



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

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

Office fédéral de l'énergie OFEN
Division Economie

Janvier 2007

Perspectives énergétiques pour 2035 (tome 1)

Synthèse

Perspectives énergétiques pour 2035 – Tome 1 Synthèse

Modélisation, comparaisons, évaluations et défis

Perspectives énergétiques pour 2035 – Tome 2 Scénarios I à IV

Présentation des scénarios complétée par l'annexe «Perspectives chiffrées»

Perspectives énergétiques pour 2035 – Tome 3 Effets économiques généraux

Résultats du modèle d'équilibre dynamique, complétés par l'annexe sur les coûts externes du secteur de l'énergie

Perspectives énergétiques pour 2035 – Tome 4 Digressions

Thèmes spécifiques tels que les ressources énergétiques fossiles, l'influence du réchauffement climatique, le trafic aérien; aperçu des autres perspectives énergétiques

Perspectives énergétiques pour 2035 – Tome 5 Analyse et évaluation de l'offre d'électricité

Techniques, modes d'exploitation, coûts spécifiques et autres aspects du futur parc suisse de centrales électriques, complétés par une annexe sur l'électricité en chiffres

Résumé	R-1
1 Motifs et méthodes.....	1
2 Scénarios I à IV.....	4
2.1 Evolution des conditions-cadres	4
2.1.1 Politique globale de protection du climat	5
2.1.2 Population et économie	6
2.1.3 Prix de l'énergie	7
2.2 Variantes permettant de combler la pénurie d'électricité	9
2.3 Scénario I («Poursuite de la politique actuelle»).....	10
2.3.1 Variante de politique.....	10
2.3.2 Demande d'énergie	11
2.3.3 Offre d'électricité.....	12
2.3.4 Emissions de CO ₂	12
2.4 Scénario II («Collaboration renforcée»).....	13
2.4.1 Variante de politique.....	13
2.4.2 Demande d'énergie	14
2.4.3 Offre d'électricité.....	15
2.4.4 Emissions de CO ₂	15
2.5 Scénario III («Nouvelles priorités»).....	16
2.5.1 Variante de politique.....	16
2.5.2 Demande d'énergie	18
2.5.3 Offre d'électricité.....	18
2.5.4 Emissions de CO ₂	19
2.6 Scénario IV («Cap sur la société à 2000 watts»).....	20
2.6.1 Que signifie «société à 2000 watts»?.....	20
2.6.2 Variante de politique.....	21
2.6.3 Demande d'énergie	23
2.6.4 Offre d'électricité.....	23
2.6.5 Emissions de CO ₂	24
3 Comparaisons et évaluations	25
3.1 Efficacité énergétique et demande d'énergie.....	25
3.1.1 Exemples de mesures d'efficacité	25
3.1.2 Développements de la demande.....	30
3.1.3 Sensitivités au PIB élevé et au réchauffement climatique.....	36
3.1.4 Coûts de l'amélioration de l'efficacité énergétique dans les scénarios III et IV.....	38
3.2 Energies renouvelables.....	42
3.2.1 Electricité	42
3.2.2 Force hydraulique.....	44
3.2.3 Coûts de la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables	46
3.2.4 Chaleur issue des énergies renouvelables	47
3.2.5 Carburants issus d'énergies renouvelables.....	51
3.2.6 Panorama des combustibles et des carburants issus d'énergies renouvelables.....	52
3.3 Energies non renouvelables.....	54
3.3.1 Centrales nucléaires.....	54
3.3.2 Centrales à gaz.....	55
3.3.3 Couplage chaleur-force et chaleur à distance.....	57
3.3.4 Coûts de la production d'électricité dans les centrales nucléaires, les centrales à gaz et les installations de couplage chaleur-force	60
3.4 Offre d'électricité	62
3.4.1 Pénurie de courant	62
3.4.2 Variantes d'offre.....	63
3.4.3 Importations d'électricité issue d'énergies renouvelables	71
3.4.4 Coûts de couverture de la pénurie d'électricité	71
3.4.5 Raccourcissement ou prolongation de la durée d'exploitation des centrales nucléaires	74
3.4.6 Sensitivités aux facteurs «climat plus chaud» et «PIB élevé»	76
3.5 Réseaux	76
3.5.1 Réseau d'électricité	76
3.5.2 Réseau de gaz naturel	79
3.6 Charges environnementales	80

3.6.1	Emissions de CO ₂	80
3.6.2	Emissions d'oxyde d'azote	84
3.6.3	Emissions de poussières fines	84
3.6.4	Déchets radioactifs	86
3.6.5	Charge sur l'environnement des centrales hydroélectriques	86
3.7	Indicateurs de la sécurité d'approvisionnement.....	87
3.7.1	Dépendance à l'égard des importations	87
3.7.2	Diversification	88
3.7.3	Vagues de chaleur et vagues de froid	88
4	Modèle d'équilibre dynamique	92
4.1	Emissions globales de CO ₂ et coûts de réduction du CO ₂	93
4.2	Effets économiques.....	96
4.2.1	Incidences sur les branches, la consommation, la prospérité, le commerce extérieur et l'emploi.....	96
4.2.2	Effets à l'étranger des réductions de CO ₂ réalisées par la Suisse	99
4.2.4	Coûts externes évités	101
5	Les défis.....	103
5.1	Sécurité d'approvisionnement et protection de l'environnement	103
5.2	Economie et société	107
5.3	Politique et droit	109
	Prises de position des membres du groupe de travail «Perspectives énergétiques» extérieurs à l'administration.....	115
	Annexes.....	126
A1	Spécialistes consultés.....	126
A2	Publications	127
A3	Termes et unités de mesure	128
A4	Limites du système et principes d'établissement de bilan	129

Résumé

• Motifs et méthodes

De 2004 à 2006, l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) a élaboré des scénarios énergétiques détaillés à l'horizon 2035. Les travaux ont été largement coordonnés avec les études de l'administration fédérale apparentées, ils se sont également appuyés sur des modélisations d'experts et ont bénéficié de l'encadrement d'un groupe de travail qui réunissait des spécialistes du monde scientifique et de la branche de l'économie énergétique (cf. annexe A1). Les résultats sont résumés dans le présent tome 1 (Synthèse). Les fondements de ces travaux sont expliqués en détail dans quatre tomes supplémentaires et dans les rapports publiés consécutivement par les experts responsables des modèles (cf. liste des publications à l'annexe A2). Le groupe de travail mentionné, qui a soutenu l'OFEN dans la planification et la réalisation des travaux, a éclairé les résultats de ses commentaires critiques; dans la phase finale, il s'est surtout consacré à la présente synthèse. Les membres du groupe de travail soutiennent des avis parfois très différents que ce soit dans le résumé des résultats ou en ce qui concerne le caractère souhaitable, la faisabilité ou les conséquences des diverses variantes de politique et techniques énergétiques (cf. à la fin de ce rapport, les prises de position des membres du groupe de travail extérieurs à l'administration).

Ces prochaines années, la politique suisse devra traiter les objectifs de protection du climat au-delà de 2010. Le programme SuisseEnergie, planifié jusqu'en 2010, et la loi sur le CO₂ doivent être conçus en fonction de l'horizon 2020 et être orientés à long terme. Entre 2019 et 2022, les plus anciennes centrales nucléaires de Suisse arriveront au terme de leur durée d'exploitation et les contrats d'importation d'électricité à long terme expireront peu à peu. Comment pouvons-nous combler la pénurie de courant qui surviendra? L'appel à la sécurité d'approvisionnement s'est renforcé ces dernières années.

La méthode des scénarios, employée en l'occurrence, garantit à l'aide de modèles quantitatifs que les nombreux éléments déterminant l'avenir énergétique sont interconnectés. Les effets en retour, comme ceux des prix de l'énergie sur l'offre et la demande d'énergie, sont pris en compte. Les résultats ne sont pas des pronostics, mais des analyses déductives de type «si – alors».

Les scénarios reflètent une partie de la «réalité». La question prioritaire est de savoir quel sera l'impact sur le système énergétique de l'évolution des conditions-cadres (prix de l'énergie, croissance économique et croissance démographique), d'une part, et celui des instruments de politique (prescriptions, instruments tarifaires et instruments promotionnels), d'autre part. Cependant, les conditions-cadres peuvent évoluer autrement que prévu et l'incidence des instruments de politique est incertaine. On ne choisit pas les scénarios, mais on peut opter pour des instruments de politique et les bases juridiques qui s'y rapportent. Les instruments de politique ne sont pas des «menus» où l'on peut choisir ce qui convient: il faut un train de mesures cohérent, susceptible de produire globalement les effets voulus avec une forte probabilité. Un lien étroit unit les instruments analysés, l'évolution des conditions-cadres et les résultats des scénarios: il faudrait en tenir compte au moment de fixer de nouveaux objectifs et de définir les bases juridiques.

Les scénarios-catastrophes ou les révolutions techniques sont exclus des présents travaux. Il serait coûteux ou imprudent d'axer une politique sur la pire des évolutions envisageable ou sur une percée technologique inattendue. Les prix actuels de l'énergie, la situation conjoncturelle, les informations sur des avancées pionnières ou sur des pannes influencent forcément notre appréciation de l'avenir énergétique, mais ce ne sont pas des paramètres adéquats pour établir des perspectives à long terme. Nous tablons sur les tendances attendues à long terme. Toutefois, afin de prendre en compte certaines incertitudes, nous recourons à des calculs de sensibilité qui indiquent comment le système énergétique réagit à une croissance économique plus élevée, à des prix de l'énergie constamment élevés ou au réchauffement climatique, et quelles conséquences les vagues de froid ou de chaleur peuvent avoir sur l'approvisionnement en électricité.

• Variantes de politique des scénarios I à IV

Le **scénario I («poursuite de la politique actuelle»)** est axé sur les mesures. On y représente l'effet d'instruments qui sont en vigueur. On y observe aussi une tendance autonome à l'efficacité énergétique. Comme jusqu'à ce stade, les prescriptions cantonales dans le domaine du bâtiment constituent un important instrument de politique. Elles sont toutefois adaptées aux prix de l'énergie et au progrès technique avec un décalage dans le temps. On relève des succès croissants s'agissant de l'assainissement énergétique des bâtiments, mais les taux d'assainissement restent faibles dans l'ensemble. Les prescriptions d'autorisation en matière de technique énergétique et les conventions d'objectifs aux

termes de la loi fédérale sur l'énergie sont maintenues et adaptées aux progrès techniques, elles aussi avec un décalage temporel.

Le **scénario II** est également axé sur les mesures. Il se caractérise par une **«collaboration renforcée»** entre l'Etat et l'économie, le renforcement modéré des prescriptions et l'introduction d'une taxe CO₂ sur les combustibles. Celle-ci fournit une incitation à conclure des conventions d'objectifs entre l'Etat et l'économie également au-delà de 2010. Les instruments promotionnels sont sensiblement renforcés: le «centime climatique» sera maintenu jusqu'en 2035 et servira surtout aux mesures d'efficacité. Un nouveau «centime électrique», encore à instaurer, encouragera aussi l'utilisation efficace du courant. La promotion de la production d'électricité à partir des énergies renouvelables s'appuiera sur la rémunération des coûts supplémentaires, financée par un supplément sur les tarifs du réseau.

Le **scénario III («nouvelles priorités»)** est axé sur les objectifs. On y examine quels instruments et quelles techniques permettraient d'atteindre les objectifs. Les conditions préalables requises sont que l'on attribue, à l'échelle mondiale, la priorité à la protection du climat, à l'efficacité énergétique, au ménage des ressources et aux possibilités de commercialiser les techniques correspondantes. On suppose en outre une large harmonisation internationale des objectifs et des instruments, afin de prévenir la délocalisation d'entreprises énergétiquement intensives, le tourisme à la pompe et les entraves au commerce. L'instrument essentiel est le renchérissement des énergies non renouvelables et de l'électricité par une taxe d'incitation (dès 2011). Des mesures souhaitées du point de vue de la politique énergétique deviendraient ainsi rentables (ou plus rentables encore). L'augmentation du prix correspond approximativement à un doublement pour le mazout et l'essence et à une hausse de 50% pour l'électricité (dans la variante d'évolution tendancielle, on postule des prix réels de 30 USD/baril pour le brut; par exemple, pour atteindre un doublement du prix de l'essence, le prix du pétrole brut devrait grimper à environ 150 USD/baril, à cette différence près que les capitaux s'écouleraient alors vers l'étranger). La taxe d'incitation est complétée de prescriptions et de l'application ponctuelle d'instruments promotionnels, par exemple des audits énergétiques. Le scénario III permet de s'approcher du seuil de rentabilité en renforçant les prescriptions sur la consommation d'énergie spécifique autorisée pour les bâtiments, les installations, etc. On évite ainsi des effets en retour en matière d'efficacité énergétique, qui pourraient être induits notamment par la hausse des revenus.

Le **scénario IV** part du principe que l'on atteindra la **«société à 2000 watts»** d'ici à 2100. Transposé dans les «Perspectives énergétiques» de l'OFEN, ce scénario signifie que la consommation d'énergie finale par habitant et les émissions globales de CO₂ doivent reculer de 35% entre 2000 et 2035 pour que l'on suive le chemin tracé. Comme pour le scénario III, on postule un changement de paradigme en matière de politique énergétique. Outre l'harmonisation internationale, il est nécessaire que de nouvelles technologies clés pénètrent le marché (p. ex. les équipements de mesure et de réglage destinés à optimiser le besoin de chaleur et d'électricité; les techniques de réduction de l'énergie de processus dans l'industrie; les constructions légères pour les véhicules). Des changements structurels sont aussi nécessaires: le nombre des bureaux à domicile augmente, le besoin de surface dans le secteur des services diminue. Les constructions se densifient. Les prestations de transport continuent de progresser, le trafic par le rail étant multiplié par deux (dans les scénarios I à III, les transports augmentent d'un tiers). L'offre des agents énergétiques, elle aussi, change progressivement: en particulier, les agents énergétiques renouvelables deviennent le standard pour l'approvisionnement en chaleur. On ne spéculer sur aucune technique. L'instrument essentiel est également une taxe d'incitation. Comparativement au scénario III, elle entraîne une augmentation supplémentaire de 11% (essence) à 37% (électricité). Par rapport au scénario III, les prescriptions en matière d'efficacité sont en général accélérées et renforcées.

- **Variantes de couverture de la pénurie d'électricité**

Dès 2018 (scénario I), il faut prévoir que la production indigène d'électricité, alliée aux actuels droits de prélèvements à l'étranger, ne couvre plus la demande d'un semestre d'hiver moyen. On présuppose en l'occurrence que les droits de prélèvement ne seront pas prolongés et que le parc de centrales actuel ne sera pas développé. La liste ci-après énumère les variantes d'offre examinées.

A Nucléaire: le besoin de développement est principalement couvert dès 2030 par de nouvelles centrales nucléaires (CN); des importations d'électricité sont provisoirement nécessaires entre 2020 et 2030.

B Nucléaire et fossile centralisé: des centrales à gaz sont construites dans un premier temps pour éviter des importations d'électricité jusqu'à la mise en exploitation d'une nouvelle centrale nucléaire.

C Fossile centralisé: des centrales à gaz comblent en majeure partie la pénurie d'électricité jusqu'en 2035.

- D Fossile décentralisé:** le besoin de développement est surtout couvert par des installations de couplage chaleur-force (CCF) alimentées au gaz naturel.
- E Energies renouvelables:** les énergies renouvelables compensent la pénurie d'électricité.
- F Durée d'exploitation modifiée:** on postule un raccourcissement de la durée d'exploitation des centrales nucléaires existantes à 40 ans; une autre option examinée est de prolonger la durée d'exploitation des centrales de Beznau et de Mühleberg à 60 ans.
- G Importations:** la pénurie d'électricité est avant tout compensée par des importations.

Des variantes combinées sont également examinées pour les scénarios III et IV. Cependant, les variantes de politique et les variantes d'offre ne sont pas combinables à loisir. La couverture complète de la pénurie par les énergies renouvelables ou par les installations CCF n'est pas plausible dans les scénarios I et II, parce que la base politique nécessaire aux mesures d'encouragement correspondantes y ferait défaut et parce que l'évolution attendue des conditions-cadres n'y suffirait pas.

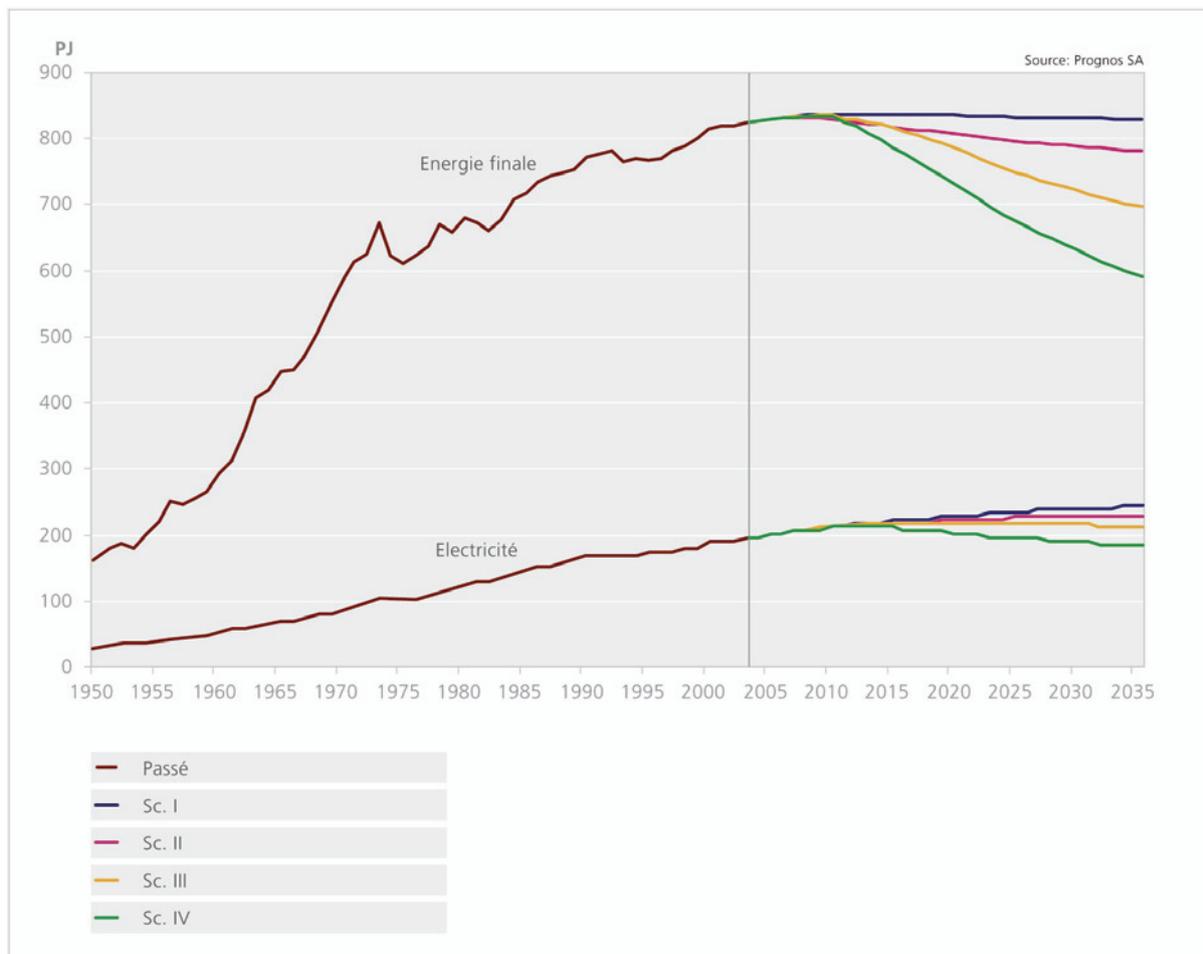
- **Développements de la demande et efficacité énergétique**

Dans le scénario I, on attend que la **demande totale d'énergie finale** en 2035 ne soit que de 2% supérieure à celle de l'année 2000. Globalement, l'amélioration de l'efficacité énergétique compense de justesse l'augmentation de la consommation inhérente à la croissance de la surface d'habitation, des quantités produites et des prestations de transport. Les instruments de politique permettent de réduire la demande totale dans le scénario II de 4% par rapport à l'année de référence. On ne peut donc réaliser un clair changement de direction par une «collaboration renforcée». Seuls les scénarios III et IV permettent d'envisager pour la prochaine décennie une nette réduction de la demande, pour qu'elle soit en 2035 de 14, respectivement de 27% en dessous de son niveau de l'année 2000 (figure. Z-1).

Contrairement à la demande totale d'énergie, la **demande d'électricité** n'a eu jusqu'ici que peu de périodes sans croissance. Même en admettant que les nouvelles applications électriques présentent une meilleure efficacité que par le passé, la demande finale d'électricité augmente dans le scénario I de 29% jusqu'en 2035 (figure Z-1). La **consommation nationale**, soit la demande finale et les pertes de transport et de distribution, augmentée de la consommation des pompes-turbines actuelles et prévues, est déterminante pour la mise à disposition des capacités de production voulues: son volume augmente de 58,1 TWh en 2000 à 80,1 TWh en 2035 (+38%).

Le scénario II parvient à atténuer la croissance de la demande finale d'électricité: la progression y est de 23%. Dans le scénario III, la demande finale augmente jusqu'en 2020, avant de fléchir légèrement pour atteindre en 2035 un niveau de 13% supérieur à celui de 2000. Avec le scénario IV, la demande d'électricité peut déjà être réduite dès 2012. Toutefois, elle n'est en 2035 que de 2% inférieure au niveau de l'année de référence. L'évolution varie selon le secteur: si la demande d'électricité augmente notamment pour les pompes à chaleur électriques et pour les transports par le rail, celle des appareils et des installations baisse. La consommation nationale augmentée de la consommation des pompes-turbines est alors de 62,8 TWh (+8%) dans le scénario IV.

Figure Z-1: **Demande d'énergie finale et d'électricité selon les scénarios, en PJ (évolution tendancielle des conditions-cadres)**



La **demande totale d'énergie finale par habitant** (sans les ventes de carburant d'aviation pour les vols internationaux) baisse dans le scénario I d'à peine 3% de 2000 à 2020 et de 3% de 2000 à 2035. Dans le scénario IV, cette valeur recule de 15, respectivement de 31%, ce qui n'est pas suffisant pour conserver le cap de la société à 2000 watts (-35%, tableau Z-1).

Tableau Z-1: **Modification de la demande totale d'énergie finale par habitant, en % (évolution tendancielle des conditions-cadres)**

Scénarios	I	II	III	IV
2000 - 2020	- 3	- 6	- 8	- 15
2000 - 2035	- 3	- 9	- 18	- 31

Source: Prognos SA

• **La demande d'énergie finale 'résiste' aux variations de l'évolution des conditions-cadres**

Dans le scénario I, un **produit intérieur brut réel supérieur** de 21% en 2035 par rapport à la variante tendancielle n'entraîne qu'une élévation d'à peine 5% de la demande d'énergie finale. Quant aux autres variantes de l'évolution des conditions-cadres, leurs effets sont encore plus ténus. Avec des **prix réels du pétrole brut supérieurs** (50 USD/baril au lieu de 30 USD/baril), la demande d'énergie finale ne diminue que de trois bons pour cent. Cette inertie s'explique par la lenteur du renouvellement des données existantes, en particulier du parc immobilier. La modification des prix sur les marchés mondiaux n'agit que de manière atténuée sur les prix de l'énergie finale et, partant sur la facture énergétique. Le **réchauffement climatique** de 1,2 °C (jusqu'en 2050) entraîne une réduction de la demande globale, malgré un effet contraire s'agissant de l'électricité (appareils de climatisation). Cette réduction, due au moindre besoin de chaleur en hiver, correspond approximativement à la baisse observée dans la variante des prix supérieurs.

- **Coûts et utilité de l'amélioration de l'efficacité énergétique dans les scénarios III et IV**

En comparant les coûts des économies d'énergie avec le prix de l'énergie dans les scénarios III et IV, on voit si les instruments et les mesures sont rentables au total également en cas de maintien de la politique d'efficacité. La taxe d'incitation augmente dans un premier temps les coûts d'énergie. Grâce à la restitution du produit de la redevance aux ménages et aux entreprises, le pouvoir d'achat domestique est maintenu, notamment pour des mesures d'amélioration de l'efficacité énergétique. On suppose que les acteurs agissent rationnellement face à la hausse des prix de l'énergie et qu'ils consentent des **investissements** pour abaisser les coûts. Les investissements à fournir annuellement en faveur de l'efficacité augmentent au maximum jusqu'à 350 francs par habitant (scénario III) et 560 francs par habitant (scénario IV). Rapportés au PIB, les investissements annuels consentis au titre de l'efficacité sont au maximum de 1% à peine du produit intérieur brut pour le scénario IV. Durant la période où l'effet des mesures se fait sentir, les **coûts évités de l'énergie finale** sont à mettre en regard des investissements. Selon les investisseurs, les investissements consentis pour améliorer l'efficacité sont plus que compensés par les coûts évités. La réduction de charge nette cumulée jusqu'en 2035 est de 2 milliards de francs dans le scénario III et de 3,8 milliards de francs dans le scénario IV.

Les mesures d'efficacité considérées dans ces deux scénarios sont d'ores et déjà rentables en moyenne aux prix actuels de l'énergie. Mais elles ne se réalisent que lentement et partiellement en raison d'autres priorités d'investissement, du besoin d'innovation (dans le scénario IV), du besoin de temps et de capital requis par les investissements dans l'efficacité, des conflits d'intérêts entre investisseurs et utilisateurs et du fait d'autres entraves. On ne peut attendre les économies présentées en l'absence de fortes incitations. Par ailleurs, ces calculs ne contiennent pas d'effets positifs ou négatifs inhérents au circuit économique, par exemple sur le bâtiment ou sur les dépenses de consommation.

- **Electricité issue des énergies renouvelables**

En 2005, 58,3% de la production indigène de courant provenaient des énergies renouvelables (56,5% de la force hydraulique et 1,8% d'autres énergies renouvelables). La même année, quelque 4,2 TWh étaient produits par les **petites centrales hydroélectriques** (installations < 10 MW), la **biomasse** (y compris 50% des déchets biogènes des UIOM), le **photovoltaïque** et l'**énergie éolienne**. Maints experts forment de grands espoirs quant à l'avenir à long terme en Suisse du photovoltaïque, de la biomasse et depuis quelques années de la **géothermie profonde**. La contribution de la géothermie à l'approvisionnement en électricité (et en chaleur) est particulièrement incertaine, car elle dépend de facteurs techniques encore peu connus.

Dans le **scénario I**, en 2035, la production d'électricité obtenue des énergies renouvelables existantes et à développer (sans la grande hydraulique) sera d'environ 4,7 TWh (le développement sera stimulé par l'actuelle rémunération du courant injecté et par les forces du marché). Dans le **scénario II**, qui comprend les instruments promotionnels de la loi sur l'approvisionnement en électricité, 8,9 TWh seront produits en 2035 si l'affectation des moyens est optimisée. Dans le **scénario III**, avec la variante d'offre E, 19,7 TWh peuvent être produits. On postule ici en particulier que la géothermie connaîtra une percée d'ici à 2020. Les variantes combinées C & E et D & E du scénario III permettront de produire en 2035 11,3, respectivement 12,8 TWh de courant vert, les centrales à gaz recevant du bois en cocombustion. Les variantes d'offre E et D & E dans le **scénario IV** peuvent produire 9,4 TWh, respectivement 13,5 TWh. La production selon la variante E, respectivement D & E est plus faible dans le scénario IV que dans le scénario III, car la lacune à combler est également plus restreinte.

Les **centrales hydroélectriques** jouent un rôle important dans tous les scénarios. On ne postule pourtant pas d'achever la construction des potentiels. La rénovation des centrales actuelles permet de compenser de justesse les futures pertes de production, de 0,9 TWh, découlant des dispositions sur les débits résiduels minimaux. A partir de 2035, des diminutions plus importantes des débits résiduels sont cependant possibles. Tous les scénarios tablent sur un développement des centrales de pompage-turbinage, qui fourniront en plus 5,1 TWh de courant de pointe rapidement disponible. Le scénario II prévoit que le développement de la petite hydraulique (installations < 10 MW) apportera une contribution de 2,5 TWh. Dans le scénario III, on prévoit de construire surtout de grandes centrales hydroélectriques pour les variantes d'offre A et C et de petites centrales hydroélectriques pour les variantes décentralisées D et E. La variante d'offre E table aussi bien sur les grandes que sur les petites centrales hydroélectriques, dont le développement doit atteindre 4,1 TWh.

La figure Z-2 présente le développement attendu de la production écologique de courant en valeurs absolues. Le tableau Z-2 indique la capacité existante et le développement prévu en pour cent de la consommation nationale augmentée de la consommation des pompes-turbines existantes et planifiées.

Figure Z-2: **Potentiels de développement attendus en 2035 pour la production d'électricité issue des énergies renouvelables (sans les grandes centrales hydroélectriques), par scénarios et variantes d'offre, en GWh par année**

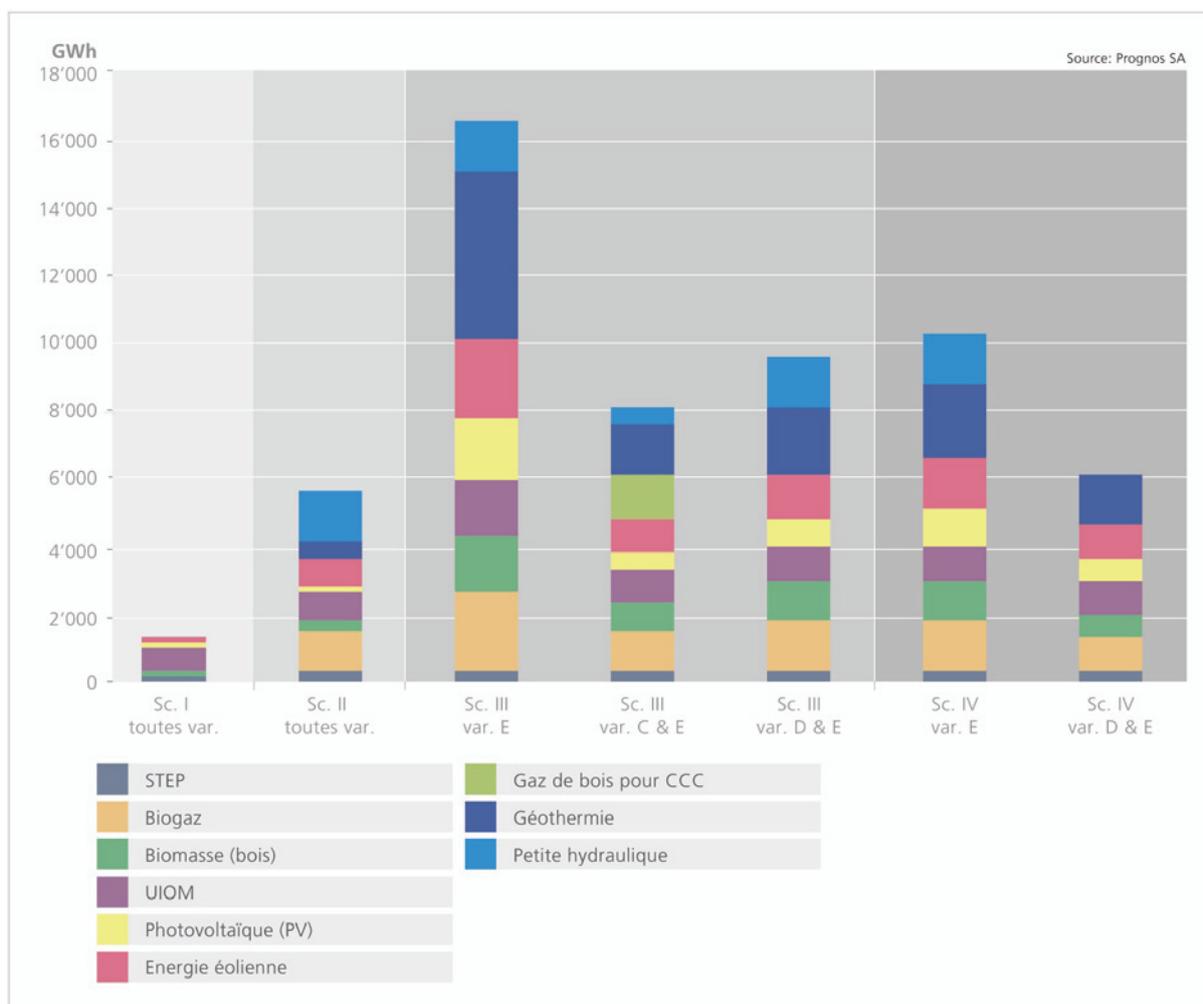


Tableau Z-2: **Parts de la production électrique issue des énergies renouvelables dans la consommation nationale augmentée de la consommation des pompes-turbines (parc existant et développement, sans les grandes centrales hydrauliques), par scénarios et variantes d'offre, en %**

Scénarios Variantes	I	II	III E	III C & E	III D & E	IV E	IV D & E
2000	7						
2020	6	8	14	9	11	11	9
2035	6	12	28	16	18	22	15

Source: Prognos SA

- **Chaleur issue des énergies renouvelables**

La plupart des installations seront exclusivement ou en majeure partie construites dans les nouveaux bâtiments ou lors de l'assainissement d'un système de chauffage. Le **bois** est une source d'énergie traditionnelle en Suisse. En exploiter pleinement le potentiel reviendrait approximativement à doubler l'utilisation de l'énergie ligneuse par rapport à l'année 2000. Une telle évolution entrerait toutefois en conflit avec l'utilisation des matières premières et elle entraînerait des coûts supplémentaires considérables surtout pour les petites installations, en particulier pour préserver la qualité de l'air. Les **collecteurs solaires** gagneront en importance en cas de prix incertains du mazout, notamment dans les maisons individuelles, car les propriétaires attribuent une haute valeur à la sécurité d'approvisionnement et à l'indépendance. Les installations solaires facilitent en outre la réalisation de standards de construction exigeants.

Les attentes quant aux possibilités futures des **pompes à chaleur** électriques sont très disparates. Comme leur consommation d'énergie primaire selon le schéma de principe n'atteint qu'environ la moitié de celle d'une chaudière au mazout, les potentiels techniques de réduction du CO₂ sont jugés très élevés par certains spécialistes. Le scénario I prévoit la saturation du marché des nouvelles constructions de maisons individuelles et jumelées. En revanche, on attend encore une croissance nette pour le remplacement des installations de chauffage dans les bâtiments assainis énergétiquement. Dans le scénario IV, les potentiels techniques sont fortement exploités, y compris ceux des sources de chaleur encore non conventionnelles aujourd'hui. Les solutions économiquement non viables doivent bénéficier de réductions tarifaires, surtout en ce qui concerne les immeubles de plusieurs logements. Une stratégie forcée pour les pompes à chaleur n'est judicieuse que si elle est combinée à un renforcement de l'isolation thermique.

- **Carburants issus des énergies renouvelables**

Comme la demande d'énergie pour les transports routiers est presque exclusivement satisfaite par des produits pétroliers, les carburants biologiques suscitent de grands espoirs. La politique agricole internationale, qui est en mutation, influence la compétitivité des **plantations agricoles**. Des pays comme le Brésil ont de grandes possibilités de production et d'écoulement, car ils peuvent produire de l'éthanol à partir de la canne à sucre en dégageant des revenus importants. Contrairement à la fabrication de carburants à partir de plantations agricoles, celle basée sur les **déchets organiques** ne concurrence pas la production alimentaire; il lui suffit de solliciter les fournisseurs de matières sur le marché local des déchets. Le débat sur les biocarburants n'est pas encore clos: l'évaluation de leur bilan énergétique et des aspects de protection du climat alimente la controverse. Du point de vue de la Suisse, la question de la dépendance envers l'importation de biocarburants relativement bon marché est pertinente. Pour des raisons de coûts, la question de l'utilisation opportune de ces carburants biologiques se pose également. Même si l'on force le développement des carburants fossiles, ils remplaceront vraisemblablement moins de 10% des carburants d'origine fossile. De ce fait également, il apparaît que les mesures d'efficacité dans le secteur des transports méritent une place plus importante. La figure Z-3 et les tableaux Z-3 et Z-4 indiquent les parts, en valeurs absolues et en pour cent, des combustibles et des carburants dans la demande d'énergie finale.

Figure Z-3: **Potentiels attendus des combustibles et des carburants issus des énergies renouvelables (volumes existants et développement; demande d'énergie finale), selon les scénarios, en PJ**

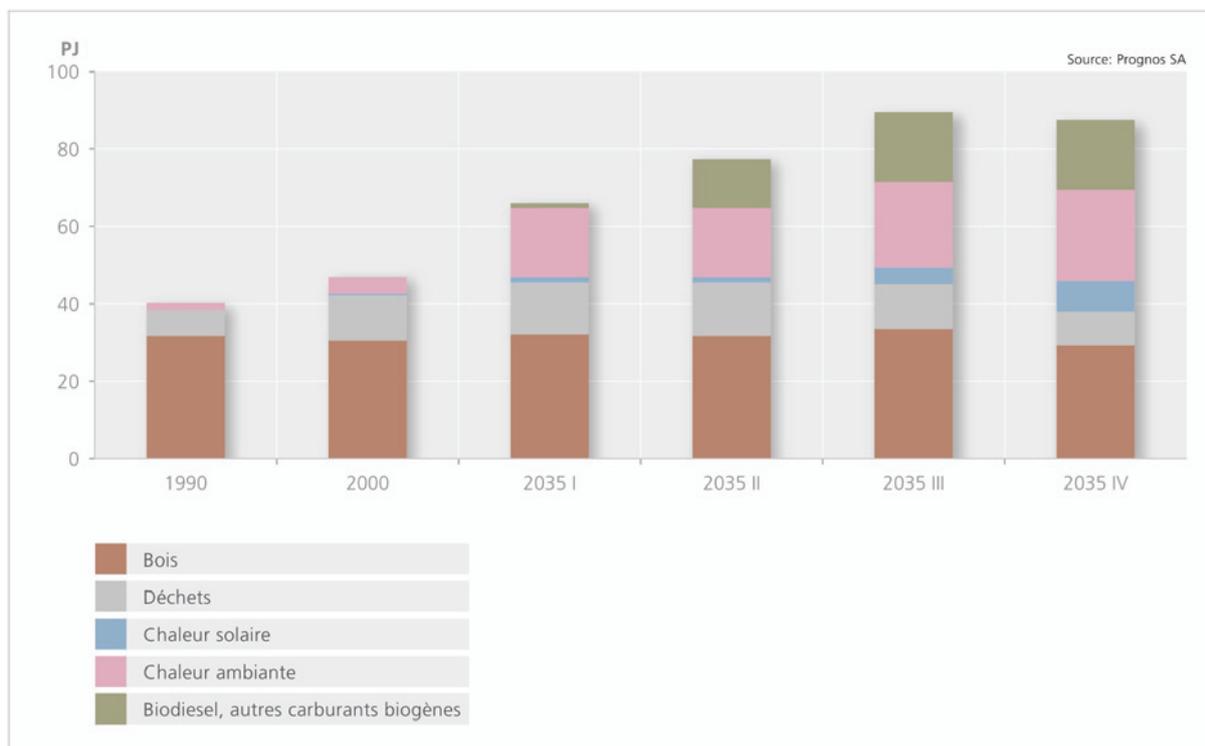


Tableau Z-3: **Parts des énergies renouvelables dans la demande de combustibles (volumes existants et développement; demande d'énergie finale), selon les scénarios, en %**

Scénarios	I	II	III	IV
2000	12			
2020	17	18	19	20
2035	20	21	27	32

Source: Prognos SA

Tableau Z-4: **Parts des énergies renouvelables dans la demande de carburants (volumes existants et développement; demande d'énergie finale), selon les scénarios, en %**

Scénarios	I	II	III	IV
2000	0			
2020	0	4	6	7
2035	1	6	10	12

Source: Prognos SA

- **Electricité issue des énergies non renouvelables**

On a continué de développer les systèmes de sécurité des **centrales nucléaires** au cours des années 1990. Il en est résulté une troisième génération (réacteur à eau pressurisé européen, REP), prise en compte dans les variantes d'offre A et B avec une puissance de 1600 MW par centrale nucléaire. Selon ses fabricants, le REP présente des risques d'accidents inférieurs à ceux des réacteurs actuels, il permet de mieux gérer les pannes et de mieux utiliser les combustibles. La classe de puissance, très élevée pour la Suisse, entraînerait des excédents d'exportation au cours des premières années. Une bonne intégration dans le réseau à haute tension s'imposera, tout comme des possibilités de refroidissement. Les sites actuels sont donc les mieux adaptés pour ces installations. Eu égard aux délais probablement longs de planification et d'autorisation, les variantes d'offre qui comprennent des centrales nucléaires ne prévoient pas de connexion au réseau avant 2030.

Les **centrales à gaz** modernes combinent le processus d'une turbine à gaz et celui d'une turbine à vapeur pour atteindre des taux de rendement élevés. Aucun des scénarios n'exclut le recours aux centrales à gaz dans le cadre d'une stratégie de transition. Mais le scénario III propose la cocombustion du gaz de bois à hauteur de 110 MW dans les installations d'environ 550 MW de puissance totale. Les modélisations de l'économie gazière montrent qu'il est possible d'implanter des centrales à gaz presque partout dans le réseau suisse à haute tension. En plus d'être proche du réseau à haute tension, un site devra permettre d'abaisser la température au moyen de tours de refroidissement, s'intégrer dans un plan de zone et encore permettre l'utilisation des rejets de chaleur – pour autant que les autorités cantonales autorisent ce dernier point pour les nouvelles centrales à gaz. Pour des raisons de coûts, les vastes réseaux modernes de chaleur à distance ne sont pas intégrés dans les scénarios. On compte six ans, dans les scénarios, entre le début de l'étude d'impact sur l'environnement et l'octroi de l'autorisation d'exploiter. Dans le scénario I, si la pénurie est comblée selon la variante d'offre C, 7 centrales à gaz supplémentaires seront construites et les importations de gaz naturel feront plus que doubler. Les capacités de transport nécessaires et les quantités de gaz naturel sont techniquement disponibles à la frontière suisse pour une telle augmentation de la consommation. Selon l'économie gazière, les capacités de transport supplémentaires éventuellement nécessaires dans les pays voisins peuvent être constituées pendant la phase de préparation et de construction des centrales prévue par le scénario I (variante C). Cette façon de procéder impliquerait toutefois que les exploitants s'engagent suffisamment tôt par la conclusion de contrats de prélèvement et de droits d'utilisation du réseau.

Grâce aux installations de **couplage chaleur-force** (CCF), une part importante des rejets de chaleur émis lors de la production d'électricité est utilisée. L'exploitation du combustible peut être considérablement augmentée par rapport aux centrales dans lesquelles les rejets de chaleur doivent être refroidis. Les installations CCF peuvent être conçues selon diverses techniques dans un large éventail de classes de puissance. Les potentiels sont limités par le besoin de chaleur existant (ce besoin est plus bas dans le scénario IV que dans les autres). Le scénario I ne présuppose pas de nouveaux instruments de promotion des installations CCF. Il faut donc prévoir un développement modéré dans l'industrie, les bâtiments publics, les bâtiments de services et les réseaux de chaleur de proximité. Un développement plus poussé demanderait des instruments d'encouragement ou un changement dans l'évolution des conditions-cadres. Dans le scénario III, la pénurie d'électricité est comblée par la variante D. Mais ces développements doivent être mis en place à un stade suffisamment précoce pour

pouvoir maîtriser la pénurie qui arrivera de manière subite. Une majorité des installations devront être réalisées dans les petites classes de puissance, d'où une augmentation des coûts.

Selon certains spécialistes, les **pires à combustibles** présentent un fort potentiel de production d'électricité (et de chaleur). Elles pourraient en particulier permettre de passer à un système à hydrogène sans carbone. Mais cette perspective dépasse le cadre temporel des «Perspectives énergétiques».

- **Coûts de l'électricité produite avec de nouvelles installations**

Les coûts de production à partir des **énergies renouvelables** (et des autres agents énergétiques) baissent en général avec l'accroissement du nombre d'installations. Outre les économies d'échelle obtenues par le gain de parts de marché, les enseignements acquis contribuent à la réduction des coûts. Les données existant à ce sujet sont toutefois spécifiques aux différents pays et ne sont pas confirmées. Sur un marché caractérisé par la pression des coûts, les sites les moins coûteux sont généralement réalisés en premier. Les petites centrales hydroélectriques, les déchets biogènes des usines d'incinération des ordures, les gaz de digestion des stations d'épuration des eaux et la transformation du biogaz en électricité sont relativement avantageux. Cependant, le potentiel des classes de puissance avantageuses est limité. Des installations coûteuses seront nécessaires une fois les solutions peu onéreuses épuisées, ce qui affaiblira ou neutralisera la diminution des coûts. Pour l'essentiel, les modélisations font d'abord appel aux classes de puissance avantageuses en termes de coûts.

Pour produire durablement à des coûts avantageux, les **centrales nucléaires** requièrent de longues périodes d'exploitation et un nombre élevé d'heures de pleine charge, c'est-à-dire un prélèvement garanti de la charge de base. Les coûts d'investissement de nouvelles centrales nucléaires sont incertains et la longue durée de préparation entraîne un risque de planification. Si elles sont acceptées, les nouvelles centrales nucléaires produisent l'électricité de la charge de base la moins coûteuse.

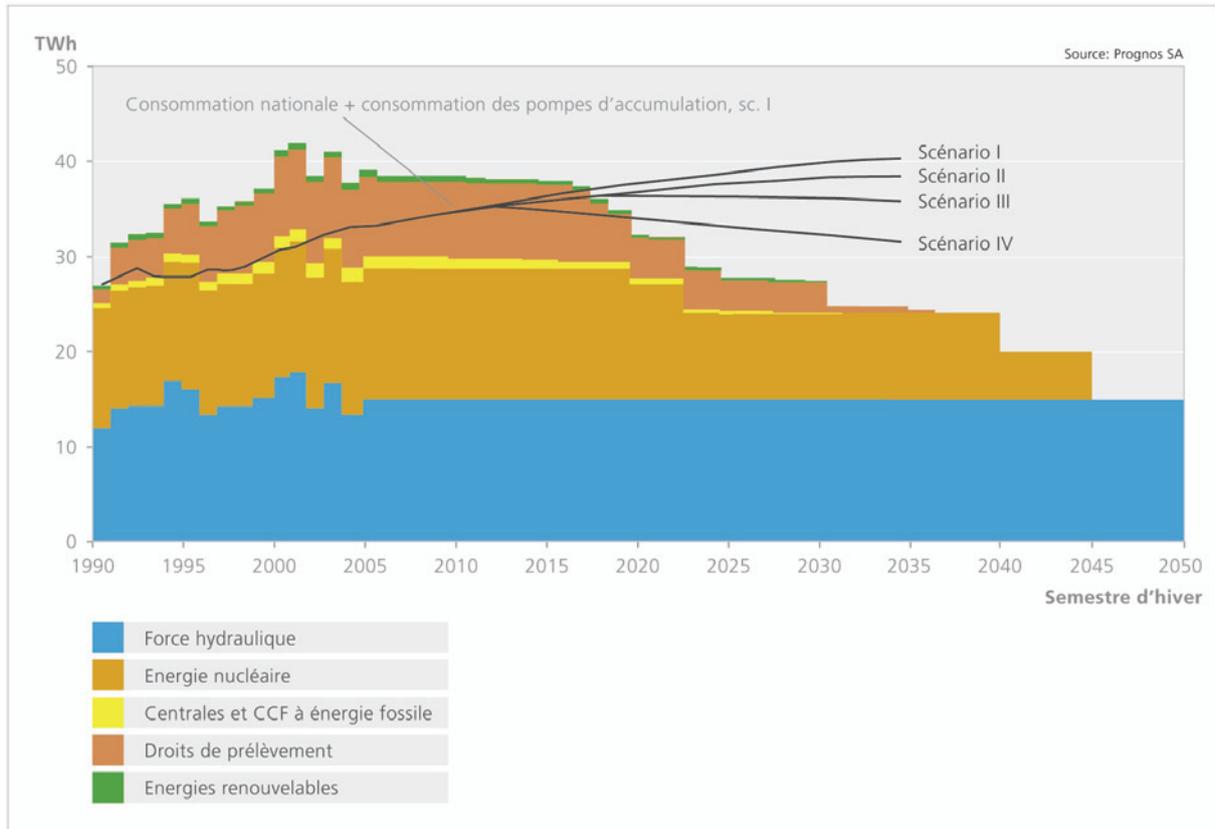
En ce qui concerne les **centrales à gaz**, la volatilité des prix du gaz affecte les coûts de revient du courant. Mais ces coûts ne sont pas nécessairement exposés au risque de changement des prix. Ce risque dépend en effet de la possibilité de voir ou non une hausse des prix du gaz naturel et une hausse des coûts de réduction des émissions de CO₂ se répercuter sur le prix du marché de l'électricité (un prix qui augmentera probablement aussi). Selon la situation du marché, les exploitants peuvent proposer du courant à prix élevé en hiver. Mais les coûts de revient des centrales à gaz ne peuvent guère être couverts par la seule production destinée à la charge de base.

La dispersion des coûts de revient des **installations de couplage chaleur-force** alimentées aux énergies fossiles est importante. Ces coûts dépendent essentiellement des possibilités d'optimisation (priorité donnée à la production d'électricité ou à la production de chaleur, installations d'assez grande taille et nombre limité d'heures d'exploitation ou installations de taille relativement petite fonctionnant pendant un nombre d'heures élevé).

- **La pénurie d'électricité**

Si les capacités ne sont pas développées entre 2005 et 2035, une pénurie d'électricité apparaîtra dès 2018-2020. En 2035 (année hydrologique), elle sera, selon l'évolution des conditions-cadres, de 5,0 TWh dans le scénario IV, de 13,5 TWh dans le scénario III, de 18,6 TWh dans le scénario II et de 22,3 TWh dans le scénario I. Le moment où la pénurie surviendra dépend peu de la demande d'électricité, puisque celle-ci commence par croître dans tous les scénarios. En revanche, le besoin de nouvelles capacités de production est sensiblement plus important à long terme dans le scénario I que dans le scénario IV. La figure Z-4 présente la consommation nationale augmentée de la consommation des pompes-turbines pour un semestre d'hiver moyen. Elle illustre en outre la production des centrales existantes en 2005 (comme la durée d'exploitation de ces installations est limitée, leur production diminue).

Figure Z-4: **Pénuries d'électricité durant un semestre d'hiver moyen, en TWh (évolution tendancielle des conditions-cadres)**



- **Raccourcissement ou prolongation de la durée d'exploitation des centrales nucléaires existantes**

Si l'on réduit la durée d'exploitation des centrales nucléaires actuelles à 40 ans (au lieu de 50 ans pour les CN de Beznau et de Mühleberg et 60 ans pour les CN de Gösgen et de Leibstadt), la pénurie du semestre d'hiver survient en 2013. Les premières années, elle ne diffère alors que peu (à l'exception du scénario IV), mais elle s'accroît ensuite avec la mise hors exploitation de la centrale nucléaire de Gösgen en 2018. Si la durée d'exploitation des centrales nucléaires de Beznau et de Mühleberg est prolongée et portée à 60 ans, une pénurie surviendra dès 2018 dans les scénarios I et III. Par contre, dans le scénario IV, des capacités de production supplémentaires ne seraient alors nécessaires qu'à partir de 2030. Ci-après, nous postulons la variante principale, à savoir une durée d'exploitation de 50 et 60 ans respectivement.

- **Couverture de la pénurie d'électricité**

Si la période analysée va jusqu'en 2035, la question de savoir comment couvrir la pénurie après cette date reste également posée. **En considérant l'après-2035**, on observe que les grandes installations centralisées des variantes A à C ont des cycles de remplacement plus longs que les installations décentralisées des variantes D ou E, dont les cycles de remplacement plus courts permettent de bénéficier des progrès techniques.

Les **variantes combinées** méritent qu'on s'y arrête un instant. Contrairement à la variante A, la variante B prévoit de combler le manque de courant jusqu'à la mise en exploitation d'une nouvelle centrale nucléaire non pas avec des importations d'électricité, mais au moyen de centrales à gaz installées en Suisse. Une telle variante ne peut être intégrée dans les scénarios III et IV, car la demande relativement faible qu'ils envisagent ne justifie qu'une seule des deux technologies.

Si elles sont techniquement réalisables dans les scénarios III et IV, les variantes D et E s'approchent des limites des potentiels (variante D) ou sont grevées des incertitudes pesant sur les développements technologiques, notamment en ce qui concerne la géothermie (variante E). Il est donc judicieux de prévoir une variante combinée D & E. Il est ainsi possible de limiter la construction des petites installations CCF coûteuses et le développement de la grande hydraulique devient ainsi inutile. Dans le scénario III, il faudra 12,1 TWh d'installations CCF alimentées aux énergies fossiles et un total de 9,6 TWh d'énergies renouvelables, tandis que le scénario IV, qui prévoit une pénurie nettement plus faible, en requerra 7,6 TWh et 6,2 TWh respectivement.

Dans le scénario III, une variante combinée judicieuse allie centrales à gaz et énergies renouvelables (variante C & E). Elle requiert, pour la production de courant, deux centrales à gaz supplémentaires en plus de la centrale de Chavalon pour laquelle on postule la cocombustion de gaz de bois à hauteur de 20%. Quelque 8,1 TWh produits à partir d'énergies renouvelables (sans les grandes centrales hydroélectriques) seront encore injectés dans le réseau à l'horizon 2035.

Selon la variante G, la pénurie sera couverte par les **importations d'électricité**. En principe, la possibilité existe que des acteurs suisses acquièrent des participations dans des centrales étrangères (centrales nucléaires, production fossile thermique). Des contrats de prélèvement à long terme sont aussi possibles sur un marché ouvert, mais ils doivent être limités dans le temps et ne pas bloquer toute la capacité du réseau. Il y a lieu de penser que les nouveaux contrats de prélèvement à long terme ou les participations ne pourront se conclure qu'au prix du coût marginal. Pour l'horizon temporel considéré, les centrales à gaz serviront très vraisemblablement de référence (y compris le coût supplémentaire de réduction du CO₂). S'agissant des importations de courant vert, il faut s'attendre à ce que l'on doive cofinancer les coûts de revient (qui seront encore assez longtemps supérieurs au prix du marché) et la régulation (assurée par des centrales dans le pays de provenance ou par des centrales d'accumulation en Suisse), qui est nécessaire en cas d'injection intermittente de courant d'origine éolienne ou solaire.

En ce qui concerne les **capacités du réseau** transfrontalier, des incertitudes existent quant à la disponibilité et aux coûts de l'utilisation du réseau. La puissance supplémentaire de la variante G serait d'environ 1250 MW (déjà importés ou qui pourraient l'être) par rapport à la situation actuelle, qui comporte des droits de prélèvement d'environ 2500 MW (effectivement importés ou qui pourraient l'être). De l'avis des représentants de Swissgrid, le réseau de transport suisse permet aujourd'hui d'assurer physiquement des importations nettes pour la charge de base à concurrence de 3750 MW. Néanmoins, on relève que personne n'est actuellement en mesure de prédire quels seront les flux de charge en 2035. D'ici cette échéance, de grands changements sont attendus dans le parc de centrales européen, notamment dans les pays environnants. Les possibilités d'importation dépendent donc des capacités de transport disponibles dans ces pays ainsi que de leurs possibilités de production.

Le tableau Z-5 présente les variantes de couverture de la pénurie et le nombre nécessaire de centrales à construire pour les divers scénarios.

- **Coûts de couverture de la pénurie d'électricité**

Pour permettre de comparer les variantes d'offre, on procède à l'actualisation des coûts de développement. S'agissant des centrales nucléaires, tous les coûts sont pris en compte, à l'exception toutefois du coût subjectif associé aux risques. En ce qui concerne les centrales à gaz, le coût des mesures visant à éviter les émissions de CO₂ liées à la production indigène ainsi que le prix d'achat de certificats européens dans le cadre des importations de courant sont compris. On compare les coûts à la sortie des centrales. Les avis divergent quant aux effets des diverses variantes d'offre sur les coûts du réseau, mais ces derniers ne devraient pas beaucoup diverger durant la période sous observation.

Les **coûts spécifiques de couverture de la pénurie, en centimes par kWh**, sont les plus bas avec la **variante A** dans tous les scénarios (3,9 ct./kWh dans le scénario I et 4,3 à 4,4 ct./kWh dans les autres scénarios). La **variante C** (4,4 ct./kWh dans le scénario I, 4,7 ct./kWh dans le scénario IV et 5,3 ct./kWh avec cocombustion de gaz de bois dans le scénario III) est plus avantageuse que la **variante décentralisée D** (7,5 ct./kWh dans le scénario IV et 8,1 ct./kWh dans le scénario III) ou que la **variante décentralisée E** (7,0 ct./kWh dans le scénario IV et 7,2 ct./kWh dans le scénario III).

Le scénario I est le plus avantageux quant aux coûts de revient en ct./kWh pour toutes les variantes d'offre, suivi par le scénario IV: en effet, la pénurie d'électricité étant limitée, on peut utiliser des potentiels (décentralisés) relativement peu coûteux. Plus la pénurie est importante, plus les solutions comportant des variantes centralisées sont par contre avantageuses.

Si l'on considère les **coûts totaux actualisés requis pour couvrir la pénurie - exprimés en milliards de francs** -, le scénario IV apparaît être le plus avantageux (entre 8,7 milliards de francs avec la variante A et 17,5 milliards de francs avec la variante D & E). Il faut y voir la conséquence de la faible consommation de courant. Cependant, les coûts totaux des variantes décentralisées du scénario IV sont de l'ordre de grandeur de ceux des variantes centralisées des scénarios I et II (entre 15,1 milliards de francs dans le scénario I avec la variante A à 18,0 milliards de francs dans le scénario II avec la variante C). Les coûts totaux les plus élevés sont ceux du scénario III en combinaison avec les variantes décentralisées (jusqu'à 28,1 milliards de francs avec la variante D & E).

Tableau Z-5: Variantes de couverture de la pénurie

Var.	A	B	C	D	E	C & E	D & E	G
Sc.	Nucléaire	Fossile centralisé et nucléaire	Fossile centralisé	Fossile décentralisé	ER	Fossile centralisé et ER	Fossile décentralisé et ER	Importations
I	2 CN	5 CàG 1 CN	7 CàG	-	-	-	-	20,0 TWh importations (3329 MW)
II	2 CN 5,7 TWh ER	3 CàG 1 CN 5,7 TWh ER	5 CàG 5,7 TWh ER	-	-	-	-	12,7 TWh importations (2114 MW) 5,7 TWh ER
III	1 CN	-	4 CàG *	17,4 TWh CCF	16,5 TWh ER 2,6 TWh GCHE	3 CàG * 8,1 TWh ER	12,1 TWh CCF 9,6 TWh ER	11,5 TWh importations (1913 MW)
IV	1 CN	-	3 CàG	11,5 TWh CCF	10,3 TWh ER 1,0 TWh GCHE	-	7,6 TWh CCF 6,2 TWh ER	6,6 TWh importations (1100 MW)

Source: Prognos SA

ER: photovoltaïque, vent, géothermie, bois, biogaz, gaz de digestion, déchets (50%) et force hydraulique jusqu'à 10 MW.

CN: centrale nucléaire à 1600 MW.

CàG: centrale à gaz (Chavalon à 357 MW et autres installations à 550 MW).

CCF: installations à couplage chaleur-force, surtout alimentées au gaz naturel.

GCHE: grande centrale hydroélectrique (> 10 MW).

* centrales au gaz naturel permettant la cocombustion du gaz de bois, hormis Chavalon.

- **Sécurité d'approvisionnement signifie que la demande d'énergie est satisfaite, sans interruption et à des prix adéquats**

Remplir parfaitement cette exigence est un but vers lequel tendre, au prix de coûts toujours plus élevés ou de vastes interventions politiques. L'un des indicateurs de la sécurité d'approvisionnement est la **dépendance à l'égard des importations**. La quantité d'énergie importée jusqu'en 2035 dans le scénario IV est inférieure de près d'un tiers à celle du scénario I, en raison surtout d'une utilisation plus rationnelle de l'énergie.

Les scénarios se différencient moins en ce qui concerne la part des agents énergétiques dans la consommation brute. Il est difficile de **diversifier** encore davantage les agents énergétiques en fonction de leur genre, de leur pays de provenance et des voies par lesquelles ils sont acheminés. La politique suisse doit continuer d'accorder une importance suffisante à la prévoyance des crises sur le plan national (loi d'approvisionnement du pays, mesures prévues par la loi sur l'approvisionnement en électricité en cas de mise en danger de cet approvisionnement) et sur le plan international (Agence internationale de l'énergie). Mais des interventions effectuées sur ces bases ne sont prévues qu'en dernier recours pour limiter les dommages. Seules des décisions de politique énergétique prises en temps utile permettront d'éviter de coûteuses situations de nécessité, dans le secteur de l'électricité en particulier.

- **Sécurité de l'approvisionnement en électricité: la Suisse requiert des capacités pour couvrir la charge de base**

La sécurité de l'approvisionnement, en électricité dépend autant du travail (mesuré en kWh), durant les semestres d'hiver, que de la puissance (mesurée en kW). Des scénarios catastrophe prévoyant des vagues de chaleur et de froid de plusieurs semaines sont montrés pour analyser la capacité de puissance des variantes d'offre. Ces scénarios critiques (dits «scénarios de stress») se caractérisent par des débits d'eau inférieurs à la moyenne en été et en hiver. Durant la période estivale, on prévoit une baisse de la puissance des centrales thermiques et une consommation supplémentaire des instal-

lations de climatisation. Pendant l'hiver, le besoin de puissance s'accroît surtout pour les chauffages qui fonctionnent à l'électricité et pour les pompes électriques.

Dans ces cas climatiques extrêmes, on admet en outre que de grandes unités de centrale tombent en panne. Dans de telles circonstances, une **vague de chaleur** serait encore maîtrisable dans un proche avenir. Par contre, une **vague de froid** serait d'ores et déjà critique: saisissant l'Europe entière, elle impliquerait qu'une part importante de la charge de base (production continue 24 heures sur 24) soit assurée par les centrales d'accumulation, d'où une forte sollicitation des réservoirs. Dans le cas examiné, on suppose qu'aucune importation n'est possible pendant quinze jours. Si la plus grande centrale nucléaire tombe elle aussi en panne, des risques de panne totale («black-out») inhérents à la production existent aujourd'hui déjà (et ce jusqu'à la remise en exploitation de la centrale d'accumulation de Cleuson-Dixence, vraisemblablement en 2010). Sans développement des capacités, il ne sera plus possible, à partir de 2017, voire avant, de fournir dans un cas extrême la puissance nécessaire de manière fiable, car la demande continuera de croître jusque-là et, à plus long terme, parce que les centrales de Beznau et de Mühleberg seront désaffectées.

La Suisse est avant tout confrontée à un **problème de charge de base**, qui va s'accroître en raison de l'expiration des droits de prélèvement et de la désaffectation des centrales nucléaires existantes. Dans la perspective d'une pénurie d'électricité (kWh) et d'éventuelles vagues de froid et de chaleur (kW), les nouvelles centrales de pompage-turbinage n'apportent pas de contribution importante à une sécurité d'approvisionnement stable à long terme sur le plan de la production. De nouvelles centrales, capables de produire toute l'année ou durant l'hiver entier, sont nécessaires. Ce socle de production peut être centralisé ou décentralisé; il peut reposer sur des énergies conventionnelles ou sur des énergies renouvelables. Comme les pénuries touchent également les pays voisins, les installations prévues pour y faire face doivent se trouver sur le territoire national (ou du moins à proximité de la frontière).

- **Sécurité de l'approvisionnement en gaz**

Les réserves mondiales de gaz naturel présentent des similitudes avec celles de pétrole. Toutefois, l'exploitation des gisements de gaz naturel n'équivaut actuellement qu'à la moitié de celle du pétrole, si bien qu'une raréfaction des réserves conventionnelles de gaz naturel ne sera probablement sensible qu'après 2035. Le développement du **système de transport** et la **dépendance** croissante de l'Europe de l'ouest envers la Russie sont les points faibles de cette source d'énergie. Une direction que la Suisse doit également envisager, en particulier en lien avec la variante d'offre C, est le développement des **réserves** saisonnières et stratégiques. Contrairement aux pays limitrophes, notre pays ne dispose pas sur son territoire de telles réserves, car on n'a pas trouvé de site géologiquement approprié. C'est pourquoi les clients de gaz naturel «convertibles» (clients prêts à substituer un agent énergétique à un autre) jouent un rôle important. Il faut acheter aux fournisseurs de gaz naturel étrangers la flexibilité et les capacités de réserves nécessaires. Si l'on veut combler la pénurie d'électricité surtout par des centrales à gaz, la situation est actuellement favorable pour ce qui est des voies d'acheminement et des capacités des conduites, mais les exigences augmenteront en ce qui concerne la gestion des réserves.

- **La protection de l'environnement signifie que les personnes, les animaux, les plantes, leurs communautés et leurs espaces de vie sont durablement protégés contre les dommages irréversibles et les nuisances**

Les bases naturelles de la vie doivent être conservées pour les générations futures et toutes les régions du monde. Le réchauffement climatique, à prévoir à terme, constitue le plus grand défi auquel le monde est confronté. Actuellement, près de 80% des émissions de gaz à effet de serre de la Suisse proviennent de la consommation d'énergie. Le CO₂, généré par les besoins d'énergie, est de loin le plus important des gaz à effet de serre.

L'évolution des **émissions de CO₂** en Suisse jusqu'en 2020 résulte presque exclusivement de la modification de la **demande de combustibles et de carburants fossiles**. En ce qui concerne l'évolution jusqu'en 2035, le **mode et l'ampleur de la production de courant** exercent en outre une forte influence. Les différences d'émission de CO₂ causées par les diverses variantes d'offre sont prononcées dans les scénarios I et II, tandis qu'elles sont moins spectaculaires dans les scénarios III et IV. La variante C est toujours la plus défavorable sous l'angle du CO₂: dans le scénario I, entre 2000 et 2035, les émissions augmentent de près de 5% (variante C) ou elles baissent de 12% (variantes A ou G). Dans le scénario III, leur diminution est comprise entre 26% (variante C) et 36% (variante E). Dans ce dernier cas, on suit la voie de la société à 2000 watts (-35%). Dans le scénario IV, cet objectif est même nettement dépassé avec la variante C. Nous nous référons en l'occurrence aux émissions domestiques. Conformément à la loi sur le CO₂, les émissions provenant de l'électricité d'importation sont imputées aux pays de production (tableau Z-6).

Tableau Z- 6: **Modification des émissions totales de CO₂, par scénarios et variantes d'offre, en %**

Sc.	Var.	Modification de 2000 à 2020 (en %)							
		A	B	C	D	E	C & E	D & E	G
I		- 7	0	0					- 7
II		- 12	- 8	- 8					- 12
III		- 17		- 13	- 15	- 18	- 16	- 16	- 17
IV		- 24		- 22	- 22	- 24		- 23	- 24

Sc.	Var.	Modification de 2000 à 2035 (en %)							
		A	B	C	D	E	C & E	D & E	G
I		- 12	- 1	+ 5					- 12
II		- 21	- 14	- 9					- 21
III		- 34		- 26	- 29	- 36	- 29	- 32	- 34
IV		- 47		- 41	- 43	- 48		- 46	- 47

1) Selon la loi sur le CO₂, sans les raffineries et sans les ventes de carburant d'aviation pour les vols internationaux

Source: Prognos SA

- **La rentabilité signifie que les coûts et les revenus des politiques de l'énergie et de protection du climat doivent se situer dans un rapport justifiable; l'économie doit croître qualitativement et, selon les besoins, quantitativement**

Economie prospère et environnement sain ne sont pas antinomiques. Les politiques de l'énergie et de protection du climat servent la rentabilité en ce qu'elles luttent contre l'inefficacité et qu'elles déclenchent des innovations commercialisables. On tient compte de la concurrence des places économiques grâce à l'**harmonisation internationale** des objectifs et des instruments ou au moyen de réglementations spéciales, éventuellement assorties d'obligations, pour les entreprises grandes consommatrices. Ces politiques doivent être prévisibles pour que les entreprises puissent s'adapter à temps.

Du point de vue de l'**économie d'exécution** également, les instruments tarifaires sont relativement utiles lorsqu'il s'agit d'appliquer les mesures économiques décidées, même s'ils ne suffisent pas complètement à eux seuls à rendre une politique efficace: il faut aussi relever l'importance des instruments visant à réduire les coûts de transaction (développement technologique, information, formation, perfectionnement) et celle des prescriptions garantissant que les normes d'efficacité s'établiront partout.

Les taxes prélevées (produit de la taxe sur le CO₂ selon le scénario II et taxe d'incitation sur l'énergie dans les scénarios III et IV) sont restituées aux ménages et aux entreprises, les investissements visant à améliorer l'efficacité énergétique sont rentables en moyenne et la Suisse ne fait pas cavalier seul. Aussi l'économie suisse réagit-elle peu aux différentes variantes de politique examinées. Les effets de ces politiques sont moyennement négatifs. Il faut attendre des diminutions limitées de la consommation et de l'emploi (dans la pratique, ce seront plutôt des baisses de salaire). Avec des taxes d'incitation fortes, on s'écarte inévitablement du tracé des coûts minimaux (un principe encore plus marqué en cas de choc pétrolier). Lorsque les effets sur le circuit économique sont pris en compte, les coûts d'adaptation ainsi générés, qui sont d'ailleurs aussi souhaités, sont vraisemblablement plus importants que les effets d'économie. Cette conception étroite de la rentabilité est toutefois incomplète, car les risques et les charges qui pèsent sur la santé et l'environnement et qui sont évités par des variantes politiques plus offensives, ne sont pas intégralement pris en compte dans les modèles. Les dégâts causés par les changements climatiques et les coûts nécessaires pour les limiter ne sont guère connus en Suisse. Or, il est très probable que les **coûts évités** compenseront la diminution modérée de la consommation induite par une politique plus volontariste.

- **Réduction des émissions de CO₂ en Suisse ou à l'étranger?**

Les coûts de réduction des émissions de CO₂ en Suisse sont nettement réduits par la possibilité de comptabiliser des réductions de CO₂ réalisées à l'étranger. Les modélisations indiquent qu'une réduction limitée des émissions à l'étranger induit déjà une diminution sensible des coûts. Les coûts spécifiques de la réduction des émissions de CO₂ en Suisse sont supérieurs d'un facteur 10 environ à ceux de l'étranger. Mais les instruments et les mesures domestiques visent à garantir la sécurité d'approvisionnement, qui est entamée par les réductions de CO₂ réalisées à l'étranger. L'amélioration de l'efficacité énergétique en Suisse amène des progrès techniques et des gains de confort (en particulier dans le domaine du bâtiment) dont nous prive le recours au commerce des certificats d'émission de CO₂. On peut davantage justifier une contribution plus importante de l'étranger si les objectifs nationaux sont ambitieux, comme c'est le cas dans les scénarios III et IV, que s'ils sont modestes.

- **L'équité sociale implique une répartition équilibrée des coûts et des avantages, la garantie de l'approvisionnement de base et des processus de décision démocratiques**

Les variantes de politique des scénarios III et IV stimulent le **changement structurel**. Certaines branches, comme le bâtiment, profitent d'investissements accrus, tandis que d'autres perdent des parts de marché. Les ménages à faible revenu allouent une plus grande part de leurs moyens à l'énergie que d'autres, leur budget est donc plus fortement ponctionné par la taxe d'incitation. Mais ils bénéficient aussi de la restitution par habitant du produit de la redevance. L'approvisionnement de base en électricité sera à l'avenir ancré au niveau fédéral, dans la loi sur l'approvisionnement en électricité. Les effets de redistribution entre les générations sont tout aussi importants que les revenus des ménages. Quelle diminution de la consommation peut-on raisonnablement exiger de la génération actuelle pour diminuer les risques et les dommages menaçant les générations suivantes?

Pour l'heure, on ne saurait exclure des **tensions sociales** passagères découlant d'une politique forçant à économiser les ressources. Cette remarque vaut en particulier pour le scénario IV, qui présuppose des innovations dans de nombreux domaines. Mais le scénario I est lui aussi fortement exposé aux conflits en raison de sa dépendance assez importante vis-à-vis des importations d'énergie et de sa nécessité de disposer de grandes centrales à gaz ou de centrales nucléaires.

- **L'avenir énergétique passera par des investissements privés, des changements dans les comportements individuels et la mise en œuvre des dispositions législatives**

Comme l'indique le **scénario I**, la « poursuite de la politique actuelle » ne renchérra probablement pas l'approvisionnement énergétique pour le consommateur, mais elle le rendra plus incertain et plus polluant. Si les exigences que pose ce scénario à la politique énergétique sont modestes pour ce qui est de l'innovation, elles mettraient en question la crédibilité de la Suisse en matière de politique de protection du climat. Le scénario I demandera sous peu que des décisions soient prises (importations d'électricité, centrales à gaz ou nucléaires, renforcements du réseau). A long terme, il pourra être nécessaire de prendre plus de mesures encore. Ces dernières années et ces derniers mois, on a déjà observé des signes indiquant que de tels changements seraient possibles.

La variante de politique du **scénario II** se distingue de la situation actuelle en ce que la collaboration entre l'Etat et l'économie se poursuit au-delà de 2010, qu'elle est sensiblement renforcée et qu'elle est optimisée. Cette option correspond à la tradition (fédéralisme et principe de subsidiarité), mais elle est exigeante. Des acteurs plus nombreux encore qu'aujourd'hui devront coordonner leurs programmes promotionnels. Les normes appliquées aux bâtiments et aux appareils devront être adaptées plus rapidement qu'aujourd'hui aux évolutions techniques. Une taxe CO₂ sur les combustibles pourrait s'imposer politiquement, une base législative introduisant un système de bonus-malus pour les voitures de tourisme sera discutée sur le plan fédéral et une plus grande rémunération du courant injecté (assortie toutefois de divers « plafonds ») sera décidée dans le cadre de la loi sur l'approvisionnement en électricité. Une modification de la Constitution fédérale sera nécessaire pour autoriser une redevance destinée à financer les programmes d'encouragement tels que le centime climatique ou l'introduction d'un nouveau centime électrique.

Les **scénarios III et IV** imposent des innovations aussi bien politiques que techniques. Leurs objectifs et instruments requièrent un large consensus au sein de la société. Les institutions étatiques doivent y montrer une fermeté inhabituelle pour maintenir le cap qui aura été décidé. La taxe d'incitation sur l'énergie et les dispositions d'autorisation spécifiques au domaine de l'énergie devront rapidement être harmonisées au niveau international. Les variantes de politique ne pourront être mises en œuvre que par des mesures législatives de large portée.

Si les cantons parviennent à inscrire rapidement dans la loi l'intégralité des prescriptions renforcées qui touchent le bâtiment, il ne sera pas nécessaire de réviser la Constitution fédérale pour y prescrire l'édiction de dispositions fédérales. Il faut convaincre la population de l'utilité d'une taxe d'incitation sur l'énergie: il s'agit en effet d'un deuxième essai après l'échec en votation populaire, en septembre 2000, d'un projet moins ambitieux du Parlement. L'électricité et les énergies renouvelables doivent être mises à contribution dans une même mesure, car l'un des objectifs des scénarios III et IV est d'abaisser la consommation totale d'énergie finale par habitant afin de ménager les ressources. Le scénario IV vise en outre à ce que les politiques de l'habitat et des transports préservent les ressources, ce qui exige de nombreuses adaptations des lois et des politiques financières.

Pour la **variante A**, la procédure d'autorisation prévue pour de nouvelles centrales nucléaires, pourra éventuellement se dérouler plus rapidement que ne le postulent les scénarios (mise en exploitation en 2030). On pourrait alors raccourcir de quelques années la période transitoire durant laquelle notre pays dépendrait davantage des importations d'électricité. Après des décennies de débats, un consensus provisoire sur la procédure d'autorisation s'est toutefois concrétisé en 2003 dans la loi sur l'énergie nucléaire. La **variante C** ne pourra se réaliser que si les conditions et obligations légales posées

pour les centrales à gaz sont comparables avec l'étranger, et ses centrales à gaz en concurrence avec les suisses. Pour les responsables de projet, la question de la compensation des émissions de CO₂ doit être réglée le plus tôt possible. Le nombre d'installations pourra toutefois diminuer si le courant est utilisé plus efficacement.

En principe, les bases constitutionnelles permettant la promotion du couplage chaleur-force (CCF) selon la **variante D** et celle du courant vert selon la **variante E** existent (rémunération du courant injecté). La Suisse n'a pas de tradition en matière de promotion du CCF. Dans les scénarios III et IV en particulier, les besoins en chaleur diminuent, tout comme par conséquent le potentiel de cette technique. La production d'électricité décentralisée prévue aux variantes D et E se caractérise par un grand nombre de nouveaux acteurs, qui entrent en concurrence avec des entreprises d'approvisionnement établies. Des interactions techniques et économiques nouvelles mais aussi de nouvelles sources de conflit apparaissent. On peut imaginer que les compagnies municipales d'électricité joueront à l'avenir un rôle plus en vue qu'aujourd'hui.

La compensation de la pénurie au moyen d'importations selon la **variante G** est favorisée par une politique énergétique passive, notamment par le renoncement aux instruments d'amélioration de l'efficacité électrique et par le maintien, voire le renforcement des obstacles au développement de la production indigène de courant. Plus les autres pays miseront sur les importations pour combler leur manque d'électricité, plus on verra croître la dépendance de la Suisse à l'égard des évolutions se produisant hors de ses frontières (construction de centrales, utilisation du réseau). Les exigences posées aux exploitants de réseau et aux autorités de régulation pour qu'ils garantissent l'exploitation fiable du réseau sur le plan européen seront encore plus élevées.

1 Motifs et méthodes

- **Quatre raisons au moins justifient que l'on se préoccupe du futur énergétique de la Suisse sur le plan politique:**
 - au cours de ces prochaines années, la politique suisse devra traiter les objectifs de protection du climat au-delà de 2010;
 - le programme SuisseEnergie, planifié jusqu'en 2010, et la loi sur le CO₂ doivent être axés sur 2020, voire sur un plus long terme;
 - entre 2019 et 2022, les plus anciennes centrales nucléaires de Suisse arriveront en fin d'exploitation et des traités d'importation de longue date expireront progressivement; une solution doit être trouvée pour parer à la pénurie d'électricité qui en résultera;
 - en raison de la dépendance élevée de la Suisse à l'égard des importations, qui se situe bien au-dessus de la moyenne, la sécurité de l'approvisionnement en énergie est un défi permanent. La nécessité de l'assurer s'est encore accentuée ces dernières années, du fait de la nouvelle crise pétrolière, de pannes d'électricité et de conflits géopolitiques.

Sur cette toile de fond, l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) a étudié depuis 2004 des scénarios énergétiques à l'horizon 2035. Les résultats en ont été soumis au Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication (DETEC). Ils sont également censés contribuer à aider le Conseil fédéral, le Parlement et le public à se forger une opinion.

Les scénarios ne restituent qu'une partie de la "réalité". On s'interroge avant tout sur les effets que les prix de l'énergie, la croissance économique et démographique (conditions-cadres) ainsi que les prescriptions, les instruments tarifaires et les instruments de promotion (instruments de politique) exercent sur le système énergétique. Les conditions-cadres peuvent toutefois évoluer autrement que prévu et l'effet des instruments de politique est incertain. On ne choisit pas les scénarios, mais on peut opter pour certains instruments de politique et les bases juridiques correspondantes. Les instruments de politique ne sont pas des menus dans lesquels on peut choisir ce qui convient: il faut établir un paquet d'instruments, dont on est quasiment sûr qu'il produira les effets globaux souhaités. Il existe, entre les instruments examinés, les conditions-cadres et le résultat des scénarios, une étroite corrélation dont il faut tenir compte au moment de définir de nouveaux objectifs et de nouvelles bases juridiques.

