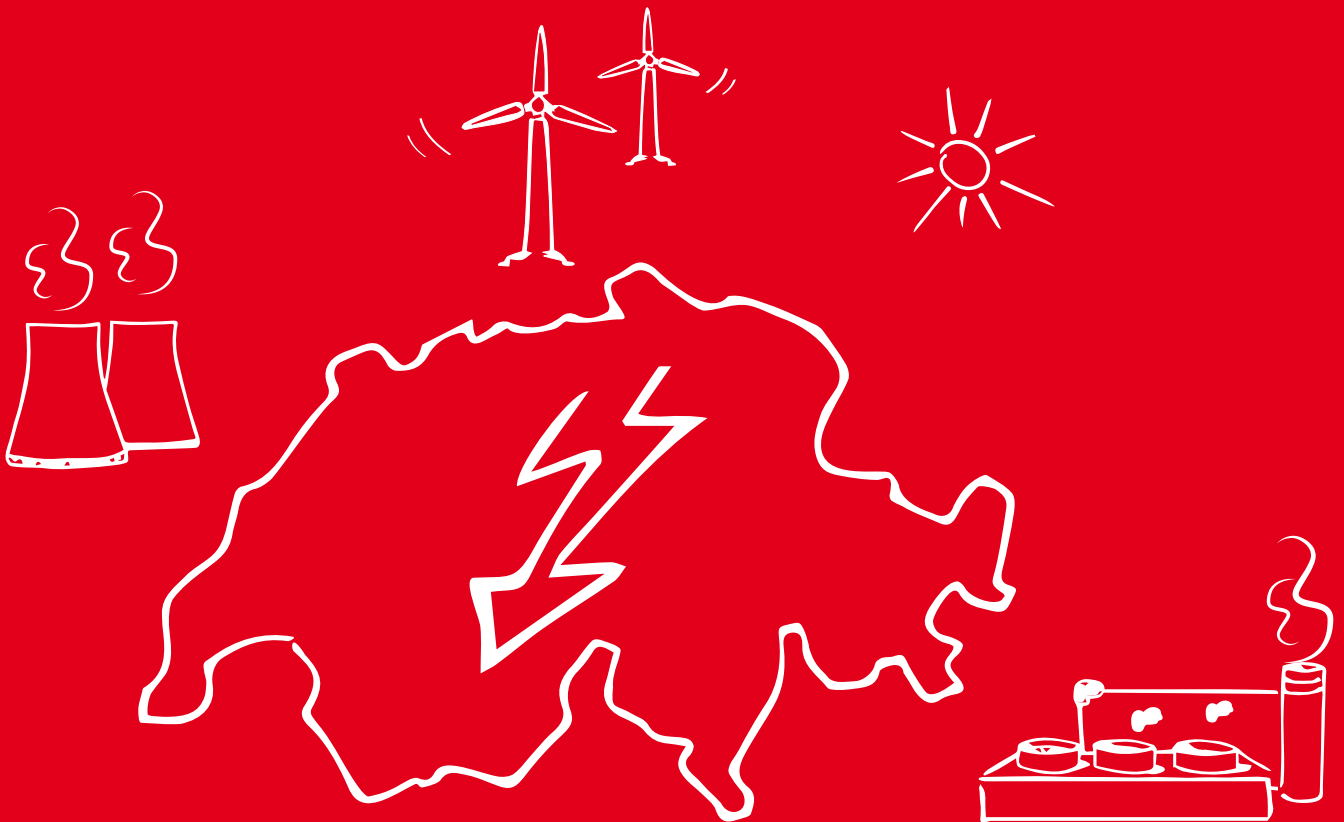


AES

Scénarios pour l’approvisionnement électrique du futur

# Rapport global



## IMPRESSUM

**Editeur:** Association des entreprises électriques suisses (AES), Aarau

**Conception / graphiques / illustrations:** Silvia Aebi, aebi allenspach gmbh, Elgg

**Traduction:** Tradeo, bureau de traduction, Court

**Impression:** Vögeli AG, Marketingproduktion & Druck, Langnau i.E.

**Tirage:** 800 exemplaires

© AES 2012

Ce rapport est disponible en français et en allemand.

De plus amples informations vous sont données sur [www.electricite.ch](http://www.electricite.ch)

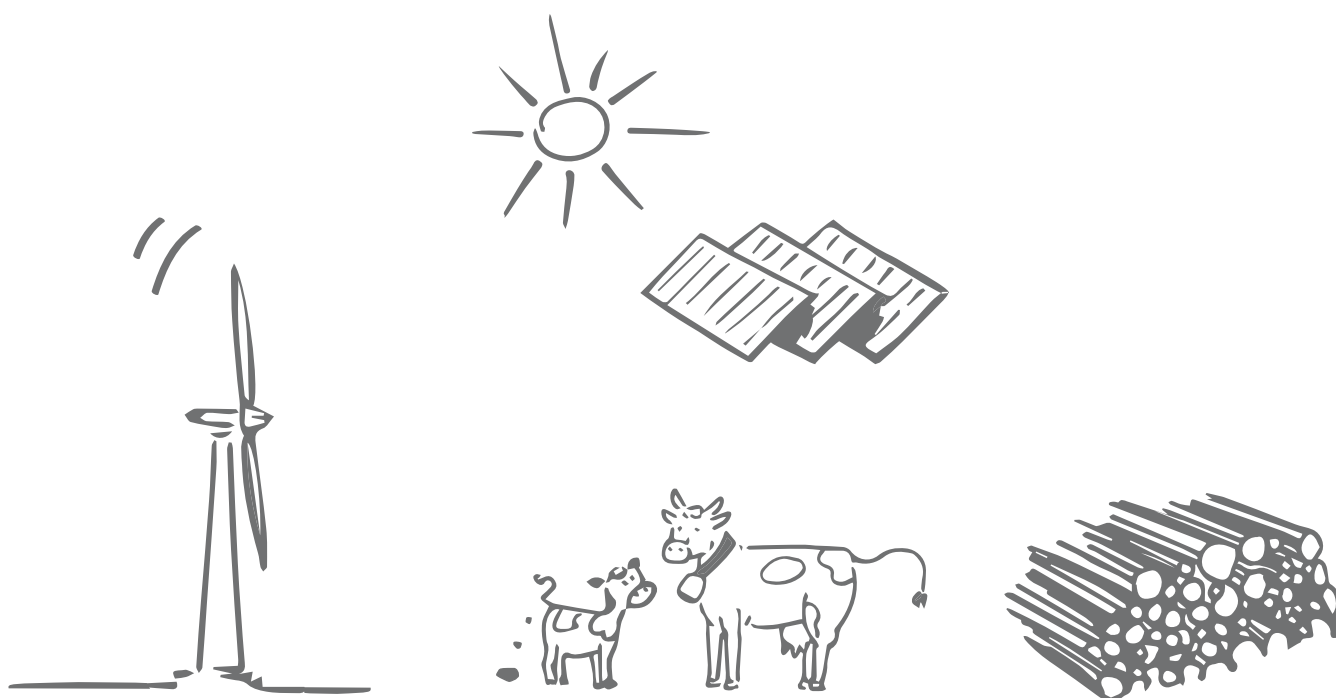




AES

Scénarios pour l'approvisionnement électrique du futur

# Rapport global



# Table des matières

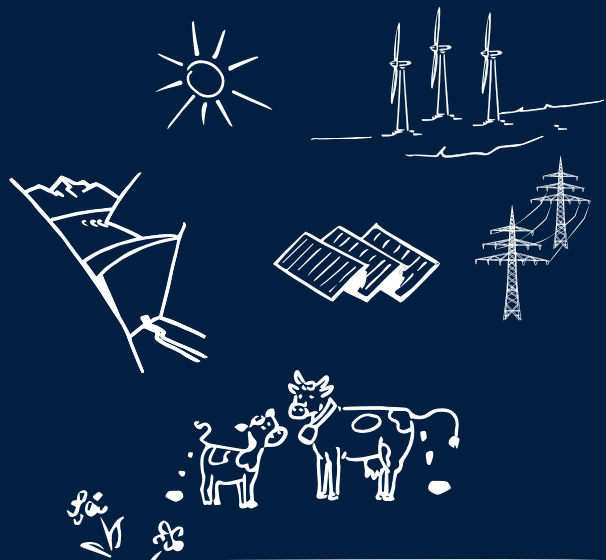
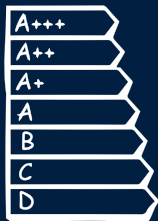
1.	Management summary .....	6	5.3.2	Paramètres importants du potentiel de flexibilisation.....	42
2.	Contenu, structure et méthodologie de l'étude .....	10	5.3.3	Effets de la flexibilisation de la demande dans les trois scénarios.....	43
2.1	Introduction et présentation des objectifs ....	11	<b>5.4</b>	<b>Consommation d'électricité dans les scénarios .....</b>	<b>44</b>
2.2	Structure de l'étude .....	13	5.4.1	Evolution de la consommation nationale.....	44
3.	Evolutions importantes du contexte .....	14	5.4.2	Exemples de mesures pour la réalisation des scénarios .....	45
3.1	Contexte mondial .....	15	5.4.3	Analyses comparatives .....	46
3.2	Contexte européen .....	17	5.4.4	Conclusion .....	47
3.2.1	Objectifs stratégiques de l'UE pour 2020 et 2050 .....	17	6.	Evolution de l'offre: technologies de production d'électricité.....	48
3.2.2	Energies renouvelables, efficacité énergétique et émissions de gaz à effet de serre .....	18	6.1	Production d'électricité dans les installations existantes jusqu'en 2050 .....	49
3.2.3	Stratégie en matière d'infrastructures .....	19	6.2	Vue d'ensemble des technologies de production d'électricité.....	51
3.2.4	Marché intérieur de l'énergie .....	19	6.2.1	Grande hydraulique .....	51
3.2.5	Impact sur les développements en Suisse .....	20	6.2.2	Petite hydraulique.....	52
3.3	Contexte helvétique .....	21	6.2.3	Electricité à partir de la biomasse.....	53
3.3.1	Croissance démographique et économique jusqu'en 2050 .....	21	6.2.4	Photovoltaïque .....	53
3.3.2	Politiques climatique et énergétique et conséquences futures .....	21	6.2.5	Energie éolienne .....	54
3.3.3	Ouverture du marché de l'énergie et conséquences futures .....	22	6.2.6	Electricité à partir de la géothermie .....	55
3.4	Conclusion.....	23	6.2.7	Couplage chaleur-force à partir de combustibles fossiles.....	55
4.	Contexte dans les scénarios de l'étude AES .....	24	6.2.8	Centrales à gaz à cycle combiné.....	56
4.1	Méthodologie des scénarios.....	25	6.2.9	Centrale au charbon .....	57
4.2	Données de base communes à tous les scénarios.....	26	6.2.10	Centrale nucléaire.....	59
4.3	Contexte dans le scénario 1.....	26	6.3	Comparaison des coûts des différentes technologies.....	60
4.4	Contexte dans le scénario 2.....	27	6.4	Comparaison de la qualité d'énergie fournie par les différentes technologies.....	61
4.5	Contexte dans le scénario 3.....	27	6.5	Comparaison des critères environnementaux et de sécurité des différentes technologies .....	62
5.	Evolution de la demande en électricité jusqu'en 2050.....	28	6.6	Potentiel réalisable dans chaque scénario .....	63
5.1	Facteurs d'influence sur la demande en électricité.....	29	6.6.1	Scénarios de production.....	63
5.2	Potentiels d'amélioration de l'efficacité énergétique.....	30	6.6.2	Analyses comparatives des potentiels.....	65
5.2.1	Définitions.....	30	6.6.3	Exemples de mesures de réalisation des scénarios .....	66
5.2.2	Efficacité électrique dans les ménages privés.....	31	6.7	Conclusions .....	67
5.2.3	Efficacité électrique dans le commerce et l'artisanat, le secteur tertiaire et l'industrie.....	33	7.	Résultats: Les trois scénarios .....	68
5.2.4	Electricité sur le marché de la chaleur .....	36	7.1	Scénario 1 .....	70
5.2.5	Suffisance.....	37	7.2	Scénario 2.....	71
5.2.6	Effets sectoriels de l'efficacité énergétique, de la suffisance et de l'accroissement de la consommation pour chaque scénario.....	38	7.3	Scénario 3.....	72
5.3	Effets de la flexibilisation de la demande pour chaque scénario.....	41			
5.3.1	Potentiel de flexibilisation des applications électriques des ménages .....	42			

<b>8.</b>	<b>Répercussions du système et coûts des scénarios</b> .....	<b>74</b>	<b>9.</b>	<b>Evaluation des scénarios</b> .....	<b>100</b>
<b>8.1</b>	<b>Effets sur les réseaux par scénario</b> .....	<b>75</b>	<b>9.1</b>	<b>Critères d'évaluation</b> .....	<b>101</b>
8.1.1	Effets sur le réseau de transport par scénario .....	75	<b>9.2</b>	<b>Prix de détail</b> .....	<b>102</b>
8.1.2	Effets du développement de la production renouvelable et décentralisée sur les réseaux de distribution en fonction des scénarios .....	75	<b>9.3</b>	<b>Impacts environnementaux</b> .....	<b>103</b>
8.1.2.1	Situation initiale et valeurs seuils pour le développement .....	76	<b>9.4</b>	<b>Dépendance vis-à-vis de l'étranger</b> .....	<b>105</b>
8.1.2.2	Renforcement et développement du réseau par scénario .....	77	<b>9.5</b>	<b>Degré et intensité des interventions réglementaires</b> .....	<b>106</b>
8.1.2.3	Mesures conventionnelles et novatrices de renforcement et de développement du réseau .....	77	<b>9.6</b>	<b>Résultats de l'évaluation</b> .....	<b>107</b>
8.1.2.4	Coûts du renforcement et du développement du réseau par scénario .....	78	<b>9.7</b>	<b>Faisabilité politique des scénarios</b> .....	<b>107</b>
8.1.2.5	Contributions du smart metering et des smart grids dans les scénarios .....	78	<b>10.</b>	<b>Les points essentiels de l'étude</b> .....	<b>108</b>
<b>8.2</b>	<b>Effets des différents scénarios sur le secteur économique de l'électricité</b> .....	<b>79</b>	<b>10.1</b>	<b>Augmentation de la consommation électrique sans contre-mesures fortes</b> .....	<b>109</b>
8.2.1	Production, importations et exportations, ainsi que prix dans les scénarios .....	80	<b>10.2</b>	<b>L'électricité: la base de technologies et d'innovations intelligentes</b> .....	<b>109</b>
8.2.2	Effets de la fluctuation du volume d'électricité injecté par scénario .....	82	<b>10.3</b>	<b>Contribution à la sécurité d'approvisionnement: exploitation sûre des centrales nucléaires existantes</b> .....	<b>109</b>
8.2.2.1	Influence de la fluctuation du volume d'électricité injecté sur le système .....	82	<b>10.4</b>	<b>Intégration au marché européen: la base d'un approvisionnement en électricité fiable</b> .....	<b>109</b>
8.2.2.2	Fluctuations journalières et leurs effets .....	84	<b>10.5</b>	<b>Evolution de la demande: à objectifs d'épargne rigoureux, interventions importantes et marché moins libéralisé</b> .....	<b>110</b>
8.2.2.3	Fluctuations saisonnières et leurs effets .....	86	<b>10.6</b>	<b>Développement de l'offre: le développement des énergies renouvelables s'éloigne du marché</b> .....	<b>110</b>
8.2.3	Influence des scénarios sur l'offre .....	89	<b>10.7</b>	<b>Impacts environnementaux: protection du paysage et des sites construits en conflit avec la réduction des émissions de CO<sub>2</sub></b> .....	<b>110</b>
8.2.3.1	Influence des scénarios sur les centrales à gaz à cycle combiné .....	90	<b>10.8</b>	<b>Forte augmentation des coûts de l'approvisionnement en électricité</b> .....	<b>110</b>
8.2.3.2	Rôle des centrales à accumulation et des centrales de pompage-turbinage .....	90	<b>10.9</b>	<b>Une augmentation de la consommation plus importante que prévu entraîne une augmentation des coûts</b> .....	<b>111</b>
8.2.3.3	Rôle des importations et des exportations .....	92	<b>10.10</b>	<b>Une augmentation de la consommation plus importante que prévu entraîne une augmentation des coûts</b> .....	<b>111</b>
8.2.3.4	Flexibilité: offre, demande et prix .....	92	<b>10.11</b>	<b>Condition préalable à la construction de nouvelles infrastructures: acceptation</b> .....	<b>111</b>
8.2.4	Résultats des calculs de sensibilité .....	93	<b>11.</b>	<b>Annexes</b> .....	<b>112</b>
8.2.4.1	Scénario 1 avec restrictions des importations .....	93	<b>11.1</b>	<b>Vue d'ensemble des études</b> .....	<b>113</b>
8.2.4.2	Objectifs de demande du scénario 3 non atteints .....	93	<b>11.2</b>	<b>Bibliographie</b> .....	<b>113</b>
<b>8.3</b>	<b>Coûts de l'approvisionnement en électricité par scénario</b> .....	<b>94</b>	<b>11.3</b>	<b>Index des abréviations</b> .....	<b>116</b>
8.3.1	Volume d'investissement .....	94	<b>11.4</b>	<b>Glossaire</b> .....	<b>117</b>
8.3.1.1	Investissements et maintien des installations existantes .....	94	<b>11.5</b>	<b>Index des graphiques</b> .....	<b>120</b>
8.3.1.2	Investissements dans de nouvelles installations de production et dans de nouveaux réseaux .....	94	<b>11.6</b>	<b>Index des tableaux</b> .....	<b>122</b>
8.3.2	Coûts totaux de l'approvisionnement en électricité et prix de détail .....	96	<b>11.7</b>	<b>Collaborateurs participant au projet</b> .....	<b>123</b>
8.3.2.1	Influence des coûts de l'énergie sur le prix de détail .....	96			
8.3.2.2	Influence des coûts de l'énergie sur le prix de détail .....	98			
8.3.2.3	Evolution du prix de détail .....	98			
<b>8.4</b>	<b>Conclusions</b> .....	<b>99</b>			

# 1.

Une équipe composée de 50 représentants de la branche a décrit trois scénarios possibles pour l’approvisionnement électrique du futur, en se basant sur des travaux approfondis de la branche et des études externes. Les trois scénarios partent du principe que les centrales nucléaires existantes ne seront pas remplacées au terme de leur durée de vie. L’étude met en évidence l’évolution de la demande en électricité, le développement de la production d’électricité et d’autres agents énergétiques ainsi que leurs répercussions sur l’approvisionnement en électricité en Suisse.

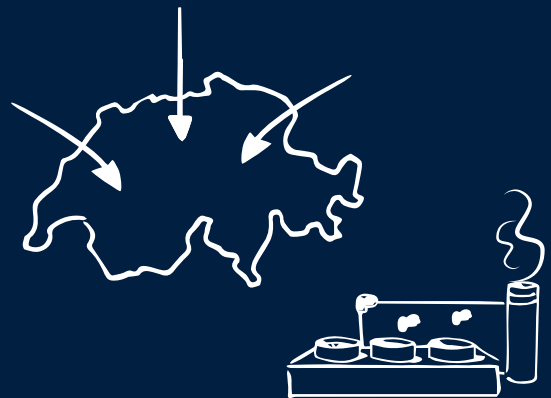
①



④



③





## Management Summary

L'étude «Scénarios pour l'approvisionnement électrique du futur» fait suite à une longue série de prévisions réalisées par la branche électrique suisse. Cette étude présente des scénarios et leurs conséquences. Il ne s'agit ni d'une description des actions souhaitables ou de l'évolution probable de la situation ni d'une stratégie d'entreprise.

Une équipe de 50 représentants de la branche a élaboré trois scénarios sur l'approvisionnement en électricité entre 2035 et 2050. Sur la base de travaux détaillés des experts de la branche et d'études externes, les scénarios correspondant à trois lignes d'évolution sociopolitique possibles d'approvisionnement en électricité ont été écrits. Tous les scénarios partent de l'hypothèse que les centrales nucléaires existantes ne seront pas remplacées au terme de leur durée d'exploitation. La présente étude met en évidence l'évolution de la demande en électricité ainsi que le développement de la production d'électricité à partir d'agents énergétiques renouvelables dans le cadre des trois scénarios. On en déduit ensuite les impératifs pour le développement du réseau, la production d'électricité à partir d'agents énergétiques fossiles et les importations. Pour la première fois, l'AES n'a pas seulement pris en considération les valeurs moyennes et semestrielles comme c'est le cas de nombreuses autres analyses, mais a calculé la demande et l'offre en électricité sur une base horaire: elle garantit un approvisionnement en électricité fiable pour chaque heure de l'année, et ce pour chaque scénario.

Le premier scénario prévoit des objectifs plus ambitieux que par le passé en matière de politique énergétique et environnementale, avec des mesures de politique énergétique modérément renforcées. Il en résulte une hausse de 25% de la demande en électricité à l'horizon 2050, la construction de nouvelles installations de production à partir d'énergies renouvelables et de centrales à gaz à cycle combiné, ainsi que des importations.

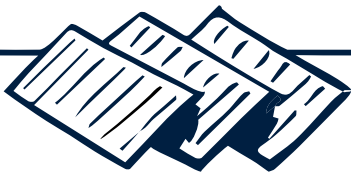
Dans le scénario 2, la Suisse se fixe des objectifs ambitieux en matière de politique énergétique et environnementale. A cet effet, un changement net et durable de l'opinion publique et du climat politique quant à une meilleure efficacité énergétique et aux énergies renouvelables est nécessaire. Sur cette base, la hausse de la demande est limitée à 15% à l'horizon 2050. Le nombre d'installations de production à partir d'énergies renouvelables construites est plus élevé que dans le scénario 1; ces installations sont, ici aussi, complétées par des centrales à gaz à cycle combiné et des importations.

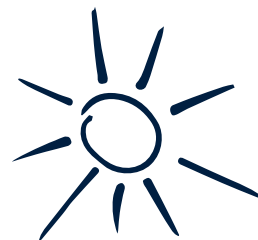
Le scénario 3 repose sur une transformation fondamentale des valeurs sociétales avec un état d'esprit ouvert au renoncement, et les objectifs correspondants en matière de politique énergétique et environnementale. Ce scénario prévoit un approvisionnement de la Suisse à 100% (en moyenne par année) par des énergies renouvelables d'ici à 2050. Ces conditions-cadre permettraient une baisse de 7% de la demande à l'horizon 2050 et la construction intensive d'installations de production d'électricité à base d'énergies renouvelables, complétées par des importations.

Les trois scénarios sont résumés schématiquement en annexe.

L'analyse de ces trois scénarios permet de dégager les **onze points essentiels de l'avenir de l'approvisionnement électrique**:

1. Une stabilisation de la consommation d'électricité nécessite de grands efforts en matière d'efficacité énergétique ainsi que l'acceptation de tous.
2. L'électricité permet d'aboutir à une meilleure efficacité énergétique globale grâce à la substitution des énergies fossiles pour la production de chaleur, la mobilité ou en tant qu'épine dorsale de notre société actuelle marquée par l'omniprésence de l'informatique. Les technologies «intelligentes» nécessaires pour cela permettront également de mieux gérer la demande et l'offre en électricité et de limiter le plus possible l'extension du réseau.
3. Des énergies renouvelables supplémentaires apporteront une contribution de taille à l'approvisionnement en électricité. Des importations et généralement aussi des centrales à gaz à cycle combiné restent toutefois nécessaires pour seconder les centrales nucléaires actuelles. Une exploitation sûre des centrales nucléaires existantes contribue fortement à la sécurité de l'approvisionnement en Suisse. Les centrales nucléaires doivent rester en exploitation aussi longtemps qu'elles sont sûres. Sinon, jusqu'à 70% d'importations seraient nécessaires certains mois.
4. L'intégration dans l'UE par le biais de l'accord bilatéral sur l'électricité est nécessaire pour assurer l'avenir de l'approvisionnement en électricité en Suisse. C'est seulement en développant l'interconnexion entre la Suisse et les pays voisins que tous pourront se soutenir mutuellement en cas de fluctuation de la production d'électricité. Par ailleurs, la Suisse peut conserver son rôle de plaque tournante des échanges électriques. L'accord bilatéral sur l'électricité avec l'UE jouera donc un rôle décisif.
5. Plus les objectifs d'économie d'énergie sont stricts, moins le marché peut s'ouvrir et plus l'Etat intervient.
6. Un développement renforcé des énergies renouvelables s'éloigne également du marché: le scénario 3 nécessite jusqu'en 2050 une taxation massive pour les subventions qui constituent 45% du prix de l'électricité, ainsi que des interventions conséquentes sur la protection du paysage.
7. La société doit être consciente des conflits d'intérêts qui se posent pour l'environnement: soit les eaux, les paysages et les sites construits seront affectés, soit des émissions de CO<sub>2</sub> seront générées. Ainsi, le scénario 1 entraîne une augmentation d'environ 15% par rapport à aujourd'hui des émissions annuelles de CO<sub>2</sub> totales en Suisse, tandis que le scénario 3 nécessiterait la construction de l'250 éoliennes dans le pays.



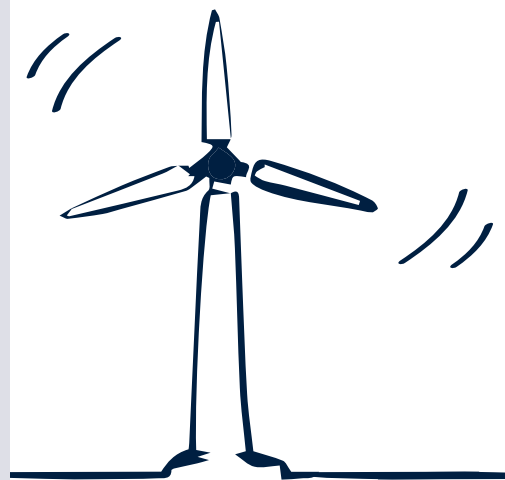


8. D'ici à 2050, entre 118 et 150 milliards de francs seront investis dans la production et les réseaux, dont 70 milliards à l'horizon 2035.
9. Les coûts liés aux nouvelles capacités de production et de réseaux entraîneront une hausse des prix de l'électricité corrigés du taux d'inflation de 30% (scénario 1), de 45% (scénario 2) ou de 75% (scénario 3), en plus des coûts des mesures relatives à l'efficacité énergétique et des impôts/taxes.
10. Un changement de voie serait coûteux: si la consommation dans le cadre du scénario 3 devait augmenter plus fortement que prévu, par exemple comme dans le scénario 2, les coûts annuels de l'énergie liés à la construction de nouvelles centrales électriques et aux importations supplémentaires (sans subventions pour énergies renouvelables) augmenteraient d'environ 20% à l'horizon 2050, soit environ 1,5 milliard de francs.
11. Les importants investissements à réaliser sur des dizaines d'années ont besoin d'une large acceptation à long terme de la part de tous les groupes d'intérêt ainsi que de conditions-cadre stables et harmonisées. La construction de réseaux et d'installations de production nécessite par ailleurs une «voie rapide», c'est-à-dire une simplification des procédures pour ces investissements.

Il n'existe donc pas de voie royale. La transformation du système électrique est complexe et exigeante, chaque scénario présentant des avantages et des inconvénients. Etant donné qu'il revient aux politiciens et à la population suisse de définir la voie à suivre, l'AES ne fait aucune recommandation quant à l'un ou l'autre des scénarios. Le but de cette étude est simplement de mettre sur la table, de manière transparente, les bases factuelles et leurs répercussions pour toutes les personnes concernées.

