



Schweizerische Eidgenossenschaft  
Confédération suisse  
Confederazione Svizzera  
Confederaziun svizra

Office fédéral de l'énergie OFEN

# Perspectives énergétiques 2035 / 2050

## Deuxième rapport

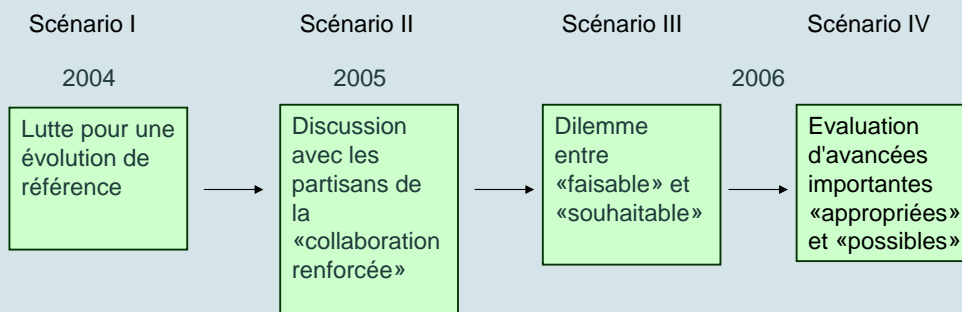
Forum du 10 mars 2006



Mars 2006  
Martin Renggli



## Introduction (1): Voie suivie jusqu'ici par le groupe de travail Perspectives



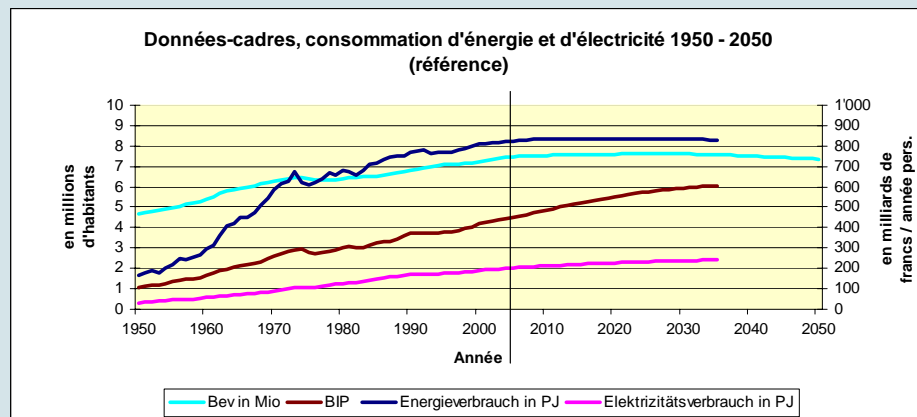
Perspectives énergétiques 2035 / 2050 – Deuxième rapport  
Martin Renggli

2

	Scénario I	Scénario II	Scénario III	Scénario IV
	2004	2005	2006	2006
Caractéristiques	Lutte pour une évolution de référence <ul style="list-style-type: none"><li>• Poursuite d'une dynamique modérée</li><li>• Scénario avec instruments politiques utilisés jusqu'ici</li></ul>	Discussion avec les responsables de la «collaboration renforcée» <ul style="list-style-type: none"><li>• Utilisation des potentiels économiques</li><li>• Scénario avec instruments politiques discutés</li></ul>	Dilemme entre «faisable» et «souhaitable» <ul style="list-style-type: none"><li>• Application des «best practice» si réaliste</li><li>• Scénario avec mesures et objectifs possibles</li></ul>	Evaluation d'avancées importantes «appropriées» et «possibles» <ul style="list-style-type: none"><li>• Innovations techniques et sociales en cours</li><li>• Scénario avec objectifs possibles</li></ul>
Clarifications	<ul style="list-style-type: none"><li>• Années des constructions, installations appareils, véhicules</li><li>• Effets de la quantité, dépendant notamment du PIB et de la démographie</li><li>• Effets sur les prix, fin du pétrole bon marché, début <u>notamment</u> des énergies renouvelables</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Fonction des instruments politiques</li><li>• Identification des obstacles</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• A définir: nature des instruments, notamment prix de l'énergie doublés</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• A définir: potentiel des techniques-clés, limites du concevable (procédure Delphi simplifiée)?</li></ul>
Résultats	<ul style="list-style-type: none"><li>• Conservateur sur les plans technique, social et politique</li><li>• Efficacité énergétique compensée par kilomètres de surface</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Conservateur sur les plans technique et social</li><li>• Désir politique de changer, il faut maintenir la pression</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• A définir</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• A définir</li></ul>



## Introduction (2): Les principaux facteurs de la demande en énergie



Graphique: Prognos / OFEN  
2006

Perspectives énergétiques 2035 / 2050 – Deuxième rapport  
Martin Renggli

3

Dans le scénario I, les demandes d'énergie accumulées des futurs appareils, installations, véhicules etc. suivent une tendance qui se dessine depuis le début des années 90.

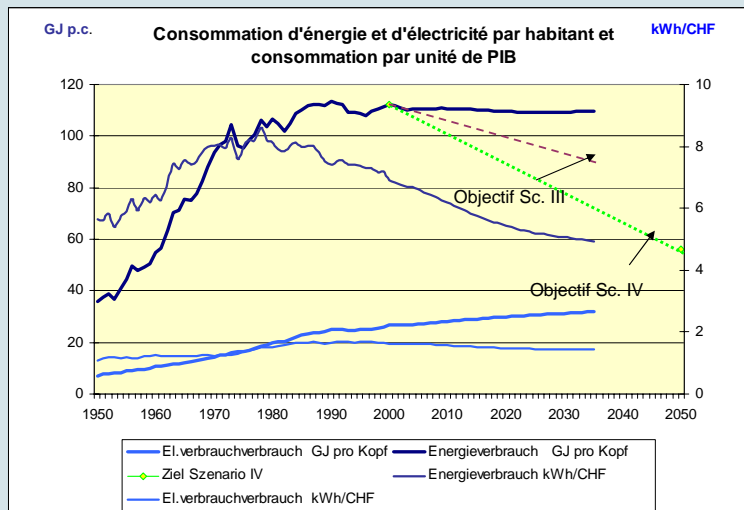
La demande globale d'énergie (bleu foncé) ne suit plus la croissance économique (brun) depuis le début des années 90. L'économie est ainsi un peu plus à même de surmonter les hausses des prix de l'énergie que dans les années 70 (également dans les autres pays de l'OCDE). La future demande d'énergie suit à peu près l'évolution de la croissance de la population (bleu clair).

Tandis que la consommation globale d'énergie finale a enregistré deux nettes ruptures de tendance depuis 1950 (dans les années 70 et dans les années 90), la courbe de la consommation d'électricité (rose) n'a connu qu'un léger aplatissement de sa croissance au début des années 90.

La demande d'électricité (rose) continue de suivre l'évolution du PIB. Elle se distingue également par un aplatissement de la courbe de croissance du PIB depuis le début des années 90 et par une croissance du PIB de 1% en moyenne dans la variante «tendance PIB».



### Introduction (3): Scénario I: poursuite de la politique actuelle – dynamique modérée



Perspectives énergétiques 2035 / 2050 – Deuxième rapport  
Martin Renggli

4

Les courbes de la consommation d'énergie finale par habitant et par unité de PIB (en francs) expliquent les tendances mentionnées précédemment pour le scénario I «Poursuite de la politique actuelle».

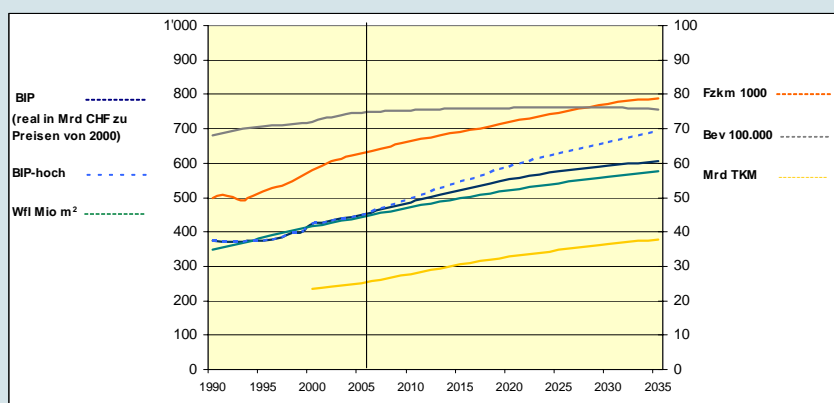
La consommation d'énergie par habitant stagne depuis le milieu des années 80 et se poursuit dans le scénario I. Les scénarios III et IV montrent comment cette tendance s'inverse avec une diminution de la consommation par habitant.

L'intensité énergétique mesurée en KWh par unité de PIB (en francs) a augmenté jusqu'au début des années 70 et diminue depuis. Les perspectives du scénario «tendance» suivent cette évolution.

La tendance de la consommation d'électricité par habitant des années 90 se poursuit dans le scénario I. Contrairement à l'intensité énergétique, l'intensité par unité de PIB reste pratiquement constante ou diminue légèrement dans les résultats de modélisation.



## Introduction (4): Aperçu des données-cadres choisies (scénarios I – III)



Perspectives énergétiques 2035 / 2050 – Deuxième rapport  
Martin Renggli

5

## Données-cadres et prix – perspectives énergétiques 2035

(scénario I)

Données-cadres	Unité	1990	2000	2010	2020	2030	2035
Tendance PIB (en val. réelles, par rap. prix de 2000)	mia CHF	374.41	422.76	486.18	552.68	592.92	605.81
BIP élevé (en val. réelles, par rap. prix de 2000)	mia CHF	374.41	422.76	497.04	590.64	662.53	692.24
Population	mio	6.80	7.21	7.54	7.60	7.61	7.57
Surface habitable (SRE)	mio m <sup>2</sup>	349.28	416.50	472.14	521.76	561.22	577.08
Personnes-kilomètres	1000 km	42.65	49.55	56.54	61.19	65.91	67.26
Service de transport de marchandises (tkm)	mia tkm		23.31	27.75	23.84	36.39	

### Prix (en valeurs réelles, CHF 2003) pétrole à 30\$ le baril

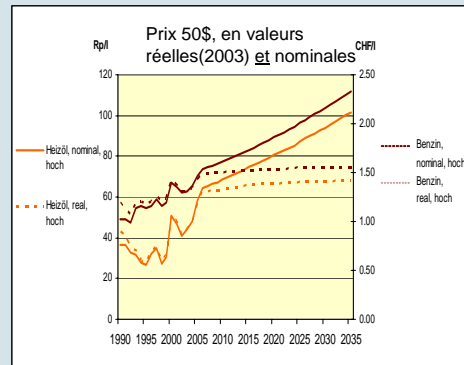
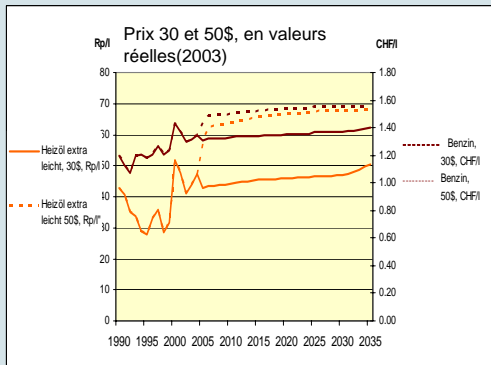
Ménages	huile de chauffage extra-légère	ct./l	42.85	51.93	44.16	46.04	46.84	50.58
	électricité	ct./kWh	17.99	19.21	17.09	18.08	18.56	18.18
Industrie	huile de chauffage extra-légère	CHF/t	461.53	525.98	432.20	445.51	449.17	488.86
	électricité	ct./kWh	15.06	11.92	9.49	10.44	11.00	10.80
Transports	essence	CHF/l, TVA incluse	1.20	1.43	1.33	1.36	1.37	1.40
	diesel	CHF/l, TVA incluse	1.35	1.47	1.40	1.44	1.45	1.49

### Prix (en valeurs réelles, CHF 2003) pétrole à 50\$ le baril

Ménages	huile de chauffage extra-légère	ct./l	42.85	51.93	63.85	66.72	67.85	68.04
	électricité	ct./kWh	17.99	19.21	17.09	18.32	19.04	18.77
Industrie	huile de chauffage extra-légère	CHF/t	461.53	525.98	646.51	667.59	672.78	674.67
	électricité	ct./kWh	15.06	11.92	9.49	10.72	11.58	11.50
Transports	essence	CHF/l, TVA incluse	1.20	1.43	1.50	1.54	1.56	1.56
	diesel	CHF/l, TVA incluse	1.35	1.47	1.60	1.64	1.66	1.66



## Introduction (5): Prix de l'énergie





## Scénario II: collaboration renforcée (1) Instruments politiques

Les instruments politiques se fondent sur les progrès techniques «autonomes» et sur la politique poursuivie jusqu'ici.

