

# Perspectives énergétiques 2035/2050

## Premier rapport

### Forum du 23 août 2005



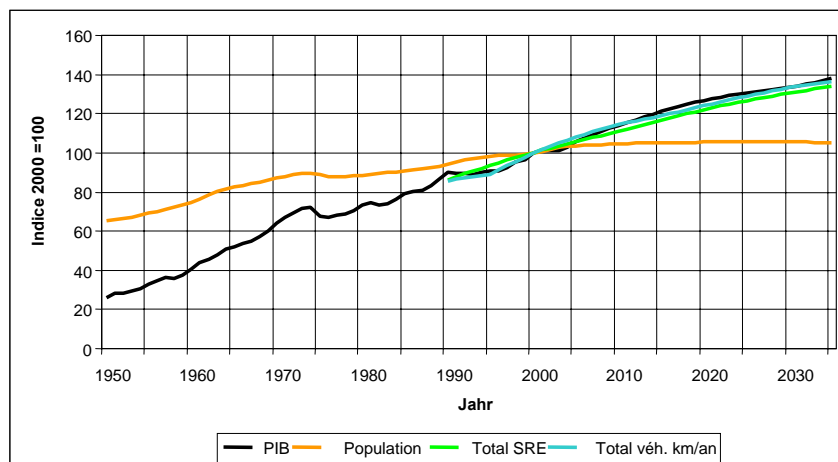
Août 2005  
Office fédéral de l'énergie  
M. Renggli



## Rapport de l'atelier

- Evolution des conditions-cadres
- Instruments et mesures (variantes politiques I et II)
- Perspectives concernant la demande - variantes Ia, Ib et II  
(dans un premier temps uniquement énergie finale)
- Variantes de l'offre d'électricité  
(dans un premier temps uniquement centrales nucléaires  
et centrales au gaz)

## Evolution des conditions-cadres (1) Tendance du PIB, population, surface de référence énergétique, véhicule-kilomètre, etc.



Les perspectives énergétiques sont principalement marquées par l'évolution des conditions-cadres ne pouvant être influencée par la politique énergétique suisse. Il s'agit en premier lieu du PIB, de la population et des prix de l'énergie.

L'administration fédérale utilise les perspectives démographiques et les perspectives du PIB, qui sont élaborées au sein de l'état-major correspondant de la Confédération avec l'OFS, le seco, l'ARE, etc.

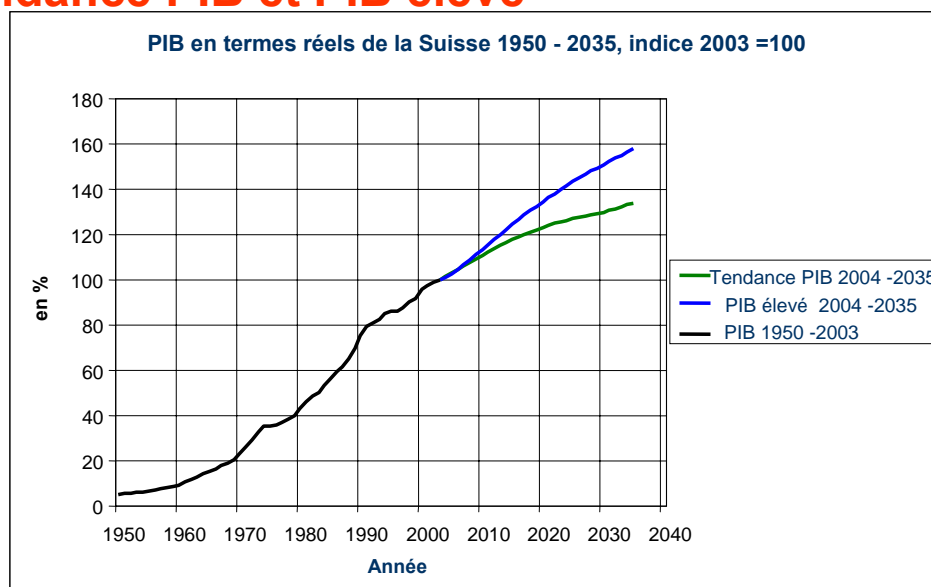
L'évolution démographique et du PIB (+ env. 30% 2005-2035) et déterminent de manière déterminante la surface énergétique de référence (SRE), les véhicules-kilomètres et d'autres moteurs de la demande.

La variante de tendance représentée montre qu'en dépit d'une stabilisation à long terme de la population (courbe jaune), les moteurs de la demande continuent de progresser.

Il est tenu compte de la grande incertitude prévalant concernant l'évolution à long terme, par le biais de calculs de sensibilité estimant les conséquences de différents types d'évolution.

## Evolution des conditions-cadres (2)

### Tendance PIB et PIB élevé



La croissance du PIB dans la variante «tendance» (courbe verte) résulte de la multiplication de la croissance moyenne de la productivité du travail avec l'offre de travail.

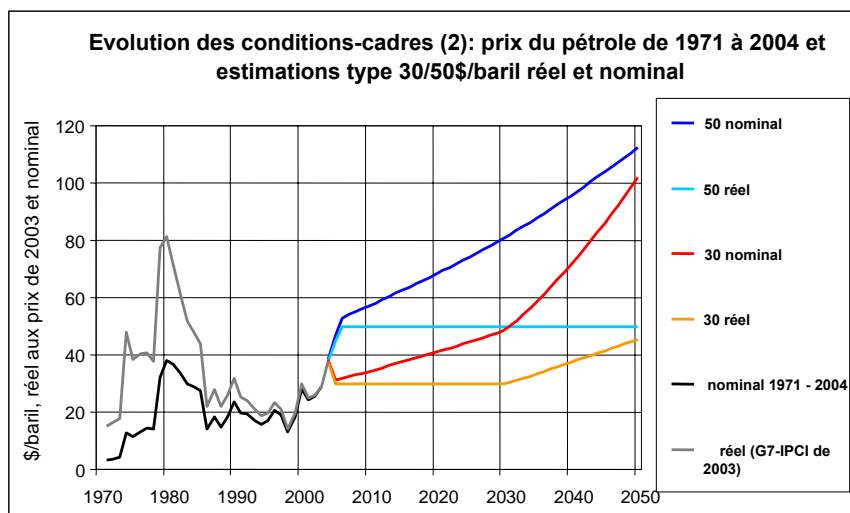
L'évolution de la productivité du travail est déduite par le seco des résultats passés, la croissance démographique correspondant à la «tendance» de l'OFS et représentant la base pour calculer l'offre de travail.

Dans la variante «PIB élevé», l'offre de travail reste inchangée par rapport à la tendance PIB. On part toutefois du principe que le paquet de croissance proposé par le Conseil fédéral est mis en œuvre et entraîne une hausse du taux de croissance du PIB d'environ un demi pour cent.

Les estimations du PIB ainsi que les valeurs ajoutées des branches de la comptabilité nationale constituent la base pour les perspectives des branches utilisées dans les modèles de secteur qui sont extrapolées à partir d'un modèle équilibré.

