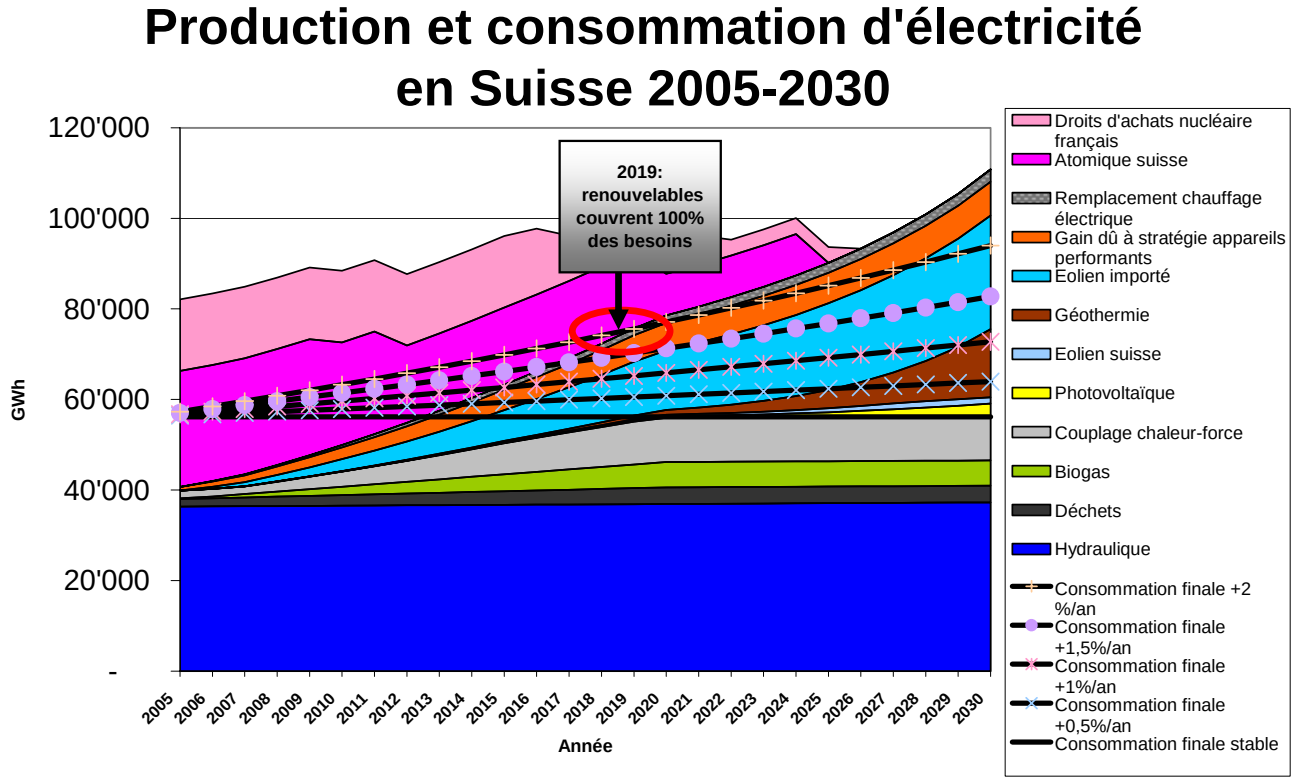
En route vers un approvisionnement complet en énergies renouvelables

Changement de cap sûr et efficace



Une étude du parti socialiste suisse (SP) sur les perspectives de l'approvisionnement en électricité

Résumé

L'approvisionnement en électricité de la Suisse peut se restructurer de façon rentable, efficace et écologique grâce à l'essor de nouvelles technologies des renouvelables. Il n'est besoin pour cela ni de l'énergie fossile d'une grosse centrale à gaz, ni de celle de nouveaux réacteurs nucléaires. La production des centrales nucléaires actuelles peut sans problème technique majeur et sans risque être remplacée par de l'électricité issue des déchets ménagers, de la biomasse, de la géothermie, de l'éolien et de l'énergie solaire, par l'efficacité énergétique dans la construction, les appareils et les installations, ainsi que par la cogénération.

A la place des contrats avec le fournisseur nucléaire français, la Suisse exploitera dès 2007/2008 de grandes fermes éoliennes à l'étranger, tel le parc éolien repris par Axpo en Norvège.

Les émissions de CO_2 de la Suisse seront en forte baisse, car les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique dans le secteur de la chaleur joueront un rôle toujours plus important grâce au bois-énergie, aux pompes à chaleur, à la géothermie, à la technique solaire et à un haut standard énergétique (HQE) dans la construction. La sécurité de l'approvisionnement énergétique est assurée, parce qu'elle provient de sources inépuisables et ne nécessite pas de technologies dangereuses. La loi sur le CO_2 et la flambée des prix du pétrole et du gaz accéléreront encore cette réorientation énergétique. Avec de bonnes conditions-cadre, la dernière centrale nucléaire suisse peut théoriquement être fermée en 2024.

Un nouveau cycle d'investissement mettant l'accent sur les énergies renouvelables est en plein essor en Allemagne, en Espagne, en Autriche au Danemark, en Norvège, etc. Il atteindra bien un jour la Suisse, comme il commence à toucher la France. Le lobby nucléaire peut continuer à rêver d'une grande Renaissance : la part de marché du nucléaire est en baisse, les énergies renouvelables sont plus économiques, d'où leur boom. Le prix compte dans une compétition et c'est sur la durée qu'on est gagnant.

Adopté par le Comité directeur du Parti socialiste suisse le 31 mars 2006, revu par la Commission d'experts chargés de l'environnement, de l'énergie et de l'aménagement du territoire du Parti socialiste suisse. Rédaction : Dr. Rudolf Rechsteiner, député au Conseil national de Bâle.

Sommaire

1. *Evolution de la production et de la consommation d'électricité*
    1.1. Une sortie du nucléaire garantissant la sécurité de l'approvisionnement
    1.2. Consommation d'électricité : évolution de la demande
    1.3. Production d'électricité : évolution jusqu'en 2020 et après
    1.4. Changement dans la composition de la production d'électricité
2. *Apport des énergies renouvelables*
    2.1. Electricité issue de l'hydraulique
    2.2. Electricité issue de déchets ménagers
    2.3. Electricité issue de la biomasse
    2.4. Electricité issue de l'énergie éolienne
    2.5. Achat d'électricité à l'étranger et sécurité d'approvisionnement
    2.6. Electricité issue du photovoltaïque
    2.7. Electricité issue de la géothermie
3. *Facteurs d'efficacité énergétique*
    3.1. Remarque préliminaire
    3.2. Consommation électrique - Stratégie des appareils les plus performants
    3.3. Remplacement des chauffages et chauffe-eau électriques par des pompes à chaleur
    3.4. Parc immobilier énergétiquement efficace
4. *Production d'électricité à partir de la cogénération, neutre en CO_2*
    4.1. Qu'est-ce que la cogénération ?
    4.2. Cogénération et politique climatique
    4.3. Rôle actuel de la cogénération en Suisse
    4.4. Contribution de la cogénération jusqu'en 2030
    4.5. Neutralisation des émissions de CO_2
5. *Rôle de l'énergie nucléaire*
6. *Prix, coûts et régulation de l'environnement*
    6.1. Evolution des prix de l'énergie
    6.2. Coûts et bénéfices des énergies renouvelables
    6.3. Régulation de l'environnement
7. *Supplément : Scénario de production de la branche électrique suisse*

1. Evolution de la production et de la consommation d'électricité

1.1. Une sortie du nucléaire garantissant la sécurité de l'approvisionnement

La Suisse ne doit pas craindre une impasse dans l'approvisionnement énergétique si elle ferme ses centrales nucléaires. Les énergies primaires d'origine renouvelables destinées à remplacer nucléaire, charbon, gaz et pétrole sont présentes en masse, leurs technologies d'exploitation sont positionnées sur le marché. L'hydraulique, les déchets ménagers, la biomasse, le vent, le soleil, la géothermie et la cogénération sont en mesure, s'ils sont liés à des programmes d'économie d'énergie (le remplacement d'anciens chauffages électriques par exemple) de fournir une contribution déterminante pour répondre à la consommation.
La fermeture des centrales nucléaires est techniquement réalisable en 40 ans. Ces résultats convergent avec des études gouvernementales précédentes (les scénarios énergétiques EGES), ainsi qu'avec celles de pays avoisinants.[1]

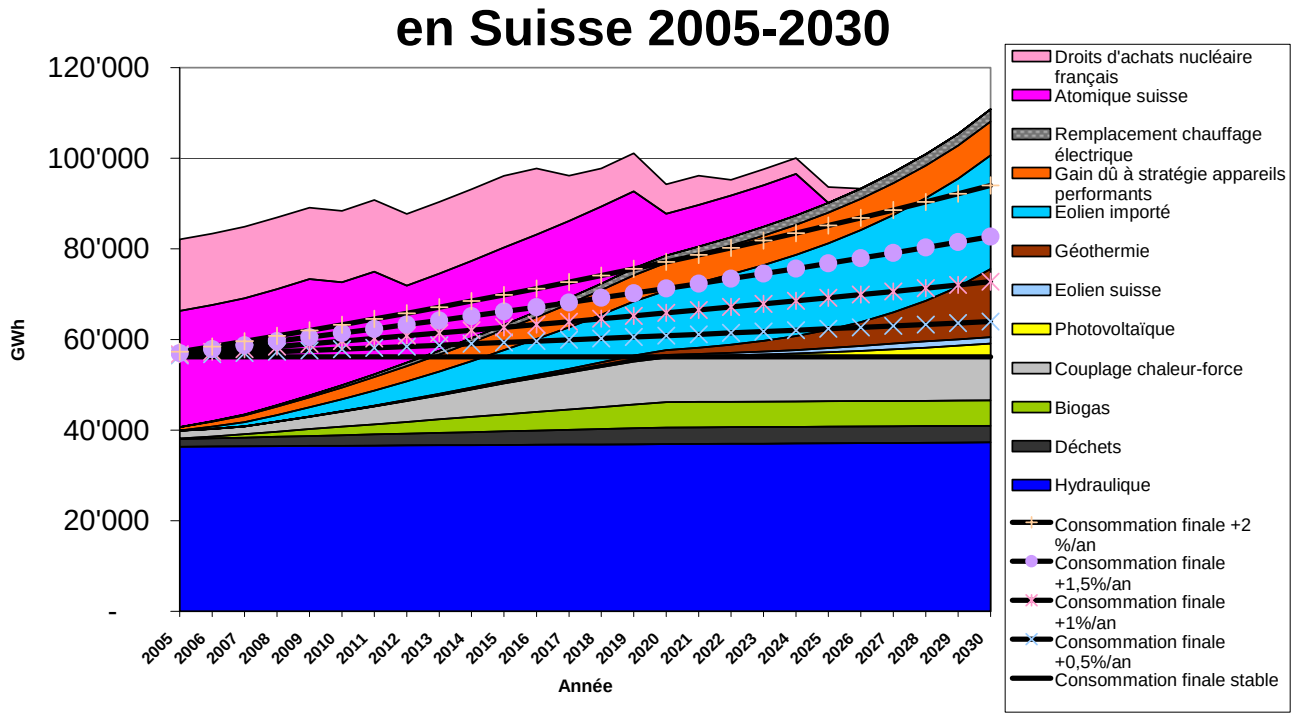


Schéma 1: Evolution de la production d'électricité (droits d'achat à l'étranger inclus)

[1] Ministère fédéral de l'environnement, de la protection de la nature et de la sûreté nucléaire (BMU)/ Nitsch et al. : "Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland", Stuttgart et al. 2004

1.2. Consommation d'électricité : Evolution de la demande

La consommation électrique dépend des conditions-cadre légales, du développement du secteur de l'énergie et des transports (pompes à chaleur, véhicules électriques hybrides, etc.) et des modèles de comportement des consommateurs.

L'important sera de mieux implanter les techniques d'efficacité énergétiques (appareils de classe A, automatismes de déconnexion, etc.). Nous ne pouvons pas protéger les consommateurs et les entreprises de la flambée des prix de l'énergie sur le marché mondial. Nous pouvons par contre élaborer une politique qui permettrait à la Suisse de réduire ses besoins énergétiques pour la production industrielle, les services, la production de chaleur et la mobilité, et de répondre à ses besoins par une part toujours plus importante d'énergies renouvelables et réductrices de coûts.
L'extraction du pétrole atteindra ses limites en 2010[2]. Cette réalité, ajoutée à la politique climatique, renforcera le transfert de la consommation énergétique pour le chauffage vers l'électricité (pompes à chaleur). De nombreuses énergies renouvelables deviendront alors concurrentielles (pellets de bois, installations solaires, géothermie).
Ce déclin des ressources fossiles va conduire à un **changement de trend** comme dans les années 70, vers des techniques plus économes ou même vers une évolution négative de la consommation pour certains biens (véhicules à moteur, surface d'habitation par habitant, etc.). La circulation aérienne ressent déjà cette tendance.

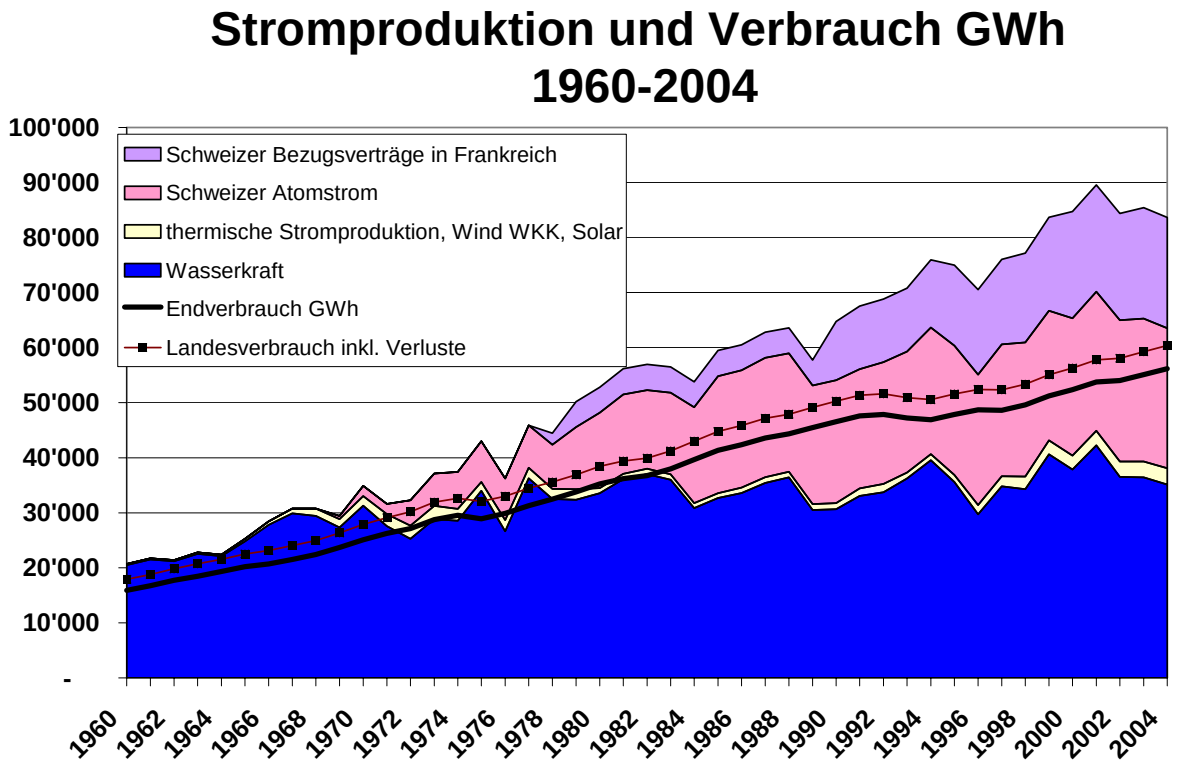


Schéma 2: Evolution de la consommation et de la production d'électricité, 1960-2004

[2] Le pic du pétrole correspond au moment où la quantité maximale de pétrole extraite annuellement aura été atteinte, certains géologues prévoit déjà ce pic pour 2010, voir http://www.peakoil.net/.

Pour l'avenir, la priorité revient aux techniques énergétiques efficaces (voir le projet "Société 2000 watts" de la ville de Bâle), et l'énergie qu'elles emploient doit provenir en majorité de sources renouvelables, avec un tout petit reste d'énergies fossiles.

Notre scénario démontre que même une consommation d'électricité plus élevée (+2% par an) peut être couverte par les énergies renouvelables, lorsque les conditions-cadre sont posées (rétribution couvrant les coûts d'injection du courant dans le réseau, acceptation des objectifs en matière de parts de marché pour les renouvelables).

D'un point de vue stratégique, les énergies renouvelables ne sont que le deuxième choix. **La première place revient à l'efficacité énergétique**, car chaque réduction de la consommation contribue à une baisse des besoins de production futurs et facilite donc l'objectif de couvrir l'ensemble des besoins avec des renouvelables.

La modélisation présentée ici propose également des techniques d'efficacité énergétique (Etudes de pronostics sur la stratégie de la classe A des appareils, chauffages électriques de substitution) sur lesquelles des experts externes ont fourni des données quant au potentiel de réduction. Ces techniques contribuent autant à l'équilibre de l'offre et de la demande que la construction de nouvelles centrales. Ces données n'exploitent pourtant qu'une fraction des possibilités de réduction énergétique. Une orientation radicale vers la "maison du futur" et la multiplication dynamique des maisons passives entraînent encore bien d'autres capacités de réduction. Ces économies potentielles ne sont pas référenciées dans cette étude faute d'outils d'évaluation adéquats.

C'est seulement lorsque la technique la plus efficace ne suffit plus que les énergies renouvelables entrent en jeu : le potentiel géothermique, l'importation de courant éolien, notre production d'énergie solaire et notre biomasse peuvent couvrir plusieurs fois les besoins de notre pays, rendant obsolète l'importation de nucléaire français.

Le recours en masse à l'efficacité énergétique peut correspondre à une diminution de la consommation d'électricité de 0,7% par an. Cette consommation peut être accrue par la propagation des pompes à chaleur, mais ces dernières permettront de réduire la consommation de fuel domestique. Remplacer le chauffage au fuel par un chauffage à pellets ou une pompe à chaleur permet de réduire les émissions de CO_2. La cogénération est importante : la combustion du gaz doit d'abord servir à fournir de l'électricité, l'énergie thermique perdue est récupérée pour le chauffage.

La cogénération n'augmente pas le bilan de CO_2 de la Suisse, bien au contraire, les pompes à chaleur modernes étant toujours plus performantes. La réduction du chauffage au fuel domestique permet des réductions décisives de CO_2 et les consommateurs sont sensibles aux économies réalisées.

1.3. Production d'électricité : Evolution jusqu'en 2020 et après

En Suisse, l'hydraulique reste la ressource-clé pour l'approvisionnement en courant électrique. Ces capacités peuvent augmenter grâce à la modernisation des turbines, la mise en service de nouvelles centrales hydroélectriques ou leur revitalisation. Une meilleure gestion de ces centrales est urgente depuis l'augmentation du prix du marché de l'électricité de 8 à 15 cent./kWh.

Des technologies innovantes permettront à l'avenir de mieux diversifier les ressources en électricité. Jusqu'en 2020, les ressources suivantes permettront une production d'électricité supplémentaire en grande quantité :

- Déchets ménagers
- Biogaz
- Cogénération
- Hydraulique
- Gain d'efficacité grâce à des appareils plus performants
- Gain d'efficacité grâce au remplacement des chauffages électriques
- Energie éolienne, en particulier les importations de l'étranger

La géothermie est aussi d'importance, mais le succès du projet bâlois se fait encore attendre, il ne sera fonctionnel qu'en 2009. Si la technologie en est fonctionnelle, la voie est ouverte pour une large utilisation dans toutes les agglomérations suisses.
Même une augmentation de la consommation d'électricité permet de remplacer les centrales nucléaires actuelles. Les contrats d'achat pour l'éolien étranger permettront de remplacer ceux de l'énergie nucléaire française dans une relation 1:1. Cette évolution est déjà visible : la bonne rentabilité de l'énergie éolienne favorise le lancement de projets européens de plus en plus nombreux. La Suisse obtiendra petit à petit une quantité de propositions pour participer ou souscrire à des projets éoliens, ce qui lui permettra de combler des besoins en électricité croissants par cette source énergétique fiable et compétitive.

D'un point de vue purement commercial, ces marchés sont très intéressants pour la Suisse. En effet, dans de nombreuses régions de France, d'Espagne, de la mer du Nord et de la Baltique, le kilowatt éolien peut revenir à 7-10 cent./kWh et être vendu encore plus cher (l'index des prix de Swiss Electricity (SWEP) atteignait 14,5 cent./kWh le 20 mars 2006).

De 2020 à 2040, les ressources suivantes verront encore leurs performances s'accroître :

- Géothermie
- Photovoltaïque

Le photovoltaïque devrait atteindre un seuil concurrentiel en 2030 et représenter un facteur économique très important. Les parties de la construction (toits, façades) et les constructions à faible consommation énergétique représenteront un parc de bâtiments autonome en énergie. A condition bien sûr que l'Etat encourage ses nouvelles techniques et les honore en conséquence. *(ce qui n'est pas du tout le cas actuellement, car le lobby nucléaire les combat de façon ciblée)*

La géothermie sous toutes ses formes (de surface ou à grande profondeur) devrait devenir jusqu'en 2030 un porteur d'énergie important. En Suisse, c'est la source énergétique locale avec le plus grand potentiel, même s'il est encore peu exploité.

Une production de masse et des progrès technologiques diminuent sans cesse les coûts de toutes les techniques liées aux énergies renouvelables. De nouvelles techniques d'exploitation annexes font leur apparition : des piles et condensateurs[3] plus performants (accumulateurs rechargeables évitant les pertes de chaleur), une mise en réseau renforcée de la production d'électricité européenne, la construction de lignes à courant continu assurant

[3] Nommés aussi Super-Capacitators.

une très faible déperdition, ainsi qu'un management des capacités européennes pour intégrer dans le réseau les énergies renouvelables fluctuantes.
Ces progrès permettront de franchir une nouvelle étape pour remplacer l'utilisation du gaz naturel encore en progression et diminueront d'autant les émissions de CO_2.

1.4. Changement dans la composition de la production d'électricité

La "production d'électricité suisse", inclut dans notre analyse toutes les centrales ayant un contrat d'approvisionnement (droits de propriété ou contrats d'achat) avec la Suisse - qu'elles se trouvent en Suisse ou à l'étranger - et qui sont à la disposition des décideurs suisses.

Depuis des années, la Suisse fait des affaires florissantes avec l'importation d'électricité, au travers de ses nombreuses prises de participation. Ces capacités nucléaires et fossiles servent à la fois à faire du commerce et à sécuriser l'approvisionnement de la Suisse.

L'éolien commence une entrée en force sur le marché du mix énergétique suisse : des contrats d'achat avec des parcs éoliens dans des pays avoisinants peuvent augmenter considérablement la portée de l'hydraulique suisse, surtout grâce aux lacs de rétention actuels. La diversification vers l'éolien est une soupape de sécurité fiable et une assurance contre les années pauvres en eau. Cette ressource peut mieux garantir une sécurité de l'approvisionnement énergétique que les importations actuelles de courant nucléaire français. Ces importations sont tributaires, pour des quantités mesurées en gigawatt, d'interruptions qui peuvent durer plusieurs mois en raison d'accidents, de travaux d'entretien ou de la sécheresse (comme durant la canicule de 2003). Jamais l'éolien ne sera tributaire de ces aléas.

