jederzeit Einsicht in die Betriebsdaten eines Anlagenbetreibers erhalten zu dürfen, steht im Gegensatz zu einem strengen Datenschutz. Für die Wahrnehmung der Kontrolltätigkeit sind zum Beispiel betriebswirtschaftliche Zahlen nicht erforderlich. Mit der vorliegenden Regelung unterliegen aber sämtliche Daten der Herausgabepflicht. Das geht eindeutig zu weit und ist für die Ausübung der Kontrollfunktion nicht erforderlich. Der Verordnungstext im Artikel, wo dieses Recht festgeschrieben ist, sollte gestrichen werden. Folgender Ersatz kann stattdessen in der Verordnung stehen.

Art. 6 Betriebsdaten

Abs. 1

Verordnungstext	Vorschlag neuer Text
Der Betreiber einer Anlage, für die er eine Einspeisevergütung nach geltendem Recht oder einem früheren Recht oder eine Mehrkostenfinanzierung nach einem früheren Recht erhält, hat, auf Verlangen, dem BFE und der Vollzugsstelle Einsicht in die Betriebsdaten der Anlage zu gewähren.	<i>In Ausnahmefällen, wo dies unbedingt nötig ist, hat der Betreiber einer Anlage, für die er eine Einspeisevergütung nach geltendem Recht oder einem früheren Recht oder eine Mehrkostenfinanzierung nach einem früheren Recht erhält, auf Verlangen, dem BFE und der Vollzugsstelle Einsicht in diejenigen Daten der Anlage zu gewähren, die für die Ausübung der Kontroll- und Aufsichtsfunktion nach diesem Gesetz erforderlich sind.</i>

Direktvermarktung

Wie unter Kapitel Einspeisevergütung bemerkt, begrüssen wir, dass die erneuerbaren Energien ergänzend zu einer kostendeckenden Einspeiseprämie über eine Direktvermarktung langsam in den Markt eingeführt werden. Ausserdem besteht aus einer optimistischen Perspektive die Möglichkeit für Anlagenbetreiber, den Strom für einen höheren Preis als im System des Referenz-Marktpreises zu verkaufen und damit höhere Einnahmen zu generieren.

Wir sehen allerdings ein Problem in der Regelung, dass eine Rückkehr zum Referenz-Marktsystem ausgeschlossen werden soll für Produzenten, die einmal in die Direktvermarktung gewechselt haben, zumal nicht alle Anlagenbetreiber wechseln müssen. Wird eine Rückkehr untersagt, so werden sehr wenige der Anlagebetreiber, die wählen können, auch den Schritt ins Direktvermarktungssystem wagen. Verschiedene Regelungen sind konsequenterweise auch auf die Vermarkter auszudehnen (Art. 30 und 31). Wir schlagen folgende Änderung vor:

Art 15
Abs. 3

Verordnungstext	Vorschlag neuer Text
Sämtliche Betreiber können jederzeit unter Einhaltung einer Meldefrist von drei Monaten auf ein Quartalsende hin in die Direktvermarktung wechseln. Die Rückkehr zur Einspeisung zum Referenz-Marktpreis ist ausgeschlossen.	Sämtliche Betreiber können jederzeit unter Einhaltung einer Meldefrist von drei Monaten auf ein Quartalsende hin in die Direktvermarktung wechseln. Die Produzenten können nach Übertritt in die Direktvermarktung wieder zum Marktreferenzpreissystem wechseln. Nach zwei Jahren ist die Rückkehr zur Einspeisung zum Referenz-Marktpreis ausgeschlossen. Alternativ 1: Die Produzenten in der Direktvermarktung können unter Einhaltung einer Meldefrist von drei Monaten wieder zum Marktreferenzpreissystem wechseln. Alternativ 2: Die Rückkehr zur Einspeisung zum Referenz-Marktpreis ist möglich.