## Evolution des conditions-cadres (3)

### Prix du pétrole: passé, à venir (val. nominale et réelle)

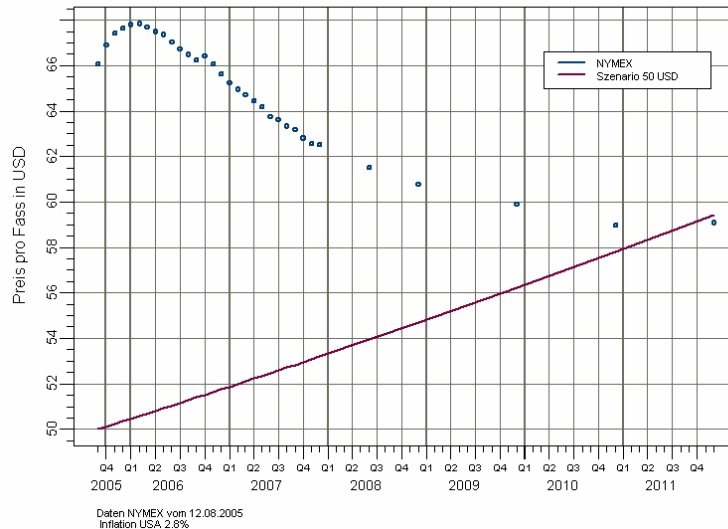


- La figure montre l'évolution historique des prix du pétrole brut (courbe noire). En 1980, les prix du brut en valeur réelle (par rapport aux prix en 2003) étaient plus élevés qu'aujourd'hui.
- Rouge-jaune: hypothèses pour le futur avec un prix en valeur réelle de 30\$/baril jusqu'en 2030 et une hausse par la suite; bleu clair et foncé: hypothèses pour un prix réel de 50\$/baril suite à une raréfaction de l'offre rapide et durable.
- 30 \$/baril signifie en valeur nominale (corrigé de l'inflation) 59 en 2035 et 102\$/ baril im 2050; 50\$/ baril signifie en valeur nominale 88 (2035) et 112\$/ baril (2050).

## Evolution des conditions-cadres (4)

### Prix du pétrole: optique à court terme

Ölpreisvergleich nominal 2005-2011



Les pointillés bleus montrent les contrats à terme pour le pétrole, en date du 12.08.05 (NYMEX). Ces contrats indiquent le prix à payer à un moment donné pour un baril de brut. Il s'agit donc de données réalisées en valeurs nominales. Ces prix reflètent ainsi les attentes des acteurs du marché.

La courbe en rouge montre l'évolution nominale du prix du pétrole, sur la base d'un prix réel de 50\$ par baril et extrapolé avec un renchérissement de 2,8% (inflation annuelle aux USA en juin 2005).

#### Conclusions:

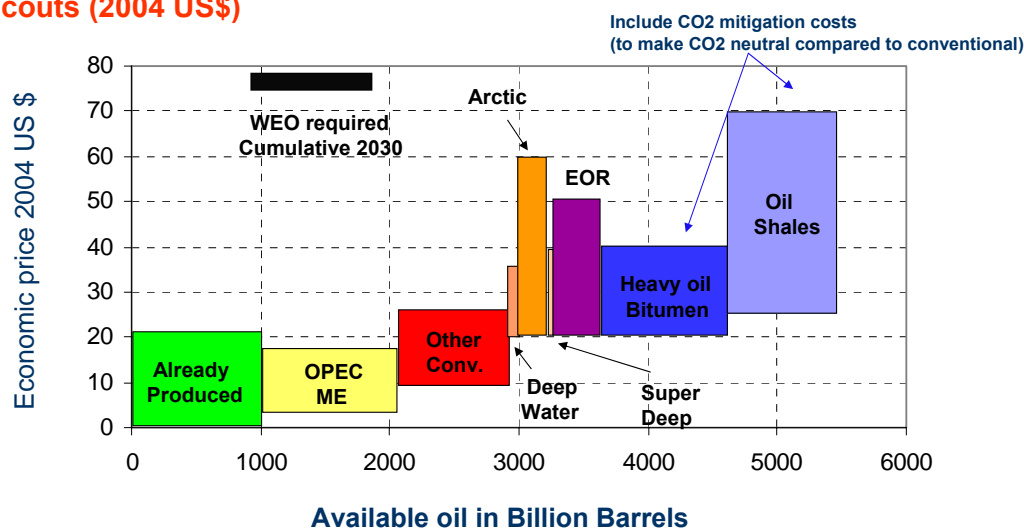
Notre hypothèse «50\$ réel» correspond en 2011 avec les attentes momentanées du marché. Les attentes du marché peuvent toutefois changer de jour en jour.

A l'heure actuelle, le marché table sur une normalisation/acalmie et une baisse des prix (disparition du supplément lié à la crainte). Il faut tenir compte du fait qu'un prix du baril de 59\$ en 2011 correspond à un prix actuel de 50\$ et est donc environ 25% plus bas que les prix actuels de 67\$ pour les contrats à terme d'octobre 2005.

## Evolution des conditions-cadres (5)

Prix du pétrole: optique à long terme

Potentiels techniques de la promotion du pétrole en fonction des prix / coûts (2004 US\$)



Source: AIE (2005); rapport «Resources to Reserves» (publié en sept. 2005)



7

La figure montre qu'avec une hausse des prix du marché, de nouvelles catégories de ressources pétrolières deviennent rentables (incl. progrès technique; pour le pétrole non conventionnel, incl. supplément pour neutraliser les émissions de CO<sub>2</sub> liées à la production).

On a produit à ce jour 1000 milliards de barils à moins de 20 \$/ baril; 2300 milliards supplémentaires pourraient être produits à moins de 25\$/ baril (OPEP Moyen-Orient). Si les affaires se poursuivent comme jusqu'à maintenant, la demande cumulée en pétrole jusqu'en 2030 (AIE, World Energy Outlook 2004) peut être couverte à un prix/coût «raisonnable». Le retard au niveau des investissements constitue le principal problème, de sorte que nous pourrions être confrontés pendant encore de nombreuses années à des prix élevés pour le pétrole.

### Indications:

- Les données sur les réserves font l'objet d'un consensus international, mais restent incertaines; l'AIE entreprend une initiative pour la transparence.
- Personne ne connaît la date du pic pétrolier (déjà survenu ou seulement en 2050), son déroulement, ses conséquences sur la demande, l'offre et les prix.
- La dépendance par rapport aux pays de l'OPEP du Moyen-Orient augmente (à nouveau) (1970-80, 2020-30: 40%)
- De nouvelles ressources rentables ne signifient pas automatiquement, comme pour d'autres ressources, qu'on disposera de nouvelles ressources commercialisables (le prix du pétrole doit se stabiliser à un niveau élevé pour que de nouvelles ressources soient exploitées; avec un baril de pétrole coûtant 60\$, la liquéfaction du charbon, d'autres énergies renouvelables, etc. seront aussi rentables; des conflits politiques bloquent l'exploitation des ressources pétrolières.).