Grâce aux directives européennes sur le marché interieur de l'électricité, les contrats d'achat avec des pars éoliens européens sont aussi accessibles à la Suisse. Le fait de disposer d'installations à l'étranger donne à la Suisse l'assurance de mieux pouvoir couvrir ses besoins. A condition bien entendu que la Suisse définisse sa relation avec l'Union européenne (pour la loi sur l'énergie), que des contrats soient établis et des compensations étudiées.

L'Union européenne attend en répartie de la Suisse qu'elle augmente la part des énergies renouvelables dans sa consommation d'électricité, tout comme les autres pays de l'Union[4]. De ce fait, les objectifs de notre dossier concordent parfaitement avec la politique de l'Union européenne.

[4] Selon une directive-cadre, la part des énergies renouvelables dans l'Union européenne doit passer de 13,9 à 22 % entre 1997 et 2010. La Suisse ne remplit que très mal cette exigence : sa loi sur l'approvisionnement en électricité prévoit d'augmenter la production annuelle moyenne d'électricité provenant d'énergies renouvelables d'au moins 5400 GWh d'ici à 2030. Si la consommation d'électricité poursuit sa croissance actuelle, une diminution de la part des énergies renouvelables est à prévoir. En effet, le lobby nucléaire bien représenté au parlement continuera, comme il le fait depuis 30 ans, à entraver le développement des énergies renouvelables.

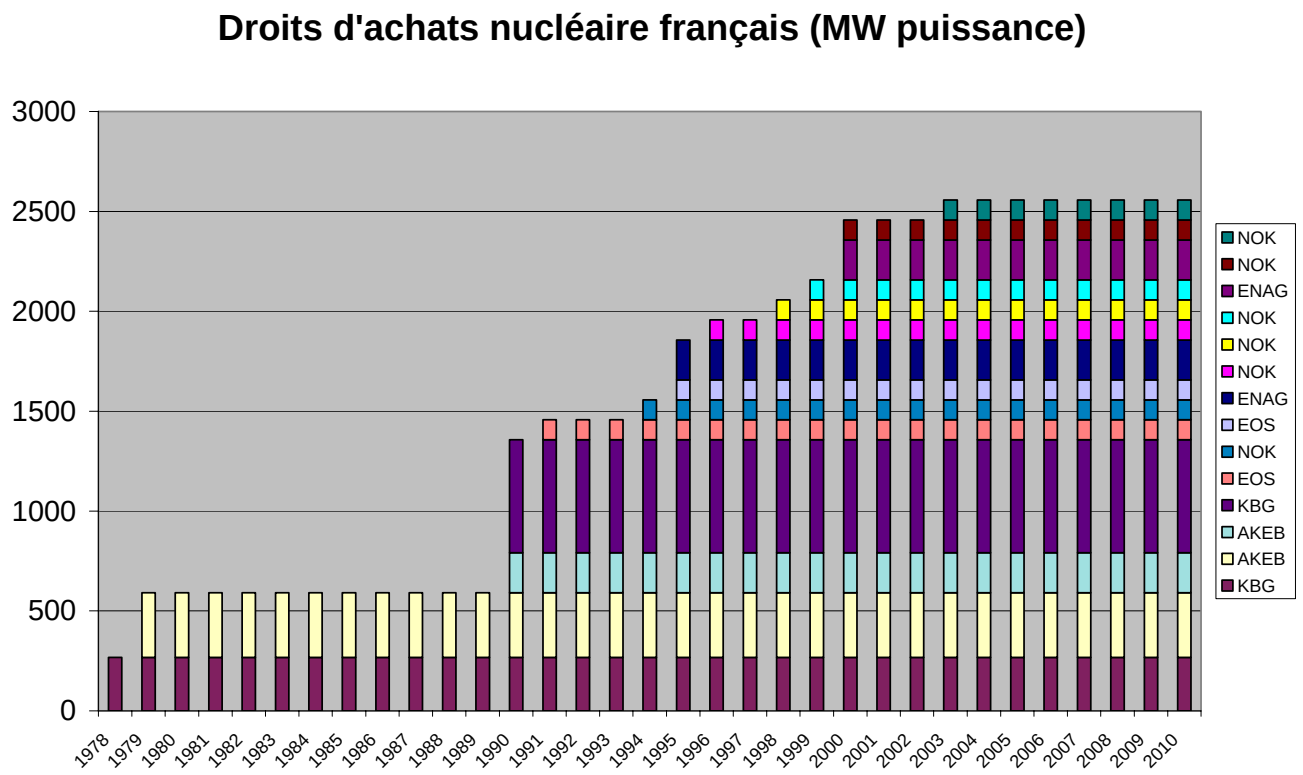


Schéma 3: Participations suisses au nucléaire français[5]

Dans le passé, les investissements à l'étranger de la Suisse concernaient surtout l'énergie nucléaire. La forte expansion de l'éolien devrait à l'avenir modifier cette donne.

Le 12 octobre 2004, Axpo a annoncé l'achat de participation pour plus de 1000 MW d'énergie éolienne en Norvège. Dans cette foulée, d'autres investisseurs suisses ont pris des parts dans des parcs éoliens en Italie et en Allemagne. Cette démarche a initié le remplacement d'anciens contrats avec le nucléaire au profit de l'éolien[6].

[5] Données inofficielles : BFE (2002)

[6] Cependant, Axpo ne mentionne dans ses rapports ni le développement des énergies renouvelables, ni la possibilité d'importer du courant éolien. Elle ne considère que les importations provenant du charbon, du nucléaire ou du gaz naturel. Il n'est fait mention de l'éolien que pour vanter de nouvelles centrales d'accumulation par pompage.

Production d'électricité de plus en plus diversifiée

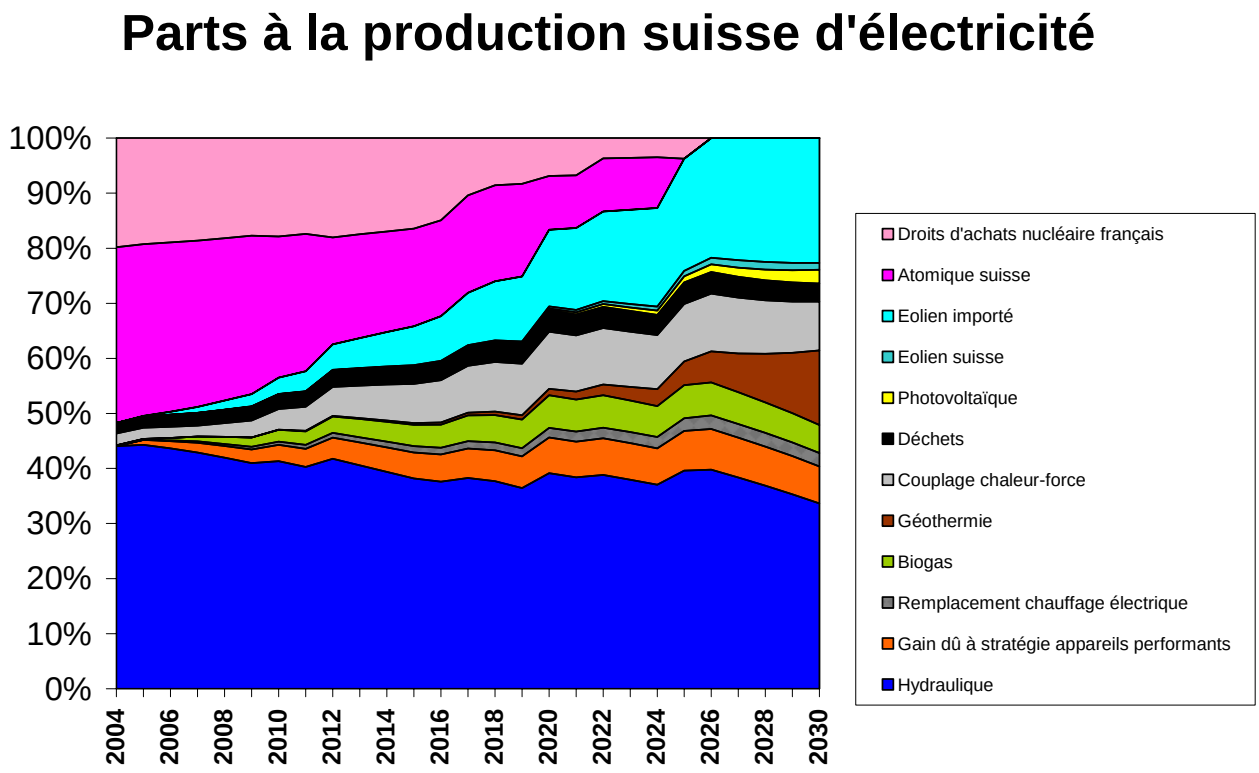


Schéma : 4: Composition de la production d'électricité de la Suisse (droits d'achat à l'étranger inclus)

Une **diversification de la production d'électricité** est attendue jusqu'en 2030. Le tandem hydraulique/nucléaire va être remplacé par une multitude de techniques innovantes, gains d'efficacité inclus (un potentiel à explorer systématiquement). Parallèlement à l'hydraulique, les principaux apports seront fournis par la biomasse, la géothermie et l'éolien (parcs éoliens suisses à l'étranger inclus).

L'apport quantitatif de l'énergie solaire est mentionné ici avec précaution, mais une baisse des prix du photovoltaïque et de meilleures conditions-cadre (rétribution du courant injecté dans le réseau) pourraient contribuer à une augmentation rapide de sa part de marché. Nous préférons laisser ici le photovoltaïque à un niveau assez bas, pour ne pas donner prise aux "scénarios d'horreur" du lobby nucléaire qui associent - quelle erreur ! - les énergies renouvelables à des coûts élevés, sans jamais mentionner les subventions indirectes détournées (1O-20 milliards de francs suisses perçues du gouvernement, ainsi que celles perçues pour d'anciennes centrales hydrauliques amorties depuis longtemps).
(Sur les coûts des énergies renouvelables, voir Chapitre 6)

2. Apports des énergies renouvelables

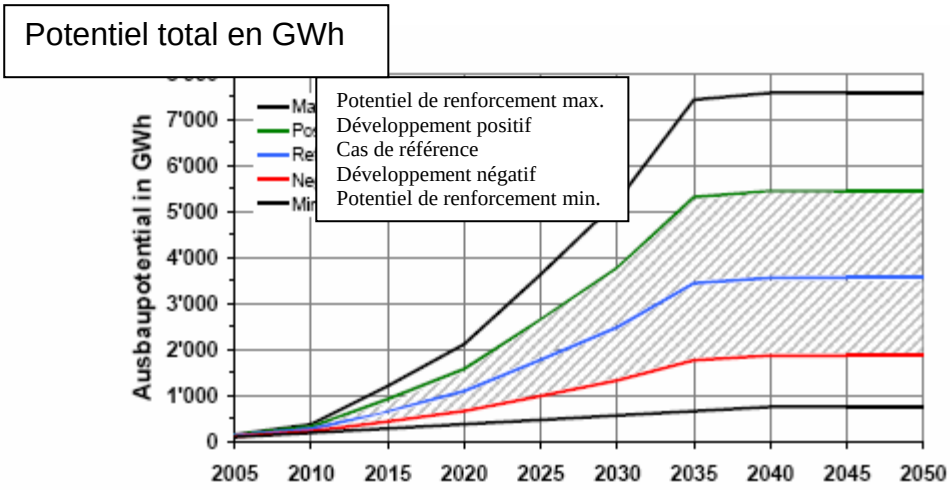
2.1. Electricité issue de l'hydraulique

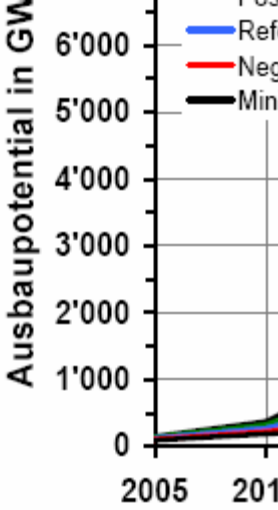
Tableau 1 Production d'électricité issue de l'hydraulique	
Production moyenne d'électricité 1995-2004	36 319 GWh
Puissance 2004	13 300 MW_e
Augmentation jusqu'en 2020	+1 033 GWh
Production d'électricité prévue pour 2020	37 276 GWh
Sources	Estimation : "Referenz-Entwicklung", dans : Office fédéral de l'énergie : "Ausbaupotential der Wasserkraft", Berne, novembre 2004, p. 88. Voir également : **www.smallhydro.ch**

Pour l'hydraulique, plusieurs développements parfois contradictoires jouent un rôle :

- La modernisation des centrales hydrauliques existantes fait croître la production (par ex. triplement de la production d'électricité dans la centrale de Rheinfelden).
- Les débits résiduels doivent être augmentés, ce qui réduit les capacités.
- La multiplication de nouvelles petites centrales hydrauliques (y compris centrales à eau potable et à eaux usées) fait augmenter la production d'électricité et peut soit faciliter, soit rendre plus difficile la libre circulation des poissons dans certaines eaux (avec des barrages aujourd'hui fermés). Nous supposons ici qu'un petit nombre de nouvelles centrales hydrauliques au fil de l'eau sera également construit (par exemple en amont du Rhône), ceci en respectant la réglementation relative à la protection des eaux. Quant à l'étendue de ces constructions, elle est certes sujet à controverse. Les organisations de protection de la nature combattent certains projets de nouvelles petites centrales, car ce sont ces nombreuses petites centrales hydrauliques qui dans leur ensemble nuisent aux biotopes aquatiques. Là où de nouvelles interventions ont lieu, des mesures de compensation équivalentes sont à préconiser.
- De petites centrales situées dans des terrains marécageux et faisant partie du patrimoine doivent être démolies.
- La disponibilité de nouvelles énergies renouvelables sera considérablement améliorée grâce aux centrales d'accumulation suisses. Le fait d'économiser les réservoirs d'eau en temps de fort vent et d'utiliser l'hydraulique pendant une accalmie peut faciliter l'intégration au réseau de l'énergie éolienne et augmenter de la même manière la disponibilité de l'hydraulique.
- L'accumulation par pompage réduit la production d'électricité disponible, mais améliore l'intégration de l'énergie éolienne et solaire (suisse et importée) fluctuante. Le renforcement de l'accumulation par pompage n'est cependant pas écologique en soi. **Les exigences doivent être élevées quant à l'origine de l'électricité, à la qualité de la conduite d'alimentation, aux types d'accumulateurs de pompage (centrales à pompage-turbinage) et aux mesures préventives pour les cours d'eau**. De plus, une régulation de l'énergie éolienne fluctuante ne sera pas seulement réalisée grâce à l'accumulation par pompage, mais par un mix de mesures telles qu'une interconnexion améliorée, une tarification variable (selon la disponibilité de l'électricité), une accumulation alternative (accumulation par air comprimé, par batterie, par volant d'inertie et de chaleur) ainsi que des centrales fossiles (turbines à gaz) plus flexibles à la place des centrales thermiques .

La sauvegarde de l'hydraulique est peu contestée en Suisse. Mais ce sont les dispositions de protection en faveur des cours d'eau qui sont menacées.





Deux objectifs sont à envisager : la revitalisation des eaux suisses ne devrait pas être retardée davantage et lors de l'exploitation des bassins d'accumulation existants, il faudrait favoriser des options qui augmentent la création de plus-value (grâce à des augmentations de productivité) de la même manière qu'elles minimisent les interventions dans l'équilibre hydrique (en régulant les éclusées).
Ceci est techniquement possible, mais il manque manifestement la volonté politique de faire le rapprochement entre les demandes de création de plus-value dans les régions de montagne et les exigences en matière de protection de la nature (l'exploitation de bassins de compensation).

Les estimations concernant les potentiels hydrauliques sont controversées. Il est notamment aujourd'hui difficile d'évaluer à quel point la rénovation d'anciennes installations peut apporter plus d'efficacité et dans quelle mesure celle-ci est réduite par des pertes de production liées à des débits résiduels plus élevés.

Lors des discussions du Conseil des Etats, les volumes de renforcement de l'hydraulique jusqu'en 2030 ont fait l'objet d'une nouvelle estimation.
Grâce à l'extension des droits à l'indemnisation pour l'injection dans le réseau de 1 MW (ancien art. 7 LEne) à 10 MW, l'hydraulique a beaucoup plus de chances de se développer. La production supplémentaire possible est estimée à 2 300 GWh uniquement pour ce domaine de productivité. Les potentiels techniques de renforcement pour l'hydraulique supérieur à 10 MW s'élèvent à environ 1 000 GWh[8].

Malgré une production moindre due à des débits résiduels plus élevés, on peut s'attendre à un solde légèrement positif pour les grandes centrales au fil de l'eau en raison des aménagements et de la modernisation des installations, notamment grâce au progrès technique réalisé dans la construction d'installations et de turbines. Dans la seule centrale de Rheinfelden, la production de l'électricité va plus que tripler grâce à de nouvelles turbines.

[7] Office fédéral de l'énergie : "Ausbaupotential der Wasserkraft", Berne, novembre 2004.
[8] Indications OFEN : documents de la CEATE-E du 3/4 avril 2006, 04.083 n de la loi sur l'approvisionnement en électricité (LapEl) et modification de la loi fédérale sur les installations électriques (LIE), prises de position de l'Office fédéral pour l'énergie (OFEN), page 11.

Néanmoins, nous supposons ici avec beaucoup de prudence qu'avec une indemnisation pour l'injection dans le réseau et en modernisant des installations existantes, seul un surplus de l'ordre du « développement de référence » présupposé par l'OFEN (+ 1 100 GWh) est possible, car une grande partie des gains bruts (3 437 jusqu'en 2035) est absorbée par la revitalisation des eaux.

On rediscute également d'une augmentation des redevances hydrauliques. Cette demande concorde avec la politique du PS qui exige que les cantons de montagne doivent être indemnisés à leur juste valeur. Il faudrait cependant imposer les mesures complémentaires suivantes :

- Application des dispositions en vigueur relatives aux débits résiduels pour les cours d'eau, y compris l'amélioration des dispositions pour la régulation des effets d'éclusée.
- Nouvelles installations pour l'accumulation par pompage
    - uniquement dans le cadre d'un transfert de la production d'électricité vers les énergies renouvelables, lequel doit être clarifié en termes de délais, de conditions techniques et de législation (sortie du nucléaire, parts de marché en croissance systématique des énergies renouvelables en Suisse et à l'étranger).
    - uniquement sous forme de centrales à pompage-turbinage, en utilisant principalement les bassins d'accumulation existants.
    - sans nuisance pour les cours d'eau.
    - pas dans les réserves naturelles.
- Mesures de compensation qualifiées, en accord avec les organisations de protection de l'environnement au cas où de nouveaux bassins d'accumulation doivent être décidés.
- Assainissement du réseau d'électricité en matière d'impact sur le paysage et de pollution électromagnétique ; alimentation et évacuation par câbles souterrains.
- Introduction d'une taxe sur l'accumulation par pompage, différenciée selon l'origine de l'électricité : taxes croissantes pour l'électricité issue d'énergies non renouvelables, taxe fixe pour l'électricité issue d'énergies renouvelables. Cette taxe serait à utiliser selon un système légal de répartition a) en partie pour la population sur place, b) pour la compatibilité avec l'environnement de l'exploitation de l'hydraulique (aides à l'investissement) et c) pour une modernisation des réseaux et une réduction de leurs coûts, y compris le financement de câbles souterrains dans des zones sensibles, ainsi que pour améliorer la sécurité du réseau.

2.2. Electricité issue de déchets ménagers

Tableau 2 Estimation de la production d'électricité issue des déchets ménagers	
Production d'électricité en 2004	1 538 GWh
Rendement en 2004[9]	260 MW_e
Augmentation jusqu'en 2020	+2 000 GWh
Production d'électricité prévue pour 2020	3 538 GWh
Sources	Association suisse des chefs d'exploitation et exploitants d'installations de traitement de déchets ménagers (ASED) : "Strom aus Abfall: weit mehr ist möglich", information pour les médias, Berne, 29 juin 2005.

Le potentiel réalisable de la production d'électricité issue des usines d'incinération d'ordures ménagères (UIOM) est fonction d'un accord sur les indemnisations pour l'injection dans le réseau.[10]

La nouvelle réglementation dans la loi sur l'approvisionnement en électricité, qui accorde maintenant aussi aux UIOM le droit à des indemnisations recouvrant les frais, offre de nouvelles opportunités de marché pour produire plus d'électricité issue des UIOM.

Les UIOM existantes, et même celles qui produisent déjà de l'électricité, en produisent bien moins que ce qui serait possible. L'ASED avance essentiellement deux arguments pour augmenter considérablement la production :

- Utilisation de la chaleur jusqu'alors non exploitée pour la production d'électricité.
- Amélioration des rendements des générateurs.

L'utilisation de la chaleur perdue des UIOM pourrait être à peu près doublée, ce qui devient intéressant d'un point de vue économique face aux augmentations du prix du pétrole.

[9] Y compris CCF dans les UIOM.

[10] Jusqu'à présent, le Conseil fédéral ne considérait pas les déchets biogènes comme des énergies renouvelables. Dans les statistiques de l'OFEN sur la production d'électricité issue d'énergies renouvelables, ils étaient cependant indiqués comme « le plus important » apport aux objectifs d'EnergieSuisse (!).

2.3. Electricité issue de la biomasse

Tableau 1 Production d'électricité issue de la biomasse	
Production d'électricité en 2004	148 GWh
Augmentation jusqu'à 2020	5 450 GWh
Production d'électricité prévue pour 2020	5 600 GWh
Sources	Rapport OFEN : "Potentiale zur energetischen Nutzung von Biomasse in der Schweiz", décembre 2004. www.biomasseenergie.ch www.fws.ch www.holzenergie.ch

La production d'électricité issue de la biomasse connaîtra à court terme une augmentation considérable lorsque le système d'indemnisation qui recouvre les frais sera introduit dans la loi sur l'approvisionnement en électricité. Mesurée à l'aune de la consommation de 2004, elle peut contribuer à environ 10 % des besoins en électricité de la Suisse[11].

	Biomasseart	Ökologisches Potenzial 2040	Davon max. geeignet für Produktion von					
			Wärme		Strom		Treibstoffe	
		PJ/a	%	PJ/a	%	PJ/a	%	PJ/a
a	a) Bois de la forêt et des champs	49	100%	49	100%	49	100%	49
b	b) Champs, prairies artificielles, plantes énergétiques	9	10%	1	100%	9	100%	9
c	c) Prairies	5	0%	0	100%	5	100%	5
d	d) Résidus de récolte, lisier, fumier	23	25%	6	100%	23	50%	12
e, f	e, f) Biomasse riche en structure issue de talus de rives et	1	0%	0	100%	1	100%	1
g	g) Vieux bois	8	100%	8	100%	8	0%	0
h	h) Déchets de bois et de sciure	5	100%	5	100%	5	100%	5
i	i) Déchets de l'industrie, de l'artisanat et des ménages	27	25%	7	100%	27	50%	14
		127		75		127		94
	In Bezug auf das ökologische Gesamtpotenzial maximal nutzbar		59%		100%		74%	

Schéma 6 : Energies primaires locales issues de la biomasse (OFEN)

Il est envisageable que la totalité du potentiel de la biomasse ne soit pas encore répertoriée, notamment en ce qui concerne la transformation du bois en énergie (en pleine extension en Autriche par exemple) ou l'utilisation de nouvelles techniques (ORC ou Stirling). Comme hypothèse de travail, on estimera ici une exploitation linéaire du potentiel d'utilisation à hauteur de 5,6 TWh d'électricité.
6/7ème de la biomasse restent donc réservés à la production de chaleur, de chaleur perdue ou de carburants (par exemple issus de biogaz).

