

# SORTIE DE SECOURS APRÈS FUKUSHIMA

Depuis Fukushima, la Suisse veut renoncer à la construction de nouvelles centrales nucléaires. Un tournant historique et auquel peu de gens auraient osé croire avant la catastrophe. Mais comment remplacer la production de ces centrales nucléaires en fin de vie par du courant propre? Comment garantir l'approvisionnement énergétique? Comment réduire les émissions de CO<sub>2</sub> et tout ceci sans faire exploser les coûts?

La Suisse dispose de conditions très favorables par rapport à d'autres pays européens : beaucoup d'hydroélectricité, un réseau performant, des lacs de rétention pour la régulation de l'offre et de la demande, un ensoleillement alpin aussi important qu'en Espagne. La confiance envers les nouvelles technologies est encore fragile, mais les énergies propres ne tarderont pas à s'imposer, en Suisse et dans le monde.

Ce livre montre les chemins possibles pour engager la transition, ainsi que les bénéfices pour l'économie suisse. Plus de cent illustrations offrent des réponses à des questions brûlantes d'actualité. Un ouvrage destiné à toute personne souhaitant un avenir libéré des accidents nucléaires et des crises énergétiques ou climatiques.



[www.editionsfavre.com](http://www.editionsfavre.com)

ISBN 978-2-8289-1320-5



9 782828 913205

FAVRE

RUDOLF RECHSTEINER 100% RENOUVELABLE

RUDOLF RECHSTEINER

# 100 % RENOUVELABLE



Réussir la transition énergétique  
vers des énergies propres et  
accessibles à tous

FAVRE



**Rudolf Rechsteiner** (né en 1958) est économiste. Dans ses fonctions de conseiller national (1995–2010), il s'est fortement investi pour obtenir une rétribution à prix coûtant (RPC) du courant injecté et pour des conditions de concurrence équitables sur le marché de l'électricité. Aujourd'hui, il est consultant indépendant en énergie et environnement. Il est aussi chargé de cours aux universités de Berne et de Bâle, ainsi qu'à l'Ecole polytechnique fédérale (ETH) de Zurich.

Rudolf Rechsteiner a accompagné durant 20 ans – dont 12 ans en tant que président – le groupe ADEV, une coopérative énergétique basée à Liestal/Suisse, qui construit et gère des unités de production d'énergie décentralisées : centrales éoliennes, hydrauliques, solaires et de cogénération. Rudolf Rechsteiner est aussi membre du Conseil d'administration des Services industriels de Bâle (IWB), lesquels alimentent avec leurs propres centrales tout le canton de Bâle-Ville en courant 100 % renouvelable.

Rudolf Rechsteiner a également publié : *La victoire verte : la dernière crise du pétrole et après* (2003), *Wind Power in Context* (2008), *Umweltschutz per Portemonnaie* (1990).

Depuis des années, les grandes entreprises électriques suisses freinent l'utilisation des énergies renouvelables. Elles veulent prolonger la durée d'exploitation des centrales nucléaires et construire aussi de nouvelles centrales au gaz. Et pourtant, toutes les conditions sont maintenant réunies pour que notre époque évolue et se débarrasse des énergies nucléaire et fossiles.

Sur le marché mondial, les énergies renouvelables représentent déjà la moitié des nouvelles installations de production d'électricité. En Suisse, la législation bloque encore de nombreux projets, mais personne ne doit se laisser impressionner par le vent de panique et les rumeurs de pénurie que colportent les firmes nucléaires. Les énergies renouvelables sont disponibles à profusion. La transition énergétique d'ici à 2030 sera un fabuleux succès si nous préparons le terrain dès maintenant.

Rudolf Rechsteiner est l'une des personnalités politiques suisses les plus connues dans le domaine des énergies renouvelables. Il explique comment surmonter les obstacles, pourquoi la baisse du prix des renouvelables ouvre des portes, comment une seule génération de citoyens pourra élargir le champ des possibles et renoncer totalement au nucléaire et aux énergies fossiles. Voici un livre qui nous propose un avenir sans nouvelle crise énergétique, avec des sources d'énergie inépuisables produites à des coûts raisonnables, en Suisse et en Europe.

Rudolf Rechsteiner

**100 % renouvelable :**  
**réussir la transition**  
**énergétique vers**  
**des énergies propres**  
**et accessibles à tous**

**Rudolf Rechsteiner**

**100 % renouvelable :**  
réussir la transition  
énergétique vers  
des énergies propres  
et accessibles à tous

**Siège social:**

29, rue de Bourg  
CH-1002 Lausanne  
Tél. +41 21 312 17 17  
Fax +41 21 320 50 59  
lausanne@editionsfavre.com  
**www.editionsfavre.com**

Dépôt légal en Suisse en octobre 2012.

Tous droits réservés pour tous pays. Toute reproduction de ce livre, même partielle, par tous procédés, est interdite.

---

Traduction de l'allemand : sb-traductions

Maquette et mise en forme des graphiques : Xeiro AG, 8730 Uznach

Couverture : Hauptmann & Kompanie, agence de communication, Zurich

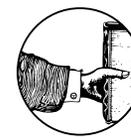
ISBN 978-2-8289-1320-5

© 2012 **Éditions Favre SA, Lausanne**

Édition originale en langue allemande :

*100 Prozent erneuerbar – So gelingt der Umstieg auf saubere, erschwingliche Energien*

© 2012 Orell Füssli Verlag, Zurich, Suisse.



**FAVRE**

*Ce livre est dédié aux victimes de Fukushima.*

## **Sommaire**

<b>Préface</b>	9
<b>1<sup>re</sup> partie</b>	
Introduction : Fukushima change le monde	12
<b>2<sup>e</sup> partie</b>	
Les énergies non renouvelables sont hors de prix	60
<b>3<sup>e</sup> partie</b>	
Les potentiels	100
<b>4<sup>e</sup> partie</b>	
Trois stratégies pour la transition	126
<b>5<sup>e</sup> partie</b>	
Les conditions-cadre de la transition	146
<b>6<sup>e</sup> partie</b>	
Agenda 2020	174
<b>Abréviations, sources bibliographiques</b>	205

## Remerciements

Ce livre est le fruit d'une série de conférences et de journées d'études que j'ai eu la chance d'animer dans les universités de Bâle et de Berne, et pour l'« Energy Academy » de Greenpeace. Les discussions avec les participants m'ont profondément inspiré et je les en remercie.

Je remercie également la fraction social-démocrate du Parlement suisse, ainsi que mes anciens collègues allemands Hermann Scheer (député PS, président d'Eurosolar, †2010), Hans Joseph Fell (Les Verts) et Werner Zittel (Fondation Ludwig Bölkow). Nos échanges intenses ont préparé le terrain pour cet ouvrage.

La société Xeiro d'Uznach a retravaillé les illustrations et les graphiques à partir d'originaux souvent de piètre qualité. Je remercie tout particulièrement Carmen Sopi, graphiste, et Werner Jud, propriétaire de Xeiro AG, pour la charge de travail supplémentaire gracieusement offerte.

Enfin, je suis très reconnaissant à l'organisation Greenpeace Suisse qui, longtemps avant Fukushima, m'avait demandé de présenter un concept pour un approvisionnement complet de la Suisse en énergies renouvelables. Un concept qui soit aussi compréhensible pour un large public. Depuis 2011, j'anime donc trois fois par an l'« Energy Academy » de Greenpeace. Un grand merci aussi à cette organisation pour avoir pris en charge le remaniement de la partie graphique de cet ouvrage, ainsi que la traduction dont je remercie Mme Sylvie Bottinelli et Mme Elke Albrecht.

Bâle, juillet 2012  
Rudolf Rechsteiner

## Préface

### Fukushima: catastrophe, panne électrique et réactions en chaîne

Le 11 mars 2011, un tremblement de terre suivi d'un tsunami a provoqué l'arrêt de la production électrique de la centrale nucléaire de Fukushima-Daiichi. La fusion du cœur de trois réacteurs et l'explosion d'une piscine d'entreposage de combustible usé contaminent les sols sur plus de 30 000 km<sup>2</sup> au nord-est du Japon.

Le 25 mai 2011, le Conseil fédéral suisse prend la décision de renoncer à la construction de nouvelles centrales nucléaires. Fukushima marque un tournant crucial dans la politique énergétique suisse, après des décennies de paralysie.

Ce changement de cap est très courageux. Certes, les politiciens pouvaient se douter qu'un référendum sur la construction de nouvelles centrales nucléaires était perdu d'avance. Le gouvernement a donc agi en conséquence et obtenu l'accord du Parlement, confirmé par le résultat des élections fédérales en automne 2011.

La Suisse dispose des meilleures infrastructures pour passer à 100 % d'énergies renouvelables : un pourcentage élevé (55 %) de son énergie provient déjà de l'hydraulique, ses réseaux de transport et de distribution d'électricité sont fiables, les stations de pompage-turbinage répondent à la demande d'énergie de réglage, rendant inutile la construction de centrales à gaz supplémentaires. Aucun autre pays ne peut intégrer aussi facilement dans ses réseaux l'électricité issue du vent et du soleil. Et pourtant, une Suisse entièrement renouvelable n'est pas garantie.

Les forces politiques qui discréditent les filières renouvelables depuis des décennies persévèrent pour obtenir la prolongation du fonctionnement des centrales nucléaires. Elles poussent aussi à la construction de grandes centrales à gaz. Elles appréhendent la décentralisation de l'approvisionnement électrique qu'apportent les renouvelables. Elles n'attendent qu'une opportunité pour relancer le programme nucléaire, dont elles ignorent jusqu'à l'existence de ses coûts réels.

Les enjeux actuels dépassent le cadre d'une sortie réussie du nucléaire. Nous devons aussi nous libérer rapidement des énergies fossiles. La part du nucléaire sur le marché est en baisse depuis Tchernobyl, et depuis Fukushima ses jours sont comptés. Les énergies renouvelables font tourner la moitié des nouvelles centrales construites dans le monde. Elles ont conquis le marché et l'effet de panique propagé par un lobby nucléaire corrompu ne devrait plus impressionner personne.

Une toute nouvelle économie énergétique peut s'établir en Suisse. Elle devra combiner intelligemment les potentiels disponibles au niveau local. Un approvisionnement bien sécurisé nous épargne, outre les pannes de courant, des accidents et des risques financiers dans tous les secteurs : électricité spécifique, chauffage, mobilité.

Cette transformation a bien évidemment un coût, il serait stupide de le nier. Il faut créer des incitations économiques, de nouvelles zones d'exploitation sur des sites adaptés, améliorer les procédures administratives et prévoir un calendrier de sortie pour les anciennes technologies à risque. Cela exigera des adaptations plus ou moins contraignantes, un peu comme dans la téléphonie, lorsqu'on est passé de l'ancien téléphone à cadran à la téléphonie mobile.

Se fournir en énergie sera bientôt plus judicieux et moins coûteux, grâce aux nouvelles énergies primaires du soleil, du vent, etc., grâce à de nouveaux systèmes de régulation, de nouvelles centrales, des réseaux modernisés, des centres de stockage et une nouvelle concurrence.

De hauts responsables ont minimisé les risques de la filière nucléaire, et aussi ceux des gaz à effet de serre. Ces risques sont traités avec insouciance car le manque de scrupule et l'appât du gain prédominent. Seules des actions résolues pourront peut-être nous protéger d'un désastre, nous et la génération de nos enfants, mais ce n'est pas certain.

La transition demande certes du travail et quelques charges supplémentaires, mais n'oublions pas que les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique sont la plus grande réussite économique depuis l'invention de la locomotive à vapeur. Il n'y a pas d'autre alternative et c'est une chance inouïe pour la Suisse. Pourquoi passer à côté de ce mégatrend, alors que l'économie et la population en profitent ?

## Comment lire ce livre

Cet ouvrage est destiné à toute personne souhaitant s'informer sur la faisabilité d'un approvisionnement total en énergies renouvelables. On peut le lire d'une traite, du début à la fin, ou s'en servir d'ouvrage de référence en se reportant au sommaire et aux graphiques.

**La 1<sup>re</sup> partie** décrit le succès mondial des énergies renouvelables et l'importance de la Suisse comme plaque tournante pour ces énergies en Europe. **La 2<sup>e</sup> partie** traite des conséquences de Fukushima et de la montée en flèche du prix des énergies fossiles. **La 3<sup>e</sup> partie** esquisse un tableau des potentiels locaux. **La 4<sup>e</sup> partie** présente les stratégies possibles et leur impact. **La 5<sup>e</sup> partie** analyse les concepts politiques gagnants en Suisse et ailleurs. **La 6<sup>e</sup> partie** décrit les modifications de législation nécessaires jusqu'en 2020 pour que se réalise avant 2030 la transition vers une électricité propre et moins émettrice de CO<sub>2</sub>.

# 1<sup>re</sup> partie

Une fille japonaise lors de la manifestation pour un changement d'énergie à Tokyo, six mois après la fusion du cœur de « Fukushima ». © Jeremy Sutton-Hibbert / Greenpeace



## Fukushima change le monde

### Introduction : Fukushima change le monde

La longue marche	15
Les renouvelables sur la voie rapide	17
La progression du solaire	19
L'éolien surpasse toutes les attentes	21
Erosion de la confiance, explosion des coûts	23
Courbe d'évolution et croissance	25
Facteurs positifs autres qu'économiques	27
Hydraulique et lacs de barrage : la force de la Suisse	29
Plaqué tournante de l'électricité – atout pour l'Europe	31
De l'exportateur à l'importateur	33
Nouvelles règles du jeu pour le courant propre	35
L'Europe mise sur les énergies renouvelables	37
Importer la nuit, exporter le jour	39
Suppression du plafond	41
Changement de cap au gouvernement et au Parlement	43
La nouvelle demande – à combien s'élève-t-elle ?	45
Les potentiels	47
L'électricité solaire du toit et des Alpes	49
Equilibrage en fonction des variations saisonnières	51
La diversification garantit la sécurité de l'approvisionnement	53
« Desertec » n'est pas indispensable en Suisse	55
La capacité disponible augmente	57
Les nouvelles énergies modifient les cycles de production	59

**La 1<sup>re</sup> partie** explique les changements actuels sur les marchés de l'énergie. La progression des énergies renouvelables y joue un rôle majeur, ainsi que la baisse constante des coûts et les raisons de cette baisse (pages 14–27). La position de la Suisse au sein du marché de l'électricité européen et l'accord sur l'énergie entre la Suisse et l'Europe sont présentés ensuite (pages 28–39). L'Europe ayant envers la Suisse les mêmes exigences écologiques que pour ses pays membres, la Suisse doit développer massivement ses énergies renouvelables. Il s'ensuit une présentation des moyens à mettre en œuvre et des majorités politiques capables de les défendre (pages 38–44). Les variations saisonnières des besoins et de la production des énergies renouvelables en Suisse méritent une attention particulière, ainsi que des exemples de solutions techniques pour couvrir ces besoins en hiver (pages 45–59).

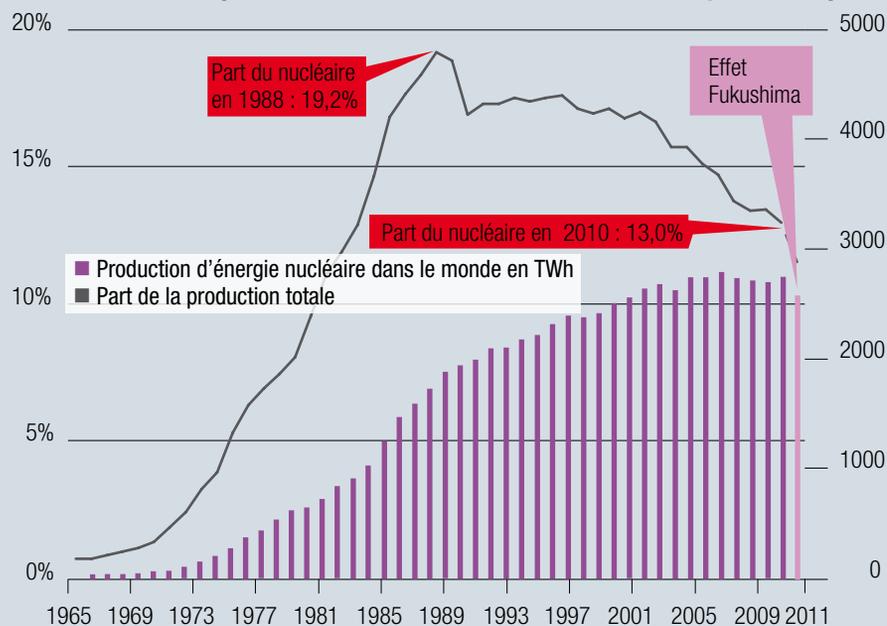
## Prix du pétrole 1991–2011

Dollars US par baril



Les prix du pétrole sont devenus plus volatils et ont décuplé.

## Production d'énergie nucléaire dans le monde en TWh et en pourcentage



La part de marché du nucléaire est en baisse depuis 1988.

## La longue marche

Pour certains investisseurs et journalistes, les énergies renouvelables restent un marché de niche modeste et cher, incapable de concurrencer les énergies conventionnelles. Les investissements dits « sérieux » continuent donc d'affluer dans les techniques habituelles : pétrole, gaz naturel, charbon et nucléaire. Celles-ci ont la réputation d'être « moins chères », bien que le marché réel évolue dans une tout autre direction.

Ces énergies conventionnelles sont en train de perdre leurs parts de marché et les coûts explosent. Pourtant, leurs lobbyistes sont encore très influents au Parlement et dans le gouvernement. Ils savent encore attirer des subventions et bénéficient du soutien d'organisations internationales telles que l'AIE (Agence internationale de l'énergie) et l'AIEA (Agence internationale de l'énergie atomique). Malgré l'opposition de ces lobbyistes, trois tendances se profilent clairement, qu'aucun gouvernement ne peut ignorer :

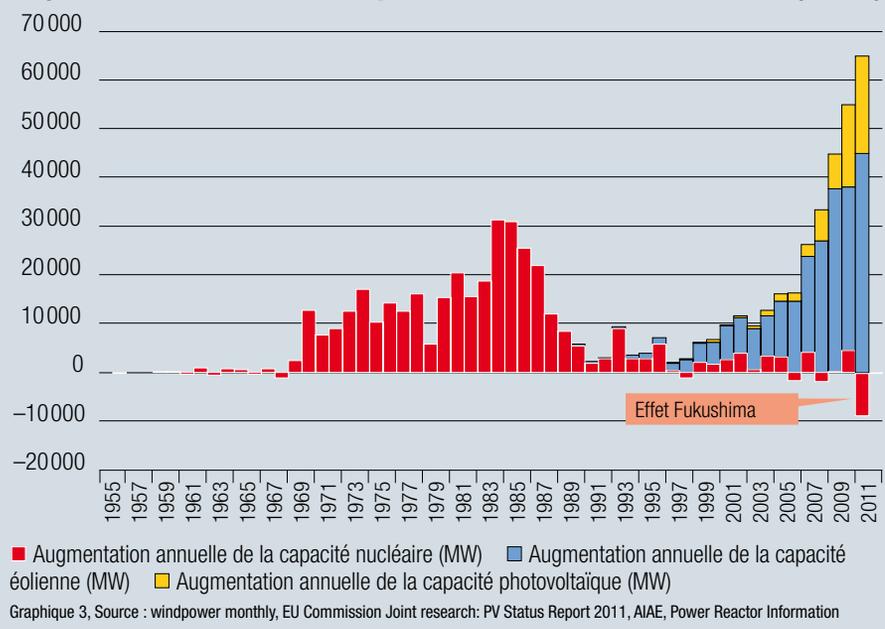
1. Le prix du pétrole – index de référence sur le marché de l'énergie – a plus que triplé dans la plupart des monnaies. Il restera élevé. L'extraction conventionnelle du pétrole stagne depuis 2005 autour de 82 millions de barils par jour, malgré une demande en hausse. La plupart des champs pétroliers voient leur production diminuer de 3% à 5% ou plus chaque année. Ces pertes sont à peine compensées par le recours à de nouvelles techniques d'extraction très onéreuses.

2. Depuis la catastrophe de Fukushima, l'énergie nucléaire connaît pour la première fois une perte notoire de la capacité installée. Et de sa crédibilité. La part de marché du nucléaire diminue depuis des décennies, elle est passée de 19,2% en 1998 à 13% seulement en 2010. Une série d'acteurs a décidé de sortir du nucléaire, parmi eux des consortiums mondiaux comme ABB et Siemens. En valeur absolue (kilowattheure), la production d'électricité nucléaire est en chute libre depuis 2006. Le vieillissement de nombreux réacteurs laisse présager une réduction dans les décennies à venir, même si la Chine et l'Inde installent de nouvelles centrales nucléaires – contre la volonté de la population.

3. Les énergies éolienne et solaire progressent durablement. En 2010, la croissance annuelle a même dépassé 50 gigawatts (GW).

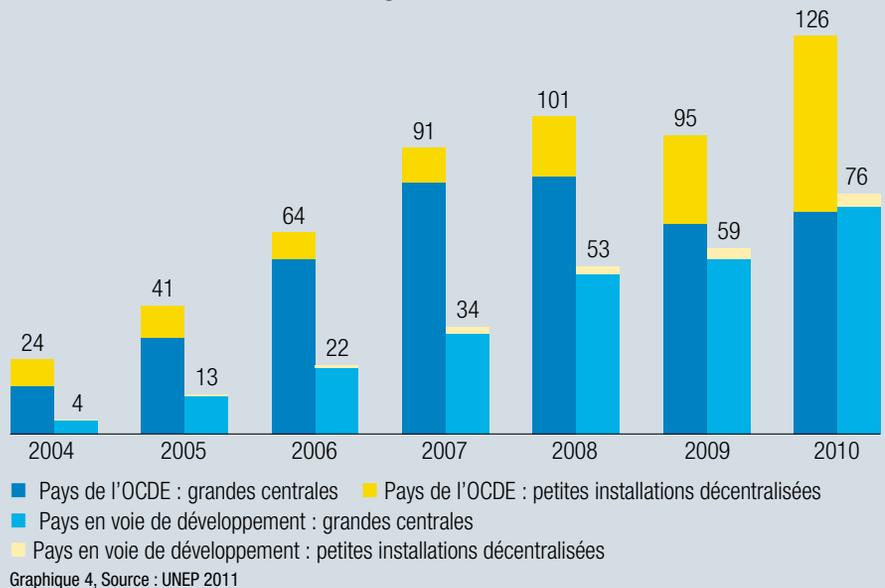
Les énergies éolienne et solaire ne fonctionnent que rarement au maximum de leur puissance nominale. Le facteur de capacité (rapport sur une période entre la production effective et la capacité maximale de production) est moins élevé que celui d'une centrale nucléaire ou à charbon, à cause des variations au cours de la journée et selon les conditions météorologiques. En puissance nominale, 50 GW fournis par les centrales éoliennes et solaires correspondent environ à 15 GW fournis par le nucléaire. A elles seules, ces nouvelles techniques ont dépassé en puissance la production du nucléaire à sa plus forte période, avant Tchernobyl. La longue marche des énergies renouvelables arrive maintenant dans la dernière ligne droite. Elles s'imposent et deviennent moins chères que les autres ressources. La voie est donc libre pour remplacer aussi les énergies fossiles.

## Augmentation annuelle de la capacité nucléaire, éolienne et solaire (nettes)



Evolution des nouvelles installations de centrales nucléaires, éoliennes et solaires dans le monde (hausse/baisse nettes).

## Les pays émergents dépassent les vieux pays industrialisés en matière d'investissements dans les énergies renouvelables



Les investissements dans les énergies renouvelables se sont multipliés depuis 2004. Les pays émergents ont dépassé les pays de l'OCDE dans la construction de grandes centrales.

## Les renouvelables sur la voie rapide

L'irrégularité de leur production n'entrave pas le succès des énergies solaire et éolienne. Les fluctuations entre charge et puissance sont le lot quotidien du secteur de l'électricité. L'attractivité des énergies renouvelables ne dépend pas du temps de fonctionnement à l'année, mais de leurs coûts de revient directs et indirects, et du fait que leurs « gisements » sont abondants dans tous les pays du monde ou presque.

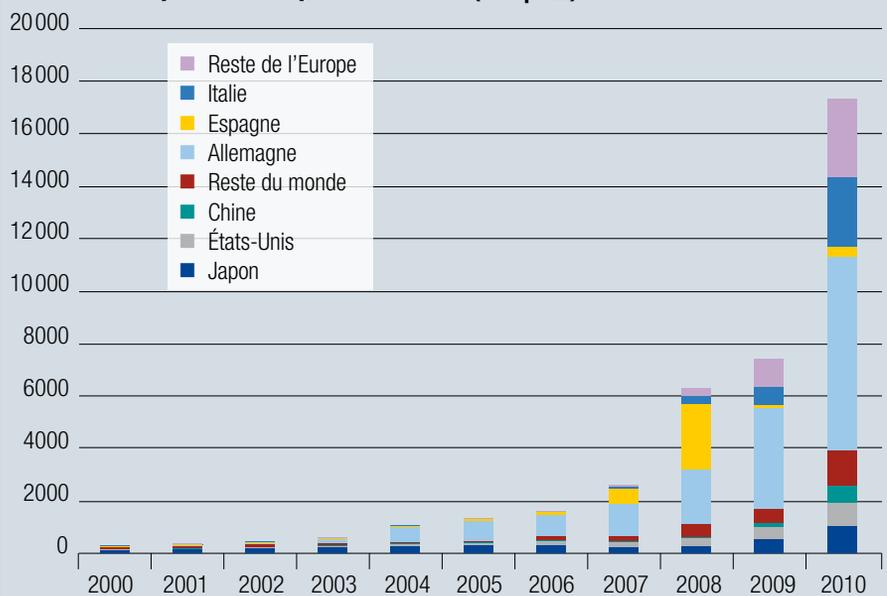
La principale différence avec les énergies non renouvelables, c'est la gratuité de l'énergie primaire. La nature met gracieusement à notre disposition le vent, le soleil, l'eau, la chaleur de la terre et la biomasse. Les techniques d'exploitation de ces ressources naturelles exigeant certaines dépenses en capitaux, l'utilisation de l'électricité solaire, de l'énergie éolienne ou du solaire thermique n'est pas entièrement gratuite. Mais un usage massif de ces techniques fait baisser les prix, et l'absence de facture sur le carburant réduit les frais de fonctionnement. L'éolien terrestre (onshore) livre aujourd'hui, sur toute la durée de vie d'un parc éolien, l'électricité sans doute la moins chère, par rapport aux autres renouvelables mais aussi comparée à de nouvelles centrales au charbon et au gaz. Grâce à la baisse des prix, l'électricité produite par l'énergie solaire (le photovoltaïque) devient financièrement intéressante pour de multiples usages.

Dans ces comparaisons de prix, n'oublions pas qu'une nouvelle centrale électrique ou thermique engendre toujours plus de coûts qu'une ancienne centrale, amortie depuis longtemps. Il est donc indiqué de ne comparer entre elles que les nouvelles centrales, par exemple le prix d'un parc éolien avec celui d'une centrale à charbon moderne. Les centrales éoliennes et solaires ne provoquent pas d'accidents graves. Inutile donc de les exclure pour des raisons de sécurité. Pour des raisons financières non plus, car elles sont peu touchées par les hausses de prix des combustibles comme l'uranium, le gaz naturel, le pétrole ou les huiles lourdes.

Les fabricants de turbines éoliennes et de photovoltaïque sont très compétitifs dans leur travail. Ils sont nombreux à améliorer chaque année, en cycles courts, les prix et la qualité technique de leurs produits ou installations. Les investisseurs apprécient la variété des offres, ils ne sont plus dépendants de quelques rares fabricants, comme c'est le cas dans le nucléaire. Depuis le début de la crise financière, trouver des fonds pour construire de nouvelles unités de production électrique n'est pas chose facile. La conjoncture critique sur le marché des capitaux ne paralyse pourtant pas les investissements dans les énergies renouvelables. En 2010, ils ont atteint 233 milliards de dollars, contre des investissements bruts de 219 milliards de dollars pour les centrales fossiles. On lit dans un rapport du PNUE (Programme des Nations Unies pour l'Environnement) qu'en 2010, les investissements en électricité renouvelable ont pour la première fois dépassé ceux réalisés dans des centrales fossiles.<sup>1</sup>

La plupart des nouvelles grandes centrales d'énergies renouvelables ont été construites dans des pays en voie de développement. Les pays riches – ceux qui appartiennent à l'Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE) – sont encore en tête du classement grâce à leurs petites installations décentralisées, surtout solaires. Mais sans doute plus longtemps.

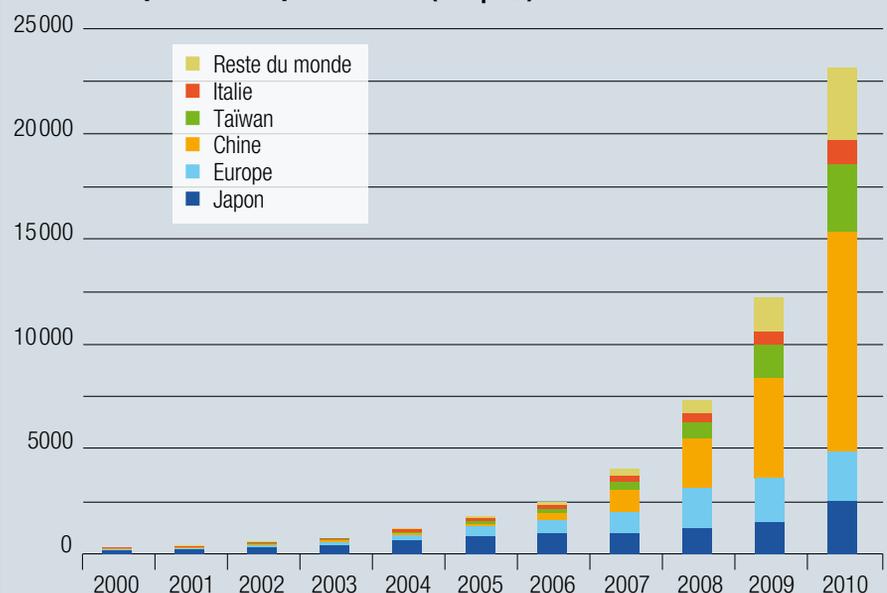
## Installations photovoltaïques annuelles (MW<sub>peak</sub>)



Graphique 5, Source : PV Status Report 2011

Avec une capacité de plus de 29 GW, l'Europe occupait la première place en matière d'installations photovoltaïques. Fin 2010, la capacité installée dans le monde était de 39 GW.

## Production photovoltaïque annuelle (MW<sub>peak</sub>)



Graphique 6, Source : PV Status Report 2011

Depuis 2000, la production de cellules photovoltaïques a presque centuplé ; 60% de la production de cellules est réalisée en Chine et à Taïwan (fin 2010).

## La progression du solaire

Les technologies renouvelables ont des domaines d'application très variés. L'exploitation de l'énergie solaire avait débuté dans une niche de marché afin de produire de l'électricité pour des besoins privés, dans des lieux éloignés du réseau électrique. Actuellement, c'est l'injection du courant solaire dans le réseau électrique qui est le plus grand moteur de croissance.

Le prix des modules solaires et des onduleurs dégringole et les usages s'amplifient. Les premiers panneaux solaires n'étaient installés que sur des toits orientés plein sud, mais aujourd'hui, des cellules solaires moins chères montent à l'assaut des toitures orientées à l'ouest et à l'est. Les installations au sol se multiplient, ainsi que celles équipées de systèmes suiveurs qui s'orientent sur la trajectoire du soleil. On choisit les installations en fonction de leur capacité à augmenter le profil de production le matin, l'après-midi ou en hiver.

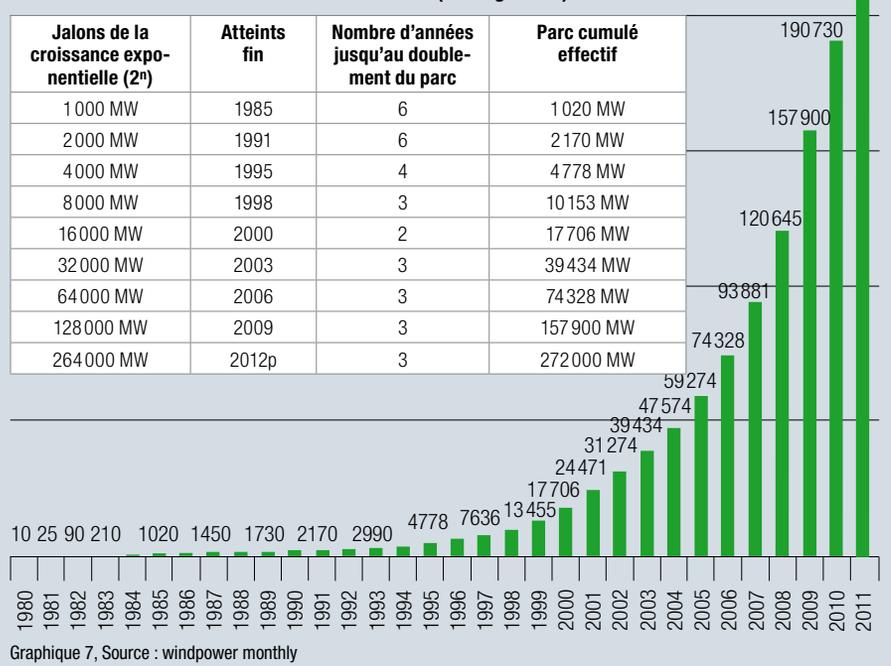
Parallèlement à la mécanique des systèmes de suivi du soleil, un meilleur angle d'inclinaison des cellules augmente le rendement spécifique (kWh/kWp) des surfaces photovoltaïques. Cet élément est important dans les régions à forte densité de population. Pour l'énergie utile calculée par m<sup>2</sup>, le solaire et l'éolien peuvent livrer des rendements de dix à vingt fois plus élevés que ceux fournis par la biomasse (bois, colza, etc.). On peut installer des parcs photovoltaïques et éoliens dans des sites moins sensibles que les centrales hydrauliques, sans toucher à une terre cultivable, à un bassin fluvial ou une zone humide.

De toutes les énergies renouvelables, c'est le photovoltaïque qui présente le taux de croissance le plus élevé. Depuis l'an 2000, sa production mondiale a augmenté de façon exponentielle, elle s'est multipliée par 100, avec un taux de croissance annuel de 40 à 90 %. Dans la seule année 2010, les capacités de production ont doublé, entraînant une surproduction et un rapide effondrement des prix. La Chine et Taïwan fournissent près de 60 % de la production mondiale. Les principaux pays acquéreurs sont encore européens grâce à l'Allemagne et à l'Italie, mais une évolution se profile à un rythme accéléré. Les prix avantageux favorisent l'acceptation des technologies photovoltaïques à un rythme effréné.

Le coût d'un système photovoltaïque a diminué de moitié au cours des trois dernières années. L'écart entre le prix du courant solaire de la toiture et les tarifs de jour de l'électricité domestique et industrielle sera bientôt imperceptible.

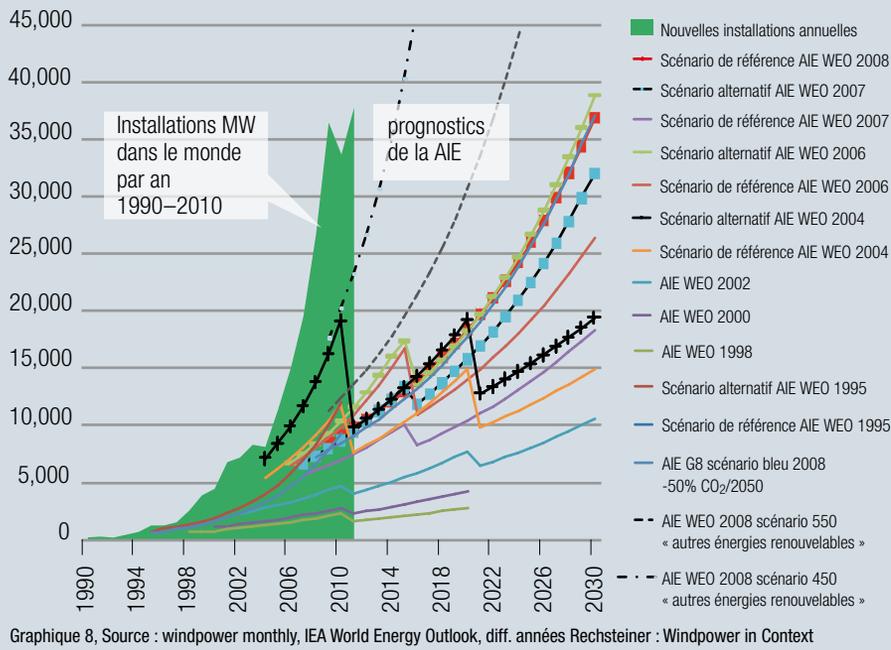
Le point de divergence essentiel, c'est que la rentabilité de l'électricité produite par la toiture ne se mesure pas aux prix du marché de gros (environ 7 centimes CHF/kWh, soit 5 centimes €/kWh), mais au prix pour le consommateur final. Avec une installation solaire sur sa maison, outre l'énergie, on épargne les tarifs de distribution et les taxes locales sur l'électricité (prix de gros + redevance de transit sur les réseaux de haute, moyenne et basse tension + impôt). Ces taxes sont beaucoup plus élevées en journée que de nuit. Or, l'utilisation de l'électricité photovoltaïque correspond à des créneaux horaires de forte demande, donc de tarifs élevés. Pas besoin d'attendre une baisse des prix sur le marché de gros pour que l'électricité photovoltaïque soit rentable. Avec un prix de revient situé entre 15 et 25 ct/kWh (de 13 à 20 centimes €/kWh), des millions d'installations sur toiture sont économiquement judicieuses.

## Parc mondial de centrales éoliennes (en mégawatts)



Parc mondial de centrales éoliennes (en mégawatts).

## Pronostics et réalité : l'énergie éolienne croît plus rapidement que les prévisions officielles



Augmentation de l'éolien-prévisions de l'Agence internationale de l'énergie (AIE).

## L'éolien surpasse toutes les attentes

Depuis 1995, les capacités des centrales éoliennes installées ont doublé tous les trois ans. BTM Consult, analyste de marché bien connu mais jusqu'à maintenant plutôt conservateur dans ses pronostics, prévoit que d'ici à 2020, la puissance totale s'élèvera à environ 1100 GW.

Jusqu'à maintenant, les usines à penser officielles ont minimisé l'essor de l'énergie éolienne dans leurs prévisions. Le graphique (ci-contre, en bas) montre les pronostics du « World Energy Outlook », une publication annuelle de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) à Paris. Les nouvelles capacités éoliennes installées ont été en moyenne 400 fois plus élevées que dans leurs prévisions.<sup>1</sup> On a l'impression que l'AIE n'est pas en mesure, qu'elle est même récalcitrante à reconnaître le succès commercial de l'éolien, sa courbe d'évolution, ses potentiels, ses atouts écologiques et l'âge d'or qui commence une fois les investissements amortis.

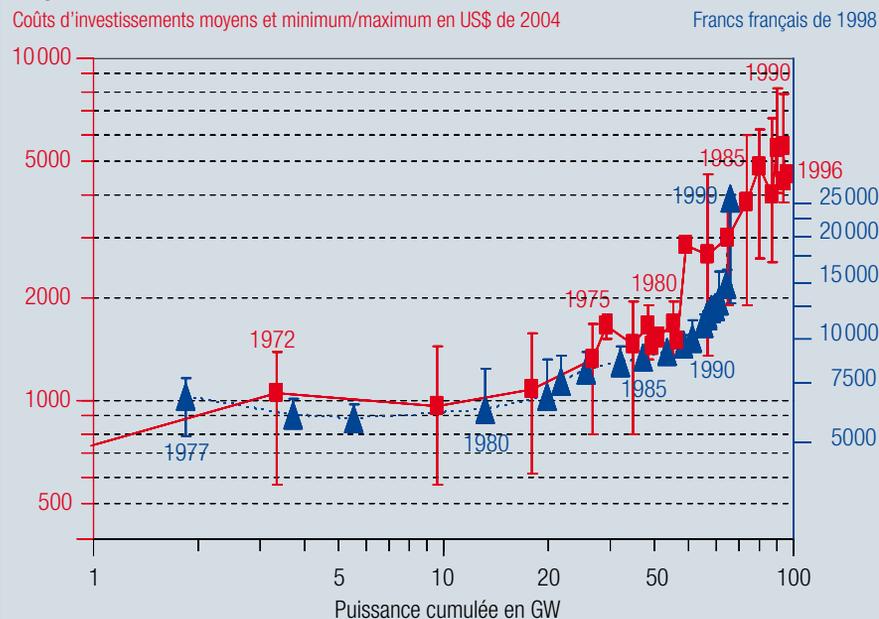
C'est très important, car le public fait confiance à l'AIE, qui est aussi une référence incontournable pour les médias de masse. L'AIE est rattachée à l'Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE) et financée par les impôts des pays membres. Elle s'était donné pour objectif d'assurer la sécurité énergétique, mais néglige cette tâche de façon inadmissible. L'AIE s'engage surtout pour un soutien rapide aux énergies non renouvelables, même ses rapports mentionnent à peine les énergies renouvelables inépuisables.

Il existe bien dans cette institution quelques subdivisions en charge des énergies éoliennes et solaires, mais elles jouent surtout un rôle de feuille de vigne. L'AIE et l'AIEA (Agence internationale de l'énergie atomique) s'engagent très fortement pour le maintien et le déploiement des énergies conventionnelles. Elles sont donc en grande partie responsables des catastrophes climatiques et des accidents nucléaires. Elles sont le bras institutionnel des lobbies de l'atome, du charbon, du gaz et du pétrole. C'est pour ces raisons que Hermann Scheer, député social-démocrate allemand (+2010), avait pris l'initiative de fonder l'Agence internationale pour les énergies renouvelables (IRENA), en charge de débloquer les énergies renouvelables politiquement et techniquement.

Avec une telle toile de fond, il n'est pas étonnant que seules quelques personnes aient pris connaissance de la révolution technique qui agite aussi l'énergie éolienne. La production est améliorée grâce à une durée d'activité plus étendue sur l'année, à des hauteurs de moyeu optimales, des pales de rotor plus longues et de nouveaux matériaux. Ces nouvelles turbines permettent une activité économique même dans des régions peu ventées et en mer (offshore). C'est ainsi que de nouvelles ressources jugées non rentables auparavant font une entrée spectaculaire sur le marché.

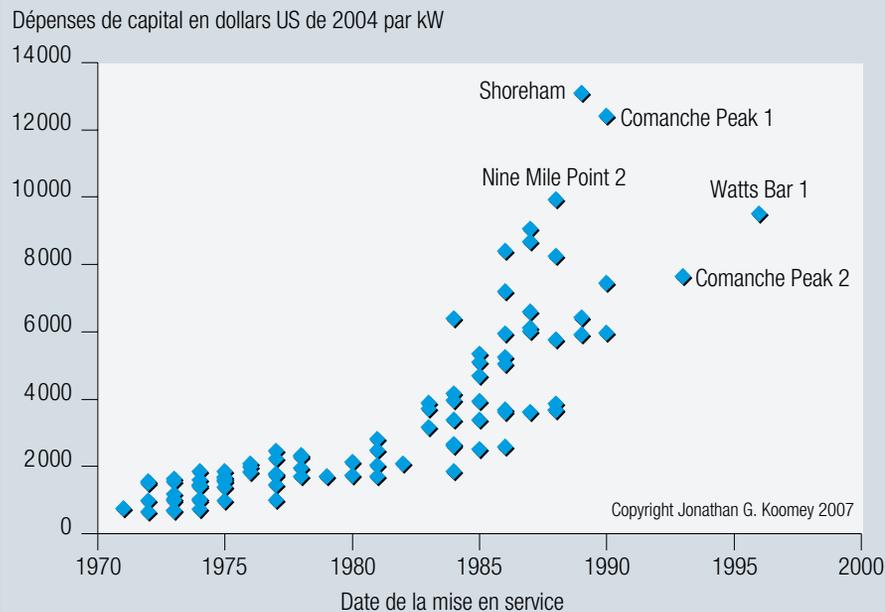
La revue spécialisée « Windpower Monthly » révèle que les nouveaux parcs éoliens des Etats-Unis livrent de l'électricité pour seulement 5 à 6 cents US le kilowattheure.<sup>2</sup> En Europe centrale, les seuls coûts de revient correspondent à un prix du kilowattheure de 7 à 20 ct (5 à 16 centimes €/kWh), selon la variabilité du vent. Ces turbines feront encore baisser le prix de l'électricité si elles peuvent produire du courant au-delà de leur durée de vie prévue de 20 ans environ. Lorsqu'il n'y a ni amortissement, ni intérêts à payer, les frais de fonctionnement sont de l'ordre de 1 ou 2 cents/kWh.

## Augmentation des coûts des nouveaux réacteurs en France et aux Etats-Unis



Courbe d'évolution négative de l'énergie nucléaire : les nouveaux réacteurs coûtent de plus en plus cher.

## Augmentation des coûts des réacteurs nucléaires aux Etats-Unis



Coûts de capital des nouveaux réacteurs aux Etats-Unis.

## Erosion de la confiance, explosion des coûts

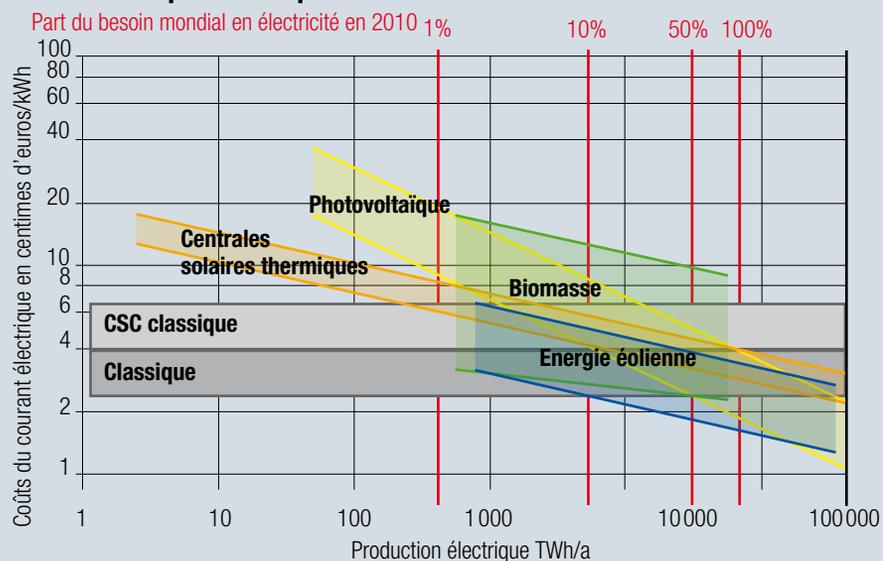
A tous les effets néfastes des énergies nucléaires et fossiles s'ajoute maintenant le problème des coûts. Au niveau mondial, la course a commencé pour exploiter à bon prix les réserves de pétrole, gaz et charbon. Quant aux consommateurs, ils paient le prix fort, de plus en plus. Avons-nous encore le droit d'exploiter ces ressources jusqu'au bout ? Dans la filière électrique, on préfère éluder la question. Les ressources épuisables se font rares, les coûts de prospection et d'extraction explosent. Les gisements de pétrole et de gaz découverts sont plus petits, le rendement énergétique par rapport à l'énergie investie (energy return on energy investment) diminue. La peur de la pénurie et des privations augmente, on suscite des guerres contre les humains et contre la nature pour s'approprier de nouvelles réserves. La construction de nouvelles centrales nucléaires ne se porte guère mieux : toujours des retards et des dépassements de prix, 100 % ou plus pour le nouveau réacteur EPR d'Areva. Avec toujours plus de déchets accumulés et un démantèlement coûteux des réacteurs en fin de vie.

Dans les nouveaux réacteurs nucléaires, les économistes ont observé une courbe d'évolution négative. Les nouveaux ne sont pas moins chers que les anciens, au contraire. Cela mérite d'être noté. Les coûts de construction de l'EPR de Olkiluoto en Finlande s'élèvent en octobre 2011 à 6,6 milliards d'euros au lieu des 3 milliards provisionnés au départ.<sup>3</sup> D'autres chantiers nucléaires, Flamanville (France) ou Taishan (Chine), connaissent des problèmes à répétition.<sup>4</sup>

Au début du développement industriel du nucléaire, beaucoup de gouvernements étaient naïvement optimistes quant à la faisabilité. Ce n'est que plus tard que les dispositifs de sécurité se sont renforcés. Les centrales devenaient plus complexes, mais pas plus sûres. Fukushima montre que le risque d'accident reste dramatiquement sous-estimé. Les autorités de contrôle connaissaient bien l'inaptitude de cette centrale à résister à de forts tsunamis, mais elles n'agissaient pas, parce qu'elles s'identifiaient avec les intérêts économiques de l'exploitant. Dans le secteur de l'électricité, on néglige la sécurité partout où la concurrence est en jeu. Il en va de même en Suisse pour l'Inspection fédérale de la sûreté nucléaire (IFSN) : elle ne ferme jamais les centrales à risques mais fait confiance aux déclarations d'intention des exploitants, qui promettent des travaux pour plus tard.

Les victimes des rayonnements radioactifs n'ont reçu de compensation financière appropriée ni à Harrisburg (1979), ni à Tchernobyl (1986), ni à Fukushima (2011). Comme ces accidents ne sont pas envisageables à l'échelle humaine, les exploitants des centrales ne sont pas dans l'obligation de contracter une vraie assurance de responsabilité civile. Dans le secteur financier, les gouvernements renforcent la réglementation pour la responsabilité civile et pour les réserves, mais dans la branche électronucléaire, ils se satisfont de « stress tests » qui n'engagent à rien et qui sont effectués par les mêmes personnes qui, avant Fukushima, clamaient haut et fort la sécurité optimale des centrales nucléaires. La courbe évolutive des énergies renouvelables est exactement à l'inverse de celle des énergies fossiles et nucléaires. Elle est un vrai plaisir pour les consommateurs et pour les producteurs de ces énergies, car les prix de revient ne font que baisser. Le photovoltaïque et les autres renouvelables sont les seules énergies qui connaissent une baisse des prix et non une augmentation.<sup>5</sup>

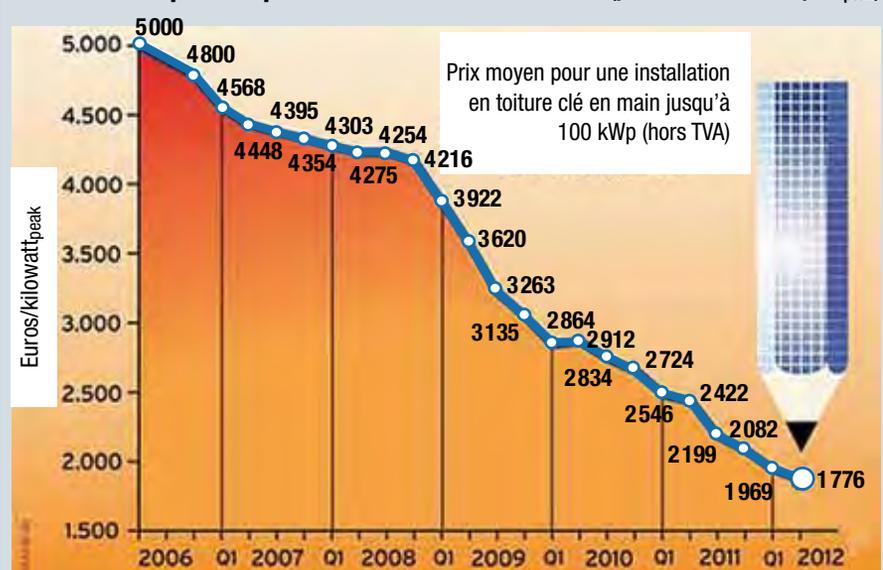
## Courbes d'évolution des nouvelles techniques de production d'électricité et des techniques classiques



Graphique 11, Source : Forschungsverbund Erneuerbare Energien FVEE 2010

Potentiels en termes de réduction des coûts des techniques de production d'électricité et part potentielle de la consommation mondiale d'énergie électrique (CSC : captage et stockage du CO<sub>2</sub>).

## Baisse très rapide du prix des installations solaires (prix en euros/kilowatt<sub>peak</sub>)



Graphique 12, Source : BSW Solar 8/2011

Sur le marché allemand de l'énergie solaire, les prix ont baissé de 56% de 2006 à 2011 pour les installations en toiture clé en main.

## Courbe d'évolution et croissance

Lorsqu'une technique est jeune, il est possible d'en réduire les coûts. A chaque fois que les capacités installées dans le monde doublent, on observe des baisses de prix de 15% à 22% pour l'électricité solaire<sup>6</sup> et de 9% à 17% pour le courant éolien.<sup>7</sup>

Les baisses de prix dépendent directement de la rapidité de l'expansion de ces technologies. Plus elles sont mises en œuvre rapidement et plus grand est leur succès commercial. Cela explique pourquoi, depuis une quinzaine d'années, la croissance exponentielle des énergies renouvelables correspond à une véritable révolution technique.

La courbe évolutive concerne le long terme. A court terme, les prix peuvent afficher une certaine hausse : les coûts de revient des nouvelles centrales éoliennes et photovoltaïques ont légèrement augmenté par exemple entre 2005 et 2009, suite à une hausse des prix des métaux, à une raréfaction du silicium cristallin et à la forte demande en turbines éoliennes et en cellules solaires. Depuis, la crise financière a un peu affaibli la demande et certains prix de matières premières ont régressé.

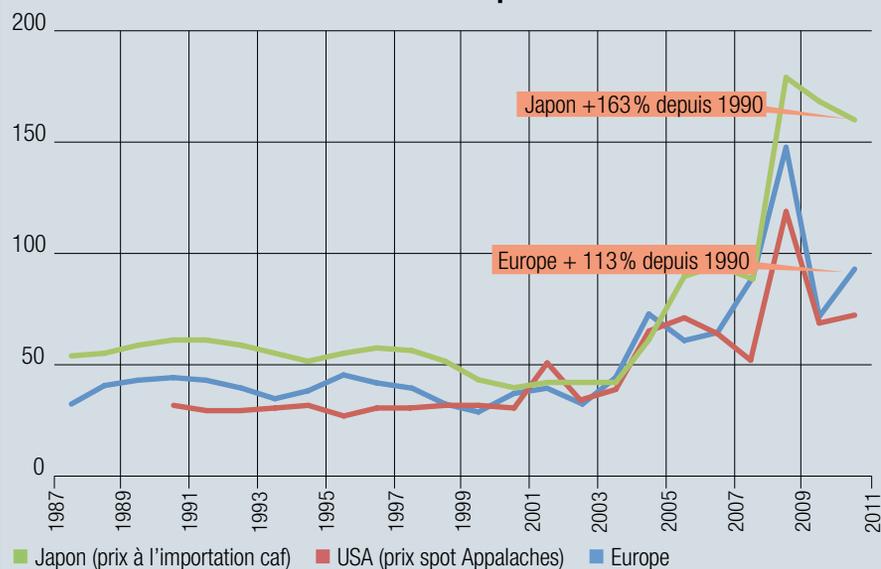
Quant aux prix des systèmes solaires et des onduleurs, une chute dramatique a commencé en 2009. Pour les turbines éoliennes, on parle depuis 2011 de baisse de prix de l'ordre de 20% ou plus. Pour un nombre croissant de régions, l'éolien et le solaire deviennent l'option la plus avantageuse, même avec des coûts de revient variables selon la qualité de l'ensoleillement et l'exposition au vent. Seule concurrence financière à l'éolien : les centrales à gaz les plus performantes, lorsqu'elles se situent à proximité de grandes réserves de gaz peu onéreuses. Les centrales à charbon livrent aussi une rude bataille concurrentielle, mais seulement parce que les traités internationaux sur le climat et la taxe carbone ont échoué.

Les centrales fossiles sont-elles encore rentables ? Cela dépend surtout des réglementations sur le CO<sub>2</sub> et sur le prix des matières premières nécessitées durant toute la période d'exploitation. Les prix du gaz et du charbon se sont envolés durant la dernière décennie, mais ils restent volatiles. En comparaison, les coûts de l'éolien et du solaire ont un comportement très stable parce que sans combustible.

En étudiant les courbes d'évolution, on voit que ce n'est plus qu'une question de temps jusqu'à ce que toutes les énergies fossiles deviennent trop chères économiquement. Ensuite, le climat politique sera aussi plus favorable à des réductions radicales de la consommation : pourquoi persister à acheter une énergie nocive quand des solutions bénéfiques sont moins chères ?

Beaucoup de pays émergents ne sont pas équipés de réseaux de transport pour l'énergie et les télécommunications. La téléphonie mobile, avec ses milliards de téléphones portables, est ressentie là-bas comme une belle réussite. Une réussite similaire est possible pour l'électricité. Les produits pétroliers lourds sont chers pour les pays du sud, qui d'ailleurs ont souvent un meilleur ensoleillement que les vieux pays industrialisés. Avec des modules solaires à moins de 50 centimes d'euro le watt, on verra les centrales solaires surgir de terre à la vitesse grand V. En 2010 déjà, les commandes en provenance de pays comme le Mexique, la Thaïlande, la Chine ou le Mali ont fortement progressé. Et ce n'est qu'un début.

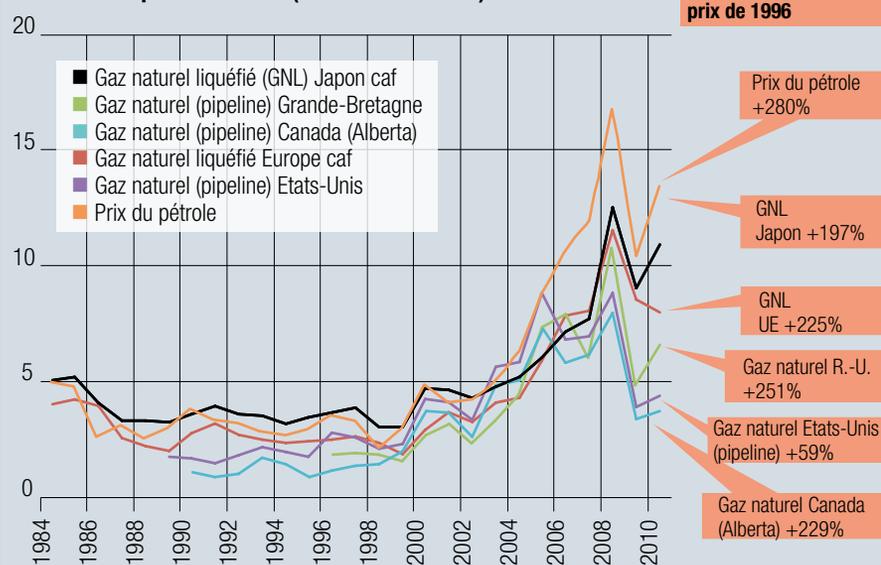
## Prix du charbon 1987–2010 en dollars US par tonne



Graphique 13, Source : BP Statistical Review of World Energy juin 2011

La forte demande de Chine a entraîné une augmentation du prix du charbon dans le monde. Celle-ci a également été favorisée par la baisse de la qualité du charbon et l'augmentation des prix du transport due à la hausse du prix du pétrole.

## Prix du gaz naturel 1984–2010 en dollars US par million BTU (1 MBTU = 293 kWh)



Graphique 14, Source : BP Statistical Review of World Energy juin 2011

Les prix du gaz sont très volatils et disparates d'une région à une autre. Aux Etats-Unis, l'extraction du gaz de schiste a fait s'effondrer les prix.

## Facteurs positifs autres qu'économiques

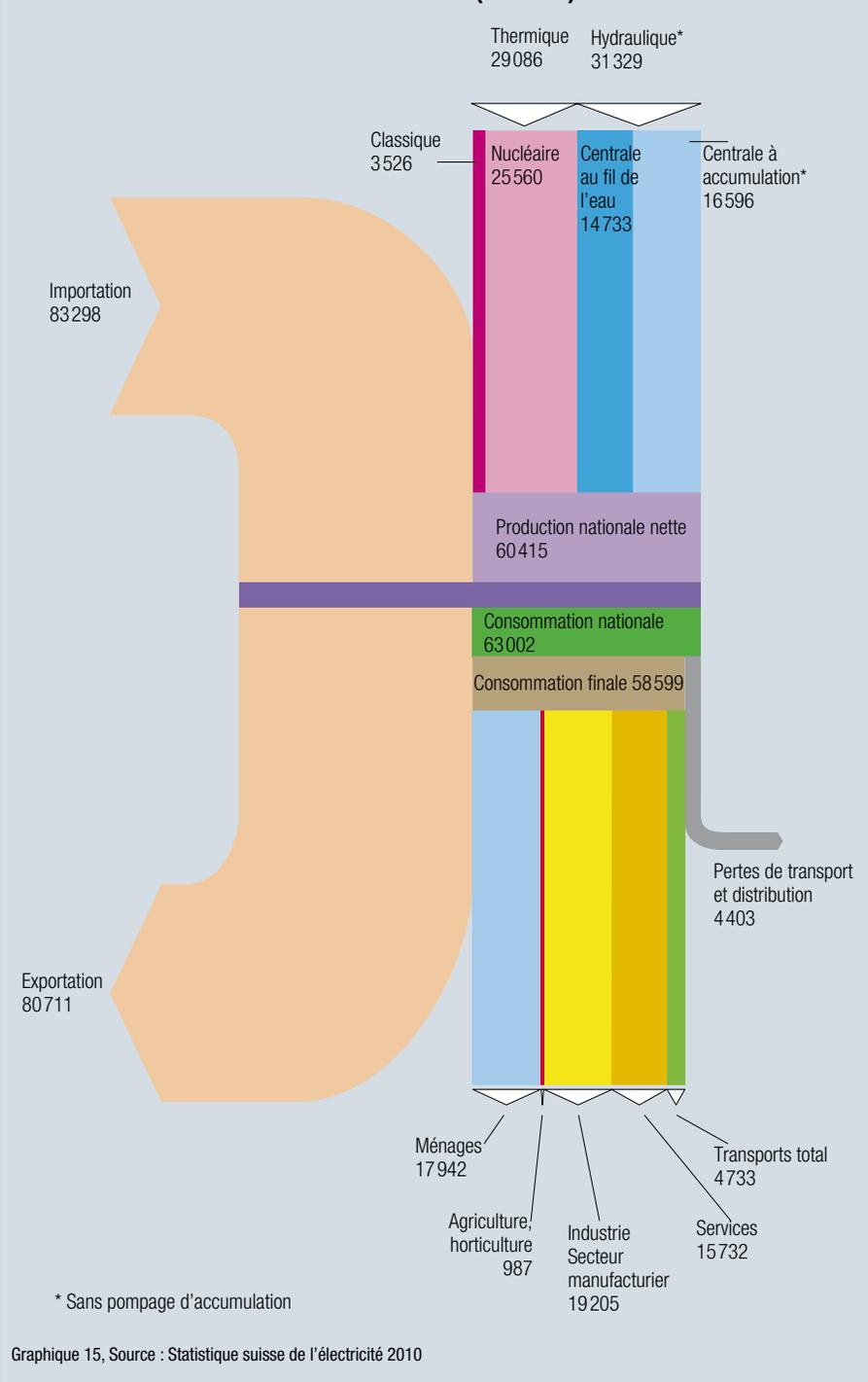
Le succès des énergies renouvelables ne dépend pas seulement de prix maintenant avantageux. Elles sont porteuses de tant d'autres valeurs : un désir de sécuriser l'approvisionnement, un désir d'indépendance, de nouveaux emplois, une production d'électricité proche du consommateur, un temps de construction réduit, une valeur ajoutée locale, des innovations techniques, et aussi le désir de se protéger durablement des coûts de carburants volatils et en hausse constante. Pour l'éolien, on a identifié au moins 16 facteurs de réussite différents.<sup>8</sup>

Plusieurs de ces facteurs concernent aussi l'énergie solaire. Le photovoltaïque possède un avantage supplémentaire : il économise des réseaux de transport grâce à sa production décentralisée, directement chez le consommateur final.

## Atouts de l'énergie éolienne

1. L'énergie primaire (vent) est gratuite.
2. L'énergie primaire est inépuisable, elle ne s'arrête jamais.
3. Les ressources sont suffisantes pour offrir l'indépendance énergétique à toutes les régions du monde.
4. La technique est mature, des coûts stables peuvent être garantis pour le cycle de vie de tous les composants.
5. L'éolien est maintenant concurrentiel, du point de vue des coûts répartis sur le cycle de vie d'une turbine.
6. L'éolien n'émet ni CO<sub>2</sub>, ni pollution de l'air, ni déchets radioactifs ou autrement problématiques.
7. L'éolien n'a pas besoin d'eau de refroidissement.
8. L'amortissement énergétique (Energy Pay-back) des turbines éoliennes ne dépasse pas un an.
9. Pour les nouveaux producteurs, l'accès au marché est global et assez simple, surtout comparé à l'accès au marché du nucléaire.
10. Le laps de temps entre le développement du produit et son placement sur le marché (time to market) est plutôt court.
11. Les cycles de fabrication sont généralement courts, même les grands parcs éoliens peuvent être construits en un an.
12. L'éolien est une technique jeune, donc sa courbe d'évolution est susceptible de progresser, avec les réductions de coûts qui y sont associées.
13. C'est une énergie décentralisée qui permet aussi à des petites et moyennes entreprises de se lancer dans la production d'électricité et de prendre une part active à un système d'approvisionnement profitable – contrairement au commerce du pétrole et du gaz qui reste sous la domination de quelques fournisseurs exclusifs.
14. La distance entre lieu de production et lieu de consommation varie entre 1 et 1500 km, ce qui n'est rien comparé aux distances parcourues par les autres ressources énergétiques (pétrole, gaz, uranium, charbon).
15. L'éolien présente de multiples effets secondaires positifs pour les fabricants et pour les utilisateurs : recettes fiscales, revenus pour les paysans et les propriétaires fonciers (intéressant dans les sites isolés), acquis d'expérience pour les fabricants.
16. L'éolien crée des compétences et des emplois, dans les pays de production et dans les pays bénéficiaires.

## Schéma du flux de l'électricité en Suisse (en GWh)



Les importations et exportations d'électricité de la Suisse sont plus élevées que sa propre consommation (2010).

## Hydraulique et lacs de barrage : la force de la Suisse

Les énergies renouvelables ont de multiples visages : les fleuves et le vent entraînent des turbines et livrent de l'électricité, la lumière du soleil fournit de la chaleur, du froid ou de l'électricité, la chaleur de la terre peut aider à chauffer ou à refroidir et, puisée à grande profondeur, peut aussi livrer de l'électricité. La biomasse et les déchets ont une utilisation thermique, le biogaz peut servir de carburant automobile et les lacs d'accumulation sont des centres de stockage.

Les énergies renouvelables ont un caractère régional. Elles tirent parti de ressources toujours locales et nécessitent des lieux d'implantation. Les rendements sont plus ou moins performants, mais faire le choix d'une production locale implique parfois d'opter pour des sites de 2<sup>e</sup> ou 3<sup>e</sup> choix et de combiner des techniques de maturité diverse.

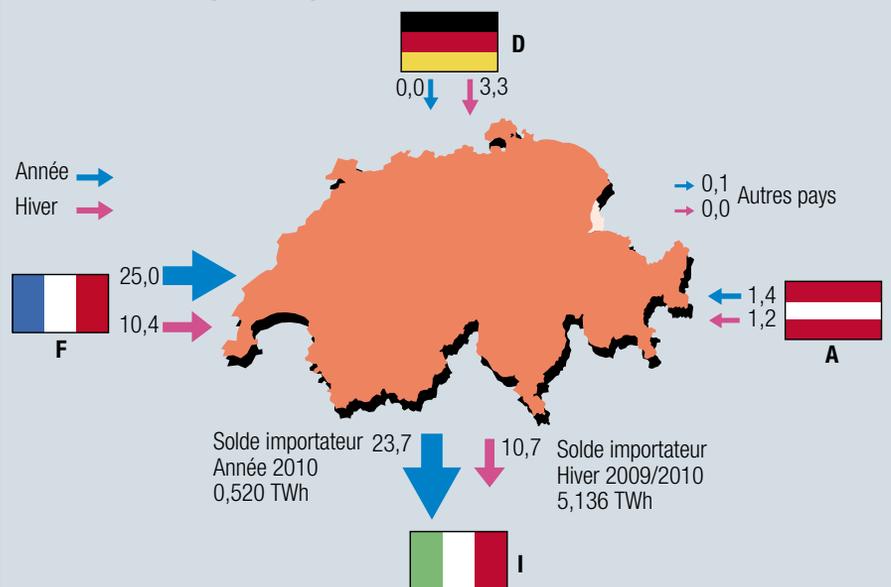
A la base des énergies non renouvelables, il y a toujours l'extraction de combustibles par processus chimiques. Leur énergie primaire (pétrole, uranium, gaz, etc.) peut aussi se stocker. Un réservoir pétrolier, un dépôt de gaz ou un terril de charbon sont sécurisants, ils donnent facilement l'impression que l'approvisionnement est garanti. Ces énergies sont pourtant épuisables et la concurrence fait rage autour du peu de ressources restantes.

Avec les renouvelables, c'est tout le contraire. Elles sont de nature cyclique, se manifestent de façon récurrente. Dans l'idéal, on ne s'en servirait qu'en mode « juste-à-temps ». Les vendre et les transporter entraîne des coûts et une déperdition d'énergie. Les énergies renouvelables sont plus souvent présentes dans un mix énergétique régional que sur le marché mondial. Pour la Suisse, cela signifie une répartition des tâches cohérente avec les pays de l'Union européenne, chaque partenaire profitant de ses atouts respectifs.

Le stockage des énergies renouvelables exige des investissements, par exemple dans la construction de digues, et implique des pertes énergétiques donc financières. Si nous voulons limiter ces pertes, c'est à nous d'optimiser toute la chaîne de consommation et de combiner les flux d'énergies locales afin de couvrir au mieux la demande. On réduira ainsi les coûts de ces superstructures que sont les réseaux et les réservoirs. Le soleil et le vent sont des alliés précieux : la courbe du rayonnement solaire correspond globalement au pic de consommation en journée. Les trois quarts de l'énergie éolienne sont produits durant la période froide, aident donc à couvrir la demande plus forte de l'hiver. Après, il ne reste plus qu'à affiner les réglages pour surmonter les périodes pauvres en soleil et en vent, en diversifiant les sources d'énergie et, si nécessaire, avec des réseaux à grande échelle et de nouveaux modes de stockage.

Avec ses lacs de rétention, sa biomasse (bois), sa géothermie, ses déchets organiques et ses batteries, la Suisse bénéficie déjà d'une grande flexibilité. Sa production électrique est à 56 % d'origine hydraulique et plus de la moitié provient de lacs de barrage à débit modulable, donc disponible instantanément. Ceci permet à la Suisse de jouer le rôle de plaque tournante pour l'électricité européenne. Le transit d'électricité, c'est-à-dire l'achat et la vente à des pays tiers, dépasse même la consommation nationale ! La densité des réseaux, l'importance des rendements et les réserves d'énergie des lacs facilitent la transition de la Suisse vers un approvisionnement complet en énergies renouvelables. Le surcoût à payer pour de nouvelles formes de stockage, pour renforcer le réseau et assurer des réserves de courant reste modique.

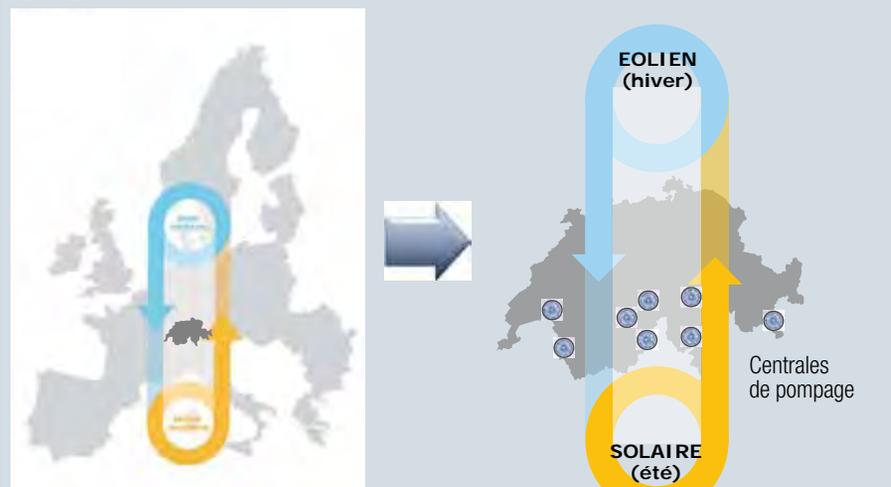
## Flux d'électricité passant par la Suisse



La majorité des importations d'électricité proviennent de France : l'excédent d'énergie en ruban issue des centrales nucléaires est transformé dans les lacs de barrage et vendu en Italie.

## Les importations d'énergie éolienne et solaire remplacent le nucléaire et le charbon

**2050 La Suisse, plaque tournante de l'électricité, devient la batterie de l'Europe**



**Transporter et stocker les énergies renouvelables !**

Graphique 17, Source : Swissgrid 2010

La plaque tournante de l'électricité en 2050 vue par Swissgrid : les excédents d'énergie éolienne et solaire sont achetés à un prix avantageux, stockés dans des centrales de pompage et revendus comme électricité de pointe.

## Plaque tournante de l'électricité – atout pour l'Europe

Pour réussir la transition vers les énergies renouvelables, il faut une vision claire du rôle que la Suisse devra jouer en Europe. Il faut aussi se mettre d'accord sur les techniques à employer. Optimiser économiquement la sécurité de l'approvisionnement nécessite une nouvelle politique pour les lieux de production et les procédures administratives relatives aux énergies renouvelables. Une nouvelle réglementation doit permettre de les injecter rapidement dans le réseau. Il faut aussi des tarifs de rachat en rapport avec la qualité des sites et des techniques. Parce que les énergies renouvelables ont les coûts variables les plus élevés et sont écologiquement supérieures aux autres ressources, elles doivent être prioritaires dans la législation sur les tarifs de rachat, la mise en réseau et les réserves d'énergie.

### La réglementation actuelle favorise surtout le nucléaire et le charbon :

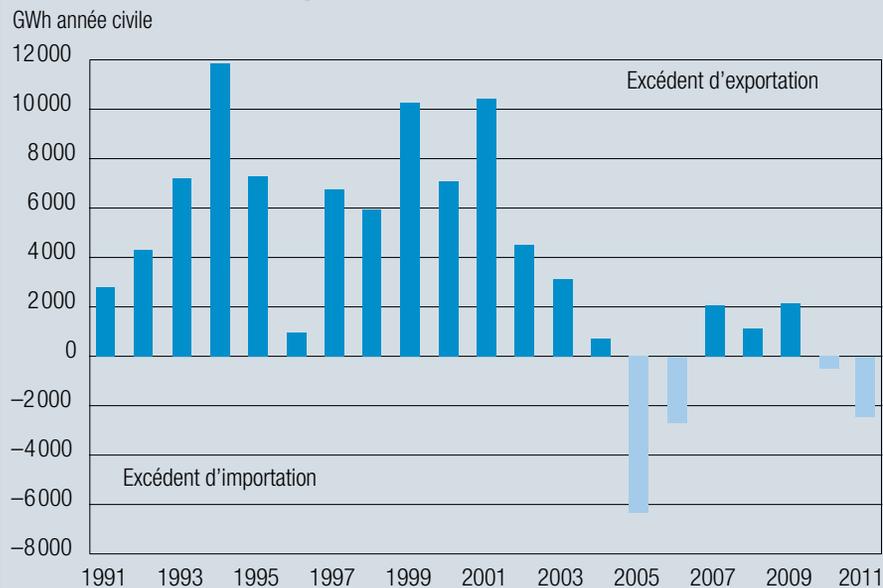
- Le transport de l'électricité des stations de pompage est gratuit en Suisse, afin de vendre moins cher le courant nocturne produit par les centrales nucléaires et à charbon.
- Le calcul du surcoût photovoltaïque compris dans la rétribution à prix coûtant (RPC) inclut une charge pour l'utilisation du réseau à tous les niveaux de tension, ce qui ne correspond pas à la réalité.
- Le législateur n'honore pas le fait que le photovoltaïque entre toujours dans le réseau à des moments de demande maximale, évitant les longs détours avec déperdition d'énergie par les stations de pompage.
- Sous la pression du lobby nucléaire, les réseaux vers la France ont été réservés aux centrales nucléaires. Les énergies renouvelables n'y ont pas accès.

Il est urgent de revoir une telle législation, de planifier concrètement le remplacement des centrales nucléaires et de fixer un calendrier exact de mise à l'arrêt des réacteurs. Cela implique aussi une réflexion sur l'avenir de ces sites industriels et sur les énergies de substitution. Ne serait-ce que pour des raisons de politique extérieure, les nouveaux aménagements devraient pour la plupart fonctionner aux énergies renouvelables.

Durant des décennies, la Suisse était en surcapacité électrique (puissance et énergie). Elle importait les excédents du nucléaire français... et les revendait plus cher à l'Italie comme énergie de pointe. Un commerce lucratif qui rapportait chaque année des bénéfices nets de 1 à 2 milliards CHF. Aujourd'hui, l'ouverture des réseaux réduit les différences de prix et le monopole des bénéfices pour les anciens propriétaires des réseaux électriques. Pour gagner de l'argent, il faut maintenant apporter une vraie plus-value.

Swissgrid – la nouvelle société nationale pour l'exploitation du réseau à haute et très haute tension – est confiante dans les mutations à venir : si jusqu'en 2030, on parvient à installer en Europe une capacité éolienne de l'ordre de 400 gigawatts (ce qui correspondra à la puissance nominale de 400 fois la centrale nucléaire de Gösgen) et autant de centrales solaires, la demande en énergie de ruban diminuera, tandis que le besoin en puissance de réserve et de pointe augmentera. La modernisation des stations de pompage-turbinage est intéressante dans ce contexte. La Suisse devient ainsi la « batterie » de l'Europe pour stocker l'énergie excédentaire des pays voisins. Mais le maillon le plus important manque encore : un contrat avec l'Union européenne.

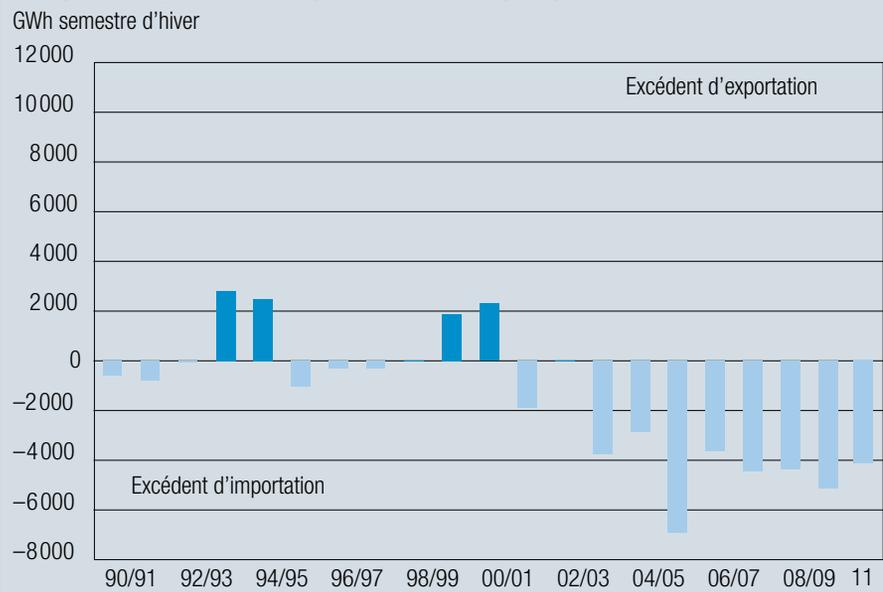
## La Suisse est devenue importatrice d'électricité



Graphique 18, Source : Statistique suisse de l'électricité 2010

La production annuelle ne suffit plus à répondre à la consommation annuelle.

## Chaque hiver, la Suisse importe encore un peu plus d'électricité



Graphique 19, Source : Statistique suisse de l'électricité 2010

Des tarifs au rabais et des subventions ont suscité une consommation hivernale très élevée. Une grande partie de l'électricité est gaspillée par des chauffages électriques par résistance et entraîne une augmentation des factures des autres consommateurs y compris dans l'industrie et l'artisanat.