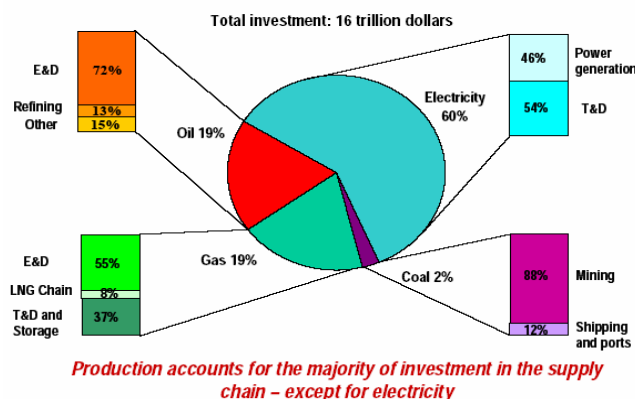
### Aperçu des ressources de pétrole et de gaz naturel (1000 milliards de barils)

	Potentiel technique conventionnel	Potentiel technique non conventionnel	Potentiel théorique
Pétrole	3,3 (1,0 prod.)	1 - 3	14 - 15
Gaz naturel	2,8 (0,5 prod.)	1,5 - 4,5	6 - 60 000 (hydrate de méthane)

## Evolution des conditions-cadres (6)

### Investissements requis dans le domaine de l'énergie 2001 – 2030 (2003 \$)

#### World Energy Investment 2001-2030



Source: AIE (2003); «World Energy Investment Outlook»

E&D: exploration et découverte de nouveaux gisements

T&D: transport et distribution



8

#### Investissements nécessaires au niveau global:

L'AIE estime à 16 000 milliards de dollar US le total des investissements cumulés nécessaires au niveau mondial jusqu'en 2030. 60% concernent le secteur de l'électricité. Ces investissements sont indispensables à la maintenance des infrastructures énergétiques existantes et à la construction de nouvelles infrastructures en nombre suffisant. Les investissements ayant été négligés dans les années 90 suite aux bas prix du pétrole et à l'incertitude prévalant, ce montant est beaucoup plus élevé en valeur réelle que le chiffre correspondant des trois dernières décennies. Rapporté à l'ensemble de la période, il «se limite» toutefois à 1% du PIB (pays de l'OCDE: seulement 0,5%; autres régions: 1,5 à 5,5%). En l'absence de nouvelles mesures de politique énergétique, la demande mondiale en énergie pourrait progresser de deux tiers jusqu'en 2030 selon l'AIE. Si les investissements requis ne sont pas réalisés, des goulots d'étranglement surviendraient et on observerait un ralentissement de l'économie mondiale.

#### Investissements nécessaires notamment concernant le pétrole:

Dans le domaine pétrolier (ainsi que pour le gaz), la majeure partie des investissements (environ 3,3 milliards US\$) vise à maintenir le niveau de production actuel. Selon l'AIE, ils se répartissent comme suit:

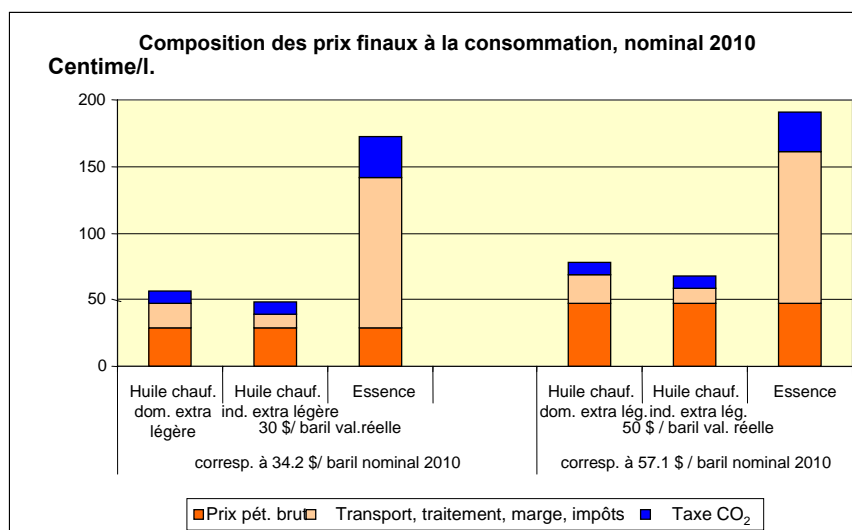
- |                                                                                                            |                    |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------|
| • Centres de production et d'extraction                                                                    | 2,2 milliards US\$ |
| • Raffinage                                                                                                | 0,4 milliard US\$  |
| • Nouveaux moyens de transport (pétroliers, oléoducs)                                                      | 0,3 milliard US\$  |
| • Production non conventionnelle (combustibles GTL, sables bitumineux, schistes bitumineux, pétrole lourd) | 0,4 milliard US\$  |

#### Congestions majeures au niveau du pétrole:

- Capacités de raffinage insuffisantes, notamment aux USA, où aucune nouvelle raffinerie n'a été construite depuis 1976.
- Réserves de capacités de production des pays membres de l'OPEP: plus que quelque 2 millions de barils par jour. Il s'agit en l'occurrence de pétrole lourd, riche en soufre, alors que la demande s'oriente de plus en plus vers des produits toujours plus légers.



## Evolution des conditions-cadres (7)



### Conséquence des prix du pétrole sur les prix finaux à la consommation en Suisse en 2010

En 2010, un prix réel du baril de pétrole de 30\$ équivaut à un prix nominal de 34,2\$ et un prix réel de 50\$ à un prix nominal de 57,1\$. La différence est de 67%. Le graphique montre pour l'essence et l'huile de chauffage quel est l'effet de cette différence de prix de 67% sur les prix finaux à la consommation de l'huile de chauffage extra-légère et de l'essence.

Les prix finaux à la consommation en Suisse comprennent en plus des coûts du pétrole brut les coûts de transport et de traitement, ainsi que les impôts et une taxe sur le CO<sub>2</sub> dans le présent graphique (en bleu). Elle est fixée ici à 9 cent./l. pour l'huile de chauffage et à 30 cent./l. pour le carburant, ce qui permet d'atteindre les objectifs concernant le CO<sub>2</sub> jusqu'en 2010 avec un prix réel du baril de 30\$ (variante Ib).

Près de 50% du prix final à la consommation d'huile de chauffage est déterminé par les prix du brut. Pour l'essence, ce pourcentage est seulement d'environ 15%. C'est pourquoi une hausse du prix du brut a des retombées nettement plus importantes au niveau de l'huile de chauffage que de l'essence.