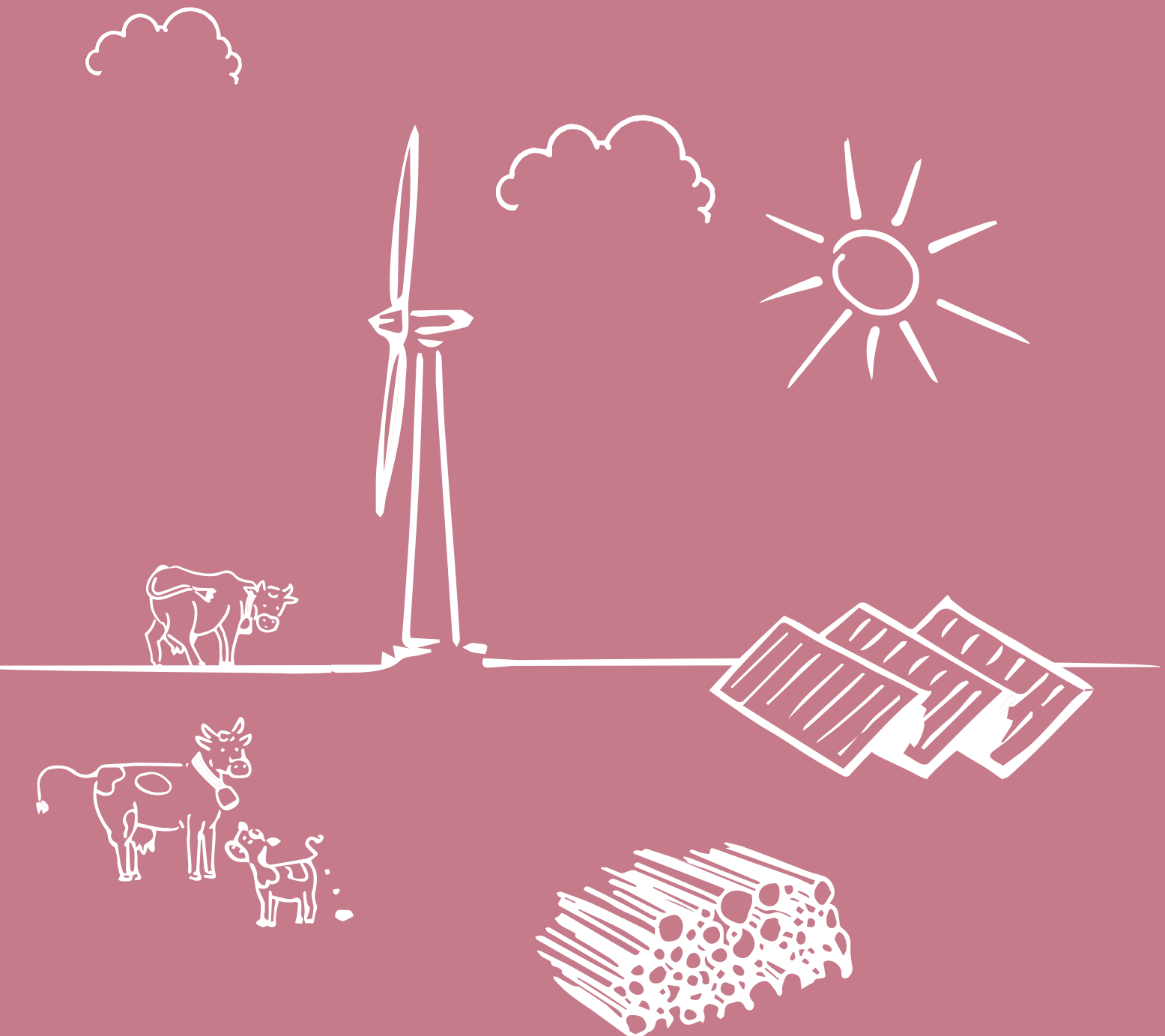
L'orientation doit être définie conformément à l'analyse détaillée des différents scénarios. Dans cette optique, il faut prendre en considération plusieurs facteurs importants, soit: l'évolution mondiale des marchés de l'énergie primaire; la politique énergétique des Etats importants d'un point de vue économique, mais particulièrement celle des Etats voisins, l'intégration au marché européen de l'électricité; les répercussions sur la compétitivité de l'économie suisse.

Les conflits d'intérêts ont été identifiés. La restructuration de l'approvisionnement en électricité pourra se faire uniquement si ces conflits sont résolus. Il faut donc prendre des décisions fondamentales et s'engager à les respecter.



# 2.

Les entreprises membres de l'AES remplissent un mandat d'approvisionnement public et sont donc tenues de planifier l'avenir à long terme. Les «scénarios pour l'approvisionnement électrique du futur» de l'AES représentent donc une base pour les décisions de principe politiques et d'entreprise.



## Contenu, structure et méthodologie de l'étude

### 2.1 Introduction et présentation des objectifs

L'approvisionnement fiable en électricité contribue de manière décisive au développement d'une économie nationale. La disponibilité d'électricité sans interruption est indispensable à la plupart des processus économiques et techniques, comme le prouve le coût engendré par une panne d'électricité.<sup>1</sup> L'électricité est également indispensable au progrès technique et entraîne une augmentation de l'efficacité énergétique globale. L'approvisionnement en électricité est de son point de vue tellement essentiel que l'AES souhaite avec cette étude contribuer grandement aux discussions actuelles.

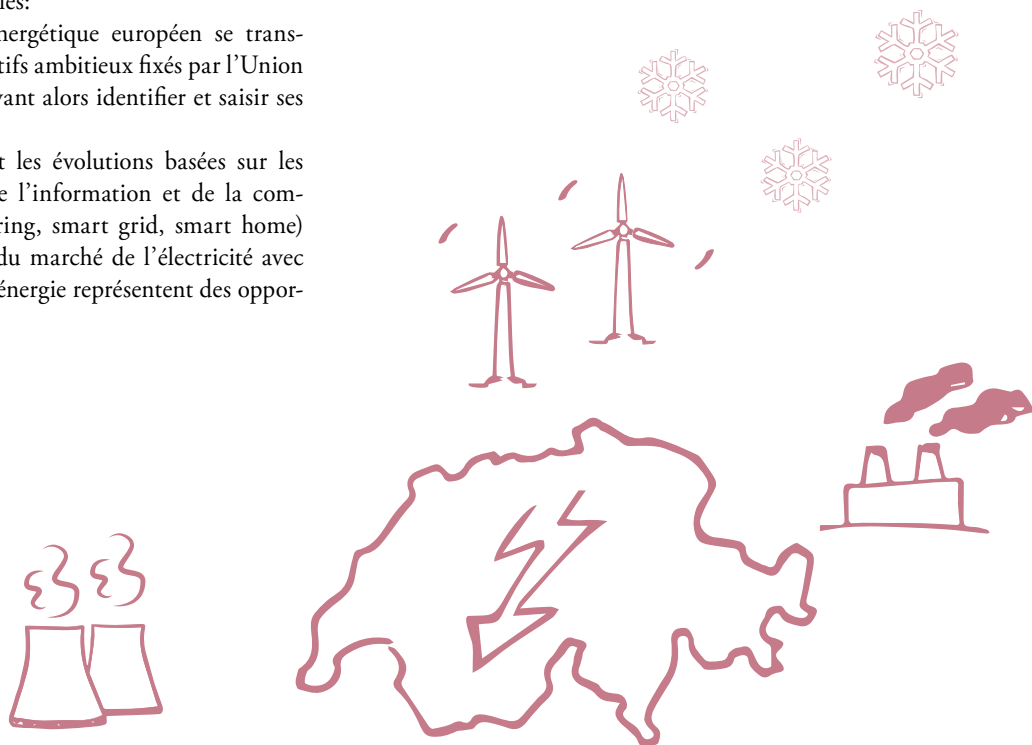
Les présents «Scénarios pour l'approvisionnement électrique du futur» de l'AES reposent à la fois sur la tradition et sur la rupture: la tradition d'une part, car l'étude reste dans la lignée des précédents «Rapports des Dix» et «Prévision» et a été élaborée à son tour dans le cadre d'une collaboration étroite entre l'AES et ses entreprises membres; la rupture d'autre part à plusieurs égards:

- Le contexte de politique énergétique a une influence considérable et apporte comme toujours son lot d'incertitudes. La politique énergétique et climatique était parvenue début 2011 en tête des préoccupations de la population, mais risque de disparaître de nouveau des actualités. La présente étude tient compte de l'importance de ce sujet en reprenant notamment les décisions du Conseil fédéral du 25 mai 2011 et les décisions des Chambres fédérales qui ont suivi.
- L'évolution des marchés est difficilement prévisible et engendre de nouvelles opportunités et de nouveaux défis auxquels font face les stratégies des entreprises membres de l'AES. Prenons deux exemples:
  - le mix de production énergétique européen se transforme en raison des objectifs ambitieux fixés par l'Union européenne, la Suisse devant alors identifier et saisir ses opportunités en Europe.
  - L'efficacité énergétique et les évolutions basées sur les nouvelles technologies de l'information et de la communication (smart metering, smart grid, smart home) ainsi que l'optimisation du marché de l'électricité avec les marchés globaux de l'énergie représentent des opportunités.

- Dans le même temps, les missions existantes deviennent plus importantes, mais aussi plus difficiles que jamais – par exemple au vu des fluctuations de l'injection d'énergies renouvelables et de la plus grande volatilité des marchés de l'énergie primaire:

- Garantir en permanence un approvisionnement sûr, en quantité et en qualité suffisantes et à des prix abordables, constitue toujours la mission prioritaire de la branche.
- Il convient alors de coordonner différents facteurs: un comportement responsable face à l'épuisement des énergies primaires et d'autres matières premières, l'impact environnemental de l'économie en général et de la production et de l'exploitation d'énergie en particulier, ainsi que l'exigence de prospérité et de croissance d'une économie nationale.

Par ailleurs, la mission publique d'approvisionnement que remplissent les entreprises membres de l'AES les oblige à anticiper l'avenir à long terme. Avec ses «Scénarios pour l'approvisionnement électrique du futur», l'AES n'offre donc aucune prévision pour l'évolution future. Elle exprime plutôt des rapports de cause à effet pouvant servir de base à des décisions de principe politiques et entrepreneuriales. Le rapport ne présente pas d'objectifs en matière de politique énergétique et ne décrit aucune stratégie pour atteindre de tels objectifs. La branche électrique montre plutôt les conséquences des actes et transmet ses recommandations à ce propos.

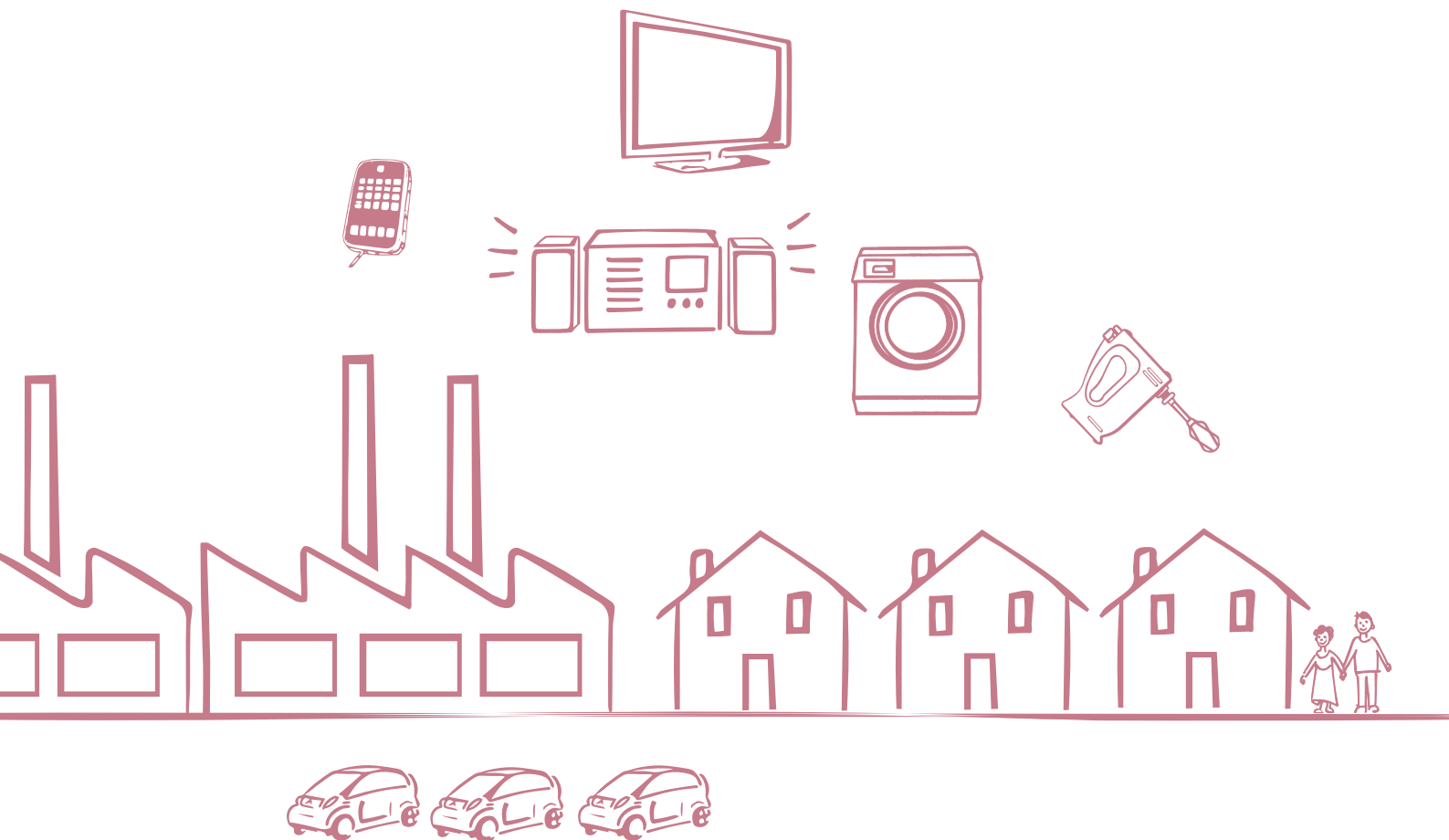


<sup>1</sup> On estime le coût d'une panne générale entre 2 et 4 milliards de francs par événement et par jour (voir chapitre 8.3.2.3).

**De ce fait, les objectifs des «Scénarios pour l’approvisionnement électrique du futur» sont les suivants:**

- analyser le contexte international, européen et suisse en se basant sur des faits;
- élaborer des scénarios relatifs à l’approvisionnement en électricité à l’horizon 2035/2050;
- déterminer les défis qui en découleront pour la politique énergétique, environnementale et économique;
- à partir de cela, proposer une base pour la discussion et la fixation d’objectifs politiques et sociaux ainsi que pour le développement de stratégies pour les entreprises électriques.

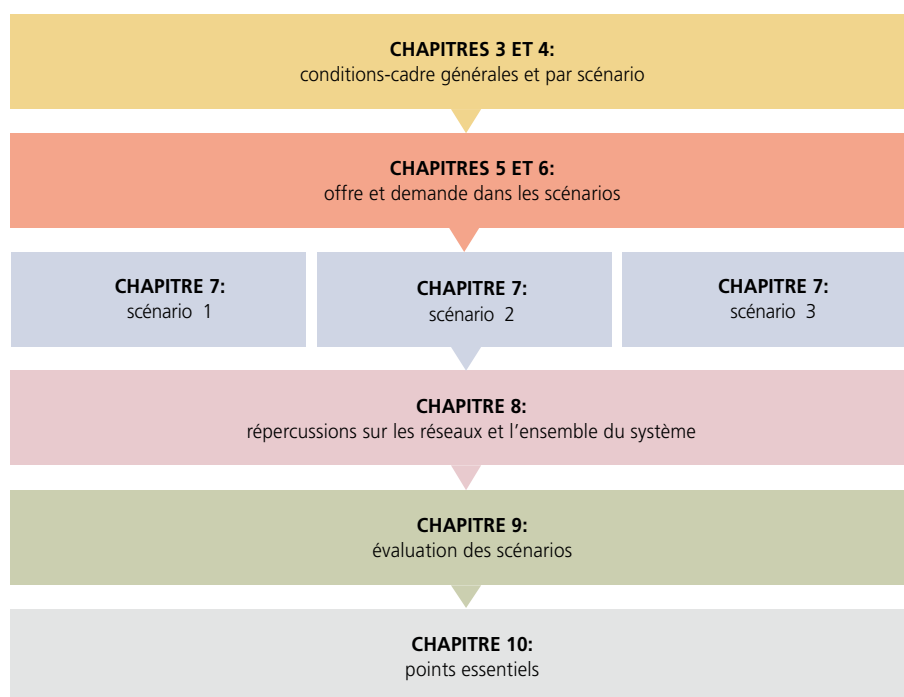
Il est pour cela primordial que les résultats soient fondés sur des faits et neutres du point de vue technologique. Ils portent sur des études actuelles et antérieures réalisées avec les données primaires de la branche (énergie et réseau). De plus, ils comprennent un système intégrant absolument tous les paramètres. Les travaux et résultats de cette étude ont toujours pour priorité la sécurité de l’approvisionnement.



## 2.2 Structure de l'étude

A partir d'une analyse du contexte technologique, politique, réglementaire et du contexte du secteur de l'énergie, on élabore des scénarios déterminant l'impact et les conséquences du futur cadre de politique énergétique possible. Que signifieraient les différents scénarios relatifs à la consommation d'électricité, au parc de centrales électriques et aux réseaux d'électricité? Quels coûts en résulteraient? Et que doit faire la société dans sa globalité pour que ce scénario se réalise? Le graphique 2.1 représente cette structure:

GRAPHIQUE 2.1: Structure de l'étude



Source: AES

# 3.

Les conditions essentielles inhérentes à tous les scénarios comprennent l'évolution des marchés de l'énergie dans le monde, notamment ceux des énergies primaires, la politique énergétique de l'Union européenne ainsi que les conditions-cadre générales et celles du secteur de l'énergie en Suisse.





## Evolutions importantes du contexte

### 3.1 Contexte mondial

Selon l'ensemble des scénarios et prévisions, la **demande énergétique totale et la demande en électricité** connaîtront une forte croissance dans les prochaines décennies. Selon les prévisions de l'Agence internationale de l'énergie (scénario «New Policies»), la consommation d'énergie mondiale passera des 140'000 TWh actuels à près de 200'000 TWh en 2035, soit une augmentation de 40% au cours des 23 prochaines années. La **part de la consommation d'électricité dans la consommation énergétique**, qui est d'environ 12% aujourd'hui, atteindra 16% en 2035. La demande mondiale en électricité atteindra 31'700 TWh par an en 2035 (contre 17'200 TWh actuellement) (AIE, World Energy Outlook 2011). Cela représente une augmentation de 85%.

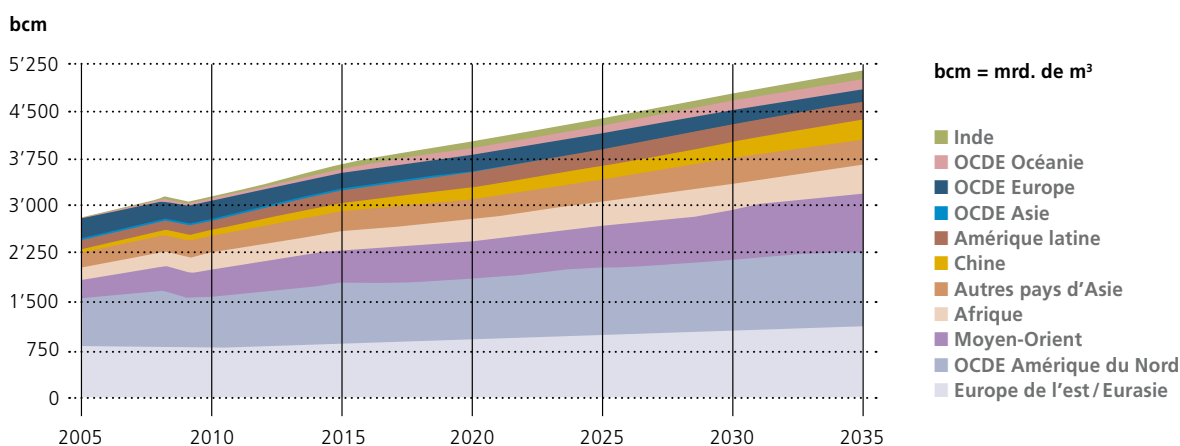
La **demande en énergies primaires** dans les pays de l'OCDE augmentera d'ici à 2035 de 1,3% par an en moyenne. En revanche, la demande dans des pays comme la Chine ou l'Inde augmentera entre 2 et 3,1% par an sur la même période. Outre les enjeux internationaux de géopolitique et de politique énergétique et environnementale, cette croissance fulgurante a des conséquences très concrètes sur le futur de l'industrie électrique helvétique, notamment en ce qui concerne la disponibilité et les prix des **énergies primaires**, même si l'impact sera moindre que dans les pays de l'Union européenne: en Suisse, la dépendance directe aux importations d'énergies primaires dans la production d'énergie est relativement faible grâce à la part élevée de l'énergie hydraulique et à la possibilité de stocker l'uranium, alors que le reste de l'Europe est beaucoup plus dépendant des importations de matières premières. En 2010, l'Europe n'a extrait que 6% du charbon, pétrole, gaz et uranium produits dans le monde, tout en consommant 15,4%.

### Toutes les énergies primaires ont une disponibilité finie.

Il convient de distinguer ressources et réserves. Les réserves correspondent à des gisements connus et exploitables économiquement avec les connaissances techniques actuelles. Les ressources correspondent quant à elles à des gisements dont l'existence est prouvée, mais ne pouvant être exploités à l'heure actuelle de façon rentable, ou dont l'existence est simplement supposée, selon une certaine probabilité. Elles représentent souvent bien plus que les réserves.

Une étude réalisée par l'Institut fédéral allemand des sciences de la terre et des matières premières (BGR, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe) en 2011 prévoit une situation géologique confortable pour l'uranium, le charbon et le gaz naturel, car les besoins projetés<sup>2</sup> devraient être couverts pendant encore de nombreuses décennies. En revanche, la situation du pétrole sur la période considérée est critique. Concernant l'approvisionnement en électricité, la disponibilité du gaz naturel dégagée dans les résultats est importante. Selon le BGR, celle-ci ne sera pas limitée par les stocks dans les décennies à venir, même si les besoins augmentent. La quantité de réserves se décale donc au cours des années, en fonction de l'évolution des technologies d'extraction, des découvertes de gisements et des prix de l'énergie. Aujourd'hui, il existe dans le monde presque autant de réserves de gaz non conventionnel (gaz de schiste, gaz de réservoir compact, gaz de charbon) que de réserves de gaz conventionnel (AIE, Golden Age of Gas 2011). La production à partir de gaz naturel non conventionnel augmentera donc de moyen à long terme, avec comme conséquence éventuelle un déplacement des points géostratégiques, par exemple avec le gaz de schiste, notamment en Chine, aux Etats-Unis, en Argentine et au Mexique. Au total, la production de gaz naturel passera des 3'300 milliards de mètres cubes actuels à 5'100 milliards environ. La part de gaz non conventionnel atteindra alors 25%. Le graphique 3.1 illustre la situation.

GRAPHIQUE 3.1: Augmentation de la production annuelle de gaz naturel jusqu'en 2035 dans le scénario Gas de l'AIE 2011



Selon le scénario Gas de l'AIE, la part du gaz naturel en 2035 devrait passer de 22% à 25% pour une consommation énergétique totale, à la différence du scénario New Policies utilisé jusqu'à présent.

Source: Golden Age of Gas, IEA (2011)

<sup>2</sup> Selon New Policies Scenario de l'AIE (2011)

### Prix des énergies primaires – Gaz naturel

L'évolution des prix passée montre que les prix des agents énergétiques primaires sont restés relativement stables après la crise pétrolière des années 1970 et 1980, tandis que le pétrole et le gaz naturel sont devenus bien plus chers à partir de l'an 2000, tout comme le charbon à partir de 2003. Les prix de toutes les énergies primaires ont atteint leur maximum en 2008, pour rapidement baisser de manière brutale. Depuis 2009, ils augmentent de nouveau. Si l'on ne tient pas compte de l'inflation, le prix du pétrole n'a pas dépassé son niveau du début des années 1980.

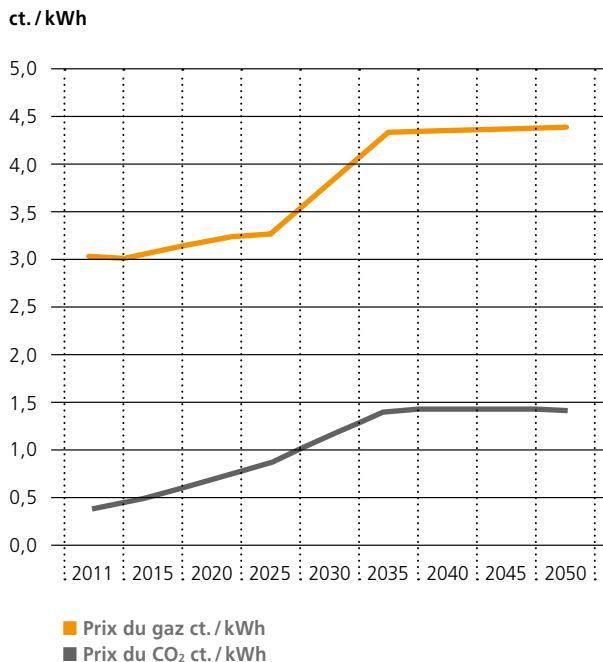
La présente étude base ses hypothèses concernant l'évolution future des prix des énergies primaires sur les analyses réalisées en 2012 par Pöyry dans le cadre de l'étude «Angebot und Nachfrage nach flexibler Erzeugungskapazität in der Schweiz» («Offre et demande en capacité de production flexible en Suisse») (Pöyry 2012). D'après cette étude, les prix du pétrole et du charbon devraient augmenter modérément dans les années à venir. Une évolution identique est prévue dans tous les scénarios, car les scénarios de l'industrie suisse de l'électricité n'ont aucune influence sur les marchés mondiaux de l'énergie. Plus précisément:

- Les **prix du pétrole** augmenteront modérément, car le prix du baril actuel est relativement élevé en raison de la situation politique (crise en Iran, printemps arabe, etc.) et de la forte demande. Lorsque des offres de pays non

membres de l'OPEC (Canada, Etats-Unis, Colombie et Brésil) arrivent à moyen terme sur le marché, elles ont tendance à exercer une pression sur les prix. On suppose que les prix grimperont de nouveau modérément plus tard en raison de la hausse des coûts de production. Les incertitudes sont relativement élevées, mais elles peuvent être négligées dans cette étude, car les prix de l'électricité sont peu sensibles aux prix du pétrole.

- Les **prix du charbon** baisseront légèrement; en effet, en raison de la forte demande actuelle (Chine, Inde) associée à des investissements élevés dans les capacités de production, on attend un recul des prix jusqu'au début/milieu des années 2020. Les prix devraient ensuite remonter modérément en raison de l'augmentation des coûts de production. Enfin, le charbon est largement disponible.
- Pour les technologies de production étudiées dans le présent rapport, le gaz naturel est essentiel. Selon les prévisions, les **prix du gaz** devraient commencer par rester relativement stables, puis augmenter après 2025 en raison de l'excédent d'offre actuel causé par la disponibilité de gaz liquéfié et de gaz non conventionnel. La production à partir de gaz naturel non conventionnel augmentera de moyen à long terme. Il n'est pas exclu que les prix du gaz augmentent plus tard, en raison par exemple d'une nouvelle baisse du rapport entre demande et offre et d'un retour à l'indexation sur le prix du pétrole. Il reste à déterminer l'influence de la politique climatique sur le prix du gaz.

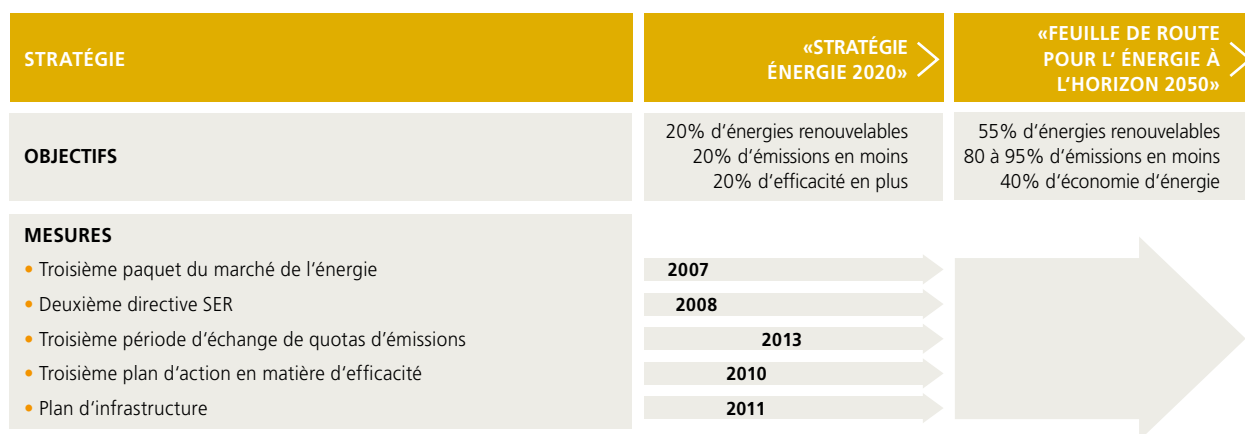
GRAPHIQUE 3.2: Evolution du prix du gaz et du CO<sub>2</sub>



Prix du gaz: moyenne annuelle sur le marché suisse, hors coûts d'acheminement jusqu'au client et hors prix du CO<sub>2</sub>

Source: Pöyry 2012

GRAPHIQUE 3.3: La politique énergétique de l'UE



Source: AES

### 3.2 Contexte européen

Le cadre de politique énergétique et climatique en Suisse est fortement influencé par les stratégies et la politique adoptées par l'Union européenne, notamment les grands axes de la stratégie énergétique 2020 et 2050 ainsi que la législation européenne en matière d'énergies renouvelables, d'émissions de CO<sub>2</sub>, d'efficacité énergétique et de libéralisation. Le graphique 3.3 ci-avant en présente un aperçu.

