

Le système de soutien à la production de courant renouvelable dans la révision totale de la loi sur l'énergie - Présentation succincte du système adopté par la CEATE-N

Roger Nordmann, Conseiller national, Rapporteur de commission, 6.11.2014

La commission a décidé de simplifier le système qu'avait proposé le Conseil fédéral pour soutenir à la mise en place de nouvelles installations de production d'électricité renouvelable. Ces modifications concernent les articles 17 à 38 du projet de loi sur l'énergie. La présente note résumé succinctement les décisions.

Sous réserve de leur approbation par le Conseil national, le Conseil des Etats et le peuple en cas de référendum, ces modifications entreraient en vigueur probablement en 2017

Le détail du projet de texte de loi est disponible sous:

<http://www.parlament.ch/d/mm/2014/Documents/13074f-1.pdf>

Sommaire

1. Objectifs de la Commission CEATE-N	2
2. Système choisi par la commission.....	3
2.1. Le système de base de l'obligation de reprise de l'énergie électrique : article 17	4
2.2. Le soutien par la prime d'injection des articles 19 à 22.	5
2.3. Le soutien par la contribution d'investissement.	6
2.4. Renoncement au système d'appel d'offres étatiques fixer la rétribution d'injection.	7
2.5. Financement.....	7
3. Comparaison avec le système prévu dans le message du Conseil fédéral.	7
4. Schéma explicatif de la prime d'injection telle que proposé de la Commission	8

1. Objectifs de la Commission CEATE-N

Les objectifs de la commission ne sont pas très différents de ceux que le Conseil fédéral a exposé dans son message. Il s'agit de :

- poser un cadre qui permet une extension à large échelle de la production d'électricité renouvelable.
- poser des incitations pour que les installations soient le plus possible conçues et construites, puis ensuite exploitées de manière à injecter leur électricité prioritairement dans les moments de forte demande.
- donner aux investisseurs une sécurité suffisante s'agissant de l'écoulement de la production pour obtenir des conditions avantageuse de financement du capital, et donc limiter le coût de la production électrique additionnelle.

Évidemment, les différentes technologies n'ont pas toute la même souplesse. Mais une certaine marge de manœuvre existe souvent (orientation, dimensionnement, emplacement, gestion de l'autoconsommation, éventuellement stockage localisé).

Par rapport à la situation de la RPC actuelle, la principale différence est la suivante : aujourd'hui, quelle que soit l'heure à laquelle le courant est injecté et la situation sur le marché (pénurie ou excédant momentané d'électricité), le tarif de rachat est invariable pour un type d'installations et une classe de puissance donnée. Il n'existe dans la RPC actuelle aucune incitation à concevoir ou exploiter des installations qui sont en mesure d'injecter le courant en fonction des besoins. L'exploitant ne sent pas le signal du marché.

Dans son message, le Conseil fédéral avait identifié le problème et tenté une adaptation, en introduisant son système de prime d'injection et de commercialisation directe obligatoire, mais avec possibilité de dérogation. La commission a néanmoins estimé qu'il était nécessaire d'adapter légèrement la proposition du Conseil fédéral, car celle-ci présentait trois défauts :

- Elle oblige producteurs décentralisés à vendre sur le marché leur énergie (hors la plus-value écologique, indemnisé par le biais de la prime d'injection), en s'exposant à des conditions de rachat très défavorable. Il fallait craindre que ne prévalent les prix de la bourse amputée d'une commission commerciale. Soit des prix nettement inférieurs au prix d'achat que les entreprises électriques payent pour se fournir elle-même, et encore plus éloignés des prix auquel les entreprises électriques fournissent leurs clients finaux (prix pour l'électricité, sans le timbre et les taxes).
- Conscient de ce système de commercialisation directe obligatoire était extrêmement défavorable pour l'éolien et le solaire, le Conseil fédéral avait prévu, sous forme potestative, une clause permettant, pour ces énergies, de retourner dans le système ancien du tarif totalement non différencié. La commission a estimé que cette formule avait un double inconvénient. D'une part elle n'était que potestative, n'offrant pas les garanties suffisantes. D'autre part, si le CF utilise la clause potestative, l'exploitant ne sent aucun signal du marché

quant à la désirabilité ou non de l'injection à un moment donné. Cela ne semble plus justifiable. Dès maintenant, il faut concevoir des installations renouvelables qui, dans la mesure du possible, produisent plutôt dans les moments de haute désirabilité. Il s'agit de viser dès maintenant une structure adéquate du parc de production des NER.