[11] Rapport OFEN "Potentiale zur energetischen Nutzung von Biomasse in der Schweiz", décembre 2004, p. 205 : … concernant la cogénération par gazéification de bois : "En vertu de la nouvelle loi sur l'approvisionnement en électricité (voir communiqué), la part des nouvelles énergies renouvelables est censée passer d'ici 2035 à 10 % de la consommation d'électricité totale, c'est-à-dire env. 5,6 TWh ou environ 20 PJ. Avec le potentiel d'utilisation estimé de 20 PJ, 100 % de cet objectif pourraient être réalisés par la production d'électricité issue de centrales de cogénération par gazéification du bois".

2.4. Electricité issue de l'énergie éolienne

Energie éolienne en Suisse

Tableau 2 Production d'électricité issue d'énergie éolienne en Suisse	
Production d'électricité en 2004	6,3 GWh
Rendement fin 2004	8,7 MW_e
Augmentation du rendement jusqu'en 2020	355 MW
Production d'électricité prévue pour 2020	608 GWh
Nombre de turbines en Suisse	138
Taille moyenne des installations	2,5 MW
Sources	Estimation personnelle

Pour l'énergie éolienne en Suisse, on s'attend à un renforcement raisonnable jusqu'à 355 MW. Les grandes installations (2 à 5 MW) utilisées permettent d'en réduire le nombre, elles ont un impact moindre sur le paysage et leur productivité est très élevée : une turbine de 3 MW peut alimenter entre cinq et dix petits villages.

Une grande partie de l'éolien ne sera renforcée qu'après 2020, lorsque les coûts de cette énergie auront encore baissé et que les communes d'implantation pourront compter sur des rentrées financières élevées, comme pour la redevance hydraulique.
L'attractivité économique de l'énergie éolienne attire dans le monde entier l'intérêt de communes d'implantation potentielles, qui apprennent à apprécier cette énergie comme source de revenus.
Il est évident que les éoliennes ne doivent pas être implantées dans des réserves naturelles, ni contre la volonté de la population locale. Le nombre de turbines doit atteindre seulement 138 jusqu'en 2020 et 362 jusqu'en2030. Ceci signifie en moyenne 14 turbines éoliennes par canton jusqu'en 2030, les grands cantons (Berne, Vaud, Valais, Grisons) devant accueillir un peu plus de turbines que les petits cantons et les cantons urbains.

Dans le PS, certaines voix favoriseraient un renforcement plus rapide et plus important de l'énergie éolienne. Les effets secondaires de cette énergie sont en effet minimes comparé aux émissions et aux risques de la production d'électricité conventionnelle. Quant à l'esthétique, c'est, comme chacun le sait, une question de goût.
Le renforcement de l'énergie éolienne pourrait être facilité au niveau politique par un certain "échange" d'interventions sur le paysage. En Suisse, on compte au total 1 million de pylônes.[12] Grâce à la technique moderne, les réseaux de distribution et de transmission peuvent être enterrés et de ce fait rendus invisibles. Si l'on enlevait des pylônes, l'implantation d'un certain nombre de centrales éoliennes pourrait être mieux acceptée. Globalement, le paysage et l'infrastructure des réseaux de la Suisse pourraient gagner en qualité. Le secteur de l'électricité qui jusqu'à présent contrôle les réseaux et qui a toujours misé sur l'énergie nucléaire ne s'est nullement montré intéressé par une telle optimisation globale. L'arrogance d'une grande partie de ces barons de l'électricité est proverbiale.
Tant que l'énergie éolienne est rejetée pour des raisons réelles ou alléguées de protection du paysage, il est vraisemblable que les investissements se concentreront sur des régions européennes moins peuplées, hors de Suisse. (*Pour mettre fin à cet autoblocage de la Suisse, le secteur de l'électricité devrait signaler son intérêt pour un déblocage de la*

[12] Indications de l'Inspection des installations à courant fort.

situation. Tant qu'il mise sur une renaissance nucléaire imaginaire, il ne contribuera en rien à résoudre à l'avenir les conflits d'intérêt d'une manière productive).

Participations et droits de souscription en matière d'énergie éolienne à l'étranger

Tableau 3 Droits de souscription de l'énergie éolienne en provenance de l'étranger	
Production d'électricité en 2004	6 GWh
Rendement 2004	Env. 20 MW
Augmentation du rendement jusqu'en 2020	4 336 MW
Production d'électricité prévue pour 2020	13 136 GWh
Nombre de turbines en Suisse	1 135
Taille moyenne des installations	3,8 MW
Sources	Estimation personnelle

En 2004, les sociétés suisses Rätia Energie AG et Adev Windkraft AG avaient déjà des participations dans les fermes éoliennes à l'étranger (environ 15 MW en Italie et en Allemagne). EGL, la filiale d'Axpo, a annoncé en octobre 2004 une participation en Norvège (avec "plus de 1000 MW"). Même les exploitants de centrales nucléaires commencent à s'intéresser à l'énergie éolienne.

Mise à part la stratégie d'approvisionnement suisse, les participations en matière d'énergie éolienne à l'étranger sont intéressantes sur le plan financier, parce que les différences de prix sur le marché de l'électricité en échange avec l'hydraulique promettent des gains importants. Selon nos pronostics, l'énergie éolienne va faire son entrée dans tous les grands groupes de l'électricité suisses **pour des raisons purement commerciales**.

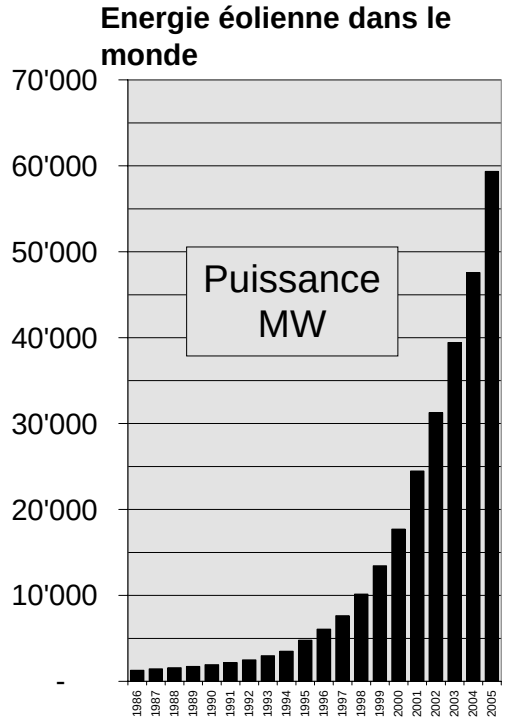
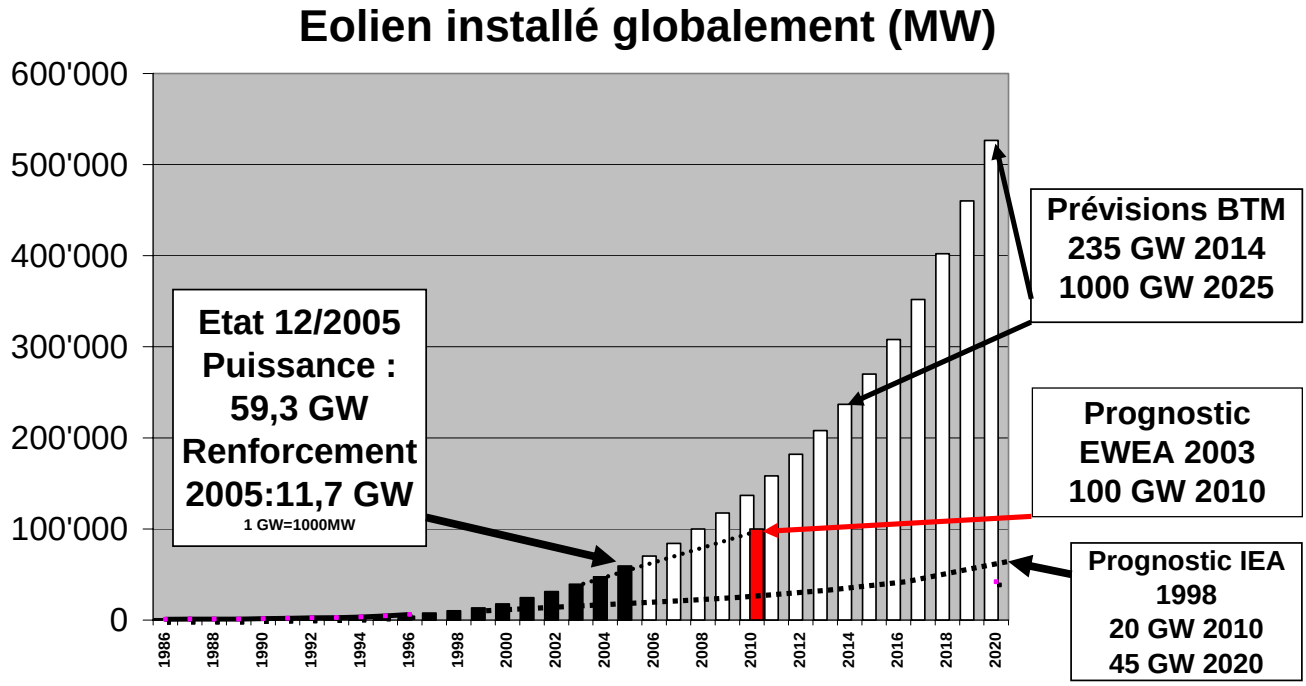


Schéma 7 : Développement de l'énergie éolienne dans le monde

Schéma 8 : Perspectives de l'énergie éolienne dans le monde



Depuis plus de dix ans, l'énergie éolienne connaît dans le monde entier une croissance exponentielle. A cause de l'augmentation de prix des énergies primaires conventionnelles (gaz naturel, charbon, uranium), cette croissance pourraient encore s'accélérer dans les années à venir.

Dans le monde entier, plus de 1000 MW d'énergie éolienne sont couplés au réseau chaque mois. En kilowatts (puissance), ceci correspond par mois à une nouvelle centrale nucléaire comme celle de Gösgen, en kilowattheures (production), cette quantité remplace par mois un réacteur nucléaire de la taille de celui de Beznau (300 MW) (facteur de capacité 0,3).
La société danoise BTM Consult, l'analyste de marché le plus renommé du secteur, prévoit un quadruplement de l'éolien global qui pourrait atteindre 235 000 MW d'ici 2014 (voir schéma). Les turbines éoliennes auront alors remplacé en Europe 50 centrales nucléaires.
Les raisons suivantes sont importantes pour la réussite de l'énergie éolienne et expliquent pourquoi celle-ci connaîtra une croissance fulgurante à l'avenir :

- Les nouvelles turbines éoliennes avec leurs coûts d'investissement d'environ 1 € par watt sont considérablement moins chères que la production de l'énergie nucléaire ou issue de nouvelles centrales thermiques (avec ou sans séquestration du CO_2).
- Il n'y a ni coûts de combustibles, ni risques liés aux coûts des combustibles.
- Les délais de construction sont courts (0,1 à 1 an), une fois les permis obtenus.
- Les potentiels sont très importants sur tous les continents (environ 40 à 100 fois la consommation d'électricité actuelle). Tous les continents possèdent plusieurs fois ce potentiel de la ressource éolienne pour couvrir leur consommation propre.

- A cause de l'augmentation des prix du pétrole et du gaz et l'amélioration permanente des techniques de turbines, le coût de l'éolien ne fait que baisser ; ceci facilite son utilisation dans des régions à vent faible et dans les zones offshore. Grâce à la production de masse, les coûts d'investissement devraient descendre d'ici 2020 à un coût réel d'environ 0,6 €/kWh[13], rendant cette technique presque imbattable sur le plan des coûts.
- Dans de bonnes conditions d'exposition, l'énergie éolienne est devenue maintenant **la moins coûteuse parmi les techniques disponibles**. C'est la raison pour laquelle, malgré une offre à croissance rapide de nouvelles installations (en 2005 : + 43% !), une raréfaction des turbines (marché vendeur) s'est produite, alors que jusqu'ici, il existait toujours une pénurie d'investisseurs.
- Grâce à son énorme rentabilité, l'énergie éolienne devient une source de revenus importante pour de nombreuses régions peu peuplées. Les coûts plus bas de la production d'électricité sur des sites à vent fort justifient ainsi les coûts de transmission sur de grandes distances, jusqu'aux centres à forte densité de population. Même pour des liaisons supérieures à 1 000 km, les coûts et pertes de réseau ne sont pas contraignants (< 10 %).[14]
- Il existe peu de risques pour l'environnement si l'aménagement du territoire est fait en amont avec circonspection.

Le secteur de l'électricité suisse acquerra également grâce à de nouveaux contrats avec l'UE le droit à l'accès au réseau (Third Party Access) sur le marché intérieur, c'est-à-dire qu'il peut importer et exporter l'électricité comme par le passé, sauf que sa zone de rayonnement n'est plus limitée à quelques liaisons contractuelles avec la France.
Une extension des capacités de réseau dans l'Union européenne est à l'étude et fait partie des stratégies centrales du livre vert sur l'approvisionnement en électricité paru récemment[15]. L'UCTE dont la Suisse est membre a également formulé des propositions en ce sens[16].
Certaines conditions nécessaires à une pénétration massive de l'éolien sur le marché ne sont pas encore remplies s aujourd'hui. Il s'agit notamment de la mise en valeur d'expositions périphériques, du renforcement des réseaux transnationaux, de l'extension des capacités d'emmagasinage et de centrales à pompage-turbinage (turbines à gaz) pour les périodes à vent faible, ainsi que de la fabrication en masse de très grandes turbines éoliennes (5 à 10 MW) aujourd'hui testées.
La plupart des liaisons de réseau à l'intérieur du pays existent pourtant et seul leur rendement doit être renforcé. Les progrès technologiques permettent d'enterrer les lignes de transport d'énergie dans les régions densément peuplées ou qui méritent une protection particulière du paysage. En même temps, des économies d'énergie considérables peuvent être réalisées, parce que les pertes de réseau dans les câbles à courant continu sont inférieures à celles dans des câbles à courant alternatif.
Avec des lignes de transmission de courant continu à haute tension (lignes de transmission CCHT ou High Voltage Direct Current (HVDC)), le transport d'électricité sur de grandes distances est possible à des coûts faibles (< 250 millions de F/GW/1 000 km) et ceci avec des pertes faibles (< 4 % / 1 000 km)[17]. La société ABB fait partie des fabricants les plus importants de telles lignes. Une série de lignes de transmission CCHT esr à l'étude en Suisse (par exemple Sils (Domleschg)-Lombardie dans l'oléoduc existant).

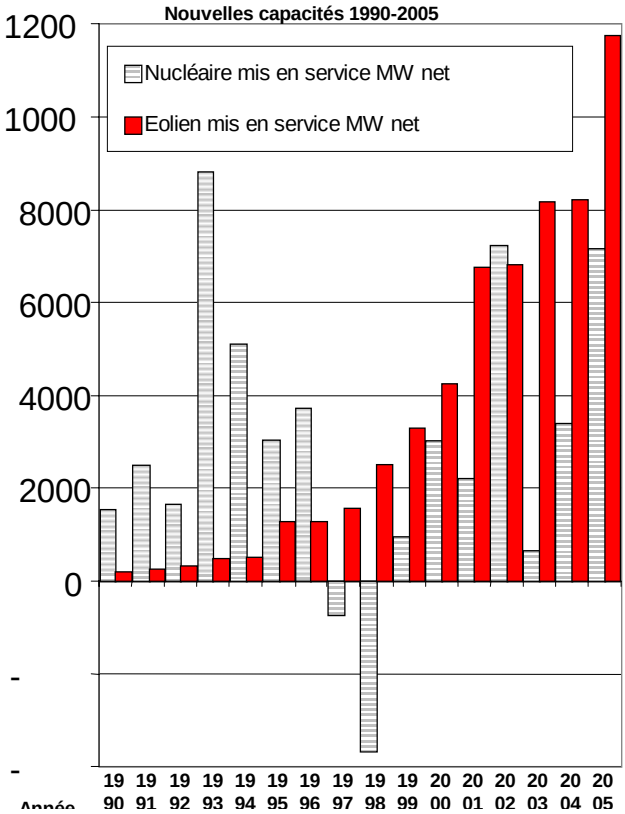
L'éolien a besoin d'une énergie régulatrice et de réseaux forts. C'est la raison pour laquelle la pression d'une exploitation sur les Alpes va plutôt croître à l'avenir. La Suisse dispose grâce

---

[13] EWEA : "Wind Force 12", Bruxelles 2004 **http://www.ewea.org/03publications/WindForce12.htm**
[14] Gregor Czisch (ISET) : "Least-Cost European/Transeuropean Electricity Supply Entirely with Renewable Energies", **http://www.iset.uni-kassel.de/abt/w3-w/projekte/Eur-TranseurElSup.pdf**
[15] LIVRE VERT : "Vers une stratégie européenne de sécurité d'approvisionnement énergétique" {SEK(2006) 317} COM(2006) 105 final.
[16] UCTE : "Seven Actions for a Successful Integration of Wind Power into European Electricity Systems", mai 2005.
[17] Gregor Czisch (ISET) : "Least-Cost European/Transeuropean Electricity Supply Entirely with Renewable Energies", **http://www.iset.uni-kassel.de/abt/w3-w/projekte/Eur-TranseurElSup.pdf**

aux différences d'altitude et aux lacs de barrage dans les Alpes d'un avantage en matière de site naturel dont l'étendue est incomparable dans les autres pays d'Europe, à l'exception de la Norvège. Les grands lacs de barrage sont déjà de plus en plus exploités sous forme de réservoir journalier ou hebdomadaire.

L'éolien détrône le nucléaire



Le parc éolien mondial double tous les trois ans, son taux de croissance a atteint une moyenne annuelle de 26,6% durant les dix dernières années.

L'éolien a détrôné le nucléaire.
Nombreuses sont les installations nucléaires qui seront fermées dans les prochaines décennies pour cause de vieillissement.

Même si la Chine et l'Inde construisent de nouveaux réacteurs, la part du parc nucléaire diminuera.

Avantages pour la rentabilité, la sécurité d'approvisionnement, l'écologie

Pour la Suisse, l'éolien est très intéressant d'un point de vue commercial, parce que grâce aux lacs de barrage, cette énergie fluctuante peut devenir du courant de crête.

- A chaque fois que le vent souffle (en Suisse ou à l'étranger), on baisse le prélèvement de l'eau des lacs de barrage. Des importations issues de l'énergie éolienne couvrent alors une partie des besoins suisses et augmentent les provisions des réservoirs.
- A l'inverse, les lacs de barrage sont davantage utilisés aux heures de pointe, ce qui est particulièrement intéressant en matière de prix. Si les consommations de crête coïncident avec une accalmie, l'exportation est également lucrative sur le plan commercial.
- Ces avantages fonctionnent dans une certaine mesure **sans aucune accumulation par pompage**. L'eau reste simplement plus longtemps dans les lacs de barrage existants et est utilisée de façon plus concentrée. Une telle stratégie sans pompage supplémentaire nécessite cependant la mise en place de capacités suffisantes (lignes de haute tension, turbines) ainsi que la maîtrise de la problématique d'éclusée (bassins de compensation inférieurs).
- Les possibilités de l'accumulation par pompage sont alors complémentaires : un vent bon marché nocturne et dominical pompe l'eau vers le haut et aux heures de pointe de la journée, l'eau est turbinée. La pénétration continentale du marché par l'énergie éolienne peut ainsi être considérablement augmentée.

Si cette exploitation se fait avec des énergies renouvelables et **entre des lacs de barrage existants et des bassins de compensation dans des centrales à pompage-turbinage**, toute conséquence écologique négative peut être exclue, car les cours d'eau sensibles restent intacts. Cette meilleure utilisation des lacs de barrage pourrait fournir aux producteurs d'électricité les moyens de mieux respecter les dispositions en vigueur relatives aux débits résiduels, car commercialement parlant, le potentiel de ces débits, déjà faible, perd encore de son importance dans un tel modèle d'exploitation.

La problématique d'éclusée mérite l'attention. Là où l'eau turbinée débite pendant de courtes durées d'utilisation, les conditions de vie de la faune aquatique sont gravement perturbées. Indépendamment de l'étendue des activités de pompage, la **création de bassins de compensation inférieurs** est donc à prendre en considération. Si l'eau turbinée peut être récupérée, elle est disponible pour une nouvelle utilisation (pompage), ou alors, il faut rechercher une dérivation dosée qui épargne la faune.

Une attitude claire face au secteur de l'électricité

Une nouvelle orientation de l'hydraulique suisse demande des investissements supplémentaires et plus de respect des réglementations légales. Si ces règles sont respectées, une amélioration écologique globale peut naître.

L'utilisation de l'énergie éolienne à l'étranger :

- crée de nouvelles marges de manœuvre
- remplace des sources d'énergie fossiles et nucléaires
- augmente la sécurité de l'approvisionnement
- apporte des recettes supplémentaires précieuses.

Ceci fonctionne en grande partie sans agrandir les bassins d'accumulation, tant qu'on augmente la productivité. Celle-ci peut dans une large mesure être atteinte avec les bassins d'accumulation existants, car les bassins d'accumulation suisses ont été conçus pour un entreposage saisonnier de l'électricité, alors que les besoins se déplacent vers une activité journalière ou hebdomadaire. Cette nouvelle donne nécessite le renforcement ponctuel (souterrain) des conduites d'eau principales et de la puissance des centrales. Le respect des

dispositions relatives aux débits résiduels et la régulation de la problématique d'éclusée ne semblent pas non plus insolubles dans un tel modèle, à condition que les exploitants de centrales soient disposés à trouver un consensus et fassent preuve d'un certain respect des demandes en matière de protection de la nature (ce qu'ils démontrent peu aujourd'hui). Certains groupes de l'électricité prévoient même plusieurs nouvelles centrales à accumulation par pompage sans se soucier de mesures d'accompagnement écologiques. Axpo se réfère explicitement au renforcement de l'éolien réalisé à l'étranger pour justifier le renforcement des réservoirs d'accumulation par pompage. A l'inverse, Axpo n'est pas prêt à accepter des conditions générales qui permettraient également à la Suisse d'adopter l'énergie éolienne (locale et importée). Cette attitude est hautement paradoxale :

- pour améliorer l'éolien, on demande de nouveaux réservoirs par pompage,
- tout en refusant et en combattant activement l'approvisionnement de la Suisse en énergie éolienne.

Aujourd'hui, de grandes quantités d'électricité issue du charbon ou du nucléaire sont importées (34,9 TWh en 2004, ce qui correspond à 62 % de la consommation finale) et réexportées 31,9 TWh en 2004, donc à 57 % de la consommation finale). Cette soi-disante "valorisation" d'énergies non renouvelables est accompagnée d'importantes émissions de CO_2 et de pertes par pompage.

Afin d'éliminer des conséquences négatives de l'accumulation par pompage, le PS devrait mener, avec les organisations de protection de la nature, une stratégie rattachant la construction de nouvelles centrales à des conditions claires :

Tableau 4 Intégration de la création ou de l'augmentation des capacités de nouvelles installations d'accumulation par pompage

Risque écologique	Solution/condition
Augmentation - d'émissions de CO_2 par des centrales thermiques - du nombre de centrales nucléaires	Pour toute nouvelle installation d'accumulation par pompage, il convient d'exiger de la législation le passage aux énergies renouvelables, notamment avec : - Limitation de durée d'exploitation fixée par la loi pour les centrales nucléaires - Application des réductions légales de CO_2 - Augmentation proportionnelle du pourcentage d'énergies renouvelables comme dans l'Union européenne - Promotion de techniques d'intégration alternatives pour les énergies fluctuantes notamment : - Interconnexion améliorée - Tarification variable (en fonction de la disponibilité de l'énergie éolienne) - Accumulation alternative (par air comprimé, batterie, volant d'inertie ou de chaleur) - Centrales fossiles plus flexibles (par exemple avec turbines à gaz) en remplacement des centrales thermiques

	actuelles, pour compléter le parc éolien.
Augmentation des artères terrestres, pollution électromagnétique renforcée	- Réduction des pylônes / lignes aériennes - Remplacement par câbles souterrains - Aménagement des réseaux de distribution par étapes
Diminution de la qualité des eaux par l'effet d'éclusée	- Exploitation de centrales à pompage-turbinage (entre des réservoirs d'eau existants) - Création de bassins de compensation inférieurs - Mesures régulatrices - Mesures de compensation contractuelles et légales par l'aménagement écologique des cours d'eau
Augmentation et élargissement de réservoirs d'eau existants	- Renoncement à de nouveaux réservoirs d'eau à orientation saisonnière, car les recettes maximales de l'électricité sont obtenues en été - Renforcement de l'exploitation par pompage avec des réservoirs existants, augmentation des capacités d'écoulement - Utilisation des réservoirs saisonniers actuels sous forme de réservoirs journaliers et hebdomadaires (temps d'écoulement plus fréquents, mais plus courts)
Menace pour les débits résiduels	Application des dispositions légales et constitutionnelles pour la création de débits résiduels justes.