#### 3.2.1 Objectifs stratégiques de l'UE pour 2020 et 2050

Le traité de Lisbonne, entré en vigueur le 1<sup>er</sup> décembre 2009, place l'Union européenne sur une nouvelle base juridique (Commission européenne, législation – Energie 2012). Contrairement aux anciens traités fondateurs, il contient un chapitre consacré à la politique énergétique. L'énergie fait désormais partie des domaines dont la responsabilité est divisée entre l'Union européenne et les Etats membres; elle est soumise au principe de subsidiarité. Par conséquent, une action de l'Union européenne est possible lorsqu'elle est en mesure d'agir plus efficacement que les Etats membres. Les objectifs fixés explicitement dans l'art. 194 du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne visent:

- à assurer le fonctionnement du marché de l'énergie;
- à assurer la sécurité de l'approvisionnement énergétique;
- à promouvoir l'efficacité énergétique;
- à promouvoir l'interconnexion des réseaux énergétiques.

Le traité reprend donc les grands axes suivis auparavant et propose une base pour de nouveaux objectifs stratégiques.

#### Objectifs 20-20-20

En 2008, l'UE a adopté un paquet de directives et d'objectifs pour l'énergie et la lutte contre le changement climatique à l'horizon 2020 (KOM (2007) 1). Baptisés «objectifs 20-20-20», ils comprennent:

- la réduction de 20% des émissions de gaz à effet de serre par rapport à 2005;
- une part de 20% d'énergies renouvelables;
- l'augmentation de 20% de l'efficacité énergétique.

Ces objectifs sont à la base de la stratégie «Energie 2020» actuelle visant à garantir un approvisionnement en énergie sûr, compétitif et durable. Les priorités correspondantes en matière de politique énergétique pour lesquelles des mesures sont nécessaires incluent la réalisation d'économies d'énergie, la création d'un marché avec des prix compétitifs et un approvisionnement sûr, la promotion du leadership technologique et une négociation efficace avec les partenaires internationaux de l'UE.

#### Feuille de route pour l'énergie à l'horizon 2050

En décembre 2011, la Commission a présenté une feuille de route pour l'énergie à l'horizon 2050 (KOM(2011) 885), qui doit permettre d'accéder d'ici au milieu du siècle à un secteur de l'énergie sûr, compétitif et émettant peu de CO<sub>2</sub>. Dans le même temps, la feuille de route doit permettre de mieux coordonner les politiques énergétiques nationales. La priorité absolue est de réduire d'ici à 2050 les émissions de gaz à effet de serre de 80 à 95% par rapport au niveau de 1990. La feuille de route identifie différentes modifications structurelles qui peuvent contribuer à une transformation du système énergétique, notamment des économies significatives (de l'ordre de 40%) au niveau de la demande en énergie primaire. L'électricité doit par ailleurs jouer un rôle plus important. Selon la feuille de route, l'électricité pourra représenter non plus 21% comme actuellement, mais 36% à 39% de la consommation énergétique totale en 2050. Afin que cette électricité ne soit pas produite aux dépens de l'environnement, une décarbonisation massive est nécessaire. La part d'énergies renouvelables atteint ainsi 55% de la consommation d'énergie brute par les consommateurs finaux et 64% à 97% de la consommation d'électricité. La technologie de captage et de stockage du dioxyde de carbone<sup>3</sup> doit également apporter sa contribution, avec 24% de

<sup>3</sup> Captage et stockage du CO<sub>2</sub> (CSC), voir encadré au chapitre 6.2.8

la production d'électricité. Enfin, il est nécessaire d'optimiser l'interaction des installations de production décentralisées (énergies renouvelables et CCF) et centralisées (grandes centrales traditionnelles et grandes installations ou parcs de production d'origine renouvelable, éoliennes par exemple).

### 3.2.2 Energies renouvelables, efficacité énergétique et émissions de gaz à effet de serre

#### Sources d'énergie renouvelables

L'UE accélère fortement le développement des sources d'énergie renouvelables avec pour objectif d'augmenter à 20% sa part dans la consommation énergétique totale des 27 Etats membres d'ici à 2020 par rapport à 2005 (l'année de référence) (2009/28/EG). Dans le cadre de cet objectif, le biocarburant devrait par ailleurs représenter 10% de la consommation de carburant. Ces objectifs ont été fixés pour chaque Etat membre par rapport à l'avancement actuel du développement et au potentiel offert, selon le principe de répartition des efforts et en tenant compte des aspects économiques et du mix énergétique actuel. Par exemple, l'objectif s'élève à 18% pour l'Allemagne, 23% pour la France, 15% pour la Grande-Bretagne, 34% pour l'Autriche et 49% pour la Suède.

Pour atteindre ces objectifs, une base a été adoptée au niveau de l'UE: la directive relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables (2009/28/EG). Les dispositions de cette directive visent à simplifier le développement des énergies renouvelables, par exemple en réformant les procédures d'aménagement et en continuant à développer les réseaux électriques. Un mécanisme de compensation est par ailleurs institué, qui permet aux Etats membres d'échanger leur production d'origine renouvelable par des transferts statistiques, de réaliser des projets communs et de collaborer avec des Etats tiers. La directive prévoit également l'obligation d'adopter des plans d'action nationaux pour les énergies renouvelables (National Renewable Energy Action Plan, NREAP), qui déterminent les mesures à prendre pour atteindre les objectifs de chaque Etat (Commission européenne, Action plans and Forecasts 2012). De manière générale, des efforts supplémentaires sont nécessaires aussi bien pour les infrastructures destinées aux énergies renouvelables que pour l'infrastructure énergétique en général. Pour suivre l'avancée des Etats membres dans la poursuite de leurs objectifs, des objectifs intermédiaires ont été fixés pour les années 2011/2012, 2013/2014, 2015/2016 et 2017/2018. Les Etats membres ont l'obligation de respecter les objectifs fixés. Ils sont toutefois libres de définir les mesures nécessaires par lesquelles ils souhaitent atteindre leurs objectifs nationaux.

Dans les pays membres, des lois élaborées sur la base de la directive SER, comme la loi sur les énergies renouvelables (EEG) en Allemagne ou l'Energy Act 2008 en Grande-Bretagne constituent le point de départ de la promotion et du développement des énergies renouvelables. A titre d'exemple, la loi allemande EEG prévoit que la part des énergies renouvelables dans l'approvisionnement en électricité en Allemagne sera de 35% en 2020, de 50% en 2030, de 65% en 2040 et de 80% en 2050.

#### Efficacité énergétique

Un autre élément de la politique énergétique européenne réside dans le plan d'action pour l'efficacité énergétique 2011 (Commission européenne, Energy Efficiency Action Plan 2011). L'efficacité énergétique y est décrite comme l'un des moyens les plus efficaces d'assurer la sécurité de l'approvisionnement en énergie en Europe. Pour garantir une hausse réelle de l'efficacité énergétique à hauteur de 20% dans toute l'Union européenne à l'horizon 2020, le plan d'action prévoit des mesures renforcées: amélioration de l'efficacité des appareils et des équipements industriels, amélioration du rendement de la production d'électricité et de chaleur, mise en place de réseaux et de compteurs intelligents permettant aux consommateurs de surveiller et d'optimiser leur consommation d'électricité, de gaz, de chaleur, de froid et d'eau chaude, etc. D'ici à 2020, les Etats membres devront mettre à disposition d'au moins 80% de leurs clients finaux des compteurs électriques intelligents, dans la mesure où un rapport coûts/efficacité positif a pu être confirmé dans le cadre d'analyses nationales.

En juin 2012, le Conseil et le Parlement sont tout d'abord parvenus à un accord informel sur la directive relative à l'efficacité énergétique (europarl.europa.eu 2012). Celle-ci stipule que les Etats membres devront fixer leurs propres objectifs indicatifs en matière d'efficacité énergétique et présenter leur plan d'action national tous les trois ans (2014, 2017 et 2020). Par ailleurs, la directive prévoit des mesures communes, par exemple l'obligation pour les entreprises d'approvisionnement en énergie d'atteindre entre 2014 et 2020 un objectif d'économie d'énergie cumulé équivalant à 1,5% des ventes annuelles d'énergie aux consommateurs finaux. D'ici à fin 2015, les Etats membres devront également communiquer à la Commission une évaluation complète, dans laquelle ils devront présenter les utilisations possibles d'installations CCF à haute efficacité et d'installations de chauffage et de refroidissement à distance efficaces et prévoir des aides financières pour les mesures relatives à l'efficacité énergétique. Ces dernières pourront par exemple prendre la forme de plans d'action nationaux pour l'efficacité énergétique financés autant par les pouvoirs publics que par les entreprises d'approvisionnement en énergie. S'il est constaté en 2013 que l'objectif d'efficacité de l'UE ne peut pas être atteint d'ici à 2020, la Commission proposera des objectifs nationaux à caractère contraignant.

#### Réduction des émissions de gaz à effet de serre

Le système européen d'échange de quotas d'émissions de gaz à effet de serre constitue le pilier de la réduction de 20% des émissions à l'horizon 2020 (2003/87/EG). Il entrera en 2013 dans sa troisième période d'échange (qui s'étendra jusqu'en 2020). Il oblige les exploitants d'installations émettant une grande quantité de gaz à effet de serre, telles que les centrales électriques et les installations industrielles, à réduire leurs émissions d'ici à 2020 selon des objectifs spécifiques, par des mesures ad hoc ou en achetant des droits d'émission. Enfin, pour les émissions restantes non soumises au système de quotas, les objectifs de réduction fixés pour la période 2005-2020 dans chaque Etat membre selon le principe de répartition des efforts s'appliquent dans toute l'UE.

### 3.2.3 Stratégie en matière d'infrastructures

En ce qui concerne les infrastructures réseau, l'UE considère qu'il y a un besoin d'action urgent à l'horizon 2020 et au-delà. (KOM(2010) 677). Il s'agit essentiellement d'équiper et de moderniser les réseaux afin de créer un marché intérieur européen de l'énergie et garantir la sécurité des systèmes. L'UE investira quelque 200 milliards d'euros dans le développement des seuls réseaux de transport à l'horizon 2020 (consilium.europa.eu 2011).

Le principal aspect des réflexions sur le développement des infrastructures réseau est la part croissante que prend l'électricité d'origine renouvelable injectée de manière irrégulière dans le réseau. Dans son rapport sur les infrastructures réseau, l'UE prévoit que d'ici à 2020, environ 12% de la production d'électricité d'origine renouvelable devraient provenir d'installations en mer, notamment dans les mers septentrionales, auxquels s'ajoute la production des parcs éoliens terrestres et des installations photovoltaïques d'Europe méridionale.

Ces régions de production devront être reliées aux régions de stockage dans les Alpes et dans le nord de l'Europe (KOM(2010) 677). Le premier plan décennal de développement du réseau (TYNDP, 10-year network development plan) constitue la base de définition des priorités dans le domaine des infrastructures électriques à l'horizon 2020 (Entso-E 2010). Pour garantir l'intégration des sources d'énergie renouvelables dans le nord et le sud de l'Europe, la Commission européenne propose de se concentrer sur les secteurs suivants, afin que les réseaux électriques européens soient équipés pour les objectifs 20/20/20: ((2010) 677):

- Europe du Nord et Europe centrale: intégration et interconnexion des capacités de production d'électricité des mers septentrionales avec les centres de consommation d'Europe du Nord et d'Europe centrale et les installations de pompage-turbinage dans les Alpes et les pays du Nord.
- Sud-ouest de l'Europe: installation d'interconnexions pour l'énergie éolienne, hydraulique et solaire dans le sud-ouest de l'Europe, notamment entre la péninsule ibérique et la France. Par ailleurs, des interconnexions entre l'Afrique du Nord et l'Europe centrale doivent être mises en œuvre pour le transport de l'énergie solaire (produite dans le cadre du projet Desertec, par exemple).
- Europe centrale et orientale et sud-est de l'Europe: renforcement du réseau régional sur les axes nord-sud et est-ouest afin de favoriser l'intégration des marchés et des énergies renouvelables, y compris les connexions aux capacités de stockage d'électricité (c'est-à-dire principalement les centrales de pompage-turbinage situées dans les Alpes orientales).
- Achèvement du PIMERB (Plan d'interconnexion des marchés énergétiques de la région de la Baltique): intégration des États baltes au marché européen par le renforcement de leurs réseaux nationaux et l'extension des interconnexions avec la Finlande, la Suède et la Pologne ainsi que par le renforcement du réseau national polonais et des interconnexions à l'est et à l'ouest.

### 3.2.4 Marché intérieur de l'énergie

L'un des grands axes de la politique énergétique des vingt dernières années doit s'achever en 2014 avec le marché intérieur européen de l'énergie: depuis le début des années 1990, la production et la vente d'électricité font l'objet d'une libéralisation progressive en Europe, des secteurs qui sont donc indépendants du monopole sur le réseau s'ils sont régulés en conséquence. L'objectif consiste à créer le plus grand marché de l'électricité au monde, couvrant tout le continent et plus de 500 millions de consommateurs. Un marché intérieur de l'énergie compétitif constitue pour l'UE un outil stratégique pour, d'une part, permettre aux consommateurs européens de choisir entre différents fournisseurs de gaz et d'électricité en bénéficiant de prix raisonnables et, d'autre part, rendre le marché accessible à tous les fournisseurs, notamment les petits prestataires et les investisseurs dans les énergies renouvelables. De plus, il s'agit pour l'UE de créer un cadre dans lequel il sera possible de développer de manière effective et efficiente un système d'échanges pour les quotas d'émissions de gaz à effet de serre. Un marché intégré dans les faits contribue ainsi à la diversification de l'approvisionnement en énergie et donc à la sécurité de l'approvisionnement.

La libéralisation par étapes a été mise en place sur le plan européen en 1998, sous la forme de deux paquets successifs (en 1996 et 2001). Ces paquets imposaient tout d'abord une séparation comptable, puis juridique, de la production, du transport et de la distribution d'électricité ainsi que l'obligation d'acheminer l'électricité; ils définissaient par ailleurs un élargissement progressif de l'accès au marché pour les grands consommateurs d'énergie, puis pour les plus petits consommateurs. Le marché est ainsi complètement ouvert aux clients professionnels depuis 2004 et aux ménages depuis 2007. Dans le même temps, des autorités de régulation nationales ont été instituées, avec pour objectif d'assurer un cadre concurrentiel approprié. En 2009, le troisième paquet de libéralisation a été approuvé. Il devait être mis en œuvre par les États membres avant mars 2011. Il prévoit un nouveau renforcement des règles de séparation en obligeant les États membres à constituer un organisme national indépendant chargé de la gestion des réseaux de transport. Avec la création de l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER, Agency for the Cooperation of the Energy Regulators), l'UE franchit une étape supplémentaire vers le regroupement des différents marchés. L'objectif de l'ACER est de veiller à ce que le cadre réglementaire contribue à mener rapidement à terme le projet de marché intérieur de l'énergie.

### 3.2.5 Impact sur les développements en Suisse

La Suisse est située au centre de l'Europe, elle constitue donc un pays de transit important pour l'électricité et le gaz en Europe centrale. Une intégration de la Suisse dans le marché européen de l'énergie est indispensable à la sécurité et à la rentabilité de l'approvisionnement du pays: avec l'interconnexion des marchés intérieurs européens de l'énergie, la Suisse s'assure également des opportunités et des synergies pour elle-même – dans les domaines du négoce de l'électricité, de l'acquisition d'énergie et de la vente. Elle simplifie par ailleurs l'accès aux énergies si elle peut participer à l'élaboration d'une politique de sécurité de l'approvisionnement en énergie dans l'Union européenne, par exemple dans la perspective des relations de l'UE avec les Etats fournisseurs de gaz ou d'uranium. Pour l'approvisionnement en électricité, la collaboration et l'interconnexion par la compensation de l'injection d'énergies renouvelables à l'échelle européenne constituent la meilleure exploitation possible des différents potentiels géographiques et météorologiques. Les quatre éléments suivants sont en première ligne des relations bilatérales avec l'UE dans ce domaine: la conclusion d'un accord bilatéral sur l'électricité avec l'UE; l'assurance d'une participation de la Suisse à un couplage des marchés avec les pays voisins; l'intégration de la Suisse dans l'infrastructure électrique européenne en plein développement dans le contexte d'un plus grand apport d'énergies renouvelables; l'interconnexion des systèmes d'échange de quotas d'émissions de la Suisse et de l'UE.

Le constat suivant s'impose: l'ouverture du marché suisse et son intégration dans le marché de l'UE n'entraînent pas automatiquement une baisse des prix de l'électricité. Comme en Suisse, la politique énergétique européenne est, elle aussi, grevée d'objectifs contradictoires dont la Suisse doit tenir compte.

#### Accord sur l'électricité

Une politique énergétique et climatique détachée du contexte européen n'est pour la Suisse ni judicieuse ni réellement possible. La feuille de route pour l'énergie à l'horizon 2050 élaborée par l'UE indique la voie de développement à suivre avec pour objectif la décarbonisation du système énergétique. En coordonnant des actions avec l'UE, il est possible d'améliorer l'efficacité des investissements dans les réseaux, la production et les mesures relatives à l'efficacité énergétique en Suisse. Cela permet de bénéficier d'économies d'échelle et d'atténuer l'augmentation du prix de l'électricité. Un accord sur l'électricité permettrait également à la Suisse d'être membre du REGRT-E (Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport d'électricité) et de l'ACER de sorte qu'elle pourra participer à la poursuite du développement des fondements. Il convient alors de tenir compte de la situation spécifique de la Suisse afin que ses ressources puissent être développées judicieusement.

L'accord sur l'électricité en négociation entre l'UE et la Suisse depuis 2007 diminue les risques d'isolement et apporte plus d'avantages que d'inconvénients. Le mandat de négociation a depuis été adapté au troisième paquet de libéralisation et les nouvelles directives pour la promotion des énergies renouvelables y ont été intégrées.

#### Participation au couplage des marchés dans l'UE

Le réseau interconnecté européen a été créé pour assurer une assistance mutuelle en cas de situation exceptionnelle, telle que la défaillance d'une centrale. Toutefois, les capacités au niveau de certains points de couplage ne suffisent pas aux situations actuelle et future. Jusqu'à présent, elles ont pour la plupart été allouées dans le cadre d'enchères explicites, quelle que soit la quantité d'électricité que le négociant est capable d'importer en réalité. Il peut donc arriver que des capacités déjà limitées sans cela ne soient pas entièrement exploitées.

Le couplage des marchés (market coupling) permet d'optimiser l'exploitation des points de couplage. Les bourses de l'électricité comparent leurs prix spots du marché et échangent de l'énergie tant qu'il existe des différences de prix et que le gestionnaire de réseau de transport dispose d'une capacité d'acheminement non exploitée suffisante. Puisque la région où le prix est le plus bas fournit une quantité suffisante d'électricité à la région où le prix est le plus élevé, les différences de prix s'équilibrent. Le couplage des marchés entraîne donc un équilibre des prix du marché et l'exploitation optimale des capacités d'acheminement disponibles.

Le couplage des marchés doit être réalisé au niveau européen d'ici à 2014. La participation de la Suisse représente un avantage: l'impact sur le niveau du prix de l'électricité est positif et la Suisse ne peut profiter de son rôle de plaque tournante que si elle est intégrée aux marchés européens.

#### Développement des énergies renouvelables dans l'Union européenne

La Suisse est directement concernée par la transformation de l'infrastructure d'approvisionnement en énergie et en électricité et des installations de production dans les pays de l'UE. L'injection accrue d'électricité de production irrégulière, le besoin croissant en capacité de stockage (par pompage-turbinage) d'électricité ou la construction d'un smart grid dans l'UE ne constituent que trois aspects de la stratégie énergétique européenne ayant des conséquences considérables pour la Suisse.

Dans le cadre des négociations relatives à l'accord sur l'électricité, il convient de tenir compte de la situation spécifique de la Suisse lors de la discussion des objectifs européens de développement des énergies renouvelables.

#### Interconnexion des systèmes d'échange de quotas d'émissions

Une interconnexion du marché suisse des émissions de CO<sub>2</sub> et du système d'échange de quotas de l'UE est sur la table des négociations depuis 2010. Regrouper les systèmes suisse et européen exige une compatibilité totale des deux systèmes et la signature d'un traité international. Du point de vue helvétique, une intégration au marché européen d'échange de quotas d'émissions présente des avantages aussi bien sur le plan de la politique environnementale que de l'économie: un marché commun du CO<sub>2</sub> ouvrirait en effet davantage de potentiels de réduction peu coûteux. La reconnaissance des crédits d'émissions européens est une condition obligatoire à l'accès au marché européen des quotas d'émissions et donc à une plus grande flexibilité dans la compensation des émissions de CO<sub>2</sub>, par exemple pour les centrales à gaz à cycle combiné.

### 3.3 Contexte helvétique

#### 3.3.1 Croissance démographique et économique jusqu'en 2050

Le présent rapport repose sur les scénarios actuels d'évolution démographique de la Suisse élaborés par l'Office fédéral de la statistique (OFS), plus précisément sur le scénario moyen présenté dans le rapport «Les scénarios de l'évolution de la population de la Suisse 2010–2060». La population de la Suisse devrait augmenter de 13% entre aujourd'hui (fin 2011) et 2050, pour passer de 7,95 millions à 9,0 millions d'habitants (BFS 2010). Ce scénario d'évolution démographique et le présent rapport reposent sur l'hypothèse d'une stabilité à long terme de la croissance économique suisse.

#### 3.3.2 Politiques climatique et énergétique et conséquences futures

Selon l'art. 89 de la Constitution fédérale de la Confédération suisse, «dans les limites de leurs compétences respectives, la Confédération et les cantons s'emploient à promouvoir un approvisionnement énergétique suffisant, diversifié, sûr, économiquement optimal et respectueux de l'environnement, ainsi qu'une consommation économe et rationnelle de l'énergie». La loi sur l'énergie concrétise ces objectifs et définit comme lignes directrices un approvisionnement énergétique sûr, économique et compatible avec les impératifs de la protection de l'environnement. Elle mentionne notamment: «L'approvisionnement énergétique relève des entreprises de la branche énergétique. La Confédération et les cantons ins-

taurent les conditions générales permettant à ces entreprises d'assumer leurs tâches de manière optimale dans l'optique de l'intérêt général.»

La loi sur l'énergie a notamment pour but, outre d'assurer un approvisionnement énergétique économique et compatible avec les impératifs de la protection de l'environnement, de promouvoir l'utilisation économe et rationnelle de l'énergie et d'encourager le recours aux énergies indigènes et renouvelables. Aujourd'hui, les énergies renouvelables représentent 20% de la consommation énergétique totale en Suisse. Elles constituent 57% de la production d'électricité, dont une grande partie (près de 96%) est assurée par des centrales hydroélectriques. Dans le domaine de l'énergie destinée au chauffage et au froid ou au transport, la part des énergies renouvelables est considérablement plus faible.

Au 1<sup>er</sup> janvier 2009, une révision de la loi sur l'énergie a fixé l'objectif d'augmenter la production d'électricité d'origine renouvelable de 5'400 GWh d'ici à 2030, soit à près de 10% de la demande en électricité actuelle. Par ailleurs, une rétribution à prix coûtant du courant injecté (RPC) a été introduite et les encouragements de l'Etat pour le développement des sources d'énergie renouvelables ont considérablement augmenté par rapport à l'ancien mode de financement des frais supplémentaires. La RPC garantit aux producteurs, pendant 20 à 25 ans, une rétribution du courant qu'ils injectent à partir d'installations photovoltaïques, de petites centrales hydroélectriques, d'installations éoliennes et de la valorisation énergétique de la biomasse et de la géothermie.



Depuis l'an 2000, la loi sur le CO<sub>2</sub> constitue une autre base légale pour la mise en œuvre du protocole de Kyoto. Le but est d'atteindre une réduction de 10% des émissions de gaz à effet de serre sur la moyenne des années 2008 à 2012 par rapport au niveau de 1990. Différents instruments sont utilisés pour atteindre les objectifs fixés: tout d'abord des mesures volontaires de la part de la branche (notamment l'Agence de l'énergie pour l'économie et la Fondation Centime climatique) et des particuliers, auxquelles peut venir s'ajouter une taxe sur le CO<sub>2</sub> si les mesures volontaires ne s'avèrent pas suffisamment efficaces. Par ailleurs, la loi actuelle sur le CO<sub>2</sub> permet d'utiliser les mécanismes flexibles du protocole de Kyoto (par exemple les échanges de quotas d'émissions). D'ici à 2020, la loi sur le CO<sub>2</sub> entièrement révisée approuvée fin 2011 prévoit un objectif de réduction de 20% par rapport au niveau de 1990, à atteindre exclusivement à l'échelle nationale. C'est seulement si cet objectif est relevé (ce à quoi le Conseil fédéral est habilité dans le cadre de traités internationaux) qu'une compensation partielle à l'étranger sera effectuée.

La réglementation relative à la compensation des émissions de CO<sub>2</sub> des centrales thermiques conventionnelles revêt une importance toute particulière pour la branche électrique: dans la lignée des réflexions menées à l'époque sur le futur de l'approvisionnement en électricité de la Suisse, le Parlement a promulgué par voie d'urgence au printemps 2007 des dispositions pour la compensation des émissions de CO<sub>2</sub> d'éventuelles centrales à gaz en Suisse. Les émissions de ces centrales doivent être entièrement compensées, dont 70% en Suisse, conformément à la législation entrée en vigueur entre-temps. La loi sur le CO<sub>2</sub> entièrement révisée qui entrera en vigueur en 2013 assouplit cette obligation dans la mesure où 50% des émissions pourront désormais être couvertes par des certificats étrangers.

La législation sur l'énergie nucléaire en Suisse relève exclusivement de la compétence de la Confédération (art. 90 de la Constitution fédérale). La Confédération accorde des autorisations générales pour la construction de nouvelles centrales nucléaires, tandis que le Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication (DETEC) accorde les autorisations de construire et d'exploiter. Suite à l'explosion du réacteur de la centrale nucléaire de Fukushima au Japon le 11 mars 2011, le Conseil fédéral a décidé le 25 mai 2011 de poursuivre l'exploitation des centrales nucléaires suisses aussi longtemps qu'elles sont sûres. A l'échéance de leur durée d'exploitation conforme à la sécurité, elles ne seront pas remplacées par de nouvelles centrales nucléaires. Pour compenser les capacités supprimées, le Conseil fédéral élabore une nouvelle stratégie énergétique à l'horizon 2050 (bfe.admin.ch 2011). Les projets de loi concernés devraient être soumis à la procédure de consultation à l'automne 2012. Les priorités ont d'ores et déjà été établies au printemps 2012; elles englobent notamment une baisse de la consommation d'électricité, le développement des énergies renouvelables, y compris l'énergie hydraulique, le recours aux importations d'électricité ainsi que le développement des réseaux électriques.