Les propositions actuelles concernant le centime climatique, la taxe sur le CO<sub>2</sub> pour les combustibles, le financement des surcoûts pour le «courant vert» (selon LAPeI/révision de la LEne) et les efforts «librement consentis» sont développées.

**Blick ONLINE** NEWS ► WIRTSCHAFT  
**Klimarappen will 724 Mio. investieren**

**Leuenberger will CO<sub>2</sub>-Abgabe** 15.2.06  
Bern, 15. Febr. (sda) Bundespräsident Moritz Leuenberger hält an einer CO<sub>2</sub>-Abgabe auf fossilen Brennstoffen fest. Ohne eine solche Abgabe könne die Schweiz die Ziele des Kyoto-Protokolls nicht erfüllen, betont der Umweltminister. Bis im

**Der Brennstoff-Klimarappen – ein effizienter Beitrag zur Senkung der CO<sub>2</sub>-Emission** 22.02.06

**Gasindustrie will eigenen Klimarappen**

Nach dem Klimarappen I und II soll es nun auch noch einen «Klimarappen II» geben. Das 19.02.06

**320 Millionen für Ökostrom**

Departement Leuenberger präsentiert neues Fördermodell 19.02.06

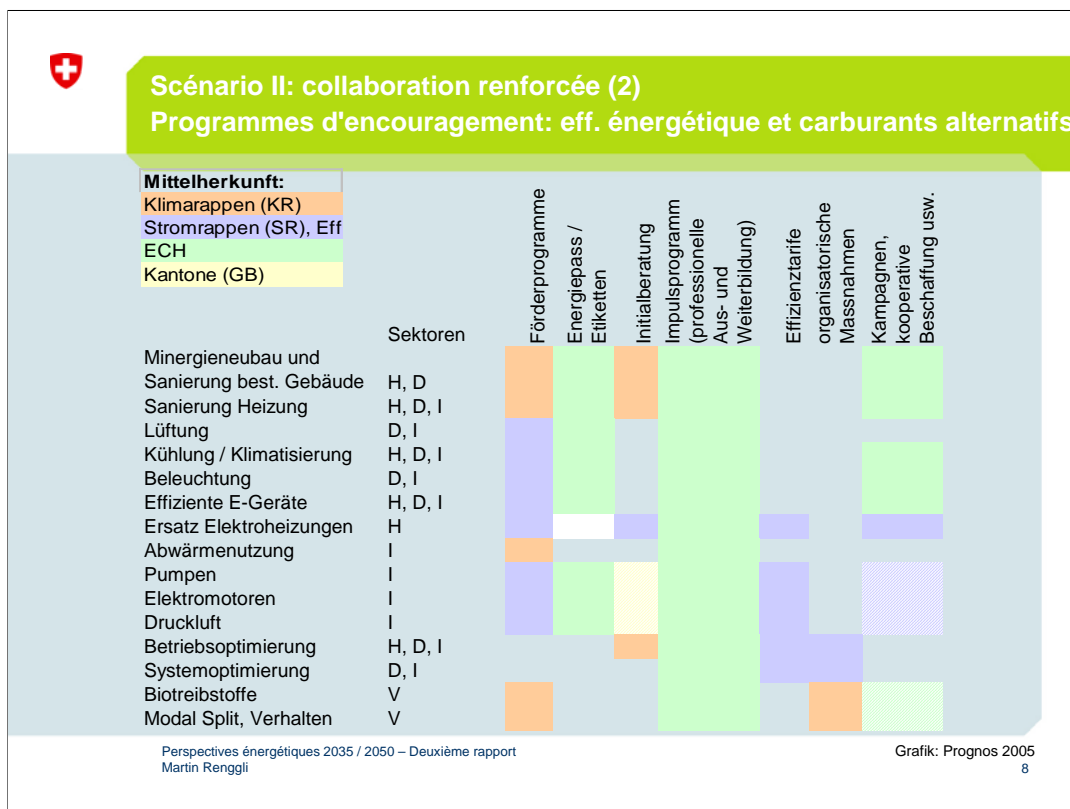
**Das Bohrloch wird teurer** 15.2.06  
Beim Basler Erdwärmeprojekt steigen die Kosten massiv

**Bio-Energie**  
**Axpo steigt bei Kompogas ein** 18.02.06

Perspectives énergétiques 2035 / 2050 – Deuxième rapport  
Martin Renggli

7

- Les acteurs réorientent légèrement les priorités d'investissement et d'action vers l'efficacité énergétique; pas de changement de paradigmes, mais exploitation renforcée des potentiels économiques.
- Adaptation modérée et accélérée des prescriptions de construction aux progrès techniques (normes SIA, étiquette-énergie).
- Le DETEC a l'intention de prélever une taxe CO<sub>2</sub> (35 CHF/t) sur les combustibles pour réaliser les objectifs en matière de CO<sub>2</sub> en 2010 et pour continuer à inciter l'économie à passer des conventions d'objectifs. L'effet de la taxe constante (en termes nominaux) diminue à long terme (augmentation du prix l'huile de chauffage de 24% en 2006, puis de 15% en 2035).
- Pas de taxe CO<sub>2</sub> sur les carburants, mais système de bonus-malus pour les véhicules privés neufs ainsi qu'allègement fiscal et exonération fiscale pour les carburants alternatifs.
- Programmes d'encouragement considérablement renforcés au moyen de subventions directes et d'aides financières à parts plus ou moins égales pour les mesures de transaction (p. ex. perfectionnement des spécialistes, diagnostics énergétiques dans les PME, etc.). A la différence du centime climatique, le scénario II se rapporte à la période après 2010 (après Kyoto, après SuisseEnergie).



## Scénario II: provenance des fonds

Source	Scénario	en millions de CHF/an
Centime climatique (CC)	(sc II)	100
Centime électrique (CE), efficacité	(sc II)	50
SuisseEnergie (ECH)	(sc I & II)	45
Cantons / budget global (BG)	(sc I & II)	40
Courant à partir des ER (financement des surcoûts)	(sc II)	330 <sup>1</sup>
<b>Total</b>		<b>565</b>

<sup>1</sup>) Encouragement par le financement de la différence entre le prix de revient de chaque technologie et le prix de revient moyen du «parc» conventionnel. Dans une variante, on prévoit également 110 millions de CHF/an, dont 30 millions de CHF/an sont déjà pris en compte dans le scénario I.

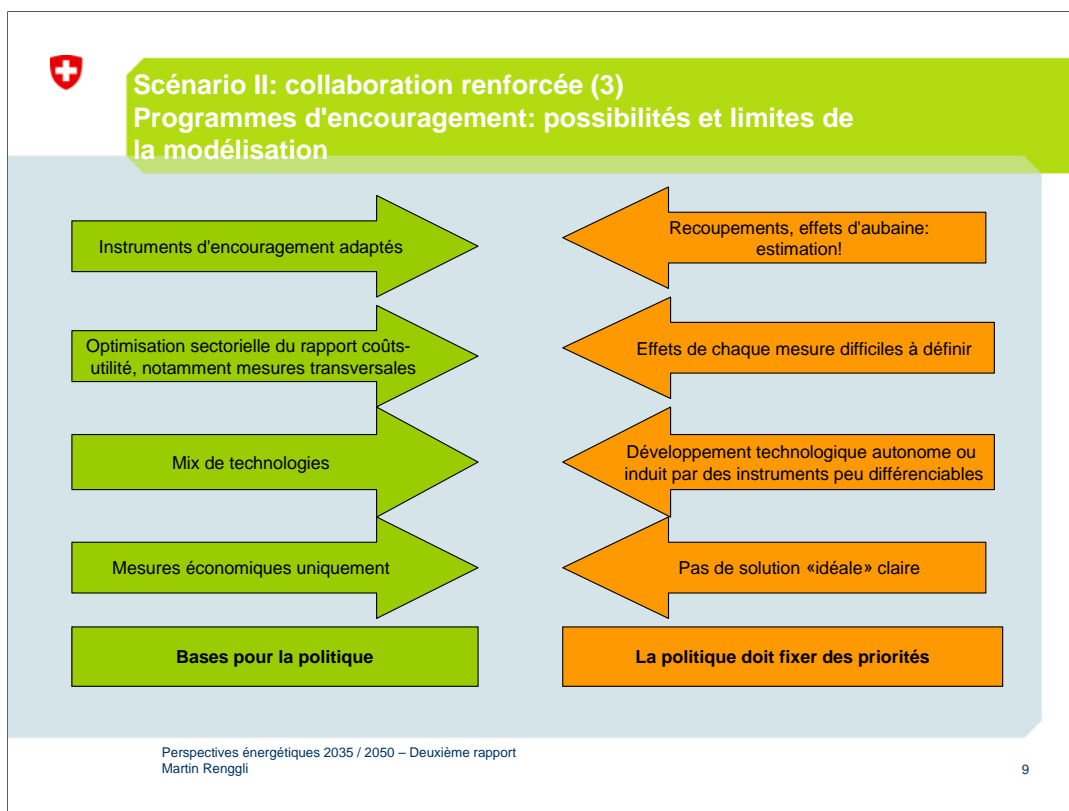
## Scénario II: utilisation des fonds

Usage	en millions de CHF/an
Achat de certificats CO <sub>2</sub> à l'étranger (CC)	30
Efficacité énergétique et chaleur ER M (CC, CE, BG, ECH)	50
Efficacité énergétique et chaleur ER S (CC, CE, BG, ECH)	50
Efficacité énergétique et chaleur ER I (CC, CE, BG, ECH)	50
Carburants à partir des ER (CC)	30
Autres mesures dans les transports (CC, ECH)	25
Courant à partir des ER (CE, financement des surcoûts)	330
<b>Total</b>	<b>565</b>

Secteurs:

M: ménages, S: services/arts et métiers/agriculture, I: industrie, T: transports





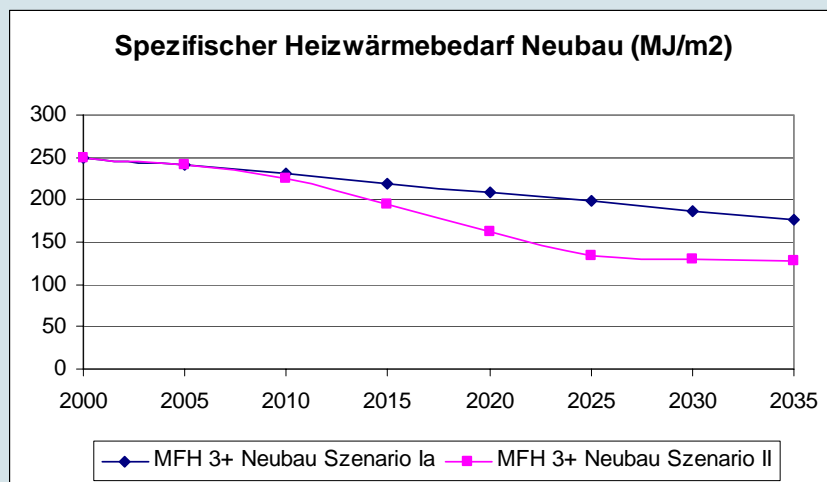
## Possibilités et limites de la modélisation

Il n'y a pas un seul mix d'instruments possible; les solutions sont multiples. La «politique» doit fixer des priorités.