	30\$ / baril réel	50\$ / baril réel	Modification en %
Prix nominal du baril 2010 en \$	34,2	57,1	67
Prix huile chauff. EL mén. CHF/l	0,56	0,78	37
Prix huile chauff. EL ind. CHF/l	0,48	0,68	41
Essence en CHF/l	1,72	1,91	11

## Instrumentes et mesures (1)

### Variantes la et lb (poursuite de la politique actuelle)

#### Variante la

- a) **Appareils:** augmentation, nouveaux types d'appareils; mais nette hausse de l'efficacité
- b) **Bâtiments:** renforcement SIA de près de 10% tous les 10 ans, mise en œuvre lente de Minergie, faible taux de rénovations énergétiques
- c) **Ind., services, artisanat:** menace taxe CO<sub>2</sub> disparaît
- d) **Transport:** tendance diesel autonome, ASPEA, consommation spéc. des nouvelles voitures de tourisme -1,5% à 2012, ensuite -0,75% p.a

#### Variante lb

- e) **Taxe suppl. CO<sub>2</sub> sur les combustibles et les carburants:**  
+9 centimes/l. huile de chauffage domestique,  
+30 centimes/l. essence; nominal constant jusqu'en 2035
- f) **Bonus-malus supplémentaire pour les voitures de tourisme et différenciation impôt sur les huiles minérales (bioéthanol 2020: 5,75%; gaz naturel/biogaz: 100 000 véhicules)**



#### **Variante la:**

- a) Appareils: tendance technologique autonome vers des appareils plus efficaces; plus d'appareils globalement; nouveaux types d'appareils électriques; plus de confort (p. ex. équipement informatique, communication, écrans plasma, etc.).
- b) Bâtiments: renforcement des normes SIA de près de 10% tous les dix ans dans le domaine des nouvelles constructions, le standard Minergie s'étend lentement, mise en œuvre des prescriptions modèles des cantons dans le domaine de l'énergie; succès en hausse pour les rénovations énergétiques au niveau du parc existant (38-46% d'économies), toutefois taux de rénovations énergétiques demeurant faibles.
- c) Industrie et services: la menace de la taxe sur le CO<sub>2</sub> incite à tirer parti des potentiels d'économie, mais disparaîtra après 2012. Les économies réalisées jusque là demeureront, mais de nouvelles seront plus lentes à être exploitées.

#### **Variante lb:**

- d) Introduction d'une taxe sur le CO<sub>2</sub> pour les combustibles ET les carburants qui n'aurait pas d'incidence sur la quote-part de l'Etat, ainsi que d'autres instruments concernant les carburants:

##### **Combustibles:**

Taxe de 35 CHF / t CO<sub>2</sub>; correspond à une majoration d'env. 9 cent./l. d'huile de chauffage.

Pour un prix du baril de 30\$, cela équivaut à l'effet d'un prix du brut d'environ 40 – 41 \$ /baril en valeur réelle.

##### **Carburants:**

Etape 1: 64 CHF/t CO<sub>2</sub>, correspond à 15 cent./l. d'essence / de diesel.

Etape 2: après 2 à 3 ans, 128 CHF / t CO<sub>2</sub>, correspond à env. +30 cent./l. d'essence et de diesel.

Rapporté aux prix du brut, la première étape se traduirait par une majoration de 19,1 \$/baril et la deuxième étape par une majoration de 38,2 \$/baril.

Il faut toutefois tenir compte du fait qu'en raison de la redistribution des recettes et des alternatives de convention, la taxe n'a pas le même effet qu'une simple hausse du prix du brut au niveau de la consommation d'énergie: la mise en œuvre de mesures d'efficacité énergétique est plus importante, car on dispose de plus d'argent (il n'est pas employé pour importer de l'énergie et ne quitte donc pas l'économie nationale).

- e) Autres instruments: bonus-malus pour les voitures de tourisme efficaces énergétiquement, différenciation de l'impôt sur les huiles minérales pour le gaz naturel et les carburants biogènes.

## Instrumentes et mesures (2)

### Variante II (collaboration accrue)

- Variante la comme point de départ :
  - Taxe sur le CO<sub>2</sub> sur les combustibles comme variante Ib: 35 CHF/t CO<sub>2</sub> (nominal constant jusqu'en 2035)
  - Pas de taxe sur les carburants
  - Centime climatique
    - 70 millions CHF/a pour subventions notamment efficacité combustibles
    - 30 millions CHF/a pour certificats CO<sub>2</sub> étrangers (non modélisé)
  - Agence de l'électricité
    - 100 millions CHF/a pour subvention de l'électricité issue des EE; participation financière avec suppl. rémunération du réseau
    - 50 millions CHF/a pour subvention de l'efficacité de l'électricité
- Harmonisation des nouvelles formes de subventions avec SuisseEnergie et les moyens globaux des cantons. Mix d'instruments provenant des subventions directes (p. ex. rénovation bâtiments, conseils) et outils étatiques d'accompagnement

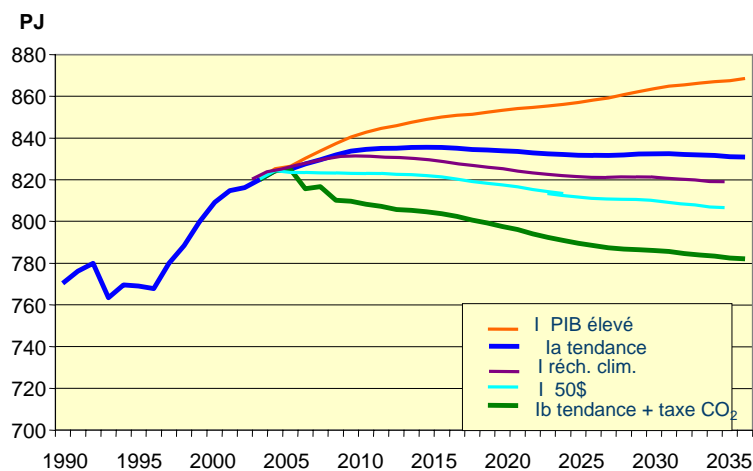


11

- Les acteurs accordent légèrement la priorité à des investissements et des comportements privilégiant l'efficacité énergétique (pas de changement de paradigme, mais exploitation renforcée des potentiels économiques).
- Accompagnement par des mesures étatiques:
  - Adaptation modérément plus rapide dans le temps des prescription en matière de construction (SIA), des étiquettes au progrès technique, etc.
  - Instruments de promotion et d'incitation harmonisés (SuisseEnergie, moyens globaux, centime climatique, agence de l'électricité).
- Mesures déjà mises en œuvre en fonction des budgets:
  - Appareils:**
    - Légère réorientation des priorités en terme d'investissements (p. ex. grâce à des étiquettes, des actions d'incitation locales, etc.) en faveur d'appareils plus efficaces.
    - Surtout dans les services, de plus en plus aussi au niveau des ménages: optimisation de l'exploitation.
  - Bâtiments:**
    - Rénovation du parc existant, dans la mesure du possible sur une grande surface pour un bon standard non excessif; des programmes de promotion se traduisent par une légère augmentation des surfaces rénovées énergétiquement.
    - Surtout dans les services: optimisations de l'exploitation.
    - Pénétration et ajout plus importants d'options de chauffage régénératif (bois, pompes à chaleur, énergie solaire)
    - Ventilation et climatisation, production efficace de froid climatisé (sur fond de percée accrue des options de climatisation).
    - Remplacement des chauffages électriques directs et par accumulation par des pompes à chaleur.
  - Industrie:**
    - Moteurs; pompes; air comprimé; utilisation des rejets de chaleur.
  - Transport:**
    - Bioéthanol; autres carburants bio plus tard (pas encore spécifié précisément); gaz naturel, biogaz,
    - Baisse de la consommation spécifique de la flotte de nouveaux véhicules plutôt ralentie (analogue scénario Ia).
  - Offre**
    - L'agence de l'électricité encourage la production de courant à partir des EE en subventionnant les différences de coûts par rapport au prix du marché; financement par le biais des rémunérations du réseau avec 100 millions CHF/a. (en cours de réflexion).
- Conclusions provisoires:
  - La variante II donne une idée de ce qu'une politique continue de subventions permet d'atteindre.
  - Les approches actuelles avec le centime climatique et l'agence de l'électricité sont poursuivies jusqu'en 2035.
  - La demande globale en énergie baisse jusqu'en 2030/2035 au niveau du scénario Ib.
  - Grâce à des activités accrues dans le domaine de l'électricité (optimisations de l'exploitation dans les services, applications électriques dans l'industrie), la substitution de l'électricité est stoppée. La demande en électricité diminue par rapport au scénario Ia.