La Confédération supervise l'exploitation de l'énergie hydraulique en Suisse (art. 76 de la Constitution fédérale) bien que les eaux territoriales relèvent principalement de la compétence des

cantons. En 1916 a été promulguée la loi sur les forces hydrauliques, stipulant que l'utilisation n'est autorisée qu'en vertu d'une concession accordée par l'autorité concernée. La concession est accordée pour une durée de 80 ans maximum en contrepartie d'une indemnité, telle qu'une taxe, une redevance hydraulique annuelle et une livraison d'énergie. Les débits résiduels et les rapports juridiques à l'échéance des concessions (droit de retour) sont par ailleurs définis avec la concession. Les concessions de nombreuses centrales arrivant à échéance dans les dix prochaines années, ces dispositions prennent un tout nouveau sens avec la stratégie énergétique 2050.

### 3.3.3 Ouverture du marché de l'énergie et conséquences futures

En Suisse, l'ouverture du marché européen a eu pour conséquence directe la promulgation d'une loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEl) entrée en vigueur au 1<sup>er</sup> janvier 2008. La présente loi a pour objectif de «créer les conditions propres à assurer un approvisionnement en électricité sûr ainsi qu'un marché de l'électricité axé sur la concurrence». Elle oblige les gestionnaires de réseau à raccorder tous les consommateurs finaux d'une zone de desserte au réseau électrique et à garantir l'accès au réseau à des tiers de manière non discriminatoire. L'électricité est alors considérée comme un agent énergétique de réseau, et donc comme une marchandise pouvant être négociée entre des participants au marché indépendants. Du point de vue helvétique, la LApEl constitue une première étape vers l'ouverture du marché et la base légale d'un accord sur l'électricité avec l'UE.

Un environnement de marché est en principe plus stimulant pour les prix qu'une régulation et une réglementation exclusives. Ce principe s'applique, comme le souligne la loi sur l'approvisionnement en électricité, à de nombreux domaines:

- Les énergies renouvelables qui permettent de produire de l'électricité lorsque celle-ci se fait rare sont plus précieuses. Elles doivent donc être intégrées au marché de l'électricité.
- Une efficacité énergétique optimale dans la consommation d'électricité est soutenue par des prix de détail alignés sur les prix du marché de l'électricité et ne dépassant pas le seuil des coûts de production.
- Le marché constitue le meilleur outil de coordination pour équilibrer l'offre et la demande en électricité à n'importe quel moment et ainsi garantir la stabilité du système. Les prix du marché jouent par ailleurs un rôle central dans le remplacement et dans la construction de nouvelles centrales électriques, en envoyant des signaux aux investisseurs.
- La compétitivité de la branche suisse de l'électricité est en principe renforcée par une ouverture totale du marché compatible avec celle de l'UE. Pour cela, il est indispensable que les EAE suisses puissent «lutter à armes égales». Il est donc primordial que les prix du marché soient utilisés comme base de calcul pour les prix de l'électricité en Suisse également.

Il en découle aussi des interactions entre l'ouverture du marché et l'évolution des différents scénarios, particulièrement du scénario 3.<sup>4</sup>

<sup>4</sup> Voir chapitre 8.3.2.1



L'ouverture actuelle du marché en Europe et en Suisse a montré qu'il est nécessaire de vérifier en permanence la réglementation et de l'adapter le cas échéant. C'est notamment le cas des marchés partiels, par exemple en cas d'ouverture partielle du marché comme en Suisse actuellement, ou lorsque la production est écoulee en dehors du marché par des aides financières aux énergies renouvelables. Pour conclure, l'intégration dans le marché de l'UE n'entraîne donc pas automatiquement une baisse des prix de l'électricité.

### Libéralisation en deux phases

Sur la base de la LApEl, l'ouverture du marché suisse de l'électricité se déroule en deux étapes. L'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (OApEl) du 14 mars 2008 concrétise le droit à l'accès libre au réseau: dans une première étape (à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2009), les consommateurs finaux ayant une consommation annuelle d'au moins 100 MWh peuvent choisir librement leur fournisseur (art. 11). L'ensemble des consommateurs disposera de ce droit à la deuxième étape d'ouverture du marché seulement, qui devrait être mise en œuvre à partir de 2015.

L'électricité est un agent énergétique de réseau. Pour permettre à tous les participants au marché d'accéder au réseau, ce domaine est régi par la LApEl. La loi exige notamment une séparation du secteur du réseau et du secteur de l'énergie. Sur le plan des réseaux de distribution, une séparation compatible suffit, tandis que sur le plan des réseaux de transport, la création d'un organisme dédié est nécessaire. D'ici fin 2012, la propriété et l'exploitation des réseaux de transport seront transférées des anciens propriétaires à l'opérateur de réseau national (Swissgrid). Avec la création de Swissgrid, la Suisse remplit l'un des critères essentiels de son intégration au marché intérieur européen de l'électricité.

Par ailleurs, la loi sur l'approvisionnement en électricité régit la redevance d'utilisation du réseau et les coûts de réseau imputables. Leur supervision incombe à la Commission de l'électricité (ElCom), l'autorité de régulation instituée dans le cadre de la LApEl. Les tarifs du réseau sont contrôlés tous les ans par l'ElCom.

### Obstacles réglementaires

En réalité, la première étape de libéralisation n'a pas connu un grand succès: seul un petit nombre de clients ayant droit d'accès au marché ont changé de fournisseur par le passé. Outre la législation et le cadre réglementaire suisses, le niveau et la volatilité des prix de l'électricité sur le marché international influencent particulièrement le comportement des clients du secteur de l'électricité.

Il est absolument nécessaire de veiller à un élargissement du marché en vue de la deuxième étape de libéralisation. A titre d'exemple, les énergies renouvelables devront ainsi être intégrées au marché de l'électricité et la concurrence entre les fournisseurs devra être ouverte et encouragée. Ces mesures pourront garantir que les prix de l'électricité resteront acceptables à long terme pour les consommateurs.

L'organisation actuelle du marché de l'électricité entraîne des inégalités de traitement entre les clients ayant un droit d'accès au réseau d'une part et les clients protégés faisant usage de l'approvisionnement de base d'autre part. L'obligation de fournir à ces derniers de l'électricité à un prix déterminé en fonction du coût de production empêche toute concurrence. Pour la branche de l'électricité, ce marché fragmenté est synonyme de frais administratifs élevés et de résultats médiocres. Avec l'incertitude liée à l'entrée en vigueur de la deuxième étape d'ouverture du marché, qui dépendra du référendum facultatif, il subsiste une incertitude juridique qui a freiné les investissements dans la branche de l'électricité.

### 3.4 Conclusion

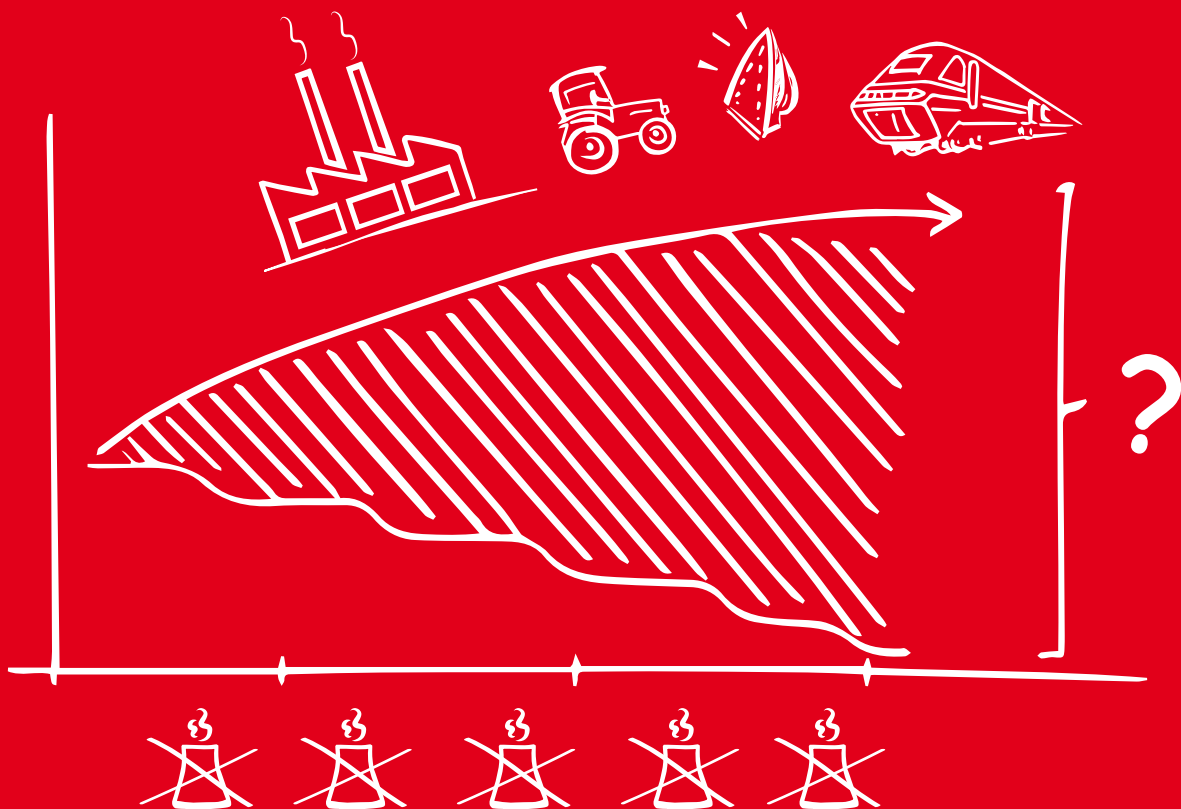
En résumé:

- Le besoin en énergie dans le monde va continuer à augmenter. On peut par ailleurs supposer que les ressources en énergies primaires importantes pour la Suisse (principalement le gaz naturel et l'uranium) resteront disponibles pour la période considérée en cas de prix légèrement en augmentation sur le long terme.
- Les marchés mondiaux de l'énergie représentent des incitations et des conditions-cadre importantes pour l'évolution future de la branche électrique suisse. L'évolution de la situation mondiale influence la disponibilité et les prix des énergies primaires – la Suisse n'est pas une île.
- Une intégration plus forte de la Suisse dans le marché européen de l'énergie est bénéfique pour la sécurité de l'approvisionnement du pays, quels que soient la proportion d'énergies renouvelables et le niveau d'efficacité énergétique qui seront atteints.
- Un accord sur l'électricité entre la Suisse et l'Union européenne représente globalement plus d'avantages que d'inconvénients et réduit le risque d'isolement futur.
- Le marché est en principe plus stimulant pour les prix qu'une régulation et une réglementation exclusives.



# 4.

Le rapport de l'AES décrit des scénarios futurs en principe possibles, assortis de variables contextuelles plausibles et cohérentes. De tels scénarios constituent donc autant de «settings» possibles pour les actions politiques, économiques, individuelles ou collectives du futur.



## Contexte dans les scénarios de l'étude AES

### 4.1 Méthodologie des scénarios

Le présent rapport fait l'objet d'un changement de méthode: par le passé, l'AES proposait dans ses prévisions ou dans ses rapports des Dix une fourchette d'évolution probable de la demande en électricité. A partir de là, les options possibles permettant de couvrir cette demande étaient représentées.

Aujourd'hui, les incertitudes se sont considérablement accrues dans divers domaines. C'est la raison pour laquelle le présent rapport propose des scénarios à partir desquels sont déduites des relations de cause à effet. Ces scénarios tentent de cerner l'avenir sous forme de diverses configurations, à la fois imaginables, plausibles et cohérentes, des différentes variables contextuelles. De tels scénarios constituent donc autant de «settings» possibles pour les actions politiques, économiques, individuelles ou collectives du futur.

Lors du choix des paramètres contextuels à prendre en compte comme variables dans les scénarios, il convient de se limiter aux aspects les plus importants pour éviter une trop grande complexité des observations. Dans le souci de tenir compte du discours social et politique actuel, l'évolution sociale et la politique énergétique et environnementale qui en découlent sont considérées dans le présent rapport comme des variables contextuelles essentielles.

Les objectifs fixés dans la Constitution fédérale et au chapitre 3.3.2 constituent la base de la politique énergétique. Le débat public est aujourd'hui dominé par la protection de l'environnement et la lutte contre le réchauffement climatique ainsi que la préservation des ressources naturelles. Par conséquent, la poursuite du développement du cadre

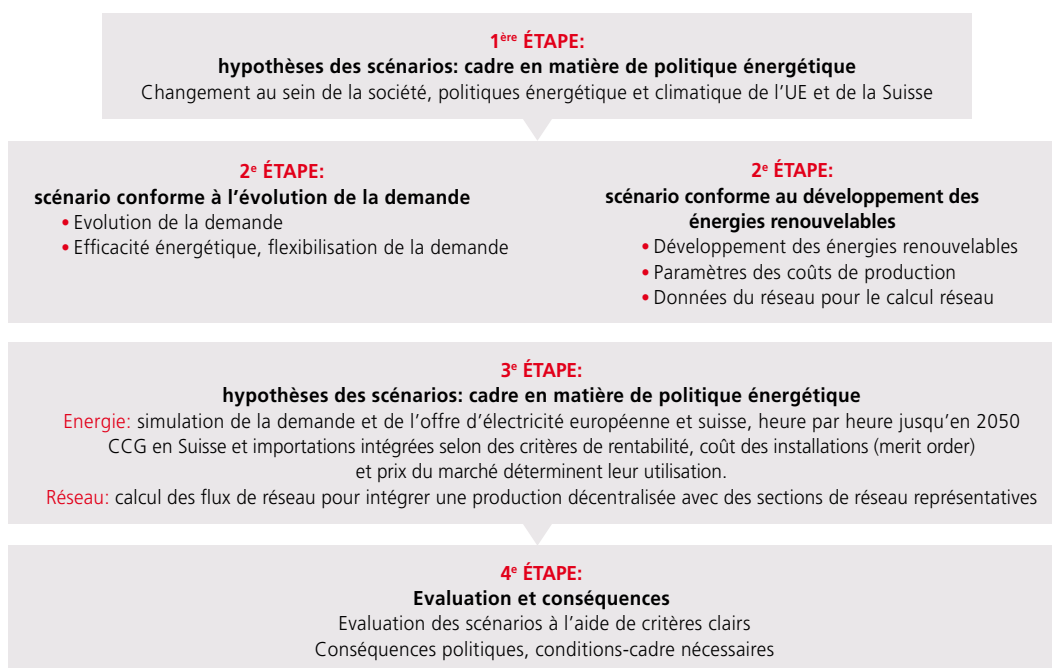
réglementaire est axée aujourd'hui sur la réglementation et les mesures d'encouragement dans les domaines des énergies renouvelables, de la réduction des émissions de CO<sub>2</sub> et de la protection de l'environnement et du climat en général. Les éventuels conflits d'intérêts concernant la sécurité ou la rentabilité de l'approvisionnement sont relégués au second plan. En revanche, les exigences posées concernant la réalisation des objectifs dans les domaines de la sécurité de l'approvisionnement, de la rentabilité et de la protection de l'environnement et du climat sont prises en compte dans les scénarios.

Dans cette logique, les scénarios reposent donc sur différents cadres de politique énergétique qui en fin de compte devront être appuyés par l'état d'esprit correspondant de la part de la population. Les questions-clés des analyses sont donc:

- Que signifieraient les différents scénarios relatifs à la consommation d'électricité, au parc de centrales électriques et aux réseaux?
- Quelles sont les autres conséquences à attendre lorsqu'une politique énergétique et environnementale est réellement mise en œuvre? Que doivent faire les milieux politiques, et/ou que doit finalement approuver et accepter la société pour que le scénario devienne réaliste?

Les conclusions tirées des scénarios s'appuient sur les résultats obtenus dans le cadre d'autres études qualitatives et quantitatives actuelles ainsi que sur l'expertise et l'expérience de la branche. Les études figurent dans l'annexe 11.1. Les chapitres qui suivent présentent les variables contextuelles des trois scénarios.

GRAPHIQUE 4.1: Méthodologie utilisée pour le développement des scénarios



Source: AES

## 4.2 Données de base communes à tous les scénarios

Le postulat de départ de tous les scénarios en matière de politique énergétique est la décision prise le 25 mai 2011 par le Conseil fédéral d'exploiter les centrales nucléaires aussi longtemps qu'elles sont sûres et de ne pas les remplacer par de nouvelles centrales nucléaires. Quel que soit le scénario, les calculs modélisés sont basés sur une durée d'exploitation de 50 ans des centrales nucléaires existantes.

Rapporté aux données macroéconomiques de référence en Suisse, le présent rapport utilise le scénario moyen de l'OFS (BFS 2010).<sup>5</sup> L'évolution politique mondiale et européenne est basée sur un contexte stable rendant possible une certaine croissance économique.

Les paramètres qui ne sont pas non plus soumis à variation dans les scénarios sont les principaux prix et coûts supposés. Ceux-ci sont en effet déterminés par le marché mondial et donc très peu dépendants de la situation régnant en Europe, et encore moins en Suisse. Quel que soit le scénario, les prix du pétrole, du gaz naturel<sup>6</sup> et du charbon reposent sur une étude approfondie basée sur l'hypothèse d'une certaine stabilité de l'économie mondiale<sup>7</sup> et sur des analyses macroéconomiques détaillées. Quel que soit le scénario, le prix du CO<sub>2</sub> suivra à partir de 2015 les hypothèses de prix correspondantes pour les échanges de quotas d'émissions dans l'UE (système communautaire d'échange de quotas d'émission).<sup>8</sup>

Les composantes des coûts liés aux technologies de production et aux investissements dans le réseau ont été analysées pour la Suisse uniquement et utilisées dans tous les calculs modélisés. Dans ces calculs, le développement de la production d'origine renouvelable a été déterminé pour chaque scénario, tandis que la construction et l'exploitation de centrales à gaz à cycle combiné et d'installations CCF ainsi que le recours aux importations et aux exportations ont été calculées

selon des critères de rentabilité pour couvrir la demande déterminée pour chaque scénario. Des hypothèses spécifiques à chaque scénario ont également été formulées pour l'évolution du parc de centrales des pays voisins de la Suisse.

Le présent rapport considère qu'un scénario impliquant le maintien du statu quo serait improbable: tous les scénarios suivent en effet une orientation de politique énergétique durcie, comme expliqué ci-avant.

## 4.3 Contexte dans le scénario 1

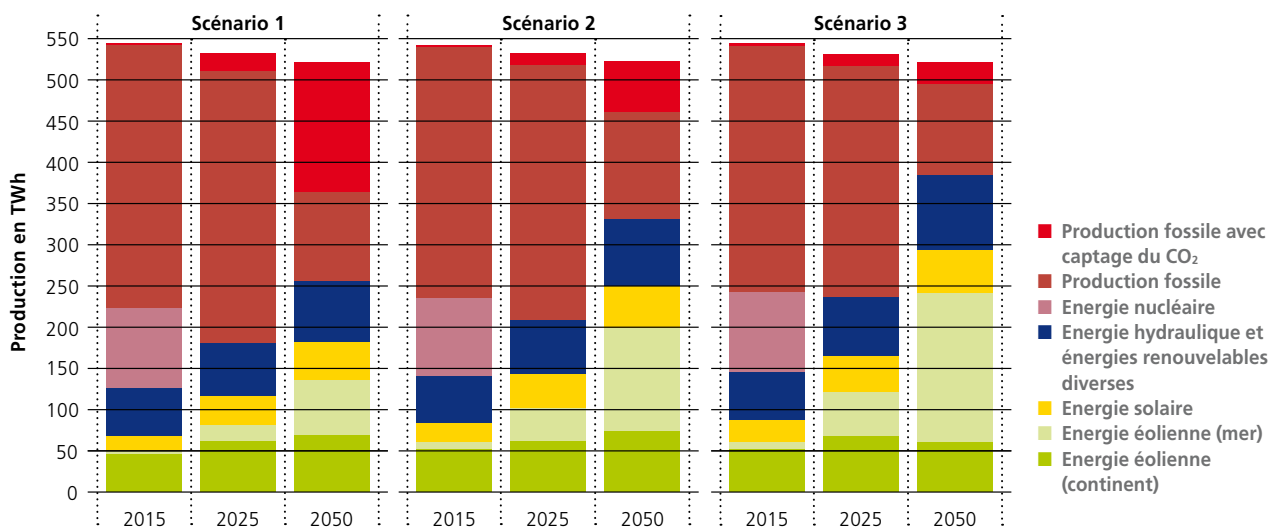
Ce scénario décrit un durcissement modéré par rapport au passé des objectifs fixés pour la politique énergétique et environnementale. Un état d'esprit des milieux politiques et de la population considérant durablement la demande en énergie comme un thème important constitue un terrain propice pour cela.

Dans le reste de l'Europe, la poursuite des objectifs 20/20/20 fixés par l'UE pour l'horizon 2020 est au centre des préoccupations.<sup>9</sup> A cela s'ajoute un accord international modéré sur la lutte contre le réchauffement climatique, accord qui oblige les pays industriels à poursuivre leurs efforts de réduction des émissions de gaz à effet de serre.

Dans ce scénario, la Suisse s'aligne sur ce contexte de politique énergétique internationale. Elle participe ainsi notamment aux systèmes d'échange et de compensation des émissions de CO<sub>2</sub> en vigueur dans toute l'UE pour la réduction des émissions et le développement des énergies renouvelables.

Le développement des énergies renouvelables dans les pays européens limitrophes de la Suisse varie dans les trois scénarios. Le graphique suivant illustre les tendances en Allemagne pour les trois scénarios:

GRAPHIQUE 4.2: Hypothèses spécifiques à chaque scénario concernant la production d'électricité annuelle en Allemagne



Source: Pöyry 2012

<sup>5</sup> Voir graphique 3.3.1, <sup>6</sup> Voir graphique 3.2, <sup>7</sup> Voir chapitre 3.1 et Pöyry 2012, <sup>8</sup> Voir graphique 3.2, <sup>9</sup> Voir chapitre 3.2.1

Comme le montre le graphique, la demande en électricité en Allemagne baisse quel que soit le scénario. Dans le scénario 1, les énergies renouvelables prennent une place de plus en plus importante, pour atteindre 23% en 2015 et 48% en 2050.

Concernant l'évolution de la demande en Suisse, le scénario 1 suppose que l'augmentation de la consommation observée par le passé ralentit. Il place la barre plus haut que dans le scénario «Poursuite de la politique actuelle» de l'OFEN (OFEN, Stratégie énergétique 2011), pour aller au-delà de l'évolution de la politique énergétique que l'on pouvait attendre avant Fukushima. Le scénario 1 repose donc sur un contexte social et politique qui soutient une politique un peu plus ambitieuse qu'auparavant, notamment en matière d'efficacité énergétique.

En ce qui concerne l'offre, le scénario 1 explore le développement de la production d'électricité d'origine renouvelable prévu par la loi sur l'énergie en vigueur et fait légèrement grimper cette tendance d'ici à 2050. De plus, comme mentionné plus haut, les centrales nucléaires ne seront pas remplacées par d'autres centrales nucléaires. Par ailleurs, une continuité plus ou moins linéaire des objectifs existants fixés par la loi sur l'énergie et la loi sur le CO<sub>2</sub> est nécessaire. L'organisation du parc de centrales électriques restantes dépend essentiellement de leur acceptation par la population et des décisions politiques en faveur ou à l'encontre de certaines technologies qui en résultent éventuellement. On suppose qu'une compensation totale des émissions de CO<sub>2</sub> est toujours exigée pour les centrales à gaz à cycle combiné mais que, pour des raisons de rentabilité, une intégration complète au système d'échange de quotas d'émissions européen est possible.

Dans le cadre de ce scénario, le chapitre 8 présente un calcul de sensibilité qui limite les importations à un volume maximal pour obtenir un minimum d'électricité produite en Suisse.

#### 4.4 Contexte dans le scénario 2

Le scénario 2 part du postulat que la société connaîtra une évolution significative de ses valeurs. L'opinion publique et le climat politique soutiennent durablement et activement l'amélioration de l'efficacité énergétique et le développement des énergies renouvelables. Ce changement d'état d'esprit permet des mesures politiques visant des objectifs très ambitieux ainsi que des interventions tangibles, y compris au niveau des individus. La loi sur l'énergie et la loi sur le CO<sub>2</sub> fixent des objectifs plus élevés. Les interventions de l'Etat qui sont alors nécessaires entraînent une réglementation plus stricte du secteur de l'énergie et un plus grand durcissement des dispositions relatives à la politique énergétique au niveau fédéral et cantonal.

Dans ce scénario également, les grandes orientations sont constituées par les objectifs et stratégies de l'Union européenne, ainsi que par des objectifs ambitieux en vue de la réduction des émissions de gaz à effet de serre dans le cadre

d'un accord mondial sur le climat. Pour les pays voisins de la Suisse, le scénario modélise des parcs de centrales électriques spécifiques dont la part d'énergies renouvelables excède celle du parc d'installations utilisé dans le scénario 1. Selon le scénario 2, les énergies renouvelables prennent une place de plus en plus importante, pour atteindre par exemple 25% en 2015 et 62% en 2050 en Allemagne (voir graphique 4.2).

Au niveau de la demande, la mise en œuvre rigoureuse de ces objectifs est axée sur des stratégies nationales visant une augmentation significative de l'efficacité énergétique et électrique. Sur le plan de l'offre, on suppose un développement significatif des énergies renouvelables au niveau national. Conséquence: avec des mesures d'encouragement significatives, les potentiels exploitables seront épuisés à long terme, soit à l'horizon 2050.

#### 4.5 Contexte dans le scénario 3

Le troisième scénario part du postulat que la société connaîtra une évolution fondamentale de ses valeurs, avec un état d'esprit ouvert au renoncement. D'ici à 2050, 100% de l'approvisionnement en électricité en moyenne annuelle devra provenir des énergies renouvelables. Cela signifie que l'approvisionnement à partir de sources d'énergie renouvelables indigènes sera rapporté au bilan annuel et que les importations d'énergies renouvelables devront être limitées.

Les conditions-cadre de ce scénario comprennent également un durcissement important de la politique énergétique de l'UE, en mettant notamment la priorité sur l'augmentation solide de la part d'énergies renouvelables à l'horizon 2050. Les pays voisins obtiennent ainsi un mix de production où la part d'énergies renouvelables est encore plus élevée que dans le scénario 2. Selon le scénario 3, les énergies renouvelables prennent une place de plus en plus importante, pour atteindre par exemple 26% en 2015 et 72% en 2050 en Allemagne (voir graphique 4.2).

Un approvisionnement en électricité basé sur les énergies renouvelables implique des efforts rigoureux sur le plan de la demande afin de limiter ou de réduire le plus possible les volumes consommés. Par conséquent, les visions à long terme que sont la société à 1 tonne de CO<sub>2</sub> et la société à 2000 watts servent de schémas directeurs. Outre une augmentation drastique de l'efficacité énergétique et électrique, il est également nécessaire de mettre en place des mesures d'économie d'énergie en vue d'une modification consciente du mode de vie, plus axé sur la limitation de la demande (voir chapitre 5.2.5 «Suffisance»).

Le chapitre 6 montre précisément le potentiel considéré comme exploitable au niveau de l'offre en Suisse pour les énergies renouvelables dans les conditions sociales et politiques de ce scénario. Poursuivre le développement des énergies renouvelables nécessite des mesures d'encouragement globales et une modification drastique des conditions-cadre, afin que les potentiels puissent être exploités d'ici à 2050.

# 5.

L'interdépendance évidente entre évolution démographique et consommation d'électricité a été prouvée de manière empirique à de nombreuses reprises: plus une population est nombreuse, plus il faut d'électricité. Ce fait se répercute également sur le rapport entre croissance économique et consommation d'électricité.



# Evolution de la demande en électricité jusqu'en 2050

## 5.1 Facteurs d'influence sur la demande en électricité

Les principaux facteurs d'influence sur la demande en électricité sont la croissance démographique et la croissance économique. Le changement climatique (augmentation du besoin en refroidissement et baisse du besoin en chauffage), l'interaction entre consommation énergétique totale et électricité (substitution des agents énergétiques fossiles par des applications électriques) ainsi que le comportement des consommateurs et l'efficacité électrique jouent également un rôle. L'historique montre très clairement la relation directe qui existe entre consommation d'électricité et évolution démographique, comme l'illustre le graphique 5.1.