- **Pas d'art pour l'art**

Un groupe de travail, composé de spécialistes du monde scientifique et de praticiens de l'économie énergétique, a soutenu l'OFEN pour planifier et réaliser les travaux. Ce groupe a enrichi les résultats de commentaires critiques (cf. prises de position des membres du groupe de travail à la fin du présent rapport). Prognos SA, de Bâle, a coordonné les modélisations de divers experts et assuré le traitement des principaux rapports fournis (cf. annexe A1).

L'élaboration des présentes perspectives énergétiques a été largement coordonnée avec les travaux de l'administration fédérale sur des sujets apparentés (perspectives démographiques de l'Office fédéral de la statistique (OFS), perspectives économiques du Secrétariat d'Etat à l'économie (seco), perspectives des transports de l'Office fédéral du développement territorial (ARE)).

Les résultats intermédiaires ont été publiés au fil du temps. L'avancement des travaux a fait l'objet de discussions régulières avec le «Forum Perspectives énergétiques» de l'OFEN, composé de différents cercles d'intéressés, tandis que les thèmes importants étaient approfondis dans des ateliers (ressources fossiles, offre d'électricité, utilisation de l'énergie dans les bâtiments, transports). En mars 2005 a été élaboré, à l'attention du DETEC, le rapport concernant les variantes de la Confédération en vue de la mise en œuvre de la loi sur le CO₂ («Bundesratsvarianten zur Umsetzung des CO₂-Gesetzes»). Des entretiens avec les initiateurs du centime climatique, de nombreux autres contacts et le suivi de la délibération parlementaire sur les mesures «vertes» quant à la loi sur l'approvisionnement en électricité ont permis d'établir une interaction entre la discussion politique du moment et les travaux en cours. Cette démarche a influencé l'avancée des travaux, mais elle a eu pour effet qu'ils n'ont pas été un exercice purement formel.

- **Les questions concernant le nombre de centrales nécessaires, le nombre de tonnes de réductions de CO₂ ou les coûts appellent des réponses étayées par des modèles quantitatifs**

La méthode des scénarios appliquée en l'occurrence garantit, à l'appui de modèles quantitatifs, que les multiples éléments déterminant l'avenir énergétique sont reliés entre eux et que les effets des changements de la politique énergétique ou de l'évolution des conditions-cadres apparaissent. Les

répercussions, comme celles des prix de l'énergie sur l'offre et la demande d'énergie, sont prises en compte. Les résultats ne constituent donc pas des pronostics, mais des analyses déductives (de type «si – alors»).

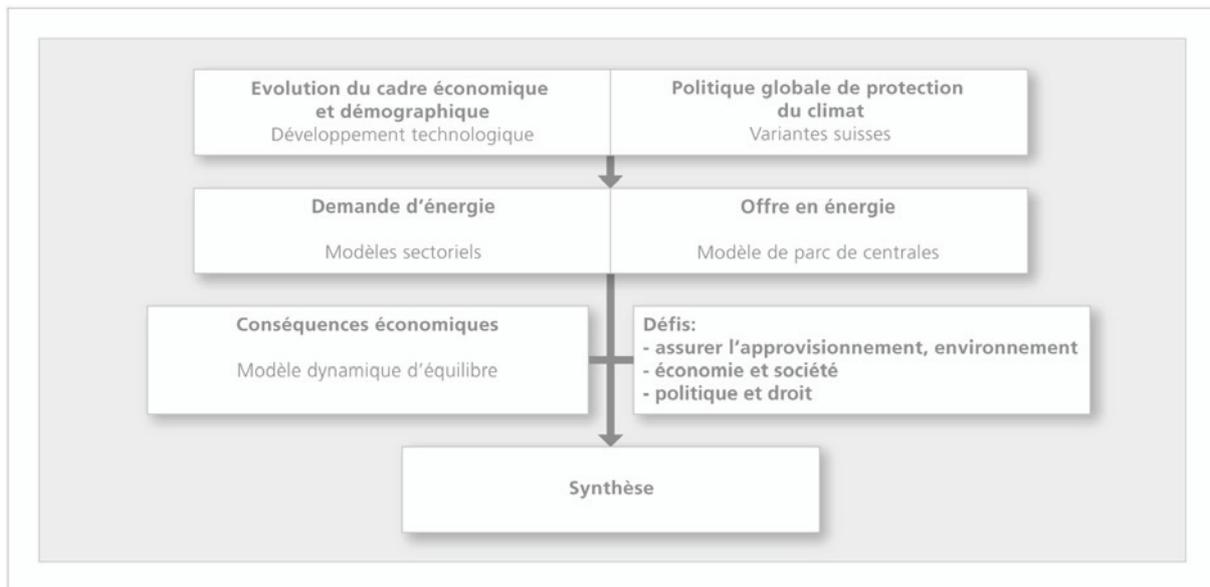
- Modèles énergétiques

L'évolution des conditions-cadres économiques et démographiques fournit la base initiale. Celles-ci déterminent les principales "composantes quantitatives" de la demande d'énergie, telles que les places de travail, les volumes de production et les prestations de transport. On applique ensuite sur cette base des modèles qui intègrent les différentes utilisations de l'énergie afin de représenter la demande et l'offre d'énergie. Les bâtiments, les appareils, les véhicules et les installations sont représentés dans les modèles sectoriels (ménages, services et agriculture, industrie, transports) au fil des générations qui se succèdent, en fonction de leur consommation d'énergie spécifique. Dans la suite de générations, on tient compte des nombreuses restrictions (cycles de rénovation et de remplacement, limites techniques dans des zones très denses en bâtiments, etc.) auxquelles sont soumis les potentiels en matière d'efficacité énergétique et d'énergies renouvelables. Les consommations spécifiques d'énergie (comme le nombre de litres d'essence au 100 km) varient en fonction des progrès techniques (développement autonome), de la politique d'investissement et des habitudes de consommation ainsi que des instruments politiques. On examine également l'offre d'énergie, en particulier le vieillissement, le renouvellement et le développement du parc de centrales. Le modèle de parc de centrales met en évidence la garantie de l'approvisionnement en électricité en Suisse (mais pas le positionnement de l'industrie électrique suisse sur le marché intérieur européen).

- Modèle d'équilibre dynamique

Alors que les modèles énergétiques fournissent des analyses quant aux objectifs, aux instruments et aux mesures de la politique énergétique suisse, le modèle d'équilibre dynamique se concentre sur les objectifs globaux et nationaux de réduction de CO₂. Ce modèle montre les effets de la politique globale et nationale de protection du climat sur l'économie et sur la consommation en général. Il prend en compte les nombreuses interdépendances de l'économie suisse à l'échelle internationale. L'évolution des conditions-cadres économiques et démographiques, de même que sous une forme succincte les développements technologiques y sont harmonisés avec les modèles énergétiques.

Figure 1: **Procédure méthodologique**



Lors de l'interprétation des résultats de ces modèles, le chiffre après la virgule importe moins que les éléments justifiés que l'on peut en tirer sur les défis économiques, sociaux, politiques et juridiques ainsi que sur les exigences posées par la sécurité de l'approvisionnement et la protection de l'environnement.

- **On ne saurait tout quantifier, et tout ce qui peut l'être n'est pas pertinent**

Les travaux présentés ci-après ont volontairement ignoré les scénarios catastrophiques ou les révolutions techniques. Une politique axée sur le pire des changements serait coûteuse voire imprudente. Malgré cela, les scénarios formulent de lourdes exigences: dans le cas d'une "poursuite de la politique actuelle", l'approvisionnement en énergie et l'environnement sont mis à rude épreuve. Le scénario "Cap sur la société à 2000 watts", quant à lui, place la barre très haut en ce qui concerne la capacité d'innovation technique et politique.

Les prix actuels de l'énergie, la situation conjoncturelle, les annonces de réalisations pionnières en technique énergétique ou de pannes influencent inévitablement l'appréciation de l'avenir énergétique, mais on ne saurait les projeter dans des perspectives à long terme. Des calculs de sensibilité indiquent comment le système énergétique réagit aux changements dans l'évolution des conditions-cadres de l'économie, comment il s'adapte à un niveau constamment élevé des prix de l'énergie ou au réchauffement climatique, ou quelles sont les conséquences de vagues de chaleur et de froid en particulier pour l'alimentation en électricité.

Les questions de politique générale et les problèmes de société, comme la répartition des tâches entre l'Etat et l'économie privée ou la compatibilité sociale des techniques énergétiques ne sauraient trouver de réponses grâce aux modélisations, mais celles-ci fournissent toutefois des bases pour les décisions politiques.

Les présentes «Perspectives énergétiques» ne supposent pas d'infrastructures énergétiques complètement inédites comme de vastes réseaux de chaleur à distance nouveaux, la production à large échelle de carburants biologiques en Suisse ou l'introduction d'une économie de l'hydrogène (accompagnée de piles à combustibles pour l'utilisation de l'énergie). Pareils développements sont assez peu vraisemblables à l'horizon considéré de 2035 et ils devraient buter contre des limites techniques ou économiques d'ici là, tout au moins en Suisse.

En ce qui concerne certains effets secondaires de la consommation d'énergie, comme les risques environnementaux, les coûts externes ou les utilisations secondaires, aucun nouveau projet de recherche n'a été engagé. Dans la mesure du possible, on a recouru aux données actuellement disponibles. Les dommages causés par le changement climatique et les coûts nécessaires pour les prévenir sont mal connus s'agissant de la Suisse et ne sont dès lors pas pris en compte. Néanmoins, de tels dommages et leurs coûts constituent un péril indépendamment des variantes de la politique conduite en Suisse; ils confirment qu'une politique globale de protection du climat et des mesures d'adaptation sont nécessaires (p. ex. des mesures contre les crues, les coulées de boue, les avalanches et les tempêtes).

On a volontairement renoncé à des analyses quantitatives des flux de charges dans les réseaux d'électricité et de gaz. Des tentatives de réunir des données, en particulier concernant le réseau électrique, se sont avérées assez stériles. L'investissement requis pour intégrer l'expertise nécessaire au développement de modèles de réseau et de leurs perspectives excédait le cadre des présents travaux. Il est en revanche possible de formuler des constats d'ordre qualitatif.

Quant à la définition des limites du système, par exemple en ce qui concerne l'énergie consommée à l'étranger par des personnes résidant en Suisse, on a appliqué les conventions fixées pour certaines dans des dispositions de droit (p. ex. la loi sur le CO₂). On trouvera des informations plus détaillées à l'annexe A 4.

2 Scénarios I à IV

Chaque scénario comprend:

- l'évolution des conditions-cadres économiques et démographiques;
- des objectifs et des instruments de politique énergétique (variantes de politique), qui donnent son nom au scénario en question;
- des développements de la demande et de l'offre d'énergie spécifiques au scénario considéré et leurs effets écologiques et économiques.

On distingue les scénarios axés sur les mesures de ceux orientés vers les objectifs:

- le scénario I («Poursuite de la politique actuelle») et le scénario II («Collaboration renforcée») indiquent quels changements on peut réaliser dans le secteur de l'énergie au moyen d'une panoplie d'instruments politiques donnés;
- le scénario III («Nouvelles priorités») et le scénario IV («Cap sur la société à 2000 watts») partent d'objectifs quantitatifs: la réduction de la demande d'énergie finale par tête, la réduction des émissions de CO₂ et l'augmentation de la part des énergies renouvelables dans l'approvisionnement énergétique. Les scénarios III et IV montrent quels sont les instruments requis pour atteindre les objectifs.

On opère un choix plausible et probant parmi la multiplicité des évolutions possibles des conditions-cadres et des variantes de politique. Le tableau 2-1 fournit une présentation synoptique des divers scénarios.

Tableau 2-1: **Panorama des scénarios**

Scénarios		I	II	III	IV
Variantes de politique		Poursuite de la politique actuelle	Collaboration renforcée	Nouvelles priorités	Cap sur la société à 2000 watts
Evolution des conditions-cadres					
Politique globale de protection du climat		Poursuite de la politique actuelle	Entre alibi et engagement modéré	Engagement modéré	Engagement important
Produit intérieur brut	tendanciel (1)	•	•	•	•
	élevé	•	•	•	•
Prix globaux de l'énergie	30 USD/baril (1)	•	•	• (2)	• (2)
	50 USD/baril	•	•	• (2)	• (2)
Climat	normal (1)	•	•	•	•
	plus chaud (3)	•			•

(1) Evolution désignée ci-après comme «évolution tendancielle des conditions-cadres»

(2) Dans les scénarios III et IV, taxe d'incitation sur l'énergie jusqu'à la réalisation des objectifs.

(3) On prévoit, pour la période 2020-2050, une augmentation de la température de 1,2 °C et une réduction simultanée des précipitations par rapport à la période référence de 1960-1990

- Examen approfondi de l'évolution des conditions-cadres dans les scénarios

2.1 Evolution des conditions-cadres

Les perspectives énergétiques sont marquées par l'évolution de paramètres que la politique énergétique suisse ne peut pas influencer ou sur lesquels elle n'a que très peu d'influence. Le tableau 2.1-1 fournit un aperçu des principales valeurs de référence.

Tableau 2.1-1: **Panorama de l'évolution d'importantes conditions-cadres**

	Pop. en millions	PIB réel en milliards de CHF	Prix du pétrole brut en USD/baril	SRE totale en millions de m ²	SRE des habitations en millions de m ²	PTV en milliards de pkm	PTM en milliards de tkm
1990	6,80	387,90	31,23	554,91	349,28	•	•
2000	7,21	422,76	29,89	627,23	416,50	106,2	23,3
Scénarios I-III à l'horizon 2035							
PIB tendanciel	7,57	572,33	33,40	845,53	577,07	134,31	37,04
PIB élevé	7,57	692,24	33,40	859,59	583,63	148,14	42,54
Prix réel du pétrole brut, 30 USD/baril	7,57	572,33	33,40 (1)	845,53	577,07	134,31	37,04
Prix réel du pétrole brut, 50 USD/baril	7,57	572,33	50,00 (1)	845,53	577,07	133,50	37,04
Scénario IV à l'horizon 2035							
PIB tendanciel	7,57	572,33	(1)	836,58	577,07	129,5	36,5
PIB élevé	7,57	692,24	(1)	850,30	583,63	138,8	40,9

- (1) dans les scénarios III et IV, taxe d'incitation sur l'énergie jusqu'à la réalisation des objectifs
- Pop.: population résidente
- PIB réel: produit intérieur brut aux prix de 2003
- Prix du pétrole brut: la variante de 30 USD/baril postule une évolution réelle constante des prix globaux du brut jusqu'en 2030 (aux prix de 2003); puis, ils augmentent en termes réels à 50 USD/baril en 2050. Aux prix courants, cette évolution correspond à 59 USD/baril en 2035, la variante de 50 USD/baril repose sur l'hypothèse d'une stabilisation des prix du brut à 50 USD/baril (aux prix de 2003). Aux prix courants, cela revient à 88 USD/baril en 2035
- SRE: les surfaces de référence énergétiques sont les surfaces de bâtiments pour lesquelles le chauffage ou la climatisation sont nécessaires
- PTV: prestations de trafic voyageurs totales (en milliards de personnes-kilomètres)
- PTM: prestations de transport marchandises totales (en milliards de tonnes-kilomètres)

2.1.1 Politique globale de protection du climat

S'agissant des «Perspectives énergétiques», on admet que les objectifs et les instruments de politique suisses s'inscrivent à long terme dans un concept de politique globale de protection du climat. C'est là une condition préalable indispensable pour les variantes de politique des scénarios III et IV, puisqu'un cavalier seul de la Suisse comporterait le risque de désavantages concurrentiels, de délocalisations d'entreprises grandes consommatrices d'énergie et de conflits avec les règles de l'OMC et du GATT. Les bénéfices écologiques de prescriptions sur le CO₂ nettement plus strictes en comparaison internationale sont limités si la production des biens et du courant importés génère simultanément davantage de CO₂ qu'en Suisse. Des efforts plus importants que la moyenne réduisent cependant les autres risques qui entachent l'approvisionnement en énergie. Pour ces raisons, à l'échelle nationale, le scénario I est lié à une faible politique globale de protection du climat. Les scénarios III et IV, en revanche, postulent une politique globale renforcée.

Les négociations de l'après Kyoto (pour la période postérieure à 2012) viennent de commencer. On ne peut être certain de la portée qu'aura à l'avenir la coopération internationale. Afin d'étayer plus largement cette question et les relations mentionnées auparavant entre les scénarios nationaux et internationaux, quelque 80 spécialistes ont rempli un questionnaire. On estime probable une politique globale de protection du climat située entre l'«alibi» d'une politique globale à caractère plutôt symbolique et l'«engagement modéré». En cas d'«engagement modéré», on attend des pays de l'UE et de la Suisse qu'ils réduisent leurs émissions de CO₂ de 25% d'ici à 2035, par rapport à la «poursuite de la politique actuelle» (cf. chapitre 4). Ce scénario ne suffit toutefois pas à maintenir la hausse globale des températures en dessous de 2°C jusqu'en 2100.

2.1.2 Population et économie

La croissance du produit intérieur brut et celle de la population résidente de la Suisse déterminent le besoin de surface d'habitation et de travail, l'ampleur des prestations de transport et nombre d'autres facteurs de la demande d'énergie.

- **Evolution de la population: stabilisation à long terme, incertitudes quant à l'immigration**

La perspective retenue indique pour le proche avenir une croissance de la population de 7,2 à 7,6 millions d'individus, puis une stabilisation. Ce pronostic correspond à la variante tendancielle publiée en 2001 par l'Office fédéral de la statistique (OFS). La politique familiale ne se modifie pas sensiblement et le solde migratoire est légèrement positif. Celui-ci est toutefois très incertain. En effet, l'OFS a publié durant l'été 2006 une variante tendancielle qui suppose, dès 2010, un solde migratoire plus élevé et une longévité accrue des personnes de grand âge; il en résulterait en 2035 un effectif de la population supérieur d'environ 9% à celui des présentes «Perspectives énergétiques». L'effet sur la demande d'énergie d'un effectif plus important de la population va dans le même sens que la variante «PIB élevé» (cf. ci-après).

- **PIB tendanciel: faible dynamique à un niveau élevé**

La croissance moyenne du PIB sur le long terme est d'environ 0,9% par année (on l'obtient en multipliant l'offre de travail avec la croissance de la productivité du travail, soit la valeur des biens et services produits par heure de travail). La productivité du travail a été calculée par le Secrétariat d'Etat à l'économie sur la base des données du passé. La croissance de la population, qui détermine notamment l'offre de travail, correspond à la variante tendancielle de l'OFS (2001). La phase conjoncturelle actuellement bonne contraste avec cette perspective à long terme, mais les «Perspectives énergétiques» de l'OFEN ne reposent pas sur les prévisions conjoncturelles. En l'absence de changements à long terme, comme une croissance accrue de la population, une concurrence plus vive sur le marché intérieur et une meilleure utilisation du capital humain, une croissance plus rapide et durable est improbable.

- **PIB élevé: croissance accrue de la productivité**

Afin de représenter les effets correspondants sur le secteur de l'énergie, on calcule un taux de croissance annuel du PIB supérieur de 0,5% à la variante du PIB tendanciel. On part du principe que le paquet de mesures proposé par le Conseil fédéral pour stimuler la croissance sera mis en œuvre. Ce taux de croissance se situe environ 0,5 point de pour cent au-dessus de la valeur moyenne de 0,9% atteinte entre 1970 et 2005, mais il reste au bas de la fourchette des perspectives de la Suisse calculées par l'Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE).

- **Changement structurel de l'économie générale dans les scénarios I à III: l'industrie «perd», les services et les transports «gagnent»**

Les données de la valeur ajoutée apportée par 40 branches économiques, dont celles particulièrement importante pour la demande d'énergie que sont les transports et le bâtiment, entrent dans l'élaboration des modèles énergétiques des secteurs «ménages», «services et agriculture», «industrie» et «transports». Le processus rampant de désindustrialisation de la Suisse, qui s'observe de longue date, se poursuit: la part de l'industrie à la valeur ajoutée diminue de 28% en 2000 à 25% en 2035, tandis que celle des services augmente de 71% à 74%. Les prestations de trafic voyageurs augmentent de 27% et celles de transport marchandises, de 59%.

- **Changement structurel de l'économie générale dans le scénario IV: tendance à l'économie des ressources**

Le scénario IV ne suppose pas non plus des mesures de restriction. La création de valeur globale de l'économie y demeure au niveau des scénarios I à III, mais la proportion des surfaces alimentées en énergie, les produits et les processus de production, ainsi que les systèmes de transport y évoluent vers l'économie des ressources. Par exemple, la perspective concernant les transports reprend un

scénario de l'Office fédéral du développement territorial du printemps 2006, qui associe le trafic des passagers à 'une compensation régionale et une raréfaction des ressources'. Les formes de production basées sur les techniques d'information et de communication gagnant en dynamique, ce qui ralentit la croissance des transports de marchandises. Globalement, la mobilité augmente aussi dans le scénario IV, mais plus lentement que dans les scénarios I à III.

2.1.3 Prix de l'énergie

Les prix à long terme de ressources finies comme le pétrole et le gaz naturel dépendent du volume et des coûts de production des réserves encore existantes et des énergies de substitution possibles. Les fortes variations des prix du pétrole brut dans les années 1970 et ces dernières années orientent le regard sur les facteurs fondamentaux: considérés sur de longues séries temporelles, les prix réels des ressources finies apparaissent certes volatiles, mais ils affichent une tendance à la constance, voire au recul dans certains cas particuliers. Cette situation est due au fait que le volume des réserves de ressources telles que le pétrole et le gaz naturel, bien que limité, n'est pas connu exactement. Le développement des technologies de production ou la découverte de nouveaux gisements peuvent accroître les réserves actuellement accessibles. Des solutions alternatives (techniques «backstop»), comme les gisements non conventionnels de pétrole, la liquéfaction du charbon et certaines énergies renouvelables offrent des possibilités de substitution. Les scénarios ne tiennent aucunement compte de telles techniques novatrices. Par ailleurs, les scénarios I et II ne prévoient pas de pénurie dramatique de pétrole ou de gaz naturel d'ici à l'horizon 2030. En revanche, les scénarios III et IV se caractérisent par l'intégration d'une forte taxe d'incitation sur l'énergie, qui anticipe la raréfaction physique à long terme des ressources non renouvelables.

- **Prix réel du pétrole brut de 30 USD/baril (scénarios I et II)**

Cette variante postule que le prix du pétrole brut diminue dans le futur proche et qu'il reste ensuite constant jusqu'en 2030, en termes réels, au niveau de 30 USD/baril. On attend ensuite, à partir de 2030, une raréfaction croissante du brut dont le prix réel augmentera en conséquence jusqu'à près de 50 USD/baril en 2050.

- **Prix réel du pétrole brut de 50 USD/baril (scénarios I et II)**

Des signes avant-coureurs témoignent de ce que l'approvisionnement en pétrole et, décalé dans le temps, celui du gaz naturel sont plus exposés aux pénuries. Les investissements nécessaires à l'exploitation de nouveaux gisements et à l'aménagement des capacités de transport et de traitement sont importants. Il n'est pas sûr que ces investissements surviennent à temps et que leur volume suffise aux besoins. Bien que les pays producteurs et les pays consommateurs aient un intérêt mutuel à ce que leurs relations commerciales soient stables, l'approvisionnement en pétrole et en gaz naturel est soumis à des risques géopolitiques importants. C'est pourquoi la variante de prix supérieurs anticipe dès l'avenir le plus proche un prix réel constant du pétrole brut à 50 USD/baril.

- **Prix nominaux et réels**

Afin de pouvoir comparer les calculs de coûts, on les établit avec des prix de l'énergie en termes réels. La différence entre les prix réels et les prix de marché qui apparaissent dans le débat public est considérable: le prix nominal du baril de brut, qui inclut l'inflation, est d'environ 59 USD en 2035, contre 30 USD en termes réels (prix nominal de 88 USD/baril pour un prix réel de 50 USD/baril).

- **Scénario de prix très élevés**

A la fin de 2003, lorsque fut déterminée l'évolution des conditions-cadres en vue de l'élaboration des scénarios, des prix réels de 50 USD/baril semblaient assez élevés, alors qu'ils apparaissaient récemment plutôt bas. Les estimations sur la base de prix très élevés fournissent aussi bien des arguments pour une politique énergétique engagée (par exemple, le risque de coûts non amortissables associés aux énergies renouvelables diminue) qu'en faveur d'une politique énergétique attentiste (on peut renoncer à une taxe d'incitation).

Conformément au vœu du Forum Perspectives énergétiques de l'OFEN, les scénarios basés sur des prix très élevés seront publiés dans un rapport séparé (Ecoplan: Auswirkungen langfristig hoher Energiepreise; 2007). Dans l'hypothèse que le point culminant de la production pétrolière soit déjà atteint en 2010, on obtient selon le scénario un prix du brut à long terme compris entre 65 et 80 USD/baril. Les prix du pétrole brut ne sauraient toutefois dépasser 80 USD/baril que si la disponibilité d'agents énergétiques comme le charbon et le gaz naturel était fortement entravée. Ainsi, le charbon peut être produit et liquéfié à des coûts nettement moindres (y compris les coûts de séparation et d'entreposage des émissions de CO₂ générées par le processus), ce qui rend très improbable que le prix moyen du

pétrole brut atteint ce niveau à l'horizon 2035. Ces considérations ne tiennent pas compte des pénuries à court et moyen termes et du comportement spéculatif des acteurs du marché.

- **Les prix de l'énergie sont interdépendants**

La tendance à ce stade témoigne d'une étroite relation entre les prix du gaz naturel et l'évolution des prix du pétrole brut. Les expériences acquises sur les marchés de l'énergie sans clause d'imposition des prix indiquent que le prix du gaz naturel sur le marché mondial suit largement celui du pétrole brut.

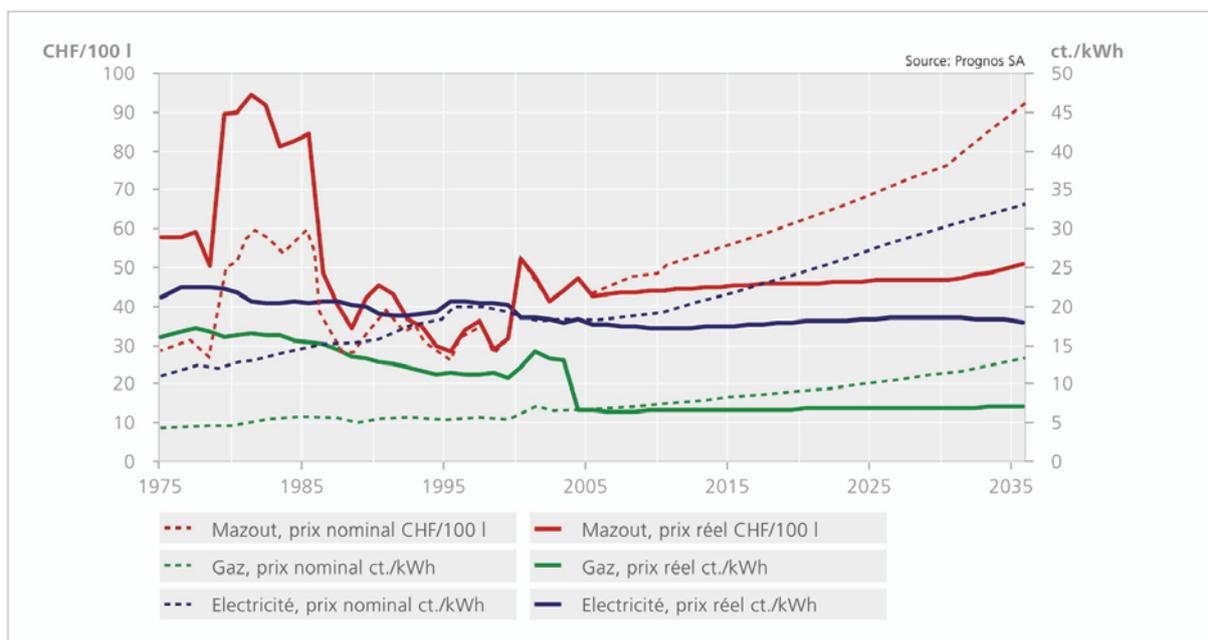
Depuis le milieu des années 1990, la transformation du gaz naturel en électricité gagne en importance. Les prix réels du pétrole et du gaz naturel étant constants (à des niveaux différents), l'évolution des prix de l'électricité est largement parallèle. Le prix du gaz naturel pour les centrales à gaz, déterminantes jusqu'en 2035 sur le plan international pour définir les prix (centrales à coûts marginaux), fixe donc largement le prix européen de l'électricité. L'augmentation isolée des prix du gaz naturel, si elle n'est corrigée à la baisse, entraînerait une substitution par le charbon, l'énergie nucléaire et les énergies renouvelables. Dans la variante à 50 USD/baril, contrairement à la variante à 30 USD/baril, on prévoit que des prix supérieurs du gaz naturel entraîneraient une augmentation du prix réel de l'électricité. Cette augmentation serait toutefois minime en Suisse, si bien qu'elle n'aurait pas d'influence importante sur les décisions d'investissement.

Selon les variantes d'offre d'électricité qui envisagent surtout de combler la lacune par l'énergie nucléaire, une nouvelle centrale nucléaire ne serait en exploitation qu'à partir de 2030. Il est donc nécessaire de prévoir l'évolution future des prix de l'uranium et du combustible nucléaire pour la période ultérieure à 2020. S'agissant des «Perspectives énergétiques», on s'attend d'ici là à une normalisation des prix de l'uranium, actuellement élevés en raison des restrictions de la production. Les présentes «Perspectives» tablent sur un prix réel de 60 USD par kg en 2020, suivi d'une augmentation au fil des décennies jusqu'à 72-84 USD par kg. Transposés, ces prix correspondent à un coût de l'uranium d'environ 0,17 ct./kWh. Un doublement de ces prix, eu égard aux autres éléments de coûts des centrales nucléaires, n'élèverait le coût de revient total du courant que de quelques pour cent. Les prix de l'uranium n'exercent donc qu'un effet très limité sur les coûts du courant. Cependant, accroître l'utilisation de l'énergie nucléaire dans un proche avenir requerrait de nouveaux investissements dans l'extraction de l'uranium.

- **Les prix de l'énergie à la consommation finale sont soumis à de nombreuses influences**

Les prix globaux se répercutent plus ou moins fortement sur la consommation finale selon le niveau et l'évolution de la base fiscale nationale, selon les coûts de transport et de traitement et selon les cours de change. L'impact des augmentations du pétrole brut est plus faible sur le prix des carburants, fortement taxés fiscalement, que sur le prix des combustibles, dont l'évolution pour les ménages est illustrée jusqu'en 2035, à la figure 2.1-1, avec les prix du gaz naturel et de l'électricité.

Figure 2.1-1: **Prix du mazout, du gaz naturel et de l'électricité pour les ménages, scénarios I et II, évolution tendancielle des conditions-cadres (jusqu'à la statistique 2003)**



- **Panorama des prix à la consommation finale**

Le tableau 2.1-2 présente les prix suisses de l'énergie finale, en termes réels à leurs niveaux de 2003. En projetant un taux d'inflation annuel moyen d'environ 1,5% en Suisse, on obtient en 2035 des prix nominaux à la consommation finale d'environ 60% supérieurs aux prix réels. Les scénarios III et IV prévoient une taxe d'incitation sur l'énergie, qui sera adaptée à l'inflation dont le niveau va dans le sens de la réalisation des objectifs.

Tableau 2.1-2: **Prix à la consommation finale pour les ménages, scénarios I à IV, 2035**

Prix à la consommation finale (aux prix de 2003)	30 USD / baril de brut (réel)	50 USD / baril de brut (réel)
Scénario I		
Mazout extra-léger (ct./l)	50,6	68,0
Gaz naturel (ct./kWh)	7,2	8,9
Electricité (ct./kWh)	18,2	18,8
Essence (ct./l)	140,4	155,8
Scénario II		
Mazout extra-léger (ct./l)	57,5	74,9
Gaz naturel (ct./kWh)	7,7	9,4
Electricité (ct./kWh)	18,2	18,8
Essence (ct./l)	140,4	155,8
Scénario III		
Prix avec taxe d'incitation sur l'énergie		
Mazout extra-léger (ct./l)	101,2	101,2
Gaz naturel (ct./kWh)	14,4	14,4
Electricité (ct./kWh)	27,3	27,3
Essence (ct./l)	280,7	280,7
Scénario IV		
Prix avec taxe d'incitation sur l'énergie		
Mazout extra-léger (ct./l)	136,1	136,1
Gaz naturel (ct./kWh)	17,7	17,7
Electricité (ct./kWh)	37,5	37,5
Essence (ct./l)	311,6	311,6

Source: Prognos SA

2.2 Variantes permettant de combler la pénurie d'électricité

Selon le scénario retenu, il faut prévoir qu'à partir de 2018-2020 les droits de prélèvement à l'étranger et la production domestique d'électricité ne couvrent plus la demande d'un semestre d'hiver moyen. Dans ce cas de figure, on postule que les droits de prélèvement n'auront pas été prolongés et que le parc actuel de centrales n'aura pas été élargi. La liste que voici présente comment l'excédent du besoin (ci-après «pénurie d'électricité») peut être couvert par l'extension des capacités de production d'électricité (ci-après «variantes d'offre»).

Variantes d'offre d'électricité jusqu'en 2035

- A Nucléaire:** le besoin d'extension est surtout couvert dès 2030 par de nouvelles centrales nucléaires de la 3^e génération. Des importations de courant sont nécessaires entre 2020 et 2030.
- B Nucléaire et fossile, solution centralisée:** on construit dans un premier temps des centrales à gaz, afin d'éviter de dépendre des importations d'électricité jusqu'à la mise en exploitation d'une nouvelle centrale nucléaire.
- C Fossile, solution centralisée:** jusqu'en 2035, on fait face à la pénurie d'électricité avant tout au moyen de centrales à gaz. On suppose que ces centrales peuvent être construites à temps et qu'il n'est par conséquent pas nécessaire d'importer du courant, comme dans les variantes B, D et E.
- D Fossile, solution décentralisée:** le besoin d'extension est surtout couvert par des installations de couplage chaleur-force alimentées au gaz naturel.

- E Energies renouvelables:** dès 2020, on commence à combler la pénurie d'électricité avec des énergies renouvelables.
- F Modification de la durée d'exploitation:** on postule une réduction de la durée d'exploitation des centrales nucléaires existantes à 40 ans. Comme alternative, on envisage aussi une prolongation de la longévité des installations de Beznau I et II et de Mühleberg à 60 ans.
- G Importations:** la pénurie d'électricité est avant tout comblée par des importations de courant (les émissions de CO₂ correspondantes ne sont pas présentées).

On ne peut pas combiner à loisir les variantes de politique et les variantes d'offre. Comme les bases politiques font défaut, il n'est pas plausible, dans les scénarios I et II, de combler complètement les lacunes par des énergies renouvelables ou des installation de couplage chaleur-force. Dans les scénarios III et IV, la pénurie d'électricité est trop faible pour justifier une combinaison de centrales à gaz et de centrales nucléaires. Le tableau 2.2-1 présente les combinaisons des variantes de politique et d'offre examinées en détail. En outre, on prévoit pour le scénario III une combinaison C & E (fossile centralisé et énergies renouvelables) et pour les scénarios III et IV une combinaison D & E (fossile décentralisé et énergies renouvelables).

Tableau 2.2-1: **Combinaisons des variantes de politique et d'offre**

Scénarios	Variantes de politique / variantes d'offre	A	B	C	D	E	G
I	Poursuite de la politique actuelle	•	•	•			•
II	Collaboration renforcée	•	•	•			•
III	Nouvelles priorités	•		•	•	•	•
				• — •			
IV	Cap sur la société à 2000 watts	•		•	•	•	•
					• — •		

2.3 Scénario I («Poursuite de la politique actuelle»)

2.3.1 Variante de politique

Le scénario I, de référence, est axé sur les mesures. On y présente l'impact des instruments décidés et mis en vigueur. Ce scénario est significatif en lui-même, tout en servant de référence comparative aux scénarios de politique renforcée. Il suppose une tendance autonome à l'efficacité énergétique. Simultanément, toutefois, les volumes augmentent, notamment en raison de la multiplication des équipements (deuxième voiture, etc.), de nouveaux types d'appareils consommateurs d'électricité et d'améliorations du confort (p. ex. jacuzzis).

On suppose les instruments suivants:

- **Instruments réglementaires**

- Les normes SIA pour les bâtiments sont renforcées de 10% tous les dix ans pour les nouvelles constructions. Les prescriptions cantonales sont adaptées, avec un décalage dans le temps, aux prix de l'énergie et aux progrès techniques. Le standard MINERGIE se propage lentement. Les résultats des assainissements énergétiques vont s'améliorant, mais les taux d'assainissement sont globalement faibles.
- Les dispositions en matière d'autorisation et les conventions d'objectifs selon la loi sur l'énergie sont maintenues et adaptées, avec un décalage dans le temps, au progrès technique réalisé. Par exemple, les conventions conclues avec les importateurs de voitures sur la réduction de la consommation spécifique des nouvelles voitures conservent leur validité (la

consommation spécifique des nouvelles voitures de tourisme recule de 1,5% par an jusqu'en 2012 et de 0,75% à partir de 2012).

- **Instrument des prix**

- La redevance sur le trafic des poids lourds liée aux prestations est maintenue.

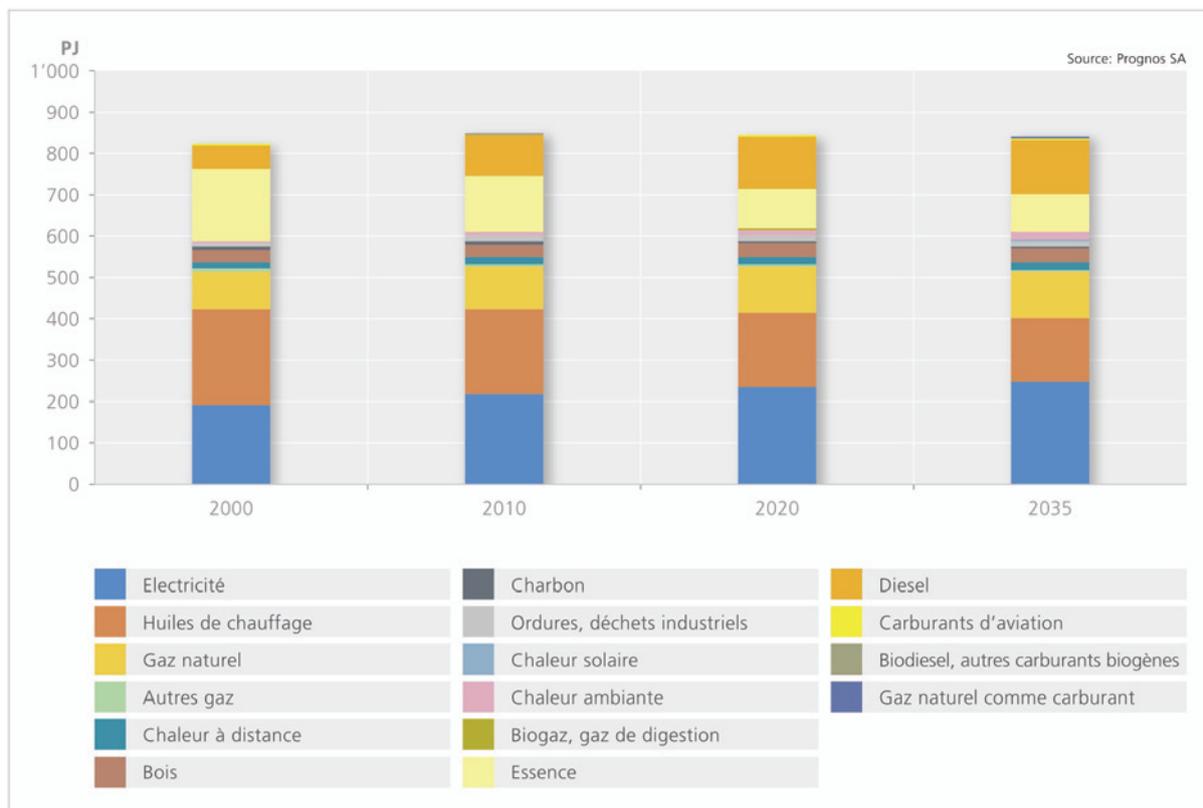
- **Instruments d'encouragement**

- Le programme SuisseEnergie se poursuit avec un budget nominal de 45 millions de francs par an.
- Les moyens globaux des cantons, notamment pour les assainissements énergétiques et les énergies renouvelables, restent à leur niveau nominal d'environ 40 millions de francs par an (actuellement 57 millions de francs, y compris 14 millions de francs de contributions globales de la Confédération).
- Les conventions d'objectifs volontaires visant à réduire les émissions de CO₂ sont maintenues dans les secteurs de l'industrie et des services. Comme la menace d'une taxe sur le CO₂ s'estompe, l'incitation à prendre de nouveaux engagements à partir de 2012 diminue.
- Les énergies renouvelables seront encouragées comme jusqu'à ce stade, notamment par la rémunération du courant écologique injecté (coûts supplémentaires en 2005: 23,3 millions de francs par an) et par les contributions financières des cantons.

2.3.2 Demande d'énergie

En 2035, la demande globale d'énergie finale sera supérieure de 2% à celle de l'année de base 2000 (figure 2.3-1). L'augmentation surviendra jusqu'en 2010. Dès 2010, la demande restera pratiquement inchangée. La demande d'agents énergétiques fossiles diminuera de quelque 11%, la baisse n'étant que de 2% entre 2000 et 2010. La demande d'électricité augmentera quant à elle de 29%.

Figure 2.3-1: **Demande par agent énergétique dans le scénario I, en PJ (évolution tendancielle des conditions-cadres)**



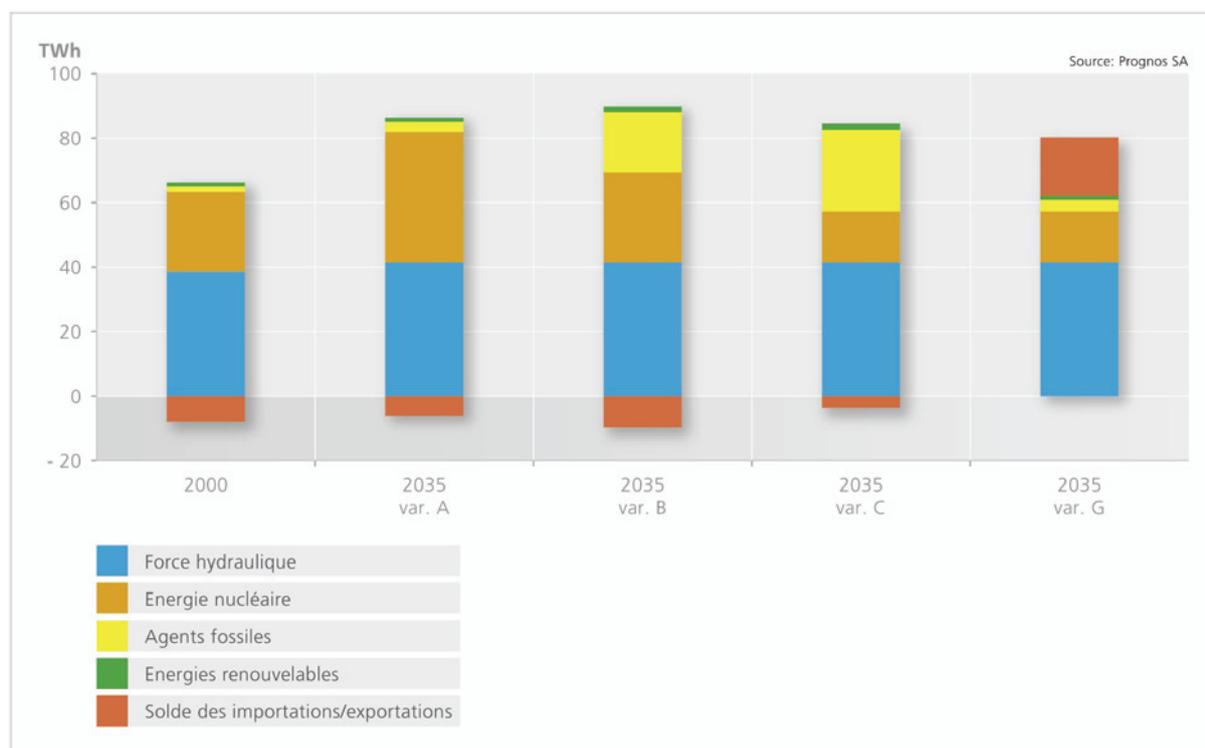
La demande de gaz naturel croît au détriment des produits pétroliers. En ce qui concerne les carburants, le transfert de l'essence au diesel se poursuivra jusqu'en 2035. La demande d'essence chute de moitié par rapport à l'année initiale, tandis que le diesel augmente de quelque 120%. La progression du diesel pour les véhicules sera la plus forte entre 2010 et 2020. L'importance des agents énergi-

ques renouvelables utilisés pour la production de chaleur sera trois à cinq fois plus élevée. Mais leur part à la consommation globale reste malgré tout marginale.

2.3.3 Offre d'électricité

Selon le scénario I, une pénurie d'électricité surviendra au cours du semestre d'hiver 2018 si l'offre actuelle d'électricité n'est pas développée. Le manque d'électricité s'accroît jusqu'en 2035 pour atteindre 22,3 TWh par an (16,1 TWh en hiver). Le scénario I prévoit, en raison de l'évolution des conditions-cadres, des progrès techniques et des instruments d'encouragement existants, un faible développement autonome de la capacité au moyen des énergies renouvelables (y compris les centrales hydroélectriques de grande et de petite taille) et des installations de couplage chaleur-force. Le scénario I exige une stratégie d'offre concentrée sur les grandes centrales électriques ou les importations. Les options envisageables sont les variantes A (nucléaire), B (nucléaire et fossile centralisé), C (fossile centralisé) et G (importations). Le scénario I et le scénario II n'envisagent pas de combler le manque d'électricité en priorité par des installations de couplage chaleur-force (variante D) ou par des énergies renouvelables (variante E), car il faudrait alors engager d'importants potentiels coûteux ou incertains (petites installations de couplage chaleur-force, géothermie), ce qui impliquerait que les instruments d'encouragement supplémentaires nécessaires ne seraient pas conformes à la politique des scénarios I et II en question. Dans la variante G, le besoin d'importations est de 22,3 TWh.

Figure 2.3-2: **Production d'électricité et importations dans le scénario I, en TWh, année civile (évolution tendancielle des conditions-cadres)**



Dans le cas de la variante A, environ 45% de la production moyenne de 2035 échoient à l'énergie nucléaire. La variante B décrit une stratégie combinée comprenant de nouvelles centrales nucléaires et des centrales à gaz. La construction de centrales nucléaires supplémentaires entraîne provisoirement une production excédentaire à exporter (représentée dans la figure 2.3-2 par un solde négatif des importations). Dans la variante C, les centrales nucléaires sont remplacées par des centrales à gaz. La variante G mise sur les importations (20,1 TWh en 2035): dans ce cas de figure, la production indigène ne peut couvrir en 2035 que 75% de la demande suisse d'un hiver moyen.

2.3.4 Emissions de CO₂

Les émissions de CO₂ dépendent de la demande d'énergie finale et, pour une demande donnée, également de l'offre d'électricité (tableau 2.3-3). En cas de développement de la production d'électricité largement exempte de CO₂ (variante A) ou si la pénurie d'électricité est comblée par des importations (variante G), les émissions totales diminuent de près de 12% entre 2000 et 2035. En revanche, elles

augmentent de 5% si l'on recourt à des installations de production fossile-thermique pour compenser le manque (variante C).

La part d'émissions de CO₂ générées en Suisse par la production électrique varie entre 2,4% (0,9 million de t) avec les variantes A et G et 18,3% (8,1 millions de t) avec la variante C.

Tableau 2.3-3: **Emissions de CO₂¹⁾ dans le scénario I, selon les variantes d'offre d'électricité: millions de tonnes et modification en % (évolution tendancielle des conditions-cadres)**

	1990	2000	Var. A 2035	Var. B 2035	Var. C 2035	Var. G 2035
Millions de tonnes	41,8	42,3	37,1	42,1	44,2	37,1
Δ 2035/2000 en %			-12	-1	5	-12

1) y compris le secteur de la transformation, sans les raffineries

Source: Prognos SA

2.4 Scénario II («Collaboration renforcée»)

2.4.1 Variante de politique

Le scénario II est axé sur les mesures. Il se caractérise par l'intensification de la coopération entre l'Etat et l'économie, le renforcement modéré des prescriptions et l'introduction d'une taxe CO₂ sur les combustibles. La taxe sur le CO₂ de niveau nominal constant constitue après 2010 une incitation à la conclusion de conventions d'objectifs avec l'économie.

De cette manière, aucun changement de paradigme ne survient, mais les potentiels économiques sont mieux exploités. Par rapport au scénario I, les instruments de promotion sont sensiblement renforcés. Outre les contributions financières directes visant à franchir les obstacles aux investissements, l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables seront également encouragées par des mesures d'information, des activités de conseil en matière d'énergie et la formation des spécialistes en matière d'énergie. Le dernier instrument cité permet de réduire ou d'éviter les coûts de transaction, par exemple les coûts d'acquisition de l'information, les coûts de conclusion de contrats entre le maître d'ouvrage et ses mandataires, les coûts de règlement des conflits ou encore les coûts nécessaires pour mesurer les améliorations de l'efficacité. La liste suivante présente les principaux instruments.

- **Instruments réglementaires**

- Les prescriptions en vigueur dans le domaine du bâtiment sont modérément renforcées compte tenu des normes SIA.
- Les prescriptions en matière d'autorisation et les conventions d'objectifs dans le domaine des appareils et dans le secteur de la production sont continuellement adaptées aux standards internationaux.

- **Instruments des prix**

- La taxe CO₂ sur les combustibles est de 35 francs par tonne et son niveau nominal reste constant jusqu'en 2035 (23 CHF/t en termes réels). Aucune taxe n'est prélevée sur les carburants.
- Un système de bonus-malus est introduit pour les voitures neuves, sur la base de leur consommation spécifique de carburant. Les impôts cantonaux sur les véhicules à moteur tiennent également compte de la consommation spécifique de carburant.
- Les taux d'imposition des huiles minérales favorisent, de manière non discriminatoire, l'utilisation des matières biologiques et du gaz naturel comme carburants.

- **Instruments d'encouragement**

- Le centime climatique, soutenu par un budget de niveau nominal constant de 100 millions de francs par an, est maintenu jusqu'en 2035. Son financement est assuré par une redevance de 1,6 ct./l sur les carburants. Le produit de la taxe est affecté comme suit:
70 millions de francs par an pour les mesures prises sur le territoire national, dont 25% pour les mesures concernant les transports et 75% pour le bâtiment et les processus;
30 millions de francs par an pour les certificats CO₂ de l'étranger; les réductions de CO₂ obtenues de cette manière ne sont toutefois pas déduites dans le tableau 2.3-3.

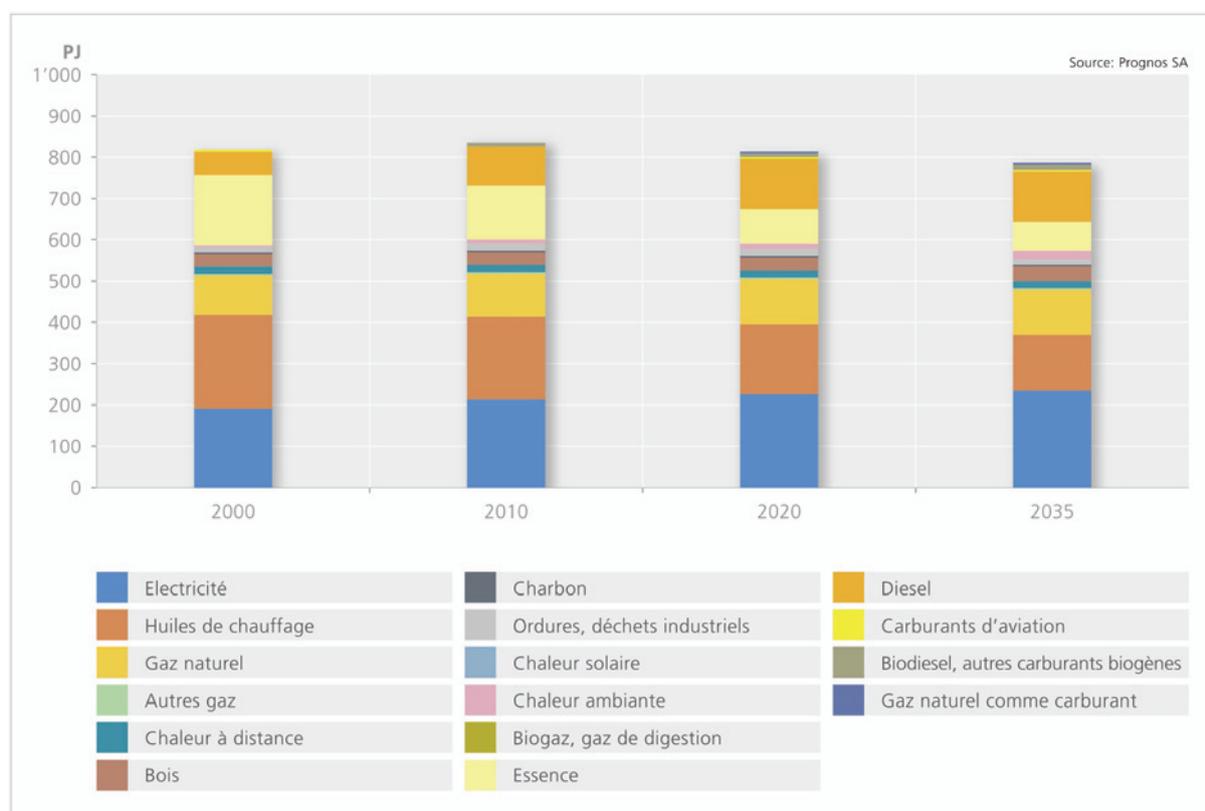
- Un nouveau centime climatique, qui reste à instaurer, permettra d'encourager l'utilisation efficace de l'électricité. Un budget nominal constant de 50 millions de francs par an est à disposition. Le financement en sera assuré par une redevance sur les tarifs du réseau.
- Les moyens globaux des cantons seront notamment employés pour promouvoir la chaleur issue des énergies renouvelables et les assainissements MINERGIE (avec un budget de 40 millions de francs par an).
- La promotion de la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables impliquera un financement des coûts supplémentaires à hauteur de 330 millions de francs par an (variante de sensibilité: 110 millions de francs par an). On financera la différence entre les coûts de revient de la technologie considérée et les coûts de revient moyens du parc de centrales conventionnelles. La rétribution actuelle du courant injecté est comprise dans ce calcul. Le financement sera assuré par un supplément sur les tarifs du réseau.
- Le certificat de performance énergétique pour les bâtiments est introduit sur l'ensemble du territoire.

2.4.2 Demande d'énergie

Par rapport à 2000, la demande d'énergie finale est inférieure de 4% en 2035 (figure 2.4-1). Après s'être accrue jusqu'en 2010 d'environ 2%, la demande recule lentement. La demande d'agents énergétiques d'origine fossile diminue de quelque 20%, celle d'électricité augmentant d'environ 23%. Les programmes d'encouragement induisent une croissance de la demande de chaleur et de carburant issus d'énergies renouvelables.

Selon le scénario II, le mazout est remplacé par le gaz naturel, et l'essence par le diesel dans des proportions similaires à celles du scénario I. Durant les années comprises entre 2020 et 2035, en particulier, les programmes d'encouragement de l'efficacité induisent globalement un léger recul de la demande de chaleur et de carburant.

Figure 2.4-1: **Demande par agent énergétique dans le scénario II, en PJ (évolution tendancielle des conditions-cadres)**

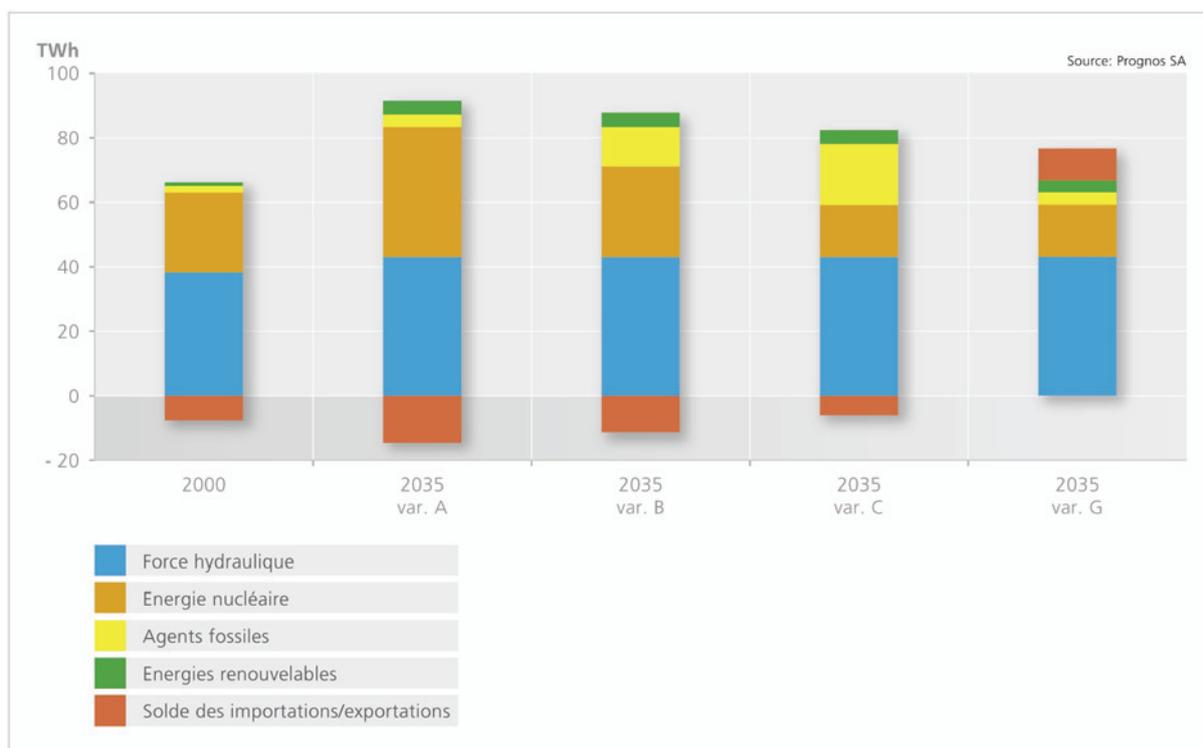


2.4.3 Offre d'électricité

Comme dans le scénario I, la pénurie d'électricité survient en 2018. Selon le scénario II, elle est de 18,6 TWh par an (14,1 TWh en hiver) jusqu'en 2035. Il faut couvrir la demande croissante de courant avant tout par des centrales nucléaires et des centrales à gaz ou par de nouvelles importations. La promotion du courant vert, avec 330 millions de francs par an, peut induire une production supplémentaire de 5,7 TWh jusqu'en 2035 (énergies renouvelables sans les grandes centrales hydroélectriques, à savoir de plus de 10 MW). Dans le calcul de sensibilité, cette production est développée de 2,5 TWh grâce à un budget annuel promotionnel de 110 millions de francs. Les moyens d'encouragement sont employés aussi efficacement que possible. On exploite donc en priorité les potentiels à faible coût, encore qu'une part limitée des moyens promotionnels soit affectée à des techniques, comme le photovoltaïque, qui sont actuellement encore éloignées du seuil de rentabilité.

Selon la variante A, quelque 40% de la production moyenne échoient en 2035 aux centrales nucléaires. Le temps requis pour construire de nouvelles centrales nucléaires entraîne un excédent temporaire des importations. Dès 2030, on observe un excédent temporaire des exportations de quelque 15 TWh (représentés comme solde d'importation négatif dans la figure 2.4-2). Selon la variante combinée B, la pénurie est comblée dans un premier temps par la production fossile centralisée au moyen de nouvelles centrales à gaz. En 2031, une centrale nucléaire de la classe de performance de 1600 MW est en exploitation normale. Durant la période transitoire de 2019 à 2031, deux centrales à gaz et la centrale projetée de Chavalon sont nécessaires pour couvrir les besoins. Selon la variante C, le développement des capacités s'effectue au moyen de centrales à gaz. Dans la variante G, l'importation de 12,7 TWh est nécessaire pour couvrir la consommation nationale durant l'année.

Figure 2.4-2: **Production d'électricité et importations dans le scénario II, en TWh, année civile (évolution tendancielle des conditions-cadres)**



2.4.4 Emissions de CO₂

Selon la variante d'offre, la diminution des émissions globales de CO₂ jusqu'en 2035 est comprise entre 21% (variante A) et 9% (variante C; tableau 2.4-1).

En 2035, les émissions de CO₂ dues à la production d'électricité sont comprises entre 0,8 million de tonnes (variantes A et G) et 5,8 millions de tonnes (variante C). Les parts de la production d'électricité aux émissions totales de CO₂ se situent dans la fourchette de 2,4 à 15%.

Tableau 2.4-1: **Emissions de CO₂ par variante d'offre d'électricité dans le scénario II, en millions de tonnes et écart en % (évolution tendancielle des conditions-cadres)**

	1990	2000	Var. A 2035	Var. B 2035	Var. C 2035	Var. G 2035
Millions de tonnes	41,8	42,3	33,6	36,5	38,6	33,6
Δ 2035/2000 en %			-21	-14	-9	-21

Source: Prognos SA

2.5 Scénario III («Nouvelles priorités»)

2.5.1 Variante de politique

Le scénario III est axé sur les objectifs. On y examine avec quels instruments et quelles techniques il est possible de réaliser les buts fixés. Les conditions préalables d'un tel scénario sont l'attribution de la priorité à la protection du climat à l'échelle mondiale, l'efficacité énergétique, l'économie des ressources et la disponibilité des techniques correspondantes. De plus, on présuppose une large harmonisation internationale des objectifs et des instruments, destinée à éviter la délocalisation d'entreprises grandes consommatrices d'énergie, le tourisme à la pompe et les entraves au commerce.

On admet que les installations, appareils, véhicules et techniques du bâtiment les plus efficaces énergétiquement augmentent continuellement leur part de marché. Au lieu de l'instauration immédiate de la «meilleure pratique» énergétique, on prévoit une période d'adaptation d'environ 15 ans avant que les appareils, installations ou véhicules nouvellement introduits sur le marché appartiennent tous aux «meilleures» catégories actuelles et futures. Grâce à cette pénétration progressive du marché par la meilleure technique, on évite le risque de coûts non amortis. On tient compte du temps nécessaire à l'élimination des entraves au marché, par exemple la résolution de certains conflits d'intérêts entre les utilisateurs d'objets loués et les investisseurs. Avec le scénario III, on attend un changement de paradigme de la politique énergétique par rapport au scénario I, mais aucune modification des composantes quantitatives de la demande d'énergie (surfaces de référence énergétique, prestations de transport, etc.).

• Objectifs

Les objectifs suivants peuvent être réalisés si les conditions supposées par le scénario sont réunies:

- si la production domestique de courant continue d'être assurée sans émission de CO₂, il sera possible, jusqu'en 2035, de réduire les émissions de CO₂ de 34% par rapport à 2000 (variantes d'offre d'électricité A ou E); par contre, en suivant une stratégie de transition faisant recours à la production thermique fossile, les objectifs de réduction réalisables dans le scénario III se limitent à 26-29% (variantes C ou D de l'offre d'électricité);
- l'efficacité énergétique, exprimée en termes de consommation d'énergie finale par habitant, ne peut être améliorée que d'à peine 20% jusqu'en 2035 (par rapport à 2000);
- jusqu'en 2035, la part des énergies renouvelables peut atteindre 24% de la demande de combustibles et 10% de la demande de carburants. Suivant les variantes d'offre, on peut augmenter nettement les parts des énergies renouvelables à l'approvisionnement en électricité (sans les grandes centrales hydroélectriques); jusqu'en 2035, la part à la consommation domestique (en plus de la consommation des pompes d'accumulation) peut atteindre 28% avec la variante E (contre 6% dans le scénario I).

• Instruments

Le principal instrument est le renchérissement des énergies non renouvelables et de l'électricité au moyen d'une taxe d'incitation (tableau 2.5-1). De cette manière, les mesures souhaitées du point de vue de la politique énergétique deviennent rentables (ou encore plus rentables). Conformément à la réforme fiscale écologique, le produit de la redevance sera restitué aux ménages en fonction du nombre de personnes et aux entreprises en proportion de leur masse salariale AVS. Ceux dont la consommation d'énergie est inférieure à la moyenne seront favorisés, contrairement à ceux dont la consommation dépasse la moyenne, qui seront défavorisés. Les entreprises employant beaucoup de personnel auront des avantages par rapport à celles qui consomment beaucoup d'énergie. Mais aucune discrimination ne doit survenir par rapport à la concurrence étrangère, puisque l'on table sur une large harmonisation internationale. Si cela s'avère nécessaire, on prévoira des règles d'exception pour des entreprises gourmandes en énergie, à la charge cependant des autres consommateurs. La taxe

sur la valeur ajoutée et les coûts de transport variant en fonction du niveau des prix à la consommation finale, la somme des prix à la consommation finale des scénarios I et II (cf. tableau 2.1-2) et des taxes ne correspond pas aux prix à la consommation finale des scénarios III et IV. La taxe d'incitation sur l'énergie est introduite en 2011 et son montant reste à peu près constant. Elle comprend les taux suivants (en termes réels, aux prix de 2003):

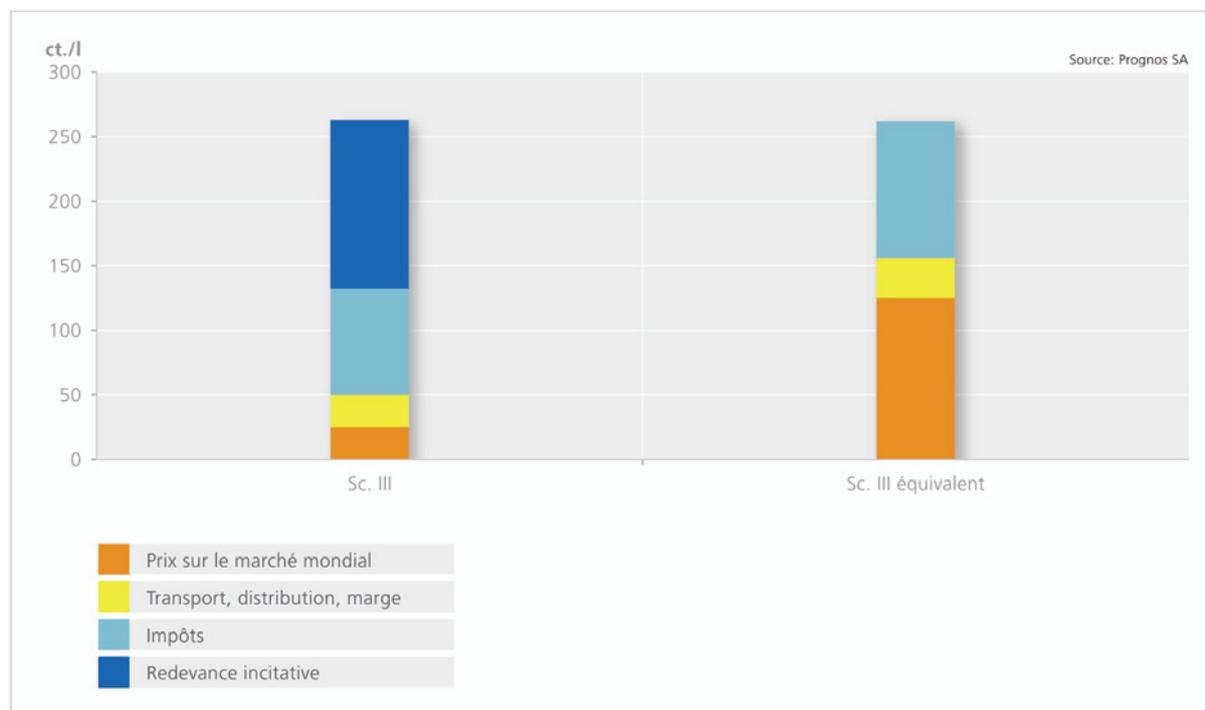
Tableau 2.5-1: **Prix à la consommation finale (2035) et taux de redevance (2035) dans le scénario III, en centimes, aux prix réels de 2003**

	Ménages et services		Industrie	
	Prix à la consommation finale (2035)	Dont redevance (2035)	Prix à la consommation finale (2035)	Dont redevance (2035)
Mazout (ct./l)	101	51	83	41
Gaz naturel (ct./kWh)	14	7	9	4
Electricité (ct./kWh)	27	9	16	5
Essence (ct./l)	281	140	281	140

Source: Prognos SA

La figure 2.5-1 montre quel devrait être le prix du pétrole brut pour avoir le même effet prix que la taxe d'incitation. Le prix du brut devrait s'élever en termes réels de 30 USD/baril à quelque 150 USD/baril. Une telle augmentation des prix signifierait quasiment un doublement des prix de l'essence à la consommation finale en Suisse. L'impact d'un renchérissement du pétrole brut sur le cycle de l'économie générale est plus défavorable que celui de la taxe d'incitation sur l'énergie, qui préserve globalement le pouvoir d'achat des habitants.

Figure 2.5-1: **Taxe d'incitation ou élévation équivalente du prix du pétrole brut dans le scénario III: exemple du prix de l'essence aux prix réels de 2003, en ct./litre**



La taxe d'incitation sera complétée par des instruments réglementaires et, si cela est nécessaire, par le recours ponctuel à des instruments promotionnels. Dans le scénario III, des prescriptions progressivement renforcées sur la consommation d'énergie spécifique autorisée des bâtiments, des installations, etc. doivent contribuer à s'approcher du seuil de rentabilité. On évite ainsi des pertes d'efficacité énergétique, qui pourraient survenir en conséquence d'une hausse des revenus. La taille des voitures de tourisme, toujours plus importante ces dernières années, est un exemple de cet effet de rebond.

Les moyens promotionnels du scénario III sont bien moins importants que ceux du scénario II et leur répartition est différente: au lieu de contributions aux investissements, on soutient davantage financiè-

rement les instruments de transaction, comme les audits énergétiques. Le programme succédant à SuisseEnergie serait adapté en conséquence dans le scénario III (et IV).

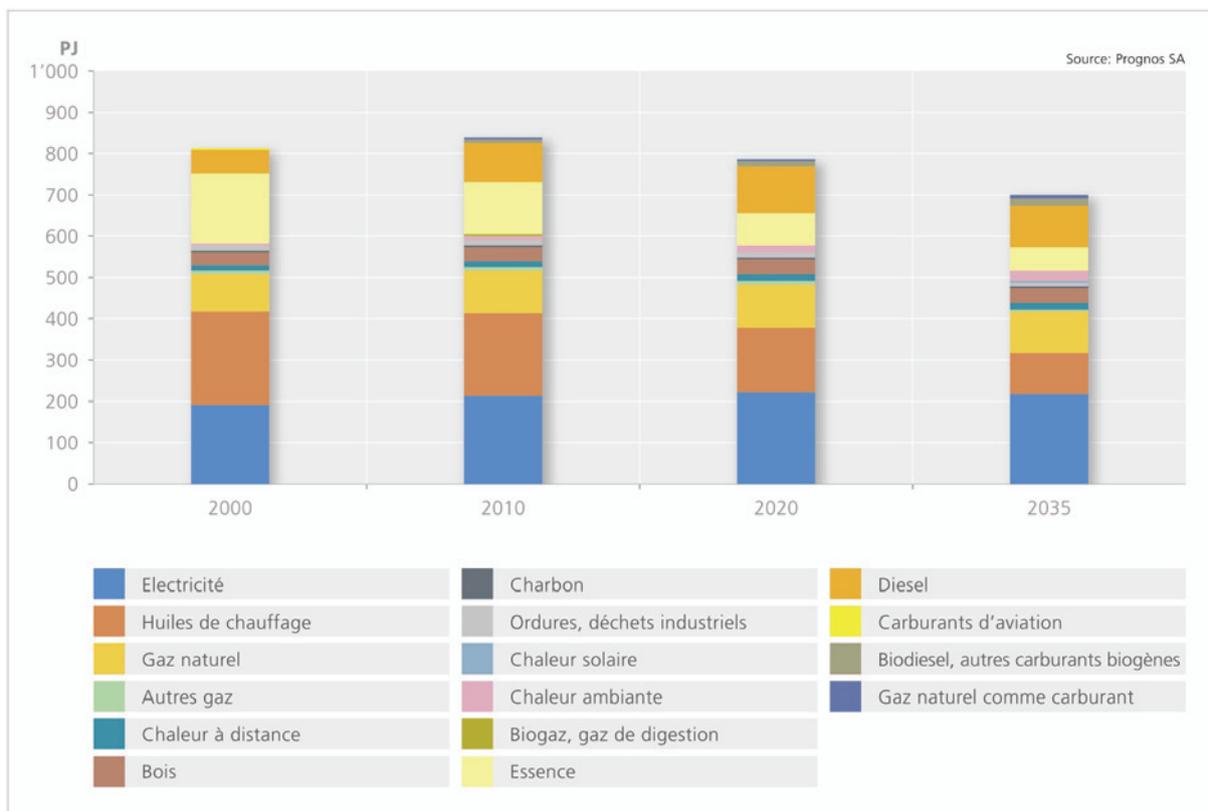
Exemples d'instruments réglementaires nécessaires:

- les exigences posées aux constructions nouvelles et aux assainissements des bâtiments d'habitation seront renforcées en 2011; les directives relatives à la consommation spécifique d'énergie (MJ/m²a) fixeront celle-ci à 60-70% des valeurs moyennes actuelles; au cours des années suivantes, les exigences seront encore modérément relevées;
- prescriptions pour les appareils: les appareils classés en dessous de la catégorie «B» seront retirés du marché dès 2011; les exigences posées aux classes d'appareils énergétiquement efficaces seront régulièrement renforcées;
- quotas pour les carburants biologiques: leur proportion dans les carburants sera obligatoirement de 10% au moins.

2.5.2 Demande d'énergie

La demande d'énergie finale en 2035 sera inférieure de 14% à celle de 2000 (figure 2.5-2). La consommation d'agents énergétiques fossiles est plus faible de 34%. La demande d'électricité croît de 13% entre 2000 et 2010 (de 17% entre 2000 et 2020) et elle ne faiblit qu'à partir de 2020: on observe un recul de près de 3% entre 2020 et 2035. Au total, la demande d'électricité croît de 13% entre 2000 et 2035. La croissance des énergies renouvelables apparaît clairement tant pour les combustibles que pour les carburants.

Figure 2.5-2: **Demande par agent énergétique dans le scénario III, en PJ (évolution tendancielle des conditions-cadres)**



2.5.3 Offre d'électricité

Selon le scénario III, la pénurie d'électricité s'accroît jusqu'à 2035 pour s'établir à 13,5 TWh par an. Les variantes combinées D & E (fossile décentralisé et énergies renouvelables) et C & E (fossile centralisé et énergies renouvelables) apparaissent plus réalisables pour combler le manque que les variantes pures D ou E. La variante D doit en effet très largement épuiser les potentiels des installations de couplage chaleur-force existantes, ce qui implique des interventions politiques très marquées. Quant à la variante E, elle suppose nécessairement des hypothèses optimistes quant aux courbes d'apprentissage et aux développements technologiques en matière d'énergies renouvelables. Avec les

variantes combinées, le potentiel des petites installations de couplage chaleur-force ne doit pas être autant exploité et le développement des grandes centrales hydroélectriques ainsi que la production d'électricité géothermique, qui ne sera vraisemblablement pas encore disponible à large échelle en 2020, sont moins mises à contribution pour combler la pénurie. Selon la variante C et dans la variante combinée C & E, les centrales au gaz naturel avec combustion du gaz de bois sont alliées aux énergies renouvelables. Pour cette variante combinée, deux nouvelles centrales à gaz à combustion du gaz de bois sont nécessaires jusqu'en 2035, en plus de la centrale projetée de Chavalon. Dans ce cas de figure, 8,1 TWh d'électricité sont produits avec des agents énergétiques renouvelables, sans prise en compte des grandes centrales hydroélectriques. Dans la variante G, le besoin d'importations de courant est de 11,5 TWh en 2035.

Figure 2.5-3: **Production d'électricité et importations dans le scénario III, en TWh (évolution tendancielle des conditions-cadres), année civile**



2.5.4 Emissions de CO₂

Entre 2000 et 2035, les émissions globales de CO₂ diminuent de 26% (variante C) et 36 (variante E). Cf. tableau 2.5-2). Outre les mesures d'efficacité intensives, l'augmentation des énergies renouvelables dans les domaines du chauffage des locaux et des carburants contribue à cette réduction.

En 2035, selon la variante d'offre, les émissions de CO₂ seront comprises entre 0,2 million de tonnes (variante E) et 4,2 millions de tonnes (variante C). La part de l'offre d'électricité aux émissions totales de CO₂ se situe ainsi entre 0,7 et 13,8%. Les émissions de CO₂ issues de la production d'électricité dans la variante D & E atteignent 2 millions de tonnes, soit 6,9% du total des émissions de CO₂, évalué à 28,9 millions de tonnes. La part de la variante combinée C & E, de 3,2 millions de tonnes, correspond à 10,6% des émissions de CO₂, chiffrées à 30,1 millions de tonnes.

Tableau 2.5-2: **Emissions totales de CO₂ par variante d'offre d'électricité dans le scénario III, en millions de tonnes, écart en % (évolution tendancielle des conditions-cadres)**

	1990	2000	Var. A 2035	Var. C 2035	Var. D 2035	Var. E 2035	Var. G 2035	Var. C & E 2035	Var. D & E 2035
Millions de tonnes	41,8	42,3	27,8	31,2	30,1	27,1	27,8	30,1	28,9
Δ 2035/2000 en %			-34	-26	-29	-36	-34	-29	-32

Source: Prognos SA

2.6 Scénario IV («Cap sur la société à 2000 watts»)

2.6.1 Que signifie «société à 2000 watts»?

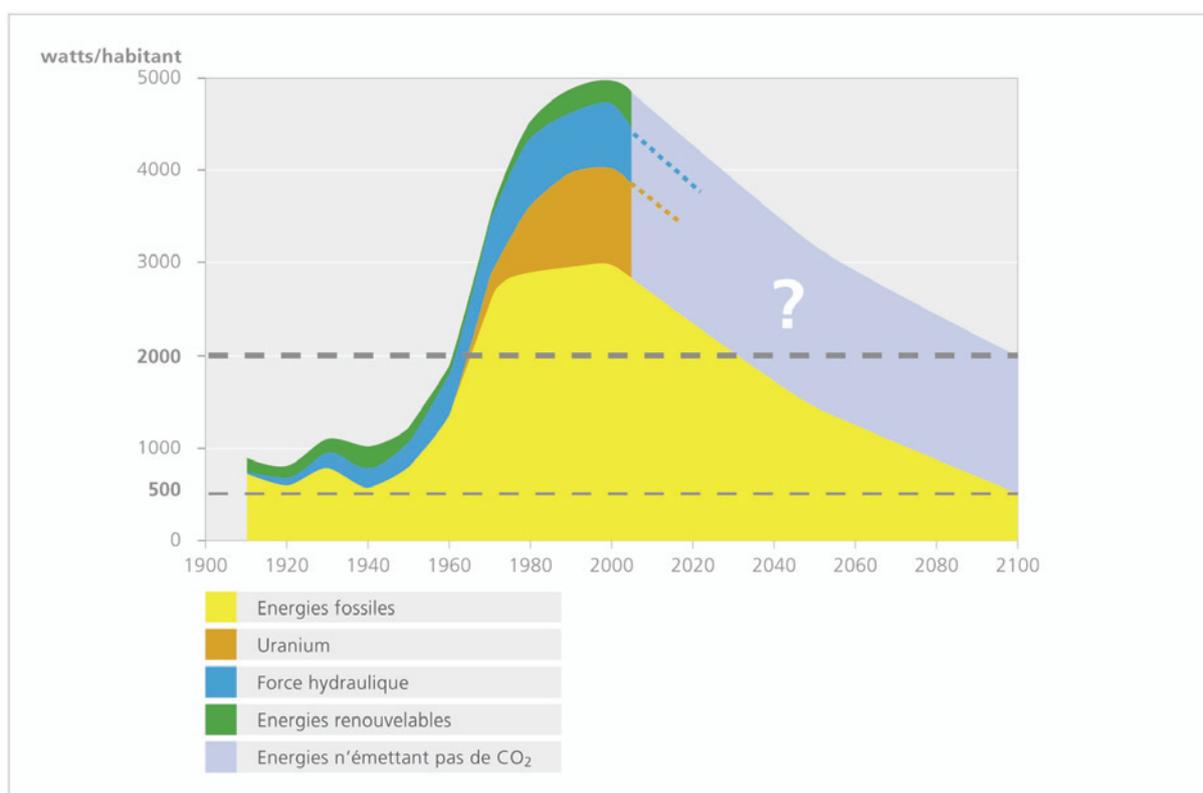
Le scénario IV, axé sur les objectifs, repose sur le concept de la société à 2000 watts. Dans son rapport de mars 2002, «Stratégie pour le développement durable 2002», le Conseil fédéral arrête que la société à 2000 watts sert d'objectif à la politique énergétique et climatique.

