

13.074

**Message
relatif au premier paquet de mesures
de la Stratégie énergétique 2050
(Révision du droit de l'énergie)
et
à l'initiative populaire fédérale «Pour la sortie programmée
de l'énergie nucléaire (Initiative «Sortir du nucléaire»)»**

du 4 septembre 2013

Madame la Présidente,
Monsieur le Président,
Mesdames, Messieurs,

Par le présent message, nous vous soumettons le projet de plusieurs modifications de textes législatifs en relation avec le premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050, en vous proposant de l'approuver. Les modifications concernées ont valeur de contre-projet indirect à l'initiative parlementaire «Pour la sortie programmée de l'énergie nucléaire (Initiative «Sortir du nucléaire»)». Nous vous proposons à cet égard de soumettre au vote du peuple et des cantons l'initiative «Sortir du nucléaire», en leur recommandant de la rejeter.

Nous vous proposons simultanément de classer les interventions parlementaires suivantes:

- | | | | |
|------|---|---------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 2006 | M | 05.3683 | Politique énergétique. Stratégie globale pour les 25 prochaines années (N 16.12.05, Lustenberger; E 05.10.06) |
| 2009 | P | 08.3760 | Réglementation concernant le montant de la rétribution applicable aux centrales solaires thermiques (N 5.3.09, Commission de l'environnement, de l'aménagement du territoire et de l'énergie CN) |
| 2009 | P | 08.3761 | Prendre en compte les frais supplémentaires effectifs résultant de l'énergie photovoltaïque (N 5.3.09, Commission de l'environnement, de l'aménagement du territoire et de l'énergie CN) |
| 2009 | M | 09.3357 | Simplification des procédures de certification des petites unités de production d'électricité issue d'énergies renouvelables (N 04.06.09, Commission de l'environnement, de l'aménagement du territoire et de l'énergie CN); E 14.09.09) |
| 2010 | P | 10.3708 | Hydraulique: potentiel de production et capacité (N 17.12.10, Bourgeois) |

- 2011 P 09.3908 Adapter le plan d'action pour les énergies renouvelables au modèle européen (N 08.06.11, Nussbaumer)
- 2011 P 10.3269 Réseau et centrales de pompage-turbinage écologiques (N 19.3.10, Wehrli)
- 2011 P 11.3115 Sécurité des centrales nucléaires suisses. Examen de la politique énergétique (N 8.6.11, groupe PDC/PEV/pvl)
- 2011 P 11.3224 Changer la stratégie énergétique (N 8.6.11, Leutenegger Filippo)
- 2011 P 11.3348 Garantir l'approvisionnement de la Suisse en électricité (N 9.6.11, Wasserfallen)
- 2011 P 11.3422 Introduire des tarifs progressifs pour l'électricité et l'utilisation du réseau (N 09.06.11, groupe BD)
- 2011 P 11.3435 Electricité et efficacité énergétique. Identifier les gisements d'économies (N 9.6.11, Darbellay)
- 2011 P 10.3890 Reprise et rétribution de l'électricité conformes à la loi (N 11.04.11, Commission de l'environnement, de l'aménagement du territoire et de l'énergie CN)
- 2011 P 10.4164 Avancement des procédures d'intérêt public (E 16.03.11, Recordon)
- 2011 P 11.3307 Changer la stratégie énergétique (E 28.09.11, Gutzwiller)
- 2011 P 11.3353 Mettre un terme au blocage de la production d'électricité au moyen d'énergies renouvelables (N 09.06.11, Fiala)
- 2011 M 09.3456 Défisicalisation des revenus de la RPC pour la consommation électrique privée (N 13.04.11, Favre Laurent; E 21.12.11)
- 2011 M 11.3338 Supprimer le droit de recours des associations pour les projets en matière d'énergie (N 8.8.11, Rutschmann; E 28.9.11, N 6.12.11)
- 2011 M 11.3415 Efficacité énergétique de l'éclairage public (N 09.06.11, groupe BD; E 28.09.11)
- 2011 M 11.3404 Réseaux de transport. Simplification des procédures d'autorisation (N 09.06.11, Groupe libéral-radical; E 28.09.11)
- 2011 M 11.3432 Sécurité de l'approvisionnement en électricité (N 9.6.11, Leutenegger Filippo; E 28.9.11)
- 2011 M 11.3331 Promouvoir les projets RPC prêts à être réalisés (N 08.06.11, Häberli-Koller; E 29.09.11)
- 2011 M 11.3345 Accroître davantage la production des centrales hydrauliques en Suisse (N 09.06.11, Killer; E 29.09.11)
- 2011 P 11.3536 Industries à forte consommation d'énergie. Garantir les emplois et la compétitivité (N 19.09.11, Heim)
- 2011 P 11.3587 Economies d'énergie et énergies renouvelables: davantage de moyens pour la formation (E 28.09.11, Cramer)
- 2011 P 11.3747 Abandon du nucléaire. Etudier et chiffrer les alternatives (N 30.9.11, Grin)

- 2011 M 09.4082 Production d'électricité à partir d'énergies renouvelables. Accélération de la procédure d'autorisation (N 08.06.11, Cathomas; E 28.9.11; N 06.12.11)
- 2011 M 11.3257 Sortir du nucléaire (N 8.6.11, groupe des Verts; E 28.9.11; N 6.12.11; point 1 accepté)
- 2011 M 11.3375 Encourager les compteurs intelligents en Suisse (N 09.06.11, Noser; E 28.09.11; N 06.12.11)
- 2011 M 11.3376 Normes d'efficacité énergétique applicables aux appareils électriques. Elaborer une stratégie des meilleurs appareils pour la Suisse (N 09.06.11, Noser; E 28.09.11; N 06.12.11)
- 2011 M 11.3398 Valoriser le potentiel des énergies renouvelables indigènes au lieu de l'amoinrir (N 9.6.11, von Siebenthal; E 29.9.11; N 6.12.11)
- 2011 M 11.3403 Production d'énergie renouvelable. Limiter la bureaucratie et accélérer les procédures (N 09.06.11, groupe libéral-radical; E 28.09.11; N 06.12.11)
- 2011 M 11.3426 Centrales nucléaires. Ne pas renouveler les autorisations générales de construire (N 08.06.11, groupe BD; E 28.09.11; N 06.12.11)
- 2011 M 11.3436 Sortir du nucléaire par étapes (N 8.6.11, Schmidt Roberto; E 28.9.11; N 6.12.11; points 1, 2, 4, 5 acceptés)
- 2012 M 11.3518 Les centrales de pompage-turbinage, épine dorsale de l'approvisionnement futur en électricité (E 29.09.11, Büttiker; N 01.03.12; E 30.05.12)
- 2012 M 10.3717 Economies d'énergie. Créer des conditions attrayantes pour les assainissements et pour la reconstruction des vieux bâtiments (N 06.06.12, Groupe libéral-radical; E 13.12.12)
- 2012 M 11.3851 Relever l'objectif d'augmentation de la production des centrales hydrauliques suisses (E 11.06.12, Stadler Markus; N 14.12.12)
- 2012 M 11.3926 Identifier les possibilités d'exploitation de l'énergie hydraulique (E 30.05.12, Luginbühl; N 14.12.12)
- 2012 P 12.3696 Mesures visant à réduire la consommation d'énergie et les émissions de CO₂ dans le bâtiment (E 13.12.12, Häberli-Koller)
- 2012 P 12.4081 Modifier le droit du bail pour promouvoir l'efficacité énergétique (N 10.12.2012, Wasserfallen)
- 2013 M 11.3501 La conversion de la production énergétique ne doit pas mettre les emplois en péril (N 19.09.2011, Groupe libéral-radical; E 13.06.2013)

Nous vous prions d'agréer, Madame la Présidente, Monsieur le Président, Mesdames, Messieurs, l'assurance de notre haute considération.

4 septembre 2013

Au nom du Conseil fédéral suisse:

Le président de la Confédération, Ueli Maurer

La chancelière de la Confédération, Corina Casanova

Condensé

A la suite de la catastrophe nucléaire de Fukushima, le Conseil fédéral et le Parlement ont pris en 2011 la décision de principe d'un abandon progressif de l'énergie nucléaire. Ainsi, les cinq centrales nucléaires existantes devront être mises hors service à la fin de leur durée d'exploitation, sans être remplacées par de nouvelles installations. Avec d'autres changements fondamentaux qui se dessinent depuis de nombreuses années, notamment dans le contexte international de l'énergie, cette décision suppose une transformation radicale du système énergétique suisse d'ici à 2050. C'est pourquoi le Conseil fédéral a élaboré la Stratégie énergétique 2050 sur la base de perspectives énergétiques révisées. Par le présent message, le Conseil fédéral présente un premier paquet de mesures visant à garantir à long terme l'approvisionnement énergétique, qui vaut contre-projet indirect à l'initiative populaire «Pour la sortie programmée de l'énergie nucléaire (Initiative «Sortir du nucléaire»)».

Contexte

La Stratégie énergétique 2050 vise notamment à réduire la consommation d'électricité et d'énergie finale, à accroître la part des énergies renouvelables et à réduire les émissions de CO₂, sans mettre en péril ni la sécurité d'approvisionnement élevée dont la Suisse a bénéficié jusqu'à présent ni le caractère peu coûteux de l'approvisionnement énergétique en Suisse.

Contenu du projet

Sur la base des Perspectives énergétiques 2050 remaniées, le Conseil fédéral propose, pour accroître la production d'énergie issue des énergies renouvelables et pour diminuer la consommation d'énergie, une action à long terme qui doit se poursuivre jusqu'à l'horizon 2050. Avec la présente révision de la loi sur l'énergie, il présente des objectifs concrets à moyen terme pour 2035 et des objectifs à court terme pour 2020. Le Conseil fédéral propose par ailleurs un premier paquet de mesures, remanié sur la base des prises de position émises dans le cadre de la procédure de consultation. Axé sur les objectifs à court terme de 2020, ce premier paquet de mesures déploiera également ses effets après cette date. Sont notamment prévues une hausse de la taxe sur le CO₂ accompagnée d'un renforcement simultané du programme d'assainissement des bâtiments, ainsi qu'une transformation du système de rétribution de l'injection à prix coûtant en vigueur en un système de rétribution de l'injection avec commercialisation directe. Le Conseil fédéral table en priorité sur une intégration systématique des potentiels d'efficacité énergétique existants, tout en conciliant protection et utilisation dans la pondération des intérêts. Il mise ensuite sur l'exploitation des potentiels existants en matière de force hydraulique et d'énergies renouvelables. Les mesures proposées visent principalement à exploiter les potentiels que la Suisse peut d'ores et déjà réaliser avec les technologies existantes ou en développement et qui ne requièrent aucune action supplémentaire au niveau international, ni en termes de politique énergétique ni en termes de coopération.

Les coûts directs pour l'économie nationale de la transformation du système énergétique à long terme ont été évalués dans les Perspectives énergétiques 2050. Une part importante de ces coûts est imputable à la poursuite de la politique énergétique et climatique actuelle, notamment en ce qui concerne le renouvellement du parc de centrales électriques et du réseau électrique ainsi que les mesures visant à réduire les émissions de CO₂ liées à l'énergie. Les coûts supplémentaires qu'entraîneront directement la Stratégie énergétique 2050 et donc le présent premier paquet de mesures sont économiquement supportables. La Stratégie énergétique n'aura que très peu d'influence sur la croissance économique. La part du PIB que représentent les coûts énergétiques baissera même vraisemblablement pour se situer au-dessous des 6 % actuels. Si l'on tient compte dans les calculs des bénéfices secondaires, la Stratégie énergétique générera même un gain en termes de prospérité. La Stratégie énergétique 2050 contribue, malgré les importations d'électricité et de gaz qui pourraient être nécessaires pour produire du courant, à réduire globalement la dépendance, aujourd'hui élevée, vis-à-vis de l'étranger – un élément d'importance stratégique compte tenu de la hausse mondiale de la demande d'énergie. Un changement du mix énergétique, tel qu'il s'est déjà régulièrement produit par le passé indépendamment de la politique énergétique et tel qu'il se dessine dans le nouveau système énergétique est dès lors dans l'intérêt de la Suisse.

Contre-projet indirect à l'initiative «Sortir du nucléaire»

L'initiative populaire fédérale «Pour la sortie programmée de l'énergie nucléaire (Initiative «Sortir du nucléaire»)» s'inscrit dans le droit fil de la Stratégie énergétique 2050 et son premier paquet de mesures, à la différence près que l'initiative «Sortir du nucléaire» demande que la durée d'exploitation maximale des centrales nucléaires existantes soit fixée à 45 ans. Le Conseil fédéral considère qu'il vaut mieux éviter de fixer de telles échéances, et que les centrales doivent être mises hors service à la fin de la durée d'exploitation jugée normale sur le plan de la sécurité technique. Cela permettrait non seulement de prolonger d'autant le délai nécessaire pour assurer la transformation progressive du système énergétique, mais aussi de s'épargner certains surcoûts qui résulteraient d'une sortie accélérée du nucléaire, comme certaines demandes de dédommagement que ne manquerait pas d'entraîner une limitation de la durée d'exploitation. C'est la raison pour laquelle le Conseil fédéral propose au Parlement de rejeter l'initiative «Sortir du nucléaire» et de lui opposer en guise de contre-projet indirect le premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique.

Perspectives

D'autres paquets de mesures seront nécessaires pour mettre en oeuvre la transformation à long terme du système énergétique. Ces mesures seront notamment fonction du développement technique, par exemple dans le domaine des possibilités de stockage, d'où l'importance d'investissements accrus dans les domaines de la recherche et du développement. L'environnement international devra lui aussi être pris en compte, notamment en ce qui concerne l'évolution des prix et des coûts de production. Dans ce contexte, il convient de mentionner les négociations actuellement en cours avec l'UE au sujet d'un accord sur l'électricité. Pour l'après-2020,

les politiques énergétique et climatique s'articuleront autour d'orientations nouvelles, avec des objectifs cohérents qu'il appartiendra au Conseil fédéral de définir suffisamment tôt en tenant compte du contexte international. Il est notamment prévu de remplacer progressivement le système d'encouragement actuel par un système incitatif comprenant une taxe sur l'énergie assortie d'un dispositif de redistribution à la population et aux entreprises. Cette réorientation nécessitera probablement la mise en place d'une base constitutionnelle ad hoc.

Table des matières

Condensé	6775
1 Contexte	6782
1.1 L'approvisionnement énergétique de la Suisse	6782
1.1.1 Consommation d'énergie	6782
1.1.2 Consommation d'énergie et part du PIB représentée par les coûts énergétiques	6783
1.1.3 Approvisionnement en électricité	6784
1.1.4 Approvisionnement en pétrole	6786
1.1.5 Approvisionnement en gaz naturel	6787
1.1.6 Importance du stockage de l'énergie	6787
1.1.7 Importance de la préparation aux situations de crise	6788
1.2 Bases juridiques et compétences	6788
1.3 Politique énergétique antérieure	6789
1.3.1 Stratégie énergétique 2007	6789
1.3.2 Politique énergétique extérieure de la Suisse	6790
1.3.3 Accord avec l'UE dans le domaine de l'électricité	6791
1.3.4 Ouverture du marché de l'électricité	6793
1.4 Contexte international	6794
1.4.1 Politique énergétique de l'UE jusqu'à présent	6794
1.4.2 Développements actuels au sein de l'UE	6795
1.4.3 Perspectives internationales	6796
1.5 Risques pour la sécurité de l'approvisionnement	6797
1.5.1 Risques globaux	6797
1.5.2 Risques à l'échelle nationale	6798
1.6 Evolution actuelle de l'énergie nucléaire à l'étranger	6799
2 Politique énergétique nationale actuelle	6801
2.1 Révision des Perspectives énergétiques	6801
2.2 Décision de sortir de l'énergie nucléaire	6803
2.3 Stratégie énergétique 2050	6804
2.3.1 Objectifs 6804	
2.3.2 Grands axes	6806
2.3.3 Le premier paquet de mesures en bref	6807
2.3.4 Etapes futures de la Stratégie énergétique 2050: passage de l'encouragement à l'incitation	6810
2.3.5 Rapport avec la Stratégie Réseaux électriques	6812
2.4 Rapport avec les travaux du DFF	6813
2.5 Rapport avec d'autres domaines politiques	6813
2.5.1 Politique climatique	6813
2.5.2 Politique environnementale	6814
2.5.3 Aménagement du territoire, protection de la nature et du patrimoine	6814
2.5.4 Autres domaines relevant de la politique	6815

3	Initiative populaire fédérale «Pour la sortie programmée de l'énergie nucléaire (Initiative «Sortir du nucléaire»)»	6816
3.1	Aspects formels et validité de l'initiative	6816
3.1.1	Texte de l'initiative	6816
3.1.2	Aboutissement et délais de traitement	6817
3.1.3	Validité	6818
3.2	Objectifs et teneur de l'initiative	6818
3.3	Appréciation de l'initiative	6818
3.3.1	Appréciation des buts visés	6818
3.3.2	Conséquences en cas d'acceptation	6819
3.3.3	Avantages et inconvénients	6820
3.4	Conclusions	6821
4	Dispositif proposé: premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050	6821
4.1	Objectifs	6821
4.2	Mesures	6821
4.2.1	Efficacité énergétique dans le domaine du bâtiment	6821
4.2.2	Efficacité énergétique dans le domaine de l'industrie et des services	6826
4.2.3	Efficacité énergétique dans le domaine de la mobilité	6829
4.2.4	Efficacité énergétique dans le domaine des appareils électriques	6832
4.2.5	Efficacité énergétique dans le domaine des fournisseurs d'électricité	6833
4.2.6	Energie renouvelable	6836
4.2.7	Installations de couplage chaleur-force	6844
4.2.8	Centrales à gaz à cycle combiné	6846
4.2.9	Réseaux (accélération des procédures et de la mise en place du compteur intelligent)	6847
4.2.10	Projets pilotes et de démonstration et programme phare	6850
4.2.11	Fonction d'exemple de la Confédération	6851
4.2.12	Programme SuisseEnergie	6852
4.2.13	Autres mesures	6853
4.3	Effets	6855
4.3.1	Evolution de la consommation finale d'énergie	6855
4.3.2	Evolution de la consommation électrique	6859
4.3.3	Evolution de l'offre d'électricité	6860
4.3.4	Evolution des émissions de CO ₂ liées à l'énergie	6863
4.3.5	Effets sur la sécurité d'approvisionnement	6864
4.4	Monitoring	6867
4.5	Relation avec l'initiative parlementaire 12.400	6868
4.6	Droit comparé, en particulier rapport au droit européen	6868
4.7	Classement d'interventions parlementaires	6870

5	Commentaires article par article	6872
5.1	Loi sur l'énergie	6872
5.2	Modification d'autres actes	6915
5.2.1	Loi du 17 juin 2005 sur le Tribunal fédéral	6915
5.2.2	Loi du 23 décembre 2011 sur le CO ₂	6915
5.2.3	Loi du 22 juin 1979 sur l'aménagement du territoire	6924
5.2.4	Loi du 22 décembre 1916 sur les forces hydrauliques	6925
5.2.5	Loi du 19 mars 2004 sur l'énergie nucléaire	6926
5.2.6	Loi du 24 juin 1902 sur les installations électriques	6930
5.2.7	Loi du 23 mars 2007 sur l'approvisionnement en électricité	6931
5.2.8	Loi du 19 décembre 1958 sur la circulation routière	6936
5.2.9	Loi du 4 octobre 1963 sur les installations de transport par conduites	6936
6	Conséquences	6937
6.1	Conséquences pour la Confédération	6937
6.1.1	Conséquences financières	6937
6.1.2	Conséquences sur l'état du personnel	6941
6.2	Conséquences pour les cantons et les communes	6944
6.2.1	Conséquences financières	6944
6.2.2	Conséquences sur l'état du personnel	6944
6.3	Conséquences économiques	6945
6.3.1	Coûts du parc de centrales, coûts de réseau et coûts macroéconomiques directs	6945
6.3.2	Conséquences sur la croissance, la prospérité et l'emploi	6949
6.3.3	Conséquences sur les différents secteurs et les différents groupes sociaux	6951
6.3.4	Conséquences des différentes mesures/variantes	6953
6.4	Conséquences sur l'environnement	6954
7	Relation avec le programme de la législature et avec les stratégies nationales du Conseil fédéral	6956
7.1	Relation avec le programme de la législature	6956
7.2	Relation avec la Stratégie pour le développement durable du Conseil fédéral	6956
7.3	Relation avec le Projet de territoire Suisse	6957
7.4	Relation avec le plan d'action Economie verte	6957
8	Aspects juridiques	6958
8.1	Constitutionnalité et légalité	6958
8.1.1	Bases juridiques	6958
8.1.2	Compatibilité avec les droits fondamentaux	6962
8.1.3	Relation avec le droit cantonal	6963
8.2	Compatibilité avec les obligations internationales de la Suisse	6964
8.3	Forme de l'acte à adopter	6965
8.4	Frein aux dépenses	6965

8.5	Conformité à la loi sur les subventions	6966
8.5.1	Contribution d'investissement pour les installations photovoltaïques, hydroélectriques et de biomasse	6966
8.5.2	Encouragement de l'information, du conseil, de la formation, du perfectionnement, de l'utilisation de l'énergie et de l'utilisation des rejets de chaleur	6967
8.5.3	Encouragement de la recherche	6967
8.6	Délégation de compétences législatives	6968
8.7	Conformité à la législation sur la protection des données	6969
	Liste des abréviations	6971
	Loi sur l'énergie (LEne) (Projet)	6975
	Arrêté fédéral sur l'initiative populaire fédérale «Pour la sortie programmée de l'énergie nucléaire» (Initiative «Sortir du nucléaire») (Projet)	7019

Message

1 Contexte

1.1 L'approvisionnement énergétique de la Suisse

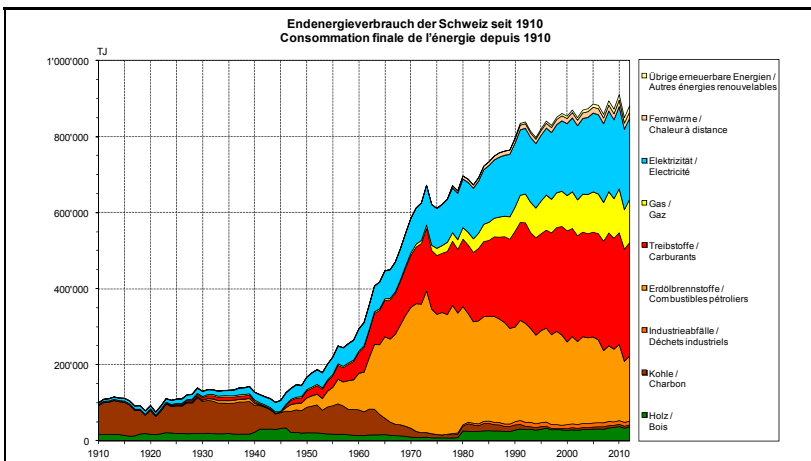
L'approvisionnement énergétique de la Suisse est caractérisé par une sécurité de l'approvisionnement élevée mais aussi par une forte dépendance vis-vis de l'étranger: environ 80 % de l'énergie primaire est importé. Les 20 % restants sont couverts par des agents énergétiques indigènes, soit le bois, l'eau, les déchets ménagers, les déchets industriels, et par d'autres énergies renouvelables (soleil, vent, biogaz, biocarburants et chaleur ambiante). Jusqu'ici, ces dernières ont toutefois apporté une contribution limitée. Concernant l'électricité, on constate que la production et la consommation en Suisse s'équilibrent plus ou moins sur une année.

1.1.1 Consommation d'énergie

Le graphique 1 illustre le développement de la consommation d'énergie en Suisse depuis 1910. Le mix d'agents énergétiques a beaucoup changé au cours du temps. Après une consommation énergétique relativement constante, principalement basée sur le charbon, on assiste à partir de la Seconde Guerre mondiale à une forte croissance de la consommation d'énergie finale. Après les crises pétrolières des années 70, cette croissance a ralenti tout d'abord légèrement, puis nettement à partir de 1990. Pendant la même période, les carburants et les combustibles pétroliers ont considérablement gagné en importance par rapport au charbon. En outre, le gaz naturel et surtout l'électricité jouent également un rôle de plus en plus important depuis 1970, alors que la consommation de combustibles pétroliers diminue.

Graphique 1

Consommation finale en Suisse 1910 à 2012 selon les agents énergétiques



La consommation d'énergie en Suisse s'élevait à 245 térawattheures (TWh), ou 882 pétajoules (PJ), en 2012¹. Environ 59 TWh (212 PJ) de ce total concernent *l'électricité*, soit une part de 24 %; les autres parts importantes de la consommation d'énergie finale en 2012 sont les carburants (34 %), les combustibles pétroliers (19 %) et le gaz naturel (13 %). Le charbon représentait quant à lui moins de 1 %. Le reste a été couvert par l'énergie du bois, le chauffage à distance, les déchets industriels et les autres énergies renouvelables.

La consommation finale *d'énergies renouvelables* a quant à elle passé de 35 TWh (126 PJ) à 51 TWh (184 PJ) entre 1990 et 2012. Dans le même temps, la proportion des énergies renouvelables dans la consommation énergétique finale est passée de 16 % environ à 21 %². Dans le domaine de la chaleur (chauffage et chaleur industrielle), la proportion de la consommation finale que représentent les énergies renouvelables a atteint quelque 17 % en 2012³.

En 2012, le plus grand groupe d'utilisateurs était formé par les transports avec environ 35 %, suivis des ménages (28 %), de l'industrie (19 %) et des services (16 %) (différence statistique y compris l'agriculture 2 %) ⁴.

1.1.2 Consommation d'énergie et part du PIB représentée par les coûts énergétiques

Depuis plusieurs années, les coûts liés à l'énergie représentent environ 6 % du PIB. Le graphique 2 ci-après illustre l'évolution du produit intérieur brut (PIB), de la consommation finale d'énergie et de la consommation d'électricité par habitant depuis 1950.

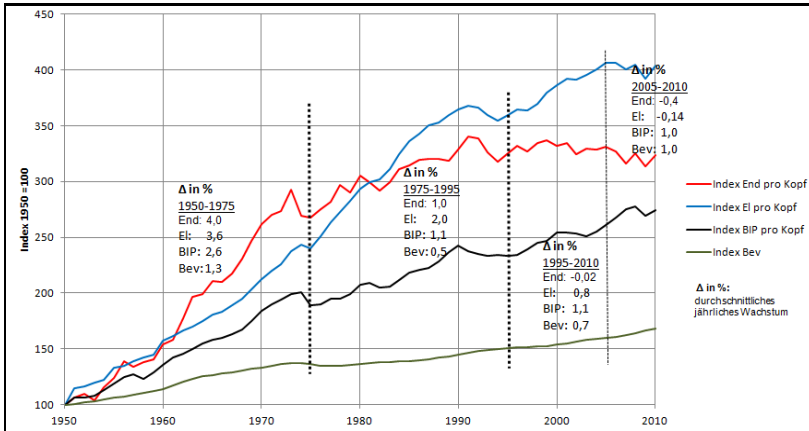
¹ Statistique globale suisse de l'énergie 2012, Office fédéral de l'énergie (après conversion des térajoules en térawattheures) (1 térawattheure = 3600 térajoules).

² Statistique suisse des énergies renouvelables, éd. 2012, ébauche, Office fédéral de l'énergie.

³ Statistique suisse des énergies renouvelables, éd. 2012, ébauche, Office fédéral de l'énergie.

⁴ Statistique globale suisse de l'énergie 2012, Office fédéral de l'énergie.

Evolution de la consommation finale d'énergie et d'électricité ainsi que du produit intérieur brut par habitant de 1950 à 2010 (indice de 1950=100)



On distingue trois phases:

- jusqu'en 1975, la croissance de la demande finale d'énergie et d'électricité par habitant a été supérieure à la croissance annuelle moyenne du PIB par habitant;
- de 1975 à 1995, la croissance de la demande d'électricité par habitant a été supérieure à la croissance du PIB. La hausse de la consommation énergétique finale par habitant a été inférieure à l'augmentation du PIB par habitant;
- de 1995 à 2010, la hausse du PIB par habitant a été supérieure à l'augmentation de la demande d'énergie finale et d'électricité par habitant. La demande énergétique finale par habitant a même légèrement reculé. La consommation finale d'énergie par habitant a baissé entre 2005 et 2010. La demande d'électricité par habitant est restée stable, malgré une hausse annuelle de 1 % du PIB par habitant.

1.1.3 Approvisionnement en électricité

La production nette d'électricité, très stable depuis plusieurs années, se situait à environ 66 TWh en 2012⁵, ce qui correspond environ à la consommation annuelle suisse. En hiver toutefois, la production n'a pas été suffisante pour couvrir les besoins accrus par rapport aux mois d'été, raison pour laquelle la Suisse a dû importer de l'électricité pendant cette période. La production indigène annuelle était à 60 % d'origine renouvelable. La majeure partie provenait de l'exploitation de la force hydraulique. L'exploitation de l'énergie solaire, de la biomasse, du biogaz, de l'énergie éolienne et des déchets en a représenté 3 %. Les cinq centrales nucléaires

⁵ Statistique suisse des énergies renouvelables, éd. 2012, ébauche, Office fédéral de l'énergie.

ont fourni quelque 37 % de la production nette d'électricité. Le reste de la production est venu des centrales thermiques classiques et de centrales de chauffage à distance.

Depuis l'établissement de l'«étoile de Laufenbourg» en 1958, lorsque les réseaux d'électricité d'Allemagne, de France et de Suisse ont été reliés et interconnectés, la Suisse est étroitement liée avec le réseau européen en tant que plaque tournante de l'électricité en Europe. 41 interconnexions et une capacité de transport installée de plus de 25 000 mégawatts témoignent de l'intégration physico-économique de la Suisse dans le réseau électrique européen. Cette intégration nécessite des règles de procédure transfrontalières, introduites progressivement au sein de l'UE et dont la législation suisse doit tenir compte.

En 2012, la Suisse a importé quelque 87 TWh et exporté environ 89 TWh d'électricité, alors que la consommation brute indigène était d'environ 63 TWh (pertes dues au transport et à la distribution du courant incluses). La mise à contribution importante du réseau de transport conduit aujourd'hui déjà à des limitations de production. Les capacités de transport aux frontières sont épuisées. Le *réseau à très haute tension* nécessite des investissements considérables, notamment pour les mesures de renouvellement imputables à l'âge avancé du réseau de transport, d'une part (cf. ch. 4.2.9). S'y ajoutent, d'autre part, l'extension du réseau destinée à résoudre les problèmes de pénuries régionales de capacité ainsi que les développements en Allemagne (très forte augmentation de l'injection d'électricité issue d'énergies renouvelables avec d'importantes fluctuations dans la production), le transit d'électricité ainsi que l'intégration des nouvelles centrales de pompage-turbinage au système. La capacité des centrales électriques dans la catégorie des installations flexibles de pompage-turbinage continue à se développer par la construction actuellement en cours des nouvelles centrales de Nant-de-Drance + en Valais (900 MW) et de Linth-Limmern dans le canton de Glaris (1000 MW) et par la construction prévue des centrales électriques de Lago Bianco, dans le Puschlav (1000 MW), et le projet Grimsel 3 de la centrale d'Oberhasli dans la région du Grimsel, dans le canton de Berne (660 MW).

Les *réseaux de distribution* devront à l'avenir reprendre de grandes quantités de courant vert produit par de nombreuses centrales électriques décentralisées. La fréquente irrégularité de la production de telles installations génère de nouveaux défis pour le pilotage du système *production-réseaux-consommation*. Il faut par conséquent aussi développer et moderniser les réseaux de distribution (cf. ch. 4.2.9). S'ajoute à cela le rôle essentiel que jouera à l'avenir le stockage de l'électricité. A cet égard, on recherche de nouvelles technologies permettant de stocker l'énergie à l'échelle locale et selon les conditions saisonnières (cf. partie ci-après consacrée au stockage de l'énergie, dans le présent chapitre).

Enfin, l'introduction et l'application de nouvelles technologies, comme le pilotage intelligent de la consommation, modifieront les exigences auxquelles doit répondre la sécurité de l'approvisionnement en énergie. Mentionnons à cet égard le développement à long terme d'un nouveau réseau européen à très haute tension (super-réseau ou «supergrid»), qui sera principalement exploité en courant continu. Un tel système à l'échelle européenne renforcerait considérablement les capacités de transport.

La construction de nouvelles centrales électriques et la rénovation des centrales existantes constituent un autre défi. Mal acceptés pour diverses raisons (protection

du paysage, protection des eaux, etc.), ces projets ne sont souvent réalisés qu'avec beaucoup de retard, quand ils ne sont pas abandonnés.

Alors que la Suisse dépend entièrement des importations en ce qui concerne les agents énergétiques fossiles (pétrole, gaz), la production d'électricité et la consommation d'électricité sont, comme il a été précisé ci-avant, plus ou moins équilibrées sur l'ensemble d'une année. Des échanges intensifs avec l'étranger ont cependant lieu tout au long de l'année, la Suisse exportant généralement du courant dans la journée et en important la nuit. De grandes quantités d'électricité doivent par ailleurs être importées en hiver, tandis que du courant peut être exporté pendant la période estivale. Les importations de courant sont actuellement en grande partie réglées dans des contrats d'achat à long terme qui seront vraisemblablement résiliés en cas de conclusion d'un accord avec l'UE sur l'électricité (les négociations y afférentes sont en cours depuis 2007). Les transactions boursières et hors bourse gagnent par ailleurs en importance. Un bon fonctionnement des échanges avec les Etats de l'UE voisins demeure essentiel pour l'approvisionnement énergétique futur de la Suisse. C'est la raison pour laquelle l'économie suisse de l'électricité s'efforce toujours d'harmoniser les dispositions techniques correspondantes. Elle a par ailleurs participé activement à l'élaboration de ces dernières au sein des organes compétents.

Pour la Commission européenne, l'intégration pleine et entière de la Suisse au marché intérieur européen passe néanmoins par un accord sur l'électricité garantissant un accès libre et réciproque au marché intérieur de l'électricité.

L'évolution dynamique du paysage européen de l'électricité ainsi que la forte augmentation d'injection de courant issu d'énergies renouvelables ont modifié le modèle de commercialisation de l'électricité. Le modèle historique des opérations à terme fondé sur des contrats à long terme, l'importation de courant bon marché en charge de base et l'exportation de courant de pointe de charge cher issu des centrales à accumulation cèdent de plus en plus le pas au négoce sur le marché spot et aux surcapacités temporaires.

1.1.4 Approvisionnement en pétrole

La branche du pétrole réalise un chiffre d'affaires annuel de quelque 20 milliards de francs et emploie près de 15 000 personnes. Environ 60 % des importations de pétrole s'effectuent directement sous la forme de produits pétroliers finis et seulement 40 % sous la forme de pétrole brut, qui est traité dans les raffineries de Cressier et de Collombey. Le raffinage du pétrole est actuellement soumis à d'importants changements. Le taux d'utilisation des raffineries diminue à l'échelle mondiale, ce qui péjore encore la rentabilité de ce maillon de la chaîne d'approvisionnement en pétrole. L'avenir des deux raffineries de Cressier et de Collombey est incertain. Même si le fait de disposer de deux raffineries en propre est fondamentalement un avantage pour la Suisse, leur fermeture éventuelle ne menacerait pas pour autant l'approvisionnement du pays en combustibles et carburants fossiles dans la mesure où il est envisageable que les produits pétroliers finis proviennent exclusivement de l'importation.

La branche pétrolière gère divers réservoirs de stockage en Suisse. Selon la loi du 8 octobre 1982 sur l'approvisionnement du pays (LAP, RS 531), y sont également entreposés des stocks obligatoires de produits pétroliers permettant de couvrir les

besoins de la Suisse pendant quelques mois (4,5 mois pour l'essence, le diesel et le mazout, 3 mois pour le kérosène).

1.1.5 Approvisionnement en gaz naturel

En 2012, le gaz naturel représentait 13 % de la consommation finale d'énergie. La Suisse importe l'intégralité de son gaz naturel de l'étranger, mais ne dispose pas de capacités de stockage de gaz importantes sur son territoire national contrairement aux pays voisins. Elle ne dispose que de petites installations de stockage pour une compensation quotidienne. L'économie gazière résout ce problème en concluant des contrats à long terme munis de clauses assurant la continuité de l'approvisionnement en cas de crise. En outre, la société gazière régionale de Suisse romande s'est assurée contractuellement des capacités de stockage dans le réservoir de gaz naturel qu'elle a cofinancé à Etrez, à proximité de Lyon (F).

Dans ce contexte, les clients dits «bi-combustible» jouent un rôle important. Ils ont la possibilité de passer du gaz naturel à un approvisionnement en mazout de façon à ne pas dépendre d'un approvisionnement ininterrompu de gaz naturel. Ils reçoivent les fournitures à un prix plus avantageux, mais sont généralement tenus de passer au combustible de substitution en cas de températures basses. En Suisse, environ un tiers de la demande de gaz naturel est concernée par cette possibilité.

Suite à la crise russo-ukrainienne du gaz naturel en 2009, l'UE a élargi sa gestion des crises gazières. De plus, à la fin de 2011, un nouveau règlement concernant l'approvisionnement en gaz naturel⁶ est entré en vigueur. L'objet central de ce règlement réside dans la coordination à l'échelle de l'UE des plans d'urgence nationaux, lorsque les situations de crise ne peuvent plus être résolues par les mécanismes du marché. Dans ce contexte, les pays tiers ne seront pris en compte qu'en deuxième priorité en cas de crise, ce qui pourrait constituer un désavantage en matière d'approvisionnement pour la Suisse. La Confédération étudie la possibilité d'une participation de la Suisse au mécanisme de crise de l'UE dans le domaine gazier. Afin de continuer d'augmenter la sécurité d'approvisionnement en gaz, il convient en outre de diversifier davantage les canaux d'approvisionnement. C'est pourquoi la Suisse soutient le projet Trans Adriatic Pipeline (TAP) dans le cadre de sa politique énergétique extérieure. A partir de 2017, ce projet doit permettre de transporter du gaz naturel en provenance d'Azerbaïdjan vers l'Italie et puis vers la Suisse, en passant par la Grèce et l'Albanie.

La branche gazière réalise en Suisse un chiffre d'affaires annuel de 2,4 milliards de francs et elle emploie environ 1600 collaborateurs.

1.1.6 Importance du stockage de l'énergie

A l'instar de la production contrôlée, de la flexibilité des consommateurs et des réseaux, le stockage de l'énergie joue un rôle important dans le système global d'approvisionnement en électricité. Au-delà des saisons, l'équilibre doit de plus en

⁶ Règlement (UE) n° 994/2010 du Parlement européen et du Conseil du 20 octobre 2010 concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel et abrogeant la directive 2004/67/CE du Conseil (JO L 295, 12.11.2010, p. 1).

plus souvent être assuré d'un jour à l'autre, voire d'une heure à l'autre, dans la mesure où la part croissante de l'énergie irrégulière issue de sources renouvelables conduit à des déséquilibres à court terme entre production et consommation.

Sur la base de modélisations détaillées, il a été constaté que les capacités installées des centrales de pompage-turbinage suisses ne pouvaient guère suffire à long terme pour reporter vers l'hiver les surplus de production d'électricité estivale des installations photovoltaïques ou éoliennes. Les besoins à long terme de la Suisse en matière de capacité de stockage ainsi que le cadre technologique et économique pertinent font actuellement l'objet d'une étude. Celle-ci évalue, outre diverses autres technologies de stockage de l'énergie, le système Power-to-Gas (stockage dans le réseau de gaz naturel de l'hydrogène produite avec du courant électrique excédentaire).

Les besoins en matière de stockage dépendent de l'évolution de l'offre et de la souplesse des installations de production ainsi que des consommateurs, d'une part, et de l'évolution des réseaux, d'autre part. Ces besoins peuvent être réduits en flexibilisant la demande, en axant davantage la production issue des énergies renouvelables sur les besoins ou en procédant à un développement du réseau.

1.1.7 Importance de la préparation aux situations de crise

Les scénarios énergétiques du Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication (DETEC)⁷ montrent qu'une meilleure efficacité énergétique peut nettement réduire la dépendance suisse des importations et, partant, accroître la sécurité de l'approvisionnement. Il est sensiblement plus difficile d'obtenir une diversification encore plus prononcée de l'approvisionnement par agents énergétiques, pays de provenance et voies d'acheminement et de flexibiliser encore davantage le système d'approvisionnement. La préparation aux situations de crise sur le plan national (constitution de réserves obligatoires, mesures de gestion) et sur le plan international (programme d'urgence de l'Agence internationale de l'énergie, AIE) demeure un thème prioritaire.

1.2 Bases juridiques et compétences

L'art. 89, al. 1, de la Constitution (Cst.)⁸ exige de la Confédération et des cantons qu'ils s'emploient, dans les limites de leurs compétences respectives, à promouvoir un approvisionnement énergétique suffisant, diversifié, sûr, économiquement optimal et respectueux de l'environnement, ainsi qu'une consommation économe et rationnelle de l'énergie. La sécurité de l'approvisionnement⁹ doit en particulier être garantie, au sens d'un approvisionnement optimal sur le plan macroéconomique. Les règles concernant la sécurité de l'approvisionnement dans le domaine de l'électricité

⁷ Die Energieperspektiven 2050, Office fédéral de l'énergie, Prognos SA, Bâle et Ecoplan SA, Berne. Disponible sur internet: www.bfe.admin.ch, rubrique Stratégie énergétique 2050/Perspectives énergétiques 2050.

⁸ RS 101

⁹ René Schaffhauser, Commentaire saint-gallois ad art. 89 Cst., ch. marg. 6, 1er tiret, 2e éd. 2008.

sont notamment précisées dans la loi du 23 mars 2007 sur l’approvisionnement en électricité (LApEI)¹⁰.

La Confédération fixe les principes applicables à l’utilisation des énergies indigènes et renouvelables et à la consommation économe et rationnelle de l’énergie (art. 89, al. 2, Cst.). Elle légifère en outre sur la consommation énergétique des installations, des véhicules et des appareils et favorise le développement de techniques énergétiques dans les domaines des économies d’énergie et des énergies renouvelables. Les mesures en matière de consommation d’énergie dans les bâtiments sont en premier lieu du ressort des cantons. L’art. 90 Cst. prévoit que la législation en matière d’énergie nucléaire relève de la compétence de la Confédération. Il en va de même pour la réglementation du transport et de la livraison de l’énergie (art. 91 Cst.).

Depuis 1990, tous les cantons ont édicté ou adapté leurs propres lois sur l’énergie ou leurs propres dispositions en la matière.

1.3 Politique énergétique antérieure

1.3.1 Stratégie énergétique 2007

En 2007, le Conseil fédéral a décidé de fonder sa politique énergétique sur quatre piliers: l’efficacité énergétique, les énergies renouvelables, le remplacement et la construction de grandes centrales électriques (nouvelles centrales nucléaires incluses) ainsi que la politique énergétique extérieure. La promotion de l’efficacité énergétique et des énergies renouvelables constituait déjà à ce moment-là une priorité absolue. La décision du Conseil fédéral s’était fondée sur les *Perspectives énergétiques 2035*¹¹, publiées en février 2007 par le DETEC. Cette publication était le résultat d’un travail de plusieurs années auquel ont participé des spécialistes du monde scientifique, de l’économie énergétique, de l’industrie et de l’administration.

Plans d’action et objectifs

Pour concrétiser la Stratégie énergétique 2007, le Conseil fédéral a approuvé en 2008 deux plans d’action¹². Les mesures définies dans ces plans visaient à réduire de 20 % la consommation d’énergies fossiles entre 2010 et 2020 tout en augmentant la part des énergies renouvelables dans la consommation énergétique globale à 24 % et en limitant à 5 % au maximum la progression de la consommation d’électricité. Après 2020, les plans d’action prévoient une stabilisation de la consommation électrique. Les lignes directrices des plans d’action de 2008 sont reprises par le présent paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050, et leur développement est renforcé conformément aux nouveaux objectifs.

Instruments et mesures

La politique énergétique nationale fondée sur la Stratégie énergétique 2007 comprend une combinaison d’incitations, de mesures d’encouragement, de prescriptions

¹⁰ RS 734.7

¹¹ Die Energieperspektiven 2035, tomes 1 à 5, Office fédéral de l’énergie, Prognos SA, Bâle et Ecoplan SA, Berne. Disponible sur internet www.bfe.admin.ch, rubrique Perspectives énergétiques 2035 (synthèse disponible en français).

¹² Plans d’action «Efficacité énergétique» et «Energies renouvelables», Office fédéral de l’énergie, 2008.

en matière de consommation, de standards minimaux et de mesures dans les domaines de la recherche et de la formation. Le plan d'action «Recherche énergétique suisse coordonnée» a été approuvé récemment et considérablement renforcé en raison de la nouvelle orientation de la politique énergétique (cf. ch. 2.3.2). La troisième étape du programme SuisseEnergie¹³, de 2011 à 2020, joue un rôle clé dans la mise en œuvre de ces objectifs. Les activités de SuisseEnergie sont axées sur la sensibilisation, l'information, le conseil, la formation et le perfectionnement, l'assurance-qualité, la mise en réseau et la promotion de projets novateurs (cf. ch. 4.2.12).

En outre, des prescriptions d'efficacité, des étiquettes-énergie, des appels d'offres publics visant des mesures d'efficacité électrique ou des conventions d'objectifs conclues avec les entreprises contribuent à accroître l'*efficacité énergétique*.

La rétribution à prix coûtant du courant injecté (RPC) constitue le principal pilier de la promotion de la production électrique à partir d'énergies renouvelables. Les coûts des gestionnaires de réseau liés à la reprise de l'électricité issue de technologies au bénéfice de la rétribution (p. ex. énergie éolienne, solaire, biomasse) sont financés par un supplément sur la rémunération pour l'utilisation du réseau de transport (supplément perçu sur le réseau) s'ils ne sont pas couverts par les prix du marché (art. 15b, al. 1, let. a, LEne).

1.3.2 Politique énergétique extérieure de la Suisse

La Confédération poursuit une politique énergétique extérieure active¹⁴ dont les trois principaux objectifs consistent à assurer l'approvisionnement énergétique, à garantir un marché énergétique concurrentiel et à promouvoir une utilisation de l'énergie efficace et respectueuse du climat. La Suisse entend atteindre ces objectifs en intensifiant sa coopération avec ses pays voisins, avec des pays européens et non européens choisis ainsi qu'avec l'Union européenne (UE) et en s'engageant activement au sein d'organisations internationales. La participation de la Suisse à des organisations internationales est principalement axée sur l'Agence internationale de l'énergie (AIE) et l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA). La Suisse s'engage en outre au sein de l'Agence internationale de l'énergie renouvelable (IRENA), du comité de l'énergie durable de la Commission économique des Nations Unies pour l'Europe (CEE-ONU), du réseau des agences européennes de l'énergie (EnR), du Forum international de l'énergie (IEF), de la Charte de l'énergie et de l'Agence de l'OCDE pour l'énergie nucléaire (AEN).

La Suisse a signé une déclaration d'intention (Memorandum of Understanding) avec les Etats suivants dans le domaine de l'énergie: Azerbaïdjan (2007), Emirats arabes unis (2009), Turquie (2009), Russie (2011), Grèce (2012), Italie (2012), Luxembourg (2012) ainsi qu'avec l'Allemagne et l'Autriche (2012); et dans le domaine de la recherche énergétique: Allemagne et Autriche (2009, Smart Grids), Etats-Unis, Australie et Islande (2010, géothermie).

¹³ Programme SuisseEnergie. Disponible sur internet: www.bfe.admin.ch, rubrique SuisseEnergie.

¹⁴ Troisième rapport sur la politique énergétique extérieure de la Suisse (2012), DETEC, DFAE et DFÉ.

Relations de politique énergétique avec l'UE

Actuellement, la Suisse et l'UE n'entretiennent pas de relations institutionnalisées dans le domaine de l'énergie. Toutes les activités de la Suisse menées dans le cadre de la politique énergétique de l'UE reposent sur une base ad hoc ou de projet. C'est ainsi que la Suisse est invitée depuis 2009 par la Présidence du Conseil de l'UE – avec les membres de l'EEE, de la Communauté de l'énergie et des candidats à l'adhésion à l'UE – aux rencontres informelles des ministres de l'énergie.

Les représentants suisses prennent part en qualité d'observateurs aux différents forums de l'UE dans le domaine de l'énergie: Forum de Florence (marché de l'électricité), Forum de Madrid (marché du gaz), Forum de Berlin (énergies fossiles), Forum de Bucarest (efficacité énergétique et énergies renouvelables) et Forum de Bratislava/Prague (énergie nucléaire).

Les négociations avec l'UE en vue d'un accord bilatéral dans le domaine de l'électricité sont en cours depuis novembre 2007. A l'automne 2010, le Conseil fédéral a élargi le mandat de négociation et l'a adapté aux derniers développements législatifs de l'UE. Alors que l'électricité demeure l'objet le plus urgent des négociations sur l'énergie avec l'UE, il s'agit de parvenir à long terme à un accord global sur l'énergie.

Aide au développement

Les projets touchant le domaine de l'énergie gagnent en importance dans la coopération au développement. C'est pourquoi la Suisse a poursuivi le renforcement de ses activités dans ce domaine au cours des dernières années. Elle contribue, dans le cadre de programmes multilatéraux des banques de développement et par des projets bilatéraux, à une gestion énergétique plus durable dans les pays en transition et en développement. Une part importante des ressources supplémentaires approuvées en février 2011 dans le cadre du message relatif à l'augmentation des ressources destinées au financement de l'aide publique au développement¹⁵ est consacrée par la Direction du développement et de la coopération (DDC) et le Secrétariat d'Etat à l'économie (SECO) au financement initial consenti pour des programmes de la Convention sur le climat.

1.3.3 Accord avec l'UE dans le domaine de l'électricité

Par l'adoption en 2009 du troisième «paquet énergie»¹⁶, l'UE poursuit ses efforts visant à créer un marché intérieur de l'énergie. Les principales nouveautés sont les suivantes:

- élargissement des compétences et des tâches des autorités de régulation nationales (NRA) et création de l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER);
- réglementation à l'échelle européenne du commerce transfrontalier de l'énergie et développement coordonné du réseau de transport. Les gestionnaires de réseaux de transport collaborent au sein du «Réseau européen des

¹⁵ Arrêté fédéral du 28 février 2011 concernant l'augmentation des ressources destinées au financement de l'aide publique au développement – DDC, FF 2011 2729.

¹⁶ Directive 2009/72/UE; règlements CE 713/2009 et 714/2009.

gestionnaires de réseaux de transport pour l'électricité (ENTSO-E) et pour le gaz» (ENTSO-G). L'ACER et l'ENTSO élaborent les principales directives et les principaux codes de réseau. L'ENTSO est subordonné à l'ACER qui est, elle, soumise à la surveillance de l'UE;

- séparation plus marquée entre production, transport et distribution de l'énergie, assortie de réglementations garantissant un cadre uniforme («level playing field») et la transparence du marché intérieur de l'énergie. En font notamment partie les règles en matière de concurrence et les subventions de l'Etat ainsi que le règlement européen sur la transparence des marchés du gaz et de l'électricité (REMIT)¹⁷, la protection des consommateurs et les dispositions en matière de protection de l'environnement et même la directive relative à la promotion des énergies renouvelables¹⁸;
- l'acquis dans le domaine de l'énergie évolue en permanence: l'UE s'emploie actuellement à adapter les réglementations concernant les subventions de l'Etat, la problématique des flux d'électricité transfrontaliers qui échappent à tout contrôle (loop flows), et des marchés des capacités ainsi que l'évolution à long terme de l'objectif des «20-20-20»¹⁹ au-delà de 2020;
- le marché intérieur de l'énergie comprend aussi le gaz naturel. Bien que ce dernier ne fasse pas l'objet de négociations et que la Suisse ne réponde pas aux exigences en raison de l'absence d'une régulation globale du marché du gaz, la Suisse souhaite néanmoins être intégrée aux mécanismes de crise de l'UE en la matière. Grâce à l'optimisation du gazoduc de Transigaz qui permettra aussi de transporter le gaz du Sud au Nord, la Suisse aura un rôle important à jouer en tant que pays de transit dès 2016;
- l'acquis dans le domaine de l'énergie ne vaut pas seulement pour l'UE, il est aussi applicable à l'EEE et, une fois les délais de transition expirés, à la communauté de l'énergie du sud-est de l'Europe.

Comme l'issue des négociations en cours concernant un accord sur l'électricité avec l'UE est encore ouverte, il ne peut pas être exclu à l'heure actuelle qu'un tel accord ne fasse l'objet d'adaptations par rapport au projet proposé ici.

Effets sur la Suisse des évolutions au sein de l'UE

La loi et l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (LApEl et OApEl) sont déjà conformes au cadre européen, du moins pour ce qui est des éléments les plus importants. En raison de sa forte interconnexion avec le marché européen de l'énergie, la Suisse doit pouvoir bénéficier d'un environnement réglementaire efficace pour ses activités commerciales. Sans accord sur l'électricité, elle ne pourra participer à moyen terme qu'à titre informel à l'évolution des réglementations valables à l'échelle européenne et au code de réseau, dans le cadre des procédures de consultation. Une participation active nécessiterait d'une part la poursuite de

¹⁷ «Regulation on wholesale Energy Market Integrity and Transparency»: Règlement (UE) n° 1227/2011 du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie (JO L 326/1, 8.12.2011).

¹⁸ Directive 2009/28/CE.

¹⁹ Baisse des émissions de gaz à effet de serre d'au moins 20 % par rapport aux valeurs de 1990, augmentation du recours aux énergies renouvelables à 20 % de la production d'énergie globale, baisse de la consommation d'énergie de 20 % par rapport au niveau prévu pour 2020 grâce à une amélioration de l'efficacité énergétique, cf. ch. 4.2.1).

l'intégration de plein droit au Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport d'électricité (ENTSO-E) et d'autre part l'intégration de plein droit à l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER).

Selon l'UE, le mode de participation aux organes de l'UE du domaine de l'électricité, dont la Suisse bénéficiait jusqu'ici, ne sera plus possible à partir de 2014, date de la réalisation du marché intérieur de l'énergie. La position de l'UE est connue: reprise d'une grande partie de l'acquis dans le domaine de l'énergie, avec ouverture intégrale du marché de l'électricité (comme le prévoit déjà la LApEl), exploitation des lignes frontalières conforme à l'acquis (suppression de la priorité accordée aux contrats à long terme aux frontières entre la France et la Suisse), mise en œuvre du «Règlement concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie» (REMIT) et des règles d'accompagnement telles que les subventions de l'Etat, reprise de la directive 2009/28/CE relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables (directive RES)²⁰ avec des objectifs pour la Suisse.

Les conséquences que pourrait avoir l'échec des négociations pour un accord sur l'électricité ne peuvent être qu'esquissées. Du point de vue de l'UE, le fait que la Suisse constitue une exception à la règle ne mettrait pas pour autant en péril la réalisation du marché intérieur de l'électricité. Les centrales de pompage-turbinage suisses sont également importantes pour l'UE s'agissant de l'intégration du courant vert, mais l'UE dispose aussi d'autres options en Scandinavie en ce qui concerne la gestion de la charge, l'extension des réseaux et les capacités de stockage.

En l'absence d'un accord sur l'électricité, les acteurs suisses du marché seraient, à partir de 2014, confrontés à une insécurité croissante sur le plan des lois et de la planification. La participation des producteurs et des négociants suisses au marché serait plus compliquée, les pays voisins seraient favorisés lors de la gestion des lignes frontalières, la société nationale pour l'exploitation du réseau Swissgrid pourrait être exclue de l'ENTSO-E et la future infrastructure de réseau européenne se construirait autour de la Suisse.

Une limitation du marché aurait un impact négatif tant sur la sécurité de l'approvisionnement (notamment en hiver) que sur les prix à la consommation. L'accès indirect aux bourses européennes de l'électricité aurait pour effet de rendre le commerce de l'électricité avec l'UE plus onéreux. Concernant les services-système, il serait plus difficile d'accéder au marché européen. La Suisse serait par ailleurs défavorisée en matière de décompte financier des flux d'électricité transfrontaliers.

1.3.4 Ouverture du marché de l'électricité

L'ouverture du marché suisse de l'électricité est réglementée par LApEl et comporte deux étapes. L'ouverture partielle du marché, déjà effective, est réservée aux utilisateurs finaux affichant une consommation annuelle de 100 MWh au minimum. Une intensification de la concurrence imputable à la baisse des prix du marché a eu lieu ces derniers temps (en raison notamment du taux de change franc suisse – euro). De

²⁰ Directive 2009/28/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et modifiant puis abrogeant les directives 2001/77/CE et 2003/30/CE, JO L 140 du 5.6.2009, p. 16.

nombreuses entreprises industrielles suisses s'approvisionnent aujourd'hui déjà auprès de fournisseurs de l'UE, en passant par des négociants suisses. Pour le reste, quelque 700 entreprises continuent de disposer, en raison de la répartition fixe de zones d'approvisionnement, d'un monopole d'approvisionnement avec des écarts de prix parfois importants. L'ouverture complète du marché (voir ci-après) interviendra ultérieurement, par un arrêté fédéral. L'arrêté fédéral est sujet au référendum facultatif. Cette deuxième étape conduit à une ouverture complète du marché pour les entreprises affichant une consommation d'énergie annuelle d'au moins 100 MWh par an, mais laisse à tous les clients la possibilité de choisir eux-mêmes leur fournisseur ou de rester dans un modèle protégé auprès d'une entreprise d'approvisionnement en électricité locale (modèle du choix avec approvisionnement en électricité garanti).

La deuxième étape de l'ouverture du marché et une adaptation des modèles tarifaires de l'électricité doivent conduire à une concurrence accrue et à une meilleure intégration dans le marché intérieur européen et constituent une condition sine qua non à la conclusion d'un accord avec l'UE dans le domaine de l'électricité. L'Office fédéral de l'énergie examine actuellement les prochaines étapes et notamment une mise en œuvre du modèle du choix avec approvisionnement en électricité garanti qui soit compatible avec une ouverture totale du marché et avec un accord sur l'électricité. Les mesures prévues dans le premier paquet de mesures visant à mettre en œuvre la Stratégie énergétique 2050 sont, en l'état actuel des connaissances, compatibles avec une ouverture totale du marché de l'électricité.

1.4 Contexte international

1.4.1 Politique énergétique de l'UE jusqu'à présent

En 2009, l'UE a adopté des objectifs de politique énergétique et climatique ambitieux pour l'année 2020: réduction des émissions de gaz à effet de serre de 20 % par rapport à 1990, développement de la part des énergies renouvelables à 20 % et amélioration de l'efficacité énergétique de 20 % par rapport à un scénario d'évolution sans nouvelles mesures (objectifs «20-20-20»).

Dans le cadre du paquet climatique et énergétique, l'UE a édicté la directive 2009/28/CE²¹ visant à promouvoir l'utilisation de l'énergie issue de sources renouvelables (directive SER). Cette directive prévoit de réaliser d'ici à 2020, à l'échelle de l'UE, l'objectif d'une part de 20 % d'énergies renouvelables dans la consommation énergétique finale brute (contre 8,9 % en 2006). Des objectifs nationaux contraignants pour les Etats membres sont déduits de cet objectif général. L'objectif de chaque Etat membre est déterminé selon son pouvoir économique.

²¹ Directive 2009/28/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et modifiant puis abrogeant les directives 2001/77/CE et 2003/30/CE, JO L 140 du 5.6.2009, p. 16.

1.4.2 Développements actuels au sein de l'UE

Evolution de la politique énergétique

En décembre 2011, la Commission européenne a publié sa «Feuille de route pour l'énergie à l'horizon 2050»²². Des voies de conversion du système énergétique visant la réduction de l'utilisation d'agents énergétiques contenant du carbone (décarbonisation) à l'horizon 2050 y sont examinées dans le cadre de scénarios. La Commission arrive à la conclusion que l'amélioration de l'efficacité énergétique est prioritaire dans tous les scénarios de décarbonisation. Par ailleurs, une plus grande part d'énergie renouvelable est une condition fondamentale pour un système énergétique durable et sûr. Des réflexions sont actuellement en cours au sein de l'UE pour déterminer comment les objectifs «20-20-20» (ou 3×20) seront développés pour 2030. Diverses options sont actuellement envisagées: focalisation plus nette sur le système d'échange de quotas d'émission et réduction des ressources pour la promotion, harmonisation européenne accrue des systèmes d'encouragement ou fixation de nouveaux objectifs contraignants à l'horizon 2030. Un rapport intermédiaire de l'UE de mars 2013 démontre que la crise a eu pour effet de ralentir le rythme de développement des énergies renouvelables et qu'atteindre l'objectif fixé pour 2020 nécessitera de nouvelles mesures.

Cette tendance se dessine depuis fort longtemps concernant l'objectif «20 % d'efficacité énergétique». C'est la raison pour laquelle une nouvelle directive relative à l'efficacité énergétique²³ a été adoptée en octobre 2012. Celle-ci prévoit notamment les mesures suivantes:

- Les Etats membres fixent pour 2020 des objectifs d'efficacité énergétique nationaux indicatifs (exprimés en valeur absolue de la consommation énergétique primaire ou finale), qui sont déduits de l'objectif global de 20 % de l'UE. En 2014, l'UE contrôlera les gains d'efficacité réalisés.
- Les Etats introduisent des systèmes d'efficacité obligatoire par lesquels les entreprises énergétiques réalisent 1,5 % d'économies d'énergie par an. Les systèmes peuvent être conçus de manière flexible. Les Etats membres peuvent aussi opter pour d'autres mesures permettant d'économiser de l'énergie.
- Les pouvoirs publics au niveau de l'Etat central ont l'obligation de procéder chaque année à la rénovation énergétique de 3 % des surfaces de bâtiments utilisées.
- Les Etats doivent élaborer des stratégies à long terme pour procéder à la rénovation énergétique du parc immobilier national.

Evolution du marché de l'électricité en Europe

En Europe, la branche de l'électricité est en mutation. Au-delà de l'accident nucléaire de Fukushima et des virages énergétiques que celui-ci a générés dans certains pays, ce changement est notamment dû aux objectifs «3×20» déjà cités de l'UE en matière de politique climatique et énergétique.

Cette situation a conduit certains pays européens à promouvoir un développement massif des énergies renouvelables. Il en a résulté, tout particulièrement en Allema-

²² COM (2011) 885.

²³ Directive 2012/27/UE.

gne et en Italie, une forte augmentation de la puissance installée du photovoltaïque et de l'énergie éolienne. Sur les marchés européens de l'électricité, la charge résiduelle (charge globale, déduction faite de l'injection des énergies renouvelables) s'est réduite mais est aussi devenue plus volatile. Dans des conditions météorologiques favorables, et moyennant une injection importante d'électricité issue d'installations photovoltaïques, on observe notamment un fort recul de la charge résiduelle en milieu de journée, avec une baisse correspondante des prix de la charge de pointe. Les centrales conventionnelles sont ainsi évincées du marché, ce qui a aussi des impacts sur l'exploitation et la rentabilité des centrales de pompage-turbinage suisses qui pouvaient jusque-là acheter du courant à prix bas la nuit pour le pomper et revendre celui-ci à prix fort en charge de pointe pendant la journée. Le négoce classique en Suisse avec des exportations en période de charge de pointe et des importations en période de charge basse est ainsi mis sous pression.

En Europe, les centrales à charbon ont tendance à évincer les centrales à gaz, en raison de leurs coûts. Bien que le prix du gaz soit peu élevé, par rapport aux années précédentes, en raison de la promotion du gaz de schiste aux Etats-Unis, les contrats d'achat de gaz naturel à long terme font que la balance penche du côté du charbon en Europe. Cela s'explique par le fait que le prix du charbon est actuellement bas aux Etats-Unis et que le certificat de CO₂ européen est lui aussi peu coûteux. Seule une forte augmentation du prix du CO₂ serait susceptible de rendre les centrales à gaz plus rentables que les centrales à charbon.

En raison de la crise financière et économique, la demande d'électricité a baissé dans plusieurs pays européens en 2009. Depuis lors, elle a certes repris dans certains pays, mais les prix spot et les prix à terme se situent, depuis 2008, à un niveau très bas. Cet état de fait est imputable au recul de la demande et à l'offre (excédentaire) en matière de capacités de production, notamment due à l'important développement des énergies renouvelables. Les prix de l'électricité en Suisse n'échappent pas à la règle: avant 2009, les prix de revient étaient en moyenne nettement inférieurs au prix du marché. Depuis lors, les prix spot moyens (Swissix) ont nettement baissé en Suisse. La crise de l'euro a eu pour effet de réduire encore la différence entre les prix spot suisses (en euros) et les prix de revient suisses (en francs). Aujourd'hui, les prix spot sont même parfois inférieurs aux prix de revient.

La conjoncture est par conséquent défavorable aux investissements. Dans l'ensemble de l'Europe, les entreprises d'approvisionnement en énergie ou de commerce d'énergie sont à la recherche de nouveaux modèles commerciaux. La situation actuelle du marché génère de nouveaux défis mais aussi de nouveaux besoins et domaines d'activités (pour les services en relation avec l'énergie, les produits de flexibilité, p. ex.) et donc de nouvelles opportunités.

1.4.3 Perspectives internationales

Dans l'édition 2012 de son «World Energy Outlook», l'Agence internationale de l'énergie (AIE) part du principe que même si la communauté des Etats met en œuvre avec succès ses objectifs de politique énergétique et climatique (lois nationales, ainsi qu'annonces purement indicatives dans le cadre des négociations portant sur le climat et du G-20), la consommation mondiale d'énergie augmentera entre 2010 et 2035 de plus de 33 % (selon le scénario «New policies» de l'AIE). L'agence affirme également ce qui suit dans son rapport:

- Si le climat devait se stabiliser au niveau mondial et que la hausse de la température devait se limiter à 2 °C, toutes les options de politique énergétique – efficacité énergétique, énergies renouvelables, énergie nucléaire, séparation et stockage du CO₂ devraient rapidement être pleinement exploitées.
- Le potentiel économique des mesures d'efficacité énergétique ne pourra pas être pleinement exploité grâce aux efforts consentis actuellement dans ce domaine. A l'échelle mondiale, le potentiel d'accroissement de l'efficacité énergétique inexploité sera de 80 % dans le secteur du bâtiment et de plus de 50 % dans le secteur de l'industrie.
- La suppression des obstacles aux investissements dans l'efficacité énergétique pourrait contribuer à mieux exploiter cet énorme potentiel. Cela ne nécessiterait pas de percées technologiques majeures ou particulièrement novatrices.
- L'ère des combustibles fossiles est loin d'être révolue (production de pétrole et de gaz non conventionnels), mais ils perdent légèrement du terrain.
- La demande mondiale en électricité augmente presque deux fois plus vite que la consommation totale d'énergie.
- Près d'un tiers de la nouvelle capacité de génération électrique construite jusqu'en 2035 sert à remplacer les unités de production obsolètes. Elle se base pour moitié sur des sources d'énergies renouvelables, même si le charbon reste le premier combustible mondial pour la production d'électricité.
- Bien que la production nucléaire augmente en termes absolus (en raison de l'augmentation de la production en Chine, en Corée, en Inde et en Russie), sa part dans la production mondiale d'électricité a passé de 17 % en 1990 à 13 % en 2010²⁴.
- En 2035, près d'un tiers de la production globale d'énergie sera issue des énergies renouvelables.

La Stratégie énergétique 2050 repose sur le résumé du «World Energy Outlook» ainsi que sur d'autres analyses de l'AIE et sur des recommandations de celle-ci à l'intention des gouvernements pour la conception d'une politique énergétique sûre, économiquement supportable et durable. Le scénario NPE (nouvelle politique énergétique) transpose à cet égard au niveau national l'objectif de limiter le réchauffement à 2 °C qui est l'un des points clés de la Conférence des ministres de l'AIE et des conférences climatiques internationales. Cela correspond également à la position défendue par la Suisse à ces conférences.

1.5 Risques pour la sécurité de l'approvisionnement

1.5.1 Risques globaux

Au cours des années passées, les investissements dans les infrastructures énergétiques ont été négligés à l'échelle mondiale en raison des faibles prix de l'énergie (pétrole, gaz naturel, uranium), des incertitudes du marché et de l'inefficacité de la concurrence. L'intégration d'agents énergétiques situés dans des endroits toujours

²⁴ World Energy Outlook 2012, AIE

plus difficiles d'accès a pour effet d'augmenter le prix du raccordement et de l'utilisation. A cette situation viennent s'ajouter l'appétit énergétique croissant des pays émergents et la course globale aux ressources énergétiques. Ces deux aspects induisent un besoin global de rattrapage en investissement dans la chaîne d'approvisionnement conventionnelle et une période de prix de l'énergie tendanciellement à la hausse. On constate dans le domaine du gaz que les prix évoluent différemment selon les régions: alors que les USA passent de la position d'importateur à celle d'exportateur en raison du développement massif de l'exploitation de gaz non conventionnel (essentiellement le gaz de schiste) et que les prix du marché du gaz y sont depuis longtemps peu élevés en raison de l'augmentation de la production, les prix du gaz en Europe se maintiennent à un niveau élevé en dépit d'une situation économique tendue. L'Asie connaît également des prix élevés, qui augmentent en raison de la demande croissante.

A l'horizon 2050, les risques d'approvisionnement se situent moins dans le caractère limité des ressources d'énergies fossiles que dans les conflits géopolitiques. Les réserves conventionnelles prouvées de pétrole et de gaz naturel se trouvent principalement dans les pays membres de l'OPEP et en Russie, des pays qui détiennent une position dominante sur le marché. Les conflits du Moyen-Orient sont partiellement liés à la disponibilité des réserves énergétiques. Les risques d'accidents, les risques naturels et les risques de sabotage sont considérables, puisque de larges espaces économiques sont approvisionnés par des systèmes de transport fortement concentrés (pipelines, pétroliers de gros tonnage, réseaux de transport).

Par ailleurs, les Etats dotés d'importantes réserves énergétiques dépendent des recettes de leurs exportations d'énergie et, de ce fait, de relations sûres et stables avec les pays consommateurs. Les gisements de charbon et d'uranium, de même que les énergies renouvelables sont plus largement diversifiés que le pétrole et le gaz naturel. Les pays membres de l'OCDE en ont eux aussi de grandes réserves.

1.5.2 Risques à l'échelle nationale

La Suisse bénéficie actuellement d'un degré élevé de sécurité d'approvisionnement. Si l'on veut maintenir ce haut niveau à moyen et à long terme, des mesures sont nécessaires indépendamment de la sortie du nucléaire. Les infrastructures d'approvisionnement énergétique sont fortement sollicitées et, pour une partie d'entre elles, anciennes. Dans ces conditions, le risque de défaillances ou de perturbations techniques augmente, s'agissant notamment des réseaux électriques. C'est pourquoi il est essentiel de rénover et de développer rapidement les réseaux électriques suisses (cf. ch. 2.3.5 et 4.2.9). En raison de la demande soutenue d'énergie au niveau mondial, il est important, dans une approche stratégique globale, de réduire la forte dépendance de la Suisse (agents énergétiques fossiles) envers les importations et d'augmenter la part de la production indigène parallèlement aux efforts à fournir en matière d'efficacité. Il est par ailleurs essentiel de protéger, en tenant compte des risques et de manière appropriée, d'autres systèmes et éléments d'importance significative (systèmes de commande et de pilotage, centres de calculs, etc.) contre des événements d'origine naturelle, technique ou humaine (p. ex. catastrophes naturelles, sabotage, attaques terroristes ou cyber-attaques). On pourra réduire de la sorte des défaillances graves de l'approvisionnement énergétique pouvant entraîner des

conséquences sérieuses pour la population et l'économie (cf. ch. 4.3.5 et explications sur l'art. 8).

1.6 Evolution actuelle de l'énergie nucléaire à l'étranger

Accident nucléaire de Fukushima

Le 11 mars 2011, un séisme d'une magnitude de 8,9 sur l'échelle de Richter et le tsunami qui l'a suivi ont dévasté le Nord-est de la principale île japonaise de Honshu. Le site de la centrale nucléaire de Fukushima Daiichi, avec ses six réacteurs, était concerné. Le cœur a fondu dans les blocs I à III. De grandes quantités de matériel radioactif ont été libérées et ont contaminé l'air, le sol, l'eau et les denrées alimentaires dans l'environnement terrestre et maritime. Sur la base d'une estimation de la radioactivité globale des substances libérées, l'autorité japonaise de surveillance nucléaire a classé ces événements au niveau 7, «accident majeur», le plus haut niveau de l'échelle d'évaluation internationale des événements nucléaires (INES).

Evolution actuelle dans le domaine de l'énergie nucléaire

Au *Japon*, la catastrophe de Fukushima a entraîné une correction temporaire de la politique énergétique. Avant la survenance de l'événement, le Gouvernement prévoyait le développement massif de la part d'énergie nucléaire, de 30 à 50 %, dans l'approvisionnement en électricité. Suite à l'accident, il a souhaité réduire considérablement l'énergie atomique et développer en parallèle les énergies renouvelables. Le nouveau gouvernement récemment élu adopte à nouveau une position favorable à l'énergie atomique.