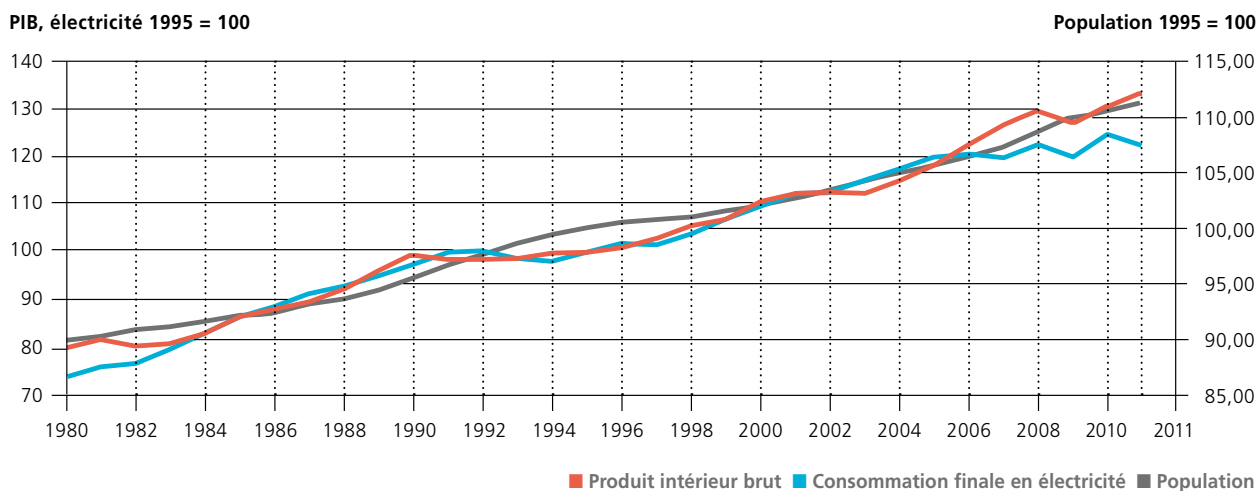
L'interdépendance évidente entre évolution démographique et consommation d'électricité a été prouvée de manière empirique à de nombreuses reprises: plus une population est nombreuse, plus il faut d'électricité.

Le rapport entre croissance économique et consommation d'électricité est tiré de la théorie économique et peut être vérifié intuitivement. Lorsque l'économie tourne à plein régime, la production est plus importante, les machines restent plus longtemps en service et sont mieux exploitées, et nécessitent donc une plus grande quantité d'électricité. Avec la croissance économique, le parc de production est remplacé

plus rapidement par des machines globalement plus efficaces, d'où une réduction de la consommation spécifique d'énergie (kWh/pièce). Mais une augmentation simultanée des quantités produites peut en retour entraîner une augmentation de la demande. Toutefois, on peut considérer qu'à l'avenir, la corrélation entre croissance économique et consommation d'électricité en Suisse sera moins marquée, car le pourcentage d'entreprises à forte consommation d'énergie reculera en faveur du secteur tertiaire. Bien entendu, cela ne signifie pas que l'industrie de production suisse disparaîtra, tant qu'elle restera hautement automatisée et innovante – critères pour lesquels la sécurité de l'approvisionnement est toujours plus importante. Dans un passé récent, la demande en électricité a déjà commencé à augmenter moins fortement que la croissance économique, comme l'illustre le graphique 5.1. Il est probable que cette tendance soit due entre autres à l'amélioration de l'efficacité énergétique réalisée ces dernières années, d'importants potentiels dans ce domaine ayant ainsi déjà pu être exploités.

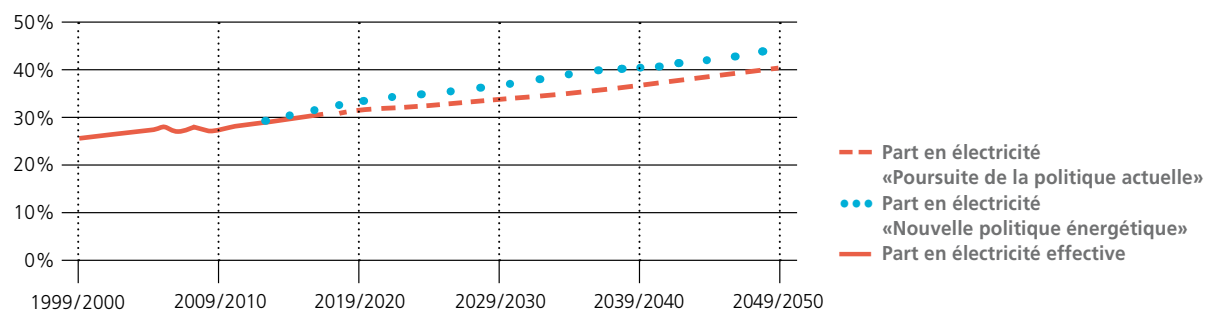
La croissance économique entraîne un solde migratoire positif et donc une tendance à la hausse de la population et des revenus. La taille des foyers décroît, la population vit dans des logements plus grands et possède davantage d'appareils, en majorité électriques.

GRAPHIQUE 5.1: Evolution de la consommation d'électricité, de la population et du produit intérieur brut



Sources: Office fédéral de la statistique, Office fédéral de l'énergie

**GRAPHIQUE 5.2: Part de l'électricité dans la consommation énergétique globale en % dans les scénarios de l'OFEN**



Source: Office fédéral de l'énergie (éd.): Fondements pour la stratégie énergétique du Conseil fédéral; printemps 2011. Résumé. Berne, 2011

Par ailleurs, la demande énergétique totale influence fortement la demande en électricité. L'électricité permet d'obtenir une meilleure efficacité énergétique – qu'il s'agisse d'applications thermiques par la substitution des énergies fossiles, d'équipement de commande et régulation pour des bâtiments bien isolés avec de faibles besoins en chauffage, dans la mobilité ou en tant qu'«épine dorsale» de notre société actuelle marquée par l'omniprésence de l'informatique. L'électricité constitue donc un moyen d'efficacité énergétique globale. Par conséquent, l'ensemble des prévisions et scénarios part du postulat que la part de marché de l'électricité dans la consommation énergétique totale va augmenter. Le graphique 5.2 illustre cette situation.

Les études et analyses présentées dans les chapitres suivants portent sur l'impact qu'ont sur la consommation d'électricité l'amélioration de l'efficacité, les économies d'énergie et la suffisance ainsi que la substitution des énergies fossiles par l'électricité.

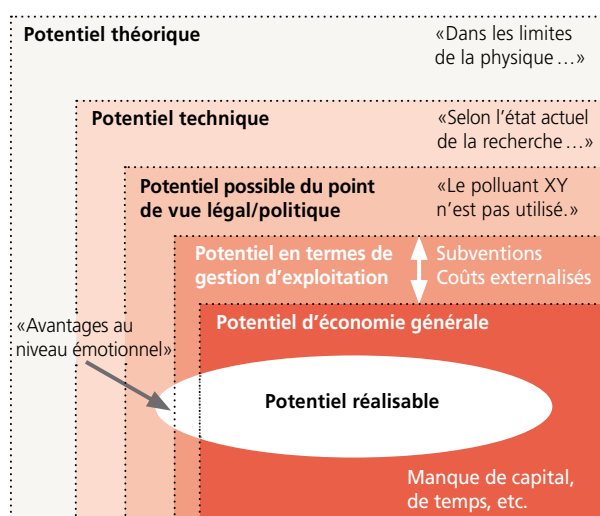
## 5.2 Potentiels d'amélioration de l'efficacité énergétique

### 5.2.1 Définitions

L'efficacité énergétique (énergie totale ou électricité) correspond au rapport entre le bénéfice obtenu et l'énergie employée. Pour connaître ce rapport, on mesure le pourcentage d'augmentation de l'économie d'énergie ou l'économie d'énergie absolue réalisée. Les économies d'énergie réalisées grâce à une modification du comportement ne sont pas incluses dans l'amélioration de l'efficacité; elles seront abordées à part au chapitre 5.2.5 intitulé «Suffisance».

Dans le cadre du débat en cours sur les potentiels d'amélioration de l'efficacité, il convient de distinguer plusieurs niveaux.<sup>10</sup> Le graphique ci-après en est une illustration:

**GRAPHIQUE 5.3: Définition des potentiels d'efficacité énergétique**



Source: AES

<sup>10</sup> Les explications qui suivent concernant la distinction à faire entre les différents potentiels s'appliquent également aux potentiels relatifs aux technologies de production d'électricité décrits aux chapitres 6.2 et 6.6.



Le potentiel théorique sert de base. Le potentiel technique peut être agrandi par des évolutions technologiques au cours du temps. Il est limité dès lors que son exploitation totale compromet d'autres valeurs sociales (santé, protection du paysage, etc.). Le potentiel économique global peut être élargi par des mesures d'encouragement directes et indirectes, mais aussi par la tolérance vis-à-vis des coûts externes, cette situation n'étant cependant pas durable. On réalise également des potentiels qui ne sont pas rentables, mais qui offrent malgré tout des avantages du point de vue d'un individu ou d'un groupe social. Enfin, il est décisif que le potentiel économique global soit réalisé de la manière la plus complète possible.

L'exploitation du potentiel économique global est soumise à différentes entraves, qui comportent plusieurs niveaux. En raison de ces entraves, le potentiel réalisable est plus faible que le potentiel économique. Il peut en résulter un effet paralysant dans les situations suivantes:

- absence de savoir-faire sur l'état de la technique et les offres, ce qui entraîne des coûts de transaction pour la mise en œuvre des mesures d'efficacité énergétique;
- les intérêts et/ou les informations dont disposent les acteurs du marché sont asymétriques; par exemple, lorsque les décisions concernant les investissements visant à améliorer l'efficacité énergétique des immeubles en location sont influencées par la difficulté de les imputer aux loyers;
- restrictions financières (capital insuffisant);
- incertitudes quant à l'évolution des prix de l'énergie;
- les prix de l'énergie sont relativement bas car ils sont influencés par la politique locale, économique ou sociale, elle-même attribuable à la politique des prix pratiquée par les EAE pour une propriété publique dans un cadre légal sans ouverture du marché;
- en raison d'une mauvaise rentabilité, les investissements destinés aux économies d'énergie entrent en concurrence avec d'autres acquisitions de l'entreprise plus importantes pour leurs activités.

Si une entreprise ou un particulier est sensibilisé à l'efficacité énergétique, il faut tout d'abord que sa consommation d'électricité ou d'énergie soit plus transparente. Faire appel à des experts est utile pour répondre aux questions complexes.

Les chapitres qui suivent visent à déterminer:

- dans quelle mesure l'efficacité électrique, le confort et l'augmentation en quantité ont un impact sur la consommation d'électricité des particuliers (chapitre 5.2.2);
- quelle est la situation dans le commerce et l'artisanat, le secteur tertiaire et l'industrie et comment s'engagent les EAE (chapitre 5.2.3);
- de quelle manière la consommation d'électricité peut augmenter ou diminuer – par la substitution des énergies fossiles ou par une baisse de la consommation de chaleur – sur le marché de la chaleur (chapitre 5.2.4);
- dans quelle mesure la suffisance peut avoir pour effet la baisse de la consommation d'électricité (chapitre 5.2.5).

## 5.2.2 Efficacité électrique dans les ménages privés

L'étude mandatée par l'AES (voir encadré) donne des informations sur l'efficacité et l'électrification des ménages privés.

### Etude de l'AES

#### «Efficacité et électrification des ménages»

Avec une enquête représentative menée à l'automne 2011 auprès de 1'200 ménages s'approvisionnant auprès de cinq fournisseurs en Suisse alémanique et en Suisse romande, le cabinet de conseil Ernst Basler + Partner, mandaté par l'AES, a dégagé des questions fondamentales concernant la consommation d'électricité des ménages. Concrètement, l'étude aborde les questions ci-après et compare les résultats avec la dernière enquête similaire de l'AES menée en 2005 ainsi qu'avec une étude de Ravel<sup>11</sup> datant de 1991:

- Pénétration des appareils: équipements, chiffre et répartition de la consommation d'électricité
- Analyse de l'accroissement de la consommation
- Contribution des mesures relatives à l'efficacité électrique et à l'efficacité énergétique totale au changement de la consommation d'électricité des ménages de toutes tailles
- Effets probables sur l'évolution de la demande chez les ménages
- Efficacité des mesures visant à influencer la consommation d'électricité

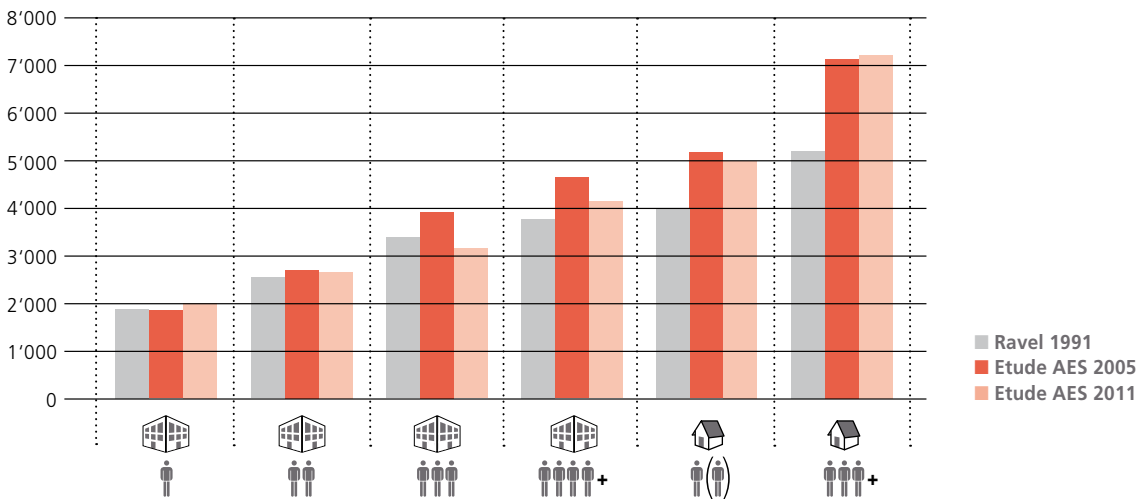
Les principales conclusions sont présentées ici, d'autres résultats figurent dans l'étude (Ernst Basler + Partner AG 2012).

La consommation d'électricité des ménages en Suisse a continué à augmenter au cours des dernières années; divisée par le nombre de ménages, elle montre toutefois une stagnation, voire une légère baisse, en raison de l'augmentation du nombre de ménages. Par conséquent, une inversion de tendance se dessine: en moyenne, chaque ménage consomme moins d'électricité. Il faut certainement tenir compte du fait que la taille des ménages a tendance à diminuer. Mais il est également possible que les ménages utilisent déjà l'énergie de manière plus efficace dans une certaine mesure. L'accroissement de la consommation globale des ménages est dû en particulier au fait que le nombre de ménages ne cesse d'augmenter.

<sup>11</sup> Ravel: Programme d'impulsion «Utilisation rationnelle de l'électricité»

**GRAPHIQUE 5.4: Consommation annuelle d'électricité en 2011 par rapport à 2005 et 1991**

Consommation kWh/an



Source: Ernst Basler + Partner AG, Efficacité et électrification des ménages, 2012

96% des ménages interrogés dans le cadre de l'étude ont toutefois montré un intérêt vis-à-vis des économies d'électricité et 76% se disaient intéressés par la consommation d'électricité de leurs appareils électroménagers. Il peut s'agir d'un signe que les ménages consomment (et économisent de l'énergie) avec une plus grande prise de conscience et davantage d'efficacité. De ce fait, on suppose par la suite que les potentiels techniques en matière d'efficacité énergétique seront pleinement exploités dans le domaine des ménages privés pour chaque scénario.

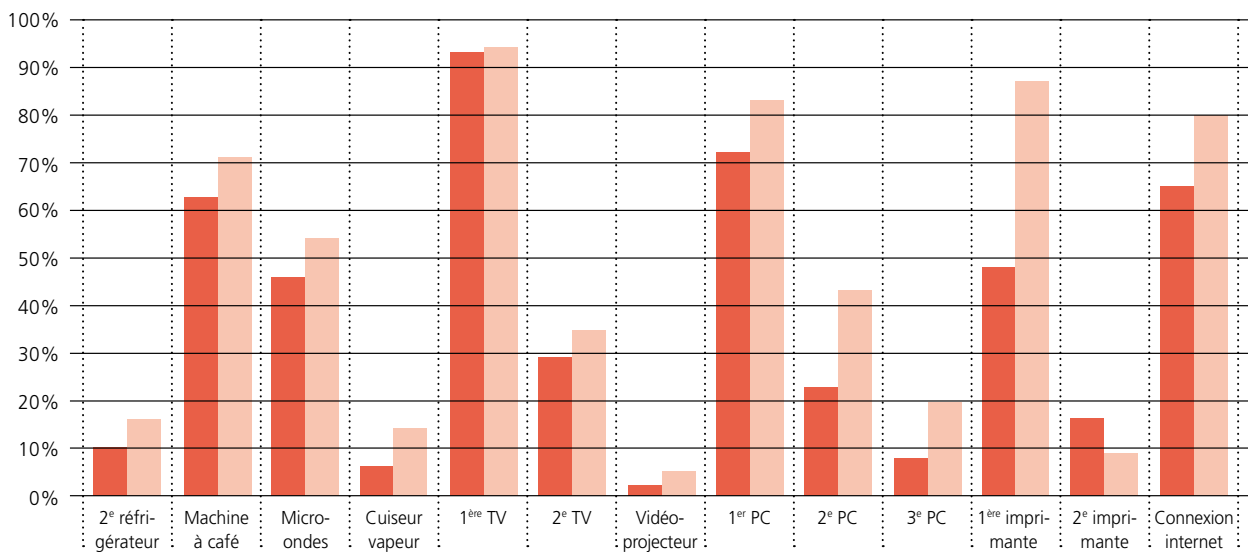
L'enquête a également montré que le nombre d'appareils possédés par les ménages, tels que des réfrigérateurs et des congé-

lateurs, n'a que légèrement augmenté en 2011 par rapport à 1991 et 2005. Le nombre de lave-vaisselle a en revanche fortement augmenté après 1991, et augmente encore fortement depuis 2005. A l'inverse, on utilise de moins en moins de chauffages d'appoint électriques portatifs.

Dans le domaine du divertissement, de l'informatique et des nouvelles technologies, la pénétration des appareils ne cesse d'augmenter. Par exemple, le pourcentage de ménages possédant au moins un ordinateur et une imprimante a ainsi atteint 80%, comme l'illustre le graphique 5.5.

**GRAPHIQUE 5.5: Pénétration des différents appareils électriques**

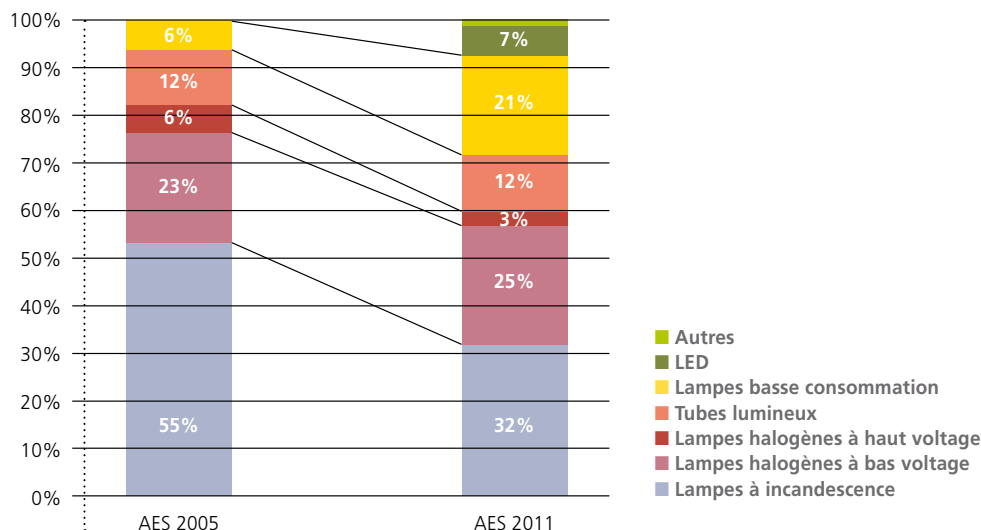
Pénétration en %



Source: Ernst Basler + Partner AG, Efficacité et électrification des ménages, 2012

■ AES 2005 ■ AES 2011

**GRAPHIQUE 5.6: Pourcentage des lampes utilisées**



Source:: Ernst Basler + Partner AG, Efficacité et électrification des ménages, 2012

Un autre domaine d'application marqué par un fort dynamisme est l'éclairage: les ampoules alternatives, qui sont plus efficaces que les lampes à incandescence, sont devenues plus facilement disponibles et moins onéreuses. Ce phénomène, associé à l'interdiction des lampes à incandescence, a provoqué entre les enquêtes un glissement important des types de lampes utilisés.

Cette tendance devrait se poursuivre dans les prochaines années. Les lampes à incandescence disparaîtront du marché. Les applications à technologie DEL s'améliorent en diversité et en qualité d'éclairage tout en devenant de plus en plus abordables, ce qui devrait accélérer leur expansion. La disponibilité de lampes plus efficaces peut cependant inciter les ménages à installer davantage de lampes et à les laisser allumées plus souvent sans raison. Cela a également été prouvé de manière empirique.

Dans l'enquête de l'AES (Ernst Basler + Partner AG 2012), 95% des participants ont toutefois indiqué éteindre la lumière systématiquement ou la plupart du temps. On peut se demander si cela reflète leur véritable comportement, et l'évolution des comportements à l'avenir est difficilement prévisible.

L'évolution de l'électromobilité aura également une influence sur la demande en électricité. D'une part, l'électromobilité prendra une place de plus en plus importante dans le transport, aussi bien public que privé. D'autre part, l'efficacité électrique dans ce secteur augmentera fortement, par exemple dans le domaine des entraînements et du stockage, tandis que les automobiles s'allégeront. Globalement, l'accroissement de la consommation devrait entraîner une forte hausse de la consommation d'électricité. Ce phénomène augmentera la part de marché de l'électricité dans la consommation énergétique totale, mais pas celle de la consommation d'électricité destinée à la mobilité.

En substance, on constate que le nombre d'appareils consommant de l'électricité augmente fortement au fil des années. Dans un même temps, l'efficacité énergétique des

appareils s'améliore. Les premiers indicateurs montrent que la consommation par ménage ne devrait plus augmenter. Toutefois, le nombre de ménages est toujours à la hausse en raison de la croissance démographique, mais aussi de la baisse du nombre de personnes par ménage, d'où une demande en électricité accrue.

### 5.2.3 Efficacité électrique dans le commerce et l'artisanat, le secteur tertiaire et l'industrie

Une étude regroupant des estimations de potentiels d'économie d'énergie montre qu'il existe dans les secteurs de l'industrie et du tertiaire des potentiels d'optimisation considérables qui ne peuvent cependant pas être exploités, notamment en raison des entraves citées au chapitre 5.2.1.

#### Etude de l'AES: «Efficacité électrique et flexibilisation de la demande dans l'industrie et le secteur tertiaire»

L'étude réalisée par le cabinet de conseil Ernst Basler + Partner met en évidence la contribution que pourraient apporter à l'avenir l'industrie, le commerce et l'artisanat et le secteur tertiaire à la flexibilisation de la demande et à l'amélioration de l'efficacité. Une analyse «top-down» a été effectuée sur la base d'une évaluation d'études. Les résultats obtenus ont été validés par des experts de l'industrie, du conseil et des fournisseurs d'énergie.

Les principales conclusions sont présentées ici, d'autres résultats figurent dans l'étude. Ernst Basler + Partner AG: Efficacité électrique et flexibilisation de la demande dans l'industrie et le secteur tertiaire, AES (éd.), 2011.

Les principaux résultats de l'étude sont résumés dans le tableau 5.1.

TABLEAU 5.1: Potentiels d'économies d'électricité dans l'industrie et le secteur tertiaire

Institution	INDUSTRIE						SECTEUR TERTIAIRE					
	2020		2035		2050		2020		2035		2050	
	TWh	%	TWh	%	TWh	%	TWh	%	TWh	%	TWh	%
<b>Prognos 2011</b> (plutôt technique)	1,7	7%	6,1	25%	7,8	31%	2,8	13%	7	28%	12,27	42%
<b>Econcept / Infrac 2009</b> (plutôt technique)					4,4						7,3	
<b>TEP / ETS 2009</b> (plutôt économique)			1,67	8%	3,33	16%			3,33	14%	4,72	19%
<b>S.A.FE 2011</b> (technique)			7,8	30%								
<b>Energie Schweiz non daté</b> (économique)		10 à 15%						10 à 15%				
<b>Evaluation d'experts</b> (technique)	1	5 à 20%			-			20%				

Source: Ernst Basler + Partner AG: Efficacité électrique et flexibilisation de la demande dans l'industrie et le secteur tertiaire, étude mandatée par l'AES, 2011

Dans le cadre de cette étude, les experts de la branche interrogés ont mis en avant un potentiel technique d'économies d'électricité élevé (pouvant atteindre 30%) pour les processus mécaniques de l'industrie. Il faut tenir compte du fait que les nouveautés techniques en matière d'économies d'énergie des processus apparaissent tous les 15 à 20 ans et qu'il n'a pas été précisé ici s'il s'agit d'un potentiel technique ou réalisable. Les experts supposent en outre l'existence de grands potentiels d'amélioration de l'efficacité dans le domaine du refroidissement pour le commerce de détail. Un grand potentiel d'efficacité est également identifié dans les installations techniques du bâtiment et l'éclairage, mais aussi dans les centres de calcul et leur refroidissement. Dans le cadre de cette étude, le groupement d'intérêt des industries à consommation intensive d'énergie indique pour sa part que les potentiels d'économie des branches qu'il représente sont très bas, à hauteur de 2 à 3% environ d'ici à 2020, et ce en raison des économies déjà réalisées.

Le groupe de travail Efficacité électrique de l'OFEN (OFEN, Groupe de travail 2011) identifie dans ses conclusions et recommandations un potentiel d'économie technique d'environ 12 TWh dans l'industrie et le secteur tertiaire, dont environ la moitié peut être considérée comme rentable.

L'Agence de l'énergie pour l'économie (AEnEC) a élaboré des scénarios relatifs à l'évolution future des effets des mesures d'efficacité, sur la base de ses expériences de l'efficacité électrique dans l'économie suisse en 2012. Dans son scénario à long terme, elle prévoit une augmentation de 7 TWh des gains d'efficacité pour des émissions identiques selon le type et la quantité de produits, répartis à hauteur de 40% pour l'industrie et l'agriculture et 60% pour les entreprises du secteur tertiaire.

En résumé, on constate que dans l'industrie et le secteur tertiaire, il est difficile de quantifier les potentiels en matière d'efficacité énergétique. Certains indicateurs montrent qu'en Suisse bon nombre de potentiels facilement exploitables et rentables ont déjà été épuisés.

## Etude de l'AES «Efficacité énergétique des EAE»: Structure de l'étude et conclusions

L'institut d'études de marché Z-Analyse a été mandaté par l'AES en 2012 pour réaliser une enquête de terrain au sujet de l'«efficacité énergétique des EAE». Le but de cette enquête était d'acquérir des connaissances approfondies dans des domaines spécifiques de l'efficacité énergétique, de l'efficacité électrique et de la flexibilisation de la demande chez les EAE. L'accent était mis sur l'orientation des entreprises, les mesures concrètes, les outils et les offres des EAE. L'étude comprenait un sondage en ligne mené en janvier 2012 auprès de 300 entreprises, complété par une étude de marché qualitative réalisée au sein de groupes de discussion.

### Conclusions:

Il a notamment été constaté que la branche estime que l'efficacité énergétique concerne l'énergie dans sa globalité et pas seulement l'efficacité électrique. Chez 90% des EAE, la direction aborde régulièrement le thème de l'efficacité énergétique. Dans une entreprise sur quatre, une personne est également chargée spécialement de ce thème au niveau de la direction. Enfin, les personnes interrogées perçoivent l'efficacité énergétique comme un élément utile pour le positionnement sur le marché et la fidélisation de la clientèle. En revanche, il est difficile de faire de l'efficacité énergétique un domaine d'activité lucratif.