L'optimisation de l'hydraulique au service des autres énergies renouvelables relève certes de la haute voltige, mais n'est pas impossible. Elle demande de la part de toutes les personnes impliquées la volonté de coopérer et de respecter les demandes publiques (protection de la nature, réduction des émissions, sécurité de l'approvisionnement). Mais autant la Suisse que l'Europe peuvent tirer parti d'un aménagement écologique de l'accumulation par pompage :

- Grâce à l'emmagasinage de l'électricité et l'importation de l'énergie éolienne, la Suisse peut considérablement améliorer sa propre sécurité d'approvisionnement
- Le reste de l'Europe aussi profiterait des réservoirs des Alpes lorsque l'on stocke de l'énergie éolienne excédentaire et que l'hydraulique devient disponible pendant des accalmies
- Avec 80 %, le rendement de l'accumulation par pompage est supérieur à d'autres techniques d'emmagasinage telles que batteries, hydrogène ou accumulation à air comprimé
- La disponibilité des réservoirs d'eau contribue à la stabilisation des réseaux
- Les cantons de montagne en profitent, car grâce aux recettes plus élevées de l'électricité, ils peuvent percevoir des redevances hydrauliques et d'autres revenus (comme les redevances de pompage, les droits de retour à l'Etat). A l'inverse, ils devraient enfin tendre la main à une amélioration de la qualité de l'écologie des eaux décrétée depuis longtemps et abandonner leur attitude d'obstruction.

A long terme, la Suisse profiterait davantage d'une amélioration de sa production d'électricité que d'une augmentation de l'énergie en ruban.

Une politique de l'hydraulique qui ignore les nécessités écologiques et est prête à accepter des eaux biologiquement mortes et des nuisances systématiques du paysage n'est profitable ni à l'économie, ni à l'écologie, ni au tourisme.

2.5. Achat d'électricité à l'étranger et sécurité d'approvisionnement

La diversification avec une énergie éolienne **venant de l'étranger** pour couvrir les besoins de la Suisse suscite en partie d'énormes peurs. Le lobby nucléaire se plaît toujours à cultiver l'idée qu'une alimentation en courant sûr ne peut être garantie qu'à condition que toutes les centrales se trouvent sur le sol suisse. Et pourtant, les groupes du secteur nucléaire ont été les premiers à acquérir d'immenses quantités d'énergie en ruban (environ 2,5 GW) en France.

Il faut en effet accorder une grande attention à la sécurité de l'approvisionnement lorsqu'on prévoit des scénarios pour l'avenir et qu'on opère avec des installations de production à l'étranger. Quatre déterminants sont décisifs pour cette sécurité d'approvisionnement :

- La disponibilité de l'énergie primaire (des ressources renouvelables sont mieux que des sources non renouvelables)
- La structuration des distributeurs (une structure décentralisée est moins risquée qu'une structure centralisée)
- La fiabilité de la méthode d'exploitation (accidents, attentats, risques inhérents)
- La sécurité et la redondance des réseaux (règle n-1).

Pour les énergies fossiles, nous sommes habitués depuis longtemps à être dépendants de l'étranger. Personne n'aurait l'idée de présupposer un autoapprovisionnement de la Suisse pour les combustibles et carburants, parce que ces ressources ne sont pas du tout disponibles.

Mais la compétition pour les ressources fossiles s'est beaucoup renforcée ces derniers temps et est la cause de conflits militaires (Irak, Nigeria, Colombie, etc.). C'est pourquoi il conviendrait tout à fait de réclamer une plus grande sécurité de l'approvisionnement, aussi pour le secteur des combustibles et des carburants.

Sur le plan de l'approvisionnement, une alimentation de la Suisse avec environ 20 % d'énergie éolienne achetée à d'autres pays européens implique moins de risques que l'achat d'énergie nucléaire française (en 2005, environ 20 % des besoins suisses) :

- les centrales éoliennes utilisent une énergie primaire inépuisable (vent)
- sont structurées de façon décentralisée
- la méthode d'exploitation avec sa disponibilité garantie à 99 % est très fiable.

Des goulots d'étranglement existent uniquement pour les réseaux, mais d'un point de vue technique, ils paraissent faciles à résoudre : Dans les décennies à venir, des lignes à courant continu à travers l'Europe augmenteront considérablement les capacités et diminueront les risques de panne, selon les prévisions de l'Union européenne.
Le fait que la production d'électricité issue de l'énergie éolienne fluctue dans le temps ne crée pas non plus de problèmes techniques, à condition que la mise en réseau soit renforcée et grâce aux capacités des réservoirs d'eau en Suisse. L'énergie éolienne convient plutôt parfaitement pour ménager les ressources en eau et augmenter la zone desservie par les lacs de barrage.

Coopération avec les pays fournisseurs

Pour garantir une réelle sécurité d'approvisionnement dans la communauté européenne par l'intermédiaire de l'éolien, une politique coopérative doit être convenue avec les régions d'implantation. Cette politique devrait se dérouler dans le cadre suivant :

(1) La Suisse fait partie du marché intérieur d'électricité européen. Depuis des décennies, elle exerce un commerce intense avec l'électricité, dont elle profite pour son approvisionnement et son économie. Il est logique qu'elle poursuive cette stratégie et règle par de nouveaux contrats avec l'Europe les droits de transmission du courant électrique. On sait que l'exigence principale de Bruxelles consiste en la réciprocité des règles de transmission du courant et d'accès au marché. Ces deux aspects sont également dans l'intérêt de la Suisse.

(2) D'un point de vue stratégique, il s'agit de remplacer les droits préférentiels concernant le parc nucléaire français par de nouvelles énergies renouvelables. Pour cela, outre les énergies renouvelables suisses et l'efficacité énergétique, ce sont des achats d'éolien à des pays fournisseurs éloignés géographiquement qui conviennent le mieux. Cette option est intéressante sur les plans écologique et économique (comme le prouve la stratégie éolienne d'Axpo), mais nécessite une programmation et une coordination circonspectes de toutes les exigences du système (contrats d'achat, réseaux, droits de transmission du courant, capacités de secours, etc.).

(3) Avec des participations et des droits d'achat sur une énergie éolienne en provenance de pays voisins, la Suisse peut s'orienter vers une source d'énergie dont la disponibilité est assurée même à l'avenir. Parmi d'autres avantages, l'éolien ne connaît pas les risques liés aux coûts des combustibles et complète de façon idéale la zone desservie par les centrales suisses d'accumulation par pompage, grâce à la pointe hivernale de l'énergie éolienne.

(4) Sur un grand marché intérieur, on produira l'électricité là où cela sera le moins coûteux. Pour cette raison, l'expansion de l'énergie éolienne se fera surtout sur les régions côtières (mer du Nord, mer baltique, méditerranée, Ukraine) et sur les hauts plateaux peu peuplés mais à ressources éoliennes importantes (Espagne centrale, Massif central). La consolidation de tels droits d'achat est d'une importance stratégique pour la Suisse face aux coûts énergétiques croissants.
A cela s'ajoutent les énormes potentiels des sites offshore, notamment dans les grandes zones plates de la mer du Nord et de la baltique, dont l'exploitation est prévisible dans la décennie à venir.

(5) Indépendamment des décisions et des préférences suisses, l'Union européenne veut faire avancer le renforcement de l'énergie éolienne pour des raisons de sécurité d'approvisionnement.

(6) Afin de garantir l'approvisionnement des régions à forte densité de population, l'Union européenne établira un grand réseau intercontinental (à courant continu) (Supergrid) et coordonnera les prévisions de renforcement des pays membres[18].

(7) Ce réseau renforcera également la concurrence entre les producteurs d'électricité fossile et nucléaire.

(8) Avec l'établissement d'un tel "Supergrid" ou "Windgrid" (réseau éolien), il sera possible de mettre en réseau les zones de haute pression et les zones de basse pression en corrélation négative et d'améliorer ainsi considérablement la sécurité d'approvisionnement en cas de pourcentages importants d'énergie éolienne fluctuante (selon la devise "Il y aura toujours un petit vent quelque part").

(9) Grâce à la rentabilité élevée de l'énergie éolienne et à l'importance des recettes fiscales ("redevances éoliennes"), une raréfaction des lieux d'implantation en Europe

[18] Cf. Eddie O. Connor : "European Unity, a vision for sustainable Power in Europe. Renewable Energy World", mars-avril 2006, p. 124-127.

est invraisemblable. Avec le décollage de l'exploitation commerciale des zones offshore, une concurrence d'exploitation entre les besoins des riverains du bord de mer et la Suisse existera bien moins encore : les régions terrestres et marines sont suffisantes en Europe pour couvrir même plusieurs fois la consommation d'électricité actuelle. Le seul facteur limité sont les réseaux de transmission transrégionaux qui n'ont pas été renforcés jusqu'à présent – pas pour des raisons techniques, mais en l'absence de besoins[19].

En décembre 2005, la France a transféré les compétences pour la création de zones d'exploitation éolienne aux départements. D'ici 2016, 12 500 MW d'éolien doivent être produits[20]. Le lobby nucléaire français n'a plus aucune raison d'ignorer l'attractivité économique de l'énergie éolienne. Des exemples d'autres pays (Espagne, Portugal) montrent que même un début "à contrecœur" peut vite devenir un boom autoaccélérant.

[19] La mauvaise mise en réseau continentale a deux causes : d'une part les monopoles nationaux, qui existent jusqu'en 2007, ont perçu des mises en réseau externes comme une menace pour leurs propres marchés et rendu difficiles de tels projets. D'autre part, le fait que pour la production d'électricité issue énergie fossile ou nucléaire, le transport des énergies primaires (gaz, charbon, uranium) jusqu'aux grandes agglomérations était meilleur marché que la création de réseaux de transport continentaux.

[20] Le Temps du 10 décembre 2005 : "La France met le turbo sur l'éolien".

2.6. Electricité issue du photovoltaïque

Tableau 5 Production d'électricité issue du photovoltaïque	
Production d'électricité en 2004	16,7 GWh
Rendement 2004	23,1 MW_e
Augmentation jusqu'en 2020	274 GWh
Production d'électricité prévue pour 2020	290 GWh
Sources	Estimation personnelle

L'importance de l'énergie solaire est toujours discutée. Nous partons d'hypothèses prudentes et supposons que la technique solaire fournit d'abord des apports substantiels dans le domaine du chauffage (préchauffage solaire de l'eau chaude, complément de chauffage), incités par des prix du fioul croissants et des programmes de rénovation d'immeubles.
En ce qui concerne la production d'électricité, il s'agit d'atteindre une masse critique pour la production en masse et pour le perfectionnement technologique, afin que la technique puisse à moyen terme (à partir de 2015 environ) fournir des apports sensiblement plus élevés à l'alimentation en courant. La Suisse fait de la recherche qui est en elle-même de qualité supérieure, mais elle a omis de créer les conditions générales pour l'application de ces découvertes.
Concernant la production d'électricité issue du photovoltaïque, nous avons fait les hypothèses suivantes :

- 3 MW à partir de 2007, avec une croissance annuelle de 20 %.
- A partir de 2016, croissance du taux de renforcement de 30 %.
- A partir de 2025, croissance supplémentaire du taux de renforcement de 10%.

Tableau 6 Renforcement photovoltaïque

Année	Etat MW	Renforcement MW	Production d'électricité GWh
2005	22	3	17
2006	25	2	20
2007	27	5	22
2008	32	6	26
2009	38	7	32
2010	45	9	39
2011	53	10	47
2012	64	12	57
2013	76	15	69
2014	91	18	83
2015	109	21	101
2016	130	26	123
2017	156	34	149
2018	190	44	184
2019	233	57	230
2020	290	74	290
2021	364	96	369
2022	460	125	474
2023	584	162	611
2024	746	210	792
2025	956	231	1'031
2026	1'188	255	1'299
2027	1'443	280	1'601
2028	1'723	308	1'941
2029	2'031	339	2'322
2030	2'370	373	2'751

En 2020, le photovoltaïque fournira environ 0,5% de la consommation d'électricité, mais dans la décennie suivante, son apport pourrait décupler si l'on extrapole les progrès techniques à observer aujourd'hui. Avec des conditions générales adéquates (indemnisations pour l'injection dans le réseau qui couvrent les frais sans plafonnement), ce développement pourrait être considérablement accéléré.

2.7. Electricité issue de la géothermie

La Suisse fait aujourd'hui partie des pays qui, calculé par tête, utilisent la géothermie (à faible profondeur) de la façon la plus intense. Avec la centrale géothermique en profondeur (Deep Heat Mining) de Bâle, c'est un nouveau type de production d'électricité qui s'amorce et qui pourra fournir à moyen terme et dans toutes les grandes villes et communes un apport important pour la production d'électricité et de chaleur.

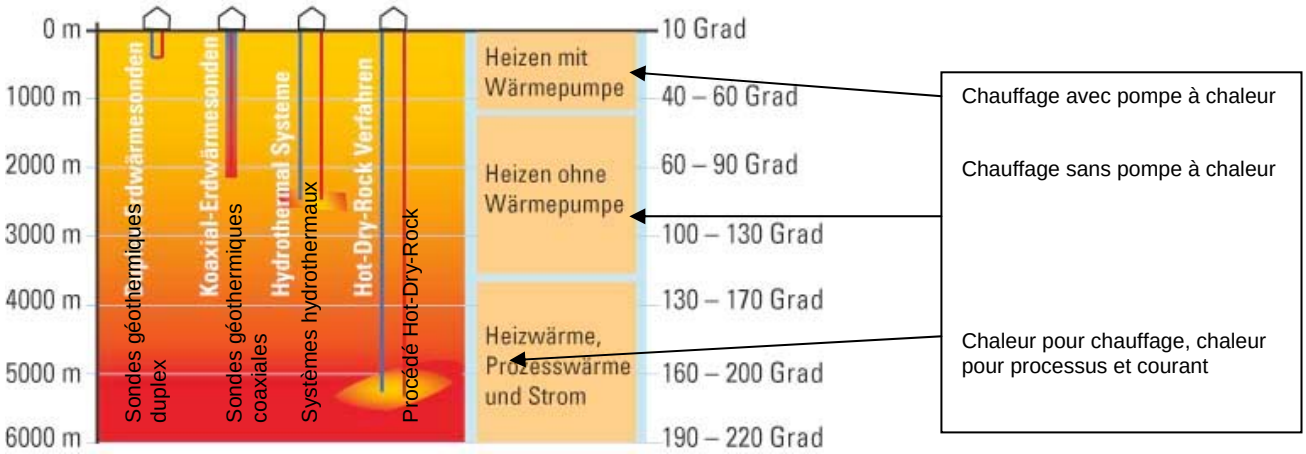


Schéma 9 : Techniques d'exploitation de la géothermie

D'une manière ou d'une autre, la géothermie présente dans toutes ses applications techniques des potentiels prometteurs. Les expériences réalisées en Allemagne et dans d'autres pays montrent que pour ces techniques nouvelles, ce sont moins les facteurs techniques que les conditions générales de régulation qui sont déterminantes. Pour la Suisse, nous supposons les conditions générales suivantes :

- Indemnisations qui couvrent les frais pour les injections d'électricité comme en Allemagne (14 à 22 centimes/kWh), comme prévu dans la loi sur l'approvisionnement en électricité.
- Garanties contre les risques pour des forages géothermiques par la Confédération ou les exploitants de réseau,comme elles ont déjà existé en Suisse (entre 1985 et 1995) et comme prévu dans la loi sur l'approvisionnement en électricité.

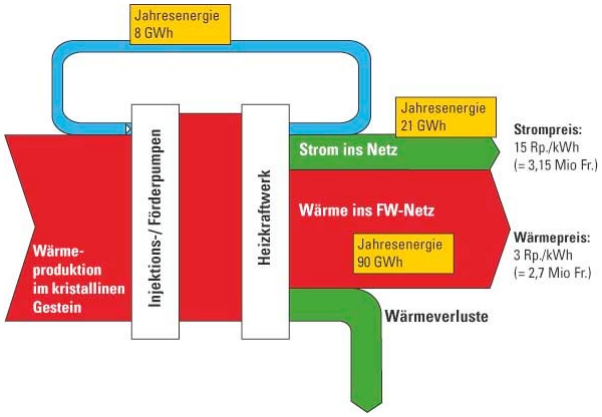
Le développement de la géothermie profonde peut être activé dans toutes les grandes villes et communes de la Suisse. L'Association pour la géothermie évalue la production d'électricité possible jusqu'à 33 % de la consommation d'électricité de la Suisse[21].

Pour les 25 années qui viennent, nous développons le scénario suivant :

- A partir de 2009 a lieu la mise en service de la première installation à Bâle avec 3 MW_e.
- Ensuite, les capacités augmentent de 20 % en moyenne par an, à partir de 2015 de 30 % par an, croissance incitée notamment par la perspective de vendre la chaleur dissipée pour couvrir les frais. Une loi sur l'injection dans le réseau pour la chaleur renouvelable pourrait considérablement accélérer cette évolution.
- En 2030, une capacité de 2,1 GW_e est atteinte.
- Le potentiel de l'utilisation de la chaleur est très important[22]. La géothermie peut remplacer l'équivalent de l'ensemble de la consommation de fioul de la Suisse.

[21] Indications : Geothermal Explorers.

- Il serait envisageable que pendant les périodes estivales, lorsque la chaleur perdue n'est pas utilisée, le rendement électrique soit augmenté. Ceci se fait par l'intermédiaire de liquides dans le circuit secondaire, en ébullition à des températures inférieures à 100°C (procédé ORC). Dernièrement, les prix d'été cotés étaient en hausse par rapport aux prix d'hiver[23], ce qui rend cette utilisation intéressante même si elle nécessite un certain surcroît de dépenses.



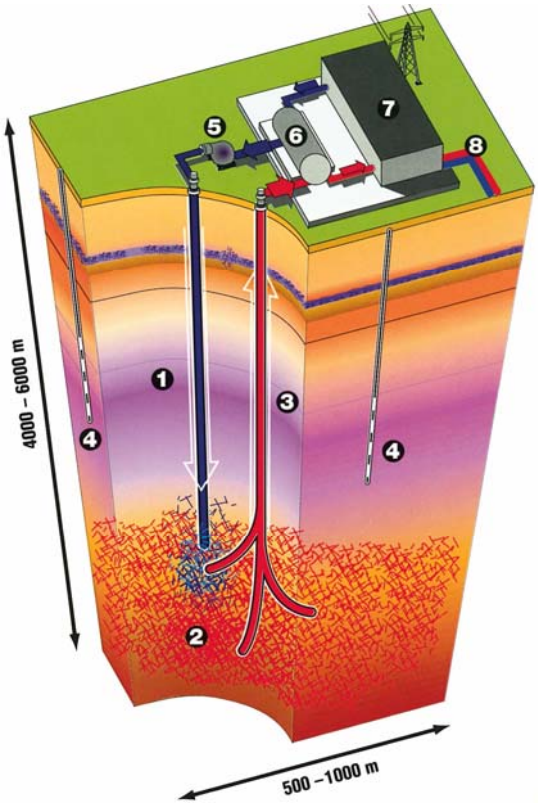


Schéma 10 : Modèle de la centrale de Bâle

Pour la centrale géothermique de Bâle, la recette initialement escomptée de la chaleur perdue se situait entre 2,1 et 3,0 cent./kWh. Entre-temps, les prix du pétrole ont dépassé 70 cent./litre, proportionnellement environ 7 cent./kWh d'indemnisation pour la chaleur perdue utilisée.

En raison de la hausse des prix du pétrole, la rentabilité de la production d'électricité s'améliore malgré des coûts accrus.

[22] Perspectives énergétiques OFEN : "Erneuerbare Energien und neue Nuklearanlagen", version finale, 24 septembre 2004, Institut Paul Scherrer (IPS) pour l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) http://www.energie-schweiz.ch/internet/medienmitteilungen/03742/index.html?lang=de

[23] Voir Swiss Electricity Price Index (SWEP), développement 2000 à 2004.

Tableau 7 Développement de la géothermie (y compris potentiels de chaleur dissipée)

	MW électr.	Renforcement MW	Production GWh	Puissance annuelle	Production de chaleur dissipée GWh (hypothèse : rendement électrique de 25 %)	Equivalent production de chaleur en tonnes de fioul
2005		0				
2006						
2007						
2008						
2009	3	3	21	7000	63	6'300
2010	7	4	46	7000	139	13'860
2011	11	4	76	7000	229	22'932
2012	16	5	113	7000	338	33'818
2013	22	6	156	7000	469	46'882
2014	30	7	209	7000	626	62'558
2015	39	10	276	7000	829	82'938
2016	52	13	365	7000	1'094	109'431
2017	69	16	480	7000	1'439	143'872
2018	90	21	629	7000	1'886	188'645
2019	118	28	823	7000	2'469	246'851
2020	154	36	1'075	7000	3'225	322'518
2021	200	47	1'403	7000	4'209	420'885
2022	261	61	1'829	7000	5'488	548'763
2023	340	79	2'383	7000	7'150	715'003
2024	443	103	3'104	7000	9'311	931'116
2025	577	134	4'040	7000	12'121	1'212'062
2026	751	174	5'258	7000	15'773	1'577'293
2027	977	226	6'840	7000	20'521	2'052'092
2028	1'271	294	8'898	7000	26'693	2'669'332
2029	1'653	382	11'572	7000	34'717	3'471'743
2030	2'150	497	15'050	7000	45'149	4'514'878

Les études de perspectives de l'OFEN montrent que ces potentiels d'électricité sont disponibles en Suisse et peuvent être exploités à des coûts situés entre 10 et 20 cent./kWh.[24] L'Association suisse pour la géothermie a déjà identifié un grand nombre de lieux d'implantation possibles.

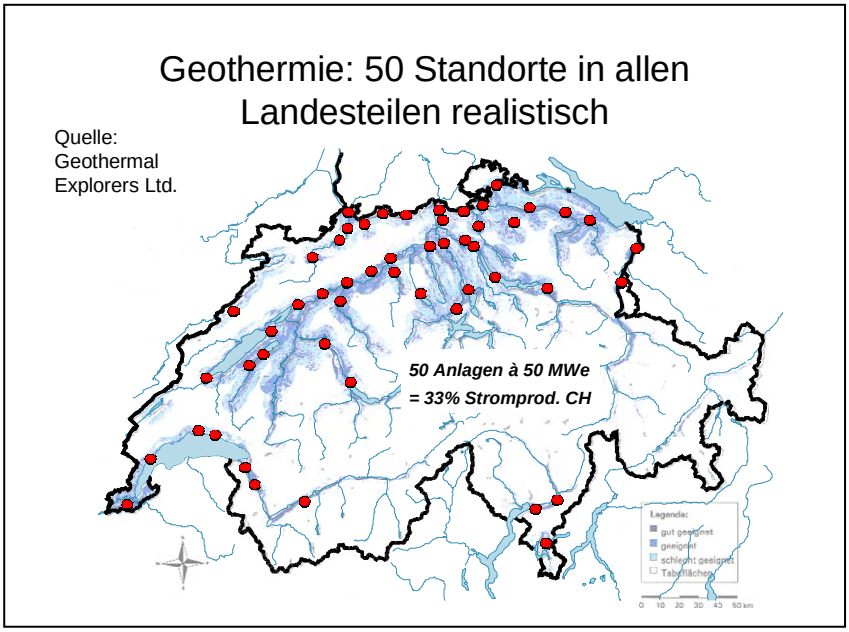


Schéma 11 : Lieux d'implantation possibles pour centrales géothermiques (Source : Geothermal Explorers LTD.)