Abbaureihenfolge der Warteliste (Art. 21)

Aktuell sind über 35000 PV-Projekte auf der Warteliste für eine Förderung (Einspeiseprämie mit Vermarktung oder Einmalvergütung. Da die Mittel voraussichtlich auch bei einer Anhebung des Netzzuschlags auf 2,3 Rp./kWh nicht ausreichen werden, um alle Projekte zu realisieren, nehmen wir wie folgt Stellung:

Die Photovoltaikanlagen auf der Warteliste werden gemäss Absatz 2 nach dem Einreichdatum des Gesuchs für eine Unterstützung berücksichtigt, unabhängig davon, ob sie bereits in Betrieb genommen wurden oder nicht.



Durch diese Variante wird gewährleistet, dass diejenigen Anlagenplaner, welche sich früh angemeldet haben und schon länger auf der Warteliste sind, am EVS teilnehmen können, bzw. die Einmalvergütung bekommen. diese Variante entspricht dem ursprünglichen Recht.

In Projekten kommt es immer wieder zu Verzögerungen aus Gründen, die sich der Projektinhaber nicht zuschreiben hat. Mit den vorgeschlagenen Regelungen muss er dafür trotzdem die Konsequenzen tragen. Hier schlagen wir eine fairere Lösung vor:

Art 24
Abs. 5

Verordnungstext	Vorschlag neuer Text
Sie muss die vollständige Inbetriebnahmemeldung spätestens einen Monat nach der Inbetriebnahme einreichen. Hält sie diese Frist nicht ein, so hat sie bis zum Nachreichen der Meldung nur Anspruch auf Vergütung des Referenz-Marktpreises.	Sie muss die vollständige Inbetriebnahmemeldung spätestens einen Monat nach der Inbetriebnahme einreichen. Hält sie diese Frist nicht ein, so hat sie bis zum Nachreichen der Meldung nur Anspruch auf Vergütung des Referenz-Marktpreises. Falls eine verspätete Einreichung verursacht aus Gründen, die der Anlagenbetreiber nicht beeinflussen kann, wird die Einspeisevergütung nachträglich durch die Vollzugsstelle nachbezahlt.

Die Regelung von Art. 26 Abs. 2 ist zu absolut. Hier schlagen wir folgendes vor:

Art 26
Abs. 2

Verordnungstext	Vorschlag neuer Text
Eine erneute Teilnahme am Einspeisevergütungssystem ist ausgeschlossen.	Eine erneute Teilnahme am Einspeisevergütungssystem ist möglich ausgeschlossen . Hierfür muss eine Neuanmeldung erfolgen.



Art. 27 Abs. 5 sieht eine massive Verschlechterung zu heute vor. Wir schlagen daher vor, die heutige Regelung beizubehalten:

Art 27

Abs. 5

Verordnungstext	Vorschlag neuer Text
Die Vergütung wird bis und mit dem vollen Monat ausbezahlt, in dem die Vergütungsdauer ausläuft.	Die Vergütung wird bis und mit dem vollen Kalenderjahr ausbezahlt , in dem die Vergütungsdauer ausläuft.

Einmalvergütung

Die vorhandenen Mittel aus dem KEV – Topf sind beschränkt. Gleichzeitig besteht das Ziel, möglichst viele Projekte der Warteliste umsetzen zu können. Hierfür ist die Anwendung des Instruments Einmalvergütung für PV-Anlagen mit einer Leistung bis 100 kWp aus gesamtwirtschaftlicher Sicht angebracht.

Leider lohnt es sich für einige Projektinitianten aus betriebswirtschaftlicher Sicht immer weniger, ihr Projekt auch wirklich umzusetzen, weil die Einnahmen aus der direkten Vermarktung des Stromes am Markt zusammen mit der Einmalvergütung aufgrund der sehr tiefen Strompreise in gewissen Fällen nur knapp kostendeckend, oder sogar negativ sind.