## De l'exportateur à l'importateur

La production électrique de la Suisse a été excédentaire durant des décennies. Ses surcapacités en énergie (kWh) et en réserve de puissance (kW) étaient commercialisées à l'étranger. L'énergie nucléaire s'était développée très tôt (de 1969 à 1984) et le pays faisait figure de pionnier. C'est seulement en 2005 qu'il a fallu pour la première fois importer de grandes quantités d'électricité pour la consommation intérieure, suite à un dysfonctionnement de la centrale nucléaire de Leibstadt, qui a duré des mois.

D'autres importations nettes ont été nécessaires en 2006 et en 2010 et elles seront monnaie courante dans un proche avenir. Le lobby de l'électricité n'a misé que sur une seule carte durant des années, sur ses centrales nucléaires. Il a bloqué le développement des énergies renouvelables, par exemple en plafonnant le tarif de rachat du courant renouvelable injecté, et il a freiné systématiquement les efforts d'efficacité énergétique.

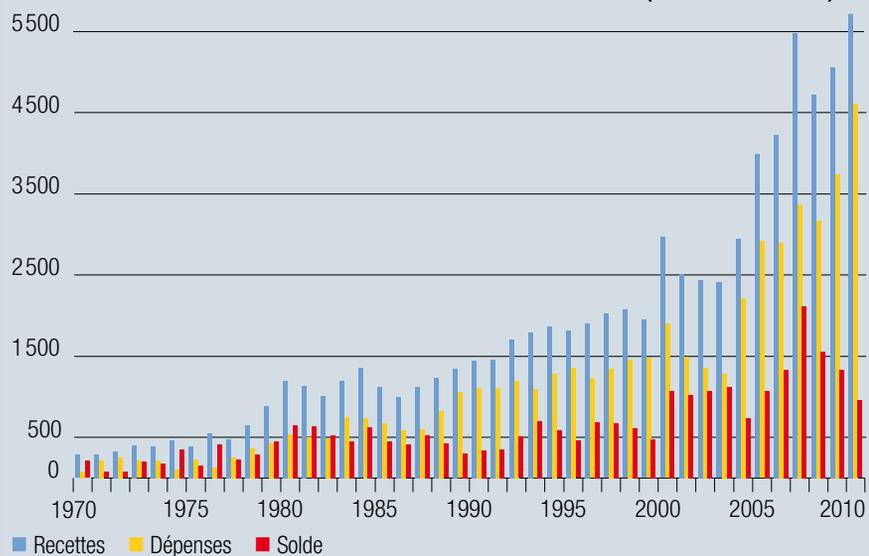
Le lobby nucléaire a arrosé à discrétion les partis politiques qui se laissaient acheter. La consommation de courant du chauffage électrique et des chauffe-eau a été maintenue artificiellement élevée, à coups de subventions et de tarifs piégés. On a attendu pendant des décennies la réglementation sur la consommation électrique des appareils, des équipements et des véhicules car on prétendait que le libre-échange et de nouvelles centrales nucléaires devaient régler tous les problèmes et couvrir tous les besoins.

La confiance aveugle et les promesses du lobby nucléaire ne sont pas restées sans conséquences. Ces dix dernières années, la Suisse a régulièrement augmenté sa consommation électrique de 1,43 % par an. Cet excédent de consommation n'a pas favorisé, comme dans d'autres pays, la construction de centrales à énergies renouvelables. Celles-ci avaient du mal à percer avant la catastrophe de Fukushima. Il y a 21 607 turbines éoliennes en Allemagne et 625 en Autriche, mais en Suisse, fin 2010, on n'en comptait que 32. Le photovoltaïque ne se portait guère mieux : la Suisse n'avait installé que 39 mégawatts durant toute l'année 2010, soit autant que le courant solaire injecté quotidiennement dans le réseau allemand (7 400 MW installés en 2010).

Si ce développement au compte-gouttes des énergies renouvelables n'a pas encore porté préjudice à la sécurité de l'approvisionnement, c'est parce que le réseau suisse est extrêmement bien relié à celui des voisins européens. On a pu couvrir les besoins nationaux en déviant une partie des livraisons de transit. Sauf que maintenant, les réserves sont quasiment toutes utilisées. La question se pose : quelles sources d'énergie fiables, aussi au niveau des prix, choisirons-nous pour la consommation du pays et pour remplacer les centrales nucléaires ?

Dans les vingt ans à venir, les besoins supplémentaires augmenteront en fonction des décisions politiques sur l'efficacité énergétique. Les grands groupes électriques suisses avaient massivement investi dans des centrales nucléaires, au charbon et au gaz. Pour exemple, Axpo possède de nouvelles centrales à gaz d'une puissance de 1,8 gigawatts (ce qui correspond à 1,8 fois celle de la centrale nucléaire de Gösgen). Et ces groupes se demandent déjà s'ils ne pourraient pas financer de nouvelles centrales nucléaires en France.

## Commerce extérieur d'électricité rentable de la Suisse (en millions de francs)



Graphique 20, Source : Statistique suisse de l'électricité 2010

De 2006 à 2010, les bénéfices nets du commerce extérieur d'électricité de la Suisse ont oscillé entre 1,1 et 2,1 milliards de francs.

## Participations de la Suisse dans les centrales étrangères à énergie fossile

- Centrale fossile en exploitation
- Centrale fossile pas encore en exploitation (en projet/en construction)
- Centrale non fossile en exploitation
- Centrale non fossile pas encore en exploitation (en projet/en construction)
- ▲ Droits d'approvisionnement auprès de centrales nucléaires françaises

Les entreprises d'électricité suisses dont les centrales à l'étranger (ou participations) sont illustrées sur cette image sont ATEL, FMB, EGL, Groupe E, EOS, HS, AET et Rätia Energie.

Situation octobre 2008  
© Allianz Stopp Atom



Graphique 21, Source : Fondation Suisse de l'énergie, centrales étrangères à participations suisses

La Suisse possède plus de centrales à l'étranger que sur son propre territoire. En tant que soutien financier des centrales nucléaires, à charbon et au gaz, elle joue un rôle peu glorieux. Seules les régies communales des communes administrées par une alliance rouge-vert ont réalisé d'importants investissements dans les énergies renouvelables à l'étranger.

## Nouvelles règles du jeu pour le courant propre

Voici trois raisons pour lesquelles la Suisse devrait couvrir ses besoins futurs en électricité issue d'énergies renouvelables :

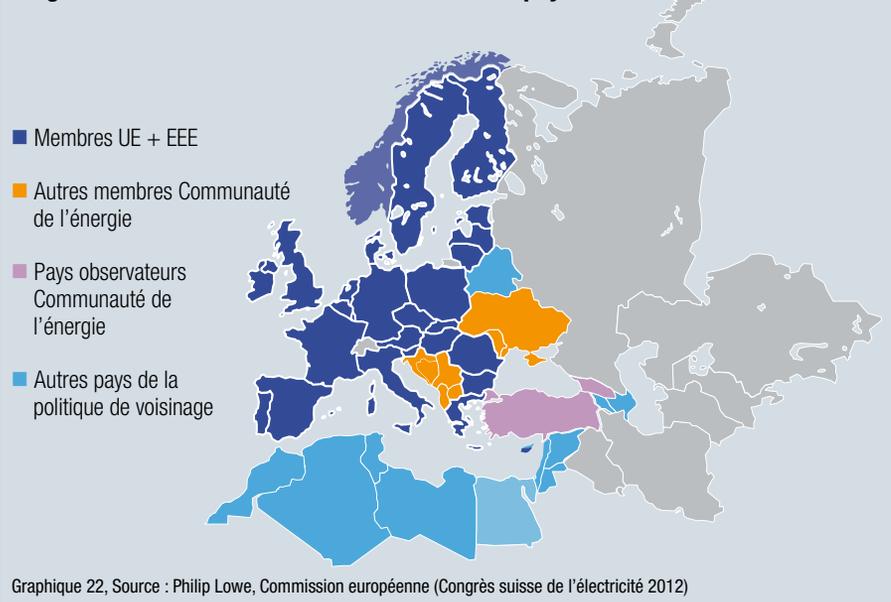
- les énergies renouvelables ont des prix stables et n'exposent pas la population à des risques insupportables (accidents nucléaires et CO<sub>2</sub>),
- la dépendance vis-à-vis des pays étrangers doit rester limitée – la Suisse dispose d'un potentiel élevé en matière d'énergies renouvelables,
- la Suisse doit tenir compte de la réglementation de l'Union européenne, qui implique un fort développement des énergies renouvelables.

La transformation de l'approvisionnement énergétique nécessite de nouvelles conditions-cadre.

### Les principales tâches à accomplir :

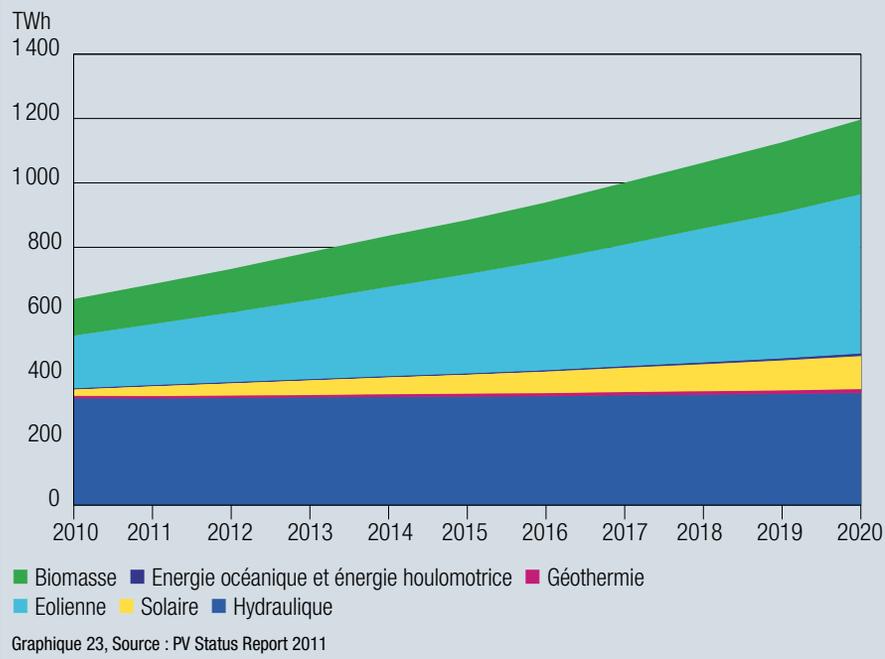
Rémunération correcte pour le « courant vert »	Instrument
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Couvrir les coûts d'investissement, les risques et les coûts de fonctionnement pour toute la durée d'exploitation d'une centrale</li> </ul>	Supprimer le plafonnement des tarifs de rachat (RPC) du courant injecté dans le réseau
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Prendre en compte la qualité des sites, qu'elle soit excellente, moyenne ou faible, pour éviter « l'effet d'aubaine »</li> </ul>	Différencier selon les rendements effectifs à l'année
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Stabiliser les conditions-cadre pour réduire les coûts industriels</li> </ul>	Consolider la RPC, renoncer à de nouveaux instruments (quotas, subventions d'investissement)
Accès au réseau électrique et à ses extensions	Instrument
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Prioriser les énergies renouvelables, suppression de l'accès discriminatoire à tous les réseaux électriques</li> </ul>	Abolition de la réglementation donnant priorité au courant nucléaire (Art. 17 de la loi sur l'approvisionnement en électricité, 1 <sup>re</sup> partie)
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Combiner diverses technologies selon des paramètres météorologiques</li> </ul>	Extension des réseaux électriques pour une interconnexion suprarégionale
Management du réseau et des réserves	Instrument
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Création de nouvelles lignes de transport pour l'électricité et la chaleur</li> </ul>	Extension des réseaux électriques Raccordement des lacs de barrage à l'Europe Réseaux de transport Utilisation de la chaleur résiduelle des bâtiments industriels
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Systèmes prospectifs pour l'offre et la demande</li> </ul>	Participation à des réseaux d'observation météorologique
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Réservoirs pour un stockage à court, moyen et long terme (stations de pompage, centrales de biomasse, batteries, etc.)</li> </ul>	Indemnisation par Swissgrid du courant de réserve, aussi celui des petits producteurs (lacs de rétention, réservoirs décentralisés et réserves)
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Equilibrer les variations imprévues des centrales éoliennes et solaires</li> </ul>	Création de marchés d'électricité intra-journaliers et heure par heure
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Meilleur approvisionnement grâce à une relation client intelligente</li> </ul>	Tarifs flexibles, gestion de la charge électrique, smart grids, smart metering, incitations financières pour les installations décentralisées
Protection de l'environnement et démocratie participative	Instrument
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Minimiser l'empreinte environnementale</li> </ul>	Protection des espèces en danger ou rares, des cours d'eau naturels et des paysages exceptionnels
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mobiliser les ressources naturelles</li> </ul>	Incitations par les tarifs de rachat (RPC), plan régional précis pour les énergies renouvelables
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Implantation régionale</li> </ul>	Participation des personnes concernées à des processus démocratiques et aux nouveaux investissements (participation aux bénéfices, taxe d'utilisation sur le modèle de la redevance hydraulique suisse)
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Internalisation des coûts externes</li> </ul>	Assurance responsabilité civile complète pour les installations nucléaires, aussi pour les parts achetées dans des centrales nucléaires à l'étranger. Augmentation de la taxe carbone, suppression des compensations douteuses à l'étranger sans véritable réduction des émissions de CO <sub>2</sub>

## Progression du marché intérieur de l'UE vers les pays voisins



Outre les 27 pays de l'UE, la Norvège, l'ex-Yougoslavie, l'Ukraine et la Moldavie sont membres de la Communauté de l'énergie de l'UE. En faisant cavalier seul, la Suisse met en péril sa position de plaque tournante de l'électricité. Même les bénéfices générés par le commerce extérieur d'électricité sont en jeu.

## Une électricité plus propre en Europe : doublement d'ici à 2020



Prévisions de production d'énergie européenne conformément aux plans d'action nationaux.

## L'Europe mise sur les énergies renouvelables

La politique énergétique de la Suisse est fortement influencée par celle des pays voisins. Les graves blackouts électriques vécus en Suisse, en Italie et dans l'Europe du Nord le montrent bien : la sécurité de l'approvisionnement ne se définit plus, depuis longtemps, dans le contexte national, elle se mesure à la stabilité du réseau dans l'interconnexion internationale. C'est maintenant avec Bruxelles que se gèrent les flux énergétiques transfrontaliers, les réseaux de transport, les réserves de courant, l'accès au marché et la législation a minima sur l'environnement. Lors du Conseil européen du 8 mars 2007, les Etats membres se sont engagés pour une stratégie sur le changement climatique à l'horizon 2020 : porter à 20% la part des énergies renouvelables dans la consommation finale, améliorer l'efficacité énergétique de 20%, réduire les émissions de CO<sub>2</sub> de 20%.

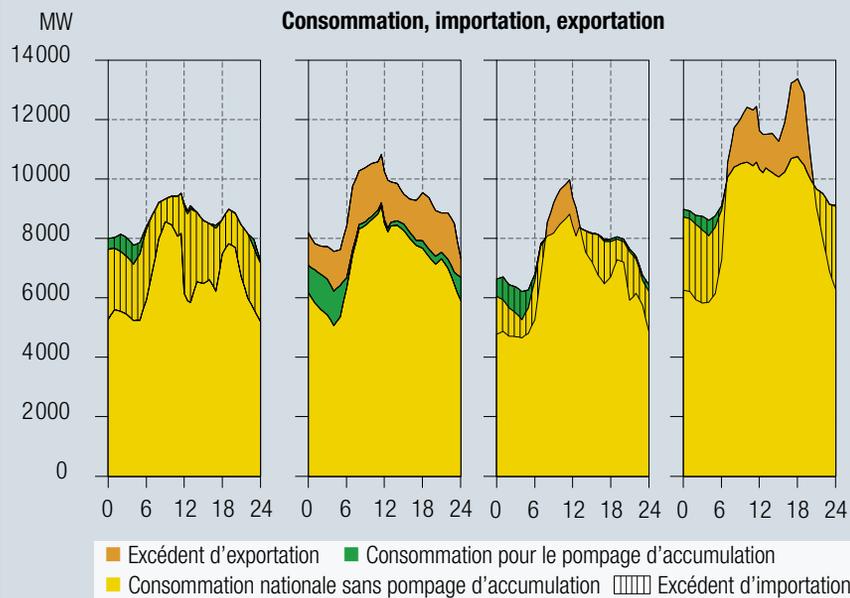
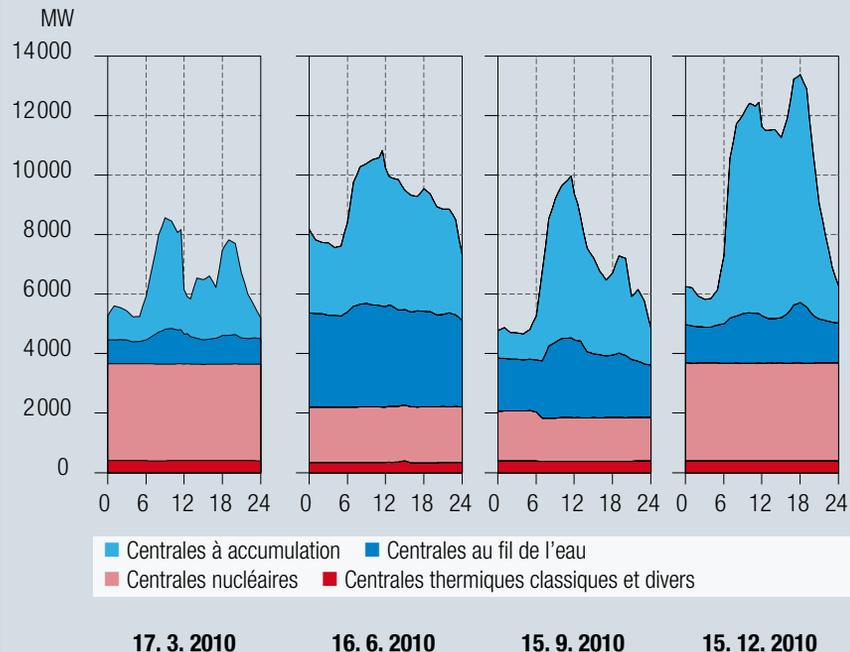
En 2009, une nouvelle réglementation européenne a concrétisé l'aide aux énergies renouvelables pour chaque pays.<sup>9</sup> Leur part doit être augmentée progressivement. Chaque Etat membre a le libre choix des technologies. Chaque pays a remis un plan d'action national pour les énergies renouvelables, régulièrement actualisé. Sur la base de ces plans, la part des renouvelables dans le mix électrique européen augmentera de 37% d'ici à 2020. Elle peut augmenter encore plus si l'on garde la rétribution à prix coûtant (RPC). En effet, la croissance de la production solaire et éolienne est très souvent sous-estimée.

Dans ces plans d'actions nationaux, l'énergie complémentaire est majoritairement d'origine éolienne. L'essor du courant solaire (photovoltaïque) reste en dessous des prévisions parce que les plans d'actions ont été émis avant la forte baisse du prix des modules solaires. La part du solaire sera sans doute bien plus élevée, car la baisse des prix augmente l'intérêt pour cette production d'électricité décentralisée, surtout dans le sud de l'Europe. L'Union européenne essaie aussi d'ouvrir de nouvelles possibilités d'exportation pour les pays du Sud secoués par les crises – par exemple lorsque la Grèce exporte en hiver du courant solaire vers l'Allemagne. Il est très important que l'Union européenne se soit prononcée sur la priorité à donner aux énergies renouvelables. Ainsi, il est écrit dans une communication de l'Union européenne du 31 janvier 2011 :<sup>10</sup>

Comme indiqué dans la nouvelle stratégie énergétique de l'Union européenne, les investissements dans les énergies renouvelables doivent être prioritaires (...). Une analyse commandée par la Commission européenne appelle à multiplier par deux les investissements annuels en capital dans les énergies renouvelables, afin qu'ils passent de 35 milliards d'euros à 70 milliards d'euros, ce qui permettrait à l'Europe d'atteindre ses objectifs. Des subventions publiques doivent compenser les coûts d'investissement (...).

Les nouvelles technologies renouvelables varient selon la période horaire et saisonnière et selon la répartition sur le territoire. Les centrales sont d'une grande diversité, flexibles et décentralisées. Elles nécessitent donc un autre réseau de transport et de distribution et d'autres réglementations que les grandes centrales traditionnelles. Les avantages économiques sont immenses : des énergies inépuisables et locales à des prix de revient stables qui, de plus, diminuent avec le temps.

## Diagramme de la charge le 3<sup>e</sup> mercredi du mois sur 24 heures : production (en haut), consommation (en bas)



Graphique 24, Source : Statistique suisse de l'électricité 2010

Evolution de production et de charge en Suisse le 3<sup>e</sup> mercredi du mois à quatre dates différentes de l'année.

## Importer la nuit, exporter le jour

Les lacs d'accumulation suisses servaient jusqu'à présent à moduler l'électricité produite par les centrales nucléaires et à charbon de France et d'Allemagne. C'est surtout la nuit que l'énergie de ruban de ces centrales est excédentaire. Ces excédents étaient importés en Suisse, la puissance des stations de pompage descendait presque à zéro (production d'électricité : voir graphique en haut de page). Les importations de charbon et d'atome couvraient les besoins de la Suisse ou faisaient marcher les stations de pompage-turbinage (utilisation d'électricité : voir graphique en bas de page). En journée, la puissance des centrales hydrauliques était redémarrée et le courant épargné la nuit pouvait être vendu à des prix élevés.

Ce commerce – ainsi que l'exploitation des centrales de pompage-turbinage en construction – peut seulement se poursuivre si la Suisse parvient à des accords juridiques fiables avec ses partenaires commerciaux de l'Union européenne. Ces négociations durent depuis 2007. Les objectifs de la Suisse sont les suivants :

- accès sans entrave au marché européen de l'électricité
- raccordement aux nouveaux réseaux de transmission dans l'Union européenne
- sécurité des investissements avec déduction des investissements dans les énergies renouvelables
- garanties pour des réserves et des livraisons de gaz naturel en cas de crise

L'Union européenne a fait clairement entendre que si ce contrat est signé, la Suisse devra accepter les mêmes règles que les 27 pays européens et les autres partenaires de ce contrat. Parallèlement à l'ouverture du marché de l'électricité et du gaz, la part des énergies renouvelables doit passer de 20 % (sur la base de 2005) à 31 %<sup>10a</sup> (à l'horizon 2020). Mais si la Suisse a du mal à garantir ces délais, elle peut compter ici sur un arrangement à l'amiable de la part de l'Europe.

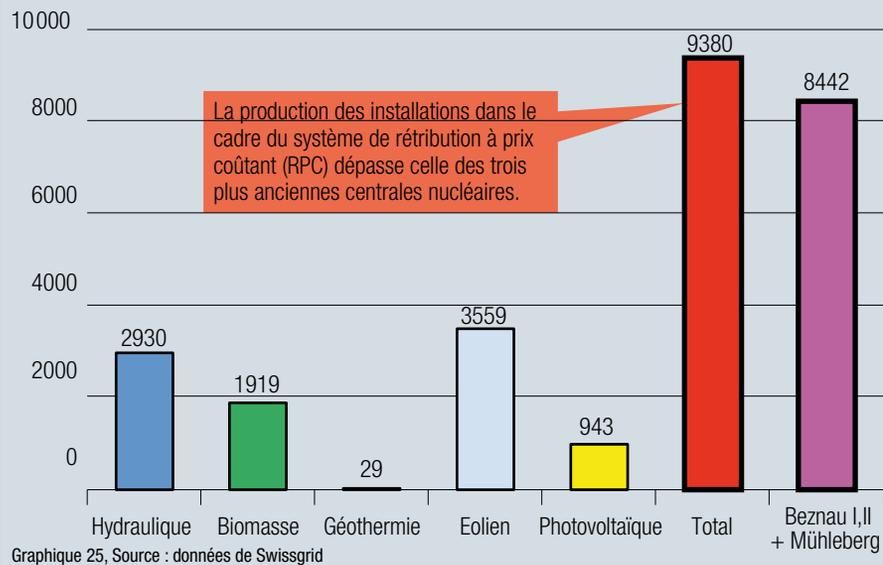
Les énergies renouvelables ont d'innombrables sympathisants dans la population, mais la sympathie seule ne crée pas les conditions-cadre nécessaires. Quant aux groupements économiques, ils invoquent encore des coûts trop élevés et l'incapacité des renouvelables à assurer l'approvisionnement. Ils se défendent ainsi contre l'avancée des énergies renouvelables, tout comme les cantons qui ont des participations dans les centrales nucléaires.

Les grandes entreprises d'électricité se sont battues contre l'efficacité énergétique et le courant propre soit en finançant des partis politiques, soit en dépensant des millions pour d'hystériques campagnes. Elles avaient tant d'influence auprès du Parlement et de ses membres que durant des décennies, elles ont fait en sorte que l'électricité éolienne et solaire suisse stagne dans les plus bas pourcentages de la consommation électrique, tandis que certains Länder allemands dépassaient les 40 % ou 50 %.

Pour ridiculiser l'électricité solaire et éolienne, on disait que leur production variable menaçait la sécurité énergétique. On faisait exprès de taire que la grande flexibilité des centrales hydrauliques (graphique bleu clair en haut de page) est suffisante pour intégrer aussi de grandes capacités en électricité solaire et éolienne –, sans nécessiter de nouveaux lacs de rétention ou de nouvelles centrales à gaz.

## Production supplémentaire annoncée grâce aux rétributions de courant injecté

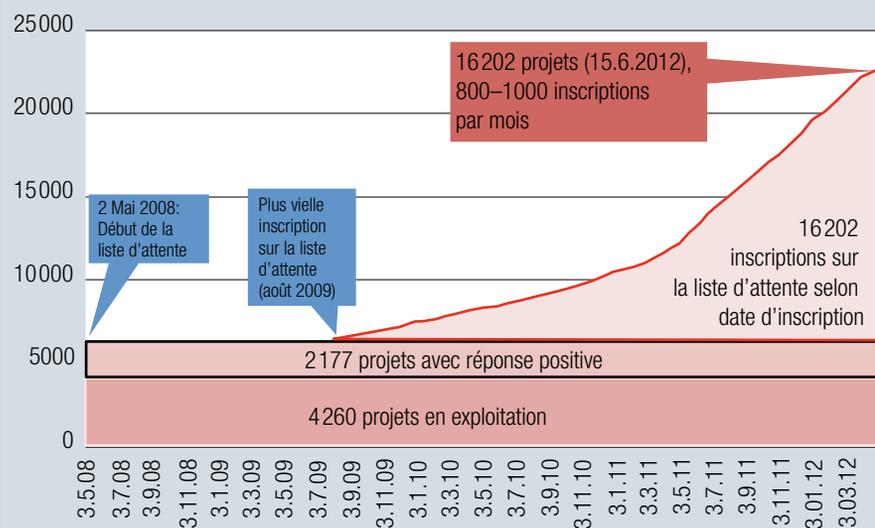
Production d'installations RPC en exploitation, projetées ou bloquées sur la liste d'attente (situation au 15 juin 2012). Total de 9380 GWh de projets RPC dont 1233 GWh de production annuelle déjà en exploitation



La production des installations dans le cadre du système de rétribution à prix coûtant (RPC) dépasse celle des trois plus anciennes centrales nucléaires.

Si les installations figurant sur la liste d'attente pour la RPC étaient toutes construites, un tiers de l'énergie nucléaire serait déjà remplacé.

## Forte augmentation en 2011 de l'intérêt pour les nouvelles centrales: plus de 800 nouvelles inscriptions par mois



Le désir des particuliers et des entreprises de produire de l'énergie renouvelable est énorme. Le plafond bloque de plus en plus de projets.

## Suppression du plafond !

Le secteur de l'électricité suisse a été réformé en 2008 sur le modèle européen. Le réseau a été ouvert, mais seulement pour les gros clients, ceux qui consomment plus de 100 000 kWh à l'année. Ceux-ci peuvent choisir librement leurs fournisseurs. Les cantons ont perdu la responsabilité de l'approvisionnement, la législation a été modifiée comme suit :

- Les cantons choisissent le gestionnaire de réseau qui aura le monopole du réseau sur leur territoire, et attribuent des mandats de prestation pour assurer le service public.
- La gestion de tous les réseaux haute tension a été confiée à la jeune société Swissgrid (à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2013).
- Aucun fournisseur d'électricité ne doit être discriminé s'il transporte ou vend du courant sur les réseaux suisses.

La loi sur l'approvisionnement en électricité a été créée en Suisse en même temps que la rétribution à prix coûtant (RPC) du courant issu d'énergies renouvelables et injecté dans le réseau. Le problème est que cette rétribution est plafonnée. Le supplément pour la RPC ne doit pas dépasser 0,9 centime/kWh sur la facture du client. La RPC est calculée sur le prix du marché, son budget s'élève à 450 millions de francs annuels.

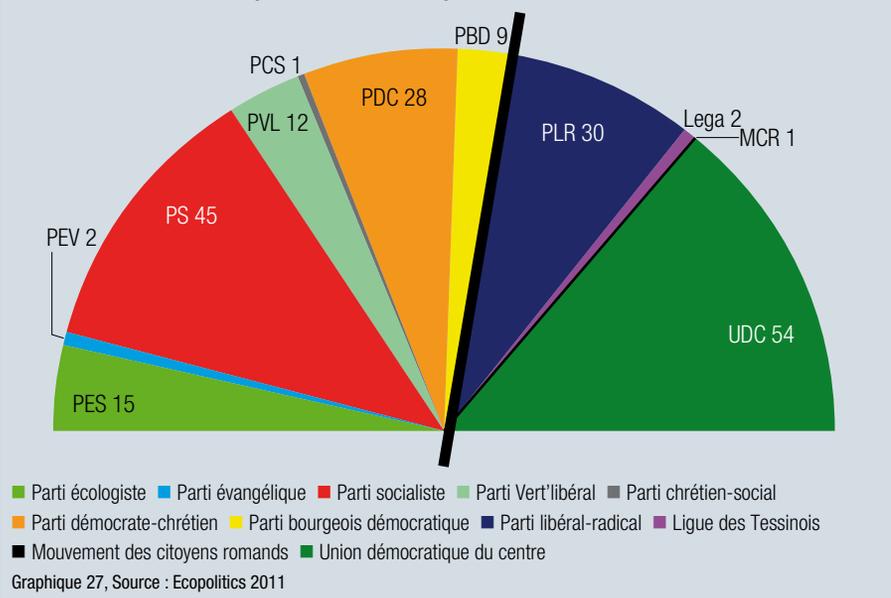
Depuis la mise en place de la RPC, des milliers d'investisseurs ont annoncé des projets. En quelques mois, le plafond financier légal était atteint, voire dépassé. Les projets photovoltaïques, qui sont les plus limités par la RPC, ont atteint le maximum prévu par la loi dès le jour d'ouverture de la liste d'attente (1<sup>er</sup> mai 2008).

Jusqu'en décembre 2011, environ 5000 projets ont été adoptés, tandis que 15 000 autres sont sur la liste d'attente officielle : des projets de centrales solaires, éoliennes, de biomasse, de petit hydraulique et de géothermie. Des milliers d'investisseurs sont frustrés par cette bureaucratie des listes d'attente, beaucoup n'ont plus envie de construire leur propre installation. La plupart des projets en attente concernent des installations photovoltaïques en toiture, pour des maisons déjà raccordées au réseau et disposant de compteurs électriques aux normes. La réalisation de ces projets permettrait, déjà maintenant, de couvrir une partie des besoins des particuliers.

Le plafond financier de la RPC a été décidé par des parlementaires sceptiques, sachant que ce scepticisme a été largement entretenu par le lobby nucléaire lors des négociations sur les énergies renouvelables au Parlement. Officiellement, il s'agissait d'éviter une augmentation du prix de l'électricité. En réalité, ce sont les projets de construction de nouvelles centrales nucléaires qui provoquaient déjà une hausse de la facture. Si l'on supprime le plafonnement de la RPC, tous les projets annoncés peuvent, comme en Allemagne, bénéficier de la rétribution du courant injecté. Les effets positifs sont nombreux :

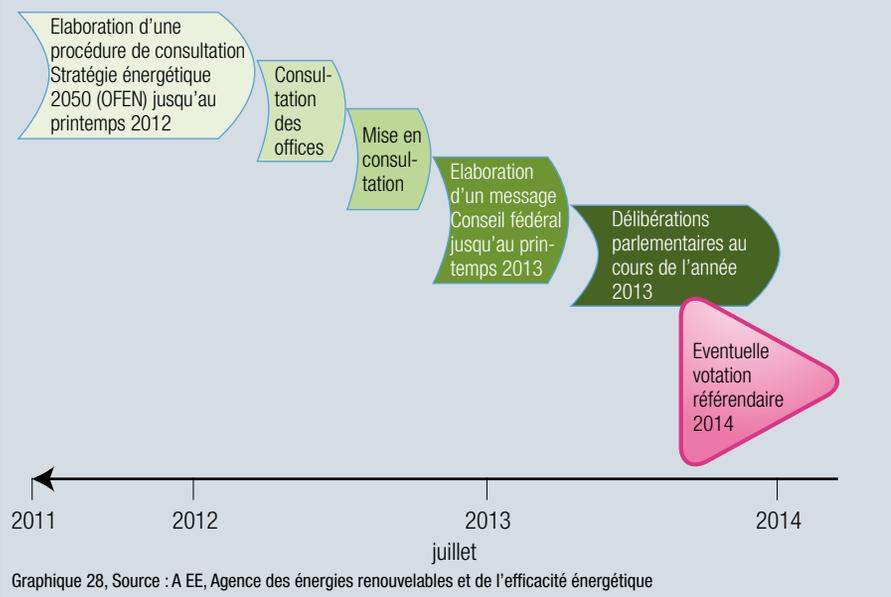
- Les nouveaux projets qui représentent une production annuelle d'environ 7000 GWh – plus de 12% de la consommation finale – auraient le feu vert et pourraient remplacer rapidement les trois réacteurs nucléaires de moindre puissance.
- Des projets bâtards qui n'obtiendront jamais d'autorisation de construction ne bloqueraient plus les « bons » projets. Voilà qui séparerait l'ivraie du bon grain.
- Des dizaines de milliers de nouveaux projets d'installation solaires seraient inscrits à la RPC – tout comme en Allemagne – et pourraient se réaliser à un prix relativement abordable (20–30 ct/kWh).
- Le développement du photovoltaïque décongestionnerait immédiatement la discussion sur la construction de nouvelles grandes centrales. Le prix du courant solaire continuera à baisser, on pourra donc renoncer à la construction de certaines petites centrales hydroélectriques contestées. En effet, certaines de ces centrales ont des tarifs de rachat jusqu'à 35 ct/kWh, plus cher donc que le solaire qui vient du toit.

## Le Parlement suisse (Conseil national) 2011–2015



Tous les partis à gauche du PLR et de l'UDC se sont exprimés en faveur de la sortie du nucléaire.

## Calendrier jusqu'à la sortie définitive du nucléaire



Si le Parlement s'active, la sortie du nucléaire de la Suisse pourrait être scellée par la loi d'ici à 2014. Mais on ne pourra réellement parler de véritable sortie lorsque la durée d'exploitation restante des centrales nucléaires actuellement en service sera limitée par la loi. Il serait totalement contradictoire que les votants puissent décider une interdiction de nouvelles centrales nucléaires mais n'aient pas leur mot à dire en ce qui concerne les très dangereuses extensions de la durée d'exploitation restante des installations existantes.

## Changement de cap au gouvernement et au Parlement

Après la catastrophe de Fukushima, le gouvernement suisse a subitement annoncé, sans préambules, qu'il renonçait à la construction de nouvelles centrales nucléaires. Une décision adoptée à forte majorité par les deux chambres du Parlement. Lors des élections de l'automne 2011, les deux partis politiques qui restaient pro-nucléaires ont subi des pertes de voix massives. Le Conseil national dispose maintenant d'une puissante majorité de partis qui préfèrent la transition vers des énergies renouvelables : les Verts, le Parti socialiste (PS), les Verts libéraux (VL), le Parti démocrate-chrétien (PDC) et le Parti bourgeois démocrate suisse (PBD).

Ce changement de politique ouvre de nouvelles chances. Il correspond aussi aux attentes de l'Union européenne envers la Suisse pour le futur contrat sur l'énergie. La Suisse doit enfin commencer à réduire ses émissions de CO<sub>2</sub> et à développer les énergies renouvelables. Elle avait déjà manqué l'objectif du protocole de Kyoto à cause de la dominance des partis politiques de droite, le Parti radical-démocratique (PRD) et l'Union démocratique de centre (UDC).

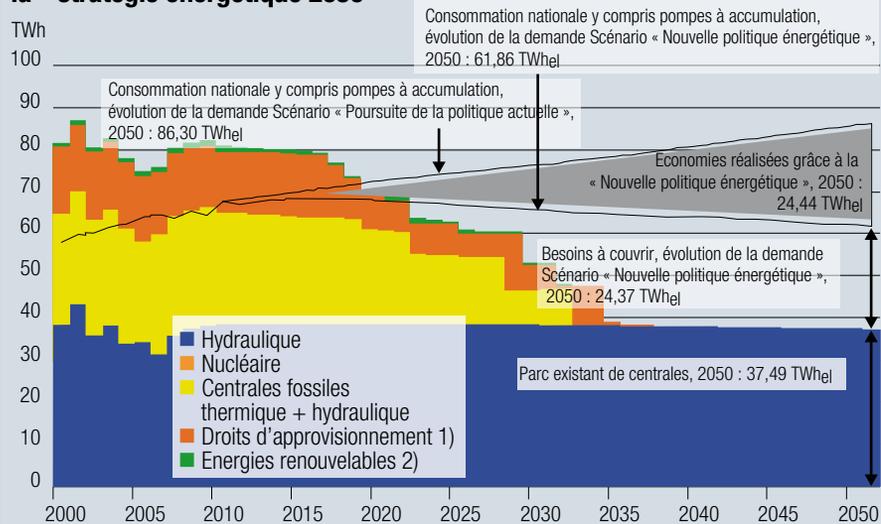
Une sortie du nucléaire va-t-elle signifier une transition vers les énergies renouvelables ? La législation ne le garantit pas encore. La prise de conscience a fait son chemin dans la population et des sondages représentatifs l'ont confirmé, mais les grandes organisations économiques et patronales, ainsi que le lobby nucléaire possèdent encore les moyens de torpiller l'essor des énergies renouvelables et les progrès dans l'efficacité énergétique, avec leurs méthodes habituelles : en demandant des référendums contre de nouvelles taxes carbone ou en s'opposant à l'augmentation des prix de l'électricité.

Il peut bien se passer deux ou trois ans jusqu'à l'adoption définitive de nouvelles bases juridiques, deux ou trois années durant lesquelles les énergies renouvelables restent bloquées. D'autre part, la durée d'exploitation restante des centrales nucléaires en activité n'est pas fixée juridiquement, ce qui reste une entrave pour la planification et le développement des renouvelables. Le lobby nucléaire essaiera à nouveau de prolonger ces durées d'exploitation et de reprendre la discussion sur la construction de nouvelles centrales nucléaires. Un autre risque n'est pas encore écarté : la Suisse peut acheter de nouvelles parts dans des centrales nucléaires à l'étranger (France, République tchèque).

L'arrêt des centrales nucléaires et les nécessaires réductions de CO<sub>2</sub> entraînent une forte demande en nouvelles sources d'énergie. Pour remplacer le parc atomique, il faut trouver l'équivalent de 25 TWh (=25 milliards de kWh). L'augmentation générale de la consommation électrique est aussi à prendre en considération.

La modification de l'approvisionnement énergétique se déroulera sur plusieurs législatures et demande de la ténacité. Le fait que les prix reviennent des énergies renouvelables continueront de baisser est un facteur positif et réduira la tentation de retourner à l'énergie nucléaire. Et tous les emplois créés dans les énergies renouvelables ne permettront plus aux exploitants des grandes centrales d'affirmer que la transition est impossible.

## Evolution de la consommation et couverture des besoins dans la « stratégie énergétique 2050 »

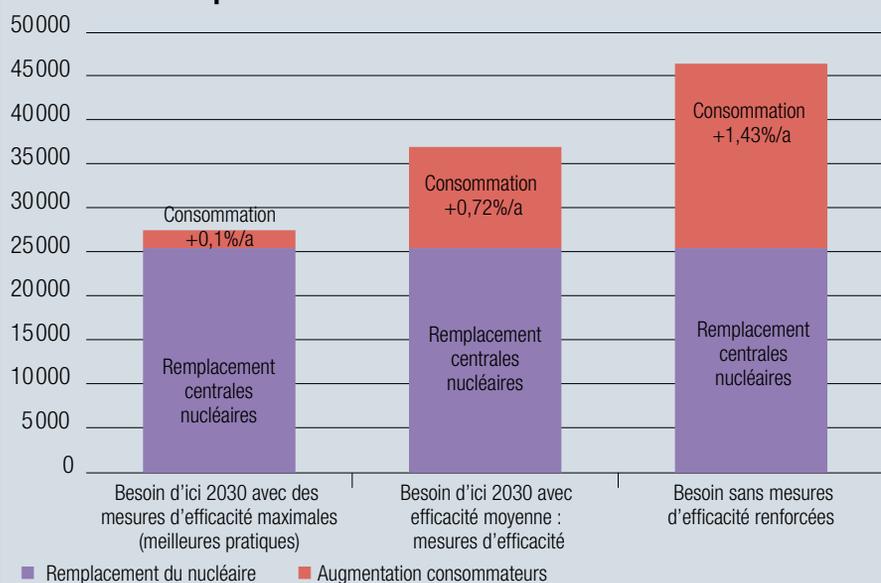


1) soldés par des engagements exclusifs de livraison. Pour les engagements de livraison > l'offre, la valeur est de 0 2) couplées et non couplées

Graphique 29, Source : Prognos 2011 du 25 mai 2011, page 4

Dans les rapports de Prognos sur la « Stratégie énergétique 2050 », le Conseil fédéral esquisse la suppression des centrales nucléaires et la contribution des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique.

## Le besoin de compensation d'ici 2030 : 27 à 46 TWh



Graphique 30, Source : Estimation personnelle

Selon l'importance de l'augmentation de la consommation d'électricité, la Suisse a besoin d'ici à 2030 de 27 à 46 milliards de kilowattheures supplémentaires, remplacement du nucléaire compris.

## La nouvelle demande – à combien s'élève-t-elle ?

Durant l'été 2011, la ministre de l'énergie Doris Leuthard a publié les premières esquisses d'une nouvelle politique pour la Suisse, la « stratégie énergétique 2050 ». Si la consommation électrique finale restait au niveau actuel, elle s'élèverait à 80 ou 90 TWh en 2030. Si l'on met en place une nouvelle politique d'efficacité énergétique, on peut stabiliser la consommation d'électricité ou la diminuer légèrement, même en calculant un passage des véhicules à essence vers des véhicules électriques et du chauffage au mazout et au gaz vers des pompes à chaleur. Les énergies renouvelables peuvent aussi se développer. La stratégie 2050 prévoit un plus grand essor : un premier scénario du Conseil fédéral prévoit une production de 23,5 TWh d'électricité en provenance de ressources renouvelables, dont 10 TWh fournis par des installations photovoltaïques, 4 TWh par l'éolien, 4,4 TWh par la géothermie et 4 TWh en aménageant les infrastructures hydrauliques.<sup>11</sup>

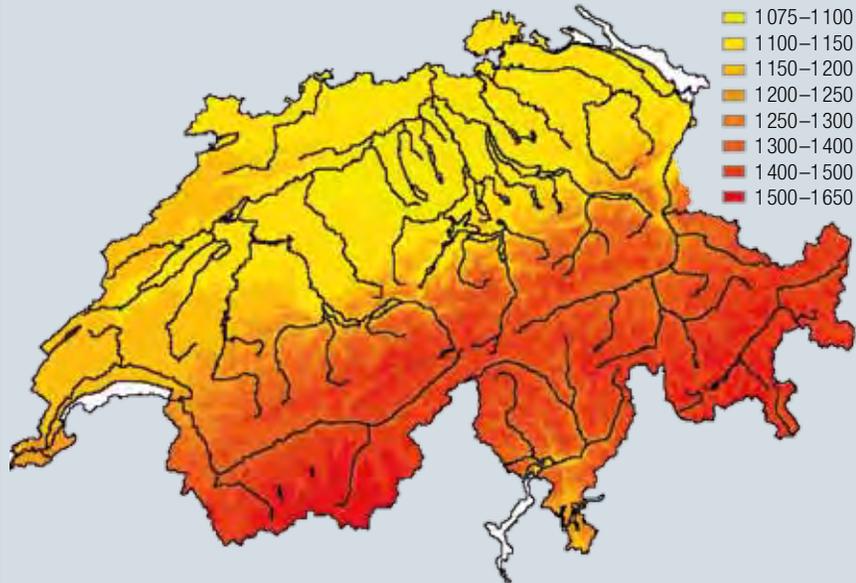
Les premiers rapports du gouvernement sont très prudents. Ils ne mentionnent pas exactement les moyens qui seront mis en œuvre pour faciliter l'essor des énergies renouvelables. Les chiffres avancés pour le photovoltaïque semblent bien modestes, tandis que ceux de la géothermie et de l'hydraulique sont trop ambitieux, vu les réticences sur l'acceptation des techniques et l'empreinte environnementale. Les prévisions à l'horizon 2050 estiment que les énergies renouvelables ne pourront couvrir que la moitié de la consommation énergétique totale. Une réduction de l'augmentation de la consommation est possible si l'on introduit des normes d'efficacité pour les appareils électriques et – encore plus efficace – si l'on introduit des taxes incitatives comme le fait le canton de Bâle-Ville (où une surconsommation peut être taxée de 5 ct/kWh). Lors des premières votations, le Parlement a refusé les taxes incitatives mais a soutenu dans les deux chambres le relèvement du plafond pour la rétribution à prix coûtant (RPC).

Besoin en électricité à couvrir en 2030	TWh
Remplacement des centrales nucléaires du pays	25
Réponse à une consommation accrue	de 0 à 20 maximum
Remodelage des participations sur le marché international de l'électricité	environ 20
Réserves pour véhicules électriques, pompes à chaleur, etc.(10%)	5
<b>Total</b>	<b>50-70</b>

L'analyse des actions à mener doit se faire dans une large optique. Les participations dans les centrales nucléaires françaises rapportaient jusqu'à 20 TWh par an. Elles constituaient la base du commerce de l'électricité et permettaient de répondre aux besoins accrus en hiver (jusqu'à 20% en plus). La plupart de ces contrats viennent à terme avant 2030. Pour se prémunir, divers consortiums nucléaires investissent depuis longtemps dans de nouvelles centrales à gaz et à charbon – à l'étranger (voir page 34). En comparaison, les participations dans des centrales éoliennes et solaires sont encore faibles, ce sont plutôt les Services industriels des villes qui s'en emparent : Bâle (IWB), Zurich (EWZ), Genève (SIG).

Le nouveau portefeuille de compétences à créer en complément ne dépasse pas une production annuelle de 50 TWh à 70 TWh jusqu'en 2030. Une capacité que peuvent facilement fournir les énergies renouvelables, au niveau technique actuel. A condition évidemment de commencer dès maintenant et de mettre fin à l'obstruction actuelle. Mieux vaut construire dans d'autres pays, là où le potentiel des renouvelables est encore plus élevé qu'en Suisse, les grandes centrales qui ne serviront qu'à valoriser de l'électricité destinée à l'exportation.

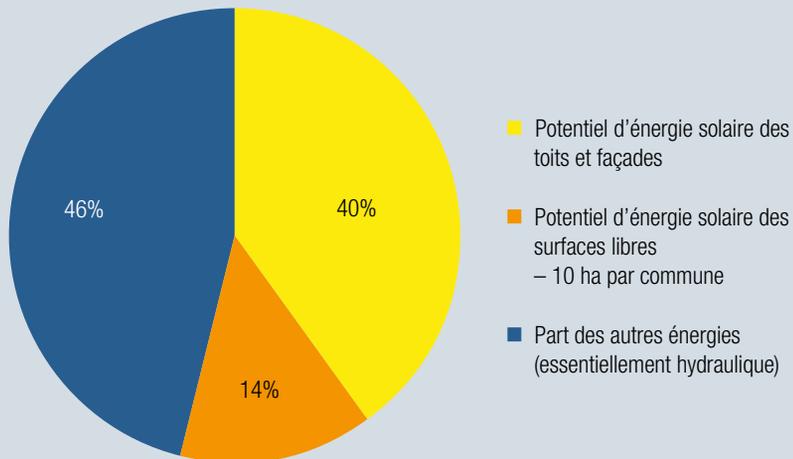
## Atlas solaire suisse : rayonnement solaire en Suisse par m<sup>2</sup> et par an



Graphique 31, Source : Institut Paul Scherrer (2005)

L'ensoleillement est nettement plus élevé en Suisse qu'en Allemagne. A haute altitude dans les Alpes, les rendements solaires atteignent des valeurs comparables à ceux de l'Espagne.

## Potentiel photovoltaïque 2030 en cas d'expansion maximale en % de la consommation finale maximale (79 TWh)



Graphique 32, Source : Estimation personnelle sur la base du rapport de l'Institut Paul Scherrer (2005)

En prenant en compte tous les toits appropriés et 4 à 6 pour mille des surfaces au sol, les énergies solaire et hydraulique pourraient à elles seules suffire à approvisionner la Suisse.

## Les potentiels

La Suisse dispose de forts potentiels en énergies renouvelables :

**Hydraulique** : environ 37 TWh proviennent actuellement de l'hydraulique, soit 55 % de la production brute d'électricité. En procédant à quelques aménagements, on pourrait gagner 2 TWh supplémentaires, soit 3 % de la consommation finale. Mais les mesures qui touchent à la modification des cours d'eau ne sont guère populaires.

**Eolien** : si la Suisse utilisait l'énergie éolienne avec une densité semblable à celle de l'Allemagne (72 kW/km<sup>2</sup>), elle pourrait produire 5,9 TWh, soit 10 % de sa consommation finale. Mais avec toutes les restrictions liées à l'aménagement du territoire, 1–2 TWh semble plus réaliste.

**Biomasse** : l'exploitation de la biomasse, du biogaz et des déchets peut livrer 4–6 TWh, soit environ 10 % de la consommation finale. A noter quand même que le bois-énergie entre en concurrence avec d'autres utilisations du bois, comme le chauffage pour les bâtiments anciens.

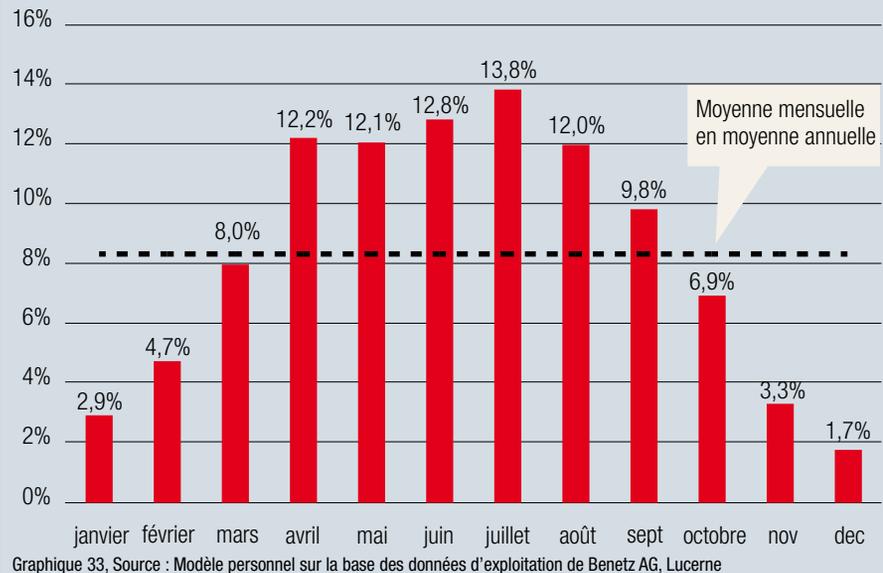
**Photovoltaïque** : les estimations du potentiel électrique annuel en toiture et en façade évoluent entre 18 TWh (Agence internationale de l'énergie (AIE), 2002) et 31 TWh (Institut Paul Scherrer (PSI), 2005), ce qui, rapporté à la consommation finale, donne un potentiel de 30 à 50 %. Seules sont comptées les toitures disposant d'au moins 80 % d'ensoleillement maximal.<sup>12</sup> En augmentant le degré d'exposition des cellules solaires par m<sup>2</sup>, on peut augmenter la productivité.

Sur des toits plats de bâtiments d'habitation ou industriels, on peut aussi installer des systèmes suiveurs mécaniques, qui optimisent la lumière du soleil au cours de la journée. On peut aussi récupérer beaucoup d'électricité supplémentaire en exploitant, en plus des toits et des façades, des infrastructures telles que les bordures de route, les lacs de barrage, les clôtures de jardin ou les constructions de protection contre les avalanches. La localisation est d'ailleurs un facteur important pour le rendement du photovoltaïque.

Dans les Alpes, et surtout en haute altitude, l'ensoleillement atteint des seuils comparables à ceux de l'Espagne. Des installations solaires près des cimes seraient une vraie innovation et contribueraient largement à baisser les prix de revient du courant solaire.

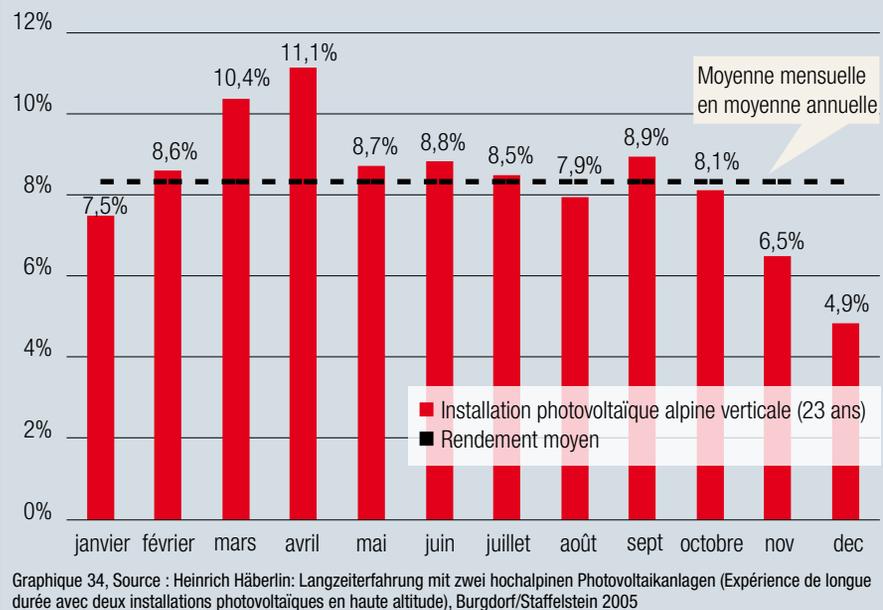
Si chaque commune suisse proposait une dizaine d'hectares pour des équipements solaires au sol, la part du solaire dans la consommation électrique pourrait monter à 60 %. Il faudrait une surface de 277 km<sup>2</sup>, soit 0,67 % du territoire. Vu la baisse abrupte du prix des modules, on peut envisager de placer des panneaux solaires en combinant certaines fonctions, même s'il faut pour cela renoncer à un ensoleillement maximal : sur des clôtures, des parapets, des bâtiments de travaux publics, des barrières de sécurité. Ou alors les suspendre à des câbles avec systèmes suiveurs au-dessus des routes, des voies de train ou des autoroutes.

## Répartition de la production mensuelle au cours d'une année : installations en toiture sur le plateau suisse (Moyenne mensuelle sur 40 années / données Benetz AG)



Les installations photovoltaïques en plaine offrent leur meilleur rendement d'avril à septembre ; de novembre à janvier, la production d'énergie chute pour atteindre des valeurs inférieures à la moyenne annuelle.

## Rendements solaires élevés à haute altitude dans les Alpes suisses



Les installations solaires situées dans les Alpes avec exposition à la verticale offrent les rendements les plus élevés (1062–1371 kWh/kWp) entre février et avril mais aussi en septembre.

## L'électricité solaire du toit et des Alpes

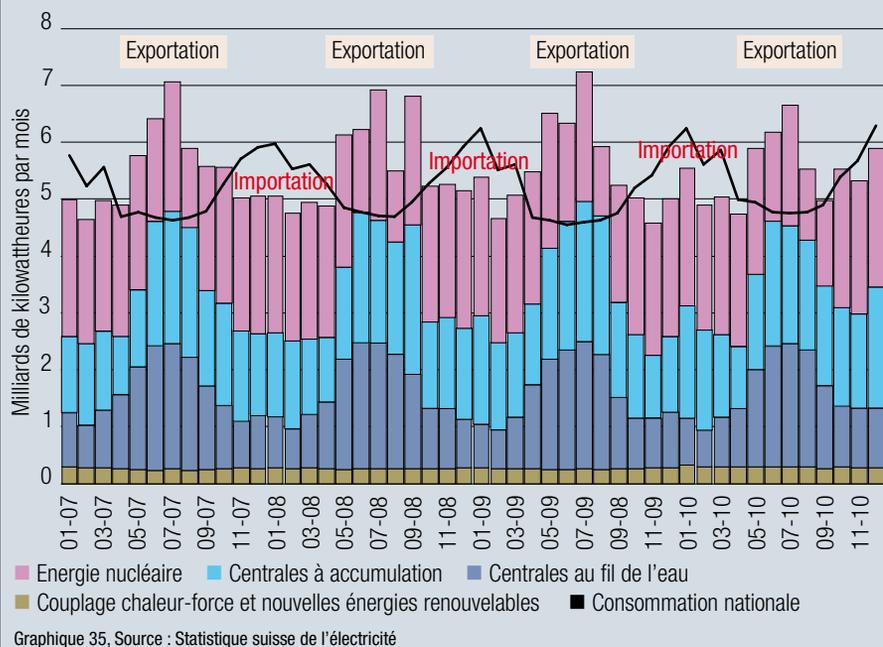
L'utilisation du photovoltaïque est accélérée par les innovations. Le silicium cristallin est le matériau de base dominant des cellules solaires. De nouveaux procédés de fabrication comme les réacteurs solaires à lit fluidisé qu'utilise la société norvégienne REC permettent de réduire d'un facteur 10 la consommation d'énergie nécessaire à la fabrication. Cela ramène à moins d'un an le délai d'amortissement énergétique.<sup>13</sup> Sur le marché au comptant, le prix du kilo de silicium était de 400 à 500 dollars en 2008. Aujourd'hui, les notations sont revenues à 40 ou 50 dollars et les prix pourraient tomber à 10 ou 5 dollars dans les prochaines années. La réduction du prix des matériaux de base augmente la diversité des usages du photovoltaïque. Des cellules de toutes couleurs et toutes tailles se transforment en éléments de décoration architecturale. Elles changeront l'apparence des maisons et des villes. Elles sont de plus en plus minces et efficaces, ce qui réduit encore leur délai d'amortissement énergétique, qui se réduira bientôt à quelques mois.

Avec des cellules photovoltaïques moins chères, la rentabilité d'un site de production de moins bonne qualité augmente aussi. Des toitures orientées à l'ouest et à l'est peuvent, avec un bon degré d'inclinaison, livrer 70 à 85 % de ce que produisent des toits orientés au sud. L'intégration de nouvelles surfaces est ainsi possible (graphique 96, page 114 et graphique 127, page 144). Même des cellules orientées au nord peuvent, avec un degré d'inclinaison faible, procurer un rendement représentant 50 % à 70 % de celui d'une toiture au sud. Ces nouvelles surfaces d'exploitation laissent place à une optimisation esthétique. L'important, c'est le profil de production tout au long de l'année. Les installations solaires en toiture sur le plateau suisse fournissent leur meilleur rendement au printemps et en été, d'avril à septembre. En hiver, la production est bien plus basse, c'est le « trou hivernal » – du moins si l'on isole l'électricité solaire des autres ressources. Le lieu d'installation est aussi un facteur important pour le profil mensuel de la production solaire.

Heinrich Häberlin, professeur à la haute école spécialisée de Berthoud, dans le canton de Berne, a analysé sur plusieurs années le profil des installations solaires situées en altitude dans des sites alpins. Ses travaux révèlent un profil très différent que celui du plateau suisse (graphique) : en altitude, le premier pic de production électrique a lieu entre février et mai, le second de septembre à octobre. Ce profil intéressant est celui de modules qui saisissent la lumière du soleil hivernal avec un angle d'inclinaison optimisé, c'est-à-dire installé à la verticale ou presque. Les températures froides augmentent le degré d'efficacité. Le reflet dans la neige ou dans un lac de barrage est encore un facteur important, qui explique le haut rendement au printemps et en automne.

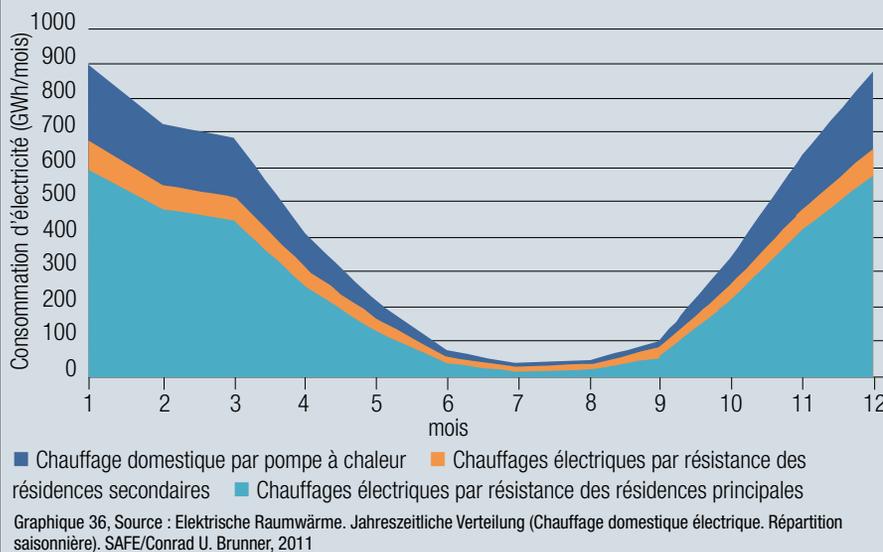
Les équipements photovoltaïques des sites alpins bénéficient généralement d'un meilleur ensoleillement que les toits du plateau suisse. Dans les montagnes, si les cellules sont installées à la verticale en hiver et à l'horizontale en été pour suivre la courbe du soleil, on peut s'attendre à un rendement très élevé, qui diminue le prix de revient. Une utilisation combinée de différents sites peut optimiser la répartition à l'année de la production électrique. Des réservoirs de stockage permettent de surmonter sans problème les journées peu ensoleillées. Il n'y a que pour les mois de novembre à janvier qu'il faut trouver des sources d'énergie complémentaires.

## Evolution annuelle de la production d'électricité entre 2007 et 2010



La Suisse importe depuis longtemps déjà de l'électricité pendant les mois d'hiver pour répondre à ses besoins d'alimentation électrique pendant cette période.

## Chauffage domestique électrique en Suisse 2010



Les chauffages électriques et chauffe-eau absorbent environ 20 % de la consommation énergétique hivernale en Suisse. Ils pourraient être remplacés par des installations plus efficaces telles que chauffages à pellets, panneaux solaires et pompes à chaleur.

## Equilibrage en fonction des variations saisonnières

Pendant les mois d'été, la Suisse est depuis longtemps quasi autonome en énergie grâce aux énergies renouvelables. C'est de juin à septembre que l'hydroélectricité fournit sa plus grosse production. La Suisse exporte alors la presque totalité de son courant nucléaire (voir graphique, en haut). Ce pic de production estival diminuera avec l'accélération de la fonte des glaciers. Si les hivers s'adoucisent, l'hydroélectricité sera plus performante en automne et au printemps.

Actuellement, la Suisse doit importer en hiver jusqu'à 20 % de sa consommation mensuelle. Après la fermeture des centrales nucléaires, les importations hivernales s'élèveront à 50 %. Il existe plusieurs scénarios qui permettent d'y remédier, sans négliger toutefois un élément incontournable : améliorer l'efficacité énergétique des bâtiments. L'assainissement du bâti ancien et le remplacement du chauffage électrique tellement inefficace permettront de réaliser d'importantes économies d'électricité et de réduire de 10 à 20 % la consommation hivernale. Il faudra sans doute installer de nouvelles pompes à chaleur pour remplacer les chauffages au fioul et au gaz. Le trou hivernal ne sera donc pas entièrement comblé, à moins que la Suisse ne choisisse l'une des trois solutions suivantes :

**Premièrement** : en instaurant des incitations tarifaires, on peut infléchir la production d'électricité à base de biomasse sur les mois d'hiver. Des centrales de cogénération (couplage chaleur-force) peuvent aussi être installées partout où l'on continue à chauffer avec des combustibles fossiles.

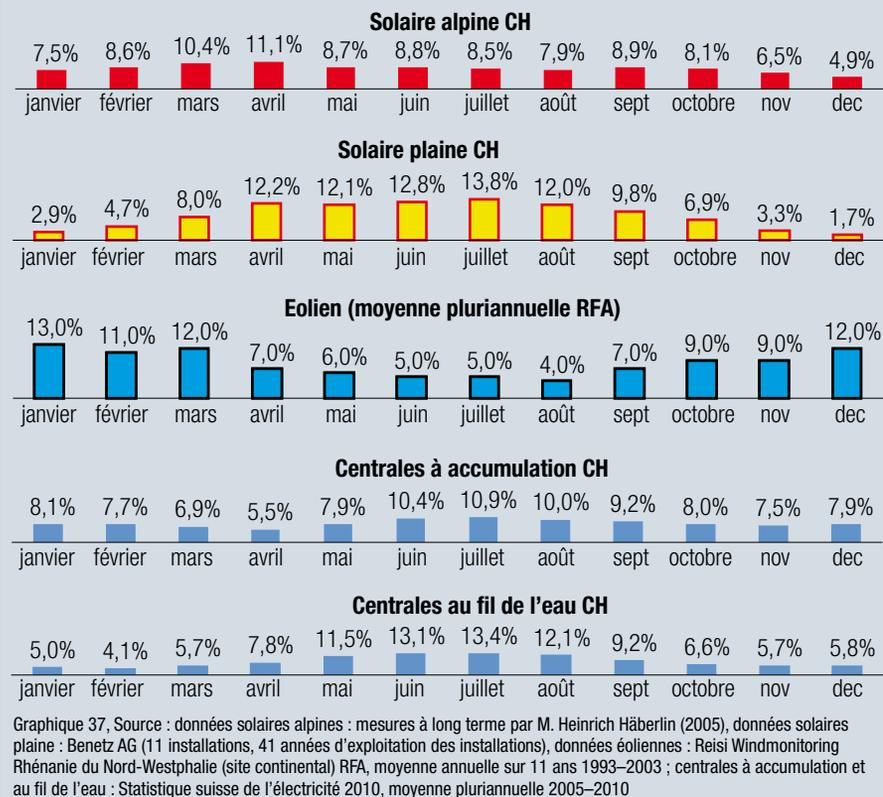
**Deuxièmement** : les lacs de barrage contiennent de formidables réserves d'énergie. Leur utilisation est flexible, ce qui permet déjà de couvrir les besoins en hiver. Leur capacité de contenance est de 8,8 TWh, et en y ajoutant les centrales au fil de l'eau en aval des barrages, on peut couvrir six à huit semaines de consommation électrique hivernale. Il est inutile de construire de nouveaux bassins de rétention, car les faibles apports d'eau en hiver ne laissent guère espérer une hausse de la production.

Il est plus intelligent d'optimiser la performance des lacs existants avec l'importation d'énergie éolienne. Les bassins d'accumulation sont assez grands pour faire face, durant quelques semaines, à d'éventuels retards dans les importations. L'éolien est le complément parfait de l'énergie hydraulique : une forte production en hiver et une électricité qui peut se vendre sans problème dans toute l'Europe. Qu'attendons-nous donc pour construire des parcs éoliens, même si l'énergie du vent est variable ? Profitons aussi de l'éolien du nord de l'Europe, afin de valoriser sa production hivernale excédentaire, et ne gaspillons pas en charge de base les réserves flexibles produites dans les Alpes.

**Troisièmement** : l'expansion du parc éolien suisse peut aussi aider à couvrir les besoins accrus en hiver. La forte densité de population sur le plateau peut engendrer des résistances, mais dans les Alpes et le Jura, le potentiel de vent est un complément idéal de l'hydroélectricité locale.

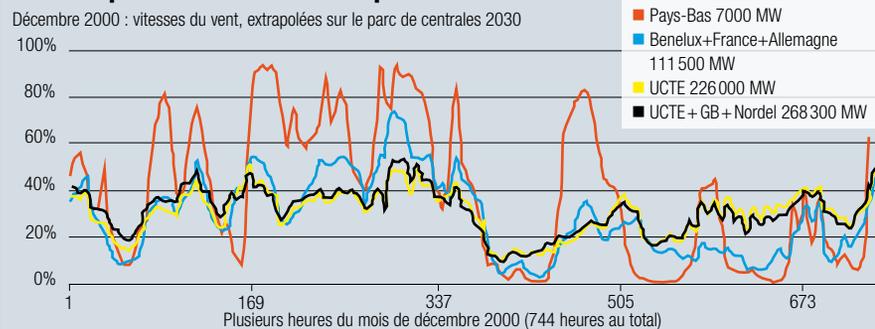
Toutes ces solutions combinées exigent l'ouverture du réseau de transport et de distribution. Le lobby nucléaire s'est réservé pour lui seul, avec l'appui du législateur, la priorité sur les lignes haute tension entre la Suisse et la France. Ce lobby s'est toujours opposé à des solutions alternatives. Répondre à une plus forte demande en électricité en hiver n'est plus une question de techniques, mais de volonté politique.

## Profil de production mensuel de différentes sources d'énergie



Une combinaison intelligente des ressources disponibles permet d'obtenir un taux élevé d'auto-alimentation local. Le pic hivernal de l'énergie éolienne mérite d'être souligné.

## Le vent souffle toujours quelque part : effets de compensation grâce à la mise en place d'un réseau européen



Graphique 38, Source : Association européenne de l'énergie éolienne (EWEA) : L'énergie éolienne – les faits (2009)

Le graphique montre la production d'énergie éolienne heure par heure sur quatre différents périmètres de production. La puissance minimale n'est jamais inférieure à un tiers du rendement moyen lorsqu'une bonne interconnexion existe entre tous les pays d'Europe (UCTE + G.-B. + Nordel) (rendement moyen env. 25 %, rendement minimal env. 10 % de la puissance nominale de 268 GW).

## La diversification garantit la sécurité de l'approvisionnement

Réparties sur toute l'année, les énergies éolienne, solaire et hydraulique se complètent remarquablement bien (voir graphique, en haut). Un mix renouvelable intelligemment sélectionné nous permet de réguler et de planifier les différences de débit et les insuffisances de la productivité annuelle et journalière.

L'important est d'abord de bien doser les incitations financières : l'hiver, quand la production électrique est plus faible, n'est pas le bon moment pour augmenter encore la consommation avec des tarifs subventionnés. Ensuite, la mise en réseau avec l'étranger fonctionne seulement si les réseaux de transport sont ouverts et éventuellement renforcés. L'idéal serait évidemment de s'alimenter toute l'année avec des ressources locales, mais nos habitudes de consommation ne le permettent plus depuis de longues années.

Sur le plan de la rentabilité et de la sécurité de l'approvisionnement, un chemin en solo serait négatif et peu intelligent au vu des avantages stratégiques de la Suisse – lacs de barrage, stations de pompage et importantes réserves. Cependant, la position du gouvernement est très juste, qui dit qu'une production locale forte contribue à sécuriser l'approvisionnement durant toute l'année. Investir dans des centrales à l'étranger pour ramener cette énergie en Suisse est donc un complément important, mais ne remplace en aucun cas une production locale.

Voici quelques pistes pour affronter l'hiver avec plus de flexibilité :

- électricité solaire des sites alpins ;
- éolien produit localement ;
- éolien produit en Europe, combiné avec une capacité améliorée de la petite hydraulique des Alpes, mais pas celle des grands bassins d'accumulation ;
- cogénération à partir de biomasse, de biogaz et de déchets ;
- cogénération à partir de gaz naturel ou de fioul, là où le combustible de chauffage est encore fossile ;
- apport de chaleur géothermique par des pompes à chaleur à la place du chauffage électrique ;
- réglementation pour les appareils les moins énergivores, remplacement des radiateurs électriques ;
- capteurs solaires thermiques saisonniers : dans les habitations et l'industrie.

Ne nous laissons pas abuser par les variations météorologiques. La production mensuelle de l'énergie solaire est très stable, seuls les profils journaliers divergent beaucoup. C'est aussi une énergie de pointe, car même si le soleil ne brille pas tous les jours, l'ensoleillement n'existe qu'en journée – en même temps que la demande maximale.

L'énergie éolienne présente des variations plus importantes et elle fonctionne aussi bien la nuit que le jour. Elle a sa meilleure productivité durant la période froide de l'année. Si l'on regarde la production heure par heure d'une flotte d'éoliennes par rapport à leur répartition géographique en Europe (ligne noire dans le graphique du bas), on remarque que leur puissance se déploie à une échelle calculable, parce que prévisible.<sup>13a</sup> La puissance moyenne en hiver est d'environ 25 % de la puissance nominale de l'éolien terrestre (onshore) et descend à peine en dessous de 50 % de cette valeur. Sur de petits sites éoliens isolés (voir graphique, en bas : courbe de puissance rouge, Pays-Bas), il peut y avoir de fortes divergences, mais qui s'équilibrent avec une bonne interconnexion suprarégionale.

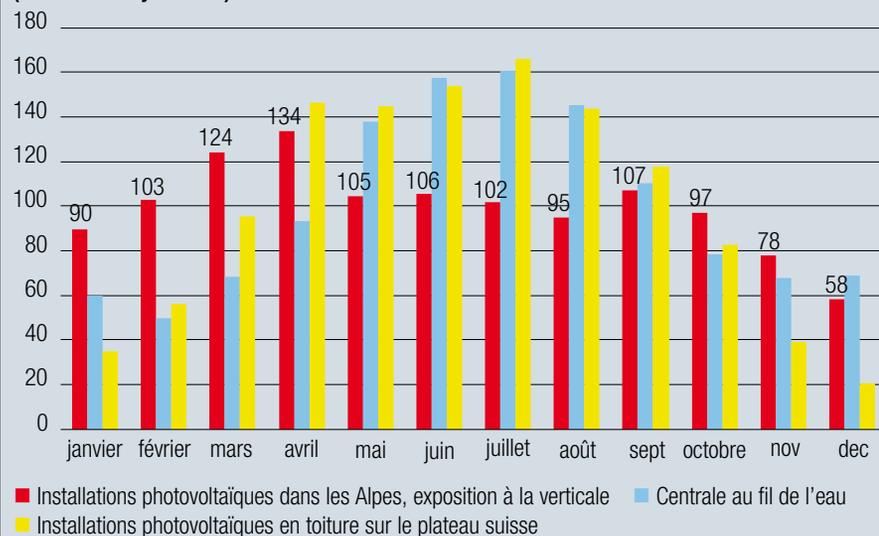
## Le projet Desertec



Graphique 39, Source : Fondation Desertec

Le projet Desertec prévoit que les pays d'Afrique du Nord fournissent 15% des besoins énergétiques d'Europe.

### Rendements mensuels des installations solaires dans les Alpes (rouge) comparés aux centrales au fil de l'eau et aux installations en toiture sur le plateau suisse (rendement moyen = 100)



Graphique 40, Source : Statistique électrique, Häberlin (2005), Benetz AG

En hiver, les installations photovoltaïques dans les Alpes affichent de meilleures valeurs de production que celles des centrales au fil de l'eau.

## « Desertec » n'est pas indispensable en Suisse

Le projet Desertec est développé par une fondation allemande et soutenu par de grandes entreprises privées. L'objectif est de compléter l'alimentation en énergie de l'Europe par du courant solaire en provenance d'Afrique du Nord. C'est une perspective qui peut fasciner et apporter des réponses à l'approvisionnement énergétique à l'échelle du continent, mais qui ne correspond pas exactement aux besoins de notre pays. Chez nous, c'est l'hiver que les énergies renouvelables manquent, pas en été. La perspective « nordique », c'est-à-dire un apport éolien hivernal fourni par l'Europe de l'Ouest et du Nord, paraît beaucoup plus logique que de l'électricité solaire ou éolienne en provenance d'Afrique. La construction et l'extension des parcs éoliens nordiques sont aussi bien plus concrètes. L'éolien déjà opérationnel en Europe dépasse les 90 gigawatts (GW) et 400 gigawatts supplémentaires sont prévus avant 2030, selon l'Association européenne de l'énergie éolienne (EWEA). Un total d'environ 1150 térawattheures (TWh) peut couvrir un tiers de la consommation en Europe. Ce développement entraînera automatiquement une production d'électricité excédentaire en hiver, lorsque les vents soufflent plus fort. Aucun souci, la Suisse saura en faire un « business case » et y trouver son compte !

En Allemagne, l'extension des réseaux électriques est en cours. Cela améliorera les lignes de la Suisse vers le nord, jusqu'en Scandinavie. Par contre, les réseaux suisses en direction du sud posent encore problème, dès l'Italie centrale.

Avec la baisse des prix de revient du photovoltaïque, les importations d'électricité d'Afrique du Nord poseront bientôt un problème économique. Les bénéfices d'une plus grande productivité au sud seront dilapidés en coûts de transport. En Suisse, la situation est différente, il s'agit seulement de bien gérer les flux saisonniers. Les centrales au fil de l'eau jouent un rôle majeur, mais pas en hiver, contrairement à une théorie encore répandue. L'hiver, c'est le photovoltaïque alpin qui livre les meilleurs rendements (graphique, en bas).

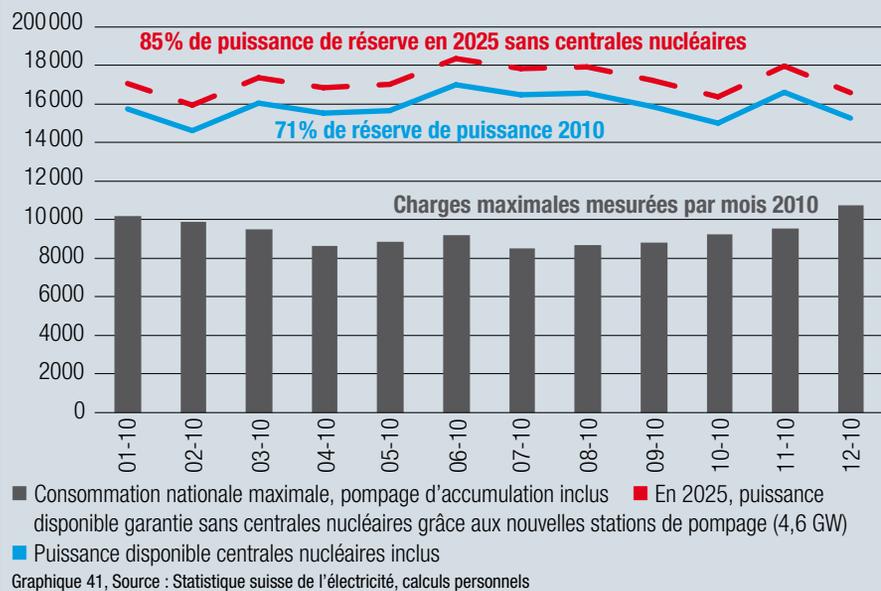
Au printemps, les installations solaires des Alpes compléteront les petites centrales hydrauliques de façon idéale. Elles bénéficient d'un tel taux d'ensoleillement qu'elles peuvent fournir du courant moins cher que l'Afrique. En corrélation avec les énergies éolienne et hydraulique, elles sont en mesure de garantir un approvisionnement fiable.

Depuis Fukushima, les grands groupes de l'atome et l'industrie gazière mènent une campagne agressive pour construire de nouvelles centrales à gaz, comme si la société Axpo, pour ne citer qu'elle, n'y avait pas déjà perdu assez d'argent. Ils n'ont toujours pas compris que le photovoltaïque et l'éolien étaient aussi des « business case ». Opter pour des centrales à gaz serait bien la décision la plus stupide que pourrait prendre la Suisse : davantage d'émissions de CO<sub>2</sub> et de risques au niveau des prix, nouvelles dépendances vis-à-vis de lointains pays fournisseurs.