[24] Perspectives énergétiques OFEN : Erneuerbare Energien und neue Nuklearanlagen, version finale, 24 septembre 2004, Institut Paul Scherrer (IPS) pour l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) http://www.energie-schweiz.ch/internet/medienmitteilungen/03742/index.html?lang=de

3. Facteurs d'efficacité énergétique

3.1. Remarque préliminaire

L'efficacité énergétique est un pilier central de toute politique énergétique rationnelle.

- L'efficacité énergétique est d'abord liée au rendement des installations et des appareils : il s'agit de systèmes alliant usage maximum et moindre consommation énergétique.
- L'efficacité énergétique spécifique dépend aussi du **choix des énergies primaires**. Une part de marché importante accordée à des combustibles tels que charbon, gaz, pétrole et uranium réduit l'efficacité énergétique en raison des grandes déperditions d'énergie liées à ces chaînes d'approvisionnement fossiles et nucléaires, sans mentionner les dommages et risques écologiques élevés.
- Toute chaleur non utilisée engendre aussi des **coûts**, c'est une énergie qui ne parvient jamais au consommateur.

Environ deux tiers de la consommation d'énergie brute en provenance du charbon et du nucléaire s'évapore inutilement dans les cheminées et les tours de refroidissement. Quant aux véhicules à moteur, c'est environ 80% de leur énergie qui disparaît, depuis le trou de forage jusqu'au pneu.

Les techniques énergétiques liées aux énergies renouvelables et décentralisées fonctionnent tout autrement : la géothermie, l'éolien et le solaire sur le toit se caractérisent par des trajets courts et un haut rendement. Par rapport à leur chiffre d'affaires, la petite part de marché qu'elles occupent engendre une contribution beaucoup plus élevée en énergie effective. L'énergie inutilisée, tel le rayonnement du soleil réchauffant des maisons mal conçues, devrait aussi être mentionnée dans les statistiques énergétiques, car d'un point de vue utilitaire, elle remplit les mêmes fonctions qu'un chauffage au fuel domestique.

Le passage d'une société de 6000 à 2000 watt est possible :

a) en introduisant plus d'énergies renouvelables, celles qui apportent un haut retour sur investissement énergétique (Energy-return-on-energy-investment)
b) en retirant leur inefficacité aux dinosaures de l'énergie conventionnelle, donc en fermant leurs centrales (remplacer la production thermique d'électricité et des moteurs à combustion par des techniques plus modernes)
c) en instaurant à tous les niveaux de la transmission et de la consommation énergétique la technique la plus efficace
d) en diminuant la consommation grâce à une meilleure isolation thermique et aux économies d'énergie

D'un point de vue technologique, cela signifie : une architecture intelligente, des collecteurs solaires, du chauffage au bois, des turbines éoliennes avec un rendement supérieur à 40%, des véhicules hybrides fonctionnant à l'éolien ou au solaire avec un rendement supérieur à 60%, de la géothermie, etc.
Toutes ces techniques produisent peu de perte de chaleur et aucune émissions de CO_2 !

L'efficacité énergétique n'était pas très à la mode dans les années 90, une baisse des prix de l'énergie ne rendant pas ces programmes économiquement attrayants. La situation économique ne s'est modifiée que récemment, en raison de la hausse des prix du pétrole. Les entreprises ont soudain fort intérêt à économiser leurs dépenses en énergie.
Et pourtant, la politique d'efficacité énergétique de la Suisse semble encore dormir comme dans le château de la Belle au bois dormant : les cantons n'encouragent pas suffisamment les constructions peu gourmandes en énergie, l'étiquetage énergétique ne suit pas les directives européennes, les programmes entérinés sont minés par les industriels du pétrole et de l'électricité (par exemple à coups de subventions pour le chauffage électrique, comme dans le canton de Berne) ou entravés politiquement (sous l'influence des membres du parlement).
Pour prôner une politique d'efficacité énergétique, ce n'est pas une nouvelle technique qu'il faut (elle existe depuis longtemps), mais un débloquage de la politique, l'instauration d'incitations économiques (une réglementation tarifaire), des programmes spécifiques selon les secteurs pour soutenir le consommateur final économiquement et techniquement, des règles acceptables pour l'injection dans le réseau de courant produit efficacement (cogénération), etc.

La loi sur l'énergie et les directives énergétiques ouvrent théoriquement de nombreuses possibilités, mais le gouvernement et les cantons ont de faux égards à leur encontre et ne les appliquent pas avec assez d'ardeur :

- Conditions d'autorisation pour les appareils : depuis les réfrigérateurs jusqu'aux véhicules, en passant pas les moteurs, il faut adopter une feuille de route entérinée, capable de donner un signal à l'industrie et aux investisseurs, et contrôler son application. Mais l'urgence de ces mesures n'est pas encore ressentie comme telle[25]
- Les conditions d'autorisation suivantes sont possibles : a) admettre seulement les appareils de classe A ou plus performants, interdire les autres; b) instaurer un système de bonus-malus
- Interdiction des installations gaspilleuses d'énergie, par exemple le chauffage électrique (avec des exceptions très spécifiques) et des appareils inutilement en veille, etc.

[25] Ces règlements existent déjà, voir "S.A.F.E., Topten, Energieetikette, u.a.", voir aussi : http://www.energieagentur.ch/d/IndexMarktCheck.html

3.2. Consommation électrique - Stratégie des appareils les plus performants (classe A-obligatoire)

Tableau 8 Gain électrique de la stratégie des meilleurs appareils	
Consommation en électricité 2004	31'141 GWh
Réduction jusqu'en 2020 (stratégie des appareils performants)	6108 GWh
Réduction au-delà du programme des appareils performants (2020-2030)	1338 GWh
Sources	Bases de données 2005-2020: Prognos[26] 2020-2030 Estimation personnelle

En règle générale, les appareils neufs sont plus performants qualitativement que les appareils anciens.
La firme Prognos AG a reçu en 2001 de l'Office fédéral de l'énergie la mission de calculer les économies d'électricité possibles, si à partir de 2004, seuls les appareils les plus performants à cette date pouvaient être mis en vente. Comme condition, il ne fallait pas que ces restrictions entraînent des pertes fonctionnelles ou de confort. Prognos a chiffré les économies à **6,1 TWh**, elles se répartissent comme suit :

Tableau 9: Economies de la classe A (Prognos 2002)

Consommation d'électricité d'appareils électriques fabriqués en série 2000-2020, en GWh, Variante de référence					
Catégorie	**2000**	**2005**	**2010**	**2015**	**2020**
Appareils ménagers	7'075	7'141	7'116	7'066	7'074
Eclairage	5'791	5'945	5'925	5'851	5'810
Technique du bâtiment	11'720	12'000	12'295	12'574	12'843
Loisirs	1'210	1'209	1'170	1'112	1'094
Bureau / Communication	1'555	1'620	1'775	1'964	2'182
Application commerciale	2'191	2'170	2'178	2'137	2'137
Somme	**29'543**	**30'085**	**30'459**	**30'703**	**31'141**
Consommation électrique d'appareils électriques fabriqués en série 2000-2020, en GWh, variante des appareils les plus performants					
Catégorie	**2000**	**2005**	**2010**	**2015**	**2020**
Appareils ménagers	7'075	6'947	6'447	5'985	5'737
Eclairage	5'791	5'793	5'216	4'404	3'654
Technique du bâtiment	11'720	11'776	11'476	11'130	10'928
Loisirs	1'210	1'187	1'098	1'011	981
Bureau / Communication	1'555	1'462	1'449	1'516	1'596
Application commerciale	2'191	2'170	2'178	2'137	2'137
Somme	**29'543**	**29'335**	**27'865**	**26'184**	**25'033**
Economies par catégories Différence des appareils performants variante de référence en GWh					
Catégorie	2000	2005	2010	2015	2020
Appareils ménagers	0	-194	-669	-1'081	-1'337
Eclairage	0	-153	-709	-1'447	-2'156
Technique du bâtiment	0	-224	-819	-1'443	-1'915
Loisirs	0	-22	-72	-101	-113
Bureautique / Communication	0	-157	-326	-448	-587
Applications commerciales	0	0	0	0	0
Somme	**0**	**-750**	**-2'595**	**-4'519**	**-6'108**

[26] Prognos AG : Rapport : "Die Entwicklung des Elektrizitätsverbrauchs serienmässig hergestellter Elektrogeräte in der Schweiz unter Status-quo-Bedingungen und bei Nutzung der sparsamsten Elektrogeräte bis 2010 mit Ausblick auf das Jahr 2020", Berne 2002.

Les appareils électriques et petites installations fabriqués en série consomment en Suisse 55% de la consommation finale d'électricité.

- Les plus gros gisements d'économie sont les chauffages électriques (13% de la consommation électrique), les ampoules et lampes halogènes (9%), lampes à décharge et fluorescente compacte (9%), chauffe-eau électriques (7%)
- De l'électronique de loisir, on attendrait que les gains d'efficacité compensent l'effet de masse (nombre croissant d'appareils)
- La chaleur électrique est limité aux chauffages conventionnels
- Un autre gros potentiel existe avec l'amélioration des moteurs électriques et par un rendement accru des pompes à chaleur et des chauffe-eau (chauffage et eau chaude)

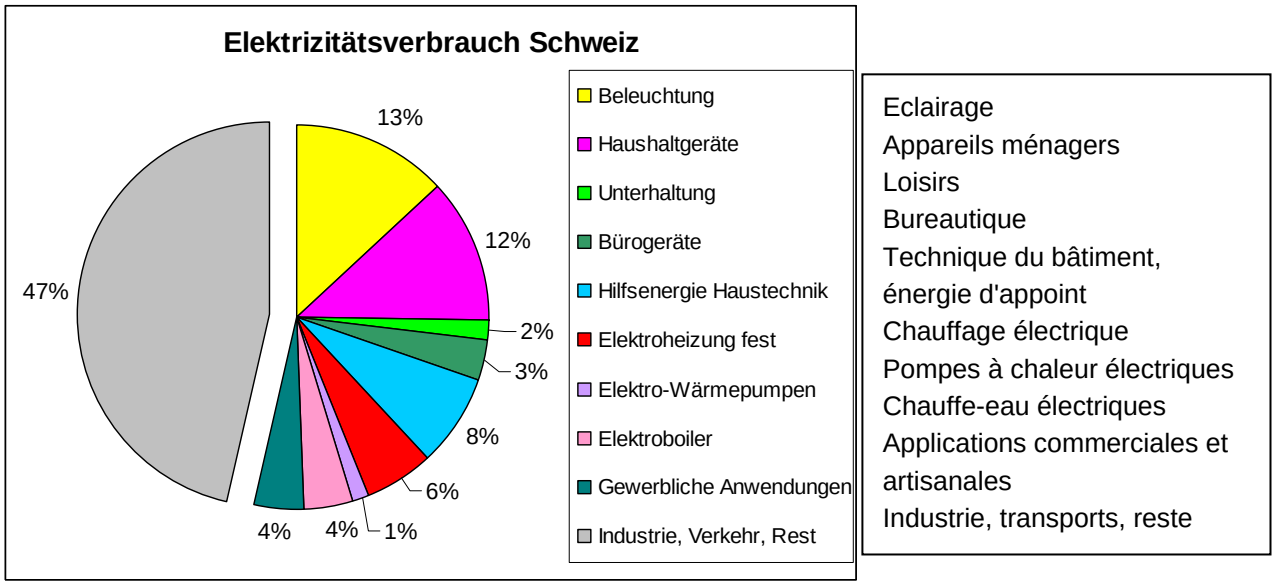


Schéma 12: Consommation d'électricité de la Suisse (Nipkow et al. 2005)

De récentes études ont montré qu'avec cette méthode, les possibilités d'utilisation efficace de l'électricité sont loin d'être épuisées[27]. A l'amélioration des appareils s'ajoute le potentiel d'économie lié à une optimisation du système, à la planification et au réglage des installations, etc. C'est pour cela qu'est évoqué à partir de 2020 un nouveau potentiel d'économie de 2% auquel s'ajoutent les 6,1 TWh des appareils les plus performants.

Réduction des pertes dues à la veille des appareils

Les pertes dues aux appareils en veille sont évaluées à plus de 5% de la consommation d'électricité. Selon les évaluations, ces pertes peuvent être encore plus importantes, par exemple lorsque des machines à café ne sont pas éteintes ou si une installation technique fonctionne inutilement. Les potentiels de réduction sont connus, mais ils ne sont pas appliqués pour diverses raisons.
Exemples : câbles économiques pour appareils électroniques, système d'arrêt automatique pour l'électronique de bureau et de loisirs et les machines à café, détecteurs de présence et senseurs pour l'éclairage, ainsi que d'autres installations techniques de la maison.

[27] Jürg Nipkow, Conrad U. Brunner : "Energie effizient nutzen, Perspektiven des Elektrizitätsverbrauchs", Bulletin SEV/VSE 9/05

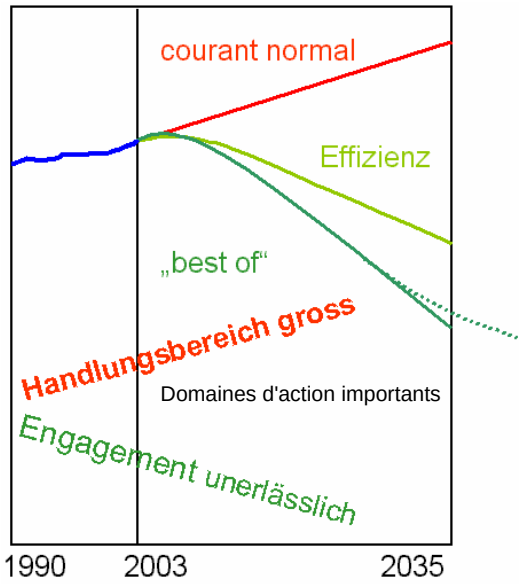
Toutes ces pertes peuvent être considérablement minimisées par un étiquetage approprié et par des restrictions à la mise sur le marché des appareils. Une taxe d'incitation sur l'électricité, comme la pratique le canton de la ville de Bâle, peut également favoriser l'emploi de ces techniques.

Scénarios de développement

(le passage suivant est repris textuellement de : Nipkow/Brunner 2005) :

"Parmi les experts en énergie, le "jeu" est connu : si l'on transpose l'effet de toutes les techniques possibles efficaces sur les applications de l'électricité en Suisse, il en résulte un potentiel d'économie d'au moins 30%. Tout le monde sait que ce n'est pas réalisable. On calcule donc des scénarios pour des équipements différents, par exemple pour le secteur des appareils de série. L'une des conditions annexes des plus importantes est peu connue, il s'agit de l'augmentation des surfaces, de la population, de l'économie, des ambitions, etc. La perspective de pouvoir consommer de l'électricité revient donc à une sorte de compétition entre une "croissance indépendante" et l'application des techniques d'efficacité énergétique disponibles. Dans ce domaine et avec nos prémisses actuels, trois scénarios sont qualitativement envisageables pour une évolution jusqu'en 2035, voir ***Schéma 13*** *:"*

- *Scénario courant normal (+0,5% par an) : Etiquette énergétique, peu d'informations complémentaires, pas d'exigence technologique, pas d'augmentation des prix, etc.*
- *Scénario Efficacité (– 1% par an) : exigence ciblée de développement et de marketing, incitations pour des produits efficaces.*
- *Scénario "best of" (– 2% par an) : restrictions de l'accès au marché, bonus/malus, exigence accrue de qualité, marketing à grande échelle, etc.*



La représentation graphique montre l'immense décalage entre les différents scénarios. Il faudra déjà faire preuve de beaucoup de rigueur pour pouvoir mettre en place le scénario Efficacité. Les freins et les mesures à prendre sont l'objet des pages suivantes.

3.3. Remplacement des chauffages et chauffe-eau électriques par des pompes à chaleur

Tableau 10 Production d'électricité dues aux économies sur le chauffage électrique	
Consommation électrique 2004	6132 GWh
Réduction jusqu'en 2020 (stratégie des appareils performants)	3882 GWh
Réduction au-delà du programme des appareils performants	2717 GWh
Consommation électrique prévue en 2020	1165 GWh
Sources	Bases de données : Prognos[28] A partir de 2020: estimation personnelle

En ce qui concerne le chauffage électrique, on considère que les appareils correspondant au scénario des appareils performants (consommation 2020 : 3882 GWh) seront tous remplacés par des pompes à chaleur jusqu'en 2020. D'un point de vue économique, cette conversion est une bonne affaire, les personnes concernées économisant argent et énergie. Il serait pourtant erroné de croire qu'une telle restructuration va de soi, car même si elle se rentabilise, les entraves du marché sont nombreuses :

- Information et capital insuffisants
- Constellation propriétaire/locataire, qui n'incite guère à une meilleure efficacité énergétique
- Externalisations non internalisées dans l'économie de marché.

Pour exploiter ce potentiel, il faut donc un programme de modernisation des bâtiments avec plus d'incitations financières et/ou une réglementation de la rénovation.
Dans le secteur des pompes à chaleur, les entreprises d'électricité assurent un programme incitatif efficace, ce qui a entraîné un développement rapide des capacités. Ce programme était soutenu par des réglementations cantonales dans le domaine du bâtiment. Si l'élimination des chauffages électriques inefficaces est poursuivie avec le même engagement que le passage des chaudières à fioul aux pompes à chaleur, elle devrait être réalisable jusqu'en 2020.

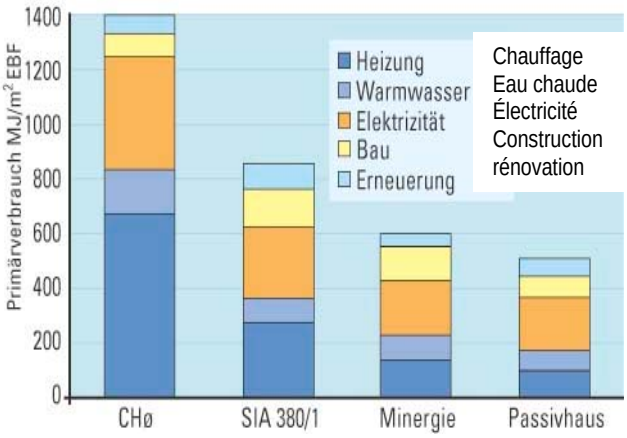
[28] Prognos AG : Rapport : "Die Entwicklung des Elektrizitätsverbrauchs serienmässig hergestellter Elektrogeräte in der Schweiz unter Status-quo-Bedingungen und bei Nutzung der sparsamsten Elektrogeräte bis 2010 mit Ausblick auf das Jahr 2020", Berne 2002.

3.4. Parc immobilier énergétiquement efficace

Parallèlement à la conversion de la production électrique vers les renouvelables et la mise en service d'appareils, véhicules et installations moins voraces en énergie, nous devons envisager une stratégie capable d'augmenter avec système et régularité la part des bâtiments autonomes en énergie.
Les bâtiments autonomes en énergie sont ceux qui couvrent leur consommation à 100% ou plus grâce à leur propre structure. L'autosuffisance énergétique requiert une grande part de logique systémique, elle engage donc la responsabilité des propriétaires et des utilisateurs, afin d'aller plus loin que la seule utilisation d'appareils efficaces. La part des bâtiments passifs sur le marché représente aujourd'hui moins de 1% . Avec un programme d'encouragement spécifique de la part du gouvernement, il serait possible d'augmenter cette part de 10% jusqu'en 2010 et d'au moins 50% jusqu'en 2020. Les objectifs poursuivis sont les suivants :

- Sécurité de l'approvisionnement
- Réduction des émissions et de la dépendance des ressources énergétiques
- Comportement actif des utilisateurs (efficacité comme critère d'achat et de comportement)
- Développement technologique, diffusion accélérée des compétences
- Augmentation de la valeur ajoutée
- Création d'emplois locaux pour remplacer les énergies en grande partie importées.

Les bâtiments et les installations engloutissent aujourd'hui la moitié de la consommation énergétique. Des réductions de 90 % et plus sont possibles. Le fait de combiner les mesures d'efficacité énergétique et les renouvelables dans le secteur du bâtiment permet d'atteindre un optimum pour limiter la consommation énergétique, les émissions et l'effet de serre.
Il existe un nombre considérable d'exemples de nouveaux bâtiments pour l'habitat, les services ou l'industrie, qui à l'année produisent plus d'électricité et d'énergie qu'ils n'en consomment.



Les nouvelles constructions primées – par le Prix Solaire Suisse par exemple – produisent un supplément d'électricité et sont en mesure de couvrir une partie de l'énergie nécessitée dans les moyens de transport (automobiles électriques, transports en commun). Il ne s'agit pas ici de faire de l'autarcie énergétique une fin en soi. Grâce à la force hydraulique, les maisons passives peuvent aussi couvrir leurs besoins maximum et réduire considérablement les investissements.
Si les bâtiments Minergie-P de l'avenir offrent des appartements ne consommant plus que 1000 kWh par an au lieu de 5000 kWh, le prix de l'énergie peut même augmenter, la facture d'électricité sera inférieure à celle d'un bâtiment mal isolé.

4. Production d'électricité à partir de la cogénération, neutre en CO_2

Tableau 11 Production électrique prévisionnelle à partir de la cogénération (sans kVA)	
Production d'électricité 2004	1673 GWh
Puissance 2004	454 MW_e
Augmentation jusqu'en 2020	8121 GWh
Production électrique prévisionnelle 2020	9794 GWh
Sources	Estimation personnelle. Extrait de : "Bundesamt für Energie: Thermische Stromproduktion und Wärmekraftkoppelung in der Schweiz 1990 bis 2002", Berne 2002

4.1. Qu'est-ce que la cogénération ?

Les installations de cogénération produisent de l'énergie électrique et captent la chaleur perdue pour le chauffage. Lorsque ce chauffage peut être utilisé, les rendements obtenus dépassent de beaucoup ceux des centrales thermiques conventionnelles[29].
La production d'électricité par cogénération permet le fonctionnement des pompes à chaleur électriques et d'autres procédés d'amplification électrothermique (récupération de la chaleur dans des installations de ventilation et de froid industriel, véhicules électriques, etc.).
Le fait de combiner des installations de cogénération et des amplificateurs électrothermiques permet de réduire jusqu'à 40% les résidus énergétiques et la pollution atmosphérique, par rapport à une combustion conventionnelle moderne.

Extrait du rapport sur la cogénération de l'Office fédéral de l'énergie suisse (BFE)[30] :
Les petites installations de cogénération avec un rendement en électricité ne dépassant pas 1 MW se sont considérablement répandues depuis le milieu des années 80. Elles sont répertoriées statistiquement depuis 1991 et englobent les technologies suivantes :
- ***Centrales de cogénération*** *avec des moteurs fonctionnant au gaz, au diesel ou à injection*
- ***Pompes à chaleur*** *, avec des moteurs fonctionnant au gaz, au diesel ou à injection*
- ***Souffleries à gaz*** *dans les stations d'épuration*
- ***Installations d'énergie totale (TEA)****, combinant moteur à gaz, électrogénérateur et pompe à chaleur*
- ***Turbines à gaz*** *d'un rendement inférieur à 1 MW.*
- *Nouvelles technologies (****piles à combustible****,* ***moteurs stirling****, etc.)*

Les grandes centrales de cogénération comportent les technologies suivantes :
- ***Turbines à vapeur*** *: on distingue les types de turbines à vapeur suivants : turbines à contre-pression à prise de vapeur, turbines à contre-pression, installations de condensation avec soutirage. Les installations de condensation simples ne sont pas répertoriées ici, car comme on ne peut pas y réutiliser la chaleur, il ne s'agit pas d'installations de cogénération*
- ***Turbines à gaz*** *(à partir d'un rendement de 1 MW)*
- ***Systèmes combinés :***

Dans les centrales combinées, une chaudière de récupération à haute pression est associée à une turbine à gaz, ce qui permet un plus haut rendement électrique.