Dans l'*Union européenne*, chaque Etat membre est libre d'utiliser l'énergie nucléaire. La base de l'utilisation pacifique de l'énergie nucléaire a été posée en 1957 par la création de la Communauté européenne de l'énergie atomique (Euratom). En *Allemagne*, en juin 2011, le Gouvernement fédéral a retiré l'autorisation d'exploitation aux sept centrales nucléaires allemandes les plus âgées et à la centrale nucléaire de Krümmel et il a décidé la sortie progressive de l'énergie nucléaire d'ici à 2022. Alors qu'aucune centrale nucléaire n'est en exploitation en *Autriche* en raison d'une loi actuelle interdisant l'utilisation du nucléaire («Atomsperrgesetz»), la *France* est le deuxième plus grand producteur d'énergie nucléaire à l'échelle mondiale. Le pays compte 58 centrales nucléaires, deux installations supplémentaires étant en construction ou en voie de planification. Le nouveau gouvernement a annoncé que la part de l'énergie nucléaire dans le mix d'électricité français serait abaissé de 75 % actuellement à 50 % en 2025. La centrale alsacienne de Fessenheim, à laquelle participent les groupes énergétiques suisses Alpiq, Axpo et BKW, doit être mise hors service à la fin de 2016. Les fonds réunis par EDF pour l'arrêt des 58 centrales s'élève à 11 milliards de francs. La Cour des comptes française a toutefois doublé les besoins financiers liés au démantèlement des centrales. Les *Pays-Bas* et la *Pologne* ont abandonné leurs plans concernant la construction d'une nouvelle (ou d'une première) centrale nucléaire.

En juin 2011, par référendum, l'*Italie* a rejeté le retour à l'énergie nucléaire. Dès 1987, les Italiens s'étaient prononcés contre la construction de centrales nucléaires. La *Grande-Bretagne* exploite 16 centrales nucléaires et prévoit depuis 2008 la construction de quatre centrales nucléaires dont le financement doit être assuré par des prix d'achat garantis.

En juin 2011, la Commission européenne a décidé de soumettre la totalité du parc de centrales nucléaires européen à un test de résistance²⁵. Ce test devait permettre de vérifier la résistance des centrales nucléaires aux effets des événements naturels et des accidents. Les exploitants des centrales nucléaires suisses ont également participé à ce test de résistance de l'UE. Dans ce cadre, les spécialistes du groupe des régulateurs européens dans le domaine de la sûreté nucléaire (ENSREG) sont parvenus à la conclusion que nos centrales nucléaires répondaient aux exigences de sécurité internationales dans tous les domaines.

Les *Etats-Unis d'Amérique* sont le plus grand producteur d'énergie nucléaire au monde. Cent réacteurs produisent un cinquième de l'électricité des Etats-Unis. En février 2012, le Gouvernement américain a autorisé, pour la première fois depuis plus de 30 ans, la construction de nouvelles centrales nucléaires. L'autorité de surveillance nucléaire a accordé le permis de construction de deux réacteurs dans l'Etat de Géorgie. La future société d'exploitation reçoit du Gouvernement des garanties étatiques pour des crédits supérieurs à 8 milliards de dollars. Trois réacteurs sont en cours de construction.

En *Chine*, dix-huit réacteurs sont actuellement en exploitation, 28 réacteurs sont en cours de construction et de nombreux autres à l'étude. Après la catastrophe de Fukushima, la Chine a gelé uniquement à titre provisoire le développement de l'énergie nucléaire prévu.

En *Russie*, 33 centrales nucléaires sont actuellement raccordées au réseau et dix centrales sont en cours de construction. La Russie prévoit la construction d'un nombre important de nouvelles centrales nucléaires supplémentaires au cours des dix prochaines années.

En *Turquie* et aux *Emirats arabes unis*, de premiers projets de centrales nucléaires sont à un stade très avancé.

En *France* et en *Finlande*, deux nouveaux réacteurs à eau pressurisée européens (EPR, European Pressurized Reactor) sont en cours de construction. L'EPR fait partie des générateurs de la génération III/III+. D'après des informations de février 2013, les deux projets devraient être mis en service en 2016. Initialement, le démarrage de la centrale de Flamanville (F) était prévu pour 2012, celui de la centrale d'Olkiluoto (FIN) en 2009.

Outre les dépassements de délais, les coûts de construction des deux projets ont été adaptés au cours du temps. Pour Flamanville, les maîtres d'ouvrage avaient prévu des coûts de l'ordre de 3 à 3,5 milliards d'euros. A la fin de 2012, les estimations s'élevaient déjà à 8,5 milliards d'euros. Estimés à 3 milliards d'euros en 2005, les montants prévus pour Olkiluoto ont été revus à la hausse en plusieurs étapes pour atteindre un montant de 8,5 milliards d'euros actuellement. En dépit de ces coûts supplémentaires, la Finlande maintient ses plans en vue de la construction d'une centrale nucléaire supplémentaire.

On constate par ailleurs que de nombreux pays n'ont pas encore trouvé de solution aux problèmes de la désaffectation des centrales et de la gestion des déchets nucléaires.

²⁵ COM (2011) 784 final.

2 Politique énergétique nationale actuelle

2.1 Révision des Perspectives énergétiques

En mars 2011, en raison de la catastrophe de Fukushima, le Conseil fédéral a chargé le DETEC de vérifier la stratégie énergétique actuelle et d'actualiser les Perspectives énergétiques 2035 (cf. ch. 1.3.1)²⁶.

Outre trois variantes d'offre d'électricité, les modèles de perspectives d'économie énergétique distinguent trois options politiques: les scénarios «Poursuite de la politique énergétique actuelle», «Nouvelle politique énergétique» et «Mesures politiques du Conseil fédéral».

- Le scénario (de référence) «Poursuite de la politique énergétique actuelle» (PPA), qui est axé sur les mesures, montre quelles seraient la demande et l'offre d'énergie – sur la base de la sortie de l'énergie nucléaire – si tous les instruments, mesures et lois de politique énergétique actuellement en vigueur restaient inchangés jusqu'en 2050, ou étaient tout au plus adaptés au progrès technologique, le cas échéant de manière différée.
- Le scénario «Nouvelle politique énergétique» (NPE) présente une évolution de la consommation énergétique et de la production électrique de la Suisse jusqu'en 2050, laquelle permet de réduire les émissions de CO₂ de 1 à 1,5 tonne par habitant d'ici à 2050. Ce scénario implique des politiques d'efficacité énergétique et de réduction du CO₂ harmonisées sur le plan international et une coopération internationale approfondie dans le domaine de la recherche et du développement.
- Le scénario «Mesures politiques du Conseil fédéral» (PCF), qui est également axé sur les mesures, montre comment les mesures du présent premier paquet de mesures, destiné à concrétiser la Stratégie énergétique 2050, influenceront la demande en énergie et l'offre d'électricité (cf. ch. 4.3).

Le tableau ci-dessous, extrait de Prognos (2012) montre les trois scénarios «Poursuite de la politique énergétique actuelle», «Nouvelle politique énergétique» et «Mesures politiques du Conseil fédéral» tels qu'ils ont été utilisés dans les travaux techniques modèles des perspectives.

²⁶ Perspectives énergétiques 2050, Office fédéral de l'énergie et Prognos SA, Bâle et Eco-plan AG, Berne (résumé en français). Disponible sur internet: www.bfe.admin.ch, rubrique Stratégie énergétique 2050.

Scénarios et leur utilisation dans les perspectives

Poursuite de la politique énergétique actuelle	Mesures politiques du Conseil fédéral	Nouvelle politique énergétique
Ménages privés, bâtiments		
<ul style="list-style-type: none"> Mise à jour modérée du MoPEC Programme Bâtiments: 200 millions de francs Promotion des énergies renouvelables à partir du programme Bâtiments Mise à jour modérée des normes 	<ul style="list-style-type: none"> Renforcement du MoPEC Remplacement des chauffages à résistance Programme Bâtiments: 300 millions de francs à partir de 2014 600 millions de francs à partir de 2014 Renforcement des normes pour les appareils, la technique du bâtiment Nouvelles constructions de remplacement SIA 380/4: obligatoire pour les immeubles résidentiels et les bâtiments d'habitation mixtes 	<p>Objectifs stratégiques prioritaires:</p> <ul style="list-style-type: none"> Emissions de CO₂ de 1 à 1,5 t par habitant jusqu'en 2050 Potentiels durables de la biomasse limités <p>Conditions stratégiques connexes:</p> <ul style="list-style-type: none"> Efficacité avant les énergies renouvelables Economiser la chaleur domestique (énergie de chauffage) Efficacité électrique essentielle (notamment refroidissement) Mobilité électrique nécessaire Biomasse prioritaire au niveau du transport de marchandises et de la production de courant par CCF
Industrie et services		
<ul style="list-style-type: none"> Appels d'offres publics: 16 à 27 millions de francs par an Engagements individuels librement consentis 	<ul style="list-style-type: none"> Appels d'offres publics: 100 millions de francs par an Bonus d'efficacité ou prélèvement sur la taxe sur le CO₂ et prélèvement sur la RPC Optimisation de l'exploitation des bâtiments Promotion des installations ORC 	
Transports		
<ul style="list-style-type: none"> Valeurs limites pour les émissions - conformément à la directive UE (130/95 g de CO₂ / km) - atteintes en 2030 Amélioration de l'efficacité de l'aménagement des transports 	<ul style="list-style-type: none"> Valeurs limites plus sévères pour les émissions du parc automobile – conformément à la directive UE (130/95 g de CO₂ / km) - atteintes en 2020 (35 g de CO₂ / km en 2050) Organisation des transports 	

Sources: OFEN, Prognos 2012

Les Perspectives énergétiques 2050 donnent notamment les résultats suivants:

- La *consommation finale d'énergie* peut être considérablement réduite en poursuivant la politique énergétique actuelle.
- En poursuivant la politique énergétique actuelle (scénario «Poursuite de la politique énergétique actuelle») et sans renforcer les mesures, la *consommation d'électricité* augmentera, malgré l'efficacité croissante des appareils et des applications (raisons: croissance démographique, essor économique, redondance des équipements dans les ménages, nouveaux appareils électroniques et applications, surface d'habitation plus importante par personne, électrification du trafic).

- Avec le parc de centrales existant et en poursuivant la politique énergétique actuelle ainsi qu'en tenant compte du fait que les contrats d'achat d'électricité à long terme avec la France arriveront progressivement à leur terme, il résulte un *besoin de couverture* considérable à moyen et à long terme.
- Le *potentiel des énergies renouvelables* utilisable durablement est estimé à 24,2 TWh d'ici à 2050, dont 11,1 TWh pour le photovoltaïque, 4,3 TWh pour l'énergie éolienne, 1,2 TWh pour la biomasse, 4,4 TWh pour la géothermie et 3,2 TWh pour les STEP (stations d'épuration des eaux usées), les UIOM (usines d'incinération des ordures ménagères) et le biogaz.
- Le potentiel de développement de la *grande hydraulique* et de la *petite hydraulique* se monte à environ 3,2 TWh (potentiel net, c.-à-d. y compris répercussions de la loi du 24 janvier 1991 sur la protection des eaux, LEaux, RS 814.20) et à 8,6 TWh avec les centrales à pompe-turbinage.
- Les *émissions de CO₂* peuvent – en fonction de la composition du parc de centrales – être diminuées de manière substantielle.

Les descriptions détaillées des modèles, des données de base, des hypothèses et des résultats se trouvent dans les rapports de base correspondants²⁷.

Les «Perspectives énergétiques» de l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) opèrent avec des scénarios et des modèles quantitatifs. Ceux-ci prennent en compte les divers éléments du système énergétique et leurs interactions réciproques et analysent leurs répercussions au niveau de l'économie nationale. Le domaine de l'énergie dans sa totalité – non seulement celui de l'électricité – est analysé. Les «Perspectives énergétiques» ne sont pas des prévisions, mais des *analyses déductives de type «si – alors»*. Elles décrivent une réalité possible et montrent comment les prix de l'énergie, la croissance économique, la croissance démographique (évolution du cadre) de même que les prescriptions, les instruments tarifaires et les instruments promotionnels (instruments politiques) influencent le système énergétique.

2.2 Décision de sortir de l'énergie nucléaire

A la suite de la catastrophe nucléaire de Fukushima, le Conseil fédéral a opté le 25 mai 2011 pour la sortie progressive de l'énergie nucléaire en se fondant sur les perspectives énergétiques actuelles et sur les autres bases décisionnelles de politique énergétique. Les centrales nucléaires actuelles doivent être mises hors service au terme de leur durée d'exploitation conforme aux critères techniques de sécurité et ne pas être remplacées par de nouvelles centrales nucléaires. Le Conseil fédéral table sur une durée probable conforme aux critères techniques de sécurité de 50 ans. Cette durée, indépendante de la politique, dépend uniquement des contrôles de sécurité effectués par l'Inspection fédérale de la sécurité nucléaire (IFSN). Ainsi, il faudrait retirer du réseau la centrale nucléaire de Beznau I en 2019, celles de Beznau II et de

²⁷ Perspectives énergétiques 2050, Office fédéral de l'énergie et Prognos SA, Bâle (2012) et Ecoplan AG, Berne (2012). Disponible sur internet: www.bfe.admin.ch, rubrique Stratégie énergétique 2050.

Mühleberg en 2022, celle de Gösgen en 2029 et celle de Leibstadt en 2034. Le Conseil fédéral ne voit pas de raison pour désaffecter ces centrales prématurément.

En acceptant la motion 11.3436, «Sortir du nucléaire par étapes», du conseiller national Roberto Schmidt²⁸ et la motion 11.3257 «Sortir du nucléaire» du groupe des Verts²⁹ en 2011, tant le Conseil national que le Conseil des Etats ont suivi la décision du Conseil fédéral de sortir du nucléaire. En acceptant la motion 11.3426 «Centrales nucléaires. Ne pas renouveler les autorisations générales de construire» du groupe BD³⁰, le Parlement a en outre chargé le Conseil fédéral de modifier la loi du 21 mars 2003 sur l'énergie nucléaire (LENu)³¹, afin qu'aucune autorisation générale ne puisse plus être accordée pour la construction de nouvelles centrales nucléaires. A cet égard, il a été explicitement renoncé à prononcer l'interdiction d'une technologie. Le 16 novembre 2012, l'initiative populaire fédérale «Pour la sortie programmée de l'énergie nucléaire (initiative «Sortir du nucléaire»)» a été déposée avec les signatures nécessaires (voir ch. 3). Hormis les dispositions concernant la désaffectation d'une installation nucléaire, la LENu en vigueur ne comporte que très peu de dispositions concernant l'exploitation à long terme et la phase finale d'exploitation. L'IFSN a souligné ce problème à maintes reprises et a remis une proposition de réglementation légale de l'exploitation à long terme. Plusieurs interventions parlementaires visant une limitation de la durée d'exploitation des centrales nucléaires ou une «solution contractuelle» pour la désaffectation des centrales nucléaires ont également été déposées.

De telles variantes de sortie de l'énergie nucléaire pourraient entraîner dans certains cas une mise hors service d'une centrale avant la fin de la durée d'exploitation pour raison de sécurité technique, ce qui irait à l'encontre de la liberté économique des sociétés exploitant les centrales et de la garantie de la propriété. Une obligation d'indemnisation entre en ligne de compte pour les variantes ne prévoyant pas une limitation individuelle de la durée d'exploitation pour raison de sécurité et ce, au moins pour les cas où les exploitants ont réalisé des investissements non amortissables en se fondant sur la réglementation légale actuelle. La proposition du Conseil fédéral permettrait en revanche d'exclure toute indemnisation.

2.3 Stratégie énergétique 2050

Les décisions du Conseil fédéral et du Parlement impliquent une transformation progressive du système énergétique actuel et une nouvelle orientation de la politique énergétique. Le Conseil fédéral a élaboré la Stratégie énergétique 2050 à cette fin.

2.3.1 Objectifs

Conformément à la décision du Conseil fédéral du 25 mai 2011, la Stratégie énergétique 2050 est axée sur les objectifs à moyen et à long terme du scénario «Nouvelle politique énergétique» (voir ch. 2.1). La demande d'énergie finale à l'horizon 2050

²⁸ Motion 11.3436 du 14.04.2011, Sortir du nucléaire par étapes; Schmidt Roberto.

²⁹ Motion 11.3257 du 18.03.2011, Sortir du nucléaire, Groupe des Verts.

³⁰ Motion 11.3426 du 14.04.2011, Centrales nucléaires. Ne pas renouveler les autorisations générales de construire, groupe BD.

³¹ RS 732.1

doit être considérablement réduite et les émissions de CO₂ doivent diminuer pour atteindre 1 à 1,5 tonne par habitant d'ici à 2050, dans le cadre d'une politique climatique et énergétique coordonnée sur le plan international.

Les objectifs visés à long terme par le Conseil fédéral à l'horizon 2050 sont les suivants:

- La *consommation moyenne finale d'énergie par personne* et par an doit diminuer de 54 % d'ici 2050, par rapport à l'an 2000 (année de référence). Cela correspond à une *consommation finale d'énergie* estimée à près de 125 TWh (451 PJ) en 2050. A cet égard, la puissance continue moyenne par personne va elle aussi baisser par rapport à la valeur actuelle comparative élevée de quelque 6000 W. C'est d'abord dans les domaines des transports et de la chaleur que résident les potentiels les plus importants.
- La *consommation d'électricité moyenne par personne* et par an doit diminuer de 18 % d'ici 2050, par rapport à l'an 2000 (année de référence). Cela correspond à une consommation finale d'électricité estimée à près de 53 TWh (191 PJ) et à une consommation du pays de 57,6 TWh (207 PJ) en 2050.
- En 2050, la production annuelle moyenne *d'électricité issue des nouvelles énergies renouvelables* (sans la force hydraulique) doit, dans la mesure du possible, atteindre au moins 24,2 TWh.
- En 2050, la production annuelle moyenne *d'électricité issue de la force hydraulique* doit atteindre au moins 38,6 TWh. Concernant les centrales à pompage-turbinage, seule la production à partir de l'eau alimentant naturellement les bassins d'accumulation est prise en compte dans cet objectif.

Les objectifs visés à moyen terme par le Conseil fédéral à l'horizon 2035 sont les suivants:

- La *consommation moyenne finale d'énergie par personne* et par an doit diminuer de 43 % par rapport à l'année de base 2000, ce qui correspond à une consommation d'énergie finale d'environ 152 TWh (549 PJ) en 2035.
- La *consommation moyenne d'électricité par personne* et par année doit baisser de 13 % par rapport à l'année de base 2000. Cela correspond à une consommation d'électricité estimée à 55 TWh (198 PJ) et à une consommation du pays de 59,9 TWh (216 PJ) en 2035.
- La production annuelle moyenne *d'électricité issue de nouvelles énergies renouvelables* (sans la force hydraulique) doit, dans la mesure du possible, atteindre au moins 14,5 TWh en 2035.
- La production annuelle moyenne *d'électricité issue de la force hydraulique* doit atteindre au moins 37,4 TWh en 2035. Concernant les centrales à pompage-turbinage, seule la production à partir de l'eau alimentant naturellement les bassins d'accumulation est prise en compte dans cet objectif.

Dans la Stratégie énergétique 2050, le Conseil fédéral fixe les priorités suivantes:

- *Réduire la consommation d'énergie et d'électricité*: le Conseil fédéral veut encourager la gestion économe de l'énergie en général et de l'électricité en particulier en renforçant les mesures d'efficacité (voir ch. 4.2.1).
- *Augmenter la part des énergies renouvelables*: le développement concerne surtout la force hydraulique et les nouvelles énergies renouvelables, dont la part dans le mix d'électricité doit être massivement augmentée (cf. ch. 4.2.6). Mais la couverture de la demande requiert probablement aussi le développement de la production électrique fossile par le couplage chaleur-force et, le cas échéant, au moyen de centrales à cycle combiné alimentées au gaz ou d'une augmentation des importations d'électricité (cf. ch. 4.2.7).
- *Approvisionnement en énergie*: l'important est d'avoir librement accès aux marchés de l'énergie internationaux et, par l'intermédiaire de ceux-ci, aux producteurs d'énergie. Ce principe vaut surtout pour le domaine des carburants. L'échange d'électricité avec l'étranger est nécessaire à la sécurité de l'approvisionnement en électricité et aux ajustements temporaires. Dans la perspective des futures infrastructures de production domestiques et des importations de courant, il est impératif de développer rapidement les réseaux de transport d'électricité et de transformer les réseaux vers des réseaux intelligents («smart grids») (voir ch. 4.2.9). En outre, le réseau suisse doit être raccordé de manière optimale au réseau européen et au futur «super-réseau» («super grid») européen.
- *Transformation et développement des réseaux électriques et du stockage d'énergie*: le développement des nouvelles énergies renouvelables et l'injection fluctuante de courant nécessite une transformation des réseaux électriques (voir ch. 4.2.9) et une augmentation des capacités de stockage d'énergie (voir ch. 1.1 concernant l'importance du stockage de l'énergie).
- *Renforcer la recherche énergétique*: il est nécessaire de renforcer la recherche énergétique pour soutenir la transformation du système énergétique. A cet effet, le Parlement a adopté en mars 2013 le plan d'action *Recherche énergétique suisse coordonnée*.
- *Fonction d'exemple de la Confédération, des cantons, des villes et des communes*: la Confédération, les cantons, les villes et les communes doivent montrer l'exemple, par ex. en ce qui concerne les standards de construction pour leurs propres immeubles. Ils doivent couvrir leurs propres besoins en électricité et en chaleur largement par des agents énergétiques renouvelables et respecter le principe de «meilleure pratique» dans tous les domaines. Les distinctions «Cité de l'énergie» et «Région-Energie» octroyées par Suisse-Energie jouent à cet égard un rôle important.
- La *coopération internationale* dans le domaine de l'énergie doit continuer de s'intensifier.

2.3.3

Le premier paquet de mesures en bref

Le 18 avril 2012, le Conseil fédéral a chargé le DETEC d'élaborer un premier paquet de mesures reposant sur les principes constitutionnels actuels en vue de mettre en œuvre la Stratégie énergétique 2050.

Outre la sortie prévue de l'énergie nucléaire, le projet comprend différentes mesures. Ces mesures sont décrites de manière détaillée au ch. 4.2. Des objectifs de consommation et de développement de la production issue des énergies renouvelables doivent être inscrits dans la loi sur l'énergie (LEne). Ces objectifs servent de valeur indicative et constituent une référence importante pour l'économie et la société.

Les objectifs suivants doivent être atteints avec le premier paquet de mesures:

- La *consommation moyenne finale d'énergie par personne et par an* doit diminuer de 16 % d'ici 2020, par rapport à l'an 2000 (année de référence). Cela correspond à une consommation finale d'énergie estimée à près de 213 TWh (767 PJ) en 2020.
- La *consommation d'électricité moyenne par personne et par an* doit diminuer de 3 % d'ici 2020, par rapport à l'an 2000 (année de référence). Cela correspond à une consommation d'électricité estimée à près de 59 TWh (211 PJ) et à une consommation du pays de 64 TWh (230 PJ) en 2020.
- En 2020, la production annuelle moyenne d'*électricité issue des nouvelles énergies renouvelables* (sans la force hydraulique) doit atteindre au moins 4,4 TWh.
- En 2035, la production annuelle moyenne d'*électricité issue de la force hydraulique* doit atteindre au moins 37,400 TWh. Concernant les centrales à pompage-turbinage, seule la production à partir de l'eau alimentant naturellement les bassins d'accumulation est prise en compte dans cet objectif.

Mesures dans le domaine de l'efficacité énergétique:

- Efficacité énergétique dans le domaine du bâtiment: hausse de la taxe sur le CO₂ avec renforcement simultané du programme d'assainissement des bâtiments afin d'augmenter le taux d'assainissement (ch. 4.2.1).
- Efficacité énergétique dans le domaine de l'industrie et des services: intégration d'entreprises dans des procédures de conventions d'objectifs/modèles d'incitation; développement des appels d'offres publics (ch. 4.2.2).
- Efficacité énergétique dans le domaine de la mobilité: durcissement de la valeur-cible des émissions de CO₂ des voitures de tourisme; introduction d'une valeur-cible de CO₂ pour les voitures de livraison et les tracteurs à sellette légers (ch. 4.2.3).
- Efficacité énergétique dans le domaine des appareils électriques; élargissement et durcissement périodique des prescriptions d'efficacité (ch. 4.2.4).
- Efficacité énergétique dans le domaine des fournisseurs d'électricité: prise d'engagement d'objectifs d'efficacité pour les fournisseurs d'électricité au moyen de certificats blancs (ch. 4.2.5).

Mesures dans le domaine des énergies renouvelables (ch. 4.2.6):

- Augmentation du plafond global des coûts (supplément perçu sur le réseau) à 2,3 ct./kWh.

- Affirmation explicite du droit à la consommation propre dans la loi (nouveau).
- Elargissement des garanties destinées à couvrir les risques d'insuccès du forage liés à la géothermie profonde.
- Adoption d'un concept de développement des énergies renouvelables comme base pour la fixation obligatoire de périmètres d'activité dans les plans directeurs et les plans d'affectation cantonaux.
- Etablissement d'un intérêt national pour l'utilisation et le développement des énergies renouvelables dans le domaine de l'aménagement du territoire.
- Accélération des procédures d'autorisation.

Mesures d'optimisation de la rétribution de l'injection (ch. 4.2.6):

- Transformation de la RPC existante en un système de rétribution de l'injection avec commercialisation directe.
- Possibilité de fixer les taux de rétribution aussi par appel d'offres.
- Instauration d'une limite inférieure de 300 kW pour l'encouragement de la petite hydraulique.
- Encouragement des petites installations photovoltaïques au moyen de contributions d'investissement uniques (contributions uniques).
- Encouragement des agrandissements notables ou des rénovations réservé à certains types d'installations et, désormais, uniquement au moyen de contributions d'investissement.
- Décision de ne plus intégrer dans le système de rétribution de l'injection d'autres installations d'incinération des ordures, stations d'épuration des eaux usées et installations combinées à combustibles ou carburants fossiles.

Mesures dans le domaine des centrales à combustibles fossiles (ch. 4.2.7):

- Possibilité d'exemption partielle, pour les exploitants d'installations de couplage chaleur-force (installations CCF), de la taxe sur le CO₂ frappant les combustibles utilisés pour la production d'électricité, pour autant que ces exploitants remplissent certaines conditions.
- Réglementation de la consommation propre applicable également aux installations CCF.
- Obligations incombant aux gestionnaires de réseau de reprendre et de rétribuer de manière appropriée l'électricité issue des petites installations CCF.
- Amélioration des conditions d'investissement pour les centrales thermiques fossiles à gaz à cycle combiné (CCC).

Mesures dans le domaine des réseaux électriques (ch. 4.2.9):

- Accélération des procédures grâce à l'introduction de délais d'ordre pour les procédures du plan sectoriel et d'approbation des plans ainsi qu'en raccourcissant la procédure de recours.
- Création de bases légales pour l'introduction de compteurs intelligents («smart meters»).

Ces mesures légales prioritaires seront accompagnées de nombreuses autres mesures, notamment de programmes pilotes et de démonstration et de programmes phares (ch. 4.2.10), de la fonction d'exemple de la Confédération (ch. 4.2.11) ainsi que du programme SuisseEnergie (ch. 4.2.12).

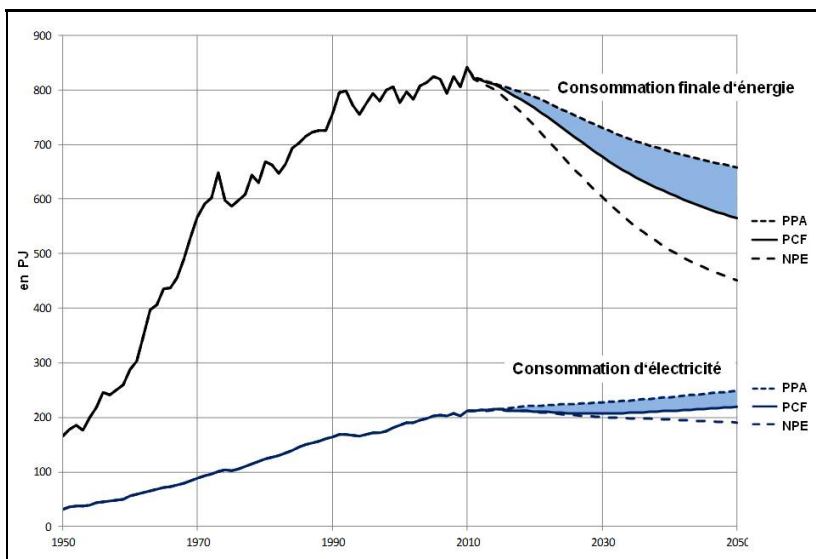
Le développement des capacités de stockage d'énergie sera soutenu tant par le renforcement de la recherche que par l'effet incitatif de la rétribution de la production contrôlable (ch. 4.2.6). En outre, sont examinées actuellement les possibilités d'influer sur le marché de l'électricité de manière à rémunérer à leur juste valeur la capacité et la flexibilité du stockage de l'énergie.

Ce paquet de mesures vise à exploiter les potentiels d'efficacité que la Suisse peut d'ores et déjà réaliser avec les technologies existantes ou à venir et qui ne nécessitent pas de coordination de la politique énergétique sur le plan international ni de collaboration supplémentaires. Le potentiel des énergies renouvelables utilisable durablement sera ainsi largement exploité.

Le graphique 3 illustre la contribution du premier paquet de mesures aux objectifs à long terme par rapport au scénario Poursuite de la politique énergétique actuelle.

Graphique 3

Consommation finale d'énergie et d'électricité de 1950 à 2050 pour les scénarios «Poursuite de la politique énergétique actuelle» (PPA), «Mesures politiques du Conseil fédéral» (PCF) et «Nouvelle politique énergétique» (NPE) en PJ (3,6 PJ = 1 TWh). Les parties en bleu correspondent aux économies réalisables grâce au paquet de mesures du Conseil fédéral par rapport au scénario Poursuite de la politique énergétique actuelle

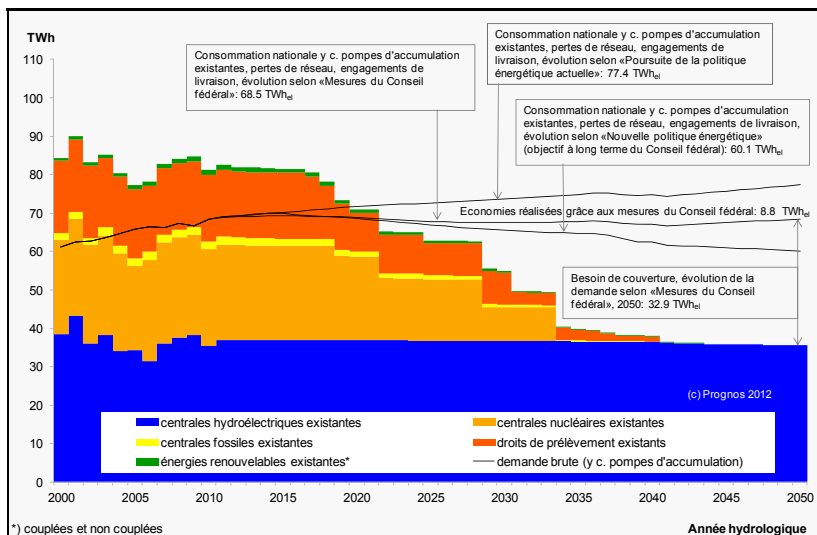


Source: Prognos 2012.

Concernant la consommation d'électricité, le scénario «Mesures politiques du Conseil fédéral» (PCF) permettrait de faire des économies de l'ordre de 8,8 TWh en 2050 par rapport au scénario «Poursuite de la politique énergétique actuelle» (PPA) (voir graphique 4)). Un besoin de couverture d'environ 33 TWh subsiste. Il doit être couvert par les énergies renouvelables et, au besoin, par la production fossile thermique et les importations.

Graphique 4

Consommation du pays de 2000 à 2050 en TWh, y compris pompes d'accumulation actuelles, et besoin de couverture dans le scénario «Mesures politiques du Conseil fédéral» (PCF)



Dans le scénario «Mesures politiques du Conseil fédéral» (PCF), les émissions de CO₂ liées à l'énergie visées dans la loi du 23 décembre 2011 sur le CO₂ (RS 641.71) sont réduites de 21,9 millions de tonnes à l'horizon 2050 par rapport à l'année de référence 2010, avec une production d'électricité misant prioritairement sur les énergies renouvelables et utilisant les installations fossiles thermiques à titre complémentaire (variante d'offre d'électricité C&E des Perspectives énergétiques 2050). La production d'électricité fossile avec des centrales à cycle combiné alimentées au gaz et des installations de couplage chaleur-force occasionnera des émissions de CO₂ de l'ordre de 2,8 millions de tonnes environ en 2050.

2.3.4 Etapes futures de la Stratégie énergétique 2050: passage de l'encouragement à l'incitation

La Stratégie énergétique 2050 prévoit que la politique énergétique sera réorientée stratégiquement à moyen terme, conjointement au développement de la politique climatique. Dans une seconde étape de la Stratégie énergétique 2050, le système

d'encouragement existant (actuellement composé du supplément perçu sur le réseau pour l'encouragement de la production d'électricité à base d'énergies renouvelables et de l'affectation partielle de la taxe sur le CO₂ pour le programme d'assainissement des bâtiments) doit être remplacé par un système incitatif.

Les objectifs de politique climatique et énergétique seront fixés à l'avance par le Conseil fédéral pour les années ayant valeur d'échéance (p. ex. 2030, 2040, 2050). Actuellement, les objectifs climatiques à l'horizon 2020 sont définis dans la loi sur le CO₂. L'évolution future dépendra des progrès accomplis sur le chemin de la conclusion d'une convention climatique internationale à caractère impératif. Il ne s'agit pas d'une démarche en solitaire. En effet, il est tenu compte des objectifs internationaux et des nouveaux enseignements de la science. A cet égard, il est notamment examiné si les objectifs pour la Suisse doivent être répartis suivant les différents secteurs et agents énergétiques, afin de pouvoir prendre en considération les différences existantes. Il n'est pas judicieux que l'Etat encourage de façon illimitée la production issue d'énergies renouvelables ainsi que l'assainissement des bâtiments. C'est la raison pour laquelle les mesures d'encouragement seront progressivement réduites puis remplacées à terme par un système incitatif fondé sur le prix.

La possible mise en place de la deuxième étape et de la phase de transition sera coordonnée avec les travaux du DFF (cf. ch. 2.4).

Passage de l'encouragement à l'incitation

La taxe sur le CO₂ actuelle et le supplément perçu sur le réseau pour financer la rétribution à prix coûtant doivent être réunis sous la forme d'une taxe sur l'énergie à partir du 1^{er} janvier 2021. Une partie des recettes de la taxe sur l'énergie peut servir, pendant la phase transitoire, à continuer de financer les instruments promotionnels existants (en particulier la RPC et le programme Bâtiments). Le reste sera redistribué de manière forfaitaire. En fonction de la réalisation des objectifs, le mode de promotion actuel doit être réduit progressivement et la taxe sur l'énergie doit intervenir lors de la deuxième étape de la Stratégie énergétique 2050 comme un instrument purement incitatif, dépourvu d'affectation obligatoire à des mesures de soutien. Lors de la phase de transition, la prévisibilité et la sécurité des investissements doivent être garanties au plus haut point en tout temps.

Taxe sur l'énergie: prélèvement et redistribution

La taxe sur l'énergie mentionnée peut concerner tant le courant que les combustibles et les carburants. Le taux de la taxe concernant les combustibles et les carburants peut se composer de deux parties: une partie basée sur la teneur énergétique (en francs par unité d'énergie) et une partie basée sur le CO₂ (en francs par tonne de CO₂). Dans le cas du courant, le taux de la taxe peut se mesurer en fonction de la consommation (en francs par unité d'énergie, par exemple par kilowattheure). Le volume d'électricité livré aux consommateurs finaux sera probablement imposé; s'agissant des combustibles et des carburants, la taxe s'appliquera à la quantité non soumise à impôt mise en circulation. Eu égard aux difficultés techniques que pose l'exécution de la saisie des combustibles renouvelables destinés à produire de la chaleur (biomasse, y compris le bois), il convient d'examiner si la taxe sur l'énergie pourrait, à titre d'alternative, ne frapper que l'électricité obtenue à partir de combustibles renouvelables. Le montant de la taxe doit être axé sur la réalisation des objectifs de politique climatique et énergétique.

Les recettes de la taxe seront redistribuées à l'économie et à la population. Grâce à la neutralité budgétaire de cette conception, les objectifs de politique climatique et énergétique doivent être réalisés sans charge fiscale supplémentaire.

Conformément aux systèmes existants, des dérogations seront examinées pour les entreprises grandes consommatrices d'énergie dont la compétitivité internationale serait considérablement entravée par la taxe sur l'énergie.

Selon la forme et l'utilisation concrètes de la taxe sur l'énergie, une nouvelle base constitutionnelle sera vraisemblablement nécessaire pour faire évoluer la taxe sur le CO₂ et le supplément perçu sur le réseau vers une taxe sur l'énergie.

Taxes sur le CO₂ et l'énergie à l'étranger

Certains pays européens comme p. ex. le Danemark, l'Allemagne, la Finlande, les Pays-Bas, la Norvège, la Suède, la Grande-Bretagne, ont introduit des taxes sur le CO₂ et l'énergie dès les années 1990. Les taux d'imposition s'élèvent à un montant allant de 3 à 115 euros par tonne de CO₂ et de 0,02 à 0,12 euro par kWh d'électricité. Les expériences réalisées à ce jour sont positives en général. En outre, des taxes motivées par les aspects environnementaux et énergétiques ont été introduites ces dernières années en Irlande, en Australie et en Colombie-Britannique (Canada). Des taxes sur le CO₂ et l'énergie sont également planifiées dans de nombreux pays (par ex. en République tchèque, en France, en Italie, au Japon, aux USA). Ces expériences sont informatives mais ne peuvent pas être directement appliquées en Suisse.

Monitoring

Un monitoring régulier doit permettre de suivre la réalisation des objectifs et d'évaluer l'efficacité, l'effectivité et la cohésion des instruments de politique énergétique (voir ch. 4.4).

2.3.5 Rapport avec la Stratégie Réseaux électriques

En tant que lien entre production et consommation, les réseaux électriques sont un élément clé de la mise en œuvre de la Stratégie énergétique 2050 (cf. ch. 4.2.9). La Stratégie Réseaux électriques établit actuellement les conditions nécessaires à la transformation et au développement du réseau. A cet effet, des règles contraignantes concernant le développement du réseau doivent être inscrites dans la loi et des données de référence relatives à l'économie énergétique (scénario-cadre) doivent être prises en compte lors de la planification du réseau. La Stratégie Réseaux électriques doit être traitée dans le cadre d'un projet séparé en raison des travaux préparatifs supplémentaires requis par la complexité du sujet. Des mesures isolées d'optimisation de procédures sont toutefois déjà prévues dans le cadre du premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050. Les autres bases légales seront établies plus tard.

2.4

Rapport avec les travaux du DFF

Le Conseil fédéral a décidé d'étudier une imposition fiscale plus importante de la consommation d'énergie et de la pollution de l'environnement, en tenant compte d'un impératif de neutralité budgétaire: les recettes de la taxe sur l'énergie seraient redistribuées aux ménages et aux entreprises de manière forfaitaire ou compensées par des réductions des impôts et des redevances, ou les deux. Il convient de compenser dans la mesure du possible d'éventuelles conséquences négatives de la taxe sur l'énergie au niveau de la redistribution et de la croissance du PIB. D'une manière générale, les ménages et les entreprises ne seront donc pas taxés davantage. La responsabilité de ces travaux incombe au Département fédéral des finances (DFF). Le Conseil fédéral a pris connaissance du rapport de synthèse; le DFF soumet celui-ci aux milieux concernés pour consultation. Au cours du premier trimestre 2014, le DFF communiquera les résultats de la consultation au Conseil fédéral.

2.5

Rapport avec d'autres domaines politiques

2.5.1

Politique climatique

Le 23 décembre 2011, le Parlement a adopté les bases légales de la politique climatique suisse pour les années 2013 à 2020³².

La loi révisée sur le CO₂ prévoit que les émissions de gaz à effet de serre doivent être réduites en Suisse d'au moins 20 % par rapport à 1990 à l'horizon 2020. La définition des mesures retenues par le Parlement mise sur la continuité. Les objectifs de politique climatique à l'horizon 2020 seront atteints au moyen des mesures suivantes:

- poursuite de la taxe CO₂ incitative sur les combustibles fossiles, y compris l'exonération de la taxe pour certaines entreprises qui s'engagent envers la Confédération à réduire leurs émissions de gaz à effet de serre;
- poursuite et développement du système d'échange de quotas d'émission (SEQE) dans la perspective de l'interconnexion projetée avec le système d'échange de quotas d'émission de l'Union européenne (SEQE-UE);
- poursuite et renforcement du programme Bâtiments en faveur de l'assainissement énergétique des bâtiments financé pour un tiers par les recettes de la redevance sur le CO₂, à concurrence toutefois de 300 millions de francs par année, au maximum;
- obligation pour les importateurs de carburants fossiles de compenser 5 à 40 % des émissions de CO₂ causées par les transports;
- prescriptions concernant les émissions de CO₂ pour les importateurs de voitures de tourisme nouvellement immatriculées correspondant à 130 g de CO₂ par km à l'horizon 2015, renforcement ultérieur inclus;
- poursuite de l'obligation pour les gestionnaires de centrales thermiques à combustibles fossiles d'une compensation intégrale des émissions de CO₂ (50 % en Suisse et 50 % à l'étranger);

³² Loi du 23 décembre 2011 sur le CO₂, RS 641.71.

- accroissement des efforts dans les domaines de l’information, de la formation et du perfectionnement;
- lancement d’un fonds de technologie pour cautionner des prêts aux entreprises novatrices qui réduisent les gaz à effet de serre ou l’exploitation des ressources ou qui favorisent le recours aux énergies renouvelables, fonds financé par les recettes de la taxe sur le CO₂, à concurrence de 25 millions de francs par an au maximum.

Conformément à l’art. 3 de la loi sur le CO₂, le Conseil fédéral soumet en temps voulu à l’Assemblée fédérale des propositions pour les objectifs de réduction postérieurs à 2020.

A long terme, la Suisse souhaite apporter une contribution adéquate à la limitation du réchauffement climatique global à 2 °C au maximum (art. 1 de la loi sur le CO₂) tout en réduisant les émissions de gaz à effet de serre à un niveau compris entre 1 et 1,5 tonne par habitant.

Dans la mesure où la grande majorité des émissions de gaz à effet de serre sont imputables en Suisse à l’utilisation d’agents énergétiques fossiles, les politiques énergétiques et climatiques se recoupent fréquemment. Les synergies cibles sont à cet égard prioritaires. Les mesures proposées dans le cadre de la Stratégie énergétique ont pour but de réduire le recours aux agents énergétiques fossiles et de soutenir ainsi notablement la politique climatique.

2.5.2 Politique environnementale

La loi du 1^{er} novembre 1992 sur la protection des eaux (LEaux)³³ modifiée est en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2011. Elle prévoit en priorité des mesures de construction (p. ex. des bassins de compensation), qui n’affectent pas la production d’électricité, contrairement aux mesures d’exploitation. Il faut en outre résoudre les problèmes de perturbations liées au charriage. Les coûts de ces mesures, de même que ceux de rétablissement de passage pour la migration des poissons conformément à la loi fédérale du 21 juin 1991 sur la pêche (LFSP)³⁴ seront financés par un supplément maximal de 0,1 centime par kilowattheure sur les coûts de transport des réseaux à très haute tension. De plus, la loi modifiée sur la protection des eaux prévoit des dérogations supplémentaires s’agissant des débits résiduels, qui permettent une production supplémentaire d’environ 200 gigawattheures par an.

2.5.3 Aménagement du territoire, protection de la nature et du patrimoine

Tant l’aménagement du territoire que la protection de la nature et du patrimoine sont des intérêts de rang constitutionnel (art. 75 et 78 Cst.).

Les objectifs de l’aménagement du territoire visent une utilisation judicieuse et mesurée du sol et une occupation rationnelle du territoire.

³³ RS 814.20

³⁴ RS 923.

La protection de la nature et du patrimoine vise notamment à ménager, à protéger et à soutenir le maintien et l'entretien de la physionomie des paysages et des localités, des sites historiques et des monuments naturels et culturels.

L'aménagement du territoire comme la protection de la nature et du patrimoine sont du ressort des cantons.

Les infrastructures du domaine énergétique (installations de production d'électricité, centrales à pompage-turbinage, lignes électriques) ont un fort impact sur le territoire. Elles peuvent entrer en conflit avec d'autres utilisations du territoire, le besoin de disposer de surfaces non bâties et la protection de la nature, du patrimoine et du paysage. Un fort développement des énergies renouvelables implique pour cette raison une analyse préalable détaillée de l'impact sur l'aménagement du territoire et une coordination avec les autres tâches dans ce domaine. Une planification est proposée à cette fin par la LENE en complément avec les instruments existants de la loi du 22 juin 1979 sur l'aménagement du territoire (LAT, RS 700).

Dans le domaine de la protection de la nature et du patrimoine, le conflit avec les installations en lien avec l'utilisation de l'énergie peut être particulièrement prononcé, et son règlement difficile. Une nouvelle politique énergétique doit aussi avoir pour objectif de ménager dans toute la mesure du possible les zones protégées. Il convient avant tout de réaliser des installations qui offrent une utilité maximale pour la production d'électricité avec le moins d'atteintes à l'environnement possibles. Mais il est inévitable que la nécessité de développer fortement les énergies renouvelables demande certaines concessions dans le domaine de la protection de la nature et du patrimoine. La nouvelle LENE implique en ce sens une focalisation accrue en faveur des énergies renouvelables. Il convient également de relever le fait, important, qu'aucun assouplissement de la législation relative à la protection de l'environnement et des eaux n'est proposé. Les décisions prises au cas par cas viseront le meilleur équilibre entre les intérêts en présence.

2.5.4 Autres domaines relevant de la politique

Recherche

Dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050, le Parlement a budgété 202 millions de francs supplémentaires pour le développement de capacités dans le domaine de la recherche énergétique suisse (période 2013–2016). Ces fonds sont essentiellement destinés à créer des centres de compétence servant à réduire des émissions de gaz à effet de serre (efficacité énergétique dans les domaines du bâtiment, de l'industrie et de la mobilité), à produire de l'énergie avec des sources renouvelables (biomasse, géothermie, force hydraulique) ou à intégrer des énergies renouvelables dans le réseau électrique (réseau, stockage). Ce développement des capacités profite au domaine de la *politique environnementale*, mais aussi au *développement durable dans les domaines de l'aménagement du territoire, de la mobilité, des transports et de l'agriculture*.

Compétitivité

La Stratégie énergétique 2050 ne doit, dans la mesure du possible, pas nuire à la compétitivité de l'économie suisse. L'encouragement d'une capacité d'innovation accrue dans le domaine des Cleantech entraîne un positionnement optimal sur ce

marché global en plein essor. Pour éviter d'être pénalisées sur le plan concurrentiel, les entreprises à grande consommation d'électricité peuvent obtenir, en cas de conclusion d'une convention d'objectifs, le remboursement d'une partie ou de la totalité du supplément perçu sur le réseau (cf. ch. 4.2.2).

Transports

En Suisse, plus d'un tiers de la consommation finale d'énergie est imputable aux transports. C'est la raison pour laquelle les mesures dans le domaine de la mobilité (prescriptions concernant les émissions de CO₂ des voitures de tourisme, p. ex.) sont de première importance. En raison de l'importance de la demande, le réseau dense et attrayant des trains et des routes en Suisse atteint ses limites sur le plan tant des capacités que du financement. Le maintien de la qualité supérieure de cette offre exige ainsi obligatoirement de nouveaux investissements dans le réseau des transports. Or les conséquences du développement des infrastructures ne sont pas forcément compatibles avec les objectifs de la Stratégie énergétique. La construction, l'exploitation, l'entretien et l'utilisation de l'infrastructure sont autant de critères également déterminants du point de vue énergétique. C'est la raison pour laquelle les besoins en matière d'harmonisation, de coordination et d'optimisation sont particulièrement importants dans ce domaine.

3 Initiative populaire fédérale «Pour la sortie programmée de l'énergie nucléaire (Initiative «Sortir du nucléaire»)»

L'initiative populaire «Pour la sortie programmée de l'énergie nucléaire (initiative «Sortir du nucléaire»)» a été déposée en novembre 2012.

Malgré quelques différences majeures, cette initiative s'inscrit, avec son objectif de sortie de l'énergie nucléaire, dans la droite ligne de la Stratégie énergétique 2050 proposée par le Conseil fédéral. Si le Conseil fédéral soutient en principe les objectifs visés par l'initiative, exception faite de la définition d'une durée d'exploitation fixe pour les centrales nucléaires existantes, il considère néanmoins comme inévitable d'intégrer la sortie du nucléaire à une stratégie de politique énergétique accompagnée des mesures correspondantes. La Stratégie énergétique 2050 proposée dans le présent message constitue donc un contre-projet indirect à l'initiative «Sortir du nucléaire».

3.1 Aspects formels et validité de l'initiative

3.1.1 Texte de l'initiative

L'initiative populaire «Pour la sortie programmée de l'énergie nucléaire (Initiative «Sortir du nucléaire»)» a la teneur suivante:

I

La Constitution est modifiée comme suit:

Art. 90 Energie nucléaire

¹ L'exploitation de centrales nucléaires destinées à produire de l'électricité ou de la chaleur est interdite.

² La législation d'exécution se fonde sur l'art. 89, al. 2 et 3; elle met l'accent sur les mesures visant à économiser l'énergie, sur l'utilisation efficace de l'énergie et sur la production d'énergies renouvelables.

II

Les dispositions transitoires de la Constitution sont modifiées comme suit:

Art. 197, ch. 9 (nouveau)

9. Disposition transitoire ad art. 90 (Energie nucléaire)

¹ Les centrales nucléaires existantes doivent être mises hors service définitivement selon les modalités suivantes:

- a. la centrale de Beznau 1: un an après l'acceptation de l'art. 90 par le peuple et les cantons;
- b. les centrales de Mühleberg, de Beznau 2, de Gösgen et de Leibstadt: 45 ans après leur mise en service.

² La mise hors service anticipée d'une centrale dans le but de préserver la sécurité nucléaire est réservée.

3.1.2 Aboutissement et délais de traitement

L'initiative populaire «*Pour la sortie programmée de l'énergie nucléaire (Initiative «Sortir du nucléaire»)*» a fait l'objet d'un examen préliminaire par la Chancellerie fédérale le *3 mai 2011*³⁵ et a été déposée le *16 novembre 2012* avec les signatures nécessaires.

La Chancellerie fédérale a constaté par décision du *15 janvier 2013* que l'initiative a formellement abouti, avec *107 533* signatures valables.³⁶

L'initiative revêt la forme d'un projet rédigé. Le Conseil fédéral soumet un contre-projet indirect. En vertu de l'art. 97, al. 2, de la loi du 13 décembre 2002 sur le Parlement (LParl, RS 171.10), le Conseil fédéral a jusqu'au *16 mai 2014* pour soumettre les projets d'arrêté et un message. En vertu de l'art. 100 LParl, l'Assemblée fédérale a jusqu'au *16 mai 2015* pour émettre des recommandations en vue d'une votation.

³⁵ FF 2011 3727

³⁶ FF 2013 569

3.1.3

Validité

L'initiative répond aux exigences de validité visées à l'art. 139, al. 3, Cst.:

- a. Elle a la forme d'un projet entièrement rédigé et répond donc au principe de l'unité de la forme.
- b. Il y a un rapport intrinsèque entre les différentes parties de l'initiative. L'initiative répond donc au principe de l'unité de la matière.
- c. L'initiative ne contrevient à aucune règle impérative du droit international. Elle répond donc aux exigences de conformité avec le droit international.

3.2

Objectifs et teneur de l'initiative

L'initiative «Sortir du nucléaire» veut interdire l'exploitation des centrales nucléaires en Suisse et accélérer le tournant énergétique. Elle demande l'interdiction de construire de nouvelles centrales nucléaires, une durée maximale d'exploitation pour les centrales existantes et un tournant énergétique visant à économiser l'énergie, à utiliser efficacement l'énergie et à encourager la production d'énergies renouvelables.

Les auteurs de l'initiative demandent une date impérative de sortie du nucléaire. Les centrales nucléaires suisses existantes doivent être arrêtées après une durée d'exploitation maximale de 45 ans. Si des raisons de sécurité l'exigent, la mise hors service doit avoir lieu plus tôt. La fixation d'une durée d'exploitation maximale pour les centrales nucléaires institue une date impérative de sortie du nucléaire. Il est ainsi possible de planifier en toute confiance des investissements dans les énergies renouvelables et des mesures d'efficacité. Par ailleurs, cela permet aux exploitants de centrales nucléaires de procéder de manière rationnelle à la désaffectation et à la remise en état du site d'implantation de leur installation et de veiller au financement requis. Le courant d'origine nucléaire doit être remplacé grâce à la promotion des énergies renouvelables ainsi qu'à des économies et des mesures d'efficacité.

L'initiative prévoit 2029 comme date de sortie définitive du nucléaire: cela correspond à la mise hors service de la dernière centrale nucléaire suisse encore en fonctionnement. Les auteurs de l'initiative estiment que les cinq centrales nucléaires suisses peuvent être arrêtées sans problème d'ici à cette date.

3.3

Appréciation de l'initiative

3.3.1

Appréciation des buts visés

A l'exception d'une durée d'exploitation fixe limitée à 45 ans pour les centrales nucléaires existantes, l'initiative suit la même orientation que la Stratégie énergétique 2050 du Conseil fédéral. Pour justifier la fixation d'une durée d'exploitation maximale pour les centrales nucléaires existantes, les auteurs de l'initiative argumentent de la nécessité de telles durées d'exploitation limitées, en vue de définir une date impérative de sortie du nucléaire. Le Conseil fédéral et le Parlement auraient commencé par prendre une décision de principe avec une date de sortie du nucléaire encore imprécise. Concernant les conséquences de la définition d'une durée

d'exploitation fixe pour les centrales nucléaires, notamment en relation avec les demandes d'indemnisation éventuelles, cf. la fin du ch. 3.3.2.

3.3.2 Conséquences en cas d'acceptation

La part actuelle des centrales nucléaires au niveau de la production indigène de courant avoisine 40 %.

Les centrales nucléaires de Beznau I et Beznau II ont été mises en exploitation respectivement en 1969 et en 1972. La centrale nucléaire de Mühleberg a été mise en exploitation en 1972. La centrale nucléaire de Gösgen a été mise en exploitation en 1979 et la centrale nucléaire de Leibstadt en 1984. La centrale nucléaire de Beznau I – qui est la plus ancienne des centrales nucléaires suisses en service – doit être mise hors service un an après l'acceptation de l'initiative, les autres centrales nucléaires devant être arrêtées après une durée d'exploitation de 45 ans. La mise hors service de la dernière centrale nucléaire interviendrait ainsi en 2029.

Il a été fait appel aux hypothèses et aux résultats des modèles des Perspectives énergétiques 2050 (version finale de septembre 2012 et résultats intermédiaires de mai 2011) pour évaluer les conséquences d'une adoption de l'initiative. Aucun calcul séparé n'a été réalisé pour estimer les retombées de l'initiative.

Les Perspectives énergétiques 2050³⁷ partent d'une durée d'exploitation des centrales nucléaires de 50 ans – comme valeur purement comptable – et tiennent compte du fait que les centrales nucléaires existantes ne seront pas remplacées. On ignore combien d'années les centrales nucléaires existantes pourront encore produire du courant en vertu du droit en vigueur: en effet, la désaffectation doit avoir lieu à la fin de la durée de la durée d'exploitation motivée par des questions de sécurité technique. La désaffectation peut intervenir avant ou après 50 ans.

Il a été procédé en mai 2011 à une première estimation des conséquences d'une acceptation de l'initiative. Ont été comparées pour ce faire les variantes d'offre d'électricité avec une durée d'exploitation des centrales nucléaires de 40 ans (sortie anticipée) et une évolution de la demande correspondant au scénario «Nouvelle politique énergétique» avec la variante d'offre d'électricité présentant une durée d'exploitation des centrales nucléaires de 50 ans³⁸. La variante de sortie anticipée se caractérise par des besoins en importation plus élevés lors de la phase de transition. Une combinaison production fossile-centralisée et énergies renouvelables entraîne quant à elle un développement de la production plus important durant cette période qu'avec une durée d'exploitation de 50 ans. Grâce à la hausse massive de la production d'électricité issu des énergies renouvelables, la demande peut être couverte jusqu'en 2050.

³⁷ Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050, prognos AG; septembre 2012. Disponible sur internet: www.bfe.admin.ch, rubrique Stratégie énergétique 2050.

³⁸ Fondements pour la Stratégie énergétique du Conseil fédéral; printemps 2011, OFEN; Zwischenbericht I: Energieszenarien für die Schweiz bis 2050, prognos AG; Zwischenbericht II: Energieszenarien für die Schweiz bis 2050, prognos AG; www.bfe.admin.ch > Thèmes > Politique énergétique > Stratégie énergétique 2050.

Des évaluations sommaires de l'impact au niveau de l'économie nationale³⁹ également effectuées en mai 2011 font ressortir des coûts supplémentaires moyens, de 2012 à 2050, de l'ordre de 0,8 milliard de francs par an (annuité, aux prix de 2009) en cas de raccourcissement de la durée d'exploitation à 40 ans. Les coûts des mesures de réduction de la consommation d'électricité ne sont pas compris dans ces chiffres. Ces coûts supplémentaires seront supportés en grande partie par les ménages.

Une acceptation de l'initiative se traduirait alors par une mise hors service schématique des centrales existantes qui pourrait intervenir avant la fin de la durée de vie technique, du point de vue de la sécurité, des installations. Un tel raccourcissement schématique de la durée de vie serait difficile à justifier par des arguments ayant trait à la sécurité et constituerait une atteinte à la garantie de propriété pour les propriétaires de centrales nucléaires. Les exploitants pourraient en tirer parti pour demander à être indemnisés. En cas d'acceptation de l'initiative, il y a donc un risque que la Confédération doive dédommager les exploitants – au moins pour les investissements non amortissables effectués par les exploitants sur la foi de la législation en vigueur.

3.3.3 Avantages et inconvénients

Tout comme les auteurs de l'initiative, le Conseil fédéral a pour objectif de sortir du nucléaire. Le Conseil fédéral juge toutefois indispensable d'assortir la décision de sortir du nucléaire d'une stratégie de politique énergétique et de mesures correspondantes, afin de garantir également à l'avenir un approvisionnement en énergie sûr et compétitif en Suisse. Tel est l'objet de la Stratégie énergétique 2050.

Le Conseil fédéral estime qu'une durée maximale d'exploitation ne devrait pas être définie pour les centrales nucléaires existantes, mais que ces dernières devraient être désaffectées à la fin de leur durée de vie technique, du point de vue de la sécurité. La sécurité des centrales nucléaires ne se définit pas au moyen d'une durée de vie fixée au préalable. Selon la législation actuellement en vigueur en matière d'énergie nucléaire, une centrale nucléaire peut être exploitée aussi longtemps que sa sécurité est assurée. Rien ne justifie une mise hors service anticipée des centrales nucléaires existantes. La sécurité actuelle de l'approvisionnement en électricité doit continuer d'être assurée à l'avenir. Il se distingue par sa qualité, sa disponibilité, une production presque exempte de CO₂ et des prix compétitifs. La sortie progressive de l'énergie nucléaire permet de disposer du temps nécessaire pour mettre en œuvre la nouvelle politique énergétique et transformer le système énergétique.

Au cas où il ne serait pas possible de réduire davantage la demande d'électricité au moyen de mesures d'efficacité ou d'augmenter très rapidement la production issue des énergies renouvelables, des technologies de transition ou des importations, voire les deux, seront nécessaires pour garantir l'approvisionnement. Un développement très rapide de la production issue des énergies renouvelables engendrerait également des coûts supplémentaires. A cet égard, il ne faut pas oublier qu'une transformation du système énergétique requiert, outre de nouvelles capacités de production, des adaptations au niveau du réseau électrique et des capacités de stockage supplémen-

³⁹ Volkswirtschaftliche Auswirkungen bis 2050 bei «Verzicht auf Ersatz-KKW» und «KKW-Laufzeitverkürzung», mai 2011.

taires. De nombreuses mesures de transformation du système électrique peuvent être mises en œuvre de manière plus rentable et facile grâce à un calendrier plus flexible en vue de sortir du nucléaire, car elles peuvent, par exemple, intervenir dans le cadre de mesures de remplacement ordinaires. Le calendrier de la Stratégie énergétique 2050 ménagerait plus de temps que les propositions de l'initiative pour mettre en œuvre les mesures.

3.4 Conclusions

Pour les motifs présentés ci-dessus, le Conseil fédéral propose de rejeter l'initiative populaire «*Pour la sortie programmée de l'énergie nucléaire (Initiative «Sortir du nucléaire»)*» et présente la Stratégie énergétique 2050 comme contre-projet indirect.

4 Dispositif proposé: premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050

4.1 Objectifs

Les objectifs globaux du Conseil fédéral à l'horizon 2050 contenus dans la Stratégie énergétique 2050 sont décrits au ch. 2.3.1. Les objectifs poursuivis au moyen du présent premier paquet de mesures figurent au ch. 2.3.3.

4.2 Mesures

4.2.1 Efficacité énergétique dans le domaine du bâtiment

Avec ses 1,64 millions d'immeubles d'habitation, le domaine du bâtiment en Suisse présente d'importants potentiels en termes d'augmentation de l'efficacité énergétique et d'utilisation des énergies renouvelables.

Conformément à l'art. 89, al. 4, de la Constitution fédérale, ce sont surtout les cantons qui sont compétents en matière de mesures relatives à la consommation énergétique des bâtiments.

La Confédération assume un rôle de coordination et soutient l'harmonisation des mesures cantonales (p. ex. développement des normes et des standards, modèle de prescriptions énergétiques des cantons MoPEC, modèle d'encouragement harmonisé ou certificat énergétique cantonal des bâtiments CECB). En outre, la Confédération finance des projets (p. ex. MINERGIE⁴⁰ et energo⁴¹) et elle encourage l'information, le conseil, la formation et le perfectionnement en coopération avec les cantons. Elle alloue des contributions globales aux programmes d'encouragement des cantons, alimente le programme Bâtiments, soutient la recherche dans le domaine du bâtiment et entretient les contacts internationaux.

⁴⁰ MINERGIE® est un label de qualité destiné aux bâtiments neufs ou modernisés, www.minergie.ch

⁴¹ Centre de compétences pour l'efficacité énergétique dans le bâtiment, www.energo.ch

La Confédération et les cantons poursuivent, dans le domaine du bâtiment, une stratégie globale visant à épuiser autant que possible les potentiels que recèlent l'efficacité énergétique, les énergies renouvelables et les rejets de chaleur dans les domaines de l'électricité et de la chaleur. Sur le long terme, le parc immobilier doit être exempt de CO₂. Concrètement, sont visés les objectifs suivants:

- A partir de 2020, les nouveaux bâtiments s'autoalimentent autant que possible toute l'année en chaleur issue de sources renouvelables et en partie avec l'électricité qu'ils ont eux-mêmes produite.
- Les émissions de CO₂ diminuent d'ici à 2020 dans le domaine du bâtiment. L'ordonnance du 30 novembre 2012 sur le CO₂ (RS 641.711) fixe pour 2015 un objectif intermédiaire de moins 22 % par rapport à 1990.
- Le taux d'assainissement énergétique dans le parc immobilier existant est sensiblement accru.
- L'électricité n'est plus utilisée pour alimenter les chauffages électriques à résistances et les chauffe-eau électriques.
- Les installations de chauffage à combustibles fossiles sont autant que possible remplacés par des systèmes fonctionnant aux énergies renouvelables.
- Les installations techniques des bâtiments sont exploitées de manière énergétiquement efficace.
- Les mesures affectant le domaine du bâtiment doivent être planifiées et réalisées de manière à respecter dans la mesure du possible la valeur culturelle du parc immobilier. Les mesures énergétiques doivent tenir compte de la qualité urbanistique.

Le premier paquet de mesures prévoit les mesures suivantes: augmentation de la taxe sur le CO₂ et renforcement du programme Bâtiments afin d'accroître les taux d'assainissement. Les instruments actuels seront ainsi optimisés et renforcés en préservant la répartition constitutionnelle des compétences entre la Confédération et les cantons. Les cantons durcissent en parallèle les prescriptions s'appliquant aux bâtiments en révisant le MoPEC.

Augmentation de la taxe sur le CO₂ et renforcement du programme Bâtiments

L'augmentation de la taxe sur le CO₂ et le renforcement du programme Bâtiments doivent permettre de relever le taux d'assainissement: l'effet incitatif de la taxe sur le CO₂ doit être augmenté par un relèvement de son taux minimal. Cette mesure est saluée par la moitié des participants à la consultation. La loi sur le CO₂ en vigueur fixe le montant de la taxe à 36 francs par tonne de CO₂ et transfère au Conseil fédéral la compétence d'augmenter la taxe en fonction d'objectifs intermédiaires. Dans l'ordonnance sur le CO₂ afférente, le Conseil fédéral a prévu trois niveaux. La taxe sera augmentée tout d'abord à 60 francs en 2014 étant donné qu'en 2012 les émissions de CO₂ issues des combustibles n'étaient pas inférieures de 21 % par rapport au niveau de 1990. Les autres augmentations progressives sont prévues pour 2016 et 2018. Le montant minimal de la taxe fixé dans la loi sur le CO₂ doit désormais passer à 84 francs par tonne de CO₂ indépendamment des objectifs intermédiaires. Le produit total qui en résulte, provenant de l'affectation partielle de la taxe sur le CO₂, permettra de renforcer le programme Bâtiment, auquel participent la Confédération et les cantons. En outre, les dispositions concernant l'affectation partielle de la taxe sur le CO₂ seront étendues et leur limitation dans le temps supprimée ou pro-

longée jusqu'à leur remplacement ultérieur par une taxe sur l'énergie généralisée (cf. ch. 2.3.4).

Compte tenu des résultats de la consultation, des résultats d'évaluation du programme Bâtiment par le Contrôle fédéral des finances⁴² et de l'exigence d'un engagement accru de la part des cantons dans le domaine du bâtiment, les adaptations suivantes sont prévues: a) Les actuelles parties A, «Enveloppe des bâtiments», et B, «Programmes cantonaux du programme Bâtiments» sont réunies (cf. art. 34, al. 1, let. a et b de la loi sur le CO₂). L'ensemble du revenu à affectation partiellement liée sera alloué aux programmes cantonaux sous forme de contributions globales. Cette mesure permet de supprimer l'actuelle délimitation entre les parties A et B, de tenir compte de la philosophie de la réforme de la péréquation financière et de la répartition des tâches (RPT) (meilleure harmonisation des tâches, des compétences et des responsabilités) et d'attribuer clairement aux cantons la compétence en matière de promotion dans le domaine du bâtiment. b) La responsabilité de la mise en œuvre et les aspects financiers du programme Bâtiments sont transférés aux cantons, ce qui correspond à la recommandation du Contrôle fédéral des finances. c) La convention-programme s'appliquant à la partie A, en vigueur entre la Confédération et la Conférence des directeurs cantonaux de l'énergie (EnDK) représentant les cantons, est encore valable jusqu'à la fin de 2016 et ne sera ensuite pas prolongée. Une disposition transitoire permettra de garantir les engagements de la Confédération par l'affectation partiellement liée de la taxe sur le CO₂ et d'assurer ainsi une transition aussi harmonieuse que possible.

Le financement des contributions globales est assuré par les revenus à affectation liée de la taxe sur le CO₂. Le taux de la redevance fixé à 84 francs par tonne de CO₂ permet de dégager quelque 350 millions de francs par année. Avec la participation des cantons, le budget annuel atteint 525 millions de francs. Grâce à l'effet incitatif de la taxe sur le CO₂, ces revenus auront tendance à diminuer au fil des années. La limite maximale de l'affectation partielle fixée dans la loi le CO₂ passera de 300 à 450 millions de francs et la part maximale d'un tiers, également inscrite dans la loi sur le CO₂, restera inchangée. Comme actuellement, les contributions globales seront allouées aux cantons en fonction de l'efficacité atteinte et des moyens mis à disposition annuellement par les cantons. Cette pratique a contribué au cours des précédentes années à un encouragement axé sur l'efficacité. Le financement du programme Bâtiments uniquement par la Confédération n'est pas approprié dans la mesure où la responsabilité des cantons dans ce domaine est inscrite dans la Constitution.

Les participants à la consultation, et notamment les cantons, ont fait part de leur préoccupation de voir le renforcement prévu du programme Bâtiments peser de manière inacceptable sur les finances cantonales. C'est pourquoi la Confédération est disposée à couvrir jusqu'à un maximum de deux tiers (actuellement la moitié) du budget annuel des programmes d'encouragement cantonaux (cf. art. 34, al. 2, let. b, loi sur le CO₂).

La demande formulée par l'Union des villes suisses et individuellement par quelques villes, selon laquelle les villes et les communes devraient elles aussi obtenir des contributions globales, ne peut être prise en considération. Il revient aux cantons

⁴² Source: Le programme Bâtiments de la Confédération et des cantons, évaluation de l'organisation par le Contrôle fédéral des finances, rapport de mars 2013 (en allemand).

d'intégrer les communes de manière appropriée dans l'organisation des mesures de promotion qu'ils soutiennent.

Le renforcement de la participation de la Confédération est soumis à de nouvelles conditions: 1) Les cantons définissent un programme promotionnel de base harmonisé et commun destiné à l'assainissement énergétique de l'enveloppe des bâtiments et à remplacer les chauffages électriques fixes à résistances ou les chauffages à mazout; 2) Ils n'allouent des aides financières pour l'assainissement des bâtiments que si le maître d'ouvrage présente un certificat énergétique des bâtiments assorti d'un rapport de conseil (cf. art. 58, al. 3, du projet). La qualité des assainissements énergétiques s'en trouvera améliorée puisque le maître d'ouvrage dispose des bases utiles à la rénovation complète du bâtiment. Le Conseil fédéral ne partage pas les préoccupations exprimées lors de la consultation par les cantons au sujet de l'aspect constitutionnel. La Confédération estime qu'elle est libre d'aménager comme elle l'entend les bases et les conditions de ses activités de encouragement. Sur cette base, les cantons peuvent décider eux-mêmes s'ils souhaitent se soumettre aux conditions d'octroi des montants globaux et quel budget ils entendent consacrer aux mesures d'encouragement. Au demeurant, s'agissant de l'actuelle partie A du programme Bâtiments, la Confédération fixe aujourd'hui déjà, dans la convention de programme pour la mise en œuvre dans les cantons, des conditions claires qui sont acceptées par ces derniers.

La limitation à fin 2019 s'appliquant jusqu'ici à l'octroi des aides financières aux cantons au moyen de l'affectation partielle de la taxe sur le CO₂, est abrogée. Ainsi sont posées les conditions devant favoriser à partir de 2020 la transition harmonieuse d'un système d'encouragement vers un système d'incitation. Pour autant que les cantons mettent en œuvre les prescriptions énergétiques selon des dispositions qui leur sont propres et conformément aux exigences du Conseil fédéral, la promotion des énergies renouvelables dans le domaine de l'énergie thermique sera en grande partie caduque à compter de 2020. Les mesures énergétiques visant l'enveloppe des bâtiments (toit, façade) doivent toutefois encore être soutenues au-delà de 2020. Jusqu'à cette date, seuls 10 à 20 % des bâtiments feront l'objet d'un assainissement énergétique. La poursuite du programme Bâtiments après 2019 est en ce sens nécessaire à plusieurs égards: objectifs de réduction du CO₂, potentiels d'efficacité dans le domaine de la chaleur, augmentation visée du taux d'assainissement et sécurité de planification pour les propriétaires souhaitant procéder à des assainissements.

Les mesures donnant droit à des contributions globales sont élargies aux activités de promotion visées aux art. 53 (Informations et conseils), 54 (Formation et perfectionnement) et 56 LEne (Utilisation de l'énergie et des rejets de chaleur). A l'avenir, avec le soutien des contributions globales de la Confédération, les cantons pourront encourager des mesures dans les domaines suivants: enveloppe des bâtiments, exploitation accrue des énergies renouvelables et des rejets de chaleur, remplacement des chauffages électriques fixes à résistances, mesures d'efficacité énergétique, formation et perfectionnement, mesures d'information et de conseil à l'intention des architectes, planificateurs, installateurs et propriétaires de bâtiments. Il s'agit de répondre ici à une demande formulée à plusieurs reprises au cours de la consultation, d'accorder une grande attention à la formation et au perfectionnement. Sans un nombre suffisant de spécialistes, les mesures ne peuvent être mises en œuvre dans le respect des échéances et de la qualité.

Les exigences élevées qui caractérisent le modèle d'encouragement harmonisé des cantons font que les effets d'aubaine sont réduits dans toute la mesure du possible.

Comme actuellement, seules peuvent être directement soutenues les mesures qui sont en lien avec des coûts supplémentaires non amortissables et qui dépassent clairement les exigences légales. Les mesures économiquement viables ne donneront pas droit à des contributions, comme auparavant. Un double soutien, au moyen de la rétribution du courant injecté, d'appels d'offres publics ou des mesures de formation et de perfectionnement du programme SuisseEnergie, est exclu. Pour les monuments historiques ou les bâtiments construits sur des sites protégés, il convient de prendre en compte les intérêts d'ordre énergétique et ceux de la protection du patrimoine dans le cadre d'une pondération attentive.

Les entreprises exonérées de la taxe sur le CO₂ sont exclues du soutien au même titre que les bâtiments publics de la Confédération et des cantons, qui doivent assumer en principe leur fonction d'exemple. Le soutien est ainsi principalement destiné aux privés.

Le Conseil fédéral estime que le soutien en faveur des nouvelles constructions de remplacement, demandé au cours de la consultation par les représentants de la branche de la construction, est lié à d'importants effets d'aubaine et qu'elles devront en premier lieu se faire par de meilleures conditions générales (p. ex. bonus accordé en fonction de l'indice d'utilisation des bâtiments, dans le cadre de prescriptions de construction cantonales ou communales). Les nouvelles constructions de remplacement sont aujourd'hui déjà économiquement réalisables sans soutien financier, notamment dans les zones urbaines caractérisées par une forte demande en logement ou en surfaces utiles.