## Perspective demande I: poursuite de la politique actuelle (1)

### Energie finale globale sans point zéro



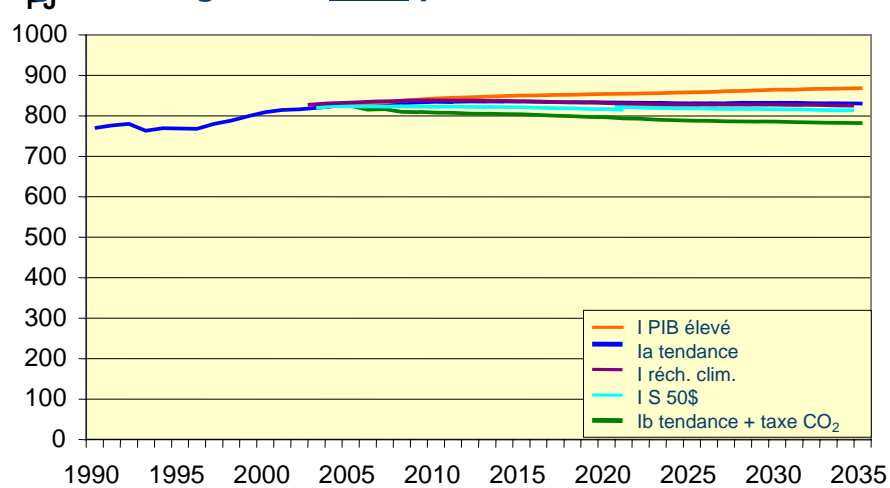
Différences en 2035 entre la variante la tendance (courbe bleue foncée) et

- PIB élevé + 6,5%
- réchauffement climatique - 1,4%
- pétrole 50\$/ baril réel - 2,9%
- Variante tendance + lb avec taxe CO<sub>2</sub> et bonus-malus - 5,9%

Indications concernant le réchauffement climatique: hausse de la demande en électricité pour la réfrigération (variante la / lb: aucune hausse de l'efficacité au niveau de la réfrigération); recul des combustibles et du chauffage électrique; les effets sur la prestation demandée (kW) doivent encore être étudiés.

## Perspective demande I: poursuite de la politique actuelle (2)

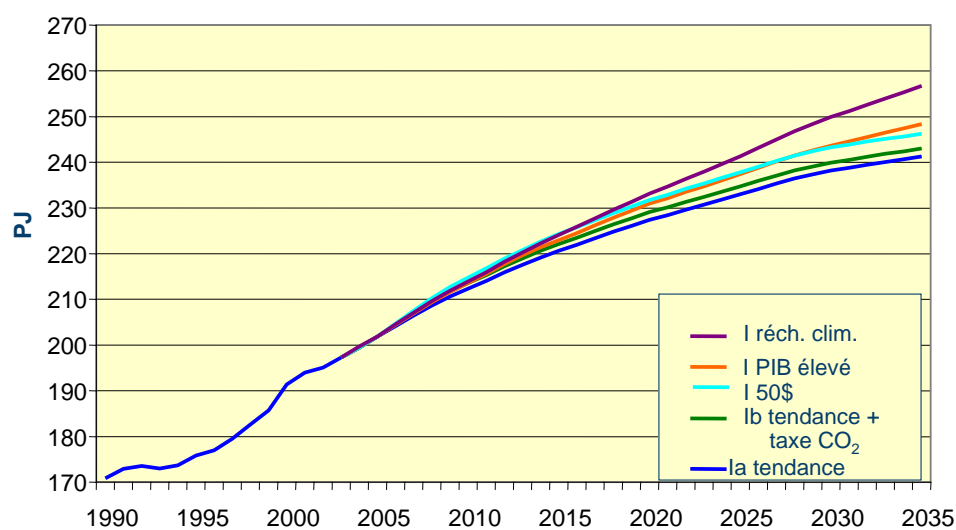
### Energie finale globale avec point zéro



La même figure avec point zéro montre que des différences au niveau de l'évolution des conditions-cadres se traduisent par des résultats très proches. Les effectifs d'une longue durée de vie (bâtiments, système de transport) ont un poids important.

## Perspective demande I: poursuite de la politique actuelle (3)

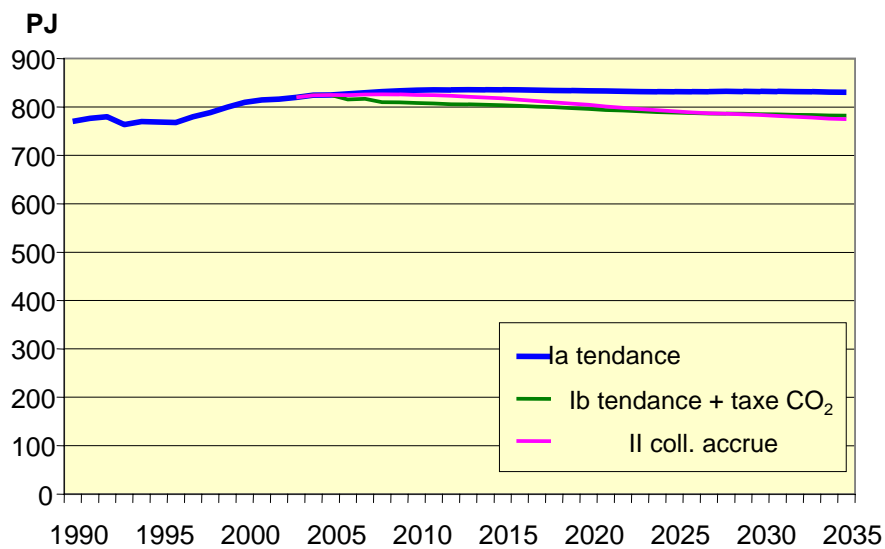
### Electricité



Par rapport à la variante la, la variante réchauffement climatique entraîne une hausse de la demande en électricité de 6 – 7%.