[29] Une installation de cogénération qui utilise du gaz naturel et transmet totalement ou en partie l'électricité ainsi produite à une pompe à chaleur multiplie de beaucoup le rendement de chaleur, contrairement à une installation à gaz conventionnelle.
[30] Office fédéral de l'énergie : "Thermische Stromproduktion und Wärmekraftkoppelung in der Schweiz 1990 bis 2002", Berne 2002

4.2. Cogénération et politique climatique

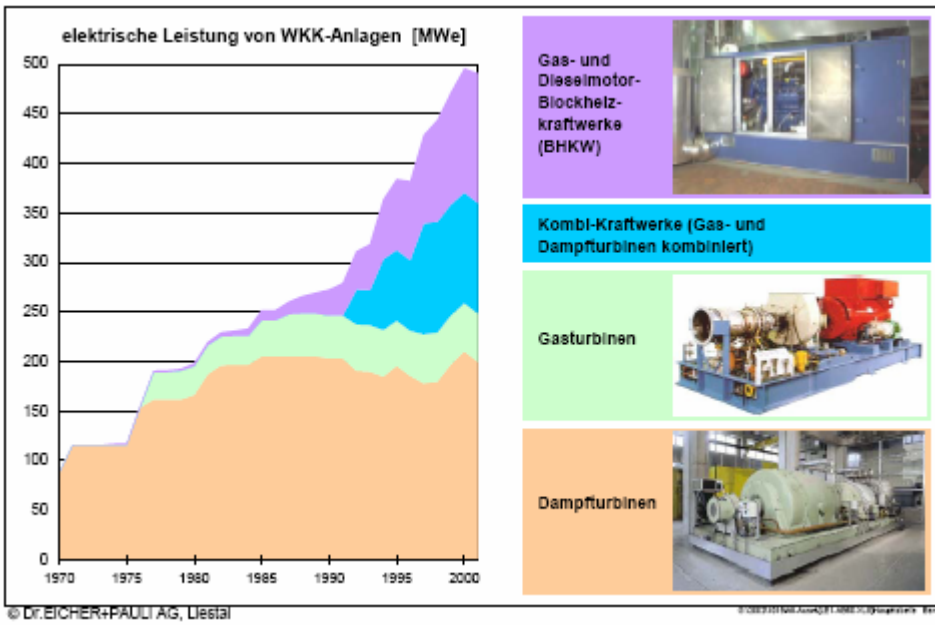
Dans la politique énergétique et environnementale officielle de la Suisse, on continue à croire que l'électricité suisse ne dégage que peu de CO_2. Cette attitude provoque dans tous les scénarios spécifiques de production d'électricité un blocage contre la cogénération fossile, alors que nous en avons besoin dans une phase de transition.

Une analyse de la production d'électricité suisse fondée sur les certificats d'origine obligatoires maintenant dans l'Union européenne et en Suisse, révèle pourtant que notre pays achète sur le marché européen de grandes quantités d'électricité provenant du charbon et du nucléaire. A l'inverse, la Suisse vend en quantité de l'hydraulique à l'Europe. Le mix électrique suisse n'est donc pas du tout exempt de CO_2, ses grosses importations le font plus ressembler au mix européen, mais la Suisse préfère ne pas communiquer là-dessus.

Face à ces réalités, il est évident que chaque installation de cogénération contribue à l'amélioration du bilan CO_2, si toutefois on intègre dans les calculs les capacités de charbon et de gaz ainsi épargnées dans les autres centrales.
Toutes ces capacités de production d'électricité qui sommeillent en Suisse dans les chauffages au fioul et au gaz peuvent augmenter considérablement l'efficacité totale de la consommation énergétique du pays. Pour y parvenir, il faut replacer le secteur de l'électricité et du chauffage dans une optique globale et imposer, tout en la régularisant, l'intégration des réductions de CO_2 et les mesures de compensation dans ces calculs.

4.3. Rôle actuel de la cogénération en Suisse

Le rendement électrique de toutes les centrales de cogénération atteignait fin 2001 environ 490 MW[31]. On observe une augmentation considérable de leur rendement ces 10 dernières années.



Puissance électrique des installations de cogénération

Centrales de cogénération (moteurs gaz et diesel)

Systèmes de cogénération combinés (turbines à gaz et à vapeur)

Turbines à gaz

Turbines à vapeur

Schéma 14: Production d'électricité d'origine termique et cogénération en Suisse, 1990 - 2002

[31] Office fédéral de l'énergie : "Thermische Stromproduktion und Wärmekraftkoppelung in der Schweiz 1990 bis 2002", Berne 2002

		Nr.	catégorie des installations	Nombre d'nstallations fin 2001	Installations à rendement électrique fin 2001 [MWe]	Production électrique 2001 GWh	%
		T1	**divers producteurs d'électricité thermique**	20	75.0	16	1%
		T2	**Vouvry (fermé le 30.9.1999)**	0	0.0	0	0%
		T3	**gaz de décharge converti en éléctricité**	7	6.6	38	1%
		T4	**incinérateurs d'ordures ménagères (kVA sans WKK)**	23	225.6	1'217	42%
		Subtotal des installations sans cogénération		**50**	**307.2**	**1'271**	**44%**
Production d'électricité thermique	**Grandes centrales de cogénération**	W1	**incinérateurs d'ordures ménagères (kVA avec WKK*)**	3	36.6	129	4%
		W2	**Industrie****	23	247.9	883	30%
Cogénération		W3	**Usines de chauffage à distance****	8	74.5	109	4%
	Petites centrales de cogénération	W4	**Petite cogénération**(centrale avec turbines à gaz < 1MW)	944	131.5	512	18%
		W5	**Petite cogénération** (moteur gaz-/diesel-pompes à chaleur)	(53)	0.0	0	0%
		Subtotal Centrales de cogénération (sans W5)		**978**	**490.6**	**1'633**	**56%**
Total de toute la production d'électricité thermique				**1'028**	**797.9**	**2'904**	**100%**

Commentaires :
* Définition des installations de cogénération dans le cadre de cette statistique : ETA_{tot} >= 60% und ETA_{el} >= 5%
** Centrales de cogénération sans moteur gaz-/diesel (car elles sont inclues dans les centrales de petite cogénération productrices d'électricité)

4.4. Contribution de la cogénération jusqu'en 2030

Une amélioration des conditions-cadre pour la cogénération dans le plan de remaniement des lois sur l'énergie contribuerait à améliorer immensément la production d'électricité et le rendement du "système énergétique suisse" , sans augmenter la consommation totale des énergies fossiles.

Tableau 12: Production électrique en provenance de la cogénération au gaz naturel

Année	Importation de gaz naturel net		Part du gaz dans la production de la cogénération, en augmentation de 2008 à 2020, max.50% Importation sans cogénération/chauffage à distance 2004	Production supplémentaire, électricité de nouvelles centrales de cogénération	Rendement de nouvelles centrales de cogénération en MW	Consommation supplémentaire pour les pompes à chaleur GWh	Rendement supplémentaire WP MW	Production d'électricité à d'autres fins GWh	Production de chaleur par de nouvelles pompes à chaleur (chiffre annuel 4,0) GWh	Economie de fioul en tonnes
2005	32539			0						
2006	33585			0						
2007	34664			0						
2008	35778	0.08	1355	515	119	170	39	345	680	67'962
2009	36928	0.16	2802	1065	246	351	81	713	1405	140'539
2010	38115	0.24	4345	1651	382	545	126	1106	2180	217'951
2011	39339	0.32	5989	2276	527	751	174	1525	3004	300'431
2012	40604	0.40	7740	2941	681	971	225	1971	3882	388'221
2013	41908	0.48	9601	3648	845	1204	279	2444	4816	481'574
2014	43255	0.56	11578	4400	1018	1452	336	2948	5808	580'751
2015	44645	0.64	13677	5197	1203	1715	397	3482	6860	686'027
2016	44645	0.72	15386	5847	1353	1929	447	3917	7718	771'780
2017	44645	0.80	17096	6496	1504	2144	496	4353	8575	857'534
2018	44645	0.88	18806	7146	1654	2358	546	4788	9433	943'287
2019	44645	0.96	20515	7796	1805	2573	596	5223	10290	1'029'040
2020	44645	1.00	21370	8121	1880	2680	620	5441	10719	1'071'917
2021	44645	1.00	21370	8121	1880	2680	620	5441	10719	1'071'917
2022	44645	1.00	21370	8121	1880	2680	620	5441	10719	1'071'917

2023	44645	1.00	21370	8121	1880	2680	620	5441	10719	1'071'917
2024	44645	1.00	21370	8121	1880	2680	620	5441	10719	1'071'917
2025	44645	1.00	21370	8121	1880	2680	620	5441	10719	1'071'917
2026	44645	1.00	21370	8121	1880	2680	620	5441	10719	1'071'917
2027	44645	1.00	21370	8121	1880	2680	620	5441	10719	1'071'917
2028	44645	1.00	21370	8121	1880	2680	620	5441	10719	1'071'917
2029	44645	1.00	21370	8121	1880	2680	620	5441	10719	1'071'917
2030	44645	1.00	21370	8121	1880	2680	620	5441	10719	1'071'917

Bases du scénario

- Les importations de gaz continuent d'augmenter de 3,2% par an (moyenne 1995-2004) et ne stagneront que de 2015 à 2030, à environ 32,5 TWh.
- Le rôle de la cogénération augmente à partir de 2008. Jusqu'en 2020, la moitié du gaz non utilisé avant 2005 pour la cogénération sera utilisé pour ces centrales.
- Les convertisseurs suivants sont disponibles pour cette production d'électricité :
  - Petites unités de cogénération, par exemple de type Swissmotor
  - micro-turbines à gaz
  - Turbines à gaz
  - Piles à combustible
  - Moteurs Stirling
- Le "Swissmotor" atteint un rendement de 38% [32]. Dans la catégorie dépassant environ les 120 kW_e l'utilisation de la cogénération se concentre sur les maisons pour plusieurs familles, pour des installations industrielles et d'infrastructures (usines, bureaux, écoles, hôpitaux).
- Le rendement annuel moyen est prévu pour 4320 heures (mois d'hiver). Cette période d'utilisation peut être plus élevée pour les installations de cogénération industrielle et plus basse pour les maisons pour plusieurs familles possédant un chauffage solaire en complément (d'abord pour l'eau chaude), alors que dans les entreprises industrielles, elle sera encore plus élevée.
- La production d'électricité provenant de la cogénération (gaz naturel) est ainsi multipliée par 6 jusqu'en 2020, passant de 1673 GWh[33] (2004) à 9794 GWh (2020). La production d'électricité issue du gaz naturel augmente de GWh.
- Le rendement installé augmente de 490 MW (2002) à 1880 MW pour dépasser 2300 MW.

Grande centrale à gaz ou centrale de cogénération ?

Il existe une sorte de conflit d'objectifs entre l'utilisation du gaz naturel dans les grandes ou dans les petites installations :

- Les grandes installations (centrales à gaz et à vapeur TGV, en allemand GuD) atteignent un rendement plus élevé (environ 55-58%), mais la récupération non garantie - donc plus chère - de toute la chaleur pose problème. Dans les grandes centrales à gaz, comme il faut transporter la chaleur sur de plus longues distances et que l'utilisation du réseau à distance est coûteux, on n'utilise souvent qu'une petite partie de la chaleur. Pour neutraliser les émissions de CO_2 ,les grandes centrales doivent faire de plus gros investissements dans les pompes à chaleur que les petites centrales de cogénération.
- Les petites installations peuvent produire de la chaleur partout où un utilisateur est présent. Leur intégration au réseau est plus simple, mais leur rendement électrique est un peu plus faible (35-40%). Et pourtant, leur efficacité totale avec utilisation de la chaleur est de plus de 90 % et dépasse celle des grandes centrales.
- Une centrale de cogénération à la place d'une centrale à gaz signifie 30-40% d'économie d'énergie et de CO_2. Dans les prochaines décennies et jusqu'à la conversion complète aux énergies renouvelables, les installations de cogénération décentralisées sont incontournables. D'un point de vue écologique, la petite cogénération est plus conseillée pour la Suisse que les grandes centrales.

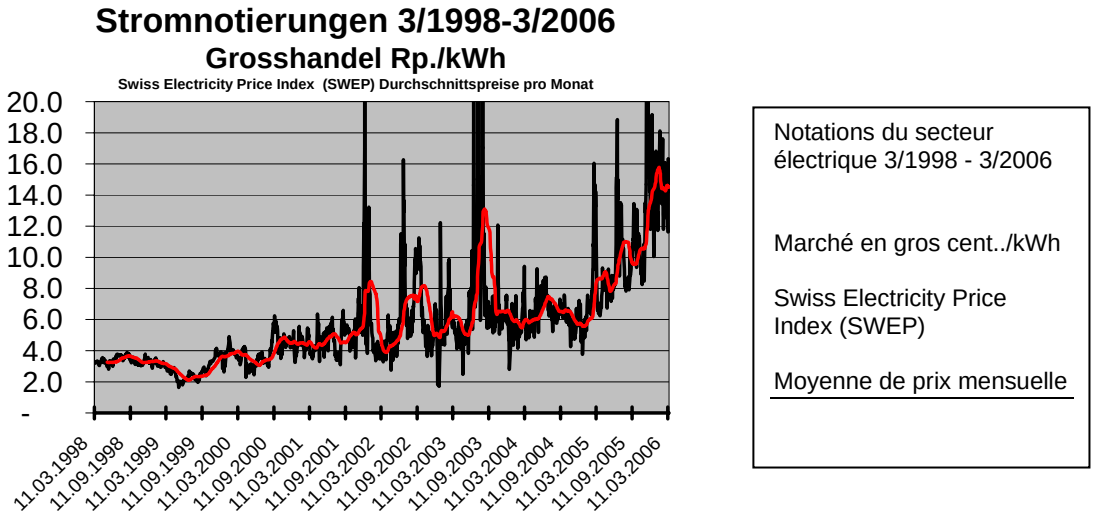
[32] Association Suisse de l'Industrie Gazière (VSG), Rapport annuel 2004, page 12.

[33] Une partie de la production d'électricité de la cogénération provient aussi de diesel et autres agrégats. Ces composants ne sont pas listés dans la statistique énergétique générale. Les apports calculés dans le modèle sont tous attribués au gaz naturel. L'utilisation du biogaz et du kVA sera traitée à part.

Pour mettre en place une stratégie de cogénération, il faut surmonter différents obstacles :

- Les investissements décidés en solitaire par les grandes entreprises d'électricité ne suffisent plus, toute une gamme de décisions d'investissement doivent se prendre à tous les niveaux. Le Contracting peut apporter une aide efficace dans ce domaine.
- Il faut éliminer les obstacles bureaucratiques (par exemple la chicanerie des déductions d'indemnisation) à l'injection de courant propre dans le réseau.
- Le canton de Zurich offre la possibilité de rendre la cogénération obligatoire dans les grandes centrales thermiques : le *§ 48 peut n'octroyer de permis d'exploitation à une centrale thermique dont la puissance calorifique dépasse 2 mégawatt que si une installation de cogénération existe, pour des raisons de compatibilité environnementale, de rendement et de facteurs inhérents à l'entreprise*[34].
- Une stratégie de cogénération permettrait le développement rapide d'installations de production d'électricité supplémentaires. Pour l'instant, la technologie se concentre sur les moteurs et turbines à gaz, mais elle peut à long terme inclure les piles à combustible et le moteur Stirling. A court terme, ce sont les installations de taille moyenne et décentralisées, situées dans des établissements industriels avec des besoins en chaleur élevés qui sont les plus performantes. A moyen terme, la technologie de la cogénération sera accessible à tous les types de chauffage.

Schéma 15: Swiss Electricity Price Index (SWEP)



Régulation de l'environnement

L'augmentation des coûts de chauffage et d'électricité rend une utilisation combinée au gaz naturel beaucoup plus attractive aujourd'hui que dans les années 90. Par ailleurs, la taxe pour l'utilisation du réseau électrique est maintenant supprimée lorsque la production d'électricité est destinée à une consommation personnelle[35]. L'impact de la cogénération peut donc s'accroître considérablement, du moins si les grands groupes électriques cessent d'entraver le développement de cette technique (comme ils le faisaient inlassablement dans le passé).

Au niveau légal, des tarifs de rétribution plus favorables à l'injection dans le réseau d'électricité provenant de la cogénération, ainsi que l'autorisation du net metering (pour le

[34] Directive sur les exigences techniques pour la construction, les installations et les équipements (directive spécifique I pour le bâtiment), BBV I 49, 6 mai 1981.

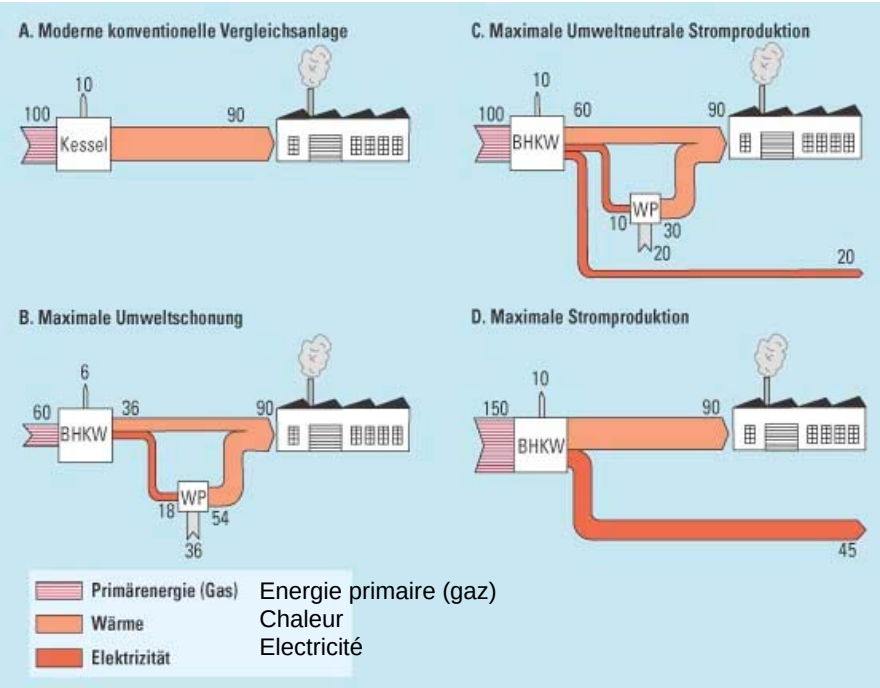
[35] Loi sur l'approvisionnement en électricité, article 14.2 : le modèle de tarification au point de sortie ne considère pas l'utilisation du réseau par les producteurs. L'article 15 § 4b traite du principe de report des coûts profitable à une injection décentralisée, car réduisant la taxe d'utilisation du réseau.

rachat des excédents, le compteur tournant à l'envers) peuvent rendre les centrales de cogénération encore plus intéressantes.)[36].
Dans les années 90, les prix de gros de l'électricité étaient bien en dessous de 5 cent./kWh. Ce n'est plus le cas aujourd'hui.

4.5. Neutralisation des émissions de CO_2

A première vue, produire de l'électricité dans une centrale de cogénération nécessite un surcroît d'énergie fossile. Il est toutefois possible de compenser cet effet,

a) si cela entraîne une diminution de l'achat d'électricité en provenance des centrales à charbon européennes, ou
b) si au moins un tiers de la production d'électricité est utilisée dans les pompes à chaleur, lesquelles remplacent à leur tour les chauffages au fioul (ou au gaz sans cogénération) (Variante C ci-dessous, neutre en CO_2).



A. Installation conventionnelle moderne, pour comparaison

B. Respect maximum de l'environnement

C. Production d'électricité, la plus neutre possible pour l'environnement

D. Production maximale d'électricité

Schéma 16: Cogénération en comparaison (tableau : Office fédéral de l'énergie)[37]

Pour assurer une production d'électricité neutre en CO_2, il faut remplir les conditions suivantes :

- Utiliser un tiers de la production d'électricité à partir de gaz naturel pour le fonctionnement des pompes à chaleur (avec un coefficient de performance de 4.0). L'objectif est surtout de remplacer le chauffage au fioul[38], en raison de l'augmentation du prix du pétrole et des réglementations sur l'air. Une diminution de la consommation de pétrole de 1,07 million de tonnes est ainsi réalisable, ce qui correspond à 9,1% de la consommation totale de pétrole en 2004, soit 20% de la consommation de fioul domestique.
- La réduction des combustibles fossiles grâce aux nouveaux poêles à bois (qui remplacent le chauffage au fioul) et grâce à des standards plus performants dans la construction (par

[36] Sur ce point, il faudrait sans doute revoir l'article 7 § 2 de la loi sur l'énergie comme ceci (la modification est soulignée) : L'électricité en provenance d'une installation de cogénération à combustible fossile est reprise à un prix orienté à celui du marché pour des énergies de même valeur au niveau de leur injection dans le réseau.
[37] Extrait de : Office fédéral des questions conjoncturelles (Ravel): "Elektrizität im Wärmesektor", Berne, 1991
[38] ou chauffage au gaz conventionnel

exemple les maisons de Minergie) n'est pas pris en compte dans ces réductions de CO_2. Souvent, des pompes à chaleur sont installées lors de l'assainissement complet d'un bâtiment et nécessitent moins d'énergie.

- Une autre réduction possible de CO_2 non répertoriée provient de l'amélioration du coefficient de performance des pompes à chaleur.

Dans cette stratégie de cogénération, la capacité des pompes à chaleur devrait passer jusqu'en 2020/2030 des 1314 MW actuels à environ 1880 MW, un accroissement de 143 %. Les chances d'y parvenir sont bonnes, l'objectif sera sans doute atteint bien plus tôt que prévu. Le rendement des pompes à chaleur est passé de 823 MW à 1314 MW entre 1990 et 2004. 87.000 pompes à chaleur étaient en service en 2004.

Une stratégie de cogénération présente de nombreux avantages :

- Grâce au compétences locales, la plupart des installations peuvent être fabriquées en Suisse.
- Augmentation de la plus-value et de l'efficacité énergétique en général.
- Moins d'importations d'énergies primaires de régions en crise (pétrole).
- Une structuration décentralisée de la production d'électricité améliore la sécurité de l'approvisionnement.
- Même si les besoins en électricité augmentent, les installations de cogénération limitent l'élargissement du réseau, les coûts sont donc moindres pour tous les consommateurs.