Coûts et financement

Les ressources totales de la Confédération et des cantons destinées à financer le programme Bâtiments s'élèvent à quelque 525 millions de francs par année à compter de l'entrée en vigueur de la nouvelle loi sur l'énergie et de la loi sur le CO₂ modifiée. Les deux tiers de ces recettes proviennent de l'affectation partielle de la taxe sur le CO₂ et un tiers des finances cantonales. Comme le confirme un rapport du Contrôle fédéral des finances, le développement du programme Bâtiments engendrera des charges supplémentaires pour la Confédération, occasionnées par l'attribution des contributions globales et par l'augmentation du controlling des mesures d'assurance de la qualité prises par les cantons. Le renforcement du programme Bâtiments induit des charges de personnel supplémentaires de l'ordre de 2,5 postes à plein temps. Ces coûts seront entièrement pris en charge par l'affectation partielle de la taxe sur le CO₂.

Perspectives

On examinera dans une étape ultérieure, en tenant compte des milieux concernés, si et dans quelles conditions un bailleur pourra être obligé de présenter un CEGB, par exemple sur demande d'un locataire potentiel avant la conclusion d'un bail, ou d'un locataire durant le contrat de bail.

Digression

La Conférence des directeurs cantonaux de l'énergie (EnDK) a l'intention de réviser le Modèle de prescriptions énergétiques des cantons (MoPEC) d'ici à 2014 et de poser ainsi les bases pour le renforcement des prescriptions cantonales s'appliquant

aux nouvelles constructions et aux transformations. La Confédération invite les cantons à adopter le MoPEC dans la forme contraignante d'un concordat, et à intégrer les mesures suivantes dans le module obligatoire du modèle cantonal:

- La part de la chaleur de chauffage issue d'agents énergétiques renouvelables doit être accrue. A cet effet, il faut renforcer les prescriptions visant les nouvelles constructions.
- Des exigences plus poussées en matière d'énergie quant aux installations techniques du bâtiment doivent contribuer à réduire la consommation électrique dans le domaine du bâtiment.
- Il faut introduire l'obligation d'une inspection énergétique pour la technique du bâtiment. Il sera ainsi possible de garantir le fonctionnement adéquat des composants de base énergétiquement importants des installations techniques contrôlées.
- L'optimisation de l'exploitation des bâtiments doit être rendue obligatoire. Les installations techniques du bâtiment seront ainsi exploitées au plus haut niveau d'efficacité énergétique actuellement possible.
- Lors d'un changement de propriétaire, il est impératif qu'un CECB-Plus soit présenté au nouveau propriétaire. En cas de succession, en revanche, aucun CECB-Plus n'est exigé.
- Un bonus doit être accordé en fonction de l'indice d'utilisation des bâtiments existants et des constructions nouvelles si un standard énergétique minimal est atteint.
- Pour les bâtiments existants avec chauffages à combustibles fossiles, des incitations légales devront être créées visant à encourager l'utilisation d'énergies renouvelables.
- Du point de vue énergétique, les appareils électriques ne sont souvent pas utilisés adéquatement (p. ex. exploitation inutile, surdimensionnement). Des prescriptions d'utilisation doivent réglementer ou restreindre l'utilisation de certains appareils électriques.

4.2.2 Efficacité énergétique dans le domaine de l'industrie et des services

Le potentiel d'économies énergétiques dans l'industrie, les arts et métiers et les services est considérable. On estime que le potentiel d'économies est compris entre 30 et 35 % pour la chaleur industrielle et entre 20 et 25 % pour les processus et systèmes d'entraînement. S'agissant des technologies de l'information et de la communication, des économies de 35 % sont possibles à long terme. Pour réaliser ces économies, il faut des mesures agissant avant tout au niveau du système (adaptation de l'exploitation aux besoins effectifs et optimisation énergétique de processus et systèmes complets).

Les conditions qui prévalent dans le domaine de l'industrie et des services sont essentiellement définies par les législations fédérale et cantonales en matière d'énergie et par la loi sur le CO₂. Il faut distinguer la promotion financière, la taxe sur le CO₂ et les mesures indirectes.

Il s'agit désormais de poursuivre les objectifs suivants: les potentiels d'efficacité et les rejets de chaleur que recèlent les entreprises industrielles et de services doivent être exploités autant que possible. Les potentiels économiques sont prioritaires.

Les instruments actuels centraux sont les conventions d'objectifs avec les entreprises, en combinaison notamment avec l'exonération de la taxe sur le CO₂ et les instruments d'encouragement financiers (surtout les mises au concours). Outre la Confédération et les cantons, les entreprises d'approvisionnement en énergie (EAE) sont également actives dans le domaine de l'industrie et des services. Le développement de ces instruments doit s'appuyer sur les mesures suivantes.

Implication des entreprises dans des processus de convention d'objectifs

Des participants à la consultation ont proposé que les entreprises qui concluent une convention d'objectifs avec la Confédération et atteignent les engagements qui y sont fixés, se voient rembourser sur demande le supplément perçu pour la rémunération de l'utilisation du réseau à partir d'une consommation d'électricité de plus de 0,5 GWh par année. Cette proposition a été rejetée à la majorité pour des motifs liés à la distorsion de la concurrence ou aux effets d'aubaine, ou encore en raison de l'augmentation des charges grevant les petites entreprises et les ménages. Comme alternative, la réglementation développée dans le cadre de l'initiative parlementaire 12.400 (iv. pa. 12.400) a souvent été proposée. Cette réglementation, proposée ici sans changement, prévoit que le supplément soit remboursé, partiellement aux consommateurs finaux d'une intensité électrique d'au moins 5 %, et intégralement à partir de 10 % au moins, pour autant que ces derniers en fassent la demande. La condition d'un tel remboursement est de conclure une convention d'objectifs et de respecter un objectif d'efficacité correspondant, en d'autres termes de suivre une trajectoire d'efficacité énergétique. Dans le cadre de la convention d'objectifs, 20 % du montant remboursé doit être réinvesti dans des mesures d'amélioration énergétique. Afin d'exclure les cas pour lesquels les charges administratives seraient disproportionnées, le remboursement n'est accordé qu'à partir d'un montant annuel de 20 000 francs au moins.

Par rapport au droit actuel, la réglementation prévue élargit le cercle des consommateurs finaux habilités à demander le remboursement. Comme le droit au remboursement est lié à la conclusion d'une convention d'objectifs, il sera possible d'exploiter l'important potentiel d'économies des entreprises à forte intensité électrique (rapport entre les coûts de l'électricité et la valeur ajoutée brute). Même si les entreprises sont tenues de réinvestir une partie des montants remboursés dans des mesures visant à accroître l'efficacité énergétique, elles ont la possibilité d'augmenter leur compétitivité à moyen et à long terme. Elles peuvent diminuer leurs coûts d'énergie et dépendront de moins en moins de l'évolution des prix de l'énergie. Cette mesure permettra d'exonérer entre 300 et 600 consommateurs finaux du supplément. Si tous les consommateurs finaux qui peuvent y prétendre font usage de cette possibilité de remboursement, le total des montants à rembourser sera compris entre 55 et 70 millions de francs par an.

Développement des appels d'offres publics

Les appels d'offres publics («ProKilowatt») constituent un instrument promotionnel permettant de soutenir les programmes et les projets visant à diminuer la consommation d'électricité. Les incitations financières doivent faciliter la percée de mesures d'efficacité qui ne sont pas encore rentables ou qui se heurtent à d'autres obstacles.

Les appels d'offres publics s'adressent aux entreprises industrielles et de services ainsi qu'aux ménages (en particulier les applications électriques telles que les appareils électriques ou la mobilité électrique). Concrètement, une procédure d'appels d'offres est mise en place de manière à obtenir un maximum d'économies d'électricité par rapport aux moyens d'encouragement engagés. Les appels d'offres publics sont élargis dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050. Il sera à l'avenir également possible de soutenir dans des cas particuliers des mesures d'efficacité dans les domaines, jusqu'alors formellement exclus, de la production et de la distribution de l'électricité (y compris la promotion de la production d'électricité à partir des rejets de chaleur qui ne peuvent pas être exploités autrement). Ces propositions ont été majoritairement soutenues lors de la consultation.

Mesures de soutien

Dans le cadre du développement de *SuisseEnergie* (cf. ch. 4.2.12), les mesures d'accompagnement mentionnées ci-après sont prévues pour soutenir les entreprises par des activités d'information, de conseil et de formation.

- Le programme promotionnel *Intégration énergétique des processus/utilisation des rejets de chaleur* doit soutenir les mesures d'efficacité légèrement non rentables dans les entreprises à forte consommation d'énergie. Le soutien financier est couplé aux économies d'énergie et mesuré en fonction de l'impact des mesures.
- Les *conventions d'objectifs librement consenties par les entreprises industrielles et de services* pour l'utilisation efficace des combustibles, de l'électricité et des carburants et pour la réduction des émissions de CO₂ doivent être poursuivies et développées. Ces conventions d'objectifs permettent d'engager dans les entreprises un processus d'amélioration continu, qui accroît leur efficacité énergétique et leur compétitivité.
- Les petites et moyennes entreprises de l'industrie, des arts et métiers et des services (environ 30 000 entreprises, sans les micro-entreprises) doivent être soutenues dans *l'optimisation de leur exploitation et de leurs processus* par le développement d'instruments de travail et d'offres de formation. Des guides, listes de contrôle et «meilleures pratiques» adéquats, spécifiques à chaque branche, doivent être élaborés et des offres de formation à l'intention des représentants des entreprises et des conseillers en énergie doivent être développées et mises en œuvre.
- Les entreprises doivent être encouragées et soutenues lors de l'introduction et de la mise en œuvre des normes de gestion énergétique et du développement des systèmes correspondants.

Coûts et financement

Jusqu'à 2020, les ressources destinées aux appels d'offres publics seront progressivement augmentées pour atteindre environ 50 millions de francs par année (état 2013: 19 millions de francs). En fixant le budget pour les appels d'offres publics, le Conseil fédéral continue à prendre en compte le potentiel des mesures efficaces et la garantie d'une concurrence appropriée entre les soumissionnaires au cours de la procédure d'appel d'offres. La mise en œuvre de conventions d'objectifs requiert, pour la période de 2015 à 2020, des ressources matérielles correspondant à des moyens supplémentaires de 1,5 million de francs par an.

4.2.3

Efficacité énergétique dans le domaine de la mobilité

Plus d'un tiers de la consommation énergétique revient aux transports. Leur part aux émissions de CO₂ est un peu plus élevée. Environ 96 % de l'énergie utilisée provient de carburants fossiles. Toutes les prévisions indiquent que l'augmentation des transports se poursuivra ces 20 prochaines années. Les transports individuels motorisés recèlent un important potentiel d'efficacité énergétique. A cet égard, un rôle important est attribué à l'amélioration de l'efficacité des moteurs à combustion (moteurs à essence, diesel, à gaz naturel) et à la diffusion de la mobilité électrique. Les carburants et les systèmes de propulsion alternatifs (non seulement les moteurs électriques mais aussi le gaz naturel/le biogaz) peuvent apporter une contribution importante à la réduction des émissions de CO₂ pour autant qu'ils présentent une efficacité énergétique élevée et que de l'électricité issue de sources d'énergie renouvelables soit utilisée par la mobilité électrique. La réduction des flux de trafic représente un important potentiel d'économies au même titre que les mesures concernant le comportement à adopter dans la circulation routière, qui seront renforcées dans le cadre du programme SuisseEnergie (cf. SuisseEnergie ch. 4.2.12). S'agissant des transports routiers de marchandises, les mesures de transfert route-rail et l'efficacité améliorée des véhicules ont créé un potentiel en matière d'efficacité énergétique. Le potentiel de réduction de la consommation finale d'énergie dans le domaine des transports routiers de marchandises est négligeable par rapport au domaine des transports de personnes par la route. La consommation finale d'énergie des transports ferroviaires continuera de croître malgré l'exploitation des potentiels existants en matière d'efficacité.

En mars 2011, dans le cadre de la révision partielle de la loi sur le CO₂, des prescriptions relatives aux émissions ont également été décidées pour les voitures de tourisme. En conformité avec l'UE, les émissions de CO₂ des voitures de tourisme neuves doivent être réduites à 130 g de CO₂ par kilomètre en moyenne à la fin de 2015. La valeur cible sera encore revue à la baisse pour l'après 2015. Dans le cadre de la révision totale de la loi sur le CO₂, le Parlement a décidé en décembre 2011 de renoncer à introduire une taxe CO₂ sur les carburants aussi longtemps que l'objectif de réduction des gaz à effets de serre peut être atteint par d'autres mesures.

L'efficacité énergétique des voitures de tourisme neuves, des voitures de livraison et des tracteurs à sellette légers doit être désormais continuellement améliorée en fonction de l'état de la technique. La consommation d'énergie et les émissions de CO₂ dans le domaine des transports seront considérablement réduites par rapport à la politique énergétique actuelle (scénario «Poursuite de la politique actuelle»).

Afin d'atteindre ces objectifs, les mesures suivantes sont prévues.

Renforcement ou introduction de prescriptions en matière d'émissions

Des prescriptions concernant les émissions de CO₂ doivent permettre d'améliorer l'efficacité des voitures de tourisme, des voitures de livraison et des tracteurs à sellette légers. Les gains d'efficacité des autres moyens de transport sont également encouragés, mais sans recourir aux prescriptions concernant les émissions de CO₂. On attend le plus grand effet de la prochaine réduction des valeurs cibles d'émission de CO₂ pour les voitures de tourisme. En accord avec l'UE, qui va vraisemblablement ordonner en novembre 2013 une nouvelle baisse de la valeur cible de CO₂ pour les véhicules de tourisme ainsi que pour les véhicules utilitaires légers – et confor-

mément à une large majorité des avis exprimés lors de la consultation –, les émissions de CO₂ des voitures de tourisme neuves doivent être réduites à 95 grammes par kilomètre (g/km) d'ici à 2020, celles des voitures de livraison et des tracteurs à sellette légers à 175 g/km d'ici à 2017 et à 147 g/km d'ici à 2020. L'extension des prescriptions concernant les émissions de CO₂ aux voitures de livraison et aux tracteurs à sellette légers permet de garantir un champ d'application largement comparable avec le droit européen. La reprise des valeurs cibles de l'UE dans la loi sur le CO₂ constitue déjà une réponse aux participants à la consultation qui demandent que les valeurs cibles soient harmonisées avec l'UE, que ce soit pour les voitures de tourisme, les voitures de livraison ou les tracteurs à sellette légers. La loi sur le CO₂ autorise en outre de reprendre au niveau de l'ordonnance les modalités de la réglementation de l'UE lors du passage aux nouvelles valeurs cibles. Le montant de la sanction en cas de dépassement de la valeur cible spécifique s'aligne sur les bases légales de l'UE (règlement de l'UE n° 443/2009)⁴³. La loi fixe désormais une limite supérieure et une limite inférieure pour la sanction. Un mécanisme permettant de fixer annuellement le montant concret de la sanction rend possible des adaptations continues aux modifications du taux de change. Le montant de la sanction reste le même pour une année au minimum.

Elaboration d'un plan directeur Mobilité électrique

Le 25 juin 2012, la CEATE-N a déposé la motion 12.3652 «Mobilité électrique. Elaboration d'un plan directeur pour un développement intelligent de l'électromobilité». La motion a été acceptée le 24 septembre 2012 par le Conseil national et le 13 décembre 2012 par le Conseil des Etats. Le *plan directeur Mobilité électrique*, qui sera élaboré par le DETEC, doit indiquer, dans la ligne de la Stratégie énergétique 2050, les possibilités de couvrir les besoins d'électricité croissants du secteur de la mobilité.

Mesures de soutien

Les mesures librement consenties et les mesures de soutien seront réalisées sous l'égide de SuisseEnergie (cf. ch. 4.2.12). Ces mesures seront renforcées – ce qu'approuvent différents participants à la consultation – au moyen des instruments suivants: mesures d'information, de conseil et de perfectionnement, amélioration de l'efficacité des véhicules et de leurs composants, promotion d'un style de conduite efficace, activités de gestion de la mobilité, mesures concernant le comportement à adopter dans la circulation et mobilité combinée, élimination de fausses incitations.

Il convient par ailleurs de relever les rôles importants joués par différents organismes ou offices: le Centre de services pour une mobilité innovatrice et durable (DZM) soutient des types de mobilité novatrice et des offres correspondantes; l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) assure le domaine de la recherche énergétique et des projets pilotes et de démonstration, l'Office fédéral des routes (ASTRA) et l'Office fédéral des transports (OFT) promeuvent des mesures et la recherche dans leurs propres domaines de compétences. Font notamment partie de ces mesures, dans les transports ferroviaires par exemple, la prise en compte plus importante des coûts effectifs de l'énergie dans le système de prix du sillon, ou encore la création

⁴³ Règlement (CE) n° 443/2009 du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 établissant des normes de performance en matière d'émissions pour les voitures particulières neuves dans le cadre de l'approche intégrée de la Communauté visant à réduire les émissions de CO₂ des véhicules légers (JO L 140/1, 5.6.2009).

d'incitations favorisant l'utilisation de véhicules énergétiquement efficaces ou la conduite économique (Eco-Drive). Outre une utilisation efficace des moyens de transport, le transport ferroviaire et la circulation routière présentent d'importants potentiels d'efficacité énergétique s'agissant de la construction, de l'exploitation et de l'entretien des infrastructures de transport, ces dernières devant être de plus en plus sollicitées pour la production d'énergie (par exemple énergie géothermique dans les tunnels ou utilisation de parois antibruit ou des couvertures de tronçons autoroutiers pour produire de l'électricité avec des installations photovoltaïques).

D'autres mesures telles que l'introduction de l'étiquette pour les pneus ou d'outils d'information destinés aux acheteurs de véhicules utilitaires légers peuvent s'appuyer sur des bases légales en vigueur.

De nombreux participants à la consultation demandent l'introduction d'une taxe CO₂ sur les carburants. Vu que le Parlement a rejeté une telle taxe en décembre 2011, la proposition ne sera pas reprise dans le premier paquet de mesures.

Coûts et financement

L'exécution des dispositions en matière d'émissions de CO₂ pour les voitures de tourisme est en cours depuis 2012 dans la perspective d'atteindre la valeur cible 2015 (130 grammes de CO₂ par km). Le renforcement des dispositions en matière d'émissions, ou la diminution des émissions de 130 à 95 grammes d'ici à 2020 n'entraînera aucunes charges de personnel supplémentaires pour autant que les ressources en personnel actuellement disponibles puissent être maintenues (aujourd'hui 2,5 postes à plein temps à l'OFEN et 5,5 postes à plein temps à l'ASTRA). Les coûts d'exécution peuvent être couverts par le produit des sanctions. L'introduction de dispositions en matière d'émissions pour les véhicules de livraison et les tracteurs à sellette légers induit, à partir de 2015, des charges de personnel supplémentaires correspondant à 1,5 équivalent plein temps à l'OFEN. Les coûts d'exécution peuvent ici aussi être couverts par les sanctions infligées.

La mise en œuvre des mesures sans modification législative peut en outre bénéficier du budget de SuisseEnergie (cf. ch. 4.2.12) et de celui consacré à la recherche énergétique (ces deux budgets relèvent de l'OFEN). Le développement du programme SuisseEnergie pour des projets favorisant l'utilisation des potentiels des technologies de l'information et de la communication dans le domaine de la mobilité correspond à des charges de personnel supplémentaires correspondant à un poste à plein temps.

La mise en œuvre d'un projet visant à équiper la couverture d'un kilomètre de route nationale avec des installations photovoltaïques nécessitera des investissements annuels de l'ASTRA de l'ordre de 5 millions de francs pour la période de 2015 à 2020. Pour cette même période, des moyens financiers et matériels de l'ordre de 1,5 million de francs par année devront être investis par l'ASTRA pour la recherche, la sensibilisation et l'encouragement de projets pilotes, notamment dans le domaine des infrastructures du trafic individuel motorisé; en ce qui concerne l'OFT, pour la période de 2015 à 2020 également, un montant annuel de 3,5 millions de francs sera nécessaire pour des projets énergétiques dans le domaine du transport ferroviaire de marchandises et des transports publics.

4.2.4 Efficacité énergétique dans le domaine des appareils électriques

Les appareils électriques fabriqués en série (moteur électrique industriel, appareils ménagers et de bureau, équipements d'éclairage, etc.) consomment des quantités d'électricité considérables. La consommation énergétique annuelle (état 2010) est d'environ 44 TWh pour les appareils électriques. Cette consommation se répartit à raison de 60 % pour les systèmes d'entraînement électriques, 16 % pour les appareils ménagers, 18 % pour les lampes et près de 6 % pour les appareils électroniques; une grande partie de cette consommation revient aux secteurs de l'industrie et des services et aux ménages.

La loi sur l'énergie modifiée en 2007 (LEne) aurait déjà permis au Conseil fédéral d'édicter des exigences d'efficacité pour certaines catégories d'appareils. Mais la priorité était donnée aux conventions volontaires passées avec des fabricants ou des importateurs, qui visaient des valeurs cibles de consommation. En vertu de la modification de l'art. 8 LEne, entrée en vigueur au 1^{er} juillet 2012, le Conseil fédéral a désormais la compétence d'édicter directement des prescriptions d'efficacité pour les appareils électriques. Les exigences sont largement axées sur les développements dans l'UE.

Dans le cadre des appels d'offres publics réalisés depuis 2010, des programmes et des projets visant la diffusion des appareils électriques efficaces (notamment les programmes pour les «meilleurs appareils») sont soutenus sur le plan fédéral. En outre, divers autres acteurs (notamment les entreprises d'approvisionnement en électricité) mènent régulièrement des actions limitées dans le temps pour promouvoir les appareils électriques efficaces.

L'efficacité énergétique des appareils électriques doit être désormais continuellement améliorée en fonction de l'état de la technique. L'utilisation d'appareils électriques doit être aussi appropriée et efficace que possible.

Ces objectifs doivent être atteints grâce à la combinaison de différentes mesures: poursuite du développement des prescriptions, renforcement des incitations financières pour les meilleurs appareils (dans le cadre des appels d'offres publics, cf. chapitre «Industrie et services») et des mesures indirectes complémentaires. Le Conseil fédéral a depuis lors décidé des prescriptions d'efficacité pour treize catégories d'appareil. Sur cette base, les mesures suivantes sont en outre prévues.

Elargissement et renforcement périodique des prescriptions d'efficacité

Les prescriptions d'efficacité doivent être étendues à d'autres catégories d'appareils et adaptées périodiquement au progrès technique. L'objectif est d'améliorer continuellement l'efficacité énergétique des appareils écoulés sur le marché. Des exigences minimales seront édictées ou renforcées lorsque cela s'avère judicieux en raison de l'évolution technologique (garantie d'une offre correspondante). Il ressort de la consultation que les prescriptions d'efficacité en tant que telles ne sont pas contestées. La question est plutôt de savoir si la Suisse doit temporairement anticiper sur les mesures de l'UE, ou seulement introduire de nouvelles exigences au même rythme que l'UE. Uniquement dans les cas qui le justifient, il faudra édicter des exigences plus sévères que celles de l'UE (voir aussi la motion 11.3373 «*Normes d'efficacité énergétique applicables aux appareils électriques. Elaborer une stratégie des meilleurs appareils pour la Suisse*».) Les principes établis par la loi fédérale du 6 octobre 1995 sur les entraves techniques au commerce (LETC, RS 946.51)

doivent être pris en considération. Des différences existent d'ores et déjà pour les appareils de réfrigération et de congélation, les sèche-linge, les décodeurs et les fours. Des prescriptions plus strictes sont prévues pour les moteurs électriques. Ces mesures sont aujourd'hui déjà engagées sur la base de l'actuel art. 8 LEnE, et elles sont largement mises en œuvre.

Mesures de soutien

Parmi les mesures de soutien de SuisseEnergie, il convient de renforcer les *informations* et les *conseils* aux intéressés dans la perspective d'une utilisation des appareils qui tienne compte des aspects énergétiques, et de réaliser ainsi une partie du potentiel d'économie. En outre, SuisseEnergie accompagne et conseille les pouvoirs publics lorsque ceux-ci souhaitent édicter des prescriptions d'utilisation dans leur domaine de compétence. Parmi les domaines d'application possibles, citons par exemple les éclairages publics, l'éclairage des vitrines, des façades et des bâtiments, le chauffage électrique d'espaces en plein air ou l'activation d'installations techniques en fonction d'une présence. Les pouvoirs publics doivent assumer une fonction d'exemple lors de l'acquisition et de l'exploitation d'appareils électriques. Ainsi, l'ensemble des éclairages inefficaces relevant de la compétence du Conseil fédéral devront être remplacés d'ici à 2020 dans l'optique de la mise en œuvre de la motion 11.3415 «Efficacité énergétique de l'éclairage public». Les mesures indirectes doivent être renforcées de manière générale. D'une part, les activités de communication et de conseil doivent être intensifiées; d'autre part, il faudra traiter des segments d'appareils qui n'ont pas ou guère été pris en compte jusqu'à présent (composants de la technique du bâtiment, centres de calcul, etc.). Il convient à cet égard d'adopter davantage une approche système, c'est-à-dire de considérer dans leur ensemble tous les éléments consommant de l'énergie au sein d'un système. En complément, il faudra soutenir la diffusion des nouvelles technologies (p. ex. les «technologies intelligentes») et intensifier la coopération avec l'étranger. Les mesures de communication et de conseil seront mises en œuvre dans le cadre de SuisseEnergie en coopération avec les partenaires du marché.

Les mesures indirectes et d'accompagnement nécessaires, proposées par le programme SuisseEnergie, sont décrites ci-après au ch. 4.2.12.

Coûts et financement

La mise en œuvre des mesures réglementaires nécessite des ressources matérielles supplémentaires d'environ 0,75 million de francs par an pour la période de 2015 à 2020.

4.2.5 Efficacité énergétique dans le domaine des fournisseurs d'électricité

En Suisse, il n'existe pour l'heure presque aucun marché de services dans le domaine de l'efficacité énergétique bien que ces derniers jouent un rôle essentiel à la réalisation des potentiels. Il est par conséquent nécessaire de mettre en place un cadre qui accélère le développement d'un tel marché. A ce jour, les fournisseurs d'électricité ont surtout été mus par l'objectif de vendre autant d'électricité que possible. Proches des consommateurs et se trouvant dans une concurrence de plus en plus rude, les fournisseurs d'électricité sont pour ainsi dire prédestinés pour offrir

des prestations dans le domaine de l'efficacité énergétique dotées de modèles commerciaux innovants, et pour ouvrir la voie à de nouvelles possibilités commerciales.

C'est pourquoi des objectifs d'efficacité contraignants doivent être fixés pour les fournisseurs d'électricité. Ceux-ci seront ainsi incités à développer des activités dans le domaine de l'efficacité énergétique.

Objectifs d'efficacité pour les fournisseurs d'électricité

La Confédération introduit des *objectifs d'efficacité contraignants pour les fournisseurs d'électricité* dont la quantité annuelle écoulée est égale ou supérieure à 30 GWh. Elle s'aligne pour ce faire sur la directive de l'UE relative à l'efficacité énergétique⁴⁴, directive qui prévoit une telle mesure tout en laissant cependant ouverte aux Etats membres la possibilité d'atteindre les objectifs d'une autre manière. Les entreprises soumises à l'obligation doivent réaliser chaque année auprès des clients finaux suisses des économies d'électricité équivalant à un pourcentage fixé par le Conseil fédéral (p. ex. 1,0 %) de l'électricité qu'elles écoulent en Suisse. Il s'agit ici d'économies réalisées par rapport à un développement non influencé, c'est-à-dire d'une augmentation de l'efficacité et non d'une réduction absolue de la consommation. L'obligation couvre une période de trois ans et les objectifs individuels sont à chaque fois fixés annuellement par l'OFEN pour chaque fournisseur. L'OFEN multiplie la quantité annuelle écoulée annoncée par le fournisseur par le pourcentage fixé par le Conseil fédéral. La preuve des gains d'efficacité est apportée en référence aux mesures prises, à l'instar de ce qui prévaut aujourd'hui dans les conventions d'objectifs conclues dans le cadre de la mise en œuvre de la loi sur le CO₂ ou de l'article sur les gros consommateurs. A cet effet, la Confédération met à disposition un large catalogue de mesures standardisées dont les gains d'efficacité peuvent être calculés ex ante. Les mesures non standardisées sont soumises au contrôle et à l'autorisation préalables de la Confédération et doivent satisfaire à certains critères d'additionnalité. La justification est alors assumée par le fournisseur d'électricité. Les mesures peuvent être exécutées par l'entreprise soumise à l'obligation ou par un prestataire externe. Ne sont pas considérées comme imputables les mesures mises en œuvre dans le cadre de la loi sur le CO₂ (obligations relatives au remboursement de la taxe sur le CO₂, projets visant à réduire les émissions dans le pays, programme Bâtiments) ou dans le cadre d'obligations liées au remboursement du supplément perçu sur le réseau, pour lesquelles il existe une obligation légale, ou qui sont de toute manière soutenues par les pouvoirs publics (p. ex. appels d'offres publics).

Tout gain d'efficacité obtenu et contrôlé est confirmé par l'octroi d'un *certificat blanc*. Un certificat est émis pour chaque mégawattheure économisé (le regroupement de projets est possible). Ce certificat remplit deux fonctions: d'une part, il constitue la preuve univoque, unique et clairement identifiable d'une amélioration de l'efficacité électrique; d'autre part, il représente un papier-valeur qui peut être vendu ou reporté sur la période d'obligation suivante («banking»). Les certificats blancs sont librement négociables entre les entreprises soumises à l'obligation. Toutes les transactions (prix et quantités) doivent cependant être annoncées à la Confédération. Si une entreprise n'a pas généré suffisamment de certificats blancs à la fin d'une

⁴⁴ Directive 2012/27/UE du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2012 relative à l'efficacité énergétique, modifiant les directives 2009/125/CE et 2010/30/UE et abrogeant les directives 2004/8/CE et 2006/32/CE, JO L 315/1 du 14.11.2012.

période d'obligation, elle peut acheter à des tiers les preuves de gains d'efficacité électrique. Si les fournisseurs d'électricité n'ont pas atteint leurs objectifs d'efficacité et pas fourni suffisamment de certificats blancs à la Confédération à la fin d'une période d'obligation, des sanctions leur sont infligées sous forme d'une amende. De plus, ils sont tenus de rattraper durant la période suivante les économies non réalisées. Les coûts des programmes d'efficacité sont financés par les fournisseurs d'électricité et peuvent, dans un marché libéralisé, être répercutés sur le consommateur final. Dans un marché partiellement libéralisé, le refinancement s'effectue par un prélèvement réglementé sur les prix de l'électricité.

Les fournisseurs d'électricité qui écoulent moins de 30 GWh ont la possibilité, à titre d'alternative aux objectifs d'efficacité contraignants, d'acquitter une taxe compensatoire. Le montant de la taxe compensatoire dépend du volume d'électricité vendu et des coûts moyens des mesures d'efficacité. Tant les recettes provenant des sanctions que celles issues de la taxe compensatoire sont affectées au financement des appels d'offres publics.

Différentes alternatives à la présente approche avaient été proposées déjà avant la consultation (modèles de bonus-malus pour les gestionnaires du réseau de distribution, découplage, tarifs d'électricité progressifs, etc.). Mais dans l'ensemble, aucune d'entre elles ne se distingue mieux dans l'évaluation que les certificats blancs (critères les plus importants: efficacité, efficacité des coûts, mise en œuvre dans le marché de l'électricité entièrement libéralisé et partiellement libéralisé, compatibilité avec le droit européen, faibles charges d'exécution, intégration dans les structures et les instruments existants de la politique énergétique). C'est pourquoi il convient de maintenir les objectifs d'efficacité pour les fournisseurs d'électricité, malgré les critiques formulées par ces derniers lors de la consultation.

La focalisation des objectifs d'efficacité sur l'électricité a notamment fait l'objet de critiques au cours de la consultation; différents participants ont par ailleurs fait part de leurs préoccupations quant à un retour aux agents énergétiques fossiles en tant que substitution à l'électricité. Le Conseil fédéral estime que les instruments existants (taxe sur le CO₂, prescriptions concernant les émissions de CO₂ des véhicules, obligation de compenser pour les importateurs de carburants et pour les centrales thermiques fossiles) devraient empêcher une telle substitution dans une mesure suffisante. Si tel ne devait pas être le cas, le Conseil fédéral en tiendrait compte lors de la fixation des objectifs.

Coûts et financement

Les charges supplémentaires en personnel, qui dépendent des modalités d'exécution détaillées, peuvent être maintenues dans des proportions limitées grâce à diverses dispositions (définition d'un catalogue de mesures standardisées, extension de la déclaration spontanée par les fournisseurs d'électricité ou autres mesures analogues).

4.2.6 Energie renouvelable

La part des énergies renouvelables dans la production électrique nette était, selon la statistique des énergies renouvelables⁴⁵, d'environ 60 % en 2012, 57 % provenant de la force hydraulique et environ 3 % des nouvelles énergies renouvelables (la part du lion, dans ces dernières, revient aux usines d'incinération des ordures et aux stations d'épuration des eaux). Ensemble, le vent, la biomasse et le soleil contribuent pour 1,1 % à la production électrique suisse nette.

En 2007, dans le cadre de la révision de la loi sur l'énergie (LEne), le Parlement a arrêté que la production électrique annuelle issue des énergies renouvelables devait être accrue d'au moins 5,4 TWh d'ici à 2030 par rapport à son niveau de 2000. Le principal instrument de réalisation de cet objectif, la rétribution à prix coûtant du courant injecté (RPC) a été introduit au 1^{er} janvier 2009. Cette dernière est conçue pour les technologies suivantes: force hydraulique (jusqu'à 10 MW), énergie solaire, énergie éolienne, géothermie, biomasse et déchets de la biomasse.

Les ressources de la RPC actuelle visant à couvrir la différence entre la rétribution garantie et le prix du marché sont limitées par un plafond global. Ce plafond découle du supplément maximal perçu sur le réseau, fixé par la loi, actuellement de 1,0 centime par kilowattheure (1,5 ct./kWh à partir du 1^{er} janvier 2014). En outre, la loi prescrit des plafonds partiels par technologies, de manière à ce que les technologies le plus rapidement réalisables n'absorbent pas excessivement les fonds à disposition. Le fonds RPC est actuellement complètement utilisé jusqu'au plafond global des coûts actuel de 0,9 ct./kWh, suite aux décisions positives prises, c'est-à-dire aux acceptations des demandes d'intégration dans la RPC. La liste d'attente compte environ 30 000 projets (état juillet 2013). Pour l'ensemble des projets RPC (en comptant les projets de la liste d'attente), la production annuelle probable est de 9,7 TWh. Les producteurs d'électricité à partir d'énergies renouvelables peuvent aussi opter pour le libre marché de l'électricité écologique, en lieu et place du système de subvention de la RPC. Ils ne reçoivent alors aucune rétribution de la RPC, mais ils sont en mesure de commercialiser eux-mêmes la plus-value écologique de leur électricité (parallèlement à la vente de la quantité physique d'électricité, en échange d'une rétribution par le gestionnaire de réseau concerné).

La production d'électricité issue des énergies renouvelables doit progressivement augmenter conformément aux objectifs mentionnés aux ch. 2.3.1 et 2.3.3. Les objectifs portent sur la production nationale, ce qui correspond à la zone d'influence des instruments du premier paquet de mesures. L'investissement dans la production d'électricité issue d'énergies renouvelables à l'étranger n'est donc ainsi absolument pas exclu, mais nécessite, à des fins de comptabilisation formelle des objectifs la conclusion d'un accord sur l'énergie avec l'UE (cf. explications sur l'art. 2 LEne).

Pour que la production d'électricité issue d'énergies renouvelables puisse être développée, le soutien financier doit être optimisé, développé et assorti de mesures d'appui.

Système de rétribution de l'injection

Le système de rétribution de l'injection est un système de compensation qui augmente la sécurité des investissements pour les nouvelles installations. Il motive les

⁴⁵ Statistique suisse des énergies renouvelables, éd. 2012, ébauche, Office fédéral de l'énergie.

investisseurs à produire autant d'énergie que possible et à maintenir l'installation dans un état impeccable, au moins pendant la période de rétribution. De plus, le système permet de rendre commercialisables certaines nouvelles technologies, par exemple le photovoltaïque. Le projet mis en consultation demande que le système de rétribution de l'injection se rapproche du marché. Dans le cadre du projet concernant le premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique, le système de la RPC existant doit donc être optimisé et transformé en un système de rétribution de l'injection avec commercialisation directe. Concrètement, les adaptations suivantes sont prévues.

- La *hausse du plafond de coûts global* (supplément perçu sur le réseau) à 2,3 ct./kWh doit permettre de disposer de fonds supplémentaires pour développer les énergies renouvelables (y compris au maximum 0,1 ct./kWh octroyé à chacune des mesures suivantes: garanties destinées à couvrir les risques d'insuccès du forage liés à la géothermie profonde, appels d'offres publics et indemnisation de différentes mesures d'assainissement liées à l'utilisation des eaux). Les actuels plafonds partiels des diverses technologies seront supprimés. Pour le seul domaine du photovoltaïque, des contingents de développement sont prévus pour garantir le développement durable de la branche et des coûts. L'OFEN détermine ces contingents de développement en se basant sur des critères techniques qui prennent en compte, outre l'évolution des coûts dans le photovoltaïque et les autres technologies, la sollicitation des réseaux électriques (pics de consommation, possibilités de stockage).
- *Transformation de la RPC actuelle en un système de rétribution de l'injection avec commercialisation directe.* L'objectif est d'améliorer l'intégration au marché des installations. L'attention est notamment focalisée sur les installations contrôlables. Ces dernières n'obtiendront désormais plus une rétribution fixe, car celle-ci n'incite pas à injecter de l'électricité au moment où on en a besoin. En principe, les gestionnaires d'installations assumeront désormais eux-mêmes la responsabilité de la vente de courant. Pour ce faire, ils devront négocier des modèles pertinents avec les repreneurs de l'électricité (p. ex. pour réduire l'énergie de compensation par un pilotage intelligent). Pour la plus-value écologique, ils obtiendront une prime d'injection issue du fonds alimenté par le supplément perçu sur le réseau correspondant en gros à l'écart entre la rétribution RPC classique et un prix du marché de référence. Avec le prix du marché négocié et la prime d'injection, les gestionnaires d'installations ne sont pas moins bien lotis sur le plan financier qu'avec le modèle classique de la RPC. Ils doivent cependant se préoccuper de ce que devient l'électricité qu'ils produisent. En revanche, rien ne change pour les petites installations et les installations difficilement contrôlables, elles ont toujours la possibilité d'obtenir un prix du marché de référence. Celui-ci correspond, avec la prime d'injection, au taux de rétribution fixe en vigueur précédemment.
- *Seules les nouvelles installations bénéficient désormais de la rétribution du courant injecté:* seules les installations qui ont été mises en service pour la première fois après le 1^{er} janvier 2013 peuvent participer au système de rétribution de l'injection. Les agrandissements ou les rénovations notables d'installations existantes ne donnent plus le droit d'y participer. Les prises de position émises dans le cadre de la procédure de consultation démontrent

qu'il ne s'agit pas de renoncer entièrement au potentiel de ce type d'installations. Outre les installations hydroélectriques d'une puissance se situant entre 300 kW et 10 MW qui ont fait l'objet d'agrandissements ou de rénovations notables, les usines d'incinération des ordures ménagères (UIOM) et les stations d'épuration (STEP) ainsi que les installations au gaz d'épuration qui ont fait l'objet d'agrandissements ou de rénovations notables continueront de bénéficier d'un encouragement, désormais grâce à des contributions d'investissement uniques. Il s'agit, pour les installations hydroélectriques, de maintenir les incitations visant à utiliser et à optimiser les sites existants.

- *Limite inférieure du soutien à la petite hydraulique.* Les petites centrales hydrauliques d'une puissance inférieure à 300 kW ne pourront plus à l'avenir bénéficier d'un encouragement. Cette mesure permettra à la fois de réduire sensiblement le nombre de petites installations hydrauliques qui présentent un rapport plutôt faible entre rendement énergétique et impact sur l'environnement, et d'augmenter l'efficacité de la promotion (francs/kWh). Les avis exprimés lors de la consultation montrent pourtant que les installations d'une puissance inférieure à 300 kW ne doivent pas toutes être exclues du soutien. Il convient d'exclure de la limite inférieure non seulement les installations liées à des infrastructures (installations d'eau potable, installations d'évacuation et d'épuration des eaux, centrales sur eau d'irrigation, etc.) mais aussi celles se trouvant sur des tronçons de cours d'eau déjà utilisés par des centrales hydrauliques (centrales de dotation, centrales situées dans des canaux de fuite, etc.). On garantira de la sorte le maintien du soutien aux installations dont l'impact sur l'environnement est réduit.
- *Les taux de rétribution sont optimisés.* Les taux de rétribution ne couvriront désormais plus les coûts, mais seront uniquement fixés par rapport aux coûts de revient d'installations de référence. Dans des cas exceptionnels, le taux de rétribution pourra être déterminé sur la base des coûts de revient spécifiques des installations. De plus, la durée de rétribution doit être raccourcie par rapport à la durée prévue lors de l'introduction du système de rétribution de l'injection. La durée de rétribution visée dépendra de la technologie utilisée et sera d'au maximum 15 ans. Ce raccourcissement de durée pourrait éventuellement déjà prendre effet lors d'une révision anticipée de l'ordonnance.
- Désormais, les taux de rétribution, calculés jusqu'ici sur la base des coûts de revient d'installations de référence et définis dans l'ordonnance sur l'énergie, pourront également être fixés par *appels d'offres*. Le Conseil fédéral décide si et pour quelle technologie ou catégorie le passage à ce système a lieu. Les appels d'offres se prêtent surtout à la promotion des technologies établies dont les coûts peuvent être évalués de manière relativement précise par les investisseurs (p. ex. le photovoltaïque).
- *Aides uniques à l'investissement pour les petites installations photovoltaïques:* les petites installations photovoltaïques représentent une grande partie des demandes de rétribution de l'injection. Dans ces cas, la rentabilité de l'exploitation de l'installation n'est en général pas une priorité. C'est pourquoi les petites installations photovoltaïques (<10 kW) seront à l'avenir soutenues en dehors du système de rétribution du courant injecté par des *aides uniques à l'investissement* (rétribution unique) équivalant au maximum à 30 % des coûts d'investissement. Cette nouveauté s'appliquera également aux projets qui figurent actuellement sur la liste d'attente (y compris les ins-

tallations de la liste d'attente qui sont déjà en exploitation), qui n'ont à ce jour pas encore reçu de décision positive. Les exploitants d'installations dont la puissance se situe entre 10 et 30 kW (non inclus) pourront choisir entre la rétribution de l'injection et une rétribution unique à l'investissement (droit de choisir).

- *Les usines d'incinération des ordures ménagères, les stations d'épuration des eaux usées ou les installations au gaz d'épuration, les installations au gaz de décharge et les installations combinées à combustibles ou carburants fossiles* ne seront plus soutenues au moyen de la rétribution du courant injecté. Les usines d'incinération des ordures ménagères et les installations au gaz d'épuration pourront en revanche bénéficier d'une contribution à l'investissement correspondant au maximum à 20 % des coûts d'investissement imputables. Ces infrastructures appartiennent souvent aux pouvoirs publics, qui ont le mandat de fonctionner à prix coûtant en percevant des taxes de gestion des déchets conformément au principe de causalité. Une telle contribution à l'investissement permet de maintenir une incitation à l'investissement appropriée sans générer d'importantes distorsions de marché. Les installations qui utilisent partiellement des combustibles ou des carburants fossiles ont généralement d'autres possibilités de commercialiser leur plus-value écologique (p. ex. économies sur la taxe CO₂ ou vente d'attestations provenant de projet de compensation en Suisse). Elles ne dépendent pas dans la même mesure des contributions et ne seront pour cette raison plus soutenues à l'avenir.

En résumé, les adaptations citées ci-avant ont pour objet la promotion financière des énergies renouvelables au moyen des étapes suivantes:

- les installations qui ne remplissent pas les conditions nécessaires pour bénéficier de la rétribution de l'injection ont droit à ce que le courant injecté leur soit rétribué aux conditions du marché (art. 17). Les exploitants de petites installations, qui ne disposent pas de suffisamment de pouvoir de négociation sur le marché libre de l'électricité, disposent ainsi eux aussi d'une certaine protection
- les exploitants de centrales qui remplissent les conditions nécessaires pour bénéficier d'un système d'encouragement proprement dit (rétribution de l'injection ou contributions d'investissement) bénéficient d'une solution plus rentable:
 - dans le système de rétribution de l'injection, il existe une différenciation entre les installations qui doivent commercialiser elles-mêmes leur électricité et celles qui bénéficient d'un prix du marché de référence garanti. Plus une installation est grande et facilement contrôlable, plus elle est tenue de s'intégrer au marché et de produire de l'électricité au moment où elle peut être utilisée,
 - les exploitants de centrales qui reçoivent une contribution d'investissement profitent, en plus de la contribution unique, des conditions de marché visées à l'art. 17.

Tous les producteurs (à l'exception de ceux qui bénéficient d'une rétribution de l'injection) ont en outre la possibilité de vendre la plus-value écologique sur le marché des produits de courant vert.

Consommation propre et garantie en matière de géothermie profonde

- *La consommation propre*, notamment d'électricité, permet de réduire les frais d'acquisition d'énergie et constitue ainsi une incitation à produire de l'énergie individuellement. C'est pourquoi la possibilité de la consommation propre revêt une grande importance dans le cadre de la Stratégie énergétique en vue de développer et de décentraliser la production d'énergie, en particulier la production d'électricité, et d'accroître l'auto-provisionnement. La consommation propre n'est aujourd'hui pratiquement pas possible, vu que certains exploitants de réseau n'autorisent pas cette pratique. C'est pourquoi la possibilité de la consommation propre, qui existe déjà en tant que telle, fera désormais l'objet d'une normalisation (cf. iv. pa. 12.400).
- Dans le domaine de la *géothermie profonde*, des investisseurs potentiels sont dissuadés par les coûts d'investissement élevés et par les risques géologiques et techniques importants. Afin de réduire ces obstacles, les garanties actuelles de la Confédération destinées à couvrir les risques d'insuccès du forage doivent être étendues, et le rôle des projets pilotes et de démonstration, renforcé.

Aménagement du territoire

Les installations hydroélectriques et les éoliennes, qui ont un effet non négligeable sur le territoire, entrent souvent en conflit avec d'autres intérêts (de protection) ayant trait à l'organisation du territoire. Un *concept de développement des énergies renouvelables*, réalisé au plan national, doit permettre de désamorcer les conflits et de soutenir le développement de la force hydraulique et de l'énergie éolienne. Le plan montre (entre autre à l'aide d'une carte à petite échelle) de manière sommaire, quelles zones se prêtent à l'utilisation des énergies renouvelables. L'idée de cette approche est que certains compromis sont plus faciles à faire dans une perspective nationale plutôt qu'à petite échelle. De plus, l'approche aménagiste devrait faciliter la recherche de solutions, parce qu'elle permet de peser les intérêts en présence, parfois contradictoires, à un stade précoce et indépendamment de projets concrets. Le plan doit être élaboré sous la responsabilité des cantons, avec le soutien de la Confédération qui veille notamment à la coordination nécessaire. Les instruments traditionnels d'aménagement du territoire (plan directeur et si nécessaire plan d'affectation) doivent permettre de concrétiser les délimitations et les rendre contraignantes. Le plan sert de base à cet effet. Il doit être possible de s'en écarter pour autant que soient invoqués des motifs convaincants.

Intérêt national

La LEne veut renforcer des projets de production d'énergie renouvelable dans le cadre de la *pesée des intérêts* nécessaire dans la procédure d'autorisation. Désormais, il doit être affirmé dans la loi que l'utilisation des énergies renouvelables et leur développement représentent un *intérêt national*. A partir d'une taille et d'une importance déterminées, c'est-à-dire à partir d'un certain seuil, les installations nouvelles et les installations existantes se voient conférer le statut d'installations d'intérêt national: les installations produisant de l'énergie sont en principe considérées au même titre que d'autres intérêts d'importance nationale et ont accès au même degré de protection que les objets inscrits dans les inventaires fédéraux de protection de la nature, du paysage, du patrimoine ou des sites construits (IFP). Seul un intérêt national d'importance égale ou supérieure permet de remettre en cause le principe de

les conserver intacts. Par rapport à la situation actuelle, en ce qui concerne ces installations, les nouvelles dispositions de la LEnE amélioreront les conditions prévalant à une pesée des intérêts (ou créeront les conditions nécessaires à cet effet), par exemple lorsqu'il s'agit de se prononcer sur une autorisation dans un cas concret. Les installations produisant de l'énergie doivent être considérées au même titre que d'autres questions d'intérêt national. Ce type d'intérêt national ne recouvre pas seulement les objets figurant dans les inventaires fédéraux de la protection de la nature et du paysage. Une protection correspondante existe aussi p. ex. dans le domaine des zones alluviales, des réserves d'oiseaux et les biotopes. Un projet énergétique doit par ailleurs aussi revêtir une grande importance en cas de conflit avec d'autres intérêts (aviation, conservation de la forêt, etc.). La disposition relative à l'intérêt national contenue dans la LEnE permet une focalisation accrue en faveur des énergies renouvelables. Celles-ci doivent désormais bénéficier de meilleures chances de réalisation, notamment dans les zones IFP inventoriées mentionnées mais pas uniquement dans ces zones. L'idée n'est certes pas de placer des installations énergétiques sur tous les sites encore inoccupés, à plus forte raison dans des zones protégées. Il s'agit plutôt de réaliser avant tout les projets qui apportent la plus grande utilité en termes de production d'électricité avec le moins d'impact possible. Ce peut par exemple être le cas lors d'extensions d'installations existantes.

Le seuil de taille et d'importance permettant de reconnaître un intérêt national sera défini séparément pour chaque technologie, au niveau de l'ordonnance, en fonction des besoins. Selon les estimations actuelles, ce seuil ne doit pas, pour la force hydraulique, se situer au-dessous de 3 MW et, dans l'optique des objectifs de développement, ne doit pas excéder 10 MW. Sur la base de réflexions analogues, la valeur seuil définissant l'intérêt national pour les projets d'installations éoliennes ne doit pas être inférieure à 5 MW, ni dépasser 20 MW. Avant d'être fixées dans l'ordonnance, les valeurs exactes seront élaborées dans le cadre d'une étude réunissant les cantons, plusieurs offices fédéraux et représentants des milieux intéressés.

Procédures d'autorisation

Les *procédures d'autorisation* pour la construction d'installations de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables doivent être raccourcies et simplifiées. Ainsi, nombre d'installations qui ont reçu une décision positive sont actuellement bloquées au cours de la procédure d'autorisation ou en raison d'oppositions. Au niveau fédéral, plusieurs interventions politiques demandent à la Confédération de prendre des mesures afin d'accélérer ces procédures d'autorisation (motions 09.3726, 09.4082, 11.3403, 11.3728).

- Les procédures d'autorisation pour la construction d'installations d'utilisation d'énergies renouvelables sont l'affaire des cantons, à l'exception des centrales hydroélectriques exploitants des eaux frontalières. Les prescriptions de la Confédération à l'attention des cantons ne sont que limitées. La loi prescrit désormais aux cantons de prévoir des procédures d'autorisation aussi rapides que possible. S'agissant de la force hydraulique, la loi du 22 décembre 1916 sur les forces hydrauliques (LFH, RS 721.80) prescrit aux cantons d'introduire une procédure simplifiée pour les petites installations dont l'impact est faible. Cette répartition a déjà fait ses preuves au niveau fédéral.

- Sur le plan fédéral, le Conseil fédéral obtient la compétence de désigner un service de coordination des procédures d'autorisation (guichet unique) chargé de collecter les prises de position et les autorisations des différents offices fédéraux pour les transmettre de manière groupée. En outre, les décisions doivent dans la mesure du possible être rendues en parallèle et non pas l'une après l'autre.
- Actuellement, il faut souvent attendre longuement les expertises de la Commission fédérale pour la protection de la nature et du paysage (CFNP). C'est pourquoi un délai de trois mois est désormais fixé pour ce genre d'expertises.
- Dans le cadre de la dernière révision de la LAT, une simplification supplémentaire a été décidée pour les installations solaires (art. 18a LAT). Les installations suffisamment intégrées dans les toits ne nécessitent plus d'autorisation de construire, mais doivent simplement être annoncées. La LAT contient en outre une règle permettant la pesée des intérêts pour les installations sur des biens culturels ou dans des sites naturels: les installations ne doivent pas porter atteinte majeure aux monuments ou aux sites. Pour le reste, les intérêts de l'exploitation de l'énergie solaire priment en principe sur les critères esthétiques.
- Une prochaine modification de l'ordonnance du 2 février 2000 sur la procédure d'approbation des plans des installations électriques (OPIE, RS 734.25), devrait supprimer l'autorisation de l'ESTI relative à la sécurité technique pour les installations photovoltaïques de moins de 30 kVA. La révision prévoit également d'autres facteurs d'accélération des procédures.

Mesures de soutien

- Le programme SuisseEnergie prévoit d'autres activités de soutien.
- L'élaboration de directives d'exécution au niveau fédéral – à l'instar du manuel concernant les études d'impact sur l'environnement – doit contribuer à une pratique d'exécution plus claire et plus uniforme, ce qui accélérera les procédures. En outre, il faut développer et renforcer, dans le cadre de SuisseEnergie, les activités d'*assurance qualité* relevant du domaine des énergies renouvelables. On garantira ainsi que les nouvelles installations soient bien planifiées et bien construites, afin que les ressources énergétiques renouvelables soient utilisées autant que possible de manière efficace, sûre et respectueuse de l'environnement.
- Un service *géré en commun par les cantons* pour les autorisations d'installations d'utilisation d'énergies renouvelables pourrait être soutenu par les services cantonaux en ce qui concerne l'évaluation technique des projets et les effectifs. Ce service pourrait aussi servir de plateforme d'échange d'informations entre les services cantonaux et contribuer ainsi à uniformiser la méthode d'évaluation.

Le recours accru aux sources d'énergie renouvelables engendre rapidement de nouveaux besoins en matière de prévisions météorologiques fiables et d'outils météorologiques performants. Dans ce contexte, les infrastructures de mesure et les modèles informatiques de MétéoSuisse joueront un rôle essentiel dans la transformation du système énergétique.

Nouvelle organisation de l'exécution et du Fonds

La question de *l'organisation de l'exécution et du Fonds* n'est guère régie par la loi à jour. La loi prévoit seulement que la Commission fédérale de l'électricité (ElCom) statue en cas de litige. L'exécution du système de rétribution de l'injection a par conséquent été transférée par voie d'ordonnance à la Société nationale du réseau de transport (Swissgrid) en 2009 lors de son lancement. On avait alors déjà analysé les avantages de cette solution (synergies avec d'autres activités de Swissgrid, p. ex. dans le domaine des garanties d'origine) et ses inconvénients (éventuels conflits d'intérêts notamment du fait que parmi les actionnaires de Swissgrid SA figurent notamment des entreprises d'approvisionnement en électricité qui demandent auprès de Swissgrid de pouvoir bénéficier de la rétribution du courant injecté dans le cadre de leurs propres projets).

Le projet de consultation comprenait une proposition qui aurait certes permis de combler quelques-unes des lacunes du système actuel, mais qui n'aurait pas apporté de changement fondamental. L'exécution du système de rétribution de l'injection, qui a été déléguée à une filiale de Swissgrid, aurait été de ce fait clairement séparée de cette dernière. Dans le cadre de la consultation, l'indépendance de Swissgrid en matière d'exécution a été maintes fois remise en question. La proposition visant à instituer un organe d'exécution séparé a été elle aussi rejetée à plusieurs reprises. D'autres variantes ont été envisagées par la suite, dont notamment la mise sur pied d'un établissement de droit public. Cette idée a pourtant été rejetée car elle aurait impliqué la création d'une nouvelle entité (la troisième avec Swissgrid et l'OFEN) qui aurait encore dû tout d'abord mettre en place des compétences spécifiques alors que la rétribution de l'injection est appelée à disparaître à partir de 2021. Il est désormais prévu d'intégrer l'exécution à l'OFEN. Cette variante permet de concentrer l'ensemble des activités à un seul endroit et de simplifier les procédures.

L'attribution de l'exécution à la Confédération a pour conséquence que le Fonds sera aussi du ressort de la Confédération (comme un fonds simple, qui ne soit pas doté d'une personnalité juridique propre). Avec son intégration dans les structures financières de la Confédération, la fortune de l'actuelle Fondation Rétribution à prix coûtant du courant injecté (RPC) est transférée à la Confédération. Ce changement signifie la création d'un fonds spécial selon l'art. 52 de la loi du 7 octobre 2004 sur les finances (LFC, RS 611.0). Un tel fonds présente également certains inconvénients: les fonds spéciaux limitent la transparence et les possibilités de gestion du budget et peuvent affaiblir les incitations existantes favorisant une exécution efficace des tâches. Il convient cependant de relativiser en l'espèce les réserves émises quant au manque de flexibilité dans la mesure où la réglementation relative au système de rétribution de l'injection (mécanisme de financement, affectation des moyens) a de toute façon pour effet que le Parlement ne peut guère influencer les dépenses annuelles et que les possibilités de gestion du budget sont ainsi limitées. L'atteinte au principe d'annualité peut se justifier par le fait que la création d'un fonds permet d'éviter des déséquilibres dans le budget de la Confédération (développement inégal des recettes et des dépenses) et de réduire les charges administratives.

Coûts et financement

L'estimation des coûts du développement des énergies renouvelables dépend fortement de l'évolution du prix de l'énergie sur le marché. Il n'est pas possible de prévoir cette évolution précisément. Selon certaines estimations sommaires, les coûts

annuels augmenteraient d'environ 210 millions de francs en 2011 à 720 millions de francs en 2050. Les coûts culmineront à 840 millions de francs aux alentours de 2040. De manière générale, on peut s'attendre à une augmentation des coûts de revient de la production d'électricité en raison du renouvellement du parc de centrales. Les prix du marché auront de ce fait également tendance à augmenter pendant cette période.

Le financement de la promotion des énergies renouvelables esquissée ci-dessus reposera d'une part sur l'adaptation de la composition de l'offre d'électricité à laquelle procéderont les gestionnaires de réseau sur une base autonome (financement par le prix de l'énergie) et, d'autre part, sur les augmentations successives, adaptées aux besoins, du supplément perçu en faveur de la rétribution de l'injection, la rétribution unique pour les petites installations photovoltaïques et les contributions pour les installations hydroélectriques rénovées ou agrandies, les UIOM et les STEP/installations au gaz d'épuration.

Le supplément maximal est limité à 2,3 ct./kWh. Au-delà du financement des instruments de promotion ci-dessus, il est aussi utilisé pour les objectifs suivants, à concurrence de 0,1 ct./kWh par an et par objectif:

- garanties destinées à couvrir les risques d'insuccès du forage liés à la géothermie profonde (garanties pour la géothermie);
- appels d'offres publics;
- indemnisation de certaines mesures d'assainissement liées à l'utilisation de la force hydrauliques.

Si l'organe d'exécution actuel de Swissgrid est transféré à la Confédération, il convient de prévoir des ressources en personnel de l'ordre de 25 postes à plein temps afin de préparer l'organisation d'exécution et de garantir l'exécution. Les coûts liés à la préparation et à l'exécution de la rétribution du courant injecté seront comme jusqu'ici entièrement financés par le supplément perçu sur le réseau.

4.2.7 Installations de couplage chaleur-force

Les installations de couplage chaleur-force (installations CCF) sont des installations décentralisées alimentées totalement ou partiellement aux énergies fossiles. Elles sont en général exploitées au gaz naturel pour produire tant de la chaleur que de l'électricité. Compte tenu des besoins en chaleur pour les processus industriels, dans les grands bâtiments et dans les réseaux de distribution de chaleur, on table sur un potentiel théorique, réalisable techniquement et cohérent dans une perspective énergétique globale, de 5 à 7 TWh d'énergie électrique injectée à partir d'installations CCF décentralisées.

Les coûts de revient de l'électricité produite dans des installations CCF, qui dépendent de la taille de l'installation considérée, sont très différents: s'il est possible d'exploiter une installation CCF de manière à peu près rentable dans les processus industriels et les grands bâtiments, les coûts sont notamment très élevés pour les petites installations CCF. En raison des prix de l'électricité actuellement bas et du régime CO₂ actuel, les exploitants d'installations CCF dans l'industrie n'ont presque plus injecté d'électricité dans le réseau ces dernières années.

Les installations CCF décentralisées seraient pourtant prédestinées à fournir simultanément de l'électricité et de la chaleur durant le semestre d'hiver et à compenser partiellement, pendant cette période, la diminution de la production d'électricité solaire et hydraulique. En outre, elles sont adaptées pour produire en fonction des besoins, puisqu'elles peuvent être rapidement enclenchées et arrêtées.

Le cadre réglementaire s'appliquant aux installations CCF nouvelles et existantes doit être optimisé. Les installations CCF peuvent apporter une contribution essentielle à la stabilité du réseau de distribution local et à la sécurité de l'approvisionnement.

Optimisation du cadre réglementaire

Le Conseil fédéral renonce au modèle d'encouragement proposé pour les installations CCF en raison des résultats de la consultation. Par contre, il entend améliorer le cadre réglementaire s'appliquant aux installations CCF grâce aux mesures suivantes:

- Réglementation de la consommation propre: la réglementation de la consommation propre s'applique aux installations CCF comme aux autres installations de production (cf. ch. 4.2.6).
- Prix de reprise de l'électricité: les gestionnaires de réseau doivent être tenus de reprendre et de rémunérer la totalité de l'électricité provenant des petites installations CCF. Sont qualifiées de petites installations CCF, les installations dont la puissance électrique ne dépasse pas 3 MW_{el} ou dont la production annuelle de courant injecté dans le réseau ne dépasse pas 5000 MWh. La rétribution minimale est axée sur le prix du moment sur le marché spot de l'électricité («day ahead»).
- Exonération partielle de la taxe CO₂: les entreprises qui exploitent selon les besoins en chaleur une installation CCF d'une puissance thermique totale comprise entre 1 et 20 MW et qui ne participent pas au système d'échange de quotas d'émission, doivent avoir la possibilité, selon un régime séparé, de se faire exonérer de la part de la taxe CO₂ qu'elles paient pour la production de l'électricité injectée dans le réseau. Au minimum 40 % du montant remboursé doit être consacré à des mesures visant à accroître l'efficacité énergétique dans la propre entreprise ou le cas échéant auprès de clients fournis en chaleur ou de consommateurs d'électricité raccordés directement. La Confédération prescrit pour les installations CCF des exigences minimales en termes de rendement, d'efficacité et d'impact sur l'environnement.

Le modèle d'encouragement initialement prévu pour les installations CCF a été rejeté en grande partie par les participants à la consultation, toutes tendances confondues. L'encouragement des agents énergétiques fossiles avec le maintien en parallèle de la taxe CO₂ a notamment été jugé peu cohérent. A titre d'alternative au modèle d'encouragement avec tarifs de rachat proposé, des aides à l'investissement uniques ont été proposées au cours de la consultation, pour lesquelles la Confédération ne dispose actuellement pas de la base constitutionnelle nécessaire. Un encouragement supplémentaire des réseaux de chaleur à distance recourant à l'énergie fossile, telle que demandé par plusieurs participants à la consultation, n'est pas indiqué du point de vue du Conseil fédéral. Les cantons bénéficient aujourd'hui de contributions globales lorsqu'ils soutiennent des réseaux de chaleur à distance exploités au moins en partie avec de l'énergie renouvelable. Compte tenu de la

désapprobation largement exprimée par les participants à la consultation, le Conseil fédéral renonce à la rétribution proposée pour les installations CCF, orientée sur les coûts de revient, et se limite à prévoir, outre la possibilité d'une exonération partielle de la taxe sur le CO₂, une obligation, incombant aux exploitants de réseau, de reprise d'électricité provenant de petites installations CCF et de rétribution appropriée de celle-ci.

Coûts et financement

L'exécution de l'exonération partielle de la taxe sur le CO₂ requiert des ressources en personnel supplémentaires auprès de l'AFD, laquelle rembourse la taxe sur le CO₂ aux exploitants de centrales exonérés, et auprès de l'OFEV, lequel vérifie le respect des engagements. Ces ressources sont concrétisées dans le cadre de l'élaboration des dispositions de l'ordonnance.

4.2.8 Centrales à gaz à cycle combiné

A l'avenir, la demande d'électricité sera couverte par une offre provenant de la force hydraulique, des nouvelles énergies renouvelables et, si nécessaire, d'installations de couplage chaleur-force (CCF), de centrales à gaz à cycle combiné (CCC) et d'importations d'électricité. L'utilisation de technologies fossiles pour la production d'électricité ne doit pas menacer les objectifs de politique climatique de la Confédération. Les exploitants de centrales fossiles-thermiques sont tenus, en vertu de la loi sur le CO₂, de compenser complètement les émissions de CO₂. Le 23 décembre 2011, le Parlement a décidé que les exploitants de centrales pourraient compenser les émissions causées à concurrence de 50 % par l'achat de certificats étrangers. Pour les 50 % restants, ils devront mettre en œuvre sur le territoire national des mesures de compensation correspondantes. Comme les centrales fossiles-thermiques ne sont pour l'heure pas comprises dans le système suisse d'échange de quotas d'émission (SEQE), il n'est pas possible, s'agissant de la part nationale à compenser, d'acheter des droits d'émission du SEQE pour satisfaire à l'obligation de compensation.

Sur la base du présent paquet de mesures, une centrale à gaz à cycle combiné devrait s'avérer nécessaire en Suisse d'ici 2020. Les besoins supplémentaires dépendront essentiellement de l'évolution de l'économie et de la consommation d'électricité, de l'acceptation au sein de la société et du développement de la production d'électricité d'origine renouvelable. Selon les circonstances, l'approvisionnement en électricité devrait être assuré par des centrales à gaz à cycle combiné supplémentaires ou par des importations supplémentaires d'électricité, ou les deux.

Un nombre limité de centrales à gaz à cycle combiné (CCC) contribuent, si nécessaire, à la stabilité du réseau et à un degré approprié d'auto-approvisionnement de la Suisse. Les interactions entre l'énergie de bande, l'énergie de pointe, l'énergie de réglage et l'énergie de compensation doivent être réaménagées en conséquence.

Amélioration des conditions d'investissement

Le Conseil fédéral vise une intégration des CCC dans le système d'échange des quotas d'émission pour améliorer les conditions d'investissement dans ce type de centrale. Il entend poursuivre les négociations en cours pour garantir aux exploitants suisses de CCC des conditions comparables à celles de leurs concurrents européens.

En intégrant les CCC dans le système européen d'échange de quotas d'émission, les centrales auraient accès au commerce européen des émissions. Les centrales suisses pourraient, au même titre que les entreprises européennes concurrentes, compenser leurs émissions de CO₂ par l'achat aux enchères de droits d'émission. Il serait possible d'acquérir ces droits sur le marché commun. L'OFEV négocie actuellement les conditions d'un rattachement de la Suisse au SEQE-UE. Il ne sera cependant pas possible d'acquérir des droits sur le marché commun tant que le traité sur le raccordement des deux systèmes d'échange de quotas d'émission n'aura pas été ratifié et que la législation sur le CO₂ n'aura pas été adaptée en conséquence (suppression de l'obligation de compensation pour les centrales fossiles thermiques et obligation de participer au SEQE).

En outre, la Confédération doit examiner la participation de la Suisse au mécanisme de crise de l'UE dans le domaine gazier et étudier une éventuelle libéralisation du marché suisse du gaz. L'objectif est de garantir que les fournitures de gaz à destination de la Suisse aient lieu sans interruption même en temps de crise. La Suisse vise par ailleurs une diversification supplémentaire de l'approvisionnement en gaz en s'engageant pour le corridor gazier sud-européen reliant la région de la mer Caspienne à l'Italie (cf. ch. 1.1.5).

4.2.9 Réseaux (accélération des procédures et de la mise en place du compteur intelligent)

La stratégie énergétique et la transformation du système énergétique qui y est associée posent également de nouveaux défis aux réseaux énergétiques. Ni les réseaux électriques ou les réseaux gaziers ni les réseaux de chauffage à distance ne sont conçus pour l'injection d'énergie de plus en plus fluctuante imputable au développement des énergies éolienne et solaire. Les réseaux énergétiques ainsi que le stockage d'énergie doivent être développés et modernisés pour pouvoir continuer de garantir à l'avenir l'équilibre entre l'offre et la demande indispensable à la sécurité de l'approvisionnement énergétique. Cela nécessite entre autres aussi une prise en compte globale des réseaux électriques et gaziers et leurs caractéristiques pour le stockage de l'énergie (cf. ch. 1.1.6).

La Suisse est la plaque tournante des réseaux électriques, au centre de l'Europe. Les lignes, qui ont pour certaines plus de 40 ans, ne sont plus adaptées aux flux électriques actuels et futurs. Elles doivent être renouvelées et développées, indépendamment de la Stratégie énergétique. Les besoins de rénovation et de développement du réseau à haute tension identifiés par Swissgrid correspondent à environ 1000 kilomètres d'ici à 2020. Mais ces dix dernières années, seuls quelque 150 kilomètres de lignes ont été installés. De plus, pour l'avenir, le réseau électrique doit être aménagé de manière flexible, intelligente, rentable et intégré de manière optimale en Europe. Compte tenu de l'augmentation de la production électrique décentralisée provenant des énergies renouvelables et des installations CCF et vu la progression constante des échanges internationaux d'électricité, l'actuel réseau électrique ne répondra plus aux exigences futures. Un besoin de développement important apparaît donc sur le réseau de transport et sur les réseaux de distribution pour que le fonctionnement sûr du réseau continue d'être garanti. L'intégration de mesures d'extension du réseau «intelligentes» (en particulier possibilités décentralisées de stockage et pilotage de

l'injection décentralisée) joue en ce sens un rôle essentiel, notamment dans les réseaux de distribution.

Les conditions permettant la transformation et l'extension des réseaux d'électricité dans les délais voulus et de manière appropriée sont créées. En tant que partie intégrante de la Stratégie énergétique 2050, le Conseil fédéral mandate l'élaboration d'une *Stratégie Réseaux électriques* autonome (cf. ch. 2.3.5) et d'un projet de loi séparé basé sur cette stratégie. Il convient de clarifier la répartition des tâches entre les acteurs impliqués et d'accroître la transparence de la planification du réseau, afin d'améliorer l'acceptation des projets de lignes et de contribuer globalement à rendre l'exécution des procédures d'autorisation plus efficace.

Diverses mesures contenues dans la Stratégie Réseaux électriques peuvent être anticipées et présentées avec le présent *premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050*. Les objectifs de ces mesures anticipées sont les suivantes:

- une restriction et une accélération de la procédure d'autorisation;
- la création dans le domaine du comptage intelligent d'une norme de délégation posant les conditions nécessaires pour que le Conseil fédéral puisse arrêter au besoin des directives visant à introduire des systèmes de mesure intelligents chez le consommateur final ainsi que les exigences techniques minimales correspondantes; le financement des coûts induits par les systèmes de mesure intelligents chez le consommateur final doit par ailleurs être réglé. Les bases techniques nécessaires à l'aménagement d'un réseau intelligent sont actuellement élaborées sous forme d'une feuille de route pour les réseaux intelligents («smart grid roadmap»). De multiples possibilités de stockage et de pilotage seront envisagées dans ce cadre.

Accélération des procédures

Les mesures suivantes sont prévues dans le domaine de l'*accélération des procédures*:

- *Introduction de délais d'ordre pour les procédures des plans sectoriels et les procédures d'approbation des plans*: Par l'introduction de délais d'ordre pour les procédures des plans sectoriels et les procédures d'approbation des plans (complément à l'art. 16, al. 5, LIE et art. 16a^{bis} (nouveau) LIE), les autorités directrices et les personnes impliquées dans la procédure sont tenues de régler la procédure plus rapidement.
- *Abrégement de la procédure de recours*: la lettre *w* ajoutée à l'art. 83 de la loi du 17 juin 2005 sur le Tribunal fédéral (LTF, RS 173.110) limite, s'agissant des recours concernant l'approbation des plans d'installations électriques, l'accès au Tribunal fédéral pour les questions juridiques de principe. Le Tribunal administratif fédéral se prononce ainsi définitivement sur une grande partie des cas de recours. Cette solution concorde avec les objectifs de la réforme de la justice (décharger le Tribunal fédéral) et n'entraîne qu'une faible réduction de la protection juridique. Contrairement aux craintes formulées par les associations environnementales, elle ne remet pas en cause le droit de recours des organisations. Le Tribunal administratif fédéral restera une instance de recours dotée d'une cognition pleine et entière pour juger de tous les cas. Afin de ne pas mettre en péril cette solution équilibrée, il n'est pas donné suite aux demandes formulées lors de la consultation de renoncer complètement au Tribunal fédéral en tant que seconde instance de

recours, ou d'étendre ou de limiter le domaine d'application de la réglementation proposée.

La demande de précisions sur ce que recouvre concrètement la notion de «question juridique de principe» ne peut pas non plus être prise en compte. Les motifs de recours ne doivent pas être restreints d'emblée. Une telle disposition présenterait certes l'avantage de la clarté, mais ne serait pas cohérente au vu de la complexité des situations et des questions juridiques à considérer. Il faut laisser au Tribunal fédéral la possibilité de décider, selon la pratique réputée avoir fait ses preuves, quelles sont les questions qu'il considère comme questions de principe ou particulièrement importantes.