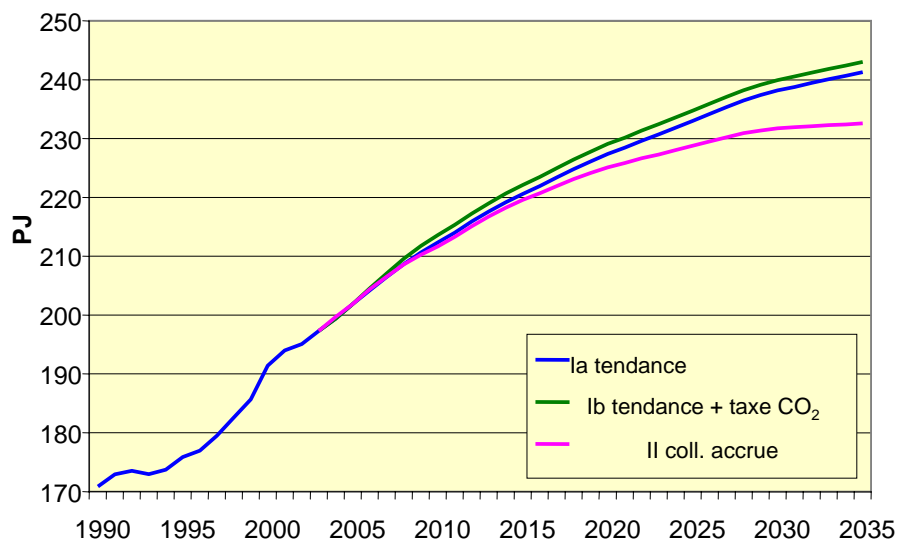
Par rapport à la variante la (avec tendance PIB, prix du pétrole de 30\$, pas de taxe sur le CO<sub>2</sub>), la demande en électricité (2035) augmente de 3% avec un PIB élevé, de 2% avec un prix du baril de pétrole de 50\$ et d'un peu moins de 1% avec une taxe sur le CO<sub>2</sub>.

## Perspective demande II: Collaboration accrue (1) (provisoire) Energie finale globale



La collaboration accrue (courbe rouge) agit plus lentement que la taxe sur le CO<sub>2</sub>, un système de bonus-malus et d'autres instruments touchant aux transports (vert); résultat comparable à long terme.

## Perspective demande II: Collaboration accrue (2) (provisoire) Electricité



La demande en électricité pour la variante II est inférieure à celle de la variante I en 2035.

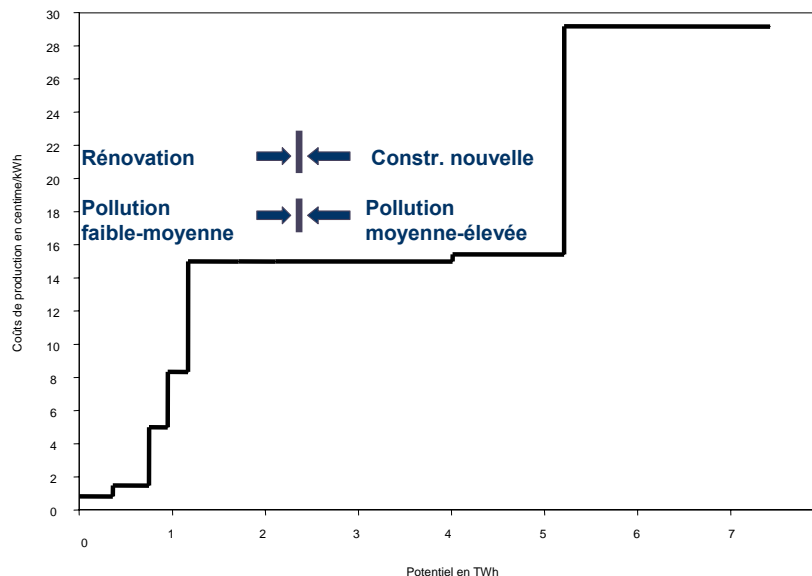
Raisons:

- appareils:
  - optimisations de l'exploitation dans l'industrie, les services et les ménages
  - remplacement des chauffages à résistances par des pompes à chaleur électriques
- bâtiments:
  - optimisation au niveau des constructions nouvelles et des rénovations concernant l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables



## Electricité issue des énergies renouvelables (ER) (1)

Exemple force hydraulique: potentiel technique en fonction des prix/coûts de la production supplémentaire à partir de la force hydraulique



Source: Elektrowatt-Ekono

La figure montre les catégories de centrales hydrauliques (rénovations des installations existantes et nouvelles constructions); elles sont réparties en fonction de leurs volumes supplémentaires de production (potentiels en kWh, axe horizontal) ainsi que de leurs coûts spécifiques (cent./kWh, axe vertical).

Comme pour d'autres techniques énergétiques, le progrès technique permet de faire baisser la courbe coûts-potentiel (uniquement de manière très limitée pour la force hydraulique). En cas d'exploitation croissante des potentiels, les coûts augmentent (emplacements généralement moins favorables, installations plus petites). Comme pour les autres énergies renouvelables, l'approvisionnement en énergie primaire est assuré, mais ne s'avère pas «gratuit» (redevance hydraulique).

Conclusions pour le renouvellement des centrales hydrauliques existantes (> 300kW) dans le cadre des perspectives:

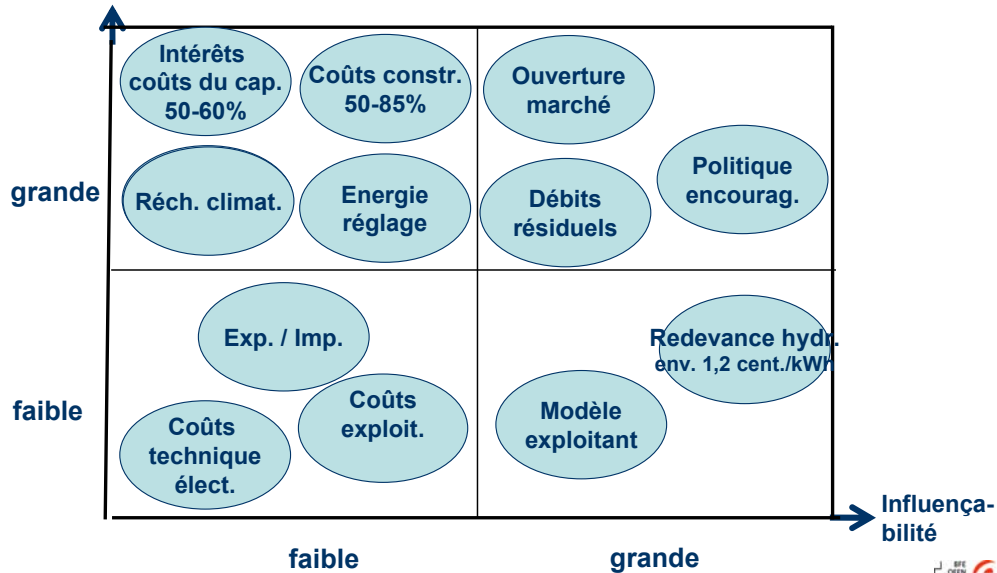
- + 1 TWh sont compétitives → variante I
- + 2 TWh nécessitent des mesures de promotion → variante II

Divers facteurs (pouvant être plus ou moins influencés par la politique énergétique suisse) réduisent (p. ex. le réchauffement climatique) ou augmentent la production hydraulique attendue.