Art. 45 Gesuch

Abs. 1

Verordnungstext	Vorschlag neuer Text
Das Gesuch um Einmalvergütung für kleine Photovoltaikanlagen ist nach Inbetriebnahme der Anlage bei der Vollzugsstelle einzureihen.	Das Gesuch um Einmalvergütung für kleine Photovoltaikanlagen ist der Vollzugsstelle einzureichen, wenn eine rechtskräftige Baubewilligung vorliegt oder, sofern für ein Projekt keine Baubewilligung erforderlich ist, die Baureife des Projekts nachgewiesen ist.



Bilanzgruppe und Netzbetriebe

Im Hinblick auf die Ausgestaltung der Regelungen der Direktvermarktung ist zu beachten, dass ein Risiko von Machtungleichheit und möglichen Abhängigkeiten zwischen grossen Netzbetreibern und kleinen Produzenten besteht. Bei den Vorgaben zu den privatrechtlich zu regelnden Verhältnissen zwischen Produzent und Direktvermarkter ist besonderes Augenmerk darauf zu richten, dass es zu Machtgefällen kommen kann, die sich eine Seite zum Vorteil machen kann.

Art. 31

Abs. 1

Verordnungstext	Vorschlag neuer Text
Trifft ein Betreiber, der zum Referenz-Marktpreis einspeist und dessen Anlage über eine Lastgangmessung oder ein intelligentes Messsystem verfügt, über die Abnahme seiner Produktion keine Vereinbarung mit einer Bilanzgruppe, so wird die Anlage der Bilanzgruppe des Netzbetreibers am Standort der Anlage zugeordnet.	Trifft ein Betreiber, der zum Referenz-Marktpreis einspeist und dessen Anlage über eine Lastgangmessung oder ein intelligentes Messsystem verfügt, über die Abnahme seiner Produktion keine Vereinbarung mit einem Direktvermarkter , so wird die Anlage der Bilanzgruppe des Netzbetreibers am Standort der Anlage zugeordnet.



Weiter ist allen Produzenten, unabhängig von der Anlagengrösse eine angemessene Übergangsfrist zu gewährleisten. Insbesondere Anlagenbetreiber, die für die Direktvermarktung noch eine Bilanzgruppe, oder einen Direktvermarkter suchen müssen, brauchen etwas mehr Zeit als die paar Monate zwischen Herbst 2017 und dem 1.1.2018 um dies zu tun. Eine Harmonisierung der Fristen macht aus unserer Sicht mehr Sinn, wir schlagen daher folgende Änderung vor:

Art. 109 Übergangsbestimmungen zur Direktvermarktung
Abs. 1 und 2

Verordnungstext	Vorschlag neuer Text
<p>Abs. 1</p> <p>Von der Pflicht zur Direktvermarktung ausgenommen sind Betreiber von Neuanlagen mit einer Leistung:</p> <p>a. von weniger als 500 kW in den ersten zwei Jahren nach Inkrafttreten dieser Verordnung;</p> <p>b. ab 500 kW im ersten Jahr nach Inkrafttreten dieser Verordnung.</p>	<p>Von der Pflicht zur Direktvermarktung ausgenommen sind Betreiber von Neuanlagen mit einer Leistung:</p> <p>a. von weniger als 500 kW ab Inbetriebnahme nach Inkrafttreten dieser Verordnung;</p> <p>b. ab 500 kW im ersten Jahr bis Ende Juni 2018 nach Inkrafttreten dieser Verordnung.</p>
<p>Abs. 2</p> <p>Von der Pflicht zur Direktvermarktung ausgenommen sind zudem Betreiber von Anlagen nach Artikel 15 Absatz 2 im ersten Jahr ab Inkrafttreten dieser Verordnung.</p>	<p>c. Die Anlagenbetreiber haben bis Ende Juni 2018 Zeit sich zu entscheiden, ob sie in die Bilanzgruppe des einspeisenden Netzbetreibers wollen oder zu einem Direktvermarkter oder in eine andere Bilanzgruppe wechseln wollen.</p>