- Au sein des secteurs de consommation, on suppose une répartition des fonds d'encouragement avec le meilleur rapport coûts-utilité possible. Les programmes de l'économie, de la Confédération (mesures de transaction SuisseEnergie, contributions globales) et des cantons sont harmonisés afin d'en optimiser les effets. On ne peut toutefois plus connaître les effets de chaque mesure prise séparément.
- Le courant produit à partir de sources d'énergies renouvelables est encouragé de manière optimale en fonction du coût (priorité à la solution la moins chère), ce qui requiert un mix; le budget d'encouragement peut être économisé pour les années suivantes afin de réaliser les investissements durant des périodes favorables.
- Les connaissances issues d'évaluations (promotion Minergie, SuisseEnergie, etc.) sont prises en compte. Les recoupements des effets et l'effet d'aubaine des programmes d'encouragement (investissements induits tant par les prix de l'énergie que par les programmes d'encouragement) sont pris en compte avec des valeurs approximatives.
- Les données concernant les besoins en énergie thermique, les taux d'efficacité, etc. sont directement intégrés dans les modèles de calcul. Des calculs auxiliaires sont en revanche nécessaires pour p. ex. les programmes d'encouragement (rénovations supplémentaires par franc d'encouragement) et certaines mesures, telles que le redimensionnement de pompes, de ventilateurs, etc.



## Scénario II: demande d'énergie finale (1) Exemple des ménages



Prognos 2005

Perspectives énergétiques 2035 / 2050 – Deuxième rapport  
Martin Renggli

10

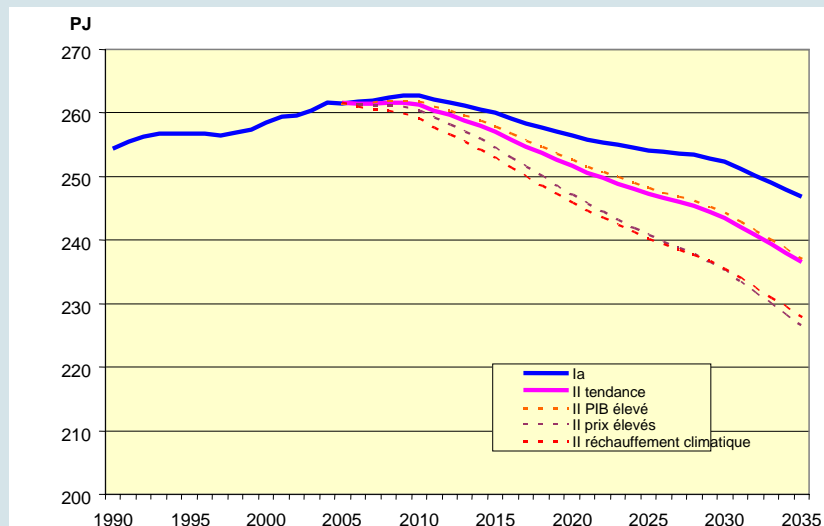
Le graphique montre l'évolution des besoins en énergie thermique (MJ/m<sup>2</sup>) selon les prescriptions s'appliquant aux nouveaux immeubles d'habitation

### Exemples d'instruments et de mesures supplémentaires dans les ménages:

- Nouvelles constructions et rénovations Minergie encouragées à hauteur de 5 millions de CHF/an → réduction de 3% des besoins en énergie thermique grâce à des rénovations, un effet d'aubaine d'environ 40% est éliminé
- Programme partiel de construction avec 10 millions de CHF/an → augmentation de la surface habitable rénovée sur le plan énergétique de 5% (immeubles d'habitations) à 12% (maisons individuelles). La variante «prix élevés» réduit l'effet car le niveau de rénovation est plus élevé
- Certificat pour les bâtiments: 30% des coûts liés à la consommation subventionnés (lors de rénovations) → 20% des rénovations sommaires se transforment en rénovations énergétiques: amélioration de 30% par rapport à une rénovation standard
- Programmes de formation et de perfectionnement pour les spécialistes en chauffage encouragés à hauteur de 1,5 million de CHF/an (600 personnes à 2 j/an ) → taux d'efficacité des installations de chauffage amélioré de 0,6%, 12% d'énergie auxiliaire (1/4 du potentiel) économisée
- Subventions de 2500 à 5000 CHF pour le passage d'un chauffage électrique à un système de pompes à chaleurs, biomasse → équipement de 18'000 appartements supplémentaires occupés en permanence d'ici 2035
- Subventions pour sècheuses avec pompes à chaleur (INA pour maisons individuelles)
- Bons (10'000 bons de 100 CHF par an) remis à l'achat d'appareils A++ → 20'000 appareils A++ supplémentaires, consommation des nouveaux appareils réduite de 0,6% (effet d'aubaine réduit de 50%)
- Information et conseils sur la réduction des coûts de transaction des ménages



## Scénario II: demande d'énergie finale (2) Exemple de la demande d'énergie finale des ménages



Perspectives énergétiques 2035 / 2050 – Deuxième rapport  
Martin Renggli

11

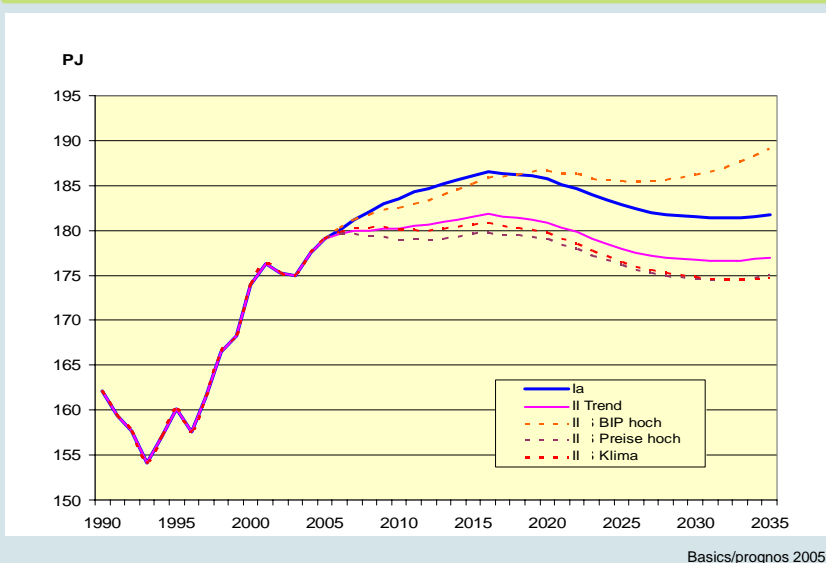
Le graphique montre la consommation d'énergie finale des ménages avec la variante «tendance» (rose) et les variantes «prix élevés, PIB élevé, réchauffement climatique» (traitillé) par rapport au scénario I (bleu). La variante «prix élevés» a une faible influence, étant donné que les coûts par kWh économisé supplémentaire augmentent rapidement.

La demande dans le secteur «ménage» est moins axée sur l'énergie fossile que dans le scénario I. La demande d'électricité augmente moins fortement que dans le scénario I.

Economies et coûts (tendance)	2006 – 2020	2006 – 2035
(1) Economies cumulées (PJ)	12.6	66.3
(2) Réduction de CO <sub>2</sub> cumulée (en mio de tonnes)	0.37	1.82
(3) Coûts cumulés (2005; en mio de francs)	350	653
(4) Economies spécifiques (coûts des «négawatts») en ct./kWh		
(3): (1) chaleur	10.1	3.5
(3): (1) électricité	9.0	4.2



### Scénario II: demande d'énergie finale (3) Exemple de l'industrie / des arts et métiers



Perspectives énergétiques 2035 / 2050 – Deuxième rapport  
Martin Renggli

12

Le graphique montre la consommation finale dans les variantes Ia (bleu) et II (rose). Avec la variante «PIB élevé» (traitillé), la consommation dès 2020 est plus forte que dans le scénario I, même en cas de «collaboration renforcée».

#### Instruments et mesures dans l'industrie:

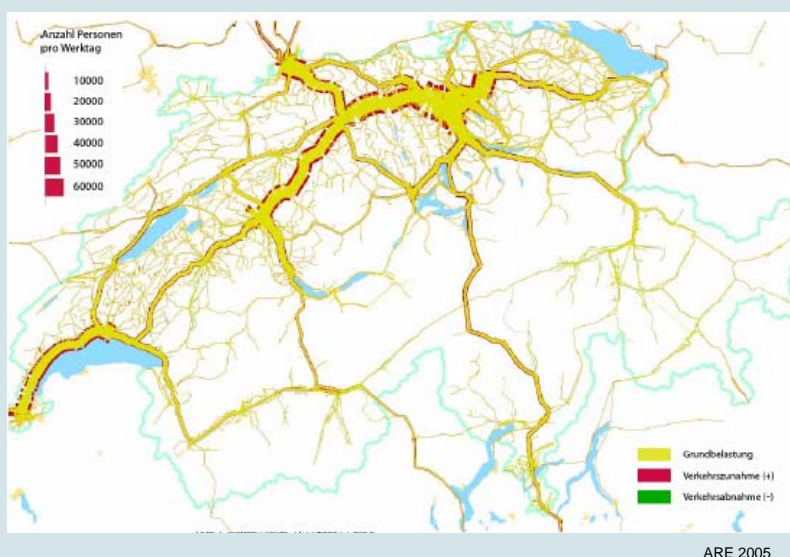
- Conventions en vue d'une exonération de la taxe CO<sub>2</sub> sur les combustibles et des prescriptions détaillées des cantons, extension des paragraphes concernant les gros consommateurs aux PME
- Subventions pour les coûts de transaction (20 millions de francs par an), notamment pour les diagnostics énergétiques dans les PME en vue d'une utilisation des potentiels d'efficacité économiques (de 5 à 10%; délais de remboursement entre 4 et 5 ans)
- Diagnostics énergétiques: subventions pour les techniques à haute efficacité énergétique (10 millions de francs par an)
- Tarifs d'efficacité des fournisseurs d'énergie pour récompenser les «négawatts» – également attrayant pour les fournisseurs d'énergie en cas d'augmentation des coûts d'acquisition de courant

#### Instruments et mesures dans le secteur des services et de l'agriculture:

- Prescriptions comme pour les ménages, accent mis sur les installations techniques, les systèmes d'aération, d'éclairage et de climatisation (les coûts du courant sont 3x plus élevés que les frais de combustible)
- Conventions et subventions comme pour l'industrie et les PME



## Scénario II: demande d'énergie finale (4) Exemple des transports – évolution du trafic des transports publics



Perspectives énergétiques 2035 / 2050 – Deuxième rapport  
Martin Renggli

13

Le graphique montre à titre d'exemple la charge foncière et l'augmentation du trafic (rouge foncé) des transports publics selon les nouvelles perspectives 2000 – 2030 du DETEC (ARE) pour le trafic voyageurs. Le scénario de base sur le trafic, supposé pour les scénarios I à III, s'inscrit dans le prolongement des évolutions de l'offre de transports publics des dix dernières années (augmentation de 44% du trafic des transports publics). Dans le scénario IV, on suppose un scénario alternatif: «Rééquilibrage régional et rareté des ressources» (augmentation de 61% du trafic des transports publics).