Tant que les tarifs de rachat – c'est-à-dire la rétribution à prix coûtant (RPC) de l'électricité propre – sont plafonnés, il est à peine possible de mettre en place de véritables alternatives au nucléaire. Et tant que le Parlement subventionnera des systèmes d'aides inefficaces – quotas ou subventions à l'investissement au lieu de rémunérations fixes –, il fera le jeu de ceux qui veulent garder leurs anciens privilèges avec de grandes centrales. Les potentiels propres et décentralisés resteront inutilisés. Le choix d'une technique relève surtout d'une question de pouvoir. C'est au Parlement de faire ce choix, pas au marché de l'électricité, car les prix actuellement avantageux du gaz naturel ne reflètent ni les risques pour l'avenir, ni les répercussions néfastes sur l'environnement.

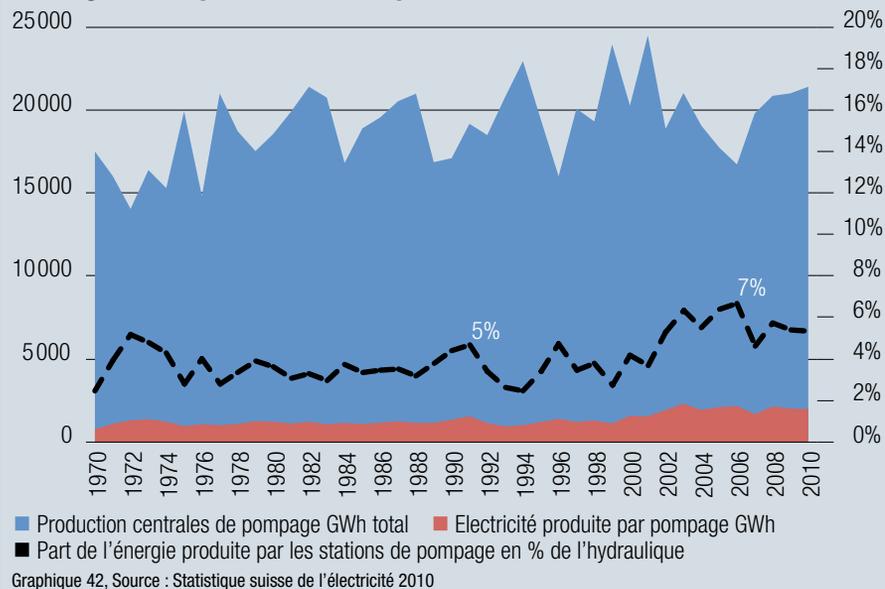
## Charge maximale et réserve de puissance de la Suisse

(en mégawatts, données : Statistique de l'électricité 2009)



Même en cas de fermeture des centrales nucléaires, les réserves de puissance restent inchangées, et ce, grâce aux nouvelles stations de pompage.

## Les stations de pompage fournissent jusqu'à aujourd'hui très peu d'énergie – leur part va être décuplée



L'utilisation des stations de pompage représente jusqu'à présent une part infime de la puissance de pointe. Le développement des énergies renouvelables permettra de renforcer leur rôle au sein de la communauté européenne.

## La capacité disponible augmente

Si les géants électriques suisses avaient voulu s'engager activement dans le développement de l'éolien et du solaire européen, ils auraient déjà mis fin à cette pénurie hivernale si souvent invoquée. Mais dans son catalogue de solutions, le lobby de l'atome n'a jamais de solutions raisonnables à proposer. Il préfère diffamer les énergies renouvelables et miser sur la construction de nouvelles centrales nucléaires, qui rejettent d'ailleurs autant de CO<sub>2</sub> que les centrales à gaz ou à charbon.

Ce lobby nucléaire est devenu lui-même victime de ses mauvais choix : toute nouvelle centrale électrique fonctionnant aux renouvelables aurait démenti la théorie de la pénurie et freiné la subordination au nucléaire. Il ne fallait surtout pas exploiter ces énergies du vent et du soleil, mieux valait les boycotter et de façon très ciblée, en jouant sur la peur des gens : qui couvrira les besoins les jours sans vent ? D'où viendra l'électricité si le soleil ne brille pas ?

Dans un pays, chaque zone de réglage doit organiser l'équilibrage de charge selon ses possibilités. En Suisse, les réserves disponibles dans les lacs d'accumulation dépassent en ce moment d'environ 70% la charge maximale mensuelle (graphique). Ces réserves dans les lacs permettent de réguler flexiblement la courbe de charge du pays, mais aussi de lisser la charge de base du nucléaire et du charbon à l'étranger. A l'avenir, ils lisseront encore davantage la fluctuation des énergies renouvelables. Le mécanisme s'est déjà mis en place, car la part de l'éolien en Europe et la part de l'énergie vendue à court terme sur les marchés boursiers augmentent. Les échanges d'électricité avec de longs contrats d'abonnement sont passés de 56% en 2005 à 37% en 2010. Le marché de l'électricité et ses partenaires commerciaux s'alignent sur les prévisions météorologiques au jour ou à la semaine, en fonction du vent ou du soleil.<sup>14</sup>

Le profil actuel des centrales de stockage montre déjà de façon impressionnante la flexibilité avec laquelle la Suisse équilibre sa production quotidienne et l'intégration de la charge en provenance de l'étranger (comparer avec les graphiques 36). Une flexibilité capable de s'accroître encore avec un pilotage tarifaire adapté : des récompenses selon la flexibilité de la charge et de la décharge, selon la qualité de la gestion des réservoirs de chaleur, par exemple pour les réservoirs solaires décentralisés ou les pompes à chaleur. Et ce n'est pas l'arrêt des centrales nucléaires qui verra la capacité de réserve de la Suisse diminuer, au contraire. Elle augmentera de volume, au moins pour trois raisons :

- De nouvelles centrales de pompage-turbinage d'une capacité supplémentaire d'environ 4,6 gigawatts sont prévues ou déjà en construction. Le rendement de ces stations de transfert d'énergie sera presque multiplié par quatre, passant de 1,7 à plus de 6 gigawatts. Il s'agit par exemple des stations de pompage de Linth-Limmern (+1,1 GW), de Nant de Drance (+0,9 GW), du Lago Bianco (1,0 GW), de Sambucco (+0,9 GW), de Grimsel (KWO plus, +0,35 GW).
- Les nouvelles centrales électriques qui pourront se construire grâce à la rétribution à prix coûtant (RPC) grossiront aussi la capacité totale. Elles ne seront peut-être pas toutes pilotables, mais elles préserveront bien les réserves des lacs de barrage. Les grandes turbines permettent de focaliser les retraits d'eau sur des pics de consommation de plus courte durée, ce qui augmente la flexibilité en général.
- La rétribution à prix coûtant stimule des centrales à capacité planifiée, fonctionnant à la biomasse, au biogaz ou en cogénération.

## Les différences de prix entre l'électricité de pointe et l'électricité de base



Graphique 43, Source : Photon Le magazine du photovoltaïque 2011

Les différences de prix entre l'électricité de pointe et l'électricité de base se réduisent fortement, et ce particulièrement en été lorsque l'énergie solaire est plus importante pour fournir de l'électricité de pointe.

## Le système de tracker solaire permet d'augmenter le rendement et de réduire la sollicitation des sols



Graphique 44, Source : Flumroc

Le tracker solaire deux axes promet des surplus de 25 à 35 % et de diminuer les pertes de rendement en raison de chutes de neige. Il est rentable pour les cellules de haute qualité (coûteuses). Une installation pilote a été installée à Flums (Saint-Gall).

## Les nouvelles énergies modifient les cycles de production

Les stations de pompage-turbinage ne détériorent pas nécessairement le paysage. Souvent, les aménagements se limitent à l'élargissement de galeries souterraines, à de nouvelles pompes ou générateurs. Il est rare qu'on élargisse la surface d'un lac d'accumulation. Pour les nouvelles centrales électriques, l'essentiel est qu'elles puissent répondre aux besoins de l'hiver. Produire de l'électricité à un moment où il n'y a pas de demande ne présente aucun intérêt, ni sur le plan économique, ni sur le plan écologique. D'ailleurs, les lacs de barrage actuels sont trop petits pour stocker de très grandes quantités de courant solaire de l'été jusqu'à l'hiver.

L'essor de l'électricité éolienne et solaire en Europe va beaucoup modifier le mix des centrales électriques, donc aussi la gestion de la capacité des lacs. Auparavant, beaucoup de lacs alpins, avec leurs affluents naturels, avaient un cycle d'un an : l'eau de la fonte des neiges remplissait les bassins en une fois l'été. L'eau transformée en électricité répondait ensuite à la courbe de charge des propriétaires, qui étaient pour la plupart des gestionnaires de réseaux en plaine. Un tel fonctionnement, intérieur au pays, n'a plus guère de sens sur le marché européen. Pourquoi devrions-nous utiliser un courant de pointe onéreux, stocké dans les lacs d'accumulation, alors qu'on le trouve à bas prix, parfois à des prix négatifs, sur le marché européen ?

Il est plus intéressant d'exploiter les lacs de barrage « à l'européenne ». Leur rendement sera ainsi piloté selon les indices de prix journaliers et hebdomadaires de la bourse européenne de l'énergie. La situation sur le marché de l'Europe déterminera si la production doit s'arrêter ou augmenter en charge, quand la différence de prix entre l'énergie en ruban et l'énergie de pointe paraîtra suffisante. Les cycles d'exploitation raccourciraient, ce qui multiplierait la quantité d'eau. La généralisation du photovoltaïque permettra de réduire les retraits d'eau pendant la journée et les besoins en électricité se feront sentir en soirée. Grâce au photovoltaïque, les fourchettes de prix se sont fortement réduites ces dernières années entre l'électricité de base et l'électricité de pointe (graphique).

Des cycles de production raccourcis permettent aux centrales d'accumulation d'utiliser moins de réserves d'eau. L'eau réutilisée plusieurs fois dans le pompage puis dans le turbinage épargne le captage de l'eau des rivières. Si l'on parvient à réduire ces tsunamis artificiels, aussi appelés « exploitation par éclusées », l'environnement en tirerait double bénéfice : une protection des cours d'eau, car grâce aux énergies renouvelables, la valeur ajoutée se déplace de la charge de base à celle de pointe ; et le volume des déchets radioactifs et des émissions de CO<sub>2</sub> diminuerait.

La rentabilité de l'énergie de pointe s'est pourtant détériorée récemment (graphique, en haut). C'est la faute au déferlement de gaz naturel, qui a fait baisser le prix de revient du courant de pointe. C'est aussi la « faute » au photovoltaïque, dont l'essor a diminué le prix du courant de pointe en journée. Le prix de l'électricité de pointe ne se rééquilibrera qu'avec la fermeture des centrales de charge de base, nucléaires et à charbon, et lorsque l'usage du gaz naturel sera limité par la taxe carbone.

On observera donc que la transformation du système énergétique en direction des énergies renouvelables a déjà commencé depuis longtemps. La Suisse traîne les pieds, mais des conditions locales avantageuses peuvent lui permettre de rattraper rapidement le temps perdu. Il suffit de poser les jalons appropriés.

# 2<sup>e</sup> partie

Incendie dans le réacteur 4 le 15 mars 2011, là où la piscine d'entreposage du combustible irradié monte en température © Tepco



## Les énergies non renouvelables sont hors de prix

### Les énergies non renouvelables sont hors de prix

Catastrophes naturelles? – Des intervalles de plus en plus courts	63
Explosion des coûts dans l'industrie pétrolière	65
Impacts climatiques incalculables – pour tout le monde	67
Nucléaire : le cataclysme du 11 mars 2011	69
Tchernobyl était différent	71
« ... the government was not providing truth promptly and accurately »	73
Travail bâclé, falsifié et un million de morts par cancer	75
Tepco était informé de la fusion du cœur – dès le début	77
La cause : le tremblement de terre ?	79
Plans d'urgence : insuffisants	81
Les autorités nucléaires se moquent de nous	83
Leçons à tirer de Fukushima (1)	85
Leçons à tirer de Fukushima (2)	87
Leçons à tirer de Fukushima (3)	89
Coûts humains et économiques de Fukushima	91
Confiance brisée dans tous les pays	93
Explosion des coûts à cause des déchets radioactifs et de nouvelles révélations	95
La concurrence sur le marché de l'électricité fait reculer le nucléaire	97
Conséquences pour le commerce nucléaire	99

La 2<sup>e</sup> partie décrit les problèmes liés à l'utilisation d'énergies non renouvelables. Tout d'abord les coûts indirects des énergies fossiles (pages 62–67). Ensuite, les causes et conséquences de l'accident nucléaire de Fukushima, ainsi que les différences avec celui de Tchernobyl (pages 68–81). Enfin, le rôle incohérent des autorités de sûreté nucléaire japonaises et suisses et les conséquences de Fukushima pour la gestion des risques nucléaires (pages 82–97).



Pélicans englués de pétrole en Louisiane (USA).  
Responsable : la plateforme pétrolière BP Deep Water Horizon (photo : Greenpeace)



Partout de l'eau – tous les hommes, loin s'en faut, ne purent être sauvés (photo : CARE /T. Schwarz)



Incendie dans le réacteur 1, Fukushima-Daiichi.  
(photo : Tepco)



Vue sur les quatre réacteurs explosés le 15 mars 2011 (photo : Tepco)



Tornado à Joplin, Missouri, 22.05.2011  
(photo : Noaa)



Tornado à Joplin, Missouri, 22.05.2011  
(photo : Noaa)

## Catastrophes naturelles? – Des intervalles de plus en plus courts

Des « catastrophes naturelles », il y en a toujours eu : tremblements de terre, glissements de terrain, tempêtes, sécheresses, inondations, etc. Mais il devient de plus en plus difficile d'établir lesquelles sont dues à des facteurs naturels et lesquelles ont des causes humaines. Les intervalles sont de plus en plus brefs, les dégâts de plus en plus importants. La nature semble être devenue folle. L'homme est à l'origine de ce dérèglement. L'utilisation croissante d'énergies non renouvelables a pour effet de modifier la chimie atmosphérique, ce qui n'est pas sans conséquences. Les coûts externes augmentent. La plupart du temps, ils sont supportés par des tiers non impliqués. Nous devons tous mettre la main au porte-monnaie, pourtant les charges sont inégalement réparties ainsi que l'illustrent les événements suivants :

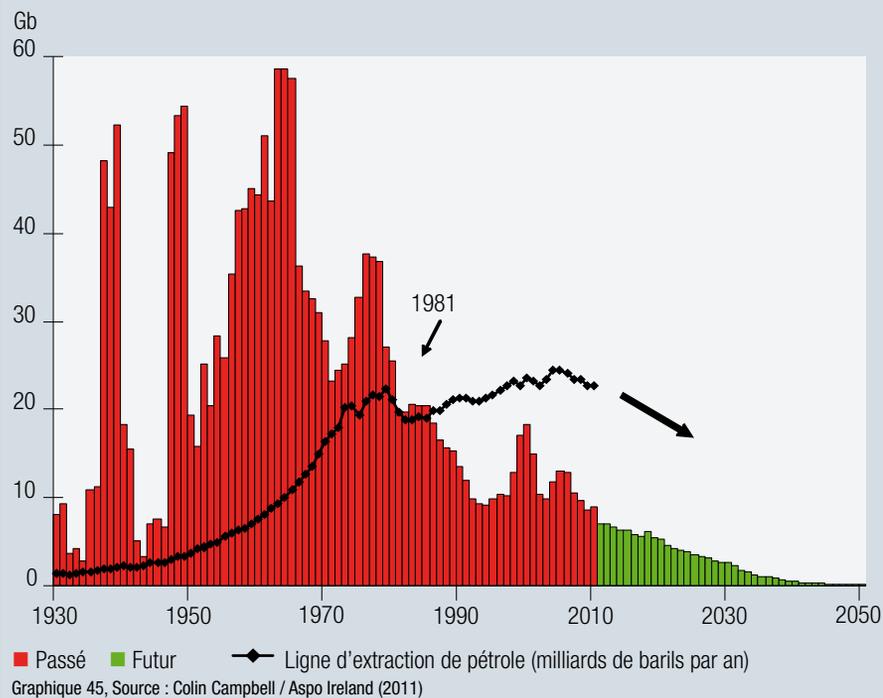
- D'avril à juillet 2010, environ un million de tonnes de pétrole s'échappe du puits de Macondo dans la mer, causant la plus grande pollution du golfe du Mexique à ce jour.
- L'été 2010, des inondations détruisent une grande partie des basses terres fertiles du Pakistan. En Russie, la sécheresse persistante détruit 40 % de la récolte de blé.
- Le 11 mars 2011, un fort tremblement de terre, suivi d'un tsunami, provoque le plus grave accident nucléaire depuis Tchernobyl. Trois réacteurs nucléaires mis en service entre 1967 et 1973 ainsi que la piscine d'entreposage du combustible du réacteur n° 4 deviennent incontrôlables. Les explosions d'hydrogène dans les réacteurs 1 à 4 entraînent des fuites radioactives de grande ampleur. Trois fusions de cœur ont lieu.
- Joplin (Missouri/USA) est dévastée par un cyclone le 22 mai 2011. Plus de 100 personnes tuées.
- Dans le nord-est de l'Australie, un territoire aussi grand que le Texas est sous les eaux l'été 2011.

La plupart du temps, les autorités et les personnes concernées se retrouvent désemparées face à de tels événements, n'y sont pas préparées politiquement et doivent improviser. La question de la responsabilité n'est même pas posée pour des événements météorologiques isolés, car seule l'observation de la fréquence des événements permet d'établir un lien de cause à effet. Les coûts sont répercutés sur la collectivité, permettant de maintenir artificiellement bas le prix de l'électricité produite à partir du charbon, du gaz et de l'énergie nucléaire, de même l'essence et le fioul, tandis que les alternatives, à savoir les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique qui n'entraînent pas de conséquences financières négatives continuent d'être désavantagées en matière de concurrence. Elles déstabilisent des économies nationales tout entières. Les groupes pétroliers, gaziers et nucléaires sapent notamment la démocratie afin de préserver leurs privilèges tels le droit de prospecter, d'émettre des émissions, de bénéficier de subventions ou de limiter leurs responsabilités. Les partis, politiques, journalistes et professeurs d'université sont achetés à coups de pots-de-vin. La rétribution offerte par les groupes pour ces « services rendus » est rarement révélée. L'appât du gain immédiat triomphe au détriment des générations à venir. Il s'agit de :

- Dommages causés aux infrastructures et aux lieux d'habitation par la radioactivité ou des conditions climatiques extrêmes (tempêtes, glissements de terrain, inondations, etc.).
- Perte de terrains fertiles et diminution de la biodiversité. La terre devient moins « robuste ».
- Effets nocifs sur la santé des pollutions de l'eau, de l'air et du sol.
- Coûts indirects, comme la rarefaction et l'augmentation des prix des produits alimentaires en raison de la concurrence exercée sur l'exploitation des sols par la production d'agrocarburants.

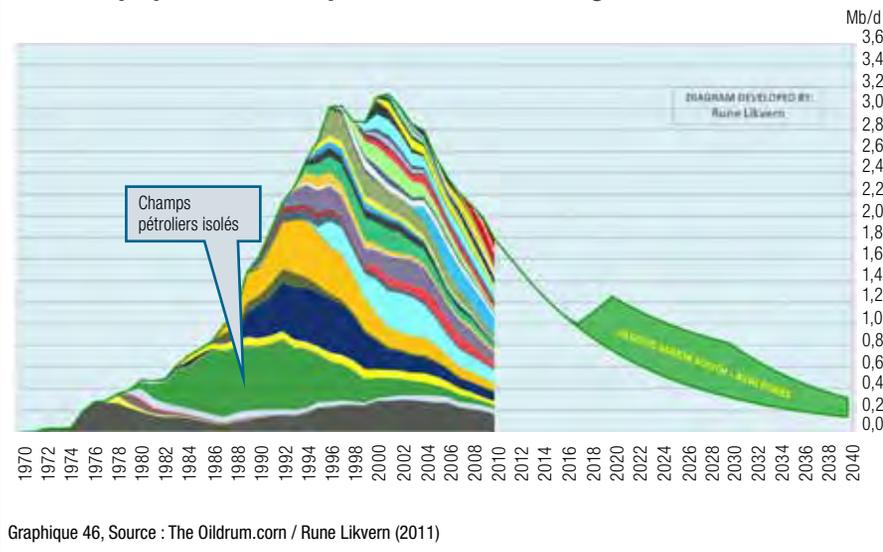
Les individus pauvres disposant de faibles revenus sont les plus fortement touchés par la crise énergétique quand les prix des produits alimentaires augmentent. Depuis 2008, le nombre des personnes souffrant de la faim a augmenté dans le monde entier pour la première fois depuis des décennies.<sup>1</sup> Des gens qui devaient déjà renoncer à satisfaire un certain nombre de leurs besoins vitaux doivent se serrer encore la ceinture.

## Découverte et consommation de pétrole de 1930 à 2050



C'est en 1964 que la plus grande quantité de pétrole a été découverte. Depuis 1981, la consommation mondiale dépasse le volume des nouveaux gisements trouvés.

## Les champs pétroliers et la production de la Norvège (millions de barils par jour)



Une fois le volume maximal d'extraction dépassé, un gros gisement tel que Alvadsnes ne peut que légèrement retarder l'épuisement des réserves.

## Explosion des coûts dans l'industrie pétrolière

Depuis le début de la révolution industrielle vers 1750, le modèle de croissance des pays industrialisés repose sur l'extraction de matières premières apparemment peu chères : charbon, pétrole, gaz et ensuite uranium. Ce modèle économique a beaucoup perdu de son charme d'antan. Il pèse de façon insupportable sur l'environnement et comme les réserves s'épuisent, les prix d'extraction ne font que grimper. Les frais d'investissement augmentent en fonction de la raréfaction des sources énergétiques. Actuellement, les structures énergétiques se fracturent, surtout au niveau du pétrole. Son transport et son stockage relativement simple en avait fait la monnaie d'échange de l'industrie énergétique, mais aujourd'hui :

- **Pas de nouveaux grands gisements.** Depuis 1964, la découverte de grands gisements régresse, alors que la demande explose. Depuis 1981, la consommation pétrolière dépasse les quantités nouvellement exhumées. Depuis 30 ans, nous consomons nos réserves, chaque jour un peu plus. Des pays auparavant exportateurs comme la Chine, la Grande-Bretagne ou l'Indonésie sont devenus des pays importateurs de pétrole net. L'offre plus rare et la nouvelle demande des pays émergents ont augmenté la volatilité des prix du pétrole. Depuis 2003, ces prix se sont multipliés pour atteindre plus de 100 dollars le baril (voir graphique page 14, en haut) – un indice qui indique clairement que l'ère du pétrole touche à sa fin.<sup>2</sup>
- **Structures géologiques plus complexes – coûts de production en hausse.** Il faut forer toujours plus profond pour trouver de nouveaux gisements de pétrole et de gaz, aller les chercher dans des contrées toujours plus lointaines. Les nouvelles techniques ne parviennent pas à augmenter substantiellement les rendements, l'extraction du pétrole est en stagnation. Les gisements non conventionnels (gaz et huile de schiste, sables bitumineux) pourraient combler une partie des déficiences, mais leur facture écologique et financière est énorme.
- **Qualité inférieure.** Dans des gisements plus petits, le taux de retour énergétique (TRE) sur l'investissement d'énergie est faible. Les coûts de raffinage augmentent aussi en raison du fort pourcentage de soufre et autres oligo-éléments. La production issue de ressources non conventionnelles comme le gaz de schiste et les sables bitumineux est en forte régression. En Pennsylvanie, des forages récents enregistrent une diminution des extractions de 20% à 40% dès la première année. Il faut donc creuser toujours plus profond pour maintenir la production à son niveau actuel.<sup>3</sup>
- **Recul de la production dans toujours plus de pays.** L'exemple de l'extraction du pétrole en Norvège illustre bien la situation : de grands gisements avaient été découverts sur de grandes surfaces et rapidement exploités. Maintenant, ces puits se tarissent. Les gisements nouvellement découverts sont plus petits et plus rares. En 2001, l'extraction norvégienne a atteint son maximum (oil peak). Elle est maintenant réduite de moitié. La découverte assez tardive d'importants gisements en mer du Nord – Aldous Major South et Alvadsnes (graphique, en bas) – permettra de retarder de quelque temps la crise inéluctable de la production.<sup>4</sup>

Depuis 2004, l'extraction conventionnelle du pétrole stagne autour de 85 millions de barils par jour. La relation coût-efficacité de ces énergies fossiles, autrefois bon marché, est déficiente à trois niveaux : économique, écologique et en terme de bilan énergétique. C'est pour cela qu'on augmente les incitations financières pour passer à d'autres vecteurs énergétiques, par exemple des véhicules fonctionnant à l'électricité. La montée des prix du pétrole profite d'abord aux pays exportateurs disposant encore de réserves importantes dans le golfe Persique, en Afrique, dans l'ex-Union soviétique. Cette accélération des prix profite aussi à de grands magnats du pétrole comme l'ancien vice-président américain Dick Cheney et sa société Halliburton, qui tirait profit de la guerre en Irak. Les gros bénéficiaires font croître la consommation intérieure des pays exportateurs, qui ont alors un besoin accru de leur pétrole et diminuent les quantités exportées. Il est donc logique que les pays importateurs préfèrent renforcer les nouvelles ressources.

### Les pays côtiers fragiles

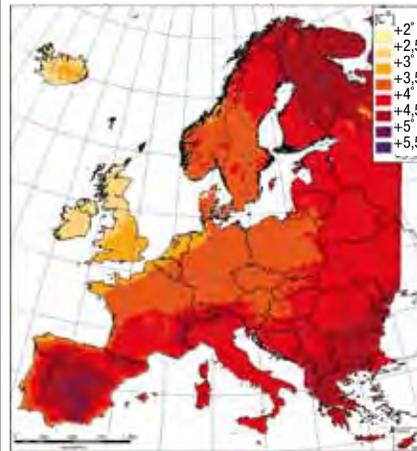


Graphique 47, Source : Flood.firetree.net

Si le niveau marin augmente de 3 mètres, plus de la moitié du territoire néerlandais se trouvera sous la mer (en bleu).

### Changement de la température moyenne annuelle [°C] jusqu'à la fin du siècle

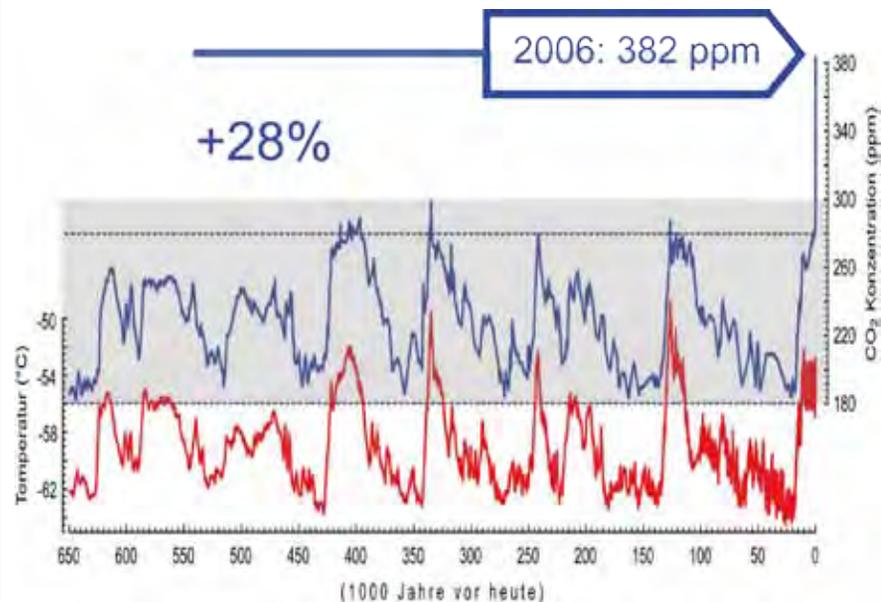
Temperature: change in mean annual temperature [°C]



Graphique 48, Source : Commission UE : Adaptation au changement climatique en Europe (Livre vert 2007)

L'Europe ne sera pas épargnée non plus.

### Concentration CO<sub>2</sub> et température terrestre : entre 650000 ans en arrière et aujourd'hui



Graphique 49, Source : Prof. Thomas Stocker/Université de Berne loc. cit. (2007)

Gaz à effet de serre et températures terrestres sont largement corrélées.

### Impacts climatiques incalculables – pour tout le monde

Les chercheurs de l'Université de Berne sont connus pour leurs travaux sur le CO<sub>2</sub> et leur reconstruction de l'histoire de la météorologie et du climat. Des analyses d'échantillons d'air issus de la calotte glaciaire arctique démontrent qu'il existe une corrélation entre la concentration de CO<sub>2</sub> et les températures mesurées dans l'atmosphère. La concentration de CO<sub>2</sub> est aujourd'hui de 28 % plus forte que pendant les 650 000 années précédentes – et elle augmente continuellement. « On s'attend à des changements climatiques qui dépasseront de beaucoup les changements mesurés jusqu'ici », prophétise Thomas Stocker, climatologue bernois.<sup>5</sup>

La montée de la température poursuit une logique qui lui est propre. La fonte accélérée des sous-sols arctiques gelés – le permafrost libère – par exemple du méthane dans l'hémisphère nord (Sibérie, Canada). Le méthane est un gaz à effet de serre encore plus puissant que le CO<sub>2</sub>. L'homme accélère ainsi le réchauffement de la planète. Les animaux, les plantes et leurs habitats naturels ne peuvent pas s'adapter aussi vite aux changements. De 20 à 30 % des espèces animales et végétales sont amenées à disparaître.<sup>6</sup> Et comme si cela ne suffisait pas : la vie de beaucoup d'hommes et de femmes est en danger si l'on ne réduit pas rapidement les gaz à effet de serre (GES). D'immenses surfaces agricoles ne produiront plus rien faute de pluie, à cause des inondations ou de la hausse du niveau de la mer.

L'utilisation croissante des terres agricoles pour la production de viande et d'agrocarburants est coresponsable de cette dégradation. La culture des agrocarburants détériore le climat parce qu'elle impose une déforestation massive, donc des rejets dans l'atmosphère du carbone qui était stocké dans le sol depuis des millénaires. Les monocultures et l'agro-business industriel chassent les petits paysans. Ce processus est particulièrement flagrant dans les pays émergents comme le Brésil, la Colombie ou l'Indonésie, là où les gaz à effet de serre ne sont ni répertoriés, ni soumis aux sanctions du protocole de Kyoto. Les pays du Nord détiennent aussi une bonne part de responsabilité, car c'est sur les marchés des USA et d'Europe que ces agrocarburants sont peu taxés et vendus avec une certification « biodiesel », comme s'ils protégeaient l'environnement.

Les agrocarburants contaminent les sols avec leurs intrants chimiques, engrais et pesticides. Ils sont en concurrence avec les cultures alimentaires. Cet accaparement des terres pour la viande et l'agrodiesel a fait grimper les prix des denrées alimentaires dans le monde entier. Des aliments de base tels que le riz et le maïs coûtent aujourd'hui deux fois plus cher qu'il y a dix ans. Les revenus des classes pauvres n'ont pas grimpé en conséquence. Les céréaliers, les grands groupes agricoles, l'industrie de l'automobile et du pétrole fêtent les agrocarburants comme s'ils protégeaient le climat. Ils confortent l'illusion qu'une alternative au pétrole est possible. Pourtant, ils correspondent à moins de 2 % de l'ensemble du pétrole extrait dans le monde. Même multipliés par dix, ils n'empêcheraient pas la fin du pétrole. La protection de l'homme et de la nature exige d'autres approches technologiques. La mobilité par exemple peut bénéficier de méthodes novatrices grâce à de l'électricité propre, issue du photovoltaïque ou de l'éolien. Sur des surfaces égales, les installations solaires et éoliennes offrent un rendement de 10 à 100 fois plus élevé que celui fourni par des agrocarburants. Elles préservent les forêts et les sols et on peut les démonter sans laisser d'impact négatif.

## Explosion d'hydrogène dans le réacteur 1, Fukushima-Daiichi



Graphique 50, Source : John Large / Tepco (2011)

La panne de courant a eu pour conséquence la fusion du cœur dans les réacteurs 1 à 3 et une large dispersion de la radioactivité suite à l'explosion de la piscine d'entreposage du combustible irradié dans le réacteur 4.

## Dose cumulée (millisievert) du 12 mars au 24 avril 2011



Graphique 51, Source : John Large: Implications of Fukushima Daiichi for the UK's Nuclear New Build Programme (2011)

Malgré un taux d'irradiation élevé, nombreux sont les habitants à ne pas avoir été évacués. Les experts nucléaires parlent d'un million de cas de cancer supplémentaires dans les 20 années à venir.

## Nucléaire : le cataclysme du 11 mars 2011

Dans le monde entier, des hommes et des femmes dénoncent depuis des décennies les dangers de l'industrie nucléaire. Une industrie qui a essayé, après Tchernobyl, de redorer son blason en s'autodéclarant grand défenseur du climat. L'accident de Fukushima-Daiichi a changé la donne. Il fait réfléchir parce que la catastrophe s'est produite au Japon, un pays reconnu par tous pour ses technologies de pointe. La fusion du cœur de trois réacteurs provient de l'arrêt total de l'alimentation électrique. La fission nucléaire a pu être stoppée de justesse après le séisme par l'insertion des barres de contrôle. Mais les produits de fission continuent de produire de la chaleur, qui doit être évacuée. En l'absence d'un système de refroidissement, le niveau de l'eau dans la cuve du réacteur a baissé. Les barres de combustible usé mises à nu se sont réchauffées à 3000°C environ, en dégageant de l'hydrogène. En même temps, de la radioactivité s'est échappée des barres de combustible endommagées. Celles-ci ont été contenues au début par l'enveloppe de confinement du réacteur. Lorsque l'explosion de cette enveloppe a été imminente, de la vapeur radioactive s'est échappée par une valve du réacteur 1. C'est ainsi que l'hydrogène est parvenu dans le bâtiment du réacteur et que l'explosion s'est produite. Des réactions en chaîne de ce type se sont produites à d'autres moments dans les deux autres réacteurs. Dans le réacteur 4, une nouvelle explosion a mis hors contrôle la piscine d'entreposage du combustible irradié.

Le gouvernement japonais avait d'abord envisagé l'évacuation de Tokyo, mais il était tellement difficile de mettre en place un plan d'évacuation qu'il a finalement choisi de minimiser l'accident, systématiquement. Ensuite, le gouvernement n'a diffusé les informations sur l'ampleur de la catastrophe qu'au compte-gouttes : le 26 novembre 2011, le gouvernement a reconnu pour la première fois qu'une surface de 11 600 km<sup>2</sup> présentait un taux d'irradiation annuel qui dépasse la dose maximale admissible de 1 millisievert (mSv).<sup>7</sup> Durant le printemps et l'été 2011, les taux ont été partiellement beaucoup plus élevés, il aurait fallu évacuer les personnes concernées. Mais le gouvernement a préféré augmenter la dose maximale admissible, tout en colportant l'effet d'annonce d'une décontamination à venir des régions concernées.

Une telle décontamination est-elle techniquement possible ? Rien n'est moins sûr : 30 000 km<sup>2</sup> (8 % du territoire national) sont contaminés au césium radioactif, avec plus de 10 000 becquerels/m<sup>2</sup>. Le seuil de radioactivité admissible pour des terres agricoles est au Japon de 5000 becquerels. Le césium radioactif 137 a une demi-vie de 30 ans et son élimination paraît insoluble sur une telle surface. On peut aussi émettre des doutes sur les informations fournies par le gouvernement. Des journalistes, équipés de combinaisons antiradiations, ont été admis sur le site en novembre 2011. Ils ont noté des taux de radioactivité entre 300 et 500 microsieverts/heure. La dose maximale admissible pour un travailleur d'une centrale nucléaire est estimée à 20 millisieverts par an, mais les travailleurs de Fukushima la reçoivent en 40 ou 70 heures. Evidemment, le gouvernement a aussi fixé pour eux une dose supérieure admissible.<sup>8</sup>

Au Japon, l'information sur le nucléaire a longtemps été rare, partielle et prêtait souvent à confusion. Durant des décennies, les compagnies d'électricité japonaises ont muselé les partis politiques, la presse et les chaînes de télévision grâce à une énorme manne financière<sup>9</sup>, tout en bloquant les énergies renouvelables.<sup>10</sup> Le Japon n'est pas un cas isolé. Deux jours après le début de l'accident de Fukushima, le gouvernement britannique a demandé au lobby nucléaire de préparer une campagne de communication, afin de ne pas mettre en danger la planification de nouvelles centrales nucléaires.<sup>11</sup>

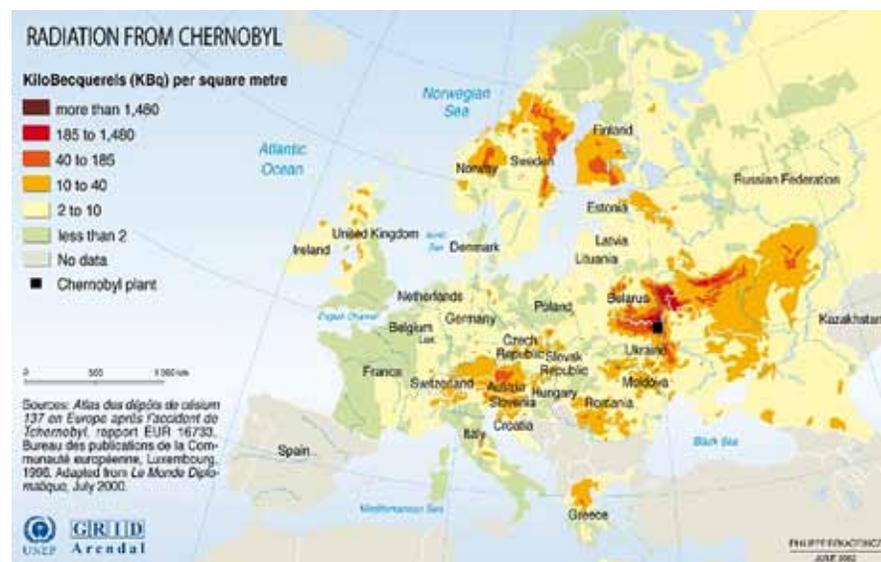
## Sarcophage à Tchernobyl



Graphique 52, Source : privée

L'enceinte de confinement en acier à Tchernobyl n'est pas étanche et sera remplacée. L'industrie nucléaire ne prend pas ces coûts à sa charge.

## L'irradiation causée par « Tchernobyl » (en milliers de becquerels par mètre carré)



Graphique 53, Source : Commission de l'UE / UNEP

L'accident de Tchernobyl a dispersé des isotopes radioactifs très loin, ce qui a aujourd'hui encore des répercussions sur la santé.

## Tchernobyl était différent

Pour Tchernobyl, la perception de l'accident n'avait pas été la même qu'à Fukushima. En Ukraine, on raconte cette blague : « Question à Radio Erevan : La catastrophe de Tchernobyl aurait-elle pu être évitée ? Réponse de Radio Erevan : « En principe oui, si les Suédois n'avaient pas tout ébruité. » L'Union soviétique n'a confirmé l'accident que lorsqu'elle ne pouvait plus dissimuler les mesures prises par les pays scandinaves pour se protéger de la radioactivité. Compte tenu des éléments suivants, la catastrophe a pu passer pour un « cas spécifique » :

- Pour les pays de l'Ouest, l'Union soviétique était un pays en grande partie fermé, qui gardait le secret sur beaucoup d'événements ou les communiquait rarement, sans fournir de preuves. La barrière linguistique ne favorisait pas non plus la communication.
- Dès le début, le lobby nucléaire de l'Occident a rendu le système rétrograde des Soviétiques responsable de l'accident. Il s'agissait d'une « catastrophe soviétique », comme l'expliquait Franz-Josef Strauss, le ministre-président bavarois de l'époque.
- Les dégâts n'ont pas été suffisamment répertoriés. On sait maintenant que « 600 000 ou 800 000 liquidateurs étaient à pied d'œuvre. Il est pratiquement sûr que la moitié de ces liquidateurs – pour la plupart de jeunes soldats – ont été renvoyés après cette opération dans leurs lointaines républiques d'origine, sans que leurs noms n'aient été enregistrés nulle part, sans les informer de leur taux d'irradiation ». <sup>12</sup> Il était donc impossible de procéder à des analyses épidémiologiques approfondies. <sup>13</sup>
- Les médecins qui ont rendu publique l'absence de mesures de la radioactivité, le mauvais suivi des malades au Bélarus et l'inaction des autorités publiques ont fait l'objet de poursuites politiques et ont été emprisonnés. Il avait accusé les autorités biélorusses d'avoir masqué l'envergure de la catastrophe du réacteur : Jurij Bandajevsky, l'ancien recteur de l'Institut de médecine de Gomel, fut condamné en 2001 à huit ans de travaux forcés. <sup>14</sup>

L'une des phrases les plus entendues alors était : « l'industrie nucléaire a tiré les leçons de cet accident. A présent, les centrales nucléaires sont sûres ». Ce qui n'a jamais été vrai. Des systèmes de sécurité ont été renforcés, mais le nombre d'accidents n'a pas diminué pour autant. On nous répétait sans cesse que la sûreté des centrales était la priorité première. Prendre cette déclaration au sérieux impliquerait qu'on se débarrasse de la technologie nucléaire. L'Organisation mondiale de la santé (OMS) a joué un rôle très ambigu. Depuis 1959, elle se laisse censurer par l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA). Sous la pression de l'AIEA, l'OMS n'a jamais publié le compte-rendu de son congrès sur Tchernobyl organisé en 1995. Sur le site internet de l'OMS, <sup>15</sup> il manque les rapports du Forum de Tchernobyl... qu'on retrouve sur le site de l'AIEA. <sup>16</sup> Jusqu'à ce jour, le bilan des victimes publié par l'OMS et l'AIEA varie de quelques douzaines à quelques milliers. L'Académie des sciences de New York évalue le nombre de victimes (décès prématurés) à 1 million pour la période 1986–2004. <sup>17</sup> Des chiffres qui augmenteront encore, car la contamination radioactive des denrées alimentaires se poursuit. D'autant plus que de nouveaux nucléides comme l'américium-241 (demi-vie 400 ans) menacent de grandes villes comme Kiev. <sup>18</sup> L'épidémiologiste suisse Theo Abelin, de l'université de Berne, avait soulevé très tôt le problème du cancer de la thyroïde chez les enfants. Ses études analytiques sur les métastases découvertes chez les enfants ont rarement intéressé les médias. Déjà secouée financièrement, la presse préfère relater l'extraordinaire succès de nouvelles thérapies contre le cancer, plutôt que de parler de l'augmentation généralisée des cancers. En retour, les médias profitent des pleines pages de publicité des consortiums électriques. C'est du donnant donnant.

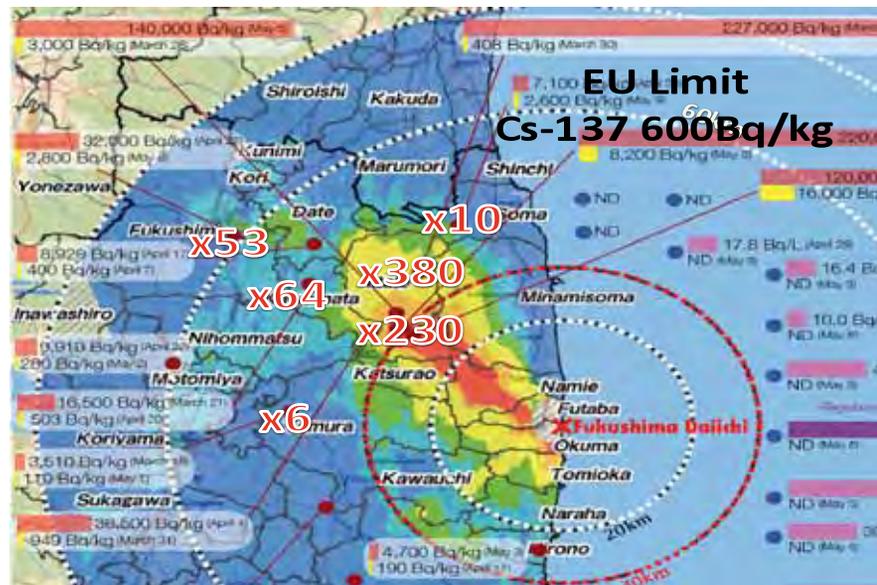
**Irradiation importante, pas d'évacuation : les enfants sont les plus menacés**



Graphique 54, Source : privée

L'activisme au lieu de l'aide. Les mesures extérieures ne permettent pas de détecter les rayons alpha et beta ingérés ou inspirés. Des comprimés d'iode n'ont pas été distribués aux enfants.

**Valeurs d'irradiation élevées et « hot-spots » aussi en dehors de la zone interdite de 30 km**



Graphique 55, Source : John Large: Fundamental Flaws in the Worldwide Nuclear Safety Regulatory Regime. Présentation devant le Comité économique et social européen. Parlement européen, Bruxelles, 12 décembre 2011

Les concentrations de radiation dépassent parfois au centuple les valeurs limites en vigueur en dehors de la zone interdite.

**«... the government was not providing truth promptly and accurately»**

A Fukushima aussi, l'information a été systématiquement falsifiée. Ceci est confirmé dans le rapport d'étape officiel publié par une Commission d'études le 26 décembre 2011, sous la direction de Yotaro Hatamura. On lit dans ce rapport : « ... Le gouvernement n'a pas livré la vérité assez rapidement et exactement. » Le gouvernement et les autorités de surveillance ont caché des informations sur l'accident et sur la quantité de radioactivité rejetée.<sup>19,20</sup> « On a observé la tendance suivante : la diffusion publique des informations importantes, aussi à la presse, a été retardée, les explications fournies étaient ambiguës, une situation tout à fait inadaptée vu l'urgence. »<sup>21</sup>

Les zones d'évacuation n'ont pas été déterminées selon les données sur la radioactivité, mais selon l'opportunité politique.<sup>22</sup> Il ne fallait surtout pas détruire l'image d'un « accident mineur ». Un détail particulièrement tragique : pendant la phase la plus terrible de l'accident, le président de l'Agence de sûreté nucléaire Haruki Madarame n'a pas divulgué les recommandations du système SPEEDI, un programme de mesure du rayonnement effectif et de consignes en cas d'urgence nucléaire.<sup>23</sup>

Ce rapport critique aussi les informations, entièrement fausses, fournies sur l'état du cœur des réacteurs et en particulier sur l'état critique du réacteur 3 (qui fonctionne au MOX, un combustible à base de plutonium). Il critique aussi les déclarations des autorités qui minimisent les effets de la radioactivité : « Des informations telles que < les radiations n'ont pas d'impact immédiat sur la santé > étaient difficiles à comprendre. »<sup>24</sup>

Les autorités de surveillance ont fait des erreurs capitales en amont de la catastrophe : « Le bâtiment servant de tour de contrôle de secours, situé à 5 km de la centrale, n'était pas adapté pour supporter de hauts niveaux de radiation (tout le monde le savait, mais rien n'avait été fait).<sup>25</sup> Ce bâtiment manquait d'électricité, de lignes téléphoniques et de chemins d'accès.<sup>26</sup>

L'évacuation de la population a été déléguée aux autorités locales. Celles-ci étaient dépassées par les événements, ne savaient pas où envoyer les personnes. Comme la filière nucléaire n'avait jamais prévu un accident de cette ampleur, les plans d'évacuation étaient inexistants – tout comme en Suisse, d'ailleurs.<sup>27</sup>

Autres recommandations de la Commission d'études : en plus des réacteurs, les réseaux de communication et la voirie doivent pouvoir faire face à des événements extraordinaires tels que les séismes, p. ex. Il faut informer la population sur les accidents nucléaires et les effets de la radioactivité. L'évacuation doit être prévue en détail et testée sur le terrain, tout cela le plus réalistement possible, avec l'appui des habitants.<sup>28</sup>

Ce que le rapport ne dit pas, mais il est facile de le déceler : le plus grand risque pour la population, ce sont les autorités de sûreté. Ce sont elles qui, avec l'aide de l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA) ont donné carte blanche aux exploitants des centrales. Il a été facile de reconstituer d'autres lourdes erreurs commises par l'AIEA. En voici une sélection :

**Hauteur du tsunami.** Après le 11 mars, Tepco a affirmé qu'une vague de cette hauteur était totalement « imprévisible ». La centrale n'était prévue que pour contenir une vague de 5,7 mètres de haut et ce point faible était connu depuis longtemps. En 2002, Tepco avait admis que des vagues pouvaient atteindre 15 mètres de hauteur. L'entreprise avait même convoqué un groupe de travail, qui avait déjà examiné ce dossier avec l'Agence japonaise de sûreté nucléaire (NISA), comme l'a révélé le journal japonais « Yomiuri Shimbun » le 27 août 2011.<sup>29</sup> Aucune suite concrète n'avait été donnée à ce dossier.

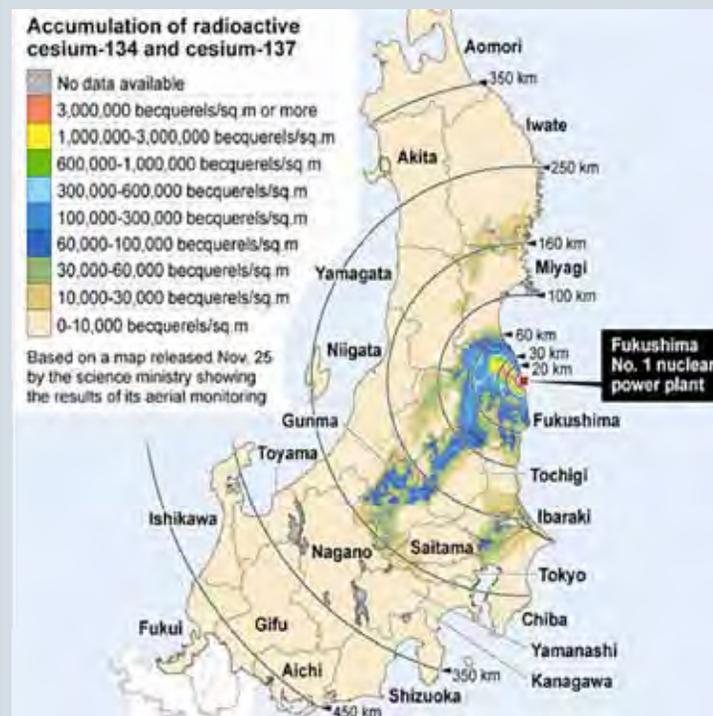
## La délégation de l'AIEA visite la réussite de son action



Graphique 56, Source : AIEA

Des experts de l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA) à Fukushima-Daiichi.

## Contamination du sol importante également dans la banlieue de Tokyo



Graphique 57, Source : mis à disposition par le ministère japonais des Sciences (25 novembre 2011)

La densité de la population est plus forte dans les régions fortement impactées au Japon qu'en Ukraine.

## Travail bâclé, falsifié et un million de morts par cancer

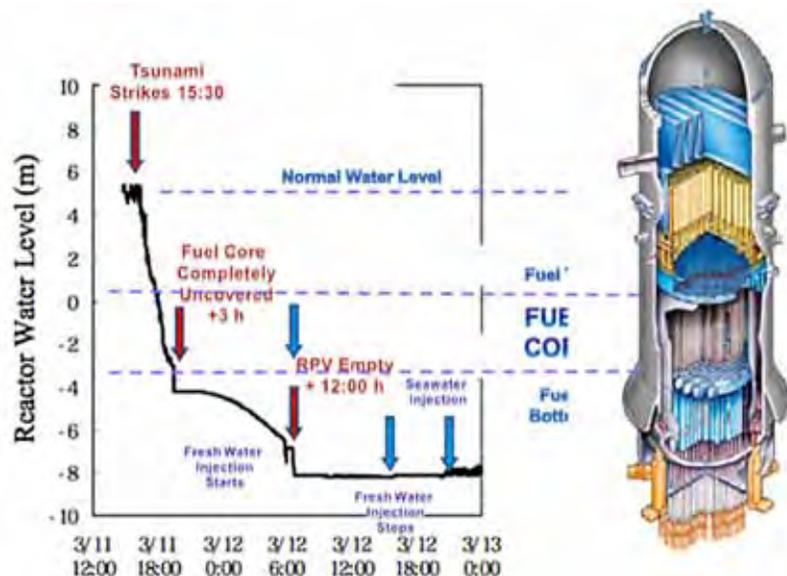
L'Agence japonaise de sûreté nucléaire (NISA) tolère des points faibles. Neuf jours avant la catastrophe, Tepco avait envoyé un courrier à la NISA, dans lequel l'exploitant reconnaît n'avoir pas correctement inspecté 33 éléments de la centrale de Fukushima-Daiichi. Il s'agit de générateurs de secours, de pompes, de certaines parties du système de refroidissement. En réponse, la NISA accorde des délais très généreux à l'exploitant.<sup>30</sup> Elle prolonge, quelques jours avant le 11 mars 2011, l'autorisation d'exploitation du réacteur 1.<sup>31</sup> **Rejets de radioactivité plus importants que dans la communication officielle.** Dès le 22 mars, 11 jours après le début de l'accident majeur, Gerhard Wotawa et son équipe de chercheurs de l'Institut autrichien de météorologie et de géodynamique (ZAMG) estimaient que les émissions radioactives de césium atteignaient déjà la moitié de celles émises à Tchernobyl. Leurs données proviennent des mesures de l'Organisation chargée du Traité d'interdiction complète des essais nucléaires (TICEN). Et pourtant, les autorités japonaises ne se gênent pas pour soutenir que les rejets de radioactivité ne représentent que 6 ou 8 % de ceux de Tchernobyl.<sup>32</sup> Ces autorités ne mettent pas en garde contre l'impact sanitaire malheureusement prévisible et ne prennent même pas la peine de distribuer des pastilles d'iode à la population.

Le 27 mars, on trouve des traces d'iode radioactif à 250 km de Fukushima, dans l'eau du robinet de Tokyo. Puis ce sont les filtres à air des automobiles de la capitale qui présentent des taux alarmants de particules radioactives « chaudes ». Des médecins aux USA indiquent que les poumons humains absorbent autant ces particules que les filtres des automobiles analysés.<sup>33</sup> Arnie Gundersen, expert nucléaire américain (société Fairwind Associates) et conseiller pendant des décennies de l'industrie nucléaire, évalue à un million la hausse des décès par cancer au Japon.<sup>34</sup> Les équipes de secours n'ont pas été épargnées non plus. Ce n'est qu'en mai 2011 que l'exploitant Tepco instaure un suivi médical régulier pour les quelque 800 travailleurs du site. Aux questions sur l'absence de suivi à partir du mois de mars, Tepco répond en citant une note du ministère de la santé, selon laquelle il fallait attendre la fin de la crise pour examiner les personnes.<sup>35</sup> Pour les experts de la Commission d'études japonaise qui a publié ce rapport le 26 décembre 2011, les pires omissions sont les suivantes : 1) insuffisance des mesures contre le blackout électrique ; 2) absence de planification pour une alimentation externe en eau ; 3) non-anticipation de l'effondrement de tous les systèmes de communication ; 4) absence de plans d'évacuation (pompiers, etc.). Son rapport ayant été vivement critiqué au Japon, la Commission répond en ces termes :

*« Il est paradoxal que des efforts qui tendent à une plus grande sécurité suscitent des réactions négatives, simplement parce qu'ils vont à l'encontre de pratiques antérieures. Il n'est pas simple de reconnaître que la sûreté absolue n'existe pas et d'apprendre à vivre avec des risques. Mais il est nécessaire d'aller vers une société dans laquelle l'information sur les risques est partagée et où il est permis à la population de prendre elle-même des décisions raisonnables. »<sup>36</sup>*

Suite à ces informations mensongères pendant et après l'accident, la perte de confiance est grande dans la population. Des groupes d'entraide de paysans<sup>37</sup> et de citoyens, par exemple à Kashiwa, une banlieue de Tokyo, mesurent eux-mêmes la radioactivité des denrées alimentaires dans les magasins, une pratique très appréciée, parfois contre une modeste rémunération.<sup>38</sup> Le quotidien « Japan Times » révèle que 70 % de la population est favorable à une sortie du nucléaire.

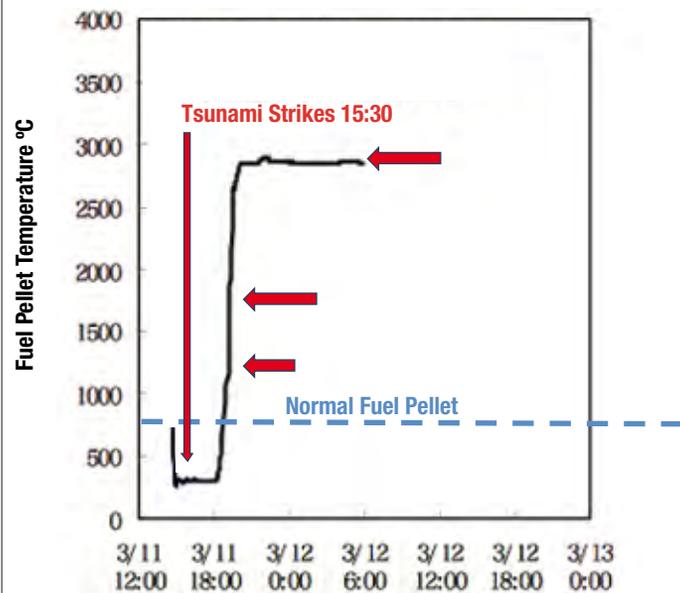
## Cuve du réacteur et niveau de l'eau de refroidissement (réacteur 1)



Graphique 58, Source : Tepco (publié le 15 mai 2011), mis à disposition par John H. Large

Le 15 mai 2011 seulement, Tepco a rendu publique la baisse rapide du niveau d'eau de refroidissement qui provoquait la fusion du cœur quelques heures après la coupure de courant.

## Courbe de température des barres de combustible, réacteur 1



Graphique 59, Source : Tepco (publié le 15 mai 2011), mis à disposition par John H. Large

Avec des températures atteignant pratiquement 3000 °C, Tepco savait que le combustible radioactif fondait et fuyait des enveloppes en zirconium.

## Tepco était informé de la fusion du cœur – dès le début

L'ingénieur nucléaire britannique indépendant John Large, expert auprès d'instances gouvernementales britanniques et du Parlement européen, a rassemblé de nombreuses preuves indiquant que l'exploitant Tepco avait déjà connaissance de la fusion du cœur des réacteurs un jour après le tremblement de terre. L'exploitant a tenté d'étouffer l'affaire, ce que John Large qualifie de « cover up ». Des mesures prises par Tepco et rendues publiques le 15 mai montrent une réelle baisse du niveau de l'eau de refroidissement (graphique du bas) et la hausse des températures (graphique du haut). Après la catastrophe, Tepco a attendu deux mois pour publier ces mesures.<sup>39</sup>

John Large critique le fait que l'exploitant et l'Agence de sécurité nucléaire NISA n'aient pas diffusé ces informations le jour même de l'accident. Avec un système de refroidissement en panne, une baisse du niveau de l'eau dans la cuve et des températures internes autour de 3000°C, Tepco savait parfaitement et depuis le début qu'on ne pouvait plus stopper la fonte des barres de combustible.

A ce jour, Tepco n'a pas donné confirmation. La société a démenti le processus de fusion du cœur durant plus de deux mois et a attendu le 12 mai pour le confirmer partiellement.<sup>40</sup>

Un constat qui n'est même pas mentionné dans le rapport de l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA), malgré son importance. Les riverains des centrales nucléaires peuvent s'attendre à l'avenir à ce que les mauvaises nouvelles ne leur soient pas communiquées au moment opportun « afin d'éviter la panique ».

L'exploitant Tepco savait aussi qu'avec la fumée visible de loin, de la radioactivité s'échappait aussi. Il fallait très rapidement évacuer les riverains, en particulier les enfants, sur un plus grand périmètre, du moins pendant les premiers mois après l'accident.

Tepco n'a pas communiqué à ce sujet et parlait jusqu'à la mi-mai d'enceintes de confinement intactes. Alors que n'importe quel physicien nucléaire pouvait déduire des isotopes libérés qu'une fusion était en cours.

Les autres instances de sûreté nucléaire se sont tues de même, ou se réfugiaient dans des propos rassurants. Ainsi, l'Inspection fédérale suisse de la sécurité nucléaire (IFSN) a écrit que les mesures d'urgence au Japon avaient été « exemplairement mises en œuvre » (rapport de l'IFSN du 5 mai 2011).<sup>41</sup> Ceci alors que les autorités japonaises fournissaient des informations mensongères depuis le début de l'accident, refusant même de distribuer des pastilles d'iode à la population. Le 8 juin, Tepco a reconnu que la quantité de particules radioactives émises durant la première semaine était le double des chiffres annoncés, et que de nombreuses « particules chaudes » s'étaient échappées. Le corps humain absorbe ces isotopes (césium, strontium, cobalt-60, plutonium et uranium) par l'air et la nourriture. Il est très difficile de les mesurer et l'irradiation interne des personnes concernées est durable.<sup>41a</sup>

Il n'est pas suffisant de démontrer les conséquences de Fukushima en se basant seulement sur le seuil d'irradiation externe. L'effet global empire de beaucoup à cause des matières radioactives qui passent par la chaîne alimentaire et la respiration pour pénétrer dans le corps et y rester.

## Le tremblement de terre endommage le refroidissement du réacteur



Graphique 60, Source : Tepco / AIEA

De nombreux indices indiquent que c'est le tremblement de terre et non le tsunami qui a provoqué la fuite de radioactivité.

## La centrale nucléaire de Fessenheim, une bombe à retardement à 35 km au nord de Bâle



Graphique 61, Source : Expertise Résonance

La centrale nucléaire de Fessenheim se situe sur la même faille sismique que celle qui a provoqué le séisme de Bâle (en 1356, magnitude de 6,7 à 7,1, données Service Sismologique Suisse).

## La cause : le tremblement de terre ?

L'expert britannique John Large défend l'idée que dans la cuve, l'alimentation des barres de combustible en eau de refroidissement a été détériorée par le tremblement de terre et non par le tsunami. Andreas Stohl, de l'Institut norvégien de recherche sur l'air (NILU) et Gerhard Wotawa, de l'Institut autrichien de météorologie et de géodynamique (ZAMG) datent eux aussi après le séisme le début des brèves émissions de xénon, un gaz qui a une période radioactive très courte :

*« Il y a une forte évidence pour que l'émission de xénon  $^{133}\text{Xe}$  ait commencé très tôt, possiblement immédiatement après le séisme et l'arrêt d'urgence, ce 11 mars à 06:00 UTC. »*

Cette précision a une importance majeure, car la centrale de Fukushima, comme tous les sites nucléaires japonais, a été construite pour résister à de forts tremblements de terre. Les structures parasismiques ont encore été « renforcées » en 2008 – comme d'ailleurs celles de plusieurs centrales suisses. Il aurait été bizarre que ce soit le tsunami qui détruit les conduits de refroidissement, car la première alarme de radioactivité s'est déclenchée avant l'arrivée de la grande vague. Et la centrale nucléaire voisine de Fukushima-Daiichi n'a pas explosé, bien que submergée elle aussi par de l'eau de mer. John Large a observé ce phénomène en détail et en déduit : « Apparemment, l'effet local du séisme a détruit la protection parasismique du site de Fukushima-Daiichi. Il semble donc que les travaux entrepris par Tepco ne correspondaient pas à une réévaluation correcte des risques sismiques. »<sup>43</sup>

Le rapport de l'AIEA sur Fukushima ne s'attarde pas sur l'origine de la rupture du système de refroidissement. Il conseille simplement aux exploitants de « prendre des mesures contre les tremblements de terre, en particulier pour les centrales nucléaires vieillissantes. » A cet égard, ce n'est pas un hasard si le président français Nicolas Sarkozy a tout de suite rendu le tsunami responsable de l'accident. De même pour l'Inspection fédérale de la sécurité nucléaire suisse (IFSUN), qui s'est empressée de déclarer qu'au Japon, « toutes les centrales nucléaires concernées ont bien résisté aux conséquences directes du tremblement de terre... sur le plan technique. A ce niveau-là, tout s'est passé comme prévu. »<sup>44</sup> Eh oui, si le tremblement de terre était responsable, s'il avait été mal évalué, les conséquences seraient inquiétantes pour la Suisse, car elles remettraient en question la qualité des travaux de renforcement dont l'IFSUN est si fière.

En Suisse, nombre de questions ont à peine été évoquées publiquement : le moment exact de la fusion du cœur, le danger des réactions en chaîne (re-criticité), le moment d'apparition des « hot spots », ces zones de très haute contamination, le rayonnement alpha, beta, etc. L'intérêt pour les événements du Japon a été très grand et la population – du moins la partie de la population qui voulait en savoir plus – a eu une nouvelle fois les yeux ouverts. Mais les autorités de surveillance nucléaire suisses se refusent à toute autocritique. Elles continuent de vanter le « modernisme » de centrales nucléaires aussi vétustes que celles de Mühleberg et Beznau et d'exiger à tout prix leur prolongation. Les conséquences sont terribles pour les habitants de la Suisse du Nord-Ouest, qui en plus de la menace des centrales suisses sont soumis directement à la menace des installations voisines en France. A Fessenheim dans le Haut-Rhin, à 35 km au nord de Bâle, se dressent les deux plus anciens réacteurs de France. Ils sont construits tout près de la faille sismique qui, en 1356, a provoqué le grand tremblement de terre de Bâle (magnitude 6,7–7,1).<sup>45</sup> Tout en reconnaissant à cette centrale nucléaire des carences flagrantes et en demandant à l'exploitant d'y remédier, l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) a donné à nouveau le feu vert, le 3 janvier 2012, pour que soient prolongés tous les réacteurs du territoire français.

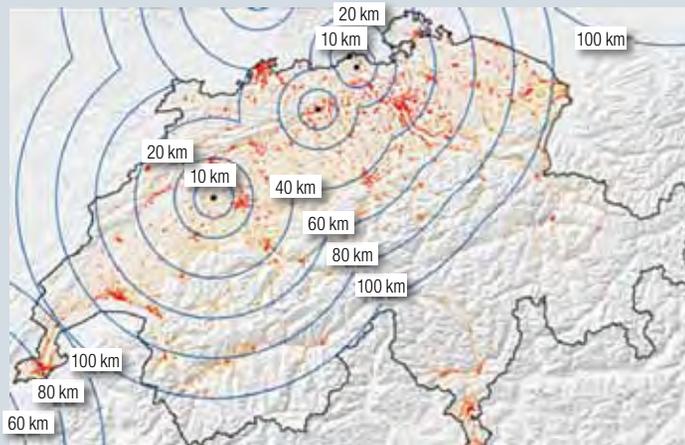
## Environ 140 000 personnes sont évacuées autour de Fukushima



Graphique 62, Source : privée

Seule une petite partie des régions fortement irradiées a été évacuée. Les autorités locales ont été complètement dépassées.

## La densité de la population dans les environs des centrales nucléaires



Graphique 63, Source : Straumann (2011)

Dans le cas d'une évacuation dans un rayon de 30 km, pratiquement un million d'habitants devraient être évacués en Suisse.

Densité de la population (seulement suisse) aux environs des centrales nucléaires	Zone d'évacuation CH zone 2, Japon proche, USA proche 20 km	Zone d'évacuation Japon moyenne 30 km	Zone d'évacuation Tout le Japon Greenpeace 40 km	Zone d'évacuation Tous les USA 80 km
Beznau	303 402	960 731	1 722 639	3 831 780
Gösgen	411 916	877 973	1 686 747	4 369 025
Leibstadt	187 723	589 515	1 457 360	3 742 970
Mühleberg	545 058	887 447	1 248 491	3 229 652
Fessenheim (F)	0	0	215 926	1 279 780
Bugey (F)	(F)	0	0	174 461

Graphique 64, Source : Straumann, Gefährdung der Bevölkerung der Schweiz durch Kernkraftwerke: Eine Analyse (Menace pour la population en Suisse par les centrales nucléaires : une analyse).

## Plans d'urgence : insuffisants

Après l'accident des réacteurs, les autorités japonaises ont défini un périmètre d'évacuation de 12 miles (environ 19 km) et conseillé aux personnes se trouvant dans un rayon plus large de rester à l'intérieur des maisons, ou en tout cas d'éviter de se déplacer dans une limite de 18 miles (environ 29 km). Le 25 mars 2011, certains territoires dans un rayon de 18 miles ont été évacués « de façon facultative ». Le 11 avril, les autorités ont commencé l'évacuation du bourg de Iitate (40 km du lieu de l'accident). L'Organisation internationale Greenpeace a effectué elle-même des mesures sur place et plaide en faveur d'une zone d'exclusion de 40 km.<sup>46</sup> L'Autorité de sûreté nucléaire américaine (NRC) donne à ses ressortissants des consignes d'évacuation sur une zone couvrant 50 miles (environ 80 km).<sup>47</sup>

En cas d'accident majeur, le concept en vigueur en Suisse demande aux habitants de se rendre dans les abris atomiques sur place ou de rester dans les habitations. « L'évacuation n'est pas une mesure prévue en cas d'urgence », rappelle Martin Roth, responsable de la protection civile de la ville de Bâle, car « une évacuation de la totalité de la population dépasserait nos moyens ». Il n'existe aucun plan d'évacuation pour un périmètre de 20 à 30 km.<sup>48</sup>

**Absence de plan d'urgence.** C'est un gros problème, mais les autorités de sûreté suisses préfèrent l'ignorer. Les représentants de l'Office fédéral de la protection de la population (OFPP) reconnaissent pourtant qu'il est essentiel d'évacuer la population avant les rejets de radioactivité dans l'atmosphère.<sup>49</sup> Le chef suprême de l'OFPP est le conseiller fédéral Ueli Maurer, membre de l'Union démocratique du centre (UDC), un parti très favorable à l'atome. Il refoule cette thématique et refuse d'en parler, mais avait déclaré un jour au Parlement qu'il ne savait pas où on pourrait évacuer les gens. « Il règne en ce moment une certaine hystérie concernant le nucléaire », mais il n'y a pas lieu de redéfinir les risques de l'énergie nucléaire.<sup>50</sup>

**Forte densité de population.** Le problème des centrales nucléaires suisses, c'est que de 600 000 à 800 000 personnes vivent dans un périmètre de 30 km, et entre 1,2 et 7 millions vivent dans un périmètre de 40 km. Le nombre de victimes potentielles dans les environs d'une centrale nucléaire est donc beaucoup plus élevé qu'au Japon (quelque 140 000 personnes dans un rayon de 20 km) ou qu'en Ukraine (135 000 personnes dans un rayon de 30 km).<sup>51</sup>

**Où déverser l'eau de refroidissement?** A Fukushima, l'exploitant a aspergé les réacteurs durant des journées entières avec de l'eau qui s'est ensuite écoulée dans la mer. Dans les réacteurs, il reste 110 000 tonnes de liquide hautement radioactif.<sup>52</sup> En cas de refroidissement d'urgence, que ferait-on au bord de nos cours d'eau, l'Aar et le Rhin, des eaux radioactives ? Si on les rejette dans les rivières, ce sont des millions de riverains, sur tout le cours du Rhin, qui perdront leur approvisionnement en eau potable.<sup>53</sup>

**La piscine des combustibles usés :** autre point faible. A Fukushima, 755 tonnes de combustibles radioactifs usés étaient entreposés – environ cinq fois plus qu'à Tchernobyl.<sup>54</sup> Beaucoup de centrales suisses et françaises contiennent d'énormes quantités de matériaux très radioactifs, beaucoup plus que la centrale, relativement jeune, de Tchernobyl. Ces bassins de stockage provisoire sont moins bien conçus qu'au Japon pour résister à des séismes ou des pannes de courant.

Il n'est pas étonnant que nos autorités de sûreté ferment les yeux devant ces risques et ne remettent pas en question les centrales nucléaires en exploitation. Elles ont toujours agi ainsi, se sont presque toujours entourées d'« experts » proches des exploitants des centrales (il n'y a pas d'autres clients dans ce secteur).

## Risque de tsunami dans la centrale nucléaire de Mühleberg : jamais remarqué par les autorités puis toléré en connaissance de cause

Illustration et évolution d'une inondation de la centrale nucléaire de Mühleberg



Graphique 65, Source : Markus Kühni

En cas de rupture du barrage du Wohlensee, la centrale nucléaire de Mühleberg pourrait être inondée comme par un tsunami et subir les mêmes conséquences. Un riverain (Markus Kühni) a attiré l'attention des autorités avant que l'accident de Fukushima ne se produise. Malgré ces informations, Mühleberg peut continuer de fonctionner.

## Les autorités nucléaires se moquent de nous

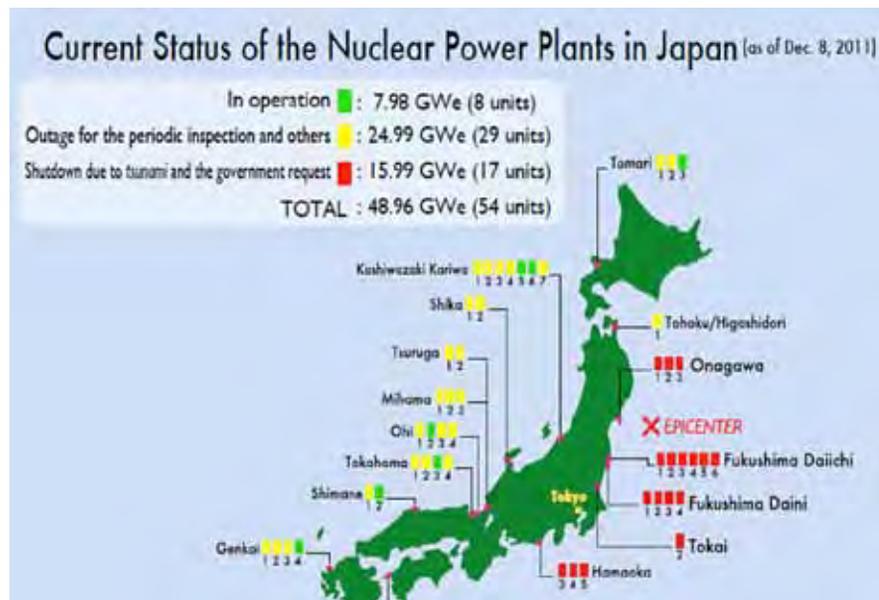
« La sécurité est la première des priorités » – Mais qu'est-ce que cela signifie ? L'autorité responsable en Suisse, c'est l'Inspection fédérale de la sécurité nucléaire (IFSN). Auparavant, elle s'appelait « Division principale de la sécurité des installations nucléaires (DSN) ». La centrale nucléaire de Mühleberg est l'une des plus controversées de Suisse, car elle n'a pas été conçue pour résister à une chute d'avion ou à un séisme d'une magnitude supérieure à 5.<sup>55</sup>

- Dans les années 1990, on pouvait lire sur le site de la DSN : « Le choc direct d'un avion sur le bâtiment du réacteur de KKM [Mühleberg] entraînerait sa destruction, celle des systèmes de sécurité et sans doute aussi la fonte des barres de combustible. » La centrale de Mühleberg était classée jusqu'en 2001 comme non conforme face à un crash d'avion, mais cette possibilité semblait si invraisemblable qu'elle ne remettait pas en cause l'exploitation de la centrale. Après les attaques terroristes du 11 septembre 2001, ce texte a disparu du site de la DSN. On a commandé une nouvelle expertise, qui a donné l'avis suivant : « Mühleberg est capable de résister à un crash d'avion. » L'enceinte de confinement était toujours la même, mais d'un jour à l'autre, une centrale nucléaire non adaptée à une chute d'avion devenait « une installation sûre ». Si la DSN n'avait pas changé d'avis, il aurait fallu fermer la centrale de Mühleberg. La DSN s'est donc soumise à l'exploitant.
- **Un exemple, l'enveloppe du réacteur.** Celle de la centrale de Mühleberg présente des fissures. En 1996, elle était rouillée à 68%,<sup>56</sup> et aujourd'hui, les fissures sont continues. A Fukushima, les autorités avaient exigé de remplacer l'enceinte, mais en Suisse, ni les autorités de sûreté, ni les exploitants ne veulent en entendre parler. On a simplement monté des « tirants d'ancrage », sortes de grosses agrafes pour stabiliser les fissures. En 2006, une expertise de l'organisme allemand de surveillance technique TÜV-Nord a fortement critiqué cette réparation, dans un dossier devant rester secret : « Il est impossible de confirmer la résistance illimitée de l'alliage Inconel X-750 à une fissuration intergranulaire par corrosion sous contrainte (IGSCC), étant donné les dégradations constatées dans des constructions similaires avec tirants d'ancrage, pour des usages similaires. » Une défaillance des tirants d'ancrage peut arriver en situation de fonctionnement standard tout comme en cas d'accident. « Il résulte de cela que nous ne garantissons pas sans réserve l'intégrité de ces tirants d'ancrage sur le manteau du réacteur, ni lorsque la centrale fonctionne ni en cas d'accident. A notre avis, on ne peut pas exclure la défaillance d'un ou plusieurs de ces tirants d'ancrage. »<sup>57</sup> Cette expertise est restée secrète durant des années, mais en avril 2011, l'hebdomadaire « Wochenzeitung » l'a publiée malgré des menaces. L'IFSN dit partager l'opinion du TÜV, mais a quand même prolongé la durée d'exploitation de la centrale.
- **Autre exemple, la protection sismique.** En 2004, le rapport Pegasos avait révélé que toutes les centrales nucléaires de Suisse présentaient des déficits en terme de protection sismique. Le risque d'un tremblement de terre était auparavant sous-évalué de moitié. Ce rapport n'est pas non plus resté longtemps secret. Il avait fallu en demander la publication un nombre infini de fois devant le Parlement avant qu'il ne paraisse, enfin, en 2007. A sa publication, on a annoncé que toutes les précautions nécessaires avaient déjà été prises. En fait, on n'a pas fait grand-chose, parce qu'un renforcement efficace de l'enceinte du réacteur était trop coûteuse. « Depuis 2007, le projet PEGASOS Refinement Project (PRP) est dirigé par la section de l'énergie nucléaire swissnuclear. Il doit déterminer, avec une précision encore plus grande qu'aujourd'hui, les hypothèses de l'aléa sismique en Suisse. » Ainsi le décrit du moins l'IFSN.<sup>58</sup> C'est l'exploitant de la centrale de Mühleberg lui-même qui se charge de faire avancer ce projet, ou plutôt de faire comme si ce projet avançait.

**Conclusion :** L'IFSN protège l'exploitant, pas la population. Son nouveau directeur Hans Wanner affirme lui aussi que les centrales nucléaires sont « sûres » et aptes à résister à des tremblements de terre, à des crashes d'avions et à des attaques terroristes. En général, l'IFSN préfère dévier la conversation, alléguant qu'aucun danger immédiat ne menace nos centrales. C'est ce que disaient aussi les autorités japonaises.

Année de l'accident	Réacteur	Type de réacteur, puissance, mise en service
1979	Three-Mile-Island 2, Pennsylvanie USA	Réacteur à eau pressurisée, 900 MW, 1978
1986	1986 Tchernobyl réacteur 4, Ukraine	Réacteur modéré au graphite, 1 000 MW, 1983
2011	Fukushima-Daiichi 1, Japon	Réacteur à eau bouillante, 439 MW, 1971
2011	Fukushima-Daiichi 2, Japon	Réacteur à eau bouillante, 760 MW, 1974
2011	Fukushima-Daiichi 3, Japon	Réacteur à eau bouillante, 439 MW, 1976

## Centrales nucléaires au Japon (2011)



Graphique 66, Source : Japan Atomic Industrial Forum / John Large

En décembre 2011 au Japon, 46 des 54 centrales nucléaires ont été arrêtées pour raisons de sécurité. En Suisse, les autorités de sûreté nucléaire continuent à autoriser l'exploitation des usines les plus anciennes et se déchargent de toute responsabilité en matière de fermetures.

## Le tsunami inonde la centrale nucléaire



Graphique 67, Source : Tepco

La vague de 15 m de haut recouvre presque complètement certaines parties de la centrale nucléaire. La même situation pourrait arriver à Mühleberg en cas de tremblement de terre si le barrage en amont cède.

## Leçons à tirer de Fukushima (1)

**Probabilités fallacieuses.** Les risques liés au nucléaire sont beaucoup plus fréquents que ne le suggère la communauté de l'atome. Après Fukushima, il est clair que les « calculs de probabilité » effectués par des « experts » hautement payés ne sont qu'une allégation pour se tirer d'affaire, ils ne riment à rien. Fin 2011, il restait encore 435 réacteurs nucléaires en activité dans le monde. Depuis le début de leur exploitation industrielle en 1956, il y a eu 5 accidents majeurs, de ceux qu'on ne maîtrise plus.