Les 2000 watts visés se rapportent à la puissance continue moyenne requise par habitant (17 520 kWh par an). La consommation moyenne actuelle de la population mondiale par habitant est de 2000 watts, contre environ 5000 watts en Suisse (dont quelque 3000 watts d'origine fossile). L'horizon temps prévu pour la réalisation des objectifs, l'évaluation du contenu énergétique primaire des énergies renouvelables et le rôle à long terme de l'énergie nucléaire n'ont pas encore été fixés.

Dans le cas du scénario IV, on postule que la société à 2000 watts sera réalisée d'ici à 2100. Dans l'intervalle, il faut réduire la consommation d'énergie primaire globale à 2000 watts par habitant et celle des agents énergétiques fossiles à 500 watts par habitant (figure 2.6-1). Transposée aux «Perspectives énergétiques» de l'OFEN, la réalisation de cet objectif signifie que la consommation d'énergie finale par habitant et les émissions totales de CO₂ doivent être réduites de 35% entre 2000 et 2035.

Le concept de la société à 2000 watts repose sur la consommation d'énergie primaire. Or, pour les énergies renouvelables, il n'existe justement pas, sur le plan international, de définition univoque des contenus énergétiques de l'énergie primaire. Les avis divergent quant à savoir s'il serait judicieux de les recenser. Le besoin d'énergie primaire est calculé et présenté pour les «Perspectives énergétiques», mais il n'est pas associé à des objectifs quantitatifs. On tient compte des importations et de la consommation des énergies primaires non renouvelables pour évaluer la sécurité de l'approvisionnement et l'impact sur l'environnement.

Figure 2.6-1: **Société à 2000 watts pour la Suisse: réduction de la consommation d'énergie primaire à 2000 watts par habitant à l'horizon 2100**



2.6.2 Variante de politique

Le scénario IV indique avec quels instruments et quelles techniques la Suisse pourra prendre la voie des 2000 watts jusqu'à 2035. Comme dans le scénario III, on attend un changement de paradigme de la politique énergétique. Les conditions préalables requises sont les suivantes:

- les objectifs et les instruments de politique énergétique sont harmonisés sur le plan international, car la délocalisation à l'échelle mondiale d'entreprises grandes consommatrices d'énergie et le tourisme à la pompe ne servent en rien au climat;
- les potentiels d'efficacité et les nouvelles technologies clés sont disponibles et sont mis en œuvre de manière accélérée sur le marché;
- la recherche énergétique est renforcée par la concurrence globale; la Suisse n'est pas en mesure, à elle seule, de permettre la percée d'une seule des technologies importantes.

• Objectifs

Les objectifs suivants peuvent être réalisés si les conditions supposées par le scénario sont réunies:

- les émissions de CO₂ se réduiront de 48% entre 2000 et 2035 si la production domestique d'électricité continue d'être exempte de CO₂ (variantes d'offre A ou E); avec une stratégie de transition thermique fossile, par contre, les objectifs de réduction réalisables dans le scénario IV se limitent à 41-43% (variantes d'offre C ou D);
- on peut améliorer l'efficacité énergétique, exprimée en consommation d'énergie finale par habitant, de 31% jusqu'à 2035 (par rapport à 2000); ainsi, jusqu'à 2035, on surpasse les objectifs intermédiaires en direction des 2000 watts quant au CO₂, mais on ne les réalise pas s'agissant de la consommation par habitant. Afin de garder le cap de réduction choisi, des efforts supplémentaires considérables sont encore nécessaires après 2035;
- jusqu'en 2035, la part des énergies renouvelables peut atteindre 27% de la demande de combustibles et 12% de la demande de carburants. La part des énergies renouvelables (sans les grandes centrales hydroélectriques) à la consommation domestique (en plus de la consommation des pompes d'accumulation) peut atteindre 22% en 2035 avec la variante E.

• Instruments

- Pour réaliser les objectifs de ce scénario, un doublement réel des prix à la consommation finale d'énergie est globalement nécessaire en Suisse par rapport à la variante de prix de 50 USD/baril. Une telle évolution correspond, par rapport au scénario III, à une augmentation supplémentaire comprise entre 11% (essence) et 37% (électricité). Le principal instrument, comme dans le scénario III, est une taxe d'incitation sur l'énergie (cf. taux de redevance du tableau 2.6-2).

Tableau 2.6-2: **Prix à la consommation finale en 2035 et taux de redevance (2035) selon le scénario IV, en centimes et aux prix réels de 2003**

		Ménages et services		Industrie	
		Prix à la consommation finale (2035)	Dont redevance (2035)	Prix à la consommation finale (2035)	Dont redevance (2011 - 2035)
Mazout	(ct./l)	136	86	114	72
Gaz naturel	(ct./kWh)	18	11	12	7
Electricité	(ct./kWh)	38	19	23	12
Essence	(ct./l)	312	171	312	171

Source: Prognos SA

- comme dans le scénario III, les instruments réglementaires sont adaptés aux modifications des prix de l'énergie et aux avancées techniques;
- des instruments promotionnels sont appliqués à titre complémentaire, comme dans le scénario III; mais des contributions financières ne sont plus nécessaires que de manière sélective, car des offres concurrentielles se développent en raison du haut niveau des prix de l'énergie (p. ex. la conclusion de contrats en matière d'économies d'énergie pour les petites et moyennes entreprises).

• Hypothèses quant aux développements technologiques

Le scénario IV présuppose des techniques qui ne sont pas encore concurrentielles, mais qui existent aujourd'hui déjà. Certaines recèlent des potentiels considérables permettant de réduire la consommation d'énergie à des coûts supportables.

Exemples dans le domaine de l'efficacité énergétique:

- isolations thermiques par le vide et revêtements de fenêtre réglables;
- dispositifs de mesure et de réglage pour optimiser le besoin de chaleur et d'électricité des bâtiments;
- éclairages basés sur la technique LED et les systèmes d'orientation de la lumière;
- méthodes de construction légères pour les véhicules grâce à de nouveaux matériaux composites;
- optimisation des pneus, de la conception des véhicules, des systèmes de propulsion et des moteurs;
- flux de trafic optimisés grâce aux systèmes d'information en réseau et au péage pour les transports public et privé;
- Industrie: accroissement de l'efficacité énergétique par le recours à la biotechnologie (biocatalyseurs pour réduire les températures et les pressions des processus); nanotechnologie (surfaces antisalissures pour les convertisseurs de chaleur, minimisation des frictions) et micro-systèmes;
- application croissante de nouveaux produits, comme le papier électronique.

L'offre des agents énergétiques sera elle aussi fortement modifiée:

- les agents énergétiques renouvelables se généralisent comme standards de l'approvisionnement en chaleur; dès 2011, seuls les pompes à chaleur, les chauffages au bois, la chaleur solaire et les systèmes de chauffage de proximité et à distance seront utilisés dans la construction des maisons individuelles et jumelées et dans celle des immeubles d'habitation;
- de même, pour le remplacement des systèmes de chauffage dans les bâtiments existants, on utilisera plus intensivement les pompes à chaleur et les énergies renouvelables ainsi que les installations de couplage chaleur-force basées sur des systèmes de chauffage de proximité;
- les carburants biologiques et de synthèse remplaceront toujours plus les carburants fossiles.

On ne spéculer pas sur des techniques ou des percées telles que l'application étendue des supraconducteurs lors du transport de courant (qui éliminent les pertes d'électricité dans le réseau de distribution), des textiles fonctionnels (qui rendent caduque la climatisation des locaux), des véhicules futuristes (p. ex. dotés de piles à combustibles qui servent aussi au chauffage des bâtiments lorsque les véhicules sont à l'arrêt). De tels développements, de l'avis des experts, sont tout à fait du domaine du possible, mais le scénario IV se limite à ce qui est aujourd'hui «probable» et «pertinent» pour atteindre les objectifs d'efficacité énergétique. Les hypothèses admises reposent sur une enquête de type Delphi, conduite à la fin de 2005 parmi des experts (Prognos, Auswertung des Kompakt-Delphi-Prozesses, 2006).

• Hypothèses quant aux changements structurels

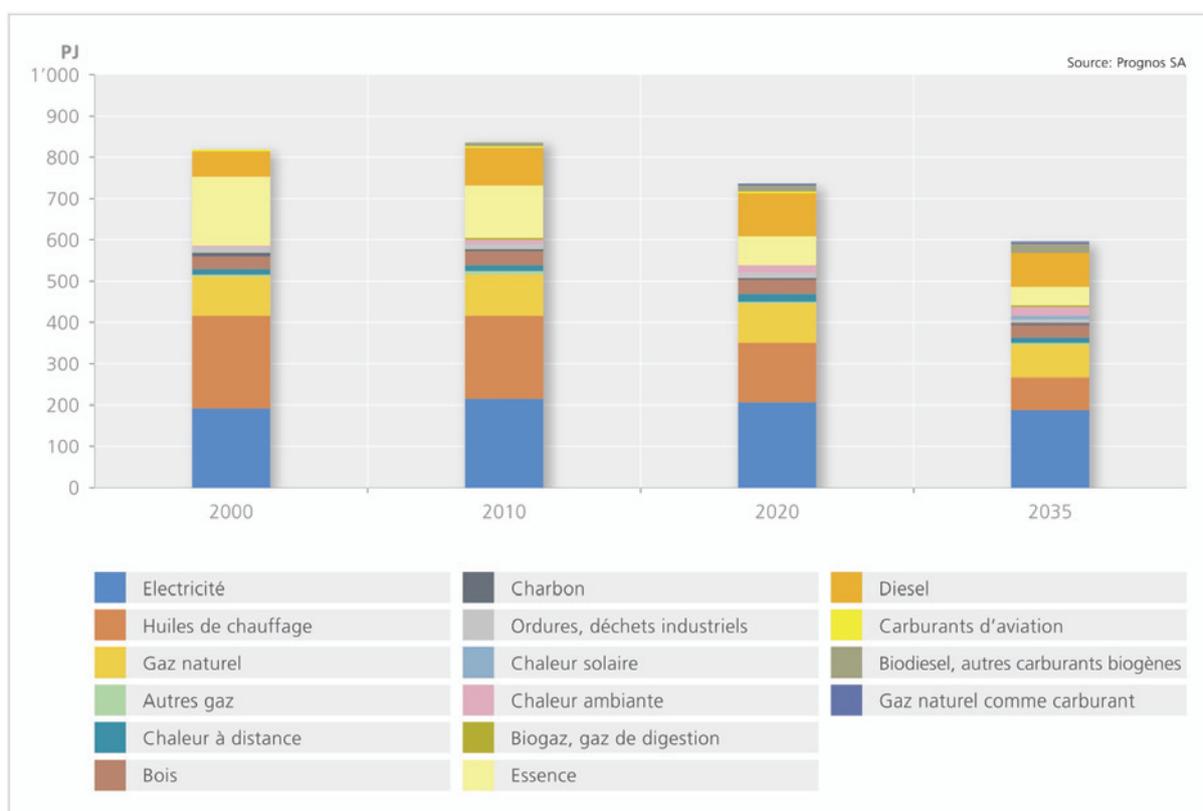
Les développements que la politique énergétique ne peut pas influencer directement appellent un emploi économe des ressources:

- le nombre des bureaux à domicile augmente, tandis que la surface de bureaux dans le domaine des services diminue;
- le nombre de personnes-km et de tonnes-km augmente moins rapidement que dans les scénarios I à III;
- dans les scénarios I à III, le transport par le rail augmente d'un tiers (conformément à la planification actuelle), tandis qu'il est quasiment doublé dans le scénario IV;
- l'aménagement du territoire est fonction des priorités de protection du climat et de l'environnement, notamment avec la densification des constructions, les plateformes de mobilité;
- les branches économiques et les places de travail sont adaptées aux nouvelles technologies, ce qui génère des places de travail hautement automatisées supposant un niveau élevé de connaissances.

2.6.3 Demande d'énergie

En 2035, la demande d'énergie finale est inférieure de 27% par rapport à celle de 2000 (figure 2.6-2), tandis que la consommation d'agents énergétiques fossiles est plus faible de 46%. La demande d'électricité en 2035 est de 2% en dessous de son niveau de 2000, mais elle continue de croître dans un premier temps. Dès 2012, on observe une réduction constante de la demande globale, en même temps qu'une substitution renforcée par des agents énergétiques renouvelables. La part des agents énergétiques renouvelables pour la production de chaleur et les carburants double, l'évolution respective des divers agents étant très disparate: l'énergie du bois reste à un niveau presque constant, les effets contraires de la forte pénétration dans le domaine du chauffage et de l'importante amélioration de l'efficacité se neutralisant. En 2035, la consommation de la chaleur ambiante (pompes à chaleur) atteint à peu près le quintuple de son niveau de 2000. Rapportée au besoin réduit de chauffage des locaux prévu par le scénario IV, cette consommation correspond à près de douze fois la proportion de la chaleur ambiante utilisée en 2000.

Figure 2.6-2: Demande d'énergie dans le scénario IV, par agent énergétique, en PJ (évolution tendancielle des conditions-cadres)



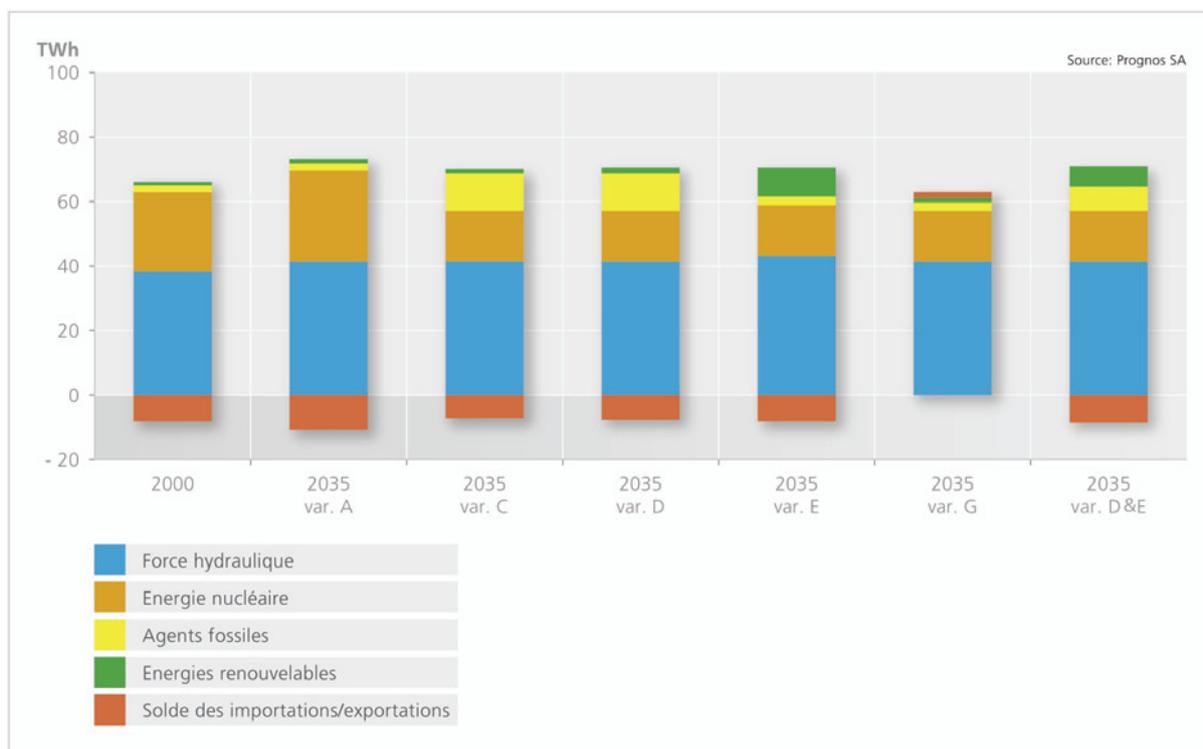
2.6.4 Offre d'électricité

Le scénario IV prévoit une pénurie de courant dès 2020, qui croîtra à raison de 5,0 TWh par an jusqu'en 2035. Comme dans le scénario III, il faut déjà développer suffisamment de capacités jusqu'en 2020 pour compenser le premier démantèlement d'une centrale nucléaire (Beznau I). Dans le cas du scénario IV, on peut réaliser une stratégie uniquement avec des installations de couplage chaleur-force (variante D). Au total, 11,5 TWh d'électricité seraient produits en supplément par des installations de couplage chaleur-force. Les potentiels onéreux des installations de couplage chaleur-force des classes de puissance inférieures seraient nettement moins exploités en raison de la demande plus faible d'électricité que dans le scénario III.

L'évolution de la demande selon le scénario IV permet également de combler le manque exclusivement au moyen d'agents énergétiques renouvelables (variante E). Cf. figure 2.6-3. A cet effet, toutefois, il est nécessaire que la production d'électricité géothermique réussisse une percée de 0,8 à 2 TWh d'ici 2020. Si un tel essor n'est pas réalisable techniquement, il faudra recourir davantage au photovoltaïque.

La stratégie combinée reposant sur une production fossile décentralisée et sur les énergies renouvelables (variante D & E) requiert elle aussi d'importants efforts jusqu'en 2020 pour compenser la mise hors service de centrales nucléaires. A partir de 2025, la géothermie ne devra être exploitée que dans une faible mesure (0,5 TWh). En 2035, 7,6 TWh seront produits au moyen d'installations de couplage chaleur-force formant un large éventail de classes de puissance (y compris les cellules à combustibles) et 6,2 TWh seront produits par les énergies renouvelables (grandes centrales hydroélectriques non comprises). Dans la variante G, le besoin d'importations sera de 6,6 TWh en 2035.

Figure 2.6-3: **Production d'électricité et importations dans le scénario IV, en TWh, année civile (évolution tendancielle des conditions-cadres)**



2.6.5 Emissions de CO₂

Entre 2000 et 2035, les émissions globales de CO₂ diminuent de 41% (variante C) ou de 48% (variante E). Cf. tableau 2.6-3. Comme dans les autres scénarios, la réduction des émissions de CO₂ liées à la demande résulte de l'augmentation de l'efficacité énergétique et des agents énergétiques renouvelables. Dans le secteur des transports, la répartition modale, des technologies de véhicules novatrices, l'organisation du trafic et l'usage de carburants biologiques contribuent à la baisse des émissions.

Les émissions de CO₂ générées par l'offre d'électricité sont comprises entre 0,2 million de tonnes (variante E) et 3,5 millions de tonnes (variante C). Leur part se situe donc entre 0,9% et 13,3% de l'ensemble des émissions de CO₂. Le volume généré par la variante combinée D & E est de 1,4 million de tonnes, soit 6,1% de la quantité totale des émissions de CO₂, évaluée à 23,1 millions de tonnes.

Tableau 2.6-3: **Emissions de CO₂ par variante d'offre d'électricité dans le scénario IV, en millions de tonnes, écart en % (évolution tendancielle des conditions-cadres)**

	1990	2000	Var. A 2035	Var. C 2035	Var. D 2035	Var. E 2035	Var. G 2035	Var. D & E 2035
Millions de tonnes	41,8	42,3	22,3	25,2	24,1	21,9	22,3	23,1
Δ 2035/2030 en %			-47	-41	-43	-48	-47	-46

Source: Prognos SA

3 Comparaisons et évaluations

3.1 Efficacité énergétique et demande d'énergie

Nombre de mesures d'efficacité sont rentables tout en améliorant le confort et en accroissant la valeur du parc immobilier. Souvent, de telles mesures ne sont pas seulement prises pour économiser des coûts, mais aussi pour leur utilité secondaire (températures agréables dans les bâtiments, réduction des nuisances acoustiques extérieures, etc.). Il est généralement possible de fournir la même prestation énergétique, voire de l'améliorer en consommant moins d'énergie. L'efficacité énergétique ménage des marges de manœuvre: la réduction du besoin en chaleur de chauffe dans les bâtiments rend l'usage des énergies renouvelables plus attractif. Plus la pénurie d'électricité attendue est faible, plus il est facile de la combler à faible coût avec de nouvelles installations de production de courant.

Dans les discussions politiques, les instruments d'amélioration de l'efficacité énergétique reçoivent rarement la même attention que la promotion des énergies renouvelables. Les appareils A+ sont moins intéressants que le débat sur les nouvelles centrales à gaz ou nucléaires. Or, le renforcement des instruments et des mesures visant l'utilisation efficace de l'énergie dans tous les domaines d'application constitue la première étape vers la maîtrise des défis de politique énergétique.

3.1.1 Exemples de mesures d'efficacité

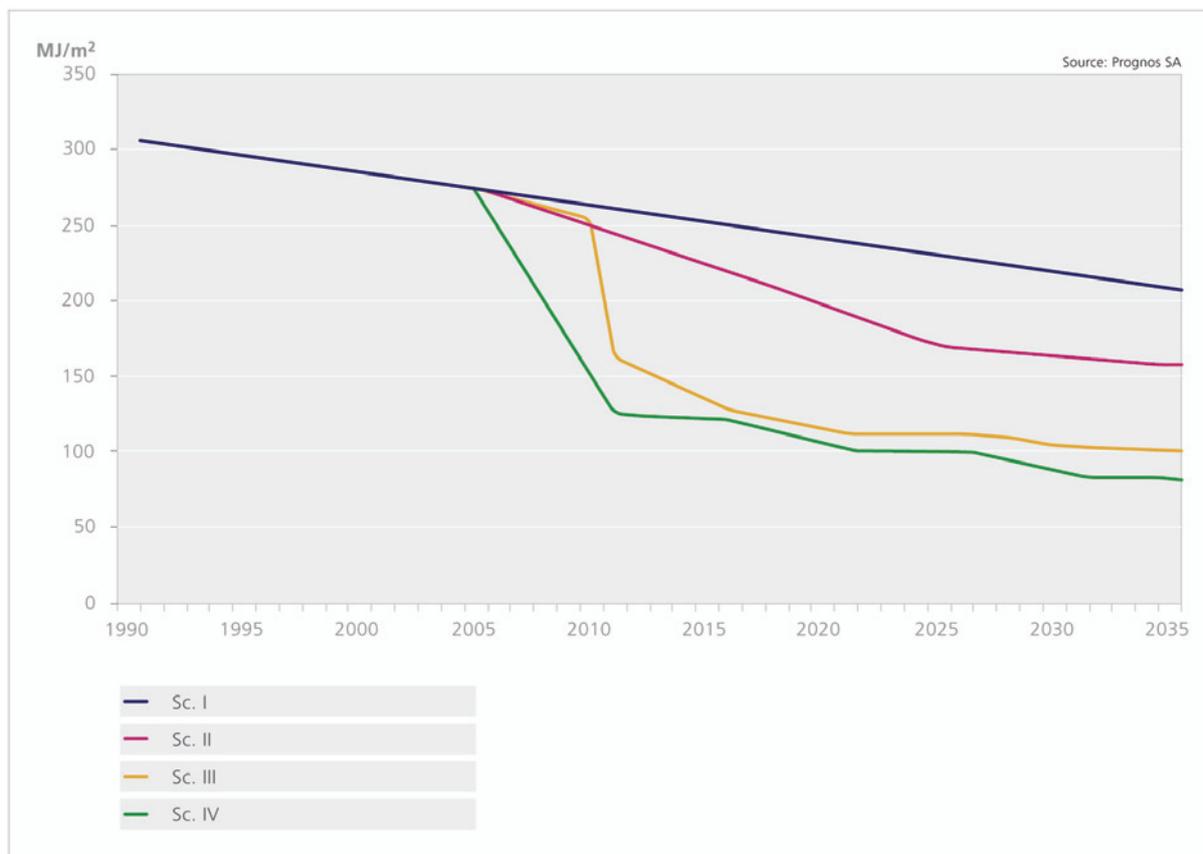
- **Chaleur de chauffe dans le parc immobilier: de la retouche cosmétique à l'assainissement énergétique**

Dans le scénario I «Poursuite de la politique actuelle», les exigences posées aux bâtiments sont adaptées environ tous les dix ans aux avancées techniques, le besoin spécifique en chaleur de chauffe attendu baisse en conséquence (MJ par m² de surface de référence énergétique). Sur une période d'utilisation allant de 50 à 100 ans et plus, les bâtiments nouveaux qui ne sont pas isolés thermiquement selon le niveau actuel de la technique causent, au fil des décennies, un besoin excessif de chaleur dans les locaux. De ce fait, les scénarios II à IV supposent des mesures plus prononcées concernant le parc immobilier qui tarde à être modernisé.

La figure 3.1-1 illustre les conséquences d'une meilleure qualité énergétique des constructions nouvelles en présentant l'exemple des immeubles résidentiels. En 2035, pour la même augmentation de surface de référence énergétique, la consommation des immeubles résidentiels construits entre 2005 et 2035 est inférieure de plus de 40% (5 PJ) dans le scénario III par rapport à son niveau dans le scénario I.

Les rénovations de bâtiments sans amélioration de leur qualité énergétique comptent aujourd'hui pour environ la moitié de toutes les mesures de rénovation. L'objectif des scénarios II à IV est de muer un nombre aussi élevé que possible de ces «retouches cosmétiques» en rénovations efficaces du point de vue énergétique, tout en maintenant les cycles d'assainissement usuels. Si les exigences sont alors alignées sur ce qui est techniquement et économiquement réalisable et si les travaux sont soumis à des contrôles efficaces, l'efficacité de l'ensemble du parc immobilier s'améliorera.

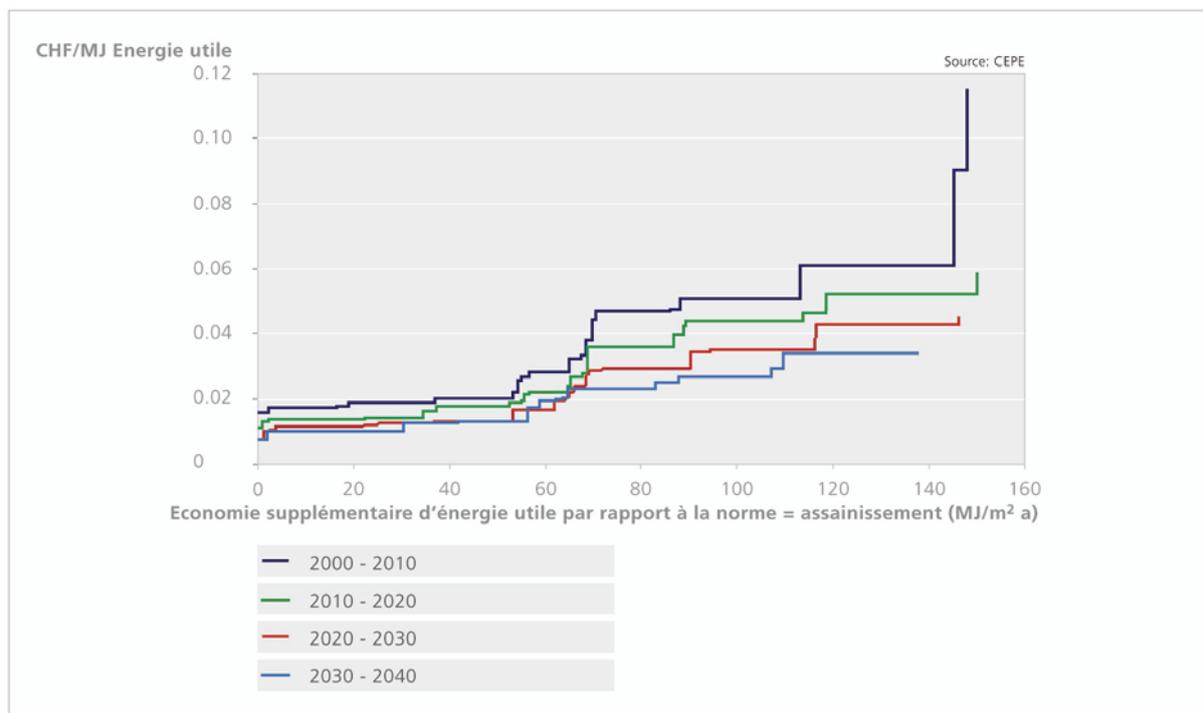
Figure 3.1-1: **Besoin spécifique en chaleur de chauffe des immeubles résidentiels nouvellement construits chaque année (en MJ/m²)**



Le coût du kWh économisé grâce aux assainissements augmente d'autant plus que les mesures sont poussées. Si les coûts supplémentaires ne dépassent pas le prix de l'énergie, les mesures sont immédiatement rentables. Les paliers de la figure 3.1-2 découlent du calcul global des paquets de mesures. Les «sauts» marqués par les courbes signifient qu'à un niveau donné, des combinaisons de mesures nettement plus coûteuses ont été nécessaires pour obtenir des économies supplémentaires. La figure prend pour exemple les immeubles résidentiels construits entre 1975 et 1985. Les données temporelles (2000-2010, 2010-2020, etc.) se réfèrent aux périodes pendant lesquelles les mesures d'assainissement ont été exécutées. L'aplatissement progressif des courbes échelonnées indique que le niveau et les augmentations des coûts spécifiques pour réaliser la même amélioration s'amenuisent avec le temps grâce aux progrès techniques et aux effets d'apprentissage, rendant les améliorations plus avantageuses.

Par rapport au scénario I, les constructions nouvelles et les assainissements du scénario III génèrent par exemple un effet d'économie cumulé pour les immeubles résidentiels de presque 13 PJ en 2035.

Figure 3.1-2: **Coûts marginaux des assainissements énergétiques, par périodes; exemple des immeubles résidentiels de la classe d'âge 1975-1985**



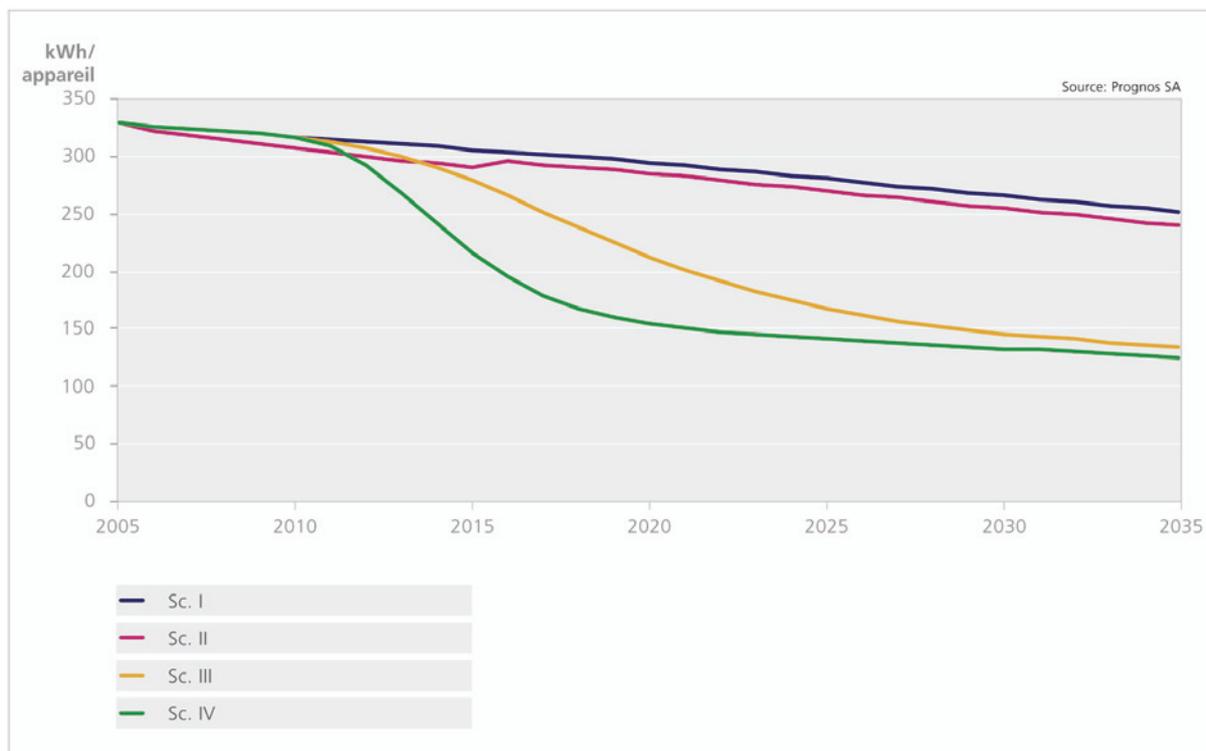
- **Si un sèche-linge est nécessaire, que ce soit au moins avec une pompe à chaleur (PAC)**

Comme pour les bâtiments, les petites améliorations supplémentaires que présentent d'année en année les nouveaux appareils se répercutent à long terme sur l'ensemble des appareils et des installations, dont le parc est complètement renouvelé dans un cycle de 10 à 25 ans.

Le scénario I suppose une lente pénétration du marché. C'est par exemple le cas pour les sèche-linges à pompe à chaleur (PAC), qui requièrent environ 50% moins d'électricité que les sèche-linges ordinaires. Toutefois, au prix de 20 ct./kWh, les sèche-linges à PAC n'atteignent généralement pas encore le seuil de rentabilité dans les maisons individuelles. Un bon appareil de la catégorie A muni d'une PAC consomme au total l'équivalent de 364 francs d'électricité pour une durée de vie de 12 ans (pour une quantité de lessive de 460 kg par an). L'appareil correspondant de la catégorie C sans PAC consomme pour 773 francs d'électricité, mais il est 540 francs meilleur marché à l'achat. En tablant sur une durée de vie de 12 ans, on calcule pour l'appareil A un montant de 132 francs non amortis par l'économie de courant (en revanche, les sèche-linges à PAC de grande taille et de la même catégorie, sont en général rentables pour les immeubles résidentiels). En raison de l'augmentation des prix de l'électricité ou grâce à l'information (conseil, étiquette-énergie), les sèche-linges à PAC, qui sont plus raisonnables en termes énergétiques, s'imposent peu à peu également dans les ménages individuels.

La figure 3.1-3 présente les consommations spécifiques des sèche-linges nouvellement installés chaque année. S'il ne se vendait plus dès 2011 que des sèche-linges à PAC, de surcroît encore légèrement améliorés à l'avenir, la consommation du nouveau parc des appareils passerait presque d'un coup à 150 kWh par appareil, au lieu des quelque 330 kWh actuels. Les scénarios tiennent compte du temps nécessaire à la suppression des entraves commerciales: la pénétration du marché des meilleurs appareils est progressive. Toujours est-il que le même nombre de sèche-linge consomme, en 2035, 0,25 TWh de courant en moins dans le scénario III que dans le scénario I.

Figure 3.1-3: **Consommation spécifique d'électricité des sèche-linges nouvellement installés chaque année, en kWh/appareil**



- **Aération, climatisation et éclairage sont les points faibles des bâtiments de bureaux**

Les bâtiments de bureaux forment le principal groupe de bâtiments du secteur des services. Comme pour les immeubles d'habitation, on y réalise des gains d'efficacité grâce à des constructions nouvelles de bonne qualité et à des assainissements énergétiques. La technicité croissante des bureaux entraîne un besoin d'énergie plus important des installations techniques du bâtiment. La demande future d'électricité dépendra aussi, de manière décisive, de la rapidité avec laquelle la technique la plus efficace (meilleure pratique) s'établira sur le marché. Actuellement, la meilleure pratique correspond aux objectifs de la norme SIA 380/4 publiée en 2005. Ces objectifs sont plus stricts de 40% pour la climatisation et l'aération et de 30% pour l'éclairage que les valeurs limites les moins exigeantes. En moyenne globale, pour toutes les applications de trois types représentatifs de bureaux, les objectifs SIA sont entre 27 et 30% plus stricts que les valeurs limites. Pour les bâtiments nouveaux, on admet, dans le scénario III, que l'augmentation du prix de l'électricité de 50%, les instruments financiers d'encouragement et le conseil ainsi que les audits en matière d'énergie (qui visent à abaisser les coûts de transaction) auront pour effet qu'environ 90% des bâtiments neufs seront construits dès 2025 selon la meilleure pratique actuelle. Avec le scénario I, 60% des bâtiments nouveaux correspondront en 2025 aux valeurs limites les moins exigeantes de la nouvelle norme SIA.

Aujourd'hui déjà, un tiers des nouveaux bâtiments de bureaux satisfont aux nouvelles valeurs limites ou sont au-dessous. Il faut y voir un signe que les coûts supplémentaires sont rentables en termes d'économie d'entreprise. Toutefois, les coûts moyens nécessaires à la réalisation des nouveaux objectifs de la norme SIA 380/4 ne sont pas encore connus. Il est néanmoins plausible qu'ils s'imposent grâce aux instruments de politique postulés par le scénario III et à un progrès technique accéléré. Il faut aussi tenir compte du gain de confort et, partant, de la productivité accrue au travail que les bâtiments de bureaux neufs sont à même de fournir. En ce qui concerne les assainissements énergétiques, les objectifs exigeants ne sont guère réalisables pour l'heure, mais des améliorations sont envisagées selon les scénarios.

- **Systèmes industriels actionnés par un moteur électrique**

Représentant 39% du besoin en énergie finale, l'électricité est un agent énergétique important de l'industrie. Près de la moitié du besoin en électricité de l'industrie concerne des systèmes actionnés par un moteur électrique, par exemple les compresseurs à air comprimé, les compresseurs frigorifiques, les ventilateurs et les pompes. On estime que le seul usage d'électromoteurs plus efficaces et mieux réglés générerait un potentiel d'économie exploitable de 15% dans le champ de rentabilité.

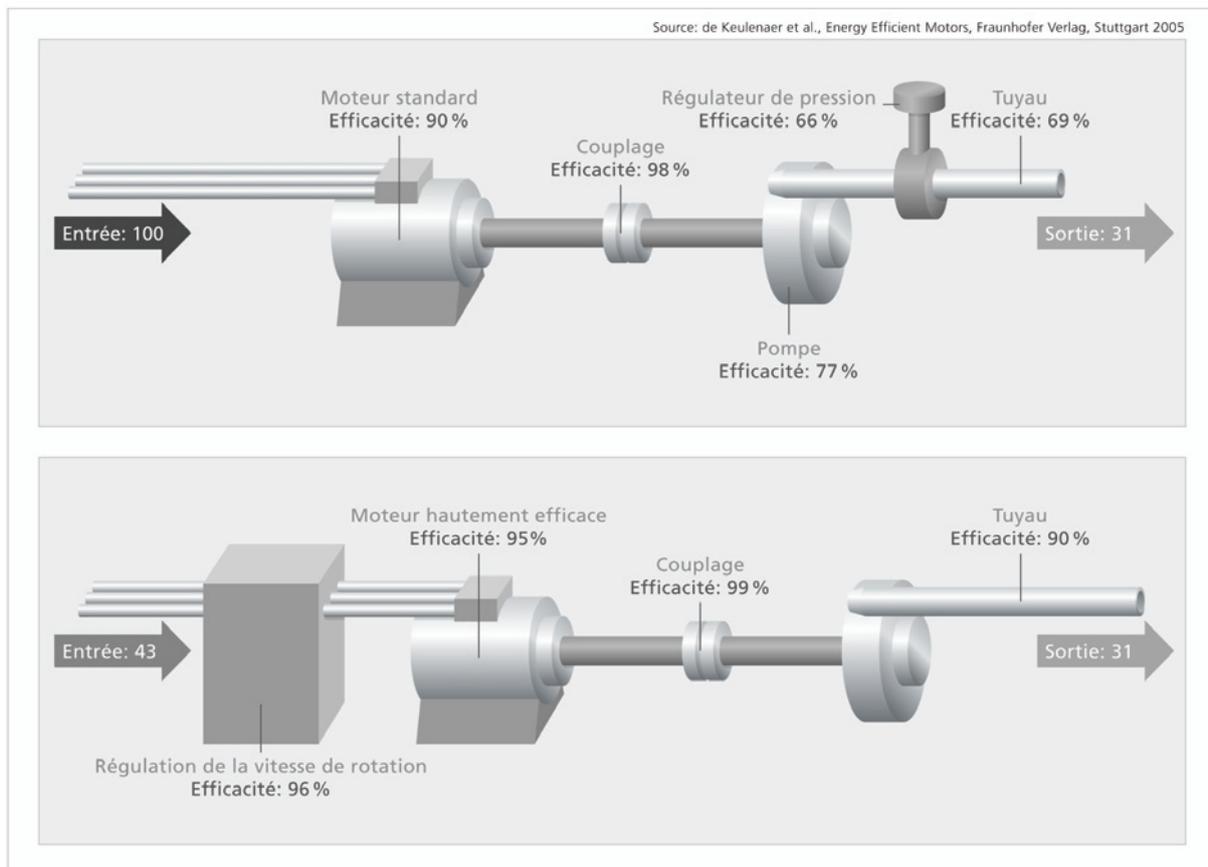
Il s'y ajoute des possibilités d'amélioration des systèmes en soi, de l'étanchéité des conduites d'air comprimé, de la bonne isolation thermique des circuits de froid et de formes amendées de ventilateurs et de roues de pompe.

La figure 3.1-4 fournit un exemple typique tiré du domaine des pompes. Diverses techniques d'efficacité se trouvent combinées en l'occurrence. Un système conventionnel présente un taux d'efficacité global de 31% seulement. L'amendement d'un tel système permet d'élever son taux d'efficacité jusqu'à 70%.

Une telle amélioration n'est cependant pas généralisable. Il faut que le système de pompe soit en activité plusieurs milliers d'heures par année. Son exploitation à charge réduite devrait dominer pour que la régulation du nombre de tours soit rentable. Compte tenu de ces restrictions et d'autres limitations, il est possible d'améliorer le taux d'efficacité de 12 à 15% par rapport à la situation initiale moyenne pour l'ensemble des pompes industrielles. En intégrant le progrès technique à venir, le gain d'efficacité se situe aux alentours de 20%. Le potentiel d'efficacité à exploiter de manière rentable est encore plus élevé pour les installations à air comprimé et de réfrigération ainsi que pour les ventilateurs (entre 25 et 33%).

En cas de pression d'exploitation trop importante, de fuites dans les installations à air comprimé, d'isolation insuffisante des systèmes à air comprimé ou de réfrigération, ou encore de réglages inadéquats, comme cela est fréquent, il conviendrait de prendre des mesures sans tarder. Souvent, cependant, on n'investit dans l'efficacité des systèmes électromoteurs que dans le cadre d'un réinvestissement, d'un investissement de développement ou au moment de changer les installations de production. Or, la réalisation des mesures ne présente pas dans tous les cas le même degré d'urgence ni le même degré de complexité. Il est aisé d'intégrer un moteur hautement efficace ou un moteur à réglage électronique, mais l'installation nouvelle de conduites à faibles résistances ne peut souvent être réalisée que plus tard, lors d'investissements d'assainissement, pour des raisons de place ou de coûts. Dans la mesure du possible, les modèles de demande ont tenu compte de ces cycles d'investissement pour les installations, les bâtiments et les véhicules.

Figure 3.1-4: **Systèmes à pompe conventionnel (en haut) et énergétiquement efficace (en bas)**

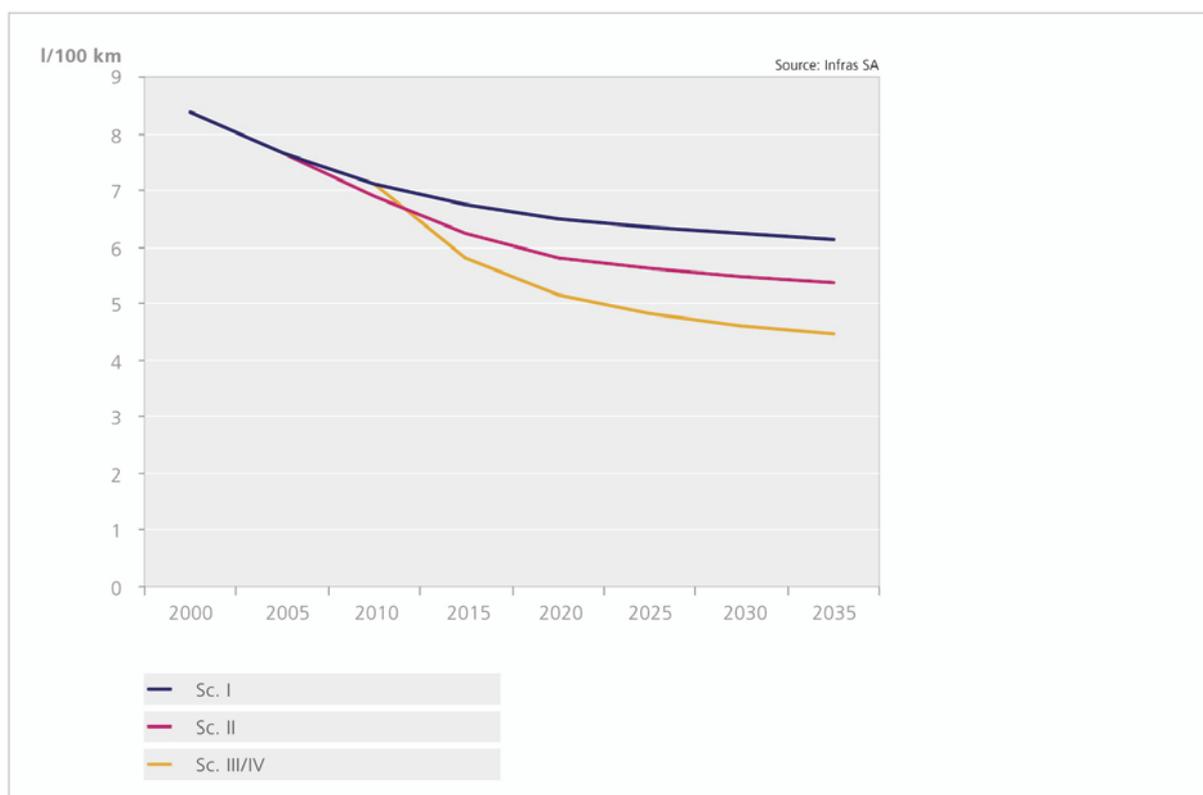


- **La voiture de l'avenir**

La voiture de l'avenir sera plus efficace. Dans quelle mesure son efficacité sera supérieure à celle d'aujourd'hui est une question ouverte. Elle présentera une plus faible résistance au déplacement (aérodynamisme optimisé et résistance au roulement réduite grâce à de meilleurs pneus, le potentiel technique d'efficacité étant d'environ 10%), les techniques de construction légère deviendront courantes (réduction allant jusqu'à 5%/100 kg de diminution de poids) et les moteurs seront optimisés, plus compacts et de taille réduite. Des systèmes de propulsion alternatifs plus performants, présentant un fort potentiel de réduction, pourront s'imposer (p. ex. les concepts hybrides dont la consommation peut être jusqu'à 40% plus faible). La voiture de meilleure pratique consomme la moitié moins de carburant que les autres voitures actuellement sur le marché et elle divise par deux leurs émissions de CO₂ au kilomètre (cf. figure 3.1-5).

Durant ces dix dernières années, la consommation spécifique des voitures mises chaque année en circulation a diminué en moyenne d'environ 1,5% par an. Cette tendance à la baisse perdure dans le scénario I jusqu'en 2012, avant qu'elle ne s'atténue à 0,75% par an jusqu'en 2020, puis à 0,5% par an. Dans les scénarios III et IV, la consommation d'énergie diminue plus fortement: 2,7% par an de 2010 à 2020, puis de 1% par an. Le potentiel technique n'est pas épuisé dans un tel cas de figure, car ces scénarios comportent également des valeurs moins favorables que celles de la meilleure pratique.

Figure 3.1-5: **Consommation spécifique de carburant des voitures de tourisme mises chaque année en circulation (en l/100 km)**



3.1.2 Développements de la demande

- **Demande globale: efficacité énergétique en concurrence avec les surfaces, les volumes et les kilomètres**

La hausse de la demande globale d'énergie finale (électricité comprise) a commencé de s'atténuer après la première crise pétrolière. Dans le scénario I, on s'attend à ce que cette tendance continue. La demande en 2035 n'est que de 2% au-dessus de son niveau de 2000. Dans les scénarios I à III, en raison de la croissance économique, la surface d'habitation à approvisionner en énergie augmente par exemple de 30% bien comptés par habitant entre 2000 et 2035. Selon le scénario I, l'efficacité énergétique croissante permet juste de compenser globalement l'augmentation de la consommation induite par l'accroissement des surfaces d'habitation, des volumes de production et des services de transport.

Les instruments de politique permettent de réduire la demande globale de 4% dans le scénario II. Un changement d'orientation n'est toutefois pas réalisable au moyen d'une «collaboration renforcée», même si les instruments de politique sont appliqués à très long terme et en optimisant les coûts.

Ce n'est qu'à partir du scénario III, façonné par les technologies, qu'une réduction de la demande de 14% est prévisible dès 2012. On présuppose en l'occurrence un emploi plus prononcé des instruments réglementaires et une taxe d'incitation sur l'énergie comme moyens supplémentaires. Le doublement des prix des agents énergétiques finaux représente un changement si profond qu'un consensus politique doit être trouvé. Les objectifs et les instruments du scénario III (et du scénario IV) doivent être harmonisés sur le plan international.

Une réduction de 27%, telle que la dessine le scénario IV, suppose, outre des gains d'efficacité supplémentaires, une taxe d'incitation supérieure et une large commercialisation d'innovations énergétiquement efficaces. Comparativement à la «stratégie des meilleurs appareils» du scénario III, on postule dans ce cas des progrès rapides, mais aucune technique spéculative. Les instruments de politique énergétique du scénario IV doivent être complétés par des développements technologiques et des changements notamment dans la politique de l'habitat et des transports.

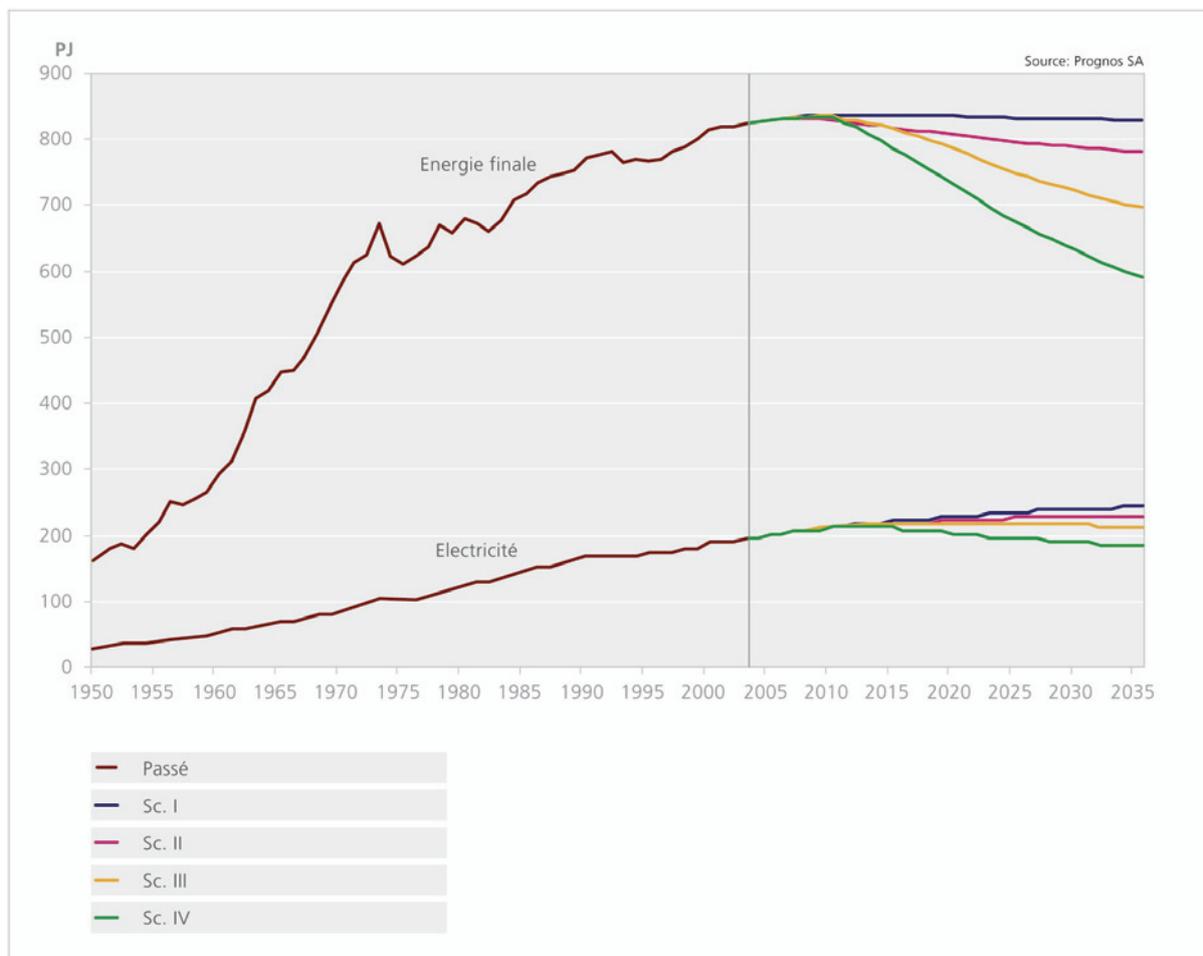
- **Demande d'électricité: la hausse se poursuit avec la «collaboration renforcée» et provisoirement aussi avec les «nouvelles priorités»**

Contrairement à la demande d'énergie globale, l'évolution à ce stade de la demande d'électricité (figure 3.1-6) ne présente que peu de périodes sans croissance constante de la demande (phénomène observable pour la dernière fois au début des années 90). A l'avenir, la demande suivra largement, dans le cas du scénario I, l'évolution attendue du PIB. Bien que des nouvelles applications électriques plus efficaces que par le passé soient attendues, on prévoit une augmentation de la demande de courant de 29% jusqu'en 2035. L'augmentation annuelle moyenne de la demande est ainsi de 0,8%. Cette valeur se situe dans la plage inférieure envisagée par l'industrie électrique comme évolution probable et en deçà du taux de croissance annuel de 1,8% enregistré ces dix dernières années

Dans le scénario II, l'augmentation de la demande par rapport au scénario I est quelque peu freinée entre autre grâce au programme d'encouragement du «centime électrique». Dans le scénario III également, la demande d'électricité croît jusqu'en 2020 avant de diminuer légèrement.

La figure 3.1-6 présente l'évolution de la demande d'énergie et d'électricité pour tous les scénarios lorsque l'évolution des conditions-cadres suit la tendance.

Figure 3.1-6: **Demande d'énergie finale et d'électricité selon les scénarios, en PJ (évolution tendancielle des conditions-cadres)**



Seule la réalisation des conditions préalables supposées par le scénario IV permettra de renverser la tendance haussière de la demande d'électricité dès 2012, encore que la demande en 2035 ne soit que 2% en dessous de son niveau de référence de l'année 2000. Ce résultat, qui n'était pas attendu d'emblée, est supérieur aux perspectives présentées par les organisations environnementales. Il découle du nombre croissant, également dans le scénario IV (et non pris en compte dans les perspectives des organisations environnementales), des applications électriques et des évolutions diverses selon le secteur: si la demande de courant pour les pompes à chaleur électriques et les transports par le rail augmente fortement, la consommation des appareils et des installations diminue.

La stabilisation et la réduction de la demande d'électricité à long terme dans les scénarios III et IV ménagent des marges de manœuvre à la conception de l'offre d'électricité. Le scénario IV permet en particulier de moins utiliser les potentiels techniques coûteux des énergies renouvelables et des installations de couplage chaleur-force que dans les autres scénarios. Quelques centrales électriques seulement suffiront à couvrir les besoins des variantes d'offre importantes.

- **Indicateurs d'efficacité énergétique: demande d'énergie par habitant et par unité de PIB**

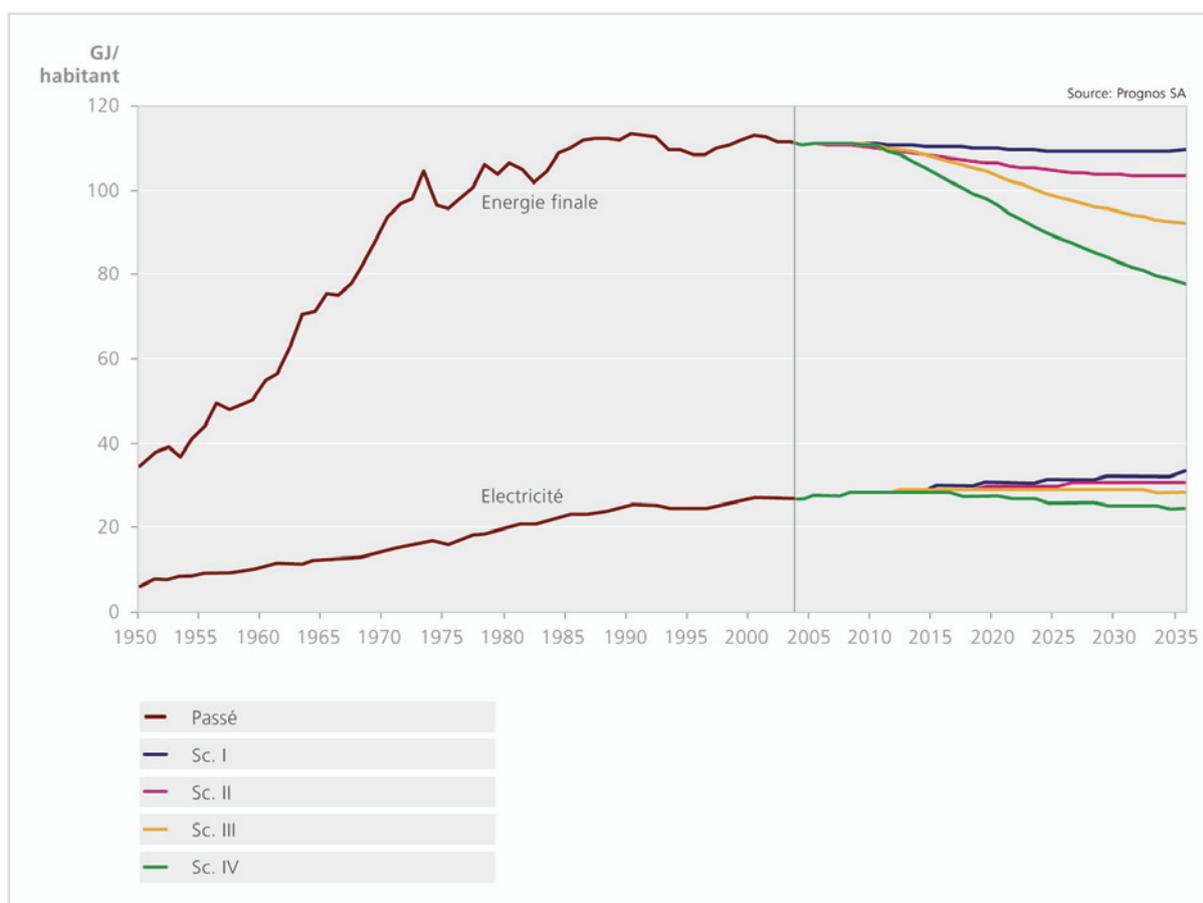
La demande d'énergie par habitant est largement stable depuis le milieu des années 1980 (figure 3.1-7). Projeté dans l'avenir, cet indicateur annonce un cours semblable à celui de la demande globale dans les divers scénarios, si la population reste largement stable. Jusqu'en 2035, la demande par habitant baisse de 3% avec le scénario I, de 19% avec le scénario III et de 31% avec le scénario IV.

La demande globale par unité de PIB diminue depuis le milieu des années 80 (figure 3.1-8). Cette évolution montre que la croissance économique se dissocie de la consommation finale, une tendance qui doit perdurer de 2000 à 2035. La demande d'énergie finale par unité de PIB se réduit de 25% dans le scénario I, de 37% dans le scénario III et de 46% dans le scénario IV.

- **Indicateurs d'efficacité électrique: demande d'électricité par habitant et par unité de PIB**

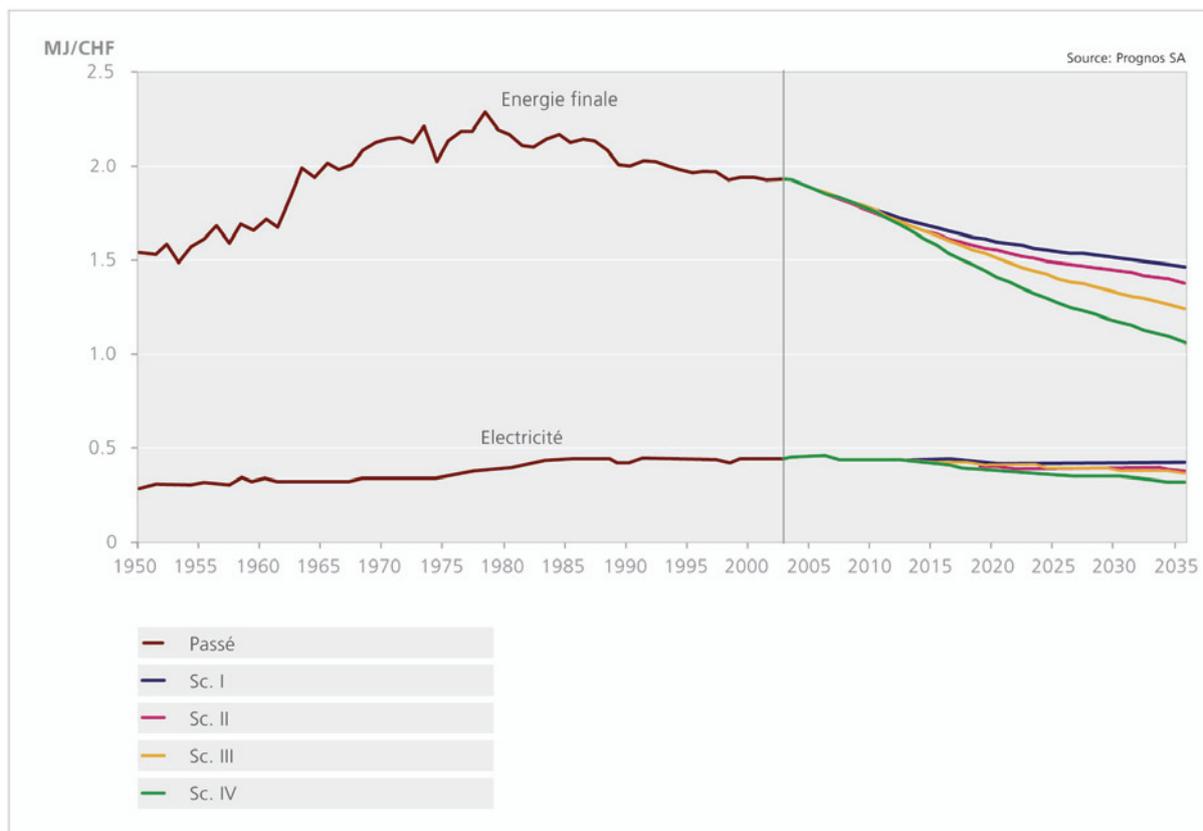
La demande par habitant augmente dans le scénario I comme c'est le cas depuis le milieu des années 80. L'atténuation de cette tendance, dans les scénarios II et III, est moins marquée pour la demande d'électricité que pour la demande globale (figure 3.1-7). Il y a lieu de prévoir un changement de tendance, allant vers une diminution de la demande par habitant, dès 2020 dans le scénario III et entre 2010 et 2015 dans le scénario IV. En 2035, par rapport à l'année 2000, la demande par habitant sera supérieure de 23% dans le scénario I et de 8% dans le scénario III, tandis qu'elle sera inférieure de 7% dans le scénario IV.

Figure 3.1-7: **Demande globale d'énergie finale et demande d'électricité par habitant, en GJ/habitant (évolution tendancielle des conditions-cadres)**



La demande de courant par unité de PIB est presque constante depuis le milieu des années 80 (figure 3.1-8). Jusqu'en 2035, la demande par unité de PIB diminue de 4% dans le scénario I, de 16% dans le scénario III et de 28% dans le scénario IV, où elle atteint son niveau des années 50.

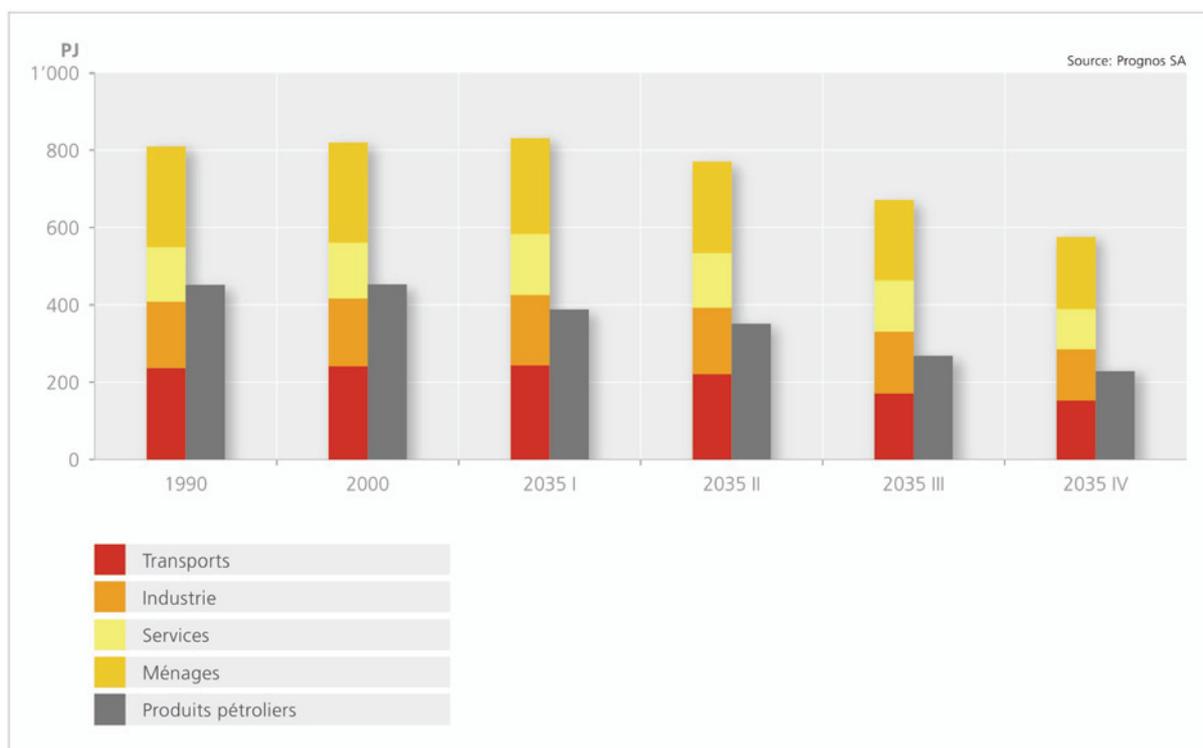
Figure 3.1-8: **Demande d'énergie finale et d'électricité par unité de PIB, en MJ par CHF (évolution tendancielle des conditions-cadres)**



- **Demande d'énergie finale par secteur**

Dans le scénario I, tous les secteurs de consommation à l'exception des ménages affichent une demande en hausse (figure 3.1-9 et tableau 3.1-1). Dans les autres scénarios (II à IV), la demande baisse dans tous les secteurs, de manière particulièrement nette dans les transports.

Figure 3.1-9: **Demande d'énergie finale selon les secteurs, en PJ (évolution tendancielle des conditions-cadres)**



- **Ménages**

L'amélioration des standards du bâtiment garantit entre 2000 et 2035 une diminution de la demande globale dans le secteur des ménages, de 4% dans le scénario I, de 19% dans le scénario III et de 29% dans le scénario IV. La demande d'électricité s'accroît plus qu'en moyenne dans les scénarios I et II, tandis qu'elle suit à peu près l'évolution de la demande globale dans les scénarios III et IV (tableau 3.1-2).

- **Services**

Le secteur des services présente en comparaison de fortes augmentations (ou des réductions inférieures à la moyenne) de la demande globale d'énergie finale. Cette évolution provient de la part croissante de ce secteur à la valeur ajoutée économique et de la poursuite de son équipement en appareils et en installations. Dans le scénario I, la demande d'électricité augmente de 40%, tandis qu'elle n'atteint que la moitié de cette valeur dans les scénarios II et III, en raison des standards d'efficacité et des programmes d'encouragement. Seul le scénario IV permet d'envisager une baisse, de 4%, de la demande d'électricité.

- **Industrie**

La croissance de la demande industrielle d'énergie est inférieure à la moyenne dans tous les scénarios. Il faut y voir la conséquence de la conscience qu'a le secteur des coûts de l'énergie et du recul des entreprises grandes consommatrices d'énergie. Même dans le scénario I, une amélioration de l'efficacité est prévisible: en cas d'augmentation de 26% de la valeur ajoutée selon la variante «PIB tendanciel», la demande d'électricité n'augmente plus que de 15%, notamment grâce à des techniques transversales plus efficaces comme les pompes, les moteurs et les systèmes à air comprimé.

- **Transports**

Selon les scénarios II à IV, on attend des baisses de la demande globale légèrement supérieures à la moyenne dans le secteur des transports. L'augmentation de la consommation de courant dans le scénario IV (+ 46%) est frappante; elle s'explique par le transfert de la route au rail.

Tableau 3.1-1: **Demande d'énergie finale par secteur, écart en % entre 2035 et 2000 (évolution tendancielle des conditions-cadres)**

Secteurs \ Scénarios	I	II	III	IV
Ménages	- 4	- 7	-19	-29
Services ¹⁾	+15	1	- 3	-23
Industrie	+ 4	+ 1	- 8	-23
Transports ²⁾	+ 1	- 7	-20	-30
Total	+ 2	- 4	-14	-27

1) Y compris l'artisanat et l'agriculture

Source: Prognos SA

2) Sans les vols internationaux

Tableau 3.1-2: **Demande d'électricité par secteur, écart en % entre 2035 et 2000 (évolution tendancielle des conditions-cadres)**

Secteurs \ Scénarios	I	II	III	IV
Ménages	+33	+32	+13	0
Services ¹⁾	+40	+22	+21	- 4
Industrie	+15	+13	+ 6	- 8
Transports	+33	+33	+19	+46
Total	+29	+23	+13	- 2

1) Y compris l'artisanat et l'agriculture

Source: Prognos SA

3.1.3 Sensitivités au PIB élevé et au réchauffement climatique

- **La demande d'énergie finale est «robuste» face aux variations de l'évolution des conditions-cadres**

- Scénario I

Dans le scénario I, un PIB supérieur de 21% par rapport à la variante tendancielle entraîne, durant la période 2000-2035, une demande d'énergie finale d'à peine 5% plus élevée (figure 3.1-10). Pour les autres variations de l'évolution des conditions-cadres, les effets sont encore plus ténus. Si les prix réels du pétrole brut augmentent (de 30 à 50 USD/baril), la demande globale d'énergie finale ne se réduit que de 3%. L'hypothèse de prix du brut supérieurs de deux tiers n'entraîne donc pas de réévaluation fondamentale de l'évolution de la demande par rapport à la variante de prix à 30 USD/baril. Cette inertie s'explique par la lenteur du renouvellement des éléments existants, en particulier les bâtiments. Les changements de prix sur les marchés mondiaux n'influencent les prix des agents énergétiques finaux que de manière atténuée. Rapportée au PIB, la facture énergétique reste relativement faible par rapport à son niveau durant la crise des prix du pétrole des années 70, même lorsque les prix s'élèvent sur les marchés mondiaux (environ 4% dans la variante «PIB tendanciel», contre 7% bien comptés en 1974). Le réchauffement climatique, de 1,2 °C jusqu'en 2050, induit une réduction de la demande globale presque aussi importante que la variante des prix supérieurs, bien que l'effet soit inverse pour l'électricité. Cette évolution est due au besoin réduit de chauffage des locaux.

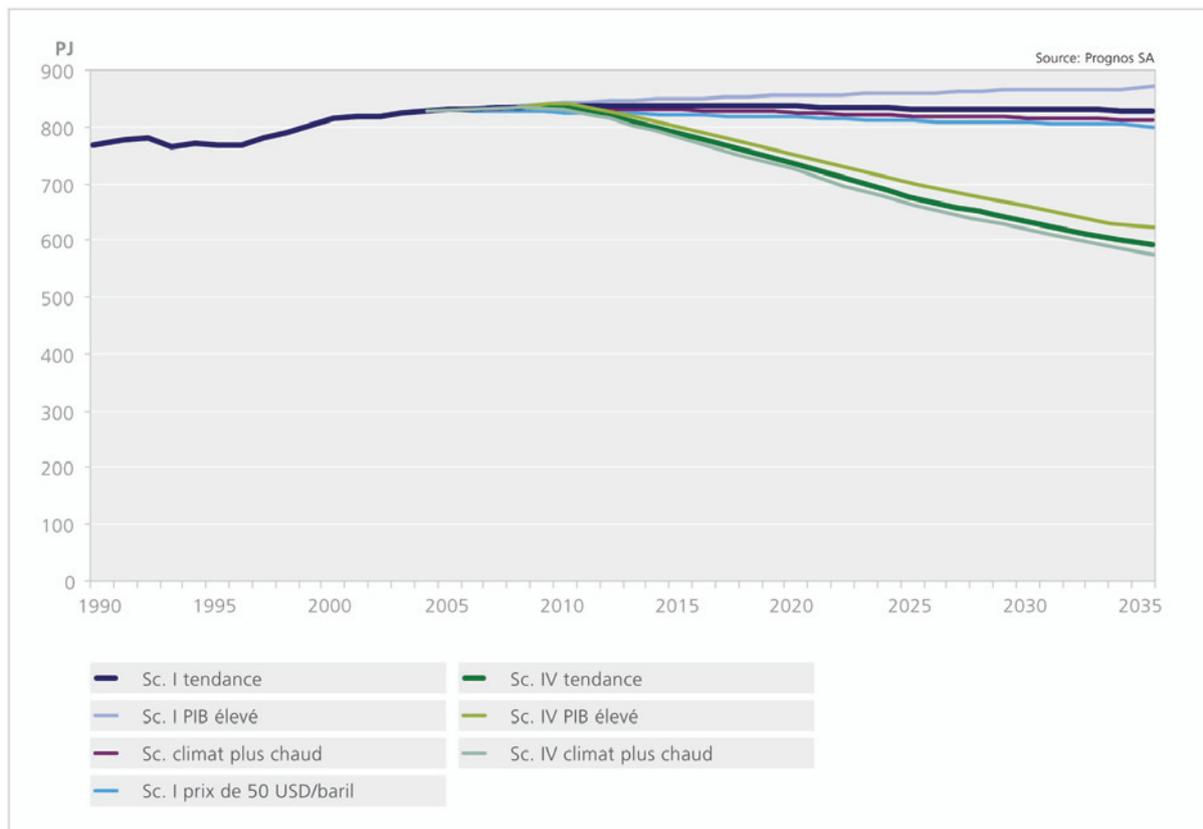
- Scénario II

Dans le scénario II, en cas de PIB élevé, la demande globale d'énergie finale (et la demande d'électricité) se rapproche de la variante «PIB tendanciel» dans le scénario I. Dans l'industrie, le PIB élevé exerce une telle influence dans le scénario II que la consommation globale d'énergie finale du secteur se situe nettement au-dessus du niveau qu'elle atteint dans le scénario I avec la variante «PIB tendanciel». En ce qui concerne les transports, la consommation finale globale s'accroît dans le scénario II en cas de PIB élevé, pour atteindre son niveau du scénario I dans la variante «PIB tendanciel». Les effets des instruments politiques se fondent donc dans le champ indistinct de l'évolution des conditions-cadres. Globalement, les différences dues à la variation de l'évolution des conditions-cadres sont également faibles dans le scénario II.

- Scénario IV

Dans le scénario IV (et dans le scénario III), on observe pour les sensibilités au «PIB élevé» et au «climat plus chaud» une situation similaire à celle du scénario I (figure 3.1-10). Dans le scénario IV, la demande globale d'énergie augmente de 5% en cas de PIB élevé, tandis qu'elle baisse de 2% en cas de réchauffement climatique en raison du besoin réduit de chauffage en hiver.

Figure 3.1-10: **Demande d'énergie finale: sensibilités dans les scénarios I et IV, en PJ**



• **La demande d'électricité réagit au réchauffement climatique et au PIB**

- Scénario I

Le réchauffement climatique entraîne jusqu'à 2035 une augmentation de la consommation d'électricité de 4% bien comptés, principalement en raison du besoin de réfrigération en été (figure 3.1-11). Dans le scénario I, le PIB plus élevé accroît la demande d'électricité de 5% bien comptés par rapport au PIB tendanciel.