D'autres propositions visant à accélérer les procédures de recours ne peuvent être mises en œuvre, soit parce qu'elles ne sont pas compatibles avec le système juridique suisse ou avec la Constitution, soit qu'elles ne peuvent manifestement pas être réalisées de manière pertinente ou, finalement, qu'elles pourraient avoir des effets contre-productifs sur la durée des procédures en raison d'un manque d'acceptation. Comme la coordination territoriale, la communication et le déroulement du projet recèlent un grand potentiel d'accélération des procédures, des mesures devront être examinées de manière approfondie, particulièrement pour ces domaines, dans le cadre de la Stratégie Réseaux électriques, et devront être débattues avec les intervenants concernés. Une partie des propositions émanant des participants à la consultation sera déjà reprise puis mise en œuvre de manière appropriée au cours d'une révision de l'ordonnance du 2 février 2000 sur la procédure d'approbation des plans d'installations électriques (OPIE).⁴⁶

Bases juridiques pour l'introduction du compteur intelligent

Sur la base des résultats d'une étude d'impact de l'introduction du comptage intelligent («smart metering») et sur une analyse des développements internationaux, les mesures suivantes sont proposées (art. 17a [nouveau] LApEI).

- Création d'une norme de délégation permettant au Conseil fédéral d'émettre des directives pour l'introduction de systèmes de mesure intelligents chez le consommateur final. Le Conseil fédéral est en particulier habilité à obliger les gestionnaires de réseau à installer des systèmes de mesure intelligents dans un délai donné pour tous les consommateurs finaux ou pour certains groupes de consommateurs finaux (déploiement).
- Création d'une norme de délégation permettant au Conseil fédéral de fixer quelles exigences techniques minimales les systèmes de mesure intelligents chez le consommateur final doivent remplir et quelles autres spécifications, équipements et fonctionnalités ils doivent comporter.

S'agissant d'introduire des compteurs intelligents, la question du financement des coûts doit être réglée. L'art. 15, al. 1, LApEI doit être complété de manière à ce que, outre les coûts d'exploitation et les coûts de capital d'un réseau sûr, performant et efficace, les coûts de capital (notamment les coûts d'acquisition et d'installation) et les coûts d'exploitation des systèmes de mesure intelligents chez le consommateur final prescrits par la loi soient aussi imputables. Les systèmes de mesure intelligents d'un autre type ne sont pas concernés par l'ajout à l'art. 15, al. 1, LApEI. La prise en compte des systèmes de mesure intelligents d'un autre type continue d'être détermi-

⁴⁶ RS 734.25

née conformément à la première phrase de l'art. 15, al. 1, LApEl. En d'autres termes, ils sont notamment imputables lorsqu'ils sont assimilables à un réseau sûr, performant et efficace. Les systèmes de mesures intelligents d'un autre type et leurs possibles interactions font partie des évaluations menées dans le cadre de la feuille de route pour les réseaux intelligents («smart grid roadmap»). Il importe de fixer des exigences techniques minimales pour les systèmes de mesure intelligents chez le consommateur final, afin d'empêcher que l'on investisse dans une technologie de comptage intelligent incapable de générer l'utilité recherchée.

Associées à d'autres adaptations (p. ex. la conception de produits novateurs pour la bourse de l'électricité («smart bids») et de nouvelles offres pour les clients finaux), les mesures prises dans le domaine du comptage intelligent et du réseau intelligent constituent la base qui permettra de rendre le marché de l'électricité viable à l'avenir.

Coûts et financement

Le Conseil fédéral évalue à environ 18 milliards de francs les coûts globaux relatifs à la rénovation et au développement du réseau de transport ainsi qu'au développement du réseau de distribution. Concernant le réseau de transport, le coût des projets d'aménagement nécessaires d'ici à 2050 se situe entre 2,3 et 2,7 milliards de francs. De plus, la rénovation du réseau de transport coûtera environ 4 milliards de francs jusqu'à 2030. Il est nécessaire de développer les réseaux de distribution jusqu'à 2050 en raison de la multiplication des injections décentralisées: selon le scénario considéré, leur coût se situera entre 3,9 et 12,6 milliards de francs (cf. ch. 6.3.1). Il serait possible de réduire ces coûts par une gestion intelligente (p. ex. maintien de la tension, introduction de possibilités de stockage décentralisé ou pilotage de la production décentralisée).

Les coûts de transformation et d'extension des réseaux, y compris de l'éventuelle introduction de compteurs intelligents, seront supportés par les gestionnaires de réseau. Ceux-ci pourront répercuter les coûts sur les consommateurs finaux, pour autant que ces coûts soient réputés imputables, au moyen de la rémunération de l'utilisation du réseau. Les bases servant à définir l'imputabilité sont actuellement en cours d'élaboration et seront disponibles d'ici à 2014 dans la feuille de route pour les réseaux intelligents («smart grid roadmap»). Dans l'ensemble, aucun financement étatique n'est prévu dans le domaine du réseau.

Les nouveaux processus liés à l'élaboration et à la mise en œuvre de la *Stratégie Réseaux électriques* engendreront des charges de personnel supplémentaires à l'OFEN, à l'ARE, à l'OFEV et à l'EiCom. Le financement de ces charges de personnel supplémentaires doit être assuré autant que possible par les ressources générales de la Confédération ou par des prestations facturables.

4.2.10 Projets pilotes et de démonstration et programme phare

La recherche énergétique couvre toute la chaîne de création de valeur, de la recherche fondamentale au développement des produits. Les projets pilotes et de démonstration (projets P+D) sont un élément central du transfert des résultats de la recherche sur le marché. Au cours de la dernière décennie, les ressources ordinaires des projets P+D ont été massivement réduites. Selon le *Masterplan Cleantech*, le *plan*

d'action «*Recherche énergétique suisse coordonnée*» et la stratégie interne de l'OFEN, la promotion des projets P+D ne va pas sans une augmentation substantielle des moyens alloués pour atteindre les objectifs.

Les projets P+D et désormais les projets phares permettront de faire connaître des technologies issues de la recherche et de les tester dans des conditions réelles.

L'encouragement des projets P+D, tel qu'il est pratiqué aujourd'hui, sera maintenu et un soutien aux projets phares dans le domaine énergétique nouvellement introduit. Les projets phares sont des «projets vitrines» spécifiques destinés à tester dans la pratique et à faire connaître les nouvelles technologies et solutions systèmes, à encourager le dialogue en matière d'énergie et la sensibilisation des milieux spécialisés et du large public, et à favoriser la transparence du marché des nouveaux concepts et des technologies inédites. L'OFEN définit les modalités d'organisation pour l'exécution de ce programme d'encouragement (cf. réglementations concernant la direction de programme et les critères d'évaluation). Il s'appuie pour ce faire sur les expériences réalisées dans le cadre du programme P+D qui a prouvé son efficacité.

Coûts et financement

Le renforcement des programmes pilotes et de démonstration nécessitera des besoins annuels supplémentaires de l'ordre de 20 millions de francs pour la période de 2015 à 2020. Pour cette même période, les besoins annuels supplémentaires induits par le soutien aux projets phares s'élèvent à 10 millions de francs.

4.2.11 Fonction d'exemple de la Confédération

La Confédération, qui pèse pour près de deux pour cent dans la consommation énergétique totale de la Suisse, doit à l'avenir réduire et optimiser sa consommation énergétique par des mesures adéquates. Elle assumera ainsi sa fonction d'exemple dans le contexte de la Stratégie énergétique 2050. La «Confédération» comprend l'administration fédérale (DDPS y compris), la totalité du domaine des EPF et les entreprises liées à la Confédération qui sont conduites stratégiquement par le Conseil fédéral (La Poste, les CFF, Skyguide et Swisscom, d'autres entreprises devant rejoindre ce groupe ultérieurement).

L'objectif visé est d'accroître l'efficacité énergétique (mesurée selon les domaines en équivalents plein temps, en passagers-kilomètres parcourus, etc.) de 25 % d'ici à 2020 (année de référence: 2006). Des mandats de prestations doivent être définis à cet effet. Les objectifs et mesures actuels des unités organisationnelles correspondantes doivent être plus fortement axés sur la Stratégie énergétique 2050. Il faut y intégrer les activités administratives, les services, les produits et le comportement des collaborateurs en tant qu'utilisateurs. Les mesures doivent être mises en œuvre et financées par les organisations concernées.

Un groupe de coordination (KG-VBE) a été créé pour piloter et coordonner globalement la fonction d'exemple de l'administration fédérale dans le domaine de l'énergie. Le KG-VBE élabore de manière consensuelle des mesures appropriées et définit le plan d'action commun visant la mise en œuvre de la fonction d'exemple de l'administration fédérale dans la perspective de la Stratégie énergétique 2050. Le groupe coordonne la communication des résultats. Les mesures à proposer reposent

sur des structures existantes (programme visant à instaurer une gestion des ressources et un management environnemental dans l'administration fédérale [RUMBA] et gros consommateurs de la Confédération [GCC]) et sur les enseignements de travaux et de programmes déjà réalisés. De plus, pour soutenir les travaux du KG-VBE, l'OFEN dispose d'un service affecté à la fonction d'exemple de la Confédération en matière d'énergie. Le groupe de coordination et le service ont pris leurs fonctions en 2012.

Les priorités du KG-VBE sont les suivantes:

- bâtiments et énergies renouvelables;
- mobilité;
- centres de calcul et informatique verte (green-IT);
- instrument de base: établissement de rapports (y compris données énergétiques pertinentes, communication et sensibilisation).

Le KG-VBE définira les objectifs (mesurables), les indicateurs, les mesures et le calendrier relatifs à ces thèmes.

Les coûts des mesures devront être examinés et les demandes de financement déposées le cas échéant.

Coûts et financement

La préparation des bases de planification des mesures destinées à établir la fonction d'exemple de l'administration fédérale requiert des ressources matérielles supplémentaires de 2 millions de francs par an pour la période de 2015 à 2020. Ce montant ne tient pas compte des coûts supplémentaires liés à la mise en œuvre, par les différentes unités organisationnelles, de mesures affectant les constructions, les installations techniques, etc., dans l'optique de la fonction d'exemple de la Confédération.

4.2.12 Programme SuisseEnergie

SuisseEnergie est le programme partenarial des mesures de soutien dans les domaines de l'efficacité énergétique et des énergies renouvelables. Lancé en 2001, le programme a été prolongé de dix ans par le Conseil fédéral en 2010. Il encourage et renforce la mise en œuvre des mesures légales, d'économie de marché et librement consenties, dans les ménages, les communes, les villes, les arts et métiers et l'industrie en développant des projets novateurs, des partenariats, des initiatives de conseil et d'autres activités. Le programme fait partie intégrante du premier paquet de mesures visant à mettre en œuvre la Stratégie énergétique 2050. Toutes les mesures de soutien librement consenties doivent être réalisées sous l'égide de SuisseEnergie. A l'instar du programme climatique visant à promouvoir la communication et la formation, prévu par la législation sur le CO₂, les programmes complémentaires de la Confédération s'alignent sur les mesures de SuisseEnergie.

SuisseEnergie renforce les effets des mesures législatives et librement consenties ainsi que ceux des mesures d'encouragement du premier paquet de mesures:

- SuisseEnergie soutient et complète les autres mesures de la Stratégie énergétique 2050 par la sensibilisation, l'information et le conseil, la formation et le perfectionnement, l'assurance de la qualité, la mise en réseau et des projets progressistes. Le programme vise surtout la réduction des obstacles non tarifaires et des coûts de transaction correspondants qui entravent la réalisation des mesures d'efficacité et l'exploitation du potentiel des énergies renouvelables.
- SuisseEnergie doit contribuer au développement, à l'introduction et à la diffusion conformes au marché des nouvelles technologies et des applications novatrices, ainsi qu'à la création de places de travail durables dans ces domaines. A cette fin, les projets novateurs sont également soutenus financièrement.

Les priorités de SuisseEnergie à ce stade sont maintenues. Mais de nouvelles priorités sont fixées dans le cadre du renforcement du programme pour tenir compte des objectifs de la Stratégie énergétique et pour compléter au mieux les autres mesures. On veut en particulier exploiter plus intensivement les potentiels des domaines de la mobilité efficace, de l'efficacité électrique et de la production électrique à partir des énergies renouvelables. De plus, les communes doivent être davantage soutenues dans l'exploitation de leur marge d'action de politique énergétique et les efforts de formation et de perfectionnement doivent être intensifiés.

Coûts et financement

La mise en œuvre intégrale et le renforcement de toutes les mesures de soutien placées sous l'égide de SuisseEnergie requièrent des ressources matérielles supplémentaires de 29 millions de francs par année pour la période de 2015 à 2020. Ainsi, à compter de 2015, le programme SuisseEnergie est doté au total de 55 millions de francs par année.

4.2.13 Autres mesures

Obligations internationales

La Suisse doit entretenir une collaboration accrue avec les Etats voisins, l'Union européenne, des Etats européens et non européens et les organisations internationales, sur la base des trois principaux objectifs de sa politique énergétique extérieure (assurer l'approvisionnement énergétique, garantir un marché de l'énergie concurrentiel et promouvoir une utilisation de l'énergie efficace et respectueuse du climat). Cela concerne notamment, outre les activités à caractère politique, les dépenses liées à la participation à des groupes de travail dans le cadre de l'introduction de nouveaux standards et normes au sein de l'UE (orientations cadres et codes de réseau) pour la planification réseau, la gestion des réseaux de transport et de distribution ainsi que la gestion des pénuries. Cela implique l'élaboration de rapports de base, la création et l'entretien de contacts avec les instances et les pays européens ainsi que des tâches d'harmonisation et de collaboration avec l'EiCom et la branche de l'électricité. S'y ajoutent d'autres tâches liées aux nouveaux travaux de planification, coordonnés au niveau européen, de l'infrastructure stratégique des réseaux électriques. Il s'agit notamment des groupes de travail «EU-Energymarket Implementation Benchmarking and Monitoring» et «Market Integrity and Transparency», ainsi que des groupes de travail s'occupant du développement des marchés de gros

de l'énergie. L'OFEN assure dans ce domaine de tâches liées à l'organisation du marché et au monitoring.

Procédure en matière d'énergie nucléaire

En raison de l'âge avancé de certaines installations nucléaires, l'OFEN sera de plus en plus confrontée au problème de la désaffectation des centrales nucléaires comme des installations de recherche dans ce domaine. Du point de vue des gestionnaires de centrales nucléaires et de l'Inspection fédérale de la sécurité nucléaire (IFSN), des travaux préliminaires en vue de la désaffectation des centrales ont déjà été effectués, notamment dans le domaine de la conception. L'IFSN dispose depuis peu d'une section Désaffectation. A l'Institut Paul Scherrer (PSI) de Würenlingen en Argovie, plusieurs réacteurs nucléaires seront désaffectés au cours des prochaines années, en sa qualité d'autorité compétente en la matière, l'OFEN sera chargé de mettre en œuvre les procédures correspondantes. Des procédures d'autorisation sont néanmoins en cours pour d'autres installations nucléaires du PSI. L'Université de Bâle a décidé de mettre hors service ses réacteurs de recherche dans les meilleurs délais et de déposer une demande à cet égard auprès de l'OFEN.

Les coûts de procédure en relation avec la centrale de Mühleberg ont par ailleurs continué d'augmenter. Après les deux premières procédures judiciaires qui ont débouché sur une décision du Tribunal fédéral, trois autres procédures sont actuellement en cours et une quatrième est annoncée. Ces procédures sont complexes et parfois extrêmement laborieuses. La première d'entre elles a ainsi duré huit ans avant de déboucher sur une décision du Tribunal fédéral. Il arrive souvent que des questions urgentes (mesures préventives, effets suspensifs, p. ex.), nécessitent des décisions intermédiaires. Pratiquement toutes les décisions importantes sont portées à la fois devant le Tribunal administratif fédéral et devant le Tribunal fédéral.

Fonds de désaffectation et fonds de gestion

A l'heure actuelle, l'OFEN assume quatre activités liées au fonds de désaffectation et au fonds de gestion, à savoir la présidence de la commission, la participation au comité «Placements» et au comité «Coûts» ainsi que la surveillance. Les dépenses nécessaires pour l'accomplissement de ces tâches ne cessent d'augmenter, notamment en raison de l'orientation choisie dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050. Les travaux préparatoires en cours pour une révision de l'ordonnance sur le fonds de fonds de désaffectation et sur le fonds de gestion nécessitent par exemple nettement plus de ressources que prévu. Les thèmes liés à ces fonds suscitent par ailleurs un intérêt accru au sein de population et des médias. S'ajoute à cela la volonté d'approfondir les échanges d'expérience avec des autorités étrangères pour assurer la planification, la mise en œuvre, le financement et la surveillance des projets de désaffectation et de gestion en Suisse. Cette approche nécessite des ressources supplémentaires, notamment pour préserver une gouvernance ciblée et saine (séparation des pouvoirs pour les trois fonctions).

Coûts et financement

Les tâches en relation avec des obligations internationales requièrent 2 postes à plein temps supplémentaires à durée indéterminée. Les dépenses imputables aux ressources supplémentaires nécessaires en matière de personnel sont entièrement financées par une taxe de surveillance.

Les tâches en relation avec la mise hors service des centrales nucléaires ainsi qu'avec la procédure liée à la centrale nucléaire de Mühleberg requièrent un poste à plein temps supplémentaire à durée indéterminée. Les dépenses imputables aux ressources supplémentaires nécessaires en matière de personnel sont partiellement financées par des taxes.

Les tâches en relation avec les activités du fonds de désaffectation et du fonds de gestion requièrent un poste à plein temps supplémentaire à durée indéterminée. Les dépenses supplémentaires sont entièrement financées par le fonds de désaffectation et le fonds de gestion.

4.3 Effets

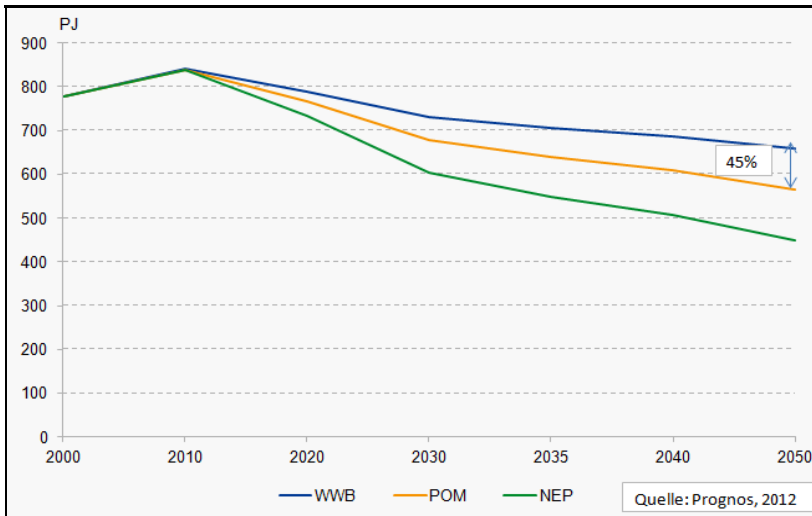
Les effets du premier paquet de mesures ont été estimés à l'aide des Perspectives énergétiques 2050 (cf. ch. 2.1)⁴⁷. Dans ce cadre, les effets du premier paquet de mesures – ci-après désigné par «Mesures politiques du Conseil fédéral» (PCF) – ont été comparés avec ceux des options politiques «Poursuite de la politique énergétique actuelle» (PPA) et «Nouvelle politique énergétique» (NPE) (cf. ch. 2.1) pour les années 2020, 2035 et 2050.

4.3.1 Evolution de la consommation finale d'énergie

Sans rupture technologique ni renforcement de la coopération internationale, le présent paquet de mesures permet à lui seul de réaliser environ 45 % des objectifs à long terme de la nouvelle politique énergétique en termes de *consommation finale d'énergie* (cf. graphique 5). Dans ce contexte, on tient aussi compte du fait que l'effet des paquets de mesures diminue au fil du temps.

⁴⁷ Die Energieperspektiven 2050, Office fédéral de l'énergie, Prognos SA, Bâle et Ecoplan SA, Berne. Disponible sur internet (résumé en français: Perspectives énergétiques 2050): www.bfe.admin.ch, rubrique Stratégie énergétique 2050 / Perspectives énergétiques 2050.

Consommation finale d'énergie entre 2000 et 2050 dans les scénarios Poursuite de la politique énergétique actuelle (PPA), Mesures politiques du Conseil fédéral (PCF) et Nouvelle politique énergétique (NPE), en PJ (3,6 PJ = 1 TWh)



Légende: WWB = PPA, POM= PCF, NEP= NPE

La consommation finale d'énergie est, grâce au présent paquet de mesures, de 213 TWh (767 PJ) en 2020, de 178 TWh (639 PJ) en 2035 et de 157 TWh (565 PJ) en 2050. La demande énergétique finale diminue alors déjà jusqu'en 2020 de 8,8 % par rapport à 2010. Dès 2020, les effets s'accroissent au point que la demande énergétique finale baisse, par rapport à 2010, de 24 % jusqu'en 2035 et de 33 % jusqu'en 2050. En termes de consommation énergétique finale, les objectifs sont atteints à concurrence de 39 % en 2020, de 43 % en 2035 et de 45 % en 2050. Dans le scénario «Nouvelle politique énergétique» (NPE), la consommation finale d'énergie est de 152 TWh (549 PJ) en 2035.

Le mix énergétique poursuivra son évolution comme cela a toujours été le cas, indépendamment de la politique énergétique.

Le tableau 2 illustre le mix énergétique tel qu'il se présentera probablement en 2020, en 2035 et en 2050 si les présentes mesures sont conséquemment mises en œuvre dans tous les domaines. La part des agents énergétiques fossiles diminue plus nettement, en particulier grâce au programme Bâtiments, qui déploie ses effets au fil du temps. Simultanément, il apparaît que la part de l'électricité dans le mix énergétique augmente jusqu'en 2050. Cette augmentation de la demande d'électricité provient de la croissance démographique et de l'électrification du trafic routier, qui se fait sentir davantage dès 2035.

Tableau 2

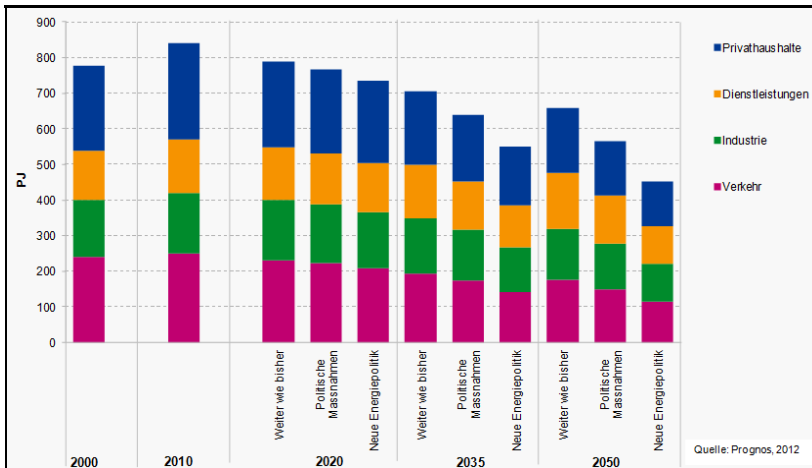
Scénario «Mesures politiques du Conseil fédéral» (PCF): consommation d'énergie par agent énergétique, en PJ (3,6 PJ = 1 TWh) et pourcentages

Agent énergétique	Consommation en PJ					Part en % de la consommation annuelle			
	2000	2010	2020	2035	2050	2010	2020	2035	2050
Electricité*	185	212	211	208	219	25%	28%	33%	39%
Huiles de chauffage	207	194	130	67	38	23%	17%	10%	7%
Autres produits pétroliers	6	4	5	4	4	0.5%	0.6%	0.7%	0.7%
Gaz naturel	87	108	107	88	70	13%	14%	14%	12%
Charbon	6	6	6	4	3	1%	0.8%	0.7%	0.5%
Chaleur à distance*	13	17	22	25	21	2%	3%	4%	4%
Bois	27	37	38	35	29	4%	5%	5%	5%
Déchets (industriels)	10	10	10	9	8	1%	1%	1%	1%
Chaleur solaire	1	1	4	10	15	0%	1%	2%	3%
Chaleur ambiante	4	11	22	35	37	1%	3%	6%	7%
Biogaz, gaz d'épuration	1	2	2	3	3	0.2%	0.3%	0.4%	0.5%
Essence	169	135	92	56	39	16%	12%	9%	7%
Diesel	56	99	97	73	56	12%	13%	11%	10%
Carburants d'aviation	4	3	3	3	3	0.4%	0.4%	0.5%	0.6%
Biocarburants liquides	0	0	16	16	16	0.0%	2.0%	2.5%	2.8%
Gaz naturel comme carburant	0	0	0	1	1	0.0%	0.1%	0.2%	0.2%
Biogaz comme carburant	0	0	0	1	1	0.0%	0.1%	0.2%	0.2%
Hydrogène	0	0	0	0	3	0.0%	0.0%	0.0%	0.4%
Total	777	841	767	639	565				

Source: Prognos 2012

Selon les *secteurs*, les présentes mesures permettent d'atteindre des effets différents tant pour la consommation finale d'énergie que pour la consommation d'électricité (cf. graphique 6):

Consommation finale d'énergie par scénarios et par secteurs économiques, en PJ (3,6 PJ = 1 TWh), de 2010 à 2050



Légende: Privathaushalte = Ménages privés, Dienstleistungen = Services, Industrie = Industrie, Verkehr = Transports, Weiter wie bisher = Poursuite de la politique actuelle, Politische Massnahmen = Mesures politiques du CF, Neue Energiepolitik = Nouvelle politique énergétique

Dans le secteur *Ménages*, les mesures concernant la consommation finale d'énergie ont des effets plus marqués que dans les secteurs Industrie & services et Transports. La raison en est que la consommation énergétique des ménages survient principalement dans les bâtiments et que le programme Bâtiments renforcé (cf. ch. 4.2.1) constitue un instrument efficace. D'ici à 2020, la consommation finale des ménages se réduit de 13 % par rapport à 2010 pour atteindre 66 TWh (23 PJ). Grâce au présent paquet de mesures, 52 % des objectifs fixés à long terme par le Conseil fédéral à l'horizon 2050 sont ainsi atteints. Le programme Bâtiments est aussi suivi d'effets dans le secteur Industrie & services, mais d'autres applications (processus et systèmes d'entraînement, etc.) y atténuent son impact, si bien que la consommation finale en 2020 est de 85 TWh (307 PJ), ce qui correspond à une réduction de 4 % par rapport à 2010. Les objectifs fixés à long terme par le Conseil fédéral sont ainsi atteints à 41 % à l'horizon 2050. Dans le scénario «Nouvelle politique énergétique», la consommation finale des ménages est de 45 TWh (163 PJ), alors que le secteur Industrie & services consomme 67 TWh (244 PJ).

Dans le secteur *Transports*, les prescriptions prévues en matière de consommation, en particulier, ainsi que l'électrification du trafic permettent d'atteindre, par rapport à 2010, une réduction de 10 % d'ici à 2020 pour la consommation énergétique finale de la mobilité. En 2020, la consommation finale se situe à 62 TWh (224 PJ). Ainsi, pour ce secteur, les objectifs fixés à long terme par le Conseil fédéral sont atteints à 44 % à l'horizon 2050. Dans le scénario NPE, le secteur Transports affiche une consommation de 40 TWh (143 PJ) en 2035.

Globalement, en ce qui concerne l’approvisionnement énergétique, la stratégie énergétique tend à réduire la dépendance envers l’étranger plutôt qu’elle ne l’augmente, même si des importations d’électricité, ou de gaz destiné à la production d’électricité, devraient être nécessaires du moins à certaines périodes de l’année. Du point de vue de la dépendance envers l’étranger, il est pratiquement indifférent d’importer de l’électricité ou du gaz destiné à la production d’électricité. Grâce aux mesures d’efficacité et à la technologie, la consommation d’énergie recule dans tous les scénarios. En outre, la part des énergies renouvelables produites en Suisse augmente. En ce qui concerne l’offre d’électricité, les centrales nucléaires, qui présentent un rendement faible, seront remplacées par des énergies renouvelables indigènes, des CCC à haut rendement ou par des importations d’électricité. Dans le scénario «Nouvelle politique énergétique», la dépendance envers l’étranger est d’environ 51 % en 2035.

Tableau 3

Parts des importations en % dans le bilan global des scénarios «Poursuite de la politique actuelle» (PPA) et «Mesures politiques du Conseil fédéral» (PCF)

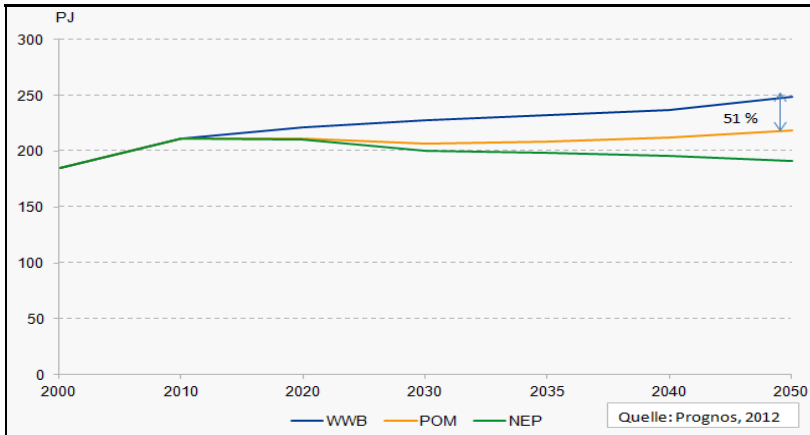
	2000	2010	2020	2035	2050
Poursuite de la politique actuelle (PPA)	77	79	74	62	51
Mesures politiques du Conseil fédéral (PCF)	77	79	73	57	43

4.3.2 Evolution de la consommation électrique

La consommation d’électricité sur la base du présent paquet de mesures sera probablement de 59 TWh (211 PJ) en 2020, de 58 TWh (208 PJ) en 2035 et de 61 TWh (219 PJ) en 2050. Par rapport à 2010, la consommation d’électricité baissera de 0,2 % à l’horizon 2020 et de 1,4 % d’ici à 2035, alors qu’elle augmentera de 3,6 % jusqu’en 2050.

En ce qui concerne la demande d’électricité, les objectifs seront atteints à 94 % d’ici à 2020, à 70 % d’ici à 2035 et à 51 % d’ici à 2050 (cf. graphique 7).

Consommation d'électricité entre 2000 et 2050 dans les scénarios «Poursuite de la politique énergétique actuelle» (PPA), «Mesures politiques du Conseil fédéral» (PCF) et «Nouvelle politique énergétique» (NPE), en PJ (3,6 PJ = 1 TWh)



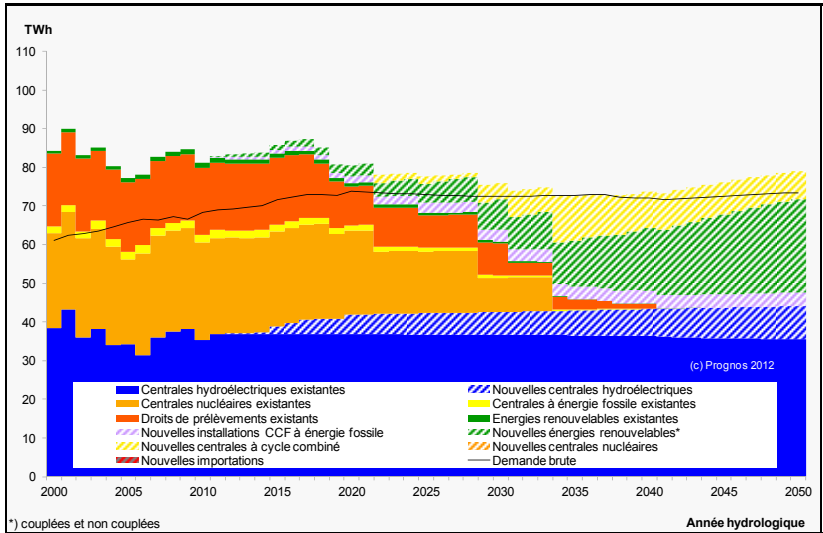
Légende: WWB = PPA, POM= PCF, NEP= NPE

Même avec le présent paquet de mesures, l'*électrification des transports* induit, d'ici à 2020, une augmentation de la consommation d'électricité dans ce secteur de 26 % par rapport à 2010 pour s'établir à environ 4 TWh (14 PJ). Dans les secteurs *Industrie & services*, la consommation d'électricité peut être stabilisée, d'ici à 2020, à son niveau de 2010 et elle s'élève à 37 TWh (133 PJ). Les mesures prévues permettront d'atteindre environ 47 % des objectifs fixés à long terme à l'horizon 2050 dans le domaine de l'électricité. En ce qui concerne les *Ménages*, le présent paquet de mesures permettra de réduire, d'ici à 2020, la consommation d'électricité de 5 % par rapport à 2010, laquelle s'établira à 18 TWh (64 PJ). A long terme, le taux de réalisation des objectifs sera de 62 % environ en 2050. Dans le scénario «Nouvelle politique énergétique» (NPE), la consommation d'électricité est de 31 TWh (112 PJ) dans le secteur *Industrie & services* en 2035. Dans ce scénario, la demande des *ménages* est de 16 TWh (56 PJ). Les *transports* affichent quant à eux une demande d'électricité de 8,3 TWh (30 PJ).

4.3.3 Evolution de l'offre d'électricité

S'agissant de l'offre d'électricité, le Conseil fédéral mise avant tout sur un fort développement des énergies renouvelables. La production d'électricité fossile thermique (centrales à gaz et à cycle combiné (CCC) et les installations de couplage chaleur-force (CCF)) permettront de combler le déficit restant de l'offre (variante C & E des Perspectives énergétiques 2050). Selon le développement de l'offre d'électricité sur le marché européen, particulièrement en ce qui concerne les énergies renouvelables, les importations d'électricité constituent une option complémentaire.

Offre d'électricité, variante C & E, scénario «Mesures politiques du Conseil fédéral» (PCF), année hydrologique en TWh



Source: Prognos 2012

Le graphique 8 met bien en évidence la croissance à long terme des énergies renouvelables jusqu'en 2050. Il prend en compte la production d'électricité issue du photovoltaïque effective jusqu'à 2012, ainsi que son développement découlant de la mise en œuvre de l'iv. pa. 12.400. Il montre également que du courant d'origine nucléaire sera disponible jusqu'en 2034.

La production hydroélectrique progresse de 35,42 TWh_{el}/a en 2010 à 37,4 TWh_{el}/a en 2035 et à 38,6 TWh_{el}/a en 2050. Si l'on tient compte de la production issue des centrales mixtes de pompage-turbinage et pompage-turbinage pur, la production totale pour 2050 s'élève à 44,15 TWh/a. Le pompage consommera en 2050 environ 7,54 TWh_{el}/a. La production des centrales fossiles sera de 13,69 TWh_{el}/a en 2035. La quantité d'électricité que doivent nécessairement produire les centrales fossiles pour couvrir la demande indigène d'électricité diminue à 10,65 TWh_{el}/a d'ici à 2050. En 2050, la production des nouvelles installations CCF fossiles est de 3,45 TWh_{el}/a. On admet en outre que la production électrique de la grande et de la petite hydraulique augmentera d'environ 3,2 TWh. La puissance des centrales de pompage-turbinage sera accrue d'environ 3700 MW pour s'établir à environ 5600 MW. Ainsi, à partir de 2020, la production hydroélectrique supplémentaire sera légèrement supérieure à 6 TWh_{el}/a. Elle apporte une contribution importante par la compensation des fluctuations stochastiques de la production issue des énergies renouvelables. Elle équilibre les variations saisonnières et à court terme de la production. Le scénario «Nouvelle politique énergétique» (NPE), affiche en 2035 les mêmes valeurs de production que le scénario «Mesures politiques du Conseil fédéral» (PCF) pour la force hydraulique, les centrales nucléaires, la production renouve-

lable pendant l'année hydrologique (cf. tableau 4). Seule la production des centrales fossiles (12 TWh_{el}/a) se situe en dessous de la production du scénario «Mesures politiques du Conseil fédéral» (PCF).

En 2050, la capacité installée de production d'électricité renouvelable (sans la force hydraulique) sera de 13,7 GW et la charge de pointe sera d'environ 10,5 GW. La même année, les capacités installées disponibles (production photovoltaïque, production éolienne et autres types de production stochastique non compris) seront d'environ 19 GW (variante C&E) et suffiront à couvrir la charge de pointe. En termes de sécurité d'approvisionnement, la puissance de l'éolien et du photovoltaïque, irrégulière, n'est pas considérée comme garantie puisqu'elle n'est que partiellement disponible aux moments de charge de pointe. En raison de la production élevée des installations photovoltaïques au cours du semestre d'été, on peut s'attendre à des excédents de puissance à cette période de l'année. En 2035, les puissances nécessaires dans le scénario «Nouvelle politique énergétique» (NPE) sont identiques pour tous les types de production à celles du scénario «Mesures politiques du Conseil fédéral» (PCF) (cf. tableau 4). Seules les centrales fossiles font exception avec des valeurs légèrement inférieures à celles du scénario «Mesures politiques du Conseil fédéral» (PCF).

Tableau 4

Scénario «Mesures politiques du Conseil fédéral» (PCF), production électrique en fonction des technologies, année hydrologique, variante d'offre C&E, en TWh_{el}/a

	2000	2010	2020	2035	2050
Force hydraulique	38.38	35.42	41.96	43.02	44.15
Dont nouvelles centrales			5.09	6.48	8.57
Centrales nucléaires	24.73	25.13	21.68		
Centrales fossiles	1.79	2.18	3.13	13.69	10.65
Dont centrales existantes	1.79	2.18	1.48	0.32	
Dont nouvelles centrales à cycle combiné				10.11	7.20
Dont nouvelles installations CCF fossiles			1.65	3.26	3.45
Energies renouvelables	0.81	1.38	4.42	14.53	24.22
Dont nouvelles			3.51	14.43	24.22
Consommation du pompage	2.22	2.56	7.54	7.54	7.54

Source: Prognos 2012

Dans le scénario «Mesures politiques du Conseil fédéral» (PCF), la production d'électricité issue d'énergies renouvelables est de 4,4 TWh en 2020, de 14,53 TWh en 2035 et de 24,22 TWh au total en 2050 (cf. tableau 4).

Dans les tableaux 4 et 5, la production d'électricité d'origine photovoltaïque prend en compte la production effective jusqu'en 2012 ainsi que son développement supplémentaire découlant de la mise en œuvre de l'iv. pa. 12.400. En 2020, la production renouvelable sera de 1,26 TWh pour le photovoltaïque, de 0,66 TWh pour l'éolien, de 0,2 TWh pour la géothermie et de 2,31 TWh pour la biomasse, le biogaz, les STEP et les UIOM. Dans le scénario «Nouvelle politique énergétique» (NPE), les valeurs de la production d'électricité avec des agents énergétiques renouvelables en 2035 sont identiques à celles du scénario «Mesures politiques du Conseil fédéral» (PCF). (cf. tableau 5).

Tableau 5

Production électrique renouvelable, variante ER renforcée du scénario «Mesures politiques du Conseil fédéral» (PCF).

	2000	2010	2020	2035	2050
Total des énergies renouvelables	0.81	1.38	4.42	14.53	24.22
Non couplées	0.01	0.12	2.11	10.22	19.77
Photovoltaïque	0.01	0.08	1.26	7.03	11.12
Energie éolienne	0.00	0.04	0.66	1.76	4.26
Biomasse (gaz de bois)	–	–	–	–	–
Géothermie	–	–	0.20	1.43	4.39
Couplées	0.80	1.26	2.31	4.31	4.46
Biomasse (bois)	0.01	0.14	0.60	1.21	1.24
Biogaz	0.01	0.08	0.46	1.48	1.58
STEP	0.09	0.12	0.16	0.29	0.30
UIOM (50 % ER)	0.63	0.92	1.10	1.32	1.33
Gaz de décharge	0.04	0.00	0.00	0.00	0.00

Source: Prognos 2012

4.3.4 Evolution des émissions de CO₂ liées à l'énergie

Dans le scénario *Mesures politiques du Conseil fédéral*, en fonction du mix de production électrique et compte tenu du fort développement des énergies renouvelables, le total des émissions de CO₂ en Suisse régressent pour s'établir entre 17,3 et 19,6 millions de tonnes (cf. tableau 6), soit entre 1,9 et 2,2 tonnes de CO₂ émises par habitant.

Total des émissions de CO₂ liées à la consommation d'énergie selon la définition de la loi sur le CO₂, en millions de tonnes de CO₂ (y c. différence statistique), taux de modification par rapport à 2000 en %. (Prognos, 2012; variante E: renouvelable et importations d'électricité; variante C&E: fossile centralisé et renouvelable)

Variante d'offre		2000	2010	2020	2035	2050
Importations d'électricité et renouvelable	en millions de tonnes de CO ₂	40,8	41,5	34,0	23,6	17,3
	en % par rapport à 2000		1,7	-16,7	-42,2	-57,6
Fossile centralisé et renouvelable	En millions de tonnes de CO ₂	40,8	41,5	34,0	27,3	19,6
	en % par rapport à 2000		1,7	-16,7	-33,1	-52,0

Le paquet de mesures permet d'atteindre des résultats différents dans les trois domaines:

- Si les émissions de CO₂ liées à la consommation d'énergie des *Ménages* diminuent à l'horizon 2020 d'environ 25 % par rapport à 2000, ce qui correspond à l'ordre de grandeur des objectifs de la politique climatique actuelle, les mesures proposées pour les ménages ont pour effet que les émissions de CO₂ sont réduites d'environ 77 % en 2050 (2035: 59 %).
- Dans le secteur *Industrie & services*, les émissions de CO₂ baissent de 49 % jusqu'à 2050 (2020: 16 %; 2035: 35 %).
- Le renforcement des prescriptions sur les carburants induit à l'horizon 2050, dans le secteur *Transports*, une baisse des émissions de CO₂ de 57 % par rapport à 2000 (2020: 16 %; 2035: 42 %).

Pour que l'objectif à long terme du Conseil fédéral puisse être atteint, il faudrait, conformément au scénario «Nouvelle politique énergétique» (NPE), réduire de 11 millions de tonnes d'ici à 2020 les émissions de CO₂, qui s'élèvent à environ 42 millions de tonnes en 2010. La réduction des émissions de CO₂ devrait atteindre 22,2 millions de tonnes à l'horizon 2035 et environ 31,5 millions de tonnes d'ici à 2050.

4.3.5 Effets sur la sécurité d'approvisionnement

La stratégie énergétique 2050 est axée selon les principes de l'art. 89 de la Constitution fédérale, qui prévoit que la Confédération et les cantons s'emploient à promouvoir un approvisionnement énergétique suffisant, diversifié, sûr, économiquement optimal et respectueux de l'environnement. L'élaboration du présent paquet de mesures visant à concrétiser la Stratégie énergétique tient compte comme suit de ces principes:

- Pour compenser la disparition progressive de l'électricité nucléaire, la promotion intensive de l'efficacité énergétique, de la force hydraulique et des nouvelles énergies renouvelables est incontournable (cf. ch. 4.2.1 à 4.2.4, 4.2.6).
- La promotion accrue des énergies renouvelables et le passage, qui lui est lié, d'une production d'électricité centralisée à une production plus décentralisée et irrégulière implique de constituer des capacités de réserve dans le parc de centrales, capables de compenser les fluctuations de la production électrique issue des énergies renouvelables. La Suisse se trouve, dans ce domaine, en excellente position grâce aux centrales de pompage-turbinage existantes et prévues. Il convient de relever le potentiel du procédé «Power-to-Gas» qui consiste à transformer en gaz (hydrogène, méthane) le courant excédentaire produit de manière décentralisée dans des centrales éoliennes ou des installations photovoltaïques. Ce substitut de gaz naturel peut être stocké aisément et en grande quantité dans les réseaux de gaz naturel existants, transporté sur de courtes ou de longues distances ou encore utilisé pour la production d'électricité et de chaleur ou par des appareils auprès des consommateurs finaux (p. ex. chauffage à gaz) et par des véhicules à gaz. Pour garantir l'approvisionnement en électricité, des capacités de stockage d'énergie locales doivent être constituées à l'avenir pour compenser les besoins saisonniers et à court terme. Des activités sont nécessaires dans le domaine de la recherche énergétique, ainsi que le transfert à la pratique via les projets pilotes et de démonstration, et la prise en compte des possibilités de stockage d'énergie dans les autres champs d'activité (cf. ch. 4.2.10).
- La Stratégie énergétique tient compte du fait que les interactions entre l'énergie de bande et l'électricité de pointe doivent être réaménagées. Dans la mesure du possible, un nombre limité de centrales à gaz à cycle combiné pourrait fournir de l'électricité pendant toute l'année et contribuer à la stabilité du réseau. Les installations décentralisées de couplage chaleur-force fournissent de l'énergie de bande durant le semestre d'hiver, laquelle contribue à compenser la baisse de production d'électricité d'origine solaire et hydraulique durant cette saison (cf. ch. 4.2.7). S'y ajoutent les importations d'électricité, qui demeureront nécessaires pour assurer des compensations temporaires. Par ailleurs, les besoins plus importants durant le semestre d'hiver diminueront continuellement grâce au succès des mesures d'efficacité dans le cadre du programme Bâtiments, ce qui consolidera aussi la sécurité d'approvisionnement.
- Compte tenu des éventuelles centrales à gaz à cycle combiné et des installations de couplage chaleur-force, le gaz naturel ainsi que l'infrastructure d'approvisionnement en gaz naturel (réseaux et capacités de stockage notamment), sont appelés à jouer un rôle de plus en plus important dans l'approvisionnement énergétique de la Suisse. Comme le gaz naturel est surtout importé du territoire de l'UE, le Conseil fédéral entend participer au mécanisme de l'UE en cas de crise gazière et aspire à l'ouverture du corridor gazier sud-européen reliant la région de la mer Caspienne à l'Italie. Une telle mesure renforcerait la sécurité d'approvisionnement en gaz à long terme de la Suisse. En outre, l'industrie gazière examine les possibilités de mettre en place de grandes capacités de stockage du gaz en Suisse. Lors du choix du site pour d'éventuelles centrales à gaz à cycle combiné et des installations de

couplage chaleur-force, il faudra aussi prendre en compte que le réseau de gaz doit être conçu pour une consommation croissante ou qu'il doit être développé en conséquence. L'Association suisse de l'industrie gazière (ASIG) considère que le gazoduc de transit dispose aujourd'hui déjà des capacités suffisantes, équivalant à la consommation de deux à trois centrales à gaz à cycle combiné (soit environ 1 à 1,5 GW), pour prendre en charge la production d'électricité au moyen du gaz naturel.

- Du point de vue actuel, la dépendance envers l'étranger en ce qui concerne l'acquisition d'agents énergétiques fossiles se maintiendra à un niveau élevé parce que la Suisse ne dispose aujourd'hui d'aucun gisement de pétrole ni de gisements de gaz suffisamment importants pour être exploités. De tels gisements de gaz sont toutefois présumés. De nombreux projets de prospection sont actuellement en cours. La faisabilité technique et économique d'une exploitation devrait cependant être examinée dans les détails. D'éventuels projets visant à extraire des agents énergétiques fossiles en Suisse pourraient susciter d'importantes résistances des milieux politiques ou des collectivités. D'autre part, le programme Bâtiments et les évolutions technologiques dans les transports individuels déploieront pleinement leurs effets sur le long terme, de sorte que la dépendance envers les agents énergétiques fossiles diminuera sensiblement en raison de la baisse de la consommation dans ces domaines. L'objectif à long terme est de réduire de manière notable les énergies fossiles dans les domaines du chauffage et des transports (cf. ch. 2.3.3).
- Quant aux réseaux électriques, une transformation et un développement rapides vers les réseaux intelligents («smart grids») sont nécessaires, avant tout pour le réseau de distribution. De plus, la sécurité d'approvisionnement dans le domaine de l'électricité n'est possible qu'en association avec le réseau européen. C'est pourquoi le Conseil fédéral vise la participation au système européen et le raccordement de la Suisse au futur super-réseau électrique européen («super grid»), un réseau de lignes performantes à très haute tension. Ainsi, par ses importations et ses exportations, la Suisse doit pouvoir continuer d'assumer son rôle de plaque tournante de l'électricité au centre de l'Europe (cf. ch. 4.2.9).
- Les réseaux de transport de l'électricité jouent un rôle crucial pour garantir la sécurité de l'approvisionnement. En assurant le lien entre la production et la consommation, ils représentent un élément central du système d'approvisionnement en énergie, aussi bien au niveau national qu'international. Le raccordement au réseau interconnecté européen permet d'exploiter de manière flexible le parc national de centrales et de réagir rapidement en cas de perturbation dans notre pays, par exemple lors de l'arrêt d'une centrale nucléaire.
- Outre le réseau de transport de l'électricité, d'autres éléments et systèmes jouent un rôle clé pour garantir la sécurité de l'approvisionnement (systèmes de commande, centres de calcul, etc.). Une protection appropriée de ces éléments, basée sur les risques, constitue une condition sine qua non au bon fonctionnement de l'approvisionnement énergétique. Dans ce contexte, le Conseil fédéral a adopté en juin 2012 une stratégie nationale visant à proté-

ger les infrastructures critiques⁴⁸, qui doit notamment être concrétisée dans le cadre de la Stratégie énergétique (cf. art 8 LEne).

- L'augmentation de la part de l'énergie éolienne et de l'énergie solaire a une influence particulière sur la sécurité d'exploitation du réseau. Les paramètres météorologiques que constituent le rayonnement solaire et le vent sont prévisibles avec une certaine marge d'incertitude. Les prévisions concernant l'évolution de ces paramètres dans le temps gagneront en importance dans la gestion des réseaux électriques lors du développement prévu des énergies renouvelables. Il s'agit pour cette raison de considérer entre autres une meilleure intégration des données météorologiques lors de l'extension et de la transformation des réseaux en vue d'optimiser leur exploitation.
- Il n'est pas possible d'émettre des prévisions fiables s'agissant de l'évolution à long terme du prix de l'électricité. En Suisse, celui-ci dépend de la rémunération pour l'utilisation du réseau, du prix de l'énergie, des taxes et des prestations aux communes ainsi que des taxes destinées à promouvoir les énergies renouvelables. Les prix tendront à augmenter, notamment parce que des investissements importants sont nécessaires sur l'ensemble du réseau électrique et dans les infrastructures des centrales de notre pays. Cette situation influence la compétitivité de la place économique suisse, mais cet effet est atténué, car l'Europe se trouve face aux mêmes défis. A l'échelle de l'Europe, en effet, on observe d'importants besoins en centrales électriques en raison de l'ancienneté du parc existant et des réseaux électriques. De surcroît, l'Europe développe également fortement les énergies renouvelables.
- Enfin, la transformation du système énergétique s'effectuera en tenant compte des éventuels conflits d'intérêts et des objectifs fixés dans les domaines de la protection du climat, des eaux, du paysage et du territoire, tout en préservant la répartition des tâches entre la Confédération et les cantons.

4.4 Monitoring

En collaboration avec le Département de l'économie, de la formation et de la recherche (DEFR) et d'autres services fédéraux, le DETEC mettra en place un monitoring détaillé de la mise en œuvre du premier paquet de mesures et de l'ensemble de la Stratégie énergétique 2050, et établira des rapports périodiques sur l'avancement des travaux. Les coûts et l'utilité des mesures prises seront analysés; on observera également l'évolution de la sécurité d'approvisionnement et l'impact des mesures sur l'environnement. Les évolutions à l'échelle internationale et les progrès dans les domaines de la production d'énergie et d'électricité, mais aussi de l'énergie nucléaire, du développement et de la transformation du réseau, seront par ailleurs suivis continuellement, et l'Assemblée fédérale en sera informée.

4.5 Relation avec l'initiative parlementaire 12.400

Dans le cadre d'une initiative parlementaire lancée par la CEATE-N (iv. pa. 12.400), le Parlement a décidé, lors de la session d'été 2013, de renforcer l'encouragement de la production électrique issue d'énergies renouvelables au moyen de la rétribution de l'injection, sans solliciter davantage les entreprises grandes consommatrices d'électricité. Pour l'essentiel, l'iv. pa. 12.400 apporte quatre modifications de la loi sur l'énergie, qui entrent déjà en vigueur le 1^{er} janvier 2014, de manière anticipée par rapport au présent paquet de mesures. Tout d'abord, le supplément maximal perçu sur le réseau est augmenté à 1,5 ct./kWh, de manière à débloquer une grande partie des plus de 30 000 projets se trouvant sur la liste d'attente de la rétribution de l'injection (état juillet 2013). Ensuite, les entreprises grosses consommatrices d'électricité, c'est-à-dire les entreprises dont les frais d'électricité dépassent 5 % de la valeur ajoutée brute, pourront se faire rembourser tout ou partie du supplément pour éviter qu'elles ne subissent des désavantages concurrentiels. Troisièmement, le droit à la consommation propre pour les producteurs est clairement inscrit dans la loi. Finalement, les petites installations photovoltaïques d'une puissance inférieure à 10 kW doivent obtenir une rétribution unique au lieu de la rétribution de l'injection. Quant aux exploitants d'installations photovoltaïques d'une puissance de 10 à 30 kW, ils peuvent choisir entre les deux systèmes.

Dans sa prise de position sur l'iv. pa. 12.400, le Conseil fédéral a souligné qu'il en approuve l'orientation générale. La loi sur l'énergie, désormais élaborée, s'aligne en principe sur la modification décidée par le Parlement. Mais, conformément à sa prise de position, le Conseil fédéral propose dès lors de fixer le supplément maximal perçu sur le réseau à un montant de 2,3 ct./kWh. Par ailleurs, les contingents s'appliquant au domaine du photovoltaïque seront également valables pour les petites installations photovoltaïques au bénéfice d'une rétribution unique, ceci notamment pour des raisons d'égalité de traitement. Le Conseil fédéral propose ensuite de régler quelques aspects qui ne sont pas traités par l'iv. pa. 12.400 (p. ex. la date de référence pour les nouvelles installations photovoltaïques ou la règle selon laquelle la construction ne peut commencer qu'une fois garantie la rétribution unique).

4.6 Droit comparé, en particulier rapport au droit européen

L'Union européenne (UE) a obtenu par le Traité de Lisbonne la compétence en matière de politique énergétique (art. 194 TFUE). Ses objectifs sont entre autres la sécurité de l'approvisionnement en énergie, un marché de l'énergie qui fonctionne, la promotion de l'efficacité énergétique et des économies d'énergie et le développement de sources d'énergies nouvelles et renouvelables. Cependant, l'UE ne prescrit pas à ses Etats membres comment ils doivent orienter leur politique, par exemple quant aux agents énergétiques. L'UE poursuit en tant que ligne directrice la création d'un marché européen libéralisé et harmonisé à l'échelle européenne reposant sur des prescriptions communes concernant notamment le développement du marché, le commerce transfrontalier et la transparence. L'UE a édicté une directive relative aux énergies renouvelables et à leur promotion (directive 2009/28/CE visant à promou-

voir l'utilisation de l'énergie issue de sources renouvelables⁴⁹), tout en laissant une certaine liberté dans le choix des instruments d'incitation à ses Etats membres. Ceux-ci recourent de fait à de nombreux instruments, qu'ils combinent de diverses manières. La rétribution garantie du courant injecté est répandue: l'exemple de l'Allemagne, en particulier, est connu. Les autres pays voisins de la Suisse et aussi l'Espagne ont également adopté un système de rétribution du courant injecté. La Suède et l'Italie, par exemple, connaissent une réglementation de quotas (dont le respect est obligatoire, selon le modèle, pour les producteurs, les fournisseurs ou les consommateurs). On note des appels d'offres ponctuels, par exemple pour les éoliennes off-shore aux Pays-Bas et au Danemark et pour la biomasse en France. L'UE assigne à ses Etats membres des objectifs ou des pourcentages d'énergies renouvelables à l'horizon 2020, en fixant d'ici à cette date à 20 % la proportion des énergies renouvelables dans la consommation finale brute d'énergie de tous les Etats de l'UE. L'UE arrête aussi des règles de prise en compte dans les autres pays que le pays de production. Dans le domaine de la recherche, l'UE soutient les énergies renouvelables également par des fonds de l'UE. Des limites sont imposées aux Etats membres, notamment par l'interdiction des soutiens étatiques ou par l'obligation de notifier et de soumettre à approbation ces soutiens, lesquels comprennent aussi des exemptions de taxes.

Pour la Suisse, dans la perspective d'un éventuel accord sur l'électricité ou sur l'énergie avec l'UE, il faut en particulier éviter de créer des réglementations incompatibles avec celles de l'UE. S'agissant des mesures visant le CO₂ dans le domaine de la mobilité, qui sont proposées en l'occurrence, la norme de l'UE a été reprise. Dans la loi sur l'énergie, les mesures d'encouragement et de soutien et les paiements compensatoires dans le cadre des systèmes de rétribution de l'injection peuvent être concernés sous l'angle du droit régissant les aides de l'Etat. Pour l'essentiel, aucun conflit avec la législation de l'UE ne devrait apparaître sur ce point. D'une manière générale, la situation est délicate dès lors que des mesures ne sont pas motivées par la politique énergétique ou environnementale, mais par la politique économique (attractivité et compétitivité internationales des places économiques). Pour les instruments liés au développement des énergies renouvelables, c'est la motivation environnementale qui prévaut en définitive. S'agissant du remboursement du supplément perçu sur le réseau aux clients finaux dont la consommation est importante, il est d'une part positif (comparativement à la réglementation actuelle) que le remboursement devienne plus «général» et moins «spécifique», puisqu'un cercle plus large est susceptible de bénéficier des remboursements. D'autre part, vu l'obligation de conclure des conventions d'objectifs et de réinvestir une part du montant remboursé dans des mesures d'efficacité, le remboursement dépend désormais aussi de conditions relevant de la politique environnementale. Les objectifs d'efficacité pour les fournisseurs d'électricité sont compatibles avec ceux de l'UE, puisque celle-ci, dans sa directive sur l'efficacité énergétique⁵⁰, demande justement à ses membres d'introduire de tels instruments. Il en va de même pour la nouvelle réglementation inscrite dans la loi sur le CO₂, selon laquelle la taxe sur le CO₂ est partiellement remboursée aux exploitants d'installations CCF. Une telle réglementation devrait en

⁴⁹ Directive 2009/28/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et modifiant puis abrogeant les directives 2001/77/CE et 2003/30/CE, JO L 140 du 5.6.2009, p. 16.

⁵⁰ Directive 2012/27/UE du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2012.

principe s'inscrire dans la ligne des objectifs de l'UE. Dans la directive 2006/32/CE relative à l'efficacité énergétique dans les utilisations finales⁵¹, les installations CCF figurent explicitement parmi les «mesures admissibles visant à améliorer l'efficacité énergétique»; la directive 2004/8 CE⁵² vise spécialement à créer un cadre réglementaire visant une meilleure exploitation du potentiel des installations CCF par les Etats-membres.

4.7 Classement d'interventions parlementaires

Tableau 7

Interventions qui peuvent être classées sur la base du message

Type	N°	Auteur	Titre
M	05.3683	Lustenberger	Stratégie globale pour les 25 prochaines années
P	08.3760	CEATE-N	Réglementation concernant le montant de la rétribution applicable aux centrales solaires thermiques
P	08.3761	CEATE-N	Prendre en compte les frais supplémentaires effectifs résultant de l'énergie photovoltaïque
M	09.3357	CEATE-N	Simplification des procédures de certification des petites unités de production d'électricité issue d'énergies renouvelables
P	10.3708	Bourgeois	Energie hydraulique: potentiel de production et capacité
P	09.3908	Nussbaumer	Adapter le plan d'action pour les énergies renouvelables au modèle européen
P	10.3269	Wehrli	Réseau et centrales de pompage-turbinage écologiques
P	11.3115	Groupe PDC/PEV/PVL	Sécurité des centrales nucléaires suisses. Examen de la politique énergétique
P	11.3224	Leutenegger Filippo	Changer la stratégie énergétique
P	11.3348	Wasserfallen	Garantir l'approvisionnement de la Suisse en électricité
P	11.3422	Groupe BD	Introduire des tarifs progressifs pour l'électricité et l'utilisation du réseau
P	11.3435	Darbellay	Electricité et efficacité énergétique. Identifier les gisements d'économie

⁵¹ Directive 2006/32/CE du Parlement européen et du Conseil du 5 avril 2006.

⁵² Directive 2004/8/CE du Parlement européen et du Conseil du 11 février 2008; en principe confirmé par la Communication de la Commission au Parlement européen, au Conseil, au Comité économique et social européen et au Comité des régions du 8 mars 2011 – «Plan 2011 pour l'efficacité énergétique», COM 2011 109 final, non publié au Journal officiel.

Type	No	Auteur	Titre
P	10.3890	CEATE-N	Reprise et rétribution de l'électricité conformes à la loi
P	10.4164	Recordon	Avancement des procédures d'intérêt public
P	11.3307	Gutzwiller	Changer la stratégie énergétique
P	11.3353	Fiala	Mettre un terme au blocage de la production d'électricité au moyen d'énergies renouvelables
M	09.3456	Favre Laurent	Défiscalisation des revenus de la RPC pour la consommation électrique privée
M	11.3338	Rutschmann	Supprimer le droit de recours des associations pour les projets en matière d'énergie
M	11.3415	Groupe BD	Efficacité énergétique de l'éclairage public
M	11.3404	Groupe libéral-radical	Réseaux de transports. Simplification des procédures d'autorisation
M	11.3432	Leutenegger Filippo	Sécurité de l'approvisionnement en électricité
M	11.3331	Häberli-Koller	Promouvoir les projets RPC prêts à être réalisés
M	11.3345	Killer	Accroître davantage la production des centrales hydrauliques en Suisse
P	11.3536	Heim	Industries à forte consommation d'énergie. Garantir les emplois et la compétitivité
P	11.3587	Cramer	Economies d'énergie et énergies renouvelables: davantage de moyens pour la formation
P	11.3747	Grin	Abandon du nucléaire. Etudier et chiffrer les alternatives
M	09.4082	Cathomas	Production d'électricité à partir d'énergies renouvelables. Accélération de la procédure d'autorisation
M	11.3257	Groupe des Verts	Sortir du nucléaire
M	11.3375	Noser	Encourager les compteurs intelligents en Suisse
M	11.3376	Noser	Normes d'efficacité énergétique applicables aux appareils électriques. Elaborer une stratégie des meilleurs appareils pour la Suisse
M	11.3398	von Siebenthal	Valoriser le potentiel des énergies renouvelables indigènes au lieu de l'amoindrir
M	11.3403	Groupe libéral-radical	Production d'énergie renouvelable. Limiter la bureaucratie et accélérer les procédures
M	11.3426	Groupe BD	Centrales nucléaires. Ne pas renouveler les autorisations générales de construire
M	11.3436	Schmidt Roberto	Sortir du nucléaire par étapes

Type	N°	Auteur	Titre
M	11.3518	Büttiker	Les centrales de pompage-turbinage, épine dorsale de l’approvisionnement futur en électricité
M	10.3717	Groupe libéral-radical	Economies d’énergie. Créer des conditions attractives pour les assainissements et pour la reconstruction des vieux bâtiments
M	11.3851	Stadler Markus	Relever l’objectif d’augmentation de la production des centrales hydrauliques suisses
M	11.3926	Luginbühl	Identifier les possibilités d’exploitation de l’énergie hydraulique
P	12.3696	Häberli-Koller	Mesures visant à réduire la consommation d’énergie et les émissions de CO ₂ dans le bâtiment
P	12.4081	Wasserfallen	Modifier le droit du bail pour promouvoir l’efficacité énergétique
M	11.3501	Groupe libéral-radical	La conversion de la production énergétique ne doit pas mettre les emplois en péril

5 Commentaires article par article

5.1 Loi sur l’énergie

La loi sur l’énergie subit une révision totale en raison de la Stratégie énergétique 2050. Mais de nombreuses dispositions ne sont que légèrement, voire pas du tout modifiées, en tous cas pas sur le plan matériel. Les modifications de nature seulement rédactionnelle, les changements de présentation ou de numérotation ne sont que ponctuellement expliquées ci-après.

Chapitre 1 Objet, objectifs et principes

Art. 1 Objet

L’art. 1, al. 1, selon lequel la loi vise à contribuer à un approvisionnement énergétique suffisant, diversifié, sûr, économique et respectueux de l’environnement (de ce fait aussi de faible impact en termes de CO₂) est maintenu sans changement. En revanche, par rapport à la loi sur l’énergie de 1998, l’art. 2 est plus nettement orienté sur les énergies renouvelables et sur l’accélération de leur développement, requise par la sortie progressive de l’énergie nucléaire. Il est souligné à cet effet qu’avec ses instruments, la loi vise en particulier une utilisation renforcée des énergies renouvelables *indigènes*, et par conséquent le développement des capacités de production correspondantes dans le pays. Alors que les investissements dans la production étrangère d’électricité issue d’énergies renouvelables demeurent fondamentalement souhaités, ils ne constituent pas le but de la loi (se référer à l’art. 2 pour les objectifs de production concrets et la question de la prise en compte de la production étrangère).

Art. 2 Objectifs de développement de l'électricité issue d'énergies renouvelables

Al. 1: L'abandon progressif de l'électricité nucléaire place l'utilisation des énergies renouvelables pour la production électrique au centre de l'attention. Dans le cadre de l'établissement et de l'actualisation des Perspectives énergétiques (cf. ch. 2.1), on a calculé les potentiels de développement pour l'énergie solaire, la géothermie, l'énergie éolienne et la biomasse. Les objectifs de développement pour 2035 reposent sur le scénario «Nouvelle politique énergétique» (NPE) des Perspectives énergétiques. Par contre, les objectifs à court terme pour 2020 se réfèrent au scénario «Mesures politiques du Conseil fédéral» (POM).

Al. 2: L'exploitation de la force hydraulique, qui doit également continuer de fournir une importante contribution à la production d'électricité issue d'énergies renouvelables, doit aussi être développée. Dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050, le potentiel de développement de l'exploitation de la force hydraulique a fait l'objet d'un relevé. Les objectifs de développement de la force hydraulique découlent de ces résultats, le développement net visé pour 2035 étant de 2 TWh au total. 2012 constitue l'année de base pour les objectifs de développement avec une production attendue de 35,4 TWh. Il s'agit là d'une prévision de production moyenne basée sur la statistique des aménagements hydroélectriques de la Suisse (SAHE), laquelle lisse les fluctuations annuelles climatiques ou conjoncturelles. En ce qui concerne les centrales de pompage-turbinage, seule est prise en compte pour la réalisation des objectifs la part de la production, qui est produite grâce aux apports d'eau naturels. Sont en outre prises en compte les prévisions de production des petites centrales hydroélectriques (d'une puissance inférieure à 300 kW).

Al. 3: Les objectifs intermédiaires à fixer le cas échéant selon l'al. 3 s'entendent au sens d'objectifs. Il en va de même pour l'art. 3, al. 3.

La fixation d'objectifs permet de contrôler simplement le développement effectif. Quant aux objectifs de développement, il s'agit d'objectifs techniques basés sur des études de potentiel. Comme l'effectif de la population n'a pas d'influence sur le potentiel de développement, les objectifs de développement sont indiqués en valeurs absolues et non relatives, contrairement aux objectifs de consommation.

Les objectifs se rapportent à des mesures prises en Suisse, c'est pourquoi la possibilité actuelle de prendre en compte l'électricité produite à l'étranger à partir d'énergies renouvelables est supprimée. On a renoncé à fixer des objectifs de production de chaleur, mais la chaleur est implicitement visée dans les objectifs de consommation (art. 3).

Il convient de préciser que les art. 2 et 3 ne visent en aucune manière à limiter les compétences cantonales ou communales dans ces domaines: les cantons – et les communes dans le cadre de leurs compétences respectives – peuvent prévoir leurs objectifs propres dans les domaines qui sont les leurs.

Art. 3 Objectifs de consommation

Les objectifs de consommation pour 2035 reposent sur le scénario «Nouvelle politique énergétique» (NPE) des Perspectives énergétiques. Les objectifs à court terme pour 2020 sont en revanche axés sur le scénario «Mesures politiques du Conseil fédéral» (PCF).

Les objectifs formulés par habitant permettent de contrôler simplement l'évolution effective de la consommation indépendamment de l'évolution démographique. C'est pourquoi les objectifs de consommation, contrairement aux objectifs de développement, sont exprimés en valeurs relatives. Pour les objectifs intermédiaires, il convient de se référer aux explications concernant l'art. 2, al. 3.

Art. 4 Adaptation des objectifs

Conformément à l'art. 61, al. 3, le Conseil fédéral doit évaluer tous les cinq ans l'impact et l'efficacité de la loi sur l'énergie et faire rapport à l'Assemblée fédérale sur la réalisation des objectifs fixés aux art. 2 et 3. S'il apparaît que ceux-ci ne peuvent pas être atteints, il propose les mesures supplémentaires nécessaires, conformément à l'art. 61, al. 3. Si les objectifs ne peuvent pas non plus être atteints par ces mesures supplémentaires, il propose à l'Assemblée fédérale, conformément à l'al. 1, d'adapter les objectifs prévus pour 2035.

Art. 5 Collaboration avec les cantons et les milieux économiques

Il importe que la Confédération et les cantons coordonnent leurs politiques énergétiques. En ce qui concerne les milieux économiques, il s'agissait prioritairement à ce stade de tenir compte de leurs mesures (librement consenties), les prescriptions n'étant édictées qu'à titre subsidiaire. Ce principe de subsidiarité est désormais supprimé. Il serait étranger à la logique de la nouvelle politique énergétique ou, en tout cas, ne requiert pas d'être inscrit dans la loi.

Art. 6 Principes

L'accent de cette disposition est mis encore plus nettement sur les énergies renouvelables. Le principe de l'utilisation économe et rationnelle de l'énergie reste inchangé. L'énumération des principes essentiels, à l'al. 1, n'exclut pas pour autant que certains autres aspects soient pris en compte. Ainsi on cherchera, par exemple lors de l'utilisation de la biomasse, à produire en premier lieu des produits de haute qualité, telles que les denrées alimentaires, les matériaux de construction, etc. Les sous-produits et les déchets générés doivent être réutilisés le mieux possible tant sur le plan de l'énergie que sur celui des substances.

Le principe de causalité, établi jusqu'ici à l'art. 3, al. 3, est intégré sous une formulation plus claire dans les principes de la nouvelle loi (*al. 1, let. c*).

L'al. 2 prescrit un examen de nécessité pour la construction et la transformation d'installations de production électrique fossiles. Cette disposition correspond au droit en vigueur (actuel art. 6), mais elle est désormais rattachée dans la loi aux principes en raison de son caractère fondamental. Elle est légèrement reformulée pour exprimer encore plus clairement que les centrales thermiques à combustibles fossiles ne sauraient être construites que si elles sont effectivement nécessaires du fait que les besoins ne pourraient pas être couverts par les énergies renouvelables. Cette norme fondamentale n'affecte pas les autres restrictions ou prescriptions concernant la construction ou la transformation de centrales thermiques à combustibles fossiles que prévoient les législations fédérale ou cantonales. En d'autres termes, la présente disposition vient simplement s'y ajouter. Dès lors, elle n'instaure pas de procédure d'autorisation supplémentaire. Reste qu'à l'instar du droit actuellement en vigueur, elle représente une condition supplémentaire dont dépend

l'autorisation de construction ou de transformation des centrales thermiques à combustibles fossiles, condition examinée par l'autorité (cantonale) compétente dans le cadre de la procédure d'autorisation (généralement la procédure d'autorisation de construire).

L'*al.* 3 doit souligner l'importance du principe de proportionnalité qu'il convient toujours d'observer. L'*alinéa* s'appuie sur le droit existant (actuel art. 3, al. 4), mais sa formulation est un peu plus large. Il décrit désormais de manière générale de quelle manière les mesures et les directives visées par la LENE doivent être conçues. Dès lors que des «directives» sont désignées de manière non spécifique – outre les mesures ordonnées au cas par cas –, la norme devient une directive générale qu'il s'agira d'observer aussi lors de l'édiction de dispositions d'exécution. La désignation explicite de chaque aspect à considérer ne doit pas pour autant exclure d'autres éléments: il convient ainsi de continuer à prendre en compte de manière inchangée les standards relatifs au droit de l'environnement, même s'ils ne sont pas mentionnés dans la loi.

Chapitre 2 Approvisionnement en énergie

Section 1 Dispositions générales

Art. 7 Définition de l'approvisionnement énergétique, et compétences

La norme actuelle (art. 4) définissant l'approvisionnement énergétique et attribuant celui-ci à la branche énergétique reste matériellement inchangée.

Art. 8 Principes directeurs de l'approvisionnement énergétique

La norme est en majeure partie reprise sans changement de la législation en vigueur (art. 5).

Seul l'*al.* 1 contient des nouveautés: désormais, la dimension temporelle de la sécurité d'approvisionnement est intégrée dans le libellé et il est expressément arrêté qu'un approvisionnement énergétique sûr implique une disponibilité énergétique suffisante *en tout temps*.

En outre, la protection contre les pannes des infrastructures critiques, y compris les techniques d'information et de communication qui leur sont liées (TIC), par exemple en raison de catastrophes naturelles, de sabotage, d'attentats terroristes ou de cyberattaques, est désormais mentionnée au nombre des conditions garantissant un approvisionnement énergétique sûr.