### • Chiffres concernant le trafic voyageurs (scénario de base):

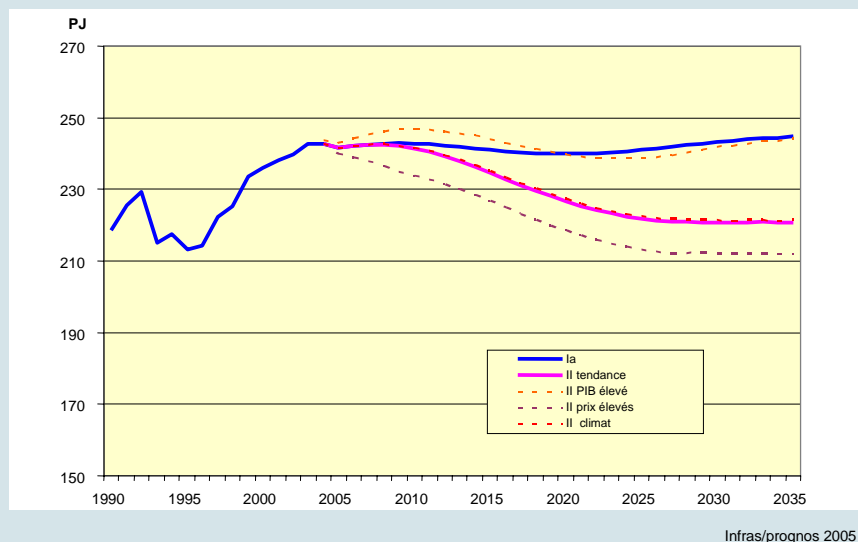
- transports publics + 44% personnes-kilomètres
- véhicules motorisés individuels + 26% véhicules-kilomètres
- la part de marché des transports publics passe de 39 à 47%

### • Chiffres concernant le trafic de marchandises (scénario de base):

- trafic ferroviaire + 85% tkm
- trafic routier + 35% tkm
- La part de marché du rail passe de 39 à 47% notamment lorsque le trafic de transit s'accroît fortement (renversement de tendance)



## Scénario II: demande d'énergie finale (5) Exemple des transports



Perspectives énergétiques 2035 / 2050 – Deuxième rapport  
Martin Renggli

14

Le graphique montre une baisse de la consommation d'énergie dans les transports à partir de 2010 dans le scénario II (rose).

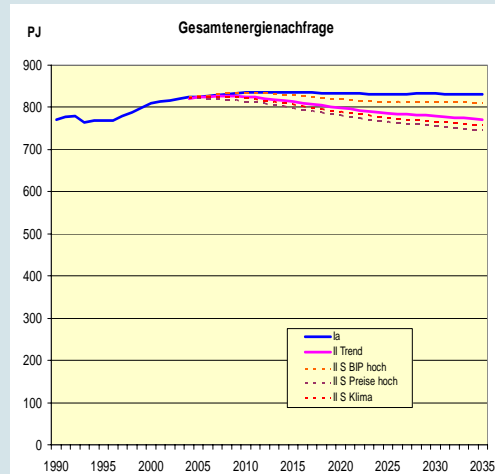
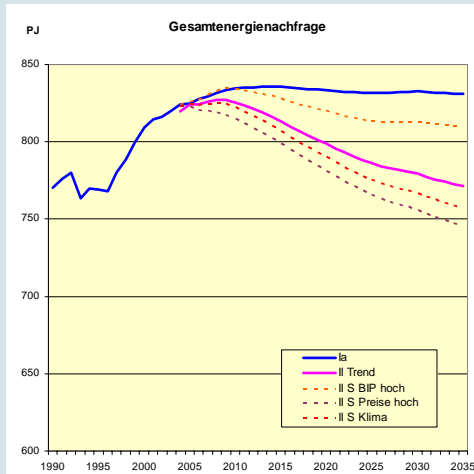
Dans le scénario II (rose), le diesel est utilisé à la place de l'essence dans une forte mesure; les carburants alternatifs représentent une part d'environ 10% d'ici 2020 (objectif UE: 20%). L'efficacité des véhicules motorisés est fortement améliorée comparativement au scénario I (bleu).

### Exemples d'instruments et de mesures de politique énergétique dans les transports:

- Incitations au niveau des prix: système de bonus-malus pour les nouveaux véhicules automobiles → réduction de 3% par an de la consommation spécifique (au lieu de 1,5% par an dans le scénario I)
- Encouragement fiscal pour les carburants provenant de sources d'énergies renouvelables (révision de l'impôt sur les huiles minérales):
  - 5,8% d'ethanol d'ici à 2020 (essence)
  - 5,0% de biodiesel, EMC après 2020
  - 10% de biogaz dans le gaz naturel utilisé comme carburant (environ 140'000 de véhicules d'ici à 2035)
  - (limites: importations 50% moins chères que production indigène)
- Peu de subventions proviennent du centime climatique, car les possibilités d'utilisation sont limitées (p. ex. Eco-Drive) et les fonds pour p. ex. les investissements dans les systèmes de transport efficaces sont inférieurs à la masse critique



## Scénario II: collaboration renforcée – demande d'énergie finale (6) énergie globale



Prognos 2005

Perspectives énergétiques 2035 / 2050 – Deuxième rapport  
Martin Renggli

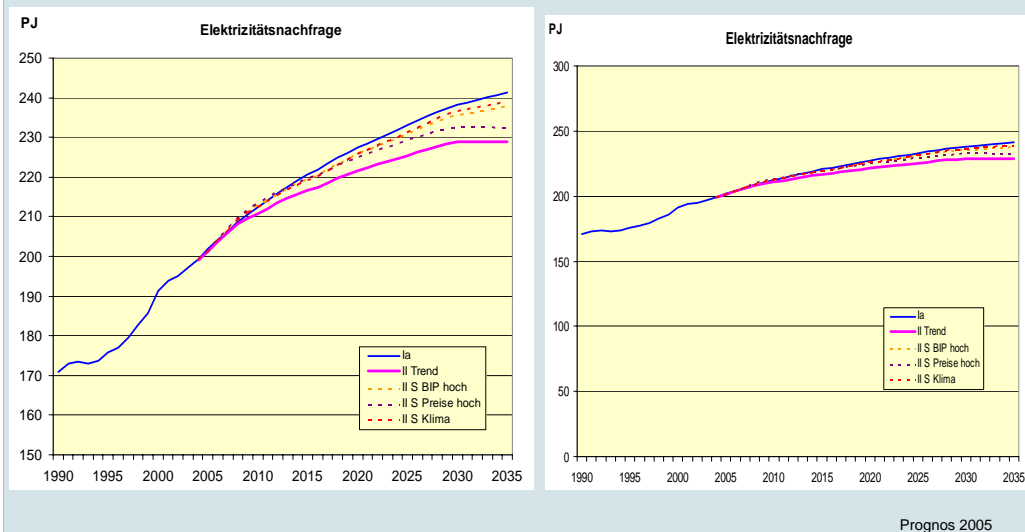
Demande d'énergie globale (deux échelles):

**A gauche** sans point zéro pour illustrer les différentes évolutions à une plus grande échelle.

**A droite** avec point zéro, illustre les (faibles) différences de sensibilité concernant la demande d'énergie globale. En 2035, la demande globale (variante «tendance») du scénario II n'est inférieure que de 8% par rapport au scénario I (sans taxe CO<sub>2</sub>).



## Scénario II: collaboration renforcée – demande d'énergie finale (7) électricité



Perspectives énergétiques 2035 / 2050 – Deuxième rapport  
Martin Renggli

Demande d'électricité, illustration avec et sans point zéro.

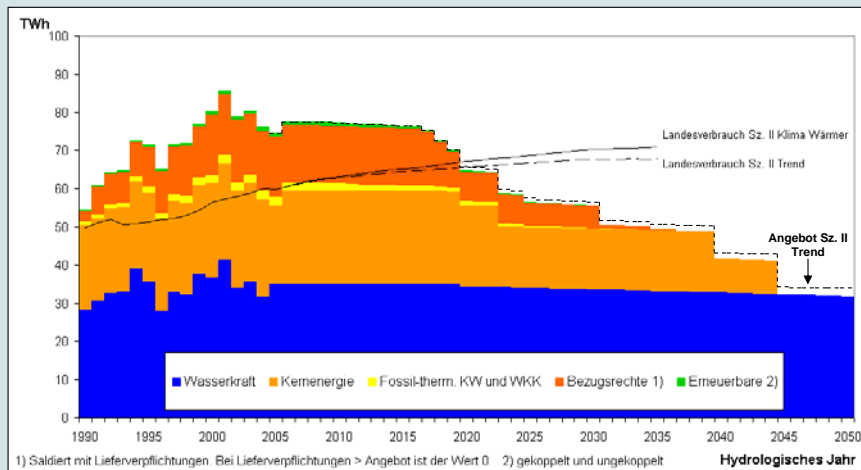
Scénario II: stabilisation dès 2030 seulement, augmentation de 24% entre 2000 et 2035 dans la variante «tendance». En 2035, la demande d'électricité (variante «tendance») du scénario II n'est inférieure que de 5% par rapport au scénario I.

Dans la variante «réchauffement climatique», la consommation de courant augmente nettement moins que dans le scénario I (+29% contre +39%), et ce grâce aux prescriptions sur les systèmes de climatisation prévues dans le scénario II.





## Scénario II: offre d'électricité (1) Déficits (hypothèse) – variante «réchauffement climatique»



Perspectives énergétiques 2035 / 2050 – Deuxième rapport  
Martin Renggli

17

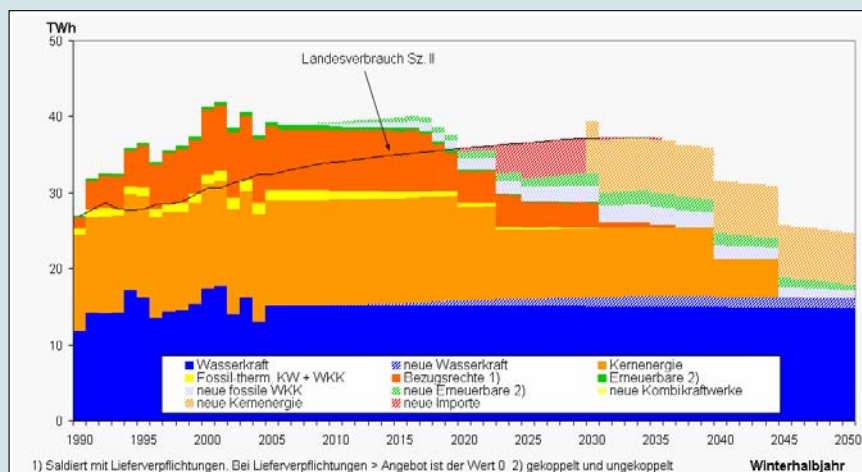
La figure montre les possibles déficits en électricité pour les variantes «tendance» (traitillé) et «réchauffement climatique». Si l'on renonce à accroître (remplacement ou extension) les capacités de production, le déficit se montera en 2035 à 16,8 TWh pour la variante «tendance» et à 21,5 TWh pour la variante «réchauffement climatique». Les cas climatiques extrêmes font encore l'objet de calculs – la puissance disponible notamment joue un rôle central.