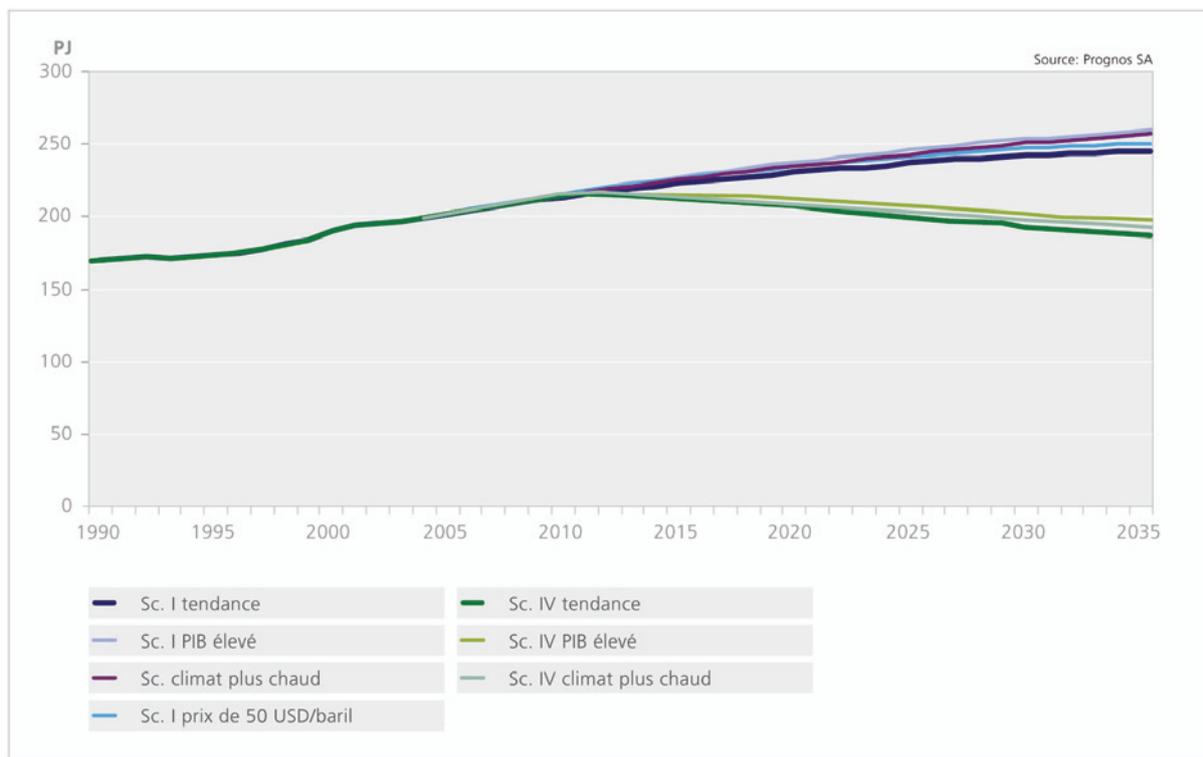
- Scénario II

Dans le scénario II, en cas de réchauffement climatique, la demande d'électricité augmente presque aussi fortement que dans le scénario I, malgré les prescriptions concernant l'efficacité des installations de climatisation. La hausse des prix du pétrole brut sur le marché mondial, associée à la taxe sur le CO₂, entraîne une légère substitution supplémentaire de l'électricité aux agents énergétiques fossiles (+ 2%).

- Scénario IV

Dans le scénario IV, la demande d'électricité augmente de près de 6% en cas de PIB élevé (figure 3.1-11); si le climat se réchauffe, la demande d'électricité s'accroît de 4% par rapport à la variante tendancielle. En valeurs absolues, les hausses sont plus faibles dans le scénario IV que dans le scénario I, car les appareils (y compris les installations de réfrigération) y sont nettement plus efficaces.

Figure 3.1-11: Demande d'électricité: sensibilités dans les scénarios I et IV, en PJ



3.1.4 Coûts de l'amélioration de l'efficacité énergétique dans les scénarios III et IV

Améliorer l'efficacité énergétique, éviter l'importation d'agents énergétiques fossiles et réduire les émissions de CO₂ est coûteux, selon l'ampleur des mesures prises. En comparant les coûts de ces économies d'énergie avec le prix de l'énergie dans les scénarios III et IV, il est possible d'évaluer si le renforcement de tels instruments et de telles mesures en vaut la peine au final.

- **Coûts des économies d'énergie du point de vue des investisseurs**

La taxe d'incitation sur l'énergie entraîne en premier lieu une augmentation des coûts de l'énergie. Grâce à la restitution du produit de cette redevance dans les scénarios III et IV, le pouvoir d'achat des habitants reste préservé, notamment pour des mesures visant l'amélioration de l'efficacité énergétique. On suppose que les acteurs agissent rationnellement du point de vue économique face à la hausse des prix de l'énergie finale et effectuent des investissements pour réduire les coûts. Les investissements devraient être rentables dans le délai fixé, qui est différent selon le secteur économique.

On n'est pas sûr de la manière dont évolueront, dans les scénarios III et IV, les coûts supplémentaires (coûts marginaux) de telle ou telle mesure d'amélioration de l'efficacité. C'est pourquoi on travaillera en l'occurrence avec la méthode des coûts d'investissements concurrentiels, qui permet de déterminer quelle sera la dernière incrémentation rentable des investissements effectués pour améliorer l'efficacité. On investira jusqu'à concurrence de cette limite (les coûts d'investissement effectifs peuvent être nettement inférieurs aux coûts marginaux selon le cas). Les économies d'énergie liées aux modifications des comportements (p. ex. réglage du chauffage, achat d'une voiture plus petite) ne sont donc pas intégrées dans la démarche. Si cette hypothèse est plutôt pessimiste, supposer la rationalité économique des acteurs (cf. ci-dessus) est plutôt optimiste.

Le montant maximal des investissements annuels consacrés à l'efficacité calculé de cette manière augmente dans le scénario III pour atteindre 2,5 milliards de francs en 2035. Dans le scénario IV, le montant annuel s'accroît jusqu'à 3,7 milliards de francs en 2029, pour redescendre à 3,45 milliards jusqu'en 2035. Dans le scénario IV, on prévoit en outre qu'un montant total de 15 milliards de francs soit investi dans les transports publics, durant la période considérée, en plus des investissements affectés à l'efficacité.

Les investissements annuels par habitant qu'il faudra consacrer chaque année à l'efficacité augmenteront jusqu'en 2020 pour atteindre le montant maximum de 350 francs dans le scénario III et de 560 francs dans le scénario IV. Rapportés au produit intérieur brut, les investissements annuels affectés à l'efficacité selon le scénario IV se montent au maximum à 1% du PIB à peine (figure 3.1-12). Les

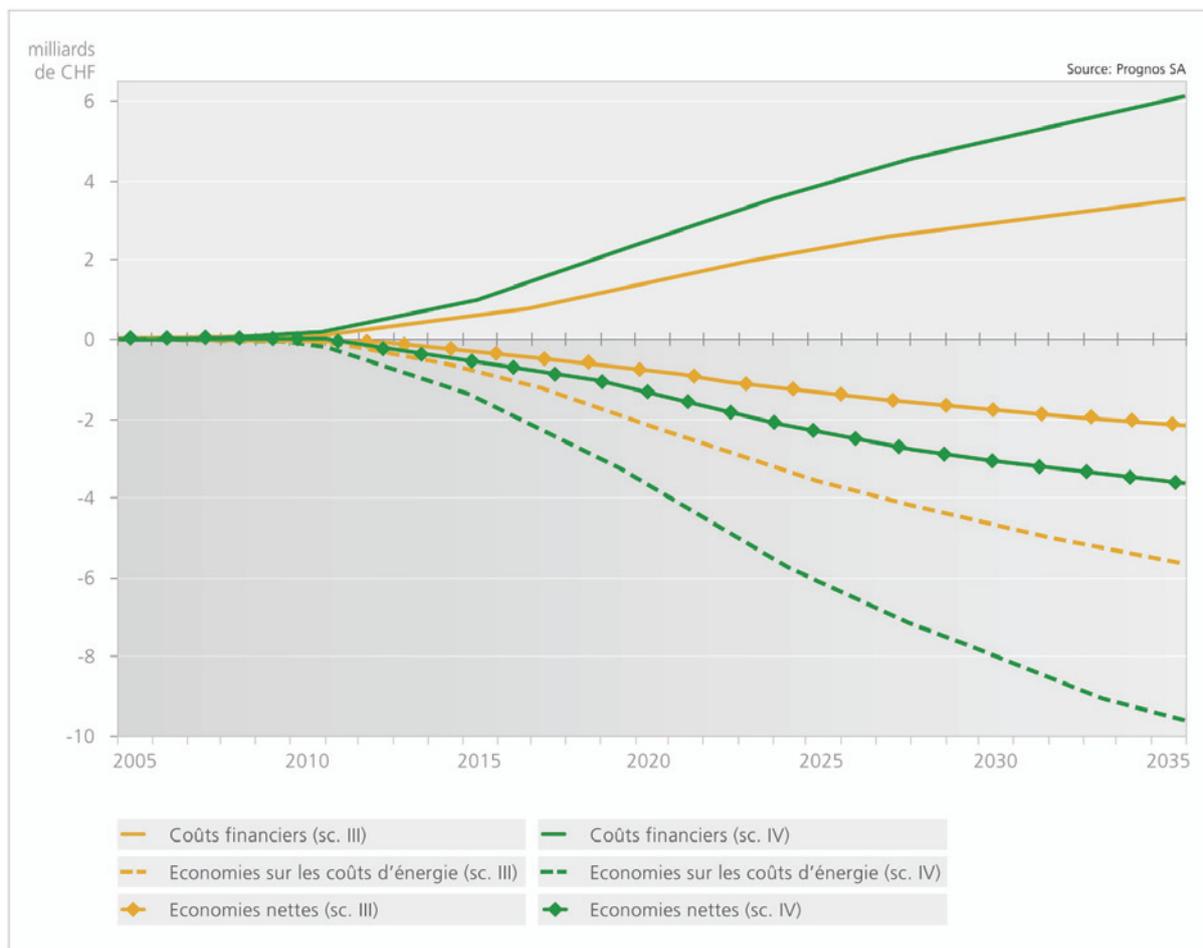
lignes en traitillé indiquent les parts des investissements annuels au PIB, après déduction des importations d'énergie évitées (énergies fossiles et électricité). Ces économies sur les importations croissent avec le temps et à mesure que l'efficacité énergétique s'améliore. L'écart toujours plus marqué entre la ligne continue et le traitillé pour un scénario donné reflète cette évolution.

Figure 3.1-12: **Part au PIB des investissements annuels consacrés à l'efficacité dans les scénarios III et IV, en %, avec et sans déduction du coût des importations d'énergie évitées**



A ces investissements fait face, tant que dure l'effet des mesures, une économie sur les coûts d'énergie finale. Les ménages et les entreprises économes sont délestés des coûts d'énergie évités. Du point de vue des investisseurs, les investissements dans l'efficacité sont plus que compensés par les économies réalisées sur les coûts d'énergie. Les économies nettes cumulées jusqu'en 2035 (sommées des investissements annuels prévus moins les économies) sont de 2 milliards de francs avec le scénario III et de 3,8 milliards avec le scénario IV (figure 3.1-13).

Figure 3.1-13: **Coûts financiers, économies sur les coûts d'énergie et économies nettes résultant des investissements dans les scénarios III et IV, en milliards de CHF**



A partir des investissements et des coûts évités, on calcule les coûts spécifiques de l'économie d'énergie, qui varient légèrement au cours de la période considérée. On obtient les coûts moyens en divisant la somme de tous les investissements prévus durant la période concernée par les économies nettes que ces investissements doivent générer. Le tableau 3.1-3 résume les résultats.

Tableau 3.1-3: **Coûts spécifiques maximaux et coûts spécifiques moyens des économies d'énergie et des émissions de CO₂ évitées**

	Unité	Scénario III	Scénario IV
Coûts maximaux de l'économie de mazout	CHF/l	0,60	0,58
Coûts moyens de l'économie de mazout	CHF/l	0,40	0,38
Coûts maximaux de l'économie de carburant (y c. investissements dans les infrastructures)	CHF/l	0,98	1,01
Coûts moyens de l'économie de carburant (y c. investissements dans les infrastructures)	CHF/l	0,80	0,74
Coûts maximaux par tonne de CO ₂ évitée (combustibles et carburants)	CHF/t	227	212
Coûts moyens des économies d'électricité	CHF/kWh	0,11	0,11

Source: Prognos SA

Les mesures d'efficacité considérées dans les scénarios III et IV sont en moyenne déjà rentables aux prix actuels de l'énergie (décembre 2006), mais elles ne seront réalisées que lentement et partiellement en raison d'autres priorités d'investissement, des conditions requises en temps et en capital pour réaliser les investissements, de conflits d'intérêts entre les investisseurs et les utilisateurs et du fait d'autres entraves. On ne peut escompter les économies d'énergie présentées qu'à l'aide de fortes incitations.

Les coûts d'économie d'énergie ne diffèrent pas beaucoup entre les scénarios III et IV. En d'autres termes, les progrès en matière d'efficacité prévus par le scénario IV permettent des économies d'énergie supérieures à des coûts spécifiques similaires. Les investissements sont néanmoins plus importants dans le scénario IV que dans le scénario III.

- **Economies d'énergie, diminution des importations et réduction du CO₂**

Selon la variante d'offre, le secteur de l'électricité génère une quantité plus ou moins importante de CO₂. Les comparaisons suivantes donnent une idée du coût des économies, réduction des émissions de CO₂ comprise:

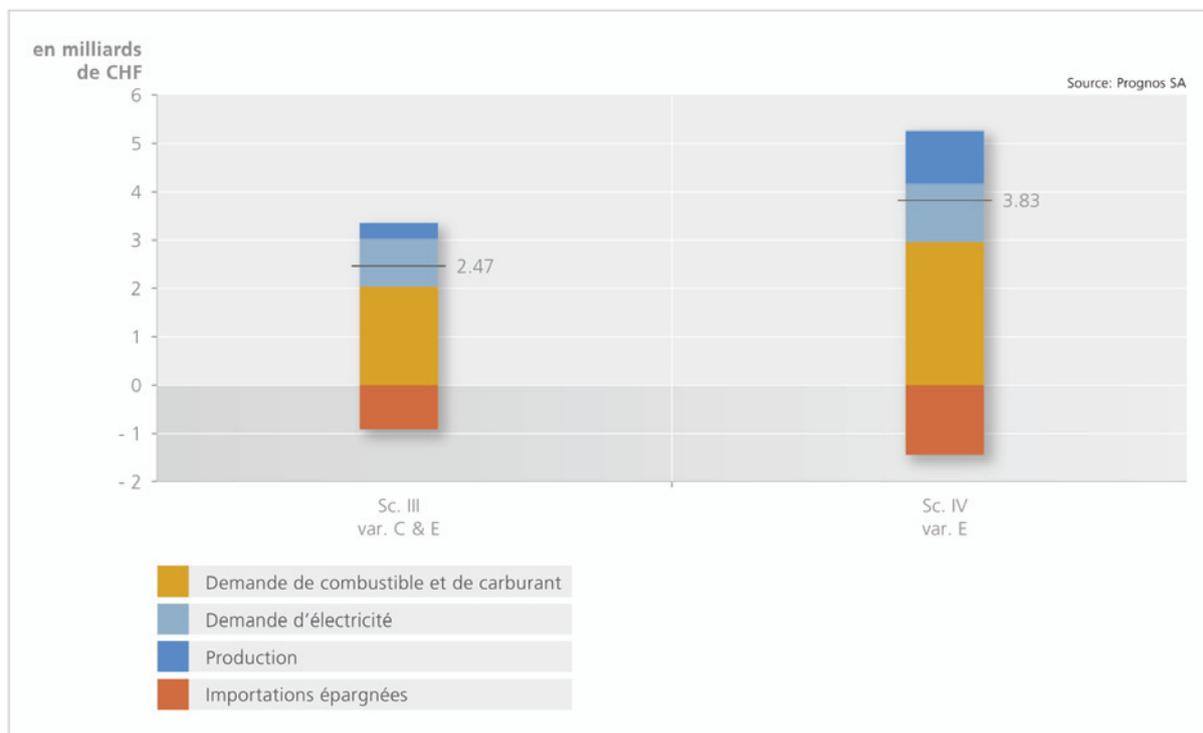
- les économies de CO₂ dans le scénario III (variante C & E) sont de 14,1 millions de tonnes par rapport au scénario I (variante C). La variante C & E est financièrement la plus avantageuse parmi les variantes dont la proportion de «courant vert» est importante;
- le scénario IV (variante E) apporte une économie de 22,3 millions de tonnes de CO₂ par rapport au scénario I (variante d'offre C). La variante E apparaît être la plus coûteuse des «variantes vertes».

Les coûts totaux en 2035 comprennent les économies réalisées du côté de la demande et la différence des coûts de production entre les diverses variantes d'offre d'électricité citées. On établit le solde de ces coûts en déduisant la valeur des importations d'énergie issue d'agents énergétiques fossiles qu'ils permettent d'éviter. La figure 3.1-14 en présente le résultat pour 2035.

Par rapport au scénario I (variante C), les coûts totaux nécessaires à la réduction de 14,1 millions de tonnes de CO₂ dans le scénario III (variante C & E) sont de 2,47 milliards de francs. Les coûts totaux de la réduction de 22,3 millions de tonnes de CO₂ dans le scénario IV (variante E) par rapport au scénario I (variante C) sont de 3,8 milliards de francs. Ces coûts se situent au plus entre 0,5% (scénario III) et 0,7% (scénario IV) du PIB ou encore entre un maximum de 330 francs (scénario III) à 510 francs (scénario IV) par habitant.

Les coûts des économies représentés ci-après découlent du paquet de mesures global spécifique à chaque scénario. Les coûts supplémentaires requis par une mesure et les critères de rentabilité respectifs des divers secteurs sont généralement déterminants pour les décisions individuelles. Par ailleurs, ces calculs ne comprennent pas les effets sur le circuit économique général. C'est pourquoi les chiffres cités ne peuvent pas être interprétés en l'occurrence comme «coûts» et «utilité» en termes d'économie politique.

Figure 3.1-14: **Scénario III, variante C & E, et scénario IV, variante E: coûts des économies totales d'énergie par rapport au scénario I, variante C, en 2035 (milliards de CHF)**



3.2 Energies renouvelables

3.2.1 Electricité

- **Techniques et possibilités d'utilisation**

En 2005, 58,3% de la production indigène d'électricité provenait d'énergies renouvelables (56,5% de l'énergie hydraulique et 1,8% d'autres énergies renouvelables). La principale contribution des autres énergies renouvelables à la production de courant était fournie, à raison de 1,5%, par la partie biogène des déchets brûlés dans les usines d'incinération des ordures (50% de ces déchets sont réputés biogènes). Actuellement, seuls 3 à 5% des consommateurs d'électricité recourent à l'offre munie d'un label de courant écologique, pour ne couvrir qu'une modeste part de leur besoin. Pourtant, 90% des clients ont déjà accès à une offre de courant vert. Il est difficile, sans moyens promotionnels supplémentaires, d'augmenter la fourniture d'électricité issue des petites centrales hydroélectriques (< 10 MW), du photovoltaïque, du biogaz et de la biomasse (en particulier du bois), car leurs coûts de revient excèdent le prix actuel du marché.

Maints experts attendent beaucoup à long terme du photovoltaïque, de la biomasse et, depuis quelques années, de la géothermie profonde. La contribution de celle-ci à la production de courant est incertaine, car elle dépend de facteurs encore peu connus, comme les conditions géologiques locales ou le volume et la durabilité des sources d'énergie considérées. Comme le taux de rendement de la production d'électricité n'est que de 15%, les rejets de chaleur doivent être refroidis s'ils ne sont pas injectés dans un réseau thermique.

On peut financer les coûts supplémentaires du courant (et du gaz) issu d'énergies renouvelables par la rémunération du courant injecté à concurrence des coûts, les quotas de fourniture obligatoire (avec la possibilité de compenser les pénuries et les excédents par l'échange de certificats verts) ou la procédure d'appel d'offres. Dans les scénarios, on postule le financement aussi avantageux que possible des coûts supplémentaires, sans examiner les avantages et les inconvénients des divers modèles d'encouragement. Il s'agit aussi de promouvoir l'utilisation efficace de l'électricité, qui rend l'utilisation du courant vert attractive pour couvrir les besoins restants.

Le tableau 3.2-1 présente, dans la mesure où ils apparaissent, les potentiels techniques et écologiques de la production de courant à partir d'énergies renouvelables.

Tableau 3.2-1: **Potentiels techniques et écologiques de développement de la production électrique à partir des énergies renouvelables, en TWh**

Potentiel écologique de la biomasse	3,2-4,2
Potentiel écologique du photovoltaïque ¹⁾	9,4-17,7
Potentiel technique de développement de la force hydraulique (y compris les grandes centrales hydroélectriques)	7,6
Potentiel technique de l'énergie éolienne	22,0
Potentiel écologique de l'énergie éolienne	1,5-4,0

1) Le potentiel technique du photovoltaïque correspond à peu près à son potentiel écologique, puisque l'on n'utilise en principe que des surfaces bâties. La gestion nécessaire de la puissance n'est pas prise en compte.

- **Potentiels attendus de la production d'électricité issue des énergies renouvelables (sans les grandes centrales hydroélectriques)**

La figure 3.2-1 présente les potentiels réalisables dans les conditions du scénario, c'est-à-dire les potentiels attendus en 2035. Dans le scénario I, avec la rémunération actuelle du courant injecté, la production d'électricité issue d'énergies renouvelables reste pratiquement constante, ¾ de cette production provenant de la partie renouvelable des déchets incinérés.

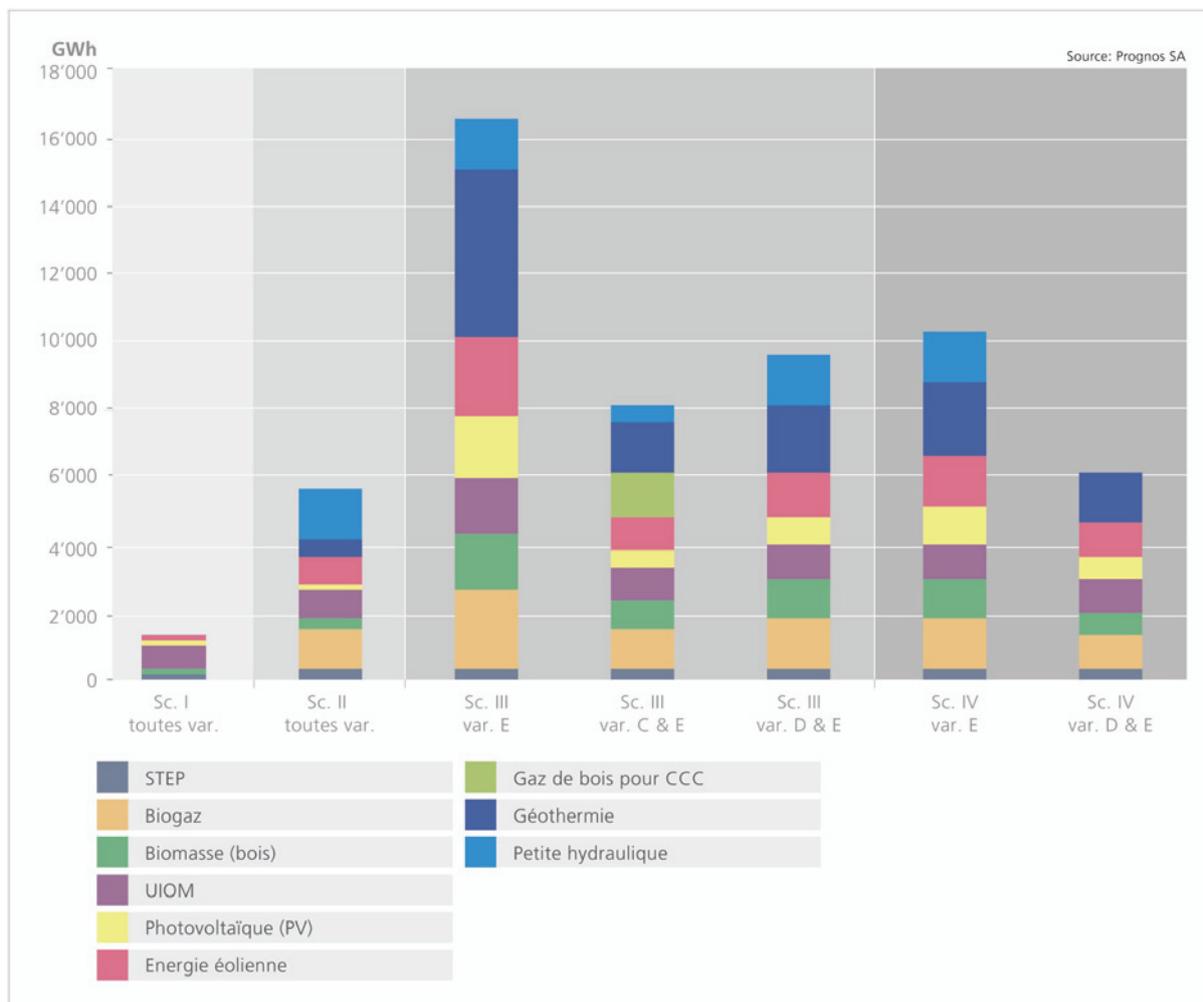
Dans le scénario II, qui intègre les instruments promotionnels de la loi sur l'approvisionnement en électricité, 5,7 TWh sont produits en 2035 grâce à une combinaison, parmi plusieurs envisageables, de petites centrales hydroélectriques, de géothermie, d'énergie éolienne, de centrales à bois et d'installations au biogaz. Pour des raisons financières, le photovoltaïque joue un faible rôle dans ce scénario.

Dans le scénario III, la pénurie d'approvisionnement en électricité, qui totalise 13,5 TWh en 2035, est intégralement couverte par les énergies renouvelables dans la variante d'offre E. On présume dans ce cas que la géothermie réussit une percée avant 2020 et que sa contribution en 2035 est de 5 TWh. Le photovoltaïque vient ensuite avec 2 TWh. Quant à la biomasse (bois et déchets organiques sans UIOM), elle fournit 4 TWh, qui correspondent presque à la totalité du potentiel écologique disponible pour produire de l'électricité (le potentiel écologique restant de la biomasse, de 127 PJ ou 35,3 TWh, est mis à la disposition de la production de chaleur et éventuellement de carburant. S'agissant de l'énergie éolienne, la moitié environ du potentiel écologique de 4 TWh sera réalisée.

Les variantes combinées C & E et D & E du scénario III nécessiteront en 2035 encore 8,0, respectivement 9,5 TWh de courant issu des énergies renouvelables (sans les grandes centrales hydroélectriques), du gaz de bois complétant l'alimentation des centrales à gaz dans le premier cas.

Dans les variantes d'offre E et D & E du scénario IV, la pénurie d'approvisionnement en électricité de 5,0 TWh (6,6 TWh pendant le semestre d'hiver) peut être totalement comblée par les énergies renouvelables. Dans la variante combinée D & E, il faut en 2035 environ 2 TWh de biomasse, 0,5 TWh de photovoltaïque, 1 TWh d'énergie éolienne et 1,5 TWh de géothermie.

Figure 3.2-1: **Potentiels de développement attendus en 2035 pour la production d'électricité issue des énergies renouvelables (sans les grandes centrales hydroélectriques), par scénarios et variantes d'offre, en GWh par année**



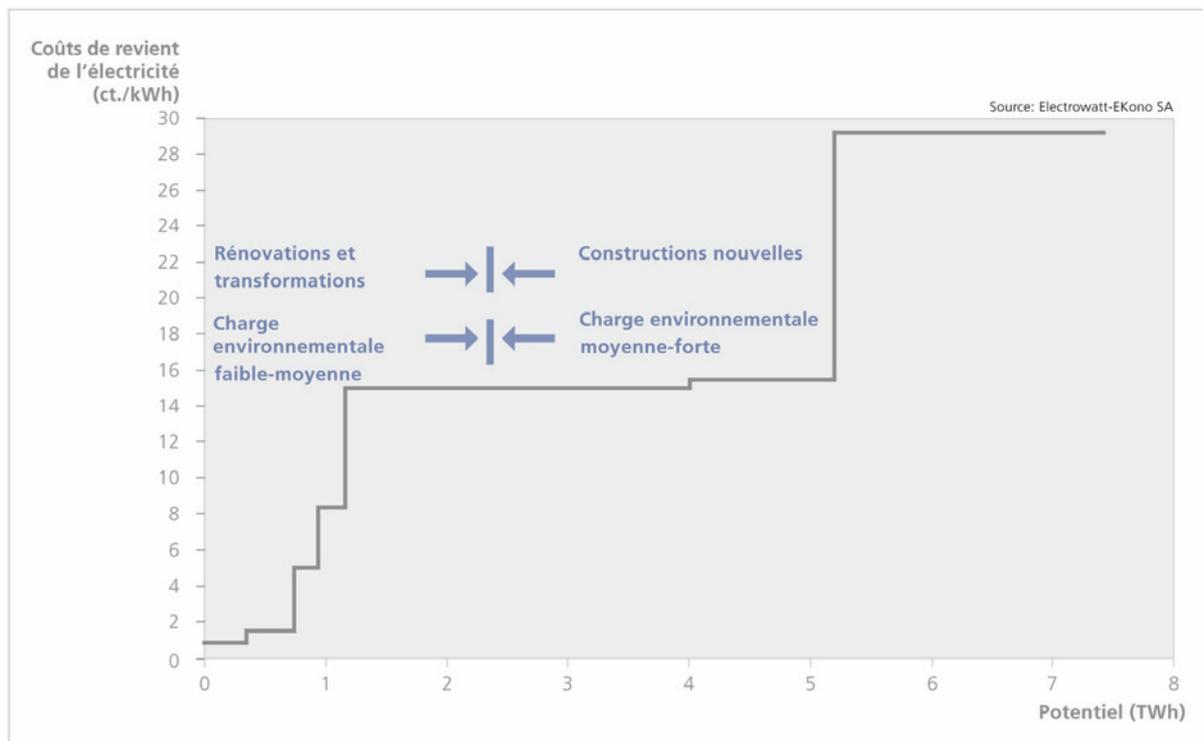
3.2.2 Force hydraulique

- **Techniques et possibilités d'utilisation**

La force hydraulique revêt une grande importance dans tous les scénarios. On ne table pourtant pas sur l'aménagement intégral des potentiels techniques d'exploitation de la force hydraulique. On prévoit que divers facteurs ou entraves à ce développement interviendront dans ce processus et pourront évoluer. Il est possible de stimuler le développement de l'utilisation de la force hydraulique en modérant les redevances hydrauliques au début de la concession et en renonçant à renforcer dans cette phase initiale les dispositions en matière de débits résiduels. L'ouverture du marché de l'électricité – avec l'augmentation des opérations commerciales (munie d'une garantie d'origine) et un besoin croissant d'énergie de réglage – exerce des effets plus importants, mais moins influençables. Des possibilités supplémentaires s'offrent donc pour les centrales d'accumulation et les centrales de pompage-turbinage. L'influence du réchauffement climatique est présentée au chapitre 3.4.6.

La figure 3.2-2 présente les catégories de mesures techniques (rénovations et constructions nouvelles), par ordre de volumes de production supplémentaires, c'est-à-dire selon leurs potentiels, et en fonction de leurs coûts spécifiques en centimes par kWh. En ce qui concerne la force hydraulique, contrairement aux autres énergies renouvelables, le progrès technique ne permet qu'un faible 'abaissement' de la courbe coûts-potentiel. Comme pour les autres technologies, les coûts augmentent à mesure que l'exploitation des potentiels s'accroît, car des installations tendanciellement moins favorables sont alors utilisées. A l'instar des autres énergies renouvelables, l'approvisionnement en énergie primaire est garanti, mais il n'est pas gratuit pour autant (redevances hydrauliques). Une augmentation d'environ 1 TWh, en particulier par la rénovation d'installations existantes, est actuellement concurrentielle. Un développement plus important requiert une politique d'encouragement.

Figure 3.2-2: **Potentiel technique de production d'électricité supplémentaire au moyen de la force hydraulique, en relation aux coûts (ct./kWh)**



• **Potentiels attendus**

Le tableau 3.2-2 ne contient pas les rénovations des centrales existantes. Elles compensent de justesse, avec 0,9 TWh par an, les futures pertes de production prévues durant la période considérée en raison de la mise en œuvre de la disposition minimale sur les débits résiduels. Après 2035, des pertes de débits résiduels plus importantes sont possibles. Dans le scénario II, les petites centrales hydroélectriques (soit les installations en deçà de 10 MW) sont encouragées, si bien qu'une partie du potentiel de développement peut être assurée par des constructions nouvelles. Avec le scénario III, on table en priorité soit sur de grandes centrales hydroélectriques (dans les variantes d'offre centralisées A et C), soit sur de petites centrales hydroélectriques (dans les variantes d'offre décentralisées D et E), tandis que la variante d'offre E recourt à des centrales hydroélectriques de grande et de petite taille pour combler la pénurie.

Tableau 3.2-2: **Potentiel de développement attendu de la force hydraulique (sans les rénovations), selon les scénarios et les variantes d'offre, en TWh**

Scénarios	Var. A	Var. B	Var. C	Var. D	Var. E	Var. C & E	Var. D & E	Var. G
I	Transformations	Transformations	Transformations	-	-	-	-	Transformations
	1,2	1,2	1,2	-	-	-	-	1,2
II	<10 MW	<10 MW	<10 MW	-	-	-	-	<10 MW
	2,5	2,5	2,5	-	-	-	-	2,5
III	>10 MW	-	>10 MW	<10 MW	GCHE + PCHE	>10 MW	<10 MW	>10 MW
	2,5	-	2,5	2,5	4,1	2,5	2,5	2,5
IV	Transformations	-	Transformations	Transformations	<10 MW	-	Transformations	Transformations
	1,2	-	1,2	1,2	2,5	-	1,2	1,2

GCHE: grande centrale hydroélectrique (>10 MW); PCHE: petite centrale hydroélectrique (< 10 MW).

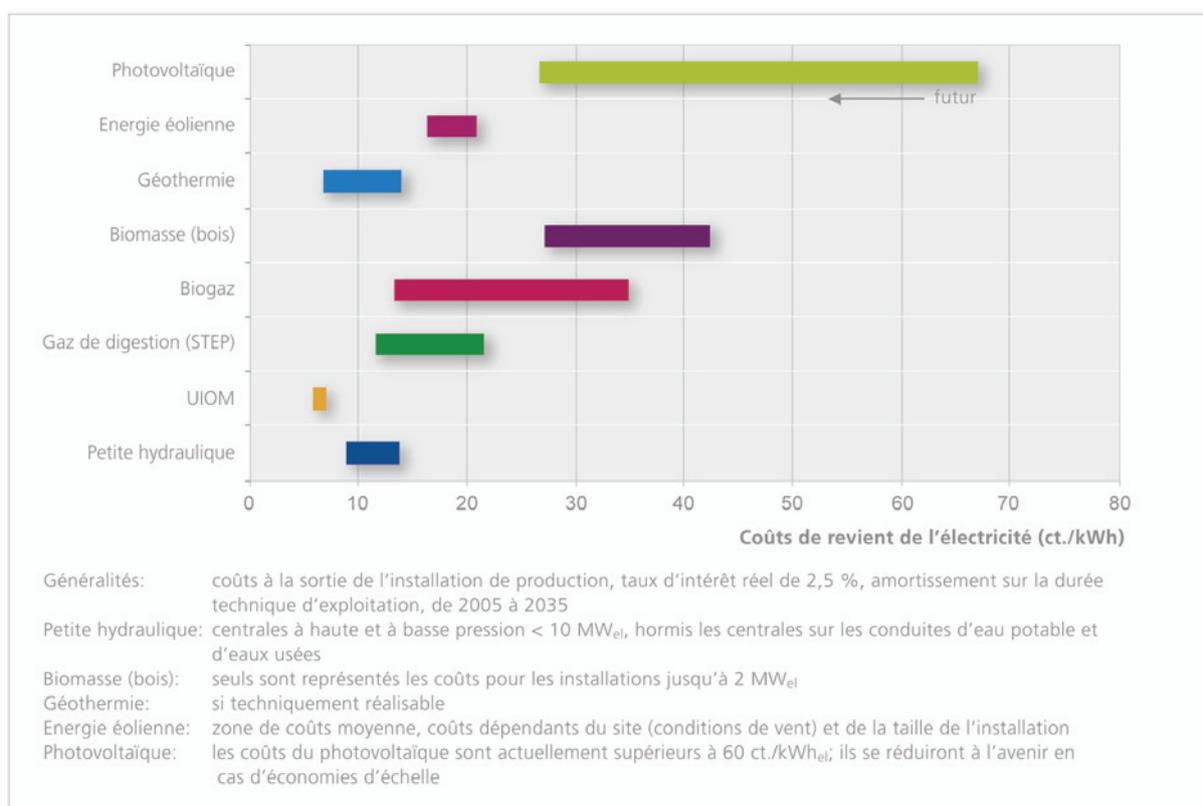
Les grandes centrales d'accumulation et de pompage-turbinage prévues à Emosson, au Grimsel et à Linth-Limmern serviront principalement à fournir de la puissance de pointe. Elles fourniront quelque 4 TWh de courant de pointe, mais nécessiteront 5,1 TWh d'électricité de pompage, qui seront comptabilisés comme demande supplémentaire (avec les centrales de pompage-turbinage existantes, la consommation en 2035 se monte à environ 7 TWh).

3.2.3 Coûts de la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables

• Fourchettes de coûts

Dans le cadre des «Perspectives énergétiques», les calculs s'effectuent selon les plages présentées à la figure 3.2-3. Les coûts de revient reposent sur un amortissement des installations réparti au long de leur durée de fonctionnement et sur un taux d'intérêt économique à long terme. Ces coûts sont tendanciellement plus bas que ceux qui seraient calculés avec des critères relevant de la gestion d'entreprise; du point de vue méthodologique, ils sont comparables à ceux que présentent les techniques de production conventionnelles.

Figure 3.2-3: Coûts de revient moyens de l'électricité entre 2005 et 2035, en ct./kWh



• Evolutions contradictoires et facteurs d'influence

Les coûts d'une nouvelle technique baissent en général à mesure que le nombre des installations croît et que la puissance installée cumulée augmente. Outre les économies d'échelle apportées par l'augmentation des parts de marché, on apprend en cherchant et en faisant, et un effet de regroupement permet de développer et de compléter conjointement des familles technologiques. Les scénarios prennent de tels effets en compte. Néanmoins, les données de la littérature concernant les baisses de prix ne sont généralement pas spécifiques au pays et elles sont en tout cas incertaines.

Dans un marché caractérisé par la pression sur les coûts, on réalise d'abord les sites et les installations les moins coûteux. Le potentiel des classes de puissance avantageuses est toutefois limité. Une fois ce potentiel épuisé, il faut passer à une classe plus onéreuse, ce qui affaiblit ou compense la dégressivité des coûts. L'importance de cet effet est difficile à évaluer, en raison du manque de données sûres. Mais il joue un rôle dans les variantes où le courant vert est fortement encouragé, surtout pour les technologies tributaires de leur emplacement comme la technologie éolienne, les petites centrales hydroélectriques et, dans une moindre mesure, le photovoltaïque et la biomasse. C'est pourquoi on intègre dans les modélisations, qui postulent pour l'heure les classes de puissance avantageuses pour les coûts, une valeur correctrice, afin d'éviter de surestimer l'effet des instruments d'encouragement.

On considère également que seuls des coûts plus élevés permettront d'atteindre des taux d'efficacité sensiblement plus importants.

3.2.4 Chaleur issue des énergies renouvelables

- **Techniques et possibilité d'utilisation en général**

La plupart des installations destinées à produire de la chaleur à partir d'énergies renouvelables sont construites exclusivement ou principalement dans les bâtiments nouveaux ou lorsqu'un chauffage fait l'objet de mesures d'assainissement. Il est aussi possible d'installer des systèmes complémentaires, comme les collecteurs solaires, entre les cycles d'assainissement. Les conditions techniques et opérationnelles constituent des limites supplémentaires. La taille et la croissance d'une branche ont une influence sur l'exploitation des potentiels.

Tous les systèmes de chauffage alimentés par des énergies renouvelables sont d'un haut niveau de développement technique. Ils sont efficaces et fiables. Les améliorations possibles concernent surtout l'intégration du système, un aspect sur lequel travaille la recherche appliquée. Le transfert technologique s'effectue assez lentement, notamment parce que les fabricants, les commerçants et les installateurs de Suisse sont presque tous structurés par professions. Les coûts initiaux sont élevés par rapport à ceux des systèmes de chauffage traditionnels et des chauffe-eau électriques. La stabilisation à long terme des cours du pétrole à un niveau élevé ou une taxe d'incitation sur l'énergie sont susceptibles de modifier les manières de penser et de stimuler la demande de ces nouveaux types de chauffage.

- **Chauffages au bois**

Le bois est une source d'énergie traditionnelle en Suisse, raison pour laquelle nous en donnons une présentation plus détaillée. On utilise le bois aux fins de chauffage sous forme de copeaux (grandes installations), de bûches ou de pellets (installations de petite ou de moyenne taille). Soit le bois ainsi utilisé provient directement de la forêt, soit il s'agit de déchets ou de rebuts générés par l'activité économique de la branche du bois.

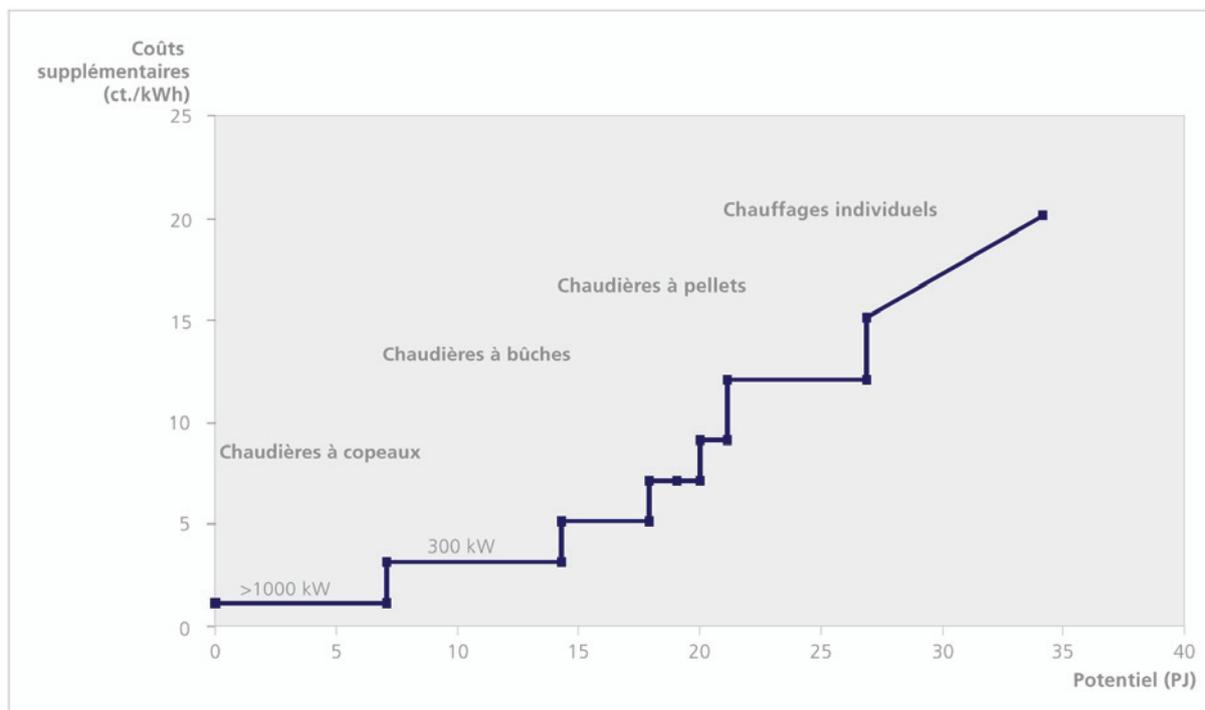
Le potentiel supplémentaire aujourd'hui utilisable techniquement (sans le vieux bois) atteint environ 34 PJ et consiste exclusivement en bois produit par la croissance de la forêt. Ce potentiel est en concurrence avec l'utilisation du bois comme matériau (bois d'industrie). L'utilisation intégrale de ce potentiel technique correspondrait environ à un doublement de l'emploi du bois-énergie de l'année 2000 (32,5 PJ).

Les coûts de revient présentés à la figure 3.2-4 sont des fourchettes de coûts des diverses technologies. En admettant que le prix du bois de chauffe suive davantage le cours du pétrole, la rentabilité des installations de bois-énergie dépend avant tout des coûts d'investissement. En particulier, lors de la conversion à partir d'un système de chauffage conventionnel, les coûts d'investissement dépendent de manière déterminante des travaux nécessaires à l'intégration de la nouvelle installation; les coûts varient donc selon le type de bâtiment.

La figure 3.2-4 indique le potentiel technique supplémentaire de production calorifique en relation aux suppléments de coûts du chauffage au bois. Les grandes installations de 300 et 1000 kW de puissance, dont le potentiel global avoisine 15 PJ, affichent les coûts supplémentaires les plus bas (1, respectivement 3 ct./kWh). Les coûts supplémentaires des chaudières à copeaux et à bûches, dans le domaine de 35 à 50 kW, sont compris entre 5 et 9 ct./kWh. Le segment des chaudières à pellets (env. 15 kW), actuellement en forte croissance et dont le potentiel est de 4 PJ, présente des coûts supplémentaires de 12 ct./kWh. Les installations les plus onéreuses sont les chauffages individuels (pour un seul local), dont les coûts supplémentaires sont de 15 à 20 ct./kWh. Les coûts de protection de l'air sont considérables pour les petites installations.

Dans les bâtiments existants, on peut combiner les chaudières à bois et la distribution de chaleur installée avec des températures d'entrée élevées. Il faut cependant remplacer la citerne à mazout par un silo à copeaux ou à pellets. C'est pourquoi la figure ne distingue pas entre une construction nouvelle et un assainissement.

Figure 3.2.-4: **Potentiel technique de production supplémentaire de chaleur au moyen des chauffages à bois, en relation aux coûts (ct./kWh)**



- **Collecteurs solaires**

Les collecteurs solaires servent à chauffer l'eau et, dans certains cas, ils sont un appoint au chauffage des locaux. Les collecteurs plats vitrés ont progressé ces dernières années d'environ 9% (en surface) et de 25% (en ventes). La moitié environ de la production de chaleur solaire, actuellement de 1 PJ, provient de collecteurs plats à tubes et vitrés, l'autre moitié venant de collecteurs non vitrés (surtout pour les piscines) et des collecteurs de séchage du foin. Les installations destinées aux immeubles de plusieurs logements sont plus rentables que les petites installations. Mais une progression de leur part de marché ne s'est esquissée que ces dernières années. S'agissant des collecteurs solaires, ils permettent d'épargner des coûts de combustible, mais ils ne couvrent généralement pas le besoin de chauffage des locaux tout au long de l'année, ce qui requiert un système de chauffage supplémentaire ou des systèmes de stockage coûteux. La part d'eau chaude que l'installation solaire permet de préparer détermine pour l'essentiel la rentabilité de celle-ci. Une installation suffisamment grande permet certes de couvrir le besoin en eau chaude également durant l'hiver, mais il n'est généralement pas possible d'utiliser les excédents de chaleur durant l'été. Les coûts supplémentaires des installations solaires sont compris, selon l'application, entre 20 ct./kWh (grandes installations de préchauffage) et 30-50 ct./kWh (eau chaude pour les maisons individuelles ou les installations de chauffage).

La chaleur solaire gagnera en importance dans les maisons individuelles en cas d'évolution incertaine des prix des combustibles fossiles, car les propriétaires attachent une grande importance à la sécurité de l'approvisionnement et à l'indépendance. En outre, les installations solaires facilitent l'obtention de normes de construction exigeantes, comme le label MINERGIE-P. On escompte en 2035 1,4 PJ dans le scénario I (variante tendancielle) et 8,0 PJ dans le scénario IV.

- **Pompes à chaleur électriques (PAC)**

Selon les points de vue, les attentes quant aux possibilités futures des pompes à chaleur (PAC) sont très disparates. C'est pourquoi nous présentons en l'occurrence les PAC de manière complète. Personne ne conteste que la consommation d'énergie primaire, par rapport à une chaudière au mazout, puisse être réduite d'une bonne moitié. On présuppose alors l'emploi de centrales à gaz hautement efficaces pour produire le courant nécessaire aux pompes à chaleur électriques; de ce fait, dans certains cas, des experts estiment que le potentiel technique de réduction des émissions de CO₂ est très élevé.

- Techniques et possibilités d'utilisation

Les petites PAC sont arrivées à maturité et sont disponibles en séries. L'indice de performance annuel (ratio entre la chaleur produite et l'électricité reçue) augmentera encore avec des mesures incitatives. Dans les scénarios, on présuppose un indice de performance annuel allant jusqu'à 4,5 en 2035 pour une percée moyenne sur le marché. Les grandes PAC se développent vers la maturité commerciale. Elles conviennent en particulier aux immeubles de plusieurs logements, aux bâtiments administratifs et aux systèmes de chauffage de proximité. Pour l'utilisation dans les grands immeubles et pour la production de chaleur à distance et de proximité, on a récemment développé des pompes à chaleur actionnées par des moteurs à gaz ou directement alimentées au gaz. Le potentiel de pénétration future du marché est actuellement encore incertain.

Les principaux domaines d'utilisation des PAC seront le chauffage des locaux et l'approvisionnement en eau chaude, tandis que l'air extérieur, les eaux usées et les sondes géothermiques en seront les sources de chaleur les plus importantes. L'air repris est aussi une source de chaleur intéressante là où les normes du bâtiment sont nettement améliorées. En ce qui concerne les sondes géothermiques et l'utilisation de la nappe phréatique (hors des zones protégées), il faut prendre en compte la capacité des sources de régénérer leur température pour évaluer le nombre et la dimension des installations futures. Si les conditions techniques sont favorables, il est possible de recourir aux PAC à absorption pour utiliser le sous-sol et la nappe phréatique, en hiver comme source de chaleur à basse température et en été comme source de froid ou de prérefrigération (il en est tenu compte dans le scénario I pour le secteur des services).

L'eau des lacs, les nappes phréatiques et les eaux usées recèlent des potentiels théoriques considérables comme sources de chaleur. Leur exploitation requiert une infrastructure permettant de distribuer la chaleur. Des coûts d'investissement élevés sont nécessaires pour en collecter la chaleur. Il faut trouver au cas par cas une solution optimale entre deux possibilités de base: soit le système consiste en une grande PAC placée à la source et une distribution de chaleur par des canalisations bien isolées; soit le vecteur de chaleur est conduit à un moindre coût d'isolation jusqu'au point de prélèvement, où il est exploité au moyen d'une petite PAC.

Concrètement, en cas de vague de froid, la PAC peut être encouragée compte tenu également du comportement de l'utilisateur, par un chauffage à résistance électrique. Les scénarios postulent que ce comportement disparaîtra à long terme à mesure que les normes de l'association s'imposeront et que l'isolation des bâtiments s'améliorera. Dans la plupart des zones desservies, les PAC bénéficient d'un tarif avantageux, généralement à la condition que l'installation soit déconnectée 3 fois 2 heures par jour aux heures de pointe. La capacité de puissance de la PAC doit être plus élevée pour de tels cas, afin qu'elle fournisse la chaleur voulue plus rapidement qu'en situation normale. Un accumulateur tampon de taille suffisante doit également être prévu. Les systèmes de pompes à chaleur présentent les plus forts taux de rendement pour un écart de température minimal entre la source de chaleur et l'énergie utile. Le bon fonctionnement des systèmes actuels exige un système de chauffage à basses températures d'entrée, de préférence des chauffages au sol ou des parois chauffantes. Une telle condition présuppose en général que système de distribution de la chaleur soit complètement rénové dans le cadre d'un assainissement substantiel des bâtiments existants.

- Potentiels attendus

Les ventes de petites installations (en dessous de 20 kW) pour les constructions nouvelles ont fortement augmenté ces dernières années. Les données ne sont pas sûres, car les types de bâtiments ne sont pas précisément distingués dans les statistiques globales des ventes. On suppose, s'agissant de l'évolution sous-jacente des conditions-cadres, que la part de marché des maisons individuelles et des maisons jumelées nouvellement construites a presque atteint son maximum. Les constructions nouvelles restantes sont surtout chauffées au bois et par chauffage à distance. Le scénario I postule que le marché des PAC est saturé (à 60-70%) pour ce qui est des constructions nouvelles de maisons individuelles et jumelées. Dans d'autres domaines par contre, en particulier pour le remplacement des installations de chauffage dans les bâtiments qui font l'objet d'un assainissement énergétique, on table encore sur une croissance importante.

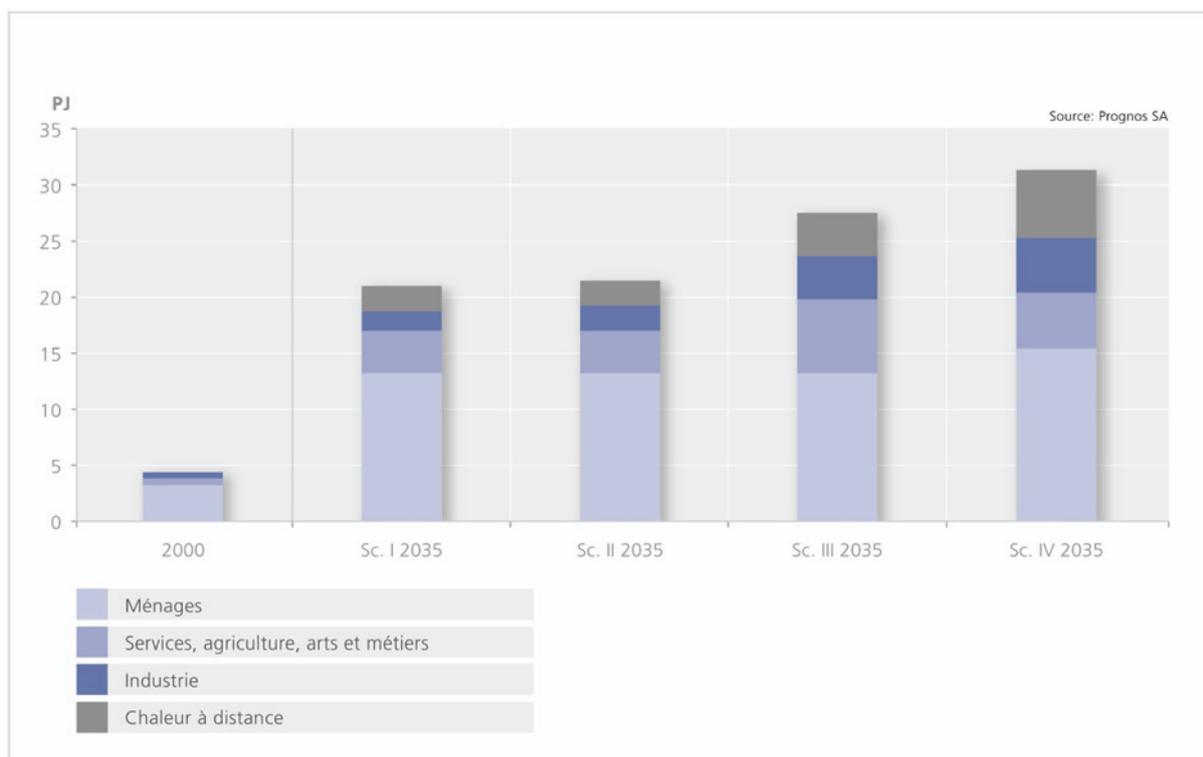
Dans le scénario IV, les potentiels techniques sont largement épuisés, y compris ceux des sources de chaleur actuellement encore non conventionnelles. Les solutions inférieures au seuil de rentabilité, surtout dans les immeubles à plusieurs logements, doivent bénéficier d'avantages tarifaires ou d'aides aux investissements. Cependant, on ne suppose pas que de grands réseaux de distribution de chaleur nouveaux voient le jour dans des zones déjà densément peuplées. Cette restriction limite l'exploitation à large échelle de sources importantes telles que les lacs.

Il faut prendre en compte, outre l'électricité (kWh) nécessaire au fonctionnement de la PAC, la puissance (kW) requise en cas de vague de froid. Dans l'exemple choisi, qui concerne les habitations, une puissance de pointe de près de 900 MW est requise dans le scénario IV. Dans le scénario I, le besoin de puissance est même supérieur de 10% à celui du scénario IV, tant en situation de charge normale qu'en cas de charge de pointe, du fait des standards moins élevés des bâtiments et bien que la part des PAC y soit nettement plus faible. Une stratégie forcée de PAC n'est donc recommandable qu'en combinaison avec une stratégie d'isolation thermique renforcée.

Les PAC couvrent actuellement 1,3% du chauffage des locaux. Leur pourcentage atteindra en 2035 7% dans le scénario I, 8% dans le scénario II, 11% dans le scénario III et 16% dans le scénario IV. Dans ce contexte, il faut considérer que le besoin de chaleur diminue dans les scénarios.

La figure 3.2-5 présente l'utilisation de la chaleur ambiante par scénarios et par secteurs, en PJ (y compris la chaleur ambiante injectée dans les réseaux de chaleur à distance et les rejets de chaleur repris par les pompes à chaleur dans les entreprises de production).

Figure 3.2-5: **Utilisation de la chaleur ambiante par scénario: rejets de chaleur par secteurs et chaleur à distance, en PJ**



- Les pompes à chaleur, une solution de remplacement des chauffages à résistance électrique?

S'agissant du besoin supplémentaire en électricité des PAC, on avance qu'il pourrait être compensé au moins partiellement par échange avec des chauffages à résistance électrique. Ceux-ci sont fréquemment utilisés dans les résidences de vacances ou secondaires et dans les maisons individuelles. Un avantage, eu égard à la faible intensité annuelle moyenne de leur utilisation, est qu'ils ne requièrent pas d'infrastructure pour distribuer la chaleur. Dans de tels cas, les remplacer est techniquement compliqué et économiquement coûteux. En revanche, dans les maisons où sont installés des systèmes de chauffage électrique centralisés, les possibilités de remplacement sont plus favorables, puisqu'il suffit d'échanger l'unité de production de la chaleur. Dans tous les scénarios, on admet que, pour des raisons économiques ou du fait d'une obligation d'autorisation pour les nouveaux raccordements, le nombre des chauffages à résistance électrique régresse dans les grands bâtiments d'habitation. Dans le scénario IV, non seulement le nombre d'appareils, mais aussi la consommation recule en raison de la baisse de la demande de chaleur. Le besoin de puissance de pointe des chauffages à résistance électrique dans le domaine des habitations (sans les petits chauffages mobiles), en cas de vague de froid, est d'environ 2300 MW dans le scénario I, tandis qu'il n'est que de 1700 MW avec le scénario IV. Il est possible de déplacer une partie de ce besoin de pointe sur les plages à faible charge en recourant à des accumulateurs. Toutefois, les chauffages électriques peuvent représenter un problème pour fournir la puissance de pointe, de sorte qu'il faut, comme pour les PAC, gérer les charges et prévoir une enveloppe hautement isolée du bâtiment.

3.2.5 Carburants issus d'énergies renouvelables

- **Techniques et possibilités d'utilisation**

Vu que la demande d'énergie des transports routiers repose presque exclusivement sur les produits pétroliers, les carburants biologiques éveillent pour certains de grands espoirs. Nous les présentons donc ici en détail.

- **Matières premières renouvelables de l'agriculture**

Le potentiel écologique de la production de carburants biologiques de l'agriculture suisse est faible (8 PJ), car de telles cultures concurrencent la chaîne alimentaire des personnes et des animaux. Il s'agit en particulier de graines oléagineuses que l'on transforme en biodiesel. En Suisse, pour des raisons écologiques et économiques, la production de bioéthanol à mélanger à l'essence est envisageable uniquement pour la production excédentaire de betteraves à sucre et de pommes de terre.

La politique agricole internationale, qui est en mutation, influence la compétitivité des carburants biologiques issus des cultures agricoles. Par exemple, l'UE réduit les subventions aux betteraves à sucre, qui constituent la matière première du bioéthanol. Cette mesure ouvre de nouveaux débouchés à des pays comme le Brésil, puisqu'ils sont en mesure de produire cet éthanol à partir de canne à sucre à un taux de rentabilité nettement supérieur. En outre, le bioéthanol tiré de la canne à sucre présente un bilan de gaz à effet de serre sensiblement meilleur, puisqu'il requiert pour ses processus environ 10 fois moins d'énergie fossile que le blé, par exemple.

- **Déchets organiques**

La fabrication des carburants biologiques tirés des déchets organiques n'entre pas en concurrence avec les aliments et elle présente de surcroît un bon bilan de gaz à effet de serre, puisque l'énergie de processus de la culture est imputée au produit principal. Les résidus de l'activité agricole ont un potentiel écologique de 23 PJ. Les déchets organiques de l'industrie, de l'artisanat et des ménages ont un potentiel écologique de 32 PJ; ils sont actuellement surtout conduits aux usines d'incinération des ordures, ce qui est énergétiquement judicieux pour la biomasse sèche ou souillée. La biomasse humide peut être transformée en biogaz par fermentation. Le biogaz méthanisé épuré peut être mélangé au gaz naturel et alimenter les véhicules au gaz naturel. Il est aussi possible de transformer le biogaz en électricité au moyen de moteurs stationnaires fonctionnant au gaz naturel.

Contrairement à la production des carburants tirés des matières premières renouvelables de l'agriculture, qui est exposée à la concurrence internationale, la production de biogaz issue des déchets n'est tributaire que de sa matière première obtenue sur le marché local des déchets. La rentabilité des installations de biogaz ne dépend pas en première ligne des revenus générés par la vente des produits énergétiques (électricité ou méthane), mais des taxes d'élimination des déchets organiques.

- **Potentiel attendu**

Les carburants biologiques apparaissent dans le scénario II; un encouragement fiscal est déjà en voie de préparation. On prévoit que l'essence contiendra en 2020 5,75% d'éthanol. En ce qui concerne le gaz naturel comme carburant, on postule une part d'environ 30 000 véhicules au gaz naturel en 2010, puis le triplement de ce nombre jusqu'en 2020, avant que la croissance ne ralentisse. Le biogaz constitue alors 10% du gaz naturel utilisé comme carburant. Ces pronostics sont en ligne avec les objectifs formulés par l'UE. A la fin de 2005, il était toutefois clair que l'UE n'atteindrait pas les 5,75% visés en 2010 et que des décrets supplémentaires seraient nécessaires.

L'importance des carburants biologiques est encore plus grande dans le scénario III, où leur part dans la demande de carburants, de 7% en 2020, augmente jusqu'à 10% en 2035. Simultanément, la proportion de biogaz dans le gaz naturel destiné aux véhicules s'accroît.

La discussion sur les carburants biologiques dans les transports routiers n'est pas encore close. Le bilan énergétique et les aspects de protection du climat font l'objet d'appréciations controversées. La question de l'indépendance à l'égard de l'étranger se pose pour la Suisse. Il s'agit de déterminer où il est financièrement opportun d'utiliser les carburants biologiques. Certaines études indiquent que l'emploi dans de petites installations non mobiles est moins coûteux que l'usage comme carburant. Pour les carburants biologiques, en particulier du bioéthanol provenant de la canne à sucre, il faut se demander comment utiliser la surface agricole globalement disponible et quelles sont les conséquences sociétales (l'agriculteur devenant producteur d'énergie) et environnementales (pour l'utilisation de l'eau ou la protection des forêts) d'un développement massif de «plantes énergétiques». De l'avis de l'AIE (World Energy Outlook 2006), le terrain nécessaire dans le scénario de référence, selon lequel la part des carburants biologiques s'élève globalement à 2% jusqu'à 2030, peut correspondre aux superficies de l'Espagne et de la France. Même en cas de développement forcé, le remplacement des carburants

fossiles restera probablement inférieur à 10%. Selon le type de production, il s'agit d'une contribution à la protection du climat et à la diversification de l'approvisionnement. Mais la confirmation est ainsi également donnée qu'il convient d'accorder plus d'importance aux mesures visant à améliorer l'efficacité.

Tableau 3.2-3: **Carburants issus d'énergies renouvelables: techniques et possibilités d'emploi**

Matière première	Processus de transformation	Remplacement de... Mélange à...	Etat d'avancement de la réalisation technique
Huile de colza, éventuellement aussi huile usagée	Transformation en diesel	Diesel	Réalisé
Produits contenant du sucre, comme la betterave à sucre, la pomme de terre, le blé ou la canne à sucre dans les pays tropicaux	Transformation par fermentation en éthanol	Essence	Réalisé
Biomasse ligneuse contenant de la cellulose	Transformation en éthanol	Essence	Réalisé comme produit secondaire de la production de cellulose; réalisable en grandes quantités comme produit principal seulement au moyen d'une technique de nouvelle génération (réduction des coûts)
Déchets de biomasse humides	Transformation par fermentation en biogaz	Méthane pour les véhicules au gaz naturel ¹⁾	Réalisé
Déchets de biomasse humides	Gazéification hydrothermale	Méthane pour les véhicules au gaz naturel ¹⁾	Réalisable au plus tôt dans 10 ans au moyen d'une technique de nouvelle génération (volumes obtenus plus importants)
Bois	Gazéification du bois et transformation en gaz biologique	Méthane pour les véhicules au gaz naturel ¹⁾ ou gaz brut pour les centrales à gaz	Réalisable dans quelques années; question de la logistique du bois

1) Le méthane peut également se transformer en carburants liquides, mais le procédé requiert de grandes installations.

3.2.6 Panorama des combustibles et des carburants issus d'énergies renouvelables

La figure 3.2-6 présente la demande de combustibles et de carburants obtenus des énergies renouvelables. La figure 3.2-7 indique les pourcentages des divers agents énergétiques concernés.

La production d'électricité et de chaleur à distance fait encore appel à d'autres énergies renouvelables qui ne sont pas mentionnées en l'occurrence. Le potentiel attendu du bois est à peu près constant dans tous les scénarios jusqu'en 2035 (aux alentours de 30 PJ). Le potentiel attendu des déchets biogènes, lui aussi, est pratiquement constant sur l'ensemble des scénarios (dans le scénario IV, toutefois, la diminution générale de la demande de chaleur abaisse la contribution des déchets à l'approvisionnement). Dans les scénarios I et II, l'utilisation de la chaleur solaire est multipliée par 4 entre 2000 et 2035. Dans les scénarios III et IV, le potentiel attendu de la chaleur solaire augmente d'un facteur 14 et 27 respectivement. La contribution de la chaleur ambiante en 2035 est 4 fois supérieure à celle de l'année 2000 dans les scénarios I et II, tandis qu'elle est 5 fois plus élevée dans les scénarios III et IV. Globalement, dans les scénarios III et IV, la demande d'agents énergétiques renouvelables est multipliée environ par 2 entre 2000 et 2035.

Figure 3.2-6: **Potentiels attendus de la demande de combustibles et de carburants issus des énergies renouvelables (énergie finale), selon les scénarios, en PJ**

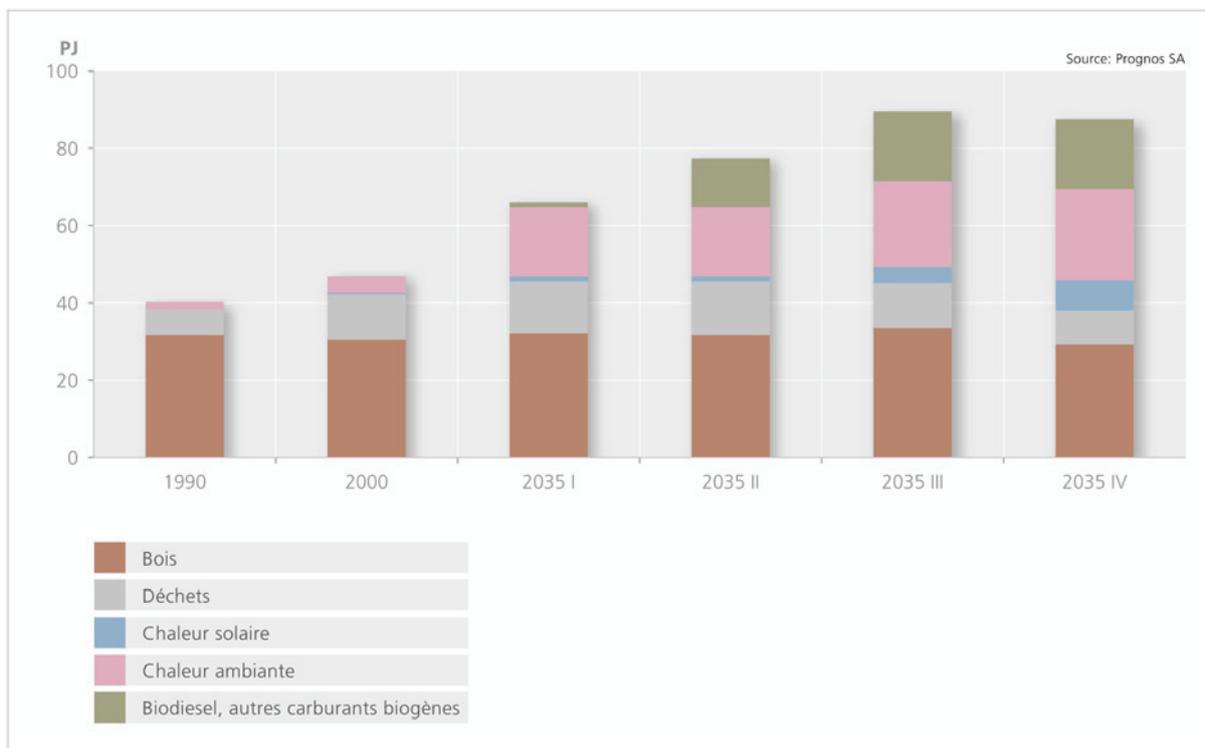
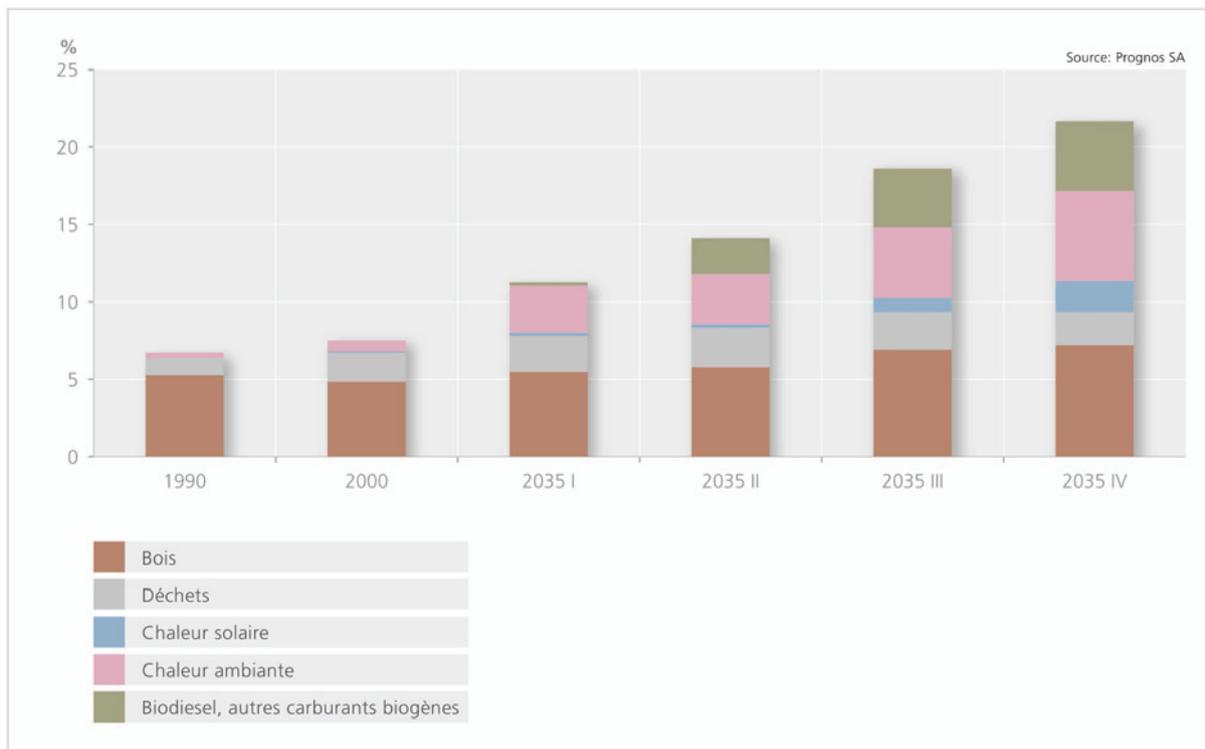


Figure 3.2-7: **Parts des énergies renouvelables dans la demande de combustibles et de carburants (énergie finale), selon les scénarios, en %**



Le tableau 3.2-4 montre les proportions des divers agents énergétiques renouvelables dans la demande de combustibles et la demande de carburants.

Tableau 3.2-4: **Parts des agents énergétiques renouvelables dans la demande de combustibles et la demande de carburants, en %**

Scénarios et années	1990	2000	Sc. I 2035	Sc. II 2035	Sc. III 2035	Sc. IV 2035
Part des énergies renouvelables dans la demande de combustibles (en %)	10	12	20	21	27	32
Part des biocarburants dans la demande de carburants (en %)	0	0	1	6	10	12

Sources: Prognos SA et Infrac SA

3.3 Energies non renouvelables

3.3.1 Centrales nucléaires

- **Techniques et sites d'implantation**

Les centrales nucléaires actuellement en exploitation dans le monde sont surtout de la deuxième génération. Les systèmes de sécurité et la conception des réacteurs ont poursuivi leur développement au cours des années 1990, donnant naissance à la troisième génération. Le réacteur à eau pressurisée européen (REP), construit pour la première fois en Finlande et prévu en France, est basé sur cette technologie et occupe ainsi une position pionnière en Europe. Selon le constructeur, par rapport aux réacteurs actuels, cette conception abaisse la probabilité que survienne un accident, elle permet une meilleure gestion des pannes et une meilleure utilisation des combustibles nucléaires. D'autres caractéristiques du REP sont sa puissance électrique de quelque 1600 MW, son taux de rendement de 36% et sa durée d'exploitation de 60 ans. Il existe des études en vue d'une quatrième génération de centrales nucléaires. Celles-ci devraient comporter un niveau de sécurité encore meilleur et une utilisation sensiblement accrue des ressources. Il faut toutefois prévoir que ces centrales nucléaires de quatrième génération ne soient pas en exploitation avant 2040.

Dans la variante d'offre A (nucléaire) et dans la variante combinée B (nucléaire et fossile centralisé), la pénurie d'électricité est comblée par des centrales nucléaires de type REP, d'une puissance de 1600 MW. On table dans ce cas sur une moyenne de 7600 heures de pleine charge par année. Il s'agit là d'une classe de performance très importante par rapport aux conditions suisses, au point que cette solution pourrait entraîner de forts excédents d'exportation durant les premières années d'exploitation. Un type de réacteur moderne, d'une puissance de 600 MW, a également été certifié aux Etats-Unis (AP600); il doit être commercialisé en Europe dans une version plus grande de 1000 MW. En raison de cette importante puissance, il faut garantir une bonne intégration dans le réseau à très haute tension ainsi que des possibilités de refroidissement. De ce fait, les sites actuels apparaissent comme les plus appropriés pour de nouvelles installations.

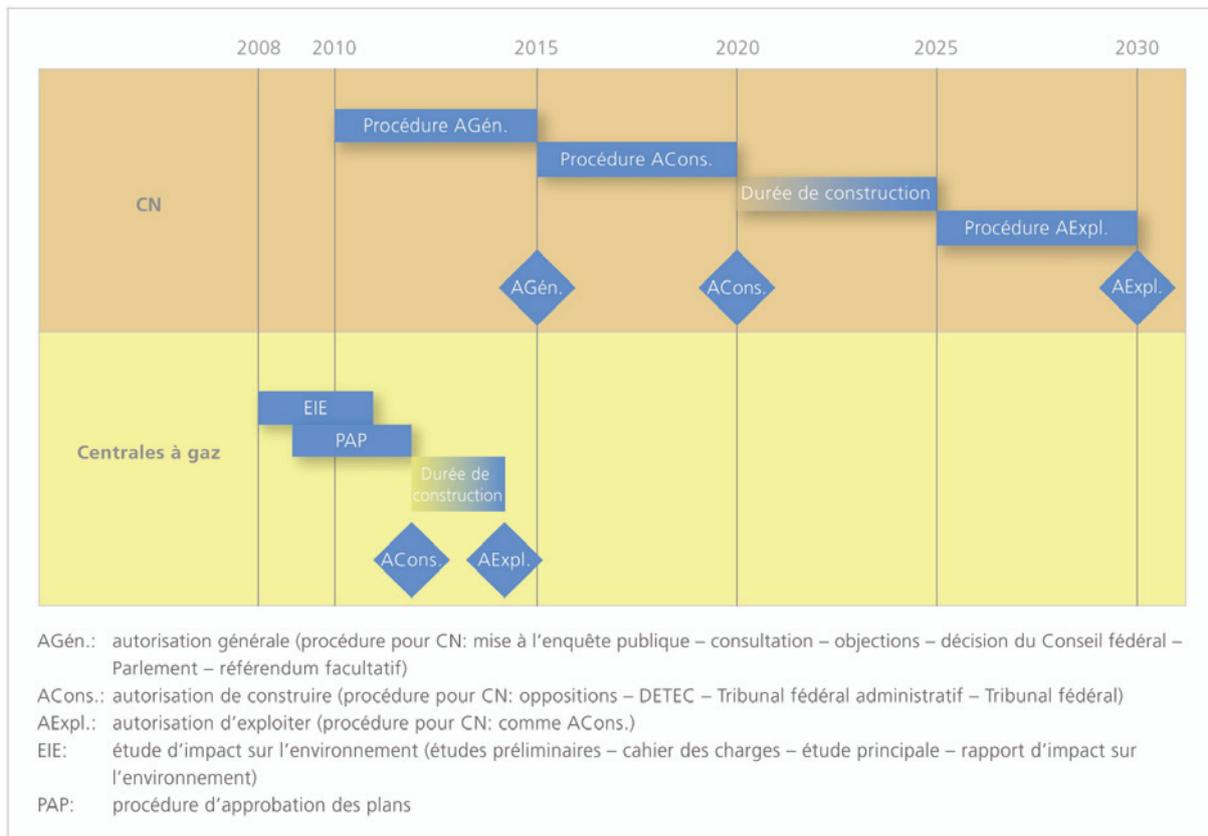
- **Procédures d'autorisation et délais requis pour les centrales nucléaires**

La procédure d'autorisation prévue par la nouvelle loi sur l'énergie nucléaire (LENu) comprend 3 étapes au niveau fédéral: l'autorisation générale, l'autorisation de construire et l'autorisation d'exploiter. Le requérant doit notamment prouver, pour obtenir l'autorisation générale, qu'il gère les déchets radioactifs. L'autorisation générale donnée par le Conseil fédéral doit être entérinée par l'Assemblée fédérale. Le référendum peut être lancé contre l'autorisation. Les citoyens ont le dernier mot concernant la première étape.

L'autorisation de construire émanant du DETEC englobe toutes les autres autorisations (procédure coordonnée). Les personnes concernées et le canton d'implantation peuvent recourir jusqu'au Tribunal fédéral. En vertu de la loi sur l'énergie nucléaire, ces dispositions valent aussi pour l'autorisation d'exploiter ultérieure.

En raison des délais de planification et d'autorisation, qui seront probablement longs, les variantes d'offre qui comprennent des centrales nucléaires partent du principe qu'une nouvelle centrale pourra être reliée au réseau en 2030 (cf. figure 3.3-1).

Figure 3.3-1: **Délai postulé dans les «Perspectives énergétiques» pour la mise en exploitation de centrales nucléaires et de centrales à gaz**



3.3.2 Centrales à gaz

- **Techniques et possibilités d'utilisation**

Dans les centrales à gaz modernes (centrales à cycle combiné, abréviation: CCC), les processus de la turbine à gaz et de la turbine à vapeur se combinent. Le gaz chaud qui s'échappe de la turbine à gaz se détend dans le processus de la turbine à vapeur. Quelque 2/3 de la puissance proviennent de la turbine à gaz et 1/3, du processus à vapeur. Pour son exploitation, la turbine à gaz est alimentée par des combustibles gazeux ou liquides tels que le gaz naturel, le biogaz ou le mazout. Quant au brûleur de la chaudière à vapeur, d'autres combustibles peuvent servir à son exploitation.

La combinaison des 2 types de turbine génère de hauts rendements. Le taux maximal de transformation de l'énergie du combustible (gaz naturel) électricité est aujourd'hui de 58,4%. On escompte que le rendement s'améliorera encore de quelques points de pourcentage ces prochaines années. Comparativement aux centrales au mazout ou au charbon, les émissions totales sont globalement faibles. L'exploitation des centrales à gaz peut être très différente de cas en cas. Les «Perspectives énergétiques» postulent 6000 heures de charge complète et des rendements compris entre 58 et 63,5% (selon l'époque de la mise en exploitation).