- Dans la proposition du Conseil fédéral, il y avait une divergence entre le texte allemand, le texte français et le contenu des explications dans le message sur la question de savoir quel était le niveau des coûts de revient dont il faut tenir compte pour le calcul de la prime d'injection. Au sens de la commission, il faut prendre 100% des coûts de revient, ce qui implique aussi une rémunération du capital au niveau du WACC, mais en prenant en compte des installations efficaces. Prendre moins de 100% des coûts de revient signifie faire financer le tournant énergétique par de la charité, ce qui est irréaliste.

2. Système choisi par la commission

La commission a repris l'idée du Conseil fédéral d'instaurer une prime d'injection en lieu et place de la rétribution à prix coûtant (RPC). Alors que le Conseil fédéral était resté partiellement dans l'ancien système de RPC, en le combinant avec une obligation de commercialisation directe, la commission se propose de procéder un basculement complet du système, en distinguant entre d'une part la reprise de l'énergie produite manière décentralisée (hors plus-value écologique) et d'autre part l'indemnisation de la plus-value écologique dans le cadre d'un système d'encouragement (prime d'injection ou contribution d'investissement). Il n'y a plus de RPC conventionnelle avec un tarif invariable pour les 8700 heures de l'année pour une installation donnée.

Vue d'ensemble du système

Vente de l'énergie produite (hors plus-value écologique)		Financement des surcoûts des nouvelles installations renouvelables.
Libre choix entre : <ul style="list-style-type: none"> • Obligation de reprise par le réseau, selon l'article 17 prix fixé par le CF, en s'orientant aux prix de vente aux consommateurs final. Le CF peut différencier le prix selon le moment de livraison. • Sur le libre marché 	+ (à combiner).	Deux systèmes, suivant le type de projet: <ul style="list-style-type: none"> • Prime d'injection selon art 19 à 22 : • contribution d'investissement selon art 28 à 32
<i>Le Conseil fédéral peut obliger certaines catégories d'installation au bénéfice de la prime d'injection à commercialiser directement leur électricité (art 21). Dans ce cas, l'accès à l'art 17 leur est fermé.</i>		

2.1. Le système de base de l'obligation de reprise de l'énergie électrique : article 17

L'article 17 prévoit le droit d'injecter toute production d'énergie électrique renouvelable décentralisée dans le réseau (avec un plafond à 10 MW pour l'hydroélectricité). Le réseau devra reprendre cette énergie au tarif fixé annuellement par le Conseil fédéral. Ce tarif s'orientera à la moyenne des prix de l'énergie électrique livrée aux clients finaux (évidemment sans le timbre, le supplément et les taxes). Actuellement, ce tarif est d'environ huit centimes par KWh. Pour inciter à produire en fonction des besoins, le Conseil fédéral pourra différencier ce tarif selon le moment de la journée ou la saison : par exemple en ajoutant un centime supplémentaire en hiver et en retranchant un en été, ou encore en prévoyant un tarif plus élevé pour le matin et le soir plus bas au cœur de la journée, et encore plus bas au milieu de la nuit. Il s'inspira pour cela de la courbe de prix quotidienne et saisonnière typique que l'on retrouve sur le marché.

Comme les réseaux, respectivement leur groupe bilan, redistribuent cette électricité sur place aux autres consommateurs, il est juste de s'orienter au tarif moyen payé par les consommateurs finaux, tout en déduisant une marge commerciale raisonnable pour l'exploitant du réseau. La commission a renoncé à spécifier dans la loi l'ampleur de cette marge, mais dans le système de l'article sept de la loi actuelle sur l'énergie, elle est de 8 %.

L'orientation au tarif moyen payé par les consommateurs finaux présente deux avantages:

1. Premièrement, c'est un prix très stable dans la durée. Il facilite donc la planification des particuliers, des entreprises de réseaux et de l'organe d'exécution de la prime d'injection.
2. C'est un tarif qui reflète les coûts complets de l'électricité, incluant un mélange de contrat d'approvisionnement à long terme et de prix de la bourse à court terme. C'est un prix qui reflète beaucoup mieux le coût complet de la production d'électricité que la bourse, où dont les prix ne reflètent souvent que les coûts marginaux, mais pas les coûts totaux

Ce système de reprise, simple et robuste, s'adressera à toutes les productions renouvelables, qu'elles bénéficient en outre de la prime d'injection, d'une contribution d'investissement, de soutiens locaux ou au contraire qu'elles aient été mises en place sans aucun dispositif d'encouragement public. Le système de reprise de l'article 17 constitue l'ossature de l'approvisionnement décentralisé à long terme.