		Déficit variante «tendance» (TWh) <sup>1</sup>					Déficit variante «réchauffement climatique» (TWh) <sup>1</sup>			
		2000	2020	2035	2050		2000	2020	2035	2050
Année	Offre globale	80.1	65.4	51.0	34.2		80.1	64.7	49.4	31.4
	Consommation nationale	56.4	65.8	67.8			56.4	67.1	70.9	
	Surplus / déficit	23.7	-0.4	-16.8			23.7	-2.4	-21.5	
Hiver	Offre globale	41.3	32.4	24.5	14.8		41.3	32.1	23.8	13.8
	Consommation nationale	30.6	35.8	37.2			30.6	36.6	38.9	
	Surplus / déficit	10.7	-3.4	-12.7			10.7	-4.5	-15.1	

<sup>1</sup> 1 TWh = 1 milliard de kWh = 3,6 PJ = 24'000t équivalent pétrole



## Scénario II: offre d'électricité (2) Variante A: couverture des déficits avec nouvelles importations et énergie nucléaire – en hiver

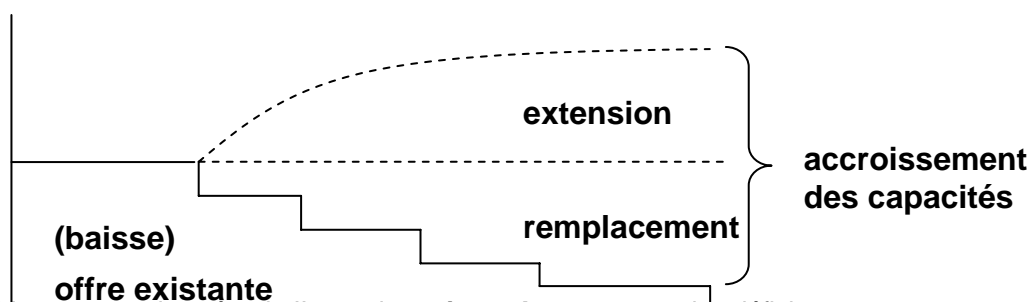


Perspectives énergétiques 2035 / 2050 – Deuxième rapport  
Martin Renggli

18

### Définition de «**accroissement**» des capacités de production de courant:

Pour combler les déficits en électricité, les scénarios partent de l'hypothèse que les installations de production mises hors service en raison de leur âge sont remplacées par des installations semblables (remplacement). Pour couvrir la demande croissante (dès 2003), on construit de nouvelles installations (extension) en tenant compte de l'évolution-cadre et des instruments politiques. Remplacement + extension = accroissement des capacités.



Le graphique montre le scénario II avec la **variante A**: couverture des déficits avec notamment de nouvelles importations et l'énergie nucléaire.

La variante «collaboration renforcée» suppose également une augmentation des importations entre 2020 et 2030 (surface hachurée en rouge). La variante A représentée ici suppose la construction d'une nouvelle centrale nucléaire de 1600 MW en 2030 (surface hachurée en orange), contrairement au scénario I où deux centrales doivent être remplacées ou renouvelées.

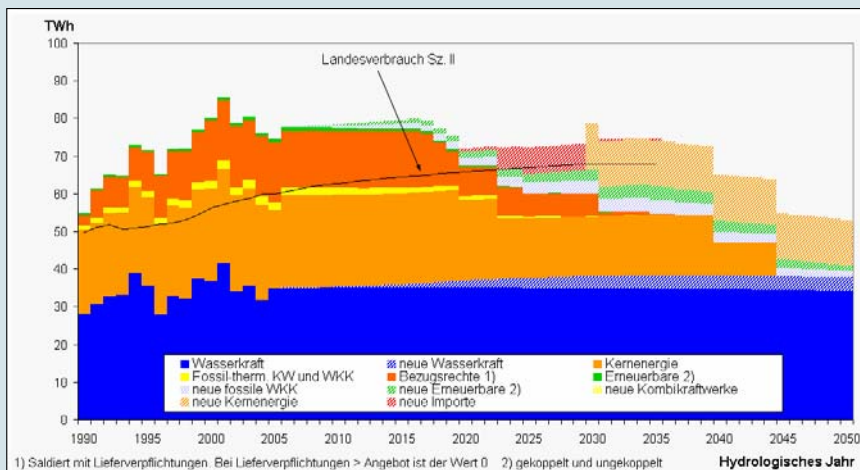
Dans le scénario II, la production de courant à partir de sources d'énergie renouvelables (vert) bénéficie d'un soutien financier renforcé, les installations thermiques fossiles CCF (surface hachurée en bleu clair) sont dans une grande mesure remplacées ou renouvelées de manière autonome. Dans la variante A, on renonce à accroître les capacités des centrales thermiques fossiles (installations au gaz à cycle combiné) -> cf. transparent 19.

S'il n'y a pas d'autre accroissement des capacités, le déficit réapparaît dès 2035. De prime abord, la variante A constitue probablement la solution la «moins chère». Les risques qui pèsent sur la sécurité de l'approvisionnement sont toutefois considérables dès 2020.



### Scénario II: offre d'électricité (3)

Variante A: couverture des déficits avec nouvelles importations et énergie nucléaire – sur toute l'année



Perspectives énergétiques 2035 / 2050 – Deuxième rapport  
Martin Renggli

19

Le graphique montre le scénario II, variante A, en valeurs annuelles. Si la production hivernale couvre la consommation nationale moyenne en hiver, il faudra s'attendre à des surplus d'exportations durant de longues périodes en été.

### Accroissement des capacités prévu pour la production conventionnelle de courant (en valeurs annuelles)

Force hydraulique (bleu): cf. transparent 20

Nucléaire (orange): La durée d'exploitation des installations existantes est de 50 ans ou (Mühleberg, Beznau) ou de 60 ans (Gösgen, Leibstadt); en 2030, une nouvelle installation nucléaire de génération III ou III+ de 1600 MW (7600 h/an) est en service. Il faudra attendre 2030 pour voir les premières installations de génération IV

Centrales au gaz à cycle combiné (jaune): Dans la variante A, les installations thermiques conventionnelles existantes sont arrêtées définitivement à la fin de leur durée d'exploitation

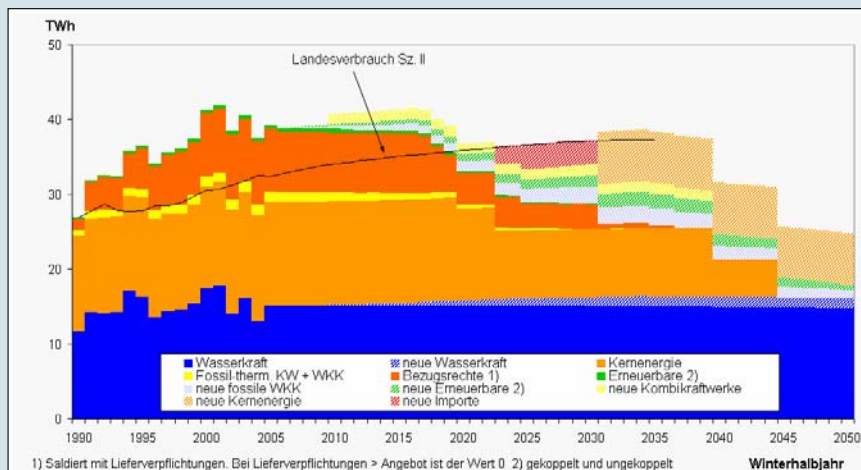
CCF (bleu clair): Le scénario I prévoit déjà accroissement autonome des capacités (par rapport à aujourd'hui) de 1,2 TWh. Le scénario II prévoit en plus 1,4 TWh; mais il ne prévoit pas d'augmentation sensible pour les piles à combustible

ER (vert clair): cf. transparent 20



#### Scénario II: offre d'électricité (4)

Variante B: couverture des déficits avec nouvelles importations, Chavalon et énergie nucléaire – en hiver



Perspectives énergétiques 2035 / 2050 – Deuxième rapport  
Martin Renggli

20

Le graphique montre le scénario II avec une **variante B**: couverture des déficits avec de nouvelles importations et une stratégie de transition axée sur la production thermique fossile, limitée à Chavalon (357 MW; 6000 h/an); construction d'une centrale nucléaire (au lieu de deux dans la variante A) nécessaire à long terme.

#### Accroissement des capacités prévu pour la production de courant à partir de sources d'énergie renouvelables (en valeurs annuelles)

##### Force hydraulique:

Les installations existantes sont remplacées, ce qui permet de compenser les pertes de débit résiduel (- 0,9 TWh environ). Les installations jusqu'à 10 MW bénéficient d'un soutien financier. Il faut y ajouter environ 1,0 TWh de transformations à moindre coût pour la grande hydraulique (>10 MW<sub>el</sub>). Cette valeur de 1,0 TWh est également supposée dans le scénario I. Le scénario II prévoit un accroissement des capacités de 3,5 TWh.

##### UIOM :

Les usines d'incinération des ordures ménagères représentent un (premier) potentiel d'extension de 300 GWh à l'aide de mesures à moindre coût. Ce potentiel est entièrement exploité dans le scénario II. Le potentiel de remplacement des UIOM est d'environ 1,5 TWh d'ici 2035. Le potentiel d'accroissement des capacités (remplacement + extension, cf. commentaires du transparent 18) est de 1,8 TWh au total, dont la moitié peut être comptée comme énergie renouvelable, selon la définition en cours actuellement (env. 0,9 TWh).

##### Nouvelles énergies renouvelables:

On suppose un financement optimal des surcoûts liés à la production de courant à partir de sources d'énergie renouvelables. Les fonds d'encouragement se montent à 330 millions de CHF/an. Les mécanismes des différents modèles (quotas, appels d'offres, rétribution de l'injection) ne sont pas examinés par le groupe de travail. Le scénario II prévoit un accroissement des capacités de 3,6 TWh au total d'ici 2035, sans la force hydraulique (en plus de l'accroissement des capacités de 0,4 TWh du scénario I):

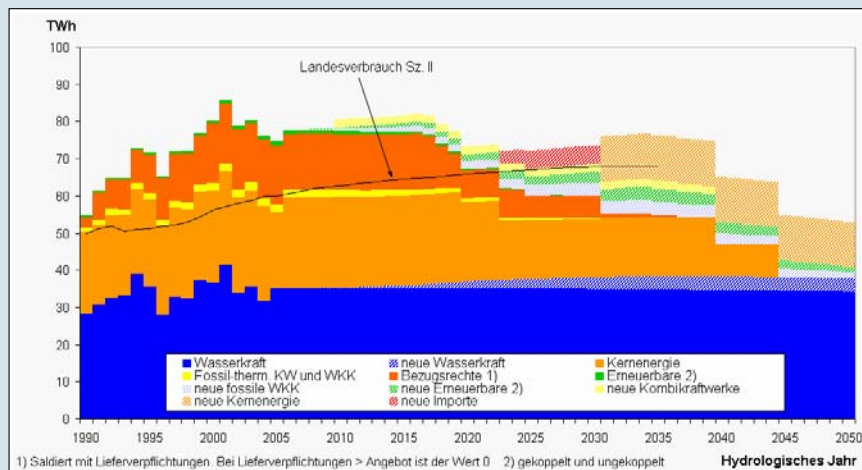
- rénovation des UIOM: 0,2 TWh (énergies renouvelables: 50%) et remplacement: env. 0,7 TWh
- CCF biomasse et centrales électriques: 0,1 TWh
- amélioration du taux d'efficacité des STEP: 0,4 TWh
- CCF biogaz: 0,8 TWh
- photovoltaïque: 0,2 TWh
- éolien: 0,6 TWh
- géothermie: 0,6 TWh

Au total, on prévoit un accroissement des capacités de 6,1 TWh d'ici 2035. Les contributions des technologies représentées ici ne constituent pas une solution claire, car, selon le scénario II, d'autres séquences temporelles sont possibles pour les investissements.