S'agissant des nouvelles centrales à gaz, on souhaite que les rejets de chaleur soient utilisés. Les autorités chargées de délivrer l'autorisation doivent vérifier ce point en vertu de la loi sur l'énergie. Pour des raisons de coûts toutefois, les grands réseaux modernes de chaleur à distance ne sont pas prévus dans les «Perspectives énergétiques».

Pour faciliter les comparaisons, le projet Chavalon, de 357 MW de puissance, est classé dans les variantes B et C (priorité au développement de la production fossile centralisée). La capacité de puissance des installations actuelles est souvent d'environ 400 MW. On table sur 550 MW à l'avenir, une valeur sous-jacente aux «Perspectives énergétiques».

Dans les scénarios III et IV, on n'exclut pas les centrales à gaz alimentées au gaz naturel dans le cadre d'une stratégie de transition. Toutefois, les exigences sont plus élevées. Dans le scénario III, on propose la cocombustion de bois pour 110 MW dans des installations d'environ 550 MW de puissance totale. Avec un tel ordre de grandeur, le coût du transport et les distances à parcourir pour mettre le bois à disposition, de même que la taille des installations sont acceptables. En ce qui concerne l'utilisation combinée du bois et du gaz naturel, on produit du gaz de bois qui actionne une turbine à gaz (séparément ou mélangé au gaz naturel) avant d'être conduit dans la partie «vapeur» commune. On obtient ainsi des taux de rendement supérieurs à des coûts d'investissement spécifiques inférieurs à ceux de centrales à bois plus petites ou qui sont exclusivement alimentées au bois. On peut renoncer à une méthanisation du gaz de bois (un procédé qui implique des pertes supplémentaires), alors qu'elle est nécessaire pour l'injection dans le réseau de gaz naturel et pour la production de biocarburants. Les émissions sont plus faibles que dans l'utilisation décentralisée du bois, parce que le gaz brut qui alimente les turbines à gaz est largement épuré et que les limites d'émissions qui s'appliquent aux installations de taille supérieure sont plus sévères. La faisabilité technique de la cocombustion du bois a été prouvée dans le cadre de petits projets de démonstration de l'ordre de quelques MW. A ce stade toutefois, on n'a pas encore réalisé d'installation commerciale de l'ordre de 100 MW.

- **Sites d'implantation**

L'évaluation des sites d'implantation a postulé un maximum de 8 unités de 550 MW (une unité représentant environ 90 000 m³/h de gaz naturel). Les modélisations élaborées par l'économie gazière pour divers degrés de charge indiquent que des sites de centrales à gaz de cette dimension sont en principe partout possibles en Suisse dans la zone du réseau à haute tension. Pour l'heure, les seules exceptions sont la vallée du Rhin dans les Grisons, le Tessin et le secteur de St-Gall et du lac de Constance. Sur quelques-uns de ces sites, il faudrait s'accommoder de restrictions en cas de centrales de 800 MW.

Les 3 installations envisageables en Suisse romande, notamment la centrale de Chavalon, de 357 MW, dont la planification est avancée, requièrent des investissements d'environ 100 millions de francs pour renforcer le réseau de gaz. Les études de projets et les travaux de renforcement du réseau prendront 4 à 5 ans, de l'avis de l'économie gazière.

La proximité du réseau à haute tension, les possibilités de refroidissement au moyen de tours prévues à cet effet, le respect des plans de zones et les possibilités d'exploiter les rejets de chaleur constituent des éléments plus importants encore quant au choix des sites d'implantation. Des discussions sont en cours concernant les sites de Corneaux, d'Utzenstorf et de Schweizerhalle, où les conditions d'exploitation industrielle des rejets de chaleur sont remplies dans le voisinage.

- **Procédures d'autorisation et délais requis pour les centrales à gaz**

Les installations de plus de 100 MW_{th} de puissance thermique sont soumises à une étude d'impact sur l'environnement dans le cadre du droit cantonal. Cet examen précède la procédure d'autorisation de construire. Dans la plupart des cas, il est exigé une procédure d'autorisation de construire cantonale, comprenant une participation publique, une procédure d'approbation des plans pour la conduite de gaz et une procédure d'approbation du plan pour la conduite à haute tension. Il faut en outre une procédure de concession cantonale pour le refroidissement à l'eau de rivière.

Parallèlement à ces procédures, la société exploitante et la Confédération doivent fixer contractuellement quels objectifs et mesures de compensation du CO₂ l'exploitante doit réaliser. Ces obligations et les adaptations de la législation sur le CO₂ qui seront éventuellement nécessaires rendent actuellement la planification de nouvelles installations incertaine. La construction d'une nouvelle centrale à gaz dure environ 2 ans. On observe cependant actuellement des pénuries de livraison des entreprises d'équipement. Jusqu'à 6 ans peuvent s'écouler entre le début de l'étude d'impact sur l'environnement et l'octroi du permis d'exploiter (cf. figure 3.3-1).

Les importations de gaz naturel peuvent plus que doubler si l'on comble la pénurie par la variante d'offre C. Le scénario I prévoit 7 centrales à gaz. La demande totale de gaz naturel, y compris l'énergie calorifique et de processus, les pertes de transformation et de distribution, augmente d'environ 113 PJ en 2000 à 207 PJ en 2035. Dans le scénario IV, qui se caractérise par une faible consommation de chaleur et d'électricité, la demande totale de gaz naturel est nettement plus basse, de sorte que le développement de la capacité se limite à 3 centrales à gaz. La part de la demande totale de gaz naturel dans la consommation d'énergie brute peut augmenter au maximum d'environ 11 à 25% en 2035 dans le cas du scénario I et de la variante C.

Tableau 3.3-1: **Demande de gaz naturel par scénarios, avec la variante d'offre C (fossile centralisé), en PJ**

Scénarios et années	2000	I 2035	II 2035	III 2035	IV 2035
Gaz naturel pour l'énergie calorifique et de processus	93	114	107	97	78
Gaz naturel pour la production d'électricité, variante C	20	156	120	85	70
Total	113	270	227	182	148
Consommation totale d'énergie brute	1045	1098	1054	943	825
Part du gaz naturel à la consommation d'énergie brute (en %)	11	25	22	19	18

Source: Prognos SA

Les capacités de transport des quantités voulues de gaz naturel jusqu'à la frontière suisse sont techniquement disponibles pour les augmentations indiquées de la consommation. Pour le scénario I (variante C) en particulier, l'économie gazière est d'avis qu'il serait possible de mettre à profit la phase de préparation et de construction des centrales pour constituer les capacités de réseau supplémentaires éventuellement nécessaires dans les systèmes de transport sis en amont sur le territoire des pays limitrophes. Cette option supposerait néanmoins que les futurs exploitants s'engagent fermement suffisamment tôt par la conclusion de contrats de prélèvement et de droits d'utilisation du réseau.

3.3.3 Couplage chaleur-force et chaleur à distance

• Techniques et possibilités d'utilisation

Une grande partie des rejets de chaleurs générés par la production d'électricité réalisée au moyen des installations de couplage chaleur-force (CCF) est utilisée pour chauffer les locaux ou comme chaleur de processus. L'exploitation des combustibles peut être considérablement augmentée par rapport aux centrales dont les rejets de chaleur doivent être refroidis. Il est possible de réaliser des installations CCF, combinées avec diverses techniques de production d'électricité, dans un large spectre de classes de puissance. Vu l'utilisation qu'elle permet de la chaleur, la technique du CCF se prête aux applications décentralisées, par exemple aux utilisations dans l'industrie et dans les réseaux de chaleur des agglomérations. En présence de grands consommateurs de chaleur ou de réseaux de chaleur à distance, la chaleur peut être dissociée également des centrales de grande taille. En pareil cas, le taux de rendement électrique des centrales baisse en règle générale.

- Le couplage chaleur-force motorisé (centrale à énergie totale équipée, CETE) est généralement alimenté au gaz. Les installations des très basses classes de puissance (1-20 kW) sont particulièrement adaptées aux bâtiments sans réseau de chaleur externe; elles sont généralement réglées au niveau de la charge calorifique de base, de sorte qu'il faut une chaudière supplémentaire pour produire de la chaleur en cas de besoin particulier. Les installations de 20-100 kW se prêtent à l'approvisionnement des immeubles d'habitation et de services plus vastes. Les installations des classes de puissance supérieures (jusqu'à environ 5 MW) sont destinées aux applications industrielles ou aux quartiers urbains comprenant de grands consommateurs de chaleur ou des réseaux de chaleur. Les centrales à énergie totale équipées peuvent être actionnées avec des carburants et du gaz naturel, mais aussi avec du biogaz ou du gaz de digestion épuré.
- Les turbines à gaz conçues pour la production couplée ont une puissance comprise entre environ 1 MW et plusieurs centaines de MW. Depuis quelques années, on travaille à réduire leur taille jusqu'à environ 100 kW (microturbines à gaz). Grâce à leur flexibilité de régulation, les turbines à gaz peuvent être employées pour produire le courant de pointe, par exemple dans l'industrie. A partir de 10 MW, les centrales à gaz (pures turbines à gaz et centrales combinées) conviennent pour l'exploitation des réseaux de chaleur à distance de taille moyenne; à partir de 30 MW environ, elles peuvent approvisionner de grands réseaux de chaleur. En pareils cas, l'électricité produite est généralement directement injectée dans le réseau électrique.

- Certains spécialistes estiment que les piles à combustible recèlent un fort potentiel, en particulier en raison de leur technologie clé permettant la conversion à un système basé sur l'hydrogène, produit autant que possible sans carbone, pour servir d'agent énergétique. On attend des degrés de rendement électrique élevés, puisque les cellules à combustibles produisent de l'électricité directement par processus électrochimiques. A l'horizon temporel des «Perspectives énergétiques», on n'escompte pas de développement notable d'une infrastructure à hydrogène, même dans le scénario IV. Les experts interrogés dans le cadre de l'enquête «delphi» vont dans le même sens. Les scénarios prévoient pour commencer le gaz naturel ou le méthanol comme combustibles des piles à combustible. Des essais effectués en situation avec de petites piles à combustible pour les ménages ont montré que seules des conditions très favorables permettront une large diffusion dans les 20 prochaines années.

- **Potentiels attendus**

La possibilité de commercialiser la chaleur, outre la rentabilité, est le facteur essentiel limitant l'usage d'installations de couplage chaleur-force. Comme la demande de chaleur recule au fil du temps dans tous les scénarios, la possibilité de vendre la chaleur limite l'usage des installations CCF. Les 10 types et classes de grandeur des installations CCF envisagés dans les scénarios sont attribués aux habitations, aux systèmes de chaleur à distance et aux entreprises de manière à ménager une durée d'exploitation favorable. En termes d'économie énergétique, les installations de couplage chaleur-force sont intéressantes, lorsqu'elles fonctionnent à pleine puissance (particulièrement en hiver, en raison de la diffusion de chaleur) et qu'elles contribuent ainsi à couvrir la charge de base accrue de l'électricité.

Les petites installations destinées à l'approvisionnement des immeubles individuels ne sont toutefois concurrentielles aujourd'hui que si elles présentent un nombre élevé d'heures de pleine charge et si le courant produit remplace le prélèvement d'électricité du réseau. Outre les coûts importants de l'installation même, la difficulté d'atteindre le niveau de rentabilité provient du fait que le combustible doit être généralement acheté aux conditions d'un ménage et qu'aucune disposition favorable ne réglemente l'injection du courant produit dans le réseau. Les coûts spécifiques des installations et les conditions de prélèvement de combustible sont nettement plus avantageux dans les classes de puissance élevées.

Dans les «Perspectives énergétiques», l'emploi de combustible dans les installations de couplage chaleur-force est comptabilisé comme énergie d'entrée de la production d'électricité. Comme la chaleur obtenue par couplage permet d'économiser de la chaleur produite conventionnellement, elle est également portée au crédit du secteur de la transformation. La valeur d'entrée de la production d'électricité correspond donc à un solde:

- Le scénario I ne suppose pas d'instruments promotionnels nouveaux pour les installations CCF. On prévoit un développement modéré dans certains cas, même sans encouragement supplémentaire, en particulier des installations CCF industrielles et de centrales à énergie totale équipées (CETE) des classes de puissance comprises entre 50 et 500 kW dans les infrastructures sportives et hospitalières, dans les bâtiments de services et pour les réseaux de chaleur de proximité. La quantité d'électricité produite par les usines d'incinération des ordures reste stable. Il résulte globalement un supplément de production électrique de 3,3 TWh au moins en 2035, l'évolution étant la même dans toutes les variantes d'offre d'électricité du scénario I.
- Le scénario II prévoit que la collaboration renforcée entre l'industrie électrique et l'économie permettra de mieux exploiter les potentiels économiques existants. Toutes les variantes d'offre prévoient en l'occurrence un développement pouvant atteindre 3,7 TWh en 2035. Un développement plus important supposerait des instruments promotionnels incompatibles avec les variantes de politique du scénario II (comme du scénario I).
- Dans le scénario III, l'extension est prévue de diverses manières: les variantes A, C et G l'envisagent comme étant autonome, comme les scénarios I et II. En raison du besoin de chaleur des bâtiments moins important dans le scénario III, la production d'électricité réalisée par les installations CCF atteint 2,9 TWh en 2035. Dans la variante D, les installations CCF permettent de combler la pénurie d'électricité en hiver et en été (figure 3.3.-2). Pour atteindre ce but, il n'est pas nécessaire d'épuiser complètement les potentiels techniques. Mais le développement doit intervenir à large échelle dès un stade précoce, si l'on veut couvrir les manques survenant brusquement en 2018. De ce fait, il faut prévoir des excédents d'exportation temporaires. Une grande partie des installations doit être réalisée dans les basses classes de puissance (figure 3.3-3), ce qui entraînera des coûts totaux comparativement plus élevés. On présuppose un renforcement des mesures d'encouragement, l'exonération de la taxe d'incitation, la rémunération de l'injection de courant et la conclusion de contrats avec les entreprises

d'approvisionnement en énergie réglant l'accès à la puissance produite par les installations CCF. Il faut en outre une infrastructure opérationnelle pour assurer le conseil, l'installation, le financement, la maintenance, ainsi que des modèles d'exploitation. Pour le scénario III, il est judicieux de prévoir une variante combinée D & E, qui allie la production fossile décentralisée des installations CCF avec la production décentralisée d'électricité à partir des énergies renouvelables. Dans cette stratégie, on exploitera dans les deux domaines les potentiels les plus avantageux en termes de coûts, de manière à réduire la part des onéreuses installations de couplage chaleur-force.

- Dans le scénario IV, comme dans le scénario III, les variantes A, C et G prévoient des installations de couplage chaleur-force dans le cadre d'un développement autonome. Etant donné que les besoins spécifiques en chaleur sont encore inférieurs à ceux du scénario III, les installations CCF ne produiront que 2,4 TWh d'électricité en 2035. Dans la variante D, les basses classes de puissance contribuent là encore à combler une part importante du manque, mais dans une moindre mesure que dans le scénario III.

Figure 3.3-2: **Potentiels des installations de couplage chaleur-force dans le scénario III et leur exploitation avec la variante D, en 2035 (GWh)**

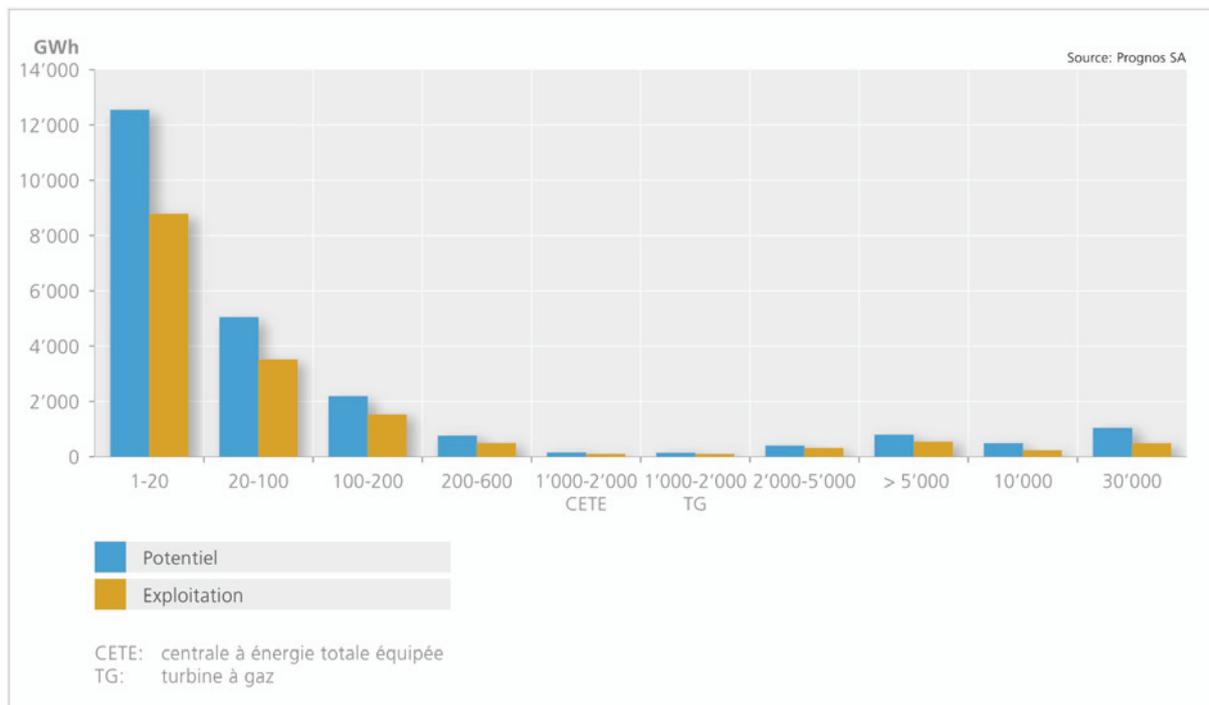
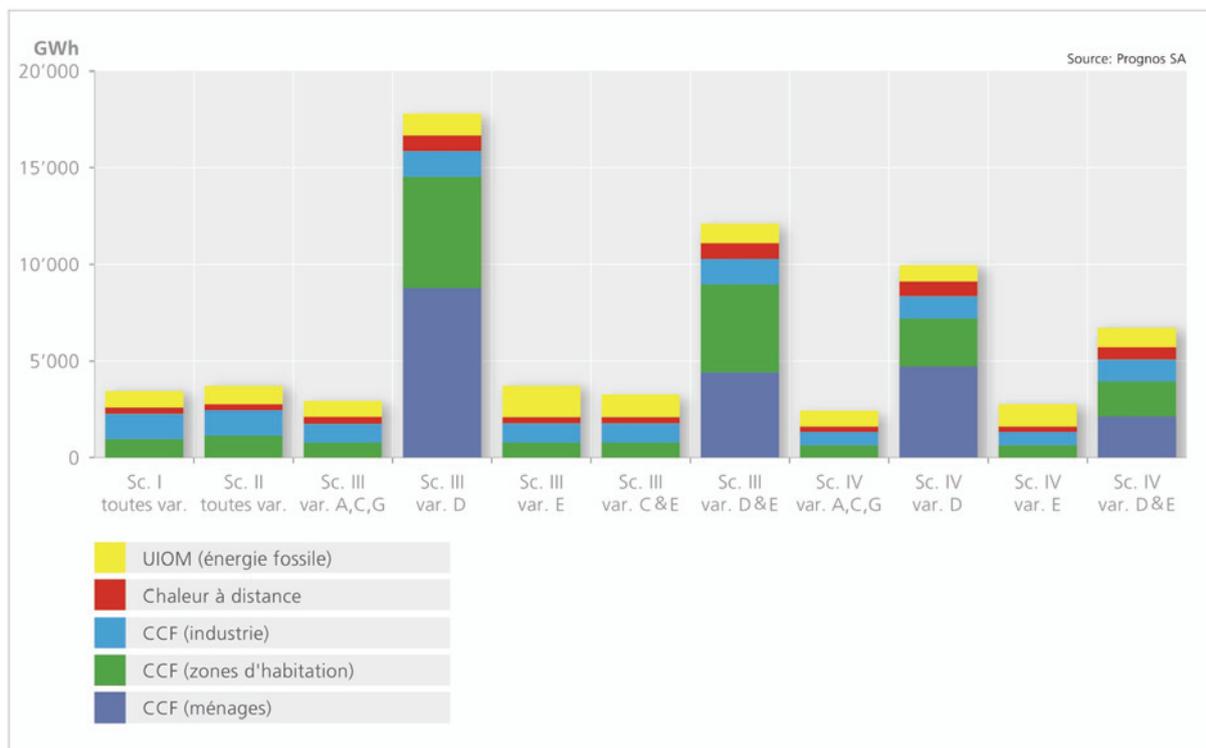


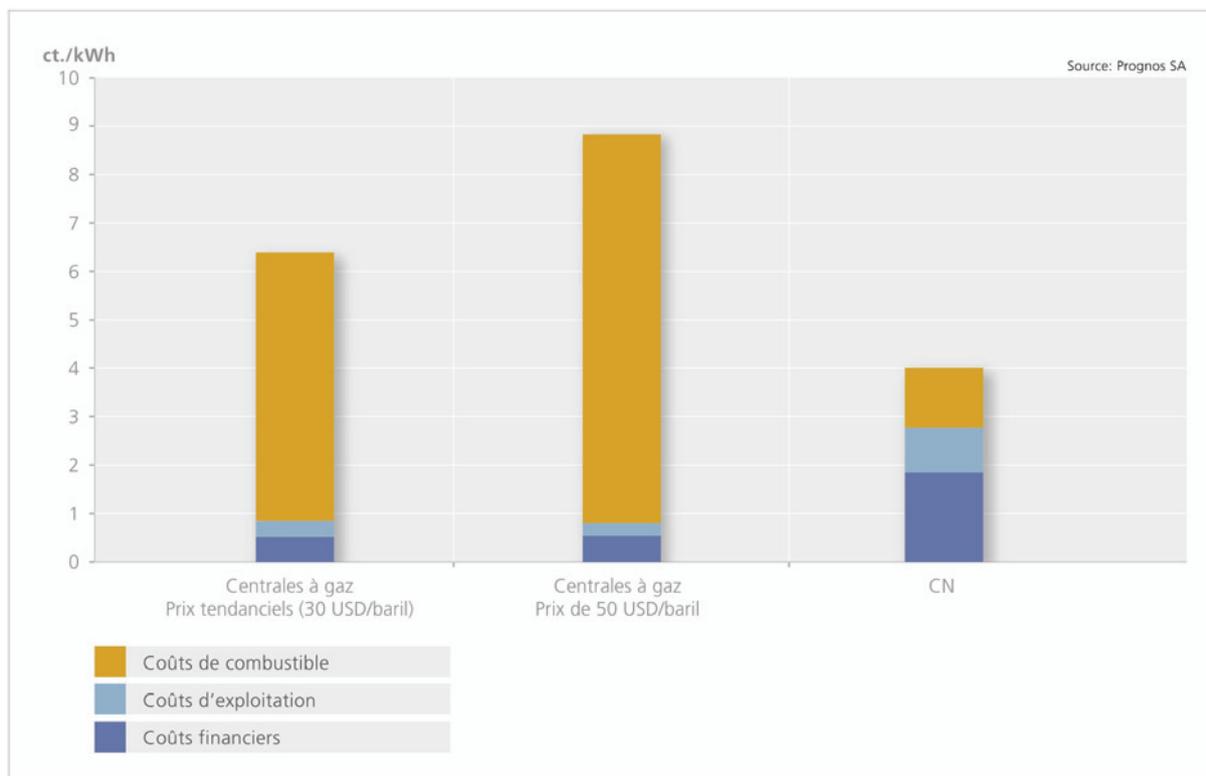
Figure 3.3-3: **Potentiels attendus des installations de couplage chaleur-force, par scénarios et variantes, en GWh**



3.3.4 Coûts de la production d'électricité dans les centrales nucléaires, les centrales à gaz et les installations de couplage chaleur-force

La structure des coûts de revient de l'électricité des centrales nucléaires est très différente de celle des centrales à gaz (cf. figure 3.3-4). Pour les centrales nucléaires, les coûts financiers dominent, tandis que les coûts de combustibles sont prépondérants pour les centrales à gaz.

Figure 3.3-4: **Comparaison des coûts de revient de l'électricité produite par les centrales nucléaires et les centrales à gaz nouvelles**



Pour produire durablement à des coûts avantageux, les centrales nucléaires requièrent de longues périodes d'exploitation et un nombre élevé d'heures de pleine charge, c'est-à-dire un prélèvement garanti de la charge de base. Les coûts d'investissement de nouvelles centrales nucléaires sont incertains et la longue durée de préparation entraîne un risque de planification. Les autres risques en matière de coûts sont nettement plus faibles: une hausse imprévue des coûts de gestion des déchets se répercuterait peu ou modérément sur les coûts de revient du courant; des exigences plus sévères en matière de désaffectation et de rééquipement, qui surviendraient en cours d'exploitation, n'auraient qu'une incidence minime.

En ce qui concerne les centrales à gaz, la volatilité des prix du gaz affecte les coûts de revient du courant. Mais ces coûts ne sont pas nécessairement exposés au risque de changement des prix. Ce risque dépend en effet de la possibilité de voir ou non une hausse des prix du gaz naturel et une hausse des coûts de réduction des émissions de CO₂ se répercuter sur le prix du marché de l'électricité, et si oui dans quelle mesure. Si les prix du marché de l'électricité sont en hausse, les nouvelles centrales à gaz peuvent également s'avérer rentables grâce à leurs brèves durées de planification et de construction et à leur puissance relativement modeste (100-600 MW). Selon la situation sur les marchés du gaz naturel et de l'électricité, les exploitants des centrales à gaz peuvent revendre le gaz naturel ou fournir de l'électricité à haut prix en période de charge de pointe et en hiver. A l'instar des centrales nucléaires, les centrales à gaz sont d'autant plus rentables que leur durée d'exploitation est longue. Mais il ne sera guère possible de financer les coûts de revient du courant par une simple production électrique de base, au prix auquel on peut la facturer, car ces coûts de production d'électricité sont fondamentalement plus élevés. Le tableau 3.3-2 résume les divers facteurs.

Tableau 3.3-2: **Facteurs d'influence sur les coûts de revient de l'électricité des centrales nucléaires et des centrales à gaz**

	Centrales nucléaires	Centrales à gaz
Taux d'intérêt	importance moyenne	importance faible
Durée d'exploitation	importance élevée	importance moyenne
Heures de pleine charge	importance élevée	importance moyenne
Coûts d'investissement	importance élevée	importance faible
Coûts de désaffectation et de rééquipement	importance faible	-
Coûts de combustible	importance moyenne (faible pour les coûts de l'uranium)	importance très élevée (moyenne pour les coûts de réduction du CO ₂)

Source: Prognos SA

- **Coûts des installations de couplage chaleur-force alimentées par des agents fossiles**

La dispersion des classes de puissance et des domaines d'utilisation, partant celle des coûts de revient, est importante. Les intervalles de fluctuation prévus dans les «Perspectives énergétiques» pour les principaux types d'installations sont représentés à la figure 3.3.-5. Les coûts de revient, calculés selon la même méthode que pour les autres techniques, comprennent les coûts d'investissement, d'exploitation et de combustible ainsi que les crédits pour la récupération de la chaleur. Ces derniers couvrent généralement les coûts de combustibles économisés par rapport à la production de chaleur conventionnelle, puisqu'il n'est en général pas possible de renoncer aux chaudières d'appoint conventionnelles, du fait que les installations de couplage chaleur-force sont axées sur le besoin en chaleur de base. Les coûts de la distribution de chaleur ne sont pas compris en l'occurrence, car ils font partie du dispositif de chaleur également nécessaire lorsque les systèmes ne sont pas couplés. Les coûts de revient de l'électricité dépendent de nombreux facteurs que l'on a pris en compte autant que possible dans les scénarios. Mentionnons les diverses conditions concernant l'énergie d'entrée, l'électricité excédentaire et les possibilités techniques d'optimisation (priorité à la production d'électricité ou à la production de chaleur, installations de taille supérieure avec un nombre inférieur d'heures à plein régime ou installations de plus petite taille avec un nombre élevé d'heures de pleine charge).

Figure 3.3-5: **Coûts de revient moyens de l'électricité produite par les installations de couplage chaleur-force durant la période 2005-2035, en ct./kWh**



3.4 Offre d'électricité

3.4.1 Pénurie de courant

L'offre actuelle consiste pour une part en énergie de charge de base, provenant des centrales au fil de l'eau, des centrales nucléaires et des droits de prélèvement en France. Cette part couvre les besoins de base 24 heures sur 24. S'y ajoute l'énergie couvrant les pointes de charge, fournie en Suisse par les bassins d'accumulation et les centrales de pompage-turbinage. Si la production d'électricité d'origine nucléaire et les importations de France sont constantes tout au long de l'année, la force hydraulique au fil de l'eau est soumise à d'importantes variations, dues au climat, qui peuvent atteindre 5 TWh par an. Ces fluctuations ne sont pas prises en compte dans la représentation du travail électrique (kWh) et celle de la pénurie d'électricité (les calculs reposent sur les productions moyennes attendues).

La figure 3.4-1 illustre l'offre, qui diminue graduellement en raison de la mise hors exploitation des installations existantes en 2005 et de l'expiration des droits de prélèvement. Si des capacités nouvelles ne sont pas créées entre 2005 et 2035, des pénuries d'électricité sont prévues dès les semestres d'hiver 2018-2020. Pour l'année hydrologique 2035, elles seront comprises entre 5,0 TWh dans le scénario IV et 22,3 TWh dans le scénario I (cf. tableau 3.4-1), selon les conditions-cadres. La pénurie de charge de base que cette évolution implique est d'environ 3500-3800 MW. Le moment où la pénurie interviendra dépend peu de l'évolution de la demande d'électricité, car celle-ci commencera par augmenter dans tous les scénarios. En revanche, le besoin de nouvelles capacités de production est sensiblement plus important à long terme dans le scénario I que dans le scénario IV.

Figure 3.4-1: **Pénuries d'électricité durant un semestre d'hiver moyen, en TWh (évolution tendancielle des conditions-cadres)**

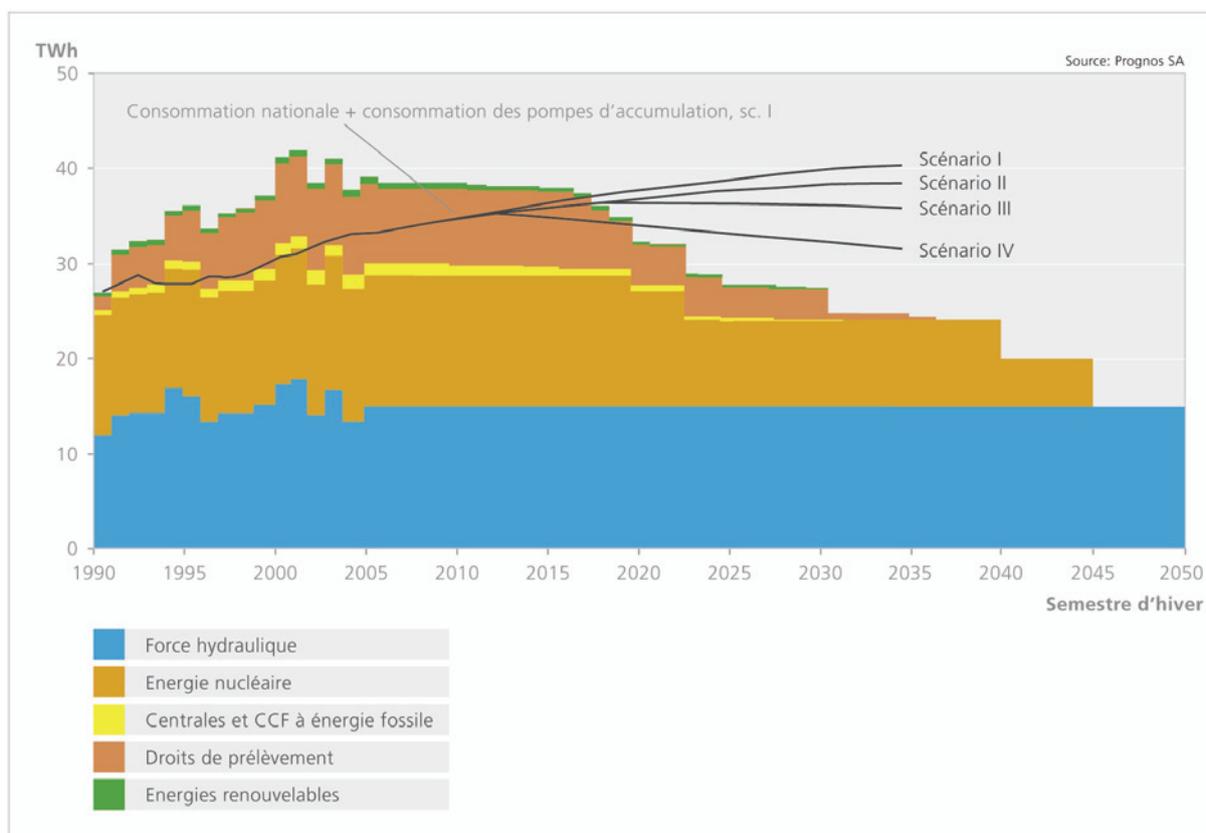


Tableau 3.4-1: **Pénuries d'électricité par scénarios en 2035, en TWh et en % de la consommation nationale correspondante**

Scénarios	An TWh	Hiver TWh	Eté TWh	Part de la cons. nat. en %
I	22,3	16,1	6,1	31
II	18,6	14,1	4,5	27
III	13,5	11,3	2,2	21
IV	5,0	6,6	-1,7	9

Source: Prognos SA

3.4.2 Variantes d'offre

Les variantes de compensation des pénuries, de A à G (cf. section 2.2 pour les définitions), se distinguent selon les options technologiques et politiques. Dans les variantes A, B, C et G, on présuppose une légère extension autonome des capacités, due pour l'essentiel aux forces du marché et aux instruments actuels de promotion des énergies renouvelables (y compris la grande et la petite hydraulique et les installations CCF). L'analyse porte sur la période courant jusqu'à 2035. La question de la compensation du manque d'électricité se pose à nouveau pour la suite; pour l'après-2035, on constate que les grandes installations des variantes A à C présentent des cycles de remplacement plus longs que dans les variantes décentralisées D et E. Par ailleurs, les cycles plus courts des variantes D et E permettent d'intégrer plus rapidement les progrès techniques.

- **Variante d'offre A: le nucléaire**

La variante d'offre A postule que l'on construise de nouvelles centrales nucléaires et qu'il soit possible de combler les pénuries entre 2018 et 2030 à l'aide des importations. Cette dernière disposition est nécessaire vu la longueur prévisible des processus de planification et de décision relatifs à de nouvel-

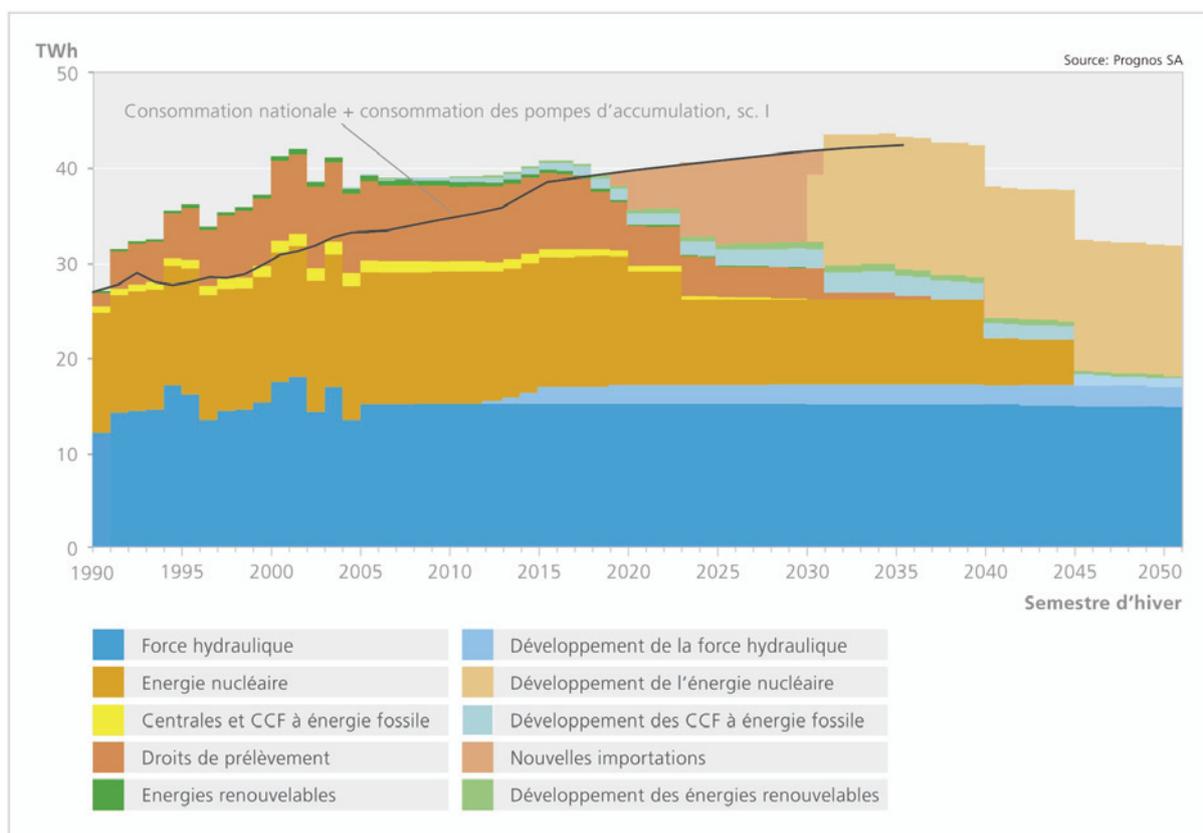
les centrales nucléaires. Dans la variante A (de même que dans les variantes D, E, F et G), on ne prévoit pas de centrales à gaz afin de permettre la comparaison.

Le scénario I prévoit la mise en exploitation de 2 centrales nucléaires en 2030/31, qui doivent permettre de combler les pénuries d'électricité et de répondre à la demande pendant environ 10 ans (cf. figure 3.4-2). Le besoin d'importation augmente dans le scénario I jusqu'à un maximum de 14,5 TWh (en 2029). Une fois les nouvelles centrales nucléaires mises en service, les exportations seront momentanément excédentaires (le surplus sera encore de 6,7 TWh en 2035).

Le scénario II prévoit également 2 centrales nucléaires, malgré une demande plus modeste et un renforcement de la promotion des énergies renouvelables. Il faut s'attendre en l'occurrence à des exportations temporairement accrues en raison des brusques fluctuations de capacité. Selon le scénario II, le développement autonome des installations de couplage chaleur-force est moins important que dans le scénario I, en raison de la collaboration renforcée entre les EAE et les exploitants d'installations CCF.

Pour les scénarios III et IV, compte tenu de la plus faible demande envisagée à long terme, une seule centrale nucléaire suffit - de justesse - à combler la pénurie. Selon le scénario III néanmoins, de nouvelles importations sont nécessaires (en faibles proportions) une année plus tard déjà. Comme ces scénarios postulent une baisse de la demande de chaleur, le développement autonome des installations de couplage chaleur-force alimentées aux énergies fossiles y est plus faible que dans les scénarios I et II.

Figure 3.4-2: **Couverture de la pénurie avec la variante d'offre A, scénario I, semestre d'hiver (TWh)**

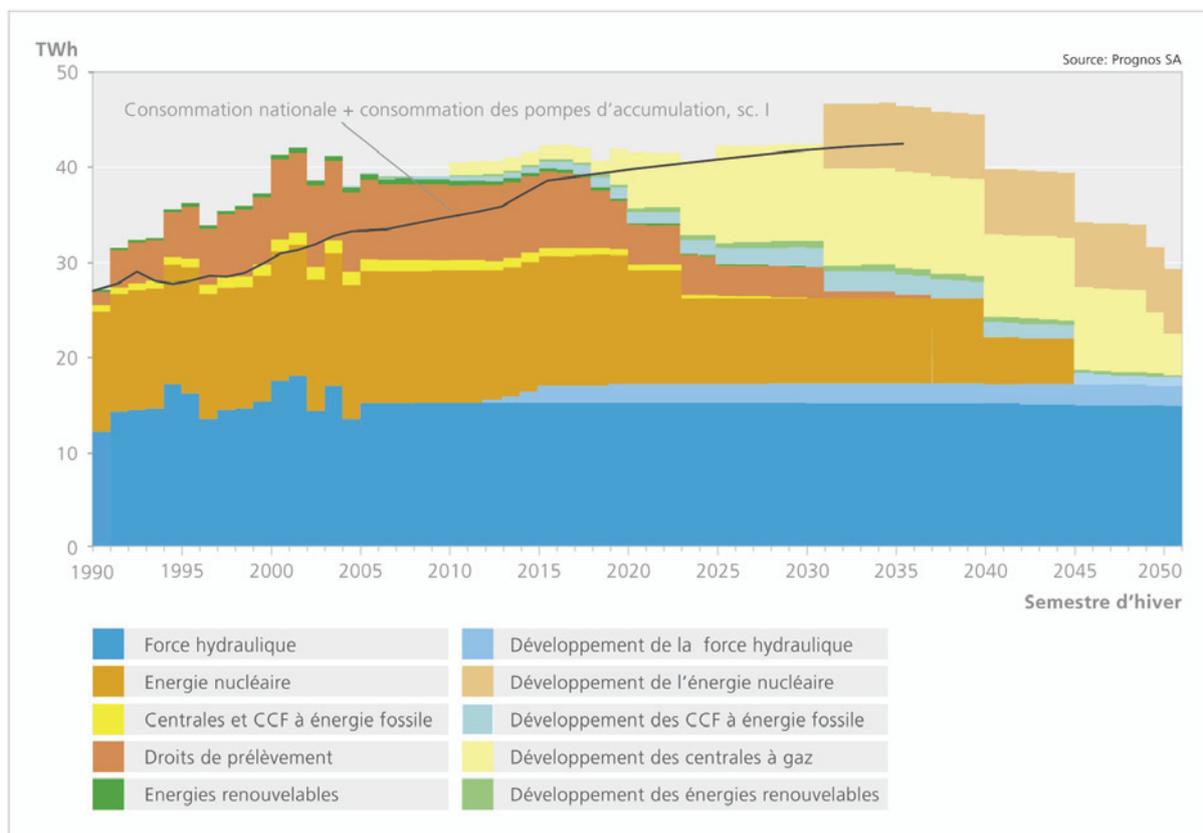


- **Variante d'offre B: nucléaire et fossile centralisé**

Contrairement à la variante d'offre A, la couverture des besoins jusqu'à la mise en exploitation d'une nouvelle centrale nucléaire n'est pas assurée par des importations, mais par des centrales à gaz, le projet de Chavalon constituant la première unité. Cette variante n'est pas adaptée aux scénarios III et IV, qui prévoient le recours à l'une des 2 technologies seulement pour combler la pénurie, compte tenu d'une demande plus faible en raison des cycles de renouvellement plus longs des grandes centrales. Le scénario I prévoit 5 centrales à gaz jusqu'en 2030, celle de Chavalon comprise (cf. figure 3.4-3), tandis que le scénario II se limite à 3 installations, en raison de la plus faible demande et de la promotion de des énergies renouvelables. Dans l'un et l'autre scénario, la mise en exploitation de la centrale nucléaire en 2031 entraîne un excédent d'exportation d'environ 11 TWh. En

pratique, le recours aux centrales à gaz épouserait les prix de l'électricité, si bien que le solde des exportations pourrait être réduit.

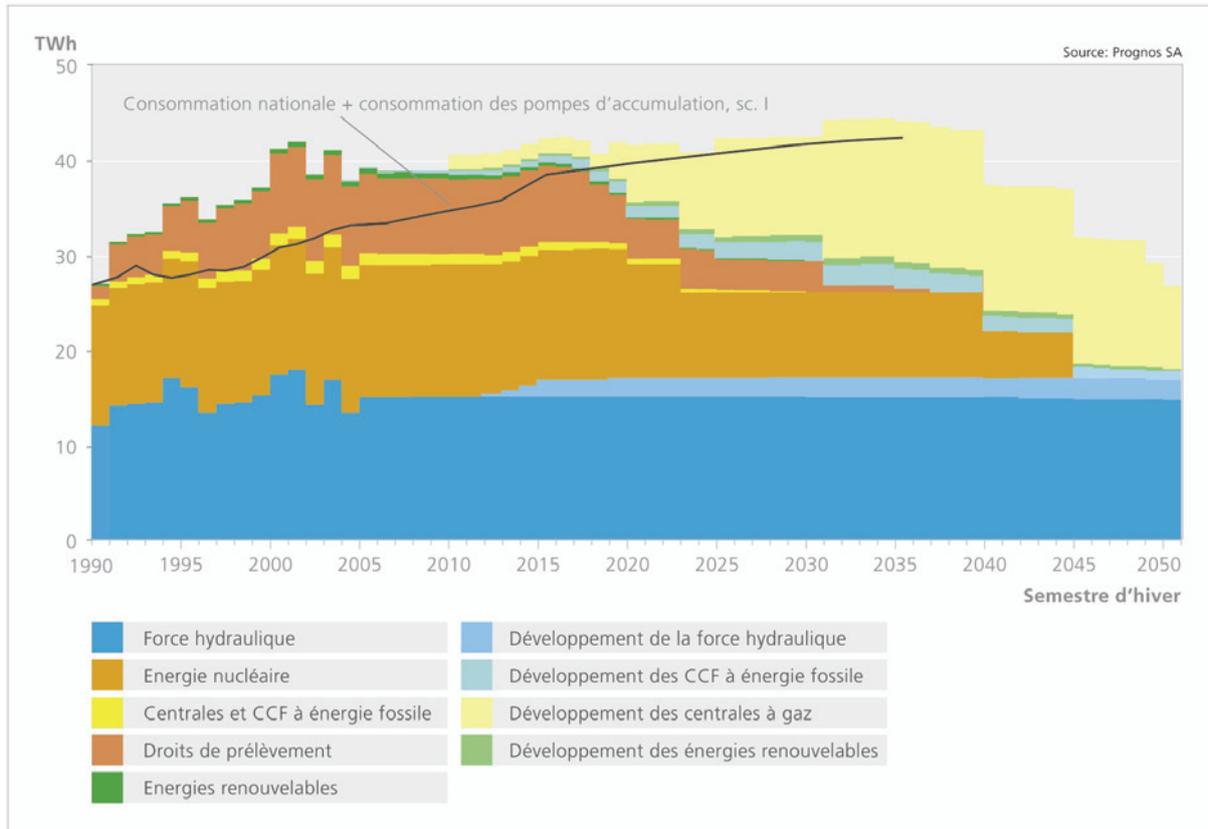
Figure 3.4-3: **Couverture de la pénurie avec la variante d'offre B, scénario I, semestre d'hiver (TWh)**



- **Variante d'offre C: fossile centralisé**

Cette variante d'offre part du principe que l'intégralité du manque d'électricité est comblée par les centrales à gaz. Le nombre d'unités requises est compris entre 7 (dans le scénario I, cf. figure 3.4-4 et 3 dans le scénario IV), la centrale de Chavalon étant comptée dans les deux cas. Selon cette variante, l'apport destiné à couvrir la pénurie répond largement à la demande.

Figure 3.4-4: **Couverture de la pénurie avec la variante d'offre C, scénario I, semestre d'hiver (TWh)**



- **Variante d'offre D: fossile décentralisé (sans illustration)**

Dans les scénarios III et IV, la transition vers un approvisionnement décentralisé basé sur les énergies renouvelables est assurée par des installations de couplage chaleur-force alimentées aux énergies fossiles, ainsi que, dans une mesure nettement moindre, des installations CCF alimentées aux énergies renouvelables (surtout le biogaz). On appliquera des techniques avérées comme les centrales à énergie totale équipées et les turbines à gaz. Les installations CCF seront mises au point pour répondre à la demande de chaleur. Toutefois, pour combler totalement le manque, il faudra aussi des installations des classes de puissance plus basses, dont les coûts de revient sont plus élevés. Les installations seront mises en place avant la pénurie et en continu, de sorte que la variante D peut elle aussi conduire à des excédents temporaires d'exportation (selon les cycles d'investissement dans les systèmes calorifiques).

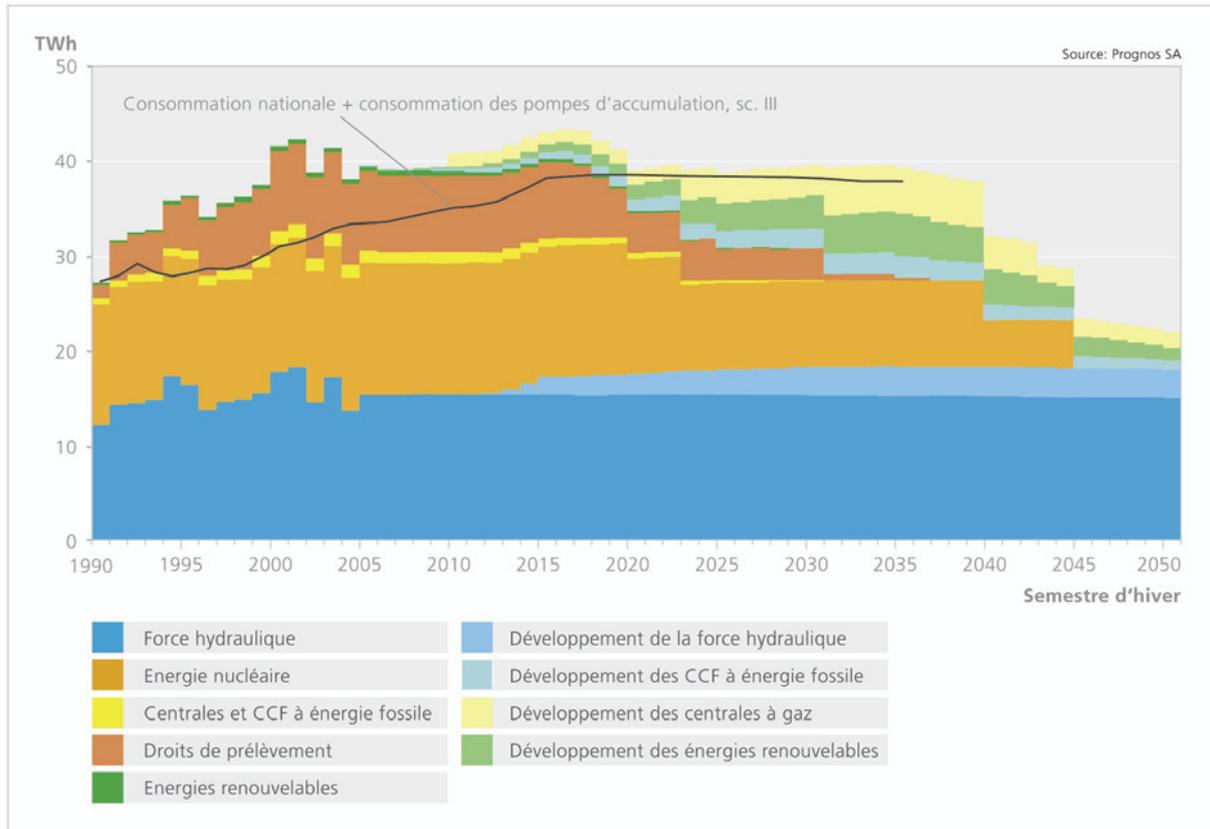
- **Variante d'offre E: énergies renouvelables (sans illustration)**

Pour les scénarios III et IV, eu égard à la baisse de la demande, on envisage de combler largement la pénurie à l'aide des énergies renouvelables. A cette fin, il faudra un supplément d'énergies renouvelables d'environ 16,5 TWh dans le scénario III et de 10,3 TWh dans le scénario IV. Dans le scénario III en particulier, on ne pourra guère renoncer à de nouvelles grandes centrales hydroélectriques. La compensation du manque d'électricité par les seules énergies renouvelables est grevée d'incertitudes techniques, car la production de courant à partir de la géothermie, en particulier, devrait être arrivée à maturité et être disponible à large échelle dès 2020. Une alternative réside dans l'utilisation massive du photovoltaïque, lequel augmenterait le coût de la couverture de la pénurie. Dans le scénario IV, le développement des grandes centrales hydroélectriques est nettement plus modeste, car la transformation et la rénovation des installations actuelles suffiraient, la demande de courant étant moindre.

- **Variante combinée C & E: fossile centralisé et énergies renouvelables**

Le scénario III comporte la variante combinée de centrales à gaz et d'énergies renouvelables. Outre la centrale de Chavalon, on prévoit de produire de l'électricité par la cocombustion intégrée de 20% de gaz de bois dans les 2 centrales à gaz supplémentaires requises. Puis, jusqu'à 2035, 8,1 TWh d'énergies renouvelables doivent être injectés en plus dans le réseau (cf. figure 3.4-5). L'exploitation de potentiels coûteux est moins poussée que dans la variante E.

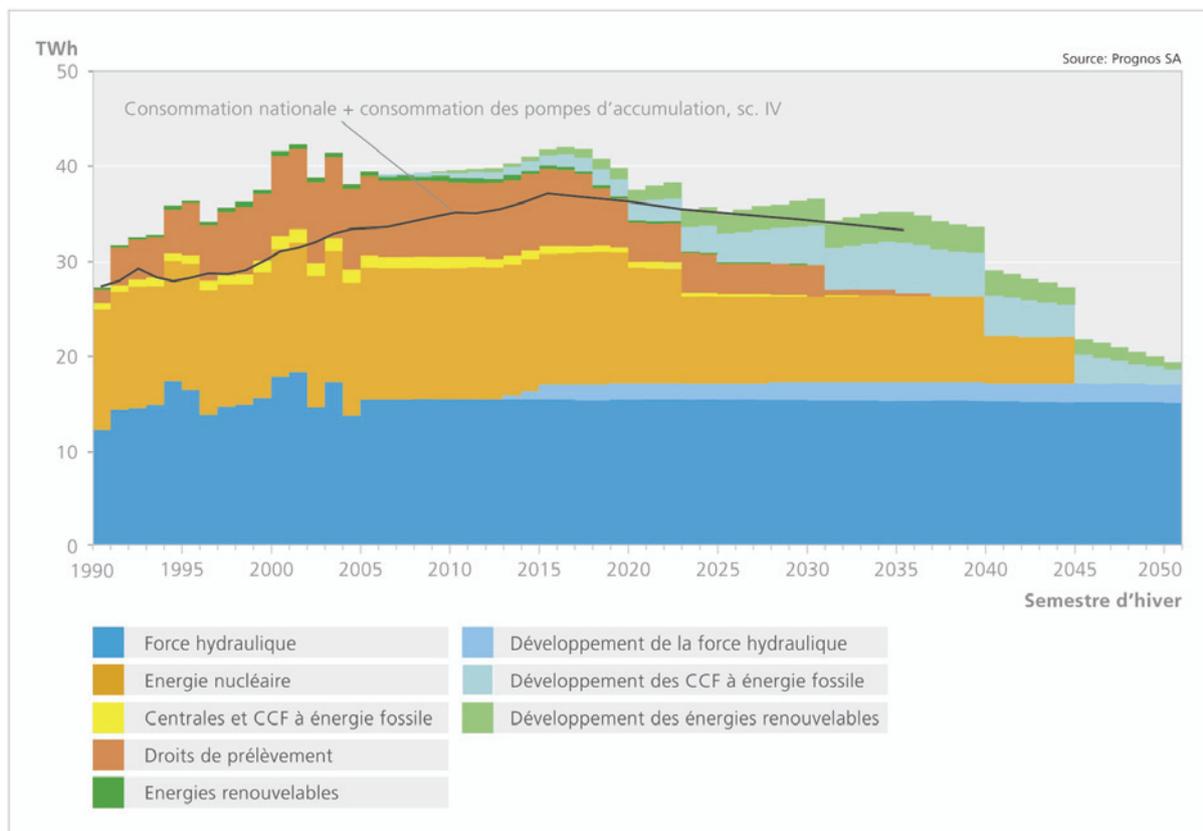
Figure 3.4-5: **Couverture de la pénurie avec la variante combinée C & E, scénario III, semestre d'hiver (TWh)**



- **Variante combinée D & E: fossile décentralisé et énergies renouvelables**

Si elles sont techniquement réalisables dans les scénarios III et IV, les variantes D et E s'approchent des limites des potentiels (variante D) ou sont grevées des incertitudes pesant sur les développements technologiques, notamment en ce qui concerne la géothermie (variante E). Il est donc judicieux de prévoir une variante mixte dans les scénarios III et IV en alliant les installations de couplage chaleur-force et les énergies renouvelables. Il est ainsi possible de réduire le développement tant des coûteux potentiels d'installations CCF de petite taille que celui des grandes centrales hydroélectriques et de la géothermie. Le scénario IV ne prévoit plus que 0,5 TWh issus de la géothermie dès 2025. Dans le scénario III, il faudra 12,1 TWh d'installations CCF alimentées aux énergies fossiles et un total de 9,6 TWh d'énergies renouvelables, tandis que le scénario IV en requerra 7,6 TWh et 6,2 TWh respectivement (cf. figure 3.4-6).

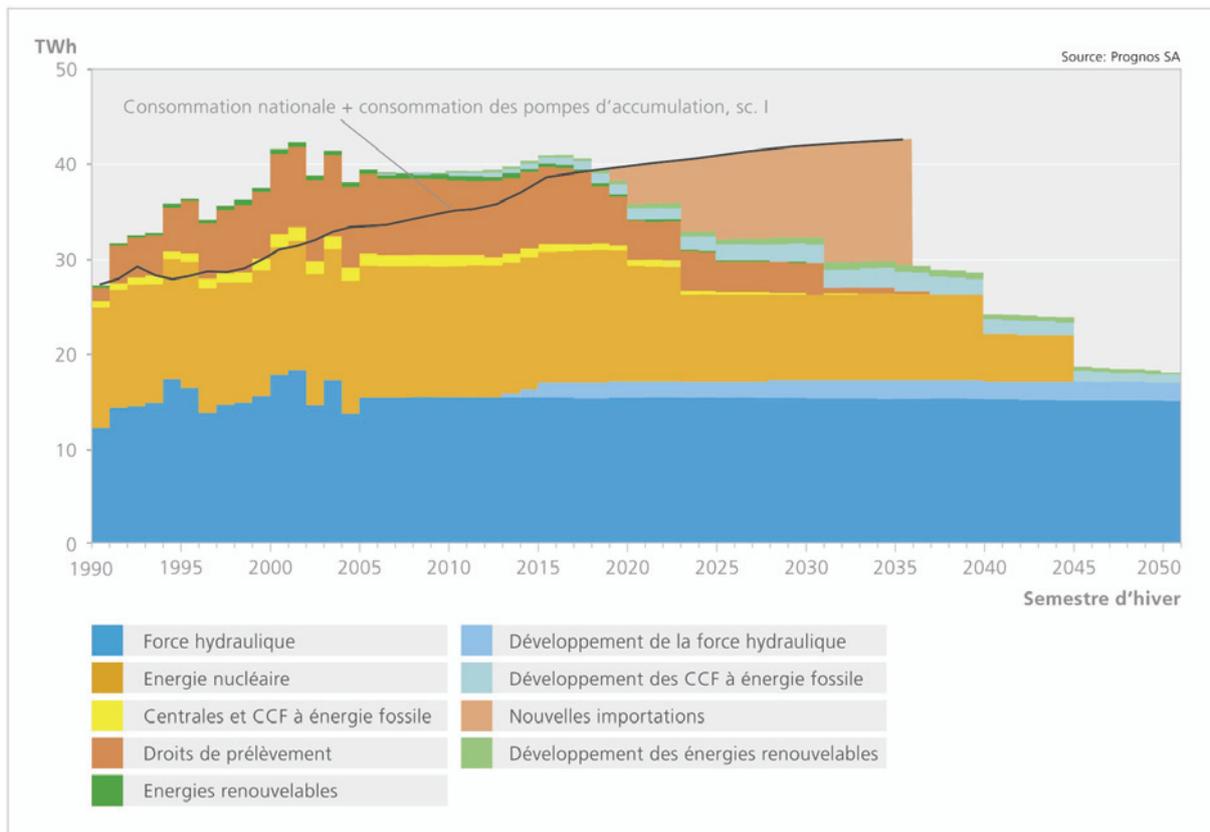
Figure 3.4-6: Couverture de la pénurie avec la variante combinée D & E, scénario IV, semestre d'hiver (TWh)



- **Variante d'offre G: importations**

Avec la variante d'offre G, la pénurie est comblée par les importations. Dans le scénario I, le besoin de développement est de 20 TWh, soit davantage que le volume prévu par les actuels contrats de prélèvement (cf. figure 3.4-7). Fondamentalement, la possibilité existe que des acteurs suisses acquièrent des participations dans des centrales nucléaires, des centrales à gaz ou des parcs de centrales à l'étranger. Ces dernières années, des projets de participation d'entreprises électriques suisses à des centrales à gaz établies à l'étranger ont d'ailleurs été portés à la connaissance du public. Sur un marché ouvert, de telles participations servent toutefois en premier lieu au commerce de l'électricité sur le marché local et non pas à l'importation en Suisse. Des contrats de prélèvement à long terme sont également possibles sur un marché ouvert, mais ils doivent être limités dans le temps et ne peuvent pas bloquer toutes les capacités du réseau. C'est pourquoi ils sont soumis à l'obligation d'annonce dans le cadre des réglementations de l'UE. Il faut prévoir que les participations ou les contrats de prélèvement nouveaux à long terme ne soient possibles qu'au prix du coût marginal (à long terme). A l'horizon temps considéré, il est très vraisemblable que les centrales à gaz constitueront la référence déterminante pour fixer les prix, dont le calcul comprendra le supplément pour la réduction des émissions de CO₂. Quant aux capacités du réseau transfrontalier, des incertitudes existent sur sa disponibilité physique et ses coûts d'utilisation. Contrairement à ce qui prévalait avec les contrats de prélèvement et les participations antérieurs, il faudra réserver et payer séparément les droits d'utilisation du réseau (cf. chapitre 3.5.1).

Figure 3.4-7: Couverture de la pénurie avec la variante d'offre G, scénario I, semestre d'hiver (TWh)



Le tableau 3.4-2 présente les différentes variantes de couverture de la pénurie, y compris les principales exigences posées à la construction de centrales dans les différents scénarios. Toutes les variantes prévoient également un développement autonome limité d'énergies renouvelables et d'installations de couplage chaleur-force alimentées aux énergies fossiles.

Tableau 3.4-2: **Panorama des variantes d'offre en 2035**

Sc.	Var. A	Var. B	Var. C	Var. D	Var. E	Var. C & E	Var. D & E	Var. G	Pénurie en 2035 (en TWh)	
	Nucléaire	Fossile centralisé et nucléaire	Fossile centralisé	Fossile décentralisé	ER	Fossile centralisé et ER	Fossile décentralisé et ER	Importations	An	Hiver
I	2 CN	5 CaG 1 CN	7 CaG	-	-	-	-	20,0 TWh importations (3329 MW)	22,3	16,1
II	2 CN 5,7 TWh ER	3 CaG 1 CN 5,7 TWh ER	5 CaG 5,7 TWh ER	-	-	-	-	12,7 TWh importations (2114 MW) 5,7 TWh ER	18,6	14,1
III	1 CN	-	4 CaG *	17,4 TWh CCF	16,5 TWh ER 2,6 TWh GCHE	3 CaG * 8,1 TWh ER	12,1 TWh CCF 9,6 TWh ER	11,5 TWh importations (1913 MW)	13,5	11,3
IV	1 CN	-	3 CaG	11,5 TWh CCF	10,3 TWh ER 1,0 TWh GCHE	-	7,6 TWh CCF 6,2 TWh ER	6,6 TWh importations (1100 MW)	5,0	6,6

ER: photovoltaïque, vent, géothermie, bois, biogaz, gaz de digestion, déchets (50%) et force hydraulique jusqu'à 10 MW.

CN: centrale nucléaire à 1600 MW.

CaG: centrale à gaz (Chavalon à 357 MW et autres installations à 550 MW).

CCF: installations à couplage chaleur-force, surtout alimentées au gaz naturel.

GCHE: grande centrale hydroélectrique (> 10 MW).

* centrales au gaz naturel permettant la cocombustion du gaz de bois, hormis Chavalon.

Source: Prognos SA

3.4.3 Importations d'électricité issue d'énergies renouvelables

L'UE fixe des objectifs quantitatifs et applique des instruments de promotion visant le développement de la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables. Il y a lieu de penser que le courant renouvelable subventionné par les divers pays sera d'abord utilisé pour réaliser leurs propres objectifs. En suivant une stratégie d'importation de gros volumes de courant vert, la Suisse se trouverait en situation de concurrence avec les acquéreurs étrangers. Un projet de recherche à l'attention de la Commission européenne (Green-X Project; Work Package 4: Deriving Optimal Strategies for Increasing the Share of Renewable Energy Systems in a Dynamic European Electricity Market; 2004) a calculé que les coûts supplémentaires moyens de l'UE-15 pour produire de l'électricité à partir d'énergies renouvelables seraient d'environ 8 ct./kWh jusqu'en 2012 (par rapport au courant conventionnel). Jusqu'en 2020, ces coûts supplémentaires peuvent s'abaisser, selon la politique d'encouragement, à un montant compris entre 3,2 et 6,4 ct./kWh. Les prix du courant vert à l'importation seront probablement longtemps encore au-dessus des prix du marché européen. Comme pour le courant gris (électricité sans certificat d'origine ou de production), il faudra conclure des contrats de prélèvement ou acquérir des participations. Le courant est par exemple fourni durant une certaine période à une puissance donnée. Même dans le cas d'injections intermittentes (énergie éolienne, énergie solaire), la fourniture doit revêtir la forme d'une bande de charge de base négociable. La régulation nécessaire à cet effet peut être assurée par des centrales dans le pays d'origine ou par des centrales d'accumulation en Suisse. Dans les deux cas de figure, il s'agit d'en intégrer les coûts.

Les certificats de courant vert consistent à conserver dans une banque de données électronique l'origine et le mode de production de l'électricité. Ils peuvent être échangés indépendamment des fournitures physiques. Leur acquisition ne contribuerait pas à la sécurité d'approvisionnement. Outre les certificats, la Suisse en tant qu'importatrice devrait également acheter du courant gris pour couvrir les besoins physiquement, ce qui entraînerait des coûts d'utilisation des réseaux de transport.

D'une manière générale, vu la croissance du commerce international de l'électricité, il sera nécessaire de renforcer les réseaux entre les régions de production et celles où se concentrera la consommation. Les producteurs de courant vert tendent à être éloignés des régions de consommation (notamment les sites de production actuellement encore hypothétiques en Afrique du Nord) et la production intermittente place l'exploitation des réseaux devant de hautes exigences. Pour ces raisons, les risques financiers et physiques dus aux congestions de réseaux tendent à être plus importants pour l'importation de courant vert que pour l'importation de courant gris issu de sources conventionnelles.

3.4.4 Coûts de couverture de la pénurie d'électricité

Afin de comparer financièrement les variantes d'offre, on calcule les coûts de revient et les coûts totaux actualisés du développement. Une actualisation (évaluation des coûts futurs à leur valeur actuelle) est nécessaire pour pouvoir comparer les résultats. Selon la variante d'offre, les coûts d'investissement, d'exploitation et d'entretien sont plus ou moins élevés, ils surviennent à des moments différents et s'étalent sur des périodes de durée variables. Le taux d'intérêt réel est de 2,5% pour tous les types d'installation et la durée d'amortissement équivaut à la durée technique de leur exploitation. Ces données résultent d'un calcul des coûts macroéconomique, qui diffère d'un investisseur à l'autre. Pour les centrales nucléaires, il s'agit des coûts de rééquipement, de désaffectation, de responsabilité civile et d'élimination, sans inclure toutefois les suppléments subjectifs pour risques. En ce qui concerne les centrales à gaz, on a tenu compte des coûts de réduction du CO₂ tant pour la production indigène que pour les importations d'électricité en intégrant le prix des certificats. Les coûts sont ceux à la sortie de la centrale. L'offre actuelle et les coûts du réseau ne sont pas évalués (cf. chapitre 3.5.1).

Les coûts de revient reposent sur les coûts de production moyens. Le tableau 3.4-3 fournit un aperçu par scénarios. La variante A apparaît être la plus avantageuse en termes de coûts dans tous les scénarios. Dans ce cadre toutefois, les risques financiers et physiques liés à l'importation ne sont pas pris en compte (dans les variantes G et A pour la période 2020-2030). Les variantes d'offre A, B, C et G sont plus avantageuses (de 65 à 80% selon le scénario) que les variantes d'offre décentralisées D, E, C & E et D & E. La variante D est plus chère que la variante E, celle-ci présupposant toutefois la commercialisation de la géothermie.

Toutes variantes d'offre confondues, le scénario I est le plus avantageux s'agissant des coûts de revient exprimés en ct./kWh. Le scénario IV vient en deuxième position. Le fait que les coûts de revient de toutes les variantes du scénario IV soient plus bas que dans les scénarios II et III résulte de ce que l'exploitation des potentiels de production y est réalisée selon des critères économiques. Moins il faut de courant, plus les potentiels utilisés sont avantageux. La variante C est nettement plus avantageuse dans le scénario IV que dans le scénario III, où l'on envisage la cocombustion du gaz de bois dans les centrales à gaz, tandis que le scénario IV prévoit la construction de centrales à gaz standard.

Tableau 3.4-3: **Coûts de revient actualisés de la couverture de la pénurie (sans les coûts de réseau), en ct./kWh**

Sc.	Var. A	Var. B	Var. C	Var. D	Var. E	Var. C & E	Var. D & E	Var. G	Pénurie en 2035 (TWh)	
	Nucléaire	Fossile centralisé et nucléaire	Fossile centralisé	Fossile décentralisé	ER	Fossile centralisé et ER	Fossile décentralisé et ER	Importations*	An	Hiver
I	3,9	4,2	4,4	-	-	-	-	4,4	22,3	16,1
II	4,4	4,7	5,0	-	-	-	-	5,1	18,6	14,1
III	4,4	-	5,3 **	8,1	7,2	6,1	7,9	4,8	13,5	11,3
IV	4,3	-	4,7	7,5	7,0	-	7,4	4,8	5,0	6,6

Généralités: les revenus des exportations sont déduits, les coûts de réduction du CO₂ sont ajoutés (centrales sur le territoire national). Tous les coûts s'entendent à la sortie de la centrale.

* Importations dans les variantes A et G sans coûts supplémentaires pour les réseaux étrangers, mais avec supplément pour les coûts de réduction du CO₂ (centrales étrangères).

** Centrales au gaz naturel avec cocombustion du gaz de bois, hormis Chavalon.

Source: Prognos SA

Tableau 3.4-4: **Coûts totaux actualisés de la compensation de la pénurie (sans les coûts de réseau), en milliards de CHF**

Sc.	Var. A	Var. B	Var. C	Var. D	Var. E	Var. C & E	Var. D & E	Var. G	Pénurie en 2035 (TWh)	
	Nucléaire *	Fossile centralisé et nucléaire	Fossile centralisé	Fossile décentralisé	ER	Fossile centralisé et ER	Fossile décentralisé et ER	Importations *	An	Hiver
I	15,1	16,5	16,8	-	-	-	-	16,3	22,3	16,1
II	16,7	17,6	18,0	-	-	-	-	17,5	18,6	14,1
III	13,2	-	16,1 **	27,7	26,9	20,1	28,1	13,91	13,5	11,3
IV	8.7	-	9.5	16.7	17.1	-	17.5	9.1	5.0	6.6

Généralités: les revenus des exportations sont déduits, les coûts de réduction du CO₂ sont ajoutés (centrales sur le territoire national). Tous les coûts s'entendent à la sortie de la centrale.

* Importations dans les variantes A et G sans coûts supplémentaires pour les réseaux étrangers, mais avec supplément pour les coûts de réduction du CO₂ (centrales étrangères).

** Centrales au gaz naturel avec cocombustion du gaz de bois, hormis Chavalon.

Source: Prognos SA

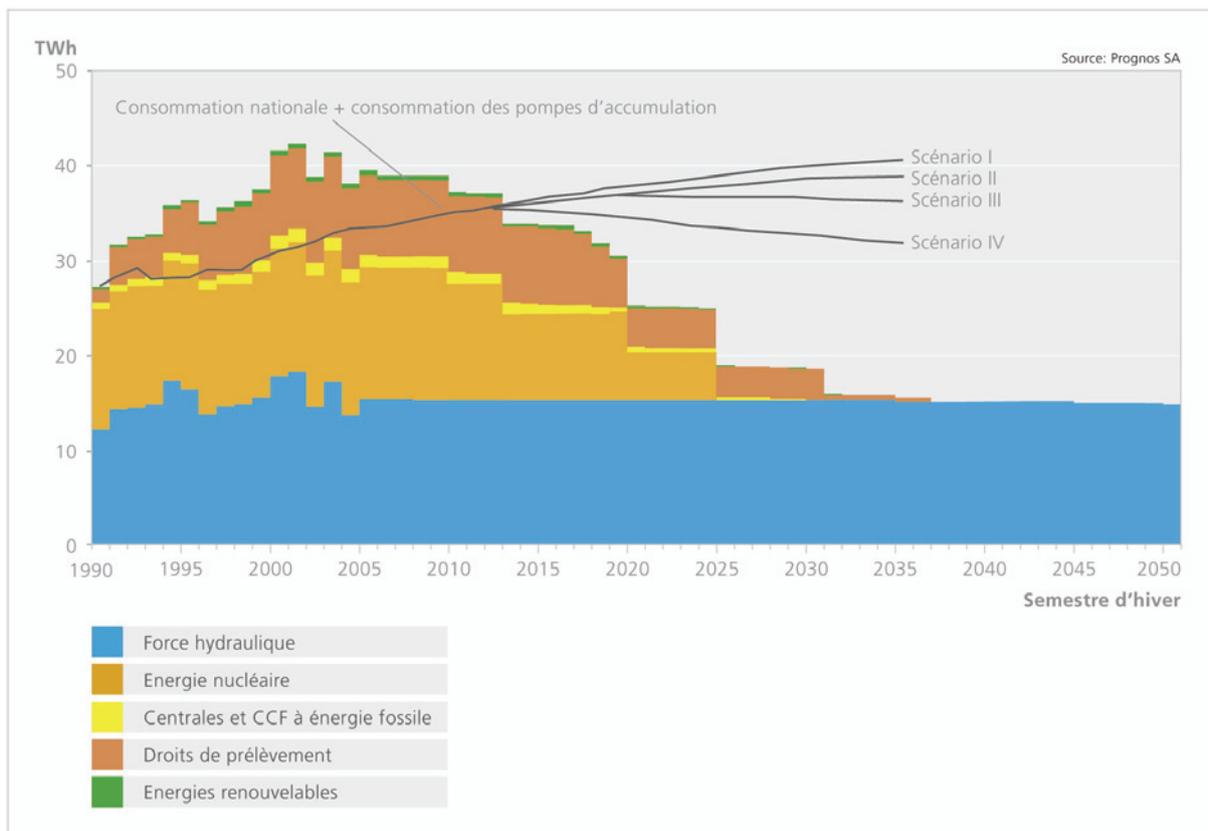
Les coûts totaux actualisés nécessaires à la couverture de la pénurie (cf. tableau 3.4-4) grèveront l'économie d'un montant compris entre 9 milliards et 28 milliards de francs (sans les coûts de réseau, mais en comptant les coûts de réduction du CO₂). Les variantes centralisées sont moins chères que les variantes décentralisées, les différences au sein des 2 catégories de variantes étant assez faibles.

Pour toutes les variantes, c'est selon le scénario IV, et de loin, que la couverture de la pénurie est la plus avantageuse (environ 60% moins chère que dans le scénario I). Cette différence est due à la consommation nettement inférieure d'électricité. Les coûts totaux des variantes décentralisées sont nettement plus élevés (de 60% environ) dans le scénario III que dans le scénario IV. Les coûts totaux des variantes décentralisées du scénario IV correspondent grosso modo à ceux des variantes centralisées du scénario II et sont légèrement plus élevés que ceux du scénario I.

3.4.5 Raccourcissement ou prolongation de la durée d'exploitation des centrales nucléaires

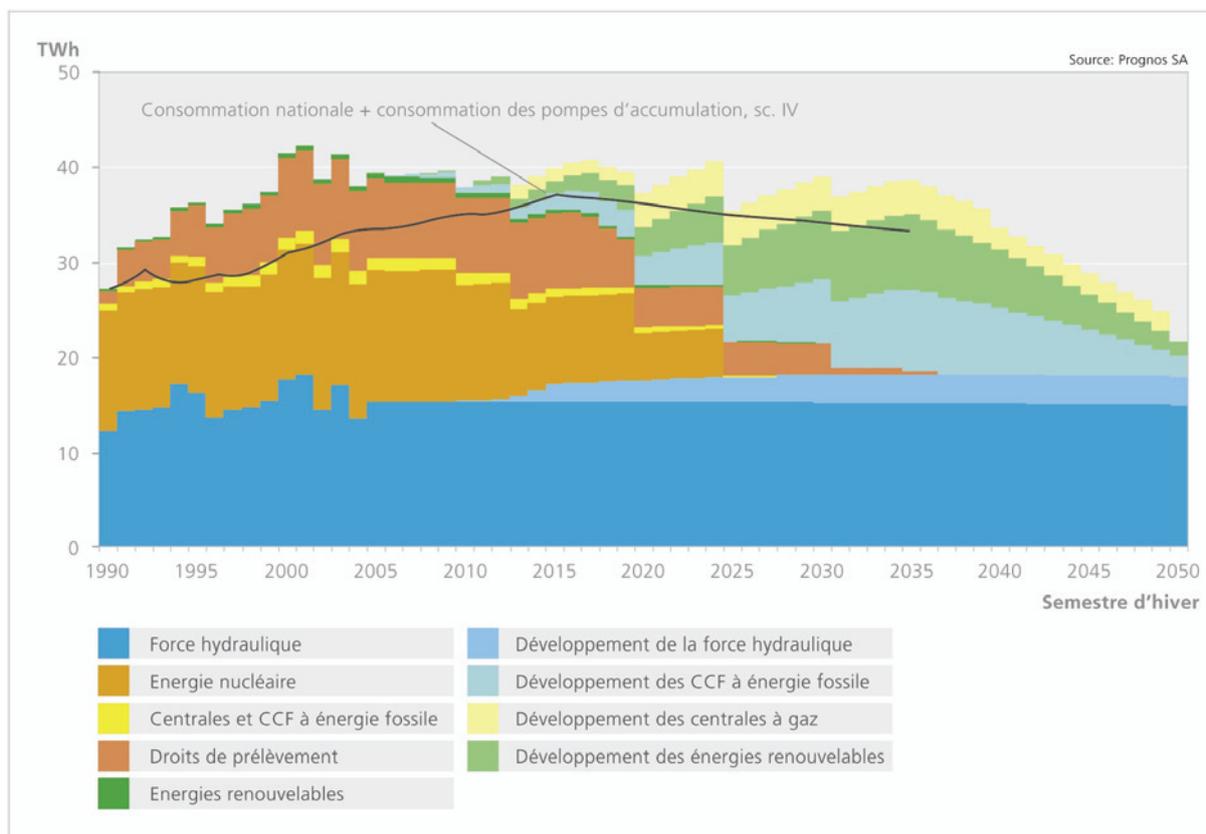
Si l'on réduit la durée d'exploitation des centrales nucléaires actuelles à 40 ans (au lieu de 50 ans pour les CN de Beznau et de Mühleberg et 60 ans pour les CN de Gösgen et de Leibstadt), la pénurie du semestre d'hiver survient en 2013 (cf. figure 3.4-8). Les premières années, elle ne diffère alors que peu (à l'exception du scénario IV), mais elle s'accroît ensuite avec la mise hors exploitation de la centrale nucléaire de Gösgen en 2018.