Statistiquement, le risque d'accident majeur est de 1,15 % (5 accidents sur 435 réacteurs). Pour la Suisse et ses cinq réacteurs, le chiffre correspond à  $5 \times 1,15 \% = 5,75 \%$ , soit 1:17,4. Si l'on y ajoute les deux réacteurs de Fessenheim, la probabilité s'élève à 8 %, soit 1:12,5. La probabilité est donc cent mille fois plus haute que les prévisions du lobby nucléaire, qui a toujours assuré qu'un tel accident ne se produisait qu'une fois sur un million d'années (probabilité de 1:1 000 000). Une comparaison : en Suisse, le risque de décès par accident de circulation routière est de 1:21 489 (en 2009 : 349 personnes sur 7,5 millions d'habitants). Les experts nucléaires de l'Ecole polytechnique fédérale de Zurich (ETH) ont une autre vision des choses. Horst-Michael Prasser, professeur en génie nucléaire à la ETH et membre jusqu'en 2011 du Conseil de l'IFSN, déclarait en 2008 :

« Aujourd'hui, notre niveau de connaissance est presque parfait... les réacteurs représentent un risque potentiel de radiotoxicité. Malheureusement, il n'y aura jamais d'utilisation de la fission nucléaire sans manèment de grandes quantités de substances radioactives. Mais nous avons appris à empêcher que ces substances ne se dégagent à l'air libre... Pour des centrales nucléaires de troisième génération, les analyses de probabilité de la sûreté donnent une possibilité d'événements de l'ordre de  $10^{-7}$  par an – un événement tous les 10 millions d'années. Et ceci ne correspond qu'à l'éventualité d'une avarie dans le cœur du réacteur, pas à la dispersion de matières radioactives qui nécessiterait une évacuation à grande échelle. La probabilité qu'une région soit contaminée par un accident majeur avec de grandes quantités de radioactivité est de deux ordres de grandeur inférieure, soit un événement tous les milliards d'années. »<sup>59</sup>

Fin mars 2011, Horst-Michael Prasser s'expliquait ainsi :

« Dans l'interview, j'avais malheureusement oublié de mentionner les conditions marginales exactes correspondant aux chiffres que je citais. »<sup>60</sup>

Toutes les organisations de sûreté nucléaire dans le monde recourent à des méthodologies probabilistes. Leur astuce : les conséquences inhumaines des accidents nucléaires sont multipliées avec des probabilités minuscules et tellement sous-estimées qu'elles ne jouent plus aucun rôle dans les statistiques. Ce calcul peut fonctionner tant que les probabilités sont vraies. Ce n'est plus le cas aujourd'hui et un enfant peut le comprendre, mais pas notre autorité de sûreté nucléaire, qui ne veut pas tirer les conséquences de ses calculs outrageusement faux.

Personne n'a pointé cela avec autant de clarté que le ministre-président bavarois, Horst Seehofer (CSU), qui disait : « Nous ne devons plus nous demander comment un avion de ligne pourrait tomber exactement sur une centrale nucléaire, mais si cela est possible. » En Allemagne, les risques nucléaires sont comptabilisés à partir des possibilités réelles, plus en fonction de l'imaginaire des experts. La seule valeur qui compte, c'est la fermeture définitive des centrales nucléaires, avec un calendrier défini par la loi. Une décision logique pour les Allemands, même si elle est taxée d'« émotionnelle » à l'étranger, dans des pays où l'on récite comme un chapelet toutes les prophéties des agences de communication pro-nucléaires.

## Irradiation en juin 2011



Graphique 68, Source : Yukio Hayakawa / Université de Gunma

La carte de l'université de Gunma montre que des doses d'irradiation élevées sont enregistrées même dans la banlieue de Tokyo. Les compteurs Geiger ne mesurent que les irradiations gamma externes mais non les « particules chaudes » que les individus inspirent ou ingèrent.

## Leçons à tirer de Fukushima (2)

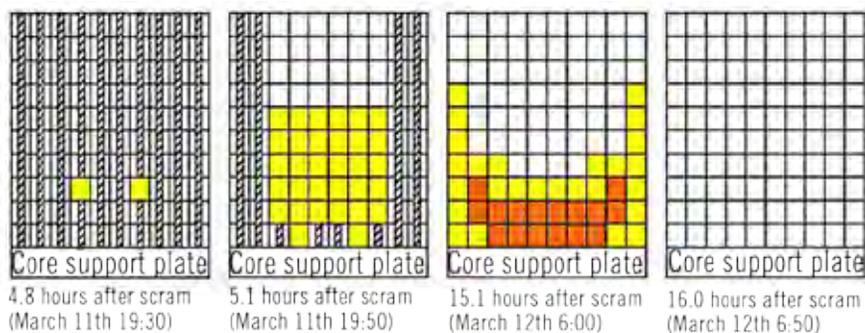
**Eviter les risques intolérables.** Lorsque les événements sont rares mais tellement nocifs et qu'en plus, aucune assurance ne veut les couvrir, il ne faut plus admettre le risque. La destruction totale d'une centrale nucléaire suite à une panne de courant a eu lieu. Un tel risque n'est pas tolérable pour la Suisse. Le gouvernement fédéral l'a compris et a annoncé la sortie du nucléaire. Il tire les vraies conséquences, mais seulement en ce qui concerne la construction de nouvelles centrales nucléaires. Pour les centrales en activité, le gouvernement fait preuve d'une apathie bizarre, qui pourrait faire vaciller sa volonté d'en finir avec le nucléaire. Quand elles accordent à une centrale aussi vétuste que celle de Mühleberg – d'un type de construction presque identique à celui de Fukushima et après 40 ans d'exploitation – une autorisation de fonctionnement illimitée, eh bien, les institutions n'ont toujours pas compris ce que signifie un accident majeur pour la Suisse. Si l'on accepte un risque, on doit aussi pouvoir en tolérer les conséquences. A Fukushima, il y a eu une imbrication entre séisme, tsunami, hauteur de la vague, panne de courant et générateurs diesel hors service. Les autorités de sûreté croyaient une telle configuration tellement invraisemblable qu'elles ne l'ont pas anticipée.<sup>61</sup> Notre Inspection fédérale de la sécurité nucléaire (IFSN) est en train de répéter les mêmes erreurs.

Autre erreur d'appréciation : les conséquences d'un accident majeur sont minimisées. Les scénarios de référence pour la protection civile ont fixé le pire des cas à une dose d'irradiation externe de 0,7 millisievert par habitant, durant huit heures. La carte de rayonnement de juin 2011 au Japon montre que cette dose est largement dépassée dans les environs proches de Fukushima. Cela devrait suffire à mettre au rebut les scénarios des plans de zones d'urgence encore en vigueur en Suisse.

Les personnes qui se trouvaient dans un périmètre d'environ 10 000 km<sup>2</sup> (dans les régions marquées en jaune et en rouge sur la carte) ont souffert d'une dose de rayonnement externe mesurable, ainsi que d'une dose interne encore inconnue mais dépassant de beaucoup la dose maximale admissible de 1 millisievert. Les autorités ont laissé ces personnes dans l'attente au lieu de les évacuer. Ensuite, le gouvernement japonais a rehaussé la valeur des doses d'irradiation admissibles à 20 fois plus, afin d'éviter de mettre en place des plans d'évacuation. Sur une durée de vie de 50 ans, une dose annuelle de 20 millisieverts correspond à 1 sievert. D'après les hypothèses de la Commission internationale de protection radiologique (CIPR), cette dose de 1 sievert entraînera des décès prématurés par cancer chez 5% des personnes concernées, des cancers non mortels dans 1% des cas et des défauts génétiques dans 1,3% de la population.<sup>62</sup> Ces chiffres sont encore controversés, car la CIPR elle-même est une structure en lien avec le lobby nucléaire. De nouvelles analyses indiquent des effets beaucoup plus ravageurs.<sup>63</sup>

On peut très vite atteindre les 20 millisieverts annuels : il suffit d'ingérer des doses relativement faibles de 1,15 microsievert par voie interne et 1,15 microsievert par voie externe (régions marquées en orange, rouge et brun sur la carte). En octobre 2011, le quotidien *Neue Zürcher Zeitung* a annoncé que 76% des écoles de la ville de Fukushima recevaient plus que la dose limite admissible, mais déjà très élevée, de 3,8 microsieverts par heure.<sup>64</sup> Il va sans doute falloir revoir à la hausse les prévisions de 1 million de décès par cancer déjà annoncées par l'expert nucléaire américain, Arnie Gunderson.

## Evolution de la fusion du cœur dans le réacteur 1



Graphique 69, Source : John H. Large

La fusion du cœur dans le réacteur 1 a commencé le 11 mars à 19h30 et jusqu'au lendemain matin, des combustibles radioactifs se sont accumulés au fond de la cuve du réacteur.

## Un geste d'excuse ?

### Les centrales nucléaires japonaises ne seront néanmoins pas arrêtées



Graphique 70, source : Tepco (2011)

Le président du CA de Tepco, Tsunehisa Katsumata (le 2<sup>e</sup> en partant de la gauche), et d'autres dirigeants de Tepco s'inclinent lors d'une conférence de presse. Ils ne veulent pas renoncer à l'énergie nucléaire.

## Les fers de lance du lobby nucléaire en Suisse



Graphique 71, Source : privée

Les directeurs des trois groupes nucléaires suisses Axpo, Alpiq et FMB n'entendent pas renoncer aux centrales nucléaires après Fukushima. Heinz Karrer, Giovanni Leonardi (a démissionné en 2011), Kurt Rohrbach (à droite).

## Leçons à tirer de Fukushima (3)

Rétablir le principe pollueur-payeur. Au Japon, beaucoup de provinces commencent à peine à mesurer correctement les taux de radioactivité. Dans les districts de Ryozenmachi, Kamioguni, Shimooguni et Tsukidatemachi, le rayonnement radioactif a dépassé les taux maximaux, fixés par le gouvernement à 20 millisieverts à l'année. Il est possible que cette carte de la radioactivité finisse par ressembler à une peau de léopard. Pour le moment, on observe que des villages assez éloignés du lieu de l'accident sont évacués d'urgence – comme à Tchernobyl.<sup>65</sup>

Le chroniqueur économique suisse Beat Kappeler voit dans l'accident de Fukushima des parallèles avec la crise financière : « Différents événements se sont produits, on pensait qu'ils se freinaient ou se compensaient mutuellement, mais on n'avait pas imaginé qu'ils escaladeraient jusqu'à un accident. Ainsi dans la crise financière, quand des valeurs hétérogènes et par définition isolées les unes des autres sont tombées dans l'abîme toutes en même temps : les matières premières, l'or, les actions, les paquets de prêts hypothécaires, l'immobilier et même le leader mondial de l'assurance AIG, censé offrir une garantie contre ces pertes. »<sup>66</sup> Le secteur de l'économie financière en a tiré des leçons, il a amélioré les prescriptions en matière de fonds propres, a déboursé des milliards pour émettre des obligations convertibles que les grandes banques pourront alimenter en nouveaux capitaux, en cas de crise existentielle.

Il est inquiétant que malgré Fukushima, rien ne soit entrepris pour renforcer efficacement la responsabilité civile de l'industrie atomique. Pour tous les sites nucléaires de Suisse, le montant de l'assurance de responsabilité civile ne dépasse pas 1,8 milliard de francs suisses, ce qui correspond à une prime de 0,1 centime de CHF/kWh. Si un accident nucléaire se produit, les coûts représenteraient plus de mille fois cette somme. Ce qui signifie concrètement que les habitants concernés perdent tous leurs biens, maison, travail, santé. Les investisseurs institutionnels également, s'ils possèdent des biens immobiliers dans ces endroits peu sécurisés.

Si l'on agissait enfin comme dans le secteur financier, les mesures ne se réduiraient pas à quelques inspections supplémentaires. Les exploitants devraient immédiatement mettre des fonds propres plus élevés à disposition. Le minimum à exiger est un capital propre ou capital de garantie (préfinancé par des obligations) de 20 milliards par centrale nucléaire. A exiger aussi : une taxe de compensation pour les risques futurs non couverts, d'un minimum de 5–10 centimes CHF par kilowattheure de courant nucléaire. On utiliserait cet apport financier pour diminuer la taxe fédérale pour la promotion des énergies renouvelables (RPC) et accélérer ainsi le développement des énergies renouvelables. Tant qu'un tel système n'est pas instauré, les exploitants de centrales nucléaires continueront à colporter le mensonge de « l'électricité bon marché ». Fukushima nous l'enseigne : les autorités de sûreté nucléaire ne nous disent pas la vérité, nous taisent les chiffres des victimes actuelles et futures, enjolivent la réalité. Elles ne maîtrisent rien, même pas une information honnête vis-à-vis de la population.

Fukushima nous enseigne aussi que dans la vie réelle, les autorités de sûreté ne sont pas en mesure de garantir la protection qu'elles nous promettent face à des accidents nucléaires (Hans Wanner de l'IFSN : « Nos centrales nucléaires sont sûres »). Qu'elles arrêtent donc de propager l'illusion qu'un accident majeur est impossible ou qu'il serait maîtrisable sans procéder à une évacuation. Ces autorités devraient déclarer ouvertement qu'en cas d'accident, elles devront prendre en main et pour toujours des centaines de milliers de personnes.

## De l'eau hautement radioactive s'écoule dans la mer



Graphique 72, Source : Tepco (décembre 2011)

De l'eau de refroidissement hautement radioactive s'écoule d'une fuite en décembre 2011. 150 litres contenaient selon Tepco 26 milliards de becquerels (strontium 89 et 90 et césium 134 et 137).

## Les faibles irradiations s'accroissent

Emission à l'heure en microsieverts	Dose de millisievert par an	Rayonnement cumulé sur 50 ans en millisieverts	Nombre de décès dus au cancer estimés par million d'habitants (CIPR)	Nombre de maladies cancéreuses non mortelles pour 1 million d'habitants (CIPR)	Nombre de malformations génétiques pour 1 million d'habitants (CIPR)
0.25	2.19	109.5	5475	1095	1423.5
0.5	4.38	219	10950	2190	2847
1	8.76	438	21900	4380	5694
2	17.52	876	43800	8760	11388
4	35.04	1752	87600	17520	22776
8	70.08	3504	175200	35040	45552
Victimes par dose de rayonnement de 1 sievert			5%	1.00%	1.30%

Graphique 73 : Les petites doses de rayons s'accroissent avec le temps. La Commission internationale de protection radiologique (CIPR) parle d'une augmentation de 5% des cas de décès dus au cancer pour une dose de 1 sievert. D'autres organisations voient ce danger à la hausse. Source : Recommandations de la Commission internationale de protection radiologique (CIPR) (2007), page 53.

## Coûts humains et économiques de Fukushima

L'accident a aussi causé la ruine économique de l'exploitant Tepco, mais une grande partie de ses employés travaillent encore activement dans le business nucléaire, aux frais de l'Etat. Le 2 juin 2011, les actions de Tepco ont reçu le statut d'obligations spéculatives à haut risque (Junk-Bond), alors qu'au 10 mars 2011, leur capitalisation boursière était encore de 40 milliards CHF.<sup>68</sup> Quelques semaines après la catastrophe, Tepco a reçu de l'Etat un crédit de plusieurs milliards. En juillet 2011, Tepco a déclaré que les travaux de déblaiement dureraient « encore des décennies ». Le retrait des barres de combustible débutera au plus tôt en 2021, avec des technologies encore à inventer.<sup>69</sup> En décembre 2011, l'Etat japonais a annoncé sa volonté de nationaliser Tepco.

### Evaluation des coûts de l'accident de Fukushima

1 million de morts par cancer en plus, 2 millions CHF par vie humaine	2000 milliards CHF
Décontamination des régions > 1 millisievert <sup>70</sup>	313 milliards CHF
Effondrement de la capitalisation boursière de Tepco <sup>71</sup>	40 milliards CHF
Coûts des combustibles de substitution (seulement Tepco, sur 5 ans) <sup>72</sup>	45 milliards CHF
Déblaiement de Fukushima-Daiichi (en moyenne) <sup>73</sup>	100 milliards CHF
Compensations pour les personnes évacuées <sup>74</sup>	130 milliards CHF
Total (évaluation)	2628 milliards CHF

L'accident de Fukushima-Daiichi coûte environ 1 million de vies humaines, estime l'expert nucléaire américain Arnie Gundersen (Fairwind Associates).<sup>67</sup> Si l'on évalue arbitrairement chaque décès par cancer supplémentaire à 2 millions CHF, les coûts pour les pertes humaines se chiffrent à 2000 milliards CHF. Pourtant, la plupart des maladies cancéreuses ne feront pas l'objet de compensations financières : même si le rapport de cause à effet peut être établi statistiquement (du moins si les études épidémiologiques ne sont pas classées secret-défense), l'origine d'un cancer est revue au cas par cas. Les 2000 milliards destinés à des compensations humaines – si tant est qu'une vie est « remboursable » – ne seront en fait jamais payés.

La somme restante évaluée à 628 milliards CHF reste impressionnante et pourrait encore augmenter. Avec sa loi « Lex Tepco », le gouvernement a créé un fonds de soutien pour les compensations et les travaux de déblaiement (Nuclear Damage Compensation Facilitation Corporation). Ce fonds est financé par des prêts garantis. En théorie, c'est aux fournisseurs d'électricité japonais et à Tepco de payer, mais en réalité, c'est le nouveau propriétaire de Tepco – l'Etat – qui paiera. Une fois de plus, les exploitants nucléaires échappent au principe du pollueur-payeur.<sup>75</sup> Le gouvernement a d'ores et déjà annoncé une hausse de la TVA.<sup>76</sup>

Le financement du remplacement des centrales nucléaires à l'arrêt n'est pas clairement explicite. Il n'est pas exclu qu'une dialectique semblable à celle de l'Allemagne se mette en place au Japon, avec un fort développement des énergies renouvelables et une forte réduction de la capacité des centrales nucléaires. D'ailleurs, le gouvernement réfléchit à un dégroupage du secteur de l'électricité sur le modèle du marché européen de l'électricité. La possibilité existe donc, mais le développement des énergies renouvelables pourrait être plus long qu'en Europe vu l'opposition de l'establishment nucléaire au Japon.

## Réacteur 3, 21 mars 2011



Graphique 74, Source : Tepco (2011)

Dans le réacteur 3 se trouvent des barres de combustible MOX contenant du plutonium telles qu'elles sont également utilisées dans les réacteurs nucléaires suisses.

## Poste de contrôle au réacteur 1



Graphique 75, Source : Tepco (2011)

Le poste de contrôle au réacteur 1 le 29 mars 2011. Les écrans de contrôle sont éteints, les postes de travail désertés.

## Confiance brisée dans tous les pays

En Suisse, le quotidien *Neue Zürcher Zeitung* (NZZ) est le chef de file de la minimisation des risques nucléaires. Neuf mois après Fukushima, ce journal prétend que les centrales nucléaires suisses sont « plus robustes qu'on ne le pensait ». Ce n'est pas nouveau. En 1980, un an après l'accident majeur de Three Mile Island, Lucien Trueb, rédacteur scientifique de la NZZ, avait visité Fukushima-Daiichi et rendait hommage à la politique énergétique japonaise (*Neue Zürcher Zeitung*, 11/12 octobre 1980, n° 237) :

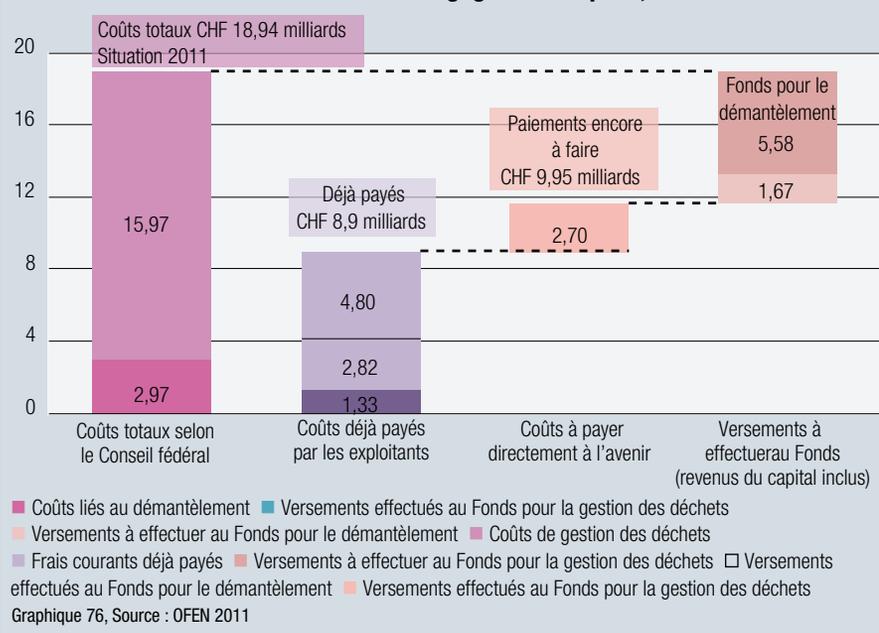
*« Partout, la sécurité est le leitmotiv permanent. On la recherche jusque dans les moindres détails, avec une frénésie presque acrobique, typique pour les Japonais. Ce pays a la chance d'avoir la réglementation nucléaire la plus sûre au monde, avec des normes dépassant de beaucoup les normes internationales. Au moindre petit incident, le réacteur reste à l'arrêt durant des semaines. De plus chaque réacteur reste arrêté trois mois par an pour entretien et inspection. »*

Les risques de tremblement de terre sont certes moins élevés en Europe qu'au Japon, mais nos centrales nucléaires y sont moins préparées. C'est fort inquiétant : en Suisse, les autorités de sûreté n'ont jamais arrêté une installation nucléaire sur un long laps de temps, sauf le réacteur test Lucens suite à un accident en 1969. Sur le site internet de l'IFSN, on peut lire : « Nous attendons pour fin 2012 de nouvelles données sur le risque parasismique ».<sup>77</sup> Comme toujours, on joue la montre – et on se désintéresse des conséquences.

L'organisation qui tient les rênes de cette subtilité, c'est Swissnuclear, une fédération des lobbyistes du nucléaire. Elle n'a évidemment aucun intérêt à dépenser de l'argent pour des travaux de consolidation. En Suisse, il est difficile de comprendre qui contrôle qui. L'autorité de régulation est devenue partie du business nucléaire, passive de fait lorsqu'il s'agit d'arrêter des centrales. Ces autorités de sûreté représentent elles-mêmes un vrai risque pour la sécurité, un risque jamais soumis à aucun stress test. Pour l'IFSN, un événement peu probable n'est toujours pas un événement. « Les installations nucléaires suisses sont sûres », a décrété le directeur de cet Institut fédéral le 31 octobre 2011, et il y a des enseignements à tirer de Fukushima.<sup>78</sup> Le physicien Stefan Pflugbeil les commente ainsi :

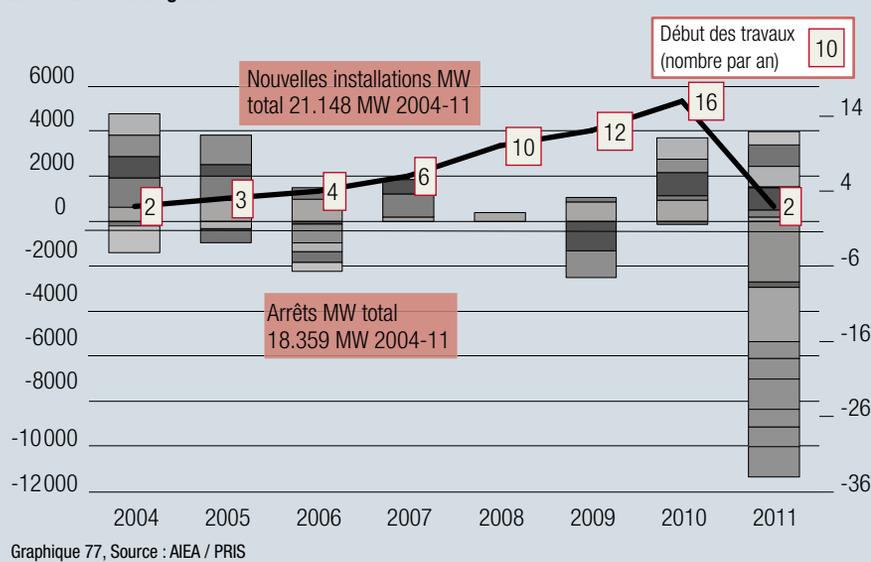
*« Ce que l'on doit craindre : Tchernobyl a engendré – et on ne l'a su que tardivement – des troubles graves sur la santé, en particulier celle des enfants. Quelques années après la catastrophe, on ne s'y attendait pas, mais de nombreuses études scientifiques l'ont prouvé. De quoi s'agit-il donc ? En Bavière par exemple, on a constaté une recrudescence très significative des malformations à la naissance. Pourquoi en Bavière ? Tout simplement parce qu'il existe en Bavière un registre des malformations congénitales et que les autres Länder allemands n'en possèdent pas. La catastrophe de Tchernobyl est aussi à l'origine d'une hausse de la mortalité des nourrissons. Autre phénomène : neuf mois après Tchernobyl, davantage d'enfants sont nés avec le syndrome de Down (trisomie 21), en Allemagne et dans d'autres pays européens. Après Fukushima, il est plus que probable que des phénomènes semblables se produisent aussi, mais l'accès à des données précises est très difficile car le gouvernement japonais fait de la rétention d'information. Même les médecins ont très peur de communiquer sur cette thématique. Il faudrait de vrais registres publics sur les malformations à la naissance et sur les cancers au Japon. Même si le gouvernement ne montre aucun empressement. »<sup>79</sup>*

## Le financement du démantèlement est négligé : il manque 9,95 milliards de francs



Il reste encore aux groupes nucléaires suisses à verser pratiquement 10 milliards de francs. Le financement reporté met la pression sur le Parlement et le Conseil fédéral afin qu'ils reculent les échéances d'exploitation des centrales nucléaires.

## Mises en service, arrêts définitifs et début des travaux de centrales nucléaires 2004 à 2011 en mégawatts



L'accident de Fukushima a conduit à l'arrêt d'anciennes centrales nucléaires dans une mesure encore jamais atteinte et a fait diminuer le nombre des nouvelles constructions de 16 à 2.

## Explosion des coûts à cause des déchets radioactifs

### et de nouvelles révélations

Indépendamment de Fukushima, beaucoup de pays sont confrontés aux coûts générés par les déchets nucléaires, longtemps escamotés vu l'insuffisance du préfinancement nécessaire.<sup>80</sup>

Le démantèlement de l'usine de Sellafield en Grande-Bretagne par exemple : il est évalué à 58 milliards d'euros (50 milliards de livres sterling) et coûte déjà à l'Etat 1,5 milliard de livres sterling par an.<sup>81</sup> (Le gouvernement de David Cameron souhaite mettre en place une « rémunération » pour l'électricité nucléaire injectée dans le réseau, faisant ainsi une pirouette perverse au respect public et aux coûts externes.) En France, le démantèlement de chaque réacteur est maintenant évalué jusqu'à 1 milliard d'euros. En 2005, la Cour des comptes avait critiqué EDF pour avoir sous-estimé ces provisions à seulement 17,9 milliards d'euros pour l'ensemble du parc nucléaire. Une somme qui ne correspond évidemment pas au démantèlement de 58 réacteurs, sans parler des coûts de cette gestion sur un très long terme.<sup>82</sup>

Souvent, les réserves financières des grands groupes du nucléaire n'existent pas sous forme de fonds solvables et indépendants, mais simplement dans les bilans des firmes, qui inscrivent leurs centrales vétustes comme des valeurs réelles. Concrètement, l'argent manque, surtout si le produit « centrale nucléaire » ne se vend plus et si le marché maintenant ouvert de l'électricité ne génère plus de chiffre d'affaires intéressant pour le courant nucléaire.

En 2008, le lobby de l'atome a fait pression pour que son délai de financement du démantèlement des centrales soit prolongé en Suisse de 40 à 50 ans. Le Conseil fédéral, alors favorable au nucléaire, avait fait passer cette mesure par simple voie d'ordonnance, sans consultation du Parlement ou de la population. En 2011, sur les coûts prévisionnels de 19 milliards CHF, à peine la moitié est financée alors que Mühleberg, Beznau I et II sont en fin de vie et que Leibstadt et Gösgen sont déjà exploités depuis respectivement 28 et 35 ans.

En novembre 2011, les pouvoirs publics ont augmenté le montant du fonds de gestion des déchets nucléaires de 8,4 à 11,4 milliards CHF. Ce n'est sans doute que le début d'une avalanche des coûts. Les exploitants sont actuellement très satisfaits de ce financement linéaire. Tant qu'ils ne sont pas sommés de payer plus rapidement la gestion des déchets, ils peuvent se servir de l'argent manquant comme d'un chantage pour poursuivre l'exploitation ou demander la prolongation des centrales nucléaires.

Sur ce terrain aussi, le lobby nucléaire s'est contrôlé lui-même pendant trop longtemps. Les organismes qui évaluent la prise en charge financière des déchets sont composés en majorité de représentants des grands groupes nucléaires. Aujourd'hui, nous devons imposer un financement beaucoup plus rapide de la gestion de ces déchets radioactifs. Pareil pour les stress tests. Qu'il s'agisse de sécurité sismique, d'inondation, d'accidents, de chute d'avion, de sabotage ou d'attaque terroriste, les contrôles n'ont pas été menés par des experts indépendants, mais par les exploitants eux-mêmes. Un système autoréférentiel, qui se ment à lui-même en permanence et ne paie pas les dégâts, ne peut que nous conduire à la catastrophe.

## Travail dans des zones hautement irradiées



Graphique 78, Source : Tepco (18 mars 2011)

Les salariés de Tepco en combinaison de protection et masques à gaz réparent les lignes électriques.

## Double de prix : l'euroréacteur à Olkiluoto



Graphique 79, Source : Areva

Les coûts de « l'euroréacteur » à Olkiluoto sont deux fois plus élevés que prévu et s'élèvent à 6,6 milliards d'euros. Les contribuables français paient les coûts supplémentaires, la France étant le propriétaire majoritaire d'Areva.

## La concurrence sur le marché de l'électricité fait reculer le nucléaire

Avant l'ouverture du marché, les grandes entreprises électriques se répartissaient les régions entre elles et s'y comportaient comme des monopolistes. Elles se partageaient les quartiers d'une ville comme les laitiers suisses, des accords leur permettant de réduire les frais de distribution. Aménager un quartier, un village ou une ville avec deux ou trois fois plus de réseaux électriques n'a aucun sens, les pertes de distribution sont trop élevées. On parle alors d'un monopole naturel. Contrairement aux marchands de lait, les gestionnaires de réseaux ne s'occupaient pas seulement du transport et de la distribution de l'électricité, ils opéraient aussi à tous les niveaux jusque dans les années 1990. Une véritable intégration verticale, car ils produisaient eux-mêmes l'électricité, un peu comme si les laitiers avaient aussi eu le monopole de l'élevage des bovins. En tant qu'actionnaires des lignes haute tension, ils choisissaient eux-mêmes le type de courant et définissaient les tarifs d'injection dans le réseau. Chaque entreprise industrielle, chaque propriétaire d'une maison, chaque paysan voulant produire et vendre du courant issu de techniques propres était taxé de concurrence déloyale et devait payer des redevances de transit élevées, des frais de raccordement au niveau des compteurs d'électricité et subir l'inégalité des rémunérations. La réforme du marché de l'électricité mise en place par l'Union européenne implique une dissociation des réseaux et des centrales de production. Maintenant, les distributeurs doivent transporter tout type de courant à des tarifs identiques. Chaque client peut acheter son électricité où bon lui semble, faire son choix selon le prix ou selon le produit. Cette mise en concurrence, à laquelle s'ajoute l'écologisation grandissante du mix européen, a des conséquences radicales pour les exploitants de centrales nucléaires :

- Transparence des coûts pour l'électricité produite par de nouvelles centrales nucléaires.
- Surcoûts qui ne peuvent plus être arbitrairement reportés sur les clients.
- Financement de nouvelles centrales, impossible sans subventions publiques. Quand les prix augmentent, les clients s'enfuient.
- Hypothèque sur les centrales nucléaires en fin de vie, lorsque des rénovations très coûteuses deviennent obligatoires.

Depuis ces réformes, les banques sont moins complaisantes avec le secteur de l'atome. Les investissements sont astronomiques (8 à 10 milliards CHF par centrale) et doivent être effectués des années en amont. En 2010, c'est-à-dire avant Fukushima, l'Institut de technologie du Massachusetts (MIT) a évalué les primes de risque sur les crédits destinés aux centrales nucléaires à 2,6%.<sup>83</sup> Autre problème pour la filière nucléaire : la jeune génération ne souhaite pas prendre la relève, d'autant plus que les ventes à l'exportation baissent d'année en année. On comprendra donc que la construction de nouveaux réacteurs n'intéresse plus que moyennement l'industrie suisse. Il n'y a plus guère que les mastodontes du secteur de la mécanique industrielle comme la société Swissmem pour espérer tirer profit du commerce de compensation lié à de nouvelles centrales nucléaires. Un exemple illustre bien comment fonctionne ce commerce et ses contrats internationaux « offsets », c'est l'avion de combat « Gripen » que la Suisse a acheté à la Suède : « le prix d'achat de 3,1 milliards CHF doit être compensé à 100% par des contreparties industrielles. Le groupe Swissmem, qui défend les intérêts de l'industrie des machines, des équipements électriques et des métaux suisses, participe activement à ce marché des compensations. Pour l'affaire qui concerne cet avion de combat, les compensations doivent revenir à la Suisse dans un délai de dix ans. Dix années durant lesquelles le constructeur suédois doit passer des commandes à plus de onze branches industrielles suisses. »<sup>84</sup>

## Publicité des FMB (Forces Motrices Bernoises), original



**Technologies**

**BKW®**

**- Nouvelles technologies renouvelables**  
Pas encore compétitives,  
manque de potentiel

**- Nouvelles technologies**  
telles que la fusion du cœur, les  
piles à combustible, H<sub>2</sub>, Deep Heat Mining  
Pas mûres commercialement

**- Energie hydraulique**  
Largement épuisée

**Pour combler les lacunes énergétiques de la Suisse : deux options :**

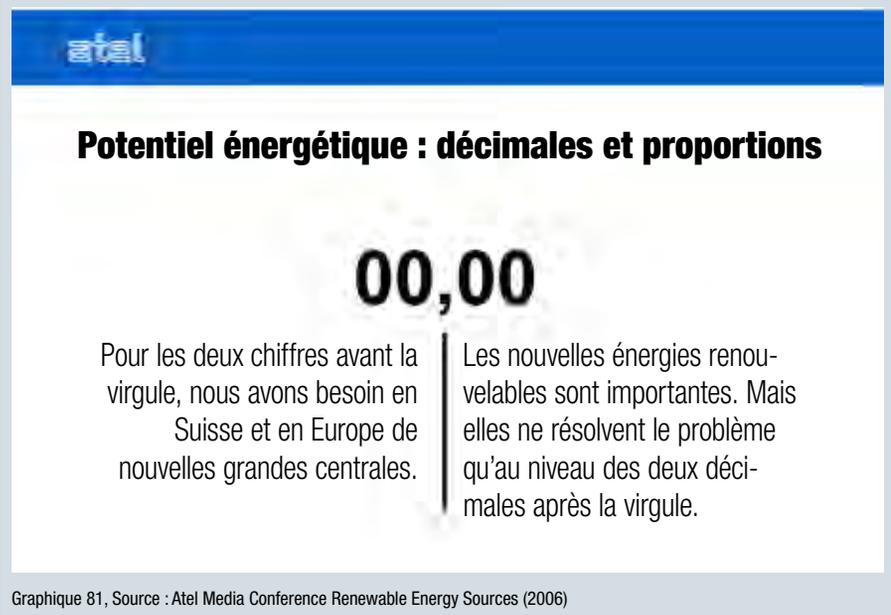
- centrales au gaz
- centrales nucléaires

**ltol**

Graphique 80, Source : Dossier Utzensdorf (2006)

Il n'y aurait que deux options: « les centrales au gaz » ou « les centrales nucléaires ». Depuis des décennies, les FMB discréditent les énergies renouvelables.

## Publicité d'Alpiq (autrefois : Atel), original



**atel**

**Potentiel énergétique : décimales et proportions**

**00,00**

Pour les deux chiffres avant la virgule, nous avons besoin en Suisse et en Europe de nouvelles grandes centrales.

Les nouvelles énergies renouvelables sont importantes. Mais elles ne résolvent le problème qu'au niveau des deux décimales après la virgule.

Graphique 81, Source : Atel Media Conference Renewable Energy Sources (2006)

Il n'y aurait à attendre des énergies renouvelables que des contributions correspondant « aux deux décimales après la virgule ». Archives de presse de Giovanni Leonardi, promoteur de la centrale nucléaire « Gösigen II ».

## Conséquences pour le commerce nucléaire

Il n'y a pas que l'effet Fukushima qui donne du fil à retordre à l'industrie nucléaire. Les problèmes de dépassement des coûts, des longs délais de construction et du manque de concurrence ont toujours existé.

Beaucoup de ces consortiums nucléaires répondent à ces problèmes en prolongeant la durée de vie des centrales. Une attitude qui augmente considérablement les risques, parce que les cuves des réacteurs et les systèmes de refroidissement souffrent des problèmes inhérents à leur âge : fissuration par corrosion sous tension, fragilisation des métaux, etc.

Fukushima a renforcé l'opposition au nucléaire à l'échelon planétaire. Même l'Agence internationale de l'énergie (AIE) a baissé ses pronostics sur la part du nucléaire dans le marché mondial de 8% à 7%.<sup>85</sup> Sur la pression du premier ministre démissionnaire Naoto Kan, le Japon a adopté une loi sur les énergies renouvelables. Des débats ont lieu autour d'une éventuelle réduction de la recherche nucléaire.<sup>86</sup>

Même un gouvernement pro-nucléaire comme celui de la France s'apprête, pour la première fois, à travailler sur des modèles de sortie totale du nucléaire jusqu'en 2040.<sup>87</sup> L'acceptation de l'énergie nucléaire s'érode aussi en France, un pays où de nouvelles technologies comme le photovoltaïque ont encore un caractère subversif, parce que les pouvoirs publics ne savent pas les gérer. Le Parlement français prend des mesures draconiennes pour limiter la construction des éoliennes, mais il lui est plus difficile d'interdire l'installation de panneaux solaires sur le toit d'une maison.

Les gros consortiums électriques Vattenfall (Suède), E.on et RWE (Allemagne) ont stoppé leurs projets d'agrandissement ou de construction de centrales nucléaires.<sup>88</sup> La Chine a suspendu son programme nucléaire, Taïwan a déclaré officiellement qu'elle ne veut plus de nouveaux réacteurs et s'est lancée dans un grand programme éolien. L'Italie, la Suisse, la Malaisie, Israël, l'Ecosse et le Vénézuéla ont décidé de renoncer au nucléaire, même si certains de ces pays n'ont aucun réacteur sur leur sol. Le lobby gagne encore beaucoup d'argent dans ses anciennes places fortes et se mêle à la discussion à grands coups de campagnes publicitaires, de financement de partis politiques et d'arguments manipulés. Ses réseaux internationaux fonctionnent à merveille et il continue de percevoir des subventions publiques, surtout au Japon (68 milliards d'euros pour la recherche de 1973 à 2011).<sup>89</sup>

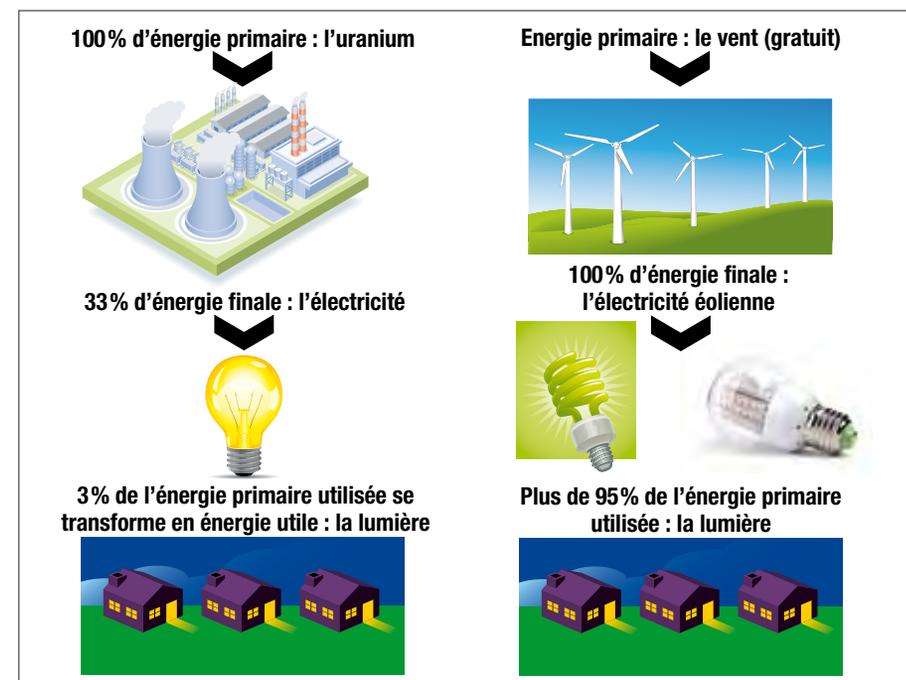
Lorsqu'on lit les analyses officielles de la catastrophe de Fukushima, on se demande comment des organismes tels que l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA) pourraient revoir leurs positions et contraindre les exploitants de centrales nucléaires à réaliser des travaux de sécurité efficaces. L'expert indépendant John Large l'exprime ainsi : « L'AIEA écrit que la population peut reprendre une vie normale.<sup>90</sup> A mon avis, ce pronostic est plus que douteux et déplacé, il témoigne d'un grand manque de sensibilité – pour rester poli – de la part d'une organisation internationale comme l'AIEA. »<sup>91</sup> Et pourtant, la situation n'est plus la même qu'en 1986 : les énergies renouvelables ont dépassé le niveau de l'expérimentation. Les parcs éoliens et solaires, financés par de nouveaux investisseurs, bousculent le marché et sont très souvent concurrentiels. Celui qui veut une électricité autre que nucléaire peut passer sa commande.

# 3<sup>e</sup> partie

## Les potentiels

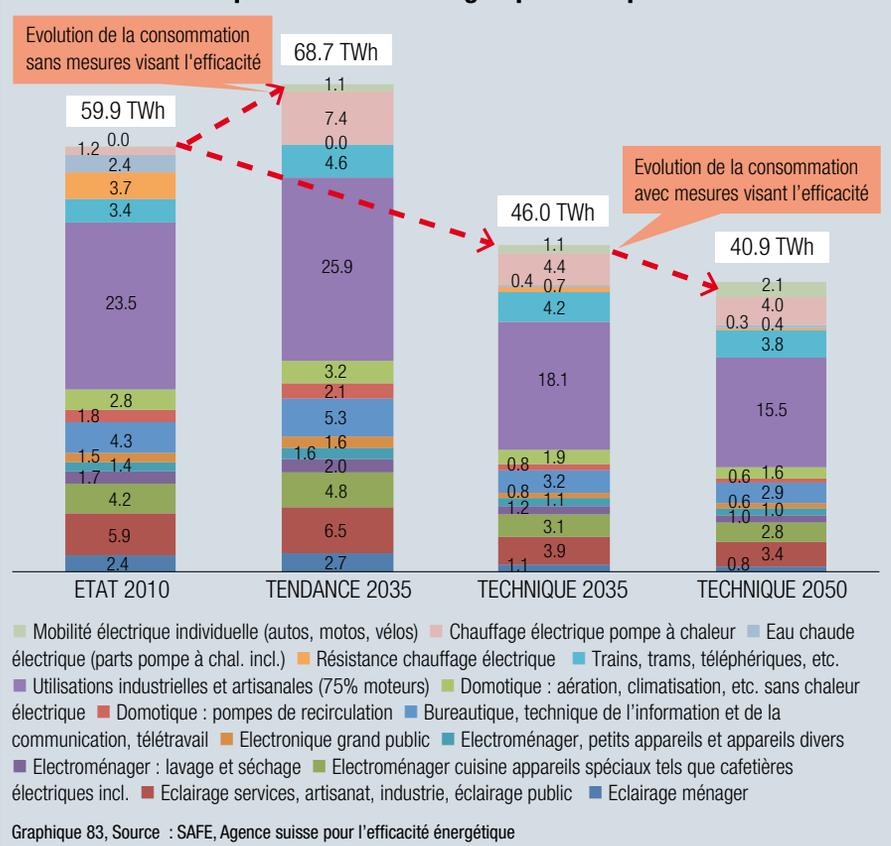
Efficacité : source d'énergie sans impact environnemental	103
Une culture de la sobriété	105
Les renouvelables remplacent les non-renouvelables	107
La Suisse possède aussi des sites bien ventés	109
L'éolien remplace le nucléaire en 2020 et le charbon en 2040	111
Eolien offshore : nouveau pilier de la plaque tournante suisse	113
Photovoltaïque – révolution des techniques industrielles	115
Electricité solaire – la plus grande ressource énergétique de la Suisse	117
Photovoltaïque ou solaire thermique ?	119
Géothermie : chaleur assurée, ressource controversée	121
Cogénération : technologie de transition potentielle	123
Bois, biogaz et biomasse : ils servent à tout (ou presque)	125

La 3<sup>e</sup> partie présente les ressources énergétiques qui sont aptes à remplacer les centrales nucléaires encore en activité et à couvrir les nouveaux besoins : efficacité énergétique, énergie éolienne, électricité solaire, géothermie, cogénération et biomasse.



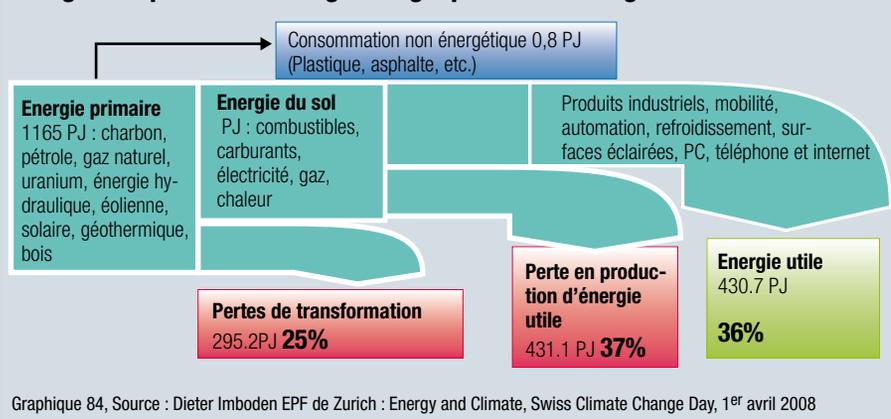
Graphique 82: Les ampoules électriques traditionnelles transforment moins de 10 % de l'électricité en lumière. Si cette électricité provient de centrales thermiques (charbon, nucléaires), les pertes énergétiques en amont sont de 60 à 70 %. Au total, 97 % de l'énergie s'évanouit en rejet thermique. Les tubes fluorescents équipés de ballast électronique et les lampes DEL transforment jusqu'à 95 % de l'électricité en lumière. Si l'électricité est produite par l'énergie éolienne ou solaire, le degré d'efficacité peut être de 90 %, 30 fois mieux qu'avec le charbon et les ampoules.

## 68 ou 46TWh – De quoi l'efficacité énergétique est capable



Sans mesures visant l'efficacité, la consommation d'électricité continue à augmenter de manière importante. Si les appareils moins efficaces sont systématiquement retirés de la vente, la consommation d'électricité pourrait diminuer à 46 TWh, 26 TWh de moins que dans la tendance prévue.

## Une grande partie de l'énergie est gaspillée sans usage



Près de deux tiers de l'énergie consommée ne parviennent jamais jusqu'au consommateur.

## Efficacité : source d'énergie sans impact environnemental

L'énergie la plus propre est celle que nous ne consommons pas. Une étude de l'Agence suisse pour l'efficacité énergétique (SAFE) estime le potentiel d'électricité évitable à un tiers de la consommation.<sup>1</sup> Un calcul qui prend en compte les facteurs suivants : augmentation de la population, des emplois, des surfaces immobilières, de l'appareillage électrique, ainsi que le remplacement des vecteurs d'énergie fossile par des pompes à chaleur et l'électromobilité.

Des réductions élevées dans la facture électrique sont réalistes si l'on remplace les appareils hors d'usage par des appareils de classe A hautement efficaces. L'Office fédéral de l'énergie (OFEN) évalue une économie des coûts de l'électricité de 1/5 dans les secteurs de l'industrie et des services – pour des coûts situés entre 0,6 et 0,11 CHF/kWh. Les mesures politiques actuelles d'efficacité énergétique sont insuffisantes, elles n'ont que rarement conduit à retirer du marché des produits peu performants.<sup>2</sup>

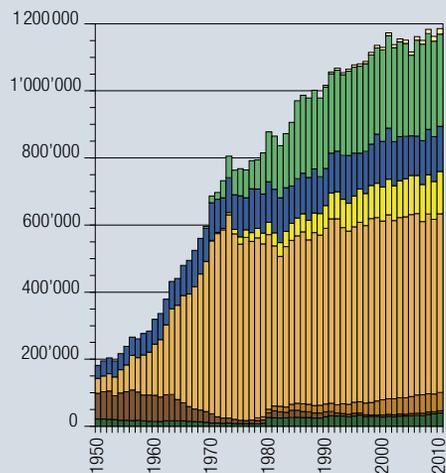
La réglementation sur l'efficacité énergétique a été sabotée durant des décennies par les lobbyistes de la fédération d'entreprises Economiesuisse et par les politiciens cantonaux en lien avec les groupes électriques. Ces lobbyistes s'opposent encore à une interdiction claire du chauffage électrique si néfaste. Les profits des grands gestionnaires de l'électricité sont leur priorité première.

Dans la loi sur l'énergie de 1998, le Parlement avait même interdit au Conseil fédéral de légiférer sur des règles d'utilisation. Le ministre de l'énergie n'a rien pu mettre en place durant des années, malgré cette disposition de la Constitution : « La Confédération helvétique édicte des prescriptions sur la consommation d'énergie des installations, des véhicules et des appareils ».<sup>3</sup> Le ministère de l'énergie se devait de sceller « librement » des accords avec les vendeurs présents sur le marché, pas du tout intéressés par le volet de l'efficacité. Le concept néolibéral faisait une confiance aveugle aux forces régulant l'économie de marché. Dans le domaine de l'efficacité énergétique, c'était l'immobilisme organisé. Les marchands d'électricité se réjouissaient de voir la consommation croître de 1,5 % chaque année, ainsi que celle du gaz et de l'essence, en contradiction totale avec la loi sur les émissions de CO<sub>2</sub>.

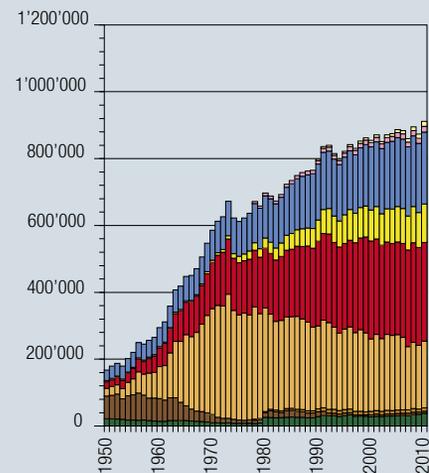
Ce n'est qu'en 2008 que le Conseil fédéral a pu enfin adopter ses propres prescriptions de consommation. Mais aucune loi exigeant la classe A pour tous les appareils électriques n'est encore votée. Selon la législation révisée en 2011, chaque nouvelle prescription nécessite une résolution du gouvernement, ainsi qu'une mesure d'exception de type « Cassis de Dijon » (d'après l'arrêté européen de 1979, toujours en vigueur et selon lequel un produit conforme au droit de son pays d'origine est obligatoirement admis dans les autres pays de l'Union), afin que les meilleurs appareils ne soient pas infiltrés par des importations bon marché.

La classe A n'est pas le standard actuel de la majorité des appareils électriques et seules les classes les plus inefficaces (E, F et G) sont écartées du marché. Beaucoup d'appareils énergivores ne sont soumis à aucune réglementation : ventilateurs, pompes industrielles, pompes à chaleur, moteurs, éclairage des rues et machines à café.

## Consommation brute d'énergie (excédent d'exportation en électricité inclus)



## Consommation finale



■ Autres énergies renouvelables ■ Combustibles nucléaires ■ Force hydraulique brute ■ Gaz naturel ■ Pétrole ■ Déchets ■ Charbon ■ Bois

■ Autre énergies renouvelables ■ Chaleur à distance ■ Electricité ■ Gaz ■ Carburants pétroliers ■ Déchets ■ Charbon ■ Bois

Graphique 85, Source : Statistique globale suisse de l'énergie 2010

Consommation d'énergie de 1950 à 2010 en térajoules (TJ). La consommation d'énergie primaire a bien plus augmenté que la consommation finale ; l'efficacité énergétique a baissé.

## Diminuer la consommation grâce à l'efficacité ?



Augmenter l'efficacité conduit à économiser les éléments entrants pour obtenir le même produit à la sortie



ou à augmenter les produits à la sortie avec les mêmes éléments entrants



Graphique 86, source : www.vwl-nachhaltig.de

Le fonctionnement des appareils efficaces étant moins cher, on en consomme souvent davantage. Les économies effectuées sont donc moins importantes que prévues (effet rebond).

## Une culture de la sobriété

Une réglementation en elle-même n'est pas très novatrice. Une véritable culture de la sobriété serait bien plus efficace, surtout si on l'agrément par des incitations économiques moyennant un impact environnemental minime. Les taxes d'incitation et d'affectation seraient de bonnes mesures. Les unes seront remboursées, les autres combinent la taxe carbone selon le principe pollueur-payeur et l'aide aux programmes d'assainissement. Les taxes causales ont l'avantage qu'au-delà de la création de nouvelles installations, elles se répercutent sur la totalité de leur consommation et sur les comportements d'usage. Elles récompensent les démarches économes et l'amélioration des produits en stimulant l'innovation. Elles réduisent aussi les coûts externes qui pèsent sur la société.

Les taxes causales jouent un rôle déterminant, en particulier sur les produits longue consommation et les infrastructures : les usines, biens immobiliers et systèmes de transport ont de longs cycles de renouvellement et nécessitent de fréquentes améliorations. Le programme d'assainissement du bâti mis en place par le gouvernement et en partie financé par la taxe carbone est très bien perçu et mérite d'être renforcé.

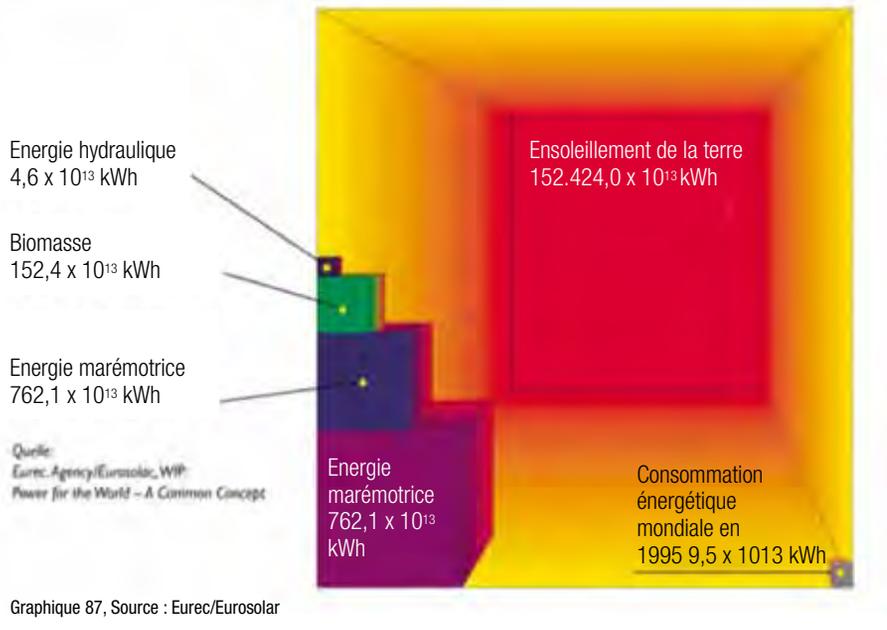
Depuis 2010, il existe en Suisse des appels d'offres publics destinés à stimuler les économies d'électricité. Les entreprises qui veulent réduire leur consommation reçoivent des aides financières et doivent documenter leurs résultats avec une grande exactitude. Les premiers projets pilote ont testé des améliorations de systèmes d'éclairage, d'installations frigorifiques, de systèmes de ventilation et de gestion électronique, de propulsion mécanique et de smart metering avec compteurs « intelligents ». Il existe d'autres programmes pour l'autocontrôle de la facture électrique, pour l'efficacité énergétique des cuisines de collectivités, pour des chauffe-eau thermodynamiques, des moteurs et des analyses de données énergétiques basées sur le web. L'analyse coûts-avantages de l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) donne un rapport très élevé de 1,63 centime CHF par kilowattheure économisé.<sup>4</sup>

Ce programme d'appels d'offres mériterait un élargissement. Jusqu'à un rapport coûts-avantages de 10 centimes CHF/kWh, on peut, avec un budget annuel de 60 millions CHF, atteindre une économie cumulée d'électricité dépassant 6000 GWh. Cela correspondrait à 1/10 de la consommation électrique. Le coût est même plutôt bas en comparaison des 10 milliards CHF de bénéfices annuels du secteur de l'électricité.

Pourtant, des produits efficaces ne conduisent pas toujours à une réduction proportionnelle de la consommation. On appelle « effet rebond » une croissance de l'efficacité qui n'atteint ses objectifs qu'en partie. Un exemple : l'introduction des ampoules électriques Wolfram en remplacement des ampoules à incandescence. A luminosité égale, leur consommation avait diminué des 3/4. Les producteurs d'électricité craignaient un effondrement de leurs bénéfices, mais le contraire s'est produit. La consommation électrique a grimpé, en partie à cause de ces lampes plus efficaces. L'éclairage était devenu bon marché, de nouveaux usages se sont créés, ce qui a entraîné une augmentation de la demande.

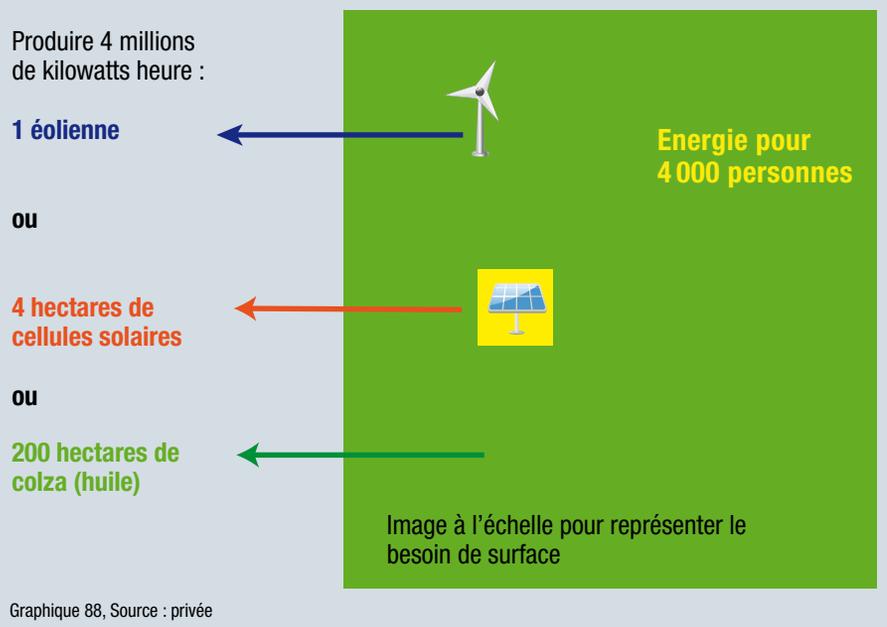
En raison de cet effet rebond, il ne suffit pas de vouloir régler les problèmes environnementaux par des mesures d'efficacité énergétique. Les émissions restantes sont en général élevées et doivent être ramenées à un niveau supportable pour l'environnement. Un bon outil est le passage aux énergies durables et renouvelables. Elles sont nombreuses et si on les utilise correctement, leur impact environnemental est faible.

## Le potentiel des énergies renouvelables dans le monde



Le flux annuel d'énergies renouvelables entrant est plusieurs milliers de fois plus important que la consommation annuelle d'énergie par les êtres humains.

## Variation de la productivité des terres suivant les énergies renouvelables



Les énergies éolienne et solaire produisent 10 à 100 fois plus d'énergie au mètre carré de surface au sol que la biomasse. Illustrations © Color\_life, istockpoto.com

## Les renouvelables remplacent les non-renouvelables

Le potentiel du soleil, du vent, de la chaleur de la terre, de l'eau et de la biomasse dépasse de plusieurs milliers de fois la consommation énergétique de l'homme. Chaque pays au monde dispose d'énergies renouvelables, qui ne dépendent pas de quelques fournisseurs isolés comme c'est le cas pour le pétrole, le gaz naturel ou l'uranium. Les énergies renouvelables ne sont pas meilleures par définition que des énergies non renouvelables. Leurs atouts apparaissent seulement s'il est prouvé au cas par cas que leur bilan écologique est correct. Il existe pour cela des audits et des analyses de cycles de vie. Il s'agit d'éviter les dommages pour l'homme et l'environnement et de respecter les limites.

Pour valoriser les atouts des énergies renouvelables, il faut une régulation claire. Celle-ci doit stopper des projets mal agencés, négatifs quant à l'utilisation des sols, aux émissions de gaz et de bruit, ou qui peuvent produire trop de déchets ou avoir des conséquences néfastes sur la faune, les paysages et la biodiversité. Une installation solaire sur un toit ne nuit que rarement à son environnement, mais d'autres ressources peuvent donner lieu à une évaluation des intérêts. La biomasse en particulier peut poser certains problèmes.

Les ressources dites « renouvelables » mais exploitées industriellement et les monocultures de type soja, huile de palme ou maïs destinées aux agrocarburants vont exactement à l'inverse d'un tournant énergétique. Elles ruinent les sols et nécessitent souvent des engrais et des pesticides fabriqués à partir d'énergies fossiles. Les terres agricoles destinées à l'alimentation sont en danger, ainsi que la biodiversité et la survie des forêts amazoniennes, des zones humides et des paysages naturels. Le Conseil consultatif sur l'environnement mis en place par le gouvernement allemand (SRU) conseille d'utiliser la biomasse comme source d'énergie seulement si elle provient de substances résiduelles et de déchets.<sup>5</sup>

Les barrages ou les installations éoliennes et solaires peuvent aussi poser problème dans certains cas. Ils modifient les paysages et peuvent, de temps à autre, représenter un danger pour des animaux ou des plantes rares. Malgré ces éventuels désagréments, les énergies renouvelables sont en principe vraiment aptes à assurer notre survie. Elles se servent des forces naturelles : les courants aquatiques, les rayons du soleil, la chaleur terrestre ou les mouvements de l'air. Elles ne produisent pas de déchets, peu d'accidents et d'émissions. Leur potentiel est si élevé que nous avons de la marge pour les employer en protégeant la nature.

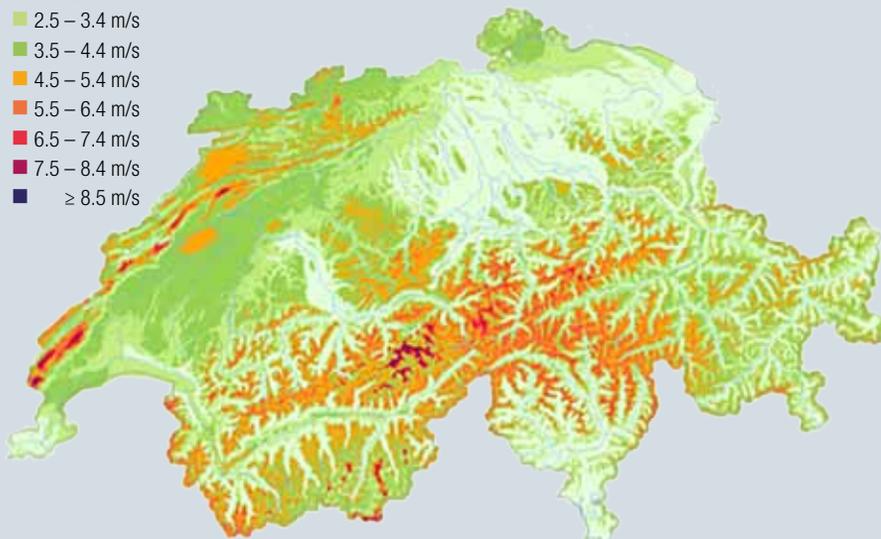
Pour utiliser l'énergie solaire, nous avons des potentiels immenses sur les toits et façades existants, nous n'avons donc pas besoin de bétonner d'immenses surfaces supplémentaires au sol. On peut pourtant poser de petites installations solaires au sol sur des terrains inappropriés à l'agriculture, car leur rendement spécifique par mètre carré est de 10 à 20 fois plus élevé que celui des cultures dédiées à la biomasse (maïs, colza).

Par rapport à la surface utilisée, l'énergie éolienne est l'une des techniques les plus efficaces. Les sites les mieux ventés, donc les plus rentables, sont souvent loin des zones fortement urbanisées. Avec le temps, les conflits concernant l'emprise des éoliennes sur le paysage devraient donc se calmer. Mais l'utilisation de sites d'implantation éloignés des zones habitées exige la construction de réseaux de transport adéquats.

## Atlas éolien/cartographie des vents Suisse

Vitesse moyenne du vent à 70 m au-dessus du sol

- 0 – 2.4 m/s
- 2.5 – 3.4 m/s
- 3.5 – 4.4 m/s
- 4.5 – 5.4 m/s
- 5.5 – 6.4 m/s
- 6.5 – 7.4 m/s
- 7.5 – 8.4 m/s
- ≥ 8.5 m/s



Graphique 89, Source : Meteotest/Suisse Eole

Les sites intéressants se situent dans le Jura, dans les Préalpes et dans les Alpes.

## Structure d'un parc éolien allemand



Graphique 90, Source : Enercon

Parc éolien forestier Fasanerie à Gattendorf /Bavière : 5x E-82 à une hauteur du moyeu de 138 m.

## La Suisse possède aussi des sites bien ventés

En Suisse, il existe quantité de lieux adaptés à l'exploitation de l'énergie éolienne. Le seul problème, c'est que les turbines transforment le profil d'un paysage et que les avis sont partagés selon les régions. Il faut également respecter des distances minimales par rapport aux habitations en raison du (faible) bruit. « Aujourd'hui, vous pouvez installer des éoliennes dans tout le pays et les exploiter économiquement », explique Hans-Dieter Kettwig, directeur d'Enercon, une société leader sur le marché éolien. En effet, grâce à des pales plus longues et des mâts plus élevés, les éoliennes sont de plus en plus silencieuses et gagnent en rendement. Certes, elles sont visibles de plus loin.

L'Union fédérale allemande de l'énergie éolienne (BWE) estime qu'à l'horizon 2020, la technologie sera assez évoluée pour que le rendement moyen à pleine charge de l'éolien terrestre s'élève de 1 750 h/a (= heure à pleine charge par an) à 2 490 h/a, durant une année normale en vents. Les coûts de production spécifiques sont en baisse, atteignant pour certains sites d'implantation moins de 10 centimes CHF/kWh. En Bavière, on pourrait installer une production de 41 000 MW sur seulement 2 % de surface au sol. Théoriquement, 10 000 turbines peuvent couvrir 90 % de la consommation électrique.<sup>6</sup> L'Allemagne a déjà une production installée de 30 000 mégawatts (MW), alors que la Suisse atteignait seulement 42 MW en 2010. L'énergie éolienne est constamment placée dans un champ de tension entre la protection du paysage et la sécurité d'un approvisionnement local en énergie. Beaucoup de Länder allemands sont parvenus à désamorcer cette tension et améliorer l'acceptation de l'éolien au fil du temps, mais en parallèle, les terrains destinés à l'éolien sont soumis à des conditions de plus en plus contraignantes. Les Länder allemands à rendement éolien intense ont défini une occupation des sols représentant 2 % de la surface de leur région. Pour la Suisse, une zonification de ce type représenterait environ 800 km<sup>2</sup>, ce qui est acceptable si l'on considère le potentiel qu'offrent les Alpes et le Jura.

Fin 2011, la liste d'attente de Swissgrid comportait encore 924 projets éoliens en attente de rétribution à prix coûtant (RPC), des projets qui représentent un rendement total de 1900 MW. Seules 17 installations bénéficiant de la RPC étaient installées, pour une production prévisionnelle annuelle de 46 millions de kWh (46 GWh). L'octroi des autorisations pour ces projets déposés est souvent freiné par un cadre juridique complexe. Si tous ces projets pouvaient aboutir, ils produiraient 3675 GWh, soit plus de 6 % de la consommation finale de la Suisse. Même si les imports d'éolien sont bien disponibles en théorie, il existe de bonnes raisons d'exploiter les sites appropriés en Suisse :

- L'énergie éolienne a son pic de production pendant la saison froide.
- L'énergie éolienne est l'une des énergies renouvelables les plus économiques.
- L'énergie éolienne produite localement est indépendante des infrastructures de l'étranger.

Sur la question des tensions et de l'acceptation de l'éolien, les plans directeurs des cantons ne doivent pas être une « planification d'empêchement », il faut au contraire qu'ils soient en lien avec un processus de concertation démocratique. Les communes, districts et cantons concernés doivent décider eux-mêmes s'ils veulent un parc éolien ou non. Tant qu'elles ne contreviennent pas à la législation suisse sur la protection du paysage, de la faune et de la flore, les collectivités territoriales n'ont pas besoin qu'on mette leurs paysages sous tutelle. Il est nécessaire de sopeser les enjeux : quelle transformation du paysage sommes-nous prêts à accepter pour freiner les conséquences des énergies non renouvelables telles que les accidents nucléaires, la hausse du niveau des mers, les inondations, la sécheresse ou la disparition des glaciers ?

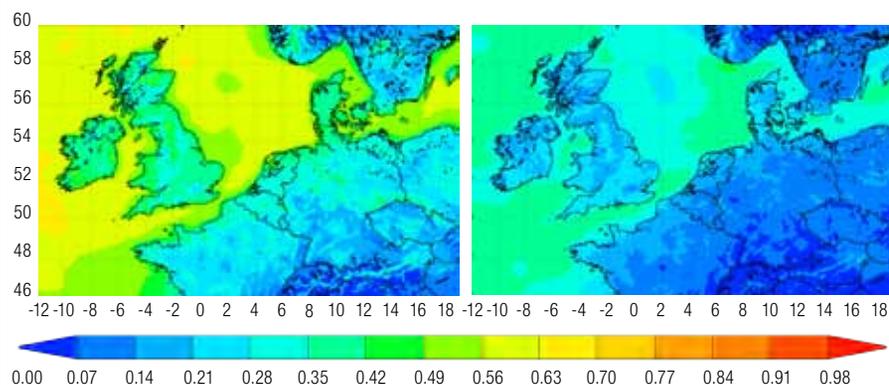
## Zones d'exploitation de l'énergie éolienne offshore



Graphique 91, Source : Principle Power/EWEA

Les zones d'exploitation offshore déjà existantes pour l'énergie éolienne (en blanc) pourraient couvrir la consommation énergétique européenne.

## Productivité plus élevée en hiver



Graphique 92, Source : Forwind Center for Wind Energy Research, Université d'Oldenbourg (Allemagne)/EWEC 2011

L'énergie éolienne produit d'octobre à mars deux fois plus d'électricité qu'entre avril et septembre.

## L'éolien remplace le nucléaire en 2020 et le charbon en 2040

Une étude de l'Académie nationale des sciences des USA chiffre le potentiel de production électrique de l'éolien terrestre (onshore) et en mer (offshore) à 1 300 000 TWh. C'est plus de 60 fois la consommation mondiale d'électricité, qui était de 21 325 TWh en 2010.<sup>7</sup> Cette étude ne prend en considération que les surfaces d'exploitation hors zones urbaines, forestières et glaciaires. L'implantation des turbines offshore a été limitée à 92,6 km (50 miles marins) au large des côtes et à moins de 200 mètres de profondeur.

Une estimation plutôt conservatrice, car des parcs éoliens en construction dans la mer du Nord sont à plus de 50 miles marins des côtes. De plus en plus de pays acceptent aussi la construction d'éoliennes en forêt, avec des mâts élevés. Et l'on teste actuellement des turbines éoliennes flottantes au milieu de l'Atlantique.

Une étude de l'Agence européenne pour l'environnement (AEE) estime le potentiel technique de l'énergie éolienne en Europe de l'Ouest comme suit :

- 75 000 TWh en potentiel technique
- 30 400 TWh en potentiel économiquement exploitable, qui exclut les zones protégées et les emplacements peu intéressants
- 12 200 TWh en potentiel économiquement concurrentiel en 2020, dont 9 600 TWh onshore et 2 600 TWh offshore.

Ce « potentiel économiquement concurrentiel » de 12 200 TWh est trois fois plus élevé que la consommation européenne d'électricité (3 200 TWh en 2009 pour les 27 pays).<sup>8</sup> Depuis 30 ans, la productivité des turbines éoliennes est en hausse constante, même de 1000 % pour le rendement moyen. Le chroniqueur éolien hollandais Eize De Vries parle du signe d'une nouvelle ère, d'un sentier de croissance unique dans l'histoire, d'une tendance positive pour de nombreuses années.

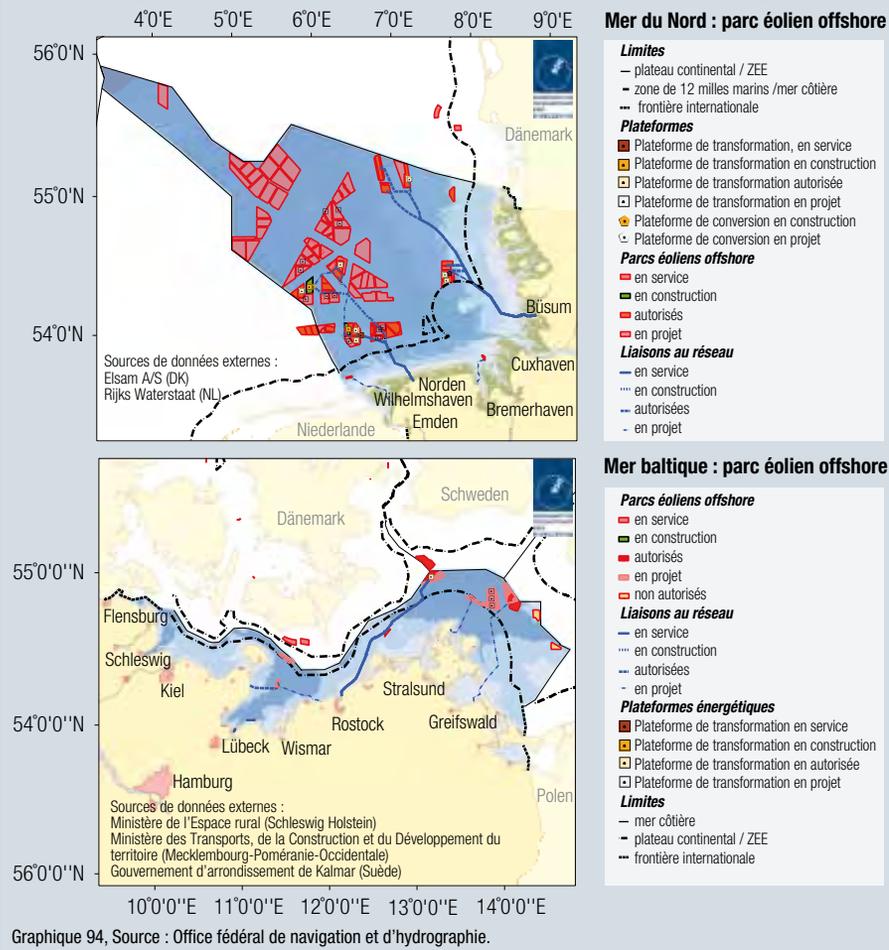
Les coûts de l'énergie éolienne ont diminué d'un facteur 4, une réduction due pour moitié aux effets d'échelle (prix réduits grâce à une production de masse) et aux améliorations technologiques (rendement des installations). En Europe de l'Est et du Nord, l'AEE a identifié de grandes régions où peut être produit un courant éolien pour 3–6 centimes €/kWh. Cette calculation se base sur un taux de rentabilité interne, calculé sur un coût d'investissement de 4%, le même taux dont bénéficient les investisseurs institutionnels (par exemple les caisses de retraite) et les entreprises de distribution d'électricité pour leurs investissements à faible risque.

L'énergie éolienne est d'une grande importance pour la sécurité énergétique parce qu'en Europe du Nord, son pic de production est situé en hiver. Elle est donc formidablement complémentaire des centrales solaires et au fil de l'eau, qui ont leur meilleur rendement durant la période chaude. Les plus gros inconvénients de l'éolien sont les longues procédures administratives et la congestion dans le raccordement au réseau. Dans certains pays, les procédures d'autorisation durent de longues années. Heureusement que la technique offshore permet une immense expansion de sites à haute rentabilité. Ces ressources gigantesques seront rentables si les pays partenaires parviennent à coordonner entre eux à la fois la construction des parcs éoliens, l'extension du réseau, la connexion aux centres de stockage, les développements technologiques, le financement et la sécurité juridique.



Robin Rigg en mer d'Irlande produit à l'aide de 60 turbines de la marque Vestas V90-3 MW environ 550 000 000 kWh par an. Coût total de l'investissement : 420 millions d'euros.

### Zones d'exploitation allemandes en mer du Nord et dans la Baltique



Aperçu des parcs éoliens en projet et déjà autorisés en mer du Nord et dans la Baltique allemandes.

### Eolien offshore : nouveau pilier de la plaque tournante suisse

Pour être en mesure d'exploiter l'énorme potentiel de l'énergie éolienne offshore, dix pays plus ou moins limitrophes de la mer du Nord ont décidé la construction d'un réseau électrique commun. L'objectif est d'accélérer les procédures administratives et de simplifier le commerce de l'électricité, afin de mieux utiliser les réservoirs d'eau existants comme centres de stockage.<sup>9</sup> Grâce aux décisions de sortir du nucléaire de l'Allemagne, de la Suisse et de la Belgique, on s'attend, durant les prochaines décennies, à une construction en continu de parcs éoliens dans les immenses concessions obtenues en mer du Nord et en mer Baltique. La juridiction s'est maintenant adaptée, il est possible pour des pays sans accès à la mer de participer à la construction de parcs éoliens. Les techniques ne sont pas encore optimales partout, mais devraient bientôt profiter des prix à la baisse, obtenus grâce à la construction successive de nouvelles capacités offshore.<sup>10</sup> Il en avait été de même pour l'exploitation du pétrole en mer du Nord : les coûts initiaux dépassaient au départ 25 dollars le baril, mais étaient tombés à 8 dollars le baril 30 ans plus tard.

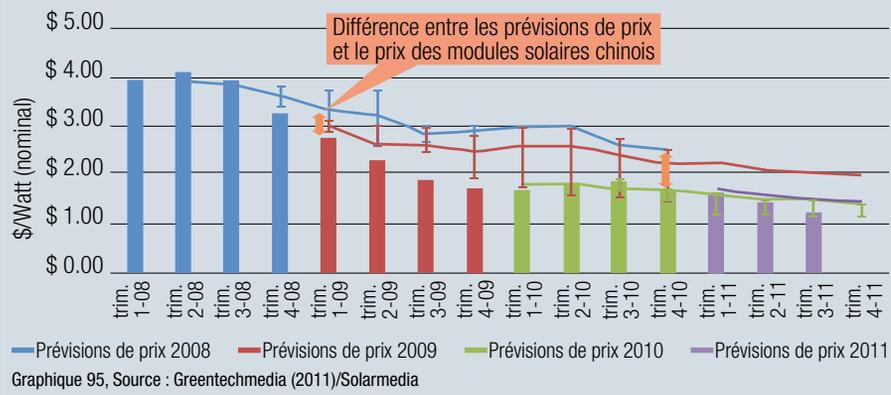
L'Association européenne de l'énergie éolienne (EWEA) s'attend à des constructions supplémentaires de parcs éoliens pour 250 GW onshore et 150 GW offshore jusqu'en 2030. La production totale serait donc de 1155 TWh, soit un tiers de la consommation européenne en électricité. Il faut dire que 150 GW offshore correspondent environ à 250 GW onshore, en raison de la force du vent et des plus longues périodes de fonctionnement à l'année.<sup>11</sup>

Cette nouvelle situation est très importante, aussi pour des pays sans accès à la mer comme la Suisse. Il existe maintenant une nouvelle offre de courant hivernal, donc une augmentation de la sécurité d'approvisionnement en hiver, sans devoir recourir à des ressources énergétiques fossiles. L'essor de ces constructions contribuera aussi à faire baisser les prix en bourse pendant les périodes de grand vent. A l'inverse, le besoin en énergie de pointe et en énergie de réglage augmente sur les périodes de vent faible. Les centrales hydroélectriques auront ainsi de nouveaux débouchés sur le marché européen. Des pays peu montagneux comme l'Allemagne et la France disposent de capacités de stockage plus faibles. Ils satisfont leur besoins en heure de pointe par du gaz naturel, lequel est indexé sur le prix du pétrole et ne fera qu'augmenter par rapport au prix du courant hydroélectrique des lacs.