Stromversorgungsverordnung

Eigenverbrauch und Installation intelligenter Mess- und Regelsysteme

Wir begrüßen die besseren Möglichkeiten des Eigenverbrauchs, die mit den Neuerungen in der Stromversorgungsverordnung einhergehen. Die obligatorische Einführung von intelligenten Messsystemen, sowie von intelligenten Steuer – und Regelsystemen, die auch Speicher abdecken ermöglicht Endverbrauchern, die gleichzeitig Stromproduzenten sind, ihren Verbrauch und Bezug flexibler zu gestalten. Mitunter kann so auch der Bezug aus dem Netz reduziert werden, womit auch die Kosten für den Stromkonsum limitiert werden können.

Aus dem Bericht zu den Änderungen der Stromversorgungsverordnung geht hervor, dass sich der volkswirtschaftliche Nutzen aufgrund des Einsatzes von intelligenten Regelsystemen erfreulicherweise und der damit verbundenen Effizienzsteigerung auf 500 bis 900 Mio. CHF beläuft (S.5). Nun stellt sich uns die Frage, wer denn die Investitionen für die entsprechenden Systeme in welchem Masse trägt. Aus unserer Sicht muss das Finanzierungssystem für die Bereitstellung der intelligenten Mess – und Regelsysteme unbedingt so ausgestaltet werden, dass auch kleine Produzenten sich diese ohne Probleme leisten können. Ansonsten würde ein grosser Teil der Effizienzsteigerung wieder hinfällig. Ganz allgemein ist bei dieser Neuerung auch darauf zu achten, dass der damit verbundene administrative Aufwand möglichst gering gehalten wird.

Allerdings ist in Art. 3a Abs. 2 ein Mechanismus eingebaut, der die Eigenverbrauchslösung verhindert anstatt fördert. Konkret geht es um die (anteilmässige) Abgeltung der verbleibenden Kapitalkosten von Verteilnetzen.

Wir schlagen Ihnen hier folgende Änderungen vor:

Art. 3a Netzanschluss bei Zusammenschlüssen zum Eigenverbrauch
Abs. 2

Verordnungstext	Vorschlag neuer Text
Werden im Zusammenhang mit dem Zusammenschluss zum Eigenverbrauch bestehende Anschlussanlagen nicht mehr genutzt, so werden deren verbleibende Kapitalkosten vom Zusammenschluss abgegolten. Werden bestehende Anschlussanlagen nur noch teilweise genutzt, so gilt eine anteilmässige Abgeltungspflicht.	<i>Streichen</i>



CO₂-Verordnung

Emissionsziele für Personenwagen, Lieferwagen und leichte Sattelschlepper

Wir unterstützen die Emissionsziele für Personenwagen, Lieferwagen und leichte Sattelschlepper und die damit verbundenen Anpassungen, sofern die Anpassungen im Gleichschritt mit den Anpassungen der Regelungen in der EU erfolgen. Zu beachten ist, dass die Bevölkerung in den Randregionen, die auf Autos angewiesen sind, nicht benachteiligt werden. Wir gehen davon aus, dass von dieser Änderung v.a. Hersteller der entsprechenden Fahrzeuge betroffen sind und diese die Ziele durch technische Innovation erreichen. Die Preise für die Konsumenten sollten in diesem Zusammenhang für den Endkunden nicht ansteigen.

Gebäudeprogramm

Im Rahmen des ersten Massnahmenpakets der Energiestrategie 2050 ist vorgesehen, dass das Gebäudeprogramm ausgebaut wird, respektive, dass dafür mehr Mittel zur Verfügung stehen. Wir begrüssen die zusätzlichen Möglichkeiten für Sanierungen und auch die damit einhergehenden Steuererleichterungen, die neu auch einen Anreiz schaffen für Gesamtsanierungen.