Le tarif de reprise orienté sur le tarif de livraison d'électricité aux clients finaux est une sorte de ligne de base. Elle constitue un « port sûr », qui protège les producteurs décentralisés contre des conditions défavorables ou asymétriques sur le marché de l'énergie. Très vraisemblablement, les réseaux locaux vont proposer des offres alternatives, qui seront éventuellement plus attractives pour les producteurs et plus adéquats encore à gérer du point de vue du réseau. Par exemple, au lieu du tarif standard à 7,5 centimes différencié selon le moment, une entreprise de réseau pourrait tout à fait proposer de racheter le courant solaire à 11 centimes pendant l'essentiel de l'année, sauf pendant le milieu de la journée entre les mois de mai et de septembre, où il ne paierait que trois centimes. Ou encore proposer un tarif à 10 centimes, mais avec le droit d'interrompre la reprise pendant 100 heures par année.

2.2. Le soutien par la prime d'injection des articles 19 à 22.

La prime d'injection permet de financer les surcoûts de nouvelles installations de production d'électricité renouvelable. Elle complète le revenu que l'exploitant obtient soit en vendant son courant à son réseau selon les modalités tarifaires de l'article 17, soit en le vendant à qui bon lui semble (droit à la commercialisation directe).

La prime d'injection est ouverte pour toutes les nouvelles installations renouvelables, y compris l'hydro entre 1 et 10 MW. Les installations hydrauliques plus petites sont aussi éligibles sur les infrastructures existantes et sur les cours d'eau déjà exploités ou entravés. Par contre, la prime d'injection n'est pas accessible pour le photovoltaïque en dessous de 10 KW, la grande hydro et les usines d'incinération des déchets et stations d'épuration.

Pour les installations écoulent leur énergie dans le cadre de l'obligation de reprise de l'art 17:

La prime d'injection couvre **la différence entre le tarif moyen fixé par le Conseil fédéral pour la reprise selon l'article 17 et les coûts de revient d'une technologie donnée construite dans une année donnée**. Ainsi, en combinant la prime d'injection et le revenu qu'il obtient en vendant son électricité selon l'article 17, l'exploitant de l'installation peut couvrir ses coûts de revient. Comme aujourd'hui, la prime d'injection est octroyée pour une durée donnée, par exemple 20 ans. La prime d'injection est adaptée chaque année pour tenir compte de l'évolution du tarif selon l'article 17. Ainsi, l'investisseur est protégé contre les évolutions structurelles à la hausse ou à la baisse du prix de l'électricité. Par contre, l'investisseur ressent le signal du marché à travers la différenciation temporelle de l'article 17 ou à travers les offres que des acheteurs d'électricité lui feront sur le marché (étant entendu que la prime d'injection reste invariable durant l'année).

A noter que pour la petite hydroélectricité, qui est une technologie bien établie sans grand potentiel de baisse des coûts, le coût de revient maximum a été fixé à 23 centimes par KWh.

Illustration pour une installation solaire touchant la prime d'injection et revendant son courant dans le cadre de l'obligation de reprise selon l'article 17

Hypothèses:

- Une installation solaire a des coûts de revient de 18 centimes par KWh (pour l'installation X construite durant l'année Y, ce paramètre est fixe pour la durée de la prime d'injection, soit environ 20 ans).
- Le tarif moyen de reprise selon l'article 17 est à 7 centimes (différencié: + 1 centime en hiver, -1 centime en été. + 1 centime le matin et le soir, -1 centime la nuit; la différenciation peut évoluer au cours du temps).

Effet:

La prime d'injection est donc à 11 centimes (=18-7). *Si le tarif moyen de reprise évolue au cours des années suivantes, le montant de la prime d'injection est corrigé en conséquence (si le tarif moyen passe à 8 centime, la prime n'est plus que de 10 (=18-8) centimes.*

Du courant injecté le matin en hiver rapporte $7+1+1+11 = 20$ centimes. Du courant injecté la nuit en été rapporte $7-1-1+11 = 16$ centimes.