Il est intéressant pour les fournisseurs d'électricité suisses d'avoir un accès direct aux parcs éoliens dans ces régions si rentables d'Europe (onshore et offshore). Les côtes de la mer du Nord et de la Baltique ne sont peut-être pas très étendues, mais le potentiel compris dans la zone d'exploitation de l'Allemagne représente à lui seul 630 TWh, soit l'équivalent de la consommation en électricité de l'Allemagne entière. La Wattenmeer, cette mer côtière de la mer du Nord classée au patrimoine naturel mondial ne devrait sans doute pas être dotée d'éoliennes.<sup>12</sup>

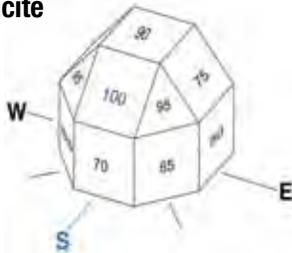
Par ailleurs, les sociétés de distribution suisses pourraient prendre un bail à long terme sur environ 5 % des surfaces bien ventées d'Allemagne et produire ainsi jusqu'à 50% de l'électricité suisse. Les participations financières de ces sociétés dans des centrales nucléaires à l'étranger peuvent judicieusement être réinvesties dans l'éolien européen, d'autant plus que l'éolien excédentaire est vendu à profit sur le marché de l'électricité. Ces investissements suisses nécessiteraient une surface d'environ 2 millièmes de la mer du Nord. Naturellement, la Suisse aurait alors tout intérêt à participer à la modernisation et à l'extension du réseau électrique européen. Ces aménagements renforceront de façon décisive la sécurité énergétique de la Suisse et son rôle très lucratif de plaque tournante du marché.

## Modules solaires : la vitesse et l'envergure des baisses de tarifs dépassent toutes les prévisions



Les prix des modules ont baissé bien plus rapidement que les analystes l'avaient prévu. Les cellules les moins chères se vendaient fin 2011 pour 55 cents le watt.

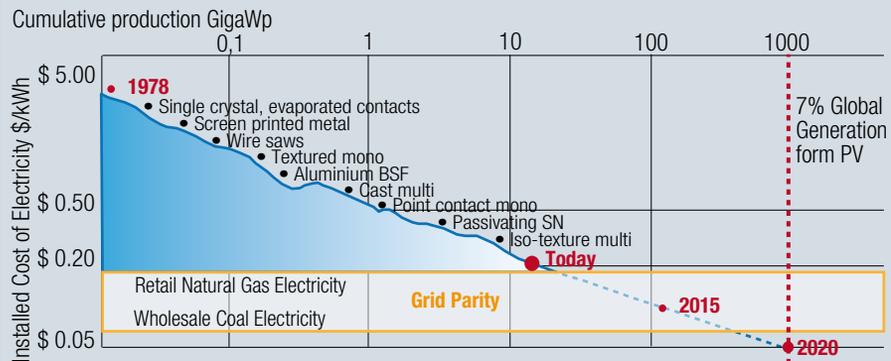
## Les toits orientés au sud ne sont pas les seuls à produire de l'électricité



Graphique 96, Source : Peter Toggweiler, Solarstrom mittels PV und CSP (électricité solaire à l'aide du photovoltaïque et solaire thermodynamique), script FHNW (2008)

Le meilleur rendement issu de l'électricité solaire se situe sur le plateau suisse à environ 1 200 kWh/m<sup>2</sup> par 30 à 45 degrés d'inclinaison et orientation au sud. Ce graphique affiche le rendement en pourcentage par rapport au maximum en cas d'orientation et d'inclinaison différentes.

## L'électricité solaire jusqu'en 2010 moins chère que l'électricité issue du charbon



La parité sur le réseau électrique apparaît dans un premier temps chez les consommateurs finaux et se répercute ensuite sur les prix des grossistes. Le chercheur américain Emanuel Sachs de MIT spécialisé dans le solaire prévoit que les prix de l'électricité solaire seront moins chers que ceux issus de l'électricité du charbon et que le solaire occupera 7% du marché mondial d'ici à 2020.

## Photovoltaïque – révolution des techniques industrielles

Le photovoltaïque (PV), c'est ainsi qu'on appelle la transformation de la lumière du soleil en électricité. C'est l'une des technologies renouvelables les plus attrayantes. Le photovoltaïque occupe une place croissante dans tous les pays. Son potentiel est beaucoup plus élevé que celui de l'énergie éolienne ou hydraulique, si l'on prend en compte toutes les surfaces techniquement utilisables. Les espoirs soulevés par cette technique résultent des critères suivants :

- Le photovoltaïque permet une utilisation diversifiée, la taille d'une installation allant du plus petit au plus grand.
- Son exploitation est facile à mettre en œuvre, presque tous les consommateurs d'électricité peuvent avoir accès à cette technique en cas de besoin.
- L'amélioration de la technologie promet encore une baisse des coûts de revient.
- Avec une utilisation adéquate, l'impact environnemental reste minime.

Entre 2000 et 2010, le contingent des nouvelles installations photovoltaïques a augmenté de plus de 50% chaque année dans le monde.<sup>13</sup> En 2010, la production des modules solaires a même augmenté de 100% et plus, dépassant de beaucoup la demande.<sup>14</sup> Depuis, les surcapacités accélèrent la chute des prix. En 2008, le prix d'une cellule solaire était encore de 4 dollars le watt, mais en automne 2011, on trouvait des cellules solaires fabriquées en Chine et vendues 55 centimes de dollars.<sup>15</sup> Un assainissement du marché est en cours, qui oblige nombre de petits et de moyens fabricants à fermer leurs entreprises. Fin 2011, les modules vendus représentaient une puissance installée de 21 gigawatts (GW), alors que les capacités de production atteignaient 50 GW.<sup>16</sup>

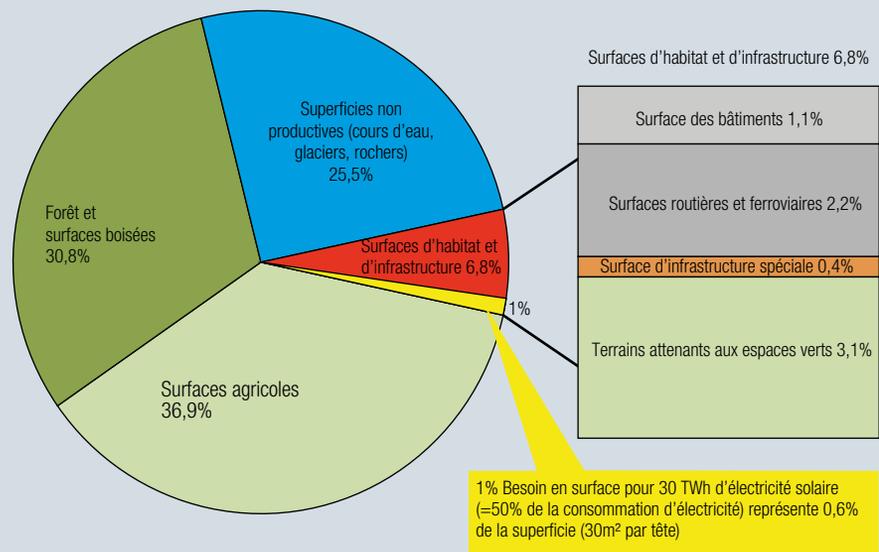
Il est impressionnant de voir la vitesse à laquelle certaines firmes ont augmenté leur production. Simultanément, les prix des modules ont baissé et leur qualité s'est améliorée. On trouve maintenant des cellules solaires avec un degré d'efficacité dépassant 20%. Les installations intégrées aux bâtiments ne se limitent plus aux toits inclinés au sud. La baisse des prix des modules rend l'utilisation des façades et des infrastructures plus intéressante. Les toits orientés à l'est et à l'ouest apportent même une meilleure répartition de la production au cours de la journée, sans diminuer de beaucoup le rendement. L'intégration esthétique et paysagère des panneaux solaires reste un véritable casse-tête. Les conditions-cadre encore en vigueur en Suisse ne sont pas optimales. Tant qu'il est aussi difficile d'accéder à la rétribution à prix coûtant (RPC), beaucoup d'installations solaires ne sont posées qu'ultérieurement sur les bâtiments, ce qui nuit à l'esthétique. Est-il licite ou non d'utiliser des surfaces au sol pour produire de l'électricité ? Les débats là-dessus sont très vifs. Il est vrai que les toits offrent un vaste potentiel, inusité sinon, qu'on doit utiliser prioritairement. Mais il est tout aussi évident que les surfaces au sol permettent des profils saisonniers intéressants, qui ne seraient pas aussi séduisants financièrement en toiture.

- La rétribution du courant injecté est en moyenne 30% moins élevée pour une installation au sol que pour une installation en toiture, surimposée ou intégrée. La différence est plus sensible lorsque le volume du courant vendu augmente.
- Selon les emplacements, les installations au sol permettent des rendements plus ou moins importants en hiver et au printemps. Leurs avantages sont à peu près les mêmes que ceux des lacs alpins.

Pour toutes ces raisons et tout en restant dans un cadre légal bien défini, l'installation de panneaux solaires en bordure de chemins et de routes, sur les versants alpins déjà altérés optiquement par les pare-avalanches et sur d'autres constructions diverses doit être non seulement autorisée, mais prioritaire.

## Utilisation de la superficie en Suisse et besoin de superficie pour l'électricité solaire

Total 4 128 476 ha Statistique de la superficie de Suisse (2005)



Graphique 98, Source : Office fédéral de la statistique : statistique de la superficie (2005)

Les surfaces des bâtiments suffisent en principe pour couvrir une grande partie de la consommation électrique par le photovoltaïque.

## La forte industrie solaire suisse



Graphique 99, Source : Stefan Nowak

La Suisse s'appuie sur des producteurs bien positionnés dans la chaîne entière de valeur ajoutée.

## Electricité solaire – la plus grande ressource énergétique de la Suisse

Une fois, la Suisse a été championne du monde du photovoltaïque. On peut le lire dans le livre Guinness des records 2001 : la Suisse devançait tous les autres pays en 1999, avec 1,82 watt de capacité solaire par habitant. Aujourd'hui et grâce à ses tarifs de rachat, c'est l'Allemagne qui est championne du monde, avec plus de 300 watts de puissance installée par habitant en 2011, le photovoltaïque dépassant ainsi l'hydraulique. La Bavière vient en tête des Länder allemands, avec 573 watts par habitant, tandis que la Suisse peine à atteindre les 20 watts. En Bavière, le courant solaire couvre maintenant plus de 6 % de la consommation totale.

Et pourtant, les sites d'implantation potentiels sont plus nombreux et de meilleure qualité en Suisse qu'en Bavière : l'ouest du plateau suisse, le Jura, les Alpes, plus spécialement les Alpes du Sud (voir l'Atlas solaire, page 46). Il est donc plausible que la Suisse rattrape bientôt le niveau bavarois et soit concurrentielle au niveau des prix, quand les incitations seront bien attribuées et qu'aura cessé le blocage des procédures administratives.

« La façade bien ensoleillée d'un bâtiment alpin raccordé au réseau est idéale pour une installation photovoltaïque. L'énergie ainsi produite a un meilleur profil de charge dans l'approvisionnement européen que l'énergie produite en plaine. Elle complète très bien la production des centrales au fil de l'eau », résume Heinrich Häberlin, professeur à la Haute école spécialisée de Berthoud, en s'appuyant sur les résultats d'analyses de terrain qu'il a mené durant des années.<sup>17</sup>

Les tests longue durée effectués sur des installations photovoltaïques alpines donnent un rendement moyen en hiver de 46,2 % (col du Jungfraujoeh) ou de 56,3 % (station intermédiaire du Schilthorn). A une altitude un peu plus faible (Mont-Soleil, 1270 m), la production hivernale atteint encore 38 %, alors que d'octobre à mars en plaine, elle ne représente que 27,5 % de la production annuelle.

L'industrie solaire suisse est déjà performante, en particulier pour la fabrication et l'exportation de machines de finition (scies à silicium, systèmes de revêtement) et d'onduleurs.

L'intégration des cellules solaires au bâti et sur les infrastructures fait naître un vaste champ de nouvelles applications, bien adaptées aux producteurs suisses : haute qualité esthétique de l'affinage des produits, systèmes de suivi du soleil; cellules chauffées au solaire, modules flottants pour les lacs alpins, modules suspendus pour les ponts, les piliers de pont ou les mâts haute tension. Avec un peu de créativité, on parviendra à couvrir les besoins élevés de l'hiver et à dégager les modules de la neige.

Toits, façades, parkings, déchetteries, rues, bordures de routes, murs de soutènement, murs de barrage, glissières de sécurité sur les routes, barrières, murs anti-bruit ou en flottaison sur les lacs : les investisseurs privés, les coopératives solaires ou les services industriels locaux peuvent choisir entre des millions de possibilités pour produire du courant solaire. D'ailleurs, des données météorologiques et des statistiques de rendement montrent que répartie sur l'année, la production d'électricité solaire est plus stable que la production d'hydroélectricité ou de courant éolien.

## L'infrastructure routière : sites potentiels pour les installations solaires



Graphique 100, Source : Swissolar

Installation pilote de 100 KW sur le mur anti-bruit sur l'A13 près de Dornat/Ems.

## Des modules solaires peu chers rendent l'utilisation des façades attractives



Graphique 101, Source : Swissolar

L'énergie solaire de la façade Maison pour Etudiants, Lausanne.

## Intégration esthétique même sur des constructions plus anciennes



Graphique 102, Source : Swissolar

Lotissement Höhenrad, Stettlen (canton de Berne).

## Photovoltaïque ou solaire thermique ?

C'est à chaque propriétaire de décider s'il veut utiliser son toit pour le chauffage ou pour l'électricité. Les capteurs solaires fournissent de l'eau chaude et dans les bâtiments bien isolés, ils contribuent aussi au chauffage. Pour fonctionner rentablement, les capteurs doivent se trouver près de l'endroit à chauffer et sont en cela moins flexibles que les cellules photovoltaïques.

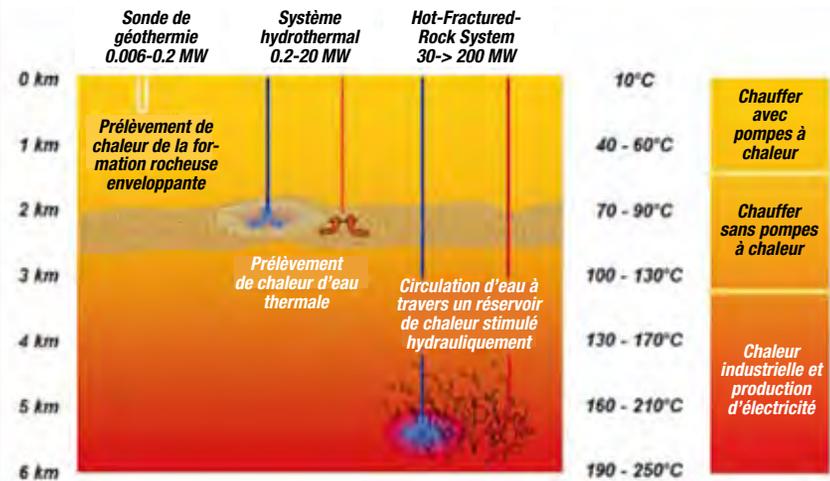
Le cœur du capteur solaire, c'est l'absorbeur, constitué d'une plaque et de tubes métalliques noirs. Il transforme le rayonnement du soleil en chaleur. Un liquide caloporteur circule dans les tuyaux (mélange d'eau et d'antigel, souvent du glycol) et transmet la chaleur solaire dans un ballon d'eau chaude. Le stockage de quelques centaines ou milliers de litres permet de surmonter les périodes de mauvais temps. Avec une volumineuse citerne saisonnière, souvent enterrée, on peut transférer la chaleur de l'été vers l'hiver. La diminution actuelle des prix des modules estompe un peu la différence d'efficacité entre le solaire thermique et le photovoltaïque. Certains producteurs proposent aussi des systèmes permettant de produire de l'eau chaude à partir de courant photovoltaïque. Ils bousculent la règle qui donne plus de valeur à l'électricité.

En combinant une installation photovoltaïque avec une pompe à chaleur, un kilowattheure d'électricité peut produire à l'année une moyenne de 2,8 kilowattheures de chaleur pour l'eau à usage domestique. Le rendement énergétique par surface installée est alors aussi élevé qu'avec des capteurs thermiques. Dans du bâti ancien, installer du photovoltaïque avec pompe à chaleur peut être plus avantageux que la tuyauterie nécessaire au solaire thermique. Pendant votre absence, le courant photovoltaïque peut être vendu dans le réseau, ce qui n'est pas le cas avec de la chaleur excédentaire. Les résidences secondaires sont donc prédestinées pour le photovoltaïque.

En hiver, le courant photovoltaïque ne suffit pas à produire la totalité de l'eau chaude. Tout comme des capteurs thermiques, il faut alors le combiner à d'autres sources renouvelables de chauffage, par exemple avec des granulés de bois ou avec un réseau de distribution intelligent (smart grid), avec accumulateur thermique et courant éolien. On entend souvent dire qu'il vaudrait mieux déplacer la production d'électricité solaire dans des pays producteurs plus ensoleillés que la Suisse. Il faudrait pour cela améliorer nettement les réseaux de distribution dans ces pays. Pour combler les frais de transport supplémentaires, le prix de revient de cette électricité devrait être beaucoup moins élevé qu'en Suisse pour rester concurrentiel. Avec la baisse continue des prix des modules solaires, les différences de prix entre la Suisse et l'étranger s'estompent.

Une interconnexion des réseaux électriques à l'international est intéressante lorsqu'elle permet d'exploiter des ressources saisonnières à des moments où l'électricité produite localement est plus rare. Tout comme il est intéressant de mieux relier les centrales hydroélectriques existantes au marché de l'électricité européen. Sous ces deux angles, la Suisse a beaucoup plus besoin d'une liaison avec l'énergie éolienne en provenance de la mer du Nord qu'avec du courant photovoltaïque venant du sud. Importer de l'électricité l'été irait aussi à l'encontre de l'objectif déclaré d'un approvisionnement sur toute l'année produit à 100% avec des énergies renouvelables locales.

## Méthodes d'exploitation de la géothermie



Graphique 103, Source : Geothermal Explorers

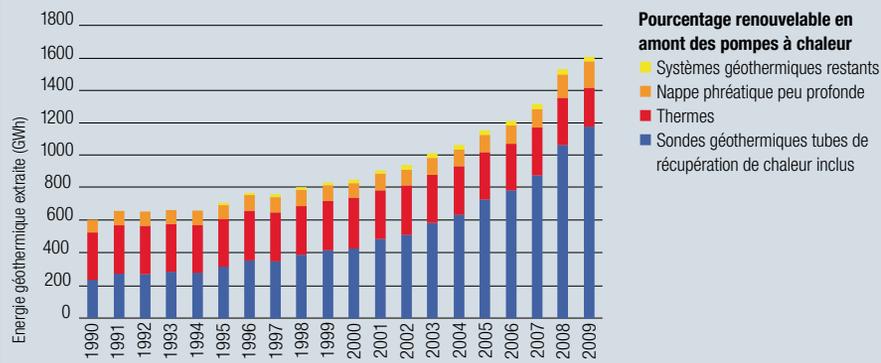
La géothermie assure un gain de chaleur, la production d'électricité en profondeur est encore à son stade pilote.

## Forages en Suisse (> 400m)



Profondeur de forage :

- 400–1000 m
- 1000–2000 m
- 2000–3000 m
- 3000–4000 m
- 4000–5000 m
- 5000–6000 m



Graphique 104, Source : Geothermie.ch, Roland Wyss

La généralisation de sondes géothermiques comme source de chaleur a beaucoup de succès en Suisse. Des forages en profondeur atteignent des couches thermiques aux températures plus élevées. Des essais visant la production d'électricité n'ont jusqu'à maintenant pas encore abouti.

## Géothermie : chaleur assurée, ressource controversée

En Suisse, la chaleur terrestre est une source d'énergie largement utilisée, avec plus de 50 000 sondes géothermiques installées. La profondeur des forages va de quelques mètres à quelques centaines de mètres. Les températures obtenues à ces profondeurs ne suffisent pas encore pour le chauffage, mais peuvent être accrues avec des pompes à chaleur fonctionnant avec une énergie additionnelle (électricité ou gaz naturel), jusqu'à ce que le fluide caloporteur atteigne les températures de chauffage souhaitées. La géothermie standard installée actuellement ne produit donc pas d'électricité, elle ne fait qu'en consommer, surtout durant les périodes froides.

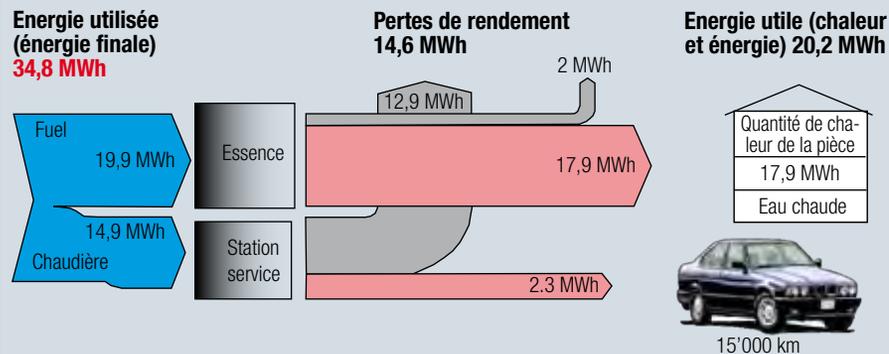
La production d'électricité à partir de géothermie non volcanique est encore loin d'être commercialisée. Les grands groupes électriques l'ont toujours mentionné, mais n'y ont guère mis l'argent nécessaire pour faire avancer les techniques d'exploitation. Le profil de production de la géothermie est-il aussi adapté que la branche le préconise ? Rien n'est moins sûr, car il s'agit d'une énergie en continu tout comme le nucléaire ou le charbon, dont une grande partie ne trouve pas d'utilisation – en particulier l'électricité nocturne en été.

On serait porté à croire que les ex-monopolistes du secteur de l'électricité propagent la géothermie surtout parce que c'est la seule production renouvelable qui leur permettrait de consolider à nouveau leur monopole. La géothermie a toujours fait partie de cette « rhétorique de la pénurie », dont l'objectif était d'investir massivement dans de grands projets insuffisamment aboutis et qui justifiaient donc la prolongation des centrales nucléaires. La logique voudrait qu'on mise sur des solutions rapides avec de la biomasse, du photovoltaïque ou de l'éolien, mais les monopolistes préfèrent imaginer des solutions qui, dans dix ou vingt ans, n'auront toujours pas fourni une quantité substantielle d'électricité.

Restons réalistes : depuis 1990, l'éolien installé en Allemagne représente une production annuelle qui dépasse 40 000 GWh. Jusqu'en 2010, la géothermie n'a produit que 27 GWh. La géothermie profonde correspond à 0,3 % du marché thermique allemand et 0,02 % de la production d'électricité, malgré de très bonnes conditions-cadre. Dans la pratique, les gisements hydrothermaux sont trop insignifiants pour un apport significatif en électricité. Et il reste aussi les risques liés aux forages d'exploration du sous-sol. Les forages en profondeur destinés à la production d'électricité ont subi une série de fiascos. A Bâle et à Staufen, commune allemande à 47 km de Bâle, les tremblements de terre provoqués par les forages étaient si puissants qu'il a fallu interrompre l'exploration des sols. Il est aussi possible techniquement d'exploiter des ressources pétrothermales – chaleur de 200°C à 3 ou 5 km de profondeur, obtenue en faisant circuler de l'eau dans des fractures artificielles – mais les réalisations concrètes se limitent à quelques installations pilotes de faible puissance (1–2 MW).<sup>18</sup> Pour ces raisons, une forte expansion de cette technique est peu probable à court terme.

En résumé : en tant que source de chaleur, la géothermie est efficace et il faut l'impulser, bien qu'elle nécessite une forte consommation d'électricité. En tant que source d'électricité, la géothermie n'est pas encore mûre pour le marché et il faut investir dans la recherche. Elle ne produira guère de gros rendements avant 2030 et jusque-là, la transition vers d'autres ressources énergétiques – vent et soleil – sera déjà très avancée.

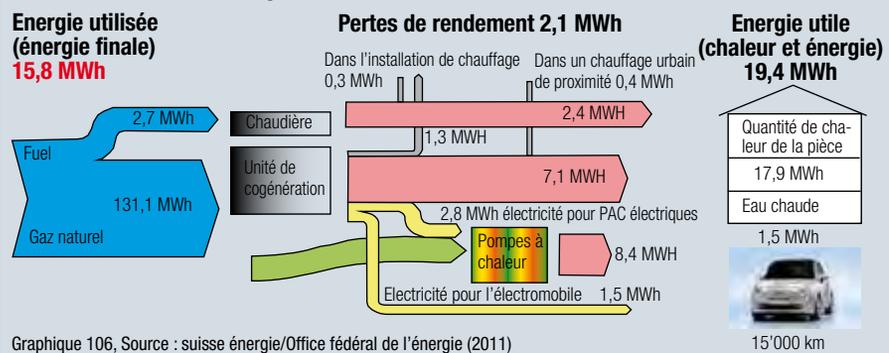
## La consommation aujourd'hui : faible efficacité en matière de chaleur et de mobilité



Graphique 105, Source : suisse énergie/Office fédéral de l'énergie (2011)

L'exergie (capacité de travail) de l'énergie thermique fossile est mal utilisée. Les moteurs à combustion ont un rendement insignifiant.

## Meilleurs rendements grâce à la cogénération, aux pompes à chaleur et à la traction électrique



Graphique 106, Source : suisse énergie/Office fédéral de l'énergie (2011)

La consommation d'énergie fossile et les émissions de CO<sub>2</sub> baissent de 55 %.

## Stratégie de Couplage Chaleur-Force

Besoin d'énergie finale	Puissance de chauffage	Consommation d'énergie en 2006 (TWh)		
		Gaz	Pétrole	Total
< 80 MWh	< 40 kW	2.8	12.2	15.0
80 – 200 MWh	40 – 100 kW	2.8	9.4	12.2
0.2 – 1 GWh	100 – 500 kW	4.7	9.9	14.6
1 – 2 GWh	500 – 1'000 kW	3.8	10.3	14.1
2 – 20 GWh	1 – 10 MW	4.2	13.2	17.4
20 – 50 GWh	10 – 25 MW	0.9	1.7	2.6
> 50 GWh	> 25 MW	7.2	0.1	7.3
Total		26.5	56.8	83.3
Priorité pompes à chaleur		Priorité cogénération fossile		

Graphique 107 : Stratégie de remplacement des petits chauffages fossiles : les petites installations jusqu'à 500 kW seront toutes remplacées. Source : Hanspeter Eicher (2011).

## Cogénération : technologie de transition potentielle

La moitié des énergies fossiles consommées en Suisse part en combustion dans le chauffage des bâtiments et la préparation de l'eau chaude. Il en résulte 20 millions de tonnes de CO<sub>2</sub>, soit 50 % du total des émissions carbone. Actuellement, cette chaleur est majoritairement produite dans des chaudières conventionnelles, qui n'utilisent qu'insuffisamment les propriétés physiques des combustibles fossiles. Avec des technologies plus efficaces comme le couplage chaleur-force (cogénération), on peut doubler le taux de rendement de ces combustibles.

Le couplage chaleur-force (CCF) et les centrales de cogénération produisent chaleur et électricité en parallèle – pour le chauffage, l'eau chaude ou la réfrigération. Au lieu d'utiliser séparément l'électricité du réseau et la chaleur d'une chaudière, une centrale de cogénération produit elle-même ces deux formes d'énergie. Lorsqu'en hiver les besoins en chaleur sont accrus, la production d'électricité augmente aussi, ce qui correspond aux besoins.

En langage thermodynamique, le combustible brûlé dans une chaudière pour produire de la chaleur perd de son exergie (travail net en sortie). L'exergie détruite au cours d'une réaction est appelé anergie. La chaleur est de l'anergie, il n'est plus possible de la transformer en d'autres formes d'énergie. Si l'on récupère l'exergie, on peut obtenir de la lumière, du mouvement ou de la chaleur à partir de l'électricité.

En produisant du courant électrique, le couplage chaleur-force utilise l'exergie du combustible. Si l'on utilise une partie de l'électricité pour des pompes à chaleur – en remplacement des chaudières à mazout –, on peut produire une grande quantité d'électricité supplémentaire sans augmenter les émissions de CO<sub>2</sub>. L'installation de la cogénération est particulièrement rationnelle et économique dans les grandes chaudières. Hanspeter Eicher, spécialiste du chauffage à distance dans le canton Bâle-Campagne, a esquissé le concept suivant :<sup>19</sup>

- Les petites chaudières et les chauffages électriques dépensent actuellement 41,6 TWh de gaz, mazout ou électricité. Lorsqu'ils arriveront en fin de vie, on les remplacera par des pompes à chaleur ou d'autres sources d'énergie (granulés de bois, solaire, etc.). Environ la moitié des anciennes installations seront remplacées d'ici à 2030, en particulier celles produisant moins de 100 kW.
- Des centrales de cogénération seront installées dans toutes les grandes structures (écoles, administrations, hôpitaux, lotissements). Ces centrales ne fournissant que la chaleur de base, on gardera une partie des anciennes chaudières pour les périodes de pointe. On peut donc installer des systèmes de cogénération sans devoir rapidement amortir les anciennes chaudières. Globalement, on peut installer 2500 unités de couplage chaleur-force et livrer ainsi 10,6 TWh d'électricité, soit l'équivalent de la production de la centrale nucléaire de Leibstadt.

### Potentiel de cogénération d'ici à 2030 (Eicher 2011)

Puissance électrique en couplage chaleur-force	2500 MW
Puissance électrique des pompes à chaleur	1700 MW
Electricité supplémentaire produite par le couplage chaleur-force (en hiver)	10,6 TWh
Electricité consommée par les pompes à chaleur	3,6 TWh

On complètera cette stratégie par des gains d'efficacité, par le recours à la biomasse (installations de taille moyenne) et à l'énergie solaire, en laissant de côté les combustibles fossiles. Les nouveaux standards dans le bâti permettront d'avoir des chaudières plus petites, dans les nouvelles constructions et dans le bâti ancien après assainissement.

## La production d'électricité issue de biogaz

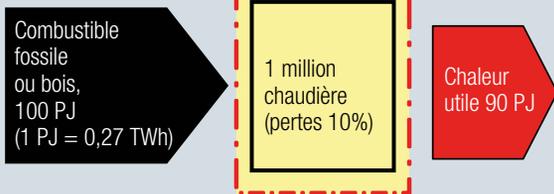


Graphique 108, Source : suisse énergie, H.-Chr. Angele

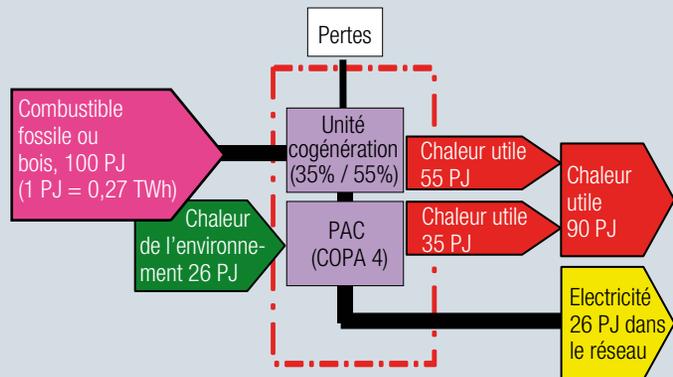
Le méthane est stocké la nuit pour utiliser les tarifs de jour plus élevés pour la production d'électricité.

## Cogénération = chauffage et électricité issus de la chaudière

Fourniture de chaleur par une chaudière



Unité de cogénération et pompe à chaleur



Graphique 109, Source : suisse énergie, Michael Kaufmann (2010)/adaptation personnelle

La cogénération permet de mieux utiliser la capacité de production des combustibles fossiles et biogènes.

## Bois, biogaz et biomasse : ils servent à tout (ou presque)

La forêt suisse et les déchets biogènes regorgent de réserves énergétiques non exploitées. Une étude de l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) sur le potentiel du bois, du purin, des herbacées et des résidus organiques démontre qu'on peut multiplier par cinq l'exploitation de ces déchets. Cela couvrirait 10% de la consommation électrique, tout en gardant assez de bois de chauffage:

« La nouvelle loi sur l'énergie exige que les énergies renouvelables représentent 10% de l'approvisionnement total en 2035, c'est-à-dire environ 5,6 TWh. Cet objectif pourrait déjà être obtenu avec la seule production d'électricité à partir de biogaz et de centrales de gazéification du bois. »<sup>20</sup>

Le rayon d'action de la biomasse locale peut encore s'élargir avec une meilleure isolation de l'enveloppe des bâtiments. On pourrait chauffer environ la moitié de tous les biens immobiliers avec du bois, de la chaleur à distance produite par les déchets, les eaux usées ou le biogaz, en adoptant des standards de construction de type Minergie. Ces standards représentent une consommation au m<sup>2</sup> de seulement 30–50 kWh à l'année pour les surfaces habitables, soit l'équivalent de 3–5 litres de mazout. La hausse des prix du pétrole permet à la chaleur-bois (bois-énergie) d'être maintenant concurrentielle. Les nouveautés techniques comme les poêles à granulés de bois entièrement automatisés apportent un grand confort d'utilisation et limitent fortement les rejets dans l'atmosphère. Ce mode de chauffage est donc de plus en plus répandu.

Le bois, le biogaz et la biomasse sont neutres en CO<sub>2</sub>. Le soleil livre l'énergie et par la photosynthèse, le dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) et l'eau (H<sub>2</sub>O) sont transformés en glucose (sucre) et en dioxygène (O<sub>2</sub>) dans une série complexe de réactions chimiques. Lors d'une combustion, ces glucides se retransforment en CO<sub>2</sub> et en eau, et on peut utiliser l'énergie qui en découle. Ainsi, le cycle se referme et contrairement à la combustion des sources fossiles de CO<sub>2</sub>, il ne se produit pas de nouvelles émissions de CO<sub>2</sub> qui réchauffent l'atmosphère.

On peut aussi produire de l'électricité à partir de compost, de résidus agricoles (lisier, purin, fumier) ou herbeux. En Allemagne, le biogaz est injecté dans le réseau de distribution de gaz et peut servir de carburants aux véhicules, une bonne alternative à l'essence et au diesel. L'agriculteur devient producteur d'énergie, une perspective attractive dans un contexte de saturation des marchés de produits agricoles.

Pour la fabrication de carburants, pas la peine de transformer du bois ou des plantes énergétiques, car leur rendement est faible et la déperdition élevée. L'électricité et le biogaz sont mieux adaptés à cet usage. La quantité de bois disponible n'est pas illimitée en Suisse, mieux vaut la garder pour les centrales de cogénération. Le bois y sera beaucoup plus efficace et produira de l'électricité et de la chaleur. Dans les chaudières conventionnelles, il peut aussi remplacer les énergies fossiles à valeur égale. Les réductions de CO<sub>2</sub> sont bien plus importantes dans ces utilisations que dans la transformation en carburants. Le bois a de multiples usages mais il n'est pas inépuisable. Il faut donc le réserver aux usages les plus performants écologiquement. Il développe son rendement énergétique (exergie) maximal dans les centrales à bois. Mais la valeur de substitution du bois est sans doute encore mieux optimisée dans les grands réseaux de chauffage (à distance et de proximité) près de villes anciennes, qui pour des raisons de protection du patrimoine, ne peuvent pas être assainies aussi efficacement que d'autres bâtiments dans les zones urbaines ou à la campagne. Les grandes centrales peuvent aussi s'équiper plus facilement des systèmes indispensables à l'épuration des gaz de combustion.

# 4<sup>e</sup> partie

L'éolienne la plus haute d'Europe (2 465 mètres d'altitude) dans la région Nufenen/Criies, Obergoms (Valais). © Photo Swisswinds /SIG



## Trois stratégies pour la transition

Substitution des centrales nucléaires	129
Trois stratégies avec 100 % de renouvelables à long terme	131
Stratégie avec gaz et cogénération	133
Les renouvelables locales assurent l'indépendance	135
Optimisation économique : oui, mais comment ?	137
Renforcement des réseaux Nord-Sud	139
Câbles si possible enterrés !	141
Minimiser les risques	143
Esthétique, protection de l'environnement et démocratie	145

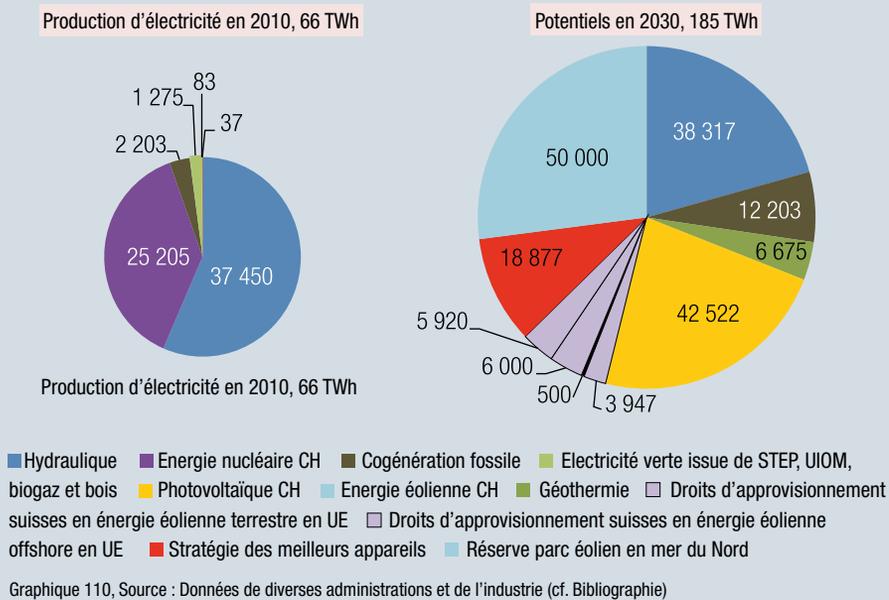
**La 4<sup>e</sup> partie** évalue trois options fondamentales pour un approvisionnement en électricité propre d'ici à 2030 (pages 128–137). Ces options représentent un mix varié de capacités nouvelles, elles se distinguent par leurs conditions-cadre, par la part des importations et par leurs coûts. Néanmoins, ces trois stratégies assurent chaque jour de l'année un approvisionnement complet en électricité issue de projets autochtones, même en période de pointe. Elles permettent toutes une forte réduction de CO<sub>2</sub> et renoncent aux centrales nucléaires et à combustibles fossiles.

Il s'ensuit une présentation des exigences techniques pour les infrastructures de transport d'électricité, en particulier pour les nouveaux réseaux à travers l'Europe (pages 138–145). Une stratégie de production décentralisée implique de modifier les capacités des lignes de transport et de distribution, ainsi que les statuts de propriétés des nouvelles centrales. Tout comme en Allemagne, les grandes sociétés suisses perdront des parts de marché, au profit de petites et moyennes centrales citoyennes (graphiques, pages 140, 144).

## Trois stratégies pour la transition

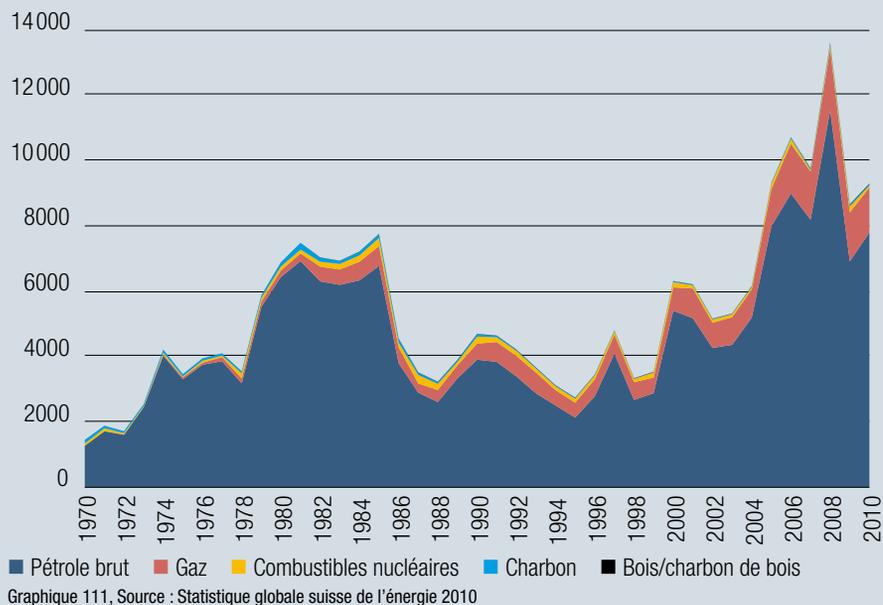
## Potentiels de production d'énergies renouvelables en 2030

(y compris les centrales suisses situées sur des sites de l'UE et la production d'électricité destinée à la vente)



La Suisse pourrait couvrir le triple de la consommation d'électricité actuelle. Le graphique représente les différents moyens d'action.

## Dépenses pour les importations d'énergie (en millions de CHF)



Les dépenses consacrées à l'importation d'énergies non renouvelables ont nettement augmenté depuis quelque temps.

## Substitution des centrales nucléaires

Les données fournies par l'industrie et les études officielles de l'Office de l'énergie (OFEN) permettent d'identifier de nouveaux « gisements » d'au moins 185 TWh, soit le triple de la production électrique actuelle de la Suisse.<sup>1</sup> Cette électricité potentielle correspond à diverses ressources : les énergies solaire et éolienne, la biomasse et l'efficacité énergétique, pour ne citer que les principales. L'hydroélectricité déjà très performante va encore se moderniser. Les apports énergétiques de l'étranger sont envisageables à différentes échelles, mais ne vont pas s'amplifier démesurément. Les techniques d'exploitation des énergies renouvelables se mettent en place rapidement, on peut donc concevoir qu'elles seront toutes opérationnelles en 2030. La seule condition indispensable est de créer un cadre réglementaire adapté : un tarif de rachat qui couvre les coûts, une procédure simplifiée pour les autorisations, l'extension des réseaux, des réglementations pour l'efficacité énergétique. Remplacer des centrales nucléaires et des centrales à mazout et à gaz nécessite des moyens financiers, quel que soit le type de production choisi. Le prix de l'électricité augmentera de quelques centimes, mais l'impact de la facture énergétique sur l'économie réelle va baisser, parce qu'on importera moins de pétrole et qu'on l'utilisera à meilleur escient. Avec les énergies renouvelables, nous nous débarrassons aussi de la dépendance envers les pays du Golfe et la Russie qu'impliquent les importations d'hydrocarbures. Les émissions de CO<sub>2</sub> et les risques d'irradiation s'amoinrent également. En 2010, les dépenses de consommation énergétique finale atteignaient 30,5 milliards CHF (soit 24 milliards €). Les importations d'énergie ont coûté 10 milliards CHF net (graphique). Le passage à l'électricité protégera les consommateurs des brusques fluctuations de prix. Il est intéressant de noter que les scénarios fournis par le Conseil fédéral décrivent eux aussi les énergies renouvelables comme la solution la plus économique :<sup>1</sup>

Conseil fédéral / Scénario prévisionnel	Total des coûts réels (en milliards CHF)
Scénario A : 4 nouvelles centrales nucléaires 13,3 TWh importations	152
Scénario B : 3 centrales nucléaires, 5 nouvelles centrales à gaz	169
Scénario C & E : 5 centrales à gaz, 22 TWh renouvelables	157
Scénario D & E : 11,5 TWh cogénération, 22 TWh renouvelables	163
Scénario E : 22 TWh renouvelables, 5,6 TWh importations	157

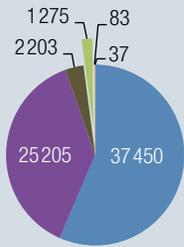
Parmi le potentiel de 185 TWh de nouvelles productions d'électricité, il faudra faire un choix. Cela suppose au préalable que les parts acquises par les services industriels suisses dans des centrales à l'étranger seront soumises à la législation suisse. Concrètement, les importations d'éolien en provenance de pays proches devront pouvoir bénéficier d'un système tarifaire aussi stable que la production locale. C'est très sécurisant pour le consommateur et cela permet à la Suisse de remplir les conditions du contrat européen. Le montant des tarifs de rachat permettra d'affiner l'offre en électricité, tout comme en Allemagne. Mais si la Suisse renonce aux stratégies avec des énergies renouvelables, elle sera encore plus dépendante des centrales à gaz et des importations d'électricité, avec des prix volatiles en plus. C'est pour éviter ces risques et pour assurer la sécurité de l'approvisionnement avec de bonnes bases que nous présentons ici les trois scénarios suivants :

- solaire & efficacité / en réseau européen / gaz en réseau local

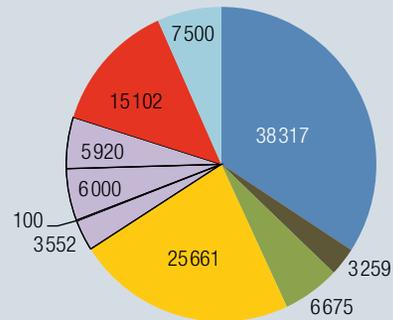
Deux de ces stratégies fonctionnent entièrement aux énergies renouvelables. La stratégie « gaz en réseau local » combine les énergies renouvelables avec de la cogénération.

## Mix électrique en 2030 « solaire et efficace »

Production d'électricité en 2010, 66 TWh (seulement en Suisse)



Mix électrique en 2030 solaire et efficace, 112 TWh



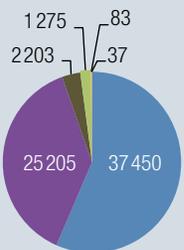
■ Hydraulique ■ Énergie nucléaire Suisse ■ Cogénération fossile ■ Électricité verte issue de STEP, UIOM, biogaz et bois ■ Photovoltaïque Suisse ■ Énergie éolienne Suisse ■ Géothermie ■ Droits d'approvisionnement suisses en énergie éolienne terrestre en Europe ■ Droits d'approvisionnement suisses en énergie éolienne offshore en Europe ■ Stratégie des meilleurs appareils ■ Réserve parc éolien en mer du Nord

Graphique 112, Source : Modèle personnel

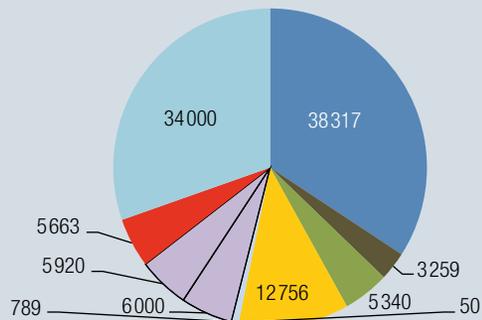
La stratégie « solaire et efficace » se fonde sur une politique des meilleurs appareils combinée à l'énergie solaire, l'utilisation de l'énergie hydraulique, un peu d'éolien, de la biomasse et un peu de cogénération.

## Mix électrique en 2030 « en réseau européen »

Production d'électricité en 2010, 66 TWh (seulement en Suisse)



Production d'électricité en 2030 en réseau européen, 108 TWh



■ Hydraulique ■ Énergie nucléaire Suisse ■ Cogénération fossile ■ Électricité verte issue de STEP, UIOM, biogaz et bois ■ Photovoltaïque Suisse ■ Énergie éolienne Suisse ■ Géothermie ■ Droits d'approvisionnement suisses en énergie éolienne terrestre en Europe ■ Droits d'approvisionnement suisses en énergie éolienne offshore en Europe ■ Stratégie des meilleurs appareils ■ Réserve parc éolien en mer du Nord

Graphique 113, Source : Modèle personnel

La stratégie « en réseau européen » couvre les besoins supplémentaires grâce à des importations bon marché d'énergies renouvelables provenant de l'Europe limitrophe.

## Trois stratégies avec 100 % de renouvelables à long terme

Chacune de ces trois stratégies est en mesure de fournir l'objectif de 112 TWh d'électricité, à toute période saisonnière et horaire. Sont inclus également dans ce chiffre une production de base à l'étranger pour le marché de l'électricité et des réserves de prévoyance. Toutes les centrales électriques seront mises à niveau pour fonctionner avec des énergies renouvelables. Les centrales nucléaires suisses ne seront pas remplacées par des participations dans des centrales nucléaires ou à charbon à l'étranger.

1. La stratégie « solaire & efficacité » se fonde sur une politique d'efficacité de fonctionnement pour les appareils électriques et sur la consommation de tous les équipements (80 % de tous les appareils électriques sont homologués classe A). Les toits solaires et des centrales solaires dans les Alpes se multiplient, l'exploitation hydraulique se poursuit, il y a un peu d'éolien, de la biomasse et très peu de cogénération. Le résultat est une production 100 % renouvelable et locale sur toute l'année. Quelques importations d'éolien en hiver restent nécessaires, mais elles correspondent à peu près aux exportations estivales d'hydroélectricité et de solaire. Sur l'année, la Suisse reste autonome en électricité.

2. La stratégie « en réseau européen » choisit d'augmenter les participations à l'étranger et les importations pour couvrir les besoins complémentaires. L'hydraulique locale est complétée par de l'éolien fourni par l'ouest et le nord de l'Europe, ainsi que par une quantité réduite de courant solaire en provenance d'Europe du Sud. Une efficacité énergétique médiocre (seulement 20 % de l'appareillage électrique est homologué classe A) et des installations solaires en nombre insuffisant ne permettent pas vraiment de couvrir les besoins. La part actuelle d'hydraulique et les nouvelles importations d'éolien sont combinées avec un peu de biomasse et d'éolien suisse. La part des importations est très élevée en hiver. Tant que celles-ci proviennent de participations suisses et qu'elles sont rémunérées par des tarifs de rachat stables, la fiabilité de la livraison et du coût n'est pas remise en question. Comme la contribution hivernale provient de l'éolien, ces importations pourraient devenir les plus avantageuses à long terme. Les électriciens suisses peuvent faire de bons profits s'ils concentrent les importations sur les périodes durant lesquelles l'éolien est excédentaire et bon marché, et recourent aux lacs de barrage le reste de l'année.

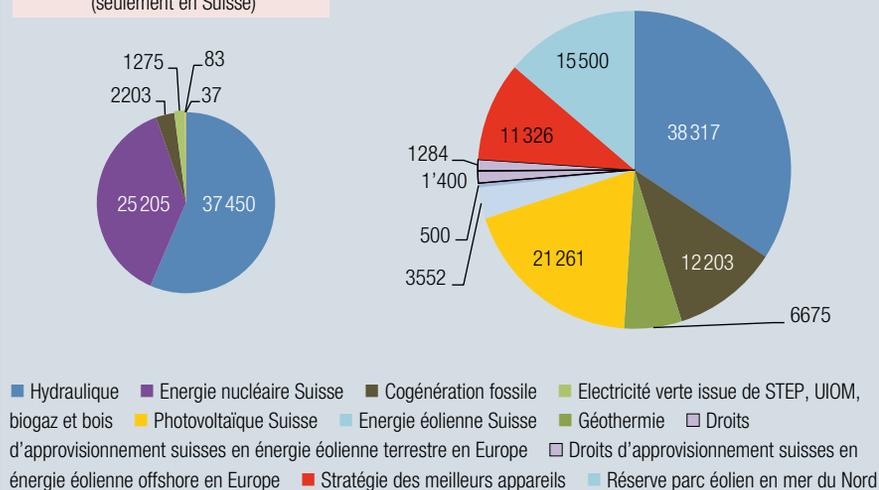
Ces deux stratégies procurent une bonne sécurité énergétique. On peut les classer comme « first best » et « second best ». La stratégie avec les importations de courant éolien pourrait s'imposer si les décideurs politiques ne parviennent pas à s'entendre pour améliorer les conditions-cadre. En fait, avec ce scénario, on continue la politique précédente : une réglementation insuffisante sur l'efficacité, pas de technologie solaire en haute altitude, des restrictions sur le solaire en toiture, un blocage des tarifs de rachat (RPC) malgré d'innombrables projets en attente et immobilisme dans la recherche de sites d'implantation pour l'éolien. Le lobby du nucléaire ne pouvant plus guère espérer la construction de nouveaux réacteurs sur le sol suisse, la demande se reporterait sur l'étranger et presque automatiquement sur une grande part d'éolien de l'étranger.

Un contrat énergétique avec l'Union européenne serait avantageux pour un tel scénario. Il assurerait une base légale pour l'acheminement de l'électricité et mettrait fin à la réservation des lignes en faveur du lobby nucléaire. Le commerce de l'électricité s'appuierait ainsi sur un fondement juridique stable.

## Mix électrique en 2030 « gaz en réseau local »

Production d'électricité en 2010, 66 TWh (seulement en Suisse)

Production d'électricité en 2030 gaz en réseau local, 112 TWh

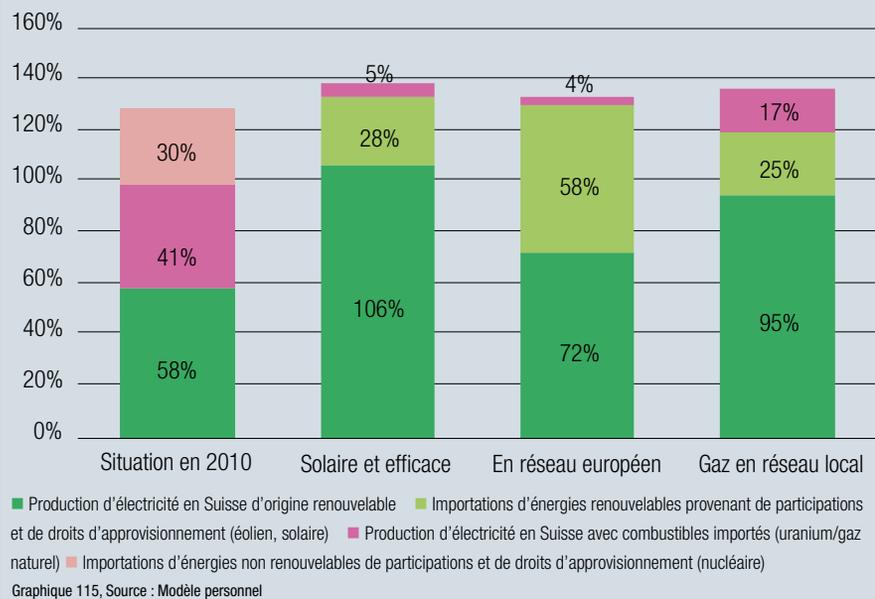


Graphique 114, Source : Modèle personnel

La stratégie « gaz en réseau local » se fonde sur une production d'électricité purement nationale mais où le gaz naturel provient de l'étranger.

## 3 stratégies de production d'électricité nationale et d'importations, disponibilité totale en pourcentage de consommation nationale

(100% = consommation nationale max., excédents pour l'exportation)



Graphique 115, Source : Modèle personnel

La stratégie « solaire et efficace » est la moins dépendante de l'étranger.

## Stratégie avec gaz et cogénération

Cette troisième stratégie est plutôt formulée comme une option de réserve :

3. La stratégie « gaz en réseau local » se fonde sur une production d'électricité purement nationale, où toutes les centrales seraient concentrées à l'intérieur des frontières suisses. Pour ce faire, on accélère la construction d'installations solaires et on prend des mesures d'efficacité énergétique (60% des appareils sont de classe A) plus ambitieuses que dans la stratégie « en réseau européen ». Les besoins supplémentaires de l'hiver sont couverts par de la cogénération : chaque chaudière d'une puissance supérieure à 1 MW doit obligatoirement posséder un système de couplage chaleur-force. Cette exigence sera soit inscrite dans la loi, soit modulée par une grille tarifaire incitative. Cette troisième stratégie contient aussi une part importante – même si elle est temporaire – d'énergies non renouvelables et importées, en particulier du gaz naturel. Dans un second temps, il sera peut-être possible de remplacer le gaz par du méthane de synthèse, issu de la surproduction en électricité des centrales solaires et éoliennes. Il est pourtant probable qu'une part de l'énergie primaire provienne encore de l'étranger.

Même si l'électricité est fabriquée en Suisse, le fait de devoir acheter du gaz naturel dans des pays lointains fragilise cette stratégie par rapport aux deux précédentes. La stabilité de la livraison et des prix est moins garantie qu'en utilisant des énergies renouvelables locales ou venant de pays voisins.

La stratégie « solaire & efficacité » est la plus indépendante de l'étranger. Répartie sur l'année, une production d'électricité solaire locale dépasse de 6 fois la consommation (graphique du bas).

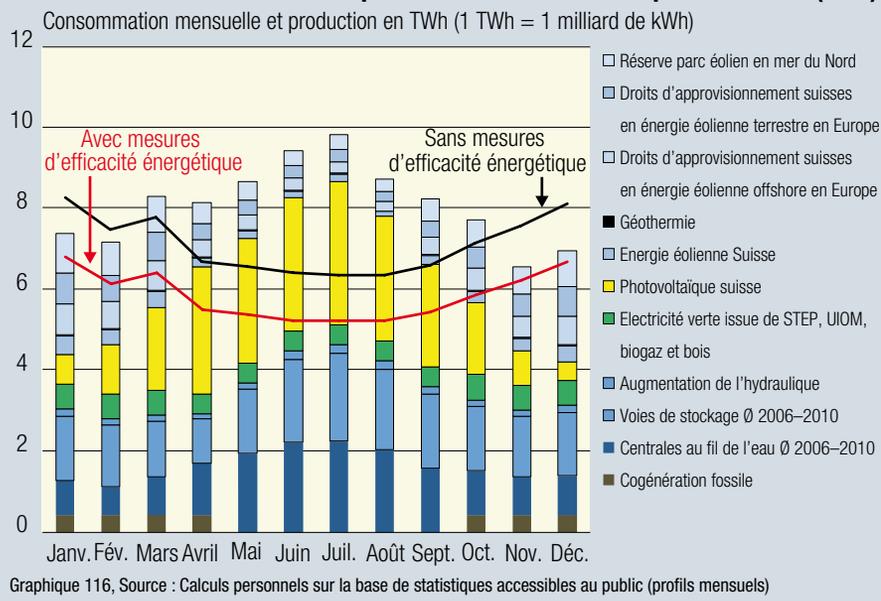
La stratégie « en réseau européen » élève la dépendance de l'étranger à 28%. Le courant éolien est surtout importé pendant la période froide, mais les importations sont plus importantes qu'aujourd'hui. Les risques liés à ces importations sont acceptables, parce que la Suisse possède encore de bonnes réserves dans ses lacs pour les journées faiblement ventées.

La stratégie « gaz en réseau local » propose une production électrique issue à 100% des centrales du territoire suisse, avec une part d'exportation. En été, la part locale est élevée, mais en hiver, il faudra acheter tout autant de gaz naturel que d'éolien dans la deuxième stratégie.

Cependant, le stockage de gaz naturel en grande quantité n'est pas simple et un approvisionnement basé sur l'éolien de pays voisins est plus sécurisant. Personne ne va stopper tout d'un coup la production éolienne comme on peut le faire dans un pipeline de gaz.

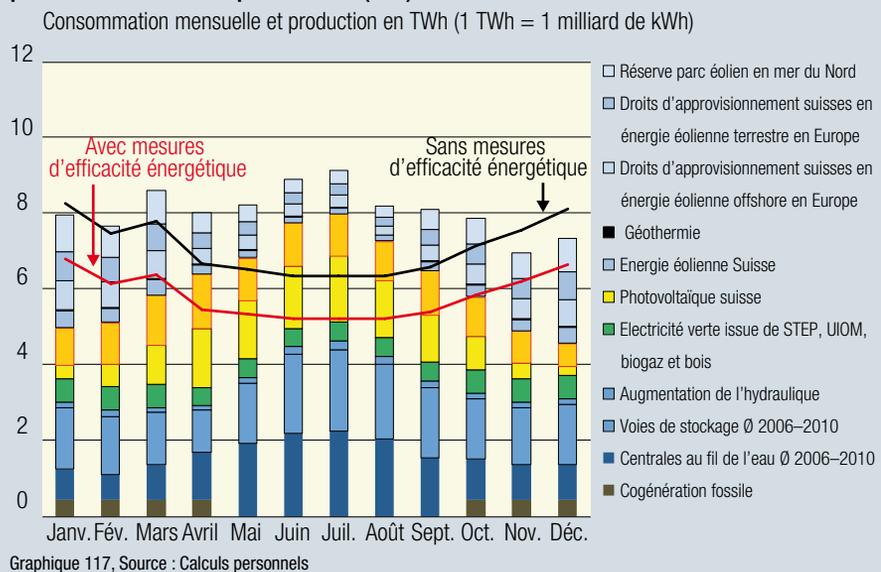
La production de gaz dans l'Union européenne est en baisse depuis 2001. Même la Russie a du mal à augmenter son extraction. A long terme, la pénurie de pétrole entraînera également une hausse des prix du gaz. Dans le domaine de la mobilité, comme de nombreux véhicules fonctionnent très bien avec du gaz, la demande en essence se reportera en partie sur le gaz en tant que carburant. On ne peut donc pas parler de stabilité des prix pour le gaz.

## Scénario « solaire et efficace » : production d'électricité en profil mensuel (TWh)



La stratégie énergétique « solaire et efficace » montre un profil mensuel indiquant des excédents sur 6 mois et un recours aux importations pendant 6 mois. La dépendance aux importations est à peu près similaire à celle d'aujourd'hui.

## Scénario « solaire et efficace » avec photovoltaïque dans les Alpes : production d'électricité en profil mensuel (TWh)



La stratégie énergétique « solaire et efficace » indique un profil mensuel avec des excédents sur 7 mois et un recours aux importations (faibles) pendant 5 mois seulement. La dépendance aux importations est à peu près similaire à celle d'aujourd'hui.

## Les renouvelables locales assurent l'indépendance

Les variations sur les 12 mois de l'année illustrent bien la nouvelle répartition saisonnière de l'approvisionnement, avec les résultats d'une politique d'efficacité des appareils électriques. Si la majorité des toits solaires sont installés en plaine ou sur le plateau suisse, on aura une production excédentaire l'été en journée (graphique du haut). Cette électricité devra être exportée entre mai et août, en quantités au demeurant équivalentes aux importations d'éolien hivernal. La stratégie « solaire & efficacité » parvient à éviter les importations pendant 6 mois sur 12, mais dépend de l'éolien étranger en hiver, dans une proportion équivalente à celles des importations actuelles de nucléaire.

Si la moitié des centrales solaires sont installées sur des sites alpins, la structure d'acquisition avec le même mix énergétique est différente (graphique du bas). Il en résulte une répartition plus régulière de la production électrique sur toutes les saisons. La surcapacité estivale s'amointrie et la complémentarité entre le solaire et l'hydraulique est meilleure au printemps. De façon générale, la meilleure productivité des centrales solaires en altitude augmente la contribution locale. Avec cette stratégie, un approvisionnement autochtone est garanti à 100 % pendant 7 mois sur 12. Le besoin restant est moins élevé, il est fourni par les centrales éoliennes européennes, avec une part d'importations plus faible que le mix actuel.

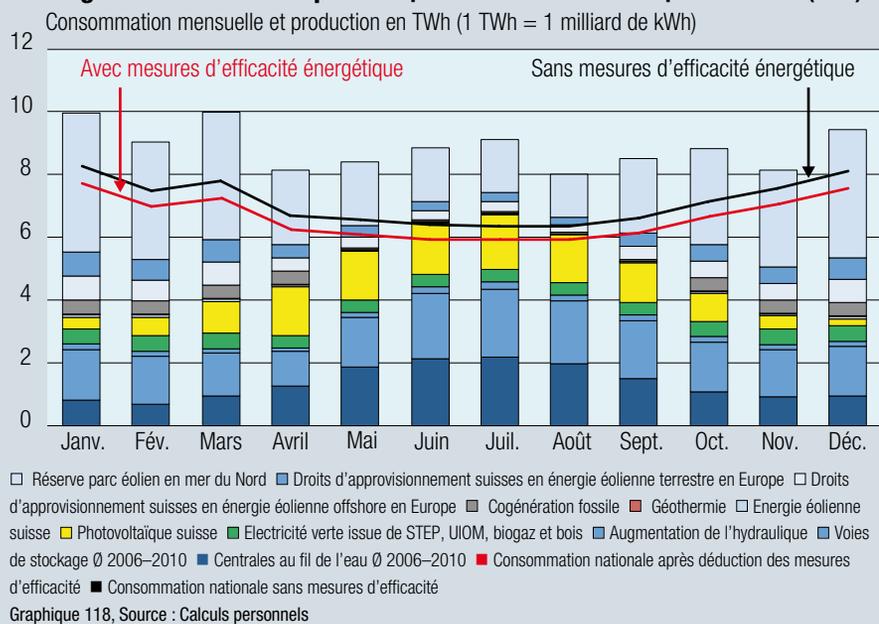
La stratégie « solaire & efficacité » poursuit des améliorations très ambitieuses dans le secteur de l'efficacité. Les gains réalisables peuvent atteindre 80 %. Ils sont d'une grande importance pour la sécurité énergétique et pour diminuer la dépendance envers l'étranger. Il est vraiment navrant d'avoir obéi si longtemps aux grands groupes électriques et délaissé ainsi le volet de l'efficacité. La réglementation et les incitations sont encore insignifiantes et les tarifs pour le chauffage électrique restent trop avantageux pour les particuliers et pour l'industrie.

La Suisse subventionne encore des centaines de milliers de chauffages électriques fixes à résistance, totalement inefficaces mais qui permettent d'écouler le courant nocturne produit par les centrales nucléaires et à charbon. Le simple fait de remplacer ces appareils par d'autres plus écologiques et de tarifier l'électricité du charbon et de l'atome à son prix de revient réel permettrait de faire baisser la facture électrique des autres consommateurs.

Il s'y ajoute des millions de vieux moteurs et autres appareils électriques facilement remplaçables. Un remplacement qui ferait aussi baisser les factures, avec peu d'effets secondaires négatifs.

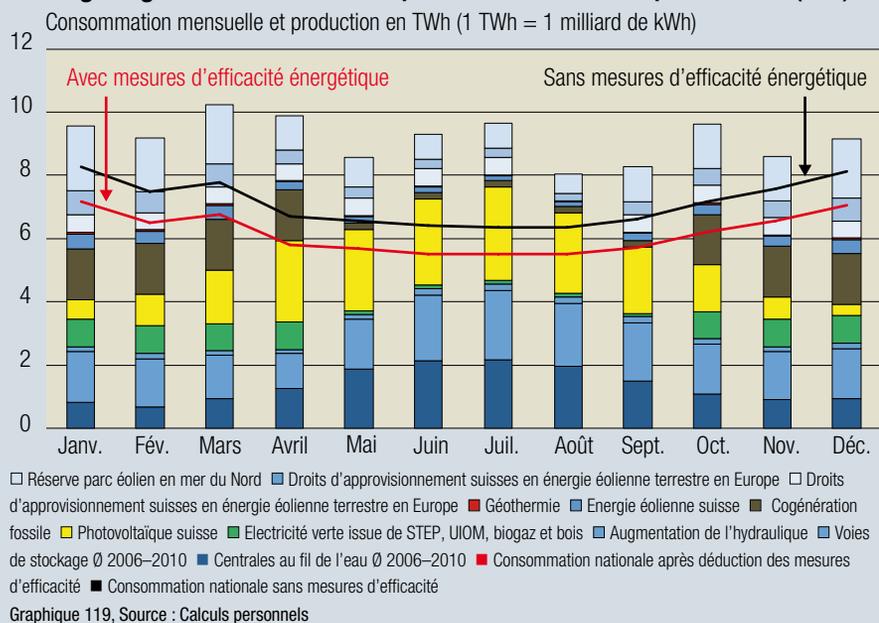
Avec l'extension du marché de l'électricité et le recul des centrales de base (charbon et nucléaire) au profit des énergies renouvelables, les consortiums vont perdre l'intérêt de vendre de l'électricité en dessous des prix du marché. Une stratégie de remplacement des chauffages électriques obtiendrait facilement la majorité des voix, il suffit de communiquer honnêtement sur ses avantages.

## Stratégie « en réseau européen » : production d'électricité en profil mensuel (TWh)



La stratégie énergétique « en réseau européen » est l'importation d'énergie à des coûts réduits pendant 9 mois. Ces importations peuvent venir de la bourse de l'électricité ou des participations suisses à l'étranger.

## Stratégie « gaz en réseau local » : production d'électricité en profil mensuel (TWh)



La stratégie énergétique « gaz en réseau local » propose une production issue à 100 % des centrales du territoire suisse avec toutefois une part d'importation de gaz pendant la période hivernale.

## Optimisation économique : oui, mais comment ?

La stratégie « en réseau européen » repose sur l'idée de produire les énergies renouvelables là où elles sont les plus abondantes et les plus avantageuses. Énergie solaire dans le sud et éolienne dans tous les pays d'Europe, dans des sites à coûts de production réduits. Cette stratégie géographiquement diversifiée sera-t-elle vraiment bon marché ? On ne peut pas l'affirmer avec certitude aujourd'hui, car l'adaptation des réseaux pour acheminer toutes ces énergies renouvelables vers les grands centres urbains d'Europe va engendrer des surcoûts importants. Le marché international de l'électricité s'agrandit chaque année et l'Union européenne a débloqué des sommes considérables pour renforcer les réseaux. Mais sera-t-il vraiment possible de mettre en œuvre la phase supplémentaire appelée « Supergrid », avec des lignes de courant continu haute tension (CCHT) ? On en restera sans doute aux liaisons régionales, bien adaptées aux centrales électriques spécifiques. Cela empêcherait aussi de nouveaux fournisseurs de courant nucléaire produit en France ou dans des pays d'Europe de l'Est d'abuser de ces nouveaux réseaux pour leur propre intérêt et de les engorger avec leurs énergies non renouvelables.

Il est difficile d'établir une optimisation des coûts parce que les prix baissent chaque jour, en particulier ceux du photovoltaïque et de l'éolien offshore.

Le coût d'une stratégie « en réseau européen » peut paraître à première vue moins élevé, car le tarif de rachat de l'éolien européen terrestre oscille entre 3–9 centimes €/kWh, tandis que le photovoltaïque se situe pour 2012 entre 18–24 centimes €/kWh (données concernant l'Allemagne). Pourtant, ces coûts du photovoltaïque baissent si rapidement que toute déclaration sur le mix le plus économique reste aléatoire. D'autant plus que l'éolien peine à trouver de nouveaux lieux d'implantation onshore et qu'il lui faut de plus en plus se tourner vers le offshore, là où les coûts de revient de départ sont plus élevés. Le prix du kilowattheure éolien tourne actuellement autour de 18 centimes d'euros, un tarif qui sera bientôt rattrapé par le photovoltaïque.

En résumé : si l'on intègre à l'analyse le coût de la redondance des réseaux, l'exploitation des ressources locales – même si le solaire et l'éolien sont de deuxième ou troisième choix –, ne reviendra pas forcément plus cher que de se fournir dans des parcs éoliens optimisés mais lointains. Les décideurs devront prendre en compte le profil saisonnier et la valeur sur le marché d'une autoproduction locale.

Quoi qu'il en soit, l'essor des énergies éolienne et solaire influencera fortement le parc des autres centrales électriques. Leur production souvent excédentaire fait baisser les prix, ce qui pénalise surtout les producteurs d'énergie continue et influence le commerce de l'électricité. Dès maintenant, les services industriels de certaines villes suisses sont en pourparlers pour l'achat de parcs éoliens ou de parts dans des installations offshore d'Europe. On peut déjà s'attendre à une production excédentaire en hiver, ce qui complètera alors les rendements solaires des petits investisseurs.

**Capacités de transfert nécessaires d'un super réseau (Supergrid) du point de vue de la Commission de l'UE**



Graphique 120 : L'Union européenne a l'intention de renforcer les réseaux en Europe. Dans ce cadre, la Suisse risque de faire l'objet d'un grand contournement. Source : Tom Howes, Commission de l'UE

**Liaison NorNed : 700 MW de courant continu sur une distance de 580 kilomètres**



Graphique 121, Source : Tennet AG

Les frais de construction et d'installation du câble de courant continu entre les Pays-Bas et la Norvège ont été remboursés en quelques années.

**Renforcement des réseaux Nord-Sud**

Par rapport à sa consommation d'électricité, la Suisse est déjà très bien intégrée aux réseaux des pays voisins. La fermeture des centrales nucléaires et à charbon libérera plus d'espace pour l'acheminement du courant éolien et solaire. Pour la mise en réseau des grands parcs éoliens nordiques, une extension du réseau à toute l'Europe est inéluctable, mais les coûts n'en sont pas prohibitifs.

Le câble sous-marin de courant continu, long de 580 km entre Eemshaven aux Pays-Bas et Feda en Norvège, a certes coûté 600 millions d'euros, mais les Hollandais ont maintenant accès aux grands réservoirs d'électricité de Norvège. Ce câblage a calmé les prix de l'électricité et a rapporté immédiatement à Tennet, l'opérateur de ce réseau de transmission, une bonne marge sur coûts variables, c'est-à-dire des bénéfices élevés. A peine 8 mois après sa mise en service, Tennet informe que ce câblage a déjà rapporté 8 % des frais de construction ! Après amortissement des investissements et grâce à une régulation de l'Etat sur les tarifs d'injection dans le réseau, ce sont les consommateurs qui profiteront de ces bénéfices.

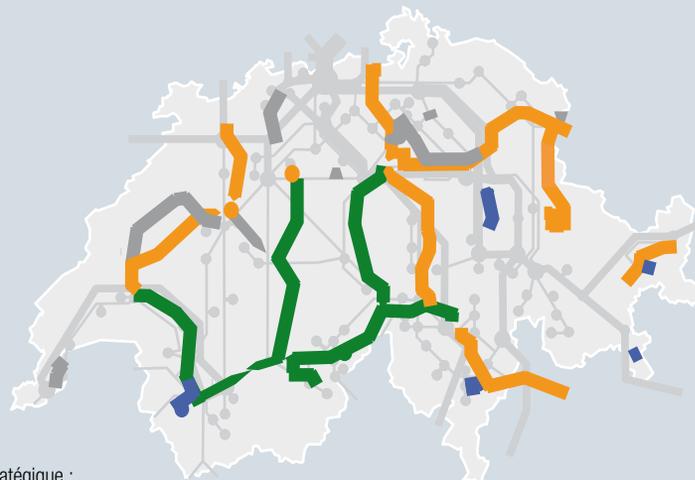
Connections du réseau suisse avec l'étranger NTC Net transfer capacity (2011)	Importations MW	Exportations MW
Autriche	296	1200
Allemagne	1104	4000
France	3000	1100
Italie	1660	1405
Total	6060	7705

Les principaux goulets d'étranglement ne sont pas localisés aux frontières mais à l'intérieur des pays voisins, l'Allemagne, la France et l'Italie. Un réseau principal avec des lignes de courant continu pourrait répondre à ces situations d'engorgement. De nouvelles relations commerciales naissent à présent pour valoriser les surcapacités saisonnières. Quant au réseau lui-même, il ouvre de nouvelles possibilités de stockage, encore une contribution à la sécurité énergétique. Le fait de relier un grand contingent de nouvelles centrales électriques dans un seul réseau ouvert a aussi un effet stabilisant sur les prix.

De toute façon, il aurait aussi fallu renforcer les réseaux pour la construction de centrales électriques conventionnelles, suite à la hausse de la consommation. L'Union européenne serait favorable à la construction du système « Supergrid » reliant le nord de l'Allemagne au nord de l'Italie et l'Espagne à l'Europe de l'Est, en passant par la Suisse. Mais la construction de ces lignes gigantesques n'est pas encore acquise. Les grands groupes électriques suisses devraient pourtant y trouver leur intérêt, une bonne mise en réseau leur permettant d'amortir les milliards investis dans la construction des nouvelles stations de pompage-turbinage.

A l'intérieur de la Suisse, ces nouvelles stations construites dans les Alpes méritent une meilleure liaison avec les grands centres urbains. Des plans d'action en ce sens sont en cours d'élaboration. Il ne serait pourtant pas correct de rendre les nouvelles centrales responsables de tous les coûts de l'extension du réseau. Si elles augmentent la sécurité de l'approvisionnement, ce sont toutes les énergies renouvelables, pas seulement celles en provenance des stations de pompage, qui doivent être exemptées de tarifs d'injection dans le réseau.

**6 milliards de CHF pour un avenir énergétique sûr et durable**



Réseau stratégique :  
 ■ Raccordements de centrales env. 30 kilomètres ■ Transport de la production env. 370 kilomètres  
 ■ Approvisionnement régional env. 150 kilomètres ■ Réseau interconnecté européen env. 450 kilomètres  
 Renouvellement et développement stratégique Total : 1 000 kilomètres  
 Graphique 122, Source : Swissgrid, conférence de presse annuelle 2011

6 milliards de francs doivent être investis dans la mise en œuvre du réseau stratégique. Une sortie du nucléaire serait ainsi possible d'ici 2020 selon Swissgrid.

## Raccordement de l'énergie éolienne de la mer du Nord en quatre clusters

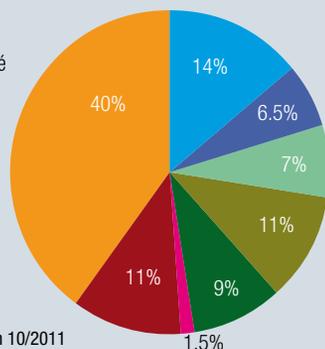


Graphique 123, Source : IWES : Windenergie Report Deutschland (Rapport 2010 sur l'énergie éolienne en Allemagne)

Le gestionnaire de réseau de transport TenneT prévoit de rassembler les parcs éoliens offshore en quatre gros clusters (BorWin, Sylwin, DolWin et HelWin) et de les raccorder au continent grâce à des câbles de courant continu.

## Les énergies renouvelables en Allemagne sont entre les mains des citoyens Répartition des propriétaires de la puissance installée dans toute l'Allemagne pour la production d'électricité issue d'installations d'énergies renouvelables en 2010 (53 000 MW)

- Responsable de projet
- Quatre importantes entreprises d'électricité
- Autres entreprises d'électricité
- Fonds/banques
- Industrie
- Divers
- Agriculteurs
- Particuliers



Graphique 124, Source : Trend research, Situation 10/2011

La grande majorité des centrales d'énergies renouvelables sont entre les mains d'investisseurs privés. Les anciens grands groupes électriques n'ont plus qu'un rôle secondaire.

## Câbles si possible enterrés !

Une nouvelle réflexion est nécessaire, aussi dans l'extension des réseaux électriques. Les goulets d'étranglement ne sont étudiés que très ponctuellement. Un grand réseau de transit cohérent avec du courant continu pourrait réduire considérablement les pertes d'électricité, les coûts et l'électrosmog, qui posent problème avec le courant alternatif.

Des exemples d'Allemagne et de Suisse montrent qu'il est relativement simple d'enterrer des câbles de courant continu sur de longues distances (50–70 km). Des câbles souterrains peuvent aussi réduire de façon effective les pollutions électromagnétiques dans des régions très peuplées.