Figure 3.4-8: **Raccourcissement de la durée d'exploitation des centrales nucléaires à 40 ans, semestre d'hiver, en TWh**



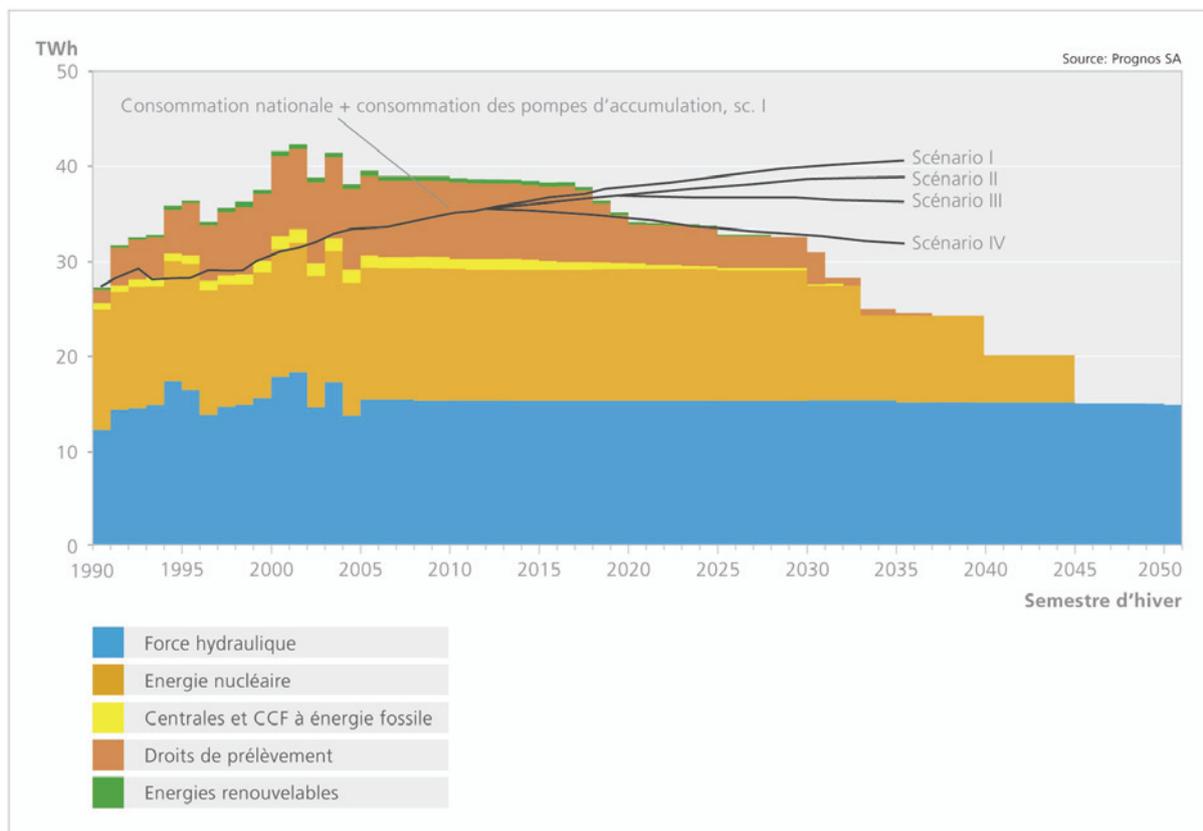
Dans le scénario I, la variante C nécessiterait au total 11 centrales à gaz au lieu de 7, et 8 dans le scénario II. Dans les scénarios III et IV, la pénurie ne peut pas être compensée à temps avec les variantes d'offre D et E, si bien qu'il faut recourir à une solution combinée. Dans le scénario III, 19,1 TWh supplémentaires issus d'énergies renouvelables et 4 centrales à gaz sont nécessaires (variante combinée C & E). Le scénario IV prévoit 16,5 TWh en provenance des énergies renouvelables, 12,3 TWh produits par des installations de couplage chaleur-force alimentées par des énergies fossiles et 2 centrales à gaz (variante combinée C & D & E). Cf. la figure 3.4-9.

Figure 3.4-9: **Couverture de la pénurie en cas de raccourcissement de la durée d'exploitation des centrales nucléaires à 40 ans, scénario IV, variante combinée C & D & E, semestre d'hiver, en TWh**



Une prolongation de la durée d'exploitation des centrales nucléaires de Beznau et de Mühleberg jusqu'à 60 ans n'empêche pas que la pénurie survienne, dans les scénarios I à III, dès le semestre d'hiver 2018 (figure 3.4-10). Même si on prolonge la durée d'exploitation desdites installations, celles-ci ne seront plus reliées au réseau en 2035. La compensation de la pénurie à cette date est donc la même que dans le cas de référence pour les diverses variantes d'offre. Selon le scénario IV, il ne faut renforcer le développement qu'à partir de 2030. Une prolongation permettrait de plus que la variante combinée D & E ou la variante E soient réalisées plus simplement et à moindres coûts. On pourrait éviter une partie des risques d'importation. Compte tenu des éléments connus aujourd'hui, rien n'indique qu'il ne serait pas possible d'exploiter les centrales nucléaires de Beznau et de Mühleberg pendant 60 ans, même si cette durée n'a pas encore été testée pour de telles installations. Les rééquipements nécessaires pour garantir la sécurité ont été pris en compte lors de l'estimation des coûts de revient.

Figure 3.4-10: **Prolongation de la durée d'exploitation des centrales nucléaires de Beznau et de Mühleberg à 60 ans, semestre d'hiver, en TWh**



3.4.6 Sensitivités aux facteurs «climat plus chaud» et «PIB élevé»

En cas de croissance plus forte du PIB, la demande d'électricité augmente d'environ 5% jusqu'en 2035 par rapport à l'évolution tendancielle des conditions-cadres. La croissance économique plus importante entraîne en soi une augmentation relativement faible du besoin de capacités de production supplémentaires. Toutefois, si le climat se réchauffe la demande d'électricité augmente également, en particulier dans le scénario I qui ne prévoit pas que des exigences particulières soient posées aux installations de climatisation. La progression de la demande y est de 4% supérieure à celle de la variante «climat normal». En cas de réchauffement climatique, l'offre des centrales hydroélectriques diminue quant à elle d'environ 7% jusqu'en 2035 (diminution des précipitations, évaporation plus intense). Par rapport à une variante envisageant une évolution normale du climat, une centrale à gaz supplémentaire est donc nécessaire.

Selon le scénario I et la variante d'offre B, la construction d'une nouvelle centrale nucléaire débouchera sur des excédents de production temporaires dans le cas de la variante tendancielle. Une part de ces excédents serait absorbée en cas de croissance plus rapide du PIB et de climat plus chaud.

3.5 Réseaux

3.5.1 Réseau d'électricité

- **La croissance de la demande a une influence essentielle sur le besoin de développement des réseaux**

Le besoin de développement est déterminé tant par la demande globale (et la construction correspondante de centrales) que par des changements régionaux de la demande. La demande des scénarios III et IV est, à long terme, nettement en deçà de celle des scénarios I et II. Pourtant, la demande inférieure repose sur les mêmes évolutions de l'infrastructure et des volumes (croissance des secteurs du bâtiment, des services et de l'industrie, croissance des transports). Seul le scénario IV envisage des structures de construction légèrement densifiées et plus urbanisées. Mais il prévoit des exigences infrastructurelles plus importantes en vue de l'approvisionnement en électricité des transports publics. Même dans le scénario IV, la demande globale de courant augmente encore jusque vers 2015. Au-

aujourd'hui déjà, on observe des pénuries sur le réseau d'approvisionnement général et des chemins de fer, qu'il s'agit de prendre en compte pour garantir une exploitation sûre du réseau électrique. Même si la Suisse renforce la production décentralisée d'électricité, notre pays devra garantir des capacités de réseau suffisantes et une exploitation sûre du réseau qui permette le commerce international de l'électricité.

- **Si la production décentralisée d'électricité augmente, il faut prévoir des flux de courant modifiés, voire inversés dans certains cas**

Les avis divergent et la clarté doit encore être faite quant à savoir si, et dans quelle mesure, les stratégies décentralisées D et E permettraient, à la faveur d'une demande réduite de courant, d'abaisser les coûts des niveaux supérieurs du réseau ou alors d'accroître la sécurité de l'approvisionnement et du réseau.

Une consommation propre élevée de la part des producteurs décentralisés, en particulier si celle-ci survient aux heures de charge de pointe, peut contribuer à délester le réseau à tous les niveaux (diminution du besoin de puissance et de réglage). En pareil cas, des contrats qui permettent aux entreprises d'approvisionnement en amont de prélever dans ces capacités de pointe durant les périodes de besoin et dans le cadre d'un concept de centrale virtuelle pourraient s'avérer intéressants en termes de politique énergétique.

Lorsque la production d'électricité est associée à la chaleur dans des installations de couplage chaleur-force et que la consommation propre du courant produit est importante, c'est principalement en hiver que la charge de base. La légère diminution de la charge de pointe sur le réseau qui en résulte peut aussi atténuer les pénuries. Les importations de courant peuvent donc aussi être diminuées grâce à ce soutien des capacités de charge de base. Les effets sur le réseau sont plutôt modestes. Les capacités de production aux heures de charge de pointe, en particulier les capacités de transport destinées à l'équilibre régional et international entre les centrales d'accumulation existantes et les centres de consommation doivent être maintenues.

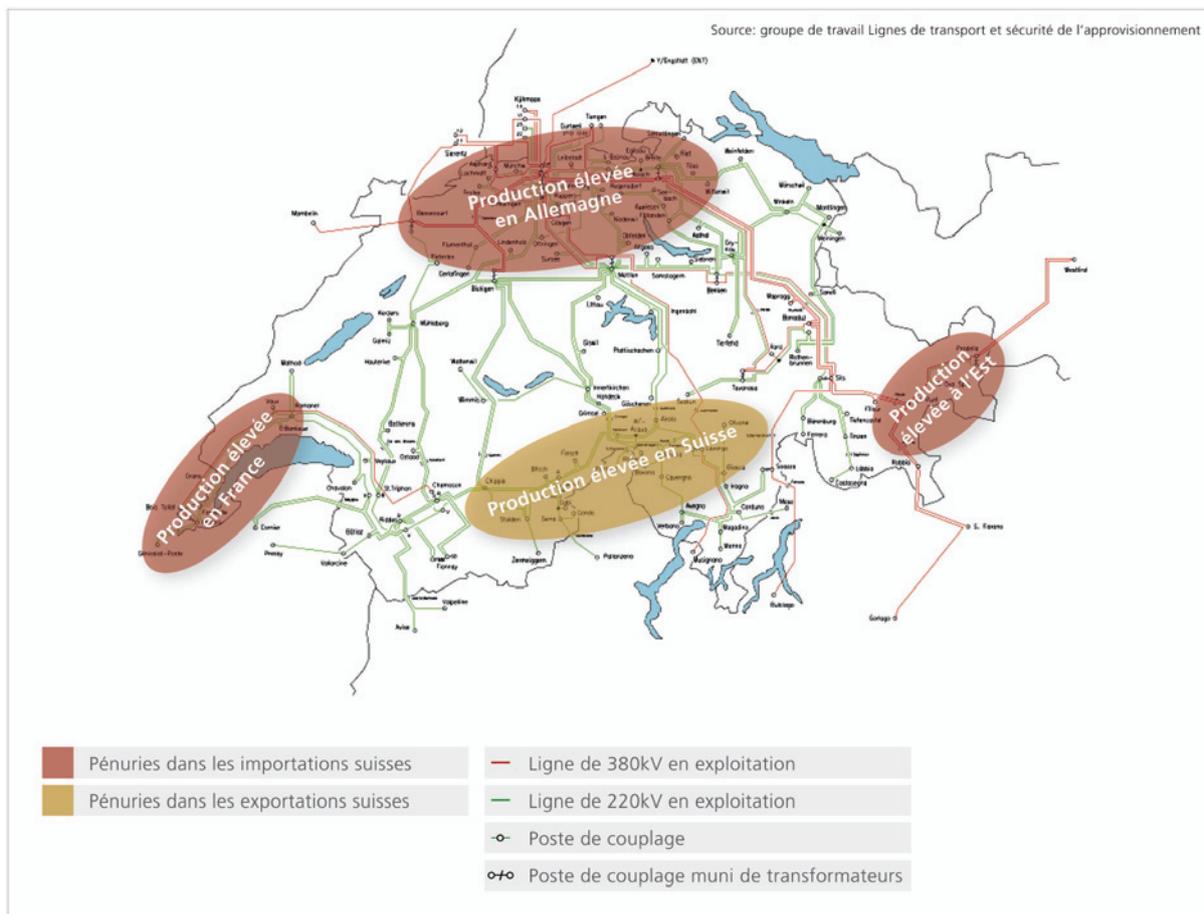
En cas de renforcement de la production décentralisée, avec injection de courant dans le réseau, les flux de l'actuelle configuration de réseau, axée sur la production centralisée, se modifieront:

- Si la production est organisée régionalement, pour être proche des lieux de consommation et conforme aux profils de charge régionaux, l'équilibre des charges peut être réalisé au niveau de basse tension et à l'intérieur des réseaux régionaux; en pareil cas, de nouveaux investissements d'infrastructure seront éventuellement nécessaires pour collecter et distribuer les flux à ces niveaux.
- Si la production excède la demande régionale, il faudra tenir compte du passage des flux de charge des niveaux inférieurs vers les niveaux supérieurs de tension; une telle inversion de la direction des flux par rapport au système actuel requiert des investissements, afin de garantir la «collecte» et la «concentration» des courants injectés sur des surfaces plus étendues et pour assurer leur transformation en courant à plus haute tension. Dans ce cas de figure, il ne faut pas attendre de diminution de charge au niveau de très haute tension, hormis une diminution minimale. De tels cas pourraient se présenter pour les sites de production éloignés des zones habitées qui font appel aux énergies renouvelables (parcs éoliens, géothermie, grandes centrales à biomasse). Fondamentalement, de tels systèmes sont particulièrement intéressants comme centrales virtuelles décentralisées, mais ils présupposent des capacités suffisantes d'énergie de réserve et de réglage.
- Si la charge de base indigène est produite de manière décentralisée, il faut intégrer ces capacités dans l'organisation des flux de charge suprarégionaux et dans l'équilibre entre les importations et les exportations. La question se pose de savoir dans quelle mesure les niveaux de tension supérieurs devront ou pourront encore assumer une fonction de réserve. Les discussions actuellement vives sur le sujet demandent des approches plus différenciées que celles offertes dans le cadre des «Perspectives énergétiques». Néanmoins, sur la base des scénarios et des variantes d'offre, une telle évolution doit être exclue d'ici à 2035: la production décentralisée couvrira moins de la moitié de la charge de base. Il convient toutefois d'examiner ces questions en détail pour le cas où, après 2035, on poursuivrait une stratégie décentralisée de manière systématique et que les centrales nucléaires restantes de Gösgen et de Leibstadt soient remplacées à leur mise hors service par une production décentralisée, comme le prévoient les variantes d'offre D, E et D & E.

- **Réseau de transport stratégique suisse 2015**

S'agissant de l'extension et du renforcement des réseaux de transport, le groupe de travail «Lignes de transport et sécurité de l'approvisionnement» de l'OFEN préconise entre autres que l'on pallie les pénuries dans le cadre d'un «Réseau de transport stratégique». On observe des pénuries durant des situations d'importation typiques (nuit d'hiver) en Suisse romande, sur le Plateau et en Basse-Engadine. Dans l'espace alpin, une pénurie existe dans des situations d'exportation typiques, par exemple un jour d'été (cf. figure 3.5-1). Le groupe de travail estime à environ un milliard de francs le besoin d'investissement nécessaire jusqu'en 2015 pour les travaux de développement et de transformation du réseau de transport, ce qui n'excède pas l'ordre de grandeur des investissements réalisés à ce stade. Une planification roulante de la conception du réseau, coordonnée à l'échelle nationale, s'impose. Cette planification devra tenir compte des perspectives de l'offre et de la demande en termes de travail (kWh) et de puissance (kW), ainsi que de leur localisation en Suisse et dans les régions voisines à l'étranger.

Figure 3.5-1: **Congestions dans le réseau suisse de transport de l'électricité**



- **L'état des réseaux à l'étranger influence les possibilités d'importation de la Suisse**

Outre celle de l'acquisition d'électricité, une question qui se pose en particulier pour la variante G et qui fait appel aux importations, est celle de savoir si les capacités du réseau suffiront à transporter les volumes supplémentaires d'énergie et de puissance en Suisse. Par rapport à la situation actuelle, qui comporte des droits de prélèvement d'environ 2500 MW (effectivement importés ou qui pourraient l'être), la puissance supplémentaire serait d'environ 1250 MW (cf. figure 3.5-2).

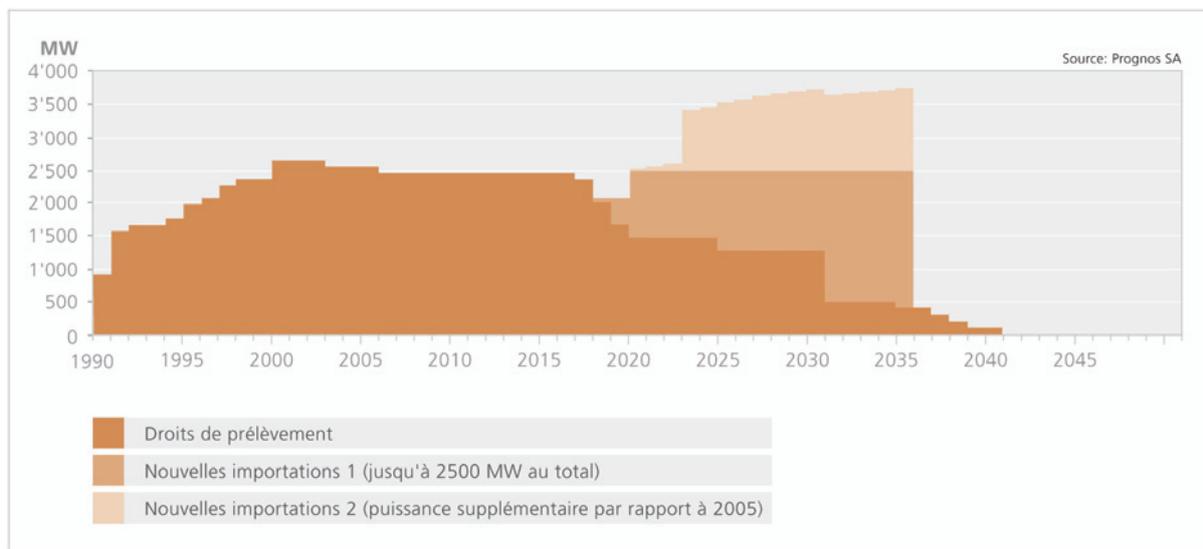
De l'avis des représentants de Swissgrid, le réseau de transport suisse permet aujourd'hui d'assurer physiquement des importations nettes pour la charge de base à concurrence de 3750 MW au moyen du réseau de transport suisse. L'actuel réseau de transport assure aujourd'hui déjà de telles importations. A la condition que le développement prévu du réseau de transport stratégique suisse soit réalisé et que le réseau de transport européen soit renforcé et développé, Swissgrid pense que les possibilités d'importation nettes par le réseau suisse augmenteront pour atteindre, dans le cas de figure idéal, 6000-7000 MW. Toutefois, l'économie de l'électricité note que personne aujourd'hui n'est en mesure

de prédire quels seront les flux de charge en 2035. D'ici cette échéance, de grands changements sont attendus dans le parc de centrales européen, notamment dans les pays environnants (développement de la force éolienne et des centrales à gaz, désaffectation des centrales nucléaires). Cette évolution peut entraîner d'importantes modifications des flux de charge également sur le réseau de transport suisse. Les possibilités d'importation dépendent donc des capacités de transport disponibles dans les pays voisins et de leurs possibilités de production.

Selon l'OFEN, il faut aussi intégrer dans la réflexion la question des exportations. Aujourd'hui déjà, la Suisse peut simultanément importer 5000 MW du Nord et exporter 3500 MW vers le Sud. Cette situation ne survient que durant les nuits d'hiver, mais elle illustre aussi les possibilités considérables d'importation, le cas échéant également en provenance d'Italie si ce pays développe la capacité de ses centrales. Par ailleurs, les situations critiques se multiplient depuis le tournant du siècle. Elles sont dues à plusieurs causes: augmentation du commerce de l'électricité, éloignement croissant entre la production (énergie éolienne) et la charge, consommation en hausse, investissements insuffisants dans les réseaux et les centrales, coordination insuffisante de l'exploitation des réseaux à l'échelle de l'Europe entière, dont les pénuries du réseau sont la conséquence. L'économie électrique de la Suisse ne peut pas influencer directement ces facteurs, qui sont importants pour la sécurité du réseau de notre pays.

Outre les risques physiques et organisationnels du réseau, on dénombre aussi des incertitudes quant à la rémunération des fournitures transfrontalières et l'utilisation correspondante du réseau. L'UE prescrit à ses pays membres des procédures d'attribution non discriminatoires, qui prennent la forme de mises aux enchères en cas de pénurie. Les volumes des capacités d'utilisation du réseau à mettre aux enchères et les périodes visées sont controversés, de même que la durée pendant laquelle les capacités du réseau peuvent être prioritairement réservées aux contrats de fourniture à long terme. La Cour de Justice de l'UE a statué que les contrats à long terme portent atteinte au principe de non-discrimination. Des réponses à ces questions, importantes pour une variante G, ne seront apportées qu'au cours des prochaines années.

Figure 3.5-2: **Importations nécessaires dans la variante d'offre G, en MW**



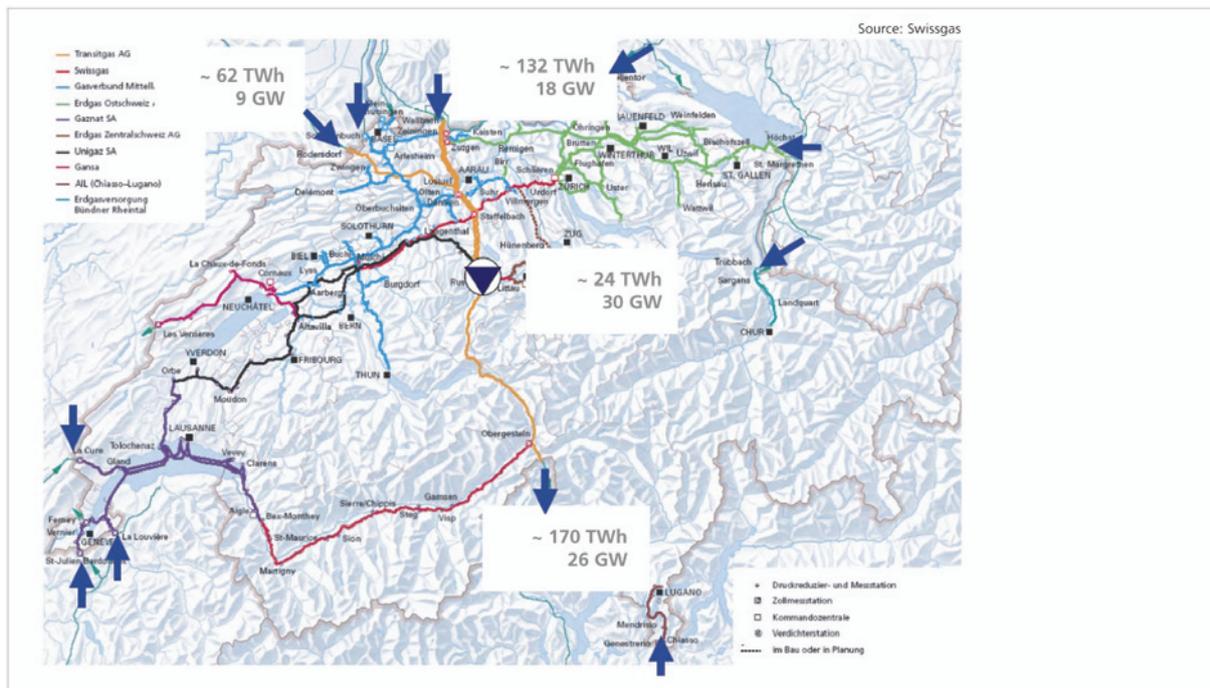
3.5.2 Réseau de gaz naturel

Le gaz naturel est importé en Suisse par plusieurs points d'injection (cf. figure 3.5-3). L'importante conduite de gaz de transit international achemine actuellement 16 milliards de m³ par an à travers le pays. Les capacités de la conduite de transit Nord-Sud sont utilisées aujourd'hui à raison d'environ 20% pour la Suisse et de 80% pour le transit. Une autre conduite du système de gaz de transit mène de la frontière franco-suisse à la canalisation principale du système de gaz de transit. Elle constitue une composante de la voie de transport vers l'Italie.

L'accès au réseau sur les réseaux européens est réglementé comme le marché de l'électricité. Les tarifs d'utilisation des réseaux doivent être publiés et, dès juillet 2007, tous les clients du gaz disposeront du libre choix de leur fournisseur. En Suisse, le libre accès se limite au réseau à haute pression. Celui-ci est coordonné sur la base d'un accord de branche, mais il faut le négocier de cas en cas. Les importations de gaz reposent pour l'essentiel sur des contrats à long terme. Le réseau de distribution

suisse est aux mains des entreprises d'approvisionnement en gaz locales. Environ 800 communes suisses, sur quelque 2800, sont approvisionnées en gaz naturel.

Figure 3.5-3: Réseau suisse de gaz naturel à haute pression



3.6 Charges environnementales

Comparativement aux énergies non renouvelables, le bilan écologique des énergies renouvelables est favorable. Certains aspects peuvent toutefois poser des problèmes et requièrent des améliorations opérationnelles ou techniques: l'utilisation de la force hydraulique peut porter atteinte à la biosphère et au bilan hydrique; l'utilisation conventionnelle de la biomasse entraîne notamment des émissions de particules fines; la chaîne énergétique du photovoltaïque prise globalement produit des déchets toxiques.

L'exploitation de l'énergie nucléaire est confrontée entre autres à la gestion des déchets radioactifs. Les agents énergétiques fossiles et biogènes polluent l'air par de l'oxyde d'azote (NO_x), des poussières fines ou du dioxyde de soufre. Les énergies fossiles libèrent les gaz à effet de serre que sont le dioxyde de carbone (CO₂) et le méthane. Les poussières fines sont tenues pour être les principaux polluants, qui présentent la relation la plus claire entre les immissions et l'apparition de maladies. C'est pourquoi les «Perspectives énergétiques» les mettent quantitativement en évidence, compte tenu des prescriptions plus sévères à l'avenir, et qu'elles les intègrent dans le calcul des coûts externes du domaine sanitaire. De même, les émissions de NO_x sont prises en compte, elles qui constituent les précurseurs de l'ozone (avec des composés organiques volatiles). L'ozone est lui aussi un gaz à effet de serre. Ses effets nocifs se font surtout sentir durant les jours d'été. 90% du NO_x sont dus à l'énergie. Les transports en sont la cause principale.

En 2004, la consommation d'énergie a généré 40,7 millions de tonnes de CO₂, soit presque 80% de toutes les émissions de gaz à effet de serre. Le CO₂ dû à l'énergie est de loin le principal gaz à effet de serre. Si le CO₂ se forme en majeure partie par la combustion de carburants et de combustibles fossiles, les émissions de méthane et de gaz hilarant dues à l'énergie ne jouent qu'un faible rôle.

3.6.1 Emissions de CO₂

- **Evolution des émissions de CO₂ dues à la demande d'énergie finale**

Les émissions de CO₂ en Suisse causées par la seule demande d'énergie finale diminuent entre 2000 et 2035 d'environ 13% dans le scénario I, de 21% dans le scénario II, de 35% dans le scénario III et de 48% dans le scénario IV (cf. tableau 3.6-1).

Tableau 3.6-1: **Emissions de CO₂ issues de la demande d'énergie finale en 2035, par scénarios et par secteurs (millions de tonnes et total des modifications en %)**

Sc.		Ménages	Services ¹⁾	Industrie	Transports ²⁾	Total	△ 2035/2000 en %
		2000	12,1	4,9	5,8	17,1	39,9
I	2035	9,1	3,9	5,3	16,5	34,7	-13
II	2035	8,5	3,3	5,0	14,6	31,4	-21
III	2035	6,5	2,8	4,5	12,0	25,8	-35
IV	2035	5,1	2,1	3,7	9,9	20,8	-48

1) Y compris l'artisanat et l'agriculture

Source: Prognos SA

2) Sans les vols internationaux

• **Evolution des émissions de CO₂ issues de la production d'électricité**

Dans la variante A (nucléaire), les émissions de CO₂ restent pratiquement constantes dans tous les scénarios par rapport à l'année 2000. Avec la variante C (fossile centralisé), elles augmentent de 7,3 millions de tonnes entre 2000 et 2035 dans le scénario I, parce que 7 centrales à gaz doivent être construites.

Avec la variante D (fossile décentralisé), les émissions de CO₂ dues à la production d'électricité augmentent de 2,4 millions de tonnes dans le scénario III, tandis qu'elles progressent de 1,7 million de tonnes dans le scénario IV. Cette valeur est inférieure d'environ un million de tonnes à celle de la variante C, en raison des crédits pour la récupération de la chaleur liés au remplacement de combustibles fossiles par la chaleur provenant des installations de couplage chaleur-force, c'est-à-dire grâce aux taux de rendement globaux légèrement meilleurs des installations CCF.

Selon la variante E, les émissions de CO₂ provenant de la production d'électricité diminuent de 0,6 million de tonnes par rapport à l'année 2000 dans le scénario IV. Mais les émissions augmentent de 2,7 millions de tonnes et de 1,7 million de tonnes de CO₂ respectivement avec les variantes C et D. Pour la variante G, dans laquelle les importations de courant sont réputées exemptes de CO₂ par définition, aucun changement important n'est à signaler par rapport à 2000 (cf. tableau 3.6-2).

Tableau 3.6-2: **Emissions de CO₂ issues de la production d'électricité en 2035, par scénarios et par variantes (millions de tonnes)**

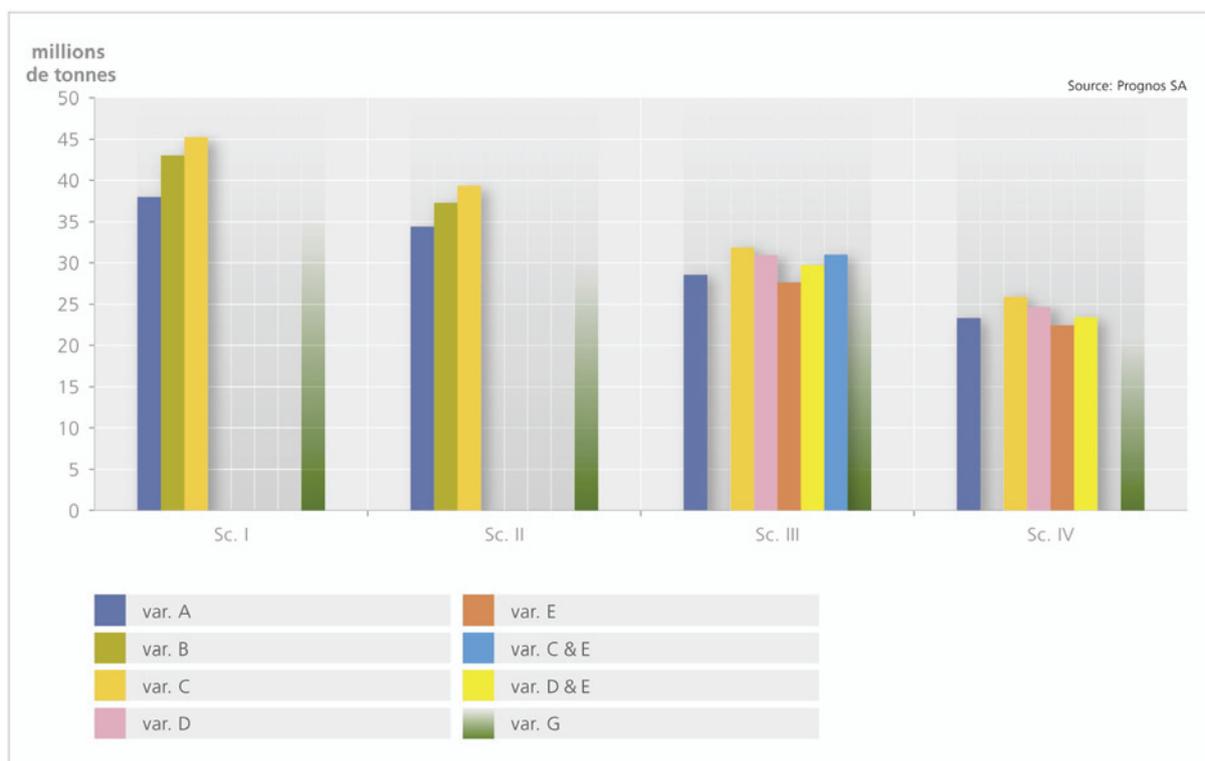
Sc.	2000	2035							
		Var. A	Var. B	Var. C	Var. D	Var. E	Var. D & E	Var. C & E	Var. G
I	0,8	0,9	5,9	8,1					0,9
II	0,8	0,8	3,7	5,8					0,8
III	0,8	0,8		4,3	3,2	0,2	2,0	3,2	0,8
IV	0,8	0,6		3,5	2,5	0,2	1,4		0,6

Source: Prognos SA

• **Evolution des émissions totales de CO₂**

Les illustrations suivantes présentent, par scénarios et par variantes, les émissions totales de CO₂ dues à la demande d'énergie finale et au secteur de la transformation en 2035, y compris la chaleur à distance et d'autres techniques ainsi que les pertes de transformation, mais sans la consommation des raffineries de pétrole (cf. figure 3.6-1 et tableau 3.6-3). Les émissions recensées sont d'origine indigène. La réduction des émissions par l'achat de droits d'émission étrangers n'est pas prise en compte en l'occurrence.

Figure 3.6-1: **Emissions de CO₂ selon les scénarios et les variantes d'offre en 2035 (millions de tonnes)**



Les différences entre les niveaux d'émissions de CO₂ induites par les diverses variantes d'offre sont prononcées dans les scénarios I et II. Elles sont moins spectaculaires dans les scénarios III et IV. Les différences sont plus marquées entre les scénarios qu'à l'intérieur de ceux-ci.

La variante C est systématiquement la plus défavorable en ce qui concerne le CO₂, dont les émissions augmentent même de quelque 5% dans le scénario I. Par rapport à 2000 et jusqu'en 2035, selon la variante d'offre, les émissions de CO₂ diminuent de 9 à 21% avec le scénario II, de 26% (variante C) à 36% (variante E) avec le scénario III, de 41 à 49% avec le scénario IV.

Tableau 3.6-3: **Modifications des émissions totales de CO₂ entre 2000 et 2035, par scénarios et variantes d'offre, en %**

Sc.	Modifications entre 2000 et 2035 (en %)							
	Var. A	Var. B	Var. C	Var. D	Var. E	Var. D & E	Var. C & E	Var. G
I	-12	-1	+5					-12
II	-21	-14	-9					-21
III	-34		-26	-29	-36	-32	-29	-34
IV	-47		-41	-43	-48	-46		-47

Source: Prognos SA

- **Séparation et stockage de CO₂**

Sous la désignation «capture et séquestration du carbone», on résume divers procédés par lesquels on sépare le gaz à effet de serre CO₂, avant ou après la combustion des combustibles fossiles, pour le stocker ensuite dans le sous-sol. On peut ainsi contribuer à réduire les émissions de gaz à effet de serre à l'échelle de la planète. Des études montrent qu'une séquestration du CO₂ dans le processus de production électrique n'a une chance d'être commercialisable que si les pertes de rendement sont inférieures à 20% de la production de courant et que les coûts supplémentaires pour la séparation, le transport et le stockage du dioxyde de carbone n'excèdent pas 20-25%.

Une fois séparé, le CO₂ doit être stocké à long terme en lieu sûr. Une infrastructure de transport et de stockage est nécessaire. Le développement n'en est qu'à ses débuts, seules des installations pilotes ont été réalisées à ce stade. Pour une centrale à gaz, il faut prévoir une perte du taux d'efficacité de 6 à 7 points de pourcentage, 90% et quelque des émissions de CO₂ pouvant alors être séparés. On table sur une application commerciale, surtout pour les centrales à charbon, dans 10 à 20 ans. Pour stocker le CO₂, on envisage surtout des réservoirs géologiques (champs de pétrole et de gaz naturel épuisés, injection de CO₂ dans le sous-sol pour accroître le taux d'exploitation des gisements, dômes salins et aquifères profonds).

En Suisse, si les aquifères salins profonds peuvent être envisagés pour le stockage, il est plus probable que le CO₂ sera transporté à l'étranger par pipeline. Des problèmes de responsabilité civile se posent alors pour le stockage à l'étranger (des accords existants sur le transport des marchandises dangereuses et les conventions sur la protection des mers ont valeur d'exemples). L'estimation des coûts peut fluctuer dans une fourchette très large. La séparation et (selon la distance et le taux d'utilisation du pipeline) les transports constituent la majeure partie des coûts, qui sont plus élevés pour les centrales à gaz que pour les centrales à charbon. Pour une centrale à gaz suisse (y compris un pipeline de 400 km), ils pourraient atteindre 65 francs par tonne de CO₂ (soit env. 2,5 ct./kWh) et dépasser ainsi, à l'avenir également, le prix des certificats de CO₂ disponibles à l'étranger (les coûts seraient plus bas pour plusieurs centrales). Les scénarios à l'horizon 2035 ne postulent pas l'emploi de cette technique en Suisse.

- **Commerce des certificats d'émissions de CO₂ et prix du CO₂**

L'idée de base du commerce des certificats d'émissions de CO₂ est de parvenir à une réduction desdites émissions qui soit efficace en termes de coûts: elles sont le plus fortement réduites là où leur réduction est la plus avantageuse. Trois principes coexistent à l'échelle mondiale: les mécanismes flexibles du Protocole de Kyoto (le mécanisme de développement propre, la mise en œuvre commune et le commerce international des émissions); le système de commerce des droits d'émission de l'UE (ETS, «European Emission Trading Scheme») et un système établi sur une base librement consentie en Amérique du Nord, qui est porté par le «Chicago Climate Exchange». La particularité du système ETS est d'obliger certains secteurs économiques (industrie et économie énergétique) à des objectifs de réduction quantitatifs: le service gouvernemental compétent attribue aux secteurs économiques concernés moins de certificats (c'est-à-dire de droits d'émission) qu'ils n'en auront probablement besoin au cours de l'année visée. Les entreprises peuvent alors remplir leur obligation soit en prenant des mesures de réduction, soit en acquérant sur le marché les certificats qui leur manquent. On travaille sur le plan international à relier le système ETS aux mécanismes flexibles du Protocole de Kyoto, ce qui entraînera un rapprochement des prix.

Le prix du CO₂, c'est-à-dire le prix des certificats d'émission de CO₂, est déterminé par les coûts de la diminution des émissions. On estime aujourd'hui que la séparation et le stockage du CO₂ lors de la transformation du charbon en électricité entraîneront à long terme des coûts de l'ordre de 25 à 30 euros par tonne de CO₂. Il s'agit là d'une limite supérieure qui sera atteinte ou non selon les objectifs de réduction fixés et le développement technique. Les prix, élevés jusqu'à présent, ont récemment nettement baissé. Dans les scénarios, on admet qu'ils resteront encore quelque temps à un bas niveau, hormis les fluctuations dues à la liquidité encore faible du marché, une perspective qui s'appuie notamment sur la participation des nouveaux Etats membres de l'UE au commerce dès 2008 et sur l'extension à terme de l'échange des certificats, peut-être bien au-delà des frontières de l'UE. Le prix pourra tendre à baisser grâce à l'entrée sur le marché d'offres nettes de certificats. Une lente augmentation du prix réel est prévue dès 2015, à la condition que les objectifs de réduction soient modérés (le prix réel attendu en 2030 est d'environ 15 euros par tonne de CO₂). Après 2030, le prix continuera d'augmenter, parce que des mesures de réduction coûteuses devront être prises. Le prix du CO₂ est compris comme supplément sur le prix du combustible (gaz naturel). Non seulement il influence le prix de l'électricité, mais il réduit aussi la demande et exerce donc une pression sur les fournisseurs d'énergie.

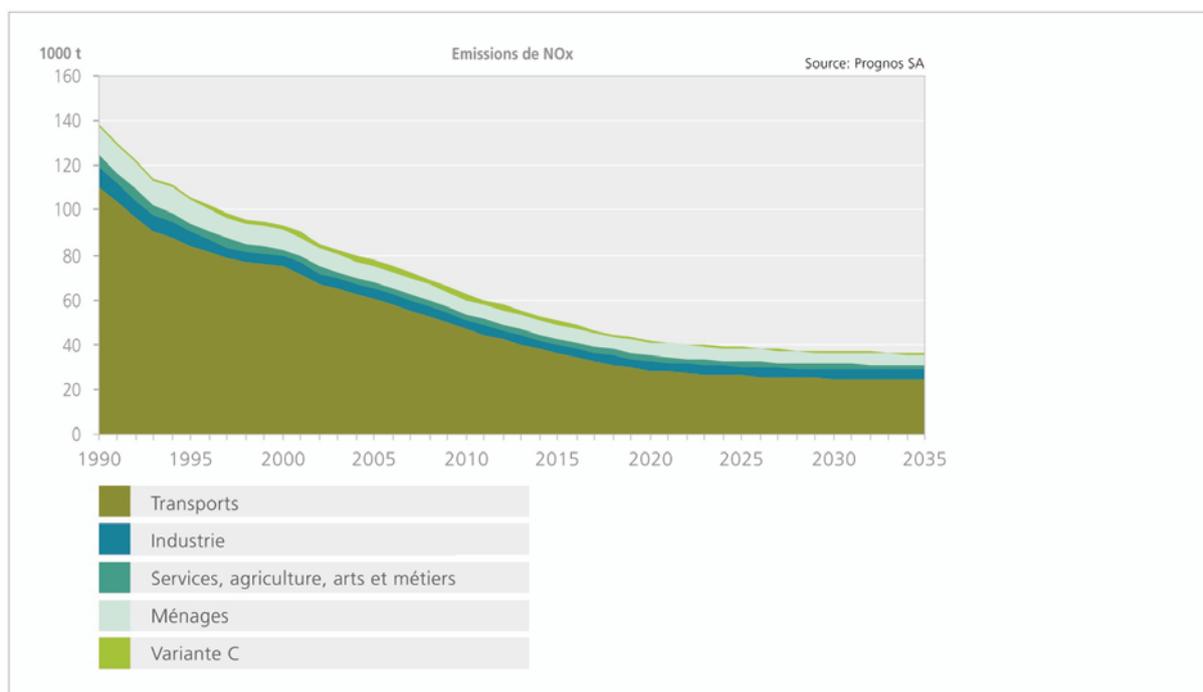
L'UE part du principe que les pays membres seront autorisés à couvrir au maximum la moitié de leurs obligations de réduction au moyen des certificats issus des mécanismes de Kyoto. En Suisse également, la loi sur le CO₂ prévoit que les secteurs qui seront en demande seront autorisés à compenser au maximum la moitié de leur écart par rapport à l'objectif par l'achat de certificats de l'étranger (mécanismes de Kyoto ou système ETS), afin de se libérer de la taxe sur le CO₂. Les émissions liées à la production d'électricité dans de nouvelles installations doivent être compensées (une ordonnance sur ce point est actuellement en discussion). Pour les installations existantes, entre autres celles de production d'électricité, 8% de l'objectif de réduction (2008-2012) peuvent être compensés par les certificats.

Pour les variantes prévoyant de nouvelles centrales à gaz en Suisse (B, C) et celles qui supposent des importations d'électricité (A, G), un prix du CO₂ compris entre 15 et 30 francs par tonne (en fonction du cours du temps) est inclus dans les scénarios. En pratique, une compensation réaliste des émissions excédentaires devra être fixée par une convention d'objectifs entre l'exploitante et la Confédération. Le volume des obligations de réduction d'une nouvelle centrale à gaz devrait dépendre des mesures de compensation possible et de la position de l'entreprise dans la concurrence internationale. Comme une nouvelle centrale à gaz doit répondre aux dernières avancées de la technique, les compensations devront être trouvées en dehors de son exploitation.

3.6.2 Emissions d'oxyde d'azote

Les émissions de NO_x dues à l'utilisation de l'énergie passeront entre 2000 et 2035 de plus de 90 000 tonnes à environ 36 000 tonnes dans le scénario I (cf. figure 3.6-2). Grâce aux catalyseurs de véhicules principalement, les émissions des autres secteurs restent à peu près constantes. Les émissions de NO_x de la variante d'offre C sont également illustrées. Elles restent négligeables, malgré la construction supplémentaire de 7 centrales à gaz. Les différences d'émission de NO_x entre les scénarios I à IV correspondent à peu près à la différence entre leur consommation d'énergie finale.

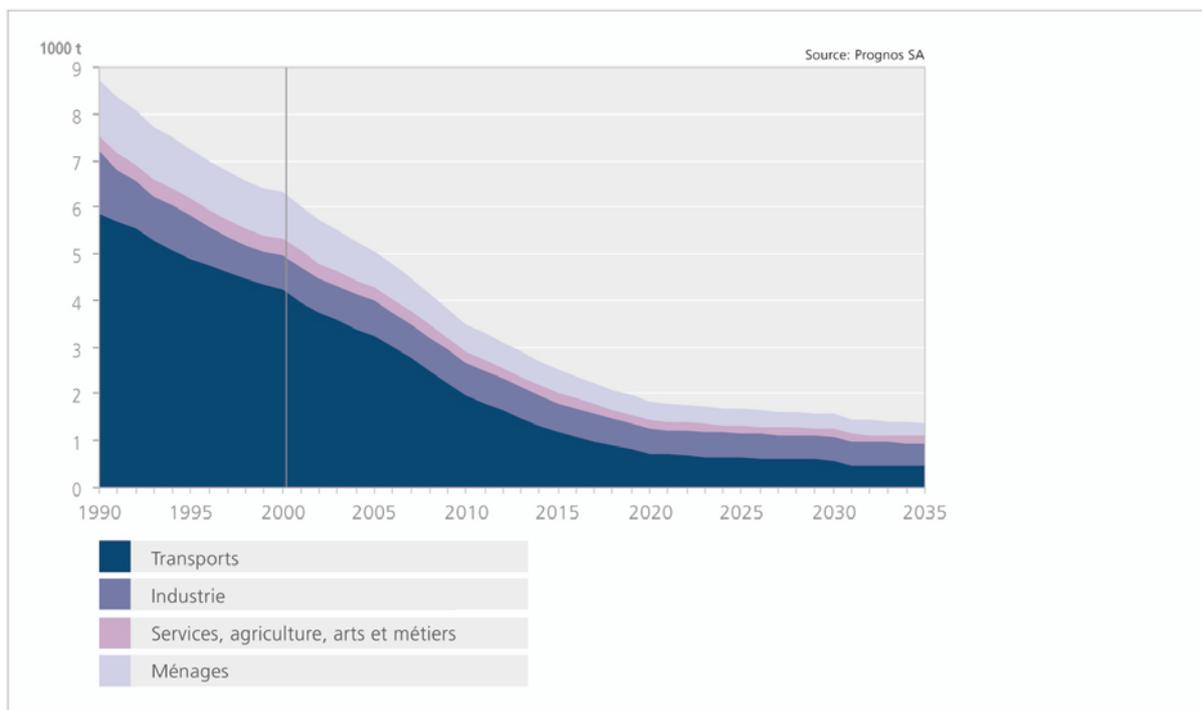
Figure 3.6-2: **Emissions d'oxyde d'azote par secteur de demande dans le scénario I, variante d'offre C, en milliers de tonnes**



3.6.3 Emissions de poussières fines

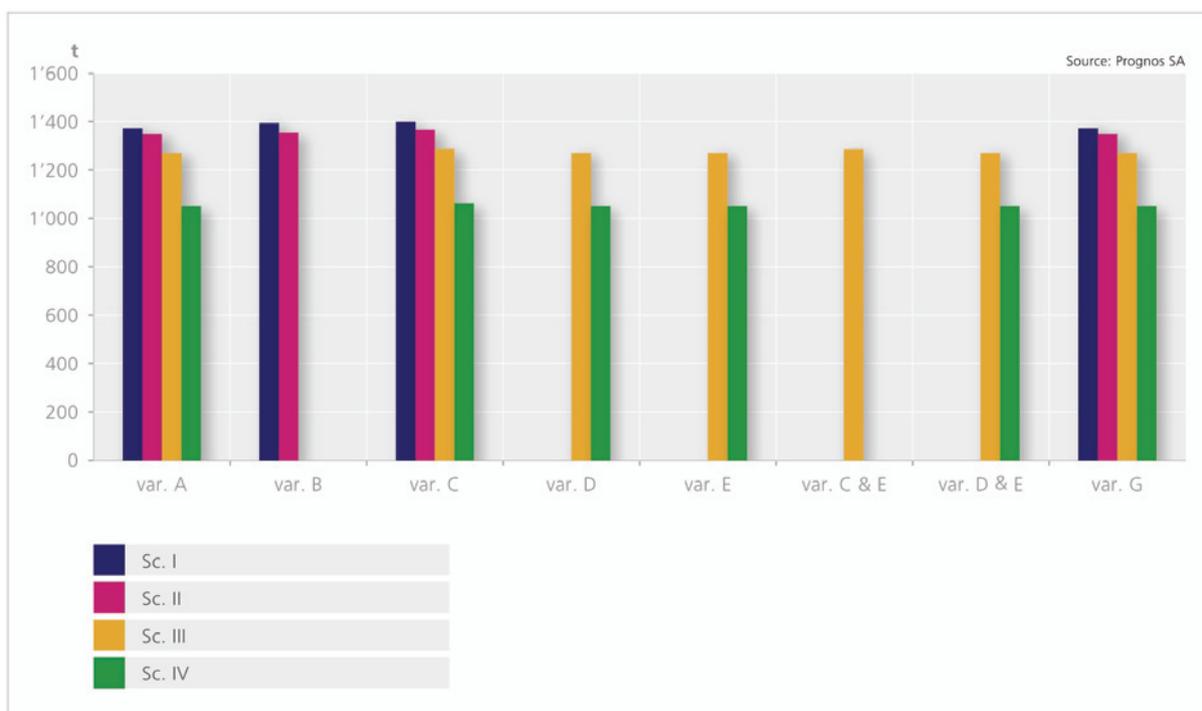
Dans le scénario I, les émissions de poussières fines générées par l'utilisation de l'énergie (hormis l'usure des pneus et le tourbillonnement de matériel anorganique) passent de plus de 6000 tonnes à quelque 1300 tonnes entre 2000 et 2035 (cf. figure 3.6-3), grâce surtout aux filtres à particules des véhicules. Dans les autres secteurs, la réduction des émissions de poussières fines est due principalement au progrès technique autonome et au renforcement des prescriptions de protection de l'air, par exemple concernant les chauffages au bois. La différence entre les scénarios I à IV est très faible.

Figure 3.6-3: **Emissions de poussières fines par secteurs de demande dans le scénario I, en milliers de tonnes**



Le choix de la variante d'offre influence peu les émissions de poussières fines, car des installations relativement grandes sont construites sur les sites de production stationnaires d'électricité, qui possèdent d'ores et déjà un bon système de filtrage des gaz d'échappement (cf. figure 3.6-4). Les émissions de poussières fines dépendent bien plus de la demande d'énergie finale: plus celle-ci est réduite, plus le volume de poussières fines diminue.

Figure 3.6-4: **Emissions de poussières fines par variante d'offre selon les scénarios, en 2035 (tonnes)**

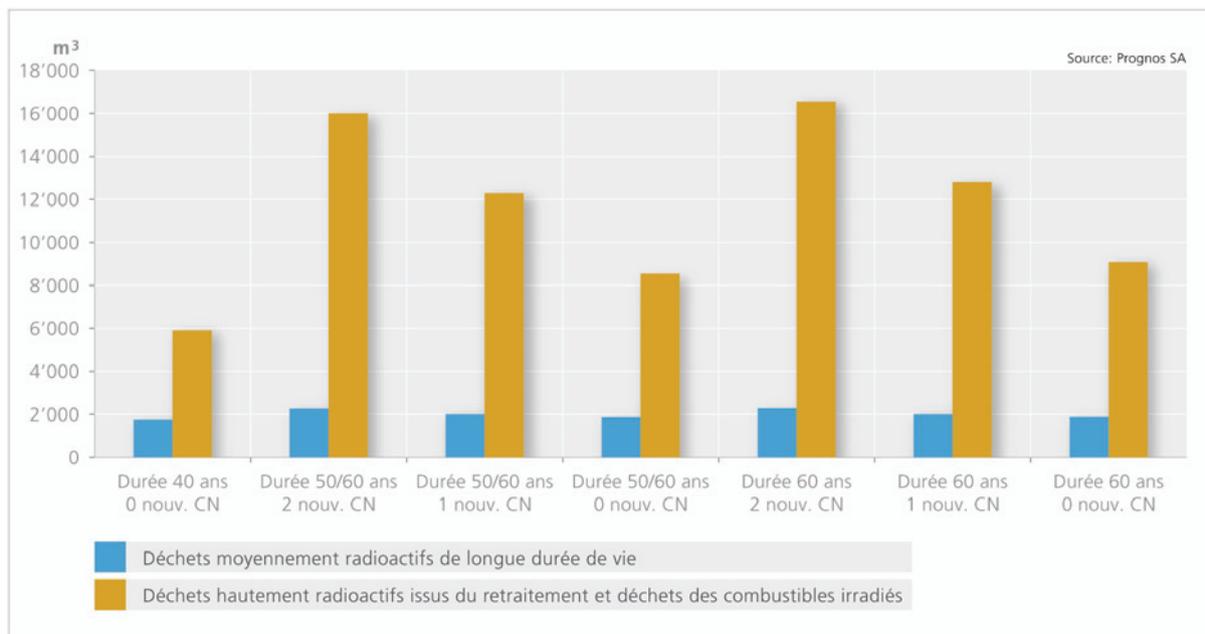


3.6.4 Déchets radioactifs

Les déchets radioactifs sont produits par les centrales nucléaires durant la production d'électricité et lors de la désaffectation des installations. L'origine des déchets, leurs propriétés et leur dangerosité diffèrent. Il en résulte des exigences diverses quant à leur traitement et à leur stockage. Les concepts techniques de gestion des déchets radioactifs sont au point. Seul le stockage dans les couches géologiques offre une sécurité durable. L'OFEN élabore actuellement les bases d'une procédure de sélection des sites géologiques pour le stockage en profondeur. Cette procédure doit être arrêtée dans le cadre d'un plan sectoriel conforme à la loi sur l'aménagement du territoire.

La figure 3.6-5 présente les quantités de déchets de longue durée de vie, moyennement radioactifs et hautement radioactifs, qui doivent être finalement stockés et dûment confinés dans les sites. L'illustration présente les volumes regroupés pour toute la durée d'exploitation des centrales nucléaires. En cas de raccourcissement de la durée d'exploitation des installations existantes à 40 ans et si l'on renonce à construire de nouvelles centrales nucléaires, la quantité de déchets hautement radioactifs sera nettement moindre que si la durée est plus longue ou que de nouvelles centrales nucléaires sont construites. Une prolongation de la durée d'exploitation jusqu'à 50 (Beznau, Mühleberg) et 60 ans (Gösgen, Leibstadt), au lieu de 40 ans fait passer la quantité de déchets hautement radioactifs de près de 6000 à quelque 8400 m³. Il faut prévoir 3600 m³ supplémentaires pour chaque centrale nucléaire construite en plus.

Figure 3.6-5: **Volumes de déchets radioactifs selon les variantes d'offre comprenant des centrales nucléaires (m³)**



Les déchets faiblement et moyennement radioactifs générés par la désaffectation des centrales nucléaires ou durant leur exploitation ne sont pas représentés en l'occurrence; ils constituent un volume considérable, de près de 53 000 m³ par exemple si la durée d'exploitation des centrales nucléaires actuelles est de 40 ans et que l'on renonce à de nouvelles centrales, et de plus de 82 000 m³ si la durée d'exploitation des centrales nucléaires actuelles est de 50/60 ans et que 2 nouvelles centrales sont construites dès 2030.

3.6.5 Charge sur l'environnement des centrales hydroélectriques

Les débits résiduels en aval des prises d'eau peuvent être insuffisants. Similairement, nombre de cours d'eau en aval des centrales hydrauliques sont affectés par les soudains changements de régime d'écoulement (ondes positives et négatives). En outre, le bilan naturel des matériaux charriés peut être modifié défavorablement, ce qui affecte les conditions de vie des organismes aquatiques.

Les dispositions en matière de débits résiduels limitent les possibilités de produire du courant surtout après 2035. Ce point concerne les nouvelles installations, mais aussi les assainissements et les nouvelles concessions. Les scénarios postulent une baisse de la production de 0,9 TWh par an jusqu'en 2035, alors que la réduction pourrait atteindre 1,9 TWh par an jusqu'en 2070. Les cantons sont habilités à accroître encore ou, de cas en cas, à réduire les volumes des débits résiduels.

Les ondes positives et négatives ne sont pas réglementées par la loi. Des prescriptions sont en cours d'étude dans le cadre de la révision de la loi sur la protection des eaux. Il faut donc s'attendre à d'éventuelles obligations supplémentaires lors de futurs octrois de concessions. De telles obligations sont susceptibles de limiter les revenus et la flexibilité opérationnelle (conception axée sur la production d'énergie de pointe de haute valeur) et d'augmenter les coûts de revient.

Les mesures de protection, de compensation et de reconstitution prévues dans les dispositions relatives à la protection de l'environnement réduisent les obstacles environnementaux et autorisent une utilisation plus intensive en permettant d'équilibrer les intérêts de la protection et ceux de l'exploitation. Mais les coûts de revient s'en trouvent accrus. Dans le scénario III en particulier, la variante d'offre E table sur un assouplissement des prescriptions, car on ne saurait espérer la couverture complète de la pénurie d'électricité par les énergies renouvelables indigènes sans l'apport essentiel, notamment, de nouvelles grandes centrales hydroélectriques.

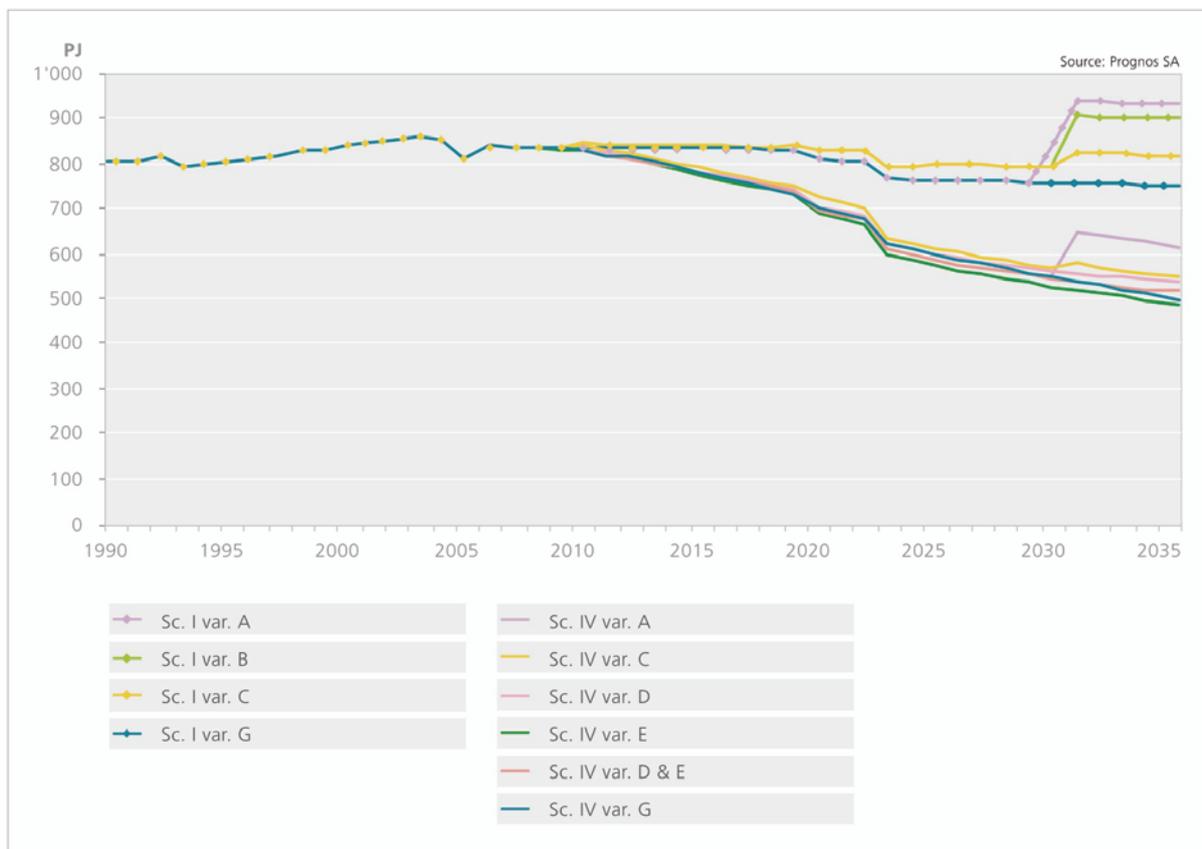
3.7 Indicateurs de la sécurité d'approvisionnement

On peut, à l'aide d'indicateurs, tenter de définir et de mesurer la sécurité de l'approvisionnement en énergie. La dépendance d'un pays à l'égard des importations d'énergie et la diversification des agents énergétiques constituent des paramètres importants. S'agissant de l'approvisionnement électrique, l'intérêt va à la sécurité de l'acquisition du courant et des réseaux (cf. chapitres précédents) et à la maîtrise d'une situation dans laquelle des vagues de chaleur ou de froid coïncideraient avec une panne de grandes centrales (cf. chapitre 3.7.3).

3.7.1 Dépendance à l'égard des importations

Par importations, on entend les combustibles et les carburants fossiles couvrant la demande, les apports d'énergie pour les centrales et le solde positif d'importation de courant. Si l'on considère les valeurs absolues en PJ (les pourcentages ne sont pas significatifs), on observe une diminution importante de la dépendance à l'égard des importations entre le scénario I et le scénario IV (figure 3.7-1). L'écart peut atteindre 300 PJ selon la variante d'offre. Il s'agit surtout d'une conséquence de l'utilisation plus rationnelle de l'énergie.

Figure 3.7-1: Dépendance des importations (combustibles nucléaires = importations), en PJ

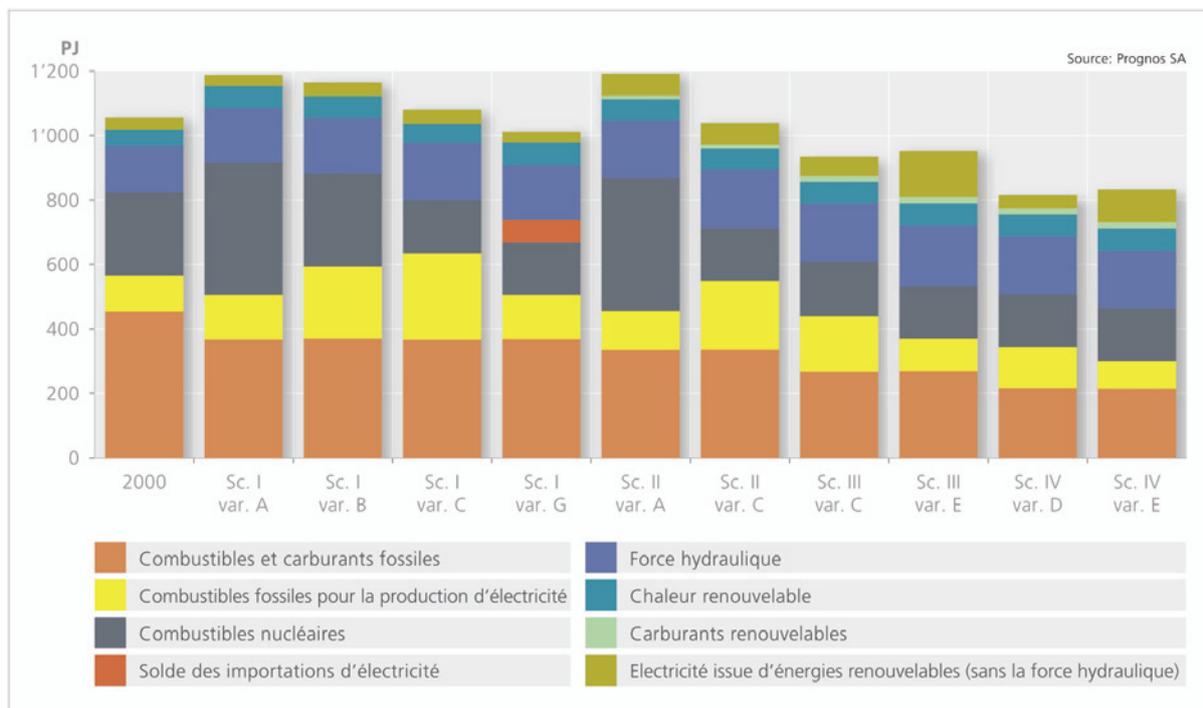


La dépendance vis-à-vis de l'étranger est la plus marquée dans la variante d'offre A, tandis qu'elle est la plus faible dans les variantes d'offre G (scénario I) et E (scénario IV). La variante G (compensation des pénuries par les importations) présente la plus faible dépendance dans le scénario I, parce que la limite nationale habituellement appliquée au système exclut l'énergie employée à l'étranger pour produire de l'électricité. En revanche, les agents énergétiques importés pour produire de l'électricité en Suisse sont intégralement repris dans les calculs. Le taux de rendement postulé est ainsi de 34 à 35% pour les combustibles nucléaires et de 100% pour les importations d'électricité. S'agissant des combustibles nucléaires, les avis divergent quant à savoir s'il faut ou non les compter dans les importations, car on peut les acheter longtemps à l'avance et bien les stocker. Si on les intègre dans les importations, la dépendance de l'étranger la plus forte est celle des variantes A (couverture des pénuries à l'aide de l'énergie des centrales nucléaires). L'indicateur de la dépendance face aux importations ne permet en particulier pas de représenter les risques de nature technique liés au réseau ni les coûts engendrés par un manque de courant, bien plus élevés que pour n'importe quel autre agent énergétique.

3.7.2 Diversification

La figure 3.7-2 illustre la répartition de la consommation d'énergie brute selon les agents énergétiques. La diversification ne diffère que faiblement du scénario I au scénario IV. En valeurs absolues, la principale différence est celle de la dépendance vis-à-vis du mazout, qui diminue faiblement dans le scénario I et nettement, avec une réduction de 200 PJ par rapport à son niveau de 2000, dans le scénario IV. Quant aux autres agents énergétiques, les différences de leur pondération dans la consommation d'énergie brute s'expliquent largement par les variantes d'offre d'électricité. Dans la variante A, la proportion des combustibles nucléaires est importante, alors que le gaz occupe la première place dans la variante C. L'énergie thermique est ici prise en compte, si bien que les bas taux de rendement des centrales nucléaires se répercutent négativement sur la consommation d'énergie brute.

Figure 3.7-2: **Ventilation des agents énergétiques en 2000 et 2035, par scénario et par variante choisie, en PJ**



3.7.3 Vagues de chaleur et vagues de froid

La sécurité de l'approvisionnement en électricité dépend autant du travail (mesuré en kWh) que de la puissance (mesurée en kW). Les centrales d'accumulation présentent l'avantage de pouvoir fournir en très peu de temps de grandes quantités de travail et de puissance; elles ont toutefois l'inconvénient qu'en épuisant leur pleine puissance, le contenu du réservoir est rapidement vidé et qu'aucune production supplémentaire n'est possible. Les centrales de pompage-turbinage sont en mesure de surmonter ce désavantage: pendant les périodes de demande relativement faible, de l'eau est pompée

vers un bassin supérieur pour être de nouveau utilisée pour les charges de pointe. Leur taux de rendement est d'environ 70%. En d'autres termes, le gain de flexibilité quant à la puissance entraîne une perte de travail de 30%.

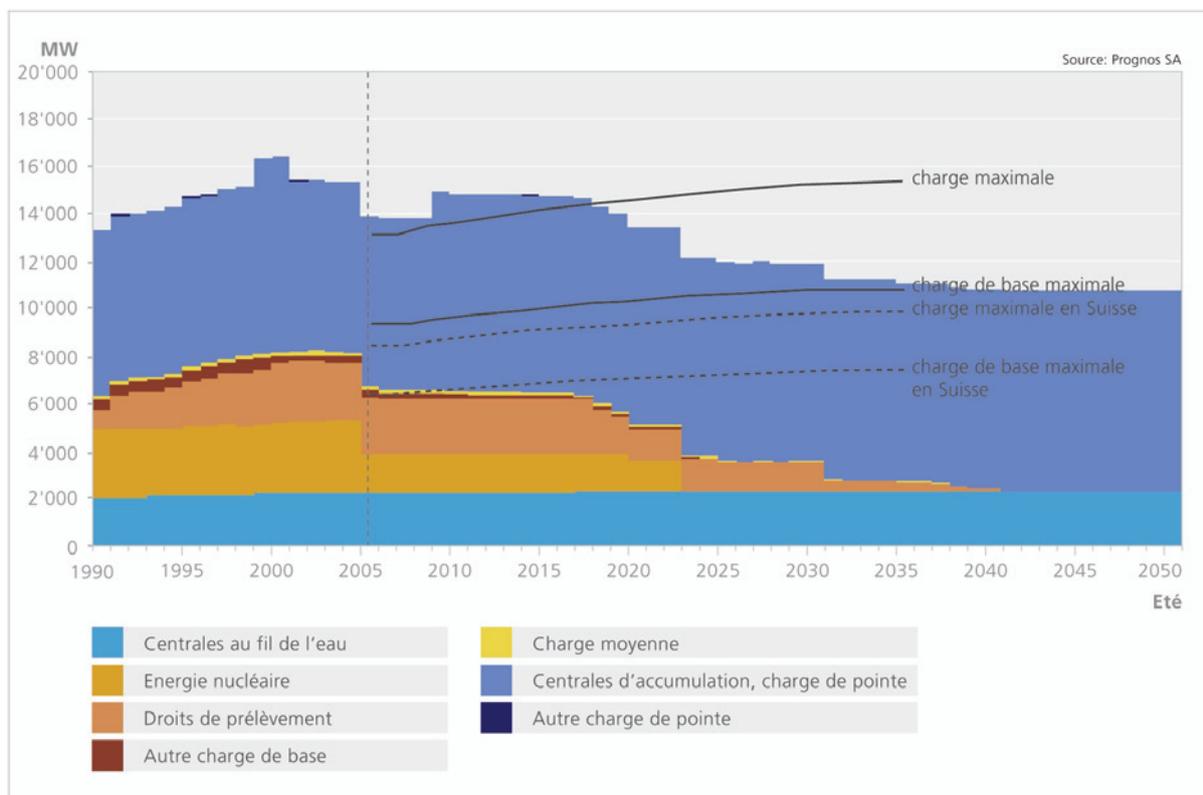
Pour étudier la résistance des variantes d'offre, on examine des vagues de chaud et de froid de plusieurs semaines. Ces scénarios critiques («scénarios de stress») se caractérisent par des débits différents en été et en hiver. En été, on prévoit une réduction de la puissance des centrales thermiques et une consommation accrue en raison des installations de climatisation. En hiver, le besoin de puissance augmente surtout pour les installations de chauffage électrique. Ces scénarios climatiques extrêmes sont complétés par la supposition que de grandes unités de centrales tombent en panne.

- **Une vague de chaleur dans un proche avenir est encore maîtrisable**

La figure 3.7-3 présente, en cas d'une vague de chaleur de 5 semaines, les capacités de puissance (MW) du parc de centrales actuel, la demande de pointe (charge maximale en MW) et la demande de base selon le scénario I. Les contrats d'importation et d'exportation sont honorés, les centrales au fil de l'eau produisent à un bas niveau, une centrale nucléaire est en révision conformément à la planification et une deuxième centrale tombe subitement en panne. Cette situation critique ne dure pas, mais elle est représentée ici pour chaque semestre d'été entre 2005 et 2035. La figure illustre, outre la panne précitée de la centrale nucléaire en 2005, la panne historique, survenue en 2000, de l'importante installation destinée aux charges de pointe à Cleuson-Dixence, et sa remise en exploitation prévue pour 2010.

Pour l'heure, les besoins du pays en puissance peuvent être couverts avec le parc actuel, mais les centrales d'accumulation doivent produire en continu pour assurer la charge de base. Les charges accrues pesant de ce fait sur les réservoirs se traduiront probablement par de plus faibles taux de remplissage et, partant, par un potentiel affaibli de production pendant les années suivant une telle situation. Compte tenu des obligations d'exportation et du non-développement des capacités des centrales, il faut prévoir dès 2018 des risques d'approvisionnement liés à la production.

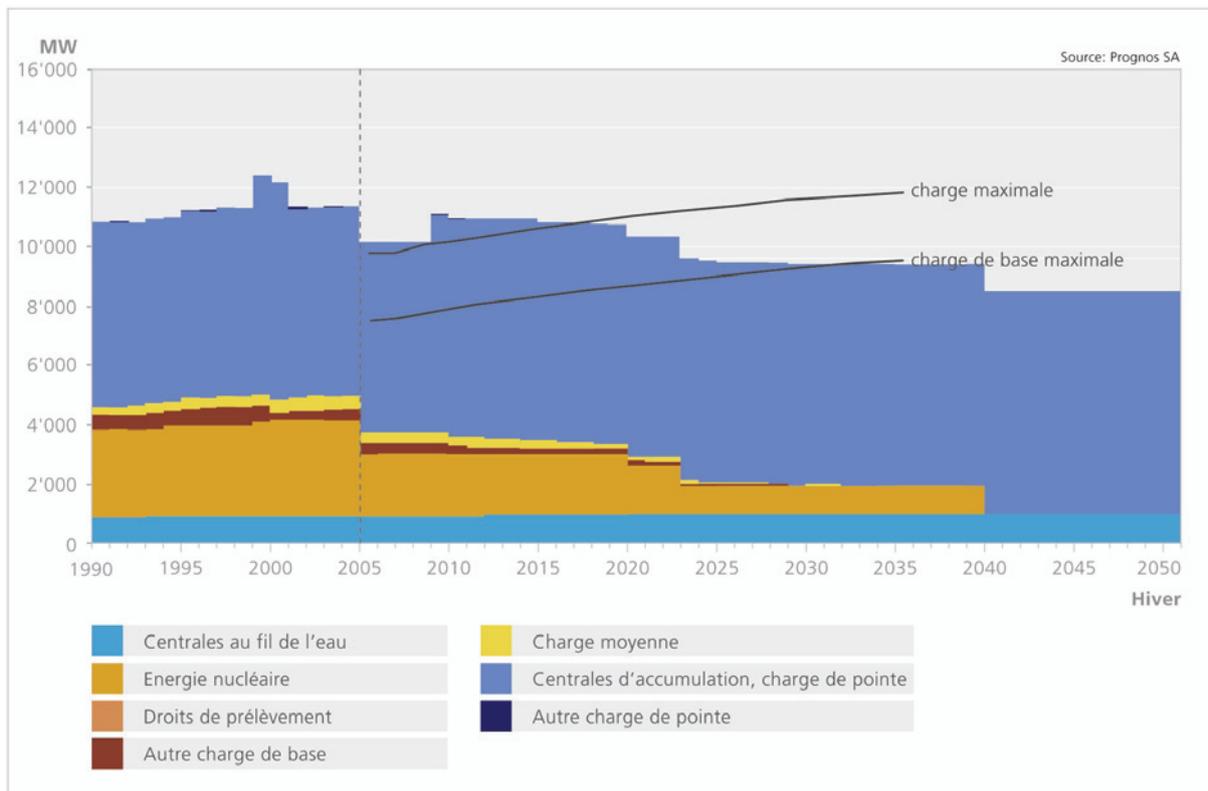
Figure 3.7-3: **Puissance du parc de centrales existant, y compris les droits de prélèvement lors de vagues de chaleur, en cas de panne de deux grandes unités de centrale (en MW)**



- **Une vague de froid est d'ores et déjà critique**

Le scénario suppose qu'une vague de froid saisisse l'Europe entière 2 semaines durant chaque hiver. Les possibilités d'importation et les obligations d'exportation disparaissent. La capacité de charge de base est réduite en raison des faibles débits d'eau. Si, en outre, une centrale nucléaire tombe en panne, des risques de panne totale («black-out») dus à la production existent aujourd'hui déjà (et jusqu'à la remise en exploitation de Cleuson-Dixence, vraisemblablement en 2010). D'ores et déjà, une part importante de la charge de base doit être assurée par les centrales d'accumulation, qui doivent puiser en conséquence dans les réservoirs. Dès 2017 au plus tard, la charge maximale ne peut plus être garantie (figure 3.7-4).

Figure 3.7-4: **Puissance du parc de centrales existant (sans droits de prélèvement), en cas de vague de froid, lors de panne d'une grande unité de centrale (en MW)**



- **Les vagues de chaud et de froid en 2 scénarios**

- Scénario II, variante d'offre A

Selon le scénario I et la variante A (nouvelles centrales nucléaires dès 2030 et nouvelles importations de 2020 à 2030), la situation reste tendue jusqu'en 2030 en cas de situation critique en hiver. La charge de pointe hivernale pourrait ne pas être couverte si les importations venaient à manquer. De plus, la pénurie au niveau de la charge de base serait comprise entre 4000 et près de 6000 MW en cas de vague de froid. Comblent ce manque solliciterait les réservoirs à un point tel que des importations supplémentaires seraient sans doute nécessaires les années suivantes. La construction des 2 centrales nucléaires, dès 2030, atténue le problème sans le résoudre. Si la plus grande centrale (1600 MW) tombait en panne pendant une vague de froid, la puissance de pointe pourrait encore être générée, mais le manque de charge de base, de 4000 MW, demeurerait à long terme et solliciterait très fortement les réservoirs.

En revanche, la vague de chaleur envisagée dans le scénario I avec la variante d'offre A est moins problématique, même si 2 unités de centrale tombaient en panne et que les obligations d'exportation continuaient d'être honorées.

- Scénario IV, variante d'offre D & E

Dans le scénario IV, caractérisé par une demande en baisse à long terme, et avec la variante combinée D & E, la panne de la plus grande des centrales nucléaires encore en activité (CN de Leibstadt, 990 MW) serait de moindre conséquence pendant une vague de froid. Le développement de la capacité se fait en continu par de multiples unités décentralisées. La pénurie au niveau de la charge de base est plus importante au début de la période d'observation, puis elle diminue jusqu'en 2035 pour atteindre un peu plus de 2500 MW. La sollicitation des réservoirs est donc moins importante.