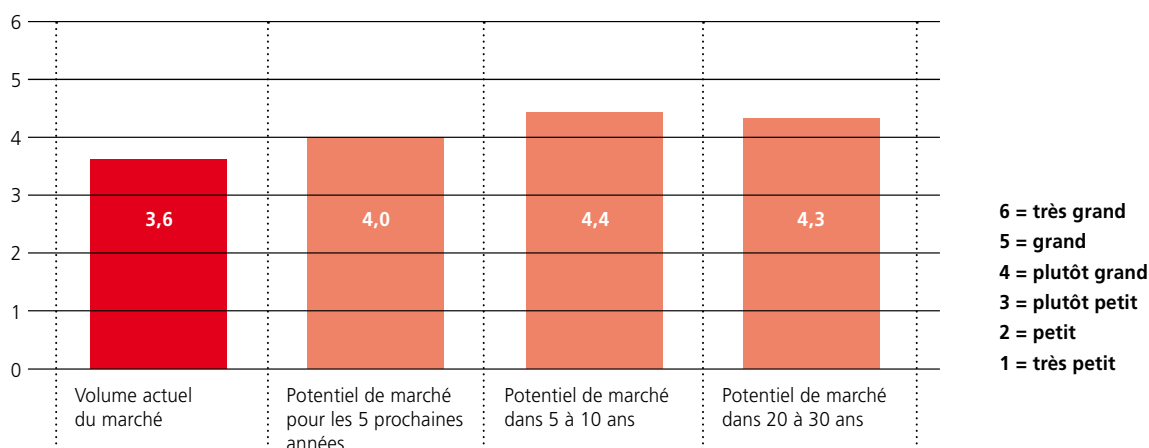
Pour inciter les clients à améliorer leur efficacité, les EAE proposent des subventions directes ou des promotions sur des appareils particulièrement efficaces sur le plan énergétique, ainsi que des tarifs particuliers. Avec leurs propres ressources,

filiales ou partenaires, les EAE fournissent aujourd'hui des prestations énergétiques comprenant des enquêtes, des analyses, la gestion des données énergétiques, la surveillance de la consommation et des installations, ainsi que le contracting d'installations. La valeur accordée par les EAE à l'efficacité énergétique est illustrée sur le graphique 5.7.

Les EAE considèrent le volume actuel du marché des prestations liées à l'efficacité énergétique comme plutôt modeste. Les participants à l'enquête supposent cependant que la demande en offres et prestations dans ce domaine augmentera, motivée par l'augmentation des prix de l'énergie attendue pour tous les agents énergétiques et par le fait que de simples distributeurs d'énergie deviennent de vrais prestataires de services énergétiques – par exemple au vu de la décentralisation accrue de la production.

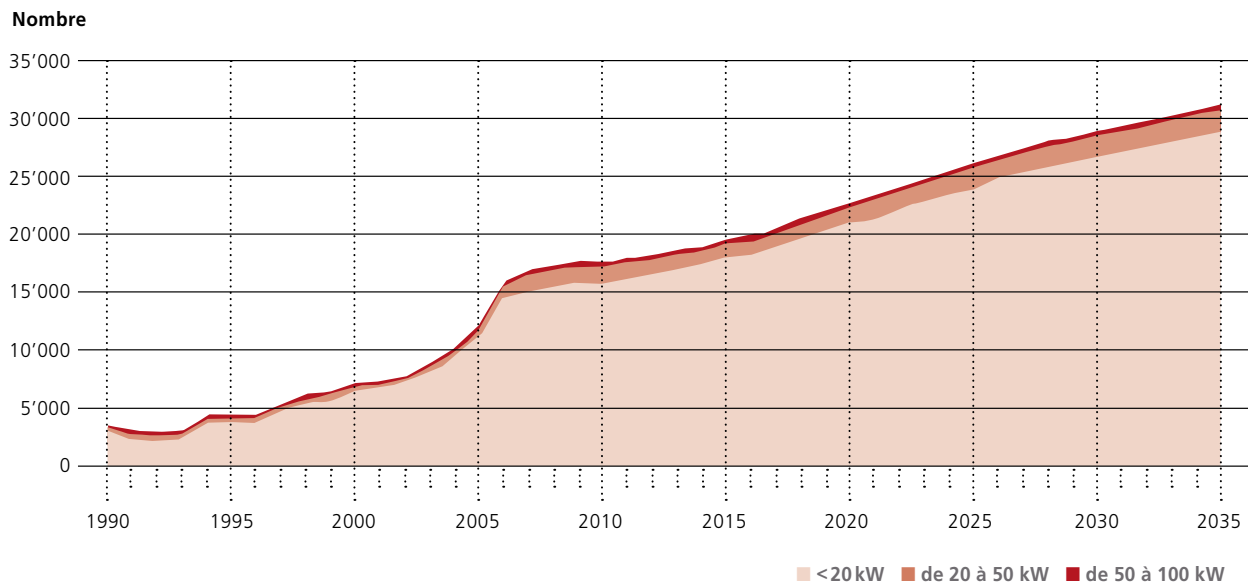
Selon les personnes interrogées, l'influence de l'efficacité énergétique sur la transformation du paysage énergétique suisse est modérée, mais comporte des opportunités, y compris pour les EAE. Les plus grands risques résident dans la surréglementation.

GRAPHIQUE 5.7: Volumes et potentiels de marché de l'efficacité énergétique



Source: Z-Analyse: Efficacité énergétique dans les entreprises d'approvisionnement en électricité, AES (éd.), Hergiswil, 2012

GRAPHIQUE 5.8: Evolution des ventes de pompes à chaleur de 1990 à 2035



Source: Basics AG 2008

#### 5.2.4 Electricité sur le marché de la chaleur

Avec une part de 40%, le confort thermique constitue aujourd'hui le premier emploi de l'énergie. Près de 36% de l'énergie est utilisée pour le chauffage et 6% pour la production d'eau chaude. Quant à l'électricité, environ 14% sont utilisés pour le confort thermique.

Les progrès technologiques portant sur l'isolation des bâtiments et les systèmes de chauffage ont fait continuellement baisser la consommation d'énergie des bâtiments neufs ces dernières décennies. En 1975, un bâtiment neuf avait besoin de 20 l par mètre carré d'équivalent pétrole contre 4 l pour les maisons Minergie en 2009. Cette tendance se poursuivra dans les prochaines années et les prochaines décennies.

Les trois quarts des bâtiments existants sont aujourd'hui chauffés avec des agents énergétiques fossiles. Les technologies électriques (pompes à chaleur et chauffages électriques) représentent respectivement 9% et 6% de la surface chauffée (Prognos, Infrac, TEP 2010). La pompe à chaleur constitue l'une des solutions les plus efficaces pour le chauffage intérieur. L'énergie provient pour les trois quarts de l'environnement (terre, eau, air), le quart restant devant être approvisionné sous forme d'électricité.<sup>12</sup> La part de marché des pompes à chaleur dans le secteur des constructions neuves a augmenté progressivement ces dernières années.

Le dialogue Energie Suisse 2009 considère que l'utilisation de la chaleur de l'environnement pourrait augmenter des 4 à 5 TWh actuels à 6 ou 7 TWh à l'horizon 2035 et à 11 voire 12 TWh à l'horizon 2050. Le graphique 5.8 représente une prévision de l'évolution des pompes à chaleur jusqu'en 2035.

En raison de l'amélioration de l'efficacité des pompes à chaleur et de la baisse du besoin en chaleur due à la rénovation thermique des bâtiments, la demande en électricité n'augmentera pas dans les mêmes proportions que le nombre de pompes à chaleur installées. Il s'agit de processus à long terme, car le taux de rénovation des bâtiments s'élève à environ 1% par an. En raison d'une durée de vie plus courte, le taux de rénovation annuel des installations de chauffage est quant à lui de 3 à 4% (BWO 2003) – le potentiel de remplacement des systèmes de chauffage est donc plus élevé.

On peut en conclure que l'énergie doit être utilisée de la manière la plus efficace possible, ce que permettent les pompes à chaleur électriques ou au gaz. Il existe de gros potentiels sur le marché des constructions neuves comme sur celui de la rénovation. L'utilisation de pompes à chaleur permet non seulement d'augmenter l'efficacité énergétique, mais également de réduire considérablement les émissions de CO<sub>2</sub>.

<sup>12</sup> Voir chapitre 6.2.9, encadré «Production couplée de chaleur et d'électricité à partir de combustibles fossiles»

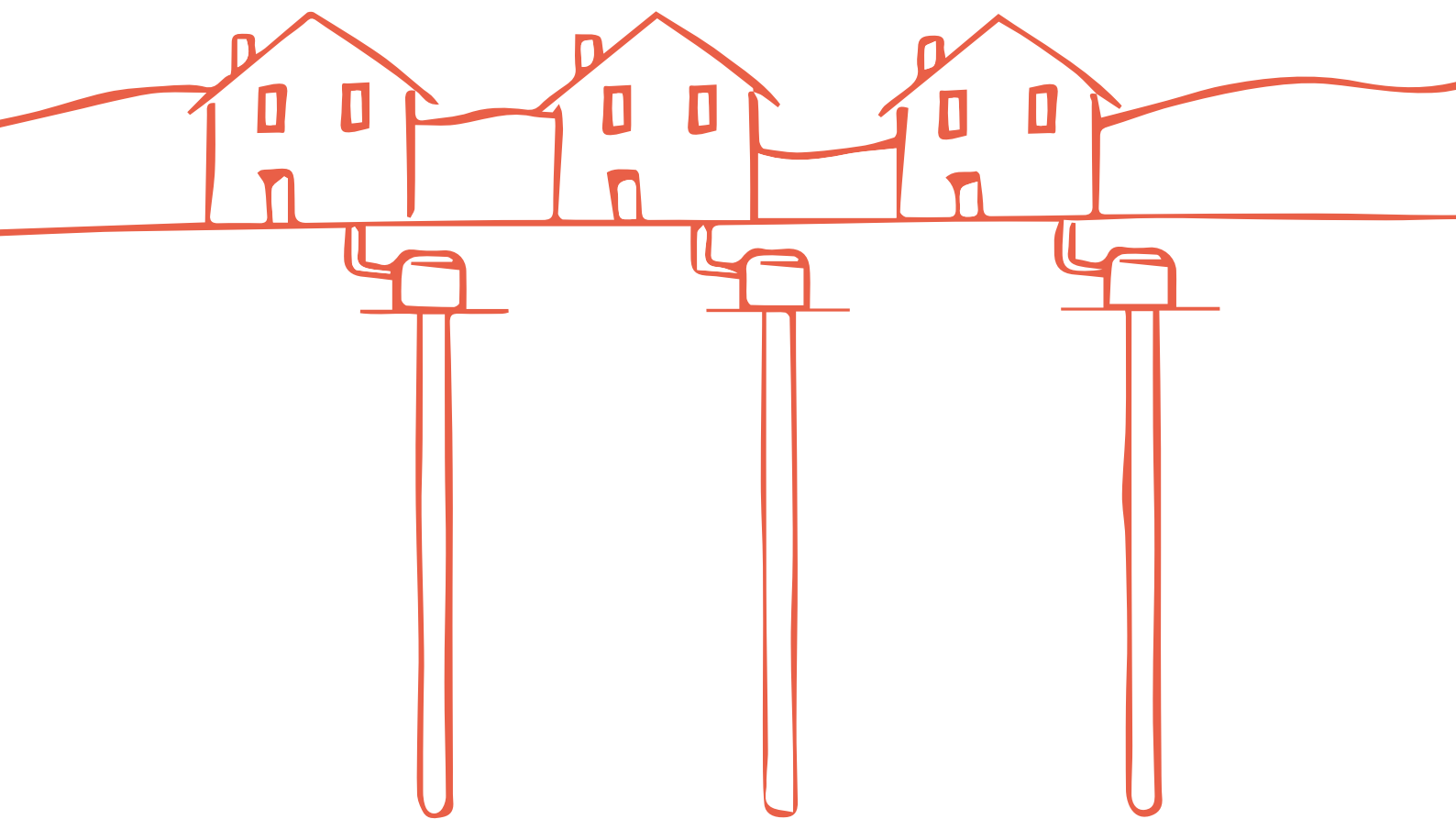
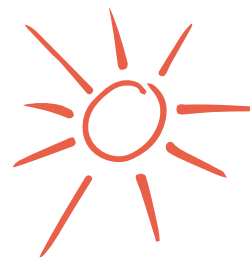
### 5.2.5 Suffisance

Le terme «suffisance» (du verbe «suffire»), est défini par l'institut de Wuppertal comme la «question de la bonne mesure» (Schneidewind et Palzkill 2012). Il s'agit d'adopter un mode de vie plus modéré et plus frugal, ce qui a également un impact direct sur la consommation d'énergie. Combiner un mode de vie plus mesuré et des appareils moins nombreux et plus efficaces peut diminuer considérablement la demande en énergie et en électricité.

L'aspect du volontariat se place au premier plan. Il soulève la question du moyen de motiver les gens à modérer volontairement leur consommation (Linz 2002). La question fondamentale lorsqu'on aborde la suffisance est «Quelle est la quantité suffisante?». Elle évoque des représentations éthiques et morales de l'individu et de la société. Une évolution des valeurs est donc indispensable.

Il reste à déterminer la mesure dans laquelle une plus grande sensibilité aux questions environnementales et énergétiques s'accompagne d'un comportement de consommation axé sur la suffisance ou d'une plus grande acceptation des mesures de politique énergétique et environnementale visant à réduire la consommation d'énergie. En raison de la part relativement modeste que représentent les dépenses en électricité dans le budget des ménages et de la faible élasticité des prix de la demande en énergie, les comportements qui permettraient de baisser la consommation d'énergie sont encore très peu adoptés.

Deux enquêtes réalisées en 2011 dans le cadre de ce projet, auprès de groupes de discussion constitués de citoyens suisses, ont montré que les connaissances et les opinions sur l'approvisionnement énergétique n'ont presque aucune influence sur le comportement des consommateurs. Cela signifie qu'un intérêt marqué envers l'approvisionnement énergétique n'a pas encore pour conséquence l'adoption d'un comportement économe. Les consommateurs sont favorables aux économies d'énergie et à l'efficacité énergétique mais ne sont pas prêts à renoncer à leur confort. Selon les participants aux groupes de discussion, la responsabilité de l'amélioration de l'efficacité incombe en premier lieu aux chercheurs.



### 5.2.6 Effets sectoriels de l'efficacité énergétique, de la suffisance et de l'accroissement de la consommation pour chaque scénario

Dans l'Union européenne comme en Suisse, l'amélioration de l'efficacité énergétique est prioritaire. La question fondamentale est de savoir dans quelle mesure et sur quelle période il sera possible de réaliser les potentiels d'économie et par quels effets les gains seront de nouveau compensés. Les scénarios du présent rapport placent le potentiel réalisable au premier plan. Les observations sectorielles qui vont suivre correspondent aux différences entre les scénarios de la somme du potentiel d'économie d'énergie réalisable, de l'accroissement attendu de la consommation et des effets de substitution possibles. A titre d'exemple, les facteurs de la consommation d'électricité et les mesures possibles seront décrits. Ces dernières seront abordées dans le chapitre 5.4.2. L'évolution de la consommation d'électricité est fondée sur les prévisions de croissance du PIB et de la population citées au chapitre 5.1 ainsi que la hausse de la demande qu'elles provoquent.

#### Ménages

##### Scénario 1:

Malgré la croissance démographique, et donc la croissance de la surface habitable, des gains d'efficacité existent. Par exemple, l'amélioration de l'efficacité énergétique du scénario 1 permet de diviser par deux les besoins en électricité liés à l'éclairage. Par ailleurs, les consommateurs font de plus en plus attention aux étiquettes-énergie, qui indiquent l'efficacité énergétique des appareils électroménagers, ce qui fait grimper les ventes d'appareils à haute efficacité énergétique. Mais ils sont également de plus en plus équipés, avec certains types d'appareils en deux ou trois exemplaires, par exemple dans le domaine du divertissement, d'où une hausse de la consommation venant contrebalancer les gains d'efficacité.

Dans le domaine du chauffage intérieur, la substitution par des pompes à chaleur entraîne une consommation d'électricité plus élevée que les économies réalisées grâce à l'abandon des chauffages électriques. Globalement, la consommation d'électricité pour le chauffage intérieur est donc en augmentation. Les équipements de pompage, de mesure et de régulation nécessaires aux systèmes de climatisation et de chauffage entraînent par ailleurs un (léger) accroissement de la consommation dans le domaine de la climatisation.

Globalement, la demande d'électricité connaît dans ce scénario une hausse moindre que par le passé et se stabilise après 2040.

##### Scénario 2:

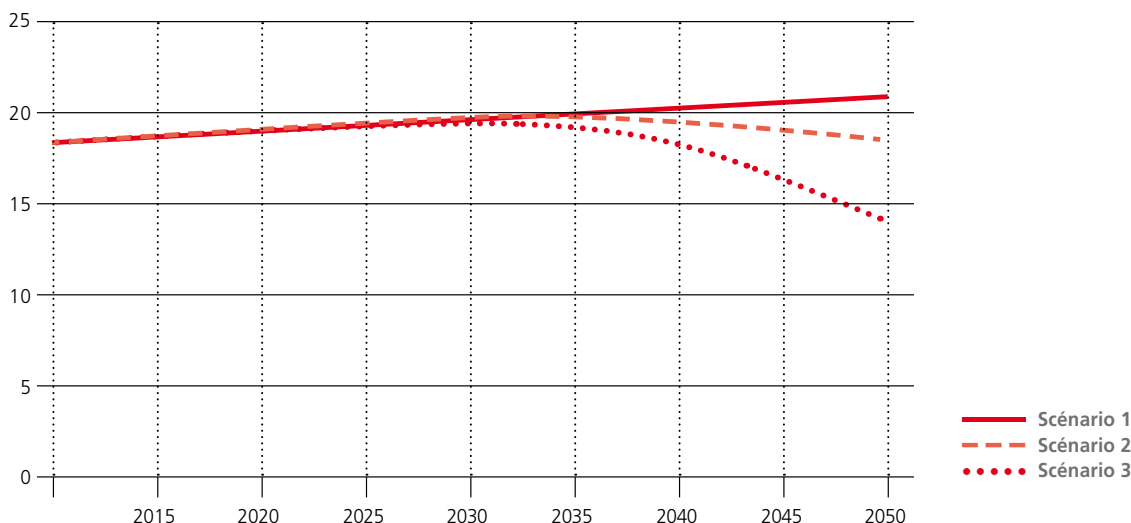
Outre les gains d'efficacité obtenus dans le scénario 1, le scénario 2 prévoit des effets supplémentaires: en plus de l'interdiction des ampoules à incandescence, des éclairages à haute efficacité énergétique sont recommandés par défaut. Les prescriptions concernant l'efficacité énergétique seront encore durcies, ce qui épuise davantage le potentiel d'efficacité des gros appareils concernés. Une réglementation plus stricte de la qualité thermique de l'isolation des bâtiments diminue la part d'énergie d'entraînement des pompes à chaleur. Une meilleure isolation des bâtiments anciens permet d'ajouter des pompes à chaleur, d'où une hausse de la consommation d'électricité due à la substitution. Les étiquettes d'efficacité énergétique sont de plus en plus présentes sur les petits appareils et guident de plus en plus les clients.

##### Scénario 3:

Dans le scénario 3, des mesures radicales devront causer une inversion de tendance: des éclairages efficaces sont aussi commandés en fonction des besoins, les maisons à énergie positive deviennent standards, le label pour les pompes à chaleur est remplacé par des exigences obligatoires. L'équipement des ménages diminue également. Pour cela, il est indispensable que l'état d'esprit et les valeurs vis-à-vis des questions énergétiques et environnementales se reflètent dans les comportements:

GRAPHIQUE 5.9: Consommation d'électricité finale des ménages

TWh



Source: AES



dans ce scénario, l'évolution des valeurs doit s'ancrer dans la société. L'énergie est économisée activement par une consommation délibérément modérée et un renoncement aux applications électriques. La suffisance et les économies d'énergie entraînent par la suite une baisse de la demande en électricité.

Le graphique 5.9 illustre ces effets. Globalement, un renversement de tendance vers une consommation d'électricité plus faible des ménages est envisageable.

### Secteur tertiaire

La consommation d'électricité dans le secteur tertiaire et le commerce et l'artisanat dépend fortement de l'évolution des secteurs chauffage/ventilation/climatisation, informatique et éclairage. Dans le même temps, une augmentation de la création de valeur dans ce secteur est attendue quel que soit le scénario, d'où une hausse de la demande en électricité.

#### Scénario 1:

Des restrictions légales sur l'éclairage (par exemple éclairages commandés selon les besoins dans les lieux publics) et les possibilités inhérentes aux nouveaux luminaires contribuent à l'expansion de systèmes d'éclairage à haute efficacité. Concernant la climatisation, le confort exigé et la meilleure isolation des bâtiments posent des contraintes plus élevées. Les pompes à chaleur, y compris les plus puissantes, sont plus souvent utilisées. L'équipement en entraînements et en systèmes d'automatisation augmente avec le confort, tout en étant soumis à de nouvelles exigences strictes en matière d'efficacité.

#### Scénario 2:

Dans le scénario 2, les commandes d'éclairage intelligentes font partie intégrante des nouvelles lampes et des nouveaux systèmes d'éclairage, qui laissent une marge de manœuvre

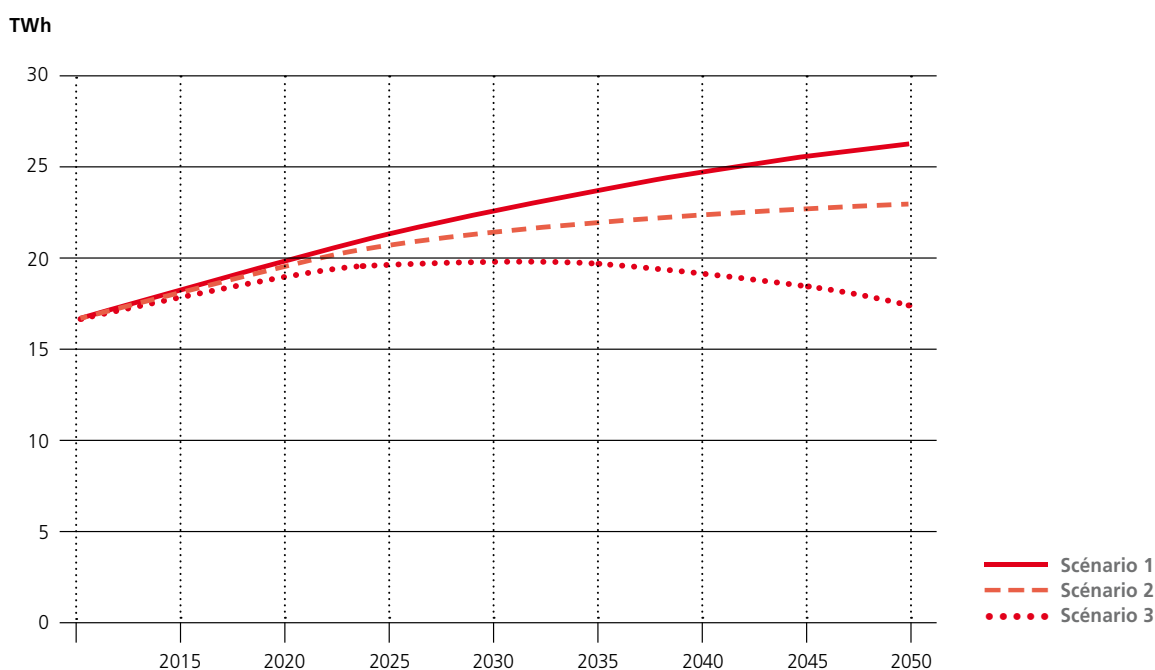
plus faible, notamment pour les nouvelles constructions soumises à une réglementation plus stricte. La hausse de la consommation due à la climatisation est compensée par les prescriptions en matière d'efficacité pour les pompes, les ventilateurs et les compresseurs ainsi que le démarrage et l'arrêt d'installations entières en fonction des besoins. Dans l'informatique, l'efficacité est améliorée grâce au progrès technique ainsi qu'aux nouveaux matériaux et aux nouvelles technologies dans les salles de serveur et les centres de calcul.

#### Scénario 3:

Pour que le scénario 3 se réalise, différents effets sont nécessaires. De nouvelles technologies d'éclairage s'imposent, y compris dans le parc immobilier existant. L'automatisation en fonction des besoins supplante l'utilisation manuelle et l'éclairage extérieur est considérablement réduit. Les étiquettes-énergie arrivent sur les écrans, les ordinateurs de bureau et les ordinateurs portables. Une réglementation stricte de l'efficacité appliquée à la transformation et à la distribution, ainsi que des procédures d'autorisation rigoureuses, réduisent les besoins en électricité des installations de chauffage, de ventilation et de climatisation. Economies d'énergie et suffisance sont également mises en pratique sur le poste de travail et contribuent au recul de la demande, par exemple grâce à une baisse d'utilisation du chauffage ou de la climatisation.

En résumé et quel que soit le scénario, l'accroissement de la consommation, causé par une croissance du secteur tertiaire suisse et par une pénétration plus forte des équipements informatiques, de climatisation et de ventilation, interfère avec les efforts en faveur de l'efficacité énergétique – la consommation d'électricité augmente dans les scénarios 1 et 2 et peut diminuer d'ici à 2050 dans le scénario 3, mais de manière marginale par rapport à 2011.

GRAPHIQUE 5.10: Consommation d'électricité finale du secteur tertiaire



Source: AES

## Etude de l'AES «Deuxième avis sur la demande en électricité»

Avec comme objectif de commenter les présents calculs et hypothèses ainsi que la modélisation par l'AES de la courbe de demande en électricité (quantité, puissance, année) aux horizons 2035 et 2050, le professeur Eberhard Jochem de l'IREES (Institut pour l'efficacité des ressources et les stratégies énergétiques de Karlsruhe) a été chargé de rédiger un deuxième avis.

La demande énergétique finale de chaque secteur et la demande totale en électricité devaient être vérifiées au moyen de valeurs d'élasticité de la demande pour les périodes 2010–2020, 2020–2030 et 2030–2035 et comparées avec les principales estimations des besoins en électricité. Pour ces calculs, le professeur Jochem a utilisé les projections de

l'IREES sur l'évolution de l'économie suisse jusqu'en 2035, elles-mêmes basées sur des projections plus récentes issues de plusieurs sources et relatives à l'évolution économique à long terme du pays.

Le professeur Jochem et l'IREES parviennent à la conclusion que les résultats relatifs à l'évolution des besoins en électricité en Suisse d'ici à 2050 sont cohérents avec la méthode d'élaboration des scénarios.

Après vérification des résultats selon la méthode de l'élasticité, il s'avère que les valeurs des projections des besoins en électricité des trois scénarios sont explicables. Les résultats des élasticités globales sont valides et plausibles pour toutes les périodes dans les trois scénarios.

### Industrie

L'évolution de la demande dans l'industrie sera différente selon que la désindustrialisation de la Suisse annoncée depuis longtemps aura bien lieu dans les proportions redoutées, ou non. Des glissements structurels (la production industrielle laissant place au secteur tertiaire et de l'information, voir ci-avant) et des délocalisations industrielles supplémentaires à l'étranger réduiront la demande.

#### Scénario 1:

Dans les domaines de la chaleur et des processus, les combustibles fossiles se font de plus en plus supplanter par l'électricité. Ce phénomène entre cependant en concurrence avec un renforcement de la récupération de la chaleur dans certaines applications. Les prescriptions concernant les moteurs et les entraînements connaissent un faible durcissement par rapport aux prescriptions actuelles.