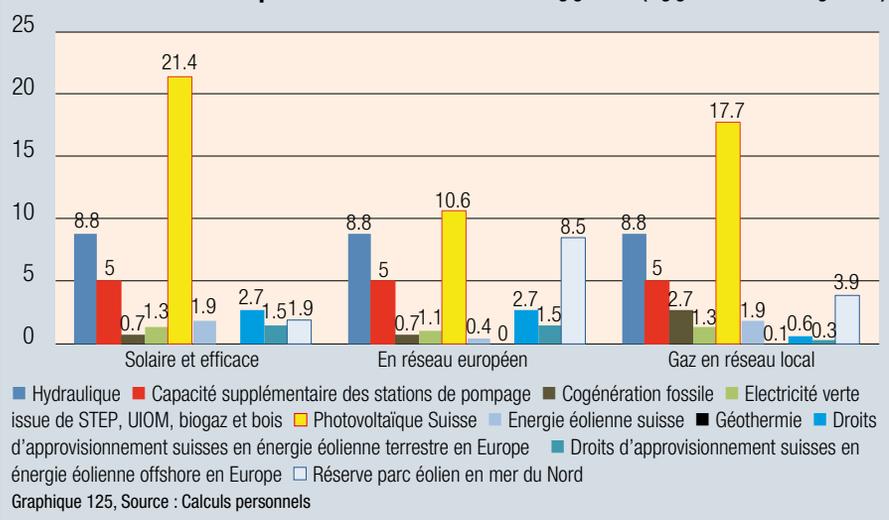
En Allemagne, les travaux d'extension du réseau ont commencé afin d'intégrer l'énergie éolienne. Quatre grands clusters de production éolienne sont prévus en mer du Nord et l'électricité produite sera transportée à l'intérieur des terres par des câbles sous-marins à courant continu haute tension (CCHT). Dans un pays enclavé comme la Suisse, la production décentralisée des énergies renouvelables doit aussi être raccordée au réseau. Les propriétaires de ce réseau s'y opposent souvent, surtout lorsqu'ils sont eux-mêmes exploitants de centrales atomiques et à charbon, par peur de perdre des parts de marché et de voir baisser le taux d'utilisation de leurs centrales de base.

Des accords passés entre la France et la Suisse donnent priorité au courant nucléaire dans le réseau et empêchent un acheminement direct des énergies renouvelables produites en France vers la Suisse. Il faut supprimer ces barrières transfrontalières. La Commission européenne a imposé l'ouverture des réseaux haute tension sur les territoires de tous les pays membres, mais confirme encore qu'il existe d'importants blocages sur le marché, à cause des engorgements et de la dominance de quelques grands groupes.

L'ouverture et l'extension des réseaux améliorent en particulier la position des petits producteurs sur le marché et aussi celle des services industriels des villes et des communes. Auparavant, ces derniers étaient des clients captifs, sous la tutelle hiérarchique de l'exploitant du réseau. A l'avenir, ces services industriels auront beaucoup plus de marge et pourront investir à l'étranger. Ils sont d'ailleurs nombreux à avoir déjà commencé.

Dans un monde renouvelable, les structures de propriétés différeront beaucoup des structures actuelles. En Allemagne, la majeure partie des centrales électriques appartiennent à des citoyens privés (40%), des paysans (11%), des banques, des développeurs et des industriels (voir graphique du bas). Avec une participation de 4%, les grands consortiums électriques sont dans une position minoritaire. Ils avaient boycotté les énergies éolienne et solaire pendant très longtemps.<sup>3</sup>

### Puissance nominale du parc de centrales en 2030 en gigawatts (1 gigawatt = 1000 mégawatts)



Ce graphique montre le parc éolien des trois stratégies en gigawatts (mille mégawatts) de la capacité installée (à l'horizon 2030).

### Exigences réglementaires et risques

Exigences techniques et réglementaires	Solaire et efficace	En réseau européen	Gaz en réseau local
Priorité d'utilisation accordée aux énergies renouvelables en toiture, façades et pour une surface au sol appropriée à définir par une loi par canton ou par commune	x	x	x
Renforcement des réseaux Nord-Sud en Europe	x	xx	
Rétribution à prix coûtant pour les énergies renouvelables	xx	x	
Rétribution à prix coûtant ou bonus producteur pour la cogénération			x
Normes des meilleurs appareils	x	(x)	x
Interdiction de construire de nouvelles centrales nucléaires, renforcement de la responsabilité civile, restrictions pour les centrales à gaz	x	x	x
Dangers et risques	Solaire et efficace	En réseau européen	Gaz en réseau local
Prix du gaz / goulets d'étranglement des fournisseurs			!
Collaboration avec les pays voisins (énergie éolienne contre l'électricité de pointe)		!	
Collaboration avec les pays voisins (accès au gaz naturel et aux réserves de gaz naturel)			!
Coûts pour le développement de réseaux (plutôt faibles pour la Suisse et élevés dans les pays voisins)		(!)	
Coûts pour le développement des centrales solaires (dégressifs avec le temps)	!		
Coûts supplémentaires pour la cogénération			!
Approprations des sites	!	! (surtout en mer du Nord)	
Coûts supplémentaires liés à la poursuite de la compensation carbone			!

Graphique 126

### Minimiser les risques

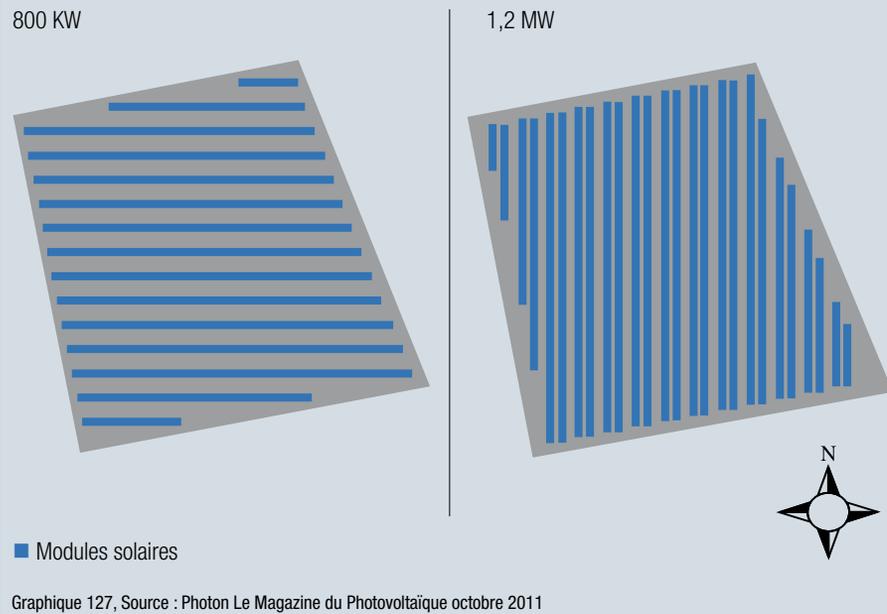
Une stratégie « énergies renouvelables » minimise les risques environnementaux et ceux qui sont liés à l'approvisionnement. Les capacités sont en augmentation constante. Selon la stratégie adoptée, la puissance nominale de l'électricité solaire augmente de 10 à 20 gigawatts, celle du courant éolien de 0,4 à 1,9 gigawatt. Les nouvelles centrales de biomasse, ordures ménagères, boues d'épuration et biogaz produisent de 1,1 à 1,3 gigawatt. Une capacité supplémentaire de 12 gigawatts maximum provient des participations dans les parcs éoliens d'Europe, et un rendement maximal de 2,7 gigawatts est à attendre des centrales de cogénération, au cas où la variante « gaz en réseau local » serait retenue. Les centrales que la Suisse possède à l'étranger sont le socle du commerce de l'électricité. Elles représentent une marge de sécurité pour l'hiver, lorsque le soleil et le vent sont moins productifs. L'approvisionnement en énergie est même garanti si la consommation augmente ou si l'année est pauvre en précipitations.

Et pourtant, dans le milieu politique suisse, les oppositions aux énergies renouvelables sont encore bien vivaces. Les vendeurs d'énergie conventionnelle ont toujours de l'argent disponible pour influencer massivement les votations populaires. Ces consortiums du nucléaire, du pétrole et du gaz, ainsi que la fédération d'entreprises Economiesuisse, aiment jouer les trouble-fête. Ils mènent depuis des décennies une politique totalement destructive pour le climat et les énergies renouvelables. La population est exposée au risque nucléaire qui augmente avec l'âge des réacteurs et l'incessante hausse des prix du gaz n'assurera plus pour longtemps un approvisionnement bon marché, mais on dirait qu'en Suisse, la prise de conscience n'est pas bien développée.

Heureusement, des nouvelles majorités du Parlement suisse sont en train d'ouvrir des portes. Il y a de l'espoir. La Suisse a des structures fédéralistes et dans les collectivités territoriales, des initiatives citoyennes possèdent leurs propres entreprises de centrales et réseaux électriques. Les pouvoirs publics subissent une forte pression de la population, qui souhaite disposer d'énergies propres, renouvelables et décentralisées, ainsi qu'une meilleure rétribution des producteurs. Si les nouvelles majorités politiques veulent gagner sur ce terrain, il vaut mieux qu'elles mettent en place toute une série de petites mesures plutôt qu'un paquet global risquant d'être attaqué à grand renfort d'argent par le lobby nucléaire au moment du vote. L'acceptabilité des nouvelles énergies augmente proportionnellement à la baisse des prix de revient du courant solaire et éolien. L'époque des cauchemars nucléaires sera peut-être terminée plus tôt que certains ne l'imaginent.

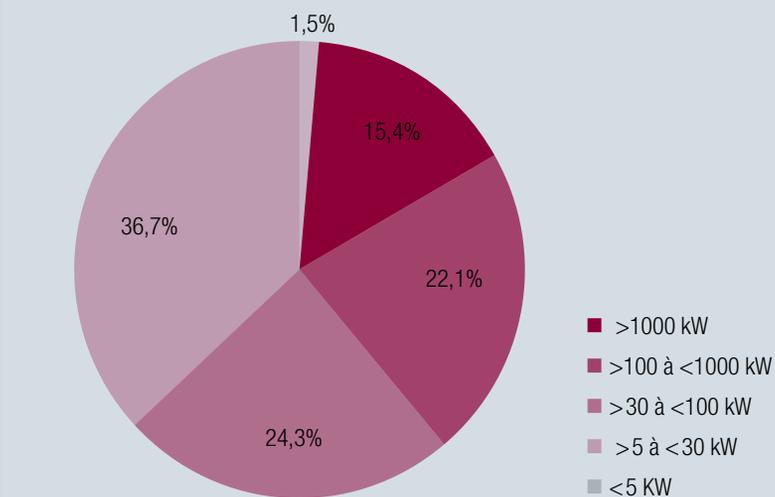
Mais les énergies renouvelables ne s'imposeront pas seulement à coups d'innovations technologiques qui rendent les prix plus abordables. Les enjeux sont beaucoup plus importants. C'est tout le cadre réglementaire qu'il faut revoir : suppression du plafonnement de la rétribution à prix coûtant (RPC) et responsabilisation accrue pour les gestionnaires et utilisateurs d'énergies fossiles et fissiles. La taxe carbone se doit d'augmenter. On renoncera peu à peu aux exonérations dont bénéficient encore les centrales à gaz, le trafic aérien et maritime et diverses grandes entreprises. Quant aux centrales nucléaires, une nouvelle réglementation doit fixer l'assurance de responsabilité civile à 200 milliards d'euros minimum, ainsi que des taxes de compensation pour les coûts restants. Il est tout à fait possible de débloquer de telles sommes en réseau international, seule la volonté politique manque jusqu'à présent.

## Meilleure exploitation des sols avec orientation est-ouest



L'utilisation de panneaux solaires moins coûteux permet de gagner de la place pour une implantation avec une orientation est-ouest.

## Nouvelle capacité installée selon la taille des installations solaires (PV) en Allemagne 7 800 000 kilowatts – 380 000 installations, d'octobre 2009 à septembre 2010



Graphique 128, Source : données : Agence fédérale des réseaux

62,5 % de la nouvelle capacité solaire en Allemagne ont été installés dans de petites et moyennes installations d'une capacité inférieure à 100 kW (2010).

## Esthétique, protection de l'environnement et démocratie

L'aménagement du territoire requiert aussi une évolution des procédures. La Confédération suisse doit exiger de chaque canton la mise à disposition de zones suffisantes pour l'exploitation des énergies renouvelables. A l'intérieur d'un cadre précis, les cantons doivent pouvoir décider librement des techniques renouvelables les mieux adaptées, tout en épargnant les cours d'eau car l'énergie hydraulique est déjà assez présente.

La protection de l'environnement est un facteur aussi important pour les énergies renouvelables que pour les non renouvelables. La Suisse doit renoncer à la fois aux carburants agricoles et à la construction de nouvelles centrales hydrauliques. L'intégration esthétique du photovoltaïque doit être bien évaluée. Des cellules solaires plus efficaces et avantageuses peuvent permettre des gains de place. Avec une installation photovoltaïque orientée est-ouest, on peut par exemple augmenter le rendement de 50 % par rapport à une orientation plein sud de même surface, sans hausse significative des coûts de production.

La variation des tarifs de rachat permet de piloter l'extension des nouvelles centrales en tenant compte des spécificités environnementales. Le succès exceptionnel de cet instrument en Allemagne est une preuve éloquente du chemin à suivre. La capacité installée provient presque toujours de petites exploitations gérées par des citoyens et donc bien acceptées par la population. Ce modèle allemand est copié dans le monde entier, même par des géants comme la Chine et l'Inde.

Les très nombreux projets déposés sur les listes suisses témoignent aussi de l'efficacité de ce modèle de rétribution pour décentraliser la production électrique. La rétribution du courant injecté dans le réseau (RPC) permet à tout un chacun de monter son installation et fait de ces projets une valeur sûre, « bancable ». Dans le secteur de l'électricité, la structure de propriété est en pleine mutation, le marché se diversifie et la production d'électricité devient démocratique, moins monopolistique. La rétribution du courant est la recette la plus sûre pour créer un système énergétique stable et économique, qui se libère de risques inacceptables.

En Suisse, il y a pléthore d'entreprises industrielles travaillant dans les secteurs du solaire, de l'éolien, de l'hydraulique et du biogaz. Leur production est de classe mondiale, mais ils doivent l'exporter à cause du manque de conditions-cadre sur le territoire. Ces sociétés s'appellent Meyer-Burger, ABB, Oerlikon Solar ou Sputnik (SolarMax) et leurs chiffres d'affaires vont de quelques dizaines de millions à plusieurs milliards de francs suisses.

La Suisse dispose donc d'un socle industriel solide pour une restructuration écologique. Une restructuration qui crée de nouveaux emplois et rapatrie en Suisse une part de la valeur ajoutée qui s'écoule encore à l'étranger pour du pétrole et du gaz. Le courant propre joue un rôle central dans le remplacement du gaz naturel, du pétrole et du charbon : les pompes à chaleur, les véhicules électriques et les moteurs à combustion fonctionnant au méthane de synthèse peuvent très bien remplacer les chauffages et les moteurs à énergies fossiles. Les techniques de base d'un approvisionnement complet en énergies renouvelables ont été inventées et sont maintenant fonctionnelles. Les lacunes ne concernent pas la recherche, mais la mise en œuvre. Fukushima pourrait ouvrir certaines portes.

# 5<sup>e</sup> partie

## Les conditions-cadre de la transition

Exemple Allemagne : électricité « 50 % renouvelable » à l'échéance 2020	149
Comment l'Allemagne peut atteindre les 100 % en 2030	151
Pourquoi les tarifs de rachat sont primordiaux	153
Les avantages concrets d'une rétribution à prix coûtant	155
Les tarifs de rachat mènent la danse	157
Le plafonnement des RPC bloque des dizaines de milliers de projets	159
L'électricité solaire est toujours une électricité de pointe	161
Les tarifs de rachat ne font pas exploser les prix	163
Comment on doit réformer les tarifs de rachat	165
Le prix de la transition : de 0 à 10 CHF par ménage et par mois	167
Les surcoûts d'aujourd'hui sont les économies de demain	169
Les renouvelables font baisser les prix négociés à la bourse d'électricité	171
L'exemple du 16 juillet 2011	173

**La 5<sup>e</sup> partie** explique le succès des énergies renouvelables en Allemagne (pages 148–153). Il s'ensuit une évaluation des réductions des tarifs de rachat attendues pour les années à venir et des coûts de revient des énergies de remplacement, aujourd'hui et demain (pages 152–157).

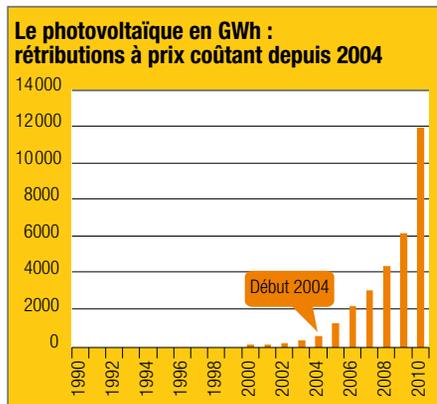
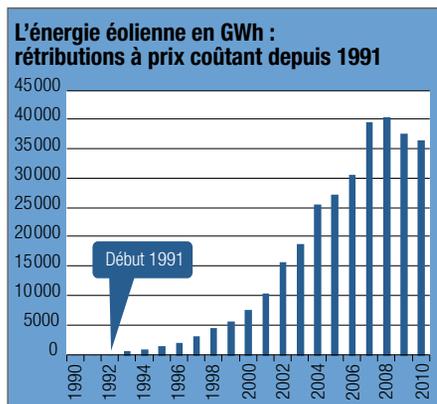
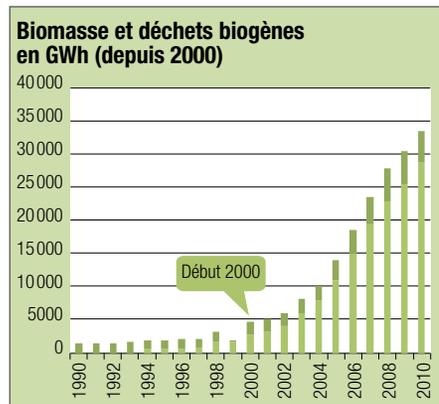
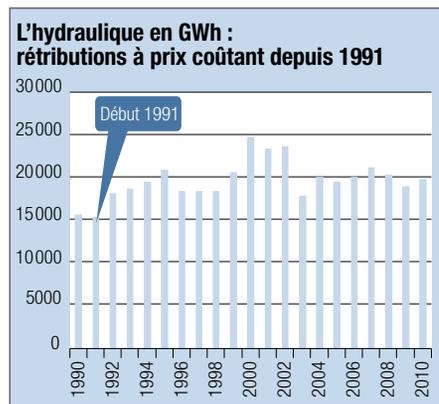
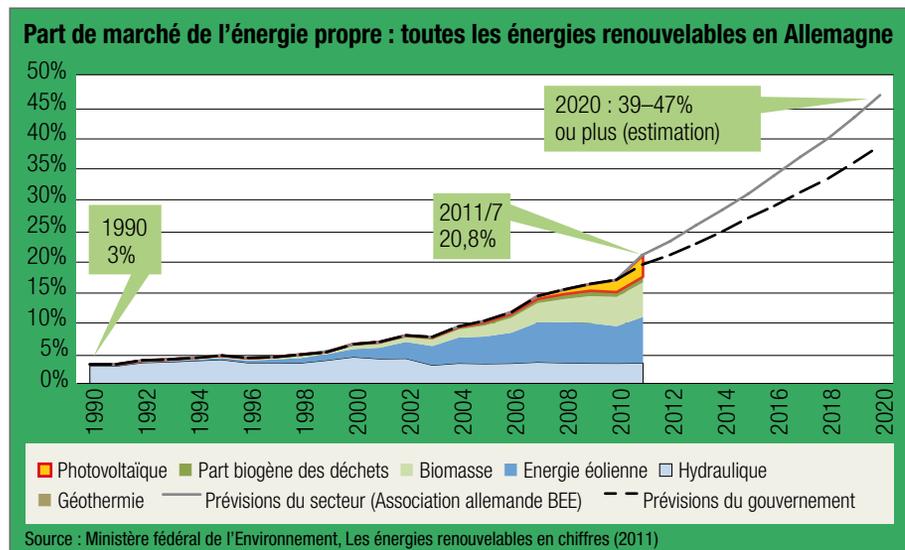
L'accent est mis sur le traitement particulièrement discriminatoire de l'électricité solaire dans la législation actuelle (pages 158–165).

Les énergies éolienne et solaire n'occasionneront guère de surcoût après le délai de 2030 (pages 166–167), surtout par rapport à la construction de nouvelles centrales nucléaires ou aux risques liés au prix du gaz si de nouvelles centrales à gaz voient le jour. Plus besoin de taire les avantages pour les consommateurs d'une transition vers les énergies renouvelables :

- une réduction des factures d'électricité, de gaz et de mazout, une fois les nouvelles centrales amorties (pages 168–169)
- prix inférieurs à la bourse d'électricité lorsque le soleil brille et que le vent souffle (pages 170–173)
- peu de risques quant aux livraisons et aux prix, grâce à une électricité nous appartenant et stable dans ses coûts, grâce aux nouveaux emplois, à un environnement moins pollué, à la fin de l'exposition aux risques et grâce à une branche florissante.

## Les conditions-cadre de la transition

## Impact des rétributions à prix coûtant en Allemagne



Source : Le ministère fédéral de l'Environnement, de la Protection de la Nature et de la Sécurité nucléaire : les énergies renouvelables en chiffres (2011)

Graphique 129 : L'énergie issue des énergies renouvelables s'est développée très rapidement en Allemagne grâce à la rétribution à prix coûtant. « Début » marque le début de la rétribution à prix coûtant sans plafond.

## Exemple Allemagne : électricité « 50 % renouvelable » à 2020

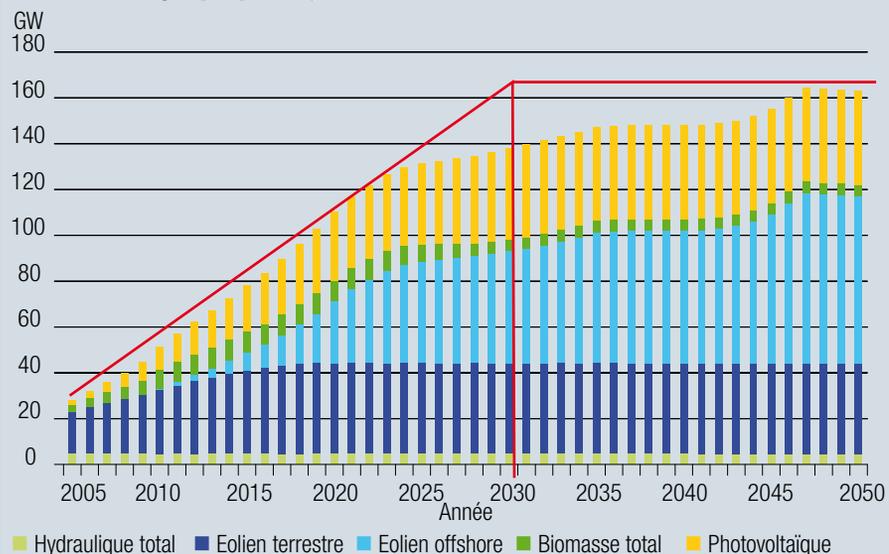
Il est un pays qui a réussi à briser les blocages politiques et techniques des énergies renouvelables, c'est l'Allemagne. La sortie du nucléaire a été négociée, elle est maintenant engagée concrètement. Comparé à d'autres pays, l'ensoleillement n'y est pas excellent et les vents sont modérés. Mais plus que les ressources, c'est la volonté politique qui compte. La domination des consortiums du nucléaire et du charbon a été refoulée petit à petit, après des années de débats et controverses. Les monopoles territoriaux des fournisseurs d'électricité ont éclaté grâce aux réformes du marché de l'Union européenne. Tous les consommateurs peuvent choisir librement leurs fournisseurs et en changer à leur guise, comme dans tous les autres pays d'Europe (mais pas encore en Suisse). Deux lois ont joué un rôle décisif dans l'impulsion des énergies renouvelables : la loi sur l'énergie de 1990, qui imposait aux entreprises de distribution d'électricité de reprendre, à un prix minimal garanti, l'électricité produite à partir des énergies renouvelables, et la loi allemande sur les énergies renouvelables (EEG) entrée en vigueur en 2000. Ces deux lois ont créé des conditions intéressantes pour les investisseurs souhaitant investir dans de petites ou de grandes centrales d'énergies renouvelables. La garantie juridique des tarifs de rachat a joué un rôle majeur :

- les tarifs de rachat permettent un fonctionnement qui couvre les prix durant toute la durée de vie d'une centrale,
- ils prennent en compte les différences de qualité des ressources selon leur localisation,
- ils prennent en compte des coûts de revient qui diffèrent selon les techniques employées et les classes de puissance électrique,
- ils garantissent le droit à l'accès au réseau et l'obligation pour les exploitants du réseau d'accepter l'électricité et de la rémunérer,
- ils ont mis fin aux tracasseries bureaucratiques des exploitants du réseau.

Il y eut ensuite un développement cyclique. L'hydraulique était déjà bien utilisée en 1990 et n'a augmenté que de 10%. La géothermie est restée à un niveau modeste (7,5 MW en 2010). L'énergie éolienne s'est envolée à un rythme sensationnel, passant de 55 MW en 1991 à 27 200 MW en 2010. Le rendement des centrales de biomasse est passé de 85 MW à 4910 MW, celui du traitement des déchets biogènes de 499 MW à 1480 MW. Les tarifs de rachat du courant photovoltaïque ont seulement été introduits en 2004. Depuis, l'apport en électricité solaire atteint environ 24 800 MW (fin 2011).

Des mesures d'accompagnement seraient nécessaires : règlements prioritaires dans la loi sur les constructions, crédits avantageux de la Banque de crédit pour la reconstruction (KfW), planification régionale décentralisée (et non des interdictions comme dans la France centralisée), participation des communes aux recettes fiscales des centrales, accélération de l'extension du réseau, règles spécifiques pour les entreprises énergivores et initiatives de recherche dans d'innombrables universités. Les résultats sont mesurables et quantifiables : en 1990, 3,1% de la consommation électrique provenait des énergies renouvelables, il s'agissait surtout d'hydroélectricité. En été 2011, la part des énergies renouvelables avait grimpé à 20,8%. Et le Plan d'action national pour les énergies renouvelables (NREAP) prévoit 38,5% en 2020 ! L'Association fédérale des énergies renouvelables (BEE) compte même sur 47%<sup>2</sup> et devrait se rapprocher des chiffres réels. On sait en effet d'expérience qu'avec des conditions-cadre appropriées, les résultats dépassent toujours les pronostics. Dans ce pays, les émissions de CO<sub>2</sub> (2 en exposant) ont diminué de 25% depuis 1990. L'Allemagne est une preuve vivante que des réductions de CO<sub>2</sub> et des mesures environnementales n'amènent ni la croissance zéro, ni la crise économique.

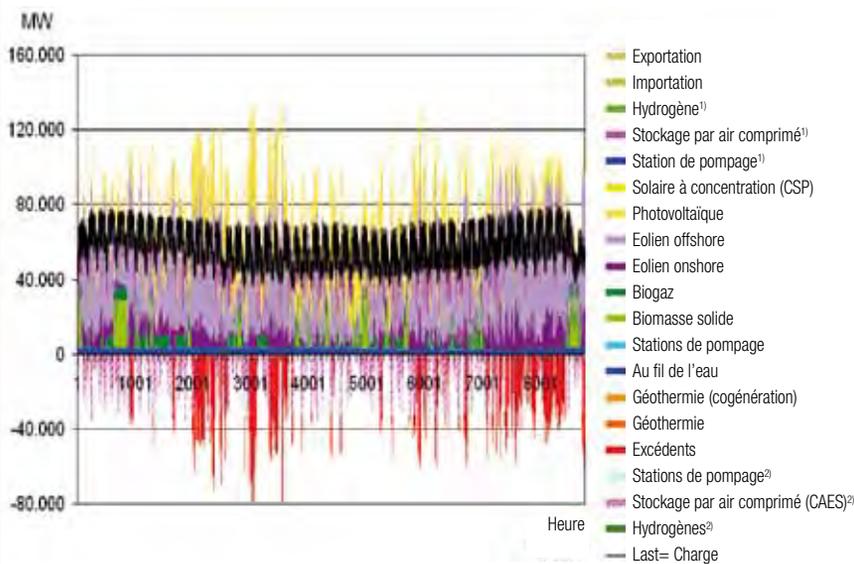
## 100% d'énergie propre déjà vers 2030



Graphique 130, Source : Conseil consultatif pour l'Environnement du gouvernement fédéral allemand (SRU) (2011)

Selon le Conseil consultatif pour l'Environnement du gouvernement fédéral allemand (SRU), l'énergie éolienne est celle qui offre le plus de potentiels en termes d'énergie propre. La baisse des coûts de revient permettra également d'augmenter les chances du photovoltaïque.

## Une énergie propre toute l'année : le mix énergétique allemand à 100% renouvelable



Pour produire 100 % d'énergie renouvelable, l'énergie en ruban n'est plus d'actualité. On a désormais besoin de centrales à utilisation flexible et de capacités de stockage qui complètent l'énergie éolienne et solaire.

## Comment l'Allemagne peut atteindre les 100 % en 2030

Depuis la mise en place des tarifs de rachat, plus de 360 000 emplois ont été créés dans le secteur des énergies renouvelables (2010)<sup>3</sup>. « Cleantech » est devenu un facteur économique que plus aucun gouvernement ne peut ignorer. De grands investissements ont été faits dans des régions plus faibles structurellement, comme le nord et l'est de l'Allemagne, mais aussi dans des zones rurales de Bavière et du Bade-Wurtemberg. Les paysans en sortent gagnants, l'industrie mécanique aussi.

Si l'essor de cette branche se poursuit au rythme actuel, un approvisionnement complet en électricité renouvelable semble possible dès 2030. Le dernier rapport du Conseil consultatif sur l'environnement (SRU) esquisse une évolution en ce sens avec plusieurs variantes. Mais comment maintenir la tension du réseau électrique si l'énergie en continu des centrales nucléaires et à charbon disparaît progressivement ? Le SRU décrit le processus comme suit :<sup>4</sup>

« Les potentiels utilisables des énergies renouvelables en Allemagne et en Europe permettent, avec un aménagement adéquat des capacités de stockage et du réseau, de répondre à la demande maximale d'électricité, à toute heure de l'année. Malgré la variabilité de la production des énergies renouvelables, on peut donc garantir la sécurité de l'approvisionnement à tout moment. Les technologies actuelles suffisent comme garanties, surtout celles de l'éolien et du solaire. (...) »

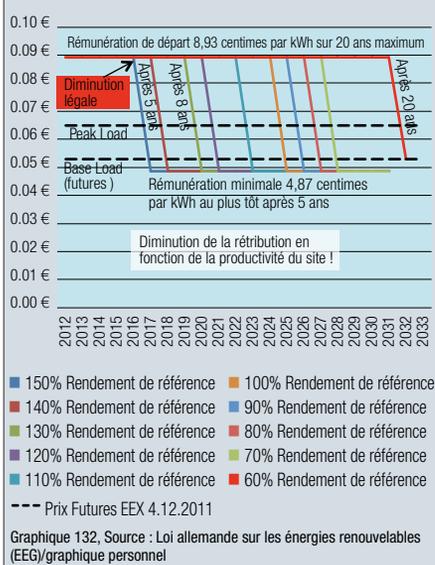
Prolonger la durée de fonctionnement des centrales nucléaires ou construire de nouvelles centrales au charbon avec captage et stockage du CO<sub>2</sub> ne sont pas des solutions à retenir. Un nombre réduit de nouvelles centrales à gaz, ajoutées aux centrales conventionnelles actuelles, suffira largement à colmater une brèche éventuelle avant l'approvisionnement complet en renouvelables. (...) »

Les mises à l'arrêt et les remises en route rapides seront fréquentes, ce qui augmentera considérablement la charge résiduelle. On n'aura donc plus besoin d'une charge de base régulière en permanence. (...) »

Parallèlement à l'essor des énergies renouvelables, il faut accélérer l'extension et surtout le renforcement du réseau et bien le dimensionner pour que soit garantie la sécurité énergétique. Les incitations à l'investissement et la planification des réseaux doivent aussi beaucoup évoluer. »<sup>5</sup>

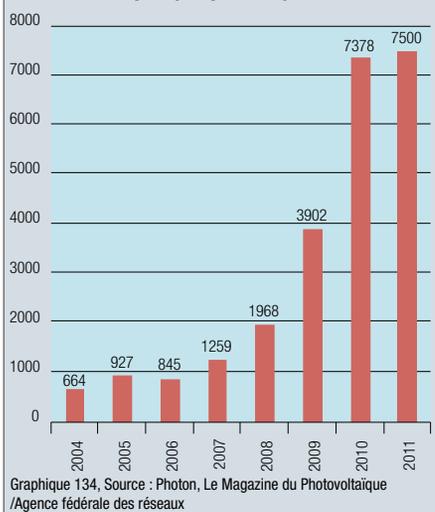
Depuis Fukushima et la conversion du gouvernement d'Angela Merkel à une sortie du nucléaire, les consortiums du nucléaire et du charbon commencent à investir dans les énergies renouvelables, en particulier dans les immenses parcs éoliens offshore. Pour les périodes pauvres en soleil et en vent, on se tourne vers des solutions intermédiaires et on affine leurs techniques : nouvelles centrales de pompage-turbinage, de biomasse et de gaz (parfois avec du méthane de synthèse), réservoirs à air comprimé et nouvelles batteries pour le stockage. L'Allemagne travaille actuellement à l'interconnexion des réseaux, de la Norvège jusqu'aux Alpes. Les nouveaux systèmes de stockage parviendront-ils à détrôner ceux des centrales conventionnelles au gaz ? La réponse est entre les mains des politiques. Un problème peut résulter du commerce européen sur les émissions carbone, qui n'augmente la taxe sur le CO<sub>2</sub> qu'insuffisamment et de façon fortuite. Quant aux mesures de décarbonisation de l'énergie, elles souffrent d'une érosion des prix. C'est la raison pour laquelle on continue de construire des centrales à gaz plutôt que de nouveaux réservoirs de stockage. Tant que la taxe carbone n'est pas clairement calculée pour toute l'Europe, la question de la rentabilité d'une nouvelle génération de réservoirs reste en suspens.

### Rétribution à prix coûtant en Allemagne pour l'énergie éolienne terrestre en centimes d'euros/kWh (Mise en service 2012)



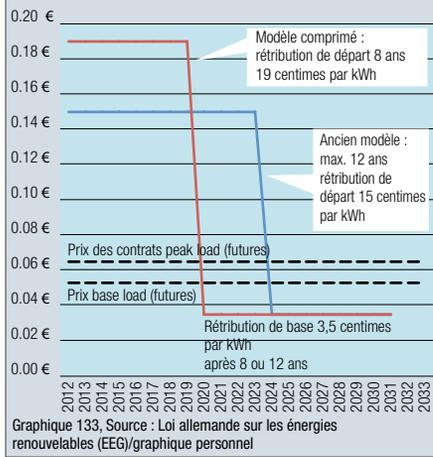
Pour les sites fortement ventés, les rétributions à prix coûtant seront diminuées avant terme en Allemagne. La rémunération légale minimale sera au plus tôt après cinq ans inférieure au prix du marché et prendra fin au plus tard au bout de vingt ans.

### Nombre d'installations d'énergie solaire par an en Allemagne (mégawatts)



La rémunération dégressive a freiné les constructions en 2011.

### Rétribution à prix coûtant en Allemagne pour l'éolien offshore selon la loi sur les énergies renouvelables 2012 : variante 8 et variante 12 ans possibles



Pour l'énergie éolienne offshore, les rétributions du courant diminuent après 8 ou 12 ans et passent en dessous du prix du marché. La durée de la rétribution augmente en fonction de la profondeur de l'eau (1,7 mois par m > 20 m de profondeur) et distance jusqu'à la côte (0,5 mois par mile marin > 20 miles marins).

### Rémunération dégressive pour les rétributions à prix coûtant de l'énergie solaire



Plus le nombre des constructions d'installations augmente, plus les taux de rétribution pour l'énergie solaire diminuent l'année suivante.

## Pourquoi les tarifs de rachat sont primordiaux

Les tarifs de rachats – ou rétribution à prix coûtant du courant injecté (RPC) sont des rémunérations minimum garanties par la loi. Ils sont beaucoup plus intéressants que d'autres instruments incitatifs comme les quotas, les aides à l'investissement ou les exonérations fiscales. Dans l'idéal – comme en Allemagne –, la RPC est « ouverte vers le haut », c'est-à-dire qu'elle n'est pas limitée à un contingent restreint d'installations renouvelables. Ce n'est pas en plafonnant les tarifs de rachat que se pilote le contingent des installations, mais en diminuant les subventions à la construction (voir graphique) : plus les installations renouvelables sont nombreuses, plus la détaxation augmente, jusqu'à atteindre la parité réseau (grid parity) entre les tarifs de rachat de l'électricité renouvelable et le courant conventionnel à la prise électrique.

La rémunération ne baissera que faiblement pour les techniques proches des prix du marché, comme l'éolien. Une bonne nouvelle et une référence fiable pour les fabricants.

Les quotas et les certificats pour l'électricité renouvelable ont un fonctionnement inverse : leur extension est limitée à la base car les quantités sont plafonnées. Plus il y a de constructions, plus la marge pour d'autres installations est restreinte. Une fois le quota atteint, le prix des certificats dégringole. Réaliser cet objectif signifie punir tous les participants, car qui peut dire qu'il y a « assez » ou « trop » de renouvelables dans le réseau électrique ? C'est une mécanique absurde si l'on songe aux conséquences néfastes des énergies non renouvelables. Et ne nous étonnons pas si ce modèle des quotas est propagé par la société Axpo et la fédération d'entrepreneurs Economiesuisse, ces mêmes acteurs qui font campagne pour le nucléaire, le gaz et le pétrole.

La situation varie d'ailleurs beaucoup selon les acteurs. Les modèles de quotas impliquent que l'extension des énergies renouvelables soit aux mains des vendeurs d'électricité actuels. Eux seuls définissent à l'avance les quantités d'électricité propre qu'ils acceptent. Eux seuls décident quand et où ils investissent. Ce sont eux aussi qui refusent aux petits producteurs un tarif de rachat rentable, même si l'électricité produite en direct sur le toit de leur maison est proche de l'utilisateur final, épargne une extension du réseau local et est très bien accueillie par la population.

Les petites centrales renouvelables ne séduisent guère les consortiums électriques et ne leur appartiennent d'ailleurs que rarement. Ces géants ne s'intéressent qu'aux grandes centrales hydrauliques, parfois aussi à quelques grandes installations solaires au sol, à d'immenses parcs éoliens ou à la géothermie. Ils rémunèrent rarement de leur plein gré l'électricité qui vient des toits d'un village ou d'une ville, de la biomasse d'un paysan ou de cogénération décentralisée. On ne peut pas dire à l'avance quelle centrale renouvelable, petite ou grande, est plus avantageuse à la production. Une grande installation peut produire moins cher, mais l'électricité du toit n'engendre guère de frais sur le réseau. Dans une analyse comparative des coûts, il est important d'intégrer tous les éléments, les inconvénients dus à l'exploitation des sols en font partie.

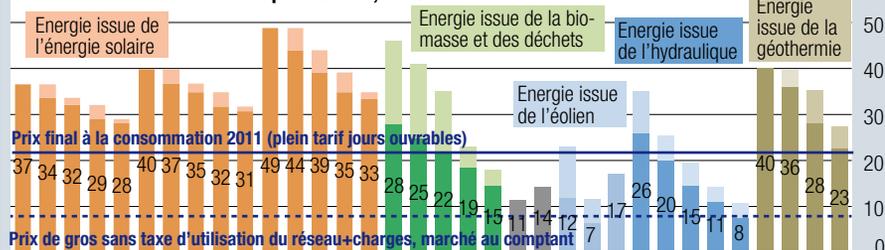
- Les toits existants et la biomasse décentralisée des fermes agricoles ne peuvent être mis en valeur qu'avec la RPC.
- Seul un système ouvert à toutes les petites installations peut pérenniser la réduction des coûts sans créer d'effet d'aubaine parasitaire.
- Seule la RPC permet d'adapter la rémunération à la productivité du site.

Pour les consommateurs, la réduction durable des coûts est un élément décisif. Seule la RPC amènera une baisse rapide des prix des nouvelles techniques.

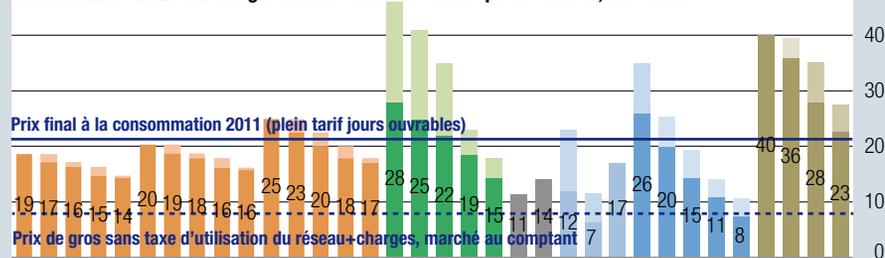
## Rétributions à prix coûtant en Suisse

Approches 2012 et estimation pour 2015 ou plus tard

### Situation 2012 : Rétributions à prix coûtant, en c/kWh



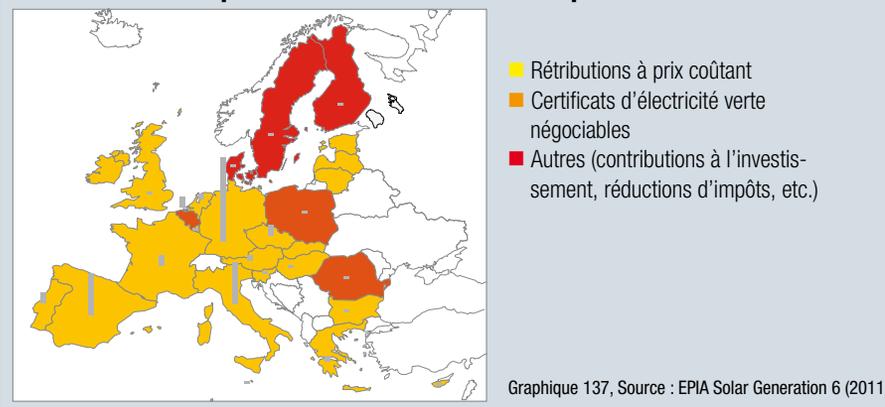
### Situation 2015/2020 : L'énergie solaire est moins chère que les autres, en c/kWh



Graphique 136, Source : OFEN (données 2012), estimation personnelle pour les rétributions 2015/2020

L'énergie solaire sera moins chère que l'énergie issue de la biomasse, des petites centrales hydrauliques ou de la géothermie.

## Les rétributions à prix coûtant dominant en Europe



Règlements concernant l'électricité solaire en Europe. Les rétributions à prix coûtant se sont imposées.

## Les avantages concrets d'une rétribution à prix coûtant

**Principe pollueur-payeur.** Les tarifs de rachat, cette rétribution à prix coûtant du courant injecté (RPC) ne sont pas payés par l'Etat mais à travers la facture d'électricité, avec un système de bonus-malus. Il faut souvent le rappeler : la RPC n'est pas une subvention. Les subventions proviennent de la caisse de l'Etat et n'appliquent pas le principe pollueur-payeur. Avec la RPC, la filière électrique finance elle-même ses coûts, elle réduit le prix des énergies propres et augmente celui des énergies polluantes. Tant qu'on n'aura pas trouvé d'autres moyens d'internaliser les coûts, le rôle de la RPC est fondamental.

**Concurrence.** Ces tarifs de rachat activent la concurrence. De nouveaux investisseurs peuvent entrer sur le marché et apporter dans le réseau un potentiel auquel l'establishment de la filière électrique n'aurait jamais pensé, par exemple un toit. Ils mettent sur un marché très compétitif des équipements qui résistent à tout type de corruption directe ou indirecte, ce qui n'est pas toujours le cas des grandes centrales électriques. La seule électricité rémunérée est celle qui passe dans le réseau. L'investisseur doit donc faire en sorte que son installation fonctionne. Pas de risque donc que l'argent de la RPC s'engouffre dans des projets pharaoniques de type éléphant blanc, inutiles localement.

**Entrée sur le marché simplifiée.** Le droit aux tarifs de rachat a attiré des millions d'investisseurs, qui injectent maintenant leur courant dans le réseau. La baisse des coûts de revient a été rapide et effective, les structures décentralisées ont renforcé la sécurité de l'approvisionnement.

**Indemnisation en fonction des sources d'énergie.** La RPC permet une indemnisation équitable de l'électricité. Les centrales de petite puissance sont mieux rémunérées que les grandes. Les innovations sont encouragées sur toute la chaîne énergétique, tous les potentiels raisonnables sont pris en compte. Cela ne serait pas possible avec le système des quotas, qui ne considère que les meilleurs emplacements et les techniques les moins onéreuses, laissant de côté toutes les autres unités de production, soi-disant peu productives. Les modèles de quotas peuvent même conduire à des fermetures de sites hautement productifs, en créant par exemple des conflits entre exploitants sur des crêtes fortement ventées. Le développement de l'éolien au large de la Grande-Bretagne en a été victime.

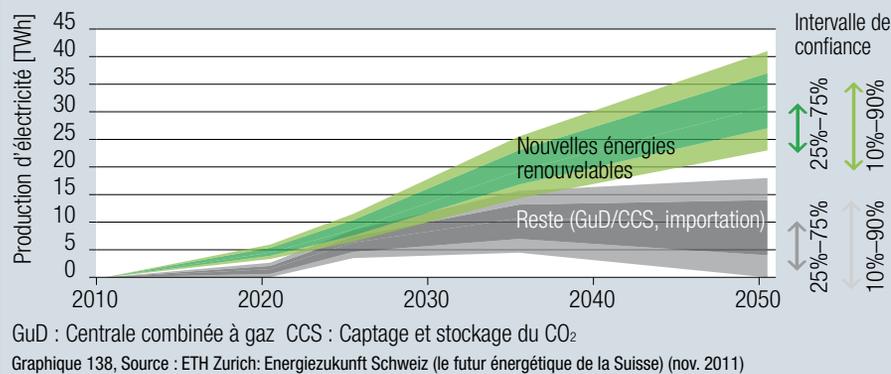
**Impulsion pour l'économie régionale.** Les tarifs de rachat laissent l'argent dans le pays. Ils renforcent la valeur ajoutée sans isoler le marché.

**Contribution à la sécurité énergétique.** Grâce à la RPC, l'électricité est disponible dans la zone même de distribution, ce qui n'est pas toujours le cas avec les modèles de quotas. « **Bancabilité** ». Une garantie de rémunération allège le financement. La RPC ouvre l'accès au crédit bancaire pour les petits investisseurs. Avec le système des quotas ou des exonérations fiscales aux Etats-Unis, seules les grandes sociétés qui dominent le marché perçoivent des crédits. Beaucoup d'études le démontrent : les modèles de quotas rendent l'électricité plus chère, parce que les banques exigent des primes de risques élevées et parce que les rétributions sont plus aléatoires.<sup>6</sup> Les Pays-Bas, la Grande-Bretagne, l'Italie et la Finlande sont passés aux tarifs de rachat et ils ne l'ont pas fait sans raison.

**Planification à long terme.** Les tarifs de rachat garantis par la loi sont valables en général pour de nombreuses années. C'est la seule façon de réduire les coûts sur le long terme.

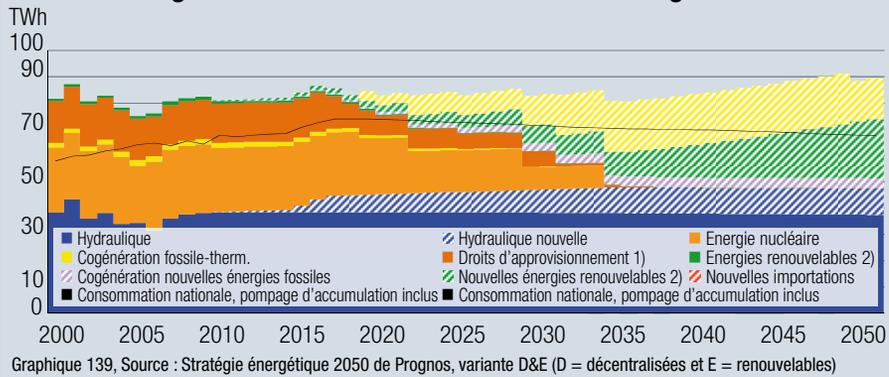
**Progrès technique.** Le succès des tarifs de rachat se vérifie actuellement dans plus de 60 pays, dont la Chine et l'Inde. La loi allemande sur les énergies renouvelables (EEG), qui en était l'initiatrice, a contribué de façon extrêmement efficace à la montée en puissance des énergies renouvelables.

## ETH : transition tardive



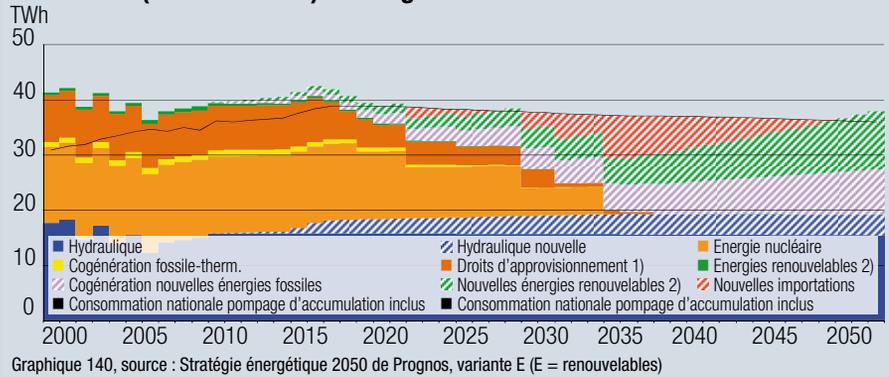
L'ETH estime que les contributions favorisant les énergies renouvelables sont faibles. Dans le scénario de l'ETH, on cherche en vain un approvisionnement complet en électricité propre.

## Scénario Energies décentralisées & renouvelables de Prognos



Le scénario de Prognos avec la cogénération : on reste très méfiant vis-à-vis des énergies renouvelables nationales.

## Scénario E (renouvelables) de Prognos AG



Un scénario mettant en scène les énergies renouvelables apparaît clairement pour la première fois dans les études de Prognos. Mais l'origine des importations d'électricité n'est pas explicitée, la transition est longue.

## Les tarifs de rachat mènent la danse

Autrefois, la majorité bourgeoise du Conseil fédéral suisse était le plus fidèle fanclub du lobby nucléaire. Le passage aux énergies renouvelables était décrété irréalisable. Dans les rapports « Perspectives énergétiques » établis par la société Prognos pour l'Office fédéral de l'énergie (OFEN), il fallait chercher à la loupe le potentiel d'exploitation des énergies renouvelables. Le vent a tourné avec Fukushima. Les scénarios de la société Prognos aussi. En 2007, Prognos chiffrait le développement maximal des installations photovoltaïques, dans son meilleur scénario, à 2 milliards de kWh.<sup>7</sup> C'est autant que la production allemande dans un seul mois, en juin 2010. Dans sa « Stratégie énergétique 2050 » de mai 2011, Prognos livre un chiffre prévisionnel de 10,397 milliards de kWh.<sup>8</sup> Comme par miracle, les experts ont trouvé une nouvelle source d'énergie locale. Ils s'avancent même à donner des estimations à trois chiffres après la virgule ! Il se trouve que cette estimation est toujours trop faible au vu du potentiel d'exploitation techniquement possible. Le Conseil fédéral et la société Prognos poursuivent leurs scénarios à un rythme tranquille et peu contraignant. Ils continuent d'ignorer les risques pour la population, tels que Fukushima les a révélés.

L'Ecole polytechnique fédérale de Zurich (ETH), de renommée internationale, était connue pendant longtemps pour ses tendances pro-nucléaires. Elle aussi a évolué depuis Fukushima, mais elle fixe pour la transition énergétique des délais extrêmement longs. On peut se demander si l'ETH ne défend pas à nouveau des intérêts particuliers, notamment ceux des technologies fossiles et fissiles. Les rapports publiés par l'ETH font l'impasse sur les concepts d'approvisionnement 100 % renouvelable, malgré une évolution des prix en ce sens sur les marchés de l'énergie.

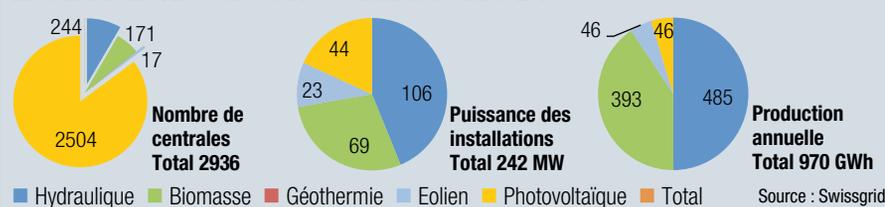
Ces études nous disent en résumé que sur 20 ans, le taux de courant propre sera passé de 20 % à 100 % en Allemagne (2010–2030), mais qu'en Suisse, il faudra attendre 2050 pour passer de 60 % à 80 %. Ce qui est très problématique, c'est que le Conseil fédéral ne prévoit pas de fixer des limites précises à la durée d'exploitation des centrales nucléaires. Il manque un cadre de référence important, sans lequel les consortiums nucléaires continueront à torpiller les énergies renouvelables.

L'Inspection fédérale de la sûreté nucléaire (IFSN) manque aussi totalement d'esprit critique vis-à-vis de l'atome. L'étonnant serait d'ailleurs que l'IFSN prenne ses responsabilités au sérieux et limite le pouvoir de l'industrie nucléaire. Il y a un vrai danger d'une « sortie passive » du nucléaire.<sup>9</sup> Un scénario qui bloquerait les énergies renouvelables :

- En l'absence d'un calendrier précis pour la fermeture des centrales nucléaires, on invoquera sans doute les coûts pour ne pas dé plafonner les tarifs de rachat à prix coûtant (RPC). Les investisseurs privés sont les dindons de la farce, la garantie d'une électricité propre est encore reportée à plus tard.
- L'industrie nucléaire retardera le plus possible la fermeture de ses centrales pour ne pas payer le démantèlement et la gestion des déchets.
- Si la transition énergétique prend du retard, la modernisation du réseau tardera aussi à se mettre en place. Une augmentation périodique des capacités risque alors de congestionner le réseau.
- Avec des modalités de sortie du nucléaire qui restent floues, l'importation d'électricité va s'accroître. La Suisse ne sera donc pas prête pour la transition. Les potentiels sur les toits, proches du consommateur et chaque jour plus avantageux, restent inutilisés.

Le secteur économique serait exposé à de nouveaux risques. Où donc prendre les capacités de remplacement s'il fallait fermer une centrale nucléaire dans l'urgence, sans augmenter encore la dépendance aux énergies fossiles ?

### Installations RPC en service Situation décembre 2011

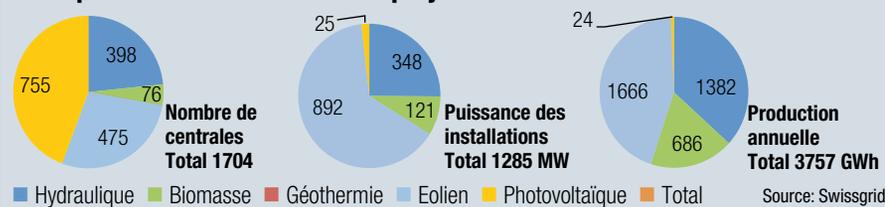


#### Installations en service

Technologie	Nombre	Puissance [kW]	Production [kWh]
Hydraulique	244	106	484 643 217
Biomasse	171	69	393 442 563
Géothermie	–	–	–
Eolien	17	23	45 861 477
Photovoltaïque	2504	44	46 098 755
Total	2936	242	970 046 012

Graph. 141 : Grâce à la rétribution à prix coûtant (RPC), près de 3000 nouvelles centrales ont été mises en service.

### Inscriptions avec accord RPC en projet Situation décembre 2011

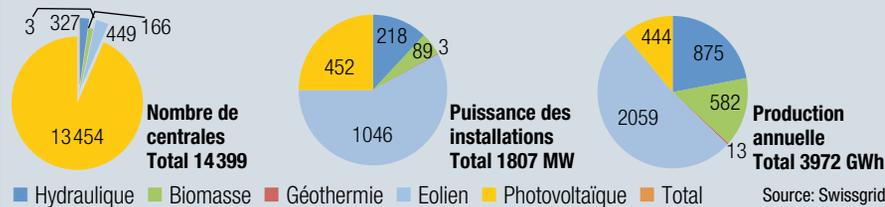


#### Installations avec accord RPC

Technologie	Nombre	Puissance [kW]	Production [kWh]
Hydraulique	398	348	1 382 275 558
Biomasse	76	121	685 934 385
Géothermie	–	–	–
Eolien	475	892	1 665 575 397
Photovoltaïque	755	25	23 733 510
Total	1704	1386	1 3836

Graphique 142 : Quelque 2000 installations sont bloquées dans les procédures d'approbation, notamment les centrales éoliennes et hydrauliques.

### Installations RPC sur liste d'attente Situation décembre 2011



#### Installations avec accord RPC

Technologie	Nombre	Puissance [kW]	Production [kWh]
Hydraulique	327	217 629	875 493 393
Biomasse	166	88 764	582 215 421
Géothermie	3	2960	12 787 600
Eolien	449	1 046 120	2 058 690 667
Photovoltaïque	13 454	451 692	443 549 439
Total	14 399	1 807 165	3 972 736 520

Graphique 143 : Quelque 15000 projets sont sur liste d'attente. De nombreuses installations d'électricité solaire pourraient être construites immédiatement. Seul le parlement a la possibilité de débloquer la situation.

## Le plafonnement des RPC bloque des dizaines de milliers de projets

Les obstacles à la transition énergétique ne sont pas d'ordre technique mais politique. En Suisse, il manque une base légale pour réguler les rétributions, il manque un traitement prioritaire permettant d'équiper des sites pour la production des renouvelables. Beaucoup d'acteurs publics ne contribuent pas, par leurs comportements, à valoriser ces nouvelles filières. La Fondation suisse pour la protection et l'aménagement du paysage (FP), avec son Conseil de fondation majoritairement pro-nucléaire, s'oppose à une multitude de sites prévus pour les parcs solaires et éoliens – même hors des zones protégées et dans des communes majoritairement favorables aux énergies renouvelables.

D'autres associations de défense du patrimoine bloquent pareillement des installations solaires, plaçant des toits sous protection sans raison apparente. Cela se produit souvent contre la volonté des propriétaires et pas seulement pour des bâtiments historiques. Cette obstruction concerne environ 10% des projets solaires et encore beaucoup plus de sites éoliens. L'action de blocage la plus virulente est pourtant à l'initiative du législateur. La rétribution à prix coûtant du courant injecté (RPC) est limitée par la loi à 0,9 ct/kWh. Le Parlement en porte la responsabilité, pas les protecteurs de la nature. Ce plafond financier a créé un appareil bureaucratique qui freine les investissements, paralyse la planification et rend le courant propre inutilement plus cher. La loi sur l'énergie a même décrété plusieurs niveaux de plafonnement :

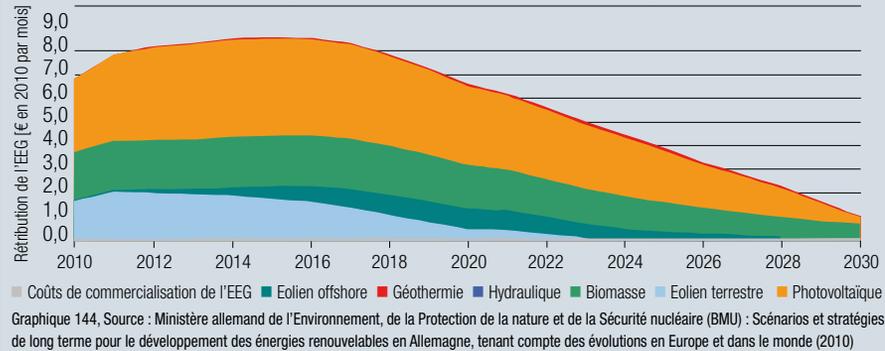
- Toutes les techniques bénéficieront d'une RPC de 0,9 ct/kWh à partir de 2013.
- La RPC autorisée ne dépassera pas 0,35 ct/kWh (état 2011), car beaucoup de projets sont bloqués dans des processus administratifs. Les consortiums électriques ont contribué à bloquer la RPC en annonçant sur la liste d'attente des équipements qui ne verront jamais le jour. Ces deux éléments paralysent des projets prêts à être réalisés.
- Aucune technologie (vent, soleil, géothermie, biomasse) ne peut prétendre pour elle seule plus de 30% de la RPC (l'hydraulique 50% maximum).
- Pour le photovoltaïque, la loi a prévu de n'octroyer que 5% de la RPC initialement, 10% quand même depuis 2011. Ensuite, le budget autorisé pour les installations solaires ne pourra augmenter que si les prix baissent. Mais d'ici à ce que ces projets solaires remontent sur la liste d'attente, d'autres techniques auront sans doute épuisé le budget.
- La loi permet au Conseil fédéral de contingenter l'électricité solaire aussi longtemps que bon lui semble.

Au moment de l'instauration de la RPC, le photovoltaïque était encore très coûteux. L'ampleur de ces coûts menaçait de faire exploser le budget des autres technologies. Entretemps, les coûts de revient du photovoltaïque ont considérablement baissé. Pour les installations au sol (en Suisse 28 ct/kWh, en Allemagne l'équivalent de 22 ct/kWh), ces coûts sont déjà plus bas que ceux des petites centrales hydrauliques (jusqu'à 35 ct/kWh). Dans les régions montagneuses, l'électricité solaire pourrait maintenant baisser à 15 ct/kWh. Des barrières rigoureuses ne sont donc plus d'actualité. Les installations en toiture seront bientôt moins chères que la petite hydroélectricité.

Tous les projets annoncés pour la RPC ont une puissance qui pourrait remplacer actuellement les trois centrales nucléaires de Beznau I, II et Mühleberg. Pour supprimer tous les plafonnements, on pourrait ajouter une mesure d'accompagnement :

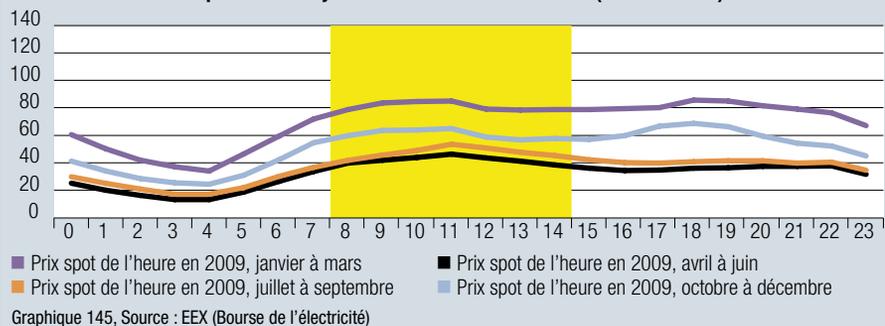
- diminuer plus conséquemment les tarifs de rachat pour les petites (donc relativement coûteuses) installations sur toiture. Certains propriétaires privés seraient d'accord pour renoncer à de plus grands bénéfices, s'ils pouvaient bénéficier sans tarder de la RPC.
- sur les sites alpins, il faudrait adapter la RPC à l'ensoleillement élevé.

## Evolution de la rétribution allemande par l'EEG allemande (Loi sur les énergies renouvelables) d'ici à 2030 (foyer de référence 3.500kWh/a)



La rétribution prévue par l'EEG compte environ 8 € par mois et foyer. Les installations les plus chères disparaissent les premières et chaque année les nouvelles installations reçoivent des rétributions toujours plus faibles. La rétribution de l'EEG continue à baisser malgré le développement des énergies renouvelables.

## Le prix du solaire est toujours supérieur à l'électricité de nuit Prix du marché au comptant sur une journée de 24 heures en €/MWh (données 2009)



L'électricité solaire est toujours une électricité de pointe. Le matin et l'après-midi, l'électricité affiche ses prix les plus élevés.

## Production un jour ensoleillé



Toit solaire orienté est-sud-est (Bâle/Wettstein). L'électricité solaire est toujours une électricité de pointe et correspond bien aux besoins quotidiens. Les réserves suffisantes des lacs de barrage en Suisse permettent de prendre la relève les jours nuageux.

## L'électricité solaire est toujours une électricité de pointe

Au début de la crise financière (2008-2009), les prix ont fortement baissé à la bourse de l'électricité. Le fossé s'est creusé entre la rétribution à prix coûtant et le prix du marché de gros. Du gaz naturel peu cher était largement disponible. Mais les prix du gaz sont volatiles et dans les contrats d'abonnement fixes, ils s'alignent sur le prix du pétrole. De plus, les émissions carbone sont indexées sur le marché européen de quotas d'émissions. Les consortiums nucléaires Axpo, Alpiq et BKW menacent de vouloir construire des centrales à gaz, qui mobilisent d'énormes sommes d'argent et dont les risques sont difficiles à évaluer. Une augmentation rapide, comme en Allemagne, du parc des centrales renouvelables apporterait une garantie face aux prix du pétrole et de l'électricité. Même si un déplafonnement de la rétribution à prix coûtant (RPC) augmente un peu la facture d'électricité, cette mesure nous prémunit contre des augmentations du prix du gaz et n'est d'ailleurs que provisoire, comme le montrent les analyses de l'Allemagne (graphique du haut).

Malgré ses prix en forte baisse, le courant solaire ne parvient pas à faire taire certaines voix, qui le dénoncent encore comme étant « de moindre valeur ». Le Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication (DETEC) ose écrire au printemps 2011 :

« Le rendement de l'énergie livrée dépend généralement de sa disponibilité. Celle-ci est statistiquement prévisible pour l'électricité solaire, mais comme on ne peut pas en disposer sur commande, cette production reste de moindre valeur. »<sup>10</sup>

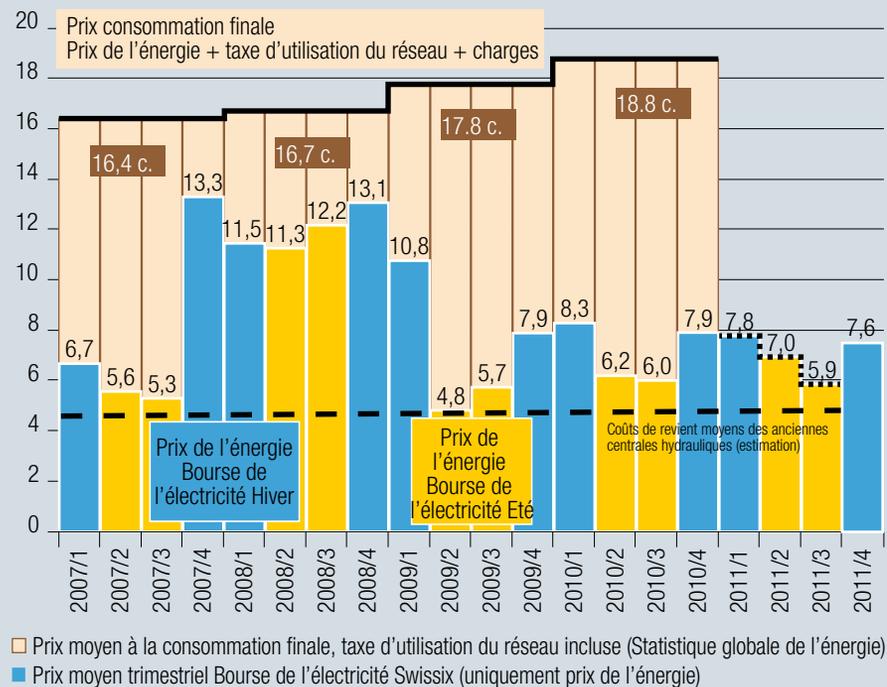
Cet argument est sensé justifier des indemnités inférieures pour le courant solaire, mais il est irrecevable. La valeur de l'électricité ne se mesure pas à la disponibilité d'une unité de production, mais au prix du marché. Ce prix résulte de l'offre et de la demande. Le courant solaire est injecté dans le réseau en journée, quand la demande est la plus forte. Il suffit de regarder les courbes de charge quotidiennes des valeurs solaires cotées en bourse. L'électricité solaire mérite donc une indemnisation en conséquence. La bourse solaire SWISSIX indique bien que les prix sont toujours plus élevés le jour que la nuit.

La continuité de la livraison est secondaire pour la Suisse. Le maintien de la tension est garanti en suffisance par les centrales de réserve actuelles. La Société nationale pour l'exploitation du réseau Swissgrid fournit l'énergie de réglage par des appels d'offres. Ces coûts sont faibles, car les lacs et les centrales d'accumulation suisses disposent de réserves convenables. Suffisantes même en cas de fermeture des centrales nucléaires. Les capacités des nouvelles stations de pompage-turbinage de 3–6 GW compenseront l'abandon de toute la puissance nucléaire même avant 2020. Il est donc inutile d'inventer des problèmes, mieux vaut procéder aux investissements là où ils sont utiles.

De toute façon, les effets compensatoires entre les différents sites et les différentes techniques garantissent que le nouvel approvisionnement en solaire, éolien et biomasse, interconnecté en réseau, ne tombe jamais à zéro. Son profil de production est même supérieur à l'énergie en ruban des centrales à charbon et nucléaires, sur un point au moins : la nuit, la production nucléaire est particulièrement difficile à valoriser, alors que le soleil s'éteint de lui-même. Quant à l'énergie éolienne, son pic de production nocturne correspond aux saisons froides, quand la demande est la plus forte. L'électricité de la biomasse est disponible à tout moment, comme l'hydroélectricité. Plus il y a d'énergies renouvelables et plus la sécurité de l'approvisionnement augmente.

## Le prix de l'énergie à la Bourse de l'électricité et les prix de consommation finale

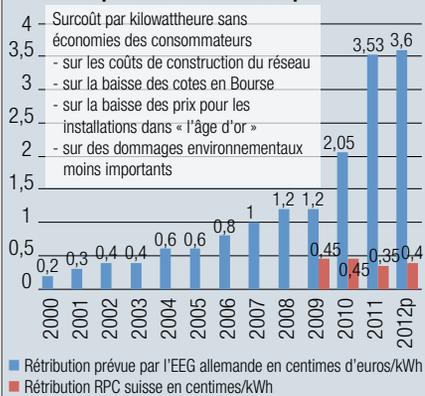
2007-2010 en ct/kWh



Graphique 147, Source : SWISSIX / Statistique globale suisse de l'énergie 2010

Les cours enregistrés par les Bourses européennes de l'électricité sont à la baisse malgré la fermeture de huit centrales nucléaires allemandes, notamment grâce aux énergies renouvelables.

### Quel est le prix des rétributions à prix coûtant ?



Graphique 148, Source : EEG/ENW (Loi allemande sur les énergies renouvelables)

La RPC n'atteindra jamais en Suisse le niveau allemand car les coûts de revient de l'électricité éolienne et solaire se sont réduits entre-temps.

## Les tarifs de rachat ne font pas exploser les prix

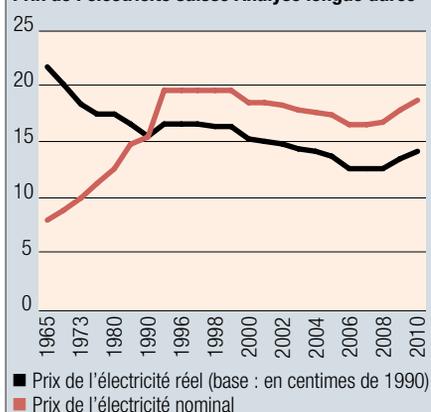
Si l'on manquait vraiment d'électricité, les prix se seraient envolés depuis longtemps. A la bourse solaire et après Fukushima, les prix ont plutôt tendance à baisser, même après la fermeture définitive de huit centrales nucléaires allemandes au printemps 2011. A la bourse solaire SWISSIX, la charge de base s'est négociée en moyenne à 7,1 ct/kWh. En comparaison, le prix était de 7,1 ct/kWh en 2010, 7,3 ct/kWh en 2009, 12 ct/kWh en 2008 et 7,7 ct/kWh en 2007. L'explication est sans doute à chercher dans la montée en puissance des énergies renouvelables (+23 GW vent et soleil) dans le réseau européen, dans une bonne disponibilité en gaz naturel du fait de nouveaux pipelines et dans des importations de gaz liquide. En 2010-2011, le prix du gaz naturel sur le marché au comptant était évalué seulement de 2,2 à 2,7 ct €/kWh. Les nouvelles centrales à cycle combiné ont produit de l'électricité pour moins de 7 ct/kWh – les propriétaires de contrat d'abonnement au gaz russe avait une facture beaucoup plus élevée. Deux facteurs ont fait pression sur les prix : le rapide développement des centrales solaires et éoliennes, ainsi qu'un ralentissement de l'activité économique.

La politique a aussi apporté sa contribution : une taxe carbone à l'échelle européenne ou mondiale n'est pas en vue. L'Union européenne a revu à la baisse ses ambitions climatiques. Les accords ne portent plus sur une réduction CO<sub>2</sub> de 30% jusqu'en 2020, mais seulement de 20%. L'appétit pour les énergies renouvelables s'est calmé d'un coup, par exemple le grand groupe électrique espagnol Iberdrola, propriétaire du plus grand parc éolien mondial de 12 500 mégawatts, a diminué ses investissements dans l'éolien de moitié, en février 2011, passant de 2 milliards à 1 milliard CHF. Il y aurait « trop de gaz » sur le marché.

Inutile pourtant de se laisser irriter par les prix sur le marché au comptant. La plupart des exploitants de réseaux se fournissent en électricité par des contrats d'abonnement longue durée, dans lesquels les coûts de revient pèsent plus que les prix à la bourse solaire. Les coûts de revient des centrales hydrauliques et des parcs éoliens ne dépendent pas de la bourse solaire, pas non plus des prix du pétrole ou du gaz. D'autre part, les services industriels suisses n'ont pas le droit de facturer des prix du marché, ni aux petits clients captifs, ni à de gros clients qui renoncent d'eux-mêmes aux prix du marché. En Suisse, le niveau des prix est donc un peu plus bas que dans l'Union européenne, mais la différence s'estompe car le franc suisse est fort. La plupart des anciennes centrales électriques sont amorties et pendant des années, il n'y a guère eu d'investissement dans de nouvelles centrales. La Suisse vit sur ses réserves et profite encore d'une époque depuis longtemps révolue.

Il faudra bien, à un moment ou à un autre, rénover les centrales. Le remplacement du parc nucléaire a pris du retard. Quelle que soit la technologie choisie, elle conduira à une augmentation des prix. Construire de nouvelles centrales nucléaires fait aussi augmenter les prix de l'électricité. Même si la facture augmente de quelques centimes, la Suisse restera dans la moyenne européenne. Le prix réel de l'électricité sera moins élevé que dans les années 1970-1980 parce qu'il n'est pas nécessaire de remplacer les centrales hydrauliques. Quel est le coût réel des tarifs de rachat ? Cela dépend beaucoup du moment des investissements et du choix des techniques. Les coûts des énergies éolienne et solaire sont en chute libre. Développer ces techniques sera même plus avantageux en Suisse qu'en Allemagne, pays pourtant pionnier. Il suffit d'une rétribution à prix coûtant (RPC) de 2 à 4 ct/kWh pour remplacer les centrales nucléaires. Si l'on y ajoute la participation à des parcs éoliens à l'étranger, le remplacement du nucléaire devrait être encore plus intéressant.

### Prix de l'électricité suisse Analyse longue durée

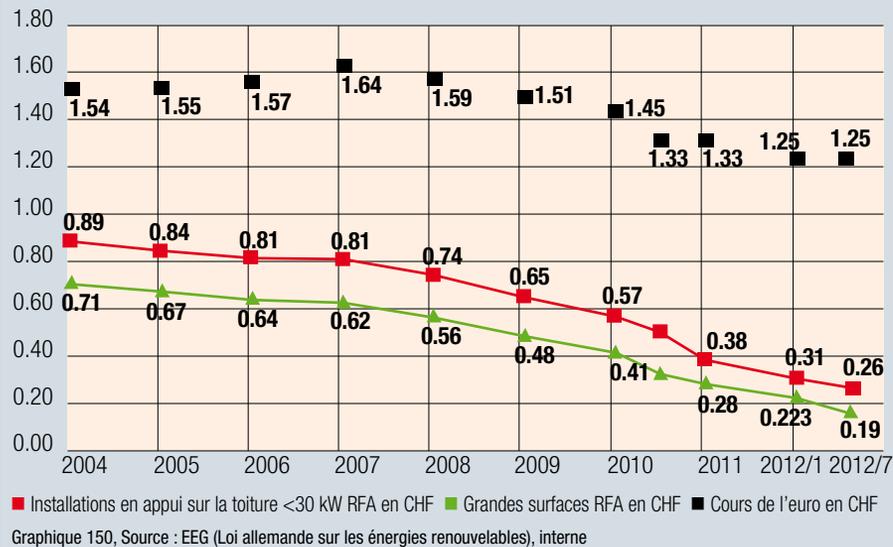


Graphique 149, Source : Statistique globale suisse de l'énergie 2010

Les investissements à partir de 1960 ont majoré le prix nominal d'électricité. La dépréciation monétaire (l'inflation) et la surabondance d'électricité dès 1990 ont provoqué une réelle baisse des prix d'électricité.

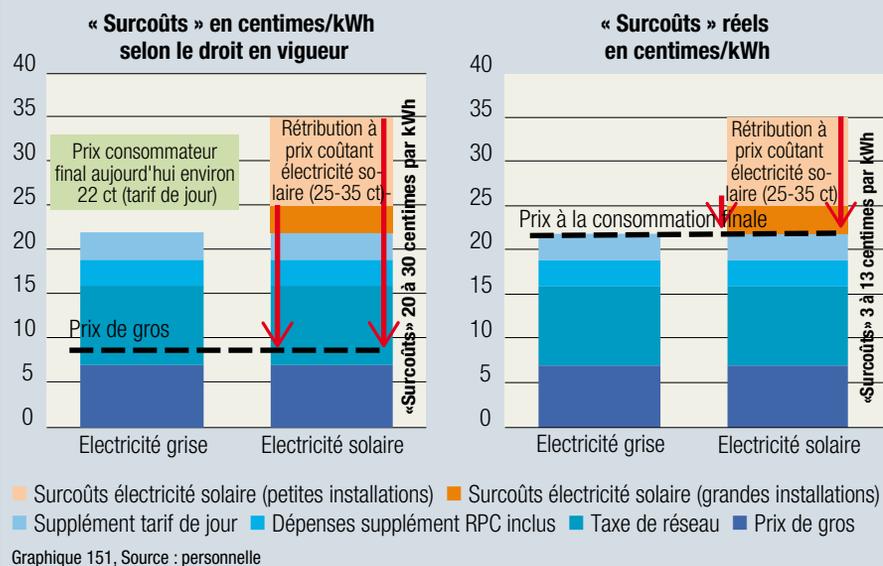
## Rétributions à prix coûtant du courant injecté pour l'électricité solaire en Allemagne convertie en francs suisses

Valable pour les nouvelles installations depuis leur année de construction. Sources : Loi allemande sur les énergies renouvelables ; cours moyen du CHF



Comparé aux rétributions allemandes à prix coûtant du courant injecté, le prix de l'énergie solaire depuis 2004 a baissé de 65%. Comparés aux prix à la consommation finale d'environ 22 centimes d'euro/27 centimes CH (foyers), les surcoûts ont même diminué de 94%.

## Calcul discriminatoire des «surcoûts» des rétributions à prix coûtant du courant injecté (en centimes par kWh)



Si les surcoûts sont calculés au prix du marché sur la base des prix à la consommation finale, ils diminuent de manière drastique. Sur cette base, il est possible de rétribuer bien plus l'électricité solaire.

## Comment on doit réformer les tarifs de rachat

L'électricité solaire sera bientôt accessible à des prix compétitifs pour le consommateur final. Sur les surfaces disponibles dans les Alpes, on produira bientôt du courant extrêmement avantageux, dans des sites bénéficiant d'un ensoleillement maximal. Quelques petites mesures de régulation suffiraient à améliorer considérablement la capacité concurrentielle de l'électricité solaire. Les règlements actuellement en vigueur ont été émis sous le diktat du lobby nucléaire et ne sont pas justifiés.