Les infrastructures critiques ont pour fonction de mettre des biens et services essentiels à la disposition de la société, de l'économie et de l'Etat. En font partie l'approvisionnement en électricité, l'approvisionnement en pétrole et l'approvisionnement en gaz naturel. Sont compris tous les processus, organisations, produits et services, de même que les installations et les équipements techniques et de construction de base qui sont essentiels – seuls ou en réseau – au fonctionnement sûr, fiable et performant de l'approvisionnement énergétique de la Suisse. La protection des infrastructures critiques comprend les mesures destinées soit à réduire la probabilité de survenance ou l'ampleur du dommage causé par un dérangement, une panne ou une destruction, soit à en minimiser la durée.

La protection TIC comprend les mesures visant à protéger l'intégrité et la disponibilité des systèmes TIC de même que la confidentialité, l'intégrité, la disponibilité et la traçabilité des données sauvegardées, traitées et transmises par ces systèmes.

Art. 9 Sécurité de l'approvisionnement énergétique

La norme actuelle (art. 6a), qui vise les périls menaçant l'approvisionnement électrique, est généralisée en une disposition qui embrasse l'approvisionnement énergétique dans son ensemble. S'agissant spécifiquement de l'électricité, l'art. 9 LApEl prévoit une cascade de mesures encore plus concrètes.

Désormais, la généralisation de la disposition comprendra notamment l'approvisionnement en gaz naturel. La sécurité de celui-ci gagne en importance vu l'éventuelle augmentation de la part des centrales à cycles combinés alimentées au gaz et des installations de couplage chaleur-force dans la production électrique de la Suisse. En outre, les capacités de réseau et de stockage sont dorénavant explicitement mentionnées en raison de la décentralisation croissante de l'injection d'électricité.

L'adéquation d'un site (*al. 3*) recouvre deux aspects: d'une part la prise en compte des intérêts de la protection de la nature, du patrimoine, des monuments ou de questions analogues et, d'autre part, l'adéquation énergétique du site, permettant notamment d'utiliser le plus intégralement possible la chaleur produite (par exemple grâce à la proximité du consommateur par rapport à la chaleur produite).

Art. 10 Garantie de l'origine, comptabilité électrique et marquage

L'art. 10 prescrit – à des fins de transparence et d'information des utilisateurs finaux – l'obligation de marquage de l'électricité, de la tenue d'une comptabilité de l'électricité et de l'établissement d'une garantie de l'origine. La loi reflète donc la situation qui prévaut d'ores et déjà.

On établit ainsi notamment, à l'aide de la garantie d'origine, la transparence pour une certaine quantité d'électricité produite pendant une période déterminée. Il s'agit d'indiquer les agents énergétiques (type de production) utilisés, par exemple de préciser si l'électricité provient de centrales nucléaires ou de sources d'énergie renouvelables.

L'*al. 2* décrit une autre fonction de la garantie d'origine, à savoir de rendre négociable la valeur de certains types de courant. Elle constitue à cet égard une sorte de papier-valeur. La plus-value écologique de l'électricité d'origine renouvelable fait notamment couramment l'objet d'un commerce. Celui qui acquiert une garantie d'origine peut déclarer à l'égard de ses clients la quantité d'électricité définie dans la garantie avec le sceau de qualité que confère la garantie sans être contraint de livrer effectivement le type d'électricité en question. Les utilisateurs finaux acquièrent ainsi *de facto* toujours du «courant gris», et ce, dès aujourd'hui. Dans la mesure où ils payent d'avantage pour l'obtenir, ils compensent la plus-value écologique transmise par le système de garantie d'origine et financent ainsi la production plus coûteuse. Il est donc justifié que les fournisseurs d'électricité déclarent le courant fourni comme «renouvelable» lorsqu'ils disposent de garanties d'origine correspondant à la quantité livrée.

Le négoce de garanties d'origine pour l'électricité provenant d'installations bénéficiant du système de rétribution de l'injection est interdit. La plus-value écologique

qui est ainsi conférée n'est à la disposition ni de l'exploitant de l'installation ni du gestionnaire de réseau, mais de tous les clients finaux qui, en définitive, (co-) financent les installations au moyen du supplément perçu sur le réseau (art. 37). Cependant, le négoce des garanties d'origine n'est pas bloqué pour l'électricité produite par des installations bénéficiant d'une aide à l'investissement au sens du chapitre 5, p. ex. de la rétribution unique; ceci découle indirectement de l'al. 2.

Les *al. 3 et 4* définissent l'obligation de tenir une comptabilité électrique et d'informer les utilisateurs finaux (marquage).

Al. 5: Des dérogations aux obligations visées à l'art. 10 doivent être possibles pour des raisons de proportionnalité, par exemple pour les petites installations ou pour les groupes électrogènes de secours.

Les standards en matière de marquage et de garanties de l'origine peuvent évoluer, notamment dans l'Union européenne. Le Conseil fédéral est donc habilité à édicter des prescriptions pour d'autres domaines (p. ex. pour le biogaz), dans le but notamment de rester en phase avec ladite évolution. Il peut par ailleurs régler d'autres questions de détail en lien avec les garanties d'origine, notamment celles de l'authenticité ou des contrefaçons.

L'OFEN est compétent pour tout ce qui a trait à l'art. 10 (cf. art. 69); c'est lui qui sera chargé d'émettre les garanties d'origine, tâche précédemment assumée par la Société nationale du réseau de transport. Le système des garanties d'origine est financé par des taxes. L'imputation de ces coûts sera éventuellement à régler par voie d'ordonnance.

Section 2

Aménagement du territoire et développement des énergies renouvelables

Art. 11 Concept de développement des énergies renouvelables

Certains cantons ont déjà recensé les énergies renouvelables dans le sens de l'aménagement du territoire et procédé à des délimitations de zones. Avec le concept de développement visé à l'art. 11, tous les cantons le feront à l'avenir. Le recensement doit répondre à un standard uniforme et s'inscrire dans une perspective nationale. Les cantons sont soutenus par la Confédération dans la réalisation de ces objectifs. Du point de vue actuel, une planification dans les domaines de la force hydraulique et de l'énergie éolienne apparaît le plus nécessaire. D'autres technologies pourront suivre.

Le concept de développement consiste en une planification des cantons, élaborée conjointement et répartie sur plusieurs étapes. Il est nécessaire de coopérer lorsqu'il est question d'assurer vision globale (objectifs de développement), méthodologie, uniformité, coordination et regroupement d'informations. La Confédération participe à l'élaboration du concept de développement justement pour veiller à ces questions (art. 11). Les cantons demeurent libres en premier lieu de s'organiser comme ils l'entendent (d'une part individuellement, d'autre part dans une perspective de collaboration). Ils doivent par exemple déterminer eux-mêmes les services compétents pour les différentes étapes des travaux. La LENE ne fixe aucune prescription à ce sujet.

L'objectif de la planification est de renforcer considérablement l'utilisation des énergies renouvelables, conformément aux objectifs de développement impliqués notamment par la sortie de l'énergie nucléaire (art. 2). Une planification globale, qui fait la part aux compromis, sait aussi exclure certaines zones de l'utilisation (planification négative). Les intérêts opposés en matière d'utilisation sont principalement ceux de la protection de la nature et du patrimoine. S'y ajoutent d'autres intérêts à protéger comme la forêt, les migrations d'oiseaux ou les besoins indispensables de la navigation aérienne, par exemple. Les intérêts opposés ne relèvent pas forcément de la protection, mais peuvent aussi concerner des questions d'utilisation. Des conflits peuvent par exemple survenir entre des installations produisant de l'énergie et le maintien de terres cultivées ou affectées à l'agriculture. De plus, affirmer qu'une zone «se prête» à l'utilisation peut entraîner un besoin de développement du réseau (let. b), ce qui peut avoir des répercussions sur l'aménagement du territoire ou sur le paysage. Reste que malgré tous ces points de vue, l'idée première de la planification n'est pas de préserver des territoires, mais bien au contraire de présenter des zones d'utilisation potentielles. C'est pourquoi l'al. 3, demande que les potentiels existants soient utilisés de manière adéquate.

Un important résultat de la planification et une composante du plan est fourni par une carte (al. 4), qui représente les zones en question de manière sommaire, c'est-à-dire à large échelle et non parcelle par parcelle. Les cartes devront être établies selon des critères spécifiques aux technologies concernées et non pas en combinant plusieurs d'entre elles. Des explications textuelles sont par ailleurs aussi nécessaires.

Le concept de développement ne correspond pas à une conception au sens de l'art. 13 LAT, car il s'agirait alors d'un instrument de la Confédération (dans l'exercice de ses activités qui ont des effets sur l'organisation du territoire). Il existe d'ores et déjà, sous la désignation de «programme», de «plan», de «conception» ou de «concept», diverses planifications nées d'une coopération entre la Confédération et les cantons, ce dont tient compte le présent concept de développement proposé.

Si l'al. 5 exige que le concept de développement soit soumis au Conseil fédéral, cette disposition signifie naturellement qu'il doit l'être dans une forme finie. Les cantons devront définir de concert avec la Confédération les modalités concrètes de finalisation, ou d'approbation le cas échéant. Le Conseil fédéral devra notamment prendre en compte, pour l'approbation du concept de développement proposé, si les objectifs de développement peuvent être ainsi atteints.

Le concept de développement s'accompagne des effets suivants: le concept de développement a ceci de contraignant qu'il oblige la Confédération et les cantons à en tenir compte dans l'accomplissement de leurs tâches (dans tous les domaines) ayant des effets sur l'aménagement du territoire (al. 6). Pour le Conseil fédéral, le concept de développement donne également une ligne directrice lors de l'approbation des plans directeurs cantonaux.

L'al. 7 arrête un principe de portée générale, selon lequel les planifications ne sont jamais gravées dans le marbre. Le concept visé à l'art. 11 doit certes valoir à moyen terme, mais il reste fondamentalement révisable.

Art. 12 Tâches de la Confédération

La Confédération apporte principalement une vue d'ensemble à l'échelle de la Suisse. Elle soutient également les cantons dans l'élaboration des éléments de base, comme il se doit pour toute planification du territoire. Par exemple, elle peut fournir des bases méthodologiques et, s'agissant de leur élaboration, rendre exploitable le savoir déjà disponible dans certains cantons. Il importe également que le concept de développement et surtout les représentations des cantons répondent à un standard uniforme. A cet égard et s'agissant de la coordination, notamment lors de la synthèse des résultats partiels élaborés dans les cantons, la fonction d'aide de la Confédération est importante. Une fois les premiers travaux de base disponibles, la Confédération doit pouvoir en outre émettre des directives minimales à l'intention des cantons, du moins à certains d'entre eux, dans la mesure où elle attribue un objectif de développement relativement concret jouant le rôle de valeurs de référence.

Al. 2: La Confédération est représentée en premier lieu par le DETEC, dont font partie les offices principalement concernés (ARE, OFEN et OFEV). Lorsque d'autres départements sont concernés, à l'instar du Département fédéral de l'intérieur (DFI), ceux-ci doivent être intégrés au processus.

L'al. 3 prévoit la compétence subsidiaire de la Confédération. Celle-ci peut, trois ans après l'entrée en vigueur de la loi, prendre la conduite des travaux de planification si les cantons responsables en première ligne n'obtiennent pas (globalement) les résultats voulus pour le développement rapide et conséquent des énergies renouvelables. Elle peut également endosser la conduite des travaux lorsqu'un projet de concept adéquat n'aboutit pas parce que certains des acteurs concernées en bloquent le déroulement.

Art. 13 Plans directeurs des cantons et plans d'affectation

Si l'objectif est de donner aux projets concrets de meilleures chances de réalisation par les dispositions de planification du territoire et si l'on veut que la procédure d'autorisation à suivre soit aussi courte que possible, des zones approximativement définies, telles que visées dans le concept de développement, ne suffiront pas. Il faudra des dispositions contraignantes prévues dans les instruments traditionnels d'aménagement du territoire, en particulier dans le plan directeur.

De ce fait, les cantons devront également reporter des délimitations de périmètre dans les plans directeurs. Seule cette transcription rend les dispositions obligatoires, c'est-à-dire contraignantes pour les autorités. L'art. 13 établit cette obligation, d'une part en lien avec le concept de développement, qui doit servir de base, d'autre part en référence au nouvel art. 8b LAT, qui institue également les énergies renouvelables au rang des contenus du plan directeur. A cet égard, l'art. 13 constitue donc en quelque sorte une disposition charnière entre la LENE et la LAT. Le concept de développement constitue pour les plans directeurs une base selon la formule «se conformer ou s'expliquer» («comply or explain»). Les cantons peuvent par conséquent s'écarter du concept de développement pour autant qu'ils aient de bonnes raisons de le faire. Ils disposent ainsi d'une certaine liberté et ne sont pas tenus de mettre en œuvre ou de transposer à la lettre le concept de développement. Il est envisageable, par exemple, que d'autres zones soient intégrées dans le plan directeur à titre de remplacement. Les cantons ne doivent pas reporter leurs travaux en lien avec leurs plans directeurs en raison de l'élaboration du concept de développement.

Il est par contre important qu'ils ne prennent aucune disposition allant à l'encontre des objectifs de développement ou rendant leur réalisation illusoire.

Pour les installations éoliennes, tout particulièrement, un plan d'affectation est souvent nécessaire. Dans de tels cas et dans les cas apparentés, la planification directrice ne suffit pas: conformément à l'al. 2, la collectivité publique concernée doit alors édicter le plan d'affectation (spécial).

Les cantons et, lorsqu'il est nécessaire, les communes doivent appliquer rapidement aux adaptations du plan directeur et des plans d'affectation.

Lorsque la procédure d'autorisation (de construction) doit être suivie pour un projet concret, les dispositions d'aménagement du territoire fournissent une base plus solide. Néanmoins, il reste possible de mettre en question le choix du site dans le cadre de la procédure d'autorisation. Mais les autorités compétentes en matière d'autorisation et les tribunaux devront prendre en compte le fait que certains sites se trouvent, selon les délimitations de la planification, dans des zones destinées à l'utilisation et qu'en principe leur évaluation repose sur une décision favorable à l'utilisation. Dans le cadre de l'exercice du pouvoir d'appréciation, l'adéquation d'un site avec un projet, avérée dans la planification, doit être pris en compte. Une autorisation ne sera cependant pas délivrée à un projet pour cette seule raison. Il convient évidemment de vérifier à cet effet tous les autres aspects importants, par exemple le respect de la législation afférente sur la protection de l'environnement, la protection des eaux et le droit forestier.

Art. 14 Intérêt national à l'utilisation des énergies renouvelables

L'*art. 14* désigne le recours aux énergies renouvelables comme étant réputé d'intérêt national. L'*al. 1* reconnaît cet intérêt de manière générale et souligne l'intérêt de la tâche en soi. Les *al. 2 à 5* concernent les installations de production qui doivent obtenir ce statut. Jusqu'alors, les installations produisant de l'énergie en conflit avec d'autres intérêts ne bénéficiaient pas d'une situation aisée dans la procédure d'autorisation, notamment par rapport à des objets inscrits dans l'IFP (Inventaire fédéral des paysages, sites et monuments naturels d'importance nationale). Ces objets couvrent environ un cinquième de la superficie du territoire suisse et, conformément à l'art. 6 de la loi fédérale du 1^{er} juillet 1966 sur la protection de la nature et du paysage (LPN, RS 451) doivent être en principe conservés intacts ou en tout cas ménagés le plus possible. Des dérogations à la règle de la conservation intégrale ne peuvent être envisagées que si le projet énergétique concret est évalué comme étant d'un intérêt (d'importance nationale) égal ou supérieur. Dans d'autres conflits, impliquant d'autres intérêts que ceux de l'IFP, par exemple avec la protection des zones alluviales, les réserves d'oiseaux, la navigation aérienne (civile ou militaire) ainsi que les biotopes ou encore la forêt, la pratique exige pour l'autorisation d'un projet énergétique qu'il soit d'une certaine importance. Parfois, l'intérêt à l'utilisation de l'énergie doit même revêtir une importance nationale pour que l'installation en question puisse en principe bénéficier d'une autorisation.

La place des installations énergétiques revêtant le statut d'«intérêt national» doit être renforcée par rapport à tous les intérêts opposés. Pour la pesée des intérêts, qui doit être effectuée lorsqu'il s'agit de se prononcer sur l'autorisation d'un projet énergétique concret, il convient d'accorder à ce projet une meilleure position de départ par rapport à la situation qui prévaut actuellement et permettre une meilleure pesée des intérêts. Les projets énergétiques au bénéfice du statut correspondant doivent être

mis sur le même plan que les intérêts en matière de protection ou d'utilisation. L'utilisation des énergies renouvelables n'est pas possible dans les marais ou les sites marécageux, qui ne jouissent pas d'un statut comparable, dans la mesure où ils sont protégés de manière absolue par la Constitution fédérale.

La nouvelle politique énergétique, qui prévoit notamment un important développement des énergies renouvelables, doit permettre de construire même dans les zones protégées par l'IFP davantage d'installations de production d'électricité et de centrales à pompage-turbinage, dont le rôle est important pour les énergies renouvelables. Il ne s'agit certes pas de donner carte blanche à la construction d'installations de production dans les zones protégées, même si ces dernières ne peuvent pas non plus être considérées comme des espaces totalement exclus. En ce sens, l'art 14, qui fixe désormais dans la loi un intérêt national, doit induire une focalisation accrue en faveur des énergies renouvelables.

L'al. 3 désigne de manière non exhaustive les cas où le statut d'«intérêt national» entre en ligne de compte dans le cadre de la pesée des intérêts. Toutes les mesures de construction sont visées, spécialement aussi l'extension ou la rénovation de centrales existantes; la notion de concession ne renvoie pas seulement à l'octroi d'une première concession, mais aussi au renouvellement d'une concession ou au complément d'une concession.

Comme l'al. 2 se réfère spécifiquement et à titre d'exemple à l'art. 6 de la LPN, l'al. 3 décrit explicitement, pour le cas d'un conflit avec un objet inscrit à l'IFP, quelles conditions de départ doivent prévaloir à la pesée des intérêts: en référence à la teneur de l'art. 6, al. 2, LPN, il prévoit qu'il est possible d'envisager une dérogation à la règle suivant laquelle un objet inventorié doit être conservé intact. Cette disposition ne change assurément rien au fait qu'il faut décider chaque fois au cas par cas, sur la base de tous les éléments, lequel des deux intérêts – utilisation ou protection – doit prévaloir sur l'autre.

Le degré d'importance qu'acquière les énergies renouvelables en vertu de l'art. 14 s'applique bien entendu d'autant plus aux zones qui bénéficient d'une protection autre, mais plus faible que celle de la LPN. Tel est le cas par exemple des objets inscrits dans un inventaire cantonal. Cette nouvelle situation ne signifie cependant pas que les intérêts énergétiques doivent emporter toujours et automatiquement sur les objets bénéficiant de la protection cantonale. Au contraire, les installations énergétiques doivent alors obtenir, dans la pesée des intérêts, une position équivalente à celle qu'elles auraient par rapport à un objet inscrit dans l'IFP. Il ne serait dès lors pas souhaitable de conclure, en vertu de l'art. 14, qu'aucune installation en deçà du seuil de taille et d'importance prévu ne puisse être construite dans une zone IFP. S'il s'agit globalement de déplacer l'accent (en faveur de l'utilisation de l'énergie), les installations de taille ou d'importance inférieure au seuil ne sauraient être plus mal loties qu'aujourd'hui. Elles doivent à tout le moins conserver leur valeur actuelle. Leur réalisation doit donc être notamment possible au prix d'une atteinte légère, voire si aucun objectif de protection n'est touché. Dans tous ces cas également, il convient toujours de statuer en considérant toutes les circonstances du cas d'espèce.

Al. 4 et 5: Le Conseil fédéral définira par voie d'ordonnance la taille et l'importance requises. Il indiquera en chiffres la taille pour laquelle les critères de la puissance et de la quantité produite sont déterminants. Mais les critères qui constituent les autres aspects de l'importance d'une installation (capacité de stockage, couverture de la puissance de pointe, part de production hivernale, etc.) ne sont pas aussi faciles à

quantifier. Pour les nouvelles installations, notamment, il faut aussi prendre en compte les besoins de développement du réseau (terrain supplémentaire à construire, coûts des nouvelles lignes).

Art. 15 Attribution de l'intérêt national dans d'autres cas

La nouvelle LEn permet de classer les installations en trois catégories: premièrement, les installations revêtant le statut d'«intérêt national» visé à l'art. 14; deuxièmement, les installations se trouvant en deçà de ce seuil, pour lesquelles la situation de départ prévalant à la pesée des intérêts – comme expliqué au sujet de l'art. 14 – doit rester la même qu'aujourd'hui et ne doit donc pas se péjorer. L'art. 15 introduit une troisième catégorie intermédiaire concernant un petit nombre d'installations qui n'atteignent certes pas le seuil défini à l'art. 14, mais obtiennent néanmoins le statut d'intérêt national.

En vertu de l'art. 15, le Conseil fédéral ne prescrit aucune valeur seuil abstraite et générale, mais accorde par voie de décision le statut d'«intérêt national» à une installation donnée. La compétence revient au Conseil fédéral parce qu'il établit aussi les inventaires de protection (art. 5 LPN). Il ne doit toutefois être recouru à l'art. 15 qu'à titre exceptionnel. L'accord du canton d'implantation est exigé afin que les exploitants ne soient seuls à décider quels projets seront soumis au Conseil fédéral. Un certain contrôle de la qualité est ainsi assuré, et le nombre de demandes devrait se maintenir dans des proportions raisonnables. Par ailleurs, l'accord du canton reflète l'acceptation du projet dans la région concernée.

Il est par exemple possible d'envisager la reconnaissance du statut d'une installation dont l'un des critères n'atteint pas le seuil visé par l'ordonnance, mais pour autant que sa taille et son importance soient avérées dans l'ensemble. L'art. 15 pourrait en outre s'appliquer par analogie aux cas et aux technologies pour lesquels le Conseil fédéral n'a pas ou pas encore défini la taille et l'importance requises dans l'ordonnance.

Art. 16 Procédure d'autorisation et délai d'expertise

Les commissions visées dans la LPN, et plus particulièrement la Commission fédérale pour la protection de la nature et du paysage (CFNP), doivent établir une expertise pour divers projets. Or, il arrive que ces expertises ne soient aujourd'hui pas disponibles, notamment pour des raisons de manque de ressources en personnel. La fixation d'un délai pour les commissions visées dans la LPN, mais aussi pour les autres services (al. 2) devrait permettre de raccourcir les procédures. Les autorités cantonales ou communales compétentes en matière d'autorisation demanderont une expertise au moyen d'une décision incidente, une fois seulement que tous les documents nécessaires à la procédure auront été réunis. Si une inspection sur place s'avère nécessaire, il conviendra d'attendre au besoin qu'elle ait eu lieu avant de fixer un délai. Mais on ne saurait attendre indûment cette inspection pour ajourner le moment où le délai d'expertise commencera à courir.

Dans la plupart des cas, ce sont les cantons ou les communes qui décernent les autorisations de construire des installations de production. Cette situation doit rester inchangée et ne saurait d'ailleurs être modifiée sans autres en vertu de la Constitution fédérale. Reste que la Confédération décerne elle aussi des autorisations, en particulier des autorisations de police requises pour des raisons de sécurité. Les

prises de position proviennent en grande majorité des autorités fédérales. Un service fédéral – au sens d'un guichet unique – doit assurer la coordination de toutes ces autorisations et prises de position (al. 3). Il ne s'agit pas de créer un nouveau service, mais de confier la tâche aux offices et unités existantes. Les expertises des commissions visées dans la LPN n'entrent pas dans le cadre de cette coordination. En vertu de l'al. 2, les autorités cantonales compétentes en matière d'autorisation y ont directement accès.

Chapitre 3 Injection d'énergie de réseau et consommation propre

Art. 17 Obligations de reprise et de rétribution

L'art. 17 prévoit des obligations de reprise et de rétribution incombant aux gestionnaires de réseau pour certains types d'énergie de réseau. A l'instar de la disposition précédente (l'art. 7 de la loi actuelle), il vise à instaurer une compensation minimale entre la position régulièrement plus faible de producteurs dont la production est relativement moins importante, et les entreprises d'approvisionnement en énergie. Il s'agit surtout d'améliorer ainsi le cadre réglementaire prévalant à la production à partir d'énergies renouvelables. Pour toute énergie qu'ils souhaitent vendre, les producteurs concernés doivent dans tous les cas avoir un acquéreur qui leur paie un prix approprié. L'art. 17 constitue une atteinte à la liberté contractuelle dans la mesure où, d'une part, il contraint les entreprises d'approvisionnement en électricité à acheter l'électricité offerte et, d'autre part, il émet des principes concernant le prix d'achat (la rétribution). Pour le reste, les parties demeurent libres, dans le cadre de l'ordre juridique actuel, de définir comme elles l'entendent les modalités du contrat. L'art. 17 ne doit être appliqué que de manière subsidiaire, à savoir lorsque les parties ne parviennent pas à s'entendre au sujet des points concernés (cf. al. 3); lorsqu'elles tombent d'accord sur une rétribution, elles ne sont pas liées aux règles de l'art. 17 en ce qui concerne sa détermination.

En dehors du champ d'application de l'art. 17, les producteurs sont finalement tenus de trouver eux-mêmes sur le marché libre un acquéreur pour l'électricité offerte et de négocier la rétribution sans pouvoir invoquer la présente garantie minimale.

Il convient de préciser que l'art. 17 ne traite pas de thèmes comme le raccordement ou l'accès au réseau. Pour ces deux questions, les dispositions de la LAPeI et de la loi du 4 octobre 1963 sur les installations de transport par conduite (LITC, RS 746.1) s'appliquent. La notion de «reprise» ne désigne pas l'utilisation physique du réseau, mais le fait d'acquérir une certaine quantité d'énergie en tant qu'acheteur. Et c'est en ce sens qu'il faut aussi comprendre le terme de gestionnaire de réseau. Dans le domaine de l'électricité, les entreprises d'approvisionnement en électricité doivent assurer l'indépendance de l'exploitation du réseau et séparer au moins sur le plan comptable les secteurs du réseau de distribution des autres secteurs d'activité (art. 10 LAPeI). En d'autres termes, le gestionnaire de réseau s'entend ici en sa qualité de fournisseur d'énergie dans une zone de desserte déterminée, et non en tant que gestionnaire de réseau en tant que tel.

C'est en ce sens également qu'il faut voir la suppression d'une partie de l'art. 7 de l'actuelle LENE, qui prévoit que la garantie de reprise et de rétribution n'est assurée que si l'énergie est offerte sous une forme adaptée au réseau. La forme sous laquelle l'énergie doit être offerte pour que le gestionnaire de réseau puisse la recevoir (phy-

siquement) ainsi les aspects à considérer avant ou lors de l'injection d'énergie dans le réseau sont des questions qui relèvent en premier lieu de la LApEl et de la LITC. Cette suppression est donc purement formelle et n'entraîne pas de changements matériels.

L'*al. 1* règle les obligations de reprise et de rétribution incombant aux gestionnaires de réseau. La LENE reprend là la terminologie de la loi actuelle et de la LApEl mais, comme expliqué précédemment, entend par «gestionnaire de réseau» le gestionnaire de réseau dans sa fonction de fournisseur d'énergie. La garantie de reprise et de rétribution est prioritairement limitée à l'énergie qui mérite d'être soutenue, à savoir à l'électricité issue d'énergies renouvelables et le biogaz. L'électricité provenant d'installations de couplage chaleur-force (installations CCF) alimentées totalement ou partiellement aux énergies fossiles doivent aussi être soutenues par une garantie de reprise et de rétribution car ces installations, qui peuvent contrôler leur production d'énergie, jouent ainsi un rôle important pour couvrir la demande de pointe ou des lacunes de production. Au-delà du domaine de la production par des installations CCF, les obligations de reprise et de rétribution ne s'appliquent pas – contrairement au droit actuel – à l'électricité issue de sources d'énergie fossiles (le pétrole et le gaz naturel) ni aux énergies fossiles elles-mêmes. Il en va de même pour la chaleur. Contrairement au réseau d'électricité, les réseaux de chaleur sont conçus de manière très individuelle, et l'injection de chaleur provenant d'une source supplémentaire dans un réseau de chaleur existant est une opération techniquement exigeante. C'est pourquoi une garantie générale de reprise et de rétribution ne convient pas à ce type d'énergie.

Les obligations de reprise et de rétribution s'appliquent sous réserve d'éventuelles exigences minimales fixées par le Conseil fédéral, de nature écologique et énergétique notamment. Les principes des art. 1 et 6 peuvent ainsi être mis en œuvre au niveau de l'ordonnance, ce qui doit garantir une production énergétique et une fourniture d'énergie dans des conditions efficaces et respectueuses de l'environnement. A cet égard, on peut par exemple envisager une obligation d'exploiter complètement la chaleur dégagée par la production d'électricité dans les installations fossiles-thermiques – condition de reprise d'énergie explicitement définie jusqu'ici dans la loi –, ou une exclusion de l'obligation de reprendre l'électricité produite à partir d'huile de palme.

Selon l'*al. 2*, les obligations de reprise et de rétribution ne s'appliquent en outre à l'électricité que si elle provient d'installations d'une puissance électrique de 3 MW au plus ou dont la production annuelle, déduction faite de leur éventuelle consommation propre, n'excède pas 5000 MWh. Il s'agit pour ces dernières d'installations d'une puissance de plus de 3 MW, mais dont le gestionnaire ne vend qu'une part relativement faible d'énergie excédentaire en raison d'une consommation élevée sur le site de l'installation. Compte tenu des conditions actuelles du marché, cela correspond au maximum à une production d'électricité d'une valeur de 250 000 francs environ. Au-delà de cette valeur, les producteurs ne sont plus sous la protection d'une garantie de reprise et de prix minimaux. Ils disposent de bonnes possibilités de trouver un acquéreur sur le marché en raison de leurs capacités plus importantes. Le coût administratif et les coûts de transaction, induits par la recherche d'un acheteur et le traitement de la vente, sont négligeables tandis que cette disposition ne peut être éventuellement profitable pour de petits fournisseurs que lorsqu'ils bénéficient en sus d'une prime d'injection.

La limitation de la garantie de rétribution et de reprise aux exploitants dont l'électricité produite est offerte seulement en faibles quantités répond en outre à l'objectif de conserver et d'encourager la concurrence et le développement d'innovations (que ce soit d'un point de vue technique ou par rapport aux modèles de rétribution) parmi les installations dont le volume de vente est important. Les gestionnaires d'installations qui produisent beaucoup d'électricité effectivement vendue devront à l'avenir axer davantage leur production sur la demande effective et sur les besoins d'une exploitation sûre du réseau. Une garantie de reprise et de rétribution ne constituerait aucunement une incitation dans ce sens.

L'*al.* 3 souligne le caractère subsidiaire de la disposition. Celle-ci s'applique seulement lorsque les parties ne peuvent convenir d'une rétribution; un cadre légal est prescrit pour ce dernier cas, afin de garantir une rétribution adéquate.

Conformément à la *let. a*, la rétribution de l'électricité issue d'énergies renouvelables – y compris l'électricité provenant d'installations CCF exclusivement exploitées avec de l'énergie renouvelable – doit s'aligner sur le marché à terme. Les tarifs s'orientent en conséquence sur l'offre et la demande (valeur de l'électricité), mais doivent prendre en compte de manière appropriée les particularités de chaque type de production. La pondération de ces éléments a en règle générale pour effet que des prix différents sont indiqués en fonction des périodes considérées (par exemple différenciation entre le jour et la nuit, entre les différentes périodes de la journée, entre les différentes saisons). La hauteur, le montant et la classification des échelons tarifaires doivent être aménagés de sorte que la rétribution paraisse adéquate pour chaque type de production considéré. Ainsi, pour les types de production facilement contrôlables, un grand nombre d'échelons tarifaires devraient pouvoir être offerts, et être justifiés, en tant qu'incitation en faveur d'un contrôle judicieux de la production; par contre, pour les autres types de production, il conviendrait de renoncer en général à des tarifs trop fortement orientés sur l'évolution de l'offre et de la demande. La rétribution doit toujours être fixée pour une année et, pour autant qu'il y ait plusieurs échelons tarifaires, de manière différenciée pour chaque période de fourniture. Elle doit être communiquée au producteur à l'avance et à temps. La fixation préalable et la communication de la rétribution sont notamment importantes pour les gestionnaires d'installation qui ne peuvent se protéger contre les fluctuations du prix du marché ou qui ne peuvent le faire seulement moyennant des coûts administratifs élevés.

La réglementation visée à la *let. a* s'oriente fortement sur la pratique actuelle qui prévaut sur le marché de l'électricité: les gestionnaires de réseau publient le montant de la rétribution à l'avance, pour une année, ou concluent avec les producteurs des contrats de livraison à long terme, la rétribution différant dans ce cas toujours en fonction de la période considérée (en règle générale, une différenciation est au minimum établie entre le jour et la nuit). De tels contrats portant sur la fourniture ultérieure d'électricité sont négociés sur le marché à terme, raison pour laquelle la rétribution visée à la *let. a* doit s'orienter, en cas de litige, sur les prix de ce même marché.

Par rapport à la rétribution visée à la *let. b*, il convient de relever que la rétribution visée à la *let. a* – même si l'échelonnement relativement fin des tarifs en fonction de la *période* considérée peut être approprié – n'est aucunement différenciée en fonction du *moment* de l'injection comme cela est le cas des prix orientés sur le marché spot. Pour cette raison, mais aussi du fait que les prix sont connus longtemps à l'avance (alors que les prix visés à la *let. b* ne peuvent être connus que le jour précé-

dant la fourniture prévue), la rétribution visée à la let. a devrait offrir aux producteurs davantage de sécurité et de meilleures possibilités de planification et être plus facile à gérer dans le cas d'une production contrôlée en fonction du montant de la rétribution.

Let. b: Les installations CCF alimentées totalement ou partiellement aux énergies fossiles peuvent contrôler dans une large mesure leur production. Leurs exploitants peuvent ainsi réagir aux besoins et aux fluctuations de prix et les exploiter à leur avantage. Dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050, les installations CCF doivent en outre, comme cela a été souligné précédemment, remplir en priorité un rôle de complément en contribuant à combler la demande de pointe et les lacunes de production. C'est pourquoi, dans le cadre des obligations de reprise et de rétribution, la rétribution de l'électricité produite par des installations CCF alimentées totalement ou partiellement aux énergies fossiles repose sur le prix de marché au moment de l'injection. Il est ainsi garanti que ces installations injecteront du courant lorsque l'injection sera rentable pour eux compte tenu des coûts de combustible et de la rétribution, ce qui est régulièrement le cas en période de grande demande. Le montant concret du prix de l'électricité au moment de l'injection est axé sur les prix du marché spot prévalant sur le marché J+1 («day-ahead»), c'est-à-dire les prix auxquels l'électricité est négociée pour la période donnée le jour précédent sa livraison.

Let. c: Le marché du biogaz n'est pas aussi liquide que celui de l'électricité. On ne peut pour cette raison se référer à un prix de marché en cas de litige. Il n'en demeure pas moins que l'acquéreur doit, dans ce cas également, payer un prix approprié. Celui-ci doit à chaque fois être fixé en fonction du prix que le gestionnaire de réseau devrait payer à un tiers le cas échéant.

L'al. 4 règle le rapport de l'art. 17 avec les autres instruments du projet. Le fait que les producteurs visés à l'art. 17 bénéficient d'une rétribution unique selon l'art. 29 ou d'une contribution d'investissement selon l'art. 30 ou 31, ne modifie aucunement la présente garantie de reprise et de rétribution. Les contributions visées au chap. 5 constituent des paiements initiaux qui n'ont aucune influence sur l'exploitation ultérieure mais doivent seulement faciliter en tant qu'aide au démarrage le début d'une exploitation normale. Un autre régime s'applique aux producteurs qui participent au système de rétribution de l'injection: ceux-ci sont soumis aux règles particulières du chap. 4 et ne peuvent aucunement prétendre à la garantie de reprise et de rétribution visée à l'art. 17.

Art. 18 Consommation propre

L'art. 18, al. 1, confirme une évidence: les exploitants d'installation ont la liberté de décider quelle part ils entendent vendre de l'énergie qu'ils ont produite et quelle quantité de celle-ci ils veulent consommer eux-mêmes (consommation propre). Cette liberté découle notamment du principe de droit privé de la liberté contractuelle, qui est étroitement lié à la garantie constitutionnelle de la liberté économique. Inversement, cette liberté suppose évidemment qu'il se trouve un acheteur disposé à acquérir l'énergie proposée au moment de conclure le contrat. S'agissant de l'acheteur, l'art. 17 prévoit toutefois dans certaines circonstances des obligations de reprise et de rétribution qui restreignent cette liberté (contractuelle). La possibilité de consommer l'électricité produite soi-même visée à l'al. 2 est cependant ouverte sans restriction à tout exploitant d'installation, y compris à celui qui se réfère à l'art. 17 et à celui qui participe au système de rétribution de l'injection (art. 19), ou qui a

revendiqué une rétribution unique (art. 29) ou une contribution d'investissement (art. 30 et 31).

Cette réglementation correspond matériellement aux art. 7, al. 2^{bis} et 7a, al. 4^{bis}, de la loi actuelle décidés par l'Assemblée fédérale, pour lesquels le délai référendaire n'est toutefois pas encore échu. La raison d'expliciter le droit à la consommation propre réside plutôt dans la pratique de certains gestionnaires de réseau ou de fournisseurs d'énergie (dans le cas de l'électricité), qui ont de fait forcé dans certains cas les exploitants d'installation à vendre la totalité de l'électricité qu'ils avaient produite. A cet effet, les gestionnaires de réseau décomptent et rétribuent comme injectée la totalité de l'électricité produite, même si elle n'est pas physiquement injectée dans le réseau (de distribution) et qu'elle est consommée sur le lieu même de sa production. Cette méthode de décompte a pour effet que la consommation totale (y compris la part d'énergie produite et consommée en propre) est considérée comme prélevée du réseau et comptabilisée. L'exploitant d'installation doit donc, dans certains cas, vendre effectivement son électricité pour la racheter aussitôt, généralement plus cher et en indemnisant en sus l'utilisation du réseau. L'exploitant qui ne souhaite pas procéder ainsi ne doit pas y être contraint. Reste que dans certaines constellations, il peut s'avérer plus judicieux et plus simple de vendre la totalité de l'énergie produite. L'exploitant de l'installation est en ce sens libre de renoncer à son droit à la consommation propre et de s'entendre avec le gestionnaire de réseau (l'acheteur) sur une autre solution dans le cadre de leurs négociations contractuelles.

En ce qui concerne les effets sur la répartition des coûts de réseau dans une zone de desserte, voir les explications relatives à la modification de la LAPeI.

Chapitre 4

Rétribution de l'injection d'électricité issue d'énergies renouvelables (système de rétribution de l'injection)

Art. 19 Participation au système de rétribution de l'injection

La réglementation de la rétribution de l'injection pour les exploitants produisant de l'électricité à partir d'énergies renouvelables est en vigueur depuis 2009. Elle subit quelques modifications importantes suite à la nouvelle LENE, qui restreint notamment le cercle des exploitants autorisés à participer. Seules sont autorisées les installations effectivement nouvelles (mise en service à partir du 1^{er} janvier 2013), et non les installations notablement agrandies ou rénovées, dont le traitement était jusqu'à ce stade équivalent aux premières. En ce qui concerne les types d'installation, les installations photovoltaïques dont la puissance est inférieure à 10 kW et certaines installations de biomasse (p. ex. les usines d'incinération des ordures ménagères) seront notamment exclues de la participation (al. 5). La limite supérieure de 10 MW reste applicable pour les installations hydroélectriques, à laquelle s'ajoute désormais une limite inférieure de 300 kW. Celle-ci n'est néanmoins pas absolue (al. 6). Comme elles ne s'accompagnent guère d'impacts écologiques négatifs, les principales exceptions sont celles qui figurent déjà dans la loi, à savoir les installations hydroélectriques reliées aux installations d'approvisionnement en eau potable et aux installations d'évacuation des eaux usées. Le Conseil fédéral peut prévoir d'autres exceptions par voie d'ordonnance. Pour les installations hydroélectriques implantées sur des cours d'eau déjà exploités, il y a lieu de penser aux centrales de dotation et aux

centrales raccordées aux canaux de fuite. D'autres dérogations sont possibles – pour autant qu'elles n'entraînent pas de nouvelles atteintes aux cours d'eau naturels – pour les installations pour lesquelles la production d'électricité représente une utilité accessoire dans un système fermé (centrales sur eau d'irrigation, centrales en lien avec les installations d'enneigement, exploitation des eaux de tunnels pour la production d'électricité).

Les exploitants qui bénéficient déjà de la rétribution de l'injection et qui ont à tout le moins reçu une réponse positive (décision positive), resteront dans le système. Les nouvelles restrictions concernant l'autorisation à participer ne s'y appliquent pas. En revanche, les installations simplement placées dans la liste d'attente seront soumises aux nouvelles restrictions (art. 74).

S'agissant de certaines installations dont les exploitants ne peuvent plus désormais participer au système de la rétribution de l'injection, des contributions d'investissement au sens du chapitre 5 sont prévues, par exemple une rétribution unique pour les petites installations photovoltaïques (art. 29) et des contributions d'investissement pour les installations hydroélectriques et certaines installations de biomasse (art. 30 et 31). Les exploitants d'installations photovoltaïques d'une puissance située dans une fourchette allant de 10 kW à moins de 30 kW disposent d'un droit de choisir (al. 4).

Al. 7: Le Conseil fédéral devra réglementer nombre de détails, par exemple la durée de rétribution, qui ne doit pas être la même pour toutes les technologies. Il n'y aura plus à l'avenir de durées de rétribution de 20 ans ou davantage (comme lors de l'introduction de la rétribution de l'injection en 2009). Lors de la fixation des durées de rétribution, le Conseil fédéral peut également prévoir que celles-ci débutent dès qu'un exploitant a mis en service son installation, même si cette dernière se trouve encore sur la liste d'attente. Les effets d'aubaine sont ainsi évités. Dans ce cas, la durée de rétribution court déjà alors que l'exploitant ne bénéficie pas encore de la rétribution de l'injection. Pour les exploitants qui entrent dans le système au moyen de mises aux enchères (art. 25 ss), les durées de rétribution pourront être désormais plus courtes que celles qui ont été fixées par le Conseil fédéral.

Ce dernier doit ensuite fixer des exigences minimales. Outre des exigences énergétiques, des exigences de nature écologique sont aussi envisageables, par exemple des exigences posées au bilan écologique global des plantes énergétiques (huile de palme, soja, maïs, etc.). La compétence de prévoir des exigences minimales inclut celle de réglementer les conséquences de leur non-observation. En dernier recours, le non-respect conduira à une suppression du droit à la rétribution (let. d). La commercialisation directe (art. 21) pourrait renforcer le besoin des exploitants de quitter le système de rétribution de l'injection, voire d'en sortir temporairement avant de le réintégrer par la suite («switching»). Le Conseil fédéral doit préciser les modalités (délais, etc.) et les conséquences en l'espèce (let. e). Un «switching» ne doit pas être possible ad libitum, en particulier en raison de la charge de travail liée à l'exécution de cette disposition.

Enfin, il sera nécessaire d'établir certaines règles concernant les procédures de distribution de l'électricité injectée (calculée) au moyen du système de rétribution de l'injection. Il existe déjà un système établi dans lequel les groupes-bilan actifs en tant qu'unités de mesure et de décompte sont les acteurs principaux. Pour la commercialisation directe et la rétribution au prix de marché de référence (art. 24), les groupes-bilan seront en général les débiteurs; dans certains cas, l'obligation de

paiement devra aussi être imposée aux gestionnaires de réseau. Les notions de reprise et de rétribution sont employées comme à l'art. 17. Dans le système selon l'art. 24, les producteurs ne bénéficient pas seulement d'une reprise physique, mais aussi du fait que l'électricité leur est reprise et rémunérée de manière rentable. En cas de commercialisation directe, les exploitants sont eux-mêmes responsables du tout.

Art. 20 Participation partielle

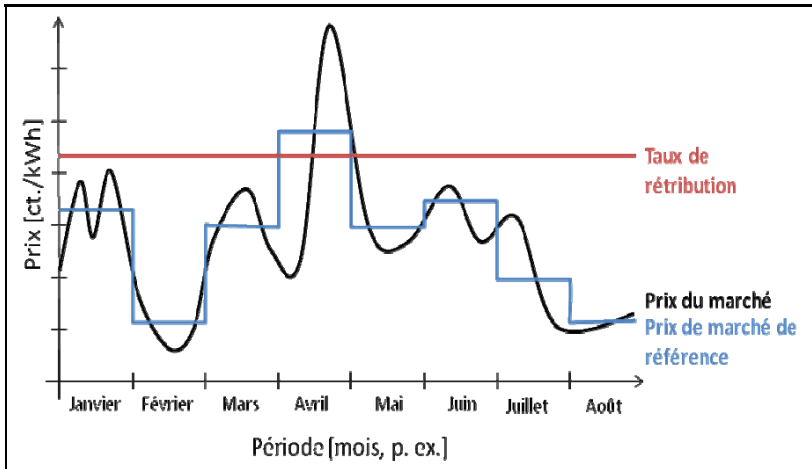
L'*art. 20* constitue la base d'une autre dérogation au principe d'injection de la totalité de l'électricité (via le système de rétribution de l'injection): la répartition de la production («splitting»). En cas de «splitting», une partie seulement de la production est injectée dans le cadre du système de rétribution de l'injection et le reste est vendu sur le libre marché. Mais une telle répartition complique et renchérit le fonctionnement du système de rétribution de l'injection. Elle ne doit donc pas être proposée pour ainsi dire «à la carte», selon de quelconques modalités, mais seulement si l'utilité se situe dans un rapport acceptable au coût (pour le système).

C'est pourquoi la répartition entre le système de rétribution de l'injection et la commercialisation sur le libre marché ne sera admissible que dans les cas et aux conditions que le Conseil fédéral définira. On peut envisager par exemple que cette répartition ne soit possible que pour certaines catégories d'installations, qu'une taille minimale soit introduite pour les installations concernées par le «splitting», qu'une partie non négligeable de la production soit soumise au système de rétribution de l'injection et que les délais pour les modifications/changements soient réglementés. Avant que le Conseil fédéral n'ait édicté des directives à cet égard, une répartition «incontrôlée» ne sera pas possible. Par conséquent, il ne découle de la loi aucun droit au «splitting».

Art. 21 Commercialisation directe

La commercialisation directe devient le standard pour les exploitants au bénéfice du système de rétribution de l'injection. Ceux-ci sont eux-mêmes responsables de la vente de leur courant et doivent chercher eux-mêmes un acquéreur qui reprenne leur électricité aux meilleures conditions. Ils ne bénéficient donc pas des règles de reprise et de rétribution visées à l'art. 17 (art. 17, al. 5). Ils obtiennent une prime d'injection pour la plus-value écologique de l'électricité. Cette prime découle de la différence entre le taux de rétribution («strike price») déterminant pour chaque type d'installation (art. 22) et le prix de marché de référence (art. 23). Elle est financée au moyen du supplément perçu sur le réseau (art. 37).

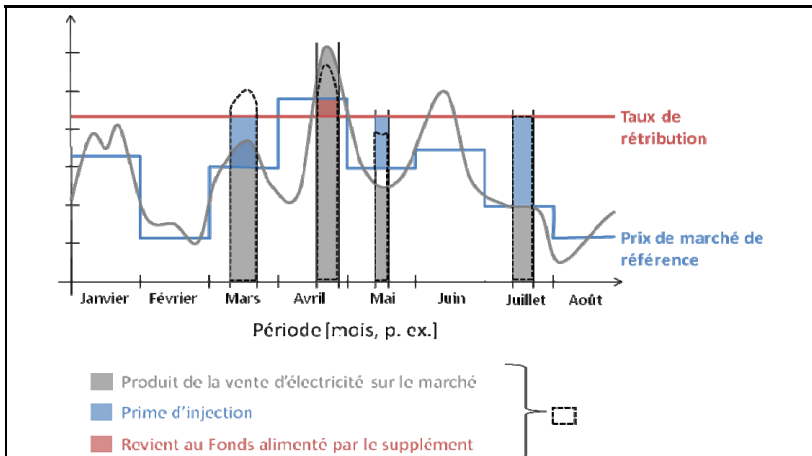
Structure de prix



Le prix de marché de référence est une moyenne spécifique au type d'installation sur une certaine période (art. 23, al. 1). Comme celui-ci peut évoluer d'une période de calcul à une autre, la prime d'injection varie elle aussi en conséquence, c'est-à-dire au cours des différentes périodes et de manière quasiment graduelle. En revanche, elle ne change pas au cours d'une période donnée pour autant que le prix de marché de référence, de par sa nature, reste le même.

Graphique 10

Structure de rétribution (sur la base de périodes d'injection)



Si le producteur obtient un revenu supérieur au prix de marché de référence sur le marché libre, par exemple parce qu'il injecte le courant quand la demande est importante, il peut conserver l'excédent et s'en sort ainsi mieux qu'avec l'actuelle rétribution de l'injection. Cette possibilité de gain doit l'inciter à gérer sa production en fonction de l'évolution de l'offre et de la demande, et à l'injecter en conséquence. Le stockage temporaire de courant quand les prix sont bas (au moyen d'un accumulateur existant ou à installer), par exemple, permet aussi de profiter de cette incitation. Il est peut-être possible de construire et d'exploiter des installations sans accumulateur de sorte qu'elles produisent le plus quand les prix sont hauts (p. ex. orientation ouest/est pour les installations photovoltaïques).

Comme la prime d'injection varie au fil des périodes de calcul de la moyenne, le producteur est protégé des fluctuations des prix à long terme, mais exposé à court terme au marché, avec les opportunités et les risques que cela comporte. Aucune prescription n'est émise pour les acquéreurs de l'électricité commercialisée directement, conformément au système de la commercialisation directe. Dans ce cas de figure (situation de concurrence), différents modèles de rétribution devront être mis en place.

Al. 4: Si le produit obtenu sur le marché est supérieur au prix de marché de référence, le producteur peut conserver la part excédentaire (ce en quoi réside justement l'incitation). En revanche, si le prix de marché de référence est même supérieur au taux de rétribution, le producteur doit verser la part excédentaire au Fonds visé à l'art. 39 pour la période de calcul de la moyenne en question.

Art. 22 Taux de rétribution

Al. 1 et 2: Avec le système de rétribution de l'injection, un taux de rétribution constant est appliqué pendant une certaine période. En vertu de la LENE en vigueur, la rétribution devait couvrir les coûts de revient (d'où son appellation courante de rétribution à *prix coûtant* du courant injecté, RPC), bien que la couverture des coûts de chaque cas individuel n'ait jamais été visée. Les taux de rétribution devaient plutôt être fixés en fonction des coûts d'installations de référence techniquement efficaces et rentables à long terme.

Désormais, il n'est plus absolument nécessaire de couvrir les coûts (des installations de référence). La rétribution doit simplement s'aligner sur des coûts de revient (au lieu d'être *fondée* sur eux comme jusqu'à présent). En règle générale, la rétribution ne devrait pas descendre en dessous de 80 % des coûts de revient.

Al. 3: Le taux de rétribution peut être déterminé de trois manières. Dans la plupart des cas, le Conseil fédéral le fixe dans l'ordonnance (al. 1 et 2). Il peut aussi être déterminé par appel d'offres (let. a) ou, exceptionnellement, au cas par cas par décision de l'OFEN (let. b). Un examen individuel du cas ne se justifie que pour de grandes installations si spécifiques qu'il est difficile de les classer dans une catégorie (comme installations de référence). Le Conseil fédéral décrira ces cas. Il arrêtera en particulier pour quelles technologies, catégories et classes de puissance un examen individuel est autorisé et si le taux de rétribution peut être supérieur à la normale (le cas échéant, de combien). Par exemple, un examen individuel peut être envisagé pour les centrales solaires thermiques. Hormis les cas désignés par le Conseil fédéral, l'examen individuel ne saurait être exigé dans aucun cas; un tel examen ne découle donc pas directement de la loi.

A l'instar de ce que prévoit déjà le droit actuel, il doit être possible d'adapter les taux de rétribution (pour les installations nouvellement intégrées au système de rétribution de l'injection, à savoir pour leurs exploitants, al. 4, let. c). La rétribution maintenue pendant plusieurs années doit s'orienter sur les coûts lors de la mise en exploitation. Les adaptations effectuées sont en premier lieu des adaptations ciblées, quasiment taillées sur mesure en raison de nouveaux calculs; le coût moyen pondéré du capital («weighted average cost of capital», WACC) doit alors être pris en compte. Le Conseil fédéral peut également, en guise d'alternative, prévoir une baisse automatique des taux de rétribution (pour les installations qui entreront désormais dans le système), de manière à ce que les nouveaux taux ne requièrent pas régulièrement des modifications de l'ordonnance.

Il faut distinguer ces adaptations de celles, déjà applicables en vertu de la législation actuelle, qui visent à titre exceptionnel les exploitants déjà compris dans le système (let. d). Si, pour un type d'installation donné, on constate des pertes ou des gains excessifs avec l'installation de référence, il doit être possible de procéder à une adaptation. Cette adaptation s'applique alors à tous les exploitants des installations attribuées à la catégorie de l'installation de référence concernée. Comme actuellement, on dérogera encore au principe selon lequel le taux de rétribution d'une installation reste inchangé (al. 3). Selon l'ordonnance en vigueur, le taux varie en partie en fonction de la puissance équivalente; s'agissant de l'énergie éolienne, un mécanisme d'adaptation spécial s'appliquera. Le Conseil fédéral pourra maintenir ces régimes dans l'ordonnance et en introduire de nouveaux si nécessaire.

Art. 23 Prix de marché de référence

En vertu de l'*al. 1*, le prix de marché de référence découle de la moyenne d'un prix de marché reconnu (p. ex. Swissix) sur une certaine période (p. ex. un mois). Il est déterminé de manière spécifique à la technologie ou au type d'installation (al. 2), avec la possibilité de tenir compte d'autres facteurs, comme par exemple du profil d'une journée pour le photovoltaïque.

Art. 24 Rétribution au prix de marché de référence

Il doit aussi y avoir des dérogations au standard de la commercialisation directe. Pour les petites installations et pour celles dont la production ne peut être gérée dans le temps, le coût associé à la vente d'électricité en direct sur le marché peut être disproportionné pour les producteurs. Aussi doivent-ils avoir la possibilité d'être exemptés de la commercialisation directe. Or le prix de marché de référence leur est garanti. S'y ajoute la prime d'injection pour la plus-value écologique. Ces producteurs s'en sortent tout aussi bien avec la rétribution de l'injection qui en découle que les exploitants avec la rétribution selon l'actuelle LEne. A moyen et à long terme, les exploitants d'un nombre croissant de types d'installation participeront à la commercialisation directe. La possibilité de limiter dans le temps (al. 4) le régime du prix de marché de référence garanti doit permettre un passage en douceur à l'économie de marché.

Les exploitants déjà au bénéfice d'une rétribution en vertu du droit actuel ne sont pas soumis à la commercialisation directe (art. 74, al. 5). Le prix de marché de référence leur est aussi garanti, du moins pour une longue période de transition.

Art. 25 Appels d'offres

Al. 1: le nouveau régime d'appels d'offres fait partie intégrante du système de rétribution de l'injection. La différence essentielle par rapport au système traditionnel est que le taux de rétribution y est déterminé par un appel d'offres. Par conséquent, les taux de rétribution contenus dans l'ordonnance ne s'appliquent pas.

Une fois que le Conseil fédéral a décidé d'un changement de régime vers le système d'appel d'offres pour un type d'installations donné, ce changement est définitif, puisqu'un retour au système traditionnel n'est plus possible pour le type d'installations concerné. Le caractère définitif du changement doit contribuer à garantir la nécessaire stabilité du système et à éviter les incertitudes causées par des changements de régime répétés. Sans cette précaution, les responsables de projet pourraient par exemple spéculer sur l'éventualité et le moment de l'entrée en vigueur de régimes plus avantageux pour eux et repousser leurs investissements. Ce va-et-vient et la juxtaposition compliquée d'installations intégrées au système de rétribution de l'injection selon les règles traditionnelles et d'installations intégrées au système de rétribution de l'injection par la voie des enchères rendraient le système encore plus complexe et faillible, notamment sur le plan de l'exécution. Les coûts de règlement s'en trouveraient également accrus.

L'al. 2 contient les critères d'adjudication. Le «prix», c'est-à-dire le taux de rétribution proposé, constitue le principal critère. Il doit être le plus bas possible. Le prix reste le premier critère déterminant tant que toutes les offres présentant le meilleur taux ne dépassent pas la quantité qui peut être adjudgée. D'autres critères s'appliquent à titre subsidiaire, par exemple, lorsque les offres présentant le meilleur taux sont trop nombreuses ou lorsque la réalisation d'un projet n'est pas suffisamment avancée ou qu'elle est peu probable (let. a à c). Le Conseil fédéral arrêtera le mode exact d'adjudication et, ce faisant, il précisera l'ordre de priorité des critères. La compatibilité environnementale et l'adéquation des sites ne représentent pas des critères d'adjudication proprement dits. Ces aspects doivent néanmoins être pris en considération: l'adéquation des sites, comme une condition de participation (art. 19, al. 3), et les aspects environnementaux, en se référant au droit de l'environnement et à titre subsidiaire aux exigences minimales (art. 19, al. 7, let. c).

Comme l'indique *l'al. 3*, l'adjudication permet de participer automatiquement au système de rétribution de l'injection, plutôt que par l'intermédiaire d'une annonce. Au demeurant, les dispositions relatives au système de rétribution de l'injection s'appliquent tout à fait normalement, y compris les prescriptions d'exécution. Ainsi, par exemple, l'installation doit être neuve et les exigences minimales doivent être remplies.

Art. 26 Procédure d'appel d'offres

Une fois le passage au régime d'appel d'offres effectué pour un type d'installations, il incombe à l'OFEN de lancer les divers cycles d'appel d'offres et de fixer leurs modalités. L'OFEN fixe notamment la quantité à mettre au concours de même que les critères de validité d'une offre. Les cycles d'appel d'offres constituent le cadre temporel des mises au concours concrètes, également organisées par l'OFEN. Celui-ci saisit ensuite toutes les offres valables soumises dans les délais prescrits et les classe en fonction des critères déterminants. Il attribue ensuite les adjudications aux soumissionnaires dont les offres sont les mieux classées jusqu'à ce que la somme des offres atteigne le total adjugeable. Le soumissionnaire qui ne trouve pas de place

dans ce contingent ne reçoit pas d'adjudication. Il n'existe pas de droit à l'obtention d'une adjudication.

Les conditions concrètes sont fixées de manière contraignante lors de la décision d'adjudication, à savoir principalement la garantie pour le producteur de pouvoir écouler, dans le cadre du système de rétribution de l'injection, la quantité attribuée au prix ou au taux de rétribution déterminé dans le cadre de l'appel d'offres. Qui-conque participe au système de rétribution de l'injection par voie d'adjudication a certes la possibilité de le quitter et de retrouver le libre marché, mais il ne lui sera pas possible de réintégrer le système par la suite.

Al. 4: outre le changement de régime par type d'installation, le Conseil fédéral devra édicter des dispositions d'exécution. Le mécanisme de fixation des prix fait notamment partie du mode d'appel d'offres. Le Conseil fédéral pourra par exemple introduire une «procédure du prix de l'offre», dans laquelle le soumissionnaire recevra exactement le taux de rétribution qu'il a proposé dans son offre («pay as bid»). Il est aussi possible d'attribuer à tous les soumissionnaires sélectionnés dans un cycle d'appel d'offres (traitement uniforme ou «uniform pricing») le prix proposé dans la «dernière» offre retenue pour le contingent d'appel d'offres concerné (prix plafond, «cut-off price»). Tous les candidats retenus dans un cycle d'appel d'offres reçoivent alors, indépendamment de leur offre propre, le même taux de rétribution. Aucun d'entre eux ne reçoit donc un taux inférieur à celui qu'il a proposé. Les soumissionnaires dont le prix proposé était supérieur ne reçoivent pas d'adjudication. Le Conseil fédéral peut prévoir les deux mécanismes, de manière à ménager un maximum de flexibilité pour les futurs règlements. Les dispositions d'exécution comprendront aussi une indemnisation des frais occasionnés par les offres peu sérieuses, déloyales ou abusives. Une offre est réputée manquer de sérieux si ses contenus ne sont pas sérieux ou si sa présentation est de si mauvaise qualité qu'elle ne peut aucunement prétendre à être prise en compte. Une offre est considérée comme déloyale ou abusive par exemple lorsque son but est de fausser l'issue de l'appel d'offres ou de dissuader d'autres acteurs de participer en manipulant les prix ou les quantités.

Art. 27 Non-respect des objectifs de production et sanction

L'*art. 27* est le dernier de trois articles relatifs aux appels d'offres. La sanction visée à l'*art. 27* est motivée matériellement, contrairement à l'indemnisation des frais occasionnés (*art. 26*, al. 4, let. b), dont le but consiste surtout à permettre une procédure ordonnée et à produire un certain effet dissuasif. Bien que limitée à 10 % au maximum de la rétribution prévue, la sanction prévue à l'*art. 27* vise à compenser le déficit de développement causé par l'insuffisance de production de l'adjudicataire et le préjudice subi par les candidats non retenus. Comme les sanctions doivent permettre d'éviter (préventivement) que des déficits apparaissent lors du développement pris en compte par le système sur la base des offres, une compensation est également possible. Le Conseil fédéral doit en définir les modalités (*art. 27*, al. 4). Afin de vérifier s'il y a lieu d'infliger des sanctions, l'OFEN doit pouvoir prendre les mesures d'enquête nécessaires (cf. par exemple l'*art. 42* de la loi sur les cartels, LCart, RS 251).

Chapitre 5

Contribution d'investissement pour les installations photovoltaïques, hydroélectriques et de biomasse

Art. 28 Conditions générales et modalités de paiement

Certains types d'installations dont les exploitants ne peuvent plus participer au système de rétribution de l'injection (cf. art. 19), bénéficient désormais d'aides à l'investissement. Alors que les nouvelles installations hydroélectriques continuent de pouvoir participer au système de rétribution de l'injection, les agrandissements ou les rénovations notables ne donnent plus droit qu'à une contribution d'investissement. La limite inférieure applicable aux installations hydroélectriques est de 300 kW, comme pour le système de rétribution de l'injection; les dispositions concernant les dérogations valent par analogie (al. 2).

Les contributions d'investissement sont financées par le supplément perçu sur le réseau.

Concernant les installations photovoltaïques, la contribution d'investissement prend la forme d'une rétribution unique versée en une seule fois. Le mode de paiement des contributions d'investissement pour les installations hydroélectriques ou les installations de biomasse sera défini par le Conseil fédéral. Un versement échelonné peut s'avérer judicieux, plus particulièrement lorsqu'il s'agit de montants élevés, pour répartir les charges uniformément sur les années. Il est envisageable, notamment en ce qui concerne les contributions d'investissement pour les installations hydroélectriques, qu'une partie du montant ne soit versée qu'après l'achèvement du projet. L'échelonnement des versements ne donne pas droit à des intérêts. De manière générale, il n'existe aucun droit aux intérêts dans le domaine du chapitre 5, si bien que des intérêts ne peuvent par exemple pas être sollicités lorsqu'un exploitant doit attendre un certain temps avant de recevoir la rétribution unique pour sa petite installation photovoltaïque.

Les installations photovoltaïques d'une puissance inférieure à 30 kW peuvent bénéficier de la rétribution unique. Pour les installations d'une puissance inférieure à 10 kW, c'est même la seule possibilité dont elles disposent. En revanche, les exploitants d'installations d'une puissance comprise entre 10 et moins de 30 kW ont le droit de choisir de participer au système de rétribution de l'injection ou de solliciter une rétribution unique (art. 19, al. 4).

Art. 29 Rétribution unique pour installation photovoltaïque

La rétribution unique dont peut bénéficier une nouvelle petite installation photovoltaïque ne peut pas dépasser 30 % des coûts d'investissement déterminants pour les installations de référence au moment de leur mise en exploitation.

Art. 30 Contribution d'investissement pour les installations hydroélectriques

Contrairement aux dispositions contenues aux art. 29 et 31, la loi ne prévoit pas de plafond pour la contribution d'investissement pour les installations hydroélectriques. Le Conseil fédéral définira de manière opportune cette limite dans le cadre de l'ordonnance. Il faut partir du principe que la contribution puisse atteindre 60 % des coûts d'investissement, sans toutefois dépasser ce niveau en règle générale. Le Conseil fédéral définira par ailleurs la notion de «notable» pour un agrandissement

ou une rénovation (art. 33, al. 1, let. d). Les investissements et l'augmentation de la production servent à cet égard, de manière isolée ou combinée, de critères.

Compte tenu notamment des différences de taille et de type des installations, il est indiqué de prévoir un examen au cas par cas. L'OFEN ne disposera que d'une marge de manœuvre limitée à cet effet, car le Conseil fédéral définira des prescriptions au moyen de critères de mesure et de taux de contribution (puisque'une certaine catégorisation sera tout de même possible). Pour les agrandissements et rénovations de moindre importance, une approche selon le principe de l'installation de référence sera possible, dans la mesure où elle peut être plus appropriée, notamment eu égard au coût pour l'OFEN.

Art. 31 Contribution d'investissement pour les installations de biomasse

Les installations exclues du système de rétribution de l'injection (art. 19, al. 5, let. c à e), ne peuvent pas toutes faire valoir un droit à une contribution d'investissement. Cette possibilité est réservée aux installations visées à l'art. 28, al. 1, let c.

Art. 32 Début des travaux

La règle formulée à l'art. 32 concernant le début des travaux correspond à un principe du droit des subventions. On peut attendre des ayants droit visés aux art. 30 ou 31 qu'ils connaissent le principe fondamental et la règle de l'art. 32 dans la mesure où ils exploitent, la plupart du temps, les installations en question à titre professionnel et non à titre privé.

Art. 33 Conditions et modalités

Selon l'art. 33, le Conseil fédéral réglementera de nombreuses modalités applicables aux trois types de contributions d'investissement. Il peut édicter diverses prescriptions pour les divers types d'installation. La formule potestative adoptée par l'al. 3 lui permet ainsi de créer des dispositions d'exécution applicables uniquement à certains types d'installations.

Il est nécessaire que soient réglementés les taux des contributions d'investissement (rétribution unique et contributions d'investissement visées aux art. 30 ou 31). Eu égard à l'évolution des prix, spécialement dans le domaine du photovoltaïque, il faudra adapter les taux le cas échéant. L'objectif fixé à l'al. 2 doit contribuer à empêcher que ne soit versée une rétribution unique ou une contribution d'investissement au sens des art. 30 ou 31, alors même que l'installation concernée serait déjà exploitable sans soutien de manière rentable en raison de la dégression des prix.

Al. 3: le Conseil fédéral peut ainsi notamment fixer des exigences minimales, qui peuvent, mais ne doivent pas, être identiques à celles prévues dans le système de rétribution de l'injection. La let. b répond au problème des installations inadaptées à l'exploitation, qui ne doivent pas être soutenues (p. ex. l'intégration d'une installation photovoltaïque d'occasion, susceptible de tomber en panne rapidement). Le système de rétribution de l'injection permet de tenir compte de telles insuffisances au moyen de la rétribution, versée couramment. Mais les contributions d'investissement, notamment les rétributions uniques sont dépourvues d'un tel mécanisme. C'est la raison pour laquelle il doit être possible (dans certains cas) de demander une restitution. La restitution est la conséquence ultime, ou la plus sévère que le Conseil fédéral puisse ordonner, lorsque les exigences posées au fonctionnement de l'instal-

lation ne sont pas respectées, mais aussi lorsque des exigences minimales (let. a) ne sont pas observées.

Le Conseil fédéral peut fixer une limite inférieure à la rétribution unique afin d'exclure les cas bagatelles (let. d). La fixation de montants maximaux (let. e) concerne surtout les contributions d'investissement au sens des art. 30 et 31, car il peut alors s'agir de sommes importantes. Enfin, le Conseil fédéral doit pouvoir introduire un «délai d'attente» (let. g). En principe, il n'est pas exclu que les exploitants reçoivent plusieurs fois une contribution à l'agrandissement ou à la rénovation de la même installation. Mais il ne leur doit pas être possible de demander toujours et encore de telles contributions à des intervalles aussi rapprochés qu'ils ne le souhaitent.

Chapitre 6

Appels d'offres publics, garanties pour la géothermie et indemnisation des coûts liés aux centrales hydroélectriques

Art. 34 Appels d'offres publics concernant les mesures d'efficacité

Par rapport à la loi actuelle, les dispositions relatives aux appels d'offres publics visant les mesures d'efficacité obtiennent un nouvel emplacement dans la systématique (elles étaient jusqu'à présent à l'art. 7a), puisque elles sont financées par le supplément perçu sur le réseau et qu'elles concernent avant tout la gestion économe et rationnelle de l'électricité. Désormais, les projets de production et de distribution d'électricité seront aussi pris en compte, non pas de manière générale, mais uniquement dans certains cas. Il s'agit d'une part de mesures visant à réduire les pertes de transformation dans les «installations électriques», c'est-à-dire les installations à partir du générateur, dans l'acceptation technique du terme, à distinguer des installations hydrauliques. D'autre part, les mesures en faveur de la production d'électricité à partir de rejets de chaleur non valorisables autrement doivent également être encouragées. L'accent de la promotion continuera cependant de porter à l'avenir sur les mesures visant la consommation, y compris les mesures d'efficacité dans le domaine de l'électromobilité (al. 1, let. a).

Art. 35 Garanties pour la géothermie

Cette disposition, reprise du droit en vigueur, est légèrement adaptée sur le fond et quant à la terminologie. La notion juridiquement incorrecte de «caution» est remplacée par celle de «garantie». Il s'agit de fournir une couverture aux investissements dans le cadre de la préparation et de la réalisation d'installations géothermiques destinées à la production électrique. Ce choix terminologique apporte une précision par rapport à la version en vigueur à ce stade, qui prévoit que les «installations utilisant la géothermie» peuvent être couvertes au moyen de cautions. La notion de «réalisation» doit être prise dans son acception large, à savoir toutes les actions qui servent à poursuivre un projet de géothermie jusqu'à ce qu'il soit possible de se prononcer sur le résultat de la prospection et de qualifier le projet de succès ou d'échec total ou partiel, en particulier les coûts de forage, les mesures de forage, les essais de pompe, la stimulation des réservoirs, les tests et les analyses, l'accompagnement géologique et la démobilisation du site de forage (cf. réglementation dans l'ordonnance du 7 décembre 1998 sur l'énergie, annexe 1.6). Dans le cadre de la

préparation d'une installation, outre les travaux préparatoires proprement dits (notamment la préparation du site de forage), il faut aussi prendre en compte les coûts d'exploration nécessaires réalisés en amont, après une étude de faisabilité, mais avant le début du forage, qui contribuent à accroître la probabilité de succès des recherches et contribuent à déterminer le site optimal de l'emplacement de forage en surface et les points d'arrivée du forage dans le sous-sol.

Les projets d'électricité géothermique exigent des ressources considérables en fonds propres et en fonds étrangers. Avec une couverture maximale des risques fixée, comme jusqu'à présent, à 50 % des coûts d'investissement, la valeur actualisée nette des projets ne conduit généralement pas les investisseurs privés à surmonter les obstacles à l'investissement. Le taux de couverture des risques est porté à 60 % pour atteindre un rendement des fonds propres acceptable pour les investisseurs. Ce taux maximum correspond au taux de couverture maximal allouable à des projets individuels dans le cadre des aides financières (cf. art. 59, al. 2). En règle générale, les garanties dans le domaine de la géothermie doivent toujours être entièrement couvertes par les fonds réservés à cet effet; aucun engagement n'est prévu au-delà des moyens disponibles.

Comme dans le droit actuellement en vigueur, cette disposition ne s'applique qu'aux installations géothermiques destinées à la production électrique. Par conséquent, les projets de chaleur géothermique ne peuvent pas bénéficier d'une garantie.

Art. 36 Indemnisation des coûts liés aux centrales hydroélectriques

Depuis 2011, une partie du supplément perçu sur le réseau est utilisée pour verser des indemnités destinées à assainir les effets négatifs de l'utilisation de la force hydraulique dans les domaines des écluées, du charriage et de l'accessibilité pour les poissons. Il s'agit donc de coûts supplémentaires liés à la protection de l'environnement qui doivent être dédommagés. Etant donné qu'une grande partie des moyens ne sont tout d'abord pas utilisés au cours des premières années, des réserves sont constituées dans un premier temps.

Chapitre 7 **Supplément perçu sur le réseau**

Section 1

Perception et affectation du supplément, Fonds alimenté par le supplément

Art. 37 Perception et affectation

Un supplément, qui peut être répercuté sur les consommateurs finaux, est perçu depuis 2009 sur les coûts du réseau de transport. Jusqu'ici, le produit servait notamment à financer la rétribution de l'injection, ou plus précisément la part de celle-ci correspondant à l'écart par rapport au prix du marché. La rétribution de l'injection reste le principal type d'affectation du supplément. En vertu de la nouvelle LEne, elle se compose du revenu que l'exploitant obtient sur le marché et de la prime d'injection. Celle-ci est versée au moyen du supplément perçu sur le réseau, tant dans le cadre de la commercialisation directe que selon l'art. 24.

Le supplément reste plafonné dans la nouvelle L'EnE à 2,3 ct./kWh. Ce montant maximal ne devra pas être perçu pleinement dès le début, car les engagements contractés ne devront être assumés que progressivement, en raison notamment de retards dans la construction ou la mise en service d'une installation. Comme auparavant, le Conseil fédéral fixera le montant effectif du supplément.