Aus der Potenzialstudie „Ressourcen – und Klimateffizienz in der Landwirtschaft“ von AgroCleanTech geht hervor, dass eine der wirksamsten Massnahmen, um die Emission von Treibhausgasemissionen zu reduzieren in der Gebäudesanierung zu finden ist. Ein Teil dieser Gebäude sind die Ökonomiegebäude auf den Betrieben (z.B. Schweineställe und Geflügelhallen), über deren Sanierung ein beachtliches Potenzial von Emissionseinsparungen genutzt werden könnte. Es ist deshalb für uns unerklärbar, weshalb landwirtschaftliche Ökonomiegebäude bis anhin für die Förderung der Sanierung im Rahmen des Förderprogramms nicht vorgesehen sind. Wir fordern dringend, dass im Rahmen der Energie – und Klimapolitik rasch eine Lösung gefunden wird, um diese Lücke zu schliessen. Die Anpassung der Energie- und sowie der CO₂-Verordnung im Zuge der Umsetzung der Energiestrategie 2050 bietet dazu eine Gelegenheit.

Um die Kantone dazu zu bewegen, zukünftig auch landwirtschaftliche Ökonomiegebäude ins den Förderbereich ihrer Förderungen aufzunehmen und damit die entsprechenden CO₂-Emissionen einzusparen, schlagen wir folgende Änderung der Verordnung vor:

Art. 104 Globalbeitragsberechtigung
Abs. 1

Verordnungstext	Vorschlag neuer Text
<p>Der Bund gewährt den Kantonen Globalbeiträge nach Artikel 34 des CO₂-Gesetzes für die Förderung von Massnahmen zur langfristigen Verminderung der CO₂-Emissionen bei Gebäuden, wenn:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. die Anforderungen nach den Artikeln 57-62 der Energieverordnung vom ...24 (EnV) eingehalten sind. b. mit den Massnahmen wirksam CO₂-Emissionen vermindert werden; und c. die Massnahmen kantonsübergreifend harmonisiert umgesetzt werden. 	<p>Der Bund gewährt den Kantonen Globalbeiträge nach Artikel 34 des CO₂-Gesetzes für die Förderung von Massnahmen zur langfristigen Verminderung der CO₂-Emissionen bei Gebäuden, wenn:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. die Anforderungen nach den Artikeln 57-62 der Energieverordnung vom ...24 (EnV) eingehalten sind. b. mit den Massnahmen wirksam CO₂-Emissionen vermindert werden; c. die Massnahmen kantonsübergreifend harmonisiert umgesetzt werden; und d. die Kantone im Rahmen der Vergabe von Fördergeldern auch die Sanierung von landwirtschaftlichen Ökonomiegebäuden angemessen berücksichtigen.

Alternativ kann auch eingefordert werden, dass die Förderung der Sanierung von landwirtschaftlichen Ökonomiegebäuden ein fester Bestandteil der MuKen wird.

Weitere Anpassungen: CO₂-Kompensationsprogramme

Wir können die Empfehlungen der Eidgenössischen Finanzkontrolle (EFK) bezüglich des Instruments der CO₂-Kompensation, bzw. der CO₂-Kompensationsprogramme gut nachvollziehen. Mit der erhöhten Transparenz und der zusätzlichen Möglichkeit der Einsichtnahme in Unterlagen soll aber auf keinen Fall der Aufwand für die Projektanten von CO₂-Kompensationsprojekten wachsen. Ziel dieses Instrumentes ist es schliesslich, möglichst viel CO₂ – Emissionen einzusparen. Und dies geschieht nur, wenn auch CO₂-Reduktionsprojekte umgesetzt werden. Die Formellen Kriterien sollten in Anbetracht des Zieles und zugunsten desselben sekundäre Priorität haben.