Actuellement, le législateur interprète comme surcoût toute différence de prix située entre la rétribution à prix coûtant du courant injecté (RPC) et les prix de gros de la charge de base à la bourse de l'électricité. La valeur de l'électricité décentralisée injectée dans le réseau est injustement maintenue à des niveaux plus bas.

Toute personne qui met de l'électricité dans le réseau en mi-journée et au niveau le plus bas évite à l'exploitant d'acheter du courant de pointe coûteux. Or, la réglementation actuelle permet à l'exploitant de ne rémunérer ce courant de pointe qu'au prix de gros d'un courant de base. Et pourtant ce courant, produit par des installations photovoltaïques sur le toit, sera utilisé localement dans la même maison ou dans la même rue, n'occupe pas de place dans le réseau et donc l'allège.

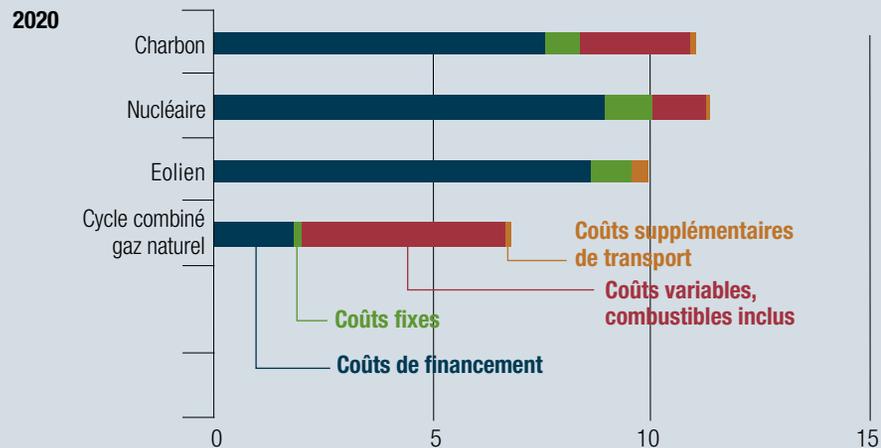
Sur le plan économique, cette électricité a beaucoup plus de valeur que du courant de base, qu'il faut acheter à la bourse de l'électricité et transporter sur les sept niveaux des réseaux (définis par la Suisse), avant d'atteindre l'utilisateur. Dans la pratique, on gonfle artificiellement de prétendus surcoûts, à la charge de la RPC. C'était exactement l'objectif des lobbyistes qui ont imposé ce système au Parlement.

Le budget de la RPC serait bien allégé si l'on calculait ces « surcoûts » occasionnés par les petites et moyennes installations par rapport au prix payé par le consommateur final, et non par rapport au prix de la charge de base fixé par la bourse de l'électricité. Dans la législation suisse, le courant des stations de pompage n'est pas soumis à la taxe d'utilisation du réseau de transport, parce que c'est un courant de pointe... tout comme le courant solaire, qui contrairement au courant de pompage, ne surcharge pas les réseaux de distribution.

Autre aberration : ce ne sont pas les exploitants du réseau qui financent un coûteux renouvellement du réseau pour les énergies renouvelables. Ces coûts, s'ils existent, seront financés par les prestations services système (PSS) de Swissgrid (article 22, VV, loi sur l'électricité). Les exploitants n'ont donc rien à payer pour l'électricité solaire, mais ils se comportent comme si ce courant devait arriver depuis la bourse solaire de Leipzig, puis passer par sept niveaux de réseau avant d'arriver au consommateur... là où il se trouve dès le départ.

Une nouvelle législation est vraiment urgente. Quel que soit le montant du plafond financier de la RPC, un ajustement de la loi renflouerait immédiatement son budget et permettrait la construction rapide de nouvelles installations. Au lieu des 30 ct/kWh, le surcoût à rétribuer ne serait plus que de 16 ct/kWh. Si la RPC baisse jusqu'à environ 23 ct/kWh en 2015 (estimation), les « surcoûts » du courant solaire ne dépasseront pas 1,7 ct/kWh, alors que le calcul actuel les chiffrent à 16 ct/kWh, réduisant ainsi drastiquement le volume des aides à la production. Avec ce même budget de 450 millions CHF, on pourrait soutenir un développement beaucoup plus conséquent des énergies renouvelables.

## Le ministère de l'Énergie américain ne croit plus en l'électricité nucléaire à bas prix



Graphique 152, Source : U.S. Energy Information Administration: Annual Energy Outlook 2011

Comparaison entre les coûts d'électricité des (nouvelles) centrales : Le département américain de l'Énergie considère que l'électricité issue des parcs éoliens est aujourd'hui meilleur marché que celle des centrales nucléaires. Seules les centrales à gaz produisent provisoirement moins cher grâce au gaz de schiste.

## Énergie éolienne offshore en Europe (état 2011) Source: EWEA

	En service (MW)	En construction (MW)	Autorisé (MW)	Projeté (MW)	Total projets (MW)	Surface des zones utiles supplémentaires (MW)
Belgique	195	462	750	450	1857	2000
Danemark	854	0	418	1200	2471	4600
Finlande	26	0	765	3502	4294	n/a
Estonie	0	0	1000	0	1000	n/a
France	0	0	0	6000	6000	6000
Allemagne	195	833	8725	21 493	31 247	8000
Grèce	0	0	0	4889	4889	n/a
Irlande	25	0	1600	2155	3780	n/a
Italie	0	0	162	2538	2700	n/a
Lettonie	0	0	200	0	200	n/a
Malte	0	0	0	95	95	95
Pays-Bas	247	0	1792	3953	5992	6000
Norvège	2	0	350	11 042	11 394	n/a
Pologne	0	0	0	900	900	n/a
Portugal	0	0	0	478	478	n/a
Espagne	0	0	0	6804	6804	n/a
Suède	164	0	991	7124	8279	n/a
Grande-Bretagne	1586	4308	588	42 114	48 596	47 000
Total Europe	3294	5603	17 341	114 737	140 976	73 695

Graphique 153 : En Europe, jusqu'à présent, de l'énergie éolienne offshore d'une capacité de 141 gigawatts est en projet ou en construction, dont 3,2 gigawatts sont déjà produits. Une participation de la Suisse serait la bienvenue.

## Le prix de la transition : de 0 à 10 CHF par ménage et par mois

« Une famille de quatre personnes devrait payer 6000 CHF par an » expliquait Giovanni Leonardi, directeur-général d'Alpiq (jusqu'en septembre 2011).<sup>11</sup> « De sept à huit centrales combinées à gaz » sont nécessaires en cas de fermeture des centrales nucléaires, menaçait Heinz Karrer, directeur-général d'Axpo, car « il n'y a presque plus de zones libres pour des parcs éoliens en mer du Nord ».<sup>12</sup>

C'est avec de telles absurdités que les dirigeants des consortiums nucléaires ont essayé de faire campagne contre les énergies renouvelables. Dans ces semaines agitées qui ont suivi l'accident de Fukushima, ils ont essayé – en vain – de désamorcer une décision de la Suisse de sortir du nucléaire. Et à quelle réalité les chiffres avancés par ces dirigeants correspondent-ils ? Dans les eaux européennes, il y a assez de place pour 1,5 million de turbines éoliennes, de 3 à 6 MW, selon une estimation de l'Agence européenne pour l'environnement située à Copenhague.<sup>13</sup> En 2010, 1200 turbines étaient en service, produisant 3300 MW. Une capacité supplémentaire de 137 000 MW est prévue. Il y a vraiment assez de place en mer du Nord et il reste encore des participations à vendre pour les parcs onshore et offshore.

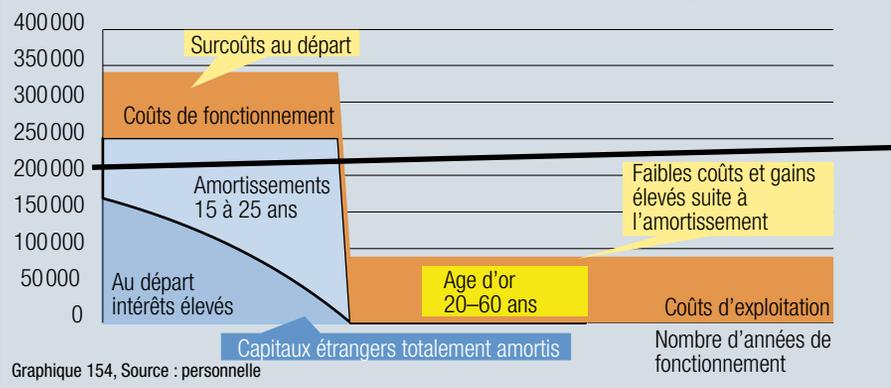
Encore un calcul à vérifier : un ménage suisse sans chauffage électrique consomme en moyenne 3000 kilowattheures par an. Avec les autres énergies, l'hydraulique couvre environ 60 % du besoin en électricité. Il faut remplacer les 40 % du nucléaire. A combien s'élèvent les coûts (ou surcoûts) pour chaque ménage ?

- L'important est de savoir si les options sont disponibles sur le territoire ou à l'étranger et à quel moment, sachant que l'électricité éolienne et solaire est toujours plus accessible.
- Il est aussi crucial de savoir avec quoi les surcoûts sont comparés : avec de l'électricité issue des anciennes centrales nucléaires (environ 6 ct/kWh) ou avec de nouvelles centrales nucléaires (au moins un doublement des coûts durant les 20 premières années) ? S'y ajoutent des impayés pour l'assurance responsabilité civile, les accidents, les victimes de l'irradiation, les déchets radioactifs, etc.).
- Pour de l'éolien européen, les coûts de revient varient entre 10 ct/kWh onshore et 22 ct/kWh offshore (pour le offshore seulement 10 ans, les centrales sont ensuite amorties). Sur cette base, 1200 kWh de remplacement du nucléaire par de l'éolien (80/20 onshore/offshore) coûte environ 150 CHF par an, sans compter la réduction du prix de l'éolien après l'amortissement, âge d'or qui débute dès la 11<sup>e</sup> année pour les installations offshore.
- Les surcoûts chutent presque à zéro si l'on compare cet éolien avec du nouveau nucléaire. Avec des coûts estimés à 12,5 centimes CHF, le surcoût s'élèverait aussi à 150 CHF. Comme de toute façon il faudra remplacer les centrales nucléaires, cette analyse comparative est la seule honnête.

	Rétribution à prix coûtant (RPC) CHF / kWh	Consommation d'un ménage kWh	Surcoût annuel CHF	Surcoût mensuel CHF
2011	0,0035	3000	10,50	0,88
2013 maximum	0,009	3000	27,00	2,25
2020 maximum	0,04	3000	120,00	10,00

Des énergies renouvelables locales ne modifient pas vraiment la facture. Jusqu'en 2020, le coût de revient des principales techniques devrait être inférieur au prix à la consommation finale de 20 ct/kWh. De plus, le courant produit par les anciennes centrales hydrauliques sera encore injecté dans le réseau à des prix intéressants. Les surcoûts pour les énergies renouvelables locales devraient évoluer entre 2 et 10 CHF par mois. Une bagatelle comparée à un accident nucléaire ou aux impondérables de nouvelles centrales à gaz !

## Evolution typique des coûts d'une centrale fonctionnant à l'énergie renouvelable



La rentabilité des centrales se décale souvent dans le temps : les premières années, elles coûtent cher. Une fois l'amortissement effectué, la durée de vie technique est loin d'être arrivée à son terme. Suit « l'âge d'or ».

## La centrale de Rheinfelden (a fonctionné de 1898 à 2011)



Graphique 155, Source : privée

Au départ, chère, ensuite à faible coût : 110 ans d'électricité propre.

## Centrale à accumulation Grande Dixence (construite entre 1961 et 1965)



Graphique 156, Source : Elenaphoto21, istockphoto.com

Lors du développement de l'hydraulique, les investisseurs ont pris de gros risques. La fin des amortissements ne signifie pas pour autant le terme de la durée d'utilisation.

## Les surcoûts d'aujourd'hui sont les économies de demain

Les centrales électriques sont des biens d'investissements à longue durée de vie. Si des délais d'amortissement dépassent dix ans, on investit seulement quand les bénéfices attendus sont supérieurs aux dépenses. L'appel à « améliorer les conditions-cadre pour l'hydraulique »<sup>13a</sup> montre bien que sur le marché intérieur européen de l'électricité, rien n'est plus possible sans garanties de débouchés, sans cautionnements ou tarifs de rachat, même pour des techniques avantageuses. Les acteurs publics doivent être aux petits soins avec les « investisseurs verts », sans pour autant leur faire les cadeaux exorbitants qui étaient d'usage avec la filière électronucléaire (jusqu'à maintenant 3,1 milliards pour la recherche, le renoncement à l'assurance de responsabilité civile, les coûts des déchets pour l'éternité, etc.).

La rétribution à prix coûtant du courant injecté (RPC) garantit les bénéfices nécessaires à toute entreprise durant des années, elle renforce la bonité des débiteurs et prépare le terrain pour des crédits à conditions intéressantes. Le remboursement des intérêts étant le poste de dépenses le plus lourd, la RPC permet de baisser les prix de revient directs et indirects.

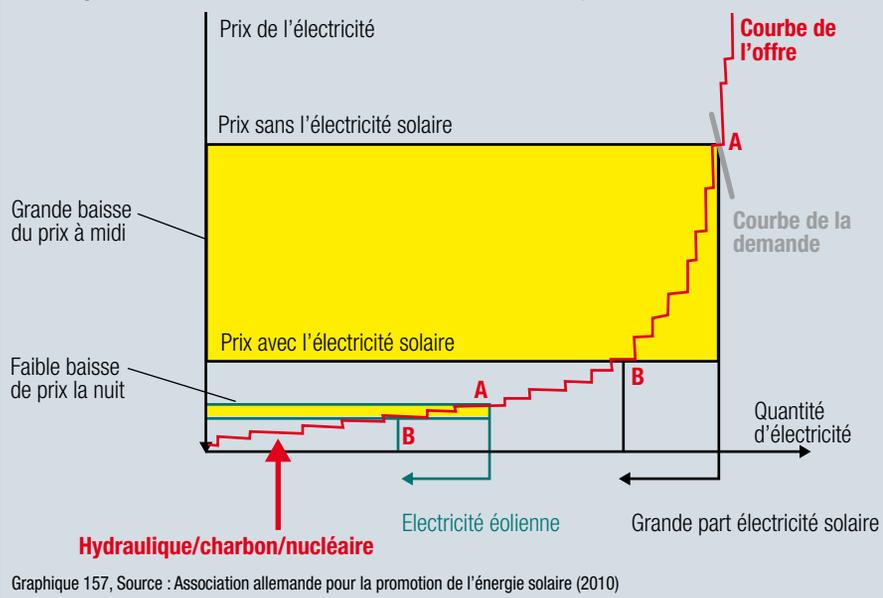
Des assurances protègent les coûts de fonctionnement restants (assurances dommages et pertes d'exploitation, bris de machines, etc.). Les projets soutenus par la RPC protègent ainsi les consommateurs d'électricité des hausses de prix qui les guettent avec des énergies conventionnelles. La dépendance vis-à-vis de l'étranger et d'une bourse solaire volatile diminue et les prix instables du gaz, du charbon et de l'uranium disparaissent, ainsi que leurs surcoûts (certificats carbone, déchets nucléaires, etc.). L'alimentation électrique gagne en robustesse, en fiabilité et elle est locale. De plus, les prix du courant deviennent plus avantageux :

- par l'effet appelé « ordre de mérite » (voir page suivante)
- par la perspective de coûts modestes après le délai d'amortissement (l'âge d'or)
- par une réduction des coûts de construction du réseau grâce à la décentralisation de la production
- par la disparition du financement des accidents et des dégâts environnementaux.

Après retour sur investissement, les centrales hydrauliques produisent souvent pour 2 à 5 ct/kWh seulement. Au milieu de leur cycle de vie, elles peuvent déjà avoir atteint leur âge d'or. Quand les coûts de financement sont égaux à zéro, elles offrent des bénéfices élevés à leurs propriétaires et des prix raisonnables aux consommateurs. La centrale hydraulique de Rheinfelden par exemple a fonctionné sans interruption durant 112 ans (1898–2010), jusqu'à son remplacement en 2011. Au début de la construction, les coûts de revient élevés devaient être portés par tous les clients, solidairement. Après le remboursement des crédits, les consommateurs peuvent profiter de prix plus bas. La Suisse profite aujourd'hui d'investissements financés par nos parents et nos grands-parents.

Les centrales qui fonctionnent avec des énergies renouvelables et des lignes haute tension ont un caractère d'infrastructures, c'est-à-dire qu'elles seront encore utiles à un horizon au-delà du calculable. C'est la même chose pour les centrales éoliennes ou de géothermie, même pour le photovoltaïque réputé coûteux. En effet, leurs prix de revient seront bientôt inférieurs aux prix du marché, surtout si ces installations fonctionnent plus de 20 ou 25 ans. Certes, nous ne disposons pas encore de retours d'expérience suffisants, mais les fabricants de turbines éoliennes attendent de leurs meilleurs produits une durée de vie de 40 ou 50 ans.<sup>14</sup> Les mêmes mécanismes que pour l'hydraulique sont en jeu.

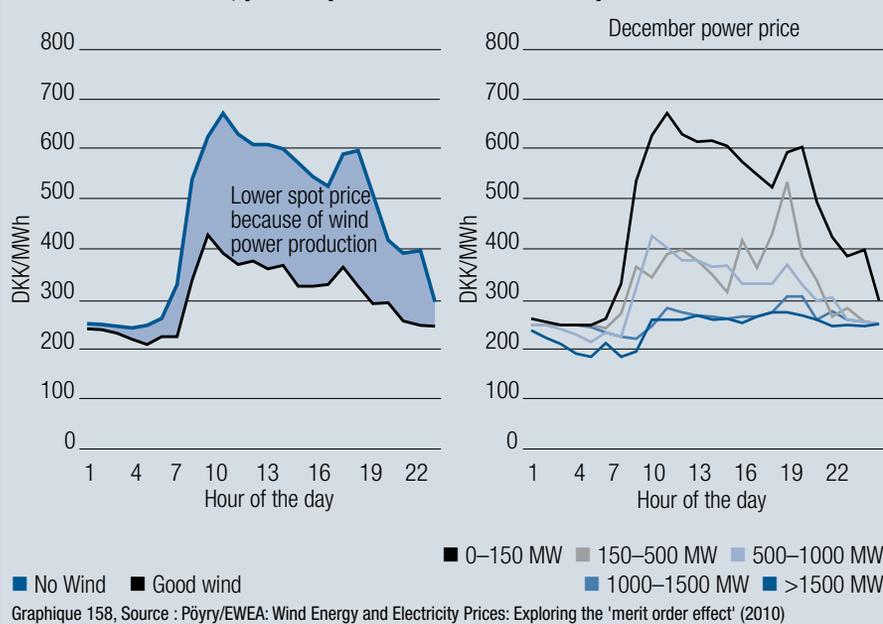
## L'énergie solaire fait baisser les tarifs élevés à la journée



Graphique 157, Source : Association allemande pour la promotion de l'énergie solaire (2010)

L'électricité issue du soleil et du vent pendant la journée réduisent le besoin en électricité de pointe chère. Les prix de l'électricité baissent. Les centrales à accumulation et à gaz chères font baisser la puissance. La nuit, l'effet Merit-Order réduit les économies.

## Plus le vent souffle, plus le prix du marché au comptant est bas



Graphique 158, Source : Pöyry/EWEA: Wind Energy and Electricity Prices: Exploring the 'merit order effect' (2010)

Les prix du marché au comptant au Danemark Occidental : plus la puissance des centrales éoliennes est élevée, plus les prix sont bas.

## Les renouvelables font baisser les prix négociés à la bourse d'électricité

Les centrales qui utilisent l'eau, le vent et le soleil rendent l'électricité moins chère, elles évincent des centrales plus coûteuses du marché. Les économistes parlent de l'effet « ordre de mérite ». Une expression pour indiquer le classement des centrales effectivement utilisées dans le secteur énergétique d'une économie de marché. Les exploitants du réseau commandent leur électricité en se basant sur les prix donnés la veille par les fournisseurs, prix qui varient selon la plage horaire, la quantité disponible et la demande. Les centrales les moins chères sont branchées les premières, les plus coûteuses en dernier. « Moins cher » ne se réfère pas aux coûts complets d'une centrale, mais aux coûts variables des fournisseurs (carburants, fonctionnement et maintenance). Pour une centrale électrique, les coûts variables correspondent à la différence de coûts entre une centrale à l'arrêt et une centrale en activité.

Les centrales qui utilisent de l'eau, du vent et du soleil ont des coûts variables extrêmement faibles et une production d'électricité en continu (must-run). Qu'elles fonctionnent ou qu'elles soient à l'arrêt n'a guère d'influence sur leurs coûts. Elles sont « preneuses de prix » et injectent de l'électricité dès que le soleil brille, que le vent souffle, que l'eau s'écoule dans la rivière.

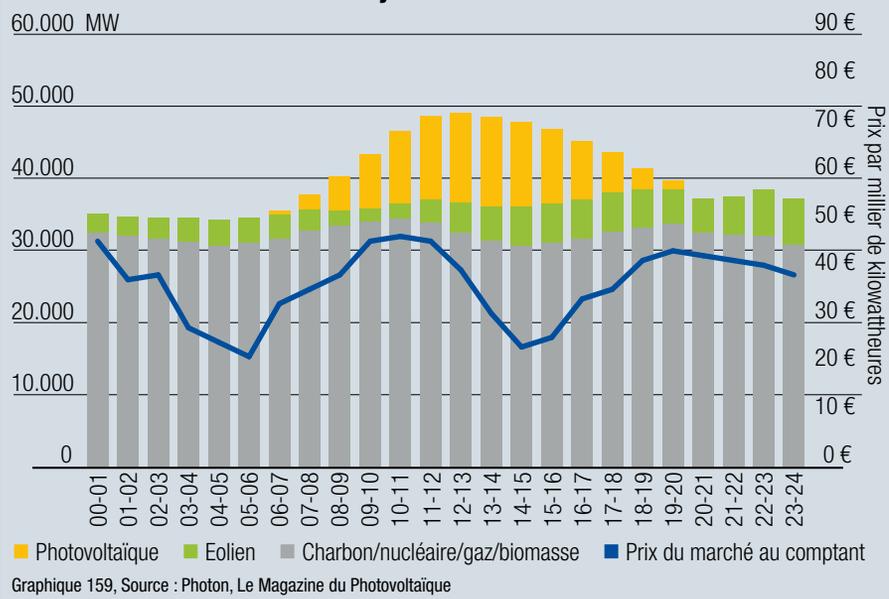
Pour être rentables, les centrales conventionnelles doivent hausser leur prix à la bourse de l'électricité car elles ont du carburant à payer. Les revendeurs ne reçoivent donc pas les offres de prix des soumissionnaires et paient le prix de la centrale la plus chère (point A du graphique du haut)!

Lorsque le soleil brille ou que le vent souffle, les centrales conventionnelles, qui sont aussi les plus chères, sont arrêtées ou freinées en premier. Le prix à la bourse baisse (graphique du haut : le prix baisse de A à B). Les consommateurs économisent ainsi le prix d'une centrale coûteuse, et paient ensuite pour toute leur électricité un prix moins cher à la bourse solaire !

Cela ne fonctionne pas au tarif zéro. Pour que les énergies renouvelables engendrent une baisse des prix, il faut d'abord les financer, ce qui n'est possible qu'à travers les tarifs de rachat de l'électricité (RPC) ou par des mesures incitatives correspondantes ! L'espoir de pouvoir jeter la RPC par-dessus bord dès que le prix de revient sera compétitif est irréaliste. Une réduction des prix en bourse dépend directement du développement des énergies renouvelables. Et le consommateur aussi ne pourra bénéficier de prix modérés que si le financement des nouvelles centrales continue d'être garanti.

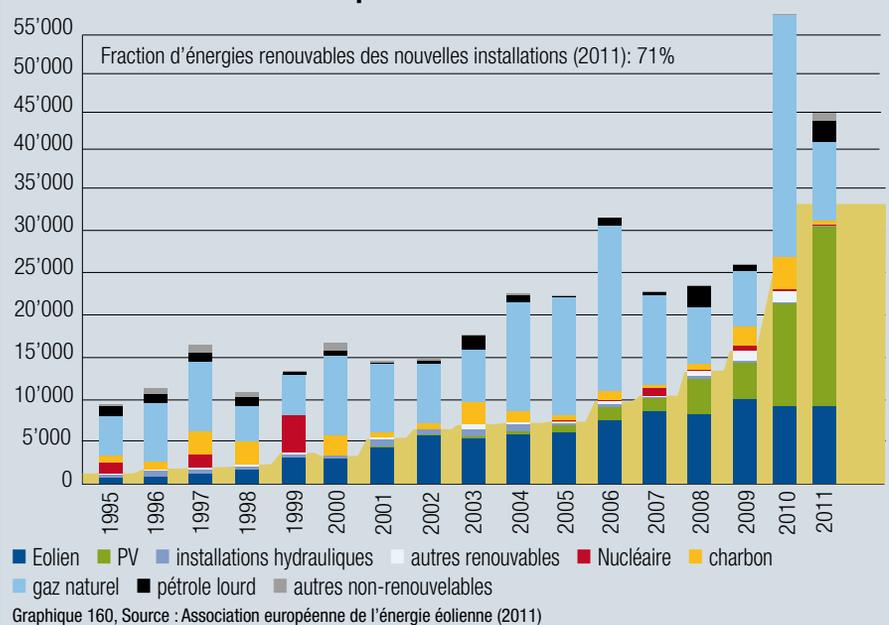
En Allemagne, l'effet « ordre de mérite » a été analysé scientifiquement. Il est maintenant prouvé que « les journées avec forte injection de courant éolien dans le réseau correspondent aux journées avec les prix moyens les moins chers sur le marché au comptant. »<sup>15</sup> En 2010, 2,8 milliards d'euros ont ainsi été épargnés, soit 0,53 ct €/kWh.<sup>16</sup> Les entreprises qui consomment beaucoup d'énergie et qui achètent leur courant à la bourse de l'électricité en ont le plus profité, surtout lorsqu'elles sont exemptées du « prélèvement EEG », la loi allemande sur la priorité aux énergies renouvelables. La pression au niveau des prix apportée par l'électricité éolienne et solaire explique pourquoi le lobby de l'atome et du charbon attise la polémique contre cette nouvelle concurrence des renouvelables. D'un autre côté, les consommateurs peuvent se réjouir de payer moins cher. Une bonne contrepartie pour les surcoûts, de court terme, des tarifs de rachat.

## Mix allemand d'électricité le 16 juillet 2011



Une grande quantité d'électricité solaire a été mise sur le réseau entre 9 et 17 h. Une faible quantité de puissance conventionnelle produite par une centrale a quitté le réseau. Cela a eu pour conséquence une diminution prononcée des prix.

## Installations récentes en Europe 2000 à 2010



En réponse à l'augmentation croissante des énergies renouvelables, des centrales à gaz ont été construites. Elles ne sont pas très chères et sont d'utilisation très flexible.

## L'exemple du 16 juillet 2011

Le développement rapide des énergies renouvelables en Allemagne a été si impressionnant que la bourse de l'électricité EEX, située à Leipzig, est même parvenue à des chiffres négatifs. En 2008, le lundi avant Noël entre deux heures et cinq heures du matin, un record a été atteint à cette bourse. Trois heures durant, le kilowattheure a été vendu à 10 centimes d'euros. Cela signifie qu'un utilisateur achetant à cette heure-là du courant à un fournisseur de gros le recevait non seulement gratuitement, mais encaissait une prime en plus.<sup>17</sup> La demande était très faible cette nuit-là et pour un producteur peu flexible, il était plus avantageux d'offrir de l'argent à l'utilisateur que de fermer ses centrales.

Un exemple plus récent est cité par le magazine « Photon » :

« Le 16 juillet 2011 entrera dans l'histoire de l'économie allemande de l'électricité. Ce samedi après-midi, le prix au comptant du courant a atteint à la bourse de l'électricité EEX le niveau du petit tarif nocturne. Pour se faire livrer du courant entre 14h et 15h, le client n'a payé que 2,5 centimes €/kWh. D'ordinaire, un samedi à cette heure-là, les prix sont deux fois plus élevés. (...) »

On sait que la baisse du tarif nocturne est due à une faible demande la nuit, mais une même baisse en plein après-midi est un phénomène nouveau, créé par le photovoltaïque. A l'avenir, on peut s'attendre à ce que les prix en bourse, durant les journées d'été, tombent sous le niveau des tarifs de nuit pendant des périodes de plus en plus longues. (...) Il est probable que désormais, le tarif de nuit avantageux soit aussi proposé en mi-journée et que le prix fort ne soit plus appliqué que le matin et le soir. (...) »

Ces mouvements de prix sont un indice qui montre la force du changement dans les infrastructures d'approvisionnement de l'avenir. Un prix est un vrai signal : l'électricité est soit abondante, soit insuffisante. Les différences de prix sont utiles pour piloter une centrale et permettre l'activité rentable des nouveaux centres de stockage d'électricité. <sup>18</sup>

Lorsque la part des renouvelables est très faible sur le marché, les grands exploitants notent à peine ce manque de rendement. Mais la montée en puissance de ces nouvelles énergies oblige les anciens monopolistes à s'adapter de plus en plus, et pour cela à restructurer leur parc de centrales. Il leur faut abandonner progressivement l'énergie en ruban des centrales de base, pour se tourner vers des unités de production plus flexibles, permettant des réglages rapides pour l'énergie de pointe et les réserves.

La plupart des fournisseurs d'électricité ont compris ce défi, consciemment ou inconsciemment. La variabilité des énergies renouvelables les a surtout poussés à construire des centrales à gaz en complément aux éoliennes et aux installations solaires. L'extension du réseau améliore l'interconnexion des stations de pompage-turbinage en Suisse et en Norvège. De nouvelles lignes ont été créées entre la Scandinavie et l'Allemagne, entre les Pays-Bas et l'Angleterre. Des pays comme l'Espagne et l'Allemagne, à forte proportion de renouvelables, ont commencé la construction de nouveaux réservoirs de pompage et en Suisse, les centrales à accumulation sont rénovées et dotées de nouvelles galeries et turbines.

# 6<sup>e</sup> partie

## Agenda 2020

Sur le chemin de la réussite	177
Les renouvelables sont moins chères que le nucléaire et le pétrole	179
Sécurité de l’approvisionnement avec des ressources variables	181
« Solaire & efficacité » : éliminer les obstacles	183
Il faut encore plus de sites d’implantation	185
Solutions en cas de surcapacités solaires et éoliennes dans le réseau	187
Nouveaux centres de stockage en vue	189
Energies renouvelables dans les transports	191
Energies renouvelables dans le secteur du bâtiment	193
En réseau européen : les mesures d’accompagnement	195
Stratégies avec du gaz : compléter ou détrôner les renouvelables ?	197
Réformes politiques, une partie de la solution	199
Comment gérer les risques nucléaires ?	201
L’avenir du commerce de l’électricité	203

**La 6<sup>e</sup> partie** explique comment un processus dialectique combinant économie, écologie et progrès techniques stimule les énergies renouvelables, sur le marché de l’électricité et ailleurs. La première chose à faire est de calculer à leur juste prix les « surcoûts », en comptabilisant les coûts complets. Comme le photovoltaïque est au plus près du marché, le principe de la facturation nette (net metering) commence à s’imposer. Faire fonctionner un compteur en sens inverse permet de mettre en avant la production de courant propre (pages 174–177). Mais ce n’est pas suffisant. Il faut surtout éliminer tous les obstacles qui obstruent la voie des énergies renouvelables et de l’efficacité énergétique : l’insécurité des tarifs de rachat, les redevances de base, les taxes et mesures chicanières.

Les exigences d’une politique d’implantation des nouvelles unités de production sont ensuite détaillées (pages 182–193), ainsi que les chances créées par de nouveaux réservoirs stationnaires ou des batteries dans la flotte automobile. Les potentiels d’efficacité énergétique dans le secteur du bâtiment étant déjà connus, ils feront l’objet d’une brève présentation, avec des méthodes pour les accélérer.

Toutes ces mesures concrètes sont prioritairement liées à la stratégie « solaire & efficacité », mais sont aussi pertinentes pour les deux autres stratégies « en réseau européen » (pages 194–195) et « gaz en réseau local » (pages 196–197), sans toutefois minimiser les risques d’une utilisation accrue de gaz naturel.

A la fin de ce livre (pages 198–203), on propose des réformes politiques sur la question des dons aux partis politiques, ainsi qu’une restructuration des autorités de contrôle. C’est aussi un rôle crucial qui attend les fournisseurs d’électricité au niveau des collectivités locales, grâce à l’ouverture des réseaux.

## Maison suisse à énergie positive : 262% de production d'énergie (par rapport à la consommation)



Graphique 161, Source : Prix solaire suisse 2008 / Werner Setz, architecte

Ce pavillon double pour deux familles à Riehen près de Bâle produit beaucoup plus d'énergie qu'il n'en consomme. L'isolation thermique (38 cm de laine minérale), des capteurs solaires (7,5 m<sup>2</sup>/2900 kWh/a), le photovoltaïque (84 m<sup>2</sup>/14,4kW/15800 kWh/a) et une pompe à chaleur efficace approvisionnent la surface de référence énergétique de 315 m<sup>2</sup>. Les excédents vont dans le réseau.

## Motos électriques à Shanghai en Chine



Graphique 162, Source : Hans-Josef Fell, député du parlement allemand

Dans de nombreuses villes chinoises, les motos à essence sont interdites car elles polluent l'atmosphère. Les scooters électriques sont très répandus, les voitures électriques vont suivre.

## Sur le chemin de la réussite

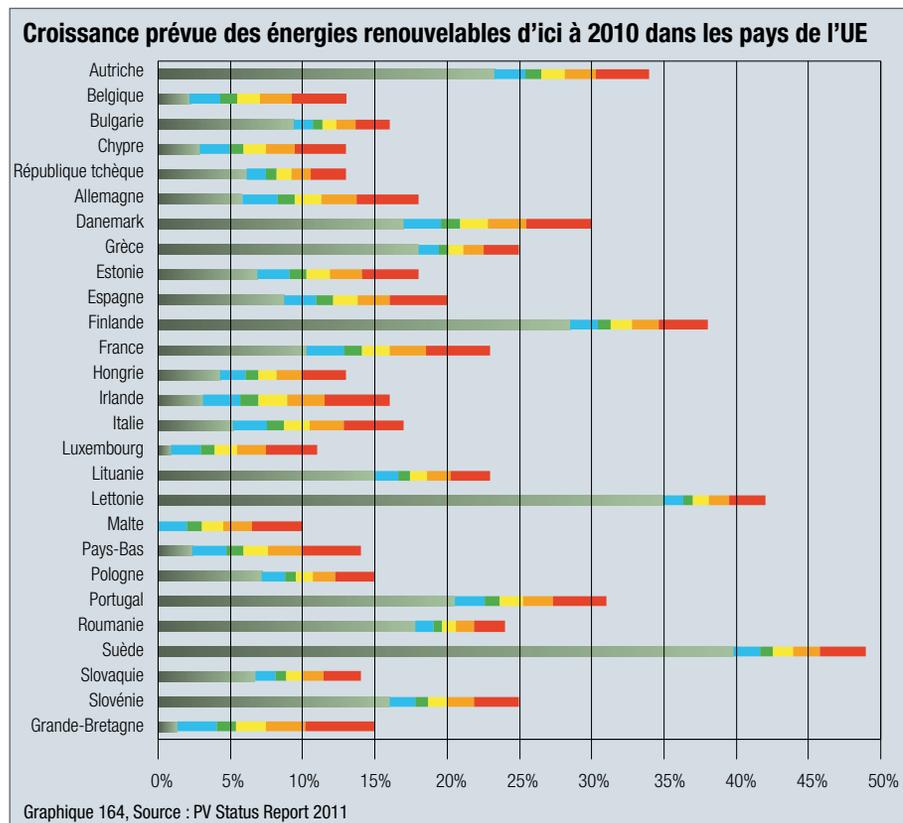
Le réchauffement climatique, les accidents pétroliers et Fukushima n'entraînent pas la fin immédiate des énergies fossiles et nucléaires, mais les risques sont réévalués. De nouvelles portes s'ouvrent aux énergies renouvelables et accélèrent l'évolution du marché. Le succès des énergies renouvelables est le fruit d'un processus dialectique mené dans des pays pionniers comme le Danemark, l'Allemagne ou l'Espagne. Le processus sera comparable sur les nouveaux marchés, mais à un rythme plus vif. L'exemple de l'Allemagne est instructif à cet égard : l'introduction des tarifs de rachat (en 1991 pour l'éolien et l'hydraulique, en 2000–2004 pour les autres renouvelables) a entraîné le perfectionnement et la baisse des prix des techniques (pour l'éolien dès 1992, pour l'électricité de biomasse à partir de 2000 et pour le courant solaire en 2004). Les tarifs de rachat ont aussi activé l'acceptation des énergies renouvelables par la population, ainsi que des réformes sur l'équilibrage des flux. L'année 2000 a vu la promulgation de la loi sur les énergies renouvelables (EEG) et la première décision de sortie du nucléaire. D'autres innovations décisives ont suivi : tolérance du réseau en cas de perte de tension, meilleurs onduleurs, nouveaux réservoirs et nouvelles techniques de réseau, forte expansion des nouvelles installations renouvelables (2008–2011), réformes dans la régulation (plafond avec tarification dégressive pour la rémunération du courant solaire, accélération de la construction des réseaux, tarifs de rachat pour l'éolien offshore). Toutes ces mesures ont permis de préparer le terrain pour passer de 20 % à 50 % de courant propre jusqu'en 2020. La belle disponibilité du courant propre et bon marché aplanit le terrain pour une évolution politique et pour tout ce qui se passe en amont de la prise électrique : pompes à chaleur optimisées, capteurs solaires et réservoirs souterrains, vélos et voitures électriques avec batteries solides, nouveaux réservoirs pour les systèmes solaires de maisons individuelles et collectives, qui permettent d'équilibrer entre le jour et la nuit les pics de production de l'éolien et du solaire local. Pour que les énergies renouvelables arrivent vraiment à percer, il faut communiquer différemment : ne laissons plus sans réponse les campagnes de diffamation du lobby nucléaire et d'Economiesuisse, cette fédération d'entreprises financée par le lobby. Ils disent les énergies renouvelables coûteuses et inefficaces ? Alors, portons dans le débat public les risques occultés de l'énergie nucléaire, ainsi que la perverse politique de désinformation des autorités de contrôle.

**Evaluer correctement les coûts d'ensemble.** L'argument décisif pour la viabilité des renouvelables, ce sont leurs coûts avantageux répartis sur toute la durée de vie des centrales. En terme d'économie financière, c'est le rapport entre les coûts totaux de production, incluant les investissements et le niveau de production électrique attendu, actualisé sur la durée de vie de l'installation (levelized cost of electricity, LCOE)). « L'âge d'or » et son faible prix de revient en font partie, tout comme le prix de l'intégration au réseau, les coûts externes pour les accidents, les émissions et les déchets. Les énergies renouvelables parviennent déjà à s'imposer dans la politique de nombreux pays, pour des raisons économiques plus qu'écologiques. Des gouvernements sont d'accord pour structurer les marchés de façon à subventionner des investissements, même si les prix de revient dépassent au début les prix à la bourse de l'électricité. Ce qui compte, c'est une approche globale. Le courant solaire devient d'emblée concurrentiel sur quantité de marchés malgré des frais de départ plus élevés, parce qu'il est directement injecté chez l'utilisateur. Il est aussi concurrentiel parce qu'il est disponible en journée, lorsque les besoins et les tarifs sont élevés, et parce qu'il n'entraîne pas de conséquences néfastes.

## Diminution des rétributions du courant injecté en Suisse (état 2012)

Rétributions à prix coûtant et trajectoires légales de réduction	Rétribution en 2012 ct/kWh	Durée de la rétribution (années)	Diminution des rétributions 2010 à 2012	Diminution minimale par an selon l'ordonnance	Diminution effective à partir de
Electricité solaire	28–49	25	-18% (2010) -18% (2011) -18% (2012)	-8%	2009
Energie éolienne	12–23	20	0%	-1,5%	2013
Biomasse	15–35	20	0%	0%	2010
Géothermie	23–40	20	0%	-0,5%	2018
Petite hydraulique	8–35	25	0%	0%	2010

Graphique 163 : Les rétributions du courant injecté pour l'électricité solaire ont été déjà baissées trois fois de 18 % depuis 2009. A partir de 2013, les rétributions à prix coûtant baisseront aussi pour l'énergie éolienne. A partir de 2018 ce sera au tour de l'électricité géothermique. Il faut rajouter à la baisse l'augmentation générale des prix qui ne sera pas compensée. Source : Swissgrid.



Le développement prévu des énergies renouvelables au sein de l'Union européenne a été décidé car tous les Etats membres ont estimé que cela représentait une chance pour leur pays et leur économie. Les problèmes d'approvisionnement en gaz en Europe de l'Est pendant le conflit gazier entre la Russie et l'Ukraine ont eu l'effet d'un choc bénéfique.

## Les renouvelables sont moins chères que le nucléaire et le pétrole

Si l'on veut épargner des coûts et sécuriser au mieux l'approvisionnement énergétique, on doit restructurer le secteur de l'électricité afin que des énergies renouvelables issus de potentiels locaux puissent prédominer dans la consommation. La Suisse possède de tels potentiels. Le solaire et l'éolien peuvent fournir un apport aussi important, sinon plus, que l'hydraulique, il leur faut juste de bonnes conditions-cadre. La clé de la réussite n'est pas qu'une question de techniques et le marché à lui tout seul ne résout pas les problèmes tant qu'il manque une bonne législation sur les tarifs de rachat et sur les autorisations pour de nouveaux sites de production.

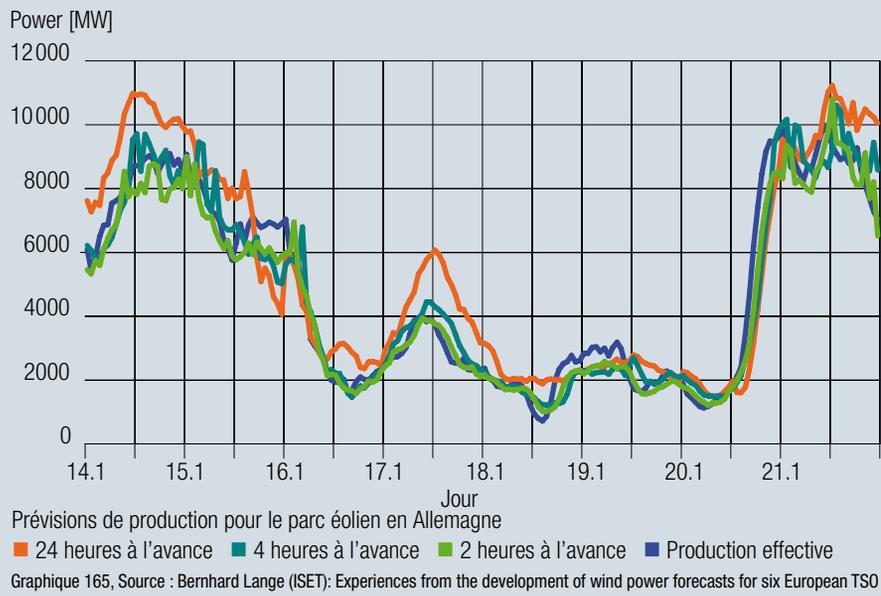
Le lobby nucléaire a essayé par tous les moyens de retarder cette transition énergétique et il continue de jouer la montre. Des campagnes hystériques essaient de nous inquiéter en évoquant des coûts prohibitifs. Pourtant, la hausse des prix qui correspond à la rétribution à prix coûtant du courant injecté (RPC) est tout au plus une simple mesure temporaire, une bagatelle comparée à la construction de nouvelles centrales nucléaires, aux coûts de la recherche et aux conséquences financières de l'énergie atomique, qui d'ailleurs n'a jamais soumis ces financements à l'approbation des citoyens. La RPC décroît rapidement et le thème des surcoûts s'évanouira de lui-même dans peu d'années. Les prix de revient du courant éolien et solaire sont d'ores et déjà en dessous des tarifs payés par l'utilisateur final ou atteindront bientôt ce seuil. En Allemagne, le courant solaire produit par les installations au sol ne sera plus rémunéré que 18,7 ct/kWh à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2012, les petites installations en toiture au maximum 26 ct/kWh.

**Net metering.** A des prix de revient aussi bas, le législateur peut encourager une production d'électricité décentralisée par le biais du net metering, sans hausser le prélèvement RPC. Cette méthode du comptage inversé est courante aux USA. Il s'agit d'une forme de subvention officielle, qui consiste à faire marcher le compteur en sens inverse durant toute la durée rentable d'une installation (20–25 ans). Pour le consommateur d'aujourd'hui, la contribution tarifaire d'acheminement n'augmente pas, elle baissera plutôt, car le courant solaire fabriqué en toiture déleste les réseaux.

L'exonération des frais de transit est devenue une réalité dans la loi d'approvisionnement sur l'énergie, mais seulement pour l'hydroélectricité des stations de pompage ! Les excédents des centrales nucléaires et à charbon sont transportés gratuitement, sous prétexte que cette électricité sert à la sécurité de l'approvisionnement. Les pompes à chaleur et les chauffages électriques ont aussi été installés pendant des années en profitant de subventions sur l'énergie et les frais de réseau. Il a fallu construire des milliers de kilomètres de lignes électriques supplémentaires, sans que les centrales nucléaires n'en paient un centime. Cet immense surcoût a été facturé aux clients, particuliers et industriels.

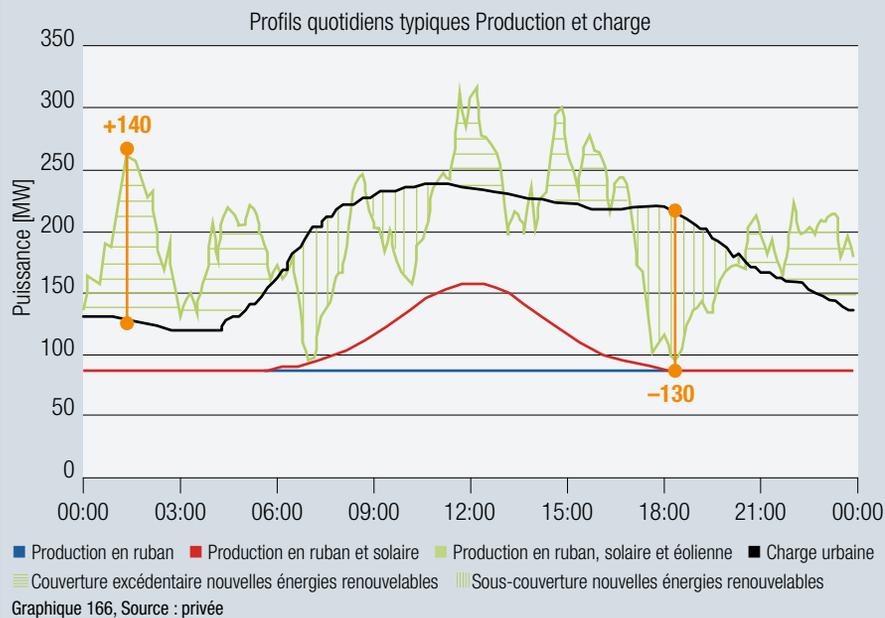
Le lobby nucléaire a toujours été très inventif pour ses propres intérêts. En Suisse comme ailleurs, les taxes d'accès aux réseaux sont très inégalement réparties, afin d'influencer les choix énergétiques. Les acteurs de la filière électrique ne communiquent jamais là-dessus. Avec quelques réajustements, le modèle du net metering est applicable à l'électricité éolienne, solaire et de biomasse. Il en résulterait un allègement de la RPC, que l'on pourrait alors réserver aux techniques dont les coûts de revient dépassent encore le prix final à la consommation. La baisse du prix du courant solaire est loin d'être terminée. Elle se poursuivra aussi une fois la parité du réseau atteinte, ce qui réduira encore la pression exercée sur les coûts de la RPC.

## Les modèles de prévision météorologique améliorent la précision des prévisions



Sur 24 heures, la production éolienne est déjà pronostiquée très précisément (+/-6%). Plus la prévision est à court terme, plus l'écart est faible.

## Profil quotidien avec un portefeuille d'énergie 100% renouvelable



Un fournisseur d'électricité avec 100% d'énergies renouvelables doit compenser les variations : les excédents (à gauche) et les déficits de production. Les centrales à accumulation et les achats à la bourse de l'électricité l'aident dans cette tâche.

## Sécurité de l'approvisionnement avec des ressources variables

En règle générale, les énergies renouvelables sont inépuisables, non dangereuses et seront de moins en moins chères. Elles améliorent donc la sécurité de l'approvisionnement. Mais leur part sur le marché augmente et il faudra faire face à de nouveaux pics de production en fonction des conditions météorologiques. Les pays ne possédant pas de grands lacs de rétention peuvent avoir des problèmes lorsqu'il n'y a pas suffisamment de soleil ou de vent. On doit mettre en place pour toute l'Europe un management intelligent entre les centrales, les réseaux et les réservoirs de stockage, tout en gardant encore pendant quelque temps les anciennes centrales fossiles comme réserves de secours.

Il n'y a aucune raison de paniquer. Les variations entre l'offre et la demande sont le pain quotidien du secteur de l'électricité. Il a toujours fallu lisser la surproduction nocturne des centrales nucléaires et au charbon au moyen de lacs, de stations de pompage, de chaudières, de pompes à chaleur ou d'accumulateurs thermiques. On sait aussi gérer les variations hydrologiques des centrales de barrages. Nous avons déjà à disposition toute une panoplie de solutions techniques pour adapter l'offre à la demande :

**Extension du réseau.** L'interconnexion de différentes centrales de production à rendement variable équilibre les pics de production.

**Diversification des lieux de production.** La répartition de la production électrique dans différentes régions et zones météorologiques favorise les effets de compensation. Les sites très productifs comme la mer du Nord présentent moins de variations qu'à l'intérieur du territoire.

**Diversification des technologies.** Le vent, le soleil, l'eau et la géothermie ont des profils de production très divers. S'ils interfonctionnent entre eux, le besoin en systèmes de stockage diminue. Selon les saisons, l'éolien complète le soleil et l'eau, ou réciproquement.<sup>1</sup>

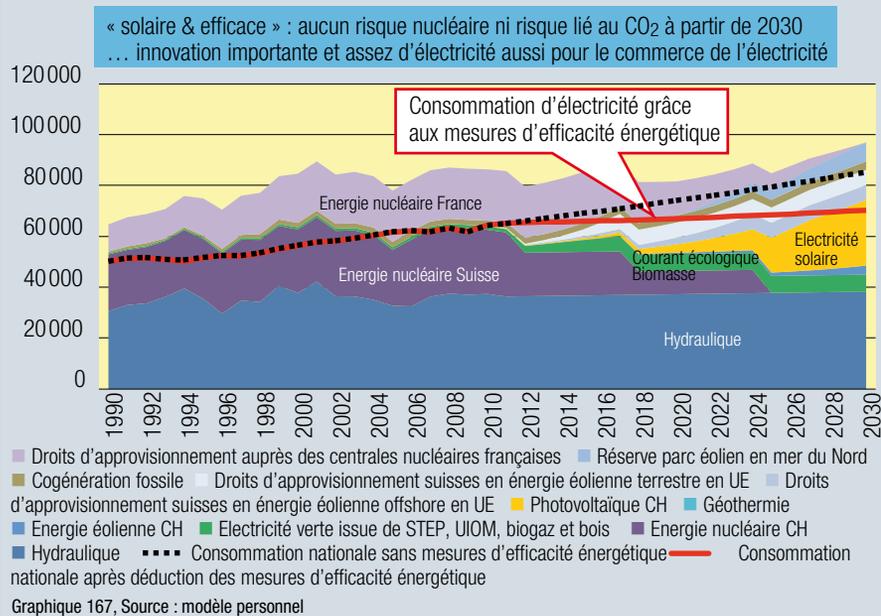
**Réservoirs.** Les lacs, les réservoirs des stations de pompage, les accumulateurs thermiques, le biogaz, la biomasse et les batteries sont destinés à stocker les excédents de production et à les remettre en circulation en cas de besoin. D'immenses réservoirs d'eau se trouvent en Scandinavie et dans les Alpes, il faut seulement améliorer l'acheminement de ces réserves vers les grands centres urbains.

**Gestion de la charge.** La mise en place d'un réseau électrique intelligent (smart grid) permet d'adapter une charge plus élevée à cette nouvelle offre d'électricité variable, adaptée aux chaudières, pompes à chaleur, entrepôts frigorifiques, circuits d'approvisionnement en eau et réservoirs, aux véhicules électriques, machines à laver, etc. Pour que ce système fonctionne, Swissgrid doit ouvrir le marché de l'énergie de réglage.

**Meilleures prévisions.** Une nouvelle méthodologie des prévisions pour le courant éolien et solaire renforce aussi la sécurité de l'approvisionnement. L'Allemagne a atteint en 2008 une précision de 94% à 95% avec des prévisions à 24 h (day-ahead, voir graphique du haut). Pour des prévisions à court terme de 2 à 4 h, l'exactitude est de 96% à 97%. Ces variations peuvent aussi se négocier sur le marché intra-jour et intra-heure de la bourse de l'électricité.<sup>2</sup>

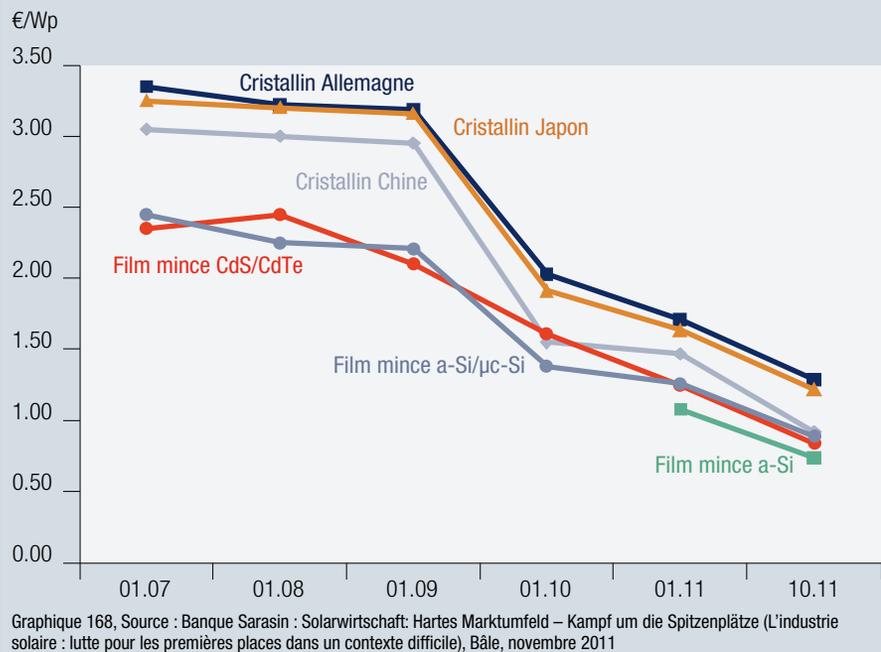
**Centrales électriques de réserve.** Le remplacement des centrales européennes fonctionnant au charbon et au gaz peut même profiter aux énergies renouvelables. La mise en marche ou à l'arrêt d'une centrale à gaz est rapide. Elle a toute légitimité en cas de goulet d'étranglement, lorsque la part des fossiles diminue aussi. D'autant plus que le biogaz et le méthane de synthèse peuvent succéder au gaz naturel.

## La stratégie « Solaire & efficace »



L'approvisionnement complet en électricité propre d'ici à 2030 est possible à partir d'un mix d'électricité solaire, éolienne et de biomasse. Une meilleure efficacité énergétique favorise la transformation.

## Evolution des prix des modules solaires 2007–2011



Les coûts de revient en baisse rendent les parts de marché de l'électricité solaire abordables.

## « Solaire & efficacité » : éliminer les obstacles

La transition vers les énergies renouvelables est possible, de nombreux pays la mettent en place. L'optimisme d'acteurs compétents du monde de la finance n'est pas un hasard : « Il suffit de voir l'efficacité croissante des énergies renouvelables pour comprendre que l'ère des énergies nucléaire et fossiles est sur son déclin. Ce n'est pas l'épuisement de ces ressources qui en est la cause, mais la perte accélérée de leur capacité concurrentielle et leur soutien dans la société », écrit la banque bâloise Sarasin.<sup>3</sup> Cependant, cette transition ne sera effective qu'après élimination des multiples blocages.

**Tarifs garantis.** Les centrales électriques renouvelables ont des coûts fixes élevés. On y investit seulement quand un tarif de rachat est garanti. Tant que la rétribution à prix coûtant du courant injecté (RPC) reste plafonnée, on ne construit pas, c'est aussi simple que cela. En complément à la RPC, le « net metering » (comptage inversé) peut avoir une signification grandissante et alléger déjà la RPC. Il suffirait pour cela d'appliquer l'article 7 de la loi en vigueur sur l'énergie.

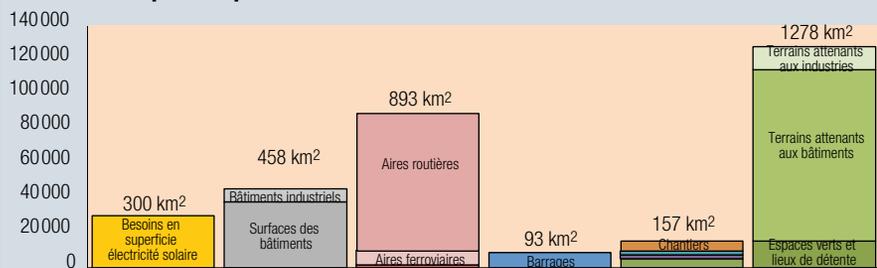
**Calcul exact des surcoûts.** C'est dans le scénario « solaire & efficacité » qu'on trouve la meilleure contribution au remplacement du nucléaire. Mais ce scénario ne peut se déployer que si certains détails sont pris au sérieux. Actuellement, une personne qui injecte du courant à une heure de tarif de pointe est rémunérée en fonction du tarif de gros, pour la charge de base, à la bourse de l'électricité EEX de Leipzig (environ 7–8 ct/kWh). Son électricité a pourtant une valeur bien supérieure : elle est vendue 22–25 ct/kWh au petit et moyen utilisateur final. Se trouvant déjà dans un circuit de distribution, cette électricité n'a pas besoin de traverser sept réseaux différents pour arriver au consommateur.

La pratique actuelle, dictée par le lobby de l'atome et défendue par des juristes, conduit à un prélèvement RPC artificiellement gonflé. On veut faire croire que la transition énergétique est trop chère, sans prendre en compte d'autres calculs. Le courant solaire renforce l'auto-alimentation, diminue les risques, épargne les réseaux et les lacs de barrage. Les exploitants n'ont aucune raison de se plaindre de cet allègement, même s'ils ne paient pas eux-mêmes l'extension du réseau. Pour les énergies renouvelables, c'est Swissgrid qui finance, à travers ses prestations services système (PSS).<sup>4</sup>

**Suppression des taxes de base.** Lorsque des personnes injectant du courant au niveau le plus bas sont autorisées à utiliser leur compteur à l'envers (net metering), la loi doit aussi veiller à ce que les exploitants ne baissent pas artificiellement cette subvention par le biais des taxes de base. Quand il s'agit de freiner la concurrence, certains électriciens sont très créatifs. Il serait plus équitable d'appliquer un traitement linéaire pour tous les consommateurs au même moment de la journée. Les coûts réels seraient ainsi mis en évidence, alors que les rabais sur quantité les occultent. Les consommateurs économes ne doivent plus être sanctionnés.<sup>5</sup>

**Suppression des chicaneries.** Certains gestionnaires de réseaux de distribution compliquent la construction de petites unités de production décentralisées en exigeant des compteurs électriques hors de prix, des relevés inutilement fréquents ou des taxes de base à des prix prohibitifs. Le législateur et les pouvoirs publics doivent agir pour interdire définitivement ces pratiques abusives.

## Besoins en superficie pour l'électricité solaire et surfaces d'habitat et d'infrastructure



	Besoins en superficie 30TWh Electricité solaire	Bâtiments	Aires de circulation	Barrages	Surfaces spéciales d'habitat et d'infrastructure	Jardins / Terrains attenants
Besoins en superficie électricité solaire	30'000					
Bâtiments industriels		7292				
Surfaces des bâtiments		38508				
Terrains attenants aux industries						12'941
Aires routières			79297			
Aires ferroviaires			8449			
Aérodromes			1585			
Barrages				9300		
Chantiers					5967	
Décharges					2431	
Installations d'approvisionnement et d'élimination					1989	
Surfaces d'extraction (p. ex. gravières)					5383	
Terrains attenants aux bâtiments						98050
Espaces verts et lieux de détente						15860

Graphique 169, source : Statistique de la superficie / Office fédéral de la statistique

Les installations d'électricité solaire ne sont pas limitées aux toitures. Les infrastructures publiques telles que barrages, chemins de fer, aéroports, barrages, décharges ou clôtures de jardin représentent un potentiel important grâce aux prix des modules en baisse.

## Les autoroutes, centrales solaires



Graphique 170, Source : montage photo (welt.de) / Aquasun

Les routes et les autoroutes occupent d'énormes superficies. Des modules accrochés sur des câbles ou des piliers conviennent peut-être mieux que des couvertures fixes (illustration). Ils peuvent être réorientés en fonction de l'exposition et être mis à la verticale par temps neigeux, même sur des panneaux solaires flottants destinés aux barrages situés à des endroits alpins ensoleillés.

## Il faut encore plus de sites d'implantation

Les débats sur l'esthétique et sur la localisation des énergies renouvelables sont incontournables. Pour le solaire, la discussion se focalise surtout sur le contingent de toits admissibles. C'est un sujet de conflit avec les associations de protection du patrimoine. En vertu de l'urgence à changer notre système énergétique, il faudrait ancrer dans la loi un droit fondamental à construire ou aménager des installations solaires. Seuls des bâtiments à haute valeur historique pourraient peut-être faire l'objet d'interdictions. Des géodonnées montrent que des surfaces d'exploitation adaptées au solaire existent en de nombreux endroits : infrastructures routières, décharges, lacs alpins, clôtures d'espaces verts, etc. Lorsque ces emplacements sont proches des consommateurs et bien répartis géographiquement, leur prise en compte éviterait les dépenses pour des réservoirs et la mise en réseau.

**Zones disponibles dans les cantons.** La loi doit inciter les cantons à dégager un minimum de surfaces comme zones de développement, véritables « corridors pour les renouvelables », avec appels d'offres publics. Pour chacune de ses futures zones d'exploitation, le canton devrait donner des garanties de qualité (configuration des vents, ensoleillement, potentiels de biomasse ou de géothermie). Des « quotas d'emplacements » se baseront sur la dimension géographique du canton, sur les potentiels et sur la densité de population, c'est-à-dire aussi sur les toitures existantes. L'objectif est de réunir un contingent suffisant de nouvelles énergies, en offrant aux communes concernées une participation adéquate aux bénéficiaires.

**Processus démocratique.** Des concertations auront lieu, au cours desquels les habitants donneront leur avis sur le type de renouvelables et sur les espaces mis à disposition. Jusqu'en 2020, l'objectif intermédiaire pour le photovoltaïque suisse devrait définir un minimum de 50 % des surfaces en toiture et des infrastructures de support pour le solaire, ainsi que 10 % du potentiel pour l'éolien, le tout sans entraves administratives.

**Compensations.** Afin que les cantons de montagne ne mettent pas trop d'ardeur à investir encore et encore dans une hydroélectricité déjà surexploitée, ils pourront recevoir une petite compensation pour installer du solaire ou de l'éolien, sur le modèle de la « redevance hydraulique » suisse (1,5–2 centimes/kWh).

Redevance hydraulique Suisse	CHF / kW	Production des cantons millions CHF	Charge ct / kWh
d'ici à 2010	80	440	1,2
d'ici à 2014	100	550	1,5
d'ici à 2019	110	605	1,65

Cette redevance sur l'hydraulique a fortement contribué à l'acceptation de cette énergie par la population. Il serait vraiment étonnant que les propriétaires et les communes réagissent différemment pour les autres renouvelables. Rien à voir avec les pots-de-vin offerts par les nucléocrates aux communes voisines d'une centrale nucléaire, pour faire accepter des risques à venir.

« **Redevance éolienne** ». On pourrait envisager ce type de redevance pour l'éolien en général, afin de dédommager, outre les communes d'implantation des éoliennes, toutes les communes dont le paysage est directement altéré par les turbines. Toutefois, la visibilité des parcs éoliens est largement surestimée. Un approvisionnement complet en éolien pour toute l'Europe occuperait moins de 1 % des surfaces au sol.<sup>6</sup>

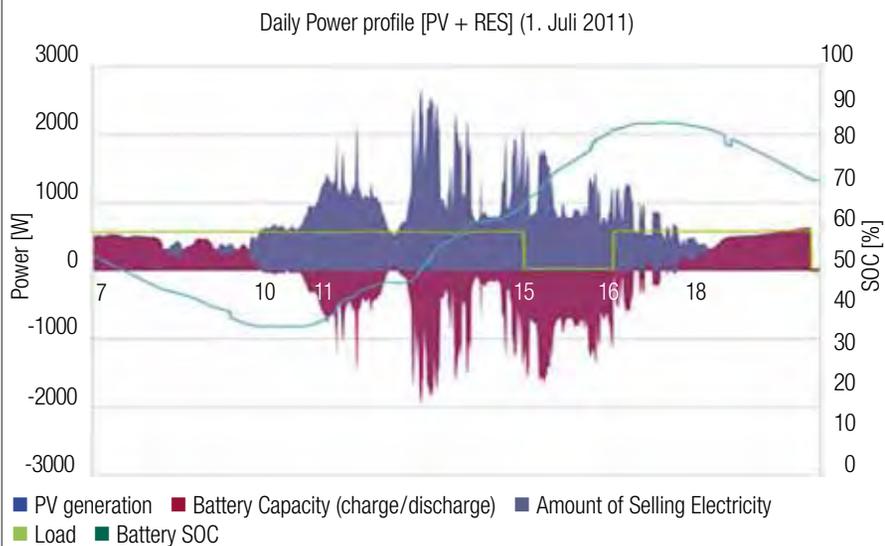
## Davantage de puissance de la part des lacs de retenue existants



Graphique 171, Source : Nant de Drance/Emosson

Dans les Alpes, la puissance de nombreux lacs de retenue peut être augmentée sans que de nouvelles constructions soient nécessaires. Sur la photo : Nant de Drance/Lac Emosson : puissance de pompage : 900 MW, différence de niveau : 250-395 m, rendement : environ 80 %.

## Profil d'accumulation d'une batterie domestique à lithium-ion (1<sup>er</sup> juillet 2011)



Graphique 172, Source : Samsung

La batterie absorbe les excédents de puissance issus de l'électricité solaire du toit et met l'électricité à disposition pour la nuit. Le rendement est chiffré à 91 %.

## Solutions en cas de surcapacités solaires et éoliennes dans le réseau

Les petits producteurs décentralisés verront leur participation à la production d'électricité augmenter et contribueront eux-mêmes à améliorer les capacités de stockage, l'intégration dans le réseau et sa stabilisation. Grâce à des processus automatisés, ils pourront synchroniser leur consommation en fonction de la disponibilité en courant propre dans leur « maison intelligente » (smart house) ou installer leurs propres unités de stockage dans la cave. Il existe quantité d'autres solutions, les réservoirs les moins chers étant ceux qui existent déjà et surtout ceux dont on peut se passer.

**Délestage de charge (load shifting).** Avec ses lacs de barrage, la Suisse est très flexible. Les bassins peuvent compenser la variabilité presque gratuitement, en retardant la production d'électricité lorsque le soleil brille et que le vent souffle.

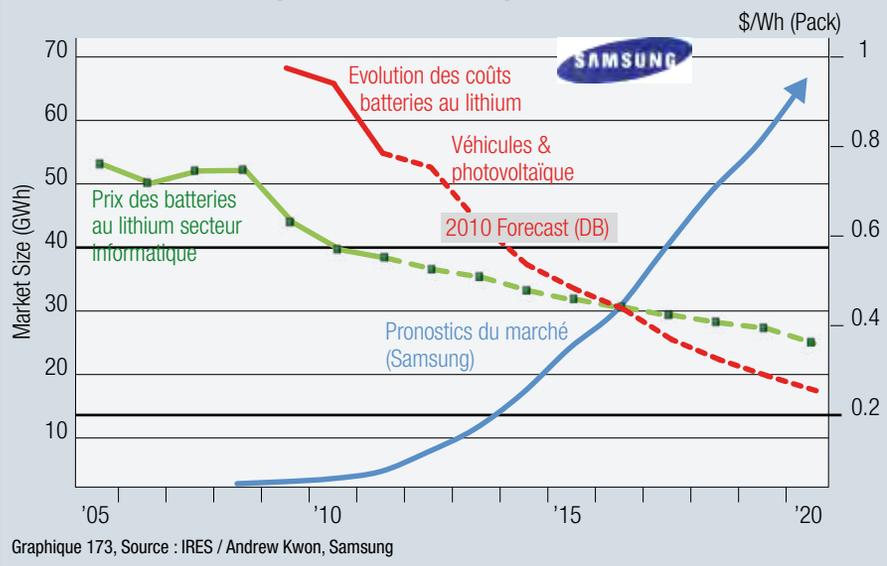
**Market coupling.** Pour écouler des excédents de production, les producteurs se tournent de plus en plus vers une commercialisation des capacités de réseau transfrontalières, en une seule transaction à la bourse de l'électricité. Il s'agit du « market coupling ». Le courant éolien et solaire excédentaire atteint ainsi de nouvelles régions de vente, parfois encore peu familiarisées avec les énergies renouvelables. Et bien sûr, le commerce fleurissant du vent et du soleil ne plaît pas à tout le monde. Les propriétaires de centrales fossiles et fissiles de France, Pologne, Tchéquie et Slovaquie se plaignent de l'extension de l'électricité solaire, qui les oblige à freiner leurs centrales.

**Systèmes maison solaire.** Un jour, les installations solaires seront si généralisées que les tarifs de mi-journée baisseront. Les propriétaires de toits solaires verront alors que le modèle du « net metering », intéressant jusqu'au moment de la parité, ne l'est plus lorsque les tarifs baissent encore. A partir de ce moment, il sera préférable que des réservoirs décentralisés conservent le courant solaire bon marché de midi jusqu'au soir. Le contraire est aussi possible : si la bourse note des tarifs de jour élevés, on peut vendre le courant du toit et de la batterie à un moment de forte demande. Pendant la nuit, quand la consommation est minime, la batterie sera remplie de courant avantageux, par exemple avec un excédent d'éolien. Beaucoup de pays constatent un boom des réservoirs décentralisés. La batterie dispose alors d'un système de pilotage programmé, avec accès automatique aux données de la banque de l'électricité. On peut analyser ces données et décider s'il est préférable d'acheter ou de vendre l'électricité.

**Récompenser la consommation personnelle.** La loi allemande sur les énergies renouvelables (EEG) encourage la consommation individuelle du courant solaire, avec un bonus de 12,36 centimes €/kWh (< 30% de l'utilisation personnelle) pouvant atteindre 16,74 centimes d'euros (participation > 30%). Ce phénomène a fait démarrer la construction des réservoirs décentralisés et peut servir d'exemple à de nombreux autres pays.

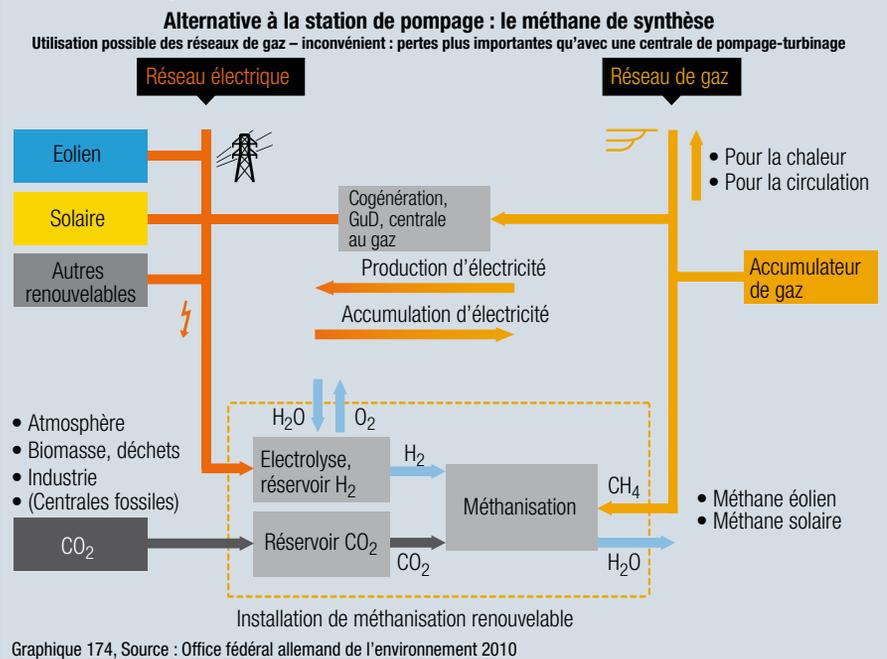
**Réservoirs plus avantageux.** Le prix des batteries diminue presque au même rythme que le prix des modules solaires. Des fabricants asiatiques prévoient une expansion exponentielle des batteries lithium-ions, un type d'accumulateur qui sert aussi de réserve tampon, de régulateurs de fréquence, de source de courant nocturne, de groupe électrogène de secours, ou de remplacement pour le réservoir à essence. La Corée investit 6 milliards dans la recherche sur de nouvelles unités de stockage. La société Samsung est leader du marché et prévoit que d'ici à 2020, la vente des batteries lithium-ion sera multipliée par vingt, atteignant 70 millions de kWh par an. Selon la Banque allemande, le coût d'un kilowattheure stocké s'effondrera de 1000 dollars à 250 dollars – un niveau au-dessous du prix d'une batterie conventionnelle au plomb.<sup>7</sup>

## Le lithium moins cher que les batteries au plomb



Les prix des batteries au lithium baissent encore plus rapidement que les prix des modules solaires. Bientôt, l'accumulateur électrique à la cave sera moins cher que les taxes réseau.

## Méthane de synthèse – nouvel accumulateur électrique



Le méthane est un accumulateur électrique bien plus pratique que l'hydrogène car le réseau de gaz existant peut emmagasiner des réserves pour plusieurs mois. Quand les stocks sont pleins, l'excès peut faire fonctionner les véhicules à moteur.

## Nouveaux centres de stockage en vue

Si les prévisions de la firme Samsung sont justes, un ménage vivant dans une maison individuelle et avec une consommation quotidienne de 10 kWh pourra acheter pour sa cave un réservoir de 3–5 kWh à partir de 1000 CHF. Mais là aussi, les choix sont entre les mains des politiques.

**Indemnisation par Swissgrid.** Des réservoirs décentralisés et stationnaires peuvent capter et stocker directement les pointes de courant de la production d'électricité domestique. Ces équipements de stockage ont une fonction comparable à celle des lacs alpins et de plus, ils préservent les réseaux et les stabilisent. Swissgrid devrait donc reconnaître ces réservoirs comme produisant de l'énergie de réglage et rémunérer correctement leur intégration dans la gestion du réseau. Il est plus urgent de faire preuve de pragmatisme que de répandre la panique sur la question du stockage.

**Méthane de synthèse.** L'Office fédéral de l'environnement allemand a analysé la production de biogaz de synthèse (méthane) en fonction de sa valeur de stockage pour l'électricité. Les premiers essais pratiques sont très prometteurs. Sur la base d'installations d'électrolyse classiques, le méthane de synthèse peut servir de vecteur d'accumulation, puis fournir le travail de régulation de charge. Contrairement à des concepts antérieurs, on ne mise plus que sur l'hydrogène. Celle-ci est transformée, en réaction avec du CO<sub>2</sub>, en méthane de synthèse qui a la même composition chimique que le gaz naturel.

Une installation pilote d'une puissance de 25 kilowatts est raccordée au réseau de la ville de Stuttgart depuis 2009. Elle a été développée par le Centre de recherche sur l'énergie solaire et l'hydrogène (ZSW), ainsi que par l'Institut Fraunhofer pour l'énergie éolienne et les techniques de systèmes énergétiques (IWES). Cette technologie est réalisable et ses avantages sont impressionnants : on peut injecter le méthane dans tout le réseau de gaz naturel et l'utiliser comme carburant partout où un réseau gazier est disponible. Certes, un tiers de l'électricité se perd en rejets thermiques pendant la fabrication. Mais on peut aussi valoriser cette énergie de transformation en installant les dispositifs d'électrolyse à proximité d'un « demandeur de chaleur » et utiliser les pertes dues à la transformation, notamment pour de l'eau chaude sanitaire. Le réseau gazier et ses réservoirs en Allemagne sont de capacité suffisante pour garantir un stockage de l'électricité pour deux mois et demi de consommation – plus que ne peut durer une période sans vent. Jusqu'à présent, seuls les lacs d'accumulation pouvaient stocker de telles réserves. De toute façon, il n'est guère envisagé d'en construire de nouveaux dans des pays de plaine.

Le transport du méthane est plus simple que celui de l'hydrogène, gaz volumineux et volatil. La méthanation permet un approvisionnement complet en énergies renouvelables, robuste techniquement. Cette innovation est révolutionnaire car elle s'intègre harmonieusement dans des structures de distribution existantes. Pas besoin de construire de nouvelles conduites et de nouveaux réservoirs de gaz. Les centrales à gaz qui fonctionnent au méthane enregistrent un taux d'efficacité élevé (55–60%), et on pourrait aussi utiliser la surproduction d'électricité dans le secteur de la mobilité. Dans le trafic aérien en particulier, l'énorme demande en carburants renouvelables liquides est encore inassouvie. Le méthane de synthèse permet aussi une synergie entre les réseaux électriques et gaziers. Même pendant une nuit de novembre sans vent – cette légende propagée par les anti-éoliens –, il y aura toujours assez d'électricité dans le réseau. En attendant, le prix inférieur du gaz naturel est une entrave à la construction en série de ces réservoirs de méthane. Ici aussi, rien ne fonctionne sans de bonnes conditions-cadre.

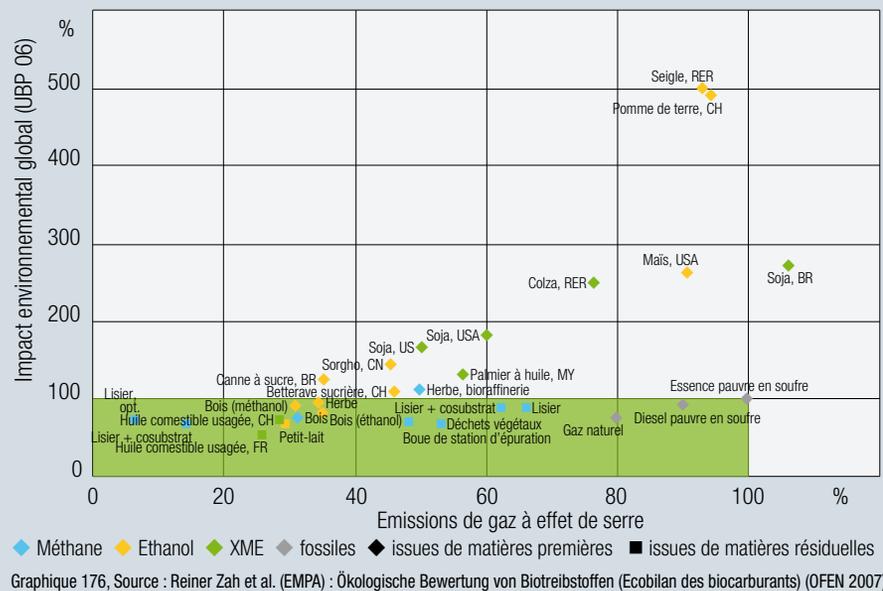
## La berline Tesla à fonctionnement 100 % électrique



Graphique 175, Source : <http://www.teslamotors.com/models>

Le nouveau modèle de Tesla promet une consommation de 16,1 kWh (l'équivalent de 1,6 litre d'essence) aux 100 km et selon la taille de la batterie une autonomie de 242 à 480 km (données constructeur).

## Agrocarburants nocifs



Les combustibles agricoles tels que le soja, le maïs et la canne à sucre sont écologiquement plus néfastes que l'essence. La zone en vert signifie : émissions de gaz à effet de serre plus faibles et moindre impact environnemental global que l'essence.