Art. 38 Limitation pour certaines affectations et liste d'attente

Outre le plafond de 2,3 ct./kWh, il existe aussi plusieurs limitations partielles concernant l'affectation du supplément, même s'il y en a moins qu'auparavant. Tout d'abord, il y aura des contingents pour le photovoltaïque (dans le système de rétribution de l'injection), fixés par l'OFEN (al. 1, let. a, et al. 2 et 3). Des contingents pourront aussi être prévus pour les contributions d'investissement pour les installations hydroélectriques et de biomasse si nécessaire. Si, en pratique, une part importante du supplément doit être consacrée de manière répétée aux contributions d'investissement, l'OFEN aura la possibilité d'instaurer des limitations (al. 4). Enfin, il existe un plafond de 0,1 ct./kWh pour les appels d'offres publics, les garanties pour la géothermie et les indemnisations pour les centrales hydroélectriques. Pour ces deux derniers types d'affectation, certaines réserves doivent être constituées pour les années ultérieures; chaque année, un montant doit être fixé au préalable pour les appels d'offres publics, celui-ci est alors à disposition. Le Conseil fédéral précisera qui définit concrètement les différentes parts des trois types d'affectation citées ci-avant, et selon quelles règles.

Le Conseil fédéral réglementera en outre les conséquences découlant de toutes les limitations (al. 5). Il y aura notamment toujours une liste d'attente pour le système de rétribution de l'injection. Le Conseil fédéral doit disposer d'une grande marge de manœuvre pour trouver une solution appropriée, d'autant plus que le régime actuel des listes d'attente n'a pas donné entière satisfaction. Des listes d'attente séparées (pour le système de rétribution de l'injection et pour les autres contributions d'investissement) pourraient être envisagées.

Art. 39 Fonds alimenté par le supplément

Les ressources provenant du supplément perçu sur le réseau alimentent un Fonds. Comme la compétence d'exécution est désormais entièrement fédérale, notamment pour le système de rétribution de l'injection, où elle passe de la Société nationale du réseau à la Confédération, ce Fonds doit lui aussi être institué auprès de la Confédération. L'art. 39 crée la base légale formelle nécessaire à cet effet. L'organisme en charge jusqu'ici, la «Fondation Rétribution à prix coûtant du courant injecté (RPC)», perd cette tâche suite à la nouvelle organisation et doit être dissous en conséquence (art. 76, al. 1). Les fonds dont dispose la fondation lors de sa dissolution sont transférés à la Confédération. Le nouveau Fonds est administré au sein du DETEC, les paiements transitent donc par les offices concernés, l'OFEN et l'OFEV. L'organisation et les processus relatifs à l'administration seront précisés au niveau de l'ordonnance. L'Administration fédérale des finances (AFF) a pour tâche d'assurer le placement des ressources disponibles du Fonds dans le cadre de sa gestion ordinaire. Comme il n'est pas possible d'influer sur une majorité des prélèvements dans le temps ou en termes de montants et qu'il n'existe donc aucune marge de manœuvre dans l'affectation des moyens, le Fonds apparaît dans le bilan de la Confédération au titre des capitaux de tiers. Les moyens du Fonds doivent porter intérêts, mais

seulement ceux qui ne sont pas immédiatement nécessaires et qui sont placés sur un compte de dépôt auprès de la Trésorerie fédérale. L’AFF fixe les taux d’intérêts applicables (art. 70 de l’ordonnance du 5 avril 2006 sur les finances de la Confédération, OFC, RS 611.01). L’al. 4 prévoit en outre une interdiction d’endettement, ce qui limite les risques éventuels pour la Confédération. Il n’est possible de conclure des engagements que dans la mesure où les moyens correspondants peuvent être effectivement perçus au moyen du supplément, à temps et dans l’étendue nécessaire. Lors de la définition de contingents (et de la prise d’engagements), il conviendra d’évaluer prudemment et de prendre en compte de manière appropriée l’évolution pronostiquée du prix du marché, les probabilités de réalisation des projets éoliens et hydrauliques et l’évolution des coûts des différentes technologies.

Il est encore trop tôt pour dire qui devra approuver le contrôle des comptes réalisé par le Contrôle fédéral des finances (al. 5). Tout dépendra de la forme et de l’organisation du Fonds. L’information relative à l’état de la fortune du Fonds figurera dans l’annexe du rapport annuel, dans le cadre du rapport prévu à l’al. 6. Il y aura notamment lieu de publier les engagements pris sans être encore portés au bilan.

Section 2 Remboursement

Art. 40 à 44

La loi révisée reprend sans changement matériel la possibilité, adoptée dans l’iv. pa. 12.400, de rembourser le supplément perçu sur le réseau aux entreprises à forte consommation d’électricité qui concluent une convention d’objectifs et qui s’engagent à investir, de manière définie dans des mesures visant à accroître l’efficacité énergétique. La disposition relativement longue est répartie sur plusieurs articles et reformulée sur certains points par souci de clarté.

Les art. 40 à 42, qui ne subissent aucune modification sur le fond, précisent le cercle des ayants droit au remboursement et les conditions y afférentes, dont l’obligation d’investir 20 % du montant remboursé à des mesures visant à accroître l’efficacité énergétique dans le cadre d’une convention d’objectifs. Cette obligation ne vaut cependant, comme le précise explicitement la loi, que dans le cadre de la convention d’objectifs et dans la mesure prévue par celle-ci, qui doit elle-même aussi être économiquement supportable. Concrètement, cela signifie que, dans le cadre de l’élaboration de la convention d’objectifs, des mesures supplémentaires, considérées comme économiquement supportables compte tenu des 20 % supplémentaires du montant remboursé destinés à être investis, sont définies en plus des mesures économiques qui doivent être prises dans tous les cas sur le plan économique pour respecter la convention d’objectifs. Dans la mesure où l’entreprise a obtenu le remboursement, ces mesures doivent aussi être mises en œuvre pour respecter la convention d’objectifs. Comme dans les dispositions entérinées, l’obligation d’investissement atteint ses limites lorsque la possibilité d’investir dans des mesures économiquement supportables est épuisée (art. 42, al. 2, 2^e phrase).

Le renoncement à la mention explicite du recours à des tiers pour exécuter la mesure visée ne constitue pas une nouveauté matérielle, car ce point est suffisamment couvert par le caractère général du nouvel art. 68.

L'obligation figurant à l'art. 42, al. 4 pour les consommateurs finaux de «garantir l'accès à leurs installations» est précisée. Il s'agit de l'obligation d'accorder l'accès aux locaux, surfaces, espaces extérieurs, appareils, installations de production et autres pour lesquels une inspection est nécessaire afin de pouvoir contrôler le respect de la convention d'objectifs de manière appropriée. L'allemand fait à cet égard une distinction terminologique entre «Anlagen» et «Einrichtungen», que recouvre désormais le terme d'«installation».

Dans les cas de rigueur, le Conseil fédéral conserve la possibilité de prévoir un remboursement partiel du supplément versé également à d'autres consommateurs finaux que ceux qui sont mentionnés à l'art. 40 dont la compétitivité serait considérablement entravée par ce supplément. Il faut souligner que cette possibilité n'est maintenue que si l'atteinte à la compétitivité est effectivement due au versement du supplément. L'esprit et l'objet de la réglementation ne visent pas à compenser des désavantages concurrentiels causés par des «facteurs externes» (tels que les fluctuations de cours de change, les différences de coûts de personnel ou de prix des matières premières et notamment les éventuelles différences de coûts d'électricité indépendantes du supplément perçu sur le réseau).

Au demeurant, la disposition concernant les cas de rigueur n'est pas formulée sous forme d'obligation, mais de possibilité (comme jusqu'à présent). Eu égard aux possibilités de remboursement (partiel) déjà nettement étendues des art. 40 ss., on verra quelle importance cette disposition revêt à l'avenir et s'il est encore nécessaire que le Conseil fédéral fasse usage de sa compétence.

Chapitre 8 Utilisation économe et rationnelle de l'énergie

Section 1 Installations, véhicules et appareils fabriqués en série

Art. 45

En vertu de l'art. 45, par analogie avec l'art. 8 de la loi sur l'énergie en vigueur, le Conseil fédéral peut édicter, aux fins de réduire la consommation énergétique, des prescriptions relatives à l'efficacité et aux déclarations pour les installations, les véhicules et les appareils fabriqués en série. L'al. 1 prévoit désormais clairement que des prescriptions peuvent aussi être édictées pour les pièces de ces installations, véhicules et appareils. Il s'agit de produits, qui n'entrent dans aucune des trois catégories citées mais qui ont une influence décisive sur la consommation énergétique en tant qu'élément des installations, véhicules et appareils (p. ex. pneus des véhicules).

Lors de la promulgation de prescriptions techniques, il convient de tenir compte des prescriptions de la LETC).

L'al. 3 constitue la base de l'étiquette-énergie librement consentie. L'étiquette-énergie représente aujourd'hui un label généralement connu, qui atteste au produit visé une efficacité énergétique positive et des propriétés environnementales positives. C'est pourquoi il peut grandement importer aux fabricants et aux distributeurs (et s'avérer utile pour les consommateurs) qu'un produit soit muni d'une étiquette-énergie. L'al. 3 ménage désormais la possibilité à l'OFEN de conclure avec les fabricants et les importateurs, sur une base facultative, des conventions concernant la déclaration, la procédure de contrôle et la mise sur le marché, si aucune dispositions

au sens de l'al. 1 n'a encore été édictée. Le Conseil fédéral est habilité à édicter en tout temps des prescriptions de ce type, malgré l'existence d'une convention au sens de l'al. 3.

Au reste, l'art. 45 correspond au droit actuel.

Section 2 Bâtiments

Art. 46

Les prescriptions concernant le domaine des bâtiments, visées à l'art. 89, al. 4, Cst., sont surtout édictées par les cantons. Dans la loi sur l'énergie, la Confédération s'adresse aux législateurs cantonaux, auxquels elle ne donne, comme jusqu'ici, qu'un cadre pour certains aspects. Mais sur le fond, elle leur laisse une marge de manœuvre considérable. Sur la plupart des points, elle signifie aux cantons qu'ils doivent assurer une réglementation, mais elle ne leur indique pas (en détail) comment ils doivent régler.

L'angle d'approche de l'al. 1 est plus large que celui de l'al. 2. Il vise, de manière générale, des conditions générales, des normes (2^e phrase) et des prescriptions proprement dites (non pas forcément des prescriptions relatives aux bâtiments au sens étroit mais par exemple des prescriptions prévoyant des mesures d'encouragement). L'al. 2 concerne quant à lui les prescriptions visant les bâtiments nouveaux et anciens. Les cantons sont tenus de trouver, au moyen de leurs prescriptions, un juste équilibre entre deux intérêts potentiellement contraires. D'une part, les travaux de construction et les assainissements de bâtiments judicieux sur le plan énergétique, dans le sens d'une priorité des intérêts énergétiques, ne doivent pas être trop entravés par des dispositions, notamment celles ayant trait à la protection des monuments. D'autre part, il convient de tenir compte des intérêts qui sous-tendent ces dispositions: les travaux de construction doivent être planifiés et mis en œuvre de façon à préserver autant que possible les valeurs culturelles des bâtiments. Les mesures énergétiques doivent tenir compte de la qualité du tissu urbain.

L'al. 3 reprend le droit actuel, y compris la norme récemment adoptée relativement à la non prise en compte des dépassements de 20 cm au plus pour le calcul de la hauteur des bâtiments, des distances et de l'alignement des constructions (let. d, jusqu'à ce stade: art. 9, al. 3, let. e, LEne).

Section 3 Consommation énergétique des entreprises

Art. 47

La thématique des conventions d'objectifs conclues avec les entreprises pour améliorer l'efficacité énergétique (convention d'objectifs) est explicitement réglementée dans un article spécifique de la section nouvellement créée «Consommation énergétique des entreprises». L'art. 47 représente premièrement une innovation systématique. L'obligation des cantons d'édicter des dispositions relatives aux conventions d'objectifs avec les gros consommateurs se trouve d'ores et déjà dans l'article visant le domaine des bâtiments (art. 9, al. 3, let. c). En outre, la Confédération peut aussi s'engager pour que l'instrument des conventions d'objectifs soit diffusé et elle peut

aussi conclure elle-même à cet effet des conventions d'objectifs avec des entreprises idoines. Cette possibilité découlait déjà du droit actuellement en vigueur, même si ce n'était qu'implicitement (art. 17, al. 1, let. g).

Le champ d'action de la Confédération est donc délibérément maintenu ouvert, contrairement à celui des cantons, dont le devoir se limite au groupe d'entreprises des «gros consommateurs». La Confédération doit pouvoir s'engager là où cela est judicieux en regard du potentiel d'amélioration de l'efficacité. Un tel potentiel réside certainement dans une large mesure, mais pas exclusivement, dans les entreprises dont la consommation énergétique est particulièrement élevée. De ce fait, les efforts de la Confédération pourraient se concentrer sur ces groupes d'entreprises, mais ils ne devraient pas se limiter à celles-ci.

Section 4

Objectifs d'efficacité concernant la consommation d'électricité

Art. 48 Objectifs pour les fournisseurs d'électricité

Avec le nouvel instrument prévu à l'art. 48, les fournisseurs d'électricité sont tenus de contribuer à accroître l'efficacité de la consommation d'électricité. Ils ne doivent toutefois pas intervenir directement par des mesures au niveau de leur propre entreprise, mais mettre en œuvre ou susciter directement et concrètement – par exemple par des incitations ou des promotions – des mesures d'efficacité auprès des consommateurs finaux suisses, et pas uniquement auprès de leurs propres clients réguliers (les résultats sont déterminants, et non les efforts fournis). Chaque fournisseur d'électricité doit remplir un objectif correspondant à une part annuelle déterminée de ses ventes en Suisse. Le Conseil fédéral fixe une valeur fixe, uniforme pour tous les fournisseurs d'électricité, de 2 % au maximum. L'objectif de chaque fournisseur d'électricité est obtenu en multipliant son chiffre d'affaires (de l'année précédente) par la valeur qu'aura définie le Conseil fédéral.

Art. 49 Réalisation des objectifs

On distingue les fournisseurs d'électricité réalisant des ventes annuelles de 30 GWh ou plus (al. 1) de ceux dont les ventes sont inférieures à cette limite (al. 2). Les premiers doivent remettre des «certificats blancs» à la Confédération pour remplir leur objectif, ou pour permettre le contrôle de sa réalisation. Ces certificats attestent les gains d'efficacité réalisés (un certificat est émis par MWh économisé). Les fournisseurs dont les ventes sont inférieures à 30 GWh peuvent choisir entre la voie de ces certificats ou le paiement d'une taxe compensatoire. S'ils se sont acquittés de cette taxe – outre leur devoir de coopération lors des contrôles (art. 51) – ils ont rempli leurs obligations.

Dans la pratique, cet instrument que sont les objectifs consiste en un système de certificats, plus précisément en l'obligation de remettre des certificats établis pour les mesures prises visant à augmenter l'efficacité énergétique. Pour la Confédération, qui procède à la surveillance des objectifs, il n'est finalement pas déterminant, lors de sa vérification, que les fournisseurs d'électricité atteignent leurs objectifs individuels en prenant eux-mêmes des mesures (auprès des consommateurs finaux). Il importe bien plus que chaque fournisseur d'électricité puisse remettre le volume de certificats voulu en fonction de ses objectifs. Le fait que le fournisseur

d'électricité ait obtenu ses certificats par ses propres mesures ou qu'il les ait achetés à d'autres fournisseurs d'électricité n'est finalement pas pertinent.

Les fonds provenant de la taxe compensatoire mentionnée sont également affectés aux mesures d'efficacité (al. 3). Aucun certificat blanc n'est émis pour les gains d'efficacité réalisés grâce à de telles mesures. En effet, lorsque ces certificats seraient négociés (ce qui serait inévitable), deux acteurs pourraient attester la réalisation de leurs objectifs avec un seul et même certificat: d'une part le fournisseur d'électricité qui aurait payé la taxe compensatoire, d'autre part le fournisseur d'électricité qui aurait acheté un certificat issu d'une telle mesure.

Art. 50 Mesures et certificats

Concernant les mesures, on fait la distinction entre les mesures standardisées et les mesures non standardisées. Les mesures standardisées envisageables peuvent par exemple concerner l'installation de pompes de circulation, le remplacement d'appareils électriques comme les réfrigérateurs ou les machines à laver (ménages), les systèmes de refroidissement et les systèmes d'éclairage (services et artisanat), les feux de signalisation et les éclairages publics (secteur public), et les moteurs (industrie). Seules les mesures qui ne sont pas prises en compte dans un autre cadre sont imputables. Concernant la loi sur le CO₂, les mesures prises dans le cadre du système d'échange de quotas d'émission (art. 15 de la loi sur le CO₂) ainsi que les engagements visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre (art. 31 de la loi sur le CO₂) ne doivent par exemple pas être pris en compte.

En raison de leur standardisation, il est possible de calculer à l'avance les gains d'efficacité découlant de ces mesures, de sorte qu'un monitoring n'est pas nécessaire. Les autres mesures non standardisées n'offrent pas la même garantie d'efficacité. C'est pourquoi elles doivent être examinées et autorisées au préalable. Pour ce faire, l'OFEN peut désigner un organisme privé compétent (art. 68, al. 1, let. d). Des tiers, par exemple des prestataires dans le domaine énergétique, qui ne doivent eux-mêmes pas remplir d'objectifs, peuvent également prendre des mesures d'efficacité, se procurer ainsi des certificats et les négocier.

Al. 4: outre que les certificats sont négociables entre les différents détenteurs, ils ne sont pas liés à une période d'objectif, de sorte qu'un transfert temporel («banking») est aussi possible. Un fournisseur d'électricité peut procéder à un tel transfert non seulement avec ses «propres» certificats (obtenus au moyen de mesures qu'il aura prises lui-même), mais aussi avec des certificats achetés.

Art. 51 Fixation et vérification des objectifs

L'OFEN fixe annuellement les objectifs des différents fournisseurs d'électricité sur la base de leurs données, en principe par voie de décision. Ce rythme annuel permet de tenir compte notamment des changements survenant dans le volume d'écoulement. Les fournisseurs d'électricité doivent eux aussi transmettre les données nécessaires et établir un rapport selon un rythme annuel. Ce dispositif permet tant aux fournisseurs qu'à la Confédération d'évaluer l'état de réalisation des objectifs. La surveillance exercée par l'OFEN survient tous les trois ans et non pas une fois par année. Tout fournisseur d'électricité doit atteindre ses objectifs annuels répartis sur trois ans ou remettre les certificats correspondants. Comme la réalisation des objec-

tifs annuels n'est contrôlée que globalement après trois ans seulement, les fournisseurs d'électricité assujettis disposent d'une certaine flexibilité.

Art. 52 Sanction en cas de non-réalisation des objectifs

La sanction prévue en cas de non-réalisation des objectifs se fonde également, conformément à l'art. 51, sur une période d'observation de trois ans. L'*al. 3* interdit de répercuter une sanction sur les consommateurs finaux. Cependant, le coût des mesures lui-même sera répercuté (en partie). Dans l'approvisionnement de base, où les tarifs sont encore contrôlés par l'ElCom, les prix doivent en tout cas être «équitable» (art. 6 LApEl; cf. art. 7 LApEl), ce qui limite les possibilités de répercuter des coûts quels qu'ils soient.

Chapitre 9 Mesures d'encouragement

Section 1 Types de mesures

Art. 53 à 56

Les art. 53 à 56 sont en majeure partie repris sans changement matériels de la loi sur l'énergie de 1998. Ces dispositions citent en termes fondamentaux les domaines dans lesquels la Confédération déploie des mesures d'encouragement. Celles-ci peuvent être prises de diverses manières. Par exemple, la Confédération peut organiser des manifestations, des séances d'information, des conférences et des formations, elle peut initier des cours et de nouvelles filières de formation: ces activités et autres mesures peuvent être conçues et coordonnées dans le cadre d'un programme (p. ex., comme jusqu'à présent, dans le cadre du programme SuisseEnergie). Mais ces activités peuvent aussi faire l'objet du soutien financier de la Confédération (cf. art. 57 à 59).

On recourra à la nouvelle exception prévue à l'art. 55, al. 3, avec la plus grande retenue. Les installations pilote et de démonstration implantées à l'étranger ainsi que les projets pilote et de démonstration réalisés à l'étranger doivent pouvoir bénéficier d'un soutien notamment en cas de coopération de la Suisse avec des organisations internationales ou dans le cadre de programmes internationaux (p. ex. de l'UE ou de l'AIE). Cela suppose, en règle générale, une participation de l'industrie suisse. La valeur ajoutée peut être de nature financière ou servir à étoffer les connaissances de l'industrie ou des hautes écoles.

Section 2 Financement

Art. 57 à 59

Ces dispositions nomment les réglementations applicables en termes de soutien financier. Leurs structure est certes différente, mais elles ne subissent que très peu de changements sur le fond.

Selon l'art. 57, *al. 1*, le soutien financier passe soit par des contributions globales en faveur des cantons, soit par des aides financières à des projets individuels. La promotion de projet dans les domaines concernant l'information et le conseil (art. 53) ou la formation et le perfectionnement (art. 54) peut également se déployer dans le

cadre d'un programme de subventions de la Confédération. De tels programmes soutiennent généralement des projets semblables ou de même type de divers responsables de projet à des conditions qui, définies dans le programme, viennent s'ajouter aux conditions légales applicables en vertu des art. 57 et 59. En ce sens, un programme de subventions constitue un soutien financier apporté à des projets individuels regroupés. L'exécution de programmes de subventions fédéraux doit être aussi possible dans le domaine de l'utilisation de l'énergie et des rejets de chaleur (art. 56), mais seulement aux conditions, qui sont restrictives, citées à l'art. 57, al. 1, let. b. Lors de la conception de tels programmes, il s'agit de veiller à ce que le principe d'égalité de droit soit respecté et à ce qu'aucune distorsion de la concurrence ne survienne.

Le revenu à affectation liée de la taxe sur le CO₂ (cf. les explications ad art. 34 de la loi sur le CO₂) est affecté aux mesures visées aux art. 53, 54 et 56 LEne. Eu égard à l'importance d'une utilisation, conforme aux objectifs, du revenu de la taxe incitative, l'art. 57, al. 2, relève spécialement que seules les mesures satisfaisant aux conditions définies à l'art. 34 de la loi sur le CO₂, et qui sont par là même conformes aux objectifs d'incitation, pourront être financées dans le cadre des contributions globales visées à l'art. 34 de la loi sur le CO₂.

La Confédération doit pouvoir soutenir les installations pilotes et de démonstration, ainsi que les essais sur le terrain et les analyses visés à l'art. 55, al. 2, à raison de 40 % des coûts pris en compte (au maximum de 60 % des coûts pris en compte). La réglementation qui régit les aides financières en faveur de projets individuels (art. 59) s'applique donc dans ce domaine, ce qui correspond du reste à la pratique actuelle. Hormis cette réglementation spéciale, la Confédération peut financer complètement les projets conduits dans la recherche fondamentale, la recherche orientée vers les applications et le développement initial (art. 55, al. 1). De tels projets ne sont pas soumis aux conditions particulières et aux limites de contribution visées à l'art. 59. Les dispositions générales de la loi du 7 octobre 1983 sur l'encouragement de la recherche et de l'innovation⁵³ s'appliquent à la recherche de l'administration fédérale.

L'art. 58 résume en une norme les dispositions relatives au financement par les contributions globales. Comme jusqu'à présent, il n'est pas licite que la Confédération soutienne des mesures à double. Ainsi, une mesure ne saurait être soutenue simultanément par une contribution globale en faveur d'un programme selon l'art. 53 et par une contribution globale en faveur d'un programme selon l'art. 56. L'al. 3, deuxième phrase, introduit une nouvelle disposition qui garantit que le soutien financier de la Confédération destiné à l'encouragement de mesures dans le domaine du bâtiment ne sera plus attribué que dans la mesure où un certificat énergétique des bâtiments assorti d'un rapport de conseil (CECB Plus) a été établi pour les bâtiments concernés. Le Conseil fédéral peut définir des dérogations à cette obligation, parce que celle-ci peut conduire à des résultats disproportionnés, notamment lorsque les coûts d'établissement du CECB Plus représentent une part importante du soutien financier. Le rapport visé à l'al. 4 doit fournir des informations sur l'utilisation des ressources financières mises à disposition et, s'agissant des mesures visées à l'art. 56, sur l'efficacité et les effets du programme réalisé.

⁵³ RS 420.1

A l'art. 59, la notion employée jusqu'ici d'«aides financières destinées à un objet spécifique» – qui faisait référence au soutien à des projets individuels conformément aux travaux préparatoires sur la loi de 1998 sur l'énergie⁵⁴ – est remplacée par le concept d'«aides financières en faveur de projets individuels». S'agissant des aides financières visées à l'art. 56, les coûts pris en compte à l'avenir seront les investissements qui dépassent les coûts des techniques conventionnelles et non plus les «frais non amortis». La réglementation déjà en vigueur pour l'assainissement énergétique des bâtiments est donc reprise. L'expérience indique que des aides financières à concurrence de 40 % des coûts supplémentaires non amortissables ne sont généralement pas en mesure, dans ce domaine, de déclencher des investissements supplémentaires. Il convient de faire un usage restreint de la possibilité de demander le remboursement des aides financières allouées définie à l'al. 4, de la réserver notamment aux cas dans lesquels un projet obtient des rendements directs, immédiats et considérables.

Chapitre 10 Conventions internationales

Art. 60

En vertu de l'art. 7a, al. 1, de la loi du 21 mars 1997 sur l'organisation du gouvernement et de l'administration (LOGA)⁵⁵, le Conseil fédéral peut conclure seul des traités internationaux lorsqu'une telle compétence lui est attribuée par une loi fédérale ou par un traité international approuvé par l'Assemblée fédérale. L'art. 60 L^Ene confère une telle compétence au Conseil fédéral: en plus de la compétence déjà prévue à l'art. 7a, al. 2, LOGA de conclure seul des traités internationaux de portée mineure, le Conseil fédéral obtient la compétence de conclure des traités internationaux qui ne peuvent pas faire l'objet d'un référendum facultatif selon l'art. 141, al. 1, let. d, Cst. et qui ne sont également pas soumis au référendum obligatoire.

Chapitre 11 Examen des effets et traitement des données

Art. 61 Monitoring

Le monitoring doit notamment inclure la mise en œuvre des mesures de politique énergétique, le développement et la transformation des réseaux, les évolutions technologiques et internationales dans le domaine de l'énergie, le développement de la sécurité de l'approvisionnement et les effets sur l'environnement ainsi que les coûts et les bénéfices des mesures. Concernant les effets à analyser, il s'agit tant de l'*impact* concret obtenu grâce aux mesures de la loi que de l'*efficacité* de celles-ci.

Art. 62 Mise à disposition de données

Cette nouvelle disposition doit garantir que les données nécessaires à l'exécution des examens et à l'établissement du monitoring visé à l'art. 61 soient, sur demande, mises à la disposition de l'OFEN. Il s'agit, par exemple, de données relatives au

⁵⁴ Cf. message du 21 août 1996 concernant la loi sur l'énergie (FF 1996 IV 1012).

⁵⁵ RS 172.010.

développement des trafics routier et ferroviaire, de données relatives au parc de véhicules et à l'électromobilité, d'informations et de données concernant l'évolution de l'urbanisation, les délimitations de zones, les modèles de transport, les émissions et autres impacts sur l'environnement, l'injection et le soutirage dans et à partir du réseau de transport, les flux et les pointes de charge, les importations et les exportations de courant; il s'agit également de données sur l'énergie de réglage, les statistiques des prix de l'électricité, les indicateurs de la qualité de l'approvisionnement, les mesures par comptage intelligent sous forme agrégée, les informations relatives à l'impact énergétique des programmes d'efficacité cantonaux et les statistiques d'assainissement des bâtiments.

Quant aux données à fournir, il peut s'agir de données personnelles comme d'informations non liées aux personnes. Les données peuvent être utilisées à des fins d'évaluation statistique pour autant que les conditions visées à l'art. 22, al. 1, de la loi du 19 juin 1992 sur la protection des données (LPD)⁵⁶ soient remplies.

Art. 63 Obligation de renseigner

La disposition est reprise du droit actuel sans modification matérielle.

Art. 64 Traitement des données personnelles

Cette disposition, reprise du droit en vigueur et précisée, permet à l'OFEN de traiter également des données personnelles sensibles liées à des poursuites et à des sanctions administratives et pénales dans le cadre de l'exécution des art. 27, 52 et 72 (sanctions en cas de non-respect des objectifs de production, sanctions visant les fournisseurs d'électricité en cas de non-respect de leurs objectifs et violation de la loi sur l'énergie) (cf. art. 17, al. 2, LPD).

Art. 65 Communication de données personnelles

Les données visées sont les données personnelles de personnes morales (cf. art. 3, let. a et b, LPD). Ne sont pas concernées par la disposition les données sensibles et les profils de la personnalité au sens de l'art. 3, let. c et d, LPD. Non seulement les fournisseurs d'énergie, mais toutes les entreprises de la branche énergétique peuvent être obligés de publier des données (cf. notion d'approvisionnement énergétique à l'art. 7 LEne). L'obligation peut comprendre aussi bien la publication par les obligés eux-mêmes que la présentation des données aux autorités en vue de leur publication. Selon les circonstances, il peut être en outre judicieux que les entreprises concernées communiquent certaines données directement à leurs clients (à l'instar de ce qui est déjà pratiqué dans le domaine du marquage de l'électricité visé à l'art. 10 LEne). La disposition couvre également cette obligation de communiquer directement.

Les données visées à l'al. 1, let. b, comprennent par exemple les prix et la qualité des produits électriques écologiques, les types et les prix des conseils en matière d'énergie ou les conditions de reprise de l'énergie issue des énergies renouvelables. Les mesures prises ou planifiées visées à la let. c incluent notamment les campagnes de communication, les stratégies de promotion des énergies renouvelables et de la consommation électrique économe et rationnelle ou les pourcentages d'énergies renouvelables visés dans la composition de l'offre énergétique. La publication par

⁵⁶ RS 235.1.

les autorités fédérales au sens de l'al. 2 peut survenir dans le cadre d'un monitoring interne à l'administration fédérale ou d'un suivi global. D'autres formes de publication restent envisageables.

La délégation de compétences législatives au Conseil fédéral se justifie par le fait qu'il n'est pas encore établi actuellement si l'introduction d'une obligation de présentation ou de publication sera nécessaire ou non. Imposer une telle obligation n'est approprié et judicieux que si des mesures prévues sur une base facultative (p. ex. un classement volontaire des entreprises d'approvisionnement en énergie) ne sont pas réalisées ou qu'elles ne suffisent pas à réaliser l'objectif de transparence et d'information. Ce n'est également qu'à l'introduction d'une éventuelle obligation qu'il faudra déterminer quelles données doivent être communiquées et quelles doivent être les modalités de cette divulgation, conformément au principe de proportionnalité.

Lors de l'édiction de dispositions d'exécution, il convient de veiller à ce que l'obligation de communication de données n'entraîne pas une violation du secret d'affaires et ne porte pas non plus atteinte à la concurrence (p. ex. suite à la publication de structures internes des coûts ou de capacités de production). Un coût administratif disproportionné ne doit également pas résulter de cette obligation pour les entreprises concernées.

Chapitre 12 Exécution

Art. 66 Exécution et dispositions d'exécution

L'al. 1 affirme la compétence du Conseil fédéral s'agissant de l'exécution de la loi.

L'al. 2 cite les compétences d'exécution des cantons prévues par la loi. Cette compétence disparaît si une autorité fédérale applique les dispositions de la LEne dans le cadre de l'exécution d'une autre loi fédérale. Dans ce cas, la compétence d'exécution appartient à l'autorité fédérale correspondante, laquelle est tenue de consulter les cantons concernés au préalable.

Selon l'al. 3, le Conseil fédéral édicte les dispositions d'exécution nécessaires. Il peut déléguer au Département le soin d'édicter les prescriptions techniques et administratives.

Conformément à l'al. 4, les cantons doivent régulièrement informer sur les mesures d'exécution qu'ils ont réalisées.

Art. 67 Emoluments

La perception d'émoluments dans le cadre de l'exécution de la LEne par la Confédération se fonde sur l'art. 46a LOGA selon lequel le Conseil fédéral édicte des dispositions prévoyant la perception d'émoluments appropriés pour les décisions et les autres prestations de l'administration fédérale; il tient compte pour ce faire du principe de l'équivalence et du principe de la couverture des coûts. Les prestations fournies dans le cadre du remboursement du supplément sont soumises à un émolument et les frais correspondants sont facturés de manière équitable aux entreprises profitant dudit remboursement (cf. al. 1, 2^e phrase). Le Conseil fédéral doit définir dans une ordonnance quels contrôles et examens sont soumis à un émolument selon

l'al. 2. Dans les domaines dans lesquels seuls des contrôles sporadiques sont effectués, un émoulement n'est en règle générale perçu que si le contrôle conduit à une contestation. Concernant les examens, la perception d'un émoulement peut se justifier, si l'examen en question a occasionné des frais conséquents et qu'il ne s'est pas terminé pas par une décision. Les activités d'information et de conseil d'ordre général de la Confédération ne sont en revanche pas soumises à la perception d'un émoulement (al. 3).

Art. 68 Recours à des tiers aux fins d'exécution

L'art. 17 en vigueur jusqu'ici prévoyait que le Conseil fédéral puisse confier des tâches à des organisations économiques. A ce jour, il n'a jamais fait usage de cette compétence de délégation. Dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050, la mise en œuvre et l'exécution de la législation relative à l'énergie doivent être réalisées et pilotées par la Confédération. Il n'est pas nécessaire de pouvoir confier intégralement une tâche à des tiers. En revanche, des tiers ont été et sont sollicités de multiples manières et pour diverses raisons (savoir-faire, proximité de la branche, etc.) pour procéder à l'exécution, par exemple pour l'élaboration de conventions d'objectifs. C'est pourquoi l'al. 1 prévoit le recours à des tiers pour l'exécution et qu'il énumère aux let. a à e, à titre d'illustration, des domaines où il est possible de procéder de la sorte. Les tiers impliqués ainsi dans l'exécution ne reçoivent pas de compétence décisionnelle. Ainsi, à l'al. 1, let. b, il ne s'agit pas de participation à l'octroi de subventions, mais par exemple de l'accomplissement de tâches dans le domaine de la conception et de la coordination de programmes ou d'informations sur ceux-ci.

Conformément à l'al.2, les tiers auxquels il est fait appel peuvent être habilités à percevoir des émoulements pour les activités qu'ils accomplissent dans le cadre des tâches d'exécution.

Conformément à l'al. 3, le service fédéral compétent doit conclure un mandat de prestations avec les tiers auxquels il est fait appel. Ce mandat doit notamment préciser les valeurs de référence relatives à la prestation à fournir, à la présentation du rapport, au contrôle de la qualité et à la perception des émoulements.

L'al. 4 fixe explicitement que les tiers sont soumis à la surveillance de la Confédération et que celle-ci demeure compétente en matière d'exécution.

Al. 5: la possibilité de confier à des tiers des tâches d'examen, de contrôle et de surveillance a fait ses preuves; elle est reprise sans changement du droit en vigueur jusqu'ici.

Chapitre 13 Compétences et procédure

Art. 69 Compétences

Au niveau de la Confédération, l'OFEN est l'autorité d'exécution générale de la LEne (al. 1). Il en allait déjà ainsi dans la plupart des domaines, par exemple s'agissant de l'octroi d'aides financières (art. 57 ss) ou du contrôle de l'observation des prescriptions d'efficacité édictées en vertu de l'art. 45 (p. ex. dispositions relatives à l'étiquetage ou à la mise sur le marché). L'OFEN sera désormais compétent pour le système de rétribution de l'injection, pour les contributions d'investissement

(art. 28, respectivement art. 29 à 31), pour les conventions d'objectifs liées au remboursement du supplément (art. 42) et – en tant qu'émetteur – pour la garantie de l'origine (art. 10).

La LEne actuelle ne contient pas de réglementation complète des compétences pour le système de rétribution de l'injection. Elle prévoit seulement que l'EiCom tranche en cas de litige. Mais comme nombre de dispositions doivent être prises pour la première fois (sans nécessairement mener à un litige), le Conseil fédéral a, dans l'ordonnance, confié l'exécution à la Société nationale du réseau de transport. Les compétences visées migrent donc à l'OFEN. De ce fait, la compétence de l'EiCom disparaît, sauf aux termes du droit transitoire.

Selon l'*al. 4*, l'EiCom demeure cependant compétente en cas de litige concernant les obligations subsidiaires de reprise et de rétribution visées à (art. 17), lorsque deux acteurs de même rang s'opposent. L'EiCom doit également veiller à ce que les fournisseurs d'électricité soumis à une sanction en raison d'une non-atteinte des objectifs cibles en matière d'efficacité ne répercutent pas celle-ci sur les consommateurs finaux (art. 52, al. 3). Cette tâche de l'EiCom se limite toutefois à l'approvisionnement de base selon la LApEl. Un tel contrôle serait contraire au système en vigueur pour les utilisateurs finaux qui ont recours au marché de l'électricité libéralisé. L'OFEV continuera de statuer sur l'indemnisation de certaines mesures d'assainissement des installations hydroélectriques (al. 3).

La nouvelle LEne supprime l'actuelle norme qui attribue une compétence aux tribunaux civils pour le décompte des frais de chauffage et d'eau chaude (art. 25, al. 3 de l'actuelle LEne). Cette suppression n'est pas commandée par la disparition de la compétence, la clause existant de toute façon déjà (en raison du code de procédure civile); il s'agissait d'une mention purement déclaratoire.

Art. 70 Opposition et recours des autorités

L'exécution des domaines visés à l'*al. 1* concerne des procédures de masse. Une procédure d'opposition est donc prévue pour rectifier les erreurs éventuelles avant qu'un recours ne doive être formé par voie judiciaire. Le fait qu'il ne soit pas nécessaire d'intenter dans un premier temps une action en justice a fait ses preuves jusqu'ici dans le système de rétribution de l'injection. Les contestations contre les décisions de la Société nationale du réseau de transport devaient d'abord être adressées à l'EiCom.

L'*al. 2* régleme les coûts. En principe, la procédure d'opposition est gratuite. Une dérogation à ce principe peut être envisagée par exemple en cas d'opposition téméraire. La mention des dépens ne constitue pas un droit à en bénéficier. Mais l'OFEN doit pouvoir apprécier s'il y a lieu d'accorder des dépens, par exemple lorsque la procédure est si complexe que le recours à un avocat apparaîtrait indispensable dès le stade de la procédure d'opposition. Simultanément, le passage en question précise que l'octroi de dépens ne saurait survenir qu'à titre exceptionnel.

Art. 71 Expropriation

L'art. 71, qui ménage aux cantons un droit d'expropriation dans certains cas, est repris de la loi actuelle et adapté en un point à une modification du droit d'expropriation. Cependant, une expropriation ne saurait survenir que si une solution

à l'amiable ne peut pas être trouvée et si aucun autre moyen plus clément n'est disponible.

Chapitre 14 Dispositions pénales

Art. 72

Al. 1 et 2: outre les faits constitutifs d'infraction déjà énoncés dans l'ancienne loi, se rend désormais punissable quiconque fournit des renseignements erronés ou incomplets sur la consommation électrique dans le cadre du système de rétribution de l'injection (art. 19) et des contributions d'investissement (art. 28), ou de la perception et du remboursement du supplément (art. 37 et 40), ou des objectifs concernant les mesures d'efficacité (art. 48). De tels faits peuvent impliquer des montants considérables. Aux fins de prévention, les peines actuellement prévues sont portées de 40 000 à 100 000 francs en cas d'acte intentionnel et de 10 000 à 40 000 francs en cas de négligence. Les contraventions ne doivent pas être rentables. Ces relèvements de peine correspondent en outre à un alignement sur les autres lois dans le domaine de l'énergie (cf. art. 55 LIE et art. 29 LApEl).

Art. 73

Al. 1: l'OFEN est compétent s'agissant poursuivre et de juger les violations de la loi sur l'énergie. La procédure répond aux dispositions de la loi fédérale du 22 mars 1974 sur le droit pénal administratif (DPA; RS 313.0).

Al. 2: en vertu de l'art. 7 DPA, il est possible de renoncer dans certaines conditions à d'importantes mesures d'instruction et de condamner au paiement d'une amende la société concernée au lieu de la personne physique punissable. Cette disposition n'était à ce jour possible que si la peine encourue dans le cas d'espèce n'excédait pas 5000 francs. Ce montant est porté à 20 000 francs, par analogie aux amendes prévues pour les personnes physiques.

Chapitre 15 Dispositions finales

Art. 74 Disposition transitoire relative au système de rétribution de l'injection

La nouvelle réglementation relative au système de rétribution de l'injection doit être introduite avec ménagement. Toutes les nouveautés s'appliquent avec effet immédiat aux exploitants d'installations qui entrent dans le système sous le régime de la nouvelle loi. Pour ceux qui participaient déjà à l'ancien système ou qui voulaient y participer, seule s'appliquera une partie des nouveautés, dans la mesure où une relation qui exige la protection d'une confiance légitime était déjà engagée ou que des réponses positives étaient déjà données dans ce sens. Le Conseil fédéral, et non l'exploitant, jugera si des intérêts dignes de protection existent. Le cas échéant, il prévoira des dérogations par rapport au nouveau droit directement en vigueur.

Dans trois situations de base, le législateur évalue déjà qui doit être traité selon l'ancien droit et qui selon le nouveau droit. L'*art. 74* subdivise les exploitants en trois groupes principaux: 1) ceux qui détiennent un avis de mise en liste d'attente (à

qui la Société nationale du réseau de transport a communiqué que leur installation remplit en principe les exigences, mais que les ressources ne sont pas disponibles pour eux jusqu'à nouvel avis; 2) ceux qui ont reçu une décision positive (à qui la Société nationale du réseau de transport a communiqué qu'ils ont progressé dans la liste d'attente au point que des ressources sont désormais disponibles pour eux et qui ont ainsi droit à une rétribution de l'injection, pour autant que leur installation ait été mise en service); 3) ceux qui reçoivent déjà une rétribution.

En vertu de l'*al. 1*, les droits à la rétribution de l'injection ne sont pas modifiés en soi pour les exploitants déjà intégrés au système (groupe 3), en particulier quant au montant et à la durée de la rétribution. Mais il faut toutefois noter que le droit actuel prévoit déjà une adaptation des taux de rétribution pour les installations déjà comprises dans le système (art. 22, al. 4, let. d). De ce fait, il n'est donc pas exclu que la rétribution des exploitants visés à l'*al. 1* subisse des changements. De plus, les nouveautés s'appliqueront en principe aussi à l'exploitation courante, soit par exemple les actuelles exigences minimales ou les règles visant une éventuelle sortie temporaire du système (art. 19, al. 7, let. e). En outre, les dispositions relatives à la consommation propre (art. 18) et la réglementation de la tarification (art. 6 et 7 LApEl) s'appliquent aussi à ces exploitants. Le principe selon lequel le nouveau droit est applicable n'est pas absolu. Les règles qui n'exigent pas, de par leur nature ou leur importance, une validité absolue ne doivent pas être prises en compte, notamment lorsque des intérêts opposés dignes de protection prévalent. C'est au Conseil fédéral que reviendra la tâche de déterminer le cas échéant les dérogations au principe de validité du nouveau droit.

Al. 2: la décision positive a créé une certaine confiance pour les exploitants concernés (groupe 2). Il faut donc les protéger de manière appropriée. Les principaux durcissements ne s'appliquent par conséquent pas à eux. Par exemple, l'exploitant qui a reçu une décision positive pour son installation au gaz de décharge peut encore participer au système de rétribution de l'injection même si ce type d'installation est désormais exclu (art. 19, al. 5, let. d).

Al. 3: l'avis de mise en liste d'attente (groupe 1) ne crée pas une base de confiance digne de protection à un tel degré. Par le plafonnement actuel des ressources allouées à la rétribution de l'injection, le législateur n'a pas seulement limité les dépenses, il s'est aussi réservé implicitement des modifications du droit. Selon les conditions qui ont prévalu jusqu'ici, le droit à une rétribution n'était donné que dans le cadre des ressources mises à disposition, mais justement pas au-delà. Celui qui ne détient qu'un avis de mise en liste d'attente ou ne s'est même pas encore annoncé, doit donc s'attendre aux durcissements prévus par le nouveau droit, notamment les exclusions du système de rétribution de l'injection (art. 19, al. 5). Reste que les exploitants ayant reçu un avis de mise en liste d'attente ne doivent pas connaître de désavantage en raison de la nouvelle date de référence fixée pour les nouvelles installations. Ils ne sont pas concernés par la nouvelle date de référence selon l'*al. 4*; pour eux, la date déterminante reste par conséquent le 1^{er} janvier 2006, en vertu du droit en vigueur.

Al. 5: les exploitants nouvellement intégrés au système de rétribution de l'injection ne doivent pas tous participer à la commercialisation directe visée à l'art. 21. Le Conseil fédéral peut laisser aux exploitants de certains types de centrales la possibilité d'y participer ou d'être rétribués au prix de référence du marché visé à l'art. 24. Ce droit de choisir doit aussi être laissé aux exploitants déjà intégrés au système de rétribution de l'injection, quel que soit leur type d'installation. On pourra raison-

nablement exiger des exploitants de certains types d'installations qu'ils soient soumis au modèle standard, à savoir à la commercialisation directe, à l'expiration d'un délai de quelques années.

Art. 75 Disposition transitoire relative aux autres affectations
du supplément

Al 1: la règle selon laquelle les travaux ne sauraient débuter avant la réception d'une assurance de rétribution unique ou de contribution d'investissement (art. 32) est dépourvue de sens pour les installations déjà construites au moment de l'entrée en vigueur de la nouvelle loi. Si l'on voulait leur appliquer cette règle, il s'agirait d'une mesure rétroactive. Les installations mises en service avant le début de 2013 (cf. art. 74, al. 4) ne doivent également pas être privées d'aide en raison seulement de la date de la nouvelle installation. C'est pourquoi le 1^{er} janvier 2006 est la date de référence pour les installations au bénéfice d'un avis de mise en liste d'attente.

En vertu de l'art. 35, le niveau de protection maximale contre les risques est relevé à 60 %. Pour éviter que des projets géothermiques ne démarrent qu'après l'entrée en vigueur du nouveau droit, en raison de cette augmentation, l'*al. 2* doit permettre de réévaluer les décisions rendues à partir du 1^{er} août 2013 sur la base des directives du droit actuel (art. 15a de la loi du 26 juin 1998 sur l'énergie, RS 730.0, art. 17a et 17b et annexe 1.6, ch. 3.2, let. f, de l'ordonnance du 7 décembre 1998 sur l'énergie, RS 730.01). Le droit n'est reconnu que dans les cas où une garantie de 50 % des coûts imputables (taux maximum selon le droit actuel) a été octroyée. Le droit à une réévaluation échoit au terme d'un délai de six mois à compter de l'entrée en vigueur de la nouvelle loi.

Les «contrats existants» (al. 3 et 4), qui sont également réglementés, renvoient à l'ancien «financement des coûts supplémentaires». La disposition transitoire actuellement en vigueur sera maintenue sur ce point jusqu'à l'échéance du régime.

Art. 76 Disposition transitoire relative au Fonds et aux compétences

Al. 1: le Fonds alimenté par le supplément perçu sur le réseau sera désormais rattaché à la Confédération (art. 39). La «Fondation RPC», qui abrite actuellement les capitaux en question, perd de ce fait sa mission, c'est-à-dire sa raison d'être, et elle doit être dissoute. Sa fortune complète doit être transférée au Fonds nouvellement organisé. Ce transfert doit être effectué sur la base d'un rapport de révision.

Al. 2: l'exécution du système de rétribution de l'injection ainsi que la rétribution unique effective début 2014 pour les installations photovoltaïques passe de la Société nationale du réseau de transport à l'OFEN. Cette passation requiert des travaux préparatoires, que la Société nationale du réseau de transport doit soutenir dans la mesure où l'on peut raisonnablement exiger son appui. Elle devra également coopérer pendant une période transitoire, au-delà de la passation, pour que la nouvelle structure organisationnelle de l'OFEN soit en mesure de fonctionner.

5.2 Modification d'autres actes

5.2.1 Loi du 17 juin 2005 sur le Tribunal fédéral⁵⁷

Art. 83, let. w Limitation de l'accès au Tribunal fédéral

L'art. 83, let. w, à introduire dans la LTF, limite aux questions juridiques de principe les recours auprès du Tribunal fédéral dans le domaine du droit de l'électricité concernant l'approbation des plans d'installations électriques à courant fort et à courant faible. On tient ainsi compte de la nécessité de réaliser plus rapidement les installations électriques nécessaires à un approvisionnement énergétique sûr (surtout les lignes à haute tension). Une question juridique de principe se présente si elle n'a encore jamais fait l'objet d'une décision, si sa clarification peut être déterminante pour la pratique ou si son importance requiert le jugement d'une instance judiciaire suprême. On devrait aussi identifier une question juridique de principe lorsque l'instance préalable a dérogé à une jurisprudence du Tribunal fédéral ou qu'il y a lieu de vérifier ou de confirmer une jurisprudence. La cour compétente, statuant à trois juges, décide si les conditions requises pour entrer en matière sur un recours sont remplies (art. 109 LTF). On retrouve aussi cette description de la limitation du droit de recours à des questions de principe dans d'autres domaines juridiques, sous cette forme ou sous une forme très similaire. Le Tribunal fédéral a développé à ce propos une pratique dont il est reconnu qu'elle a fait ses preuves. Il va la développer de manière uniforme pour tous les domaines juridiques concernés. Le recourant doit satisfaire, lors de la rédaction du mémoire, à une obligation de motiver accrue (art. 42, al. 2, LTF). Si, sur la base de cette pratique, il n'expose pas clairement pourquoi, dans le cas concret, des questions juridiques de principe doivent recevoir une réponse, le Tribunal fédéral n'entre pas en matière sur son recours.

5.2.2 Loi du 23 décembre 2011 sur le CO₂⁵⁸

Art. 2, al. 1

L'abréviation «installations CCF» est la seule nouveauté introduite à l'art. 2.

Art. 10 à 13, 44 et 49a

Les art. 10 ss de la loi sur le CO₂ réglementent les dispositions visant à réduire les émissions de CO₂ des voitures de tourisme. Ces articles sont modifiés à plusieurs égards.

Certaines réglementations sont supprimées de la loi, de manière à les laisser à l'avenir à l'autorité responsable d'édicter l'ordonnance. Ces modifications structurelles ne contiennent aucune nouveauté matérielle.

Matériellement, pour les voitures de tourisme, une nouvelle valeur cible plus exigeante est prévue pour l'après-2015, sur le modèle de la législation de l'UE. Une telle valeur cible, déjà prévue à l'art. 10, al. 3, de la loi sur le CO₂ qui a été décidée, n'a pas encore été concrètement fixée.

⁵⁷ RS 173.110

⁵⁸ RS 641.71

Simultanément, toujours suivant le modèle des développements législatifs de l'UE, des valeurs cibles sont adoptées également pour les voitures de livraison et les tracteurs à sellette légers, ce qui signifie que le champ d'application de la loi est étendu à ces véhicules. Cette adaptation au droit européen se rapporte aux valeurs cibles pour 2020 (voitures de tourisme) et pour 2017 et 2020 (véhicules utilitaires légers) contenues dans les règlements n° 443/2009 (pour les «voitures particulières», soit les voitures de tourisme)⁵⁹ et n° 510/2011 (pour les «véhicules utilitaires légers»)⁶⁰. Les modalités d'application des nouvelles valeurs cibles font actuellement encore l'objet de discussions politiques au sein de l'UE (proposition COM [2012] 393 final⁶¹ et proposition COM [2012] 394 final⁶²).

Il faut relever que la catégorie «véhicules utilitaires légers» utilisée dans le droit de l'UE n'existe pas dans le droit suisse. Pour obtenir une couverture réglementaire aussi proche que possible, les normes concernées du droit européen doivent donc pouvoir s'appliquer aux deux catégories «voitures de livraison» et «tracteurs à sellette légers» de la loi sur le CO₂. Certaines différences entre la catégorie de véhicule prévue par l'UE et la catégorie de véhicule adoptée dans la réglementation suisse demeurent certes, mais elles sont minimes et donc acceptables. Ainsi, d'après le droit suisse, toutes les voitures de livraison et les tracteurs à sellette légers d'un poids total autorisé inférieur à 3500 kg sont concernés par les prescriptions en matière d'émissions. Le champ d'application du règlement CE n° 510/2011 comprend en revanche les véhicules utilitaires légers d'un poids total allant jusqu'à 3500 kg et d'une masse de référence maximale de 2610 kg ou d'une masse de référence maximale de 2840 kg dans le cas des véhicules auxquels la réception par type visée à l'art. 2, al. 2, du règlement CE n° 715/2007⁶³ est élargie. En Suisse, la masse de référence n'intervient pas au niveau de la réception par type. Elle ne constitue donc pas un point de rattachement approprié et ne peut pas être reprise comme critère. Le champ d'application est de ce fait très légèrement plus large en Suisse, ce qui concerne moins de 2 % des véhicules utilitaires légers. Cet élargissement minime du champ d'application garantit également qu'aucun véhicule n'est privilégié par rapport aux véhicules utilitaires légers soumis aux prescriptions en matière d'émissions ou par rapport au trafic lourd touché par la redevance sur le trafic des poids lourds.

⁵⁹ Règlement (CE) n° 443/2009 du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 établissant des normes de performance en matière d'émissions pour les voitures particulières neuves dans le cadre de l'approche intégrée de la Communauté visant à réduire les émissions de CO₂ des véhicules légers (JO L 140/1 du 5.6.2009).

⁶⁰ Règlement (UE) n° 510/2011 du Parlement européen et du Conseil du 11 mai 2011 établissant des normes de performance en matière d'émissions pour les véhicules utilitaires légers neufs dans le cadre de l'approche intégrée de l'Union visant à réduire les émissions de CO₂ des véhicules légers (JO L 140/1 du 31.5.2011).

⁶¹ Proposition de la Commission du 11 juillet 2012 de règlement du Parlement européen et du Conseil modifiant le règlement (CE) n° 443/2009 en vue de définir les modalités permettant d'atteindre l'objectif de 2020 en matière de réduction des émissions de CO₂ des voitures particulières neuves (COM [2012] 393 final).

⁶² Proposition de la Commission du 11 juillet 2012 de règlement du Parlement européen et du Conseil modifiant le règlement (CE) n° 510/2011 en vue de définir les modalités permettant d'atteindre l'objectif de 2020 en matière de réduction des émissions de CO₂ des véhicules utilitaires tracteurs à sellette légers neufs (COM [2012] 394 final).

⁶³ Règlement (CE) n° 715/2007 du Parlement européen et du Conseil du 20 juin 2007 relatif à la réception des véhicules à moteur au regard des émissions des véhicules particuliers et utilitaires légers (Euro 5 et Euro 6) et aux informations sur la réparation et l'entretien des véhicules (JO L 171/1 du 29.6.2007).

La réglementation proposée, à titre d'adaptation à la législation européenne, l'est sous réserve de développements divergents en Europe. Tant pour les valeurs cibles présentement proposées que pour les modalités de mise en œuvre à réglementer ultérieurement sur le plan de l'ordonnance (introduction progressive des valeurs cibles, objectifs intermédiaires, traitement spécial des véhicules à émissions de CO₂ particulièrement faibles, etc.), les réglementations européennes seront de toute manière l'exemple à suivre.

Art. 10 Principe

L'*al. 1* fixe pour l'ensemble des voitures de tourisme immatriculées pour la première fois une nouvelle valeur cible d'émission pour 2020 (95 g CO₂/km).

Simultanément, des valeurs cibles sont désormais également arrêtées à l'*al. 2* pour les voitures de livraison et les tracteurs à sellette légers, soit 175 g CO₂/km pour 2017 et 147 g CO₂/km pour 2020. Comme indiqué, ces valeurs correspondent aux valeurs cibles de réduction des émissions de CO₂ appliquées dans l'UE.

L'*al. 3* ne contient aucune nouveauté matérielle. Il est intégré pour préciser que les objectifs fixés à l'*al. 1* et à l'*al. 2* pour les voitures de tourisme ou les voitures de livraison et les tracteurs à sellette légers doivent être atteints en obligeant tous les importateurs à réduire les émissions de «leurs» véhicules en fonction d'une valeur cible spécifique calculée pour chacun.

Art. 10a Objectifs intermédiaires, allègements et dérogations

Les al. 1 et 2 de l'art. 10a se substituent à diverses réglementations qui, supprimées au niveau de la loi, seront régies au niveau de l'ordonnance, en vertu des délégations qu'il prévoit.

En se fondant sur l'*al. 1*, le Conseil fédéral peut prescrire des valeurs cibles supplémentaires en vue de renforcer les objectifs visés à l'art. 10. Il peut, par exemple, prescrire que les voitures de tourisme ou les voitures de livraison et les tracteurs à sellette légers doivent atteindre une valeur cible déterminée dès avant 2020. Ou il peut prescrire qu'un certain pourcentage du parc de véhicules neufs auront atteint dès avant 2020 les valeurs cibles de 2020. L'*al. 1* fournit donc en particulier la base permettant, au niveau de l'ordonnance, d'introduire une réglementation analogue aux dispositions de l'actuel art. 12, al. 3, destiné à disparaître de la loi.

La compétence d'édicter de tels objectifs intermédiaires est couplée à la compétence d'édicter des dérogations à ces objectifs intermédiaires.

L'*al. 2* donne au Conseil fédéral la compétence d'édicter des dérogations qui facilitent la réalisation des objectifs pendant une phase transitoire. On peut envisager, d'une part, des calculs particuliers, comme la prise en compte spéciale des véhicules à émissions particulièrement faibles (cf. art. 12, al. 4, de la loi sur le CO₂ en vigueur) et, d'autre part, une directive prévoyant par exemple qu'après 2020 il ne sera pas encore nécessaire de tenir compte du parc à 100 % dans le calcul des émissions de CO₂ déterminantes.

L'*al. 3* donne au Conseil fédéral la compétence de prévoir des dérogations en ce qui concerne le champ d'application. Des dérogations relatives à des problèmes d'exécution sont notamment envisageables. Mais il sera également possible d'exclure du champ d'application des voitures de livraison ou des tracteurs à sellette

légers déjà soumis à la redevance sur le trafic des poids lourds dans la mesure où leur intégration devait s'avérer problématique dans la pratique.

Enfin, l'*al. 4* arrête qu'il faut tenir compte des réglementations de l'Union européenne pour tous les règlements édictés en vertu des alinéas précédents.

Art. 10b Rapports et propositions visant à poursuivre la réduction des émissions de CO₂

L'*art. 10b* reprend en principe le droit en vigueur (cf. art. 10, al. 2 et 3, de la loi sur le CO₂ actuellement en vigueur). Seuls la terminologie et les millésimes y sont adaptés aux nouveautés de l'*art. 10*. En outre, il est désormais prévu que les rapports devront aussi se référer aux objectifs intermédiaires éventuels.

Art. 11 Valeur cible spécifique

L'*art. 11* reprend les contenus du droit en vigueur, tout en étant complété par les dispositions visant les voitures de livraison et les tracteurs à sellette légers, désormais soumis à une valeur cible.

En revanche, l'*al. 2, let. a*, n'est délibérément pas complété du critère de la «masse de référence». Certes, dans la législation de l'UE, la méthode de calcul pour les véhicules utilitaires légers prévoit de tenir compte de la masse de référence. Mais en droit suisse, la masse de référence apparaît être un point de rattachement inadéquat pour des raisons administratives (elle ne figure pas dans la réception par type). En lieu et place, par analogie à la réglementation visant les voitures de tourisme, le droit suisse se référera pour les voitures de livraison et les tracteurs à sellette légers au poids à vide ou au plan d'appui.

L'*al. 3, phrase 2*, subit une modification rédactionnelle selon le modèle de l'ordonnance du 16 décembre 2011 sur la réduction des émissions de CO₂ des voitures de tourisme.

Une correction est apportée à l'*al. 4*: la qualification de petit importateur (ou constructeur) au sens de cet alinéa ne dépend pas de manière déterminante de la quantité de véhicules importés ou construits annuellement, mais de la quantité de véhicules immatriculés chaque année. Cette formulation correspond à celle de l'ordonnance, qui est d'ores et déjà plus précise à cet égard (cf. art. 8 de l'ordonnance sur la réduction des émissions de CO₂ des voitures de tourisme). Aucune modification matériel ne découle de cette adaptation.

Art. 12 Calcul de la valeur cible spécifique et des émissions moyennes de CO₂

Les *al. 1 et 2* de l'*art 12* restent très largement inchangés hormis l'intégration des voitures de livraison et des tracteurs à sellette légers. La suppression notamment des groupements d'émission à l'*al. 1* n'a pas d'effet matériel. La précision de l'*art. 11, al. 3*, permet de renoncer à cette mention séparée, l'assimilation de ces groupements aux importateurs individuels étant désormais formulée plus généralement.

Les *al. 3 et 4* sont abrogés, puisque leurs dispositions sont désormais couvertes par les normes de délégation prévues à l'*art. 10a*, al. 1 et 2, et que le Conseil fédéral est donc désormais habilité à édicter les réglementations visées. Cette abrogation n'a

pas d'effet matériel. Les réglementations actuelles devraient être reprises sans changement dans l'ordonnance.

Art. 13 Sanction en cas de non-respect de la valeur cible spécifique

L'*art. 13* est très largement modifié concernant le montant de la sanction; un nouveau système de fixation de la sanction est créée. Les sanctions fixées jusqu'ici dans la loi correspondaient aux montants des sanctions valables dans la zone UE, converties en francs suisses, avec un taux de change de 1,5. Afin de pouvoir réagir plus rapidement à d'éventuelles fluctuations du taux de change et de pouvoir garantir une reprise plus cohérente du droit européen sur ce point, la loi doit seulement encore définir une fourchette de sanctions possibles (voir *al. 1* modifié). En vertu du nouvel *al. 1bis*, le montant des sanctions valable l'année en question (année de référence) est désormais fixé à nouveau pour chaque année en se basant exclusivement sur les montants en vigueur dans l'Union européenne: pour ce faire, les montants en euros en vigueur dans l'UE sont convertis en francs suisses à un taux de change actuel (cours moyen de l'année précédente). Le Conseil fédéral définit dans l'ordonnance les formules déterminantes pour le calcul (formules pour le calcul du taux de change de référence et de la sanction elle-même). Le DETEC procède aux calculs en se basant sur ces formules et publie la sanction pour chaque année de référence avant le début de celle-ci. L'attribution de cette tâche au DETEC semble appropriée étant donné le caractère très technique de cette procédure purement mathématique.

L'étendue des sanctions possibles prévue par la loi offre une marge de manœuvre suffisante pour procéder à des adaptations à un taux de change de l'euro compris entre 1,10 et 1,60. Les marges ainsi définies dans la loi établissent en outre clairement que *seules* les adaptations liées aux fluctuations du taux de change sont possibles. Si les montants de la sanction étaient adaptés dans l'UE, le législateur fédéral devrait redéfinir les marges.

Les autres adaptations effectuées découlent exclusivement de modifications déjà citées: intégration des voitures de livraison et des tracteurs à sellette légers; abandon de la mention séparée des groupements d'émission en raison de leur assimilation générale aux importateurs et constructeurs individuels et adaptation d'un millésime. Le remplacement de la réglementation spéciale de l'*al. 2* par une norme de délégation n'entraîne pas non plus de modification matérielle. La possibilité prévue à l'*al. 2* de réduire la sanction pour les intéressés vise toujours principalement la réglementation spéciale des sanctions dans les cas particuliers où, en raison désormais d'une disposition de l'ordonnance, une partie seulement du parc de véhicules neufs serait prise en compte lors du calcul des émissions moyennes de CO₂. Une telle réglementation comporte le risque que les petits importateurs soient désavantagés et on le prévient de cette manière.

Art. 22, al. 4

Afin d'améliorer et d'unifier la terminologie, la notion de «puissance» est remplacée par le concept de «puissance calorifique de combustion» qui est plus correct sur le plan technique. L'indication chiffrée est également modifiée (une puissance de 100 MW correspond à une puissance calorifique de combustion de 125 MW).

Art. 29 Taxe sur le CO₂ prélevée sur les combustibles

La sortie progressive de l'énergie nucléaire entraîne notamment une modification du mix d'électricité. Selon le cas, il peut en résulter une hausse des émissions de CO₂ lors de la production d'électricité. La loi sur le CO₂ veut simultanément réduire d'ici à 2020 les émissions de gaz à effet de serre en Suisse d'au moins 20 % par rapport à 1990. Cet objectif équivaut à une réduction des émissions de gaz à effet de serre de près de 10,6 millions de tonnes équivalent-CO₂ (CO₂eq) en valeur absolue.⁶⁴

Le Conseil fédéral propose d'augmenter la taxe sur le CO₂. Il s'agit d'en accentuer l'effet incitatif et de contrecarrer de manière précoce une nouvelle hausse des émissions CO₂, afin de ne pas nuire à la réalisation de l'objectif de la loi sur le CO₂. La réalisation de l'objectif doit être soutenue par un développement supplémentaire du programme Bâtiments. Un montant de l'ordre de 525 millions de francs par an est prévu à cet effet (moyens conjoints de la Confédération et des cantons).

Art. 31 à 33

Cette partie de la loi sur le CO₂ fait l'objet d'une restructuration relativement importante, suite aux nouvelles règles pour les exploitants d'installations CCF. De nouveaux titres sont ajoutés afin de pouvoir mieux faire la distinction entre les différentes catégories de droits au remboursement et les règles et procédures correspondantes.

Il ressort des titres qu'il existe trois cas de remboursement: (1) le remboursement aux entreprises s'engageant à réduire leurs émissions de gaz à effet de serre (engagement de réduction), (2) le remboursement aux exploitants d'installations CCF ne participant pas au système d'échange de quotas d'émission (SEQUE) ou qui n'ont pas pris d'engagement de réduction, et (3) le remboursement en cas d'utilisation des combustibles à des fins non énergétiques.

Les art. 31a, 32a et 32b contiennent la nouvelle réglementation qui vise à optimiser le cadre réglementaire pour la production d'électricité avec des installations CCF. Elle se compose de deux parties: d'une part, une règle particulière pour les entreprises ayant pris un engagement de réduction (voir catégorie 1 ci-dessus) est introduite dans le régime existant d'après le droit en vigueur, pour le cas où une telle entreprise exploiterait une installation CCF. D'autre part, un régime entièrement nouveau est créé pour les exploitants d'installations CCF devant s'acquitter de la taxe sur le CO₂ en vertu du droit en vigueur (voir catégorie 2 ci-dessus).

L'objectif est d'améliorer le cadre réglementaire pour les installations CCF, de manière à ce que la réglementation légale ne représente plus un frein à la production d'électricité avec des installations CCF: aux termes du régime actuel, il est souvent peu intéressant d'exploiter une installation CCF et d'injecter le courant produit dans le réseau, car les combustibles supplémentaires nécessaires à cet effet sont trop chers en raison de la taxe dont ils font l'objet. La plupart du temps, une extension de l'exploitation de l'installation n'est pas non plus rentable pour les entreprises exemptées de la taxe suite à l'engagement à limiter leurs émissions de gaz à effet de serre. En effet, une production de courant accrue se traduit par des émissions de CO₂ plus élevées. Les entreprises qui ne compensent pas ces émissions supplémentaires

⁶⁴ Rapport explicatif de l'OFEV relatif au projet d'audit du 11 mai 2012 concernant l'ordonnance sur la réduction des émissions de CO₂ (RS 641.712), p. 3.

par d'autres mesures seront sanctionnées car elles n'ont pas respecté leur engagement de réduction.

Art. 31, al. 1, 3 et 4, et art. 32c

Les modifications des *art. 31, al. 1, et 32c* constituent uniquement une mise à jour systématique destinée à présenter clairement les différentes catégories de remboursements. Le précédent art. 31, al. 1, let. a, devient l'art. 32c et le précédent art. 31, al. 1, let. b devient l'art. 31, al. 1.

Les *al. 3 et 4* de l'art. 31 ne font que reprendre la nouvelle formulation «engagement de réduction» introduite à l'al. 1.

Art. 31a Entreprises ayant pris un engagement de réduction
qui exploitent des installations CCF

Une règle particulière est créée à l'art. 31a pour les entreprises ayant pris un engagement de réduction en vertu de l'art 31 et exploitant une installation CCF. Il s'agit d'éviter que ces entreprises renoncent à produire plus d'électricité avec des installations CCF – par rapport à l'année de référence 2012 pertinente pour l'engagement de réduction – uniquement parce qu'elles craignent de devoir introduire de nouvelles mesures de compensation ou payer une sanction pour non-respect de leur engagement.

Si de telles entreprises produisent, dans une mesure déterminée, des quantités d'électricité supplémentaires, elles peuvent désormais demander, conformément à l'*al. 1* et dans la mesure où leur installation répond aux exigences (let. a), que leur engagement de réduction soit adapté. Comme cette adaptation génère toutefois des coûts, le droit à l'adaptation de l'engagement ne s'applique pas pour n'importe quelle quantité supplémentaire, mais seulement à partir d'une quantité déterminée par le Conseil fédéral (let. b). En outre, la règle particulière ne s'applique pas pour le courant produit pour les propres besoins, la consommation pour les propres besoins étant déjà entièrement couverte par l'engagement existant de réduction des émissions: le droit en vigueur prévoit déjà que l'objectif d'émission des entreprises soit adapté pour les émissions supplémentaires de CO₂ dues à la production, par des installations CCF, de courant non injecté dans le réseau.

Ces entreprises qui sont normalement *totalem*ent exemptées de la taxe sur le CO₂ (en raison de l'engagement de réduction) se voient rembourser pour commencer uniquement 60 % de la taxe sur le CO₂ prélevée sur les combustibles utilisés de manière avérée pour produire des quantités d'électricité supplémentaires précitées. Les 40 % restants sont remboursés dans la mesure où l'exploitant peut apporter la preuve à la Confédération qu'il a pris des mesures d'un montant correspondant à ces 40 %, en vue d'augmenter l'efficacité énergétique de sa propre entreprise ou l'efficacité énergétique d'entreprises ou d'installations auxquelles l'installation CCF fournit de l'électricité ou de la chaleur (*al. 2*).

Le Conseil fédéral règle à l'*al 3* les exigences auxquelles les mesures d'efficacité doivent satisfaire. Il peut exclure certaines mesures, à savoir celles qui ont été prises en raison d'autres engagements ou qui ont donné droit à des aides à l'encouragement ou encore celles dont la «valeur» a déjà été prise en compte dans le cadre d'un autre instrument prévu par la législation sur l'énergie ou le CO₂ (p. ex. des mesures non additionnelles concernant l'engagement de réduction). La détermination des mesures

recevables devrait poser de nombreuses questions complexes et très techniques. Il serait donc approprié que certains aspects soient réglementés par le DETEC. Il faut laisser aux exploitants la flexibilité nécessaire en termes de temps pour utiliser les moyens le plus judicieusement possible. C'est pourquoi il n'y a pas d'obligation *annuelle* de prendre des mesures; le Conseil fédéral établit toutefois la période à respecter pour appliquer les mesures d'efficacité et en rendre compte, afin que le droit au remboursement ne prenne pas fin (*al. 3, let. b*).

Si les mesures requises sont prises dans les délais impartis, les 40 % restants sont remboursés. Ils sont à la charge des dépenses courantes. Conformément à l'*al. 4*, les montants de la taxe ne pouvant être remboursés parce que les exploitants d'installation n'ont pas pris de mesures d'efficacité (suffisantes) ni apporté la preuve de ces mesures dans les délais impartis sont en revanche redistribués à la population et aux milieux économiques, conformément à l'art. 36.

Art. 32, al. 1

Le renvoi et la terminologie de l'art. 32, al. 1 sont adaptés en conséquence.

Art. 32a Exploitants d'installations CCF ayant droit au remboursement

L'art. 32a établit quels exploitants d'installation peuvent profiter des conditions générales optimisées dans la section 3. Sont concernés uniquement les exploitants qui ne participent pas au système d'échange de quotas d'émissions ou qui n'ont pas pris d'engagement de réduction, c'est-à-dire ceux qui ne profitent pas déjà d'un autre régime.

En outre, cet article ne concerne que l'exploitation d'installations ne rentrant pas dans la catégorie des centrales fossiles-thermiques selon l'art. 22, c'est-à-dire qui ne sont pas déjà soumises à l'obligation de compensation visée à l'art. 22. Les installations doivent par ailleurs présenter une puissance calorifique de combustion d'au moins 1 MW et remplir les exigences minimales en termes d'énergie, d'écologie ou autres fixées par le Conseil fédéral. On pense en l'occurrence à un degré d'efficacité minimal.

Art. 32b Etendue et conditions du remboursement partiel

Les *al. 1 et 2* règlent l'étendue possible du remboursement. Comme à l'art. 31a, la nouvelle réglementation concerne, en principe, uniquement les combustibles utilisés pour produire de l'électricité: seule la taxe sur le CO₂ prélevée sur ces combustibles est remboursée et non celle prélevée sur les combustibles utilisés pour produire de la chaleur (remboursement *partiel*). Il appartient aux exploitants d'installations CCF demandant le remboursement d'apporter la preuve que les combustibles ont bien été utilisés pour produire de l'électricité. De manière analogue à la réglementation de l'art. 31a, 40 % de la taxe sur le CO₂ acquittée sont remboursés uniquement dans la mesure où l'exploitant peut apporter la preuve à la Confédération qu'il a pris des mesures d'accroissement de l'efficacité énergétique d'un montant correspondant.