## Electricité issue des énergies renouvelables (ER) (2)

Exemple force hydraulique: possibilité d'influencer le développement

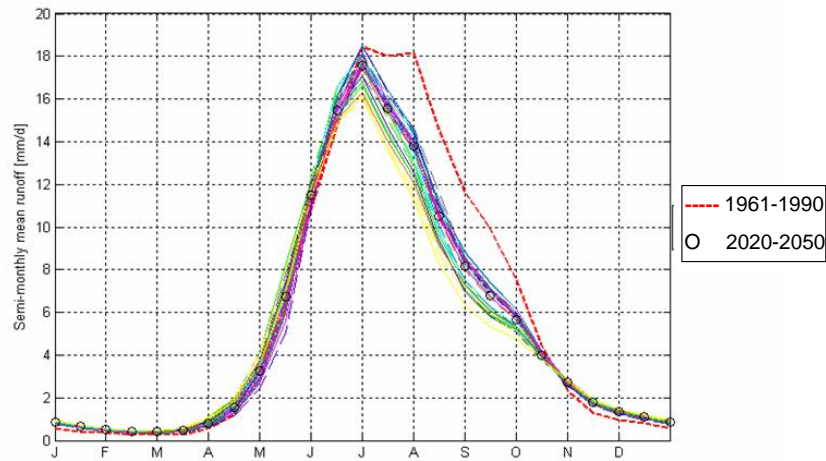
Influence sur le développement



Source: Elektrowatt-Ekono

## Electricité issue des énergies renouvelables (ER) (3)

### Exemple force hydraulique: écoulement du Rhône à Gletsch passé (1961-90) et futur (2020-50) avec un réch. climat. de + 1°C



Source: Horton et. al. EPFL (2005); Prediction of climate change impacts on Alpine discharge regimes (publication OFEN août 2005)



19

La figure montre des écoulements bimensuels à partir de l'exemple de Gletsch (11 régions représentatives de la Suisse ont toutefois été recensées) – par le passé (1961-90) et à l'avenir (2020 – 2050; 2070 - 2100).

Retombées sur le bilan hydrique CH (2035):

- Les précipitations baissent de près de 2% dans les Alpes
- L'écoulement en eau diminue de près de 7% (précipitations plus faibles, évaporation plus élevée)
- La fonte des glaciers est plus que compensée par l'évaporation plus élevée
- Augmentation de l'écoulement hivernal à un niveau bas
- Baisse considérable de l'écoulement estival
- Le pic d'écoulement se produit environ quinze jours plus tôt.

La figure montre les conséquences au niveau de la production hydraulique (2035):

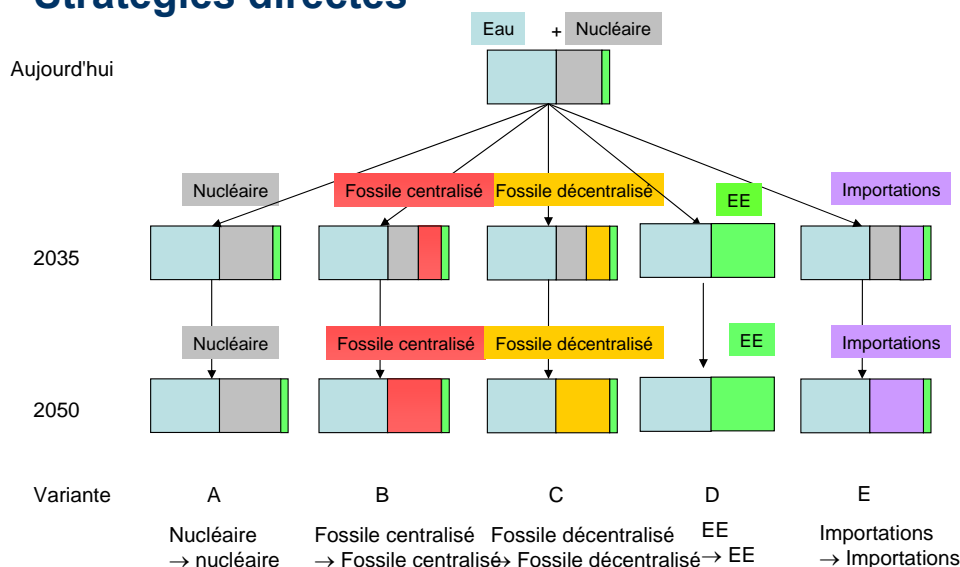
- Production annuelle en baisse de 7% en raison du réchauffement climatique (différence courbe historique en pointillés rouge et séries chronologiques des calculs modèles)
- Centrales à accumulation: réduction des écoulements naturels et donc de la production
- Centrales au fil de l'eau: déversoir moindre et évaporation élevée; baisse de la production
- Centrales de pompage: production non dépendante de la baisse de l'écoulement.

Par ailleurs:

- Centrales nucléaires: en cas de réchauffement de + 1°C (2020-40), aucune problématique permanente de refroidissement.

# Variantes de l'offre d'électricité (1)

## Stratégies directes



Le modèle d'offre en électricité examine cinq «stratégies directes». Une stratégie dite directe se traduirait par le suivi cohérent d'une option technique.

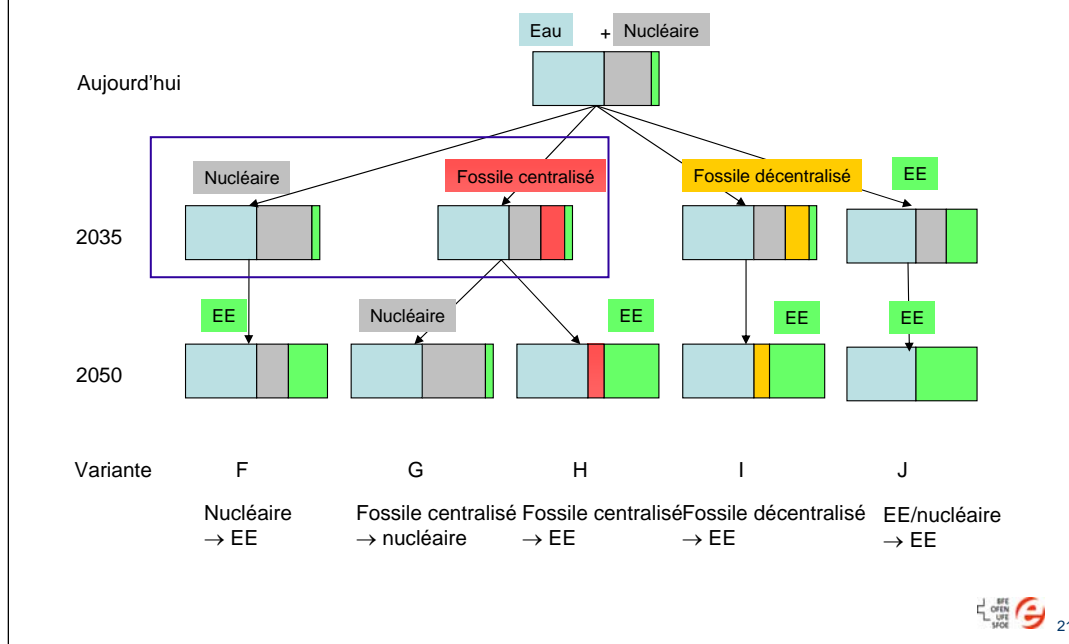
Cela suppose une acceptation au niveau politique et la prise des décisions nécessaires (l'économie de l'électricité est le principal acteur pour les installations centralisées; de multiples nouveaux acteurs apparaissent pour les énergies renouvelables).

Dans la variante A, les installations existantes sont principalement remplacées par de nouvelles centrales nucléaires qui permettent de couvrir les besoins supplémentaires dus à une demande accrue; dans les variantes B et C, on a essentiellement recours à des installations centralisées ou décentralisées au gaz naturel, la variante D misant sur les énergies renouvelables, etc.