## Energies renouvelables dans les transports

Un nouveau trend se dessine dans le secteur de la mobilité : les véhicules privés à moteur doivent réduire à 130 grammes/km leurs émissions de CO<sub>2</sub>. Ils deviennent plus légers, plus efficaces et fonctionnent de plus en plus souvent au gaz ou à l'électricité. Une évolution économiquement intéressante à un moment où l'essence se raréfie, qui peut contribuer à améliorer la qualité de l'air et le climat. Les moteurs électriques sont bien plus efficaces que les moteurs à combustion. Une limousine dotée d'un moteur électrique de la marque Tesla ne consomme que 16,1 kilowattheures aux 100 km, ce qui correspond à 1,6 litre d'essence. On parle d'efficacité pour ce moteur parce que l'électricité est issue des énergies renouvelables (soleil et vent), pas de centrales thermiques (gaz, charbon, nucléaire).

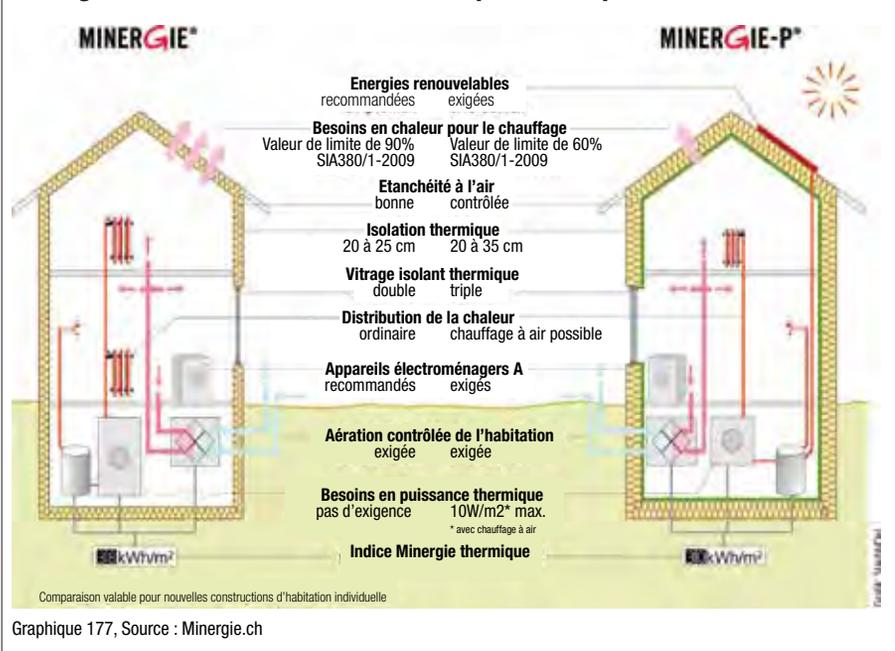
**Véhicules électriques.** Si toutes les automobiles enregistrées en Suisse étaient des limousines Tesla, la consommation en électricité pour 53,3 milliards de kilomètres parcourus (2010) ne serait que de 8,1 TWh, c'est-à-dire moins de 15% de la consommation finale. Si une coopérative d'achat suisse comme la Migros ou Coop achetait cette électricité en mer du Nord, il faudrait, pour tout le parc automobile suisse, environ 300 grandes turbines éoliennes modernes (7 MW). En estimant le coût des batteries à 250 dollars/kWh en 2020, le réservoir électrique reviendrait à environ 10000 CHF par véhicule (42 kWh/260 km d'autonomie)<sup>8</sup>. Ces prix de fonctionnement par kilomètre parcouru en voiture sont en dessous de ceux pratiqués actuellement. Cette stratégie s'inscrit-elle dans un cadre de développement durable ? Cela dépend combien de cycles de rechargement ces batteries supportent, si l'analyse de leur cycle de vie donne une bonne note environnementale aux matériaux utilisés et s'ils sont recyclés après usage. Les programmes gouvernementaux qui soutiennent la filière et les tests sur la flotte automobile doivent prendre ces critères en considération. Les véhicules utilisés majoritairement sur des trajets courts (jusqu'à 100 km d'autonomie, par exemple) peuvent avoir des batteries plus petites. Les trajets plus longs seraient gérés par un petit groupe électrogène intégré et fonctionnant au méthane de synthèse ou au biogaz.

**Taux de mélange pour les avions.** Pour le trafic aérien, on peut produire du kérosène à partir de méthane de synthèse. Les autorités en charge du climat devraient interpeller l'industrie aéronautique pour qu'elle fasse enfin quelques efforts dans ce sens, avec des essais pilotes et un taux de mélange progressif. Les agrocarburants, par contre, ne sont pas une bonne solution. Il faut tout simplement les interdire.

**Transports publics.** A l'avenir, les sociétés de chemins de fer opteront davantage pour un mix d'énergies renouvelables. Le transport routier de marchandises sur longues distances doit être remis sur les rails. Pour le transport local, les camions peuvent fonctionner électriquement ou au gaz de synthèse.

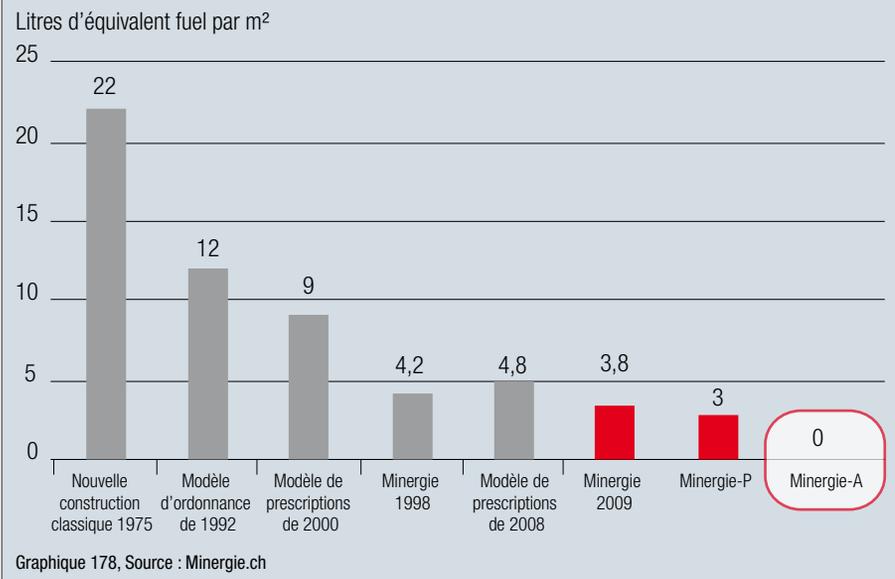
**Véhicules électriques pour stocker l'électricité.** Dans le trafic, on devrait pouvoir recharger ses batteries sur des bornes de recharge intégrées de façon intelligente (smart) au réseau. Ces bornes s'enclencheront ou s'arrêteront automatiquement, selon que l'électricité est abondante ou plus rare. On peut aussi utiliser les batteries électriques automobiles comme des réservoirs et injecter ensuite le courant dans le réseau en cas de besoin (vehicule to grid). Cette nouvelle possibilité peut considérablement réduire le besoin en nouveaux réservoirs, et de toute façon, la plupart des voitures sont presque toujours à l'arrêt. Le financement doit être directement à la charge de l'industrie automobile, laquelle est d'ailleurs exonérée de la taxe carbone en Suisse. Le temps presse. Le prix du pétrole ne va pas baisser. La mutation de la production d'électricité vers les énergies renouvelables n'est pas seulement « réaliste », elle est aussi « avantageuse économiquement »<sup>9</sup>.

## Minergie : un standard de construction qui fait ses preuves



Avec les labels Minergie et Minergie-P, les consommations ont été progressivement réduites. Maintenant, il existe aussi Minergie-A qui allie la consommation efficace d'énergie avec le gain actif d'énergie et baisse à zéro la consommation nette d'un immeuble.

## La tendance : des maisons autosuffisantes



Les modèles de prescriptions pour les nouvelles constructions ont été progressivement renforcés. Les millions de bâtiments anciens restent le point noir.

## Energies renouvelables dans le secteur du bâtiment

Dans le bâtiment, la révolution de l'efficacité énergétique a commencé depuis longtemps. Les standards de construction Minergie, Minergie-P et Minergie-A (maison à énergie positive) s'imposent peu à peu. Les besoins domestiques en chaleur et en électricité peuvent être en grande partie couverts par des ressources locales : par l'enveloppe du bâtiment elle-même (solaire thermique et photovoltaïque), par le sol (biomasse, géothermie de surface et pompe à chaleur) ou par la chaleur ambiante (pompe à chaleur aérothermique). Les nouvelles constructions produisent leur propre énergie et grâce au prix modéré des cellules solaires, approvisionnent aussi le réseau électrique. Les constructions anciennes ont généralement des besoins supplémentaires, à couvrir par de l'énergie extérieure renouvelable (pompe à chaleur), par des réseaux de chaleur à distance ou de la biomasse. Le contingent de bâtiments anciens en mauvais état est malheureusement important et seuls quelques-uns bénéficieront de mesures d'assainissement. Une amélioration est seulement envisageable si le législateur met en place un système cohérent d'incitations financières.

**Meilleure information.** Des investissements de départ élevés ne sont pas bien acceptés, pour toutes sortes de raisons. Tout autant que de liquidité, les investisseurs manquent souvent d'une vue d'ensemble pour tout le cycle de vie des matériaux ou négligent par la suite certains cycles de remplacement.

**Meilleur niveau technique.** L'exploitation du potentiel d'efficacité passe par une réévaluation de la réglementation concernant les bâtiments, les appareils et les équipements, qui doit passer de « niveau technique » à « meilleur niveau technique ». Le « fédéralisme d'exécution » des cantons, qui autorisait différentes interprétations d'une même norme, est une tradition révolue. Le standard Minergie-A implique l'autonomie énergétique d'un bâtiment à l'année et doit avoir valeur d'obligation, du moins pour les maisons unifamiliales avec une grande surface de toiture par rapport à la surface habitée.

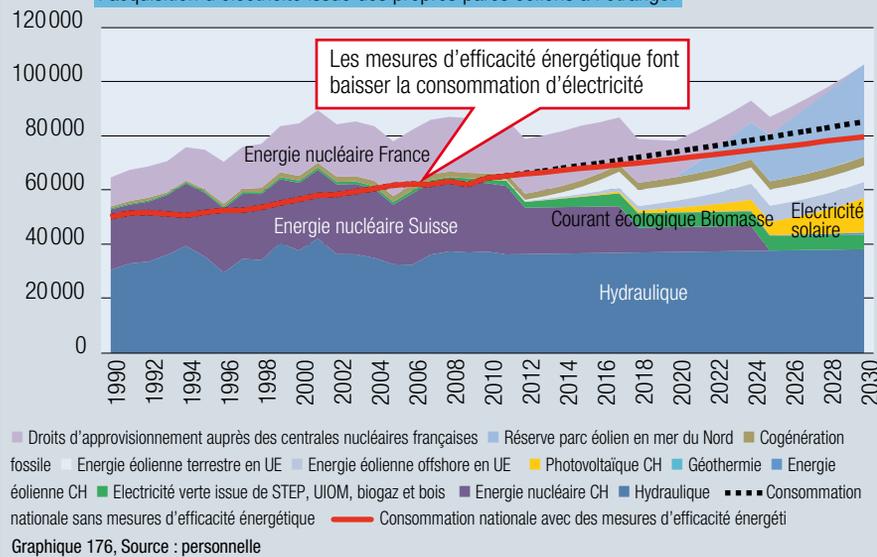
**Dilemme locataire-propriétaire.** Les propriétaires de ces maisons savent généralement calculer. Ils font des investissements afin d'économiser sur leurs futures factures de chauffage. Un comportement plus rare dans les appartements mis en location. Tous les coûts énergétiques peuvent être reportés sur les locataires et inclus dans les charges locatives et il s'ensuit une situation paradoxale : le locataire paie les factures de chauffage et d'eau chaude, le propriétaire ou le bailleur devrait procéder à un assainissement mais n'y est ni contraint, ni incité. Une modification du droit locatif est nécessaire.

**Programmes d'assainissement et nouveau décompte des coûts de chauffage.** Pour accélérer les mesures d'assainissement, il faut augmenter progressivement la taxe carbone (actuellement 9 ct/litre de mazout). Comme d'ordinaire cette taxe est remboursée, elle n'est pas une charge supplémentaire pour les personnes qui acceptent d'adapter leur consommation. Les immeubles locatifs très énergivores seront soumis à des délais d'assainissement. Pourquoi les locataires seraient-ils les seuls à payer la facture de biens immobiliers mal isolés ? Un propriétaire devrait payer lui-même des consommations dépassant 15 litres (et dans quelques années 10 litres) de mazout au mètre carré.

**Apprentissage et formation continue.** Des progrès exceptionnels ont été réalisés ces dernières années dans les techniques d'assainissement. Avec des investissements adaptés, on peut maintenant transformer une maison vieille d'un siècle en maison à énergie positive. Les architectes manquent encore de volonté pour apprendre et appliquer ces techniques. Des programmes d'apprentissage et de formation continue sont mis en place par l'Etat et pourraient y remédier, mais seulement si la facture de chauffage n'est plus un sujet tabou.

## Stratégie « En réseau européen »

Stratégie 2 « En réseau européen » : ... Coûts minimaux grâce à l'acquisition d'électricité issue des propres parcs éoliens à l'étranger



Une électricité éolienne moins chère provenant d'Europe, moins d'ambitions au niveau du solaire et de l'efficacité : cette stratégie suppose un accord durable avec l'UE. Le développement des réseaux demande davantage de moyens et ouvre plus que jamais des opportunités au commerce de l'électricité.

## Du courant continu au lieu du courant alternatif : moins cher et plus



En Chine, ABB a construit sur 2000 kilomètres la ligne de courant la plus longue et la plus importante du monde. Siemens construit dans les Pyrénées une ligne de courant continu dont 65 km sont souterrains.

## En réseau européen : les mesures d'accompagnement

L'ancien idéal d'une Suisse autonome en énergie est bien joli, mais il est dépassé et trop coûteux. L'interconnexion avec toute l'Europe économise des centres de stockage et des coûts. Avoir accès à un grand contingent de réservoirs et de centrales électriques facilite la valorisation des excédents régionaux et permet d'éviter des goulets d'étranglement.

**Nouvelle gouvernance pour Swissgrid.** Le Conseil d'administration de la société nationale pour l'exploitation du réseau Swissgrid est encore composé de représentants des anciens monopolistes (Alpiq, Axpo, BKW, etc.). Cela contredit l'idée de l'indépendance des réseaux et entraîne des conflits d'intérêts. Les membres de ce Conseil d'administration devraient être directement élus par le gouvernement fédéral et par les cantons, sans privilégier les propriétaires des grandes centrales.

**Contrat européen.** Si l'on veut fournir en hiver de l'électricité fournie à bas prix par des parcs éoliens suisses construits en Europe (stratégie « en réseau européen »), il est important de clarifier la garantie de l'accès pour la Suisse au marché interne de l'Europe. Pour des raisons institutionnelles indépendantes du secteur de l'énergie, les négociations peinent à avancer. La Suisse craint en effet les contrats dynamiques et veut conserver son secret bancaire et ses paradis fiscaux, du moins le plus longtemps possible. Mais pour la plaque tournante qu'est la Suisse et pour ses sites de production d'électricité, un contrat sur l'énergie avec l'Union européenne est essentiel.

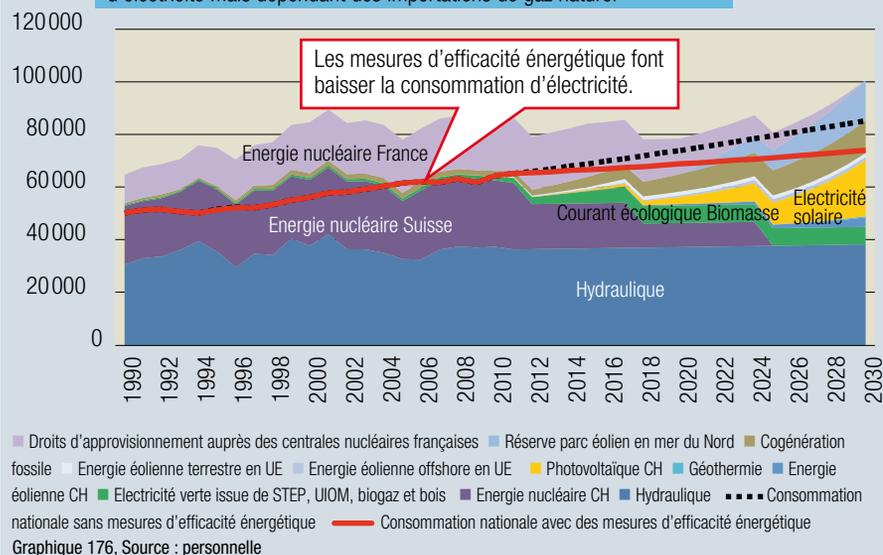
**Extension et ouverture de tous les réseaux.** Swissgrid chiffre les capacités des réseaux disponibles actuellement à l'étranger de 6 à 7,7 GW. Les énergies renouvelables ont certes priorité dans le réseau électrique (article 13.3 de la loi sur l'approvisionnement en électricité, (LApEl), mais les lignes en direction de la France sont toujours réservées pour les seules firmes nucléaires. En réalité, ce privilège est une « licence d'importation exclusive », qui maintient les prix suisses artificiellement élevés, et cela « surtout en hiver, quand la Suisse importe plus de courant et que le niveau des prix en Suisse se hisse au niveau italien », critique fort justement Urs Meister, économiste de la Fondation pronucléaire AvenirSuisse.<sup>10</sup> Un contrat européen fermerait d'ailleurs le caquet à ce genre d'institutions. Si les réseaux sont limités, on les ouvre tous et on les met aux enchères. Les bénéfices de cette vente reviendrait aux consommateurs, pas aux grands groupes du nucléaire.

**Câbles souterrains.** Les consortiums électriques se plaignent souvent des réseaux, mais n'ont pas fait grand-chose pour leur renforcement. Le déficit du réseau est en partie dû à leur refus bien connu de poser des câbles souterrains, comme cela est maintenant obligatoire dans d'autres pays. Ils continuent ainsi à cloisonner le marché, à jouir de leur monopole grâce à des hausses de prix artificielles, à entraver les énergies renouvelables.

**Courant continu.** Le meilleur outil de transmission pour exploiter les sites hautement productifs des Alpes et de la périphérie de l'Europe, c'est la ligne de courant continu haute tension (CCHT). Sur une distance de 1000 km, elle n'occasionne que 3–4% de pertes. Récemment, la firme ABB a inauguré en Chine une ligne CCHT de 2000 km et une puissance de 7,2 gigawatts, ce qui correspond à 7,2 fois la centrale nucléaire de Gösgen. Les lignes CCHT produisent moins de perturbations électromagnétiques. Il est maintenant techniquement possible de transporter du courant continu en câblage souterrain. La société Siemens livrera fin 2013 une ligne électrique enterrée entre Baixas (France) et Santa Llogaia (Espagne), c'est-à-dire deux câbles souterrains d'une puissance de 1000 MW chacun, et avec une tension de + / -320 kilovolts sur environ 65 km. Les pertes d'énergie sont 30–40% plus faibles qu'avec du courant alternatif (données de Siemens).<sup>11</sup>

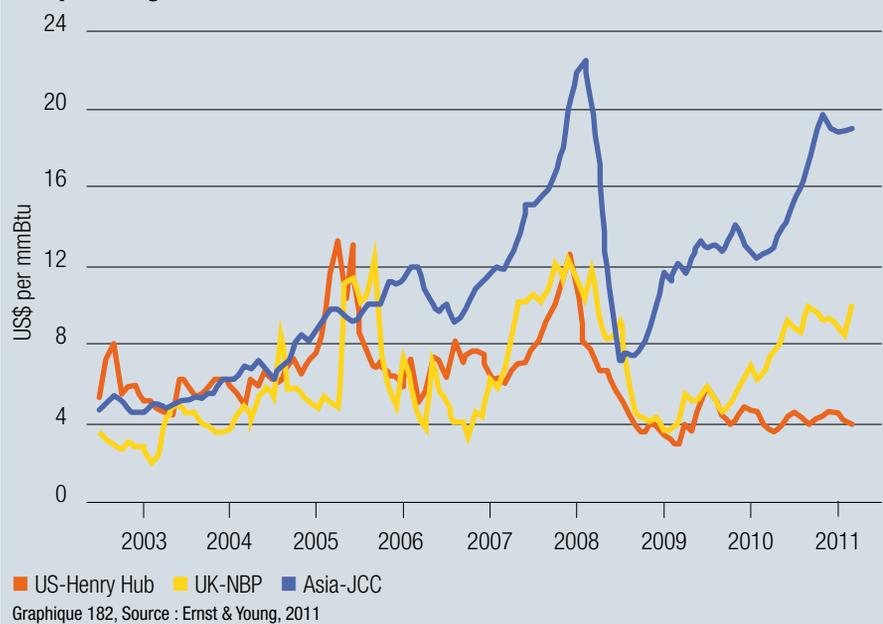
## Stratégie « Gaz en réseau local »

Stratégie 3 « Gaz en réseau local » - cogénération : ... pas d'importation d'électricité mais dépendant des importations de gaz naturel



La stratégie gaz en réseau local mise elle aussi largement sur l'efficacité et l'électricité solaire. Les prix de l'électricité ne dépendront du prix du gaz qu'en hiver.

## Les prix du gaz naturel évoluent différemment



Le gaz naturel est une énergie de réseau. Les prix peuvent fortement varier d'une région à l'autre. En Asie orientale, ils sont cinq fois plus élevés qu'aux États-Unis ; en Europe, ils se situent dans la moyenne.

## Stratégies avec du gaz : compléter ou détrôner les renouvelables ?

**Le contrat européen sur l'énergie n'est guère favorable aux centrales à gaz.** Si la Suisse veut ce contrat, elle devra élaborer, comme tous les pays d'Europe, un « plan d'action national » qui augmente massivement la part des énergies renouvelables. En Suisse, cette part doit passer de 20% à 31% de la consommation totale en énergie.<sup>12</sup>

La Suisse pourrait prendre des parts dans les grands parcs éoliens et solaires de l'étranger, si elle ne peut ou ne veut pas les construire sur son propre territoire. Pour résorber la question de l'approvisionnement hivernal, c'est en tout cas une solution plus fiable sur le plan politique et financier que l'achat de gaz naturel. Et pourtant, beaucoup de fournisseurs suisses préfèrent encore le gaz.

**Tarifs de rachat pour le couplage chaleur-force.** Les propositions de la stratégie « gaz en réseau local » ressemblent à celles des deux autres, mais au lieu d'importer du courant éolien, cette stratégie prévoit la construction de centrales de cogénération. Elle s'appuie sur des programmes d'assainissement neutres en CO<sub>2</sub> pour les petites chaudières et prévoit de répondre ainsi à la demande hivernale.

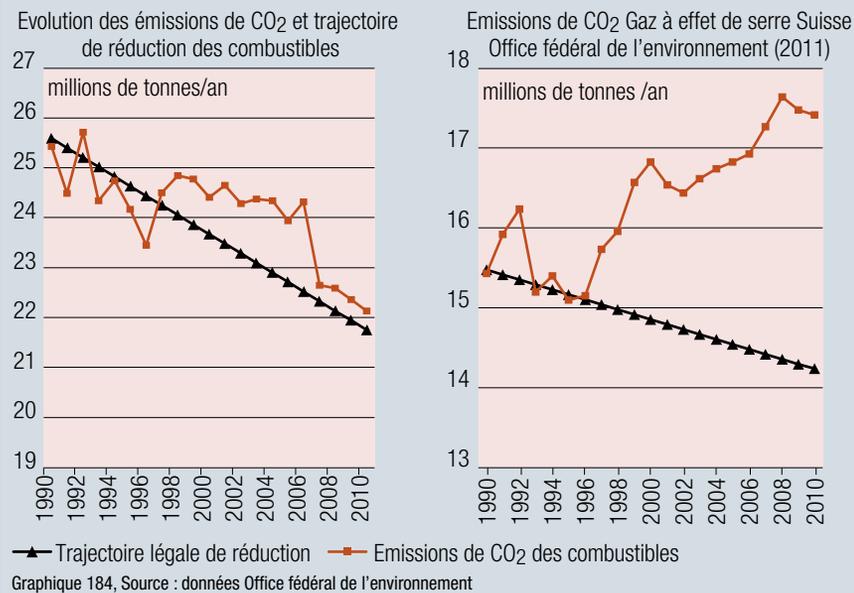
Les consortiums électriques refusent généralement de tenir compte des petites centrales de production. Lors d'un congrès sur l'électricité, Kurt Rohrbach, président de l'Association des entreprises électriques suisses (AES) demandait les mesures suivantes : suppression des contrôles sur les prix pour les clients captifs, hausse de la taxe d'injection, financement pour les « smart grids », nouvelles lignes haute tension, nouvelles centrales hydrauliques et à gaz, participation au commerce européen des émissions plutôt que des devoirs de compensation dans le pays. En toute connaissance de cause d'ailleurs, car Kurt Rohrbach sait bien que le commerce des émissions augmente à peine le prix de l'électricité fossile. Ceci d'ailleurs grâce à cette montée en puissance des énergies renouvelables dans le reste de l'Europe, qui apporte tout naturellement les réductions de CO<sub>2</sub> nécessaires (graphique page 200).

**Victimes sans contrepartie ?** Le scénario du lobby nucléaire est évident : les associations environnementales doivent se sacrifier et lâcher du lest sur tous les projets de construction de lignes haute tension et de grandes centrales électriques. La sortie du nucléaire en Suisse est reportée dans le temps et des voix se font entendre, qui n'attendent qu'un changement de majorité au Parlement. Dans le raisonnement des pro-nucléaires, les centrales hydrauliques et au gaz ne sont pas prévues en complément des énergies renouvelables, mais pour les neutraliser. Avant le 11 mars 2011, ils disaient vouloir préserver l'environnement. Aujourd'hui, ils poursuivent la même politique avec le même cynisme, à grands coups de CO<sub>2</sub>.

**A l'Ouest, rien de nouveau.** Pour régler les problèmes de « pénurie », il n'y a guère de solution à attendre des grands fournisseurs d'électricité. Les petites installations solaires et éoliennes ne sont pas un « business case » assez intéressant pour elles. Ces gros fournisseurs préfèrent poursuivre leurs campagnes de dénigrement des énergies renouvelables. Ils inondent les médias de scénarios d'horreur qui parlent de surcoûts, d'un approvisionnement non garanti et de coûts élevés pour les réseaux. Leur seul objectif est de faire porter leurs propres pertes sur le marché par les producteurs décentralisés, les petits propriétaires, les paysans et les communes. A ce niveau, seules les politiques peuvent trancher et mettre en place des conditions-cadre adaptées. Le couplage chaleur-force est une option parmi d'autres. Les grandes centrales à gaz ne sont pas une solution parce qu'elles ne peuvent guère compenser leurs émissions de CO<sub>2</sub> en Suisse, parce qu'elles prolongeraient encore la mauvaise politique climatique du pays et bloquent les énergies renouvelables.



## La Suisse a manqué ses objectifs de Kyoto, elle n'a pas diminué ses émissions de CO<sub>2</sub>



Le pays le plus riche du monde se permet de mener une politique climatique lamentable. Plutôt que de faire de la protection climatique un business case, l'économie a misé sur des prétextes tels que les centimes climatiques et les « accords volontaires ».

## Evolution des prix des quotas d'émission dans l'échange européen de quotas d'émission



L'échange de quotas d'émission n'a pas l'effet escompté. Une majoration stable des quotas de CO<sub>2</sub> n'a jusqu'à maintenant pas eu lieu car les énergies renouvelables augmentent plus rapidement que prévu.

## Comment gérer les risques nucléaires ?

La sortie du nucléaire sera actée lorsqu'un calendrier de fermeture des centrales sera ancré dans la loi, pas avant. Mais cet objectif ne sera probablement atteint que par étapes. D'abord l'interdiction de construire de nouvelles centrales, ensuite les délais de sortie.

Le pouvoir reste mal partagé. Tant qu'il peut disposer librement des revenus de l'électricité, le lobby nucléaire possède des moyens financiers quasi illimités dans le jeu de poker politique. Des changements trop brusques pouvant nous coûter cher, avançons donc à petits pas.

**Référendum pour une prolongation de la durée de vie des centrales.** Le maillon faible de la politique énergétique est actuellement l'absence d'une échéance précise pour la fermeture des réacteurs. Toute décision de prolongation doit émaner du Parlement et être soumise à un référendum.

**Préfinancement accéléré du démantèlement.** Les responsables doivent s'acquitter jusqu'en 2020 au plus tard de leur devoir légal et provisionner en totalité les fonds qui financeront le démantèlement des centrales nucléaires.

**Davantage de capital propre.** Tout comme dans le secteur financier, les exploitants de centrales nucléaires devraient fournir un capital de garantie (préfinancé par des obligations) d'un montant minimal de 20 milliards CHF par centrale, afin de payer les premiers travaux d'urgence en cas d'accident. A cela s'ajoute une taxe de compensation pour les risques non assurés, d'au minimum 5–10 centimes CHF par kilowattheure nucléaire. Cette taxe pourrait faire baisser le prélèvement pour la rétribution à prix coûtant (RPC).

**Assurance responsabilité civile.** Les nouvelles centrales nucléaires (s'il devait s'en construire un jour) devraient contracter l'assurance de responsabilité civile obligatoire et illimitée, pas seulement l'assurance de base.

**Restructuration de l'AIEA.** L'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA) devrait contrôler, en plus de l'armement nucléaire, tous les pays pour les aider à sortir du nucléaire. Il lui faut aussi surveiller l'ensemble des matériaux donnant accès à cette production d'énergie nucléaire et encourager le démantèlement des installations actuelles.

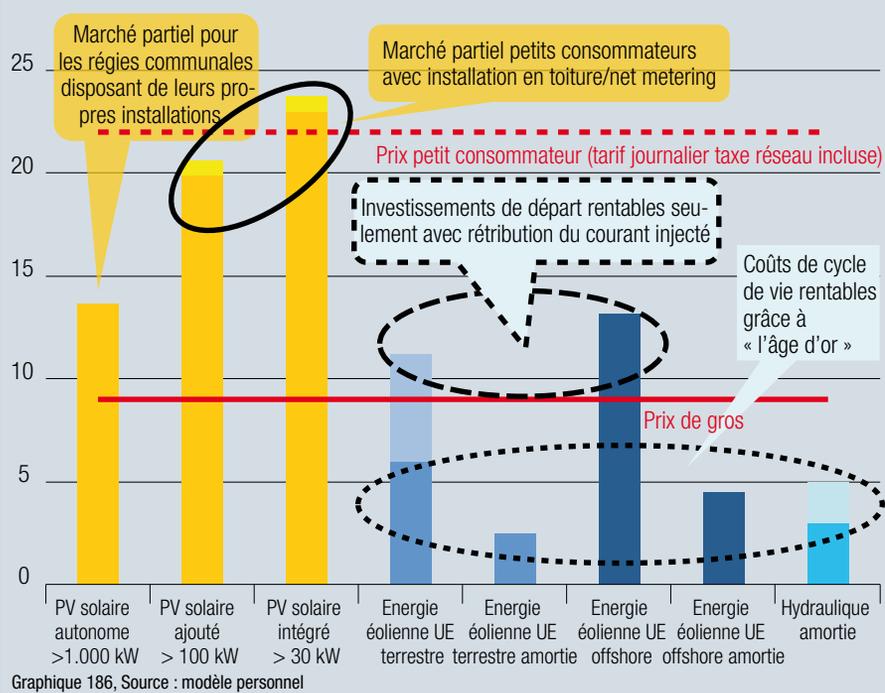
**Conseil de sécurité.** La loi sur l'énergie nucléaire devrait prévoir la composition d'un « Conseil de sécurité suisse », composé de 10 à 20 personnes qui expliquent lors de hearings publics les rapports de l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) et émettent des recommandations. Ce Conseil, élu par le Parlement ou par le peuple à la proportionnelle, analyserait tous les risques et auditionnerait des experts étrangers sur les thèmes suivants : sécurité, conséquences des accidents, séismes, avions, terreur, inondations, etc.

**Exercices d'urgence.** Un accident nucléaire en Suisse toucherait une petite région très peuplée. Au nord-est du Japon, on peut s'attendre à 1 million de morts par cancer. Ici en Suisse, de 2 à 3 millions de personnes seraient concernées. Les exploitants de centrales nucléaires devraient établir des plans d'urgence et les tester avec la population.

**Liquide de refroidissement.** Les centrales nucléaires en fonctionnement devraient être dotées de containers d'eau, afin d'éviter le déversement des eaux résiduelles dans les rivières ou dans la nappe phréatique.

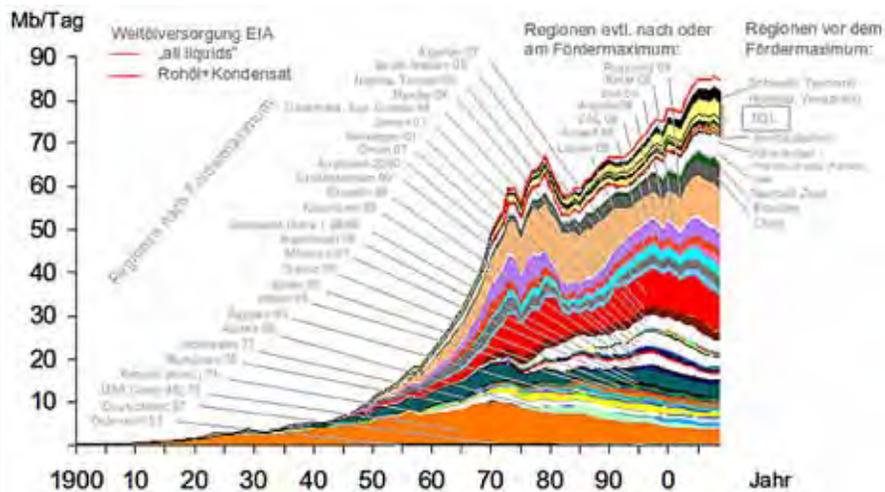
## Les nouveaux marchés de l'électricité éolienne et solaire

### Coûts et nouveaux marchés électricité éolienne et solaire 2015/2010



Les prix en baisse attireront de nouveaux investisseurs : des propriétaires immobiliers, des agriculteurs, des régions communales.

## Production mondiale de pétrole 1900–2011 suivant les pays et les pics (an)



33 pays pétroliers ont dépassé leur moment de «peak oil», 11 pays sont encore en phase de croissance de production.

## L'avenir du commerce de l'électricité

La coexistence entre des énergies renouvelables et des énergies non renouvelables n'est pas possible sur la durée. Sur le plan technique, les centrales nucléaires et au charbon qui produisent de l'énergie en ruban sont incompatibles avec les énergies renouvelables variables. (Les centrales à gaz sont un peu plus compatibles.) Avec les énergies renouvelables, la faim vient en mangeant. Il nous en faut plus, encore plus, toujours plus. Chaque centrale supplémentaire éveille la confiance, chaque nouvelle installation entre les mains d'un citoyen nous rapproche de la fin du nucléaire et des émissions de gaz à effet de serre (GES). La transition vers les énergies renouvelables ne se réalisera qu'avec des preuves concrètes.

Lorsque le vent et le soleil auront atteint la parité réseau (grid parity), l'évolution sera passionnante à suivre. Les parlementaires oseront enfin, pour la première fois, astreindre les exploitants du nucléaire à contracter des assurances de responsabilité civile et à prendre en charge les déchets radioactifs. La conquête du marché par les énergies renouvelables n'est pas simple, les sentiers sont tortueux, chaque secteur – production d'électricité, chauffage, mobilité – ira à son rythme. Les pays pionniers ne sont pas ceux avec le meilleur ensoleillement ou les vents les plus forts, mais ceux où les énergies fossiles et nucléaire ont perdu leurs majorités politiques. Ces pays pionniers ont ensuite essaimé dans des pays bénis par le soleil et le vent, dont beaucoup de pays émergents. La dernière conquête sera celle des bastions du pétrole et du nucléaire : les USA, la France, la Grande-Bretagne et la Russie.

Trois composantes sont particulièrement importantes pour réguler la transition énergétique : le principe pollueur-payeur (taxe carbone, tarifs de rachat, assurances responsabilité civile et décrets de sortie du nucléaire). L'ouverture des réseaux en une plateforme interactive, qui permettra la création de millions de nouvelles installations et de nouveaux systèmes de stockage. L'efficacité énergétique, avec des réglementations qui permettront d'épargner là où cela ne fait de mal à personne.

De grands consortiums comme Axpo auront du mal à se faire à l'idée que leur fonction de « fournisseur » est inutile dans une économie de marché : leurs lignes haute tension sont reprises par Swissgrid, leurs centrales hydrauliques par les cantons de montagne et leurs centrales nucléaires seront fermées. Les collectivités territoriales auront un avenir plus réjouissant, car elles reprennent la main sur la gestion de la distribution d'électricité et continuent à livrer directement le consommateur final. Elles peuvent s'adapter aux préférences des clients, investir dans les énergies renouvelables et réaliser, en tant qu'acteurs locaux, des projets décentralisés.

Si la concurrence est saine, le secteur économique de l'électricité peut évoluer vers une répartition des pouvoirs contrôlée. Certaines centrales électriques survivront à la perte du monopole si elles font la démonstration de leur utilité par de bons rendements. Il est conseillé à leurs exploitants de renoncer à des exercices alibis de type « majoration des prix sur une base volontaire pour du courant écologique ». Ils ont de meilleurs outils avec les conditions-cadre comme une rétribution à prix coûtant (RPC) non plafonnée et la facturation nette (net metering), qui amènent de nouveaux investissements dans des centrales électriques propres. L'idée d'une production d'électricité aux mains des citoyens et démocratiquement contrôlée est à l'ordre du jour. Avec l'ouverture des réseaux, les coopératives, les assurances, les fonds privés et les fournisseurs d'énergie de droit public peuvent contribuer ensemble à la construction de centrales électriques plus propres et s'acheminer vers un approvisionnement en énergie acceptable sur le plan environnemental et social.

## Abréviations

becquerel (Bq)	unité de mesure de la radioactivité
CCF	couplage chaleur-force, cogénération
CCHT	courant continu haute tension
ct	centime(s) de franc suisse (CHF)
GES	gaz à effet de serre
GW	gigawatt (1 GW = 1000 mégawatts (MW)= 1 000 000 kilowatts (Kw))
GWh	gigawattheure (1 GWh = 1000 mégawattheures = 1 000 000 kilowatttheures)
km	kilomètre
kW	kilowatt (1 kW = 1000 watts)
kWh	kilowatttheure (= 1000 Wh)
kWh/kWp	rendement spécifique, kilowatttheures par kilowatt-crête
kWp ou kWc	kilowatt « peak », kilowatt-crête
mSv	millisievert ; 1 mSv = 0,001 sievert (Sv), unité de dosimétrie de l'exposition aux rayonnements radioactifs
MW	mégawatt (1 MW = 1000 kW)
PV	photovoltaïque
RPC	rétribution à prix coûtant du courant injecté dans le réseau électrique
TWh	térawatttheure (1 > TWh = 1 milliard kWh)

## Index

### 1<sup>e</sup> partie : Fukushima change le monde

- 1 UNEP: Global Trends in renewable energy investments 2011, Bloomberg New Energy Finance, 2011
- 2 Rudolf Rechsteiner: Windpower in Context (2008)
- 3 Areva EPR bill seen at 6.6 bln eur-paper Wed Oct 12, 2011, <http://af.reuters.com/article/commoditiesNews/idAFL5E7LC4J420111012>
- 4 Problems seen in Olkiluoto-type project in China, published 12.10.2011, Yle Finland [http://www.yle.fi/uutiset/news/2011/10/problems\\_seen\\_in\\_olkiluoto-type\\_project\\_in\\_china\\_2930807.html](http://www.yle.fi/uutiset/news/2011/10/problems_seen_in_olkiluoto-type_project_in_china_2930807.html)
- 5 Forschungsverbund erneuerbare Energien FVEE: Forschung für das Zeitalter der erneuerbaren Energien, Jubiläumstagung des FVEE, 11. und 12. Oktober 2010, Umweltforum Berlin, <http://www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Themenhefte/th2010-2/th2010.pdf>
- 6 Martha Lutz-Steiner: Mass market in sight – Costs and Benefits of Building Integrated Photovoltaics (BIPV) von Energy Forum on Solar Building Skins, Montag, 28. März 2011 <http://www.facebook.com/notes/energy-forum-on-solar-building-skins/mass-market-in-sight-costs-and-benefits-of-building-integrated-photovoltaics-bip/190048744370337>, Patrick Hearps Dylan McConnell Renewable Energy Technology Cost Review Melbourne Energy Institute Technical Paper Series March 2011, <http://www.garnautreview.org.au/update-2011/commissioned-work/renewable-energy-technology-cost-review.pdf>
- 7 Non-fossil energy technologies in 2050, Risø Energy Report 9 Edited by Hans Larsen and Leif Sønnerberg Petersen , Nov. 2010, p. 33 and
- 8 Rudolf Rechsteiner: Wind Power in Context – A clean Revolution in the Energy Sector, edited by the Energy Watch Group, London Dec. 2008 [http://www.energywatchgroup.org/fileadmin/global/pdf/2009-01\\_Wind\\_Power\\_Report.pdf](http://www.energywatchgroup.org/fileadmin/global/pdf/2009-01_Wind_Power_Report.pdf)
- 9 Directive on the «Promotion of the Use of Energy from Renewable Sources» 2009/28/EC
- 10 «Erneuerbare Energien: Fortschritte auf dem Weg zum Ziel für 2020» <http://eur-lex.europa.eu/Notice.do?mode=dbl&lang=en&ihtmlang=en&lng1=en,de&lng2=bg,cs,da,de,el,en,es,et,fi,fr,hu,it,lt,lv,mt,nl,pl,pt,ro,sk,sl,sv,&val=556356:cs&page=>
- 10a Aussage Hans van Steen, Referatsleiter erneuerbare Energien der EU-Kommission an im November 2010 in Brüssel.
- 11 Walter Steinmann: Energiestrategie 2050: Grundlagen und Stand der Arbeiten, Energiefrühsstück St. Gallen vom 30. November 2011
- 12 Bundesamt für Energie/Paul Scherrer Institut: Erneuerbare Energien und neue Nuklearanlagen, Hrsg. Bundesamt für Energie, Februar 2005, S.30

- 13 <http://www.erneuerbareenergien.de/pvsec2011-zellen-kosten/150/406/31866/>, siehe auch: Fachzeitschrift «Erneuerbare Energien», Oktober 2011, S. 66
- 13a Fraunhofer IWES: Windenergie Report Deutschland 2010, Kassel Januar 2011
- 14 Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2010, S. 38
- 15 Wärmekraft-Kopplung: Hanspeter Eicher, Energieeffizienz/Erneuerbare Energien im Gebäudereich, Präsentation 21. März 2011, sowie: Hanspeter Eicher: Wärmekraftkopplung, Bedeutung, Technik, Einsatzbereiche, CH-Potenziale, GVM Tagung WKK 3. Februar 2011; Strom aus Abfall: VBSA Verband der Betriebsleiter und Betreiber Schweizerischer Abfallbehandlungsanlagen (VBSA): Strom aus Abfall: weit mehr ist möglich, Information für die Medien, Bern, 29. Juni 2005; Biomasse und Biogas: Potenziale zur energetischen Nutzung von Biomasse in der Schweiz», Dezember 2004, Hrsg. Bundesamt für Energie; Wasserkraft: Bundesamt für Energie: Ausbaupotenzial der Wasserkraft, Bern, November 2004; Windenergie Schweiz : «Technisch realistisch erschliessbares Potenzial», Paul Scherrer Institut: Erneuerbare Energien und neue Nuklearanlagen, Hrsg. Bundesamt für Energie, Februar 2005; Windenergie onshore und offshore Europa: EWEA: Pure Power 2011 – Wind energy targets for 2020 and 2030, A report by the European Wind Energy Association – 3rd update 2011; European Environmental Agency: Europe's onshore and offshore wind energy potential, an assessment of environmental and economic constraints. EEA Technical report 6/2009, Copenhagen 2009; Photovoltaik: Paul Scherrer Institut: Erneuerbare Energien und neue Nuklearanlagen, Februar 2005; IEA: Potential for Building Integrated Photovoltaics, Paris 2002; European Commission Joint research Centre/Arnulf Jäger-Waldau: PV STATUS REPORT 2011

## Index

### 2<sup>e</sup> partie : Les énergies non renouvelables sont hors de prix

- 1 Nature 466/2010
- 2 Mikael Höök, Robert Hirsch, Kjell Aleklett: Giant oil field decline rates and their influence on world oil production, Energy Policy, Volume 37, Issue 6, June 2009, Pages 2262–2272
- 3 Matt Kelso: Marcellus Shale Production Decline Over Time in Pennsylvania, September 5, 2011
- 4 Siehe auch Werner Zittel, [www.energiekrise.de](http://www.energiekrise.de)
- 5 Prof. Thomas Stocker: Geht die Klimaentwicklung so weiter wie in den letzten Jahren?
- 6 Grünbuch der EU-Kommission an den Rat: Anpassung an den Klimawandel in Europa – Optionen für Massnahmen der EU (2007)
- 7 Asahi Shimbun: Radioactive cesium blankets 8% of Japan's land area, 26. November 2011
- 8 Wie der Fukushima-Direktor den Super-GAU erlebte – News – bazonline.ch, Freitag, 25. November 2011
- 9 Cordula Meyer: Der Atomstaat, Der Spiegel, 23. Mai 2011
- 10 Storing up trouble in Japan, By Eric Prideaux, Windpower Monthly Magazine, 01 June 07
- 11 «British government officials approached nuclear companies to draw up a co-ordinated public relations strategy to play down the Fukushima nuclear accident just two days after the earthquake and tsunami in Japan and before the extent of the radiation leak was known.» The Guardian, 27. Dezember 2011
- 12 WHO: Health Effects of the Chernobyl Accident and Special Health Care Programmes, Report of the UN Chernobyl Forum, Expert Group «Health» (EGH), Working Draft, July 26, 2005, Zitat aus: Dr. Sebastian Pflugbeil (Präsident der Gesellschaft für Strahlenschutz): Katastrophale Sprachregelung; Bericht über die Konferenz «Chernobyl: Looking Back to Go Forwards» der Internationalen Atomenergie-Agentur (IAEA) am 6. und 7. September 2005 in Wien, <http://makarevitch.org/rant/IAEA/tchernobyl-200509/dox/T05.HTM>
- 13 Claudio Knüsli, Ärztinnen und Ärzte zur Verhütung des Atomkrieges. Gesundheitliche Folgen 20 Jahre nach der Explosion des Atomkraftwerkes in Tschernobyl, Typoskript 2006. Als weitere Gründe für das gelungene Herunterspielen der Folgen von Tschernobyl nennt Knüsli mangelndes Geld, Desinteresse an einer sauberen Aufarbeitung der Folgen von Seiten vieler Regierungen, schwierige Nachweise der Kausalität bei «zufälligen» Krebserkrankungen und die Rolle der WHO.
- 14 <http://www.amnesty-bergedorf.de/index.php?page+gefangene+10001>
- 15 Siehe die Aussagen im Film «Atomare Lügen» von Wladimir Tschertkoff und Emanuela Andreoli, siehe <http://www.nwa-schweiz.ch/Tschernobyl-Filme.8.0.html>

- 16 Schuld daran ist die Kontrolle der UN-Atomagentur IAEO über die WHO in Atomfragen. Am 28. Mai 1959 hat die 12. Weltgesundheitsversammlung mit ihrer Resolution WHA 12-40 ein Abkommen mit der Internationalen Atomenergieorganisation geschlossen. Dieser Vereinbarung zufolge unterliegen Arbeiten oder Programme der WHO, die als Überschneidung mit dem Tätigkeitsbereich der IAEA betrachtet werden, der Kontrolle und dem Ermessen der IAEO, und die Aufnahme und Weiterführung solcher Arbeiten und Programme wird von der Aushandlung eines Konsens abhängig gemacht (Artikel 1 Absatz 3). Zwischen der Internationalen Atomenergieagentur IAEA und der Weltgesundheitsorganisation WHO besteht ein Vertrag über die Art des gegenseitigen Umgangs [Res. WHA 12/40 vom 28.05.1959]. Darin haben die IAEA und die WHO u. a. vereinbart:  
 Art. I.1: «... sie werden in enger Zusammenarbeit miteinander handeln und werden sich regelmäßig in Angelegenheiten des gemeinsamen Interesses konsultieren.»  
 Art. I.2: «... wird es von der WHO anerkannt, dass die IAEA vor allem die Aufgabe hat, Forschung, Entwicklung und praktische Anwendung der Atomenergie für friedliche Zwecke weltweit zu ermutigen, zu fördern und zu koordinieren.»  
 Art. III.1: «Die IAEA und die WHO erkennen an, dass es notwendig sein kann, gewisse Einschränkungen zur Wahrung vertraulicher Informationen, die sie erhielten, anzuwenden.»  
 Dadurch kann die IAEA verlangen und darauf vertrauen, dass Forschungsergebnisse z. B. zu den tatsächlichen Gesundheitsfolgen der Reaktorkatastrophe in Tschernobyl, die für die Interessen und Ziele der IAEA nachteilig sind, den Status der Vertraulichkeit erhalten und deshalb von der WHO, trotz detaillierter Kenntnis, der Öffentlichkeit nicht zugänglich gemacht werden dürfen. Die Weltgesundheitsorganisation WHO hat die Tschernobyl-Folgen jahrelang verschwiegen. Insbesondere hat sie den fortgesetzt unrichtigen Behauptungen der UN-Organisationen IAEA und UNSCEAR nicht widersprochen. Siehe auch [http://www.independentwho.info/accueil\\_DE.php](http://www.independentwho.info/accueil_DE.php) und <http://www.ipnw.de/atomenergie/atom-gesundheit/tschernobylfolgen/artikel/16796a11c1/eine-verhaengnisvolle-verbinding-di.html>
- 17 Janette D. Sherman-Nevinger (editor): «Chernobyl. Consequences of the catastrophe for people and the environment», *Annals of the New York Academy Of science*, Volume 1181.
- 18 Susan Boos: Der tödlichste Abenteuerspielplatz der Welt, in: *Energie & Umwelt* 1/2011, Hrsg. Schweizerische Energienstiftung (SES)
- 19 «Issues concerning the initial radiation monitoring... Furthermore, in the initial stage of responses to the Accidents, there were confusions over utilization of monitoring data. In particular, the government lacked an attitude of making the monitoring data promptly available to the public. Even when some data were made public, they were only partial disclosure.» Executive Summary of the Interim Report, Investigation Committee on the Accidents at Fukushima Nuclear Power Stations of Tokyo Electric Power Company, December 26, 2011 Seite 9
- 20 (...) the Government NERHQ or NISA should have taken the role of providing the SPEEDI results to the public. But none of them had the idea of making use of this information. [SPEEDI: System for Prediction of Environmental Emergency Dose Information], Executive Summary a.a.O. p. 10-11
- 21 The following tendency was observed: transmission and public announcement of information on urgent matter was delayed, press releases were withheld, and explanations were kept ambiguous. Whatever the reasons behind, such tendency was hardly appropriate, in view of communication in an emergency. Executive Summary a.a.O. 26.12.2011 p.13
- 22 «The government issued instructions for evacuation over several times. The decisions were made at the Government NERHQ [Nuclear Emergency Response Headquarter] only on the basis of the information and views of the senior members of relevant ministries and TEPCO at present. There is no evidence that any official representing MEXT as the competent ministry of SPEEDI [SPEEDI: System for Prediction of Environmental Emergency Dose Information] was present at the Government NERHQ. No knowledge of SPEEDI was utilized in the decision-making process. Since the SPEEDI had not been functional in a full form, the conclusions of evacuation zoning might have been the same as the government decisions. But it should be pointed out as problematic that the point of view of utilizing the SPEEDI was totally missing in planning the evacuation strategy.» Executive Summary a.a.O. 26.12.2011 p.11
- 23 Tages-Anzeiger 4.1.2011: In Japan überwacht sich die Atomlobby selbst
- 24 The government was not providing truth promptly and accurately. Such examples included, among others, the status of the reactor cores (core meltdowns, in particular), the critical conditions of Unit 3, and explanations on radiation effects on health such as «No immediate impacts on human health, which was difficult to understand.» Executive Summary a.a.O. 26.12.2011 p.14
- 25 Its building structure was not designed to withstand elevated radiation levels, although it was intended for use in nuclear emergencies. The Ministry of Internal Affairs and Communications identified the latter point in its «Recommendations based on the administrative evaluation and inspection of nuclear disaster prevention programs (Second Issue)» in February 2009. NISA of METI did not take concrete steps for installing air cleaning filters, etc.; Executive Summary a.a.O. 26.12.2011, p.4
- 26 «The Off-site Center of the Fukushima Dai-ichi NPS was located about 5km from the Fukushima Dai-ichi site but it could not function as intended. The Off-site Center had to be evacuated because of the following reasons: difficulty in assembling its staff members due to damaged transportation and heavily congested traffic caused by the Earthquake; loss of telecommunication infrastructures, power cut, shortages of food, water and fuel; and elevated radiation levels in the building which was not equipped with air cleaning filters. In other words, the Off-site Center lost its functions because: i. It was not assumed that nuclear disasters may strike simultaneously with outbreak of earthquake; and ii. Its building structure was not designed to withstand elevated radiation levels, although it was intended for use in nuclear emergencies. The Ministry of Internal Affairs and Communications identified the latter point in its »Recommendations based on the administrative evaluation and inspection of nuclear disaster prevention programs (Second Issue) in February 2009. NISA of METI did not take concrete steps for installing air cleaning filters, etc.» Executive Summary of the Interim Report, Investigation Committee on the Accidents at Fukushima Nuclear Power Stations of Tokyo Electric Power Company, December 26, 2011 p.4
- 27 «The government instructions for evacuation did not reach promptly all the relevant local governments subject to Evacuation Areas. Moreover, the instructions were not specific nor in

- detail. The local governments had to, with insufficient information, make decisions to evacuate, locate evacuation destination, and evacuation procedures. One major reason for such confusion is considered to be that the government and electric power companies had not tackled fully the issue of evacuation once a nuclear disaster occurs.» Executive Summary a.a.O. 26.12.2011 p.11
- 28 «Local governments should prepare for the evacuation operation system, considering the unique characteristics of nuclear accident, and should implement regular training exercises in a realistic manner with earnest participation of the population.» Executive Summary a.a.O. 26.12.2011 p.12
- 29 <http://www.yomiuri.co.jp/dy/national/T110826005191.htm>
- 30 Neue Zürcher Zeitung; 22.03.2011
- 31 NZZ 30.03.2011
- 32 NZZ 13.4.2011
- 33 American Public Health Association: Radiation Exposure to the Population in Japan After the Earthquake, Monday, October 31, 2011; Marco Kaltfofen, PE, Department of Civil & Environmental Engineering, Worcester Polytechnic Institute, Worcester, MA, <http://apha.confex.com/apha/139am/webprogram/Paper254015.html>
- 34 Schätzung des US-Nuklearexperten Arnie Gunderson, Fairwind Associates, ausgewiesener Nuklearingenieur [http://www.youtube.com/watch?v=4spUp\\_LzEPM](http://www.youtube.com/watch?v=4spUp_LzEPM), Wert eines Menschenlebens gerechnet zu 2 Millionen Franken, siehe [http://de.wikipedia.org/wiki/Wert\\_eines\\_Menschenlebens](http://de.wikipedia.org/wiki/Wert_eines_Menschenlebens)
- 35 NZZ 7.5.2011
- 36 «Difficulty in presenting risk information. It is a paradox that effort to improve and search for higher safety is met with negative reactions by others, because such effort may be interpreted as disallowing past practices. It is not easy to admit an absolute safety never exists and to learn to live with risks. But it is necessary to make effort toward realizing a society where risk information is shared and people are allowed to make reasonable choices.» Exec. Summary a.a.O. p.19
- 37 Japans Bauern kontrollieren die radioaktive Belastung selber, NZZ 13.12.2011
- 38 Sunday, Jan. 1, 2012 – <http://www.japantimes.co.jp/text/nn20120101f1.html>
- 39 Der unbemerkte GAU, Süddeutsche Zeitung 17.5.2011, Christoph Neidhart, Tokio
- 40 Der unbemerkte GAU, Süddeutsche Zeitung 17.5.2011, Christoph Neidhart, Tokio
- 41 Eidgenössische Nuklearsicherheitsinspektorat (ENSI): Stand der Abklärungen zum KKW-Unfall von Fukushima (Japan) und Stand der Massnahmen und der vorzeitigen Sicherheitsüberprüfungen bei den schweizerischen Kernkraftwerken, Bericht vom 5. Mai 2011, [www.Static.ensi.ch/1312522250/hintergrundinformation\\_fukushima.pdf](http://www.Static.ensi.ch/1312522250/hintergrundinformation_fukushima.pdf)
- 41a NZZ 9.6.2011
- 42 A. Stohl, P. Seibert, G. Wotawa, D. Arnold, J. F. Burkhart, S. Eckhardt, C. Tapia, A. Vargas, and T. J. Yasunari: Xenon-133 and caesium-137 releases into the atmosphere from the Fukushima Dai-ichi nuclear power plant: determination of the source term, atmospheric dispersion, and deposition, *Atmos. Chem. Phys. Discuss.* 11,28 319–28394 (2011), p. 28321.
- 43 «So, obviously, the 11 March earthquake local effects at Fukushima Daiichi were greater than the 2008 seismic assessment of the Fukushima Daiichi site, meaning that the TEPCO 2008 requalification grossly underestimated to the potential seismic forces nominated for the Fukushima Daiichi site (the Ss value). In fact, it is not at all clear as to the extent and nature of physical work and plant modification that was actually undertaken by TEPCO for the 2008 seismic qualification upgrade – the IAEA fact finding mission of May-June 2011 clearly states that 'only some upgrading on piping supports was performed' and that «no detailed information was provided [by TEPCO or NISA] regarding the physical upgrades [that were] effectively executed' (IAEA – p 70).» John H. Large: Possibility Of Pre-Tsunami Seismic Damage At Fukushima Daiichi, report ref R3202-A1. <http://www.largeassociates.com/PapersReports.htm>
- 44 Eidgenössisches Nuklearsicherheitsinspektorat (ENSI): Stand der Abklärungen zum KKW-Unfall von Fukushima (Japan) und Stand der Massnahmen und der vorzeitigen Sicherheitsüberprüfungen bei den schweizerischen Kernkraftwerken, Bericht vom 5. Mai 2011, [WWW. Static.ensi.ch/1312522250/hintergrundinformation\\_fukushima.pdf](http://www.Static.ensi.ch/1312522250/hintergrundinformation_fukushima.pdf)
- 45 Angaben des Schweizerischen Erdbebendienstes SED, in: RÉSONANCE Ingénieurs-Conseils SA: Kernkraftwerk Fessenheim: Beurteilung des Erdbebenrisikos, 5. September 2007, Seite 14
- 46 Spiegel (2011): Sperrzone um Fukushima. Wie weit ist weit genug? <http://www.spiegel.de/panorama/0,1518,754440,00.html>.
- 47 The New York Times (2011): The Evacuation Zones Around the Fukushima Daiichi Nuclear Plant. <http://www.nytimes.com/interactive/2011/03/16/world/asia/japannuclear-evacuation-zone.html>.
- 48 NZZ 20.3.2011
- 49 NZZ am Sonntag 20. März 2011
- 50 Tages-Anzeiger 26. März 2011
- 51 Pflugbeil, 2005, a.a.O.
- 52 NZZ 12.8.2011

- 53 Ralph Straumann: Gefährdung der Bevölkerung der Schweiz durch Kernkraftwerke <http://visurus.wordpress.com/2011/05/12/gefahrdung-der-bevolkerung-der-schweiz-durch-kernkraftwerke-eine-analyse>
- 54 John Large a.a.O.
- 55 Konrad Staudacher, Dr. sc. techn. ETH: Erdbebensicherheit für Risikobauwerke: Interview mit Radio DRS, 16. März 2011
- 56 Neue Zürcher Zeitung vom 16. Dezember 1996
- 57 Gutachten zitiert in Die Wochenzeitung, 21.4. 2011, siehe auch: Simon Thönen, TÜV kritisierte Mühleberg-Reparatur scharf, Der Bund, 25.4.2011
- 58 <http://www.ee-news.ch/de/article/23663/ensi-annahmen-der-akw-erdbebengefahrdung-werden-genauer>
- 59 ETH Life, 18. Dezember 2008
- 60 NZZ online 24. März 2011
- 61 Reference to John Large: Nuclear safety,: A much needed debate; Fundamental flaws in the worldwide Nuclear safety regulatory regime, summary for European Economic and Social Committee <http://www.largeassociates.com/PapersReports.htm>
- 62 Empfehlungen der Internationalen Strahlenschutzkommission (ICRP) von 2007, verabschiedet im März 2007, Deutsche Ausgabe herausgegeben vom Bundesamt für Strahlenschutz, S. 63
- 63 Die internationale Studie von E. Cardis (British Medical Journal, Juli 2005) an 400'000 «nuclear workers» zeigt, dass nach 20 Jahren mit einem über 5-fach höheren Zusatzrisiko durch radioaktive Niedrigdosisstrahlung gerechnet werden muss als bisher angenommen.
- 64 NZZ 7.10.2011
- 65 Neue Zürcher Zeitung; 01.07.2011
- 66 NZZ am Sonntag 20.03.2011
- 67 Schätzung des US-Nuklearexperten Arnie Gundersen, Fairwind Associates, ausgewiesener Nuklearingenieur [http://www.youtube.com/watch?v=4spUp\\_LzEPM](http://www.youtube.com/watch?v=4spUp_LzEPM), Wert eines Menschenlebens gerechnet zu 2 Millionen Franken, siehe [http://de.wikipedia.org/wiki/Wert\\_eines\\_Menschenlebens](http://de.wikipedia.org/wiki/Wert_eines_Menschenlebens)
- 68 <http://www.bloomberg.com/news/2011-06-01/tokyo-electric-s-financial-aid-is-risk-for-japanese-bank-ratings-s-p-says.html> IJPY = 0,012 CHF
- 69 <http://www.iwr.de/re/iwr/11/07/1108.html>
- 70 Mainichi-Shinbun 30.10.2011
- 71 Hochrechnung: Am 10.März 2011 stand der Aktienkurs von Tepco bei 2153 Yen, Marktwert 41.5 Milliarden Franken, am 9.1.2012 stand die Aktie bei 173, Marktwert 3.3 Milliarden Franken.
- 72 NZZ online 29.3.2011, sowie: [http://www.nzz.ch/nachrichten/wirtschaft/aktuell/tepco\\_fukushima\\_staatshilfe\\_1.10529146.html](http://www.nzz.ch/nachrichten/wirtschaft/aktuell/tepco_fukushima_staatshilfe_1.10529146.html)
- 73 <http://newsonjapan.com/html/newsdesk/article/89987.php> Japan Center for Economic Research
- 74 Schätzung von Merrill Lynch, zitiert von Reuters 28.5.2011, Financial Times Deutschland, 15.4.2011
- 75 Outline of the Act to Establish the Nuclear Damage Compensation Facilitation Corporation, <http://www.webcitation.org/645FZ1Ma7>, <http://www.webcitation.org/645Gox5mq> <http://www.webcitation.org/644pzXbj>
- 76 «Tax hikes needed for future generations» / Govt sees 10% consumption tax as only way to prevent social welfare, pension systems going broke
- 77 <http://www.ee-news.ch/de/article/23663/ensi-annahmen-der-akw-erdbebengefahrdung-werden-genauer>
- 78 <http://www.ensi.ch/de/2011/10/31/die-schweizer-kernanlagen-sind-sicher>
- 79 Schweizer Radio DRS, Interview mit Sebastian Pflugbeil, Echo der Zeit vom 16.12.2011
- 80 Wolfgang Irrek, Kaspar Müller, Dörte Fouquet, Antony Patrick Frogatt: Comparison of different decommissioning funds methodologies for nuclear installations, Final Report on behalf of the European Commission Directorate-General Energy and Transport, H2, Wuppertal/Brussels 2007
- 81 <http://www.guardian.co.uk/environment/2009/apr/19/sellafield-nuclear-plant-cumbria-hazards>
- 82 Gerhard Bläske: Die Kosten von Frankreichs Atomstrom, Neue Zürcher Zeitung 14.7.2011
- 83 <http://web.mit.edu/nuclearpower/pdf/nuclearpower-update2009.pdf>
- 84 Tages-Anzeiger vom 2.Dezember 2012
- 85 Financial Times 17. November 2011

- 86 Asahi Shimbun: Screeners demand review of Monju fast breeder reactor, November 21, 2011
- 87 [http://www.dailytimes.com.pk/default.asp?page=2011\07\09\story\\_9-7-2011\\_pg4\\_6](http://www.dailytimes.com.pk/default.asp?page=2011\07\09\story_9-7-2011_pg4_6)
- 88 <http://www.klimaretter.info/energie/hintergrund/8958-vattenfall-kein-neues-atomkraftwerk>  
<http://www.taz.de/1/archiv/archiv/?dig=2011/07/06/a0081>
- 89 IEA Energy Technology RD&D 2010 edition, <http://wds.iea.org/WDS/TableView/tableView.aspx>
- 90 Wörtlich: «The roadmap [of Tepco and NISA] could usefully be seen as a vital component of a wider plan that could result in remediation of the areas off the site affected by the radioactive releases to allow people evacuated to resume their normal lives.» IAEA International Fact Finding Expert Mission Of The Fukushima Dai-Ichi NPP Accident Following The Great East Japan Earthquake And Tsunami Tokyo, Japan 24 May – 2 June 20, p. 55
- 91 John Large Associates, papers <http://www.largeassociates.com/PapersReports.htm>

## Index

### 3<sup>e</sup> partie : Les potentiels

- 1 [http://www.energieeffizienz.ch/files/SAFE\\_FS\\_Stromeffizienz\\_d.pdf](http://www.energieeffizienz.ch/files/SAFE_FS_Stromeffizienz_d.pdf)
- 2 Bundesamt für Energie, Sektion Energiepolitik: Schlussbericht AG Stromeffizienz (V. 2.2, 01.03.2011), S.4
- 3 Bundesverfassung Artikel 89 Absatz 3
- 4 Bundesamt für Energie: Schlussbericht AG Stromeffizienz v. 2.2, Bern, 1.3.2011
- 5 Deutscher Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU): Wege zur 100 % erneuerbaren Stromversorgung, Gutachten Februar 2011, Seite 7
- 6 Windblatt, Enercon Magazin für Windenergie Nr. 02/2011
- 7 Xi Lua, Michael B. Mc Elroya, and Juha Kiviluomac: Global potential for wind-generated electricity, Proceedings of the National Academy of Sciences, Vol. 106, No. 27. (7 July 2009), PNAS pp. 10933–10938.
- 8 European Environmental Agency: Europe's onshore and offshore wind energy potential, an assessment of environmental and economic constraints. EEA Technical report 6/2009, Copenhagen 2009, Bruttostromerzeugung EU: Eurostat, [http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/product\\_details/dataset?p\\_product\\_code=TEN00087](http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/product_details/dataset?p_product_code=TEN00087)
- 9 EWEA: EU Countries agree to build common offshore electricity grid, 3.12.2010 [http://www.ewea.org/index.php?id=60&no\\_cache=1&tx\\_ttnews\[tt\\_news\]=1893&tx\\_ttnews\[backPid\]=259&cHash=09f8bba70131357b62e7d706465b1f7a](http://www.ewea.org/index.php?id=60&no_cache=1&tx_ttnews[tt_news]=1893&tx_ttnews[backPid]=259&cHash=09f8bba70131357b62e7d706465b1f7a)
- 10 RWE-Chef Fritz Vahrenholt erwartet eine Kostensenkung um 30 % innert fünf Jahren. [http://www.rechargenews.com/energy/wind/article291096.ece?WT.mc\\_id=rechargenews\\_rss](http://www.rechargenews.com/energy/wind/article291096.ece?WT.mc_id=rechargenews_rss)
- 11 EWEA: Pure Power, Wind energy targets for 2020 and 2030, A report by the European Wind Energy Association – 2009 update
- 12 Deutscher Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU): Wege zur 100 % erneuerbaren Stromversorgung, Gutachten Februar 2011, S. 145
- 13 EPIA market workshop 2011, zitiert bei Thomas Nordmann, 2011
- 14 Zeitschrift Photon 6/2011
- 15 [http://solarmedia.blogspot.com/2011/11/solar-firmen-news-woche-46\\_26.html](http://solarmedia.blogspot.com/2011/11/solar-firmen-news-woche-46_26.html)
- 16 Bank Sarasin: Solarwirtschaft: Hartes Marktumfeld – Kampf um die Spitzenplätze (2011)
- 17 Heinrich Häberlin: Langzeiterfahrungen mit zwei hochalpinen Photovoltaikanlagen, 20. Symposium Photovoltaische Sonnenenergie Staffelstein 2005

## Index

### 4<sup>e</sup> partie : Trois stratégies pour la transition

- 18 Ladislaus Rybach, Prof. emeritus ETHZ: Strom aus Geothermie: Stand und Perspektiven weltweit
  - 19 Hanspeter Eicher Energieeffizienz/Erneuerbare Energien im Gebäudebereich, Präsentation 21. März 2011; sowie: Hanspeter Eicher: Wärmekraftkopplung, Bedeutung, Technik, Einsatzbereiche, CH-Potenziale, GVM Tagung WKK 3. Februar 2011
  - 20 «Potenziale zur energetischen Nutzung von Biomasse in der Schweiz», Dezember 2004, S. 205, Hrsg. Bundesamt für Energie
- 1 Wärmekraft-Kopplung: Hanspeter Eicher, Energieeffizienz/Erneuerbare Energien im Gebäudebereich, Präsentation 21. März 2011, sowie: Hanspeter Eicher: Wärmekraftkopplung, Bedeutung, Technik, Einsatzbereiche, CH-Potenziale, GVM Tagung WKK 3. Februar 2011; Strom aus Abfall: VBSA Verband der Betriebsleiter und Betreiber Schweizerischer Abfallbehandlungsanlagen (VBSA): Strom aus Abfall: weit mehr ist möglich, Information für die Medien, Bern, 29. Juni 2005; Biomasse und Biogas: Potenziale zur energetischen Nutzung von Biomasse in der Schweiz», Dezember 2004, Hrsg. Bundesamt für Energie; Wasserkraft: Bundesamt für Energie: Ausbaupotenzial der Wasserkraft, Bern, November 2004; Windenergie Schweiz : «Technisch realistisch erschliessbares Potenzial», Paul Scherrer Institut: Erneuerbare Energien und neue Nuklearanlagen, Hrsg. Bundesamt für Energie, Februar 2005; Windenergie onshore und offshore Europa: EWEA: Pure Power 2011 – Wind energy targets for 2020 and 2030, A report by the European Wind Energy Association – 3rd update 2011; European Environmental Agency: Europe's onshore and offshore wind energy potential, an assessment of environmental and economic constraints. EEA Technical report 6/2009, Copenhagen 2009; Photovoltaik: Paul Scherrer Institut: Erneuerbare Energien und neue Nuklearanlagen, Februar 2005; IEA: Potential for Building Integrated Photovoltaics, Paris 2002; European Commission Joint research Centre/ Arnulf Jäger-Waldau: PV STATUS REPORT 2011
  - 2 [http://www.tennet.org/english/tennet/news/veelbelovende\\_start\\_voor\\_norndkabel.aspx](http://www.tennet.org/english/tennet/news/veelbelovende_start_voor_norndkabel.aspx)
  - 3 Marktakteure Erneuerbare – Energien – Anlagen In der Stromerzeugung Im Rahmen des Forschungsprojektes: Genossenschaftliche Unterstützungsstrukturen für eine sozialräumliche Energiewirtschaft August 2011  
[http://www.kni.de/media/pdf/Marktakteure\\_Erneuerbare\\_Energie\\_Anlagen\\_in\\_der\\_Stromerzeugung\\_2011.pdf.pdf](http://www.kni.de/media/pdf/Marktakteure_Erneuerbare_Energie_Anlagen_in_der_Stromerzeugung_2011.pdf.pdf)

## Index

### 5<sup>e</sup> partie : Les conditions-cadre de la transition

- 1 NREAP Deutschland, siehe Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Hintergrundinformationen zum Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland bis 2020, Mai 2011
- 2 Jens Hobohm, Stefan Mellahn, Prognos AG: Investitionen durch den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland, im Auftrag des Bundesverbandes Erneuerbare Energie e.V., der Agentur für Erneuerbare Energien und der Hannover Messe
- 3 Erneuerbare Energien 2010, Daten des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2010 auf der Grundlage der Angaben der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat)
- 4 SRU Sachverständigenrat für Umweltfragen: 100 % erneuerbare Stromversorgung bis 2050: klimaverträglich, sicher, bezahlbar, Seiten 4f.
- 5 Ebenda, Seite 6
- 6 Bundesverband Windenergie: Mindestpreissystem und Quotenmodell im Vergleich – welches System ist effizienter? (2005), Bridget Woodman and Catherine Mitchell: TOO LITTLE TOO LATE? Centre for Management Under Regulation, University of Warwick (2004); Catherine Mitchell, Peter Connor: Renewable energy Policy in the UK 1990–2003, Centre for Management under Regulation, Warwick Business School, University of Warwick, Coventry (2004)
- 7 Prognos/Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation: Energieperspektiven 2007, Band 2, Szenarien I–IV, S. 561
- 8 Bundesamt für Energie, Zwischenbericht II, Energieszenarien für die Schweiz bis 2050, Erste Ergebnisse der angepassten Szenarien I bis IV aus den Energieperspektiven 2007, S. 53
- 9 Der Begriff stammt von meinem ehemaligen Parlamentskollegen und Freund Roger Nordmann (Kanton Waadt).
- 10 Uvek: Vernehmlassungsunterlagen zur neuen Energieverordnung («Revision Energieverordnung (EnV): Herkunftsnachweis, kostendeckende Einspeisevergütung (KEV), wettbewerbliche Ausschreibungen und Globalbeiträge und Revision Verordnung des UVEK über den Nachweis der Produktionsart und der Herkunft von Elektrizität und Revision der Gewässerschutzverordnung (GSchV): Schutz der naturnahen Gewässer»), erläuternder Bericht Seite 6. [http://www.admin.ch/ch/d/gg/pc/documents/2029/Erl\\_Bericht\\_EnV\\_\(KEV\)\\_HKNV\\_d.pdf](http://www.admin.ch/ch/d/gg/pc/documents/2029/Erl_Bericht_EnV_(KEV)_HKNV_d.pdf)
- 11 Alpiq-Chef warnt vor Stromrechnungen von 6000 Franken, Tages-Anzeiger vom 27.03.2011
- 12 «Ohne Atomenergie könnten die Strompreise um ein Drittel steigen», Sonntagszeitung 1.5.11
- 13 European Environmental Agency: Europe's onshore and offshore wind energy potential, an assessment of environmental and economic constraints. EEA Technical report 6/2009, Copenhagen 2009
- 13a Prof. Anton Schleiss (EPFL Lausanne) über die Zukunft der Wasserkraft Schweiz, in: Schweizerischer Vereinigung Beratender Ingenieurunternehmungen, Usic news 3/2011 S. 5
- 14 Bernhard Fink, Enercon sagt: «Large installations like the E-126 should not be viewed any more as wind turbines in the traditional sense,» concludes Fink. «One E-126, depending on its location, generates electricity for thousands of households. With regard to operational reliability and lifetime expectancy, in combination with the advanced built-in active grid support and grid stabilizing capabilities, there is not much difference any more between an E-126 and modern conventional power plants. In our view, therefore, it is likely that our new generation E-126 wind turbines at Estinnes and elsewhere will operate for a much longer period than today's common 20-year operational design life.» Zitiert in: E-126 in Action: Enercon's Next-Generation Power Plant, By Eize de Vries, 16. September 2009 <http://www.renewableenergyworld.com/rea/news/article/2009/09/e-126-in-action-enercons-next-generation-power-plant>
- 15 Frank Sensfuss: Analysen zum Merit-Order-Effekt erneuerbarer Energien, Update für das Jahr 2010, Fraunhofer ISI, Karlsruhe 2011
- 16 In Frank Sensfuß, Mario Ragwitz: Analyse des Preiseffektes der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf die Börsenpreise im deutschen Stromhandel – Analyse für das Jahr 2006 – Gutachten im Rahmen von Beratungsleistungen für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), p. 14, siehe auch: Bode, Sven: On the impact of renewable energy support schemes on power prices, HWWI Research Paper 4–7, Hamburg 2006 [http://www.hwwi.de/Publikationen\\_Einzel.5118.0.html?&tx\\_wilpubdb\\_pi1\[publication\\_id\]=290&tx\\_wilpubdb\\_pi1\[back\]=50&cHash=e38b4c498f](http://www.hwwi.de/Publikationen_Einzel.5118.0.html?&tx_wilpubdb_pi1[publication_id]=290&tx_wilpubdb_pi1[back]=50&cHash=e38b4c498f)
- 17 Bernward Janzing: Guter Strom zur richtigen Zeit, Taz 18. Januar 2009
- 18 [http://www.photon.de/presse/mitteilungen/pm\\_2011-07-20\\_eex.pdf](http://www.photon.de/presse/mitteilungen/pm_2011-07-20_eex.pdf)

## Index

### 6<sup>e</sup> partie : Agenda 2020

- 1 Matthias Popp: Storage demand for an electricity demand based on wind and sun. IRES 2011
- 2 Bernhard Lange (ISET): Experiences from the development of wind power forecasts for six European TSO (2008)
- 3 Bank Sarasin: Solarwirtschaft: Hartes Marktumfeld – Kampf um die Spitzenplätze, November 2011
- 4 Art. 22 StromVV
- 5 «Minimal fees», die den variablen Kosten angerechnet werden, könnten für die Kostendeckung von nicht ganzjährig bewohnten Objekten erlaubt bleiben (z.B. Ferienhäuser).
- 6 Mark Z. Jacobson, Mark A. Delucchi A Path To Sustainable Energy By 2030, Scientific American Nov. 2009, p. 58
- 7 Andrew Kwon: Future of LIB [lithium-Ion-Batteries ESS [electricity Storage Systems] as DESS [decentralized Electricity Storage Systems] & its Smart Grid Implementation in Korea, 6th International Renewable Energy Storage Conference and Exhibition
- 8 Herstellerangaben: <http://www.teslamotors.com/models/faq>
- 9 Umweltbundesamt: Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Energien, Berlin 2010 <http://www.siemens.com/innovation/de/news/2011/gleichstromuebertragung-mit-weltrekordleistung.htm>
- 10 Urs Meister: Energiesicherheit ohne Autarkie, die Schweiz im globalen Kontext, Seite 157f.
- 11 Aussage Hans van Steen, Referatsleiter erneuerbare Energien der EU-Kommission (2010)
- 12 Früher: Vereinigung für Atomenergie
- 13 Tages-Anzeiger 24. März 2011
- 14 <http://www.fdp.ch/kommunikation/26-medienmitteilungen/575-fdpdie-liberalen-stellt-unabhaengigkeit-mit-verhaltenskodex-sicher.html>

## Illustrations

grimgram und Elenita\_1, roccomontoya, runeer, penfold, rorat, tuanyicktuanycik  
AndersonAnderson / istockphoto.com

# L'OURS BLANC CHERCHE UN NOUVEL HABITAT. POUVEZ-VOUS L'ACCUEILLIR?

Les compagnies pétrolières se sont lancées dans une course vers l'Arctique. Les réserves de pétrole de cette région suffisent à peine à couvrir trois ans de la consommation mondiale. Greenpeace exige que l'Arctique devienne une zone naturelle préservée, où la prospection de pétrole et la pêche industrielle seront bannies.

**DEVENEZ DÉFENSEUR DE L'ARCTIQUE!  
REJOIGNEZ NOUS SUR:  
[WWW.SAVETHEARCTIC.ORG](http://WWW.SAVETHEARCTIC.ORG)**



Roger Nordmann

Libérer  
la Suisse<sup>+</sup>  
des énergies  
fossiles

Des projets concrets  
pour l'habitat, les transports  
et l'électricité

Préface de Bertrand Piccard

FAVRE

**Tous nos titres et nouveautés sur  
[www.editionsfavre.com](http://www.editionsfavre.com)**