Le Conseil fédéral règle les détails des mesures à prendre par les exploitants d'installations et des procédures. Afin de simplifier l'exécution, il convient de privilégier des règles aussi uniformes que possible pour les entreprises s'engageant à limiter leurs émissions de gaz à effet de serre (art. 31a) et les exploitants d'installations CCF sans engagement de réduction. Les dispositions de l'art. 31a s'appliquent

également en ce qui concerne les montants de la taxe ne pouvant pas être remboursés.

Art. 33

Suite à l'ajout d'un nouveau titre de section, le titre de l'art. 33 est supprimé.

Art. 34 Réduction des émissions de CO₂ des bâtiments

Il convient désormais d'encourager les mesures de réduction à *long terme* des émissions de CO₂ des bâtiments par le revenu de la taxe sur le CO₂. La perspective explicitement à long terme permet désormais d'encourager aussi les mesures directes et indirectes concernant les bâtiments dans des domaines comme l'efficacité électrique, l'électricité issue du renouvelable ou l'information et le conseil. Il faut s'attendre pour l'avenir à une consommation croissante d'électricité provenant d'une production non neutre en termes de CO₂. Or, les mesures de réduction de la consommation électrique prises aujourd'hui contribuent aussi à la réduction des émissions de CO₂ à long terme.

L'action promotionnelle est simplifiée et les recoupements entre la loi sur le CO₂ et la loi sur l'énergie sont supprimés. Ainsi, l'ensemble du revenu à affectation partiellement liée provenant de la taxe sur le CO₂ peut être employé dans le cadre des art. 53, 54 et 56 LEne en faveur des mesures visant l'utilisation de l'énergie et des rejets de chaleur dans le bâtiment. Ces mesures comprennent la promotion des activités de conseil, de la formation, de l'efficacité énergétique ou de l'utilisation des énergies renouvelables dans le domaine du bâtiment et de la technique du bâtiment.

La répartition du revenu est entièrement réglée, dans le cadre des processus existants, par l'allocation de contributions globales aux cantons conformément à l'art. 58 LEne. De plus, en complément des dispositions de l'art. 58 LEne, les cantons qui entendent recevoir des contributions globales doivent disposer de programmes d'encouragement visant l'assainissement énergétique de l'enveloppe des bâtiments et le remplacement des chauffages électriques fixes à résistance ou des chaudières à mazout. A cet égard, les cantons sont tenus de concevoir ces programmes d'encouragement en respectant les dispositions en vigueur du modèle d'encouragement harmonisé des cantons.

En outre, contrairement à ce qui ressort de l'art. 58, al. 1, LEne, les contributions globales provenant du revenu à affectation partiellement liée peuvent dépasser – pour en atteindre au maximum le double – le montant des ressources mises à disposition par les cantons dans le même but. Jusqu'à deux tiers du financement des programmes cantonaux dans le domaine des bâtiments peuvent ainsi être couverts par des contributions globales.

Si les moyens mis à disposition par les cantons représentent moins d'un neuvième des recettes de la taxe sur le CO₂, les revenus à affectation partiellement liée qui ne seraient pas épuisés sont redistribués à la population et aux milieux économiques.

L'octroi d'aides financières aux cantons était jusqu'ici limité jusqu'à fin 2019. Cette disposition est supprimée.

L'ordonnance devra être complétée par une nouvelle disposition relative à la couverture des charges d'exécution, dans laquelle la réglementation actuelle devra notam-

ment être adaptée aux responsabilités des autorités fédérales nouvellement définies dans le cadre de la présente révision de la loi sur le CO₂.

Art. 44 Fausses déclarations concernant les véhicules

Le nouveau titre de l'art. 44 souligne que la norme pénale prévue en cas de fausses indications s'appliquera désormais également aux importateurs et constructeurs de voitures de livraison et de tracteurs à sellette légers nouvellement concernés par les obligations.

Art. 49a Disposition transitoire relative à la modification du ...

La disposition transitoire prévoit, en dérogation à l'art. 10*b*, al. 1, que le premier rapport concernant les voitures de livraison et les tracteurs à sellette légers ne doit être présenté qu'en 2019. L'établissement préalable de rapports n'apparaît guère judicieux, vu le manque d'expérience quant à la mesure nouvellement introduite.

Par ailleurs, le passage de l'ancien au nouveau système de répartition du revenu de la taxe sur le CO₂ est réglé selon l'art. 34. Afin d'éviter un phénomène de *stop and go* au niveau de l'encouragement des mesures en faveur des bâtiments, d'accroître la sécurité de la planification et de garantir une transition aussi fluide que possible, le revenu de la taxe sur le CO₂ perçue jusqu'à fin 2015 doit être réparti en vertu du droit en vigueur. Le revenu à affectation liée de la taxe sur le CO₂ perçue en 2016 doit encore pouvoir être employé jusqu'à concurrence de 100 millions de francs pour des conventions-programmes avec les cantons dans le cadre de l'art. 34, al. 2, let. a dans sa version actuelle. Afin qu'il n'en résulte pas d'engagement non couvert et régi par l'ancien droit pour la Confédération, les conventions-programmes avec les cantons prévoient que ceux-ci ne peuvent pas engager des fonds d'encouragement supérieurs à ces 100 millions de francs. Les éventuels engagements supérieurs sont de la responsabilité des cantons. L'utilisation du revenu de la taxe sur le CO₂ prélevée par la suite est entièrement réglée par le nouveau droit.

Pour l'exécution du programme d'assainissement, les cantons perçoivent, en vertu de l'ordonnance sur le CO₂ en vigueur, une indemnité de 6,5 % par an au maximum de l'aide financière allouée. Cette limite supérieure est valable comme moyenne sur la durée totale du programme, c'est-à-dire jusqu'à fin 2019 selon la loi actuelle sur le CO₂. En cas de changement anticipé du financement, l'indemnisation des coûts d'exploitation doit également être redéfinie.

5.2.3 Loi du 22 juin 1979 sur l'aménagement du territoire⁶⁵

Art. 8b Contenu du plan directeur dans le domaine de l'énergie

L'utilisation des énergies renouvelables doit faire partie intégrante des plans directeurs cantonaux, notamment pour les technologies dont l'importance dépasse l'échelle régionale, c'est-à-dire en premier lieu pour la force hydraulique et l'énergie éolienne. Il est en revanche inutile de prendre dans le plan directeur des dispositions

⁶⁵ RS 700

concernant les installations photovoltaïques sur des bâtiments existants. La norme du plan directeur ne prescrit que la désignation des régions qui se prêtent aux projets énergétiques, et non pas celle des régions qui doivent être exemptes de ce type de projets. La désignation dans le plan directeur d'une catégorie «zones d'exclusion énergétique» serait donc contraire au système. Si le plan directeur désigne des zones dignes de protection, cette indication doit être faite de manière transversale, c'est-à-dire en relation avec des projets d'infrastructure et de construction tous domaines confondus et non pas de manière sectorielle, sur la base de projets énergétiques. Les zones d'exclusion énergétique pourraient en revanche avoir leur raison d'être dans le concept de développement (art. 11 LEne) dans la mesure où celui-ci met l'accent sur l'énergie.

La prise de dispositions dans les plans directeurs cantonaux repose et s'oriente sur le concept de développement des énergies renouvelables visé à l'art. 11 LEne. Ce plan et les indications cartographiques qu'il comprend ne doivent pas être mis en œuvre à la lettre dans les plans directeurs. Les cantons peuvent certes, selon la formule «se conformer ou s'expliquer» («comply or explain»), s'écarter du concept de développement, mais ces écarts doivent être dûment motivés. Une désignation cartographique précise des tronçons de cours d'eau peut s'avérer difficile; si cela s'avère impossible, il convient au minimum de présenter des critères d'implantation correspondants.

Lors d'une révision ultérieure plus complète de la LAT, les domaines devant rentrer dans le cadre des plans directeurs devraient probablement être étendus. Le nouvel art. 8b concernant l'énergie devra alors être lui aussi complété, p. ex. afin de rendre compte de l'espace nécessaire pour développer le réseau.

5.2.4 Loi du 22 décembre 1916 sur les forces hydrauliques⁶⁶

Art. 60, al. 3^{ter}

La procédure pour les projets d'installation hydroélectrique qui affectent un espace limité, qui ne concernent qu'un ensemble restreint et bien défini de personnes et dont les effets sont globalement restreints doit être aussi simple que possible. Ces projets se distinguant par une faible complexité et par des effets extérieurs limités, une simplification est possible dans leur cas. Une procédure simplifiée est également prévue depuis plus de dix ans pour les projets de centrale hydroélectrique soumis à la compétence de la Confédération (art. 62h LFH), les différences concernant surtout la publication. Cette procédure a fait ses preuves. La concession couvre toutes les autorisations requises par le droit fédéral (art. 62 LFH).

En ce qui concerne la procédure à «simplifier» par les cantons, il s'agit surtout de la procédure d'octroi de la concession. Globalement, la procédure en vue de la réalisation d'une centrale hydroélectrique se déroule actuellement dans de nombreux cantons en deux étapes. Les questions importantes et éventuellement problématiques sont clarifiées dans une première étape (octroi de la concession). Souvent, durant la deuxième étape (notamment octroi du permis de construire), seuls des points secondaires restent à régler. Il est naturellement permis aux cantons de ne pas

⁶⁶ RS 721.80

réserver la simplification de la procédure à la partie concernant l'octroi de la concession et de prévoir par exemple une procédure concentrée dans le cadre de laquelle toutes les questions sont clarifiées et toutes les décisions sont prises.

A l'art. 60, la Confédération prescrit d'ores et déjà aux cantons plusieurs directives ponctuelles relatives à la procédure. Avec la nouvelle directive, les cantons disposent d'une certaine marge de manœuvre pour la mise en œuvre. Si, à l'instar de la Confédération, les cantons prévoient des facilitations, notamment en matière de publication, ils ne contreviendront pas à l'obligation de publier qui leur est actuellement faite à l'art. 60, al. 2. Les personnes directement concernées doivent pouvoir pleinement défendre leurs droits et, par exemple, former opposition ou déposer une demande d'indemnisation.

5.2.5 **Loi du 19 mars 2004 sur l'énergie nucléaire**⁶⁷

Le 25 mai 2011, le Conseil fédéral a décidé que la sécurité de l'approvisionnement en électricité de la Suisse devait être maintenue à un niveau élevé, mais en renonçant à moyen terme à l'énergie nucléaire. Il est d'avis que les centrales nucléaires actuelles doivent être désaffectées au terme de la durée d'exploitation qu'autorisent les critères techniques de sécurité et qu'elles ne devraient pas être remplacées par de nouvelles centrales nucléaires.

Trois motions concernant la sortie de l'énergie nucléaire⁶⁸ ont été acceptées, sous une forme modifiée par rapport à leur version originale, le 28 septembre 2011 par le Conseil des Etats et le 6 décembre 2011 par le Conseil national⁶⁹.

Le Conseil fédéral est chargé de soumettre un projet de loi visant à adapter la législation comme suit:

1. Aucune autorisation générale ne sera plus accordée pour la construction de centrales nucléaires.
- 1^{bis}. La loi du 21 mars 2003 sur l'énergie nucléaire sera modifiée en conséquence. Il ne sera édicté aucune interdiction de technologies.
2. Les centrales nucléaires qui ne sont plus conformes aux exigences de sécurité doivent être mises à l'arrêt sans délai.
3. Une stratégie énergétique globale sera soumise afin, d'une part, de garantir la couverture des futurs besoins en électricité sans recourir à l'énergie atomique et, d'autre part, d'assurer un approvisionnement indépendant des ressources de l'étranger sans mettre en danger la place économique suisse et la position de la Suisse en tant que pôle de recherche dans son ensemble. Des mesures ciblées viseront à encourager l'utilisation d'énergies renouvelables et à accroître l'efficacité énergétique.

⁶⁷ RS 732.1

⁶⁸ 11.3257 n, Mo. Conseil national (Groupe G). Sortir du nucléaire; 11.3426 n, Mo. Conseil national (Groupe BD). Centrales nucléaires. Ne pas renouveler les autorisations générales de construire; 11.3436 n, Mo. Conseil national (Schmidt Roberto). Sortir du nucléaire par étapes.

⁶⁹ BO 2011 E 972 ss.

4. La formation, l'enseignement et la recherche dans toutes les techniques du domaine de l'énergie, en Suisse et dans le cadre de la collaboration internationale, continuent à être soutenus.
5. Le Conseil fédéral rendra compte, à intervalles réguliers, de l'évolution des techniques et de la mise en place de la stratégie énergétique; il élaborera des programmes idoines et des propositions de modification de la législation, qu'il présentera à l'Assemblée fédérale. Il rendra plus particulièrement compte, toujours à intervalles réguliers, des avancées de la technologie nucléaire. Ce faisant, le Conseil fédéral prendra notamment position sur les questions relatives à la sécurité, à l'élimination des déchets radioactifs ainsi qu'aux effets sur l'environnement, sur l'économie et sur la politique climatique.

Les dispositions devant permettre de mettre en œuvre les motions sont expliquées ci-après, ainsi que l'interdiction de retraitement – proposée par le Conseil fédéral – avec la possibilité de dérogations à des fins de recherche.

Art. 9

Le moratoire contenu à l'art. 106, al. 4, de LENu est libellé comme suit: «*Les assemblages combustibles usés ne peuvent pas être exportés en vue de leur retraitement pendant une période de dix ans à compter du 1^{er} juillet 2006. Durant ce laps de temps, ils doivent être évacués en tant que déchets radioactifs. Le Conseil fédéral peut prévoir des exceptions aux fins de la recherche, l'art. 34, al. 2 et 3, s'appliquant par analogie. L'Assemblée fédérale peut, par arrêté fédéral simple, prolonger ce délai de dix ans au plus*».

Si la LENu n'est pas adaptée, le moratoire expirera le 30 juin 2016. L'exportation d'assemblages combustibles usés aux fins de retraitement serait ainsi de nouveau possible. La question se pose donc de savoir si le retraitement doit être permis, s'il doit être interdit ou si le moratoire doit être prolongé.

Les partisans du retraitement font notamment valoir que le plutonium est mieux contrôlable s'il est extrait durant le retraitement pour être réutilisé dans des assemblages combustibles à oxyde mixtes (MOX). Mais les opposants au retraitement objectent qu'il permet de séparer le plutonium (le rendant ainsi plus facile d'accès), qu'il libère des substances radioactives dans l'air et dans l'eau et qu'il nécessite globalement davantage de transports. Ces raisons ont poussé le Conseil fédéral, dans son message relatif à la LENu, à proposer une interdiction aux Chambres fédérales⁷⁰. Durant les délibérations sur la LENu, le retraitement a été l'un des objets les plus controversés politiquement. Finalement, les Chambres fédérales ont décidé un moratoire de dix ans comme compromis entre l'interdiction du retraitement et la prolongation de son autorisation.

La situation politique initiale s'est modifiée avec les décisions prises par le Conseil fédéral et les Chambres fédérales concernant l'utilisation de l'énergie nucléaire. Dans le message de 2001 relatif à la LENu, le Conseil fédéral s'était prononcé pour une interdiction du retraitement. Les raisons de l'époque gardent leur validité. En outre, une installation de retraitement n'aurait en Suisse aucune chance d'être construite. Il n'est dès lors pas justifiable d'autoriser le retraitement, s'il est pratiqué

⁷⁰ FF 2001 2529 2599 s., 2628 s.

ailleurs. Au demeurant, toutes les barres de combustibles exportées par les exploitants des centrales nucléaires suisses, avant l'entrée en vigueur de la LENu, à destination des installations de retraitement de France et de Grande-Bretagne, ont été retraitées. Nous proposons donc une interdiction du retraitement (*al. 1*).

Selon l'art. 34, al. 3 et 4, les déchets radioactifs peuvent exceptionnellement et à certaines conditions supplémentaires être exportés pour être conditionnés et stockés. Les exploitants sont dans ce cas tenus de garantir dans leur contrat avec le destinataire que de tels déchets ne soient pas détournés de leur destination et qu'ils ne soient pas retraités par ce biais.

Conformément à l'art. 2, le Conseil fédéral peut prévoir des dérogations à l'interdiction de retraitement ou à l'interdiction d'exportation pour le retraitement. De telles dérogations concernent surtout la recherche internationale sur la transmutation, c'est-à-dire la procédure visant à transformer des déchets de longue durée hautement actifs en déchets de moindre durée. De tels travaux de recherche ne sont pas réalisés avec des déchets radioactifs, mais sur des matières nucléaires. En effet, on entend par déchets radioactifs uniquement les substances radioactives ou les matières contaminées par la radioactivité *qui ne sont pas réutilisées* (art. 3, let. i, LENu). C'est pourquoi seules les dispositions de l'art. 6 ss. LENu s'appliquent au mouvement transfrontière de telles matières nucléaires et non celles de l'art. 34 LENu. Ces dérogations permettent de poursuivre les recherches actuelles et répondent au souci des Chambres fédérales de ne pas édicter une interdiction de technologie à l'encontre de l'énergie nucléaire.

Art. 12, titre et al. 4

La mise en œuvre de la décision des Chambres fédérales de sortir de l'énergie nucléaire requiert une modification de l'art. 12 de la loi du 21 mars 2003 sur l'énergie nucléaire (LENu). Il s'agit de choisir une formulation qui restitue la décision de sortir du nucléaire tout en s'intégrant dans la terminologie de la LENu.

Selon la terminologie afférente, les réacteurs de recherche ne sont pas compris dans les centrales nucléaires. La possibilité de construire des réacteurs de recherche est laissée ouverte. Du point de vue actuel, il s'agit en particulier de la recherche concernant les réacteurs à fusion et les installations dites de transmutation, qui pourraient être construites pour réduire les déchets radioactifs de longue durée. La recherche conduite à ce stade peut donc être poursuivie. En outre, il est tenu compte du souci des Chambres fédérales qu'aucune interdiction de technologie ne soit stipulée en matière d'énergie nucléaire.

Les autres dispositions relatives à l'autorisation générale ne doivent pas être adaptées, à l'exception de l'art. 106. Une autorisation générale (art. 12 ss et 42 ss LENu) est nécessaire pour pouvoir construire et exploiter une installation nucléaire. Les installations nucléaires sont définies à l'art. 3, let. d, LENu: elles ne concernent pas uniquement les installations destinées à l'utilisation de l'énergie nucléaire, mais aussi notamment les dépôts en couches géologiques profondes. De plus, l'autorisation générale constitue aussi la base de l'exploitation des installations nucléaires actuelles. Actuellement, seul le dépôt intermédiaire de Würenlingen dans le canton

d'Argovie (ZWILAG) est concerné; pour les centrales nucléaires existantes, aucune autorisation générale n'est nécessaire.⁷¹

Le deuxième point des motions exige que le Conseil fédéral propose une réglementation légale visant à mettre immédiatement hors de service les centrales nucléaires qui ne répondent plus aux dispositions de sécurité. Ce point est toutefois d'ores et déjà réglementé (art. 22, al. 3, et art. 72 LENu; art. 44 de l'ordonnance du 10 décembre 2004 sur l'énergie nucléaire, OENu⁷²; ordonnance du DETEC du 16 avril 2008 sur la méthode et sur les standards de vérification des critères de la mise hors service provisoire d'une centrale nucléaire⁷³). Une réglementation supplémentaire n'est pas nécessaire.

Art. 106, al. 1^{bis} et al. 4

Les centrales nucléaires existantes ne disposent pas d'une autorisation générale. Conformément à l'actuel art. 106, al. 1, «les installations nucléaires en service qui sont soumises à l'autorisation générale en vertu de la présente loi peuvent continuer d'être exploitées sans cette autorisation aussi longtemps qu'aucune modification exigeant la modification de l'autorisation générale prévue à l'art. 65, al. 1, n'y est apportée». La rénovation fondamentale d'une centrale nucléaire existante au sens de l'art. 65, al. 1, let. b, notamment le remplacement de la cuve du réacteur, qui entraînerait un prolongement déterminant de sa durée d'exploitation, n'est pas compatible avec la décision de sortir du nucléaire. De même, il convient également d'exclure, pour les centrales nucléaires existantes, que le but (utilisation de l'électricité ou de la chaleur) ou les grandes lignes (système de réacteur, classe de puissance et système de refroidissement principal, cf. art. 14, al. 2, let. a) puissent être modifiés, ce qui, au sens de l'art. 65, al. 1, let. a, nécessiterait aussi une autorisation générale. C'est pourquoi des autorisations générales pour la construction de centrales nucléaires, mais aussi pour des modifications fondamentales à apporter à des centrales nucléaires existantes ne doivent plus être admissibles (*art. 106, al. 1^{bis}*). Par ailleurs, l'art. 106, al. 1, est également important pour d'autres installations nucléaires que les centrales nucléaires qui ne disposent pas actuellement d'une autorisation générale, mais qui auraient besoin d'une telle autorisation aux termes de la LENu. Cela pourrait s'appliquer aux modifications apportées à des installations de recherche.

L'*al. 4* doit être abrogé étant donné qu'en vertu de l'art. 9 proposé, une interdiction du retraitement vient remplacer le moratoire visé à l'art. 106, al. 4.

⁷¹ Le Conseil fédéral a donné l'autorisation générale pour ZWILAG en date du 23 juin 1993. Les centrales nucléaires de Beznau I et II, Mühleberg, Gösgen-Dänken et Leibstadt disposent d'une autorisation de site (selon l'ancien droit).

⁷² RS 732.11

⁷³ RS 732.114.5

Art. 3^{bis} Emoluments de l'Inspection fédérale des installations
à courant fort

L'Inspection fédérale des installations à courant fort (ESTI) prélève des émoluments pour ses décisions, ses contrôles et ses prestations et se fonde pour ce faire sur l'ordonnance du 7 décembre 1992 sur l'Inspection fédérale des installations à courant fort⁷⁵. L'art. 4 de la loi fédérale du 4 octobre 1974 instituant des mesures destinées à améliorer les finances fédérales⁷⁶, qui a été abrogée le 1^{er} janvier 2005, est mentionné en préambule. En l'absence d'une réglementation spécifique des émoluments dans la loi sur les installations électriques, l'art. 46a de la loi du 21 mars 1997 sur l'organisation du gouvernement et de l'administration⁷⁷ tient lieu à ce jour de base générale pour le prélèvement d'émoluments par l'administration fédérale. L'art. 3^{bis} introduit une réglementation des émoluments de droit spécial dans la loi sur les installations électriques. Elle autorise le Conseil fédéral à édicter des prescriptions concernant le prélèvement des émoluments pour les prestations effectuées par l'administration fédérale et l'inspectorat. Il s'agit en premier lieu de décisions et de contrôles, la troisième catégorie des prestations couvrant les activités ne donnant pas lieu à une décision, mais entraînant des coûts pour l'administration fédérale ou l'inspectorat (p. ex. retraits de demandes d'approbation des plans déjà traitées par l'inspectorat). L'al. 2 donne une liste non exhaustive des objets devant être réglés par le Conseil fédéral. Les principes constitutionnels de la couverture des coûts et de l'équivalence imposent au Conseil fédéral un cadre étroit.

Art. 16, al. 5 Délais de traitement pour les procédures
de plan sectoriel

L'art. 16, al. 5, de la loi sur les installations électriques prévoit désormais pour les autorités chargées de conduire une procédure un délai de traitement maximal de deux ans pour élaborer le plan sectoriel. Il s'agit en l'occurrence d'un délai d'ordre dans le cadre duquel la procédure doit être achevée. Si ce délai n'est pas respecté, les intéressés peuvent se plaindre d'un retard injustifié. En revanche, les actes officiels exécutés après l'expiration du délai sont malgré tout valables. Il reste à signaler que l'autorité chargée de conduire la procédure dispose de possibilités limitées d'influencer les personnes participant à la procédure (p. ex. cantons, requérants, autorités spécialisées au sein de l'administration). L'autorité chargée de conduire la procédure ne saurait être tenue responsable des retards de procédure causés par de tels tiers, c'est-à-dire qu'une action pour retard injustifié serait alors infondée. Il incombe au Conseil fédéral de préciser les diverses étapes de la procédure en fixant des délais correspondants.

Art. 16a^{bis} Délais de traitement pour la procédure d'approbation des plans

L'art. 16a^{bis} de la loi sur les installations électriques fixe un délai maximum pour le déroulement des procédures d'approbation des plans. L'autorité chargée de conduire la procédure doit rendre sa décision dans un délai de deux ans à compter de la date

⁷⁴ RS 734.0

⁷⁵ RS 734.24

⁷⁶ RS 611.010

⁷⁷ RS 172.010

de dépôt de la demande. Ce délai d'ordre doit contribuer au traitement rapide des requêtes et améliorer la sécurité de planification pour le requérant. Le Conseil fédéral est habilité à préciser les étapes de la procédure en fixant des délais supplémentaires.

5.2.7 Loi du 23 mars 2007 sur l'approvisionnement en électricité⁷⁸

Art. 6, al. 4 et 7, al. 3

Dans l'art. 7, al. 3, LEne en vigueur, les producteurs achetant également de l'énergie bénéficient d'une protection quant au prix d'achat qui est le même que celui demandé aux autres acheteurs. De nos jours, cette disposition est pertinente uniquement dans le domaine de l'électricité.

C'est la raison pour laquelle cette disposition apparaît désormais dans la LApEl à l'art. 6, al. 4 et à l'art. 7, al. 3. L'interdiction de discrimination concrétise le principe du caractère équitable des tarifs d'électricité ou de la composante du tarif concernant la fourniture d'énergie, afin d'éviter que les gestionnaires de réseau compensent au moyen de tarifs d'électricité plus élevés d'éventuelles pertes au niveau du chiffre d'affaires ou des gains résultant de la consommation pour leurs propres besoins. Conformément à la systématique de la LApEl, l'interdiction de discrimination est limitée sur deux plans: d'une part, elle porte uniquement sur la composante du tarif concernant la fourniture d'électricité et non sur les coûts pour l'utilisation du réseau (qui sont réglés à l'art. 14, al. 1, LApEl). D'autre part, l'interdiction de discrimination vaut uniquement pour les acheteurs/producteurs ne se trouvant pas dans le marché libre de l'électricité, des prescriptions en matière de prix n'ayant plus lieu d'être sur le marché libéralisé.

Art. 14, al. 3, let. c, première partie de la phrase

Conformément à l'art. 14, al. 1, LApEl, les coûts pour l'utilisation du réseau englobent les coûts du réseau imputables définis à l'art. 15 LApEl ainsi que les redevances et prestations fournies à des collectivités publiques. Ils sont supportés uniquement par les consommateurs finaux, c'est-à-dire par les consommateurs d'électricité (art. 14, al. 2, LApEl, principe selon lequel la rémunération pour l'utilisation du réseau doit être versée par les consommateurs finaux par point de prélèvement) et sont solidarisés au sein d'une zone de desserte (art. 5, al. 1 en relation avec l'art. 14, al. 3, let. c, LApEl). Quiconque produit en revanche de l'électricité et l'injecte dans le réseau ou consomme le courant produit pour ses propres besoins ne participe pas aux coûts du réseau pour la partie produite.

Lors de la consultation, des craintes ont été émises concernant une possible désolidarisation des coûts pour l'utilisation du réseau du fait de la consommation propre (art. 19): lorsque les consommateurs finaux consomment le courant qu'ils ont produit eux-mêmes pour leurs propres besoins, ils prélèvent moins d'électricité sur le réseau. De ce fait et conformément au principe du point de prélèvement, ils contribuent moins aux coûts du réseau dans leur zone d'approvisionnement. Si les tarifs

78 RS 734.7

demeurent inchangés, les gestionnaires du réseau voient leurs recettes diminuer et ces pertes doivent être compensées par les autres consommateurs finaux.

L'art. 14, al. 3, let. c précise que les tarifs d'utilisation du réseau doivent se baser sur le profil de soutirage. D'une part, cela explicite le principe du point de prélèvement, la perception de courant depuis le réseau étant établie, en principe comme déterminante pour le tarif d'utilisation du réseau. Cela exclut par contre que le profil de consommation (qui engloberait le courant produit soi-même, ne provenant pas du réseau et consommé pour les propres besoins) ou d'autres critères (p. ex. injection d'électricité) constitue la base de la rémunération pour l'utilisation du réseau. D'autre part, se fonder sur le profil de soutirage permet de créer des catégories de clients conformes au principe de l'origine des frais (al. 3, let. a) avec des tarifs différents. Le profil de soutirage permet de tenir compte du volume total de courant soutiré, des pics de soutirage au niveau du réseau ou de la puissance de raccordement. La création d'une catégorie de clients spécifique est autorisée dans ces conditions si le profil de soutirage des consommateurs finaux diffère considérablement de celui de consommateurs finaux comparables en soi. La création d'une catégorie de clients séparée bénéficiant d'un tarif correspondant est p. ex. envisageable concernant les consommateurs finaux et la consommation pour les propres besoins si le soutirage de courant depuis le réseau est très faible, mais que ce dernier est aménagé pour le soutirage maximum possible et que des pics de charge temporaires très élevés interviennent. Si les coûts engendrés ne sont pas couverts de manière appropriée au moyen du tarif «normal» d'utilisation du réseau, la création d'une catégorie de clients spécifique se justifie.

En vertu de l'art. 22 LApEl, l'EICom est compétente pour statuer si, dans un cas concret, la création d'une catégorie de clients séparée avec un tarif propre est justifiée ou non.

Art. 15 Coûts de réseau imputables

Les coûts d'exploitation et de capital des systèmes de mesure intelligents installés chez le consommateur final et prescrits par la loi (voir les détails à l'art. 17a LApEl) sont désormais intégrés dans l'art. 15, al. 1 dans une deuxième phrase. Pour le reste, l'alinéa demeure inchangé. Le financement de l'introduction de systèmes de mesure intelligents chez le consommateur final est ainsi rééquilibré à l'aide du nouveau taux. Les coûts d'une telle introduction, c'est-à-dire les coûts d'acquisition, d'installation et d'exploitation de ces systèmes de mesure, sont dans tous les cas pris en compte comme coûts de réseau imputables et peuvent donc être décomptés dans le cadre de la rémunération pour l'utilisation du réseau puis facturés aux clients finaux.

L'article ne règle explicitement que l'imputabilité des coûts d'exploitation et des coûts de capital des systèmes de mesure intelligents *chez le consommateur final*. Selon cette nouvelle disposition, les coûts de ces systèmes de mesure sont toujours imputables. Rien n'est stipulé en revanche en ce qui concerne les autres systèmes de mesure, qu'ils soient intelligents ou conventionnels. Leur imputabilité est en conséquence toujours évaluée selon la première phrase de l'art. 15, al. 1, LApEl: les coûts occasionnés par de tels systèmes de mesure ne sont imputables que s'ils peuvent être considérés comme «coûts d'exploitation et [...] coûts de capital d'un réseau sûr, performant et efficace».

Le texte de la loi qualifie d'imputables exclusivement les coûts des systèmes de mesure intelligents «prescrits par la loi» chez le consommateur final. On empêche ainsi que ne soient totalement pris en compte les coûts d'appareils de mesure dont les fonctionnalités dépassent les exigences minimales et qui pourraient causer des coûts nettement supérieurs.

Sont notamment imputables les coûts *d'exploitation* de ces systèmes de mesure, y compris les coûts des réseaux de communication nécessaires à leur exploitation. Les exigences minimales légales ont également ici un effet restrictif; les coûts des réseaux et de leur transformation sont uniquement imputables dans la mesure où ils sont nécessaires pour que les appareils de mesure intelligents («*smart meter*») présentent l'utilité conforme à leur destination.

Les amortissements qui surviennent, parce que des compteurs traditionnels doivent être mis hors d'exploitation avant d'être totalement amortis, en raison d'une obligation de droit fédéral d'installer de nouveaux systèmes (cf. nouvel art. 17a, al. 2, LApEI), sont également considérés comme des coûts imputables. Les coûts des systèmes de mesure traditionnels doivent être imputables aussi longtemps qu'ils continueront de pouvoir être installés.

En conséquence, l'al. 2 mentionne désormais explicitement les systèmes de mesure intelligents chez le consommateur final.

Art. 17a Systèmes de mesure intelligents chez le consommateur final

Le nouvel art. 17a LApEI répond au besoin de réglementation en matière de systèmes de mesure intelligents qui s'est fait jour en raison des développements techniques survenus et à promouvoir encore dans le domaine du réseau.

L'al. 1 définit quels équipements techniques sont considérés comme des «systèmes de mesure intelligents» chez le consommateur final au sens de la LApEI. Un système de mesure intelligent chez le consommateur final est un appareil qui mesure le flux d'énergie électrique effectif et sa variation en temps réel chez le consommateur final. Il est essentiel et impératif que l'appareil de mesure supporte la transmission bidirectionnelle des données. Les appareils de mesure qui ne comportent pas cette fonction ne sont pas réputés systèmes de mesure intelligents chez le consommateur final au sens de la LApEI. Par ailleurs, il convient de relever que le concept de système de mesure intelligent apparaissant dans la loi ne se limite pas à l'*appareil* de mesure en tant que tel, mais fait toujours référence à l'*installation* de mesure dans sa totalité: l'appareil de mesure lui-même est seulement utile s'il peut être intégré dans un réseau de communication efficace correspondant. La réglementation ne porte donc pas uniquement sur les seuls appareils installés chez le consommateur final, mais englobe aussi d'autres installations faisant directement partie de l'appareil ou devant lui être reliées et s'avérant nécessaires pour assurer une connexion au réseau suffisante en termes de technique de communication, en vue de permettre aux appareils de mesure intelligents de déployer leur utilité conformément à leur destination.

L'al. 2 contient une norme de délégation qui habilite le Conseil fédéral à fixer des prescriptions concernant l'introduction de systèmes de mesure intelligents chez le consommateur final. Le Conseil fédéral peut notamment obliger les gestionnaires de réseau à veiller à l'introduction complète ou partielle de tels systèmes de mesure intelligents jusqu'à une date déterminée. A cet égard, il faudra faire en sorte que les gestionnaires de réseau disposent d'une certaine marge de manœuvre, en particulier

au niveau temporel, afin de leur permettre de voir quand et comment ils veulent remplir cette obligation. En principe, on pourrait aussi envisager de laisser cette évolution au marché, mais au stade actuel, les avantages d'une introduction réglementée par l'Etat semblent l'emporter (voir le rapport final du 5 juin 2012 sur l'évaluation des effets d'une introduction des systèmes de mesure intelligents en relation avec les réseaux intelligents en Suisse⁷⁹). Il y a donc lieu de penser que le Conseil fédéral fera usage de cette compétence. Si les gestionnaires de réseau devaient être soumis à cette obligation, leur rôle ne se limiterait pas à faire installer les systèmes de mesure intelligents chez le consommateur final, ils devraient évidemment aussi les intégrer dans un réseau de communication correspondant qui fonctionne.

En vertu de l'*al. 3*, le Conseil fédéral peut en outre fixer les exigences techniques minimales auxquelles les systèmes de mesure intelligents installés chez le consommateur final doivent satisfaire. Il ne s'agit pas ici d'édicter des directives concernant les caractéristiques techniques de mesure. Celles-ci relèvent du domaine des prescriptions fédérales en matière de métrologie et de telles caractéristiques doivent donc être réglementées dans ces prescriptions au titre d'exigences métrologiques spécifiques à l'instrument de mesure (la réglementation de la détection de modification ou de la protection contre des falsifications entre notamment dans ce cadre). Il s'agit en l'occurrence uniquement pour le Conseil fédéral de pouvoir définir au niveau du principe quelles sont les spécifications, équipements et fonctionnalités sortant du cadre des directives du droit d'étalonnage que les systèmes de mesure intelligents installés chez le consommateur final doivent présenter. A cet égard, il faudra tenir compte notamment des aspects relatifs à la sécurité, y compris celle des données. De telles prescriptions sont importantes, d'une part pour empêcher qu'il ne soit investi dans une technologie de mesure intelligente qui ne serait pas en mesure de générer l'utilité voulue. D'autre part, les exigences minimales constituent aussi la limite supérieure des coûts imputables. Autrement dit, quiconque installe un système de mesure qui dépasse les exigences minimales doit assumer lui-même les coûts supplémentaires qui en résultent – de même que les coûts supplémentaires générés pour ou par son exploitation – (voir modification de l'art. 15, al. 1, LApEI). En plus de la compétence de fixer des exigences techniques minimales, l'*al. 3* donne aussi au Conseil fédéral la compétence de procéder ultérieurement à des adaptations si nécessaire. Le Conseil fédéral peut ainsi réagir de manière appropriée à des innovations et à une éventuelle modification des exigences auxquelles le système électrique est soumis, y compris en matière de sécurité.

Selon leur formulation, les *al. 2* et *3* sont indépendants l'un de l'autre. Le Conseil fédéral peut donc prévoir des exigences minimales même s'il ne donne simultanément aucune directive pour que soient introduits des systèmes de mesure intelligents. En revanche, il découle de l'esprit et de l'objectif des dispositions que le Conseil fédéral va fixer les exigences techniques minimales auxquelles doivent répondre les systèmes de mesure intelligents dès lors qu'il fait usage de sa compétence en vertu de l'*al. 2*. En l'absence de telles directives minimales, il ne serait guère possible de répondre judicieusement à l'obligation d'introduire les systèmes de mesure intelligents, puisqu'on ne saurait pas à quelles installations de mesure l'obligation se rapporte et que la question du financement des coûts ne serait pas réglementée sans ambiguïté.

⁷⁹ www.bfe.admin.ch/smartmetering

L'introduction et l'exploitation de systèmes de mesure intelligents chez le consommateur final peuvent s'avérer délicats sous l'angle du droit de la protection des données. C'est pourquoi l'*al. 4* souligne qu'il faudra, au moment d'édicter des dispositions dans ce domaine, veiller particulièrement à leur compatibilité avec les prescriptions en matière de protection des données.

Art. 20a Contrôle de sécurité relatif aux personnes

A l'instar de la disposition correspondante de la loi sur l'énergie nucléaire (art. 24), cette disposition doit permettre de créer explicitement la base légale pour l'organisation de contrôles de sécurité relatifs aux personnes auprès des employés de la Société nationale du réseau de transport.

En tant que responsable de la gestion du réseau de transport dans l'ensemble de la Suisse, la Société nationale du réseau de transport est chargée de veiller à ce que ce réseau soit exploité de manière non discriminatoire, fiable et performante. L'approvisionnement énergétique, qui comprend notamment le secteur de l'approvisionnement en électricité, dépend d'infrastructures dites critiques, dont les perturbations, les pannes et la destruction peuvent avoir des conséquences graves pour la société, l'économie et l'Etat (cf. à ce sujet la stratégie nationale du 27 juin 2012 pour la protection des infrastructures critiques⁸⁰; le réseau de transport est notamment considéré comme une infrastructure critique). Les contrôles de sécurité relatifs aux personnes effectués auprès de la Société nationale du réseau de transport sont destinés à réduire de tels risques sur le plan de la sécurité.

Selon l'*al. 1*, toute personne chargée, auprès de la Société nationale du réseau de transport, de tâches dans le cadre desquelles elle peut influencer sur la sécurité du réseau de transport ainsi que sur le caractère fiable et performant de l'exploitation de celui-ci doit se soumettre périodiquement à un contrôle de sécurité. Il va de soi que cette disposition concerne aussi les personnes assumant ce genre de tâches pendant un court laps de temps et qui ne seraient donc soumises qu'une seule fois au contrôle.

Conformément à l'*al. 2*, la teneur du contrôle et la récolte des données se fondent par analogie sur l'art. 20 de la loi du 21 mars 1997 instituant des mesures visant au maintien de la sûreté intérieure (LMSI)⁸¹.

Conformément à l'*al. 3*, c'est la Société nationale du réseau de transport qui doit elle-même faire une demande de contrôle de sécurité auprès des personnes concernées. Le service compétent du Département fédéral de la défense, de la protection de la population et des sports (DDPS) lui communique le résultat de cette demande, accompagné d'une motivation sommaire. Cette obligation se fonde sur la jurisprudence actuelle.

⁸⁰ www.bevoelkerungsschutz.admin.ch > Thèmes > Protection des infrastructures critiques
⁸¹ RS 120

5.2.8

Loi du 19 décembre 1958 sur la circulation routière⁸²

*Art. 89b, let. m, et art. 89e, let. g*⁸³

Les modifications de l'art. 89b, let. m, et de l'art. 89e, let. g, LCR concernent l'exécution des dispositions nouvellement adoptées en vue de réduire les émissions de CO₂ des voitures de livraison et des tracteurs à sellette légers.

L'exécution de ces dispositions requiert des données qui figurent dans le système d'information relatif à l'admission à la circulation (SIAC). C'est pourquoi l'art. 89b, let. m, LCR, qui énumère les tâches légales auxquelles sert le SIAC, et qui cite d'ores et déjà l'exécution des dispositions en matière d'émissions pour les voitures de tourisme, est désormais complété par la mention des voitures de livraison et des tracteurs à sellette légers.

Simultanément, le droit conféré à l'Office fédéral de l'énergie (OFEN), pour certaines tâches d'exécution, de consulter le système d'information (art. 89e, let. g) est complété de manière à ce que ce droit s'applique aussi dans le cadre de l'exécution des dispositions relatives aux émissions des voitures de livraison et des tracteurs à sellette légers. Il ne s'agit pas en l'occurrence d'un droit d'accès complet à l'ensemble du système d'information (pas d'accès en ligne), mais seulement du droit de consulter ponctuellement les données nécessaires à l'accomplissement des tâches d'exécution dans les domaines mentionnés.

5.2.9

Loi du 4 octobre 1963 sur les installations de transport par conduites⁸⁴

Art. 41 Principe

La loi sur les installations de transport par conduites ne s'applique pas dans son intégralité aux installations placées sous la surveillance des cantons (chapitre IV). Ces dernières relèvent uniquement des prescriptions de l'art. 41. L'art. 13 qui réglemente l'obligation de transporter n'était pas compris dans cette liste jusqu'ici. Etant donné son importance pour l'approvisionnement en gaz, il convient de compléter l'art. 41.

Conformément à l'art. 13, l'obligation de transporter et donc le droit de faire passer une conduite s'appliquent dans les limites des possibilités techniques et des exigences d'une saine exploitation. Une rémunération équitable est par ailleurs exigée. Ce droit, et partant la compétence de l'OFEN visée à l'art. 13, al. 2, n'englobait pas le domaine de la basse pression (jusqu'à 5 bar) jusqu'à présent. Il existe cependant également un droit de faire passer une conduite en deçà de 5 bar, tout du moins dans le domaine du gaz. Ce droit découle du droit des cartels et n'est pas contesté par la branche de l'approvisionnement en gaz. La situation actuelle, qui se caractérise par des bases juridiques différentes et surtout par des compétences non uniformes n'est pas satisfaisante (la Commission de la concurrence serait aujourd'hui compétente pour la basse pression voire éventuellement les autorités cantonales). L'objectif

⁸² RS 741.01. Les modifications mentionnées ci-dessous sont insérées dans ladite loi.

⁸³ Version conforme au RO 2012 6291, expiration du délai référendaire le 4 octobre 2012.

⁸⁴ RS 746.1

principal de la présente modification est donc qu'en cas de différend, l'OFEN soit compétent pour tous les domaines de pression et que le litige soit tranché par une décision unique. Concernant la rémunération, l'OFEN consulte, afin de favoriser une harmonisation des pratiques d'évaluation des autorités, le Surveillant des prix. Cette règle était déjà appliquée précédemment dans le domaine de la haute pression (à partir de 5 bar).

L'extension du domaine d'application de l'art. 13 ne change rien aux compétences de la Commission de concurrence (COMCO) ni à celles du Surveillant des prix, telles qu'elles figurent dans la législation sur les cartels et sur la surveillance des prix. Le Surveillant des prix peut aussi poursuivre son action au-delà de la procédure de l'OFEN (sur la base de l'art. 13, al. 2, LITC). Il peut notamment intervenir d'office et évaluer les prix.

Parallèlement à l'art. 13 LITC, le droit des cartels actuel fait en principe aussi état d'un droit de faire passer une conduite de gaz dans le domaine de la haute pression. Ce parallélisme existera également à l'avenir dans le domaine de la basse pression. Le principe de la double compétence de la COMCO et de l'OFEN demeure donc inchangé. Il ne s'agit toutefois pas qu'une procédure soit en cours sur le même «thème» (simultanément) auprès des deux autorités. Si une procédure est en cours auprès de l'OFEN, ce dernier a la priorité. Par conséquent, il ne faut pas que les parties puissent s'adresser à la COMCO ni celle-ci ouvrir une procédure d'office sur le même objet. Il n'en reste pas moins que l'OFEN doit intégrer la COMCO à sa procédure s'il s'agit de questions qui relèvent de domaine technique de cette dernière. Inversement, la COMCO doit elle aussi intégrer l'OFEN à ses procédures.

6 Conséquences

6.1 Conséquences pour la Confédération

6.1.1 Conséquences financières

Le premier paquet de mesures proposé dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050 aura des conséquences sur les finances fédérales, aussi bien au niveau des recettes que des dépenses. Il influencera ainsi la quote-part des impôts et la quote-part des contributions (recettes et dépenses fiscales en % du PIB). C'est notamment le cas pour l'intégration dans le budget de la Confédération du supplément perçu sur le réseau qui augmentera de plusieurs centaines de millions francs par an les recettes et les dépenses.

Conséquences sur les recettes fiscales

Tant dans le domaine des combustibles que dans celui des carburants, les mesures prévues induiront une efficacité énergétique accrue et une progression de la part des énergies renouvelables. Elles auront donc pour effet de réduire la consommation des agents énergétiques fossiles.

Le programme Bâtiments, la taxe sur le CO₂ pour les combustibles et le système d'échange des quotas d'émission entraînent à moyen ou à long terme un recul de la consommation de mazout dans le *domaine des combustibles*. Comme les taux d'imposition des huiles minérales sont faibles pour les combustibles, la perte de recettes provenant de l'impôt sur les huiles minérales devrait être inférieure à dix

millions de francs en 2020. De plus, les mesures prises dans le domaine des combustibles ont un effet sur les recettes provenant de la taxe sur la valeur ajoutée (TVA). D'une part, les recettes augmentent, puisque la taxe sur le CO₂ et les produits de la mise aux enchères des droits d'émission sont également soumis à la TVA. D'autre part, le recul de la consommation entraîne une baisse des recettes de la TVA. Selon les calculs de l'Office fédéral de l'environnement, ces deux effets contraires s'équilibrent approximativement à un taux de taxe CO₂ de 36 francs par tonne de CO₂. Si les objectifs en matière de CO₂ ne sont pas atteints et que la taxe sur le CO₂ est encore augmentée, il en résultera une augmentation des recettes de la TVA.

Les mesures dans le domaine de la mobilité entraîneront une baisse des recettes de l'impôt sur les huiles minérales relatives à la *consommation de carburant*. Par rapport au scénario de référence «Poursuite de la politique énergétique actuelle» des Perspectives énergétiques 2050, on s'attend pour les années 2015 à 2030, dans la mesure où les valeurs cibles de CO₂ pour les voitures de tourisme et les véhicules utilitaires légers ont été atteintes plus vite, à une réduction moyenne des émissions de CO₂ de l'ordre de 680 000 tonnes, soit l'équivalent de 273 millions de litres de carburant (133 millions de litres d'essence, 140 millions de litres de diesel). Indépendamment du prix du carburant, il en résulte, pour les années 2015 à 2030, une baisse des recettes de l'impôt sur les huiles minérales (y compris la surtaxe sur les huiles minérales) de quelque 200 millions de francs en moyenne par année. Il s'agit ici de pertes supplémentaires de recettes, car il faut déjà compter avec d'importantes pertes au niveau de l'impôt sur les huiles minérales avec la poursuite de la politique énergétique actuelle. A cette diminution s'ajoutent des pertes de recettes de la TVA – lesquelles dépendent des prix des carburants. En supposant une légère augmentation réelle des prix des carburants, la diminution annuelle des recettes de la TVA est estimée à 40 millions de francs en moyenne.

En outre, la rétribution de l'injection nouvellement conçue est également soumise à la TVA. Comme cet instrument promotionnel est appelé à être développé, les recettes de la TVA en ce domaine tendront à augmenter. Si le supplément perçu sur le réseau est augmenté, les recettes de la TVA s'accroissent linéairement. D'un autre côté, la réduction de la consommation électrique induit une diminution également linéaire des recettes de la TVA provenant de la rétribution de l'injection. A ces considérations s'ajoute que les prestations pour la construction et l'exploitation d'une installation comprise dans le modèle de l'injection sont elles aussi pour la plupart soumises à la TVA.

Une augmentation de la taxe sur le CO₂ au-dessus du niveau déjà atteint de 36 francs par tonne de CO₂ engendre des dépenses supplémentaires de l'Etat au titre d'une redistribution accrue. L'affectation partiellement liée de la taxe sur le CO₂ en faveur des mesures dans le domaine du bâtiment, décidée le 12 juin 2009 par le Parlement, n'a pas d'effet sur la quote-part de l'Etat, puisque le montant redistribué diminue simultanément.

Conséquences sur le financement spécial pour la circulation routière

Le financement spécial pour la circulation routière (FSCR) est alimenté par la moitié des recettes des impôts sur les huiles minérales, de la surtaxe sur les huiles minérales et de la redevance pour l'utilisation des routes nationales (vignette autoroutière). Il sert à financer les tâches de la Confédération dans le domaine de la circulation routière, en particulier les dépenses liées aux routes nationales, les attributions au fonds d'infrastructure, les subventions pour la promotion du trafic combiné de même

que les contributions aux grands projets ferroviaires («part NLFA»). Les cantons reçoivent également une part des recettes de la Confédération (10 %).

Le FSCR fait en principe face à deux tendances opposées: les recettes diminuent et les dépenses augmentent, ce qui mène à une impasse financière. Il faut s'attendre à une baisse des recettes des impôts sur les huiles minérales, car la consommation spécifique de carburant par véhicule diminue suite à la révision de la loi sur le CO₂ décidée en 2011 afin de réduire les émissions de CO₂ des voitures de tourisme. De plus, on doit tabler sur une augmentation du nombre de véhicules fonctionnant aux nouvelles énergies de propulsion.

Les pertes de recettes supplémentaires provenant des impôts sur les huiles minérales exposées ci-avant découlant des mesures proposées vont ainsi encore aggraver l'impasse financière. Par rapport au scénario de référence «Poursuite de la politique énergétique actuelle», les fonds du FSCR pour les années 2015 à 2030 diminuent en raison d'une baisse de quelque 143 millions de francs des recettes provenant des impôts sur les huiles minérales et de la surtaxe sur les huiles minérales. Les cantons sont concernés par ces baisses, par le biais des contributions générales, à hauteur de 10 % (soit 14,3 millions de francs).

Dans son message concernant l'adaptation de l'arrêté fédéral sur le réseau des routes nationales et son financement⁸⁵, notamment, le Conseil fédéral a déjà fait remarquer l'impasse financière qui se dessine pour le FSCR et a laissé entrevoir tant une hausse de la redevance pour l'utilisation des routes nationales que de la surtaxe sur les huiles minérales afin d'éviter une sous-couverture du FSCR.

Charges supplémentaires affectant le budget de la Confédération

Dans le cadre du budget 2013, le Conseil fédéral puis les Chambres fédérales ont pris connaissance et approuvé les charges supplémentaires de l'ordre de 32 millions relatives aux moyens matériels et financiers exigés. Dans le budget 2014, le Conseil fédéral demande aux Chambres fédérales une augmentation supplémentaire de 22,5 millions de francs, qui a été inscrite dans le plan financier. Une troisième augmentation de 19 millions de francs à partir de 2015 sera affectée aux installations pilotes et de démonstration ainsi qu'au programme SuisseEnergie. L'augmentation annuelle des charges par rapport au budget 2012 atteint ainsi quelque 73 millions de francs à partir de 2015 (tableau 8), un niveau qui devrait perdurer jusqu'à l'échéance du premier paquet de mesures 2020.

Tableau 8

Aperçu des charges supplémentaires affectant le budget de la Confédération de 2015 à 2020 (Stratégie énergétique 2050, premier paquet de mesures)

Office	Thème	Chiffre	Par année en millions de CHF	2015–2020 en millions de CHF
OFEN	Industrie et services, appareils électriques, fonction d'exemple de la Confédération	4.2.1 4.2.11	4,25	25,5
OFEN	Projets pilotes et de démonstration	4.2.10	20	120
	Projets phares de l'OFEN (limités à 2020)		10	60
OFEN	Programme SuisseEnergie	4.2.12	29	174
Total OFEN			63.25	379.5
OFT	Projets énergétiques dans les domaines du transport ferroviaire de marchandises et des transports publics	4.2.1	3,5	21
OFROU	Couverture d'un km de routes nationales avec des installations photovoltaïques	4.2.1	5	30
OFROU	Recherche sectorielle, sensibilisation et promotion de projets pilotes, notamment dans le domaine de l'infrastructure des transports individuels motorisés	4.2.1	1,5	9
Total OFT, OFROU			10.5	60.0
Total global			73.25	439.5

Le renforcement des instruments de politique énergétique existants a eu pour conséquence une forte croissance du secteur d'activité de l'énergie. En tenant compte de la part de la Confédération au programme Bâtiments, la hausse est de 8,8 % par an (tableau 9). Si l'on exclut ce programme, financé par la taxe sur le CO₂, elle est de 12,6 % en moyenne.

Tableau 9

Evolution du secteur d'activité de l'énergie

	2012	2015	2020	Ø Taux de croissance p.a. 2012–2020
Secteur d'activité de l'énergie	255.0	317.7	501.7	8,8 %
Secteur d'activité de l'énergie (sans le programme Bâtiments)	58.6	141.7	151.7	12,6 %
Programme Bâtiments	196.5	176.0	350.0	7,5 %

Ne sont pas incluses dans ces chiffres les dépenses liées à la rétribution de l'injection, qui sont désormais traitées dans le cadre du budget de la Confédération. Ces dépenses, qui se situent entre 500 et 800 millions de francs par an, sont nette-

ment supérieures à celles du reste du secteur d'activité de l'énergie dans son ensemble (programme Bâtiments inclus).

Autres explications

Le produit de la sanction liée à l'exécution des prescriptions concernant les émissions de CO₂ des voitures de tourisme est versé au fonds d'infrastructure, conformément à l'art. 37 de la loi sur le CO₂. Il est impossible à l'heure actuelle d'évaluer l'évolution future de l'offre et la demande de voitures de tourisme et de véhicules de livraison ainsi que de tracteurs à sellette légers compte tenu des dispositions plus strictes en matière d'émissions de CO₂. Il n'est par conséquent pas non plus possible de calculer de manière fiable le produit de la sanction et par là même les montants versés au fonds d'infrastructure.

6.1.2 Conséquences sur l'état du personnel

L'engagement de ressources supplémentaires suffisantes en personnel est une condition indispensable à la réussite de la transformation par étapes du système énergétique, suite à la direction choisie par le Conseil fédéral et par le Parlement en vue de sortir progressivement de l'énergie nucléaire.

Le besoin de ressources pour la Stratégie énergétique 2050 s'étend sur plusieurs années. Au niveau de l'administration, des ressources en personnel supplémentaires sont nécessaires en particulier pour les très importants travaux de conception et d'établissement des bases dans les différents domaines des mesures.

De ce fait, des ressources supplémentaires en personnel doivent être engagées à l'Office fédéral de l'énergie, à l'Office fédéral des routes et à l'Office fédéral des transports.

La mise en œuvre des mesures visant la Stratégie énergétique 2050 fait en particulier l'objet du programme SuisseEnergie. Celui-ci servira par la suite de structure à la mise en œuvre de toutes les mesures librement consenties. Des ressources en personnel supplémentaires sont nécessaires d'ici à 2020 pour concevoir de nouvelles activités et accélérer les activités existantes.

Tableau 10

Coûts de personnel supplémentaires en raison de la Stratégie énergétique 2050

Département	Affectation	Postes	Coûts de personnel en CHF
DETEC	Conception et bases	26,8	4,8 millions
DETEC	Mise en œuvre	45,7**	8,2 millions
DEFER	Mise en œuvre	2,5	0,5 millions
Total		75*	13,5 millions

* 41 postes sur les 75 sont financés sans incidences sur le budget.

** dont 25 postes liés au transfert de l'exécution de la rétribution du courant injecté (RPC) à la Confédération (cf. ch. 4.2.6)

Ressources en personnel utilisées jusqu'ici

Par l'ATF du 30 mars 2011, le Conseil fédéral a pris acte, à la suite des événements de Fukushima, du fait que la nouvelle orientation de la politique énergétique nécessitait des ressources supplémentaires en personnel. Le Conseil fédéral et les Chambres fédérales ont ensuite approuvé, d'abord pour les années 2011 et 2012, puis à partir de 2013, des ressources supplémentaires, dont certaines à durée déterminée. Le financement de ces postes est réparti entre les charges salariales et les charges de biens et de services ainsi que les charges d'investissement. Une partie de ces postes sont financés par une taxe de surveillance.

Tableau 11

Résumé des ressources en personnel utilisées jusqu'ici

Office	Postes	Tâches
OFEN	3400*	Réseaux énergétiques / réseaux intelligents, industrie et prestations de service, géothermie, éolien, rétribution de l'injection, entreprises énergivores, programme Bâtiments, force hydraulique, législation, programme SuisseEnergie, projets phares, rôle d'exemple de la Confédération, monitoring, soutien
OFROU	350	Couverture d'un km de routes nationales avec des installations photovoltaïques; recherche sectorielle et sensibilisation et promotion de projets pilotes, notamment dans le domaine des infrastructures des transports individuels motorisés
OFT	100	Projets énergétiques dans les domaines du transport ferroviaire de marchandises et des transports publics
Formation web	250	
Total	4100	

* dont 8 postes financés au moyen d'une taxe de surveillance à partir de 2015

Ces ressources sont utilisées pour la conception et les travaux de base du paquet de mesures proposé, ainsi que pour une partie de la mise en œuvre de celui-ci, notamment dans les domaines de l'efficacité énergétique, les énergies renouvelables, les grandes centrales électriques et les réseaux électriques.

Evaluation des besoins en personnel à l'issue de la procédure de consultation

L'évaluation de la procédure de consultation a permis de déterminer que la mise en œuvre du premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique nécessitait des ressources en personnel supplémentaires dans certains domaines. Le nombre précis de postes supplémentaires requis dépend de la suite du déroulement des débats parlementaires sur la Stratégie énergétique 2050.

Les besoins en ressources supplémentaires s'étendent sur plusieurs années et ne pourront pas être déterminés de manière définitive avant l'entrée en vigueur des dispositions légales du premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050.

Globalement, les besoins en personnel supplémentaires correspondent à 34 postes équivalents plein temps. Une partie de ces postes est requise dès 2014 afin de pouvoir amorcer la préparation des futures tâches d'exécution.

La majeure partie des besoins supplémentaires (25 postes) dépend de l'intégration prévue de l'exécution de la rétribution de l'injection (actuellement du ressort de Swissgrid) à la Confédération (préparation de l'organisation de l'exécution mise en œuvre de celle-ci). Les coûts de l'organe d'exécution sont déjà financés à l'heure actuelle par le supplément perçu sur le réseau.

Financement et calendrier de la mise en œuvre des ressources en personnel après évaluation de la procédure de consultation.

Tableau 12

Financement et calendrier des ressources en personnel

postes équivalents plein temps	Tâches	Financement	Délai	Requis à partir de 2014	Requis à partir de 2015	Requis à partir de 2016	Requis à partir de 2017
2500	Rétribution de l'injection; préparation de l'organisation de l'exécution et exécution auprès de la Confédération	Crédit d'équipement	31.12.2014; non limité dans le temps à partir du 1.1.2015	100			100
		Charges salariales (compensation)	Non limité dans le temps		300	2100	2400
250	Programme Bâtiments	Charges salariales (compensation)	Non limité dans le temps		250		250
200	Engagements internationaux	Crédit d'équipement	Jusqu'au 31.12.2014; non limité dans le temps à partir du 1.1.2015	100			100
		Charges salariales (compensées)	Non limité dans le temps		100		100
150	Exécution des prescriptions sur les émissions de CO ₂ voitures de livraison et tracteurs à sелlette légers (OFEN)	Charges salariales (compensées)	Non limité dans le temps		150		150
100	Fonds de désaffectation et fonds de gestion	Crédit d'équipement Charges salariales (compensées)	Jusqu'au 31.12.2014; non limité dans le temps à partir du 1.1.2015	100			100
100	Procédure énergie nucléaire	Charges salariales (partiellement compensées)	Jusqu'au 31.12.2014; non limité dans le temps à partir du 1.1.2015	100			100
100	Programme SuisseEnergie	Crédit d'équipement	Limité jusqu'en 2020	100			100
Total				500	800	2100	3400
		compensé (Volet 2) (charges salariales en CHF)			800	2100	3300 6,1 mio. Fr.
		Crédit d'équipement (volet 3) (charges salariales en CHF)		100			100 0,2 mio. Fr.
		Art. 3, al. 3 ATF I concernant le budget (compensation interne au DETEC par les charges de conseil)		400			

6.2 Conséquences pour les cantons et les communes

6.2.1 Conséquences financières

Pour augmenter l'effet incitatif de la taxe sur le CO₂ par un renforcement du programme Bâtiments, le Conseil fédéral propose une taxe sur le CO₂ de 84 francs par tonne de CO₂ (cf. ch. 4.2.1). Le programme Bâtiments doit être développé en conséquence afin de contribuer à atteindre les objectifs. Pour ce faire, il est prévu au total 525 millions de francs par an. Ce montant est actuellement de quelque 267 millions de francs par an. Deux tiers de ces 525 millions de francs proviendront de la Confédération (350 millions de francs issus du produit affecté de la taxe sur le CO₂) et un tiers des cantons (175 millions de francs). Le renforcement du programme Bâtiments (art. 34 de la loi sur le CO₂) élargit le cercle des bénéficiaires des mesures d'encouragement. Les effets d'aubaine⁸⁶, difficiles à chiffrer, devraient rester plus ou moins stables.

Simultanément, grâce à la nouvelle orientation donnée à la Stratégie énergétique, l'environnement des entreprises est considérablement renforcé dans le domaine des technologies propres (domaine d'activité de l'efficacité énergétique et des énergies renouvelables). Les technologies propres constituent un facteur économique important de la Suisse. De nombreuses entreprises de tous les domaines y sont actives dans le développement et la fabrication de produits et de services *cleantech*. Ces entreprises créent, aujourd'hui déjà, une valeur ajoutée brute d'environ 20 milliards de francs, soit 3 % bien comptés du produit intérieur brut. En 2011 déjà, le Conseil fédéral a défini une stratégie pour l'efficacité des ressources et les énergies renouvelables dans le *Masterplan Cleantech*⁸⁷. Il s'y est donné pour objectif de positionner l'économie suisse de manière optimale, d'ici à 2020, sur le marché global en expansion des énergies renouvelables et des technologies, produits et services qui contribuent à l'usage efficace des ressources.

La demande de solutions *cleantech* croît avec la sortie de l'énergie nucléaire et la transformation du système énergétique qu'elle implique. Les petites et moyennes entreprises de tout le pays bénéficient des investissements réalisés dans l'efficacité, les énergies renouvelables, la recherche et la formation. Cette remarque concerne particulièrement les régions périphériques, où sommeille un important potentiel dans le domaine de l'énergie éolienne, de l'énergie solaire et de la biomasse.

6.2.2 Conséquences sur l'état du personnel

Les cantons jouent d'ores et déjà un rôle prépondérant dans la mise en œuvre de la politique énergétique. Les politiques cantonales (élaboration et application de la législation, programmes d'encouragement, planification énergétique, information, conseil, formation et perfectionnement, etc.) contribuent activement à la réalisation des objectifs de politique énergétique de la Confédération. A cet effet, ils emploient

⁸⁶ L'effet d'aubaine désigne la rétribution de prestations qui auraient de toute façon été fournies, même sans avoir été encouragées.

⁸⁷ Masterplan Cleantech, Département fédéral de l'économie (DFE) et Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication (DETEC), 2011. Disponible sur le site: www.cleantech.admin.ch.

globalement plus de 100 personnes dans les services responsables des questions énergétiques et environnementales.

Plusieurs mesures du premier paquet de mesures sont liées à des tâches cantonales. Le renforcement du programme Bâtiments est ainsi en lien avec une hausse des demandes de soutien et de la charge de travail découlant de leur examen. Les cantons doivent affecter des ressources propres pour assurer le traitement des demandes. Par rapport à la situation actuelle, le nouveau mode de distribution uniquement par des contributions globales engendrera vraisemblablement aussi une charge de travail relative au controlling légèrement plus élevée. De plus, les cantons sont par exemple chargés d'élaborer ensemble le concept de développement des énergies renouvelables.

6.3 Conséquences économiques

Cette partie se fonde sur différentes études complémentaires qui appliquent une approche scientifique reconnue au niveau international. Les résultats présentés ci-après sont étayés par un grand nombre d'autres études menées à l'initiative des milieux scientifiques, de la Confédération et des associations. Tous les modèles mettent en évidence que plus la période considérée est longue, plus les incertitudes augmentent.

En résumé, les objectifs en matière de politique climatique et énergétique sur lesquels se fonde la Stratégie énergétique 2050 dans le premier paquet de mesures («Mesures politiques du Conseil fédéral», PCF) auront pour conséquence une modification de la prospérité suisse comprise entre $-0,1\%$ et $0,0\%$ en 2035 et entre $-0,2\%$ et $+0,1\%$ en 2050. L'objectif à long terme du scénario «Nouvelle politique énergétique» (NPE) est de réduire la consommation d'énergie d'ici à 2050 de sorte que les émissions de CO₂ liées à l'énergie soient inférieures à 1,5 tonne par habitant. Avec ce scénario, la prospérité sera comprise entre $0,5\%$ et $0,1\%$ en dessous du niveau du scénario «Poursuite de la politique énergétique actuelle» (PPA).

6.3.1 Coûts du parc de centrales, coûts de réseau et coûts macroéconomiques directs

Avec le premier paquet de mesures (scénario «Mesures politiques du Conseil fédéral», PCF), les coûts globaux des installations et des sites de production du parc de centrales suisse (actuelles et nouvelles) entre 2010 et 2050 atteignent 193 milliards de francs en tenant compte des coûts d'augmentation des capacités relatifs à la mise en œuvre de l'initiative parlementaire 12.400. Environ 125 milliards de francs des coûts globaux concernent le parc de centrales actuel (tableau 13). Les coûts d'augmentation des capacités de production s'élèvent à 67 milliards de francs, soit environ un tiers des coûts globaux. Une part importante de ces coûts ne dépend pas de la Stratégie énergétique 2050, car il sera nécessaire de développer les capacités de production en Suisse ou de recourir à des importations supplémentaires pour couvrir la future demande d'électricité. Environ 16 milliards de francs résultent du développement accru des énergies renouvelables en comparaison avec la variante d'offre d'électricité qui se base principalement sur les centrales à gaz et sur les importations. Les coûts du parc de centrales prévus par le scénario «Nouvelle politique énergéti-

que» (NPE) pour 2035 sont presque identiques à ceux prévus par le scénario «Mesures politiques du Conseil fédéral» (PCF) (cf. tableau 13).

Tableau 13

Coûts globaux du parc de centrales dans le scénario «Mesures politiques du Conseil fédéral» (PCF), variante d'offre d'électricité C&E (fossile centralisé et énergies renouvelables), 2010–2035 et 2010–2050, et dans le scénario «Nouvelle politique énergétique» (NPE), variante d'offre d'électricité C&E (fossile centralisé et énergies renouvelables), 2010–2035, chiffres cumulés et actualisés (taux d'intérêt économique de 2,5 % en termes réels), en milliards de francs

Technique de production	Mesures politiques du Conseil fédéral (PCF)		Nouvelle politique énergétique (NPE)
	Coûts du parc de centrales en milliards de CHF		
	2035	2050	2035
Force hydraulique	70	98	70
Centrales nucléaires	21	21	21
Centrales thermiques conventionnelles	4	13	4
Installations CCF fossiles	6	9	7
Energies renouvelables avec CCF	10	18	10
Energies renouvelables	8	17	8
UIOM	3	4	3
Importations	13	13	13
Coûts globaux nets	136	193	136
dont augmentation des capacités de production	33	67	34
dont développement accru des énergies renouvelables	7	16	7

Les coûts de la mise en œuvre des mesures, qui concernent tous les agents énergétiques, indiquent quels investissements supplémentaires seront réalisés d'ici à 2050 par rapport au scénario «Poursuite de la politique énergétique actuelle» (PPA) et quelles économies résulteront des investissements dans le domaine de l'énergie. Les investissements sur l'ensemble de la durée de vie technique (taux d'intérêt économique de 2,5 % en termes réels) seront opérés au niveau des normes appliquées aux nouveaux bâtiments, des assainissements, des installations techniques des bâtiments, des équipements TIC et de l'amélioration de leur efficacité, des appareils électriques, des techniques de production dans l'industrie, de la technique des véhicules et de l'infrastructure pour la mobilité électrique et les transports. En revanche, des économies seront réalisées en raison de la réduction des importations d'énergie dans tous ces domaines. Les différences entre les coûts supplémentaires et les économies sont représentées en regard du scénario «Poursuite de la politique énergétique actuelle» (PPA).

Dans le scénario «Mesures politiques du Conseil fédéral» (PCF), les investissements annuels supplémentaires augmentent de 3,0 milliards de francs d'ici à 2050 (cf. tableau 14). Le montant non actualisé qui en résulte est de 85 milliards de francs. En contrepartie, les économies sur les importations d'énergie croissent pour atteindre 1,9 milliard de francs en 2050 (total cumulé non actualisé de 46 milliards de francs). Les investissements et les économies sur les importations sont identiques, quelle que soit la variante d'offre d'électricité retenue.

La réduction des coûts du parc de centrales résulte des économies sur les importations d'agents énergétiques ou de l'abandon du développement du parc de centrales en raison d'une demande d'électricité plus faible dans le scénario «Mesures politiques du Conseil fédéral» (PCF) que dans celui de référence «Poursuite de la politique énergétique actuelle» (PPA). La diminution de la demande aura pour conséquence des économies correspondantes à la quantité d'électricité produite par deux blocs de centrale à cycle combiné d'ici à 2050 (ligne Réduction des coûts du parc de centrale). Le développement des énergies renouvelables permettra d'économiser encore l'équivalent de la production de trois blocs de centrale à cycle combiné d'ici à 2050. Les investissements dans les centrales, les combustibles et les coûts relatifs au CO₂ sont pris en compte. Le développement du parc de centrales à énergie renouvelable engendre des coûts supplémentaires. Les coûts supplémentaires du développement renforcé des énergies renouvelables augmenteront constamment jusqu'en 2050, malgré des courbes d'apprentissage considérables et des coûts spécifiques réduits en conséquence. Compte tenu des courbes d'apprentissage et des prix du CO₂, la demande d'électricité relative au développement conséquent des énergies renouvelables est ainsi légèrement plus chère et les coûts supplémentaires atteignent 11 milliards de francs par rapport à une offre principalement basée sur les centrales à gaz.

Le solde des coûts supplémentaires et des économies, présenté dans le tableau 14), est situé entre 0,8 et 0,3 milliard de francs par an et diminue au cours du temps. La somme des coûts supplémentaires atteint 25 milliards de francs en valeur non actualisée et 16 milliards de francs en valeur actualisée. Dans le scénario «Nouvelle politique énergétique» (NPE), la somme des coûts sur la période 2010–2035 atteint 33 milliards de francs en valeur non actualisée et 22 milliards de francs en valeur actualisée. Les économies sur les importations d'énergie sont compensées par des investissements beaucoup plus élevés en faveur de l'efficacité énergétique.

Tableau 14

Investissements supplémentaires et économies du scénario «Mesures politiques du Conseil fédéral» (PCF), variante d'offre d'électricité C & E (fossile centralisé et énergies renouvelables) pour 2035 et 2050, et du scénario «Nouvelle politique énergétique» (NPE), variante d'offre d'électricité C&E (fossile centralisé et énergies renouvelables), par rapport au scénario «Poursuite de la politique énergétique actuelle» (PPA), variante d'offre d'électricité C (fossile centralisé), en milliards de francs et en valeur non actualisée et actualisée

En milliards de CHF	Mesures politiques du Conseil fédéral (PCF)						Nouvelle politique énergétique (NPE)			
	2020	2035	2050	valeur non actualisée		valeur actualisée		2010–2035	2010–2035	
				2010–2035	2010–2050	2010–2035	2010–2050			
Investissements en faveur de l'efficacité énergétique (annualisés)	1,2	2,9	3,0	39	85	26	47	69	47	
Economies sur les importations d'énergie	-0,6	-1,5	-1,9	-19	-46	-13	-26	-35	-24	
Réduction des coûts du parc de centrales grâce à une meilleure efficacité énergétique	-0,2	-0,9	-1,2	-8	-25	-5	-13	-8	-5	
Coûts supplémentaires pour le développement des énergies renouvelables	0,3	0,2	0,4	6	11	5	7	6	5	
Solde des coûts	0,8	0,6	0,3	18	25	13	16	33	22	

Coûts de réseau

Les coûts des projets de construction de lignes du réseau de transport déjà définis en 2009 par le Conseil fédéral dans le cadre du réseau stratégique 2015 ainsi que ceux relatifs à son développement en perspective du réseau stratégique 2020 s'élèvent à environ deux milliards de francs. Ces coûts sont indépendants de la Stratégie énergétique 2050. Selon la variante d'offre d'électricité choisie, les coûts supplémentaires du réseau de transport engendrés par la stratégie énergétique sont compris entre 0,2 et 0,55 milliard de francs d'ici à 2035 et entre 0,4 et 0,7 milliard de francs d'ici à 2050 en valeur non actualisée. Dans le scénario «Nouvelle politique énergétique», ces coûts supplémentaires varient entre 0,19 et 0,28 milliard de francs d'ici à 2035 en fonction de la variante d'offre d'électricité. Les coûts supplémentaires du développement du réseau de distribution, nécessaires en raison de la production décentralisée croissante, sont quant à eux compris entre 2,3 et 7,5 milliards de francs d'ici à 2035 et entre 3,9 et 12,6 milliards de francs d'ici à 2050 en valeur non actualisée, selon la variante d'offre d'électricité et la variante de développement et de transformation du réseau choisie. Dans le scénario «Nouvelle politique énergétique», ces

coûts varient entre 2,5 et 7,5 milliards de francs d'ici à 2035. La somme des coûts relatifs au réseau stratégique 2020 et des coûts en valeur non actualisée engendrés par la Stratégie énergétique 2050 pour les réseaux de transport et de distribution atteindra entre 4,5 et 10,05 milliards de francs en 2035 et entre 6,3 et 15,3 milliards de francs en 2050. Les coûts annuels courants d'environ un milliard de francs pour la maintenance et la rénovation. La rénovation de l'ensemble du réseau de transport actuel est évaluée à quelque 4 milliards de francs d'ici 2030. Si l'on y ajoute les coûts d'une variante du scénario «Nouvelle politique énergétique», qui se situent dans la fourchette indiquée, on obtient un total de quelque 18 milliards de francs. La maintenance et la rénovation ne sont pas comprises dans les extensions prévues.