## Scénario II: offre d'électricité (5)

Variante B: couverture des déficits avec nouvelles importations, Chavalon et énergie nucléaire – sur toute l'année



Perspectives énergétiques 2035 / 2050 – Deuxième rapport  
Martin Renggli

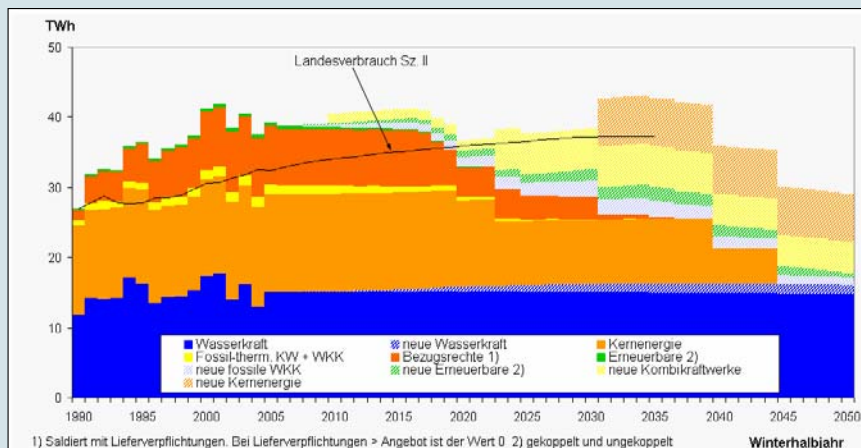
21

Le graphique montre la situation en valeurs annuelles.



### Scénario II: offre d'électricité (6)

Variante B: couverture des déficits sans nouvelles importations, avec centrales thermiques fossiles centralisées et én. nucléaire – en hiver



Perspectives énergétiques 2035 / 2050 – Deuxième rapport  
Martin Renggli

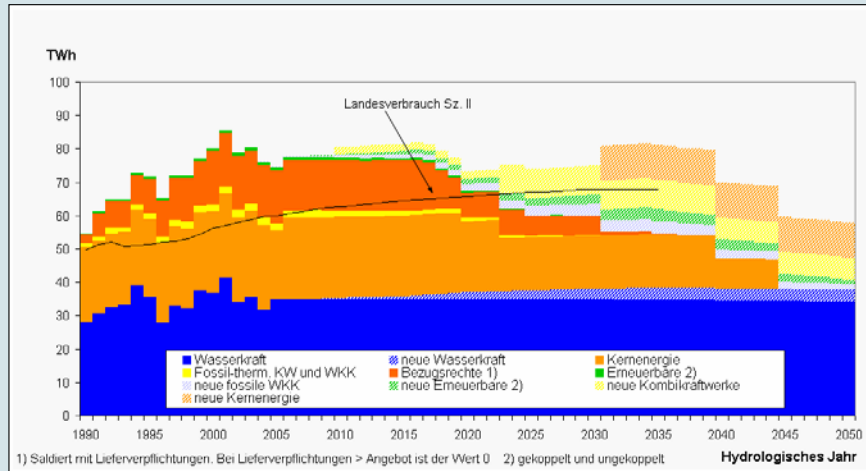
22

Le graphique montre le scénario II de la **variante B**: couverture des déficits avec notamment une stratégie de transition axée sur la production thermique fossile et un accroissement à long terme des capacités d'une centrale nucléaire (au lieu de deux avec la variante A). Comme on ne peut pas réaliser de nouvelles importations, deux centrales au gaz à cycle combiné de la (future) classe de puissance 550 MW sont nécessaire en plus de Chavalon.



## Scénario II: offre d'électricité (7)

Variante B: couverture des déficits sans nouvelles importations, avec centrales therm. fossiles centralisées et én. nucléaire – sur tout l'année



Perspectives énergétiques 2035 / 2050 – Deuxième rapport  
Martin Renggli

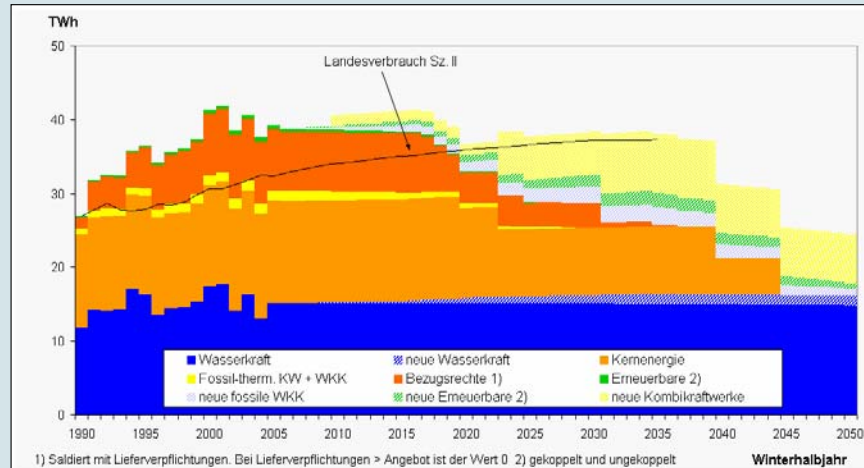
23

Le graphique montre la situation en valeurs annuelles.



## Scénario II: offre d'électricité (8)

Variante C: couverture des déficits sans nouvelles importations, avec centrales thermiques fossiles centralisées – en hiver



Perspectives énergétiques 2035 / 2050 – Deuxième rapport  
Martin Renggli

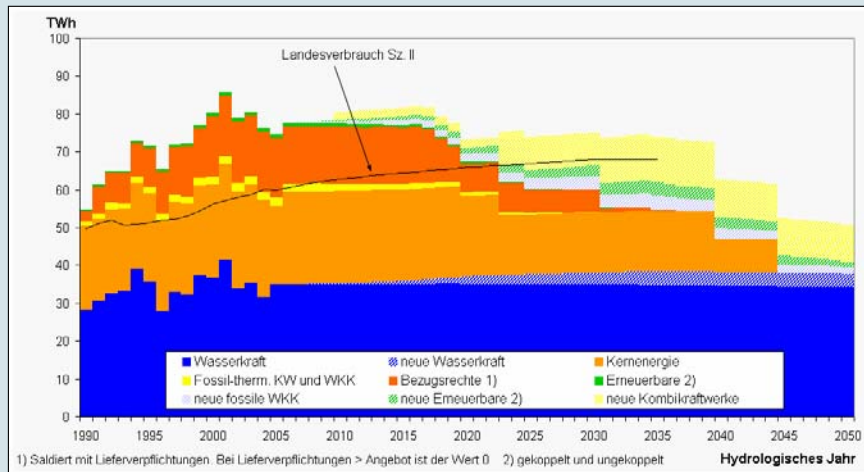
24

Le graphique montre le scénario II avec la **variante C**: couverture des déficits avec notamment les centrales thermiques fossiles centralisées. Si l'on renonce à construire de nouvelles centrales nucléaires, trois nouvelles centrales au gaz à cycle combiné de 550 MW (6000 h/an) seront nécessaires en plus de Chavalon (357 MW). Les installations doivent être construites à proximité des conduites de gaz à haute pression et des lignes de raccordement à haute tension.





**Scénario II: offre d'électricité (9)**  
**Variante C: couverture des déficits avec centrales thermiques**  
**fossiles centralisées – sur toute l'année**



Perspectives énergétiques 2035 / 2050 – Deuxième rapport  
Martin Renggli

25

Le graphique montre la situation en valeurs annuelles.



## Scénario II: offre d'électricité (10) Promotion des énergies renouvelables (état au 10.03.06)

Accroissement des capacités <sup>1)</sup> en GWh/an	2010	2020	2035	Remarque/source
Hydraulique jusqu'à 10 MW <sub>el</sub>	125	1'500	2'500	PSI, 2005; estimations Prognos
UIOM (~ 50% ER)	90	565	915	Potentiel d'extension limité; production suppl. d'él. en cas de remplacement (OFEN, 2005)
Biomasse (bois)	5	20	100	Conservateur, (cf. Infrac, 2004), peu encouragé
STEP	135	300	450	Infrac, 2004, SuisseEnergie, 2005; estimations Prognos
Biogaz	75	350	800	Infrac, 2004 estimations Prognos
Photovoltaïque	0	40	225	Peu encouragé dans le cadre du programme à meilleur coût
Eolien	50	250	600	Objectifs SuisseEnergie
Geothermie	20	100	550	PSI, 2005; SuisseEnergie, 2005; estimations Prognos
Total	500	3125	6140	

Perspectives énergétiques 2035 / 2050 – Deuxième rapport  
Martin Renggli

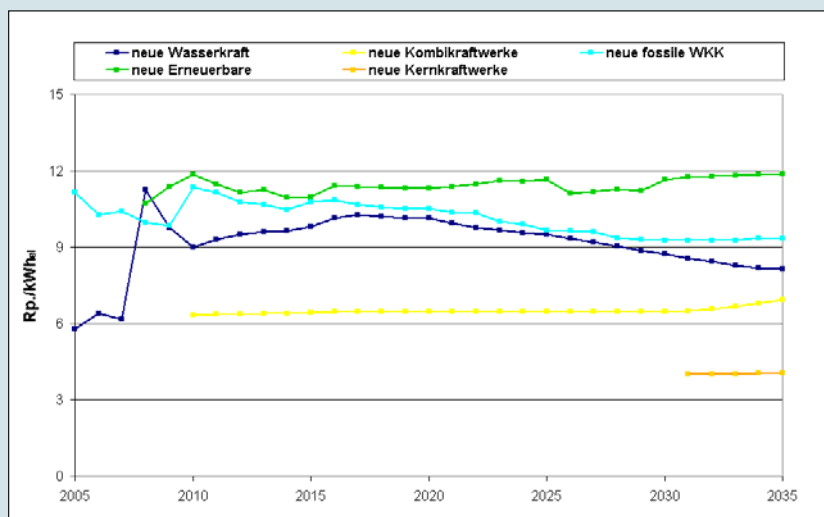
26

1) remplacement (UIOM existantes) + nouvelle construction = accroissement des capacités

Cf. explications transparents 20



## Scénario II: offre d'électricité (11) Coûts moyens de l'accroissement des capacités pour la variante B avec centrales thermiques fossiles centralisées et én. nucléaire



Perspectives énergétiques 2035 / 2050 – Deuxième rapport  
Martin Renggli

27

Rem.: prix de revient de l'électricité provenant directement des centrales (en termes d'économie politique), sans coûts externes (sans supplément CO<sub>2</sub>)

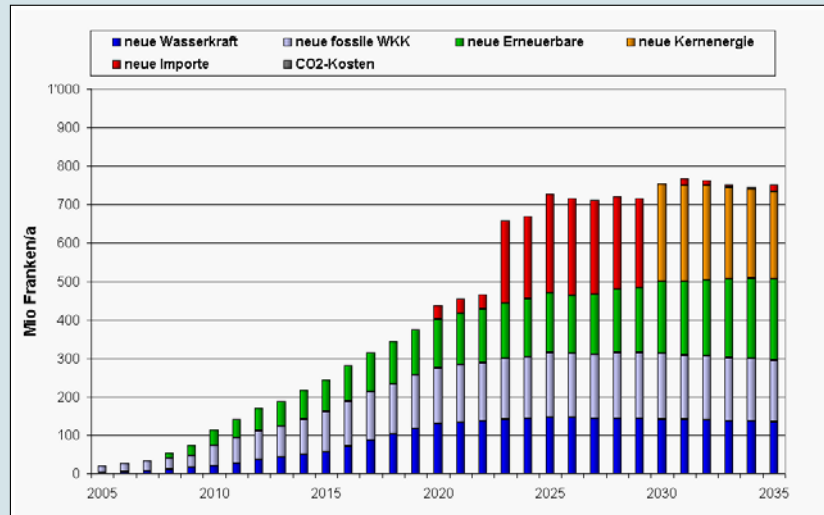
Le graphique montre les **coûts moyens** de la variante B où les déficits sont comblés notamment avec les centrales thermiques fossiles centralisées et l'énergie nucléaire. On peut y voir les coûts de l'accroissement des capacités de production (remplacement et extension) par année, divisés par la production supplémentaire obtenue (coûts en ct./kWh). Différents groupes de technologies y sont représentés.