Pour les installations écoulent leur énergie sur le libre marché:

Le système est similaire, mais la prime d'injection couvre **la différence entre le tarif de gros moyen de l'électricité et les coûts de revient d'une technologie donnée construite dans une année donnée**. Comme tarif de gros sur le marché est plutôt plus bas que le tarif moyen des consommateurs finaux, la prime d'injection doit être un peu plus élevée, sans quoi on découragerait la commercialisation directe.

Financement

Comme aujourd'hui dans la RPC, la prime d'injection est financée par un supplément sur le réseau à haute tension. Comme le tarif de rachat de l'énergie n'est pas celui de la bourse, mais s'oriente au tarif des consommateurs finaux (pour ceux qui écoulent l'énergie dans le cadre de l'article 17), la part à financer par le supplément sur le tarif du réseau est plus basse qu'aujourd'hui. Autrement dit, le même supplément prélevé permet déclencher la production de davantage KWh.

2.3. Le soutien par la contribution d'investissement.

Ici, la commission reprend largement système proposé par le Conseil fédéral. La contribution d'investissement a pour effet de baisser le coût de revient du KWh produit. Celui-ci devient alors concurrentiel et peut être vendu sur le marché ou repris par le réseau aux conditions de l'article 17.

Selon la commission, les installations suivantes sont éligibles aux contributions d'investissement

- l'agrandissement et la rénovation notable d'installations hydrauliques existantes plus grande que 1 MW
- Les nouvelles installations hydraulique de plus de 10 MW
- pour les usines d'incinération et les stations d'épuration.
- Les installations solaires, sous la dénomination de rétribution unique (dès 10 KW: libre choix entre prime d'injection et rétribution unique).

Contrairement au projet du Conseil fédéral, la Commission renonce au plafonnement légal de rétribution unique photovoltaïque à 30 KW. Le Conseil fédéral peut fixer un plafond de puissance, par exemple pour éviter un développement trop rapide ou pour limiter les coûts. La commission a fait ce choix parce que le système de la rétribution unique revient moins cher à la collectivité que la prime d'injection. Il est intéressant que le plus grand nombre possible de projets basculent dans ce régime. Dans de nombreux cas (autoconsommation locale), la rétribution unique permet de construire l'installation malgré une rentabilité théoriquement insuffisante. Les installations solaires plus grande de 10 KW, et jusqu'à une limite éventuelle à fixer par le CF, auront le choix entre la contribution unique et la prime d'injection.

2.4. Renoncement au système d'appel d'offres étatiques fixer la rétribution d'injection.

La commission propose de renoncer au système d'appel d'offres d'Etat pour fixer la prime d'injection : ce système est exposé un risque élevé de manipulation (entente sur les prix). Il nécessite un dispositif de contrôle et de sanction assez conséquent pour le cas où celui qui a remporté la mise ne réalise pas l'installation. Enfin, il comporte le risque que seule des installations qui sont très bon marché en raison de circonstances particulières ne se réalisaient dans un premier temps, puis que rapidement, les prix remontent. Globalement, ces appels d'offres représentent surtout une complexification inutile du dispositif.

2.5. Financement

La Commission s'est ralliée à la fixation du maximum du supplément sur le réseau au niveau de 2,3 centimes par kWh pour financer les nouvelles énergies renouvelables, tel proposé par le Conseil fédéral. Sur cette somme, 0,1 centimes sont réservés à la grande hydroélectricité.

3. Comparaison avec le système prévu dans le message du Conseil fédéral.

Le système adopté par la commission est sensiblement plus simple: au lieu des six régimes prévus par le message du Conseil fédéral, la commission ne prévoit qu'un régime de base (l'obligation de reprise selon l'article 17), et deux régimes complémentaires (la prime d'injection et la contribution d'investissement). Corollaire: le texte légal est plus court et plus compréhensible.

Förderung gemäss Botschaft: 6 Systeme

Syst 1	Abnahmepflicht Art 17	ohne weitere Förderung
Syst 2	Einspeiseprämie Art 22	+ selbstermarktung
Syst 3	Vergütung zum Referenz-Marktpreis Art 24 (= aktuelle KEV)	
Syst 4	Ausgeschriebene Einspeiseprämie Art 25	+ selbstermarktung
Syst 5	Investitionsbeitrag Art 28 bis 31	+ Abnahme Pflicht Art 17
Syst 6	Investitionsbeitrag Art 28 bis 31	ohne Abnahmepflicht

4. Schéma explicatif de la prime d'injection telle que proposé de la Commission