- **La Suisse a besoin de capacités pour couvrir la charge de base**

L'expiration des droits de prélèvement et la désaffectation des centrales nucléaires (au terme de leur exploitation de 50 ou 60 ans) placent la Suisse en premier lieu devant un problème de charge de base dès 2019, un problème qui s'accroîtra par la suite. En cas de vague de froid ou de chaleur, les nouvelles centrales de pompage-turbinage n'apportent pas, sur le plan de la production, une contribution essentielle à la sécurité et à la stabilité de l'approvisionnement à long terme. De nouvelles centrales sont nécessaires pour fournir la charge de base et la charge moyenne. Ces centrales, centralisées ou décentralisées, peuvent être alimentées aussi bien par des combustibles conventionnels que par des sources renouvelables. Comme les vagues de froid assaillent simultanément les pays voisins, les installations en question doivent se trouver sur le territoire national.

4 Modèle d'équilibre dynamique

- **Politique suisse de protection du climat dans le circuit économique et l'environnement global**

Les modèles d'équilibre dynamique présentent les interactions des entreprises et des ménages sous forme d'un circuit économique global. Ils permettent de montrer les interrelations dynamiques entre la formation du revenu, la consommation et la constitution de capital. L'adaptation à long terme de l'économie à la politique de protection du climat est au cœur des études présentées ci-après. La Suisse, en sa qualité de petite économie ouverte, s'inscrit dans le contexte économique international. Afin d'en tenir compte, nous considérerons 6 entités dans le monde (UE-25, USA, autres pays industrialisés, pays en développement, l'OPEP et la Suisse) sous l'angle de 12 secteurs industriels et des services.

Les effets de la politique de protection du climat sont présentés sous forme d'écart par rapport à un scénario de référence intitulé «Poursuite de la politique actuelle». Ce scénario de base postule qu'aucune obligation de réduction des émissions de CO₂ n'est imposée sur les plans national et international. On a développé, sur la base d'une enquête auprès d'experts (Ecoplan 2005), 4 variantes de politique globale de protection du climat, qui se distinguent du scénario de référence par leurs obligations de réduction du CO₂ à l'horizon 2035 (tableau 4-1):

- Le scénario «alibi» repose sur un objectif de 5% de réduction visé par la Suisse et les pays industrialisés.
- L'«engagement global modéré» (EGM) signifie un objectif de réduction du CO₂ de 25% pour la Suisse et l'UE.
- L'«engagement global important» (EGI) implique que la Suisse et l'UE se fixent un objectif de réduction du CO₂ de 40%.
- «550 ppm», soit 550 parties par million, symbolise une réduction globale des émissions de CO₂ encore plus importante. Les droits d'émission sont répartis entre les pays de manière à garantir une transition sur le long terme (jusqu'en 2050) conduisant aux mêmes droits d'émission par habitant.

Tableau 4-1: **Variantes globales de politique climatique**

Obligations de réduction	Poursuite pol. actu.	Alibi	Engagement global modéré	Engagement glob. important	550 ppm
Suisse	0%	5%	25%	40%	22%
UE-25	0%	5%	25%	40%	53%
Autres pays industrialisés (y c. USA)	0%	5%	15%	25%	57%
Pays en développement (y c. OPEP)	0%	0%	5%	15%	-1%

Source: Ecoplan SA

- **Questions examinées**

Si les coûts du réchauffement climatique global ne sont pas quantifiés, les coûts et les effets économiques de la variante de politique climatique globale «550 ppm» notamment sont analysés. Cette limitation des gaz à effet de serre au double de leur concentration préindustrielle est tenue pour un objectif réalisable en matière de CO₂. Par contre, les variantes «Alibi» et «Engagement global modéré», que les experts suisses tiennent pour probables, affichent des objectifs de réduction du CO₂ nettement plus bas que la variante «550 ppm».

Voici le détail des questions posées:

- Comment faut-il positionner les «Perspectives énergétiques» de la Suisse dans le contexte international?
- Quels sont les effets économiques des diverses variantes de politique de réduction du CO₂?
- Que coûte la réalisation, sur le seul plan national, des objectifs de réduction du CO₂ (selon les chapitres 2 et 3)?

- Quels sont les avantages d'une réduction des émissions de CO₂ partielle ou totale à l'étranger?
- Quels sont les coûts externes évités par la politique de protection du climat de la Suisse?

- **Différences de méthode**

Pour étudier ces questions, on a appliqué une autre méthode que dans le domaine de l'énergie au sens étroit (chapitres 2 et 3). Le modèle d'équilibre sert exclusivement à rechercher la voie de production et de consommation la plus avantageuse en termes de coûts pour atteindre les objectifs de réduction du CO₂ fixés aux niveaux national et international.

Les modèles énergétiques fournissent une analyse détaillée quant aux effets des objectifs, des instruments et des mesures de politique énergétique. Ils se limitent aux interactions techniques liées à l'énergie. Contrairement au modèle d'équilibre, cependant, ils ne considèrent pas les effets des coûts et des changements de prix sur la consommation, sur les investissements des secteurs économiques et sur le commerce international.

- **Différences d'objectifs et de conception de la taxe d'incitation**

Dans les modèles énergétiques, un objectif de consommation d'énergie finale par habitant est introduit en plus de l'objectif de réduction des émissions de CO₂. Cet objectif supplémentaire induit dans les modèles énergétiques une demande d'électricité plus basse que celle du modèle d'équilibre, car la production suisse d'électricité ne produit pratiquement pas de CO₂.

Les modèles énergétiques utilisent des taxes d'incitation sensiblement plus élevées pour les carburants que pour les combustibles. Le modèle d'équilibre, lui, applique une taxe sur le CO₂ au taux uniforme, dont le but est d'atteindre globalement l'objectif de réduction visé. Ce taux est nettement inférieur à celui qui est appliqué aux transports par le modèle énergétique, raison pour laquelle la consommation de carburant dans les scénarios III et IV des modèles énergétiques reste clairement en deçà de la consommation prévue par les variantes «Engagement global modéré» et «Engagement global important» du modèle d'équilibre.

- **Les deux approches se complètent**

L'un et l'autre modèle appliquent des développements macroéconomiques semblables pour les conditions cadre (PIB élevé, structure de branche, population et prix de l'énergie sur les marchés internationaux). La demande d'énergie du scénario I des modèles énergétiques a été utilisée pour étalonner le modèle d'équilibre. Celui-ci prend toutefois en compte la structure de l'offre d'électricité de la Suisse de façon moins détaillée.

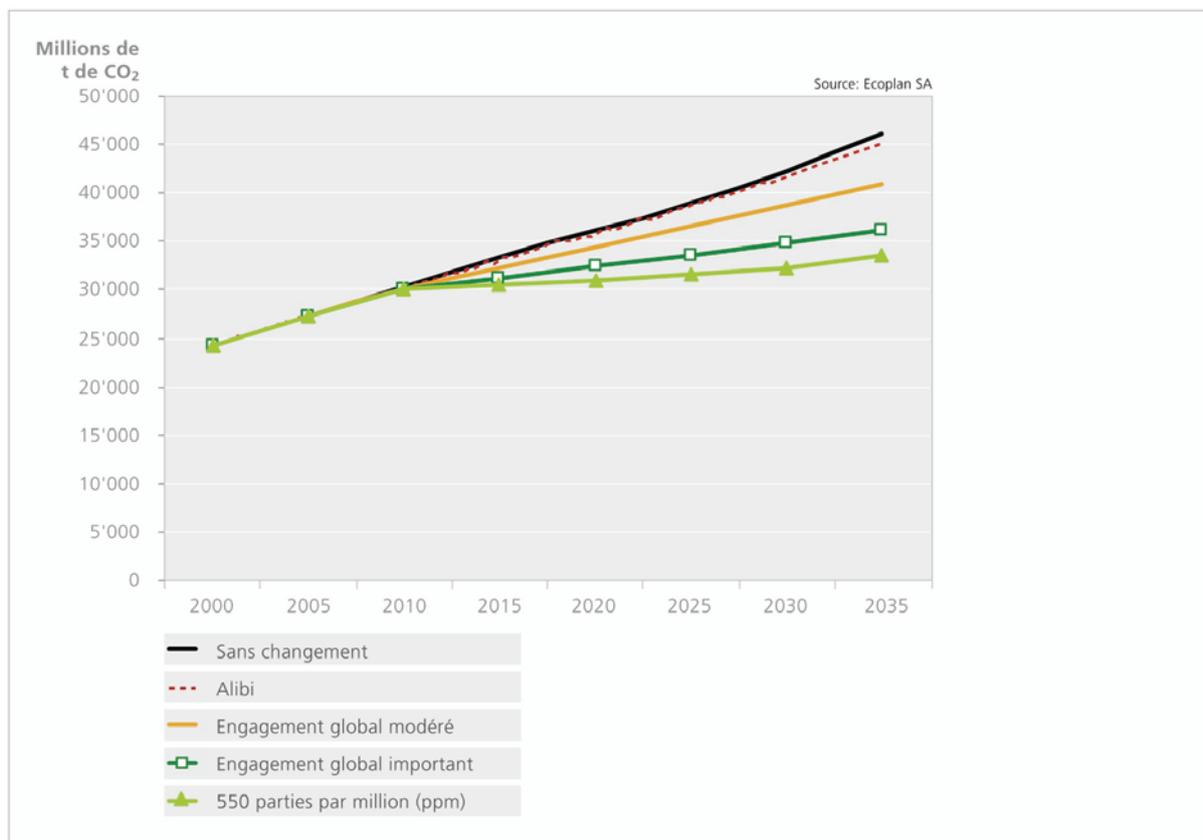
La variante «Engagement global modéré» calculée dans le modèle d'équilibre atteint une réduction des émissions de CO₂ plus faible que le scénario III présenté aux chapitres 2 et 3 (25% au lieu de 30-39% dans le scénario III, sensibilité au PIB élevé). En revanche, la réduction de CO₂ dans la variante «Engagement global important» se situe, avec 40%, dans la bande inférieure du scénario IV (sensibilité au PIB élevé), qui est de 40 à 48%. Comme les modèles énergétiques prévoient, en plus de réductions de CO₂ légèrement plus marquées, la restriction mentionnée de la consommation d'énergie finale par habitant, les coûts économiques des scénarios III et IV des modèles énergétiques seraient légèrement supérieurs, selon le modèle d'équilibre, à ce qui est indiqué ci-après pour les variantes «Engagement global modéré» et «Engagement global important».

4.1 Emissions globales de CO₂ et coûts de réduction du CO₂

- **La politique globale de protection du climat telle qu'elle sera sans doute (et non pas telle qu'elle devrait être)**

Les politiques globales de protection du climat «Alibi» et «Engagement global modéré», que les experts interrogés (Ecoplan; 2005) ont estimées probables, présentent une forte croissance des émissions de CO₂ à l'échelle mondiale: +88% de 2000 à 2035 dans la variante «Alibi» et + 69% dans la variante «Engagement globale modéré» (cf. figure 4.1-1). Les variantes «Engagement global important» et «550 ppm», elles aussi, affichent de fortes augmentations de 48 et de 38% en 2035. Les efforts globaux de réduction considérés comme probables, mesurés à l'aune des impératifs décrits par la recherche sur le climat, sont insuffisants.

Figure 4.1-1: **Emissions globales de CO₂, selon les variantes de politique climatique, en millions de tonnes de CO₂**



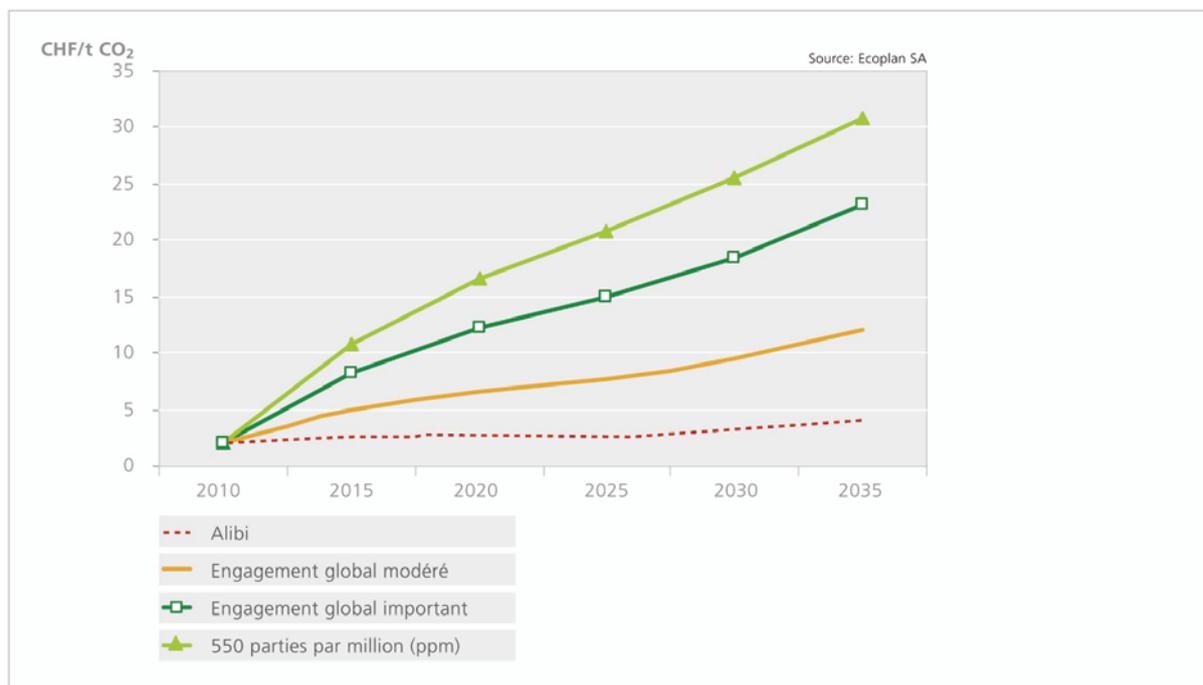
• **Les coûts globaux de réduction du CO₂ sont très bas face aux objectifs globaux de réduction adoptés**

Outre des objectifs de réduction modérés, d'autres facteurs atténuent les coûts de réduction du CO₂ à l'échelle mondiale:

- Si un commerce global des certificats d'émissions de CO₂ est mis en place, les pays industrialisés peuvent utiliser des possibilités avantageuses de réduction dans les pays en développement, les coûts de transaction plus élevés des échanges de certificats avec les pays en développement étant pris en compte dans les modélisations.
- Les obligations de réduction n'augmentent que vers la fin de la période considérée. Selon la probabilité parfaite postulée en l'occurrence, les entreprises et les ménages ont donc tout le temps nécessaire pour se préparer à ces nouvelles conditions et pour choisir la stratégie de réduction la plus avantageuse.
- De plus, il est essentiel que le secteur économique de l'énergie globale soit suffisamment flexible à long terme pour réagir à la pénalisation des émissions de CO₂ en adaptant sa combinaison énergétique, en améliorant son efficacité énergétique et en appliquant de nouvelles techniques (p. ex. séparation et stockage du CO₂).

S'il y a un commerce global des certificats et que les autres conditions susmentionnées soient par ailleurs remplies, les coûts de réduction de CO₂ restent compris entre 2 et 5 francs par tonne de CO₂ pour la variante «Alibi» (cf. figure 4.1-2). Ils sont compris entre 2 et 12 francs par tonne de CO₂ pour la variante «Engagement global modéré», tandis qu'ils grimpent à 32 francs par tonne de CO₂ dans la variante «550 ppm».

Figure 4.1-2: **Coûts globaux de réduction des émissions de CO₂, en Suisse par tonne de CO₂**

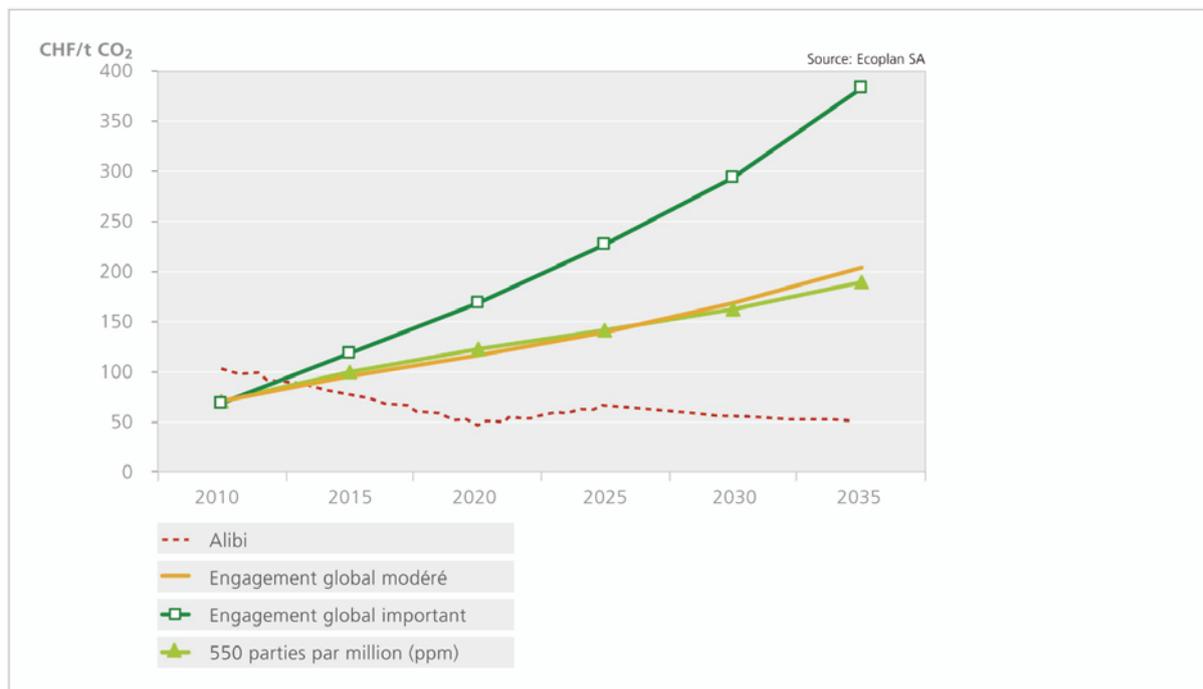


- **Les coûts de réduction de CO₂ sont comparativement élevés en Suisse**

Lorsque la réduction est réalisée intégralement en Suisse, les coûts de réduction de CO₂ sont nettement plus élevés que les coûts de réduction globaux. En 2035, ils atteignent 383 francs par tonne de CO₂ pour la variante «Engagemnt global important» (cf. figure 4.1-3). Pour la même variante, les coûts de réduction à l'étranger sont de 32 francs par tonne de CO₂ la même année (cf. figure 4.1-2). La principale raison de cette grande différence réside dans le fait que le potentiel de réduction des émissions de CO₂ en Suisse à des coûts avantageux est relativement réduit, car la Suisse produit du courant presque sans émission de CO₂ et ses entreprises sont peu gourmandes en énergie.

En ce qui concerne la variante «550 ppm», l'écart entre les coûts de réduction de CO₂ en Suisse et à l'étranger est étonnamment quelque peu moins marqué à long terme. La transition harmonisée sur le plan international vers des droits d'émission égaux par habitant en 2050 a pour effet d'imposer à la Suisse une obligation de réduction plus faible que pour d'autres pays industrialisés, en particulier ceux qui dépendent du charbon (cf. tableau 4-1).

Figure 4.1 -3: **Coûts de réduction des émissions de CO₂ pour la Suisse, sans les réductions des émissions à l'étranger, en CHF/t CO₂**



4.2 Effets économiques

4.2.1 Incidences sur les branches, la consommation, la prospérité, le commerce extérieur et l'emploi

- **La protection du climat modifie modérément la structure des branches en Suisse**

Les restrictions en matière de CO₂ accélèrent le changement structurel vers des branches dont les émissions de CO₂ sont moins importantes. L'ampleur de ce changement dépend de l'intensité des émissions de CO₂ des diverses branches, par comparaison avec l'étranger, et des efforts de réduction des partenaires commerciaux. On postule en l'occurrence la variante «Engagemnt global modéré» (elle ne correspond pas tout à fait à l'objectif de réduction des émissions de CO₂ de la Suisse selon le scénario III; cf. chapitres 2 et 3).

Le changement structurel déclenché en Suisse est modéré (cf. figure 4.2-1). Les transports routiers diminuent le plus par rapport à la variante «Poursuite de la politique actuelle», en raison de leurs fortes émissions de CO₂, une partie passe au rail, tandis qu'une part assez importante du nouveau trafic est assurée par les chemins de fer. Le secteur du bâtiment profite entre autres de l'isolation thermique plus efficace du parc immobilier suisse. Le transfert de l'industrie aux services est légèrement renforcé.

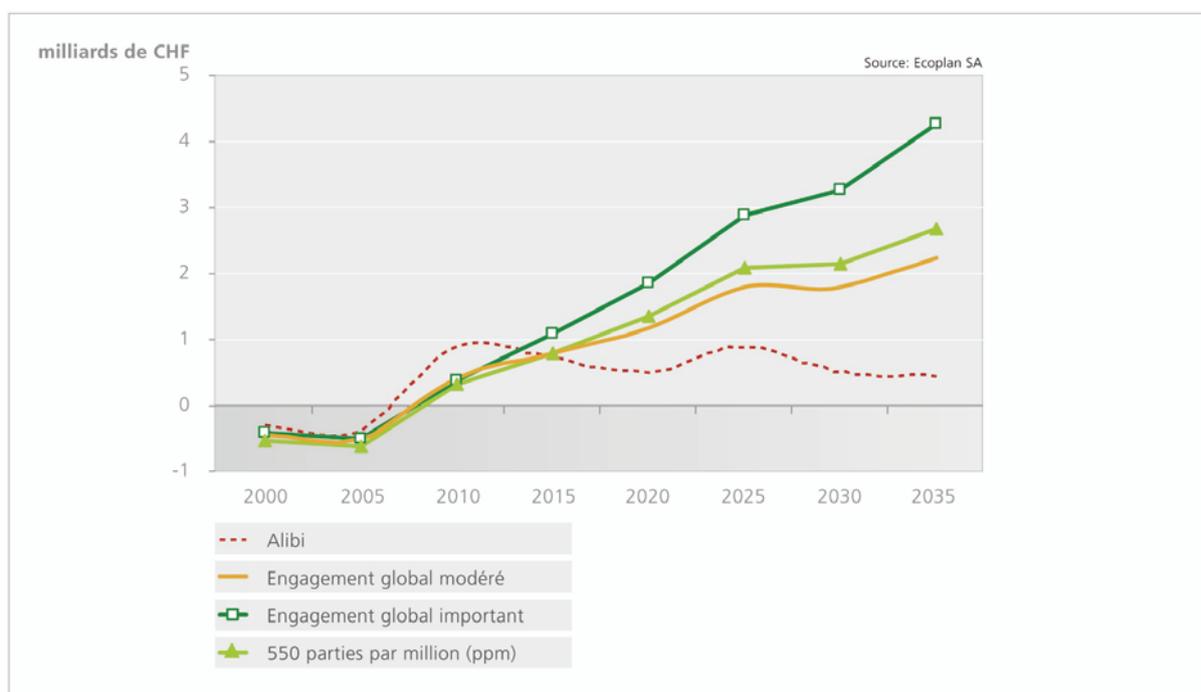
Figure 4.2-1: **Modification de la production suisse dans des branches choisies, en 2035, selon la variante de l'engagement global modéré par rapport à la poursuite de la politique actuelle, sans les réductions d'émissions à l'étranger (en %)**



- **La protection du climat réduit modérément la consommation en Suisse**

La consommation correspond à la part du revenu de l'économie suisse qui est utilisée chaque année aux fins de consommation. Le niveau de la consommation suisse diminue dans toutes les variantes en comparaison de la «Poursuite de la politique actuelle» (cf. figure 4.2-2). La variante «Alibi» est celle dont les effets sont les plus faibles sur la consommation. Entre 2010 et 2035, près d'un milliard de francs en moins (prix réels) sont disponibles en moyenne chaque année aux fins de consommation. Dans les variantes «Engagement global modéré», «Engagement global important» et «550 ppm», le montant à disposition de la consommation est inférieur d'environ un demi milliard de francs en 2010 par rapport à la variante «Poursuite de la politique actuelle». L'écart par rapport à la «Poursuite de la politique actuelle» se creuse chaque année du fait d'objectifs de politique climatique toujours plus stricts, pour atteindre en 2035 quelque 2,2 milliards de francs («Engagement global modéré»), 2,8 milliards de francs («550 ppm») ou 4,3 milliards de francs («Engagement global important»).

Figure 4.2-2: **Diminutions annuelles de la consommation en Suisse, selon les variantes de la politique de protection du climat par rapport à la poursuite de la politique actuelle, sans les réductions d'émissions à l'étranger (milliards de CHF)**



- **Effets négatifs modérés de la protection du climat sur la prospérité en Suisse**

Les pertes de prospérité dans les diverses variantes de politique de protection du climat sont la somme des pertes annuelles de consommation actualisées pour l'ensemble de la période sous observation, soit entre 2000 et 2035. Plus la consommation cumulée est importante au cours de la période observée, plus la prospérité est élevée. Les variantes de politique climatique analysées induisent des modes de consommation plus restreints que dans la «Poursuite de la politique actuelle» (cf. section ci-dessus). Les coûts de réduction des émissions de CO₂ entraînent des modes de consommation plus restreints que la variante «Poursuite de la politique actuelle», dont les coûts de réduction sont minimaux. Il en résulte des pertes de prospérité. La variante «Engagemment global important» cause les plus grandes pertes de prospérité en Suisse, de 0,29% par rapport à la variante «Poursuite de la politique actuelle». Il s'agit là d'une perte de prospérité annuelle moyenne d'environ 1,1 milliard de francs (en unités de consommation, aux prix réels de 2001). Tandis que les pertes de prospérité de la variante «550 ppm» se montent chaque année à quelque 0,7 milliard de francs en moyenne (pertes de 0,18%), celles de la variante «Engagemment global modéré» avoisinent 0,6 milliard de francs en moyenne (0,15%) et celles de la variante «Alibi», 0,3 milliard de francs en moyenne (0,7%). Le coût des dommages évités grâce à la politique climatique globale et les coûts d'adaptation nécessaires pour ce faire ne sont pas pris en compte, comme nous l'avons déjà mentionné en divers endroits.

- **La protection du climat à l'étranger influence le commerce extérieur de la Suisse**

Les termes nationaux de l'échange («Terms of Trade») sont une mesure du volume d'importations qu'un pays peut acquérir pour une unité de ses produits d'exportation. Cet indice baisse à mesure que les objectifs sur le CO₂ s'élèvent. La dégradation des termes nationaux de l'échange n'est pourtant pas une conséquence de la politique climatique suisse: elle traduit les objectifs de réduction du CO₂ fixés dans les pays étrangers. Plus les objectifs de l'étranger en matière de CO₂ sont exigeants, plus la production dans les pays concernés renchérit et plus les produits que la Suisse importe sont chers. Simultanément, en raison de l'augmentation des coûts de réduction du CO₂, la consommation à l'étranger diminue, ce qui entraîne une baisse de la demande des biens d'exportation de la Suisse. Les prix des produits suisses d'exportation sont ainsi mis sous pression. Il en résulte, surtout dans la variante «550 ppm», une détérioration des termes nationaux de l'échange pour la Suisse, puisque l'on postule d'importantes obligations de réduction dans l'UE, le principal partenaire commercial de la Suisse (l'objectif de l'UE dans la variante «550 ppm» = -53%). Dans les autres variantes, cet effet est limité et négligeable.

- **La protection du climat n'est pas un instrument de politique du marché de l'emploi**

Les changements dans la production et dans le commerce extérieur ont un impact sur l'emploi. A la création de postes dans les services, le bâtiment et le secteur des énergies renouvelables répond un léger affaissement de l'emploi dans les branches industrielles en raison des coûts de la protection du climat. Les coûts de réduction du CO₂ se soldent par une légère augmentation du chômage. Cependant, l'influence des coûts de réduction des émissions de CO₂ sur le taux de chômage est faible, car les salaires réels sont flexibles sur le long terme en Suisse. De ce fait, les coûts de la protection du climat se répercutent plutôt sur le niveau des salaires que sur l'emploi et le chômage. Ce dernier est de 2,9% en 2035 dans la variante «Poursuite de la politique actuelle» et de 3,04% dans la variante «Engagement global important». La politique de protection du climat n'est donc ni une menace pour l'emploi ni un instrument adéquat de politique du marché du travail. Ce résultat est conforme à des études antérieures sur les effets économiques du renforcement de la politique énergétique.

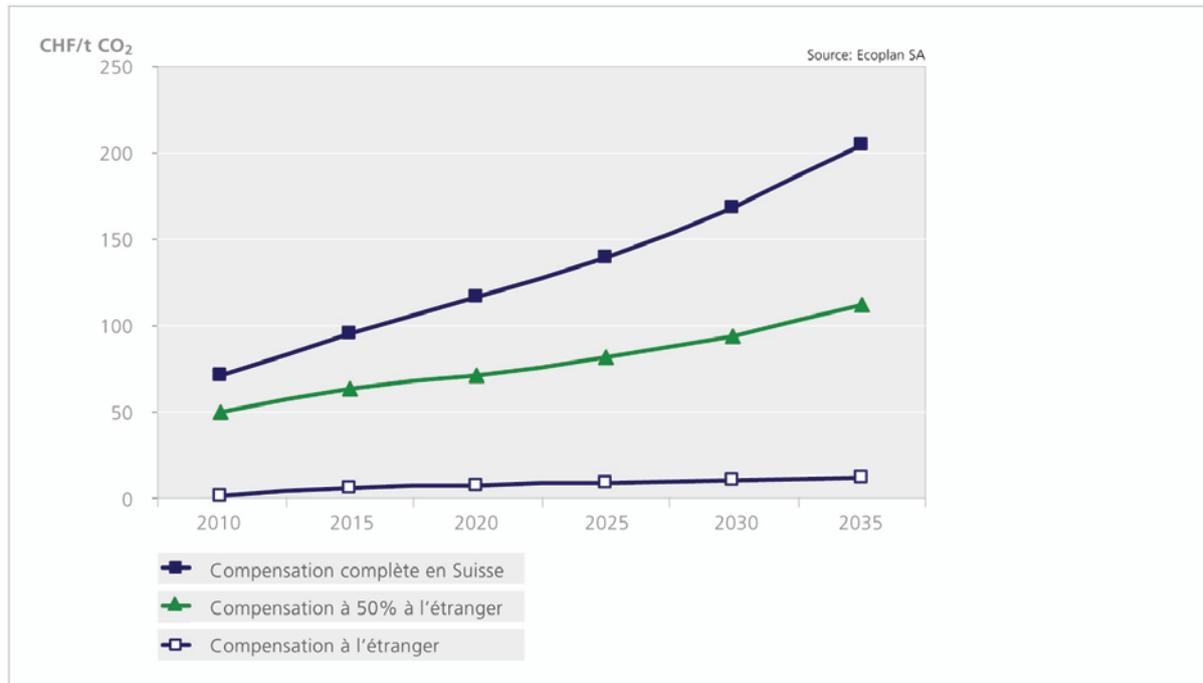
4.2.2 Effets à l'étranger des réductions de CO₂ réalisées par la Suisse

- **Les coûts de réduction des émissions de CO₂ dépendent essentiellement de l'importance des réductions de CO₂ réalisées par la Suisse à l'étranger**

Plus les réductions d'émissions sont importantes à l'intérieur du pays, plus les coûts nécessaires à la réalisation d'un objectif sur le CO₂ sont élevés. Dans la variante «Engagement global modéré», les coûts sont de 13 francs par tonne de CO₂ en 2035 (soit exactement le prix du commerce international des émissions; cf. figure 4.1-2), si l'obligation de réduction est intégralement honorée à l'étranger. Si la réduction est entièrement réalisée en Suisse, les coûts sont de quelque 205 francs par tonne de CO₂ (cf. figure 4.2-3).

Remplir son obligation de réduction largement à l'étranger présente aussi des inconvénients pour la Suisse: la dépendance des énergies fossiles augmente et le pays se prive en outre des possibilités de réaliser des progrès techniques et d'innover dans le domaine de l'efficacité énergétique.

Figure 4.2-3: **Coûts de réduction des émissions de CO₂ pour la Suisse, en lien avec les diverses réductions d'émissions à l'étranger, selon la variante de l'engagement global modéré, en CHF/t CO₂**



Le modèle d'équilibre ne prend pas en compte les puits de carbone, si bien que la durabilité des plantations forestières ou les mesures de reforestation, par exemple dans les pays en développement, ne sont pas traitées en l'occurrence. Même sans puits de carbone, les pays en développement recèlent de considérables potentiels de réduction avantageux. S'agissant du commerce des émissions avec les pays du tiers-monde, on adopte en l'occurrence un supplément de coûts de transaction de 5 USD par tonne de CO₂, susceptibles d'être nettement plus bas dans les pays concernés.

- **Les réductions de CO₂ à l'étranger diminuent les pertes de prospérité (modérées) causées par la politique de protection du climat**

La Suisse enregistre les principales pertes de prospérité (en unités de consommation, aux prix réels de 2001), d'environ 1,1 milliard de francs par année en moyenne, avec la variante «Engagement global important» et si toutes les obligations de réduction sont remplies sur le territoire national. En revanche, si 50% des obligations de réduction sont remplies à l'étranger, la perte de prospérité diminue, passant de 0,29 à 0,14%, c'est-à-dire de 1,1 à 0,5 milliard de francs par année, dans la variante «Engagement global important». Si la totalité des obligations de réduction sont remplies à l'étranger, la perte de prospérité n'est plus que de 0,3 milliard de francs par année.

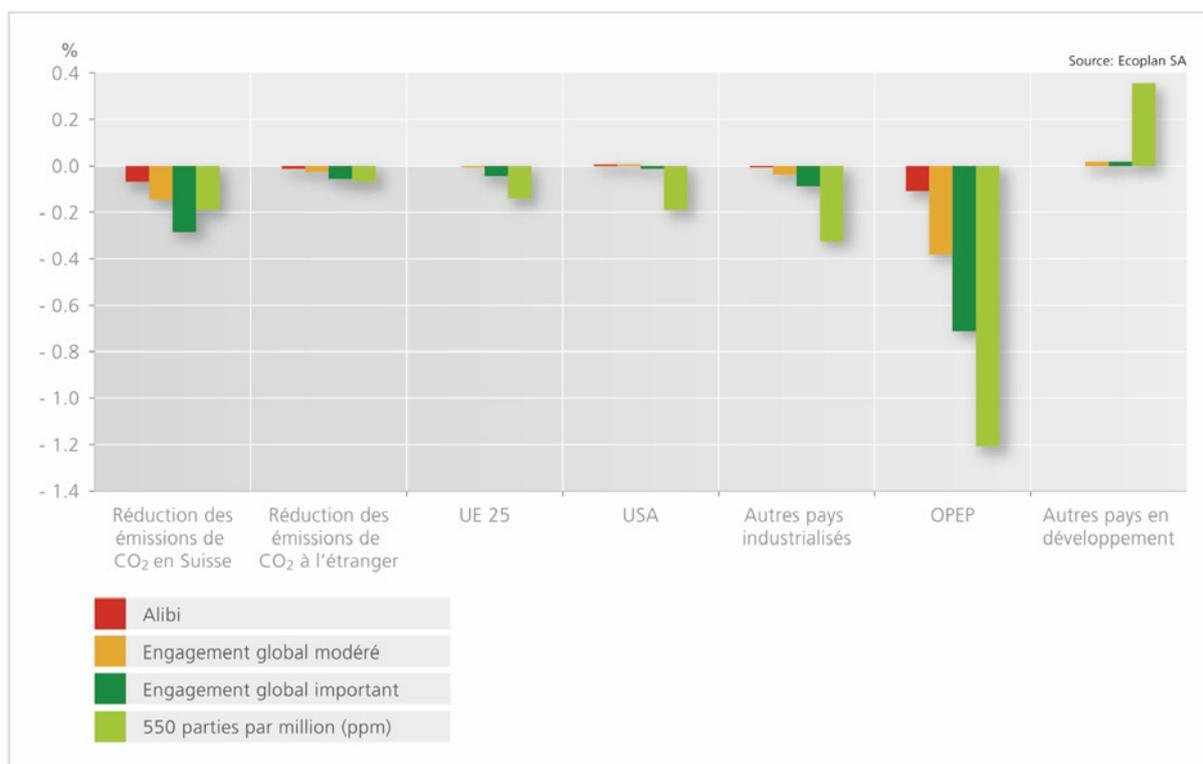
Figure 4.2-4: **Modification des pertes de prospérité en Suisse en lien avec les diverses réductions d'émissions à l'étranger, sans prise en compte des coûts externes (en %)**



- **Au total, les effets sur la prospérité du renforcement de la politique globale de protection du climat sont modérés**

En comparaison internationale, les pertes de prospérité de la Suisse sont supérieures à la moyenne de l'UE et des Etats-Unis, que les réductions de CO₂ soient réalisées dans le pays ou à l'étranger (cf. figure 4.2-5). La raison en est que les objectifs de réduction de la Suisse sont plus élevés que ceux de la plupart des pays industrialisés. Dans la variante «550 ppm» toutefois, les objectifs de réduction de la Suisse sont inférieurs à ceux des autres pays industrialisés, raison pour laquelle les pertes de prospérité en cas de transition vers des droits d'émission égaux par habitant sont plus faibles que dans les autres pays industrialisés, dans la mesure où la Suisse réalise les réductions de CO₂ à l'étranger.

Figure 4.2-5: **Modification des pertes de prospérité en Suisse et dans les régions du monde par rapport à la poursuite de la politique actuelle, sans prise en compte des coûts externes (en %)**



Globalement, aucune région du monde ne subit de grande perte de prospérité. Les perdants d'une politique climatique active sont les pays membres de l'OPEP, en raison d'une demande réduite de pétrole. Dans la variante «550 ppm», ils perdent au maximum 1,22% de leur prospérité par an, alors que, les pays en développement peuvent escompter une croissance de leur prospérité de 0,35% par an. Les pays industrialisés ne doivent s'attendre à une baisse importante de leur prospérité que dans la variante «550 ppm», les autres variantes impliquant des diminutions nettement plus faibles. La politique de protection du climat est une contribution préalable pour les générations futures, qui ne compte à long terme que des «gagnants». Comme cet investissement n'est pas réparti uniformément sur les différents groupes de pays et qu'il ne les soulage pas tous au même degré, il est difficile de trouver un consensus.

4.2.4 Coûts externes évités

- **Domages dus au changement climatique et coûts d'adaptation**

Les coûts d'adaptation aux modifications des conditions climatiques (p. ex. dans le tourisme) ou les coûts liés aux dommages causés par des événements extrêmes plus fréquents et plus graves ne sont pas pris en compte en l'occurrence. Les coûts imputables à des dommages, peuvent, selon l'intensité du changement climatique, réduire la productivité de l'ensemble de l'économie tant en raison des pertes subies par la branche des assurances et des charges fiscales qu'en raison des réparations assurées par les privés. Ces dommages sont indépendants de la politique adoptée en Suisse.

En revanche, les effets du réchauffement climatique sur la demande d'énergie sont étudiés dans les modèles énergétiques (chapitre 3.1.3). Outre l'augmentation de la demande de courant en été (climatisation accrue), on attend un recul du besoin de chaleur et une baisse de la production hydroélectrique.

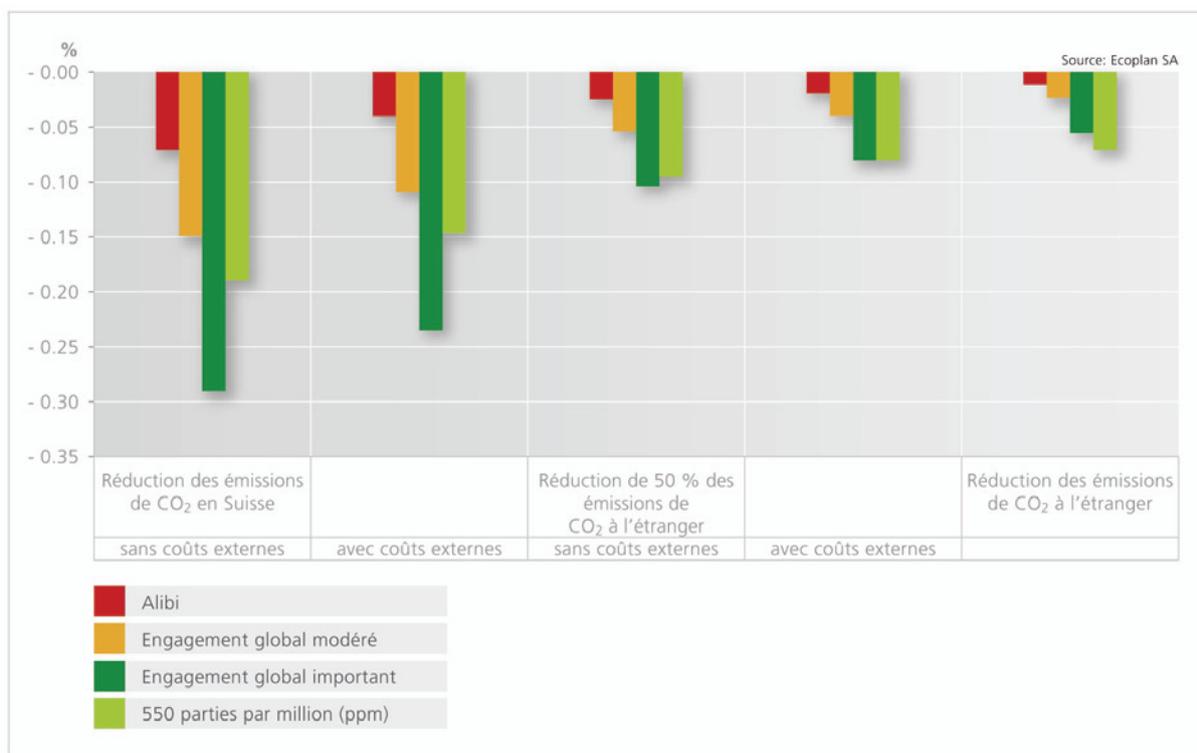
La présente approche macroéconomique ne considère pas d'autres charges, comme les risques d'accidents. Des hypothèses disparates quant à l'aversion au risque, en particulier en matière d'énergie nucléaire, entraînent de larges intervalles dépourvus de caractère probant. Les décisions pour ou contre l'énergie nucléaire doivent être prises sur le plan politique.

- **Coûts de la santé dus aux polluants atmosphériques**

Une politique de protection du climat renforcée, en plus d'abaisser les émissions de CO₂, réduit aussi d'autres charges sur l'être humain et sur l'environnement. Nous présentons ci-après les coûts des atteintes à la santé humaine et aux bâtiments engendrés par les polluants de l'air issus de la production d'électricité et de chaleur ainsi que du secteur des transports. Les coûts de santé et les dommages aux bâtiments sont les principaux effets quantitatifs calculés pour les polluants atmosphériques.

Les coûts externes évités en matière de santé et dans le domaine du bâtiment sont de nature à réduire les pertes de prospérité causées par la politique de protection du climat, sans toutefois les compenser complètement (cf. figure 4.2-6). On obtient la plus forte utilité dans le cadre d'une politique suisse de protection du climat qui retiendrait la variante «Engagement global important» et remplirait largement l'obligation de réduction sur le territoire national. La réduction des coûts externes dus aux polluants atmosphériques diminuerait la perte de prospérité de 0,29 à 0,24%. Les coûts externes évités correspondent donc à un gain de prospérité de 0,05%, soit environ 0,2 milliard de francs. Si l'on retient la variante extrême dans laquelle les obligations de réduction du CO₂ sont intégralement remplies à l'étranger, aucun coût externe n'est évité en Suisse.

Figure 4.2-6: **Modification de la prospérité par rapport à la poursuite de la politique actuelle, avec et sans prise en compte des coûts externes des polluants atmosphériques**



5 Les défis

La sécurité de l'approvisionnement énergétique et un environnement intact sont des biens qu'épuisent la recherche de la rentabilité à court terme ou la politique démagogique de la facilité (importations d'énergie). D'un autre côté, les exigences sans compromis, qui rejettent toute pondération des intérêts face aux objectifs de la durabilité, ne sont pas adéquates non plus. Il est indispensable de procéder à un arbitrage entre la sécurité d'approvisionnement, la protection de l'environnement, la rentabilité et la compatibilité sociale.

5.1 Sécurité d'approvisionnement et protection de l'environnement

- **La sécurité d'approvisionnement signifie que la demande d'énergie est suffisamment satisfaite sans interruption et aux prix adéquats**

Une «demande suffisamment satisfaite» signifie que les services énergétiques nécessaires comme la chaleur, la lumière, la réfrigération, la mobilité, etc. sont garantis. La précision «sans interruption» comporte un aspect technico-économique: l'énergie requise est disponible 24 heures sur 24 conformément à la demande, ce qui représente évidemment un défi pour les énergies transportées par des conduites. L'aspect géopolitique est tout aussi important: il faut conserver tout au long de la chaîne, c'est-à-dire des agents énergétiques primaires aux services énergétiques, un flux ininterrompu d'énergie ou des réserves correspondantes. Des «prix adéquats» signifient que les tarifs doivent être également supportables pour tous les ménages et toutes les entreprises. Les fortes fluctuations de prix et les distorsions de prix sont bannies. Ces exigences maximales ne sauraient être remplies qu'approximativement en pratique, au prix de coûts en hausse ou d'interventions politiques étendues.

- **Sécurité globale d'approvisionnement**

En raison des prix plus bas de l'énergie (pétrole, gaz naturel, uranium), des incertitudes sur les marchés et d'une concurrence insuffisamment efficace, on a trop peu investi par le passé dans les infrastructures énergétiques à l'échelle mondiale. L'appétit d'énergie croissant des pays seules complète ce tableau. Il en résulte un énorme besoin global de rattrapage en investissements dans la chaîne d'approvisionnement conventionnelle. Ces investissements ne se montent généralement qu'à quelques % du produit intérieur brut des pays concernés. Mais si on les diffère, ce qui est un risque considérable, d'autres crises de prix de l'énergie, plus longues celles-là, sont possibles.

Les risques d'approvisionnement à l'horizon 2035 résident moins dans le caractère limité des ressources d'énergie fossile que dans les conflits géopolitiques. Les réserves de pétrole et de gaz dont l'existence est attestée se trouvent surtout dans les pays membres de l'OPEP et en Russie. Ces pays occupent une position dominante sur le marché et tentent de l'utiliser au profit d'une politique de pouvoir. Les conflits du Moyen-Orient dépendent en partie de la disponibilité des ressources énergétiques. Les risques d'accident, les aléas de la nature et les possibilités de sabotage sont considérables, car de grands espaces économiques sont approvisionnés par des systèmes de transport très concentrés (pipelines, grands pétroliers, réseaux de transport).

Mais les Etats qui disposent d'importantes réserves énergétiques sont dépendants des recettes de leurs exportations d'énergie. Ils sont donc également tributaires de rapports sûrs et stables avec les pays consommateurs. Les gisements de charbon et d'uranium ainsi que les énergies renouvelables sont plus largement diversifiées que le pétrole et le gaz naturel. Les pays de l'OCDE disposent en particulier de grandes réserves. Malgré les dépendances mutuelles, le système énergétique global est très vulnérable.

- **Sécurité de l'approvisionnement électrique**

A partir de 2018, (scénario I) ou de 2020 (scénario IV) la Suisse aura besoin de nouvelles capacités de production d'électricité disponibles 24 heures sur 24 (charge de base), afin de satisfaire la consommation nationale d'un semestre d'hiver moyen, au moyen de la production disponible (en moyenne) à l'intérieur du pays.

En prolongeant la durée d'exploitation des centrales nucléaires de Beznau et de Mühleberg jusqu'à 60 ans et en prenant les mesures d'amélioration de l'efficacité prévues dans le scénario IV, l'apparition de la pénurie peut être retardée jusqu'en 2030. Si la durée d'exploitation de toutes les centrales nucléaires est portée à 40 ans seulement, le critère de la sécurité d'approvisionnement sans développement de capacité ne sera plus rempli à partir de 2013 déjà. Les capacités manquent déjà maintenant lorsqu'il s'agit d'assurer l'approvisionnement en cas de conditions extrêmes, et que coïncident une vague de froid, une interruption des importations et une panne de la principale unité de centrale –

une situation qui perdurera jusqu'à la remise en exploitation des centrales d'accumulation de Cleuson-Dixence en 2010.

Les grandes installations (grandes centrales à gaz, centrales nucléaires) sont capables de couvrir la charge de base et présentent des avantages de coûts en raison déjà de leur taille. Néanmoins, dans un petit pays qui dispose d'un parc de centrales dont la diversification est limitée, des centrales nucléaires impliquent en particulier un risque majeur en cas de panne. L'adjonction de plus petites unités de production est donc judicieuse en général du point de vue de la sécurité d'approvisionnement.

Dans un proche avenir, il faudra aussi recourir aux contrats de prélèvement à long terme encore existants pour assurer l'approvisionnement national en électricité (dans les «Perspectives énergétiques», ces contrats sont comptabilisés comme capacités indigènes). Dans la perspective de nouvelles importations de courant, la situation est relativement favorable à la Suisse en ce qui concerne les capacités techniques de transport; il faudra néanmoins éliminer les points d'étranglement et régler les questions d'utilisation du réseau tant en Suisse qu'à l'étranger.

Il s'agit de renforcer la coopération internationale dans le secteur de l'électricité, notamment aussi dans le secteur du gaz naturel avec la variante d'offre C, en raison du commerce transfrontalier qui augmente. Ces dernières années, les organisations nécessaires à cet effet ont été créées en Europe par l'économie électrique et gazière (European Transmission System Operators ETSO; Gas Transmission Europe GTE) et par les autorités de régulation (European Regulators Group for Electricity and Gas ERGEG; Council of European Energy Regulators CEER de la Commission de l'UE). Les pannes de courant survenues en septembre 2003 en Italie et en novembre 2006 dans de larges zones de l'Europe montrent que des concepts internationaux sont nécessaires à l'exploitation et au développement des réseaux d'électricité. L'économie suisse de l'énergie et les autorités fédérales s'engagent pour être parties prenantes au processus décisionnel des organisations européennes. La voie bilatérale de la Suisse en Europe est ardue également en ce domaine. On ne saurait plus obtenir de coopération en vue de garantir la sécurité d'approvisionnement sans mise en œuvre au moins sectorielle des dispositions réglementaires européennes.

Renforcer les réseaux et coopérer avec les exploitants de réseau et les autorités de régulation ne suffit pas. Il faut aussi construire de nouvelles centrales aussi proches que possible des points de consommation, ce qui, à l'instar du développement des réseaux, exerce une charge sur l'environnement et soulève la résistance des populations locales concernées.

- **Sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel**

La situation des réserves de gaz naturel s'apparente à celle qui prévaut pour le pétrole. Toutefois, l'exploitation des gisements de gaz naturel n'équivaut actuellement qu'à la moitié de celle du pétrole, si bien qu'une raréfaction des réserves conventionnelles de gaz naturel ne sera probablement sensible qu'après 2035. Le développement du système de transport et la dépendance croissante de l'Europe de l'ouest envers la Russie sont les points faibles de cette source d'énergie. Pour l'heure, les possibilités de diversification (gaz naturel liquéfié en provenance d'autres régions du monde, augmentation des importations de gaz d'Afrique du Nord par l'Espagne ou l'Italie) sont limitées, en particulier pour la Suisse. Si la Suisse s'engage dans la transformation du gaz en électricité dans des proportions importantes, il sera cependant possible de soutenir la sécurité d'approvisionnement en regroupant la demande et en concluant des contrats de prélèvement à long terme. Depuis quelques années, la Commission de l'UE se préoccupe davantage des questions de la sécurité d'approvisionnement. On reconnaît toujours plus que des contrats de fourniture à long terme peuvent contribuer à l'approvisionnement sûr du marché gazier européen. A ce stade, l'Europe est encore très éloignée d'une situation idéale où un bon fonctionnement de la concurrence fournirait une offre de gaz flexible sur son territoire. Eu égard à la production de gaz naturel limitée à assez long terme sur le marché intérieur de l'UE, les avis divergent toutefois quant à la possibilité d'accroître la sécurité d'approvisionnement en intensifiant la concurrence sur le marché européen du gaz. La politique de l'UE donne la priorité au dialogue (autant que possible coordonné) avec les pays producteurs ainsi qu'au renforcement du système de transport.

Une direction que la Suisse doit également envisager, en particulier en lien avec la variante d'offre C, est le développement des réserves saisonnières et stratégiques (obligation de constituer des réserves comme pour les produits pétroliers ou régulation du marché par des incitations correspondantes). Contrairement aux pays limitrophes, notre pays ne dispose pas sur son territoire de telles réserves, car on n'a pas trouvé de site géologiquement approprié. C'est pourquoi les clients de gaz naturel «convertibles» (clients prêts à substituer un agent énergétique à un autre) jouent un rôle important. Ils peuvent être livrés à un prix préférentiel, mais ils doivent généralement, en cas de basses températures, modifier leur demande et opter pour un combustible de substitution. En Suisse, environ 40% de la demande de gaz naturel sont actuellement concernés par un tel dispositif. La demande de gaz naturel

fluctue de façon très marquée entre l'hiver et l'été (facteur compris entre 5 et 7) et il faut acheter aux fournisseurs de gaz naturel étrangers la flexibilité et les capacités de réserves requises. Si l'on veut combler la pénurie d'électricité surtout par des centrales à gaz, la situation est actuellement favorable pour ce qui est des voies d'acheminement et des capacités des conduites, mais les exigences augmenteront en ce qui concerne la gestion des réserves.

- **Prévoyance des crises sur les plans national et international**

Les scénarios énergétiques montrent que la Suisse réduit nettement sa dépendance de vis-à-vis des importations si elle améliore l'efficacité énergétique, ce qui accroît sa sécurité d'approvisionnement. Il est par contre beaucoup plus coûteux de changer la part relative de l'énergie importée à la couverture de la consommation d'énergie brute, tout en diversifiant plus encore l'approvisionnement selon les agents énergétiques, les pays de provenance et les voies d'acheminement, et de flexibiliser le système d'approvisionnement (p. ex. par des installations actionnées par 2 combustibles). De ce fait, la politique suisse doit continuer d'accorder une importance suffisante à la prévoyance de crises sur le plan national (stockage obligatoire, mesures de gestion) et sur le plan international (programme d'urgence de l'Agence internationale de l'énergie). Le projet de loi sur l'approvisionnement en électricité tient d'ailleurs compte des risques potentiels dans le secteur électrique en habilitant la Confédération à prendre des mesures à titre subsidiaire en cas de danger menaçant l'approvisionnement électrique à moyen ou à long terme, ou si la capacité de puissance des réseaux de transport était mise en péril (les mesures comprennent en particulier les appels d'offres publics conformes aux règles de la concurrence en vue d'étoffer les capacités). Mais de telles interventions, ou des interventions effectuées sur la base de la législation sur l'approvisionnement économique du pays ne sont prévues qu'en dernier recours pour limiter les dommages. Seules des décisions de politique énergétique prises en temps utile permettront d'éviter de coûteuses situations de nécessité.

- **La protection de l'environnement signifie que les personnes, les animaux, les plantes, leurs communautés et leurs espaces de vie sont durablement protégés contre les dommages irréversibles et les nuisances**

Les bases naturelles de la vie doivent être conservées pour les générations futures et pour les autres pays et régions du monde. La politique énergétique doit également assumer cette responsabilité. Les charges sur la santé humaine et l'environnement naturel, de même que les risques qui les menacent, débutent dès l'extraction des matières premières et se poursuivent jusqu'à l'élimination des déchets en passant par les services énergétiques.

Les risques sanitaires et environnementaux au niveau de l'énergie primaire, qui sont les plus importants de la chaîne d'approvisionnement selon une étude de l'Institut Paul-Scherrer (PSI: Energiespiegel 13/mai 2005), ne concernent pour certains qu'indirectement la Suisse, puisque notre pays importe les agents énergétiques non renouvelables. Le pétrole, le gaz naturel et l'uranium se raréfiant toujours plus, on exploite des gisements de concentration décroissante, impliquant des flux volumiques, partant des charges environnementales qui tendent à augmenter. S'agissant de l'utilisation de l'énergie nucléaire, il faut mentionner le risque, sur le plan international, que du matériel entrant dans la fabrication d'armes ou que des «bombes sales», moins complexes à fabriquer, ne se propagent. En ce qui concerne la production à l'étranger de biocarburants ou d'électricité éolienne pour les besoins de la Suisse, des nuisances affectent également l'environnement dans les lieux de production. Comme les scénarios prévoient que les importations d'énergie resteront importantes, la Suisse doit exercer de son influence dans les organisations internationales pour que les principes de la politique de protection de l'environnement soient appliqués également aux stades de l'approvisionnement énergétique situés en amont (principes de prévoyance, de causalité et de responsabilité).

- **Le réchauffement climatique est le plus grand défi mondial**

L'IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) élabore périodiquement un consensus scientifique concernant le changement climatique. Le quatrième rapport sur l'état de la situation est attendu en 2007. Selon les éléments réunis par l'IPCC, le réchauffement climatique des 50 dernières années est très probablement causé par les émissions de gaz à effet de serre produits par les activités humaines. Le rapport annoncé devrait confirmer que la température augmentera avec une forte probabilité de plus de 2°C jusqu'en 2100 par rapport à son niveau préindustriel (correspondant à une concentration de gaz à effet de serre de 450-550 ppm). Cette limite de température et cette concentration de gaz à effet de serre, qui ont constitué à ce jour des objectifs à long terme dans le cadre des discussions sur la politique de protection du climat, s'avèrent désormais insuffisantes, car il faut s'attendre en cas de réchauffement plus marqué à des dommages importants pour l'être humain et l'environnement, les structures d'habitation, les installations de transport et les infrastructures de production. Outre une politique globale de protection du climat plus offensive, des mesures d'adaptation sont nécessaires, car le réchauffement climatique ne peut plus guère être arrêté.

Diverses études ont comparé les coûts totaux du changement climatique avec les coûts de la politique de protection du climat et des mesures d'adaptation. En 2006, au sein de la conférence de Nairobi sur la protection du climat, le rapport Stern à l'attention du Gouvernement britannique a rencontré un grand écho (N. Stern: *The Economics of Climate Change*, 2006). Selon ce rapport, les coûts totaux du changement climatique se situent entre 5 et 20% du produit intérieur brut (PIB) global, alors que les coûts globaux des mesures visant à éviter les pires dommages oscillent aux alentours de 1% du PIB. Comme pour toutes les perspectives, ces résultats dépendent des méthodes et des hypothèses utilisées. On a par exemple critiqué le bas taux d'escompte, qui induit une évaluation élevée des dommages futurs à très long terme. Les résultats d'études globales ou portant sur des pays donnés ne sont pas transposables à la Suisse (p. ex., les coûts de réduction des émissions de CO₂ en Suisse sont supérieurs à la moyenne). A l'instar des scénarios suisses, le rapport Stern indique cependant que les coûts des variantes de politique de protection du climat prises en compte sont modérés. La politique globale de protection du climat devrait être renforcée le plus rapidement possible: ses coûts sont nettement inférieurs à ceux des dommages potentiels.

- **Autres risques sanitaires et environnementaux sur le plan national**

Sur le plan national, l'utilisation de l'énergie nucléaire présente pour l'essentiel les risques du stockage final et ceux d'un accident impliquant des fuites de substances radioactives (qui serait particulièrement grave dans un pays densément peuplé). Sur le plan régional, on relève un risque environnemental dans le domaine de la force hydraulique, en particulier en cas de rupture d'un mur de barrage. L'analyse de risque de l'Institut Paul-Scherrer indique que, dans le passé, les principaux risques environnementaux (objectifs) en Suisse étaient liés à l'utilisation de la force hydraulique. Dans ce contexte, il faut considérer que les risques environnementaux du système dans son ensemble sont sensiblement plus élevés que ceux que présente la force hydraulique indigène, en raison de l'extraction, de la transformation et du transport des énergies non renouvelables importées. Le gaz naturel en faibles quantités n'est pas toxique, mais en cas de fuite d'une conduite, il peut causer une explosion et causer des dommages environnementaux également en Suisse. Les prescriptions en matière de sécurité du secteur énergétique restent nécessaires et doivent être appliquées indépendamment de la future combinaison énergétique, du niveau de consommation ou du poids économique.

- **Sécurité d'approvisionnement ou protection de l'environnement?**

La consommation d'énergies fossiles supposée dans les scénarios III et IV, plus faible à l'échelle mondiale, limite tant la pollution de l'environnement que les risques géopolitiques de l'approvisionnement. Comme l'indiquent les scénarios, l'efficacité énergétique réduit la dépendance de la Suisse envers les importations d'énergie plus efficacement que les efforts de diversification et de substitution. En outre, on prend des risques de nature financière, organisationnelle ou technique si l'on utilise des installations encore peu éprouvées ou commercialisées fonctionnant avec des agents énergétiques exempts de CO₂ ou pauvres en CO₂. Généralement, une production électrique plus décentralisée, faisant appel aux énergies renouvelables, est favorable à la protection de l'environnement et à la sécurité d'approvisionnement, sous l'importante réserve d'une intégration sans entraves dans le réseau. Une production électrique décentralisée, réalisée au moyen d'installations de couplage chaleur-force alimentées à l'énergie fossile, peut servir de stratégie de transition pour préparer les conditions-cadres techniques nécessaires aux énergies renouvelables, tout en accroissant l'efficacité des combustibles.

Une efficacité énergétique élevée peut libérer une part du revenu des ménages, qui peut alors être affecté à des biens et activités consommateurs d'énergie, par exemple des activités de loisirs et de promotion de la santé. Cependant, cet effet en retour ne devrait pas être surestimé, car la forte taxe d'incitation sur l'énergie, postulée dans les scénarios III et IV, déplace toutes les relations de prix en faveur des produits et des services énergétiquement efficaces. Si l'on postule qu'une plus haute efficacité énergétique est nécessaire à long terme, il est judicieux, sous l'angle des coûts totaux, d'investir dans des mesures visant à améliorer l'efficacité, même si les prix relativement de l'énergie sont relativement bas.

Comme le pétrole brut est probablement plus facile à se procurer en périodes de crise que les produits pétroliers, une raffinerie de pétrole sise sur le territoire national contribue à la sécurité de l'approvisionnement en pétrole. C'est la raison pour laquelle les raffineries sont exonérées de la taxe sur le CO₂ en Suisse. Dans les scénarios, la consommation relativement élevée d'énergie reste constante.

De nombreux pays européens doivent à la fois garantir assez rapidement l'approvisionnement en électricité par la construction de centrales à gaz, d'une part, et réduire les émissions de gaz à effet de serre, d'autre part. Les nouvelles centrales à gaz reçoivent dans certains cas, dans le cadre des plans d'allocation des quotas de CO₂, des droits d'émission ou des exonérations fiscales généreux (p. ex. en France et en Italie). De telles dispositions sont prises au titre de la sécurité d'approvisionnement à moyen terme et compte tenu des avantages écologiques relatifs de la transformation du gaz en élec-

tricité par rapport aux centrales à charbon. Comme l'introduction sur le marché du courant vert, les mesures d'efficacité dans le secteur de l'électricité ou la construction de nouvelles centrales nucléaires requièrent du temps, il n'est guère envisageable de renoncer, en Suisse pas plus qu'ailleurs, à assurer la production de l'électricité à partir du gaz, comme cela est en principe possible dans un proche avenir. Les conditions préalables en sont une réglementation eurocompatible, rapide et contraignante des exigences posées à la compensation des émissions de CO₂, accompagnée le cas échéant d'une limitation quantitative et temporelle de la production d'électricité à partir du gaz.

- **Consensus et divergences dans la perception du risque**

Dans le cadre du Forum «Perspectives énergétiques» de l'OFEN, on a conduit des entretiens individuels sur le thème de la perception du risque avec des représentants des partis politiques et des milieux intéressés représentatifs (Stiftung Risiko-Dialog: Risikowahrnehmung Energieperspektiven 2035, 2006). Il en ressort que les risques d'approvisionnement et les risques climatiques sont très importants pour tous les représentants des milieux intéressés, qui forment le grand espoir que de nouvelles technologies énergétiques apportent des solutions. La question de savoir quelles seront ces technologies reste toutefois ouverte. Le thème de l'énergie nucléaire a été évité dans les entretiens, ce qui pourrait indiquer que ce thème est trop émotionnel ou qu'on le considère inapproprié pour un entretien. Il est intéressant de constater qu'un large consensus existe pour placer au sommet de la liste des problèmes les risques politiques, c'est-à-dire les décisions trop tardives ou erronées.

5.2 Economie et société

- **La rentabilité signifie que les coûts et les revenus des politiques de l'énergie et de protection du climat doivent se situer dans un rapport qui se justifie; l'économie doit croître qualitativement et, selon les besoins, quantitativement aussi**

Une économie prospère et un environnement sain ne sont pas antinomiques. Les politiques de l'énergie et de protection du climat servent la rentabilité en ce qu'elles luttent contre l'inefficacité et qu'elles déclenchent des innovations commercialisables. On tient compte de la concurrence des places économiques grâce à l'harmonisation internationale des objectifs et des instruments ou au moyen de réglementations spéciales, éventuellement assorties d'obligations, pour les entreprises grandes consommatrices. Ces politiques doivent être prévisibles pour que les entreprises puissent s'adapter à temps. Pour ce faire, des objectifs quantitatifs contraignants sont fixés et les instruments de ces politiques sont renforcés progressivement et de manière prévisible.

- **Les instruments tarifaires, comme les systèmes de bonus-malus et la taxe d'incitation sur l'énergie, sont généralement plus compatibles avec l'économie que les instruments de promotion financière et les prescriptions**

Du point de vue de l'économie d'exécution également, les instruments tarifaires sont relativement utiles lorsqu'il s'agit d'appliquer les mesures économiques décidées, même s'ils ne suffisent pas complètement à eux seuls à rendre une politique efficace: il faut aussi relever l'importance des instruments visant à réduire les coûts de transaction (développement technologique, information, formation, perfectionnement) et celle des prescriptions garantissant que les normes d'efficacité s'établissent partout. Les revenus de la taxe sur le CO₂ dans le scénario II et la taxe d'incitation sur l'énergie dans les scénarios III et IV sont restitués aux ménages et aux entreprises. La part des redevances publiques dans le PIB, est augmentée dans les 2 scénarios, ce qui influence également le circuit économique. Dans le scénario III cependant, les dépenses de l'Etat diminuent un peu, parce que les budgets promotionnels sont nettement réduits par rapport au scénario II. Dans le scénario IV, la quote-part de l'Etat pourrait augmenter, car des investissements d'infrastructure pourraient s'avérer nécessaires, au moins pour les transports. Comme le produit de l'impôt sur les huiles minérales baisse avec le recul de la consommation de carburant, les fonds disponibles pour financer en particulier les routes diminuent. C'est pourquoi, dans les scénarios III et IV, le secteur des transports requiert une combinaison de financement et d'infléchissement de la consommation.

- **Les techniques d'efficacité concurrentielles sont rentables**

Les effets des politiques de l'énergie et de protection du climat sur l'économie dépendent de la manière dont la consommation énergétique peut être évitée par l'emploi de capitaux et par le degré d'adaptabilité, vers le haut et vers le bas, de l'indemnisation du facteur de production qu'est le travail. L'économie suisse réagit peu aux développements des conditions-cadres envisagées en l'occurrence et à l'éventail des mesures des politiques de l'énergie et de protection du climat, surtout parce que les investissements visant à améliorer l'efficacité énergétique sont généralement rentables et que la Suisse ne pourra faire cavalier seul, en particulier dans les scénarios III et IV. Cependant, les effets sont modérément négatifs selon les modélisations. Il faut attendre des diminutions limitées de la

consommation et de faibles baisses de l'emploi (dans la pratique, ce seront plutôt des baisses de salaire). Avec des taxes d'incitation fortes, on s'écarte inévitablement du tracé des coûts minimaux. Lorsque les effets sur le circuit économique sont pris en compte, les coûts d'adaptation ainsi générés, qui sont aussi souhaités, sont vraisemblablement plus importants que les effets d'économie. Cette conception étroite de la rentabilité est toutefois incomplète, car les risques et les charges qui pèsent sur la santé et l'environnement et qui sont évités par des variantes politiques plus offensives, ne sont pas intégralement pris en compte dans les modèles. Il est très probable que les économies ainsi réalisées sur les coûts, notamment ceux liés au changement climatique, dépassent les pertes de consommation modérées.

- **Réduction des émissions de CO₂ en Suisse ou à l'étranger?**

Les coûts de réduction du CO₂ par la Suisse dépendent de la possibilité de comptabiliser les réductions de CO₂ réalisées à l'étranger. Les coûts seront d'autant plus bas pour la Suisse que la proportion de ses réductions d'émissions réalisées à l'étranger sera importante. Plus la proportion du commerce des certificats d'émissions de CO₂ sera élevée, plus faible sera la (faible) diminution de la consommation en Suisse.

Les coûts de la réduction du CO₂ sont plus élevés en Suisse qu'à l'étranger d'un facteur de 10 environ. Mais les instruments et les mesures appliqués sur le territoire national visent également à garantir la sécurité d'approvisionnement, qui est diminuée par les mesures de réduction du CO₂ prises à l'étranger. L'amélioration de l'efficacité énergétique à l'intérieur du pays amène des progrès techniques et des gains de confort dont nous prive le recours au commerce des certificats d'émission de CO₂. Les objectifs nationaux de réduction des émissions de CO₂ et l'ampleur de cette réduction réalisée à l'étranger devraient se situer dans un rapport justifiable. On peut mieux justifier une contribution plus importante de l'étranger si les objectifs nationaux sont ambitieux, comme dans les scénarios III et IV, que s'ils sont modestes. Comme l'indiquent les modélisations, une réduction limitée des émissions de CO₂ à l'étranger suffit déjà à diminuer sensiblement les coûts.

- **Avantages des précurseurs et autres bénéfices secondaires**

Les pays qui investissent plus tôt et plus massivement que les autres dans des techniques et des produits particulièrement efficaces énergétiquement ou qui ne dégagent pas de CO₂ peuvent escompter des avantages dans leur commerce extérieur. Si elle veut jouer un rôle précurseur, la Suisse se doit de disposer d'atouts sensibles et durables par rapport à la concurrence étrangère dans les techniques énergétiques et les services que privilégient les politiques globales de l'énergie et de protection du climat. Malgré les bons exemples d'entreprises suisses, il est difficile de prédire quelle sera l'importance de tels avantages à long terme sur l'ensemble de l'économie, par exemple dans le domaine des pompes à chaleur ou des composants entrant dans la construction d'installations éoliennes.

On ne sait pas avec certitude si la taxe d'incitation sur l'énergie générera un «double dividende» en réduisant la consommation énergétique dommageable pour l'environnement tout en favorisant l'emploi par la diminution des coûts salariaux. Un tel dividende ne surviendra que si de très nombreuses personnes qualifiées en recherche d'emploi ne trouvent pas de travail, ce qui n'est pas aujourd'hui le cas de la Suisse et ne devrait pas l'être dans un proche avenir non plus. Il est en revanche certain que l'appareil de production suisse, qui utilise l'énergie de façon comparativement extensive et efficace, représente un avantage pour la place économique qu'il faudrait conserver et si possible développer.

La réduction du CO₂, l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables tendent à diminuer les émissions de polluants, de sorte que les coûts externes des activités économiques baissent. Ce bénéfice secondaire réduit ou surcompense les pertes modérées de consommation d'une politique de l'énergie renforcée. L'ampleur d'une telle utilité secondaire est plutôt faible, selon les modélisations actuelles, car la Suisse est en mesure, ne serait-ce déjà que par les valeurs limites d'émission, de respecter un standard élevé dans maints domaines.

Vu le manque de données fiables, on n'a pas pris en compte l'avantage qui résulte pour la Suisse d'un ralentissement du changement climatique. Eu égard à la faible participation de la Suisse au total des émissions de CO₂, de 0,15% seulement, l'avantage provient d'une politique plus globale de protection du climat. Si toutefois la Suisse et l'Europe ne conduisent pas de politique efficace, on ne saurait pas non plus l'attendre des grands émetteurs de CO₂.

- **L'équité sociale implique une répartition équilibrée des coûts et des avantages, la garantie de l'approvisionnement de base et des processus de décision démocratiques**

Le renforcement de la politique énergétique stimule le changement structurel. Certaines branches, comme le bâtiment, profitent d'investissements accrus, tandis que d'autres perdent des parts de marché. Les prix de l'électricité sont plus fortement influencés par les variantes d'offre de courant que par la politique de protection du climat. Les entreprises qui consomment beaucoup d'électricité sont donc

plus concernées que les autres par le mode de couverture de la pénurie. Selon les modélisations, ces effets sont minimes, y compris sur l'emploi dans les branches économiques concernées. Inversement, la politique énergétique n'est pas un instrument de politique de l'emploi.

Une politique énergétique renforcée (par exemple la promotion de l'utilisation de la force hydraulique, l'encouragement des assainissements dans la technique des constructions et des bâtiments par les corps de métiers locaux) soutient les circuits économiques régionaux. Cependant, indépendamment des variantes de politique, la Suisse continuera de réaliser une part importante de ses revenus sur les marchés internationaux et d'être tributaire des progrès de technique énergétique réalisés à l'étranger.

Les effets de la taxe d'incitation sur l'énergie dans les scénarios III et IV se répercutent sur les revenus des ménages. Les ménages à faible revenu allouent une plus grande part de leurs moyens à l'énergie que d'autres. En cas de restitution du produit de la taxe aux habitants, ces ménages font partie des gagnants; l'effet de redistribution est donc partiellement modulable. Les effets de redistribution entre les générations sont tout aussi importants que les revenus des ménages. A quoi les générations actuelles doivent-elles renoncer au niveau de leur consommation pour que les dommages causés par le changement climatique notamment soient moins grands pour les générations suivantes?

L'approvisionnement de base en électricité doit être ancré à l'avenir dans la loi fédérale sur l'approvisionnement en électricité (garantie de raccordement et garantie de fourniture à des prix adéquats pour les clients dépourvus du libre accès au marché). En ce qui concerne les autres agents énergétiques, la garantie d'un approvisionnement de base par des offres flexibles, est nettement moins pertinente.

Les «Perspectives énergétiques» n'étudient pas les conséquences sociétales du changement structurel. Pour l'heure, on ne saurait exclure des tensions sociales passagères découlant d'une politique forçant à économiser les ressources. Cette remarque vaut en particulier pour le scénario IV, qui pré-suppose des innovations dans de nombreux domaines. Mais le scénario I est lui aussi fortement exposé aux conflits en raison de ses implications telles qu'une dépendance assez importante vis-à-vis des importations d'énergie et la nécessité de disposer de grandes centrales à gaz ou de centrales nucléaires.

- **Des décisions sur les plans politique et législatif sont nécessaires à relativement court terme**

Il s'agit de définir des objectifs quantitatifs et de fixer ainsi des priorités aux horizons 2020 et 2035, que l'on peut embrasser dans une certaine mesure. Il s'agit aussi de réviser une nouvelle fois la législation fédérale sur l'énergie et le CO₂. Des décisions fondamentales sont nécessaires, en vue de ces horizons, quant à la répartition des tâches entre la Confédération, les cantons et l'économie (SuisseEnergie). Il faut définir la suite de la démarche en ce qui concerne de nouvelles centrales à gaz et nucléaires. Si elle ne doit pas être dominée par des thèmes de caractère plus émotionnel (électricité issue des énergies renouvelables, nouvelles centrales à gaz et nucléaires), la discussion sur les possibilités et l'utilité de l'utilisation efficace de l'énergie, dans tous les secteurs de consommation et pour tous les agents énergétiques, ne doit pas non plus nier les émotions, car le déni bloque les solutions plutôt qu'il ne les favorise.

Durant la procédure de négociation se poseront les questions clés suivantes: que voulons-nous nous offrir en termes de confort, de mobilité, de croissance de la consommation, de sécurité d'approvisionnement? De quoi sommes-nous prêts à nous accommoder quant aux dépendances, aux coûts, à la complexité organisationnelle de l'approvisionnement énergétique et à la complexité de la politique énergétique? Que pouvons-nous justifier face aux risques climatiques globaux à long terme, aux autres risques sanitaires et environnementaux de l'approvisionnement énergétique, aux inégalités sociales?

5.3 Politique et droit

Les scénarios le montrent: on ne saurait concevoir l'avenir énergétique au moyen d'une politique symbolique. Au-delà des conceptions séduisantes et des objectifs ambitieux, des investissements privés à long terme sont indispensables, les comportements individuels doivent changer et la législation doit évoluer et être appliquée.

- **Scénarios I et II**

Le scénario I l'indique: la variante «Poursuite de la politique actuelle» peut servir de concept de base. Quelques options, comme une offre «plus verte» de courant électrique ou une contribution de la Suisse à la politique de protection du climat, reposent cependant exclusivement sur une base librement consentie. L'approvisionnement énergétique ne sera probablement pas plus cher pour les divers

consommateurs que dans le cas d'une politique renforcée, mais il sera plus incertain et plus dommageable pour l'environnement.

La variante «Poursuite de la politique actuelle» pose de faibles exigences en termes d'innovation à la politique énergétique, mais elle compromettrait la crédibilité de la Suisse dans le cadre de la politique globale de protection du climat. Le Protocole de Kyoto est un traité de droit international, qui laisse cependant ouverts les obligations et les mécanismes de sanction applicables à partir de 2008/12 (en cas de non-respect). Les instruments de politique du scénario I seraient toutefois insuffisants pour permettre à la Suisse de participer sérieusement à la politique internationale de protection du climat. Des décisions de politique énergétique sont nécessaires dans un proche avenir également avec le scénario I (importations d'électricité, centrales nucléaires ou centrales à gaz, renforcement des réseaux). A long terme, la devise d'«acheter maintenant et payer plus tard» pourrait imposer une intervention encore plus marquée. Le scénario I postule l'impossibilité qu'il y aurait de réunir des majorités pour changer de cap. Ces dernières années et au fil des derniers mois, on a toutefois observé des signes indiquant que de tels changements seraient possibles grâce à une «Collaboration renforcée» entre l'Etat et l'économie. Les étapes engagées (centime climatique, Modèle de prescriptions énergétiques des cantons, etc.) et les délibérations parlementaires en cours (mesures écologiques dans la loi sur l'approvisionnement en électricité, taxe CO₂ sur les combustibles) sont nécessaires et pertinentes. Mais elles seront de peu d'effet à long terme si l'on en reste là.

La variante de politique du scénario II se distingue de la situation actuelle et du scénario I en ce que la collaboration entre l'Etat et l'économie est maintenue, sensiblement renforcée et optimisée au-delà de 2010 dans le cadre d'un programme prenant le relais de SuisseEnergie. Cette option s'inscrit dans la tradition (fédéralisme et principe de subsidiarité), mais elle est exigeante. Des acteurs plus nombreux encore qu'aujourd'hui devront coordonner leurs programmes promotionnels. Des programmes supplémentaires, notamment un centime électrique, et des mesures législatives supplémentaires sont nécessaires. La taxe CO₂ sur les combustibles est une incitation à des conventions librement consenties, qui requerra néanmoins des adaptations après 2010 pour qu'elle apporte des impulsions durables jusqu'en 2035. Dans le scénario II, les prescriptions dans les domaines du bâtiment et des appareils doivent être renforcées et adaptées plus rapidement aux progrès techniques. Une nouvelle base légale fédérale relative au système de bonus-malus pour les voitures de tourisme est en discussion.

• Scénarios III et IV

Les scénarios III et IV imposent des innovations politiques et techniques. Leurs objectifs et leurs instruments requièrent un large consensus au sein de la société à tous les niveaux. Les institutions étatiques doivent y démontrer une fermeté inhabituelle pour maintenir le cap qui aura été décidé. Les variantes de politique ne peuvent être mises en œuvre que par des mesures législatives de large portée et il faudra pour cela au préalable que la taxe d'incitation sur l'énergie et des dispositions d'autorisation spécifiques au domaine de l'énergie, par exemple pour que les véhicules soient harmonisées au niveau international.