6.3.2 Conséquences sur la croissance, la prospérité et l'emploi

Le tableau 15 montre les coûts économiques supplémentaires du scénario «Mesures politiques du Conseil fédéral» (PCF) par rapport au scénario de référence «Poursuite de la politique énergétique actuelle» (PPA) pour les années 2020, 2035 et 2050. Dans le modèle macroéconomique, les coûts correspondent à une taxe sur le CO₂ de 70 francs en 2020, 140 francs en 2035 et 210 francs en 2050 par tonne de CO₂, ainsi qu'à une taxe sur l'électricité impliquant une augmentation du prix de l'électricité de 11 % en 2020, 23 % en 2035 et 22 % en 2050.

Les changements en termes de prospérité (bénéfices secondaires inclus) représentent l'indicateur le plus pertinent pour la discussion des coûts économiques. La prospérité permet de mesurer l'impact économique en termes de consommation et de loisirs. Si l'on considère en outre les bénéfices secondaires que constituent une baisse de la consommation de combustibles et de carburants fossiles ainsi que de l'électricité (réduction des coûts externes causés par exemple par la pollution de l'air), les effets en termes de prospérité sont légèrement positifs. Pour 2050, le scénario «Mesures politiques du Conseil fédéral» (PCF) affiche un niveau de prospérité (bénéfices secondaires non inclus) inférieur d'environ 0,2 % par rapport au scénario de référence «Poursuite de la politique énergétique actuelle» (PPA). Le PIB annoncé par le scénario «Mesures politiques du Conseil fédéral» (PCF) pour 2050 est d'environ 0,6 % inférieur à celui du scénario «Poursuite de la politique énergétique actuelle» (PPA). En convertissant cette différence en taux de croissance annuel du PIB, cela représente une baisse moyenne de la croissance d'environ 0,02 % par an. Les chiffres de l'emploi subiront également une légère baisse. Dans le scénario «Nouvelle politique énergétique» (NPE), la baisse annuelle moyenne de la croissance atteint 0,09 % en 2035.

En 2010, les coûts de l'énergie représentaient près de 5,6 % du PIB. Selon le scénario «Mesures politiques du Conseil fédéral» (PCF), sans introduction d'une taxe sur le CO₂ ou d'une taxe sur l'électricité, cette part progresse légèrement d'ici à 2020 puis baisse d'ici à 2050 nettement en dessous du niveau de 2010. Si les montants des taxes sont pris en compte dans les coûts, cette part augmente chaque année: en 2020, elle est située au-dessus du niveau de référence de 2010, en 2035 elle est du même ordre de grandeur qu'en 2010 et en 2050 nettement en dessous. Selon le scénario «Nouvelle politique énergétique» (NPE), la part des coûts de l'énergie dans le PIB en 2035, avec ou sans taxes, est plus faible que celle du scénario «Mesures politiques du Conseil fédéral» (PCF). Les taxes nettement supérieures sont plus que

compensées par le recul de la demande en agents énergétiques fossiles et en électricité. Les parts des coûts de l'énergie dans le PIB, y compris la taxe sur le CO₂ et la taxe sur l'électricité, représentent des limites supérieures: ces taxes ont été affectées aux prix de l'énergie. Ces derniers comprennent déjà la taxe actuelle sur le CO₂ ainsi que la rétribution de l'injection.

Tableau 15

Objectifs de réduction et conséquences économiques du scénario «Mesures politiques du Conseil fédéral» (PCF) pour 2020, 2035 et 2050 ainsi que du scénario «Nouvelle politique énergétique» (NPE) pour 2035, par rapport au scénario de référence «Poursuite de la politique énergétique actuelle» (PPA)

	Mesures politiques du Conseil fédéral (PCF)			Nouvelle politique énergétique (NPE)
	2020	2035	2050	2035
Prescriptions des modèles énergétiques: objectifs de réduction [en % par rapport au scénario PPA]				
Objectif concernant le CO ₂ (hormis la production électrique, la chaleur à distance)	-5 %	-17 %	-26 %	-44 %
Objectif concernant la demande d'électricité	-5 %	-10 %	-12 %	-15 %
Résultats: montants des taxes / prix latents (coûts implicites) des mesures politiques				
Taxe calculée sur le CO ₂ [CHF par tonne de CO ₂]	70	140	210	540
Taxe calculée sur l'électricité [supplément en % sur le prix de l'électricité]	+11 %	+23 %	+22 %	+31 %
Résultats: conséquences sur l'économie [en % par rapport au scénario PPA]				
Prosperité sans bénéfices secondaires	-0,1 %	-0,1 %	-0,2 %	-0,5 %
Prosperité y compris les bénéfices secondaires	+0,0 %	+0,0 %	+0,1 %	-0,1 %
PIB	-0,2 %	-0,5 %	-0,6 %	-1,8 %
Evolution du taux de croissance annuel du PIB	-0,05 %	-0,03 %	-0,02 %	-0,09 %
Emploi	-0,1 %	-0,2 %	-0,2 %	-0,6 %
Résultats: coûts de l'énergie par rapport au PIB [en %]				
Sans taxes calculées sur le CO ₂ et sur l'électricité	5,8	4,8	3,7	3,9
Avec taxes calculées sur le CO ₂ et sur l'électricité	6,2	5,8	4,4	5,5

Conséquences non chiffrables de la Stratégie énergétique 2050

Les conséquences de la Stratégie énergétique 2050 ne peuvent pas toutes être chiffrées ou quantifiées. Les quatre aspects principaux qui n'ont pas été pris en compte sont les suivants:

- *Effets externes en lien avec le climat*: la politique active de réduction des émissions de CO₂ menée par la Suisse dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050 contribue aux objectifs internationaux visant à limiter le réchauffement climatique à deux degrés.
- *Risques nucléaires*: la sortie de l'énergie nucléaire réduit les risques nucléaires en Suisse.
- *Effets dynamiques sur la croissance*: la modification des prix en termes relatifs peut avoir des conséquences sur le dynamisme économique. Cela se traduit principalement par un renforcement de la capacité d'innovation ainsi que par les avantages concurrentiels et les opportunités d'exportations qui en résultent sur le marché mondial.
- *Sécurité de l'approvisionnement*: les effets de la Stratégie énergétique 2050 à ce niveau sont présentés au ch. 4.3.5.

6.3.3 Conséquences sur les différents secteurs et les différents groupes sociaux

En 2011, les prix suisses de l'électricité ont été comparés à ceux pratiqués dans les pays membres de l'UE⁸⁸. Selon ce rapport, les prix de l'électricité pour les ménages suisses étaient en 2010 légèrement inférieurs à la moyenne européenne. Les prix pour les ménages étaient nettement plus élevés en Autriche, en Allemagne et en Italie; ils étaient en revanche plus bas en France. Les prix de l'électricité pour les entreprises des arts et métiers se situaient alors au dessus de la moyenne européenne. Toutefois, les prix spéciaux souvent accordés aux entreprises suisses (gros clients ou clients au bénéfice d'un contrat spécial) n'ont pas été pris en compte dans ce comparatif car les informations correspondantes ne sont pas accessibles au public. Il a été à l'époque renoncé à un comparatif des prix pour les entreprises industrielles parce que les groupes de clients recensés diffèrent nettement les uns des autres et que les prix spéciaux accordés ne sont en général pas publiés.

Economie/industrie

Lorsque les mesures de politique énergétiques sont introduites à large échelle, la charge effective est différente selon les branches et les ménages qui la supportent. Comme mentionné dans l'initiative parlementaire 12.400 «Libérer les investissements dans le renouvelable sans pénaliser les gros consommateurs» approuvée par le Conseil national, les entreprises dont la consommation d'énergie est importante doivent être exonérées au moins partiellement de la taxe. Le DFF et le DETEC élaborent des mesures destinées aux entreprises qui sont soumises à la concurrence internationale et dont l'existence est mise en cause par la redevance énergétique. L'exonération de certaines entreprises impliquant simultanément des éventuelles obligations définies dans le cadre de conventions d'objectifs est à l'étude. Dans la

⁸⁸ Evolution des prix de l'électricité en Suisse, OFEN, juin 2011.

mesure où les objectifs en matière de politique climatique et énergétique doivent être atteints, il convient de relever que les dérogations accordées aux secteurs à forte consommation d'énergie engendrent une charge supplémentaire pour les autres secteurs et les ménages.

Ménages

En Suisse, les prix de l'électricité peuvent varier de manière importante d'une région à l'autre. A titre d'exemple, les frais moyens d'électricité d'un ménage représentatif en 2010 et en 2035 sont représentés dans le tableau 16, où figurent aussi bien les taxes issues du modèle macroéconomique et correspondant au scénario «Mesures politiques du Conseil fédéral» (PCF) que la hausse de la rétribution du courant injecté proposée par le Conseil fédéral pour la phase 1. L'évolution des prix de l'énergie comporte un plafonnement des coûts en prévision de l'extension des réseaux impliquée par les injections décentralisées. Cette hausse des coûts peut être réduite au moyen de mesures innovantes, par exemple dans le domaine des technologies de stockage.

Lors du calcul des coûts, il est tenu compte du fait que le nombre de ménages suisses progressera de 3,4 millions en 2010 à 4,3 millions en 2035 sur la base des scénarios démographiques. La consommation d'électricité moyenne des ménages et les coûts annuels moyens sont calculés à partir de la consommation des ménages, de leur nombre et de l'évolution des prix de l'énergie du scénario «Mesures politiques du Conseil fédéral» (PCF). Comme toutefois la consommation de l'ensemble des ménages baisse simultanément, la consommation de chaque ménage diminue d'environ 32 %. La hausse d'environ 24 % d'ici à 2035 des prix de l'énergie et des rémunérations pour l'utilisation du réseau (y compris la rétribution de l'injection et le développement du réseau) est plus que compensée par cette baisse. Les coûts de l'électricité d'un ménage moyen diminuent ainsi légèrement de 1280 francs en 2010 à 1080 francs en 2035 (-16 %). Si une taxe sur l'électricité de 23 % est introduite à la place de la rétribution de l'injection, selon le scénario «Mesures politiques du Conseil fédéral» (PCF), les coûts par ménage resteront pratiquement inchangés par rapport à 2010. Dans le scénario «Nouvelle politique énergétique» (NPE), la surtaxe de 31 % provoque une hausse des coûts par ménage d'environ 15 % entre 2010 et 2035. Cette progression est nettement inférieure à la croissance du PIB d'environ 28 % prévue par le SECO pour la même période. Le revenu des ménages devrait ainsi progresser plus rapidement que les coûts moyens de l'électricité au cours de la période considérée, et donc la charge que représentent ces coûts par rapport au revenu devrait baisser. Le mécanisme de redistribution des recettes provenant des taxes déterminera quelles catégories de ménages sont concernées par l'introduction de mesures de politique énergétiques et quelle est l'importance de cet impact.

Ménages, consommation et prix de l'électricité en 2010 et 2035, scénario «Mesures politiques du Conseil fédéral» (PCF) avec et sans la taxe sur l'électricité, scénario «Nouvelle politique énergétique» (NPE) avec la taxe sur l'électricité

	2010 (valeur réelle)	2035 (et évolution par rapport à 2010 en %)		
		PCF		NPE
		sans taxe	avec taxe	avec taxe
Nombre de ménages en millions	3,4	4,3 (24,4 %)	4,3 (24,4 %)	4,3 (24,4 %)
Consommation d'électricité des ménages en TWh	18,6	15,8 (-15,4 %)	15,8 (-15,4 %)	15,5 (-16,6 %)
Consommation par ménage en kWh par an	5419	3685 (-32,0 %)	3685 (-32,0 %)	3635 (-33,0 %)
Prix de l'électricité y compris RPC et développement du réseau, avec taxe, en ct./kWh_{el}	24	29 (24,2 %)	35 (47,0 %)	41 (71,9 %)
Dont (en ct./kWh_{el}):				
– RPC actuelle	0,45		0	0
– RPC future	–	1,55	0	0
– Rémunération actuelle pour l'utilisation du réseau	10,00	10,00	10,00	10,00
– Rémunération pour le développement des réseaux	–	1,0	1,0	1,0
Taxe sur l'électricité			23 %	31 %
Coûts par ménage en CHF	1279	1080 (-15,6 %)	1278 (-0,1 %)	1474 (15,3 %)

6.3.4 Conséquences des différentes mesures/variantes

Pour compléter les conséquences générales de la Stratégie énergétique 2050 décrites dans les chapitres précédents, d'importants points relevant de l'évaluation des mesures spécifiques sont abordés ci-après.

Systèmes d'encouragement des énergies renouvelables

Les ressources nécessaires pour encourager la production d'électricité à partir de sources renouvelables, conformément aux objectifs fixés dans la loi, dépendront fortement de la vitesse à laquelle les progrès technologiques amélioreront la compétitivité des technologies et de l'évolution des prix sur le marché international de l'électricité, qui permettent de l'évaluer. Le risque en termes de coûts est supporté par les consommateurs d'électricité qui financent l'encouragement par les suppléments sur les taxes pour l'utilisation du réseau. Les technologies bénéficiaires requièrent aujourd'hui d'être encouragées à hauteur de 13 centimes par kilowattheure d'électricité produite. Les progrès technologiques réduisant les coûts, chaque franc versé à titre d'encouragement permettra avec le temps de produire d'avantage d'électricité issue de sources renouvelables. Les coûts globaux de l'encouragement sont ainsi fortement influencés par l'accélération du développement de ces technologies. Même l'encouragement au moyen de la rétribution du courant injecté n'aura

presque aucun effet incitatif sur l'innovation technologique, car les marchés concernés sont largement internationaux et la demande ne dispose en Suisse que d'une faible part de marché. En revanche, la rétribution du courant injecté et l'élargissement de la demande qu'elle occasionne peuvent contribuer à concevoir et réaliser des installations de manière plus efficace. L'introduction de la vente directe peut améliorer la promotion de l'innovation dans la mesure où les risques de marché sont davantage cédés aux investisseurs.

Efficacité énergétique

Les appels d'offres publics, dont les montants alloués seront portés à 100 millions de francs par an, doivent susciter des mesures d'efficacité électrique qui demeurent en dessous du seuil de rentabilité. Il est prévu d'allouer un montant d'environ 5 à 8 centimes par kilowattheure d'électricité économisée. Pour assurer le succès de cette mesure, il est nécessaire que la recherche permanente de nouveaux moyens d'économiser l'électricité puisse être maintenue par une concurrence intense pour obtenir les subventions.

Le renforcement du programme Bâtiments (art. 34 de la loi sur le CO₂), qui atteindra 600 millions de francs, élargit le cercle des bénéficiaires des mesures d'encouragement. Il faut s'attendre à voir augmenter les effets d'aubaine (rétribution de prestations qui auraient de toute façon été fournies, même sans être encouragées), difficiles à chiffrer. De plus, les coûts de l'encouragement de 1,1 centime par kilowattheure d'énergie économisée, considérés aujourd'hui comme relativement modestes, vont probablement augmenter.

Les fournisseurs d'électricité seront désormais tenus de promouvoir l'efficacité électrique auprès des consommateurs finaux. Les coûts prévus des mesures d'efficacité sont presque identiques à ceux des appels d'offres publics. Le contrôle des mesures mises en œuvre par les fournisseurs d'électricité peut occasionner des charges considérables pour la Confédération.

Les mesures visant à accroître l'efficacité énergétique des véhicules (art. 10 à 13 de la loi sur le CO₂) occasionnent des frais pour les acheteurs de véhicules en cas de sanction. Ces coûts sont très hétérogènes; dans le système actuel et pour chaque voiture de tourisme, sans compensation avec des véhicules plus efficaces, ils sont compris entre 0 et 750 francs selon la quantité de CO₂ évitée pendant la durée de vie moyenne d'un véhicule. Pour garantir un rapport coût/utilité adapté et pour éviter les distorsions indésirables du marché, les prescriptions concernant les émissions de CO₂ tiennent compte du progrès technologique et des normes internationales, notamment des valeurs-cibles et des sanctions appliquées dans l'Union européenne.

6.4 Conséquences sur l'environnement

L'OFEV a mandaté un bureau externe pour étudier scientifiquement les effets de la Stratégie énergétique 2050 sur l'environnement⁸⁹. Cette étude se fonde sur la législation en vigueur en matière de protection de l'environnement et du climat ainsi que sur la situation actuelle de l'approvisionnement énergétique.

⁸⁹ Stratégie énergétique 2050: analyse environnementale des mesures (avant-propos et résumé en français), Office fédéral de l'environnement 2012.

L'analyse montre que les conséquences de la Stratégie énergétique 2050 sur l'environnement sont globalement positives. Les objectifs, les normes environnementales et les procédures prévus dans les lois en vigueur sont dans l'ensemble soutenus par la stratégie et même durablement renforcés selon la conception des différentes mesures. Grâce au présent paquet de mesures et aux futurs paquets de mesures qui seront vraisemblablement nécessaires à la transformation par étapes et à long terme du système énergétique d'ici à 2050 (scénario «Nouvelle politique énergétique»), les émissions de CO₂ liées à l'énergie doivent être réduites de 7,6 millions de tonnes d'ici à 2020 (état en 2010: 40 millions de tonnes), de 14,3 millions de tonnes d'ici à 2035 et de 31.9 millions de tonnes d'ici à 2050.

De nombreuses mesures du premier paquet de mesures contribuent directement aux objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre qui ont été entre temps introduits dans la loi sur le CO₂. Avec le premier paquet de mesures, les émissions de CO₂ liées à l'énergie seront dans l'ensemble nettement réduites, même si, au moins temporairement, la production d'électricité à partir d'énergies fossiles devait s'avérer nécessaire en Suisse pour assurer la sécurité de l'approvisionnement, avec les émissions de CO₂ qui en résulteraient.

Du point de vue environnemental, les mesures dans le domaine de l'efficacité énergétique (cf. ch. 4.2.1) doivent être qualifiées de positives à très positives. En particulier, la fixation d'objectifs plus sévères en matière de CO₂ pour les voitures de tourisme est suivie d'effets positifs importants. Outre ce renforcement des valeurs cibles en matière de CO₂, les mesures transversales visant à renforcer la formation et le perfectionnement, l'assurance de la qualité, la fonction d'exemple des pouvoirs publics et la recherche technologique soutiennent les objectifs de politique environnementale de la Confédération. Les approches relevant de l'économie de marché, telles que celles visées lors de la transition du système d'encouragement actuel vers un système d'incitation au cours de la deuxième phase de la Stratégie énergétique 2050, contribuent à ce que les coûts environnementaux externes soient inclus dans les prix selon le principe de causalité.

La promotion des énergies renouvelables correspondant à l'état de la technique soutient également la réalisation des objectifs en matière de protection de l'air et de politique climatique. La construction de nouvelles installations de production d'énergie peut toutefois avoir un impact négatif sur le paysage, l'environnement et la biodiversité, en particulier lorsque l'évaluation est réalisée en comparaison avec un espace non bâti («zone verte»), comme dans l'étude évoquée ci-dessus. Pour autant que le développement des énergies renouvelables, tel que prévu dans la Stratégie énergétique 2050, reste limité aux potentiels durablement exploitables et à faibles émissions, les répercussions sur l'environnement demeureront globalement supportables. Des instruments d'aménagement du territoire sont en outre prévus à cet effet dans le premier paquet de mesures (ch. 4.2.6). Le concept prévu pour le développement des énergies renouvelables doit permettre d'identifier les régions appropriées pour une utilisation adéquate de ces énergies avant de les définir sur le plan de l'aménagement du territoire.

7 Relation avec le programme de la législation et avec les stratégies nationales du Conseil fédéral

7.1 Relation avec le programme de la législation

Le projet est annoncé dans le message du 25 janvier 2012 sur le programme de la législation 2011 à 2015⁹⁰ et dans l'arrêté fédéral du 15 juin 2012 sur le programme de la législation 2011 à 2015⁹¹.

L'objectif 20 du programme de la législation 2011 à 2015 est d'assurer l'approvisionnement de la Suisse en énergie et en ressources naturelles à long terme tout en engageant la sortie graduelle de l'énergie nucléaire. La concrétisation et la mise en œuvre de la Stratégie énergétique 2050 sont également mentionnées parmi les mesures nécessaires à la réalisation de l'objectif. A cet égard, le Conseil fédéral écrit ce qui suit dans le message du 25 janvier 2012 sur le programme de la législation 2011 à 2015: «Le Conseil fédéral souhaite continuer de garantir une sécurité élevée de l'approvisionnement énergétique en Suisse, mais sans le nucléaire à moyen terme. Les centrales nucléaires actuelles seront mises à l'arrêt à la fin de leur durée d'exploitation (déterminée par des critères de sécurité) et ne seront pas remplacées. Afin de garantir la sécurité d'approvisionnement, le Conseil fédéral table sur des économies accrues (efficacité énergétique), sur le développement de la force hydraulique et des nouvelles énergies renouvelables et, au besoin, sur la production d'électricité à base de combustible fossile (installation de couplage chaleur-force, centrales à gaz à cycle combiné) ainsi que sur les importations. Il s'agira par ailleurs de développer rapidement les réseaux d'électricité et d'intensifier la recherche énergétique.

Le présent message réalise l'objectif fixé dans le programme de la législation d'engager la concrétisation de la Stratégie énergétique 2050 (objet des Grandes lignes).

En fixant l'objectif de réduire la consommation de ressources naturelles à un niveau soutenable du point de vue écologique, le Conseil fédéral a initié en octobre 2010 de vastes efforts en faveur d'une économie verte. La concrétisation et la mise en œuvre des mesures visant une économie verte sont inscrites dans le programme de la législation 2011 à 2015 en tant qu'objet des Grandes lignes. Les mesures prévues dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050 dans les domaines de l'efficacité énergétique et de la promotion des énergies renouvelables constituent pour le Conseil fédéral un soutien dans la réalisation des objectifs liés à une économie verte.

7.2 Relation avec la Stratégie pour le développement durable du Conseil fédéral

La Suisse a élevé le développement durable au rang d'objectif d'Etat à long terme. Le développement durable est mentionné à plus d'un titre dans la Constitution⁹², notamment en introduction, dans l'art. 2 consacré au but de la Confédération. Pour remplir le mandat constitutionnel, le Conseil fédéral formule régulièrement ses

⁹⁰ FF 2012 349, 438 à 440, 482.

⁹¹ FF 2012 6667 6675.

⁹² RS 101

intentions depuis 1997 dans la Stratégie pour le développement durable⁹³. Cette stratégie constitue un cadre de référence pour la conception du développement durable et sa mise en œuvre dans les divers domaines politiques de la Confédération et pour la coopération avec les cantons, les régions, les villes et les communes.

Dans sa quatrième Stratégie pour le développement durable 2012–2015, le Conseil fédéral confirme son engagement et se réfère aux expériences gagnées jusqu'à présent. La Stratégie comprend cinq lignes directrices, un bilan politique depuis 1992, un plan d'action remanié comprenant les mesures pour la législature en cours et des activités d'accompagnement qui permettent une mise en œuvre efficace.

La Stratégie énergétique 2050 est une mesure du plan d'action de la Stratégie pour le développement durable 2012–2015. Le premier paquet de mesures contribue à mettre en œuvre la Stratégie pour le développement durable 2012–2015. Dans le domaine de l'énergie, le plan d'action prévoit de réduire la consommation et de promouvoir les énergies renouvelables (ch. 2 du plan d'action 2012–2015).

7.3 Relation avec le Projet de territoire Suisse

Le Projet de territoire Suisse est un projet élaboré entre 2005 et 2010 par la Confédération, les cantons, les villes et les communes dans le but d'obtenir pour la première fois une représentation commune du développement territorial futur de la Suisse. Ce projet présente des objectifs, des stratégies et des recommandations aux trois niveaux de l'Etat en vue d'une utilisation durable de la ressource limitée que constitue le sol disponible et des autres ressources de la Suisse.

La Stratégie énergétique 2050 prévoit des délimitations de territoires pour les installations de production d'électricité renouvelable. Un aménagement du territoire minutieux doit mettre en œuvre dans l'espace les objectifs de la stratégie énergétique et régler les conflits avec les intérêts de protection. Le but est de délimiter et de désigner des sites adéquats dans les plans directeurs, sur les cartes des eaux, des vents ou sur d'autres cartes.

7.4 Relation avec le plan d'action Economie verte

Le 27 février 2013, le Conseil fédéral a décidé de rejeter l'initiative populaire «Pour une économie durable et fondée sur une gestion efficiente des ressources (économie verte)» et de préparer une révision partielle de la loi du 7 octobre 1983 sur la protection de l'environnement (LPE)⁹⁴ à titre de contre-projet indirect. Le plan d'action Economie verte, approuvé par le Conseil fédéral le 8 août 2013, constitue la base de ce projet de révision de la LPE.

Outre l'approvisionnement en énergie, la Stratégie énergétique 2050 couvre également l'efficacité des ressources en matière de production et de consommation énergétiques. Réduire les atteintes à l'environnement et améliorer l'efficacité des res-

⁹³ Stratégie pour le développement durable 2012–2015. Office fédéral du développement territorial. Disponible sur le site: www.are.admin.ch, rubrique Développement durable.

⁹⁴ RS 814.01

sources dans les domaines qui ne relèvent pas de l'énergie constituent les objectifs du plan d'action Economie verte.

La Stratégie énergétique 2050 comme le plan d'action Economie verte contribuent donc dans leurs domaines respectifs et dans des proportions équivalentes à utiliser les ressources naturelles de manière efficace et respectueuse de l'environnement et à positionner avantageusement la Suisse dans le domaine *cleantech*.

Dans la Stratégie énergétique 2050, les objectifs quantitatifs indiquent la voie à suivre. En matière environnementale, les objectifs doivent encore être quantifiés dans le cadre du plan d'action Economie verte.

8 Aspects juridiques

8.1 Constitutionnalité et légalité

8.1.1 Bases juridiques

La loi sur l'énergie se fonde principalement sur l'article sur l'énergie de la Constitution (art. 89 Cst.). Mais d'autres dispositions constitutionnelles lui servent aussi de base, par exemple l'art. 64 Cst. (Recherche), 74 Cst. (Protection de l'environnement), 75 Cst. (Aménagement du territoire), 76 Cst. (Eaux) et 91 Cst. (Transport d'énergie), qui sont toutes citées dans le préambule de la loi.

L'art. 89, al. 2, Cst. (Politique énergétique) confère à la Confédération le mandat d'instaurer les dispositions législatives de principe dans les domaines de l'utilisation des énergies indigènes et renouvelables et de la consommation économe et rationnelle de l'énergie. La Confédération dispose donc de compétences législatives limitées. Elle est compétente pour édicter des dispositions d'un niveau d'abstraction élevé et, à titre exceptionnel seulement, des dispositions concrètes applicables dans le cas d'espèce, lorsqu'elles sont nécessaires à la réalisation d'intérêts essentiels.⁹⁵ Dans le nouveau projet, la Confédération édicte des principes et des objectifs pour les domaines cités, par exemple dans les art. 1 à 6, 11 à 16 et 46. L'art. 89, al. 2, Cst. fournit aussi la base constitutionnelle aux mesures d'encouragement dans les domaines de l'information, du conseil, de la formation et du perfectionnement ainsi qu'aux dispositions contenues aux art. 48 à 52 LEne.⁹⁶ L'obligation de remettre des «certificats blancs» visée à l'art. 49 LEne doit promouvoir auprès des consommateurs finaux des mesures permettant d'améliorer l'efficacité de la consommation d'électricité de *ces derniers*. La taxe compensatoire prévue à l'art. 49, al. 2 du projet permet aux fournisseurs dont les ventes annuelles d'électricité sont inférieures à 30 GWh d'être exemptés de l'obligation de fournir des certificats blancs. Les petits fournisseurs devraient par conséquent pouvoir être exemptés d'une obligation prévue par la loi. Etant donné que la taxe ne poursuit pas un objectif fiscal et qu'elle n'est pas exigible sans conditions, elle ne peut pas être qualifiée d'impôt. Il n'est donc pas utile d'inscrire dans la Constitution une autorisation expresse à cet égard; il

⁹⁵ Riccardo Jagmetti, Schweizerisches Bundesverwaltungsrecht, tome VII, Energierecht, ch. marg. 1321 s.

⁹⁶ Message du 21 août 1996 concernant la loi sur l'énergie, FF 1996 IV 1012 1158 s.

suffit que la Confédération ait la compétence nécessaire pour légiférer dans le domaine concerné⁹⁷.

En vertu de l'art. 89, al. 3, Cst., la Confédération édicte des dispositions sur la consommation énergétique des installations, des véhicules et des appareils. Cette disposition constitutionnelle confère un mandat législatif complet à la Confédération, qui ne se limite pas aux principes. A l'instar de la loi sur l'énergie de 1998, la nouvelle loi répond à ce mandat à l'art. 45. L'art. 89, al. 3, phrase 2, Cst. donne à la Confédération la compétence de promouvoir le développement des techniques énergétiques, en particulier dans les domaines des économies d'énergie et des énergies renouvelables. Il s'agit en fait d'une compétence promotionnelle étroitement limitée sur le plan matériel, car elle se réfère au développement de nouveautés, mais non pas au soutien d'applications.⁹⁸ La promotion de la recherche fondamentale, de la recherche orientée vers les applications et du développement initial, de même que le soutien des installations et des projets pilotes et de démonstration (art. 55 LEne) sont fondés sur cette compétence promotionnelle et sur l'art. 64 Cst., qui concerne la recherche en général.

L'art. 74 Cst. donne à la Confédération la compétence globale de prendre toutes mesures opportunes pour réaliser l'objectif de protection de l'environnement.⁹⁹ Comme la gestion économe de l'énergie et la promotion des énergies renouvelables contribuent à réduire les atteintes à l'environnement, l'article constitutionnel sur l'environnement donne à la Confédération des possibilités considérables d'intervention et de pilotage dans le domaine de l'énergie. De ce fait, l'art. 74 Cst. constitue la base constitutionnelle de toutes les dispositions de la loi sur l'énergie qui visent en définitive à éviter ou à réduire les atteintes nuisibles à l'être humain ou à l'environnement. Selon l'art. 74, al. 2, Cst., les frais de prévention et de réparation sont à la charge de ceux qui les causent. En particulier, les mesures prévues dans la loi sur l'énergie qui ont pour objet la promotion de l'application pratique des procédures, matériaux et produits, reposent sur l'«article constitutionnel sur l'environnement». C'est le cas par exemple du soutien des mesures dans le domaine de l'utilisation de l'énergie et des rejets de chaleur (art. 56 LEne) et de la promotion des mesures d'efficacité (art. 34 LEne). De telles mesures ne sont pas couvertes par l'art. 89, al. 3, puisque l'article constitutionnel sur l'énergie n'habilite pas la Confédération à promouvoir les comportements conformes aux objectifs en tant que tels.¹⁰⁰

Les bases constitutionnelles du supplément perçu sur le réseau, introduit dans le cadre de la promulgation de la LApEl et de la taxe incitative sur le CO₂ se fondent sur les compétences matérielles dévolues à la Confédération. Il s'agit notamment de l'art. 89 Cst. pour le supplément et son affectation (art. 37 LEne) et de l'art. 74 Cst. pour la taxe sur le CO₂ (art. 29 loi sur le CO₂). Le supplément perçu sur le réseau est conçu comme une taxe compensatoire destinée à un usage particulier, qui devait contrebalancer les charges particulières et les désavantages concurrentiels qui en résultaient et que certains participants au marché (surtout des gestionnaires de réseau) devaient assumer pour réaliser les objectifs décrits par la loi ou pour accomplir

⁹⁷ Concernant la fonction et la portée de la réserve constitutionnelle en matière de droit fiscal, voir Helen Keller/Matthias Hauser, *Verfassungskonforme Ertragsverwendung einer Klimaleistungssabgabe*, AJP/PJA 7/2009, p. 803–829.

⁹⁸ Jagmetti, *op. cit.*, ch. marg. 8107 et 8202 ss.

⁹⁹ Reto Morell, in: Ehrenzeller et al., *St. Galler Kommentar zur Schweizerischen Bundesverfassung*, ch. 14 ad art. 74.

¹⁰⁰ Jagmetti, *op. cit.*, ch. marg. 8202 ss.

les obligations légales (en particulier l'obligation de reprendre l'électricité renouvelable). Une base constitutionnelle explicite n'est pas requise pour prélever une telle taxe compensatoire.¹⁰¹ La taxe sur le CO₂ est une taxe incitative pour laquelle une compétence matérielle dans la Constitution fédérale suffit.

La taxe incitative sur le CO₂ est augmentée dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050. Mais la part maximale du revenu à affectation liée reste plafonnée à un tiers du revenu total, ce qui garantit que l'effet incitatif de la taxe sur le CO₂ continuera de se déployer principalement en raison du prélèvement de la taxe et que celle-ci ne tiendra pas lieu en première ligne de source de financement. La part du revenu soumise à l'affectation obligatoire permettra aussi de soutenir désormais des mesures appelées à déployer leurs effets à long terme et, pour certaines, indirectement (p. ex. les mesures prises dans le domaine du bâtiment pour accroître l'efficacité électrique et augmenter la part d'électricité issue des énergies renouvelables; les mesures d'information et de conseil). Cette promotion contribue à réduire les émissions de CO₂ à long terme et elle est de ce fait conforme à l'objectif de l'incitation. L'art. 57, al. 2, LEne prévoit expressément que le produit de la taxe ne peut être affecté qu'au soutien de mesures conformes à l'objectif visé.

L'art. 76 Cst. sert de base aux prescriptions fédérales sur la protection des eaux et sur l'utilisation des eaux pour produire de l'énergie. Les indemnisations des propriétaires de centrales hydroélectriques pour les mesures de protection des eaux définies à l'art. 36 LEne se fondent sur cet article.¹⁰²

En vertu de l'art. 91, al. 1, Cst., la Confédération légifère sur le transport et la livraison de l'électricité. En raison de cette compétence législative complète, la Confédération peut, par exemple, adopter des réglementations concernant les entreprises de la branche électrique, prévoir des principes et des mesures concernant la sécurité de l'approvisionnement (comme les obligations de raccordement et de livraison) et réglementer les relations (droits et obligations respectifs) entre les fournisseurs et les acheteurs d'électricité. Cette réglementation des relations comprend aussi l'édiction de dispositions tarifaires dans le domaine d'application de l'art. 91 Cst., une compétence qui n'est pas influencée par la renonciation aux compétences tarifaires de l'art. 89 Cst.¹⁰³ La LAPel ainsi que les modifications prévues de cette loi (cf. ch. 5.2.7), de même que les art. 7 à 9 et 17 LEne reposent notamment sur l'art. 91, al. 1, Cst.

Les dispositions de la loi sur l'énergie concernant l'aménagement du territoire (art. 11 ss.) sont compatibles avec le régime de compétences visé à l'art. 75 Cst., ce

¹⁰¹ Expertise de l'Office fédéral de la justice (OFJ) du 8 août 2011, «Verfassungsfragen zum Ausstieg aus der Kernenergie», établie à l'attention de la Commission pour l'environnement, l'aménagement du territoire et l'énergie du Conseil des Etats, chiffre 3.1, qui fait référence à l'expertise de l'OFJ du 16 décembre 2005, «Verfassungsmässigkeit der vom Nationalrat am 22.9.2005 beschlossenen Zuschläge auf die Übertragungskosten der Hochspannungsnetze» (téléchargeables sur Internet à l'adresse www.bfe.admin.ch, rubrique Stratégie énergétique 2050).

¹⁰² Rapport de la Commission de l'environnement, de l'aménagement du territoire et de l'énergie du Conseil des Etats sur l'initiative parlementaire «Protection et utilisation des eaux» (07.492) du 12 août 2008, ch. 6.1, FF **2008** 7307 7335.

¹⁰³ Expertise de l'Office fédéral de la justice (OFJ) du 23 octobre 1996 concernant les compétences constitutionnelles de la Confédération dans le domaine de l'économie électrique, ch. VII 2.b.bb et cc, qui comprend d'autres indications bibliographiques, et le message relatif à la modification de la loi sur les installations électriques et à la loi fédérale sur l'approvisionnement en électricité, FF **2005** 1493 ss, 1558.

d'autant que la planification relève en premier lieu des cantons. En vertu de la compétence législative limitée aux principes que lui confère cette disposition constitutionnelle, la Confédération est habilitée à édicter des directives contraignantes qui indiquent aux cantons vers quels objectifs, avec quels instruments, au moyen de quelles mesures et à l'appui de quelles procédures ils peuvent traiter leur tâche d'aménagement du territoire.¹⁰⁴ Par ailleurs, les art. 14 et 15 du projet procèdent désormais à une pondération de l'intérêt national des installations destinées à utiliser les énergies renouvelables et des centrales de pompage-turbinage. Il convient de prendre en compte ces principes dans le cadre d'une pesée des intérêts. Cette précaution n'entre aucunement en contradiction avec le mandat de protection conféré à la Confédération par l'art. 78, al. 2, Cst. (Protection de la nature et du patrimoine), car il ressort déjà du libellé de la Constitution que ce mandat de protection doit toujours être concrétisé compte tenu des circonstances, dans le cadre d'une pesée des intérêts en présence. Tant la préservation de certaines zones et de certains objets que l'accomplissement des tâches dévolues par la Constitution à la Confédération, qui peut impliquer la modification des zones et des objets, définissent un intérêt public.¹⁰⁵

Finalement, il faut se demander si une modification de la LENu suffit à la mise en œuvre des motions acceptées par les Chambres fédérales concernant la sortie de l'énergie nucléaire¹⁰⁶ ou si une modification de la Constitution fédérale y serait nécessaire. A ce propos, il faut tout d'abord noter que l'art. 90 Cst. prévoit une compétence législative complète et qu'il laisse au législateur une large marge de manœuvre dans la conception des dispositions. Le libellé en est formulé de manière très ouverte. Mais Jagmetti objecte toutefois que l'art. 24^{quinquies} aCst. part du principe que l'utilisation de l'énergie nucléaire est possible dans des limites déterminées. Une interdiction nécessiterait par conséquent une modification de la Constitution.¹⁰⁷ Manifestement, l'argumentation de Jagmetti repose sur une interprétation historique de l'art. 24^{quinquies} aCst. Mais une telle interprétation ne saurait revendiquer la priorité. A l'appui d'une interprétation actuelle et d'une interprétation téléologique de l'art. 90 Cst., il est possible d'ordonner légalement une sortie de la production d'électricité nucléaire motivée par des raisons sécuritaires.¹⁰⁸ Cette possibilité vaut d'autant plus que les motions demandent qu'aucune autorisation générale ne soit délivrée pour la construction de nouvelles centrales nucléaires et que la LENu soit modifiée en conséquence. Ces motions précisent en outre qu'aucune interdiction de technologie ne doit être édictée de ce fait. De plus, les centrales nucléaires doit être mises hors de service (seulement) si elles ne répondent plus aux dispositions de sécurité (ch. 1, 1^{bis} et 2). En ce qui concerne l'art. 89, al. 1, Cst., il fixe des objectifs de politique énergétique antinomiques. Ces divers objectifs sont d'importance équivalente. Il appartient principalement au législateur de résoudre au mieux les éventuels conflits entre des objectifs. Sous cet angle, l'art. 89, al. 1, Cst. ne s'oppose pas

¹⁰⁴ Martin Lendi, in: Ehrenzeller et al., St. Galler Kommentar zur Schweizerischen Bundesverfassung, ch. 24 ad art. 75.

¹⁰⁵ Arnold Marti, in: Ehrenzeller et al., St. Galler Kommentar zur Schweizerischen Bundesverfassung, op. cit., ch. 7 ad art. 78.

¹⁰⁶ 11.3257 n, Mo. Conseil national, Groupe G. Sortir du nucléaire; 11.3426 n, Mo. Conseil national, Groupe BD. Centrales nucléaires. Ne pas renouveler les autorisations générales de construire; 11.3436 n, Mo. Conseil national, Schmidt Roberto. Sortir du nucléaire par étapes; BO 2011 E 972 ss.

¹⁰⁷ Riccardo Jagmetti, in: Kommentar zur [alten] Bundesverfassung der Schweiz. Eidgenossenschaft, ch. 2 ad art. 24^{quinquies}.

¹⁰⁸ Expertise de l'Office fédéral de la justice du 8 août 2011, op. cit., page 9.

à la sortie de l'énergie nucléaire. Mais les objectifs de politique énergétique prévus par l'art. 89, al. 1, Cst. conservent leur validité également pour la nouvelle orientation de la politique énergétique requise par la sortie du nucléaire.¹⁰⁹ Pour résumer, il convient de noter que les art. 89 et 90 Cst. fournissent une base constitutionnelle suffisante pour modifier la LENU, ce d'autant plus qu'une interdiction de la technologie nucléaire n'est pas visée. Une modification de la Constitution n'est pas nécessaire.

8.1.2 **Compatibilité avec les droits fondamentaux**

Certaines dispositions et mesures de la loi sur l'énergie peuvent entraîner des restrictions de la liberté économique (art. 27 et 94, al. 1, Cst.).¹¹⁰ Les conditions d'intervention visées à l'art. 36 Cst. sont remplies. Les réglementations de la loi sur l'énergie sont dans l'intérêt d'un approvisionnement énergétique suffisant, diversifié, sûr, économique et en particulier respectueux de l'environnement tout en visant une consommation énergétique économe et rationnelle. Les mesures prévues sont adéquates et nécessaires pour garantir ces intérêts publics. Elles ne vont pas au-delà de ce qui doit être raisonnablement fait pour atteindre les objectifs visés et sont raisonnablement exigibles compte tenu de ces objectifs. Selon la jurisprudence du Tribunal fédéral, il est interdit de prendre des mesures de politique économique ou de politique corporatiste qui entravent la libre concurrence pour sécuriser ou favoriser certains secteurs d'activité ou certaines formes d'exploitation, ou pour entraver les activités du secteur privé ou le régime de concurrence.¹¹¹ Les distorsions sensibles de la concurrence non justifiées par l'intérêt public doivent être évitées.¹¹² La loi sur l'énergie ne comporte pas de telles réglementations. Les mesures prévues ne sont pas motivées par des considérations relevant de la politique économique.

Au demeurant, le projet contient des dispositions qui pourraient entraîner des traitements inégaux (p. ex. la restitution aux gros consommateurs du supplément perçu sur les coûts de transport). Selon la jurisprudence du Tribunal fédéral, un acte législatif viole l'obligation d'égalité devant la loi visée à l'art. 8 Cst., s'il procède à des distinctions juridiques sans qu'apparaisse dans les situations à réglementer un motif raisonnable pour les justifier ou s'il omet de procéder à des distinctions qui s'imposent en raison des conditions. Autrement dit, l'obligation d'égalité de traitement n'est pas respectée si ce qui est semblable n'est pas traité de manière identique et si ce qui est dissemblable ne l'est pas de manière différente, à condition toutefois que l'égalité ou l'inégalité de traitement injustifiée se rapporte à un fait important. Dans le respect de ces principes et de l'interdiction de l'arbitraire, le législateur bénéficie d'une marge de manœuvre importante.¹¹³ Les distinctions effectuées dans la loi sur l'énergie reposent toutes sur des raisons objectives. L'obligation d'égalité devant la loi est garantie.

¹⁰⁹ Expertise de l'Office fédéral de la justice du 8 août 2011, op. cit., page 2.

¹¹⁰ Message concernant la loi sur l'énergie de 1998, op. cit., FF 1996 IV 1158.

¹¹¹ ATF 138 I 378 consid. 8.3, et ATF 131 I 223, consid. 4.2.

¹¹² ATF 130 I 26, consid. 6.3.3.1.

¹¹³ ATF 138 I 321 consid. 3.2, ATF 137 V 121 consid. 5.3 et ATF 136 I 1 consid. 4.1.

8.1.3 Relation avec le droit cantonal

Conformément à l'art. 89 Cst., les cantons sont principalement compétents pour certaines tâches de politique énergétique (mesures dans le domaine du bâtiment), alors que la Confédération est exclusivement compétente pour d'autres tâches (prescriptions en matière de consommation énergétique pour les installations, les véhicules et les appareils). D'autres tâches relèvent tant du domaine de compétences des cantons que de celui de la Confédération (mesures d'encouragement comme l'information, le conseil, la formation, le perfectionnement et la promotion axée sur la consommation dans le domaine de l'utilisation économe et rationnelle de l'énergie). C'est pourquoi la Confédération et les cantons doivent coordonner leurs activités de politique économique et les orienter vers un objectif commun.¹¹⁴

Le principe de la coordination est expressément cité à l'art. 5, al. 1. Il faut notamment coordonner davantage la planification du développement des énergies renouvelables. Les cantons élaborent à cette fin un concept conjointement et avec le soutien de la Confédération (art. 11 et 12 LEne). L'objectif visé est de trouver, pour les installations, des sites qui reposent sur un consensus à l'échelle suisse. L'art. 16 LEne enjoint désormais les cantons à prévoir des procédures d'autorisation rapides pour la construction des installations destinées à utiliser les énergies renouvelables. Ce principe, tout comme les autres lignes directrices définies sur la base de l'art. 89, al. 2, Cst. et arrêtées dans la loi sur l'énergie (par ex. l'art. 6, al. 1 et 2, ou l'art. 13), qui visent à atteindre les objectifs fixés aux art. 1 ss LEne, laissent aux cantons de larges marges de manœuvre pour concevoir concrètement leur législation.

S'agissant des mesures concernant la consommation énergétique des bâtiments, les cantons sont compétents en première ligne. L'art. 46 LEne se borne ainsi à définir certains principes et à attribuer un petit nombre de mandats législatifs aux cantons. Le Modèle de prescriptions énergétique des cantons (MoPEC 2008) constitue un «paquet complet» de dispositions de droit énergétique en ces domaines que les cantons ont élaboré conjointement sur la base de leurs expériences d'exécution. Les autorités cantonales (ou communales) ont la compétence d'édicter des prescriptions d'utilisation visant à réduire la consommation énergétique des appareils électriques, notamment en limitant la durée et la puissance des éclairages, des installations électriques ou des chauffages électriques en plein air.

La Confédération soutient les cantons dans l'exécution de leurs tâches, notamment par un apport financier (contributions globales), en assurant la coordination et en élaborant les bases et les conditions-cadre légales. En revanche, dans les domaines de la mobilité et des appareils en particulier, il importe que les activités de la Confédération soient *soutenues* par des mesures appropriées des cantons. La plupart des cantons disposent de bases légales ou d'un programme visant à soutenir les transports publics.

¹¹⁴ Message concernant la loi sur l'énergie de 1998, FF 1996 IV 1094.

Dans le domaine du droit énergétique et du commerce d'agents énergétiques, la Suisse est liée par divers traités et accords bilatéraux et multilatéraux. Citons par exemple le traité sur la Charte de l'énergie du 17 décembre 1994¹¹⁵, entré en vigueur en 1998, qui oblige la Suisse à réduire les distorsions de marché et les entraves à la concurrence, dans le cadre d'activités économiques concernant le domaine énergétique, et à édicter des lois à cet effet. Conformément au protocole de la Charte de l'énergie sur l'efficacité énergétique et les aspects environnementaux connexes¹¹⁶, la Suisse doit élaborer des stratégies et des objectifs politiques pour améliorer l'efficacité énergétique, elle doit soutenir la mise en œuvre de nouvelles approches et méthodes pour financer les investissements dans les domaines de l'efficacité énergétique et de la protection de l'environnement en rapport avec l'énergie et elle doit développer des programmes d'efficacité énergétique adéquats. S'agissant du commerce des agents énergétiques, des biens d'équipement liés à l'énergie et des services énergétiques, les principes fondamentaux de l'Accord instituant l'Organisation mondiale du commerce (OMC¹¹⁷), respectivement ceux de l'Accord général sur les tarifs douaniers et le commerce (GATT¹¹⁸) s'appliquent, par exemple la clause de la nation la plus favorisée et le traitement national. Le commerce d'agents énergétiques et de biens d'équipement liés à l'énergie entre la Suisse et l'UE est régi par l'Accord de libre-échange de 1972 avec la CEE¹¹⁹. Cet accord prévoit en particulier une franchise douanière sur les produits industriels et il interdit les restrictions quantitatives et les mesures d'effet semblable de même que les discriminations de nature fiscale. La convention de l'AELE¹²⁰ contient quant à elle des réglementations sur la libre circulation des marchandises, sur le commerce des services et sur la protection de la propriété intellectuelle entre la Suisse et les autres Etats membres de l'AELE. La Suisse dispose par ailleurs d'un réseau de 26 accords de libre-échange avec 35 partenaires non membres de l'UE. De plus, l'Accord sur les subventions et les mesures compensatoires, qui fait partie du dispositif réglementaire de l'OMC, contient des dispositions concernant les subventions de l'Etat. Cet accord prévoit que les subventions ne sont attaquables que si elles sont spécifiques, c'est-à-dire si l'accès à la subvention est expressément limité à certaines entreprises et à certains secteurs.

Les prescriptions techniques nouvelles ou remaniées sur les exigences applicables aux produits, concernant p. ex. les prestations de service et le marquage, servent de prescriptions techniques et doivent être conformes, sur le plan international, aux principes fondamentaux de l'Accord de l'OMC sur les obstacles techniques au commerce¹²¹. Les prescriptions de ce type doivent être notifiées dans le cadre de cet accord. Elles doivent aussi être notifiées dans le cadre de la Convention AELE avec

¹¹⁵ RS **0.730.0**

¹¹⁶ RS **0.730.01**

¹¹⁷ RS **0.632.20**

¹¹⁸ RS **0.632.21**

¹¹⁹ Accord du 22 juillet 1972 entre la Confédération suisse et la Communauté économique européenne, RS **0.632.401**

¹²⁰ Convention du 4 janvier 1960 instituant l'Association européenne de libre-échange, RS **0.632.31**

¹²¹ Accord sur les obstacles techniques au commerce, RS **0.632.20**, annexe 1A.6.

l'UE, lorsque les prescriptions techniques proposées s'écartent du droit de l'Union européenne.

En matière de protection du climat, la Suisse s'est engagée, dans le cadre du Protocole de Kyoto, à réduire ses émissions de gaz à effet de serre de 8 % par rapport aux valeurs de 1990 entre 2008 et 2012. Aucun régime n'a pas pu être conclu à ce jour pour succéder au Protocole de Kyoto qui est échu en 2012. Lors de la 18^e conférence de l'ONU sur le climat qui s'est tenue fin 2012 au Qatar, les 27 Etats membres de l'UE et 11 autres pays industrialisés, dont la Suisse, ont accepté de reconduire cet accord pour une deuxième période d'engagement de huit ans. Les objectifs de réduction des émissions de CO₂ seront soumis à un examen en 2014. Le 23 décembre 2011, le Parlement suisse a adopté la nouvelle loi sur le CO₂, instituant ainsi la base légale de la politique climatique de la Suisse pour la période comprise entre 2013 et 2020. Le texte voté prévoit que d'ici à 2020, les émissions de gaz à effet de serre doivent être globalement réduites de 20 % par rapport à 1990 (art 3, al. 1, de la loi sur le CO₂).

La Stratégie énergétique 2050 est axée sur l'accomplissement et le respect de ces obligations internationales. La nouvelle loi sur l'énergie prévoit de poursuivre et de développer les mesures actuelles qui soutiennent l'efficacité énergétique et la protection de l'environnement dans le domaine énergétique.

Les obligations internationales contractées dans le domaine du commerce transfrontalier et du droit régissant les aides publiques ne s'opposent pas actuellement aux mécanismes d'encouragement de la loi sur l'énergie. Ces thèmes font également l'objet de discussions dans le cadre des négociations actuellement en cours avec l'UE (développement des énergies renouvelables, aides de l'Etat). Il pourrait en résulter une certaine asymétrie entre les propositions faites ici et une résolution future des négociations dans le cadre d'un accord bilatéral sur l'électricité avec l'UE, asymétrie qu'il faudrait ensuite corriger. Il faut donc continuer de veiller, lors de l'adoption de dispositions d'exécution et de l'exécution de la loi, à ce que la conformité aux contrats de droit international public soit respectée.

8.3 Forme de l'acte à adopter

Le projet contient d'importantes dispositions législatives qui doivent être édictées sous la forme d'une loi fédérale, conformément à l'art. 164, al. 1, Cst. Par conséquent, la loi sur l'énergie suit la procédure législative simple.

8.4 Frein aux dépenses

Selon l'art. 159, al. 3, let. b, Cst., la majorité des membres de chaque Conseil est requise pour adopter les dispositions relatives aux subventions, ainsi que les crédits d'engagement et les plafonds de dépenses, s'ils entraînent de nouvelles dépenses uniques de plus de 20 millions de francs ou de nouvelles dépenses périodiques de plus de 2 millions de francs. Conformément aux recommandations qui concernent la mise en œuvre du frein aux dépenses émises par le Département fédéral des finances («Empfehlungen zur Umsetzung der Ausgabenbremse», en langue allemande uniquement), le frein aux dépenses doit saisir les dépenses sans égard à leur financement. Il n'est pas justifié de privilégier les dépenses qui peuvent être couvertes par

des recettes à affectation liée. Même si de telles dépenses ne péjorent pas le résultat du compte financier, elles constituent une charge supplémentaire pour l'économie et pour le citoyen.

Le supplément perçu sur le réseau pour le financement des primes d'injections, des rétributions, des coûts et des indemnités selon l'art. 37, al. 2, LEné peut désormais être augmenté à 2,3 ct./kWh (art. 37, al. 3, du projet; cf. art. 15b, al. 4 du droit actuel). Cette hausse générera vraisemblablement de nouvelles dépenses périodiques largement supérieures à 2 millions de francs.

Les mesures d'encouragement visées aux art. 53 à 59 LRne permettent en revanche de reconduire le système actuel. Aucune nouvelle dépense ne sera introduite.

8.5 Conformité à la loi sur les subventions

8.5.1 Contribution d'investissement pour les installations photovoltaïques, hydroélectriques et de biomasse

Les contributions uniques pour les nouvelles petites installations photovoltaïques (rétributions uniques) ainsi que les contributions d'investissement pour les installations hydroélectriques, les usines d'incinération des ordures ménagères et les installations au gaz d'épuration (art. 28 à 33 LEné) sont des aides financières au sens de l'art. 3, al. 1, de la loi sur les subventions. Dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050, l'utilisation des énergies indigènes renouvelables doit être massivement augmentée. Les installations photovoltaïques pourront fournir à l'avenir une contribution considérable à la réalisation des objectifs de développement prévus à l'art. 2, al. 1, LEné. Promouvoir le photovoltaïque est nécessaire en raison de l'échec du marché dans le domaine des énergies renouvelables. Il en va de même pour l'encouragement de la production d'électricité issue de la petite hydraulique et de la biomasse. La rentabilité de ce type de production est également rarement assurée.

Les rétributions uniques remplaceront le système de rétribution de l'injection pour ces installations. L'octroi de contributions doit survenir dans le cadre d'une procédure allégée, plus simple et plus efficace à gérer que le système actuel. Simultanément, le montant des versements et les coûts d'exécution seront réduits. Les exigences posées aux installations à soutenir seront fixées par le Conseil fédéral en fonction de critères transparents.

Les moyens qui seront annuellement affectés aux rétributions uniques pour les petites installations photovoltaïques sont limités. L'Office fédéral de l'énergie fixera les contingents (cf. art. 38, al. 2 et 3 LEné). La rétribution unique se monte à 30 % au plus des coûts d'investissement des installations de référence au moment de leur mise en exploitation (cf. art. 29 LEné). De ce fait, les bénéficiaires de l'aide financière doivent fournir une prestation propre d'au moins 70 % de ces coûts. Les montants des contributions aux installations hydroélectriques et de biomasse sont également limités; concernant les installations de biomasse, cette limitation est déjà définie dans la loi (art. 31, al. 1, LEné). Si cela s'avère nécessaire, le Conseil fédéral peut en outre fixer des contingents (cf. art. 38, al. 4, LEné).

8.5.2 Encouragement de l'information, du conseil, de la formation, du perfectionnement, de l'utilisation de l'énergie et de l'utilisation des rejets de chaleur

Les dispositions concernant les mesures d'encouragement et leur financement (art. 53 à 59 LEne) n'ont subi que des modifications mineures par rapport au droit en vigueur. Selon le rapport du Conseil fédéral sur les subventions du 30 mai 2008¹²², les principes du droit en matière de subventions sont respectés à ce sujet.

Les mesures soutenues servent à informer et conseiller le public et les autorités sur l'approvisionnement en énergie économique et respectueux de l'environnement, sur l'utilisation rationnelle de l'énergie et sur l'utilisation des énergies renouvelables (art. 53). De plus, la Confédération encourage les programmes correspondants de formation et de perfectionnement (art. 54 LEne). L'art. 56 vise en priorité le soutien aux programmes d'encouragement des cantons en faveur des énergies renouvelables et de l'utilisation rationnelle de l'énergie. Depuis 2010, ces mesures sont principalement financées par une partie du produit de la taxe sur le CO₂. L'encouragement vise à fournir une contribution à la réalisation des objectifs en matière de consommation, de développement de l'électricité issue des énergies renouvelables et de climat.

Les mesures évoquées sont encouragées soit par des contributions globales en faveur des cantons, soit par des aides financières à des projets individuels. Un canton ne reçoit des contributions globales que s'il dispose d'un programme d'encouragement cantonal propre. Tous les cantons satisfont à cette condition. Les contributions globales octroyées sont attribuées selon une clé de répartition qui prend en compte l'efficacité des mesures. Elles sont soumises à une preuve de leur utilisation et à une évaluation. Les cantons doivent augmenter leurs contributions au moins du même montant.

S'agissant du financement de projets individuels, les aides peuvent atteindre 40 %, voire exceptionnellement 60 % des coûts pris en compte.

8.5.3 Encouragement de la recherche

Dans le domaine de la recherche fondamentale, de la recherche orientée vers les applications et du développement initial de nouvelles technologies énergétiques (art. 55 LEne), les activités de promotion se poursuivront telles qu'elles ont été pratiquées jusqu'ici. Là aussi, les principes du droit en matière de subventions sont respectés¹²³.

La recherche énergétique est importante à long terme, parce que le développement de nouvelles technologies permet de réduire la pollution de l'environnement tout en donnant des impulsions à l'économie. Comme les prix de l'énergie ne tiennent actuellement pas suffisamment des coûts externes (changement climatique, coûts de la santé, etc.) et que le développement et l'introduction de nouvelles technologies énergétiques prennent généralement beaucoup de temps, le risque est souvent trop important pour l'économie de mener des recherches dans le domaine énergétique.

¹²² FF 2008 5651, (annexe) 6142 s. et 6148 s.

¹²³ Rapport du Conseil fédéral sur les subventions du 30 mai 2008 (annexe), FF 2008 6144 s., 6150 s.

Le pilotage des contributions fédérales est assuré par les crédits annuels. Seuls sont pris en compte les projets qui répondent au Plan directeur de la recherche énergétique de la Confédération et pour lesquels les autres sources de financement ne suffisent pas. Les projets de recherche au sens de l'art. 55, al. 2, LEne (les installations et les projets pilotes et de démonstration), sont soutenus par des contributions à concurrence de 40 %, exceptionnellement à concurrence de 60 % des coûts pris en compte.

8.6 Délégation de compétences législatives

A l'instar de la loi sur l'énergie de 1998, la nouvelle loi sur l'énergie contient, en vertu de l'art. 182 Cst., diverses normes de délégation visant la promulgation de dispositions par voie d'ordonnance. Ces pouvoirs législatifs se limitent dans chaque cas à un objet de réglementation déterminé et sont suffisamment concrétisés quant à leur teneur, à leur but et à leur ampleur.¹²⁴ Ces délégations se rapportent en particulier à la fixation des objectifs de développement, de consommation ou autres (art. 2, al. 3, art. 3, al. 3, art. 48, al. 3), à la définition des données personnelles à traiter ou des données et informations que d'autres services doivent mettre à disposition ou communiquer (art. 64, al. 3, art. 62, al. 2, art. 65), à l'adoption de règles détaillées et de règles spéciales ainsi que de dispositions procédurales dans le cadre du système de rétribution de l'injection, des contributions d'investissement visées au chapitre 5 et du remboursement du supplément (art. 19, al. 6 et 7, art. 22, al. 2 et 4, art. 24, al. 1 et 4, art. 26, al. 4, art. 28, al. 4, art. 33, al. 1 et 3, art. 42, al. 5, art. 45), et à l'adoption de dérogations (art. 10, al. 5, art. 15, al. 1, art. 43, art. 58, al. 3). Le Conseil fédéral a en outre la compétence de fixer le supplément perçu sur le réseau et de définir les prix de marché de référence les valeurs limites, les taux de rétribution et les montants des rétributions et contributions (art. 37, al. 3, art. 14, al. 4, art. 23, al. 2, art. 22, al. 4, art. 29, al. 2, art. 30, al. 2, art. 31, al. 2). Le Conseil fédéral est également habilité à édicter des dispositions pour des installations, des véhicules et des appareils fabriqués en série, y compris leurs pièces également fabriquées en série afin de réduire la consommation d'énergie (art. 45, al. 1). Enfin, différentes dispositions matérielles contenues dans la loi sur le CO₂ ont été remplacées par une norme de délégation. Cette mesure concerne en premier lieu la réglementation des exceptions et les règles spéciales (art. 10a et 13, al. 2 loi sur le CO₂).

Ces délégations permettent de délester le texte de loi de dispositions d'un haut niveau de concrétisation. En ce qui concerne les réglementations à fixer par le Conseil fédéral, leurs contenus sont en outre dans la plupart des cas susceptibles de requérir des adaptations rapides pour tenir compte des conditions changeantes du marché ou des développements technologiques. C'est pourquoi le projet de loi se limite, dans les domaines cités, à décrire de manière recevable l'objet de la réglementation.

Concernant les prescriptions sur les émissions des véhicules, le DETEC est expressément habilité à calculer et à publier chaque année le montant dû à titre de sanction pour le dépassement de la valeur cible spécifique (art. 13, al. 1^{bis} de la loi sur le CO₂). Il s'agit à cet égard d'une procédure technique, d'une simple adaptation

¹²⁴ En ce qui concerne les dispositions en vigueur: message concernant la loi sur l'énergie de 1998, FF 1996 IV 1159.

correspondant aux formules définies dans l'ordonnance, raison pour laquelle une délégation au DETEC paraît appropriée.

Selon le projet de loi, l'Office fédéral de l'énergie est compétent pour fixer les contingents dans le système de rétribution de l'injection en faveur du photovoltaïque (art. 38, al. 2). Il peut aussi fixer un montant limitant les contributions d'investissement visées aux art. 30 et 31 (art. 38, al. 4). A titre exceptionnel et au cas par cas, il détermine par ailleurs le taux de rétribution (art. 22, al. 2, let. b). En outre, il règle la procédure d'appel d'offres en vertu de l'art. 26 et désigne les mesures standardisées pour les gains d'efficacité (art. 50, al. 2). La compétence de l'OFEN dans ces domaines est justifiée du fait qu'il s'agit ici de décisions qui doivent être prises sur la base de connaissances techniques et en tenant compte des circonstances.

Par ailleurs, l'art. 66, al. 3 prévoit enfin que le Conseil fédéral puisse déléguer à l'OFEN le soin d'édicter des dispositions techniques ou administratives (cf. art. 48 al. 2, LOGA).

8.7 Conformité à la législation sur la protection des données

Dans son activité, l'Office fédéral de l'énergie tient compte des droits de la personnalité garantis par la Constitution, qui sont concrétisés dans la loi fédérale sur la protection des données (LPD). Selon l'art. 17 LPD, le traitement de données personnelles sensibles et de profils de la personnalité requiert une réglementation expresse d'une loi au sens formel. Le droit de l'Office fédéral de l'énergie de traiter des données personnelles, y compris des données sensibles concernant des poursuites ou des sanctions pénales dans les domaines expressément cités et de les conserver sous forme électronique est établi à l'art. 64 du projet.

La communication de données personnelles par les organes fédéraux requiert également une base légale selon l'art. 19 LPD. Cette base doit expressément se rapporter à la communication, c'est-à-dire à la transmission ou à la publication des données à des tiers. L'art. 19 LPD s'applique tant à l'échange de données entre les organes fédéraux qu'à la transmission de données aux autorités cantonales, communales et étrangères, de même qu'à des personnes privées en Suisse et à l'étranger.¹²⁵ Une base juridique répondant à ces exigences est désormais créée avec l'art. 65, al. 2, LEne concernant la publication des données que les entreprises de la branche énergétique doivent transmettre le cas échéant.

L'art. 62 du projet établit l'obligation faite à différents services de mettre à disposition de l'OFEN, sur demande, les informations et données personnelles nécessaires aux analyses et au monitoring visés à l'art. 61. Les données en question ne sont pas des données personnelles sensibles au sens de l'art. 3, let. c, LPD. Les résultats des analyses sont publiés (cf. art. 61, al. 2) sous une forme ne permettant pas, selon le cours ordinaire des choses, d'identifier les personnes juridiques concernées. Les données peuvent également être utilisées à des fins d'évaluation statistique dans la mesure où les conditions définies à l'art. 22, al. 1, LPD sont remplies.

¹²⁵ Message concernant la loi fédérale sur la protection des données, FF 1988 II 421 475.

D'autres obligations spécifiques relatives à la transmission de données sont définies à l'art. 51, al. 2 et à l'art. 69, al. 2, LEne. En vertu de l'art. 65 LEne, le Conseil fédéral peut en outre obliger les entreprises de la branche énergétique à remettre des données personnelles à des fins de transparence et d'information.

Liste des abréviations

ACER	Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (Agency for the Cooperation of Energy Regulators)
aCst.	ancienne constitution fédérale de la Confédération suisse
AELE	Association européenne de libre-échange (European Free Trade Association)
AEN	Agence pour l'énergie nucléaire de l'OCDE
AIEA	Agence internationale de l'énergie atomique
art.	article
ATF	arrêt du Tribunal fédéral
BD	groupe PBD
BO	Bulletin officiel de l'Assemblée fédérale
CCC	centrale à gaz à cycle combiné
CCF	couplage chaleur-force
CE	Communauté européenne
CE	Conseil des Etats
CEATE	Commission de l'environnement, de l'aménagement du territoire et de l'énergie
CECB	certificat énergétique cantonal des bâtiments
CEE-ONU	Commission économique des Nations Unies pour l'Europe
CF	Conseil fédéral
CFF	Chemins de fer fédéraux
CFNP	Commission fédérale pour la protection de la nature et du paysage
ch.	chiffre
CN	Conseil national
COM	Commission européenne
consid.	considérant
Cst.	Constitution
DDC	Direction du développement et de la coopération
DEFR	Département fédéral de l'économie, de la formation et de la recherche
DETEC	Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication
DFAE	Département fédéral des affaires étrangères
DFF	Département fédéral des finances
DFI	Département fédéral de l'intérieur
directive SER UE	directive de l'UE relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables
DZM	Centre de services pour une mobilité innovatrice
EAE	entreprise d'approvisionnement en énergie
EDF	Electricité de France (groupe électrique français)

EEE	Espace économique européen
EIE	étude d'impact sur l'environnement
EnDK	Conférence des directeurs cantonaux de l'énergie
EnR	réseau des agences européennes de l'énergie
ENTSO	Association des gestionnaires européens de réseaux de transport (European Network of Transmission System Operators)
env.	environ
EPF	Ecole polytechnique fédérale
ER	énergies renouvelables
ETS	système d'échange de quotas d'émission (Emissions Trading System)
EU ETS	système d'échange de quotas d'émission de l'Union européenne (European Union Emission Trading System)
Euratom	Communauté européenne de l'énergie atomique
FF	Feuille fédérale
FSCR	financement spécial pour la circulation routière
g	gramme
GJ	gigajoule
GW	gigawatt
GWh	gigawattheure
IEF	Forum international de l'énergie
IFP	Inventaire fédéral des paysages, sites et monuments naturels d'importance nationale
IFSN	Inspection fédérale de la sécurité nucléaire
IRENA	Agence internationale pour les énergies renouvelables
ITC	Inter TSO (Transmission System Operator) Compensation mechanism
iv. pa.	initiative parlementaire
kg	kilogramme
kW	kilowatt
kWh	kilowattheure
LAP	Loi fédérale du 8 octobre 1982 sur l'approvisionnement économique du pays (loi sur l'approvisionnement du pays)
LApEI	Loi fédérale du 23 mars mars 2007 sur l'approvisionnement en électricité
LAT	Loi fédérale du 22 juin 1979 sur l'aménagement du territoire (loi sur l'aménagement du territoire)
LEne	Loi du 26 juin 1998 sur l'énergie
LENu	Loi du 21 mars 2003 sur l'énergie nucléaire
let.	lettre
LETC	Loi fédérale du 6 octobre 1995 sur les entraves techniques au commerce

LFH	Loi fédérale du 22 décembre 1916 sur l'utilisation des forces hydrauliques (loi sur les forces hydrauliques)
LFSP	Loi fédérale du 21 juin 1991 sur la pêche
LIE	Loi fédérale du 24 juin 1902 concernant les installations électriques à faible et à fort courant (loi sur les installations électriques)
LIFSN	Loi du 22 juin 2007 sur l'Inspection fédérale de la sécurité nucléaire
LITC	Loi fédérale du 4 octobre 1963 sur les installations de transport par conduites de combustibles ou carburants liquides ou gazeux (loi sur les installations de transport par conduites)
LOGA	Loi du 21 mars 1997 sur l'organisation du gouvernement et de l'administration
Loi sur le CO ₂	Loi fédérale du 23 décembre 2011 sur la réduction des émissions de CO ₂
LPD	Loi fédérale du 19 juin 1992 sur la protection des données
LPN	Loi fédérale du 1 ^{er} juillet 1966 sur la protection de la nature et du paysage
LRCN	Loi fédérale du 18 mars 1983 sur la responsabilité civile en matière nucléaire
LTF	Loi du 17 juin 2005 sur le Tribunal fédéral
M	motion
mia	milliard
mio	million
MOFIS	registre automatisé des véhicules et des détenteurs de véhicules
MoPEC	modèle de prescriptions énergétiques des cantons
MW	mégawatt
MWh	mégawatheure
NLFA	nouvelle ligne ferroviaire à travers les Alpes
N°	numéro
NPE	scénario «Nouvelle politique énergétique»
NRA	autorités nationales de régulation de l'énergie (National Regulatory Authorities)
NTC	capacité de transfert nette (Net Transfer Capacity)
OApEl	Ordonnance du 14 mars 2008 sur l'approvisionnement en électricité
OCDE	Organisation de coopération et de développement économique (Organisation for Economic Cooperation and Development)
OEné	Ordonnance du 7 décembre 1998 sur l'énergie
OFEN	Office fédéral de l'énergie
OFEV	Office fédéral de l'environnement
OFJ	Office fédéral de la justice
OFROU	Office fédéral des routes
OFT	Office fédéral des transports

OMC	Organisation mondiale du commerce (World Trade Organization)
ONU	Organisation des Nations Unies
op. cit.	dans l'ouvrage cité (opus citatum)
OPEP	Organisation des pays exportateurs de pétrole (Organization of the Petroleum Exporting Countries)
Ordonnance sur le CO ₂	Ordonnance du 30 novembre 2012 sur la réduction des émissions de CO ₂
P	postulat
p.	page
PBD	parti bourgeois-démocratique
PCF	scénario «Mesures politiques du Conseil fédéral»
PDC	Parti démocrate-chrétien
PEV	Parti évangélique suisse
PIB	produit intérieur brut
PJ	pétajoule
PPA	scénario «Poursuite de la politique énergétique actuelle»
PVL	Parti vert'libéral
RL	groupe libéral-radical
RPC	rétribution à prix coûtant du courant injecté
RS	recueil systématique
SAHE	Statistique des aménagements hydroélectriques
SE	Stratégie énergétique
SECO	Secrétariat d'Etat à l'économie
SEQE	système d'échange de quotas d'émission
SEQE-UE	système d'échange de quotas d'émission de l'union européenne
SIA	Société suisse des ingénieurs et des architectes
ss	suivantes (pages) (s. > suivante)
STEP	station d'épuration des eaux usées
TAP	gazoduc transadriatique (Trans Adriatic Pipeline)
TFUE	Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne
TIC	technologie de l'information et des communications
TVA	taxe sur la valeur ajoutée
TW	térawatt
TWh	térawattheure
UE	Union européenne
UIOM	usine d'incinération des ordures ménagères
USA	Etats-Unis d'Amérique (United States of America)
y c.	y compris
ZWILAG	dépôt intermédiaire Würenlingen