Ces coûts sont considérés du point de vue économique:

- taux d'intérêt réel de 2,5% (pour toutes les technologies);
- combustibles fossiles pour l'instant sans supplément pour les coûts liés au CO<sub>2</sub>;
- frais de combustible pour l'énergie nucléaire y compris frais de gestion des déchets, de désaffectation et de rééquipement.



**Scénario II: offre d'électricité (12)**  
**Coûts annuels (escomptés) de l'accroissement des capacités pour la variante A avec nouvelles importations et énergie nucléaire**



Perspectives énergétiques 2035 / 2050 – Deuxième rapport  
Martin Renggli

28

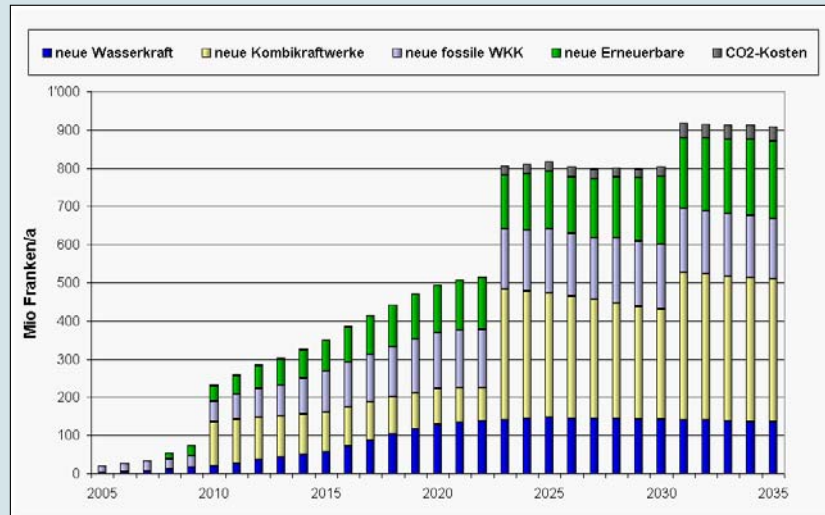
Le graphique montre les **coûts annuels** de la variante A où les déficits sont comblés avec notamment de nouvelles importations (rouge) et l'énergie nucléaire (orange): coûts de l'accroissement des capacités (remplacement et extension) par année. Différents groupes de technologies y sont représentés.

Ces coûts sont considérés du point de vue économique:

- taux d'intérêt réel de 2,5% (pour toutes les technologies);
- combustibles fossiles avec supplément pour les coûts liés au CO<sub>2</sub>; les coûts liés au CO<sub>2</sub> ne sont toutefois pas très visibles dans cette variante à cause de l'accroissement des capacités de l'énergie nucléaire et du fait que les nouvelles importations sont considérées comme exemptes de CO<sub>2</sub> selon la loi sur le CO<sub>2</sub>;
- frais de combustible pour l'énergie nucléaire et frais de gestion des déchets, de désaffectation et de rééquipement.



### Scénario II: offre d'électricité (13) Coûts annuels (escomptés) de l'accroissement des capacités pour la variante C avec centrales thermiques fossiles centralisées



Perspectives énergétiques 2035 / 2050 – Deuxième rapport  
Martin Renggli

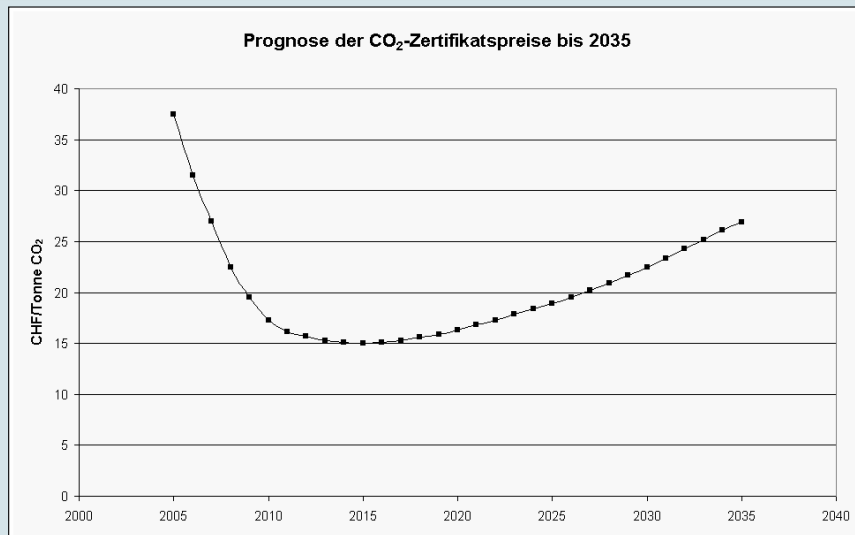
29

Le graphique montre les **coûts annuels** pour la variante B où les déficits sont comblés avec notamment les centrales thermiques fossiles centralisées (jaune): coûts de l'accroissement des capacités (remplacement et extension) par année. Différents groupes de technologies sont représentés.

Ces coûts sont considérés du point de vue de l'économie politique: combustibles fossiles avec supplément pour les coûts liés au CO<sub>2</sub>; les coûts liés au CO<sub>2</sub> sont toutefois faibles par rapport aux frais de combustible du gaz naturel et aux autres frais.



## Scénario II: offre d'électricité (14) Supplément sur les combustibles fossiles pour les coûts liés au CO<sub>2</sub>



Perspectives énergétiques 2035 / 2050 – Deuxième rapport  
Martin Renggli

30

Les coûts liés à la réduction du CO<sub>2</sub> (et donc au prix des certificats CO<sub>2</sub>) font partie des coûts liés à l'accroissement des capacités des centrales électriques. Le prix actuel du CO<sub>2</sub> est d'env. 28€/t, alors qu'il se montait à env. 10€/t il y a une année.

Ce prix devrait tout d'abord baisser en raison de l'augmentation des liquidités du marché des certificats (entrée sur le marché des nouveaux Etats de l'UE et d'autres Etats fournisseurs de certificats). Il faut ensuite s'attendre, à long terme, à une augmentation du prix réel, parce que les «coûts marginaux de réduction» augmentent.

Dans la première étape présentée ici, les émissions de CO<sub>2</sub> issues de la production de courant sont compensées à 100% par l'achat de certificats à l'étranger. On élabore encore des variantes avec une compensation à 50% à l'intérieur du pays. Les fonds obtenus grâce à l'obligation de compenser à l'intérieur du pays permettront de financer des programmes d'encouragement nationaux supplémentaires (on se heurte ici aux limites de la modélisation et des possibilités d'encouragement).



## Offre d'électricité - aperçu des coûts globaux de l'accroissement des capacités dans les scénarios I et II

Coûts globaux 2004 - 2035 en milliards de CHF (escomptés)						
	Scénario I			Scénario II		
Variante	A	B	C	A	B	C
Nouvelle force hydraulique	0.6	0.6	0.6	2.9	2.9	2.9
Nouvelle énergie nucléaire	2.7	1.2	0.0	1.5	1.2	0.0
Nouvelles centrales au gaz à cycle combiné	0.0	5.6	8.2	0.0	2.3	5.7
Nouvelles CCF fossiles	3.3	3.3	3.3	3.7	3.7	3.7
Nouvelles EE *	1.6	1.6	1.6	3.4	3.4	3.4
Nouvelles importations	3.2	0.6	0.0	1.8	1.3	0.0
Nouveaux réseaux	à définir	à définir	à définir	à définir	à définir	à définir
Déduction des recettes d'exportation	-1.2	-2.1	-2.3	-1.5	-2.7	-3.0
Coûts liés au CO <sub>2</sub> **	-0.1	0.5	0.8	-0.2	0.0	0.4
<b>Total</b>	<b>10.1</b>	<b>11.9</b>	<b>12.2</b>	<b>11.6</b>	<b>12.1</b>	<b>13.2</b>

\* couplées et non couplées \*\* importations et exportations neutres du point de vue du CO<sub>2</sub>

### Variantes concernant l'offre

A: nouvelles importations et énergie nucléaire

B: nouvelles importations, centrales thermiques fossiles centralisées et énergie nucléaire

C: centrales thermiques fossiles centralisées (sans nouvelles importations)

Le tableau montre que le scénario I avec les variantes A ou B affiche des **coûts globaux de l'accroissement des capacités** plus avantageux que le scénario II. Raison: accroissement des capacités plus faible pour la force hydraulique et les autres énergies renouvelables. Cet avantage au niveau des coûts est toutefois relatif, car les «paramètres externes», tels que les risques qui pèsent sur le prix de l'énergie et sur l'approvisionnement, ne sont pas pris en compte.

Dans le scénario II, la variante B est également plus avantageuse que la variante C, car l'accroissement des capacités des centrales au gaz à cycle combiné et les coûts liés au CO<sub>2</sub> sont moins importants.

Les prix des exportations et des importations supposent un courant produit par les centrales au gaz à cycle combiné. Les importations et les exportations sont considérées comme neutres du point de vue du CO<sub>2</sub>. En réalité, la force hydraulique, qui est rapidement disponible, pourrait permettre d'obtenir des meilleures recettes d'exportation; à long terme, il faudrait également prévoir des suppléments CO<sub>2</sub> pour les importations.

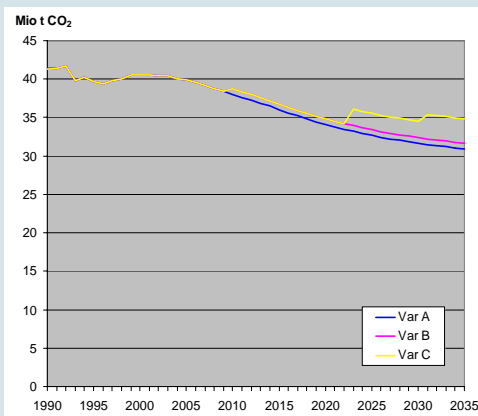
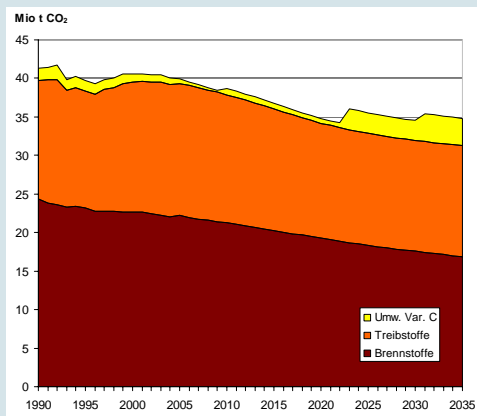
On entend par coûts, les coûts totaux (directs) liés au remplacement et à l'accroissement des capacités des centrales électriques, considérés selon des critères économiques; le parc de centrales électriques existant n'est pas évalué.