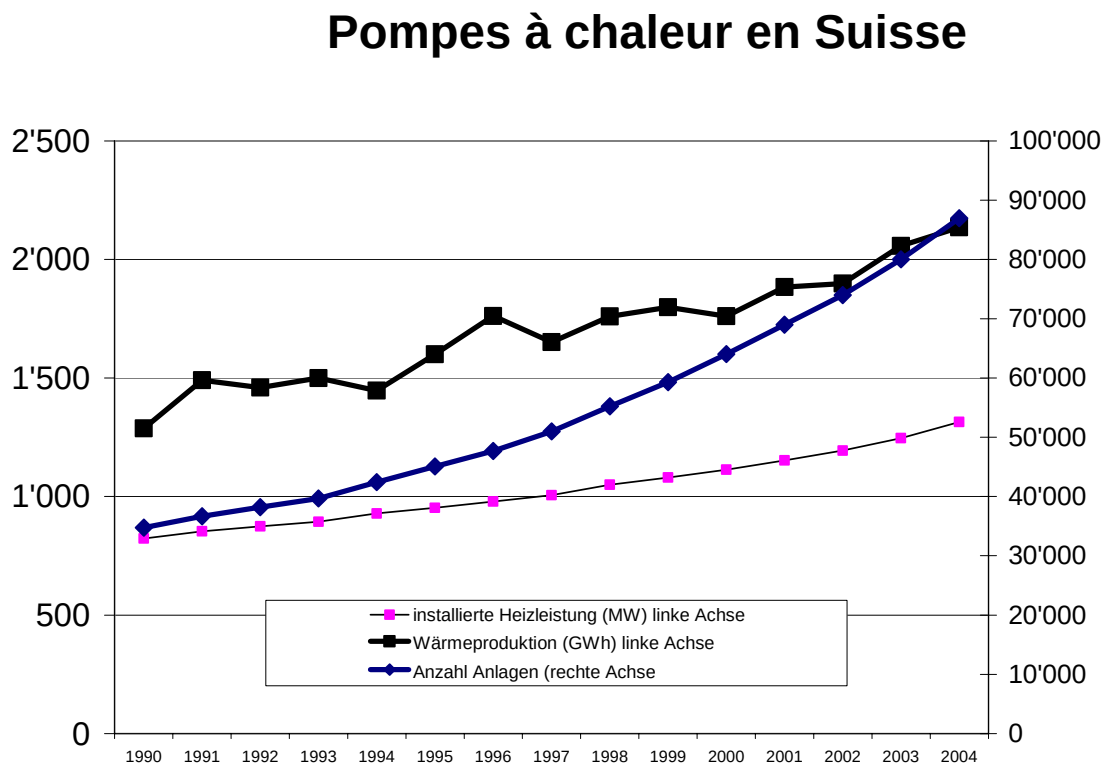


Schéma 17: Evolution du nombre et du rendement des pompes à chaleur en Suisse

5. Rôle de l'énergie nucléaire

Ce document traite des stratégies de remplacement des centrales nucléaires.
En réduisant les risques nucléaires, la Suisse gagne en sécurité. L'énergie nucléaire est risquée sur les plans écologique et économique, car elle comporte à la fois des *risques de contamination radioactive* et des *risques pour la sécurité de l'approvisionnement*.

Un accident grave ou un acte terroriste entraînerait la fermeture de nombreuses installations, et par cet effet domino, c'est toute la sécurité de l'approvisionnement en énergie de la Suisse qui est menacée.
Seules une diversification de la production d'électricité et l'utilisation de ressources énergétiques renouvelables sont en mesure de garantir un approvisionnement assuré.

En essayant de prolonger la durée de vie des centrales nucléaires existantes, la branche nucléaire augmente les déficits au niveau de la sécurité. L'intérêt des investisseurs privés pour de nouvelles centrales nucléaires étant très limité, ce sont les grands groupes électriques du secteur public qui dominent le marché. Leur monopole et les bénéfices qu'ils en tirent les inclinent à s'adonner à une sorte de philosophie du nucléaire.
Malgré des programmes de développement en Chine et en Inde, la part du marché mondial du nucléaire est en déclin, alors que la production d'électricité à partir des énergies renouvelables augmente à un rythme dynamique et croissant (évidemment aussi en Inde et en Chine).

Renoncer à construire de nouveaux réacteurs, cette exigence repose sur des raisons techniques, économiques et sociales, brièvement présentées ici :

- La technologie ne permet pas de supprimer les **risques du nucléaire pour la sécurité** : **risques d'accidents, absence d'assurance de responsabilité civile, déchets hautement radioactifs sur de très longues durées, prolifération, émissions à faibles doses lors du fonctionnement au quotidien des installations nucléaires**[39] .
- Ces coûts externalisés font de l'énergie nucléaire la forme de production d'électricité la plus subventionnée au monde.
- L'**attaque terroriste** est un nouveau facteur de risque supplémentaire pouvant toucher des centrales en fonctionnement, des transports de matières radioactives et des installations de stockage de déchets.
- Le secteur nucléaire manque également de **personnel** jeune et motivé. Peu d'étudiants s'intéressent encore à la physique nucléaire, l'étude des énergies renouvelables les attire bien davantage. Ce phénomène est une entrave, sinon un danger pour la sécurité du fonctionnement des centrales nucléaires.
- Son énorme besoin en **eau de refroidissement** rend l'énergie nucléaire inattractive pour beaucoup de régions du monde. Autant la sécheresse que les inondations entraînent des dysfonctionnements, qui d'ailleurs ont déjà obligé la Suisse et la France à arrêter des centrales[40] .
- La **ressource de base** de l'industrie nucléaire, l'uranium, n'est pas assurée si les centrales se multiplient, le prix de l'uranium ayant déjà été multiplié par quatre en deux ans. Les centrales actuelles profiteront encore durant une dizaine d'années des prestations préalables octroyées par le secteur militaire (matériel pour la bombe atomique), mais qui sont en diminution constante. Une Renaissance de l'industrie nucléaire exigerait de passer à des combustibles plus coûteux et plus risquants (plutonium, thorium, uranium à faible concentration).
- Avec l'énergie nucléaire, la **dépendance vis-à-vis de l'étranger** augmente, qu'il s'agisse de l'extraction de l'uranium, de son enrichissement, de la construction de réacteurs, du conditionnement des barres de combustible usé ou du personnel des entreprises.

[39] Ces émissions radioactives se produisent surtout lors de l'extraction de l'uranium et de l'enrichissement des combustibles.
[40] Ole von Uexküll : "Energy and Water, Exploring the Relationship Between Energy and Water", voir aussi : http://www.rmi.org/sitepages/pid1141.php

- L'ouverture du marché de l'électricité entraîne la non-rentabilité de technologies à investissements et taux d'amortissement élevés dès qu'elles ne reçoivent plus de subventions transversales. Investir dans des centrales nucléaires signifie prendre un important **risque financier**, les coûts ne pouvant plus comme auparavant être reportés sur l'Etat ou sur le consommateur.
- La concurrence conduit aussi à épargner sur les dépenses liées à la sécurité et à les déléguer au service public. C'est en particulier le cas pour le stockage des déchets, dont les coûts ne sont assurés que pour quelques décennies.
- Les auditions durant la modification de la loi fédérale sur l'assurance responsabilité civile en matière nucléaire montre que le lobby nucléaire, qui dispose d'une solide majorité au Conseil fédéral, n'est pas du tout disposé à renoncer à ses immunités et à ses privilèges en matière d'assurance civile. Face à la dimension du risque, une augmentation de la somme de cette assurance civile de 1 à 2 milliards de francs suisses est ridiculement faible et correspond à peine à l'augmentation des prix depuis le début de l'industrie nucléaire.
- Jusqu'à présent, les dépenses les plus élevées du nucléaire, en particulier les déficits dus à la fabrication et à l'enrichissement des combustibles, étaient prises en charge par des **fonds publics**. En Suisse, le tarif mixte permettait aussi aux centrales nucléaires de bénéficier des aides importantes allouées à l'hydraulique. La situation de concurrence rendra ce procédé plus difficile à l'avenir, comme le montre déjà la plainte déposée par la Fédération européenne des énergies renouvelables (EREF) auprès de la Commission européenne contre les modalités financières du réacteur EPR vendu par la France à la Finlande[41].
- Sur le plan économique, la construction de nouvelles centrales nucléaires a toujours représenté des coûts énormes, comparativement à ceux des autres centrales. La soi-disante baisse des prix des réacteurs n'est pas prouvée et se fonde sur la vente d'un grand nombre de réacteurs. La dernière centrale nucléaire terminée en Europe avec une facture transparente, Sizewell B en Grande-Bretagne, a coûté pour son rendement de 1258 MW 5 milliards d'euros, soit plus de 7,5 milliards de francs suisses (6000 francs suisses/MW)[42]. Le coût de la centrale nucléaire de Leibstadt s'élevait, d'après le fabricant, à 4,8 milliards de francs suisses en 1984, ce qui correspond à 6.96 milliards de francs suisses en 2004[43].
- Les récentes mesures conçues pour faire face à des attaques terroristes et la montée des prix de l'acier augmentent encore la facture des nouveaux réacteurs. La baisse des prix suggérée sera donc annulée, du moins en partie.

A l'international, c'est l'énergie éolienne qui vole sa place au nucléaire. C'est le cas en Europe, avec plus de 6000 MW mis en service en 2005, mais aussi - et de plus en plus - dans des pays comme la Chine, l'Inde et le Brésil, où de meilleures conditions-cadre contribuent à un plus haut taux de croissance de l'éolien.

Si les risques liés au nucléaire sont admis par beaucoup de pays, c'est parce que le lobby nucléaire a toujours su suggérer l'irremplaçabilité de cette énergie. Mais l'arrivée en force de l'éolien et l'évolution de sa technologie (lignes de transmission, stockage) élève sa part de marché de 30 à 50% (comme au Danemark, dans le Schleswig-Holstein, le Mecklenburg-Vorpommern, etc.). La thèse de "l'irremplaçabilité" de l'énergie nucléaire n'est donc plus crédible.

---

[41] EREF (European Renewable Energies Foundation) a demandé une enquête à la Commission européenne, car les coûts - officiellement déclarés avantageux - du réacteur finlandais ne peuvent être couverts qu'avec une multitude de subventions publiques directes et indirectes. La plainte d'EREF devant la Commission européenne parle de "serious and orchestrated concertation and action“ aiming „to reduce economic risks related to the projects…to a level which is unheard of in any power plant deal or any energy supply since liberalization of the energy market in 1996”. Selon EREF, le prix dumping implique des prises en charge par des fabriquants du secteur public, des garanties publiques contre les risques à l'exportation et des crédits à des taux d'intérêt très bas. Les subventions connues sont les suivantes :

- Un prêt de la Banque bavaroise BLB d'un montant de 1,95 milliard d'euros, à un taux d'intérêt de 2,6%
- Des contrats d'achat ferme qui contournent la réglementation européenne sur l'approvisionnement énergétique
- Des garanties contre les risques à l'exportation payées par des institutions suédoises et françaises.

[42] Steve Thomas : "The economics of new nuclear power plants and electricity liberalisation: Lessons for Finland from British experience, Senior Research Fellow, Public Service International Research Unit (PSIRU)", University of Greenwich.

[43] Indexation calculée selon l'indice suisse des prix à la consommation.

Des pays comme le Danemark, l'Allemagne, l'Italie, l'Espagne, et Portugal et l'Autriche donnent chaque jour la preuve que le potentiel des énergies renouvelables peut augmenter dès que la dominance politique quasi obsessionnelle du lobby nucléaire et son obstruction face aux énergies renouvelables et à l'efficacité énergétique disparaissent.

Cependant, nous avons encore du chemin à faire en Suisse, comme le montre l'opposition des grands opérateurs (Atel, Axpo, BKW) par rapport à la fixation des tarifs de rachat. Mais la Suisse ne peut plus ignorer longtemps la dynamique des pays avoisinants et finira bien par en comprendre l'intérêt.

Nouvelle législation sur le nucléaire en Suisse

Indiquons pour finir que depuis 2005, la Suisse dispose dans sa législation de nouvelles conditions-cadre pour l'énergie nucléaire :

- la possibilité de traduire devant le tribunal fédéral des exploitants si la sécurité en matière d'accidents, d'actes terroristes et de séismes
- la possibilité de soumettre à référendum la construction de nouvelles installations nucléaires.

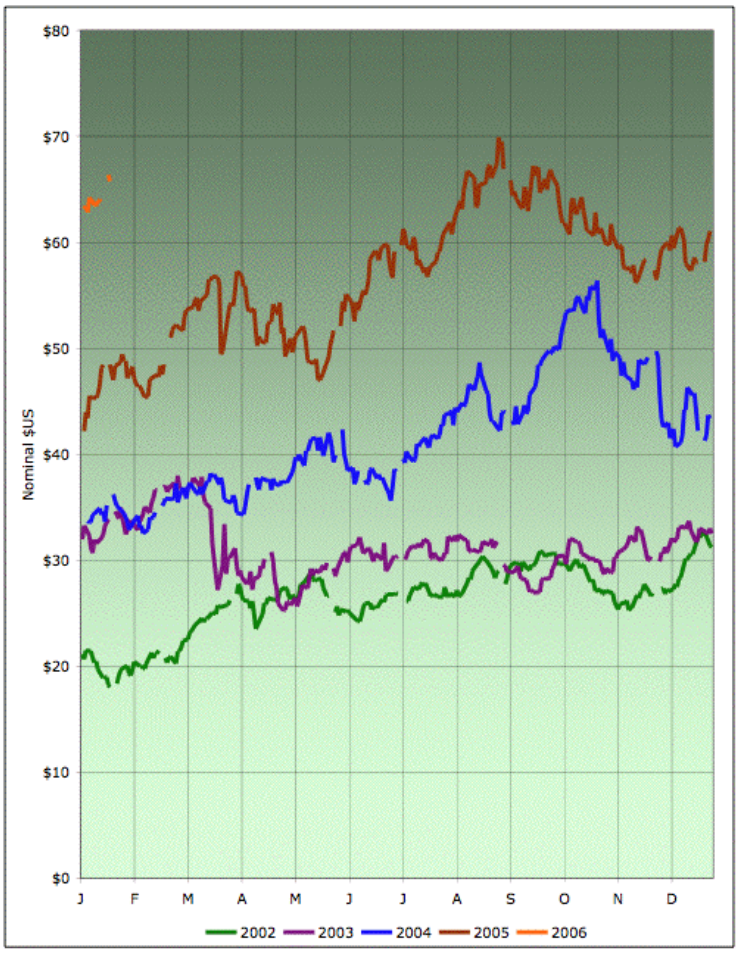
On sait que le référendum d'initiative populaire atteint plus facilement une victoire du non que du oui. La résistance au nucléaire se poursuivra à l'avenir et il existe désormais sur le marché de nombreuses sources d'approvisionnement en électricité propre, capables de remplacer sans problème l'énergie nucléaire.

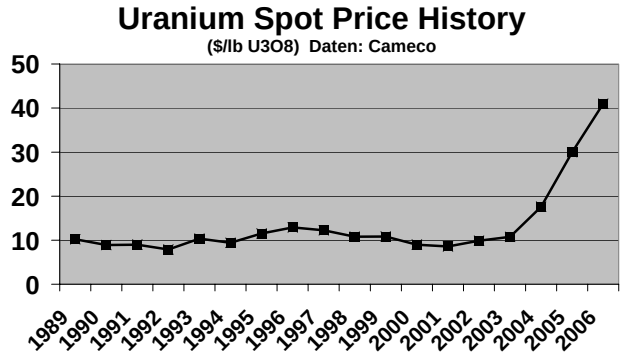
Il est donc très improbable que le lobby nucléaire puisse renouveler ou agrandir sans difficulté les centrales actuellement en service. Son seul "succès" consiste aujourd'hui à bloquer les énergies renouvelables dans le pays, mais cela ne signifie en aucun cas une renaissance de l'énergie nucléaire.

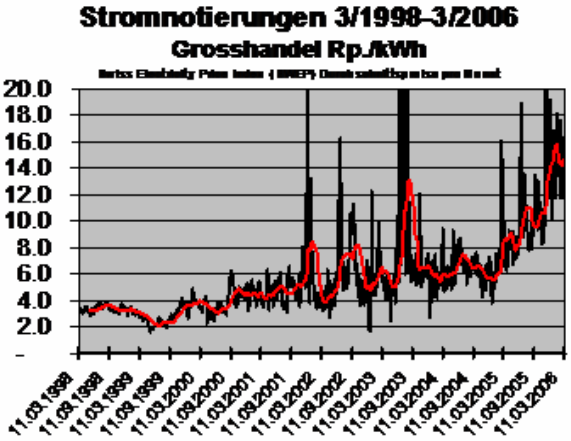
Il existera encore à l'avenir des groupes faisant preuve de courage civil qui utiliseront tous les moyens juridiques à leur disposition pour lutter contre les immenses risques du nucléaire.
Ils n'ont d'ailleurs pas d'autre choix pour faire avancer les énergies renouvelables.

6. Prix, coûts et régulation de l'environnement

6.1. Evolution des prix de l'énergie







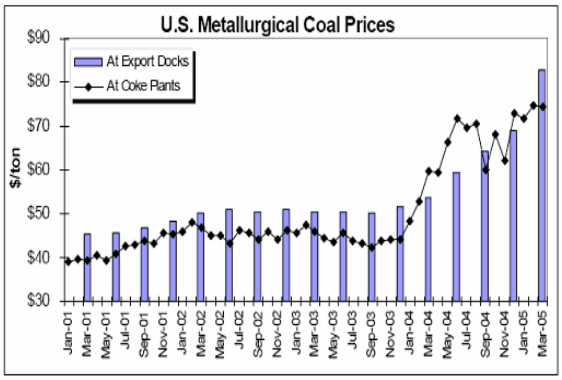


Schéma 18, 19, 20, 21: Evolution des prix du pétrole (en $ par baril), de l'uranium, du charbon (USA) et de l'électricité

Les récentes augmentations des prix du pétrole, du gaz, du charbon et de l'électricité ont beaucoup contribué à améliorer dans le monde entier la position des énergies renouvelables sur ce marché où règne la concurrence. Maintenant que l'intérêt des investisseurs est éveillé, les renouvelables booment dans de nombreux pays : la demande en turbines éoliennes, modules photovoltaïques, poêles à pellets, pompes à chaleur est telle que l'offre ne suffit plus, il faut attendre parfois des années pour que ces équipements soient à nouveau disponibles sur le marché; leur taux de croissance est donc très élevé (de 30 à 50% par an).

La montée du prix du pétrole entraîne celle du prix du gaz[44], ce qui influence directement le prix de l'életricité. Ceci d'autant plus qu'avec le protocole de Kyoto, l'exploitation du charbon ne peut guère progresser en Europe (d'ailleurs, le prix du charbon augmente même aux Etats-Unis et en Chine, suite à "l'input fossile" généré par son extraction et son transport).

6.2. Coûts et bénéfices des énergies renouvelables

Une estimation coût / bénéfice de ce scénario n'est pas possible ici pour différentes raisons :

- Le rapport coût / bénéfice net d'une stratégie qui inclue l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables dépend de l'estimation des prix de la concurrence pétrole et gaz. Ce genre de pronostics ne fait pas l'objet de ce rapport.
- Toutes les techniques d'exploitation des énergies renouvelables deviennent moins coûteuses dès qu'elles sont fabriquées en masse. La position des énergies renouvelables face à la concurrence des non-renouvelables en concurrence ne peut donc que se renforcer.

Une estimation des coûts des scénarios se doit d'évaluer aussi les **bénéfices des différents modes d'investissement**, parmi lesquels :

- la suppression des coûts de fabrication de nouvelles centrales nucléaires
- la suppression du risque d'accident nucléaire pour la population
- les économies financières grâce à l'efficacité énergétique
- une plus grande sécurité de l'approvisionnement grâce à la diversification des ressources et des lieux d'exploitation
- une majoration très modérée des coûts du réseau grâce à une production d'électricité décentralisée
- une diminution des coûts externes grâce à la baisse des émissions (et de la contamination de l'air et de l'eau, des dérèglements climatiques, des pertes de récolte, etc.)
- des effets de multiplicateur pour les énergies locales et la création d'emplois, aussi pour d'autres ressources (biomasse, éolien)
- la mise en valeur de nouveaux marchés d'exportation
- des effets d'apprentissage technologique et de multiplicateur scientifique pour les technologies de l'avenir.

Il est important de noter aussi cette différence fondamentale avec les ressources énergétiques jusqu'ici utilisées en Suisse, pétrole, gaz naturel et uranium : **Le coût de toutes les énergies renouvelables envisagées est stable**. Un coût stable signifie :

- elles utilisent des énergies primaires locales ou étrangères disponibles et renouvelables, (vent, hydraulique, géothermie, solaire, biomasse)
- les énergies renouvelables ne sont pas soumises aux fluctuations des prix des énergies fossiles. D'ailleurs, si leur utilisation est maîtrisée, les coûts externes sont très réduits.
- elles apportent une utilisation complémentaire à des ressources énergétiques déjà utilisées localement (déchets ménagers, gaz naturel, biomasse) et augmentent ainsi l'efficacité des infrastructures existantes, ce qui provoque indirectement une baisse des coûts, surtout pour les énergies primaires.

[44] En Suisse, tous les contrats d'approvisionnement en gaz sont liés au prix du pétrole (information fournie par l'Association Suisse de l'Industrie Gazière (VSG).

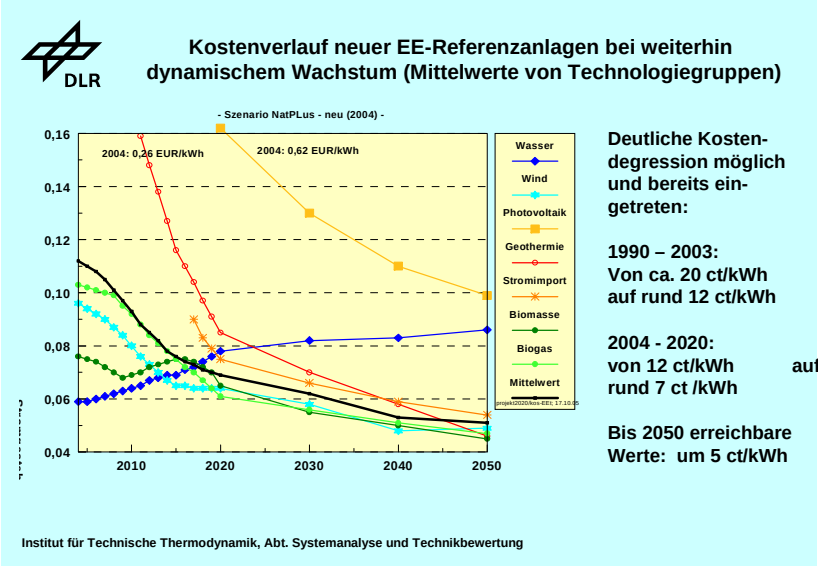


Schéma 22: Evolution des coûts de l'installation allemande de référence, avec énergies renouvelables

Les prix de revient spécifiques des énergies renouvelables diminuent.

Après la montée passagère des frais supplémentaires destinés à couvrir la tarification, une baisse est attendue en Allemagne au plus tard en 2015.
La hausse des cotations sur le marché spot les rendront aussi moins onéreuses, mais n'est pas représentée ici.

Nette dégression possible et déjà amorcée :
1990 - 2003 : de 20 ct/kWh à 12 ct/kWh
2004 - 2020 : de 12 ct/kWh à 7 ct/kWh
Indices possibles jusqu'en 2050 : environ 5 ct/kWh

6.3. Régulation de l'environnement

Le scénario de transfert d'énergie publié ici suppose que les technologies en service dans le pays et à l'étranger poursuivent leur essor actuel. Par ailleurs, des conditions-cadre au niveau de la législation sont à définir :

- Exonération des frais de réseau pour la production d'électricité décentralisée permettant une utilisation personnelle[45]
- Pas de nouvelles centrales nucléaires avant 2030 (il faut gagner les référendum !)
- Pas de prolongation de l'exploitation des centrales nucléaires au-delà de 40 ans (discutable), pas d'augmentation de leur puissance, fermeture en 2024 de la dernière centrale nucléaire existant actuellement (optimiste)
- Respect des réglementations sur l'eau restante pour l'hydraulique
- Tarifs d'injection couvrant les coûts moyens de production pour le courant issu d'énergies renouvelables et du compostage, comme notifié par le Conseil national dans la loi sur l'approvisionnement énergétique[46]
- Tarification au prix de revient du marché pour le courant injecté dans le réseau (loi sur l'énergie en vigueur, article 7 § 2)
- Garantie contre les risques pour les installations géothermiques (selon la loi sur l'approvisionnement en électricité)
- Délimitation d'un nombre suffisant de zones pour les éoliennes, en Suisse et à l'étranger
- Amélioration de l'infrastructure du réseau continental

Exemples de réussite d'initiatives étrangères encourageant les nouvelles technologies

A l'étranger, l'instrument d'une tarification couvrant les coûts de production est opérationnel depuis 1990. Le Danemark (1985), l'Allemagne (1990) et l'Espagne (1995) l'ont introduit pour

[45] Loi sur l'approvisionnement en électricité, article 14.2. : le modèle de tarification au point de sortie ne considère pas l'utilisation du réseau par les producteurs. L'article 15 § 4b traite du principe de report des coûts profitable à une injection décentralisée, car réduisant la taxe d'utilisation du réseau.
[46] Plafond des frais complémentaires à 0,3 Rp./kWh; aucune technique ne doit être rémunérée à plus de 50%.

l'éolien. La loi sur les énergies renouvelables en Allemagne a étendu ce modèle porteur de succès à toutes les énergies renouvelables.