L'instauration d'un système global de commerce des droits d'émission de CO₂, relié aux obligations de réduction spécifiques aux pays, est l'une des conditions préalables essentielles à une politique globale de protection du climat efficace et efficiente. Il est économiquement judicieux que la Suisse participe à ce système. Il faut cependant limiter la part des obligations de réduction que la Suisse remplira à l'étranger, afin de ne pas mettre en péril les objectifs nationaux de politique énergétique.

L'électricité et les agents énergétiques finaux non renouvelables doivent être mis à contribution dans une mesure comparable, en particulier au moyen de la taxe d'incitation sur l'énergie. Un objectif essentiel des scénarios III et IV est de réduire la consommation globale d'énergie finale par habitant, afin de ménager les ressources. Une charge inégalement répartie entraînerait une substitution de l'électricité aux agents énergétiques finaux d'origine fossile. De plus, des bénéfices cachés seraient générés dans la branche de l'électricité. Le potentiel d'efficacité, présent aussi dans les applications électriques, serait négligé, ce qui entraînerait de surcroît un besoin accru de capacités en centrales. On peut réduire l'ampleur des programmes de promotion financière dans le scénario III. Il faut, dans le cadre d'un programme succédant à SuisseEnergie, placer la priorité sur les instruments de transaction (p. ex. audits énergétiques, conseil en matière d'énergie, information). Il est possible que de nouveaux modèles d'exploitation (sous-traitance, partenariats d'économies d'énergie, modèles d'agence) s'imposent de plus en plus par le jeu des forces du marché, en raison de la modification des conditions-cadres.

Il faut convaincre la population de l'utilité de l'instrument central de pilotage qu'est la taxe d'incitation sur l'énergie, qui prendrait la forme d'une réforme fiscale écologique et constituerait un deuxième essai après l'échec en votation populaire, en septembre 2000, d'un projet moins ambitieux du Parlement. Les normes applicables au secteur du bâtiment et à la mise en circulation des véhicules, à la com-

mercionalisation des appareils et à l'utilisation des installations seront adaptées dans les scénarios III et IV à la rentabilité croissante des mesures d'efficacité, c'est-à-dire qu'elles seront progressivement renforcées. Cette évolution demande une mise en application rigoureuse, ce qui demandera également le renforcement de la formation et le développement de technologies orientés vers l'efficacité, afin que les limites des potentiels du scénario III soient dépassées. Dans le scénario IV, on axe en outre la politique de l'habitat et celle des transports sur le ménagement des ressources. Les systèmes de transport aujourd'hui surchargés ont déjà un effet similaire.

- **Variantes d'offre**

- Variantes A et C

L'énergie nucléaire est aujourd'hui une source essentielle de l'approvisionnement en électricité de la Suisse. Après l'échec de plusieurs initiatives pour sortir du nucléaire et l'initiative «Moratoire-plus» rejetée en 2003, l'option de l'énergie nucléaire reste certes ouverte, mais elle continue d'être controversée. La procédure d'autorisation de nouvelles centrales nucléaires pourrait se dérouler plus rapidement que ne l'envisagent les scénarios (première mise en exploitation en 2030). On pourrait ainsi raccourcir la période de transition durant laquelle le pays serait plus dépendant des importations. Cependant, après des décennies de débats, on a atteint un consensus provisoire, avec la loi sur l'énergie nucléaire de 2003, quant à la procédure d'autorisation de nouvelles centrales nucléaires. On a en particulier introduit l'obligation du référendum au stade de l'autorisation générale pour les nouvelles installations.

Comme la production suisse d'électricité est largement exempte de CO₂, toute nouvelle centrale à gaz commence par détériorer le bilan. Pour être acceptables, ces installations doivent être comprises comme des technologies de transition menant à un approvisionnement électrique exempt de CO₂ et les émissions qu'elles produisent doivent être largement compensées. Il ne sera probablement possible de réaliser la variante C que si les conditions et obligations légales attachées aux centrales à gaz sont comparables à celles imposées à la concurrence de l'étranger. Si tel n'est pas le cas, le risque existe que les installations nécessaires soient construites juste de l'autre côté des frontières du pays. Il est possible de limiter le nombre d'installations requises en utilisant efficacement le courant. On peut compenser les émissions de CO₂ sur le territoire national par l'utilisation des rejets de chaleur, par la promotion des pompes à chaleur dans les bâtiments existants qui sont chauffés aux énergies fossiles, par la cocombustion du bois dans les centrales à gaz et (en dehors du secteur de l'électricité) par des constructions et des véhicules plus efficaces. La séparation et le stockage du CO₂ sont des mesures supplémentaires, encore grevées pour l'heure d'incertitudes techniques. On n'attend pas de large commercialisation de ce procédé avant la fin de la période couverte par les «Perspectives énergétiques», soit trop tard pour les nouvelles centrales à gaz; en outre, les lieux de stockage font défaut en Suisse.

- Variantes D et E

Les bases constitutionnelles nécessaires à la promotion des installations de couplage chaleur-force et du courant écologique selon la conception des variantes D et E existent déjà (rémunération du courant injecté). La Suisse n'a pas de tradition s'agissant de la promotion des installations CCF, principalement en raison du petit nombre d'entreprises industrielles qui exploitent des installations CCF, du coût d'investissement de la distribution de la chaleur et du coût organisationnel requis par l'exploitation des installations. De plus, dans les scénarios III et IV, le besoin de chaleur, partant le potentiel de la technique considérée diminue. Il faut des mesures incisives considérables si l'on veut garantir le prélèvement de chaleur par des planifications contraignantes et, le cas échéant, par l'obligation de raccordement.

La production d'électricité plus décentralisée que prévoient les variantes D et E se caractérise par nombre de nouveaux acteurs susceptibles d'entrer en concurrence avec des entreprises d'approvisionnement établies. Il en résulte de nouvelles interactions techniques et économiques et des sources de conflits potentiels en ce qui concerne l'utilisation des réseaux d'électricité et de chaleur, le recours à la puissance de réglage et de réserve en cas de production intermittente, le raccordement des installations de production décentralisées au réseau électrique et la gestion des réseaux. On peut aussi imaginer que les compagnies municipales d'électricité, par exemple, pénétrant toujours davantage dans ce domaine pour devenir plus indépendantes de leurs fournisseurs.

- Variante G

En cas de couverture de la pénurie par les importations se posent en particulier la question de la sécurité des réseaux et celle des conditions économiques de leur utilisation. Si d'autres pays misent aussi davantage sur les importations pour combler leur manque, les risques d'exploitation sur le plan européen peuvent augmenter. La surveillance et le pilotage des réseaux et la coopération internationale des régulateurs des marchés de l'électricité et des exploitants des réseaux de transport devien-

draient encore plus importants qu'ils ne le sont aujourd'hui déjà. Le développement et le renforcement des réseaux doivent être allégés, dans la variante G en particulier, par des procédures d'autorisation simplifiées. La loi sur les installations électriques ou nouvellement la loi sur l'approvisionnement en électricité peut être complétée par des dispositions d'exécution correspondantes.

- **L'avenir énergétique requiert de nouvelles bases juridiques**

Selon la variante de politique et d'offre, des dispositions législatives sont nécessaires pour constituer le fondement des activités étatiques et privées. Dans certains cas, la conception concrète des instruments détermine le niveau auquel les actes législatifs doivent être introduits ou révisés. Les atteintes aux droits fondamentaux ne sont autorisées qu'à l'appui d'une base légale. Elles doivent être dans l'intérêt public et respecter le principe de proportionnalité. Une modification de la Constitution est requise si les normes instaurant les compétences font défaut ou pour des raisons politiques, lorsque les atteintes sont jugées considérables. La taxe d'incitation sur l'énergie, dans les scénarios III et IV, en est un exemple. Outre les activités législatives, la mise en œuvre des instruments requiert que des décisions financières soient prises, par exemple pour les programmes promotionnels du scénario II. Ces décisions sont le cas échéant soumises au référendum. Les interventions prévues doivent respecter les obligations prévues par les traités internationaux (p. ex. l'absence d'obstacles au commerce).

- Scénarios I et II

La variante de politique du scénario I requiert pour l'essentiel des adaptations de l'ordonnance fédérale sur l'énergie en ce qui concerne la mise en circulation des installations et appareils nouveaux. Il est nécessaire d'adapter les ordonnances cantonales et dans certains cas les lois s'agissant des dispositions réglementant l'utilisation de l'énergie dans le domaine du bâtiment. Les bases juridiques actuelles suffisent toutefois à la poursuite des programmes promotionnels conduits à ce stade.

La variante de politique du scénario II requiert une adaptation de la loi fédérale sur l'énergie, pour le cas où le renforcement des prescriptions dans le domaine du bâtiment repose sur un mandat législatif de la Confédération aux cantons. Si l'on oblige des entreprises électriques à l'échelle de la Suisse à consentir des réductions tarifaires pour les pompes à chaleur ou à instaurer un fonds spécial (centime électrique) pour promouvoir l'utilisation efficace du courant, la liberté économique et la liberté de propriété sont affectées. Semblables exigences requièrent une base légale claire, voire une modification de la Constitution si la portée de la mesure est jugée considérable. De nouvelles dispositions légales au niveau du droit fédéral sont nécessaires en ce qui concerne les instruments tarifaires comme le système de bonus-malus pour les nouvelles voitures de tourisme. Le maintien à long terme du centime climatique (librement consenti dans le cadre de la loi sur le CO₂) ou un nouveau programme de centime électrique impliquent des aspects réglementaires et du droit de la concurrence. Si de tels programmes doivent être financés par une redevance publique à affectation liée, une modification de la Constitution fédérale est nécessaire.

- Scénarios III et IV

En vertu des dispositions énergétiques en vigueur, ce sont avant tout les cantons qui sont compétents dans le secteur du bâtiment. S'ils parviennent à traduire, rapidement et complètement, sous forme de lois les prescriptions très étendues prévues par les scénarios III et IV, il ne sera pas nécessaire de réviser la Constitution fédérale pour pouvoir édicter des dispositions fédérales dans le domaine du bâtiment. En ce qui concerne l'introduction de la taxe d'incitation sur l'énergie, une modification de la Constitution fédérale est nécessaire, car la compétence matérielle requise fait défaut. Dans le scénario IV, des mesures de politique de l'habitat et de la politique des transports sont en outre nécessaires: elles ne sont guère réalisables sans modification de la Constitution. La Confédération fixe les principes de l'aménagement du territoire, tandis que son exécution incombe aux cantons. Sur le plan fédéral, il faut notamment modifier la loi sur l'aménagement du territoire et la loi sur la protection de l'environnement avec les dispositions d'exécution voulues; au niveau cantonal, les changements intéressent en particulier les lois d'aménagement et celles relatives aux constructions. Les interventions qui relèvent de la politique de l'habitat concernent aussi d'autres domaines du droit, par exemple les transports ou le patrimoine culturel et la protection des monuments historiques.

L'utilisation de la voie publique n'est pas soumise à redevance selon la Constitution actuelle (hormis les autoroutes). Le péage prévu dans le scénario IV va à l'encontre de ce principe. Il faudrait donc modifier la Constitution en conséquence. Une gestion complète des transports implique des modifications de la législation sur les transports aux niveaux fédéral et cantonal. Dans tous les scénarios, on part du principe que les instruments qui impliquent une modification de la Constitution n'entreront pas en vigueur avant 2011.

- **Bases juridiques des variantes de l'offre d'électricité**

En vertu de la loi sur l'énergie en vigueur et selon le projet de loi sur l'approvisionnement en électricité, la tâche d'assurer l'approvisionnement en électricité incombe en premier lieu à l'économie. Si les entreprises d'approvisionnement remplissent leurs fonctions conformément à leur obligation, l'Etat doit s'abstenir d'intervenir. Ce principe vaut aussi pour les interventions à court terme en vertu de la loi fédérale sur l'approvisionnement économique du pays, qui ne sont prévues qu'en cas de pénuries et qui supposent que l'économie énergétique n'est pas en mesure de résoudre elle-même les problèmes.

Les possibilités d'intervention à titre subsidiaire doivent être renforcées dans la loi sur l'approvisionnement en électricité. En particulier, le régulateur du marché de l'électricité, encore à instituer, devra surveiller l'évolution du marché de l'électricité. Si l'approvisionnement national apparaît menacé à moyen ou à long termes par un danger considérable, ce régulateur soumet des propositions de mesures au Conseil fédéral. La Confédération et les cantons peuvent, conjointement avec l'économie électrique, prendre des mesures visant à accroître l'efficacité de l'utilisation de l'électricité, à acquérir de l'électricité dans le cadre de contrats de prélèvement à long terme, à développer les capacités de production et à renforcer et développer les réseaux électriques. En dernier recours, le Conseil fédéral peut en particulier, dans le respect des règles de la concurrence, procéder à des appels d'offre publics pour les investissements nécessaires. Si des coûts supplémentaires en résultent par rapport au prix du marché, ils peuvent être compensés par une augmentation du tarif sur le réseau de transport.

- Variantes A et C

Si, selon la variante A, la couverture de la pénurie est surtout assurée par des centrales nucléaires, il faut envisager de simplifier et d'accélérer les procédures d'autorisation en modifiant la loi sur l'énergie nucléaire. S'agissant de la variante C, il faut présupposer des conditions-cadres favorables, qui requièrent l'édiction de dispositions relatives à la loi sur le CO₂ et éventuellement des adaptations des procédures d'autorisation cantonales.

- Variantes D et E

Selon la variante D, la pénurie d'électricité est couverte surtout au moyen des installations de couplage chaleur-force, ce qui exige une réduction ou une remise de la taxe d'incitation sur l'énergie, la rémunération du courant injecté à hauteur des coûts ou des quotas de fourniture obligatoires pour l'électricité produite par les installations de CCF. Il faut aussi envisager la promotion financière du développement de réseaux de chaleur de proximité et éventuellement un accès de raccordement des consommateurs de chaleur. Cette dernière mesure est une intervention majeure, qui requiert une modification de la Constitution.

La variante E, qui prévoit que les fournisseurs d'électricité soient tenus de par la loi de couvrir la pénurie exclusivement avec des énergies renouvelables, et la variante F, selon laquelle ils ne sont autorisés à importer que du courant vert, constituent également des atteintes à la liberté de propriété et à la liberté économique des entreprises d'approvisionnement. Les subventions aux investissements ou un renoncement à la limite supérieure de financement des coûts supplémentaires dans le cadre de la rémunération du courant injecté (limite prévue actuellement dans la loi d'approvisionnement en électricité) vont moins loin. Promouvoir la production hydroélectrique requiert une adaptation des dispositions de droit fédéral et cantonal sur les eaux.

- Variante G

La compensation de la pénurie au moyen d'importations est favorisée par une politique énergétique passive, notamment par le renoncement aux instruments d'amélioration de l'efficacité électrique et par le maintien, voire le renforcement des obstacles au développement de la production indigène de courant.

Tableau 5.3.-1: Bases juridiques pour réaliser les variantes de politique des scénarios I à IV

Sc.	Instruments importants			Bases juridiques nouvelles ou à réviser			
	Instruments réglementaires	Instruments tarifaires	Instruments promotionnels	Constitution fédérale	Loi	Ordonnance	Décisions, conventions
I			Poursuite des programmes promotionnels de SuisseEnergie et des cantons				
	Prescriptions d'autorisation pour les installations et les appareils						
	Prescriptions cantonales dans le domaine du bâtiment						
II		Taxe CO ₂ sur les combustibles	Instruments de transaction, p. ex. certificat de performance énergétique pour les bâtiments				
	Mêmes prescriptions (renforcées) que pour le scénario I	Bonus-malus pour les voitures de tourisme	Rémunération de l'injection de courant vert				
			Redevance sur l'énergie pour financer les programmes promotionnels (SuisseEnergie et cantons, centimes climatique et électrique)				
III	Prescriptions d'autorisation (renforcées) pour les installations et les appareils						
	Prescriptions à l'échelle de la Suisse pour le domaine du bâtiment (renforcées p. rapp. au scénario II)		Programme succédant à SuisseEnergie (priorité sur les instruments de transaction)				
		Taxe d'incitation sur l'énergie					
IV	Mêmes prescriptions (renforcées) que pour le scénario III	Taxe d'incitation sur l'énergie (comme dans le scénario III, renforcée)	Programme subséquent de SuisseEnergie, avec priorité aux instruments de transaction; recherche intensifiée, formation, innovation				
		Gestion et financement des transports, infrastructure des transports (investissements dans les TP, mobilité douce, etc.)					
	Politique de l'habitat (densification des constructions, assainissements de quartier, centrales de mobilité, réseaux de chaleur de proximité et à distance, etc.)						

Prises de position des membres du groupe de travail «Perspectives énergétiques» extérieurs à l'administration

Hans Achermann, Elektrizitätsgesellschaft Laufenburg SA (EGL)

Conrad U. Brunner, CUB, Zurich

Prof. Daniel Favrat, Ecole polytechnique fédérale de Lausanne (EPFL)

Andreas Grossen, Association suisse de l'industrie gazière (ASIG)

Rolf Hartl, Union pétrolière (UP)

Prof. Eberhard Jochem, Center for Energy Policy and Economy (CEPE, EPF de Zurich)

Tony Kaiser, ALSTOM

Ruedi Meier, expert

Georg Müller-Fürstenberger, Universités de Berne et de Trier

Kurt Wiederkehr, Association des entreprises électriques suisses (AES)

1. Elektrizität: *In allen Szenarien tritt unbestrittenermassen sehr bald eine Versorgungslücke auf.*

- Konservative, realistische Annahmen zeigen eine Lücke bereits ab 2013. Je schneller gehandelt wird, desto kleiner das Risiko von volkswirtschaftlichen Nachteilen (zum Beispiel Produktionsverlagerungen ins Ausland). Die Arbeitsgruppe hat diese Risiken nicht untersucht. Importe sind preisvolatil, durch in- und ausländische Netzengpässe (nur langsam eliminierbar) beschränkt und durch die EU Gesetzgebung langfristig nicht gesichert. Deshalb braucht es zwingend neue inländische Grundlast-Grosskraftwerke, die relativ kurzfristig auf der Basis von Gas und Dampfkraftwerken zu realisieren sind, die dann später als Mittellast-KW dienen.
- Damit ein nachhaltiger (insbes. wirtschaftlicher, CO₂-freier und vom Ausland möglichst unabhängiger) Energieversorgungsmix in der Schweiz bewahrt werden kann, braucht es möglichst früh neue Kernkraftwerke.
- Die sichere, baldige und kostengünstige Lückenschliessung bedingt weiter, dass:
 - Planung von grossen Grundlastkraftwerken, insbes. auch von Kernkraftwerken, sofort begonnen und sinnvolle Effizienzsteigerungen beim Verbrauch forciert werden.
 - Bewilligungszeiten aller Produktionsarten und Netzausbauten unbedingt verkürzt und deren Rechtssicherheit vergrössert werden. Dazu braucht es Gesetzesänderungen und eine sachliche Information der Bevölkerung über die Angebotssituation.
- Die Versorgungssicherheit muss erhöht, das heisst die Abhängigkeit vom Ausland längerfristig verringert werden (zum Beispiel durch den Bau von Kernkraftwerken, auf Grund deren quasi-inländischen Charakters (leichte Speicherbarkeit des Brennstoffes)).

2. Fossile Treib- und Brennstoffe: *Reduktion der Risiken wenig diskutiert*

- Die realistischen Möglichkeiten einer Reduktion der CO₂- und/oder Auslandabhängigkeit bei fossilen Energien wurde nicht genügend ausgelotet. Entsprechende längerfristige Substitutionsszenarien (zum Beispiel Erdgas als Treibstoff) wurden nicht untersucht.

3. Erneuerbare Energien (EE) und dezentrale Stromversorgung: *EE werden bis 2035 wenig zur Lösung der Energieprobleme beitragen; sie verteuern die Energiepreise.*

- Die Förderung der EE in den Szenarien II, III und IV ist massiv, der Nutzen relativ gering. Gelder sollten dahin fliessen, wo der grösste Nutzen erreicht wird: zum Beispiel in CO₂ Verminderung im Ausland (CDM oder JI) oder in Substitution (Nutzung exist. Wärme (zum Beispiel Seen) statt Öl).
- Die EE- und die fossil dezentralen Varianten sind in allen Szenarien teurer als die übrigen.
- Szenarien I und II zeigen, dass die Stromlücke mit EE allein nicht abdeckbar ist.

4. Unrealistische Szenarien III und IV: *Unterstellen idealistische, nicht durchsetzbare Annahmen u. Massnahmen, insbes. die weltweite Harmonisierung der Ziele u. Instrumente. Diese Szenarien sind keine Grundlage für eine realistische Energiepolitik. Falls sich das Ausland nicht szenariengerecht verhält, so sind die Folgen für die Konkurrenzfähigkeit der schweizerischen Wirtschaft unabsehbar.*

- Die zur Zielerreichung zu treffenden Massnahmen sind nicht um/durchsetzbar. Annahmen über Entwicklungen ausserhalb der Schweiz sind – obwohl sich bis 2035 Einiges ändern kann – spekulativ. Auch die Annahmen über die Möglichkeiten in der Schweiz (zum Beispiel Anforderungen an Neubauten und Sanierungen werden im 2011 um 60-70%, im 2016 um 20% erhöht und danach moderat weiter verschärft). Damit basieren die Szenarien auf gewagten Annahmen und sind keine Grundlage für eine machbare und auch bezahlbare Energiepolitik. Die den Szenarien unterstellte staatliche Interventionstiefe (zum Beispiel doppelte Energiepreise) wird wettbewerbsverzerrend wirken und widerspricht der Grundhaltung des Schweizer Bürgers.
- Szenarien III und IV verkennen, dass günstige Energie ein Wettbewerbsvorteil für die Schweiz (Produkteveredelung) darstellt und Wachstum fördert. Sie sind m.E. völlig ungeeignet als Grundlage einer volkswirtschaftlich verkraftbaren Energiepolitik.

5. Grosse Risiken: *Bei allen Szenarien wurde zu wenig auf die Verringerung von Risiken bei der Versorgungssicherheit (insbes. Abhängigkeit vom Verhalten ausländischer Entwicklungen) und die Belastung der CH-Volkswirtschaft (Preisvolatilität) geachtet:*

- Energiebedürfnisse, die durch adäquate inländische Massnahmen nicht termin- und kostengerecht gedeckt werden können, haben u.U. schwerwiegende Auswirkungen (hohe Preise, Verfügbarkeit der Energie, etc.) auf die industrielle Entwicklung und die Arbeitsplätze. Die Möglichkeiten der Risikoreduktion durch eine nachhaltige Priorisierung der inländischen Produktion resp. Substitution wurden von der Arbeitsgruppe oder vom Forum Energieperspektiven 2035 nicht zielgerichtet diskutiert.
- Gewisse Annahmen in den Szenarien beinhalten Risiken: zum Beispiel im Elektrizitätssektor wurde die Annahme (Basis Hoffnung) getroffen, dass sich das Umfeld für Importe verbessern wird.
- Die Schweiz sollte sich der Reduktion dieser Risiken im Rahmen der zukünftigen Energiepolitik prioritär annehmen (zum Beispiel im Rahmen der bilateralen Verhandlungen).

Die technischen Möglichkeiten und wirtschaftlichen Chancen für die Energiezukunft der Schweiz sind einfach zu beschreiben. Grosse Unsicherheit besteht, ob unsere Demokratie fähig ist, Entscheide für nötige Veränderungen hin zur nachhaltigen Entwicklung zu fällen. Wird es gelingen, deutlich höhere Energiepreise als Beschleunigungshilfe für erneuerbare Energien und effiziente Systeme einzusetzen, wenn der Abgabenertrag an Haushalte und Wirtschaft zurückerstattet wird? Die neuen Szenarien bis 2035 bestätigen einige Vermutungen:

- Es gibt keinen schmerzfreien Weg in die Nachhaltigkeit.
- Der Mittelabfluss durch teurere fossile und nukleare Energieträger belastet unsere Volkswirtschaft spürbar.
- Energieeffizienz und erneuerbare Energie erfordern einen langen Atem, weil höhere Anfangsinvestitionen sich erst im Lebenszyklus rechnen.

Die Lücken der vorliegenden Untersuchungen sind wichtig für die Beurteilung der quantitativen Resultate: Wir kennen die externen Kosten der Energieerzeugung und -nutzung nur schlecht. Wir klammern Risikokosten ständig aus (zum Beispiel bei der Nuklearenergie und bei der Klimaerwärmung), weil wir nicht einig sind, wie diese zu beurteilen sind. Wir klammern auch Nutzen aus, die durch Lerneffekte einer künftig wesentlich rohstoff-effizienteren Wirtschaft entstehen. Vorerst berechnen wir nur die Kosten einer Strukturänderung, nicht den Nutzen der Eigengestaltung einer starken und nachhaltigen Schweiz im internationalen Umfeld. Wir haben einen einseitigen Technologiepessimismus verinnerlicht, bei dem neue grosse Atomkraftwerke angeblich besser, billiger, sicherer und akzeptabler sein werden, kleine dezentrale Brennstoffzellen im Keller, langlebige Dünnschicht-Solarzellen auf dem Dach, Vakuum-isolierte Kühlgeräte und hocheffiziente elektrische Antriebe mit Supraleitern in der Industrie aber als teurer, schlechter verfügbar und kompliziert beurteilt werden.

Die vier Nachfrageszenarien und sieben Stromvarianten sind klar durch die jeweilige Zuwendung der finanziellen Mittel gekennzeichnet: Entweder fliessen bei den traditionellen Szenarien I und II die Mittel in die **Strukturerhaltung und -ausweitung** (mehr Personenverkehr braucht Strassenbau, höherer Strombedarf erfordert zusätzliche Atom- und Gaskraftwerke sowie Netzausbauten, dies ergibt höhere Energieausgaben und damit einen grösseren Mittelabfluss ins Ausland). Oder in den deutlich nachhaltigeren Szenarien III und IV fliessen die Mittel in die **Strukturveränderung und -verbesserung** (mehr Minergiebauten, effizientere elektrische Geräte, Lampen und Motoren, gezielter Ausbau öffentlicher Verkehr, Investitionen in erneuerbare Energien und rationelle Energienutzung mit dezentralen Wärmekraftkoppelungsanlagen und Wärmepumpen). Das beste Gesamtergebnis in ökonomischer, ökologischer und sozialer Hinsicht ergibt ein Szenario IV: Zuerst grosse Anstrengungen zur Energienachfrage-senkung in den Sektoren Haushalt, Industrie, Dienstleistung und Verkehr. Damit ist die Stromlücke nur noch 10% (nicht über 30%) der Nachfrage. Dann kann dank Energieeffizienz die thermische und elektrische Nachfrage leichter und kostengünstiger mit erneuerbaren Energien aus dem Inland und allenfalls auch mit einem Beitrag aus dem Ausland, wo die alten Schweizer AKW-Beteiligungen durch neue Wind- und Biomasseanlagen ersetzt werden, gedeckt werden.

Damit bewegen wir uns in Richtung **2000-Wattgesellschaft**, machen weniger unsichere Annahmen über eine plötzliche Änderung der Akzeptanz von neuen Atomkraftwerken und zusätzlichen Hochspannungsleitungen. Und wir erfüllen unsere kurz-, mittel- und langfristigen Klimaverpflichtungen leichter und ohne Umwege über Gaskraftwerke, deren CO₂-Emissionen wir virtuell oder physisch mit grossen Kosten kompensieren müssen. Es gibt Ansätze zu diesem neuen Weg in der Schweiz, die sich sehen lassen: Dank **Topten** haben wir weltweit den höchsten Anteil an A++ Kühlgeräten und Wärmepumpentumbler; bereits haben 10 europäische Länder dieselbe Methode zur direkten Vermarktung energieeffizienterer Produkte bei Endkunden gewählt. Es ist gelungen **Naturmade** als Qualitätsmarke für die Zertifizierung erneuerbarer elektrischer Energie in der Schweiz und in Europa zu etablieren. Ausgelöst von **Energiestadt** sind heute 300 europäische Städte im Prozess, ihren Gestaltungsraum zur schonenden Nutzung der Ressourcen besser zu nutzen. Die Hebelwirkung solcher Schweizer Produkte ist im Ausland deutlich grösser als in der Schweiz. Neben gemeinsamen Forschungsvorhaben und Technologietransfer sind konkrete Umsetzungspartnerschaften entscheidend. Die Innovation im eigenen Land muss durch grössere Anstrengungen mit zusätzlichen Mitteln in der Wissensvermittlung an andere Länder ergänzt werden, wo Effizienzmassnahmen, bessere Politikinstrumente, neue Technologien, freiwillige und obligatorische Umsetzungsprogramme grössere Wirkung erzeugen können. Besonders Schwellenländer mit grossen Energieversorgungs- und Umweltproblemen erfordern unsere verstärkte Aufmerksamkeit.

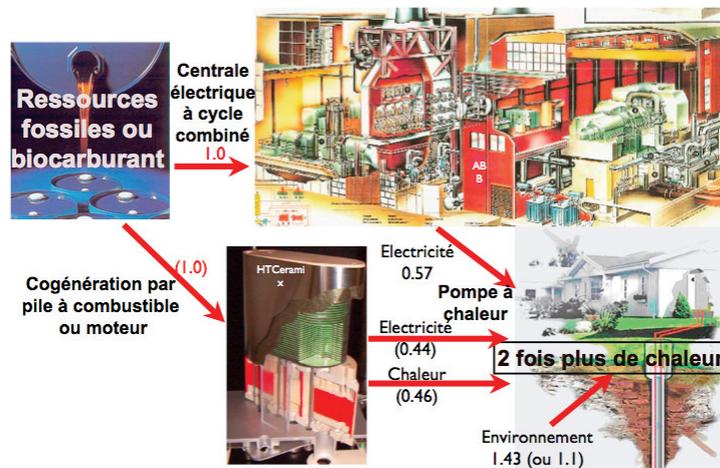
Prof. Daniel Favrat, Ecole polytechnique Fédéral de Lausanne (EPFL), directeur de l'Institut des Sciences de l'Énergie

L'approche adoptée est basée sur des modèles économiques qui s'efforcent de prévoir le futur tout en étant calibrés sur les vingt dernières années (sans les années 2005 et 2006 avec le brusque ajustement des prix du pétrole) qui, en raison du très faible coût du pétrole, ont conduit à une dépendance helvétique extraordinaire et une absence d'adaptation frappante. Pour mémoire avec une dépendance de 57% des hydrocarbures la Suisse est de 40% plus dépendante au pétrole que ses principaux concurrents (EU 41%, USA 40%). Cette dépendance est artificiellement maintenue par des taxes carburants et combustibles plus faibles que celles de tous nos voisins. Les risques liés à cette dépendance n'apparaissent que marginalement dans l'étude présentée. Ceci résulte dans le fait que, même dans le scénario 4, l'impact potentiel des pompes à chaleur est fortement sousestimé. Une progression de 15%/an des pompes à chaleur et une combinaison avec des centrales thermiques à gaz performantes pourraient réduire la consommation de combustibles fossiles et les émissions de CO₂ de près de 50% (20% de l'énergie finale suisse). Avec un scénario politiquement volontariste un tel résultat est réalisable en 25 ans avec une pénalité économique réduite (mériterait une étude de scénario pour lui-même, ce d'autant que les technologies en jeu ont toutes des fournisseurs helvétiques). L'avènement prévisible dans la décennie qui vient de piles à combustibles à gaz ou à biogaz pourrait encore améliorer cet état de fait. L'aménagement à large échelle de réseaux urbains à relativement basse température faciliterait aussi un passage à la géothermie ou au stockage thermique saisonnier au cours de la deuxième moitié du siècle.

L'autre grand domaine d'inefficacité est le transport routier qui est le deuxième plus grand consommateur. Avec une politique volontariste, encourageant massivement les véhicules hybrides et autres véhicules à moins de 4.5 litre/100 km) une réduction de 40% de la consommation est réalisable avec les technologies déjà disponibles aujourd'hui. La Californie a fait œuvre de pionnier dans ce domaine et la Suisse pourrait en faire de même en Europe, ce d'autant qu'elle n'est pas directement productrice d'automobiles.

Le couplage de ces deux trains de mesures offrirait à eux seuls la possibilité de réduire de la consommation d'énergies fossiles et d'émissions de CO₂ de près de 35%.

Malheureusement les modèles utilisés ne permettent pas de mettre clairement en évidence ces options politiques majeures.



Références:
 Favrat D. Efficacité énergétique, moteur de l'évolution technologique, Les cahiers de l'électricité, No 64, novembre 2006
 Favrat D: Services énergétiques du futur. Journal GWA No 5, 2006.

Stellenwert

Die dem Bericht zu Grund liegenden Szenarienrechnungen stellen eine komplexe Modellwelt dar. Der uneingeweihte Leser kennt die zahlreichen Modellannahmen nicht und kann so den Stellenwert der Szenarien nur schwer beurteilen. Die Szenarien III und IV gelten beispielsweise nur unter der Bedingung, dass die ganze Welt in die gleiche restriktive Richtung geht. Wie allerdings die mangelhafte Erfüllung der Kyoto-Zielsetzungen vermuten lässt, ist die Eintretenswahrscheinlichkeit solcher Szenarien gering. Restriktive Szenarien dieser Art haben demzufolge bloss akademischen Charakter. Trotzdem ist vorauszusehen, dass sie künftig – ungeachtet der Realitätsferne – zur Rechtfertigung interventionistischer politischer Massnahmen benutzt werden. Obwohl korrekt als "Wenn-Dann-Aussagen" deklariert, werden die Szenarien aufgrund ihres offiziellen Charakters für viele politische Akteure zweifellos mehr sein als das.

Wärme-Kraft-Kopplung

Den Berechnungen von Prognos zufolge kann eine Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen-Strategie in den Szenarien I und II die Stromlücke nicht decken. Sie wird deshalb in der entsprechenden Übersicht nicht ausgewiesen. Dadurch wird nicht ersichtlich, dass in der Realität eine Mischung verschiedener Angebotsvarianten zum Zuge kommen wird. Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen müssen dabei eine wichtige Rolle spielen, weil sie eine höhere Gesamt-Energieausnutzung als GuD bieten und, falls mit Erdgas betrieben, im Gesamtsystem betrachtet vergleichsweise geringe CO₂-Emissionen verursachen.

Wärmepumpen

Die Deckung der prognostizierten Stromlücke ist eine der Kernfragen der Energieperspektiven. In Anbetracht dessen ist die namentlich in den Szenarien III und IV vorgesehene massive Förderung von Elektrowärmepumpen schwer verständlich. Indem diese Option die Stromnachfrage erhöht, verschärft sie das Problem, anstatt es zu lösen. Probleme bei der Leistungsbereitstellung sind so vorprogrammiert. Die aktuell hohen Erdölpreise sollten nicht dazu verleiten, einen übertriebenen WP-Boom vorzusagen.

Erdgas/Biogas als Treibstoff

Indem die Prognosen zum Verkehrssektor den Beitrag von Erd- und Biogas als Treibstoff minimieren, setzen sie sich in starken Widerspruch zum Parlament, welches diese Treibstoffe wegen ihres wichtigen Beitrags zur Reduktion der Klimagas- und Schadstoffemissionen fördern will. Dies ist besonders unverständlich, weil gerade die CO₂-Emissionen des Verkehrssektors problematisch sind.

Widerspruch der Massnahmenszenarien zum energiepolitischen Megatrend

Die Szenarien III und IV stehen in diametralem Widerspruch zur europäischen und globalen Energie- und Wettbewerbspolitik. Förderung des Wettbewerbs und günstige Energiepreise stehen dort im Fokus. In Anbetracht dessen ist eine staatlich verordnete Verdoppelung der Energiepreise utopisch.

Die alte Landwirtschaftspolitik lässt grüssen

Gemäss den Modellrechnungen werden in den Szenarien II, III und IV erhebliche Geldströme generiert und für Förderprogramme oder ähnliche Massnahmen eingesetzt. In der Szenarienwelt haben diese marktwirtschaftlichen Charakter und insgesamt kaum negative Einkommenseffekte. Allerdings steht dieser Szenarienwelt die reale Welt entgegen. Darin werden theoretisch perfekte und wohlfahrtsökonomisch begründete Mechanismen in der Regel verwässert und so zurechtgebogen, dass möglichst viele Interessengruppen profitieren können. Unter diesen Umständen laufen die Energieperspektiven Gefahr, zur Begründung eines massiven – und der "alten" Landwirtschaftspolitik ebenbürtigen – Interventionismus missbraucht zu werden. Soweit die Energieperspektiven zur Begründung bestimmter energiepolitischer Forderungen dienen werden, beschränkt sich ihr Stellenwert stark.

Bedeutung der vorliegenden Arbeiten

Die mit grossem Aufwand und erheblicher wissenschaftlicher Akribie verfassten Energieperspektiven skizzieren verschiedene, aber längst nicht alle möglichen Wege in unsere Energiezukunft. Dazu musste eine Vielzahl von Annahmen getroffen werden, über die sich trefflich streiten liesse. Das fängt schon bei der demographischen Entwicklung an oder bei der den Szenarien zugrunde liegenden Entwicklung der Energiepreise. Dass den Perspektiven eine „wenn, dann“-Optik zugrunde liegt, mag zutreffen, doch wird der eilige (politische) Leser das ihm passende Szenarium als bare Münze betrachten.

In den Szenarien scheint sich wie ein roter Faden die Auffassung durchzuziehen, dass der Markt zu massiven Kurswechseln schlechterdings nicht fähig ist. Das erstaunt, denn die Geschichte der Energiewirtschaft zeigt, dass die grossen Umwälzungen nicht aufgrund staatlich verordneter Energieprogramme, sondern immer durch neue Technologien verursacht wurden, die punkto Kosten-Nutzen-Verhältnis das Bisherige zu verdrängen vermochten. Drei der vier Szenarien implizieren die wohltuende Wirkung staatlicher Eingriffe, ohne die die politisch alles-entscheidende Frage zu stellen, wie viel Staat und wie viel Markt es im Energiebereich tatsächlich braucht.

2000-Watt-Gesellschaft

Die Idee der 2000-Watt-Gesellschaft wurde weder in den Perspektivarbeiten noch in der Politik bisher ernsthaft hinterfragt. Sie wird indes als erstrebenswertes Ziel weiter kommuniziert, ohne dass die damit verbundenen volkswirtschaftlichen Kosten das heisst die Auswirkungen auf Konsum, Wettbewerbsfähigkeit und Standortattraktivität der Schweiz klar wären. Es fehlen leider nach wie vor verlässliche Angaben zu den volkswirtschaftlichen und gesellschaftlichen Auswirkungen der Umsetzung dieser radikalen Vision.

Wärmepumpen

Die forcierte Förderung der Wärmepumpen ist unverantwortlich, solange keine verlässliche Antwort auf die absehbare Stromlücke gegeben wird. Die Idee, Gaskraftwerke zu bauen und mit dem dort produzierten Strom neue Wärmepumpen zu betreiben, welche fossile Heizungen ersetzen sollten, ist nicht nur ein planwirtschaftlicher Eingriff und wettbewerbsverzerrend (weil der Stromwirtschaft gleich noch der Absatz aus den neuen Produktions-Fazilitäten gesichert wird), sondern ist auch energie- und umweltmässig ineffizient. Diesbezüglich überzeugen die Szenarien nicht.

Wärme-Kraft-Kopplung

Ich teile die (pessimistische) Auffassung nicht, dass in den marktorientierten Szenarien I und II die gas- und ölbefeuerten Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen keinen bedeutenden Beitrag zur Deckung der Stromlücke werden leisten können. Eine forciere Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen-Strategie ist auch ohne staatliche Zwangsmassnahmen realistisch und letztlich nur davon abhängig, wie hoch die Hindernisse sind, die sich Grossanlagen (fossil oder nuklear) entgegenstellen.

Dirigistische Szenarien III und IV

Beide Szenarien sind durch ein zwar unterschiedliches, aber relativ hohes Mass an staatlichen Eingriffen gekennzeichnet. Hier müsste zuerst politisch diskutiert werden, warum es diese massiven Veränderungen in der Angebots- und Nachfragestruktur überhaupt braucht und was diese unserer Volkswirtschaft kosten. Die Szenarien III und IV unterstellen nämlich insgesamt positive Effekte künstlich erhöhter Energiepreise, das heisst von Staates wegen gestiegener Energiepreise. Dazu ist lediglich zu bemerken, dass noch kein praxiserprobtes Beispiel nachgewiesen werden konnte, wo staatlich erhöhte Energiepreise zu insgesamt positiven Wohlfahrtseffekten geführt haben.

Prof. Eberhard Jochem, Center for Energy Policy and Economy (CEPE, ETH-Zürich)

Die Differenziertheit der Schweizer Perspektiven, die nunmehr vorliegen, signalisiert hohe Qualität und ein tiefes Verständnis über die Begrenzungen und Möglichkeiten zukünftiger Energieentwicklungen. Sehr gefallen hat mir die hohe Sachorientierung aller an den Beratungen teilnehmenden Mitglieder.

Es gibt eine Reihe von Gründen, dass die *Energiebedarfszahlen der Szenarien mit hohem Wirtschaftswachstum zu hoch liegen*:

- (1) Die Szenarien mit hohen Annahmen des Wirtschaftswachstums von durchschnittlich fast 940 CHF pro Kopf und Jahr führen zu sehr hohen Schätzwerten des Energiebedarfs, die man angesichts des Wirtschaftswachstums der Schweiz der letzten 35 Jahre bei 420 CHF pro Kopf für weniger wahrscheinlich einschätzen muss. Besonders betroffen sind davon der Energiebedarf von Industrie, Dienstleistungen und Güterverkehr, weniger die privaten Haushalte.
- (2) Die zielorientierten Szenarien III und IV gehen von der gleichen Materialeffizienz aus wie in den Szenarien I und II. Dies ist eine erhebliche Vereinfachung, weil bei hohen Energiepreisen die Materialeffizienz und die Materialsubstitution deutlich an Geschwindigkeit zunehmen werden, was sich bis zu 0,5% jährlicher Verminderung des Primärenergiebedarfs auswirken könnte. Auf diese Effekte einschliesslich der Nutzungsintensivierung von Gebrauchsgütern und Produktionsanlagen wurde ausführlich in den Arbeiten zur 2000 Watt/cap Gesellschaft hingewiesen.

Andererseits dürften das relativ hohe Einkommensniveau in der Schweiz, die alternde Bevölkerung und der Druck von Wirtschafts- und Klimaflüchtlingen nach Europa zu einer *höheren Nettoeinwanderung* führen als die hier unterstellt mittlere Variante des BFS. Eine grössere Bevölkerungszahl wird einen Teil der o. g. Überschätzung des Energiebedarfs kompensieren.

Die in den Energiesektoren *sehr vereinfachenden weltweiten Gleichgewichtsmodelle* haben zwei Defizite, die für die Einschätzung der zu ergreifenden Massnahmen bedacht werden sollten. (1) Die Modellergebnisse unterstellen durchweg niedrigere CO₂-Vermeidungskosten in Entwicklungs- und Transformationsländern; damit wird in den Industriestaaten eher eine abwartende Haltung für inländische Massnahmen erzeugt, (siehe Klimarappen). (2) In Fachkreisen von Projekten in Entwicklungs- und Transformationsländern ist aber bekannt, dass die Transaktionskosten für die gleichen Investitionen in Entwicklungs- und Transformationsländern wegen fehlender Fachkräfte und Infrastruktur in vielen Fällen höher sind als in Industrieländern. Auch sind kleinere Investitionsobjekte oder Waldanpflanzungen wegen fehlender Wartung oder Pflege zuweilen nicht nachhaltig.

Die Darstellung der Ergebnisse fokussiert den Blick des Lesers auf die monetarisierten Folgen; allerdings sind die vermiedenen Adaptations- und Schadenskosten des Klimawandels heute noch weitgehend unbekannt. Aufgrund dieser geschilderten Sachlagen müsste der Synthesebericht die Ergebnisse mit ökonomischen Aussagen wesentlich distanzierter darstellen und den derzeitigen einseitigen Kenntnisstand zu den Vermeidungskosten betonen.

Dr. Tony Kaiser, ALSTOM

*In den drei Jahren Perspektivenarbeit habe ich
persönlich viel gelernt,
M. Renggli oft bewundert, wie er Übersicht und Kontrolle über die Sitzungen behalten
und die Geduld mit der Arbeitsgruppe nicht verloren hat,
ab und zu geschmunzelt, wenn A. Kirchner ihre Sprachkompetenz in vielfältiger Weise
für subtile Botschaften eingesetzt hat,
erlebt wie leicht die Sorge um Genauigkeit im Kleinen
von den groben Linien abzulenken vermag,
mich eingesetzt für eine Trennung von Modellresultaten und
einer wertenden Interpretation derselben,
viele nette Leute schätzen und
manches Ingenieurbüro und sein Perspektivmodell kennen gelernt.*

Solide Basis für eine neue Energiepolitik: Ich bin überzeugt, dass die Resultate der vier Szenarien und die im Laufe des Projektes erarbeitete Information (inklusive die Exkurse) eine überaus wertvolle Grundlage darstellen, auf welcher nun eine neue, sachliche und auf Fakten beruhende Energiepolitik aufbauen kann. Die zu erwartende Entwicklung von Gesamtenergieverbrauch, CO₂-Emissionen und die potenzielle Wirkung von vielen politischen Massnahmen kann nun gut abgeschätzt werden. Die Konsequenzen einer gewählten Politik können im Sinne von „Wenn-dann-Aussagen“ analysiert und begründet werden. Die Resultate zeigen auch klar, wo die Grenzen der heute angewandten politischen Massnahmen liegen, was sich mit ihnen erreichen lässt und was eben nicht. Sie bestätigen die Wichtigkeit der Energieeffizienz und der Substitution fossiler Energie im Rahmen einer Optimierung des gesamten CH-Energiemixes. Die Resultate der Energieperspektiven zeigen auch die Optionen zur Deckung der um 2020 zu erwartenden Stromlücke mit ihren Konsequenzen auf – wie auch immer das Stromangebot gedeckt werden wird.

Kritische Anmerkungen: Wie jede komplexe Übung, sollten auch die Energieperspektiven – bei allem Respekt vor den Verantwortlichen und ihrer guten Arbeit – vor dem Start eines ähnlichen Projektes kritisch überprüft werden:

- a) Modelle: Die unterschiedlichen Resultate, die von top-down- und von bottom-up-Modellen geliefert werden, sind z. T. auf die verschiedenen Modellannahmen zurückzuführen (Reduktion der CO₂-Emissionen als Zielgrösse im top-down-Modell, Reduktion des Gesamtenergieverbrauchs als Zielgrösse im bottom-up Modell), was auch zu neuen Erkenntnissen führte. Ob jedoch beide Modelle bei gleichen Zielgrössen sehr ähnliche Resultate geliefert hätten, bleibt offen.
- b) Arbeitsweise: Der AG ist – und das gegen Ende des Projektes immer mehr – vor der Aufgabe gestanden, kritisch die Konsistenz/Integration der Resultate aus verschiedenen Modellen zu beurteilen. Einige Verspätungen gegen das Ende der Perspektiven-Arbeit haben diese Aufgabe nicht einfacher gemacht.
- c) Arbeitsgruppe: Netzexperten und Daten zur Diskussion der Netzkapazität hätten eine wertvolle Ergänzung der Arbeitsgruppe dargestellt.
- d) Analysen und Simulationen von Lastflüssen im Zusammenhang mit den Stromimport-Szenarien fehlen vollständig (siehe auch Punkt c).
- e) Die volkswirtschaftlichen Auswirkungen sind mit dem top-down-Modell (Gleichgewichtsmodell) gerechnet worden und deshalb nur bedingt auf die mit bottom-up-Modellen gerechneten Szenarien übertragbar. Da diese Auswirkungen aber klein sind, sollten sich die Unsicherheiten in kleinem Rahmen halten.

Alles in allem war es eine Aufgabe, zur der ich mit Spass beigetragen habe. Die Diskussionen waren stets fair und sachlich; die Arbeitsgruppe hat sich nicht in politische Grabenkämpfe verirrt – eine schöne Leistung bei der politischen Aktualität des Themas Energie. Dafür hat die Arbeitsgruppe ein herzliches Dankeschön verdient.

a.) **Energie ist weltweit, aber auch in der Schweiz mehr als ausreichend vorhanden.** Die Klimaerwärmung bringt noch mehr Energie (Wind, Wasser, Wärme etc.) ins Weltsystem. Energie insgesamt ist kein absolut, sondern nur ein relativ knappes Gut. Nur einzelne Energieträger sind absolut knapp (fossil, Uran). Zentral ist, ob es gelingt Energie zur richtigen Zeit, am richtigen Ort und in optimaler Qualität als Teil der gewünschten Bedürfnisbefriedigung für Wohnen, Mobilität oder das Produzieren bereit zu stellen. Gemäss Bundesverfassung ist das Energiesystem nach Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit zu beurteilen.

b.) **Als wichtigstes Resultat zeigen die Energieperspektiven, dass die eingesparte Energie weitaus am kosten-günstigsten ist.** Ein verminderter Energieverbrauch beim Wohnen oder Mobilsein wirft dank Effizienzmassnahmen bei heutigen Energiepreisen direkt einen Profit ab. Beispielsweise kann pro vermiedenem Liter Heizöl oder Benzin ca. 20-40 Rappen gespart werden. Die Nutzung der Energieeffizienz in der Schweiz – und nicht etwa im Ausland – ist für unser Land ein hoch gewinnbringendes Geschäft. Der Energieabspenkerpfad gemäss Szenario IV erspart der schweizerischen Volkswirtschaft jährlich mehrere Milliarden Franken Ausgaben an erdöl-, erdgas und uranexportierende Länder. Es verbleiben mehr Mittel für Konsum und Investitionen. Der Effizienzsteigerung kommt erste Priorität zu. Wegen fehlender Forschung und Markttransparenz, relativ hohen Transaktionskosten und fehlender Internalisierung der externen Kosten wird diese aber nicht wahrgenommen. Die wirtschaftlichen Effizienzpotenziale können effektiv ausgeschöpft werden, wenn erstens auf allen nicht erneuerbaren Energieträgern Energieabgaben mit Rückerstattung an die Wirtschaft und Bevölkerung erhoben werden. Zweitens sind Standards verbindlich festzulegen und der Technologietransfer sowie Aus- und Weiterbildung sollen zugunsten von energieeffizienten Dienstleistungen weit wirkungsvoller umgesetzt werden. Hingegen sind Fördermittel zurückhaltend einzusetzen, da nicht eine fehlende Wirtschaftlichkeit bei der Energieeffizienz beseitigt werden muss. Zudem weisen sie gegenüber Abgaben, Standards, Technologie-Transfer und A&W ein schlechtes Kosten-Nutzen-Verhältnis auf (Verwaltungskosten, problematische selektive Förderung, Mitnahmeeffekte etc.). Mit einem Energieeffizienzpfad gemäss Szenario IV stellt sich die bereits viel diskutierte Stromlücke um ca. 10 Jahre später ein. Zeit kann gewonnen werden.

c.) **Selbst bei einem forcierten Effizienzpfad verbleibt aber die Frage, wie ab ca. dem Jahr 2030 zusätzlich Strom bereitgestellt werden soll.** Aufgrund der vorliegenden Perspektivarbeiten müsste aus wirtschaftlicher Sicht die Kernenergie bevorzugt werden. Gegenüber dem fossilen und/oder erneuerbaren Pfad liessen sich pro Jahr einige Hundert Millionen Franken einsparen. Die vorliegenden Perspektivarbeiten sind aber für eine abschliessende Beurteilung unzureichend: Es wird nicht aufgezeigt, dass die Kernenergie bereits heute bei einer Life-Cycle-Analyse in einem recht hohen Ausmass mit CO₂-Emissionen verbunden ist, dies vor allem wegen der energieintensiven Urangewinnung. Ab dem Jahr 2030 dürfte der Kernenergiestrom – unter anderem wegen Verknappung der Uranquellen - bald so viel CO₂-Emissionen aufweisen wie die direkte Stromgewinnung aus fossilen Energieträgern. Es macht also wenig Sinn, mit hohem fossilen Energieeinsatz gefährliche Stoffe aus der Erdkruste zu holen und sie im Weltsystem mit unabsehbaren Folgen zu verteilen: Mögliche hohe Schadenskosten mit wohl geringer Eintretenswahrscheinlichkeit ohne ausreichende Versicherungsdeckung, Proliferation, Entsorgungsproblematik etc. All diese Kosten sind in den Perspektiven weder diskutiert noch bewertet. Falls die Politik bei einer umfassenden, längerfristigen Betrachtung der Kernenergie zu einer negativen Optik gelangt, bleibt ein Abwägen zwischen fossiler und erneuerbarer Stromproduktion. Erstere haben kurzfristig leichte Kostenvorteile, sie vermögen aber weder umweltmässig, noch aus Sicht der Versorgungssicherheit zu überzeugen. Einiges spricht dafür, dass die erneuerbaren Energien längerfristig die Kostennachteile aufholen. Hier soll also mit einer befristeten Förderpolitik angesetzt werden. Noch wichtiger ist aber, dass Investitionshemmnisse beseitigt und F&E inklusive Technologietransfer sowie Aus- und Weiterbildung forciert werden, also ein Markt für erneuerbare, einheimische Energie, insbesondere neue Stromquellen, geschaffen wird. Längerfristig werden Wirtschaftlichkeit, Umweltverträglichkeit und Versorgungssicherheit tatsächlich gewährleistet.

d.) **Vernachlässigte, nicht behandelte wichtige Themen im vorliegenden Synthesebericht:** Erstens, weltweiter, nationaler Nutzen einer aktiven Klimapolitik von 20% des BIP gemäss neueren Studien, also Beträgen, welche allfällige Kosten bei weitem übersteigen. Zweitens, Preisszenarien mit 80-100 Dollar pro Barrel statt den angenommenen 30 Dollar pro Barrel Erdöl (bzw. 50 Dollar im Szenario „hoch“), was die Durchsetzung eines Effizienzpfades erleichtert, aber auch deutlich geringere Energieabgabesteigerungen für eine wirksame, effiziente Zielerreichung erfordert. Drittens eine tragfähige gesamtwirtschaftliche Analyse mit kompatiblen, nachvollziehbaren Annahmen. Die Ecoplan-Ausführungen zeigen bestenfalls was nicht getan werden soll: Erstens keine einseitige Belastung der fossilen Energie-träger, da dies unerwünschte Substitutionen auslöst. Zweitens kein hoher Mitteleinsatz für ausländische Klimavermeidungen, da wir im Inland ausreichend wirtschaftliche Potenziale haben und die ausländischen Klimainvestitionen zu einem Wohlstandsmindernden Mittelabfluss führt.

e.) **Das langfristig optimistische Bild für Energieeffizienz und erneuerbare Energien setzt die Lösung einiger Knacknüsse voraus:** Erstens, die Stromlückendiskussion ist durch eine Effizienzdiskussion prioritär zu ergänzen. Zweitens sind energiewirtschaftliche Zusammenhänge (zum Beispiel Rolle und Funktionsweise von Energieabgaben) umfassend anzugehen und breiten Kreisen zu vermitteln. Drittens, Wahrnehmen der Verantwortung der Eigentümer der Stromversorgungsunternehmen (v.a. Kantone, Städte) um Rolle bezüglich effizienter Stromproduktion im In- und Ausland inklusive Importmöglichkeiten sowie Effizienzpolitik zu klären. Von Seite der EVUs sollte eine effizienzsteigernde Stromnutzung zumindest nicht blockiert werden. Angesichts eines Ausverkaufs der Stromwirtschaft an Akteure des nahen Westens oder des fernen Ostens bei einer Privatisierung dürfte rasch klar werden, dass die Stromwirtschaft weiterhin im öffentlichen Spannungsfeld verbleiben wird.

Dr. Georg Müller-Fürstenberger, Universitäten Bern und Trier

Zu: Unterschiede zwischen Energie- und Gleichgewichtsmodelle

Gleichgewichtsmodelle bilden Marktinteraktionen ab. Sie bestehen im Prinzip aus einer Vielzahl einzelwirtschaftlicher Modelle, die über den Marktmechanismus vernetzt werden. Es ist deshalb nicht sinnvoll, Gleichgewichts- und Energiemodell einander gegenüber zu stellen. Ein Energiemodell für sich alleine ist ein Partialmodell. Allerdings kann das implizite Energiemodell im Gleichgewichtsmodell den Energiemodellen der "Techniker" gegenüber gestellt werden. Die Kompetenz bei der Modellierung des Energiesektors, insbesondere der technologischen Möglichkeiten, liegt bei den Technikern, deshalb sollte das Energiemodell im Gleichgewichtsmodell auf das Energiemodell der Techniker kalibriert, das heisst eingestellt werden. Dieser Prozess ist mühsam, die Perspektiven haben dazu jedoch eine ideale Plattform geboten.

Eine solche Vorgehensweise ist im Bericht nur ansatzweise erkennbar. Stattdessen verstärkt die Darstellungsweise den Eindruck zweier Parallelwelten, besonders die Gegenüberstellung der Szenarien. Die Gleichgewichtsanalyse erlaubt einen höheren Abstraktionsgrad in der Szenariengestaltung, der Übergang in Richtung 2000-Watt-Gesellschaft folgt beispielsweise endogen im SGE Szenario. Es ist sinnvoll, dass sich die Szenarien in beiden Modellwelten unterscheiden.

Inwiefern sich beide Modelle ergänzen oder konkurrenzieren, könnte leicht überprüft werden. In mindestens einem Fall sollte das Gleichgewichtsmodell eine Politikvariante des Energiemodells übernehmen und dann die Resultate beider Modell für die gleiche Politikintervention ausweisen. Technisch sollte dies nach meinen Erfahrungen nicht allzu schwierig sein, jedenfalls nicht schwieriger als die üblichen Sensitivitätsanalysen.

Der substantielle Unterschied in den Grenzerminderungskosten ist zudem erklärungsbedürftig. Der Hinweis auf betriebswirtschaftliche Hemmnisse genügt meines Erachtens nach nicht.

Zu: Kapitel 4

Das Kapitel ist insgesamt gut gelungen, könnte aber im Hinblick auf das Zielpublikum der Studie etwas anschaulicher sein. Beispielsweise wäre es hilfreich, wenn der BAU Strukturwandel ebenfalls ausgewiesen würde. Bei den Veränderungen im Aussenhandel wären neben den Terms-of-Trade auch die Veränderungen der Zahlungsbilanz interessant. Zentral aber scheint mir, dass der Bezug zu den vorhergehenden Kapiteln herausgestellt wird. Ansonsten gewinnt man den Eindruck eines Buches im Buch.

Vom Wald und den Bäumen

Der Wald namens Energieperspektiven, vor dem Sie hier stehen, ist gross. Er hat viele Bäume – sprich Resultate von Szenarien, Varianten und Sensitivitätsuntersuchungen – welche teilweise recht attraktiv in den Himmel zu wachsen scheinen.

Es ist die Aufgabe von Szenarien, der Frage „Was wäre wenn?“ nachzugehen, ohne sich zum Vorn herein auf das Wahrscheinliche einzuschränken. Nur das ermöglicht ein Ausbrechen aus gewohnten Denkmustern. Allerdings ergibt sich damit auch eine schwer zu überblickende Menge von Erkenntnissen. Die Verlockung, sich die „passenden“ davon (das heisst jene, welche die eigene Weltsicht decken und/oder beim Publikum gut ankommen) mehr oder weniger bewusst herauszugreifen, ist gross. Bei näherem Hinsehen steht auch ein Teil des Resultatewaldes auf sehr magerem Grund, das heisst auf zwar interessanten, aber unrealistischen Annahmen, und wird zur Verwunderung von Gutgläubigen bald massive Wachstumsschwierigkeiten bekommen.

Schauen wir die Ergebnisse der Szenarienarbeiten aus dem für politisches Handeln letztlich massgebenden Blickwinkel der Wahrscheinlichkeit an: Selbst bei sehr tiefen Annahmen bezüglich Wirtschafts- und Bevölkerungswachstum lässt sich der Gesamtenergieverbrauch mit den vorhandenen Instrumenten bloss stabilisieren. Schon das wäre verglichen mit der Entwicklung der letzten Jahrzehnte ein Erfolg. Für eine Reduktion des Gesamtenergieverbrauchs im Bereich von 20% und mehr sind unpopuläre und deshalb unwahrscheinliche Eingriffe nötig, etwa die Verdoppelung der Energiepreise. Solche Massnahmen würden massive Umstellungen in der politischen Agenda aller OECD-Staaten bedingen. Ein Alleingang der Schweiz wäre zwar theoretisch möglich, nur stimmen dann Aussagen über bescheidene gesamtwirtschaftliche Einbussen ganz sicher nicht mehr.

Spätestens im Jahr 2020, unter gewissen Annahmen noch deutlich früher, öffnet sich beim Strom eine grosse Lücke zwischen der gesicherten Beschaffung und der Nachfrage. Der Stromverbrauch, der heute trotz seiner enormen gesamtwirtschaftlichen Bedeutung bloss 23% der Gesamtenergienachfrage ausmacht, wird ohne sehr grobe Eingriffe (s. oben) weiter ansteigen. – trotz laufend höherer Effizienz bei der einzelnen Anwendung wohl noch stärker als selbst in Szenarium I gezeigt – während das Angebot zurückgeht. Auch bei intensiver Förderung wird die zusätzliche Stromproduktion aus erneuerbaren Energiequellen für die Schliessung der Lücke bei weitem nicht reichen.

Das Ziel der Energiepolitik ist eine sichere, wirtschaftliche und umweltschonende Versorgung. Die Schweiz ist dabei keine Insel, eine Reduktion der Abhängigkeit von internationalen Turbulenzen ist aber anzustreben. Gleichzeitig haben wir einen deutlichen Beitrag an die Bewältigung der Klimaproblematik zu leisten. Effiziente Energieanwendung, d.h. ein über alles gesehen tiefer Verbrauch, hilft die energiepolitischen Ziele zu erreichen, ist aber auch mit Aufwand und/oder Nachteilen verbunden und als alleinige Zielgrösse (etwa in Form des überstrapazierten Begriffs der 2000 W Gesellschaft) deshalb schlecht geeignet.

Bei den Massnahmen besteht die Gefahr, dass ob der Hektik im Detail das Wesentliche verpasst wird. Um einzelne „hoffnungsvolle“ Bäumchen wird (oft mit Blick auf Subventionstöpfe) soviel Aufhebens gemacht, dass tragfähige Stämme – das heisst bezüglich Menge wirkungsvolle und langfristig kosteneffiziente Handlungsstrategien – kaum Beachtung finden. Beim Gesamtenergieverbrauch sind das die Fortführung der Anstrengungen bei den Gebäudehüllen inklusive einer massiven Förderung der Wärmepumpe (welche selbst bei einer fossilen Stromproduktion den CO₂-Ausstoss mit einem Schlag halbiert) und eine Siedlungspolitik, welche die Deckung der Mobilitätsbedürfnisse mit einem akzeptablen Energieverbrauch ermöglicht.

Bei der Stromversorgung kommen wir nebst einigen kürzerfristigen Massnahmen (Leistungssteigerung bei Wasserkraftwerken, einige wenige Erdgaskraftwerke, Beseitigung Netzengpässe etc) mit Blick auf die nächsten 50 Jahre nicht um den Entscheid zwischen Kernenergie (Nachteil Akzeptanz), Erdgaskraftwerken in grösserer Zahl (Probleme bei Klimazielen, Preisniveau und -volatilität) oder einem massiven Stromimport (die Nachteile würden Seiten füllen) herum. Ein Drücken vor Entscheidungen bringt mit hoher Sicherheit keine neuen Erkenntnisse, sondern nur noch mehr Probleme, zuvorderst ein schleichendes Absinken der Versorgungssicherheit und ein Ansteigen der Strompreise. Handeln ist nötig!

Annexes

A1 Spécialistes consultés

Membres du groupe de travail

- Martin Renggli, OFEN, direction du groupe de travail
- Almut Kirchner, Prognos SA, direction des travaux de modélisation et rédaction des rapports fournis
- Hans Achermann, EGL
- Conrad U. Brunner, CUB Zurich
- Prof. Daniel Favrat, EPFL
- Paul Filliger, OFEV
- Andreas Grossen, ASIG
- Rolf Hartl, Union pétrolière
- Kurt Infanger, ARE
- Prof. Eberhard Jochem, CEPE, EPF de Zurich
- Tony Kaiser, ALSTOM
- Ruedi Meier, expert
- Georg Müller-Fürstenberger, universités de Berne et de Trier
- Hans Ulrich Schärer, OFEN
- Kurt Wiederkehr, AES

Experts quant aux modèles

- Bernard Aebischer, CEPE, centre EPFZ WEC (services et agriculture)
- Walter Baumgartner, Basics SA (industrie)
- Peter Hofer, Prognos SA (ménages)
- Mario Keller, Infrac SA (transports)
- André Müller, Frank Vöhringer, Ecoplan (modèle d'équilibre dynamique)
- Vincent Rits, Prognos SA (offre d'électricité)

Groupe de projet de l'OFEN

- Felix Andrist, direction du groupe de projet
- Lukas Gutzwiller
- Matthias Gysler
- Michel Piot
- Thomas Volken

De nombreux autres spécialistes et collaborateurs de l'OFEN ont fourni des prises de position et participé aux discussions.

A2 Publications

Rapports de synthèse

- Perspectives énergétiques pour 2035 (tome 1). Synthèse, 2007
- Perspectives énergétiques pour 2035 (tome 2). Scénarios I à IV, 2007
- Perspectives énergétiques pour 2035 (tome 3). Effets économiques généraux, 2007
- Perspectives énergétiques pour 2035 (tome 4). Digressions. (disponible dès 2006 sur le site de l'OFEN; paraît au complet en 2007)
- Perspectives énergétiques pour 2035 (tome 5). Analyse et évaluation de l'offre d'électricité. 2007
- Variantes du Conseil fédéral pour la mise en oeuvre de la loi sur le CO₂, 2005

Evolution des conditions-cadres

- Ecoplan: Branchenszenarien Schweiz: Langfristszenarien zur Entwicklung der Wirtschaftsbranchen mit einem rekursiv-dynamischen Gleichgewichtsmodell; 2005
- Ecoplan: Schweizer energie- und klimapolitische Szenarien im internationalen Kontext – Ergebnisse einer CIM-Analyse; 2005
- EPFL: Prediction of Climate Change Impacts on Alpine Discharge Regimes; 2005
- OcCC: Klimaentwicklung in der Schweiz bis 2050 – Ein kurzer Überblick; 2004
- Prognos: Auswertung des Kompakt-Delphi-Prozesses: Thesen zur langfristigen Technologieentwicklung für das Szenario IV "Wege zur 2000-Watt-Gesellschaft"; 2006
- Seco: Scénarios de croissance du PIB à long terme, note explicative; 2004
- Wüest & Partner: Zukünftige Entwicklung der Energiebezugsflächen, Perspektiven bis 2035; 2004
- Stiftung Risiko-Dialog: Risikowahrnehmung Energieperspektiven 2035; 2006

Demande d'énergie

- Prognos: Der Energieverbrauch der Privaten Haushalte, 1990-2035; 2006
- CEPE: Dienstleistungen und Landwirtschaft (paraît en 2007)
- Basics SA: Der Energieverbrauch der Industrie, 1990-2035; 2007
- Infrac: Der Energieverbrauch im Verkehr, 1990-2035; 2007

Offre d'énergie

- Electrowatt-Ekono: Ausbaupotential der Wasserkraft; 2004
- Infrac et al.: Kosten und Nutzen von Solarenergie in energieeffizienten Bauten; 2005
- Infrac et al.: Potentiale zur energetischen Nutzung von Biomasse in der Schweiz; 2004
- PSI: Erneuerbare Energien und neue Nuklearanlagen; 2005
- Verenum: Holzgas-Erdgas-Kombikraftwerk für die Schweiz: Potenzial und Wirtschaftlichkeitsabschätzung; 2005

A3 Termes et unités de mesure

Flux d'énergie

Les flux d'énergie sont représentés quantitativement aux niveaux de l'énergie brute, de la transformation de l'énergie et de l'énergie finale. La période servant de base aux calculs des modèles est l'année; pour l'électricité, on distingue le semestre d'été du semestre d'hiver, de même que le travail (kWh) de la puissance (kW). Dans les tableaux, les présentations sont généralement établies par tranches de 5 ans (2000, 2005, 2010 jusqu'à 2035)

- Energie primaire: agents énergétiques qui apparaissent dans la nature et qui n'ont pas encore été soumis à une transformation.
- Energie brute: production énergétique indigène, solde du commerce extérieur et variations de stocks.
- Energie secondaire: agent énergétique obtenu par la transformation d'agents énergétiques primaires, par exemple l'essence, l'électricité, la chaleur à distance.
- Energie finale: énergie achetée ou produite par le consommateur final en vue d'une utilisation déterminée, par exemple l'électricité aux fins d'éclairage. La différence par rapport à l'énergie brute est due aux pertes de transformation et de distribution.

Unités de l'énergie

- On utilise le watt (W) comme unité de puissance (1W = 1 joule par seconde)
- L'unité officielle de l'énergie est le joule (J). Dans les «Perspectives énergétiques», on recourt surtout au pétajoule (PJ) et au mégajoule (MJ).
 $1 \text{ PJ} = 10^3 \text{ TJ} = 10^6 \text{ GJ} = 10^9 \text{ MJ} = 10^{15} \text{ J}$
- Lorsque l'électricité est représentée sans référence aux autres agents énergétiques, les unités sont le térawattheure (TWh) ou le gigawattheure (GWh).
 $1 \text{ TWh} = 10^3 \text{ GWh} = 10^9 \text{ kWh}$ (1 kWh = 3,6 MJ)
- On utilise les facteurs suivants pour convertir les unités énergétiques en émissions de CO₂:

Agent énergétique	Tonnes de CO ₂ par TJ
Charbon	94,0
Mazout (EL)	73,7
Mazout (lourd)	77,0
Gaz naturel	55,0
Essence	73,9
Diesel	73,6
Kérosène	73,2

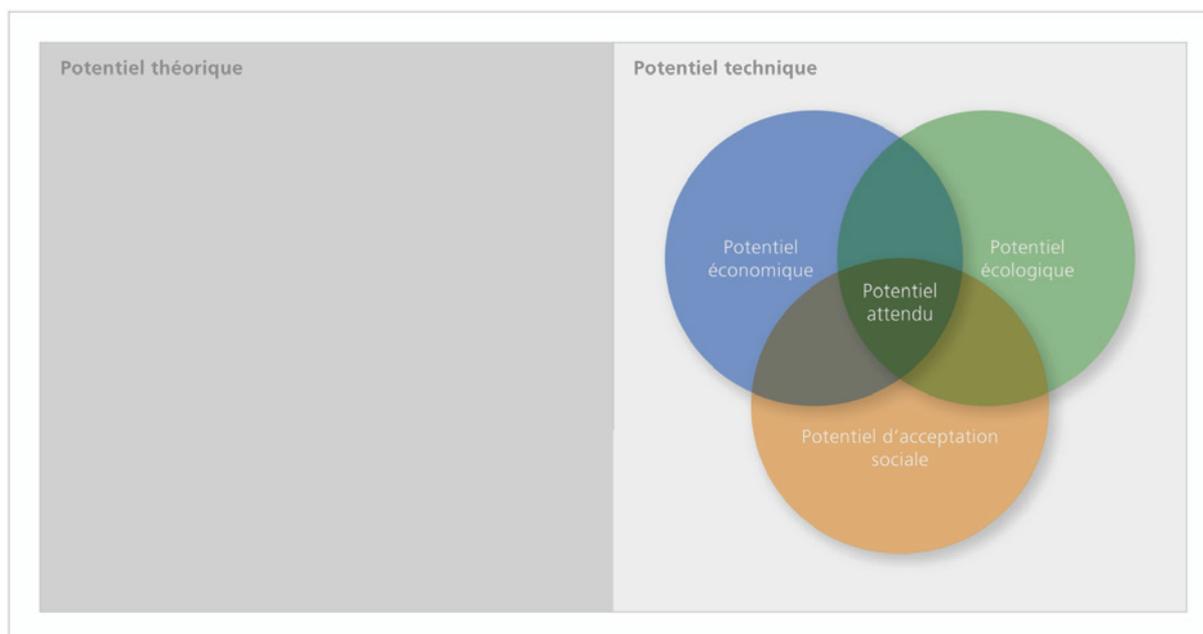
A4 Limites du système et principes d'établissement de bilan

• Potentiels des énergies renouvelables

Les scénarios énergétiques présentent, en fonction des variantes de politique et de l'évolution des conditions-cadres, le potentiel attendu ou réalisable des énergies renouvelables. Le rapport comporte en outre des indications sur les potentiels de nature technique, économique ou écologique (figure A4-1).

- Le potentiel théorique d'une région est l'ensemble de l'offre physique d'un agent énergétique ou d'une technique énergétique sans restrictions.
- Le potentiel technique correspond aux possibilités de production, compte tenu des restrictions (p. ex. en ce qui concerne les possibilités locales d'application d'une technique énergétique).
- Le potentiel écologique signifie que l'utilisation des sources d'énergie ne porte pas atteinte à l'espace vital, aux interactions entre les êtres vivants et à leur environnement.
- Le potentiel économique se situe, s'agissant des coûts, dans la fourchette des systèmes concurrents. L'utilisation d'instruments de politique énergétique permet d'accroître ce potentiel.
- Le potentiel attendu ou réalisable est une moyenne des potentiels précités, tenant compte de l'acceptation sociale des installations, par exemple s'agissant de la protection du paysage et des autres obstacles au marché tels que le manque d'information.

Figure A4-1: **Notions de potentiel**



• Energie grise

Dans les «Perspectives énergétiques», on prend quantitativement en compte la consommation directe d'énergie dans tous les secteurs de consommation. Par «énergie grise», on entend par contre la quantité totale d'énergie utilisée pour la durée de vie globale d'un produit (de l'extraction à l'élimination). L'énergie grise peut excéder d'un multiple le besoin d'énergie d'un produit durant son utilisation. Des estimations indiquent que la production des biens importés en Suisse tend à consommer plus d'énergie et qu'elle nuit davantage à l'environnement que ce n'est le cas des biens exportés. C'est pourquoi le scénario IV, qui vise la société à 2000 watts, postule un ménagement global des ressources. L'analyse du cycle de vie tente de quantifier de manière complète l'influence d'un système énergétique sur l'environnement. Elle englobe, pour toute la durée d'exploitation des installations, les émissions directes et les charges sur l'environnement en Suisse et à l'étranger, les émissions indirectes et les déchets provenant de l'utilisation de l'énergie et de la production des matériaux. Ce thème n'a pas été approfondi pour les «Perspectives énergétiques». L'Institut Paul-Scherrer a réalisé des travaux correspondants (projet GaBE).

- **Délimitation entre statistique de l'énergie et modélisations**

- Les demandes d'énergie présentées dans les tableaux correspondent jusqu'en 2003 aux données de la statistique globale de l'énergie. Dès 2004, on utilise des valeurs de modélisation. Les comparaisons avec l'année 2000 reposent sur des valeurs de modélisation épurées de l'influence du climat.
- La modélisation de la demande d'énergie finale est effectuée en neutralisant l'incidence du climat, tandis que la statistique de l'énergie, qui regroupe des données brutes, reflète notamment les influences climatiques jusqu'en 2003.
- Les «autres gaz» (gaz liquides, pétrole lampant, «white spirit», etc.) sont classés parmi les produits pétroliers dans la statistique de l'énergie, alors qu'ils sont présentés distinctement dans les modèles.
- Pour le trafic aérien, la statistique recense les ventes de carburant d'aviation sur le territoire national. Mais il s'agit là d'une autre valeur que celle de la consommation mondiale de carburant d'aviation par la population suisse. Les «Perspectives énergétiques» de l'OFEN n'évaluent que la consommation domestique, conformément à la limite du système retenu dans la loi sur le CO₂ et la convention sur le climat (cf. émissions). Les tableaux présentent les ventes et la consommation sur le territoire national.
- La consommation énergétique de l'agriculture apparaît dans la statistique de l'énergie comme différence statistique. L'agriculture et l'artisanat sont compris dans le modèle des services. De ce fait, la différence statistique des valeurs de modélisation s'atténue par rapport à la statistique.
- Les conventions et hypothèses suivantes s'appliquent pour la production électrique:
 - l'arrêt des installations de Cleuson-Dixence dure de 2000 à 2010;
 - pour certains modes de production d'électricité, les données les plus récentes ont été introduites pour 2004 et 2005, soit:
 - statistique de l'électricité 2004: électricité de pompage et centrales nucléaires,
 - statistique de l'électricité 2005: réduction de la production de la centrale nucléaire de Leibstadt;
 - la consommation des pompes-turbines est attribuée à la consommation du pays;
 - la production hydroélectrique et la production des centrales de pompage-turbinage sont présentées séparément.
- Concernant l'électricité de pompage des installations existantes, on applique dès 2010 la production moyenne attendue de l'année 2010 selon la statistique de l'électricité 2004.
 - Les valeurs d'importation et d'exportation comprennent les droits de prélèvement existants (qui doivent expirer peu à peu) et les obligations de fourniture.
 - La consommation indigène comprend la demande sur le territoire national et les pertes de réseau (7 à 8%).

- **Définition du secteur de la transformation dans les «Perspectives énergétiques»**

- On distingue les secteurs de l'électricité, la chaleur à distance et les autres secteurs de transformation.
 - Dans le secteur de l'électricité, on comptabilise le total des utilisations d'agents énergétiques selon les variantes d'offre. Au moment de calculer la consommation d'énergie brute, on déduit donc la demande d'électricité (énergie finale).
 - Pour la chaleur à distance, on établit les utilisations cumulées des agents énergétiques. Lors du calcul de la consommation d'énergie finale, la demande de chaleur à distance (énergie finale) est déduite.
 - Les déchets utilisés dans les usines d'incinérations des ordures pour produire de l'électricité et de la chaleur sont intégralement comptabilisés sous le secteur de l'électricité. C'est pourquoi il peut arriver que l'utilisation de la chaleur à distance soit inférieure à la demande.
 - Les utilisations d'agents énergétiques dans les installations de couplage chaleur-force sont entièrement imputées à l'électricité et corrigées par les crédits à la récupération de la chaleur. Ce point est particulièrement important pour l'établissement d'un bilan de CO₂ correct. La correction tient compte des installations de couplage chaleur-force existantes (surtout dans l'industrie), qui disparaissent au fil du temps en raison du vieillissement.

- **Emissions**

- La consommation d'énergie des raffineries de pétrole n'est pas comprise dans le calcul des émissions de CO₂, ni dans les «Perspectives énergétiques» (pour des raisons de politique d'approvisionnement, les raffineries ne sont pas soumises à la loi sur le CO₂). En revanche, la consommation d'énergie correspondante est prise en compte dans les perspectives de la demande d'énergie.
- Les émissions de CO₂, de NO_x et de poussières fines sont calculées par agents énergétiques au moyen de facteurs d'émission définis avec l'Office fédéral de l'environnement. Les facteurs d'émission spécifiques pour le NO_x et les poussières fines diminuent avec le temps, en fonction des prescriptions environnementales et des techniques (filtres, catalyseurs, spécifications des brûleurs). Par contre, les facteurs d'émission de CO₂ sont indépendants des développements, car ils résultent des propriétés chimiques des combustibles.
- Les émissions domestiques du secteur de l'électricité sont calculées, sans établir de bilan des émissions, à partir de la production des importations et des exportations de courant.
- Les «Perspectives énergétiques» définissent les émissions de CO₂ conformément à la loi sur le CO₂, tandis qu'elles sont délimitées différemment dans la statistique de l'énergie et dans l'inventaire des gaz à effet de serre (cf. figure A4-2).

Figure A4-2: **Comparaison entre les définitions des émissions de CO₂ pour la statistique globale de l'énergie, la loi sur le CO₂, les Perspectives énergétiques et les gaz à effet de serre selon le Protocole de Kyoto**