- A Nucléaire:**  
Remplacement des centrales nucléaires existantes et développement de l'énergie nucléaire.  
Un prolongement de 10 ans de la durée d'exploitation des centrales de Mühleberg et de Beznau est aussi à l'étude .
- B Fossile centralisé:**  
Remplacement des centrales nucléaires et développement de turbines à gaz et à vapeur alimentées au gaz naturel.
- C Fossile décentralisé:**  
Remplacement des centrales nucléaires et développement d'installations CCF.
- D EE:**  
Les centrales nucléaires existantes sont mises hors service après 40 ans (au lieu de 50 ou 60 ans) et remplacées par les EE.
- E Importations:**  
Des importations (participations, contrats à long terme, marché ponctuel) comblent les lacunes. Il convient de discuter notamment du type de production des importations, des coûts (par rapport à la production indigène) et des conséquences (réseau, environnement, sécurité de l'approvisionnement).

## Variantes de l'offre d'électricité (2)

### Stratégies de transition



Au nom du développement durable, toutes les variantes partent du principe que la vision 2050 permet d'atteindre un parc de centrales pratiquement libre de toute émission de CO<sub>2</sub> et privilégiant les EE (variantes F, H, I et J) ou l'énergie nucléaire (variante G). La «durabilité» de l'énergie nucléaire est (communément) controversée. Des améliorations considérables de l'efficacité énergétique (variantes politiques II, III et IV) et la poursuite de l'exploitation des centrales nucléaires actuelles (50 à 60 ans dans le cas de KKG et KKL) facilitent dans toutes les variantes la réalisation des objectifs.

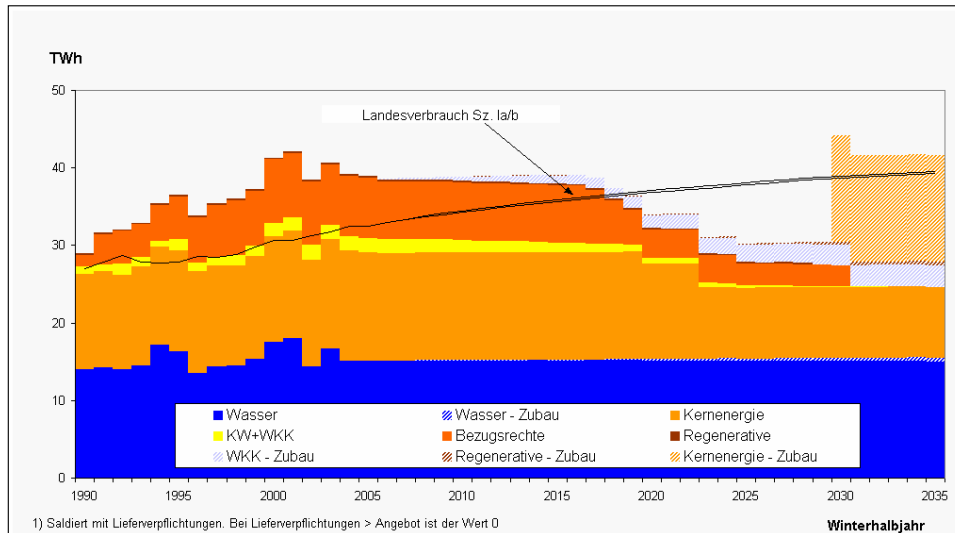
- F Nucléaire → EE:**  
Passage de l'énergie nucléaire de la troisième génération (2035) à l'ère des EE (2050).
- G Fossile centralisé → nucléaire:**  
Passage des centrales à gaz à cycles combinés - CCC - (2035) à l'énergie nucléaire de la quatrième génération (2050).
- H Fossile centralisé → EE:**  
Passage des CCC (2035) à l'ère des EE (2050).
- I Fossile décentralisé → EE:**  
Passage des installations CCC fossiles à l'ère des EE (2050).
- J EE/nucléaire → EE:**  
Grâce à des mesures de promotion, les plus anciennes centrales nucléaires (Mühleberg, Beznau) doivent être remplacées par les EE avant 2035; passage à l'ère des EE (2050).

*Les variantes A à J sont en cours d'élaboration. Les résultats actuellement disponibles se limitent à l'horizon 2035 et aux variantes centralisées nucléaire et fossile. Les résultats sont provisoires.*

## Variantes de l'offre d'électricité (3)

Perspective demande I;

Stratégies A (nucléaire → nucléaire) ou F (nucléaire → EE); 2035



Le phase préliminaire à la mise en service d'une centrale nucléaire est estimée à 25 ans (à compter d'aujourd'hui); l'hypothèse est de deux centrales nucléaires de la classe de puissance de 1600 MW; se traduit en hiver par des importations nettes de 2002 à 2030, des exportations nettes à partir de 2030 et à partir de 2040 par la nécessité de construire de nouvelles installations.

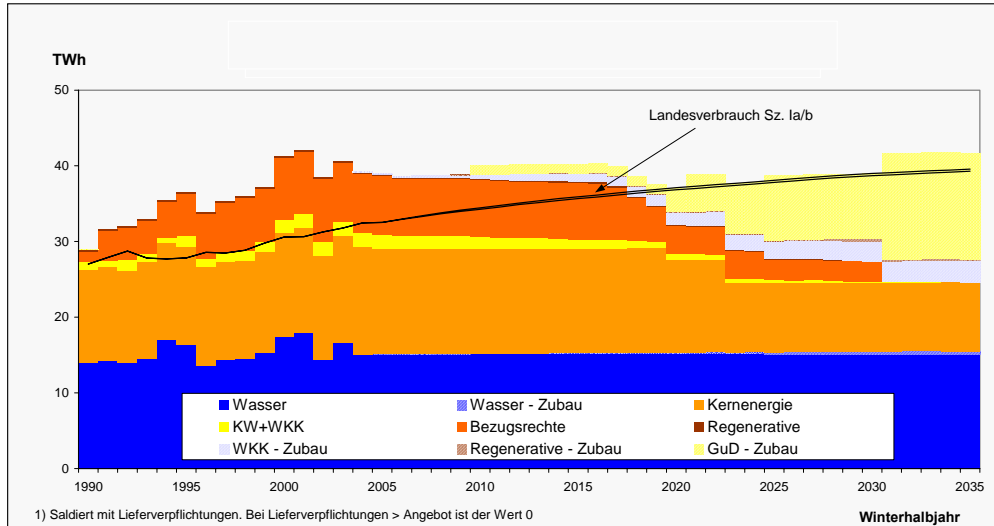
*Coûts, semestre estival, puissance requise, etc. en cours d'élaboration*

## Variantes de l'offre d'électricité (4)

Perspective demande I;

Stratégies B (fossile centralisé → fossile centralisé),

G (fossile centralisé → nucléaire) ou H (fossile centralisé → EE); 2035



La taille des tranches pour les CCC permet d'adapter la production nationale à la demande; la phase préliminaire est relativement courte.

*Compensation des émissions supplémentaires de CO<sub>2</sub> en cours d'élaboration*

*Coûts, semestre estival, puissance requise, etc. en cours d'élaboration*