Ces pays comptent aujourd'hui parmi les plus en pointe pour l'exportation de ces techniques énergétiques, tandis que la Suisse - à l'origine aussi une pionnière - est passée à côté des nouvelles techniques en raison des blocages continus des lobbies de l'économie et du nucléaire.

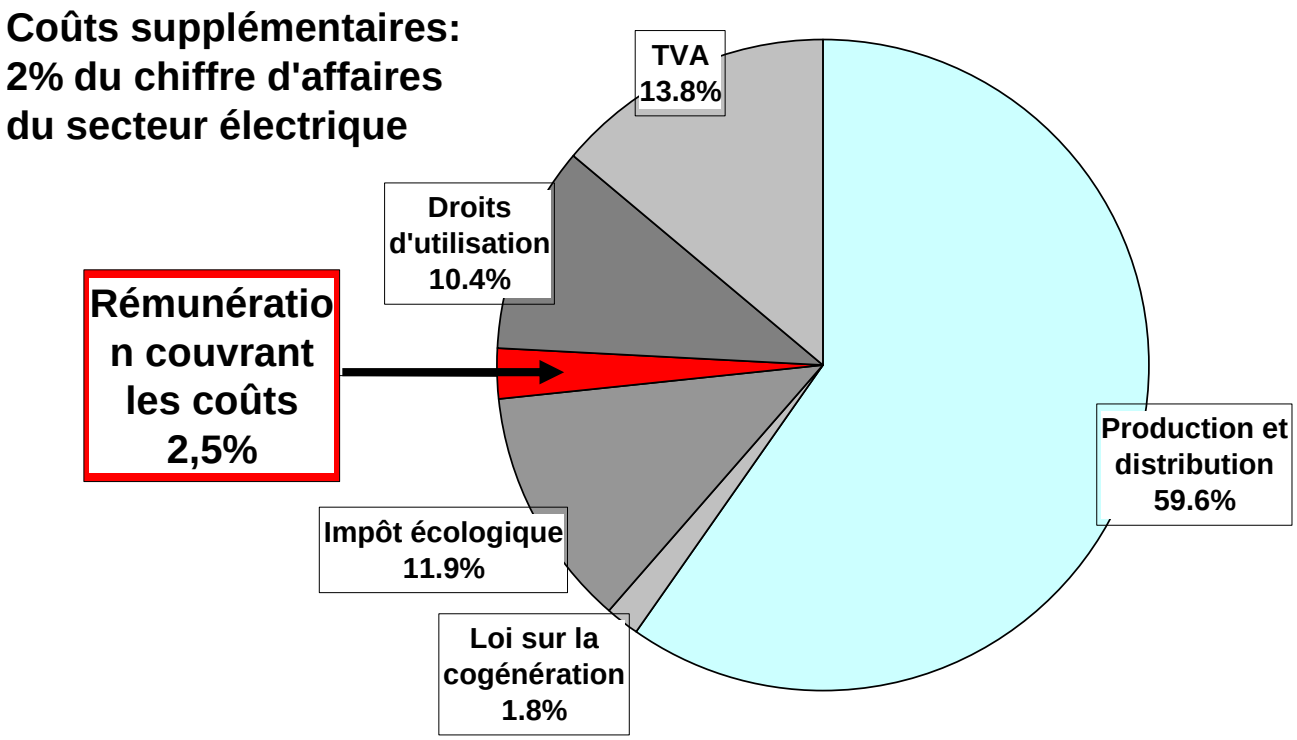


Schéma 23: Coûts supplémentaires pour couvrir les prix de production

En Allemagne, cette tarification couvrant les prix de revient de la production de courant propre augmente le prix de l'électricité d'environ 2,5% (données de 2003); les coûts supplémentaires pour la même quantité de courant nucléaire devraient être plus élevés. Avec la montée du prix de l'électricité, les coûts différentiels des énergies renouvelables sont en baisse :

- La production d'électricité à partir de déchets ménagers, biogaz, biomasse, géothermie et éolien opère dès aujourd'hui à des prix proches de ceux du marché
- Le photovoltaïque est encore onéreux, mais devrait poursuivre son expansion. Des garanties contre un développement trop rapide sont ancrées dans la loi sur l'approvisionnement en énergie (maximum 25 % du plafond des coûts)
- Les coûts de mise en œuvre diminuent peu à peu grâce à la baisse des prix sur le marché mondial, ce dont la Suisse profite aussi.

L'Allemagne n'est pas gâtée par le vent, mais les notations des pointes de consommation électriques sur le marché spot ont atteint 9,4 €C./kWh en décembre 2005, plus que beaucoup d'autres tarifications (plus, par exemple, que les 5,3-8,4 €C./kWh garantis pour le courant issu de l'éolien et de la biomasse). Cela signifie que cet hiver, les centrales éoliennes et de biomasse ont massivement contribué à baisser les prix, durant la journée, de l'électricité allemande et contribueront à l'avenir encore plus fortement à une stabilisation des coûts de l'électricité jusqu'à un niveau inférieur.

Tableau 13 Plafond actuel d'une rémunération couvrant les prix de revient en Allemagne

Le tableau suivant indique les tarifications actuellement en vigueur en Allemagne pour les énergies renouvelables :

Rémunération en €-cents/kWh (1 € = 1.55 CHF)	2006
Electricité solaire : dégression 5-6.5% par an	
Toit < 30 kW	51.8
Toit < 100 kW	49.3
Toit > 100 kW	48.7
Façade < 30 kW	56.3
Façade < 100 kW	53.8
Façade > 100 kW	53.2
Installation en extérieur	42.7
Electricité de cogénération à la biomasse, dégression 1.5% par an	-
jusqu'à 150 kW	13.1
jusqu'à kW	11.5
jusqu'à 5 MW	10.6
5 MW - 20 MW	10.1
Electricité à partir de gaz de décharge et de stations d'épuration, jusqu'à 500 kW	7.5
jusqu'à 5 MW et plus	6.5
Electricité de géothermie, dégression 1% par an	-
jusqu'à 5 MW	14.7
jusqu'à 10 MW	13.7
jusqu'à 20 MW	8.8
à partir de 20 MW	7.0
Electricité éolienne, dégression 2% par an	-
onshore tarif de base	5.3
onshore (au moins 5 ans)	8.4
offshore tarif de base	6.2
offshore (premières 12 années)	9.1
Electricité de petite hydraulique (pas de dégression)	-
jusqu'à 500 kW	14.5
jusqu'à 5 MW	10.0
Augmentation du rendement des grandes centrales hydrauliques (dégression 1% par an)	0
jusqu'à 500 kW	11.3
jusqu'à MW	9.8
jusqu'à MW	9.0
jusqu'à 50 MW	6.7
à partir de 50 MW	5.4

Un regard à l'étranger suffit pour le constater : les nouvelles technologies seront bientôt rentables. D'année en année, la baisse des prix pour les nouvelles installations est constante et fait massivement pression sur les prix. En Allemagne, la dégression suivante est appliquée :

Eolien	- 2 % par an
Biomasse	- 1,5% par an
Géothermie	- 1% par an
Photovoltaïque	- 5% par an
Photovoltaïque en extérieur	- 6,5% par an

Cette dégression est nominale. En réalité, le volume de l'imposition annuelle l'augmente encore.

Entre-temps, ce modèle de rémunération est copié par une douzaine d'autres pays européens, ainsi qu'en Chine, en Turquie, au Brésil et dans certains Etats des Etats-Unis. Et partout où elle est introduite, cette tarification fixe pour l'injection du courant entraîne un boom immédiat.

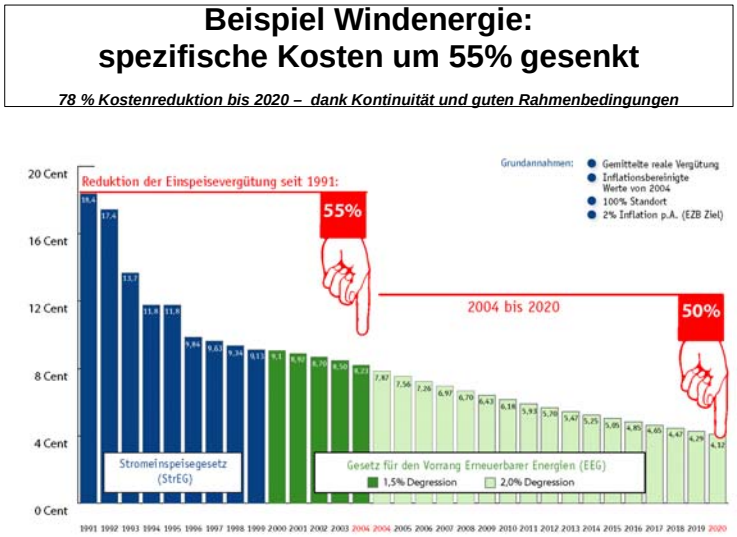


Schéma 24: Baisse de la rémunération officielle pour l'injection de courant éolien en Allemagne, 1990-2020

Le potentiel de diminution des prix est loin d'être épuisé aujourd'hui.

Figure 5: Generation costs of PV electricity[25]

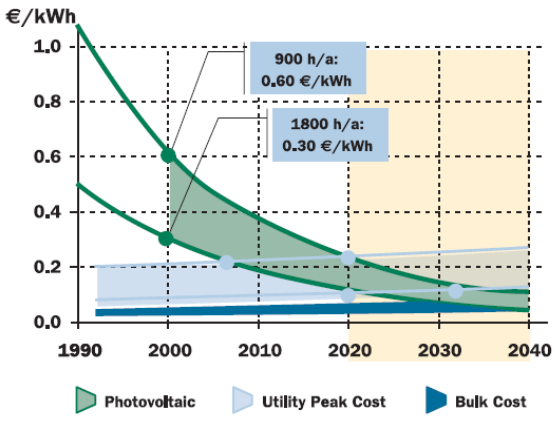
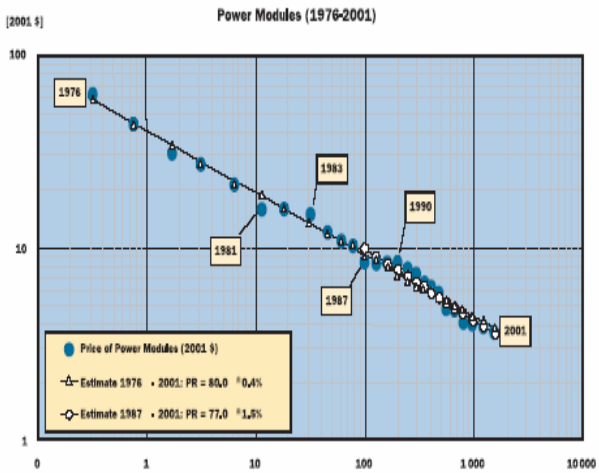


Figure 3: Learning curve – PV module prices (per Watt) against cumulative shipment (in MW)[18]



[25] EPIA: Towards an Effective Industrial Policy for PV (RWE Schott Solar)

Schéma 25 und 26: Evolution des coûts des modules photovoltaïques

(Source: Commission européenne, 2005)[47]

Les courbes d'apprentissage le confirment : à chaque fois que la masse de production cumulée double, les coûts diminuent selon une valeur estimative calculable à l'avance. La capacité concurrentielle n'est donc plus qu'une question de quantités vendues et de temps.

Politique d'obstruction sur le marché de l'électricité

Pour protéger leurs centrales nucléaires contre les opposants, les marchands d'électricité suisses pratiquent depuis des décennies une politique d'obstruction à l'encontre des énergies renouvelables. Ils s'opposent à une rémunération correcte pour les techniques innovantes et empêchent leur mise en place (excepté la ville de Bâle). Ils n'ouvrent le marché à des concurrents potentiels (les producteurs de cogénération, de préchauffage solaire de l'eau chaude) qu'à des prix dérisoires (tarifs de dumping). Ils reportent depuis des décennies la création d'un registre des cancers qui permettrait de comptabiliser les maladies aux alentours des centrales nucléaires, car bien sûr, la population ne doit surtout pas être informée des risques pour la santé qu'engendre l'énergie produite par ces centrales.

Les installations de démonstration réalisées sur le Mont Soleil et ailleurs (éolien, photovoltaïque) ne présentent pour eux qu'un intérêt événementiel ou de marketing. Ils se sont toujours opposés à des conditions-cadre que des investisseurs privés auraient autorisées pour permettre la réalisation et le fonctionnement d'installations de production d'électricité décentralisées.

Depuis 2004, l'Association des entreprises électriques suisses (VSE), poussée par les grands groupes nucléaires (Axpo, Atel, BKW) propage un soit-disant "modèle d'appel d'offres" destiné à contrecarrer le système de tarifs d’achat couvrant les coûts qui avait été accepté par le parlement.

[47] Commission européenne : "A Vision for Photovoltaic Technology, Report by the Photovoltaic Technology Research Advisory Council (PV-TRAC)", Bruxelles, 2005.

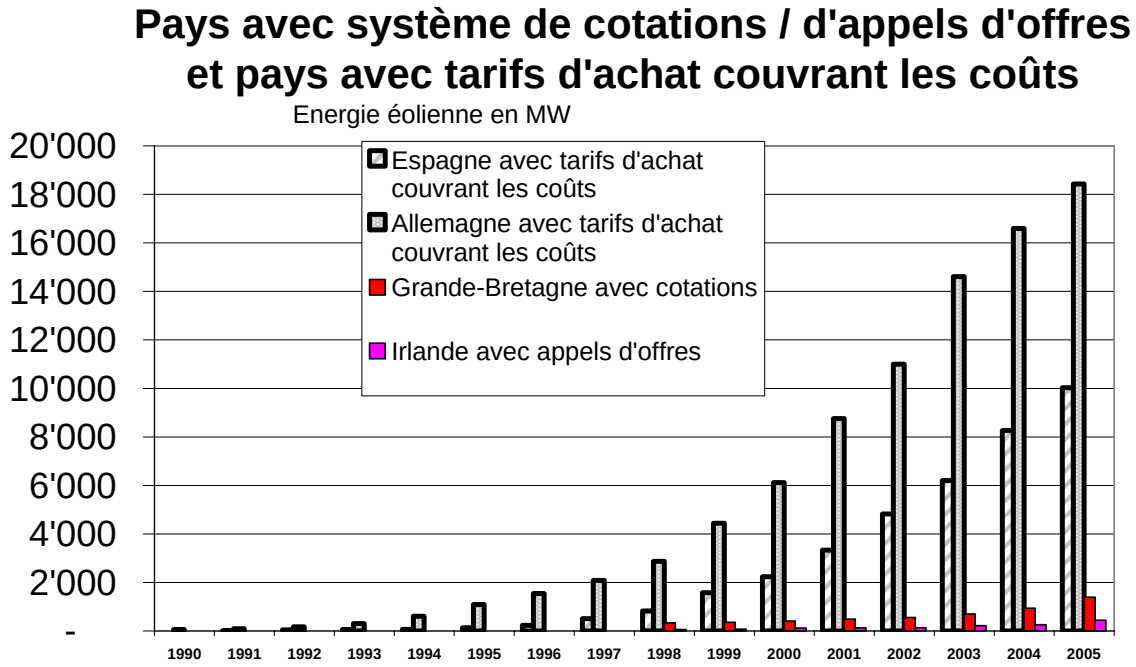
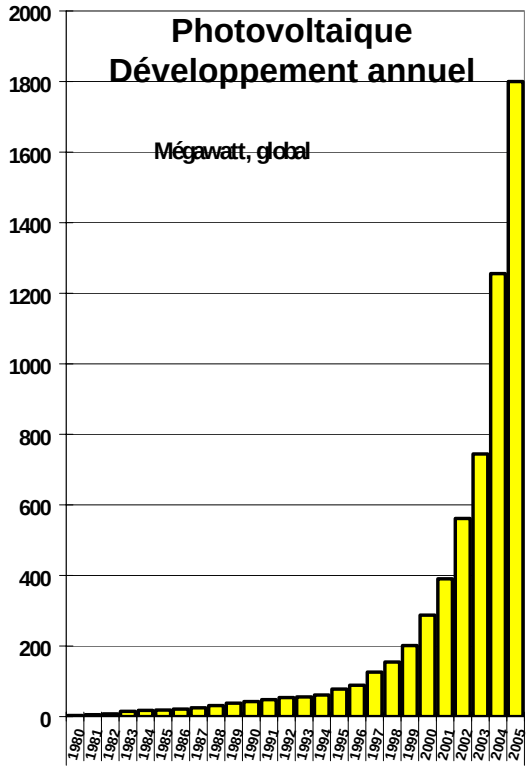
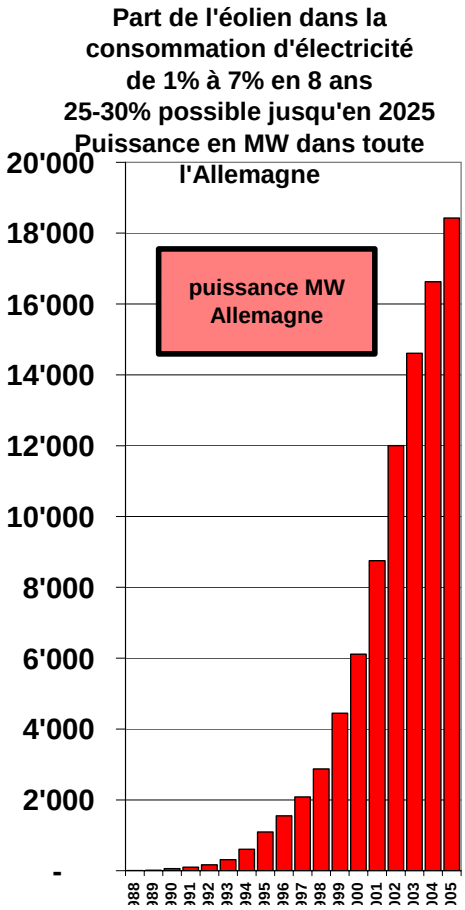


Schéma 27: Comparaison des nouvelles installations éoliennes dans les pays avec des tarifs d'achat couvrant les coûts et dans les pays avec modèles d'appel d'offres ou modèles de cotations

Et pourtant, les expériences faites à l'étranger avec des systèmes d'appel d'offres ou de cotation se sont révélées désastreuses pour les énergies renouvelables. L'Irlande, le dernier pays à pratiquer encore ce système, l'a supprimé en 2005 (après la Grande-Bretagne et l'Autriche) et a opté pour les tarifs d'achat qui couvrent les coûts de revient.
Les modèles d'appel d'offres permettent seulement la réalisation de quelques grands projets, financés par les grands groupes ayant accès au marché des capitaux. Ils empêchent un

large usage des nouvelles techniques et l'arrivée sur le marché de nouveaux producteurs.





Impact économique pour la Suisse

La Suisse est évidemment en mesure de participer au boom des énergies renouvelables, ce ne sont ni les compétences techniques, ni les capitaux qui manquent. Dans le domaine de la recherche en énergie, elle occupe d'ailleurs depuis des décennies une place de choix (dépenses/tête), mais faute de conditions-cadre, les innovations ne sont pas appliquées.

Dans les secteurs photovoltaïque et éolien, les producteurs suisses ont réussi à se profiler dans la sous-traitance (onduleurs, roues d'engrenage, machines à découper les tranches de silicium, techniques de transmission, fibres de carbone, développement de projets, commandes, technologie du plasma, etc.), mais un marché local n'est toujours pas créé.
La Suisse possède le potentiel pour devenir acteur sur le marché mondial dans les domaines de la biomasse, de la géothermie et du photovoltaïque, à condition que l'entrée sur le marché ne lui soit pas systématiquement interdite, comme c'était le cas ces dernières années.

7. Supplément : Scénario de production de la branche électrique suisse

Année	Electricité hydrauliq ue	Electricité de cogénérat ion	Electricité issue des déchets ménagers	Electricité issue du biogaz	Electricité photovolt aïque	Electricité éolienne (Suisse)	Electricité éolienne (étranger)	Electricité géothermi que	Electricité par remplace ment du chauffage électrique	Electricité par stratégie des appareils performan ts	Electricité nucléaire suisse	Contrats d'approvis ionnemen t en nucléaire français	Productio n d'électricit é totale
2005	33992	1673	1671	148	17	13	40	0	0	750	25639	15800	79743
2006	34216	1673	1805	373	20	17	453	0	109	1119	25639	15800	81224
2007	34440	1673	1938	747	22	23	912	0	217	1488	25639	15800	82899
2008	34664	2188	2071	1120	26	30	1'422	0	326	1857	25639	15800	85143
2009	34888	2738	2205	1493	32	38	1'985	21	435	2226	25639	15800	87499
2010	35112	3324	2338	1867	39	48	2'609	46	543	2595	22644	15800	86964
2011	35336	3949	2471	2240	47	60	3'296	76	652	2980	22644	15800	89551
2012	35560	4614	2605	2613	57	74	4'055	113	761	3365	17032	15800	86647
2013	35784	5321	2738	2987	69	91	4'889	156	870	3749	17032	15800	89486
2014	36008	6073	2871	3360	83	111	5'807	209	978	4134	17032	15800	92466
2015	36232	6870	3005	3733	101	136	6'815	276	1087	4519	17032	15800	95606
2016	36456	7520	3138	4107	123	165	7'922	365	1196	4837	17032	14600	97459
2017	36680	8169	3271	4480	149	201	9'135	480	1304	5155	17032	10000	96056
2018	36904	8819	3405	4853	184	243	10'464	629	1413	5472	17032	8400	97818
2019	37128	9469	3538	5227	230	294	11'918	823	1522	5790	17032	8400	101370
2020	37352	9794	3671	5600	290	355	13'116	1075	1630	6108	9191	6500	94682
2021	37576	9794	3671	5600	369	428	14'314	1403	1739	6230	9191	6500	96815
2022	37800	9794	3671	5600	474	516	15'512	1829	1848	6355	9191	3500	96089
2023	38024	9794	3671	5600	611	621	16'710	2383	1957	6482	9191	3500	98544
2024	38248	9794	3671	5600	792	748	17'908	3104	2065	6611	9191	3500	101232
2025	38472	9794	3671	5600	1031	900	19'106	4040	2174	6744	0	3500	95031
2026	38696	9794	3671	5600	1299	1'082	20'304	5258	2283	6879	0	0	94865
2027	38920	9794	3671	5600	1601	1'301	21'502	6840	2391	7016	0	0	98636
2028	39144	9794	3671	5600	1941	1'401	22'700	8898	2500	7156	0	0	102804
2029	39368	9794	3671	5600	2322	1'401	23'898	11572	2609	7300	0	0	107534
2030	39592	9794	3671	5600	2751	1'401	25'096	15050	2717	7446	0	0	113116