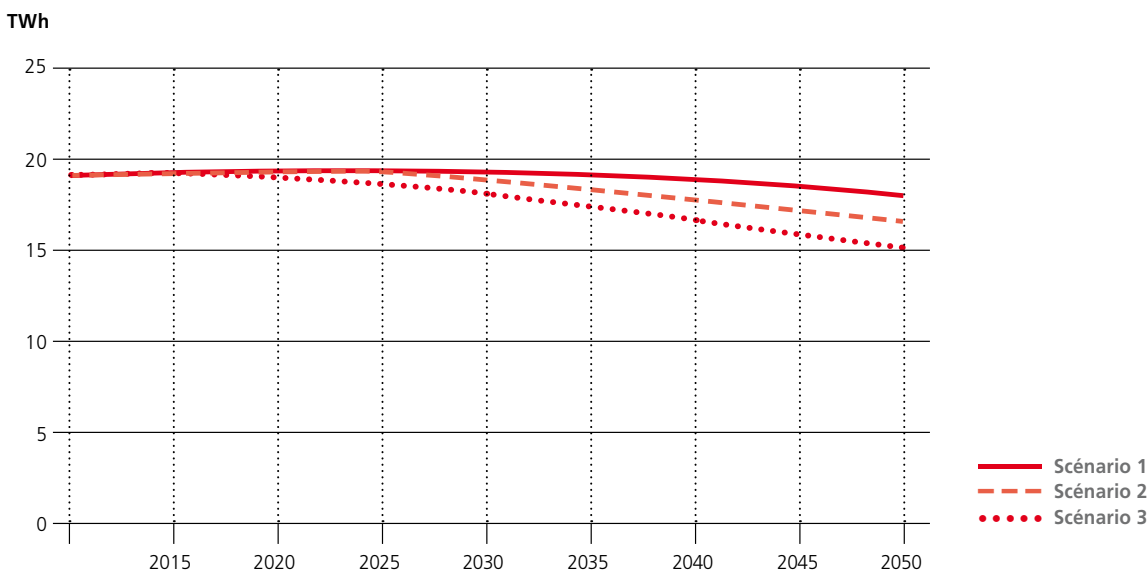
#### Scénario 2:

Au-delà du scénario 1, des exigences de qualité thermique pour les constructions industrielles doivent être imposées. De plus, la chaleur doit être récupérée pour le chauffage intérieur et la production d'eau chaude. Ces mesures, ainsi que l'élimination des systèmes de distribution étendus avec traçage électrique, permettront une stabilisation des besoins en électricité malgré les effets de substitution. Les prescriptions concernant l'efficacité des moteurs et des entraînements sont plus strictes qu'auparavant. Les avancées réalisées dans le domaine des matériaux et des applications réduisent les besoins en chaleur industrielle.

#### Scénario 3:

Dans ce scénario, les entraînements et les moteurs à faible efficacité ont pratiquement disparu. Les prix de l'énergie et les prescriptions concernant l'efficacité mènent à des solutions systèmes en circuit fermé et à la réutilisation de l'excédent de chaleur dans les processus. L'intégration de chaleur industrielle solaire est standardisée. En résumé, la consommation d'énergie de l'industrie peut connaître une baisse notable. On obtient le schéma suivant, représenté sur le graphique 5.11:

GRAPHIQUE 5.11: Consommation d'électricité finale de l'industrie



Source: AES

## Autres secteurs: agriculture et transports

### Scénario 1:

Les établissements agricoles se modernisent (machines, refroidissement, chaleur industrielle). Ce phénomène a des effets à la fois positifs et négatifs sur la demande en électricité.

Les véhicules électriques deviennent plus abordables et leur autonomie progresse. Les services de transport public et de marchandises se développent en raison de la croissance démographique, des attentes en matière de mobilité et de l'abandon des véhicules privés. Globalement, ces phénomènes provoquent une légère hausse de la consommation d'électricité.

### Scénario 2:

Le secteur agricole voit le niveau d'exigence à l'égard des seuils d'efficacité des équipements techniques s'élever. Dans le même temps, les systèmes d'automatisation permettent l'interconnexion des différentes installations, et donc une meilleure synergie. La consommation d'électricité diminue légèrement.

Les taxes et mesures incitatives contribuent au développement de systèmes d'entraînement alternatifs pour la mobilité. Les véhicules électriques prennent une place de plus en plus importante dans le parc total. En raison de la capacité de stockage limitée des batteries actuelles, les véhicules hybrides sont de plus en plus utilisés comme solution intermédiaire. L'accroissement de la consommation dû aussi bien à l'électromobilité individuelle qu'aux augmentations de capacité des transports publics dépasse les gains d'efficacité obtenus par les technologies d'entraînement et de matériaux.

### Scénario 3:

Un glissement structurel en direction des petits et très petits établissements agricoles, combiné à une valorisation intensive de la chaleur et de la biomasse, font légèrement baisser la demande en électricité dans le secteur agricole.

Quant à l'électromobilité, les progrès technologiques et des matériaux entraînent des améliorations de l'efficacité et une augmentation de la demande. Globalement, la consommation d'électricité augmente légèrement.

Enfin, il est souligné qu'il est impossible de réaliser les économies dégagées dans le scénario 3 exclusivement au moyen d'avancées techniques. Il est nécessaire de changer profondément les mentalités et les comportements, ce qui peut se traduire également par une consommation plus restreinte pouvant s'avérer contradictoire avec les exigences de confort.

## 5.3 Effets de la flexibilisation de la demande pour chaque scénario

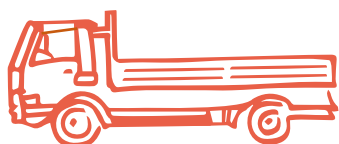
La notion de flexibilisation de la demande englobe les activités des consommateurs finaux et des fournisseurs d'énergie visant à répartir la demande de manière plus équilibrée et à réduire l'ampleur des pointes de charge, ou à égaliser la courbe de charge, en la rapprochant par exemple de celle de la production d'énergie à caractère stochastique. Traditionnellement, et à la différence de bon nombre de pays européens, la variation temporelle du comportement des consommateurs suisses est fortement influencée, car les doubles tarifs et les télécommandes centralisées sont largement répandus. Les conclusions d'une étude sur la flexibilisation de la demande en électricité dans les ménages sont présentées dans l'encadré ci-après.

### Etude de l'AES «Flexibilisation de la demande en électricité dans les ménages»

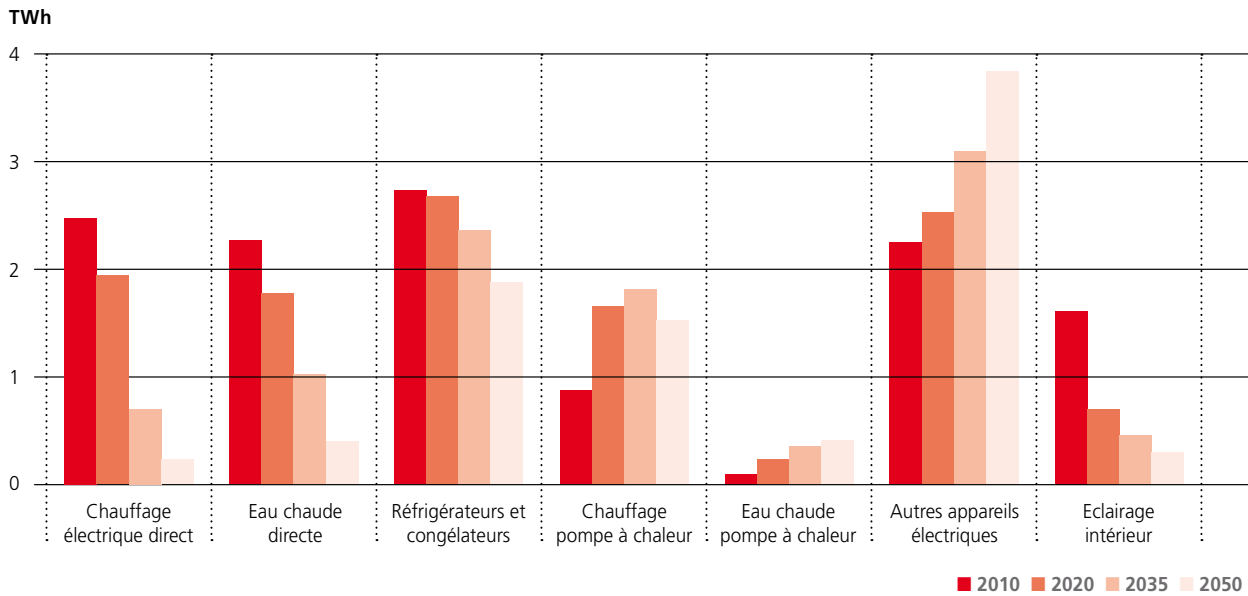
Le cabinet de conseil Ernst Basler + Partner a été mandaté par l'AES pour analyser, en collaboration avec Bacher Energie, le potentiel de flexibilisation de la demande (Ernst Basler + Partner AG et Bacher Energie AG 2011).

Les auteurs ont défini les catégories d'appareils responsables de la hausse de la demande en électricité des ménages, puis ont déterminé pour chacune d'entre elles la part de la demande pouvant être reportée ainsi que la période du report. Le potentiel de flexibilisation en MW a ainsi été calculé. A titre d'illustration, les auteurs ont ensuite déterminé dans quelle mesure ces potentiels de flexibilisation permettraient d'équilibrer la courbe de charge journalière d'un hypothétique profil de production photovoltaïque.

Des études complémentaires sur la flexibilisation de la demande dans le secteur tertiaire et l'industrie ont révélé que des analyses spécifiques seraient nécessaires en raison de l'hétérogénéité des entreprises, tandis qu'il était possible pour les ménages privés d'atteindre des résultats intéressants et encourageants.



GRAPHIQUE 5.12: Evolution de la consommation d'électricité par catégorie d'appareil dans le scénario 2



Source: Ernst Basler + Partner AG, Efficacité et électrification des ménages, 2012

### 5.3.1 Potentiel de flexibilisation des applications électriques des ménages

Le potentiel théorique de flexibilisation de la demande a été calculé différemment pour chaque application électrique. Avec au total 23 catégories d'appareils, le besoin en électricité, le degré de flexibilisation et le nombre d'appareils ont été déterminés afin de calculer précisément les besoins en électricité pour chaque scénario. Le graphique 5.12 donne un exemple de l'évolution de la consommation spécifique au scénario 2.

Par la suite, la part de chaque application au cours des semestres hivernaux et estivaux a été déterminée pour chaque scénario. A partir de ces données, les courbes de charge journalières en été et en hiver pour chaque scénario ont été tracées; en effet, la consommation subit de fortes fluctuations saisonnières, notamment dans les applications de chauffage et de refroidissement, et ne peut servir à la flexibilisation qu'à certaines saisons: le chauffage éteint (en été) ne peut être ni éteint de nouveau, ni disponible pour le stockage.

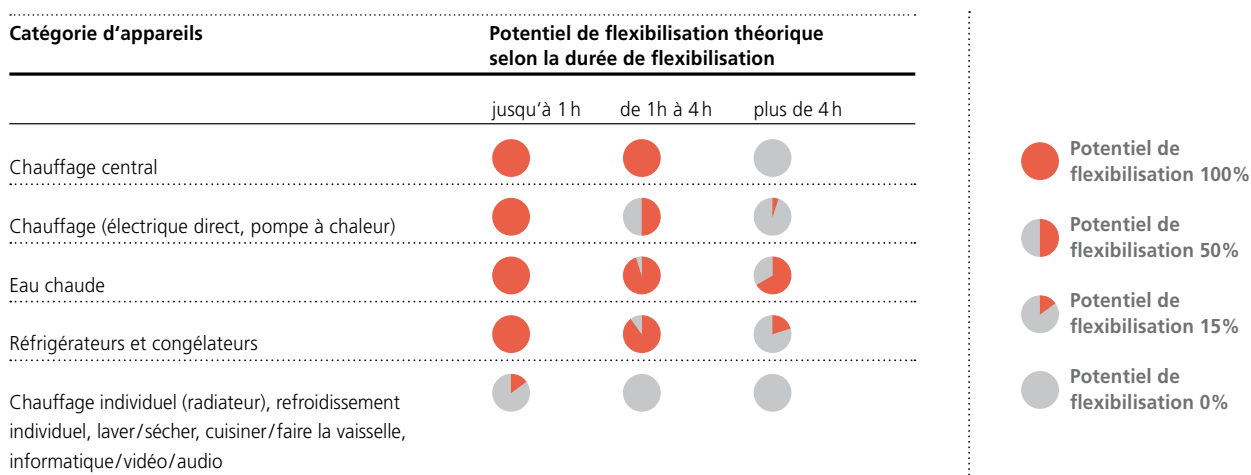
### 5.3.2 Paramètres importants du potentiel de flexibilisation

Pour savoir si une certaine demande est flexible, il est important de connaître la durée de report; en effet, plus la demande peut être reportée, plus elle peut être utilisée de manière flexible pour lisser la courbe de la demande. L'analyse distingue cinq intervalles: moins de 15 minutes, de 15 minutes à 1 heure, de 1 heure à 2 heures, de 2 heures à 4 heures et plus de 4 heures.

Si l'on observe l'effet de la flexibilisation, on distingue deux approches qui diffèrent par leur pilotabilité:

- Pour les incitations purement tarifaires (c'est le consommateur qui déclenche et contrôle lui-même la flexibilisation, d'où une exploitation réelle beaucoup plus faible, mais qui permet de réaliser des économies d'énergie), on part de l'hypothèse que les potentiels sont relativement modestes. Pour un report de moins de 15 minutes, ils s'élèvent à 15% du besoin en énergie pour la catégorie d'appareils concernée, mais retombent à 10% (report de moins de 1 heure), à 5% (report de moins de 2 heures) et enfin à zéro (plus de 2 heures).
- En cas de flexibilisation liée à la commande, les appareils sont commandés automatiquement de telle sorte que la charge soit reportée. Pour cela, les appareils doivent être équipés d'organes de commande. Un moyen supplémentaire d'exploiter le potentiel serait pour les EAE d'utiliser des modèles commerciaux basés sur ces paramètres (structures de tarifs ou de prix, par exemple) et visant à favoriser encore davantage la gestion de la charge. On considère alors un potentiel de flexibilisation de 100% et une durée de report de moins de 2 heures. Ce potentiel baisse ensuite plus rapidement (50% pour un report de moins de 4 heures, 5% pour un report de plus de 4 heures) ou, dans le cas des accumulateurs d'eau chaude, plus lentement (95% pour un report de moins de 4 heures, 60% pour un report de plus de 4 heures).

**TABLEAU 5.2: Potentiel de flexibilité des différentes utilisations**



Potentiel de flexibilité = part de la puissance interruptible/différable pour chaque période

Source: Ernst Basler + Partner AG et Bacher Energie AG, Flexibilité de la demande en électricité dans les ménages, 2011

Le potentiel de flexibilité est représenté dans le tableau 5.2 ci-avant.

Il existe également d'importants potentiels de report de la demande dans les applications thermiques. Dans ce domaine, la consommation est déjà restreinte (et le sera plus encore à l'avenir) par la réglementation sur l'isolation des bâtiments et l'amélioration de l'efficacité des appareils, ce qui limite encore le potentiel futur. De plus, le potentiel de flexibilité avec un report de quatre heures ou plus est relativement faible et concerne essentiellement les accumulateurs de chaleur («eau chaude», y compris lavage de la vaisselle et du linge) et les accumulateurs de froid («réfrigération/congélation»). Il est primordial que le plus grand nombre d'utilisateurs de chaleur possible utilisent un accumulateur d'eau chaude central comme moyen d'équilibrer la charge.

### 5.3.3 Effets de la flexibilité de la demande dans les trois scénarios

Les résultats de ces analyses «bottom-up» différenciées sont représentés dans le tableau ci-après.

**TABLEAU 5.3: Potentiel de flexibilité théorique pour chaque scénario et année de référence en TWh**

	jusqu'à 1h	de 1h à 4h	plus de 4h
<b>Scénario 1</b>			
2020	9,6	5,8	2,4
2035	9,6	5,7	2,4
2050	9,4	5,7	2,4
<b>Scénario 2</b>			
2020	9,2	5,4	2,2
2035	7,2	4,1	1,7
2050	5,5	2,9	1,1
<b>Scénario 3</b>			
2020	9,0	5,3	2,2
2035	6,5	3,6	1,5
2050	4,3	2,1	0,7

Source: Ernst Basler + Partner AG et Bacher Energie AG, Flexibilité de la demande en électricité dans les ménages, 2011

Comme indiqué dans le tableau, le potentiel de flexibilité diminue avec le recul de la demande en électricité de chaque scénario et la baisse de la production de chaleur due à une meilleure isolation. C'est pourquoi le potentiel dégagé dans le scénario 1 est beaucoup plus élevé que dans le scénario 3: dans le scénario 3, seuls 30% du potentiel de flexibilité seront disponibles en 2050 en comparaison avec le scénario 1.

Un défi technique important réside dans le fait que l'injection d'énergie à caractère stochastique nécessite un stockage long, notamment en été (environ 12 heures) et en hiver (environ 15 heures). Concrètement, le scénario 3 prévoit une demande en flexibilisation bien plus élevée due à une injection d'énergies renouvelables beaucoup plus importante. Pour ces périodes, le potentiel de flexibilisation de la demande est faible.

De plus, les calculs montrent que le besoin en flexibilisation peut reculer et fluctuer à certains moments de la journée, quand les pointes de charge et les flux d'énergie varient. La période de pointe traditionnelle de midi est réduite certains jours, par exemple dans le scénario 3, en raison du caractère stochastique de la production d'énergie photovoltaïque. Il peut donc y avoir dans certains cas une pointe de charge, dont il n'est pas nécessaire de réduire l'ampleur.

On peut ajouter ici que le potentiel présenté par les accumulateurs thermiques peut contribuer à la flexibilisation de la demande dans la fourchette de 12 heures s'ils sont dimensionnés correctement. Un développement des pompes à chaleur, par exemple avec des accumulateurs (plus grands), doit être intégré dans les réflexions futures.

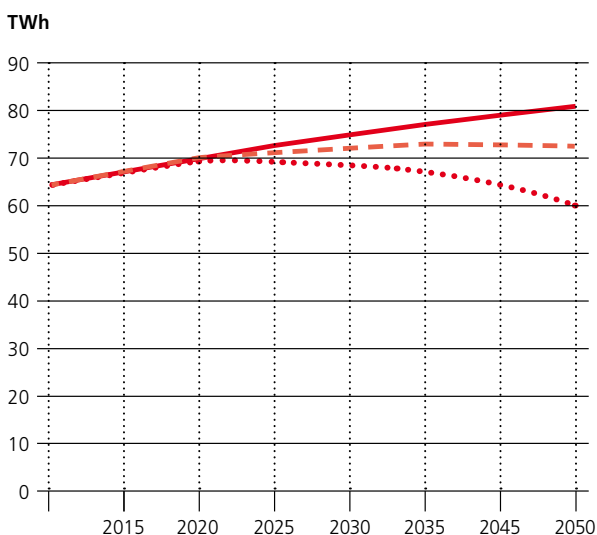
## 5.4 Consommation d'électricité dans les scénarios

### 5.4.1 Evolution de la consommation nationale

Les précédentes considérations de ce chapitre permettent de dégager les évolutions suivantes dans les trois scénarios.

En définitive, la consommation d'électricité augmentera lentement, voire baissera à long terme. Dans le scénario 1, on suppose une politique énergétique ambitieuse et modérément durcie. Le scénario 2 est basé sur des conditions-cadre encore plus restrictives avec des exigences beaucoup plus élevées. Le scénario 3 présuppose un nouveau renforcement des mesures ainsi qu'une profonde évolution du comportement de la population.

**GRAPHIQUE 5.13: Evolution de la consommation nationale d'électricité dans les scénarios**



La consommation nationale représentée ici englobe la consommation totale des ménages, du commerce et de l'artisanat, de l'agriculture, du secteur tertiaire, de l'industrie et des transports (pertes liées au transport et à la distribution comprises).

— Scénario 1  
 - - - Scénario 2  
 ••••• Scénario 3

Source: AES

Dans le **scénario 1**, la demande augmente sans interruption: la consommation d'électricité nette augmente de 25% entre 2011 et 2050, soit 0,6% par an.

Dans le **scénario 2**, la consommation d'électricité augmente de 15% nets entre 2011 et 2050, soit 0,4% par an, en raison de l'amélioration notable de l'efficacité énergétique et électrique.

Dans le **scénario 3**, la consommation baisse de 7% nets entre 2011 et 2050. Toutefois, l'inversion de tendance de 2025 sera précédée d'une nouvelle augmentation de 7%, avant que des mesures de politique énergétique et l'évolution des habitudes de consommation fassent leur effet et permettent de réaliser dans les 25 années qui suivent une réduction nette de 14%. La hausse de la consommation d'électricité est compensée à partir de 2025 par des mesures d'efficacité renforcées.

Le tableau 5.4 ci-après résume les principaux résultats:

**TABLEAU 5.4: Evolution de la consommation nationale dans chaque scénario (pertes liées à la distribution et au transport comprises)**

Consommation nationale en (TWh)	Scénario 1	Scénario 2	Scénario 3
2011	64,9	64,9	64,9
2015	67,1	67,2	67,0
2020	69,7	69,4	68,7
2025	72,1	71,0	69,4
2030	74,2	72,1	69,2
2035	76,2	72,8	68,2
2040	78,0	73,3	66,6
2045	79,6	73,3	63,9
2050	81,0	73,0	60,5

Source: AES

La consommation nationale en 2011 repose sur une estimation et ne tient pas compte des événements exceptionnels (événements météorologiques, par exemple). La consommation nationale présentée dans les scénarios de l'AES englobe la consommation sectorielle des ménages, du tertiaire, de l'industrie, de l'agriculture et des transports et tient compte des pertes liées au transport et à la distribution.

## 5.4.2 Exemples de mesures pour la réalisation des scénarios

Pour atteindre les objectifs fixés en matière d'efficacité énergétique et surmonter les obstacles mentionnés au chapitre 5.1.2.1, des outils de politique énergétique allant au-delà de la réglementation actuelle doivent être mis en place. Les chapitres qui suivent présentent (de manière non exhaustive et à titre indicatif seulement) des mesures constituant une condition nécessaire (mais non suffisante) à la mise en œuvre de différents scénarios d'évolution de la demande. Les mesures doivent être cumulées (les outils du scénario 1 sont également nécessaires dans les scénarios 2 et 3) et doivent par exemple illustrer les interventions nécessaires pour réaliser le scénario concerné. Il est expressément entendu que ces mesures ne représentent pas une liste d'exigences politiques ni une combinaison harmonisée d'instruments.. Les conséquences économiques et sociales ne sont par ailleurs pas non plus évaluées.

### Scénario 1: Mesures indicatives

#### Communication et formation de structures:

- Informer et conseiller les consommateurs, développer l'offre de formation initiale et continue.
- Les pouvoirs publics doivent montrer l'exemple en matière de consommation d'énergie.
- Développer la collaboration entre la branche, la Confédération, les cantons et les communes. Le programme SuisseEnergie représente la plateforme pour de tels partenariats public-privé.

#### Incitations financières:

- Introduire des prix du marché pour l'énergie (annulation des livraisons d'électricité au prix de production): mettre en place des incitations plus fortes sur la base des signaux de prix réels, investir dans des applications à haute efficacité énergétique.
- Poursuivre ou développer modérément les appels d'offres publics. Dans le cadre des appels d'offres publics, les fonds levés par une taxe sur le prix de l'électricité sont investis dans des mesures relatives à l'efficacité électrique. Cet instrument consiste en un fonds d'épargne électricité dont les fonds sont attribués aux projets et programmes d'amélioration de l'efficacité électrique les plus rentables.

#### Interdictions et obligations:

- Adapter régulièrement les prescriptions concernant les lampes, réfrigérateurs, lave-linge, sèche-linge, etc., pour les harmoniser avec celles de l'UE.
- Durcir régulièrement les prescriptions concernant la consommation énergétique des bâtiments (chauffage, eau chaude) en suivant le progrès technique.
- Mettre en place dans toute la Suisse des objectifs contraignants en matière d'efficacité énergétique pour les entreprises industrielles et tertiaires ayant une forte consommation d'énergie (article relatif aux gros consommateurs dans le modèle de prescriptions des cantons). Dans ce cadre, les entreprises signent un accord individuel sur les économies d'énergie avec un conseiller (par exemple l'AEnEC).

## Scénario 2: Mesures indicatives

Dans le scénario 2, les prix de l'électricité sont plus élevés que dans le scénario 1 en raison de la réduction de l'offre électrique et des taxes destinées à promouvoir les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique. Ces prix plus élevés font d'ores et déjà baisser la demande. Par ailleurs, les mesures de politique énergétique suivantes sont envisageables pour atteindre les objectifs d'efficacité du scénario 2:

- Mettre en place une taxe d'incitation modérée sur tous les agents énergétiques. Les taxes d'incitation font grimper les prix de l'énergie. Les fonds sont restitués à la population par exemple par l'intermédiaire de l'AVS (assurance vieillesse et survivants).
- Mettre en place un fonds d'épargne énergie/électricité complet. Ce fonds sert à soutenir des mesures d'amélioration de l'efficacité énergétique et électrique; par exemple des actions de promotion d'appareils à haute efficacité énergétique (ampoules, réfrigérateurs, remplacement de chauffages et de chauffe-eau, etc.) ou de conseil aux ménages et aux PME.
- Développer les contributions uniques et/ou les déductions d'impôts pour les investissements avec un horizon à long terme (rénovations de bâtiments, remplacement de chauffages électriques ou au mazout, chauffe-eau électriques).
- Elargir les conventions d'objectifs sur l'amélioration de l'efficacité au moyen d'incitations supplémentaires pour les petites et moyennes entreprises.
- Durcir encore les prescriptions concernant les nouvelles constructions et les transformations, notamment en rehaussant les exigences vis-à-vis de la climatisation et de la ventilation.

## Scénario 3: Mesures indicatives

Conformément aux attentes, le scénario 3 nécessite les interventions les plus larges pour exploiter pleinement le potentiel d'efficacité énergétique, bien que les prix de détail soient déjà au plus haut. Les mesures de politique énergétique suivantes sont possibles:

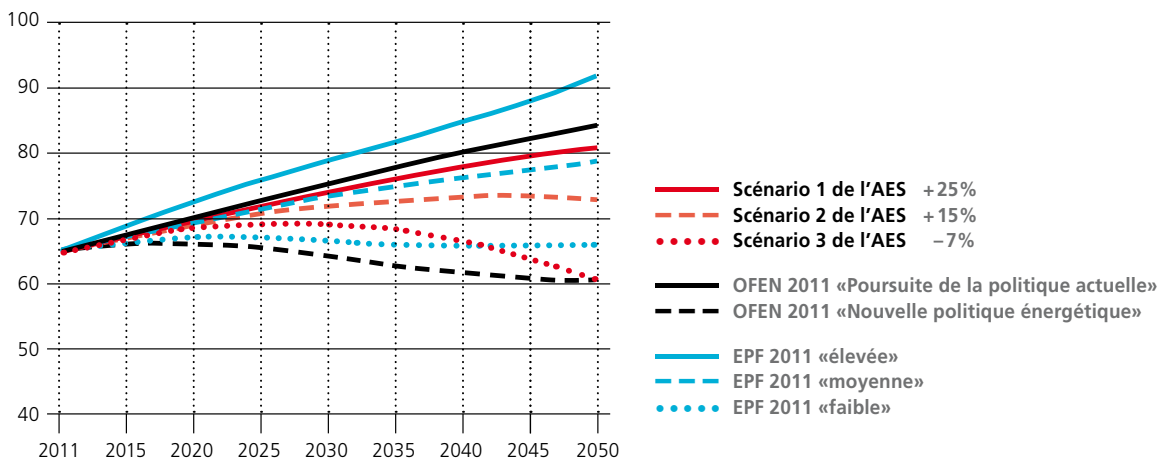
- Augmenter massivement les prix de l'énergie par une taxe d'incitation ou une réforme fiscale à but écologique.
- Durcir encore les prescriptions relatives aux appareils en les axant sur les technologies les plus performantes disponibles.
- Obliger toutes les entreprises, y compris les très petites entreprises, à réduire leur consommation d'énergie par la signature d'une convention d'objectifs.
- Mettre en place des prescriptions complètes en matière de consommation, ce qui porte atteinte à la liberté d'action: interdire les installations de climatisation; rendre obligatoires la rénovation des bâtiments anciens et la rénovation ou le remplacement de certains systèmes de chauffage ou de production d'eau chaude (chauffage électrique ou au mazout, chauffe-eau électrique, par exemple) sur une certaine période.
- Contingenter les besoins en électricité avec des pénalités sévères en cas de dépassement d'un seuil (bas).

### 5.4.3 Analyses comparatives

La stratégie énergétique 2050 de la Confédération (bfe.admin.ch 2011) repose sur deux scénarios d'évolution de la demande. Le scénario «Poursuite de la politique actuelle» présente les changements obtenus dans le secteur de l'énergie avec un ensemble prédéfini d'instruments politiques, tandis que le scénario «Nouvelle politique énergétique» part d'objectifs quantitatifs. On en déduit alors les mesures techniques et réglementaires permettant d'atteindre un objectif de demande ambitieux.