Eléments des coûts: amortissement sur la durée de vie technique avec taux d'intérêt de 2,5%, coûts de planification et des travaux de construction, coûts d'exploitation fixes et variables (personnel, matières auxiliaires et matière d'exploitation, entretien et révision, etc.), coûts de combustible, frais liés au CO<sub>2</sub> (prix des certificats).

Il reste encore à calculer les frais divers externes et l'impact des coûts sur le réseau électrique.



## Scénario II: émissions de CO<sub>2</sub> des différentes variantes concernant l'offre d'électricité



Prognos 2005

Perspectives énergétiques 2035 / 2050 – Deuxième rapport  
Martin Renggli

Les graphiques montrent l'évolution des émissions de CO<sub>2</sub> indigènes pour le scénario II (sans compensation à l'intérieur du pays) selon la loi sur le CO<sub>2</sub> (sans le trafic aérien international).

Le graphique de gauche montre la répartition **des émissions de CO<sub>2</sub> pour les combustibles, les carburants et le secteur des transformations** avec la variante C „fossile prioritaire“ (couverture des déficits avec notamment des centrales au gaz à cycle combiné et sans nouvelles importations). Cette variante est celle qui présente le taux d'émissions de CO<sub>2</sub> indigènes le plus élevé pour le scénario II. Les émissions du secteur des transformations comprennent toutes les transformations d'énergie, sauf le raffinage. Les émissions de CO<sub>2</sub> issues de la production de courant prennent en considération les «bonus» pour l'exploitation des rejets thermiques par les CCF. Les importations et les exportations de courant sont considérées comme exemptes de CO<sub>2</sub>.

Le graphique de droite donne un aperçu des émissions de CO<sub>2</sub> globales pour les trois **variantes A (nouvelles importations et énergie nucléaire), B (nouvelles importations, stratégie de transition axée sur la production thermique fossile, nouvelle centrale nucléaire) et C (centrales thermiques fossiles centralisées)**. Les évolutions des combustibles et des carburants sont les mêmes dans toutes les variantes, de même que l'accroissement des capacités des énergies renouvelables encouragé dans le scénario II et l'accroissement autonome des capacités des CCF fossiles décentralisées.

Réduction des émissions de CO<sub>2</sub>  
Scénario II; en % depuis 1990 / 2000

	<u>1990 – 2010</u>	<u>2000 – 2020</u>	<u>2000 – 2035</u>
Avec variante A	- 8.1	- 15.9	- 23.8
Avec variante B	- 6.4	- 14.1	- 22.0
Avec variante C	- 6.4	- 14.1	- 14.1





## Aperçu des scénarios III et IV (1) Objectifs et caractéristiques

zu überprüfende Ziele	III Neue Prioritäten 2035	IV Wege zur 2 kW- Ges. 2035	Vision 2050
CO <sub>2</sub> - Red. (bez. auf 2000)	-20%	-35%	-50%
EEV p.c.	-20%	-35%	-50%
Anteil EE Wärme	20%	30%	
Anteil EE Treibst.	5%	10%	
Anteil NEE Elektr.	10%	20%	

Perspectives énergétiques 2035 / 2050 – Deuxième rapport  
Martin Renggli

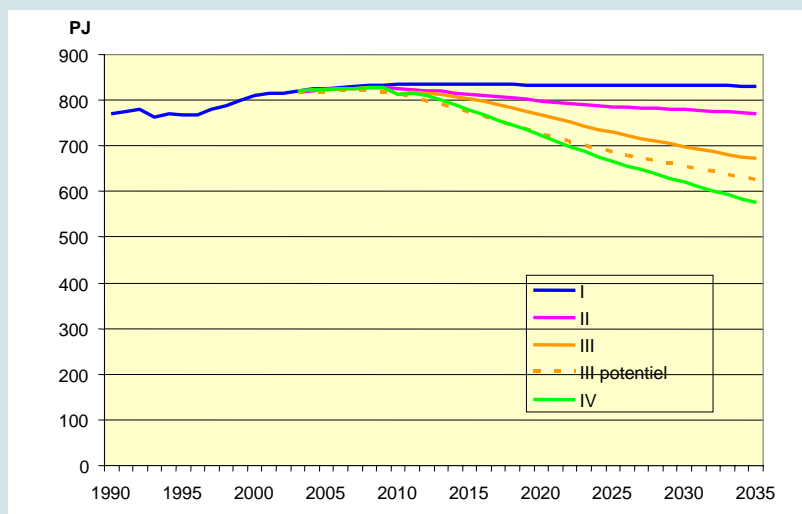
33

### Caractéristiques des scénarios III et IV:

	III	IV
Politique globale	<ul style="list-style-type: none"><li>- protection du climat renforcée sur le plan mondial et politique d'efficacité,</li><li>- instruments harmonisés sur le plan international</li></ul>	Très haute priorité à la protection du climat et à l'efficacité énergétique
Evolution-cadre en Suisse	<ul style="list-style-type: none"><li>- surfaces habitables, personnes-kilomètres, etc. comme tendance,</li><li>- cycles d'investissement normaux</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>- évolution-cadre modifiée (constructions densifiées, éviter développement désordonné),</li><li>- changement social (p. ex. nouvelles formes d'habitation et de travail), mais sans se «serrer la ceinture»</li></ul>



## Aperçu des scénarios III et IV (2) Comparaison de la demande globale d'énergie



Prognos 2006

Perspectives énergétiques 2035 / 2050 – Deuxième rapport  
Martin Renggli

### Secteur de l'énergie, scénario III

#### 1<sup>re</sup> étape: scénario III «best practice»

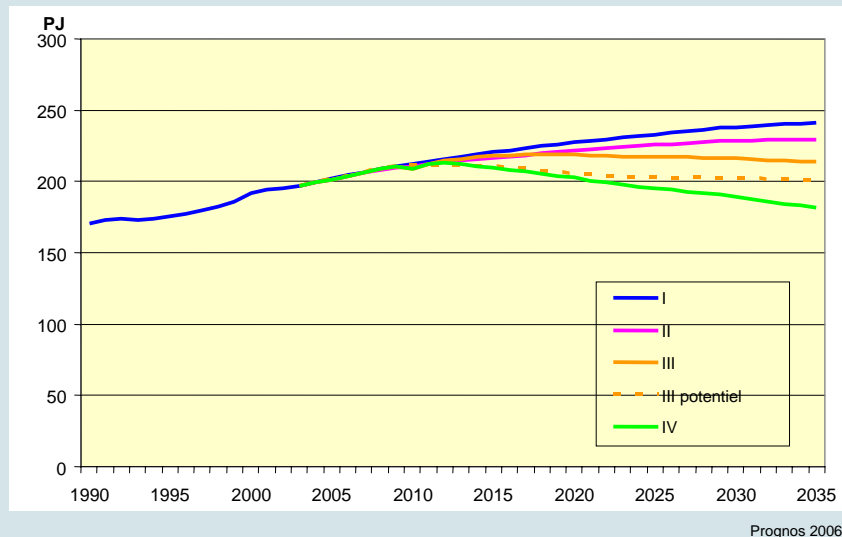
L'application de la meilleure pratique (best practice) pour chaque technique disponibles sur le marché (p. ex. appareils, processus, standards pour les bâtiments) s'imposent dans tout le pays dès 2010. Exemples: les exigences concernant les bâtiments existants redoublent, toutes les «rénovations sommaires» deviennent des rénovations énergétiques hautement efficaces, tous les appareils achetés sont classés A++, les véhicules les plus efficaces sont utilisés dans chaque catégorie d'efficacité, etc. En outre, les standards techniques continuent d'évoluer.

#### 2<sup>e</sup> étape: scénario III Exploitation des potentiels

La prise en compte de la rentabilité, des préférences d'investissement et des obstacles sur le marché ralentit la pénétration des technologies «best practice». Exemples: nouvelles constructions aux normes Minergie en moyenne seulement à long terme, encore des rénovations sommaires, toutes les rénovations ne sont pas optimales, etc.

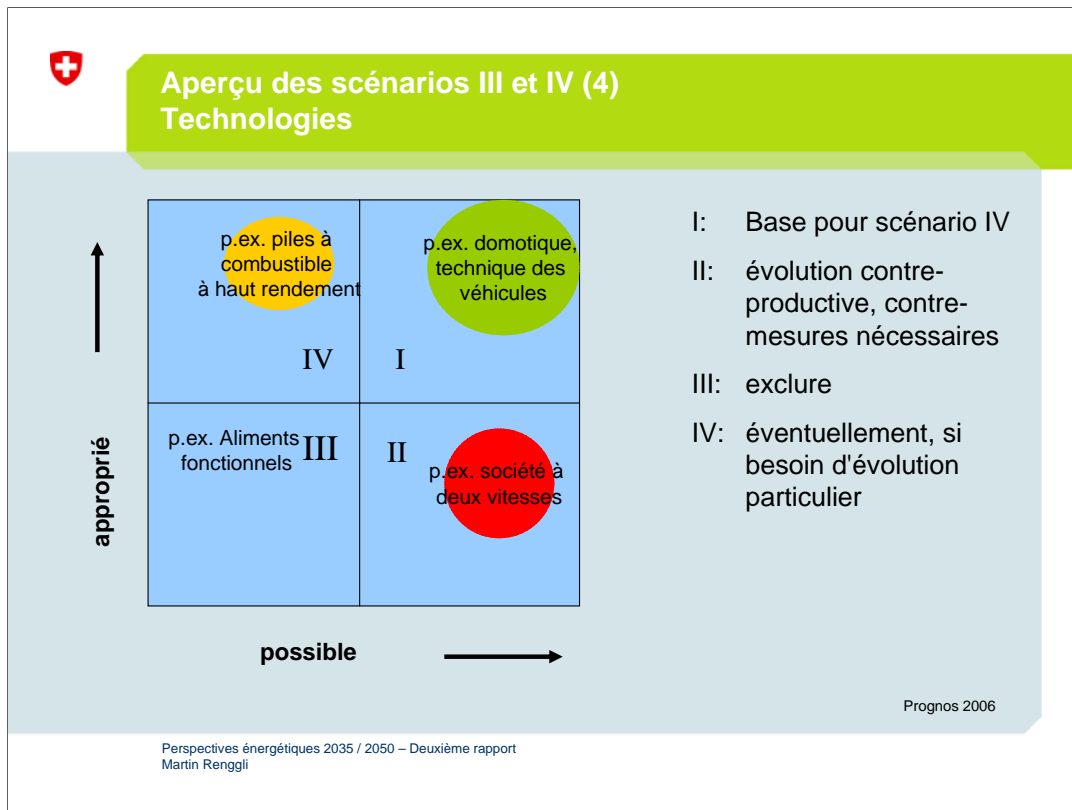


### Aperçu des scénarios III et IV (3) Comparaison de la demande d'électricité



Perspectives énergétiques 2035 / 2050 – Deuxième rapport  
Martin Renggli

La demande d'électricité reste à peu près stable dans le scénario III; en cas de changement d'éléments quantitatifs et d'innovations (scénario IV) dépassant la technique actuelle, on peut envisager une baisse de la demande d'électricité.



## Scénario IV: technologies

Les résultats du scénario III montrent que les objectifs à long terme de la société à 2000 watts ne doivent pas être atteints en appliquant les «best practice» des technologies connues. Le scénario IV se déroule en deux étapes:

1<sup>re</sup> étape: quelles sont les possibilités offertes par les technologies-clés et qu'est-ce qui est considéré comme approprié? (méthode: procédure Delphi simplifiée; sondage d'experts décembre/janvier 2005/06);

2<sup>e</sup> étape (en cours): les standards «best practice» des technologies connues s'imposent plus rapidement que dans le scénario III (exploitation des potentiels). Il faut ajouter à cela des innovations qui dépassent les technologies actuelles.