Verordnung des UVEK über den Herkunftsnachweis und die Stromkennzeichnung (HKSv)

Der neuen Verordnung über den Herkunftsnachweis und die Stromkennzeichnung (HKSv) ist zu entnehmen, dass Betreiber von Anlagen jegliche Änderung der Anlagedaten unverzüglich zu melden hat. Anlagen, die im KEV – System gefördert werden, haben bereits jetzt eine Meldepflicht gegenüber Swissgrid. Eine doppelte Meldepflicht macht aus unserer Sicht keinen Sinn und führt zu einem Mehraufwand, der nicht gerechtfertigt ist. Mit dem Ziel, den Aufwand einzugrenzen und die Umsetzung der ES 2050 effizienter zu gestalten, machen wir folgenden Vorschlag:

Art. 2 Registrierung der Produktionsanlage

Abs. 4

Verordnungstext	Vorschlag neuer Text
Der Produzent muss der Vollzugsstelle jede Änderung der Anlagedaten der betreffenden Produktionsanlage unverzüglich melden.	Der Produzent muss der Vollzugsstelle jede Änderung der Anlagedaten der betreffenden Produktionsanlage unverzüglich melden. <i>Davon ausgenommen sind geförderte Anlagen, die aus dem Netzzuschlag (nach Art. 35 EnG) finanziert werden und damit ohnehin der Meldepflicht unterstehen.</i>

Bemerkungen zu den anderen Verordnungen des Verordnungspakets

Energieeffizienzverordnung: Wir begrüßen die weitere Verbesserung der Energieeffizienz über die Energieetikette (Verbesserung der Transparenz) und andere Instrumente. Positiv erachten wir auch den Umstand, dass die Regelungen der EU übernommen werden und damit auch der Handel mit der EU erleichtert wird. Wichtig erscheint uns in diesem Zusammenhang, dass die gemachten Angaben tatsächlich vertrauenswürdig sind und allfällig anfallende Mehrkosten nicht vollumfänglich auf die Konsumenten abgewälzt werden können.

Kernenergieverordnung: Wir unterstützen die Festschreibung in Gesetz und Verordnung, dass keine Baubewilligungen für neue Kernkraftwerke mehr erteilt werden. Damit kann ein wesentlicher Beitrag geleistet werden zu einer risikofreieren Stromversorgung in der Schweiz



Schlussbemerkungen/Zusammenfassung

Aus Sicht des Zürcher Bauernverbandes ist zentral, dass die Gesetzesänderungen der Energiestrategie 2050 über die Verordnungen so umgesetzt werden, dass es sich auch für kleinere und mittlere Produzenten lohnt, Strom, Wärme und Gas aus erneuerbaren Energien bereit zu stellen. Hierzu gehört eine angemessene Vergütung, ob im Rahmen von EVS, der Einmalvergütung oder von Investitionsbeiträgen, so dass möglichst viele Anlagen realisiert werden können, die für den jeweiligen Betreiber rentabel sind.

Aufgrund der Einführung von intelligenten Mess – und Regelsystemen dürfen keine zusätzlichen Kosten für die kleinen und mittleren Produzenten anfallen. Ausserdem muss beim Bau von Anlagen erneuerbarer Energien dem Kulturlandschutz Priorität beigemessen werden, mitunter auch im Zusammenhang mit der Umsetzung von ökologischen Kompensationsmassnahmen.

Als hohe Priorität fordern wir dringlich, die mit der Aufnahme von Ökonomiegebäuden ins Gebäudeprogramm zu prüfen und insbesondere auch den Nutzen des Reduktionspotenzials von Treibhausgasemissionen zu berücksichtigen.

Schliesslich sind für eine Verbesserung der Energieeffizienz (und eine verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien) in der Landwirtschaft Beratungsangebote, sowie Aus- und Weiterbildung zu diesen Themen an landwirtschaftlichen Schulen essentiell für die Verbreitung und Verankerung dieses Wissens. Es ist uns deshalb ein zentrales Anliegen, dass entsprechende Projekte in diesen Bereichen zukünftig noch verstärkt positiv begutachtet werden.

Wir bitten Sie um die Berücksichtigung unserer Anliegen und danken Ihnen nochmals für die Möglichkeit zur Stellungnahme.

Freundliche Grüsse

Zürcher Bauernverband

Hans Frei
Präsident

Dr. Ferdi Hodel
Geschäftsführer