GRAPHIQUE 5.14: Evolution de la demande dans les scénarios de l'AES, de l'EPF de Zurich et de l'OFEN

Consommation suisse  
TWh



Sources: AES; bfe.admin.ch 2011; Boulouchos, Andersson et Bretschger, 2011



#### 5.4.4 Conclusion

En résumé, les conclusions suivantes s'imposent:

- Le nombre d'appareils consommant de l'électricité augmente fortement au fil des années. Dans un même temps, l'efficacité énergétique des appareils s'améliore. Les premiers indicateurs montrent que la consommation par ménage ne devrait plus augmenter. Mais le nombre de ménages est en hausse.
- Le potentiel d'efficacité énergétique en Suisse a déjà été partiellement réalisé. Les nouvelles technologies (matériaux, techniques de mesure et de régulation, etc.) permettront à l'avenir d'exploiter pleinement d'autres potentiels.
- Toutefois, la consommation d'électricité augmentera en l'absence de contre-mesures radicales. L'électricité est une énergie essentielle pour l'avenir et permet une meilleure efficacité énergétique totale.
- Dans deux des scénarios, la demande augmente de 25 et 15%; dans le troisième, elle baisse de 7% à long terme.
- Toutefois, l'inversion de tendance de 2025 sera précédée d'une nouvelle augmentation de 7%, avant que des mesures de politique énergétique et l'évolution des habitudes de consommation fassent leur effet. Entre 2025 et 2050, une réduction nette de 14% semble réalisable.
- Le potentiel de flexibilisation de la demande diminue d'une part avec le recul de la demande en électricité et, d'autre part, avec la baisse de la production de chaleur. C'est pourquoi le potentiel de flexibilisation dégagé dans le scénario 1 est beaucoup plus élevé que dans le scénario 3. Cela ne convient pas à la forte augmentation de l'injection d'énergies à caractère stochastique dans le scénario 3: ici, une flexibilisation sur le long terme serait intéressante, mais le potentiel disponible n'est pas suffisant.
- La branche considère que l'efficacité énergétique ne concerne pas uniquement l'électricité, mais bien l'énergie dans sa globalité, et offre un grand nombre d'offres et prestations dans ce domaine.

L'étude «Avenir énergétique de la Suisse» de l'EPF de Zurich (Boulouchos, Andersson et Bretschger 2011), qui se projette également à l'horizon 2050, avec des jalons en 2020 et 2035, se divise en deux approches: une approche «bottom-up» basée sur des analyses de scénario, et une approche «top-down» basée sur un modèle d'équilibre tenant compte des effets économiques de la croissance. Les deux modèles sont complémentaires. La convergence des modèles et la vérification de la plausibilité des résultats suivent une approche itérative.

Selon les analyses effectuées dans le cadre des présents scénarios, il faudra attendre 2015 pour commencer à ressentir les effets des mesures de politique énergétique visant à réduire la consommation d'électricité. La politique énergétique modérément durcie dans le scénario 1 ralentit visiblement la hausse de la consommation, contrairement au scénario de l'OFEN «Poursuite de la politique actuelle». Il ne devrait cependant pas y avoir de stagnation ni de baisse sur la période considérée. Cette évolution est réservée aux scénarios 2 et 3. Les scénarios du présent rapport se situent entre les deux scénarios de l'OFEN, l'inversion de tendance des besoins en électricité prévue dans le scénario «Nouvelle politique énergétique» de l'OFEN s'opérant plus tard.



# 6.

Les technologies et agents énergétiques utilisés pour produire de l'électricité ne bénéficient pas du même niveau de développement. L'énergie hydraulique, la biomasse, le rayonnement solaire, le vent et la géothermie sont des énergies renouvelables disponibles. En outre, l'électricité peut être produite à partir de gaz naturel, de pétrole, de charbon et d'uranium.



# Evolution de l'offre: technologies de production d'électricité

## 6.1 Production d'électricité dans les installations existantes jusqu'en 2050

L'électricité peut être produite à partir d'énergies primaires renouvelables (énergie hydraulique, biomasse, rayonnement solaire, vent, géothermie), fossiles (gaz naturel, pétrole, charbon) ou nucléaires (notamment uranium). Les déchets sont quant à eux classés dans la catégorie renouvelable ou fossile en fonction de leur composition. Les technologies utilisées pour produire de l'électricité sont diverses et plus ou moins développées. La fusion nucléaire par exemple n'est pas considérée dans le présent rapport comme une technologie de production utilisable dans la période considérée en raison de son faible degré de maturité technique.

Le parc de production suisse se compose aujourd'hui principalement de technologies à base d'agents énergétiques renouvelables ou nucléaires. Avec environ 35 TWh (soit 55% de la production) issus de centrales hydroélectriques et 1,4 TWh (ou un peu plus de 2%) d'autres énergies renouvelables comme les déchets, la biomasse, le photovoltaïque et l'éolien, plus de la moitié de la production d'électricité suisse est issue de sources d'énergie renouvelables. Les centrales nucléaires représentent 25 TWh, soit 39% de la production d'électricité indigène. La production est donc issue à 96% de sources d'énergie émettant peu de CO<sub>2</sub>. La production à partir de combustibles fossiles et de déchets non renouvelables s'élève à 2,2 TWh, soit 3,5%, et provient pour deux tiers d'installations de couplage chaleur-force (OFEN, Production d'électricité thermique 2010). Ces dernières années, le parc de production helvétique n'a pas changé, hormis quelques faibles augmentations de puissance à un chiffre.

### Bases de calcul

On part de l'hypothèse que les centrales électriques arrivant en fin de vie seront remplacées par des installations de même type. Les augmentations de puissance et améliorations du rendement obtenues lors du remplacement des installations sont prises en compte pour la construction de nouvelles centrales. Les centrales nucléaires constituent une exception, car le Conseil fédéral a pris la décision le 25 mai 2011 de les arrêter au terme de leur durée d'exploitation sûre et de ne pas les remplacer par de nouvelles centrales nucléaires. Par conséquent, l'offre issue d'installations existantes se contracte au fil des années jusqu'en 2050. Cette baisse est également due aux exigences environnementales concernant le renouvellement des concessions des centrales hydroélectriques (notamment les dispositions concernant les débits résiduels)<sup>13</sup>. En 2050, l'offre issue d'installations existantes devrait donc provenir à 90% de centrales hydroélectriques.

Les différents types de production et les droits de prélèvement prévus aux contrats de prélèvement d'énergie nucléaire avec la France évolueront comme suit d'ici à 2050:

Les **centrales nucléaires** suisses continueront à produire de l'électricité aussi longtemps que leur exploitation reste sûre. Une durée d'exploitation de 50 ans est utilisée pour les calculs modélisés. Selon cette hypothèse, la centrale nucléaire de Leibstadt sera arrêtée en 2034, de sorte qu'en 2035, plus aucune centrale nucléaire ne sera en exploitation en Suisse. On utilise comme production de base à partir de 2011 une puissance de 3'238 MW pendant 7'840 heures à pleine puissance, ce qui correspond à une production de 24,5 TWh.

Les **contrats de prélèvement à long terme existants avec les centrales nucléaires françaises** sont également inclus dans le parc d'installations important pour l'approvisionnement de la Suisse. Bien que la durée d'exploitation des centrales nucléaires en France ne soit pas limitée légalement, leur durée de vie prévue au moment de leur construction était de 40 ans. Cette durée est prise en compte dans ce rapport: le dernier droit de prélèvement arrivera à échéance en 2040. On utilise comme production de base à partir de 2011 une puissance de 3'466 MW pendant 7'813 heures à pleine puissance, ce qui correspond à une production d'environ 27 TWh. Ces quantités d'électricité produites sont également ajoutées à l'offre issue d'installations existantes (voir graphique 6.1), qui est identique quel que soit le scénario – sans modification des conditions-cadre et des lois en vigueur. Le chapitre 8.2 aborde la question de savoir si cette offre peut être effectivement utilisée pour la production d'électricité.

Dans les autres calculs, toutes les installations de production, telles que centrales au fil de l'eau, centrales à accumulation, centrales de pompage-turbinage et petites centrales hydroélectriques, sont incluses dans le parc de **centrales hydroélectriques** existant conformément à la Statistique suisse de l'électricité 2010 de l'OFEN. On utilise comme production de base pour les autres années la production moyenne des années 2001 à 2010 (36'417 GWh) et la production des nouvelles centrales mises en service en 2010 (83 GWh), soit un total de 36'500 GWh. Pour les centrales de pompage-turbinage, on tient compte de la production nette (production à laquelle on soustrait l'énergie fournie pour la pompe). Le parc de centrales hydroélectriques actuel est renouvelé en permanence. Un gain de production dû à la transformation de centrales (amélioration du rendement, par exemple) n'est pas inclus dans le parc, mais dans les différents scénarios de construction (voir chapitre 6.6).

<sup>13</sup> Les pertes estimées provoquées par les dispositions concernant les débits résiduels sont fondées sur la loi fédérale sur la protection des eaux (LEaux), notamment les débits résiduels minimaux selon l'art. 31 de la LEaux et les augmentations prévues à l'article 33 de la LEaux.

En plus des installations existantes, les centrales hydroélectriques en construction fin 2010 ont été prises en compte, conformément à la Statistique suisse de l'électricité 2010 de l'OFEN également. Ces nouvelles centrales devraient fournir à partir de 2014 une production brute annuelle supplémentaire de 145 GWh. Les deux nouvelles centrales de pompage-turbinage pur de Limmern et de Nant de Drance fourniront une puissance de pointe élevée, mais ont aussi une consommation propre. Selon la Commission d'hydrologie (SGHL 2011), l'influence du changement climatique sur la production annuelle des centrales hydroélectriques devrait être à peu près équilibrée. La répartition été/hiver pourrait toutefois changer: selon ces projections, la production des centrales au fil de l'eau devrait notamment augmenter en hiver et diminuer en été.<sup>14</sup>

La nouvelle réglementation en matière de débit résiduel associée à d'autres dispositions légales fera baisser la production des centrales hydroélectriques après le renouvellement des concessions. Selon les conditions-cadre, l'Association suisse pour l'aménagement des eaux évalue en 2012 cette réduction d'ici à 2050 entre 2 et 4 TWh, l'OFEN, quant à lui, l'évalue autour des 1,4 TWh (OFEN, Wasserkraftpotenzial der Schweiz 2012). Ce rapport se base sur l'hypothèse d'une baisse linéaire de la production de 2 TWh jusqu'en 2050.

La **production à partir d'autres sources d'énergies renouvelables**, mais aussi de centrales fonctionnant aux énergies fossiles et aux déchets non renouvelables, prise en compte dans le rapport est basée sur les données de l'année 2010 (OFEN, Statistique suisse des énergies renouvelables 2011), (OFEN, Production d'électricité thermique 2010):

Photovoltaïque	83 GWh
Biomasse	1'275 GWh
Energie éolienne (70 GWh en 2011)	37 GWh
CCF à base de combustibles fossiles et de déchets non renouvelables	1'486 GWh
Production fossile sans récupération de chaleur ni de gaz de décharge	775 GWh

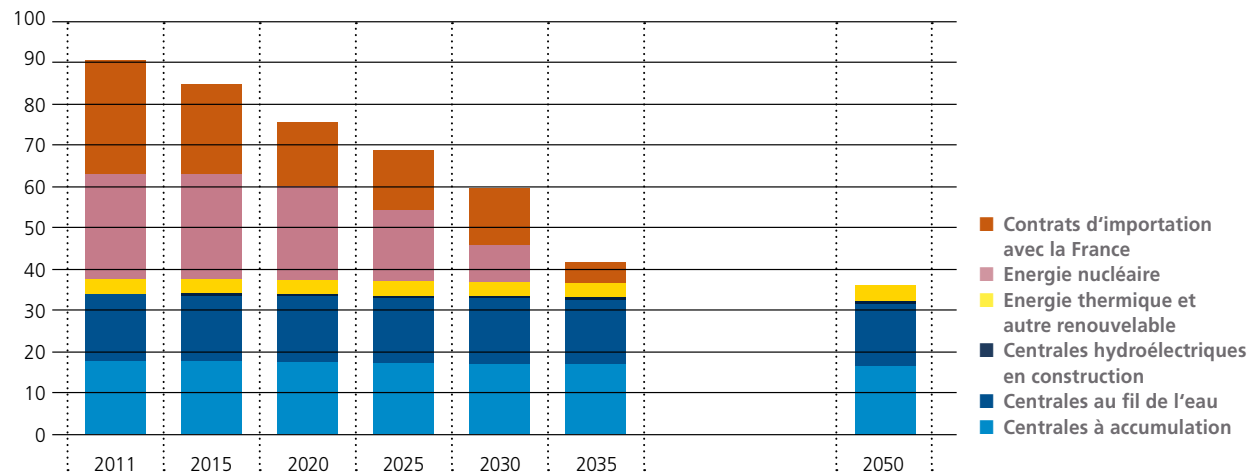
Ces productions sont maintenues constantes dans le modèle.

#### Structure quantitative des installations existantes

Compte tenu de ces données, le tableau se présente comme suit: en 2011, la production d'installations existantes en Suisse s'élevait à 62 TWh, à laquelle s'ajoutent 26 TWh acquis dans le cadre de contrats de prélèvement. D'ici à 2050, la production baissera à 36 TWh et proviendra à 90% de sources d'énergie renouvelables.

**GRAPHIQUE 6.1: Evolution de la production attendue du parc de production existant, centrales hydroélectriques en construction comprises**

Production annuelle suisse  
TWh



Source: AES

<sup>14</sup> Ce glissement n'a pas été intégré dans les hypothèses de modélisation des scénarios.

## 6.2 Vue d'ensemble des technologies de production d'électricité

Les technologies de production d'électricité se distinguent par leur application et leurs futures possibilités d'utilisation. Le chapitre qui suit présente chaque technologie, avec un aperçu de leur place dans le parc de production suisse actuel, leurs principales conditions-cadre, leur état et leur évolution technique, la qualité de l'énergie produite, les coûts, leur impact sur l'environnement et leur acceptation. Par ailleurs, le potentiel de production réalisable ou attendu à l'horizon 2050 est estimé. Les estimations des coûts et des potentiels ont été établies comme suit:

**Estimation des coûts:** Dans ce rapport, l'évolution des coûts de production de toutes les technologies à l'horizon 2050 a été estimée selon la méthode de coût moyen actualisé de l'électricité («levelized cost of electricity») (voir chapitre 6.3). Les sources et hypothèses correspondantes sont indiquées pour chaque technologie.

**Estimation des potentiels:** Le potentiel réalisable d'une technologie de production est parfois très éloigné de son potentiel théorique.<sup>15</sup> Il peut donc différer fortement en fonction du contexte considéré. Les estimations des potentiels sont fondées sur les marges d'estimation des études actuelles et sur les hypothèses internes de la branche. Les sources et conditions préalables sont indiquées pour chaque scénario.

### 6.2.1 Grande hydraulique

La grande hydraulique constitue la première technologie à base d'énergies renouvelables et génère le moins d'émissions de gaz à effet de serre. Le potentiel de construction est fortement marqué par le cadre politique et pratiquement épuisé. Les centrales de pompage-turbinage pur et mixte vont gagner en importance.

**Place dans le parc de production actuel et conditions-cadre.** L'hydraulique représente 55% de la production en Suisse; 50% sont produits par la grande hydraulique et 5% par la petite hydraulique. La grande hydraulique se divise en trois catégories:

- Centrales au fil de l'eau: les différences de dénivelé le long des cours d'eau sont converties en énergie électrique. L'énergie est produite au gré des débits d'eau; il est donc difficile de réguler la production. 50% de la production hydroélectrique annuelle provient de centrales au fil de l'eau; ces centrales représentent par ailleurs 30% de la puissance hydroélectrique installée.
- Centrales à accumulation: ces centrales disposent de lacs de retenue situés essentiellement à haute altitude dans les Alpes, l'eau qui y est stockée étant ensuite utilisée pour produire de l'électricité en cas de forte demande en énergie. 50% de la production hydroélectrique annuelle proviennent de centrales à accumulation, ces centrales représentent par ailleurs 60% de la puissance hydroélectrique installée. Toutefois, seule une fraction de la production de

centrales à accumulation peut être régulée, les cours d'eau situés en aval des lacs de retenue ayant plus ou moins le caractère d'une centrale au fil de l'eau.

- Centrales de pompage-turbinage: l'eau est pompée depuis un bassin inférieur dans un lac de retenue située à une altitude plus élevée et est utilisée pour la production d'électricité. Ces centrales ne produisent pas d'énergie supplémentaire mais augmentent la puissance disponible. Elles sont pour la plupart intégrées dans des centrales à accumulation plus grandes. Elles représentent environ 10% de la puissance hydroélectrique installée.

En raison des différences entre années sèches et années pluvieuses, la production annuelle fluctue de 10 à 15% autour de la moyenne. Sans possibilité de stockage, deux tiers de la production seraient réalisés en été. Grâce aux lacs de retenue, environ 20% de la production hydroélectrique peuvent être reportés sur le semestre hivernal, de sorte que la production soit répartie à environ 60% en été et 40% en hiver.

Les conditions-cadre sont décisives pour le potentiel de l'énergie hydraulique. Les exigences relatives à la protection des eaux et du paysage mènent à la réglementation des débits résiduels, des éclusées, etc.; les conditions d'octroi des aides décident des incitations aux investissements, les droits d'utilisateurs imposés pour l'octroi de nouvelles concessions ou le renouvellement de concessions peuvent entraîner des restrictions.

**Etat et évolution de la technique.** La technologie utilisée aujourd'hui est très avancée et confère aux installations des rendements de 80 à plus de 90% (ASAE 2011). Il est possible d'augmenter l'efficacité et la production des installations lors de leur renouvellement. Des variations accrues des charges des machines destinées à équilibrer la production stochastique ou à rapprocher la production des besoins du marché auront tendance à réduire la durée de vie des pièces d'usure et à augmenter les coûts.

**Qualité de l'énergie.** Avec sa capacité (environ 13'500 MW de puissance installée) et la possibilité de contrôler partiellement son exploitation,<sup>16</sup> la grande hydraulique constitue l'épine dorsale de l'approvisionnement en électricité de la Suisse. Les centrales au fil de l'eau fournissent la charge de base, tandis que les centrales à accumulation et les centrales de pompage-turbinage sont utilisées pour les charges de pointe et le report saisonnier. Il s'agit donc d'une ressource de puissance et d'énergie très précieuse.

**Coûts et paramètres influents.** En raison de l'importance de la situation géographique, une centrale hydroélectrique est «taillée sur mesure» pour chaque site, ce qui a un impact sur les coûts. Il est donc impossible de définir les «coûts standards» d'une centrale hydroélectrique. Les coûts de production moyens des centrales à accumulation et au fil de l'eau existantes s'élèvent à environ 7 centimes par kWh, avec une fourchette comprise entre 3 et 10 centimes par kWh (Ernst Basler + Partner AG 2009). Les coûts de production des centrales hydroélectriques existantes ont tendance à augmenter, en raison de la production plus faible due à la réglementation

<sup>15</sup> Voir chapitre 5.2.1

<sup>16</sup> Concernant les possibilités de planification et de pilotabilité ainsi que la flexibilité, voir chapitre 6.4

## 6.2.2 Petite hydraulique

sur les débits résiduels, de frais d'assurance plus importants, d'indemnités plus élevées pour les nouvelles concessions ou les renouvellements, des durées d'exploitation plus courtes, des exigences environnementales plus rigoureuses, ainsi que des coûts opérationnels plus élevés provoqués par des cycles de pompage et turbinage plus courts dans les centrales de ce type.

Les prévisions des coûts liés aux investissements ainsi qu'à l'exploitation et à l'entretien sont basées sur les études de l'OFEN (OFEN, Perspectives énergétiques 2035, juin 2007). Les coûts de production qui en découlent pour les nouvelles constructions et les transformations sont estimés entre 17 et 32 centimes par kWh (accumulation) et entre 10 et 19 centimes par kWh (fil de l'eau) (voir chapitre 6.3).

**Impact sur l'environnement et acceptation.** Avec des émissions de gaz à effet de serre comprises entre 11 et 20 grammes par kWh sur l'ensemble de son cycle de vie (équivalent CO<sub>2</sub> par kWh),<sup>17</sup> l'énergie hydraulique se classe largement devant les autres technologies de production. Elle bénéficie également d'une grande acceptation par la population. Son potentiel déjà bien exploité entraîne toutefois une résistance aux nouvelles constructions ou des dispositions légales relatives aux travaux d'extension ou de transformation, visant par exemple à réduire les effets des éclusées sur l'environnement ou à garantir des débits résiduels.

**Potentiel et paramètres influents.** Le parc de centrales hydroélectriques existant utilise déjà presque toutes les ressources en eau exploitables (OFEN, Potentiel de développement de la force hydraulique 2004). Son potentiel dépend fortement des conditions-cadre mentionnées ci-avant. L'Association suisse pour l'aménagement des eaux estime la production nette supplémentaire assurée par la grande et la petite hydraulique, de laquelle est soustraite la perte de production due à la réglementation sur les débits résiduels, de 0 à 5 TWh à l'horizon 2050 (Pfammatter 2012). Une étude du potentiel réalisée par la Confédération en 2012 chiffre à 1,5 à 3 TWh le gain de production possible de toutes les centrales hydroélectriques (y compris les petites) en fonction du degré d'assouplissement de la législation de protection de l'environnement (OFEN, Wasserkraftpotenzial der Schweiz 2012). En conséquence, les potentiels bruts d'ajout de capacité pour la grande hydraulique dans les scénarios de l'AES varient entre 1,2 TWh (scénario 1) à l'horizon 2035 et 4 TWh (scénario 3) à l'horizon 2050. Une réduction de 2 TWh à l'horizon 2050 en raison de la réglementation sur les débits résiduels est prise en compte dans l'évolution des installations existantes (voir chapitre 6.3).

La petite hydraulique est une technologie connue avec un potentiel de construction nouvelle très limité.

**Place dans le parc de production actuel et conditions-cadre.** Les centrales hydroélectriques d'une puissance inférieure à 10 MW sont catégorisées comme de petites centrales hydroélectriques, mais ne sont pas recensées séparément par la Confédération. Selon un recensement effectué en 2004, 1'033 petites centrales hydroélectriques étaient en exploitation, avec une production annuelle escomptée de 3'400 GWh, ce qui représente 11,5% de la production hydroélectrique suisse (PSI 2005).

**Etat et évolution de la technique.** A l'instar de la grande hydraulique, il s'agit d'une technologie arrivée à maturité. Aucun développement technique important, et donc aucune amélioration économique significative, n'est à en attendre.

**Qualité de l'énergie.** Les petites centrales hydroélectriques fournissent l'électricité destinée à assurer la charge de base. Puisqu'elles ne possèdent pas (ou très peu) de capacités de stockage, elles sont très dépendantes des précipitations et de la fonte des neiges.

**Coûts et paramètres influents.** En raison de la taille réduite des unités de puissance et des coûts de viabilisation liés à la situation géographique, les coûts d'investissement et de production des petites centrales hydroélectriques sont en règle générale plus élevés que ceux des centrales au fil de l'eau, par exemple. Les coûts d'investissement actuels pour les nouvelles constructions vont augmenter légèrement en raison de la pénurie croissante de sites adaptés. Les coûts de production estimés dans le cadre de cette étude sont compris entre 22 et 36 centimes par kWh, conformément aux taux de la rétribution à prix coûtant du courant injecté. Les coûts de production des nouvelles constructions futures augmenteront encore, car les sites les mieux placés sont déjà occupés (voir chapitre 6.3).

**Impact sur l'environnement et acceptation.** Tout comme les grandes centrales hydroélectriques, les petites centrales hydroélectriques émettent très peu de gaz à effet de serre.<sup>18</sup> Par ailleurs, il faut notamment tenir compte des conséquences locales sur l'écologie des cours d'eau, c'est-à-dire sur la faune et la flore, un critère déterminant pour l'acceptation.

**Potentiel et paramètres influents.** L'Association suisse pour l'aménagement des eaux estime la production brute supplémentaire assurée par la petite hydraulique à 1 à 2 TWh à l'horizon 2050, en fonction des conditions-cadre (Pfammatter 2012). En conséquence, les scénarios de l'AES prévoient un potentiel de développement de la petite hydraulique compris entre 0,6 TWh (scénario 1, 2035) et 2 TWh supplémentaires par an (scénario 3, 2050). Comme pour la grande hydraulique, l'exploitation de ce potentiel dépend fortement de l'évolution de la législation relative à la protection de l'environnement.

<sup>17</sup> Voir chapitre 6.5

<sup>18</sup> Voir chapitre 6.5

### 6.2.3 Electricité à partir de la biomasse

La biomasse trouve de multiples applications, mais reste une ressource limitée, avec un petit nombre de sites d'exploitation.

#### **Place dans le parc de production actuel et conditions-cadre.**

La production d'électricité d'origine renouvelable hors énergie hydraulique s'élève à 2% de la production annuelle. Ce sont les installations d'incinération des déchets qui en produisent la plus grande part (OFEN, Statistique suisse des énergies renouvelables 2011). Près de la moitié des déchets sont considérés comme renouvelables ou biogènes.

En règle générale, la biomasse est convertie en électricité dans des installations de couplage chaleur-force.<sup>19</sup> La production d'électricité a lieu majoritairement en hiver, sauf dans les installations qui couvrent les besoins en chaleur industrielle toute l'année. Les installations d'incinération des déchets sont exploitées toute l'année. La chaleur produite en été n'est donc pas entièrement utilisée.

**Etat et évolution de la technique.** La biomasse est une matière première très hétérogène (bois, biomasse agricole, déchets biogènes) qui peut être convertie en chaleur et en électricité ou en carburant par combustion, par fermentation ou par gazéification. La biomasse sèche, telle que le bois ou les déchets, est généralement incinérée; la vapeur produite est ensuite utilisée pour actionner une turbine d'un rendement électrique compris entre 12 et 25%. La biomasse humide, telle que le lisier ou les déchets alimentaires, fermente pour produire du biogaz et est utilisée dans des moteurs. Les centrales de cogénération utilisées atteignent des rendements de 30 à 35%. Le biogaz peut également être injecté dans le réseau de gaz naturel pour être utilisé ultérieurement. Les technologies de combustion et de fermentation sont considérées comme arrivées à maturité. Des avancées sont envisageables dans la gazéification du bois, incluant la transformation en biogaz («méthanisation»).

**Qualité de l'énergie.** La production d'électricité à partir de biomasse est assurée par des centrales de couplage chaleur-force,<sup>20</sup> qui fournissent l'électricité destinée à couvrir la charge de base (notamment en hiver) et les charges moyennes.

**Coûts et paramètres influents.** Hormis les installations d'incinération des déchets, la plupart des installations d'exploitation de la biomasse ne sont pas rentables sur le marché de l'électricité. Le nombre d'heures à pleine charge réalisables, qui dépend de la dissipation de la chaleur, et le prix praticable pour la chaleur produite ont un impact sur les coûts de production. A long terme, les coûts des installations au biogaz devraient baisser, dans la mesure où le marché suisse pourrait s'élargir et donc favoriser la concurrence. Les coûts de production estimés pour une grande centrale à bois (2 à 5 MW) sont compris aujourd'hui entre 19 et 26 centimes par kWh. Leur tendance est à la hausse en raison de l'augmen-

tation des coûts des combustibles (demande plus forte). Les coûts de production d'une installation au biogaz (300 kW) s'élèvent aujourd'hui à environ 26 à 37 centimes par kWh et connaissent une tendance à la baisse (voir chapitre 6.3).

**Impact sur l'environnement et acceptation.** Les émissions de gaz à effet de serre générées par une installation au biogaz sur tout son cycle de vie sont comprises entre 7 et 180 grammes d'équivalent CO<sub>2</sub> par kWh en fonction du combustible.<sup>21</sup> Dans le cas des centrales à bois, la combustion émet des particules fines qui peuvent s'avérer problématiques et ne doivent pas dépasser les seuils légaux d'émissions. Les projets de grande envergure peuvent rencontrer un manque d'acceptation de la population en raison de considérations relatives au transport ou aux odeurs.

**Potentiel et paramètres influents.** Le potentiel exploitable sur la durée, offert par la biomasse pour les applications énergétiques générales, s'élève à environ 35 TWh sur le long terme (OFEN, Biomasse 2004). En tenant compte des pertes énergétiques au cours de la transformation, de la baisse à long terme du besoin en chaleur et de l'augmentation future de l'utilisation de biocarburants, l'OFEN estime que le potentiel de développement maximal réalisable («technique») pour l'électricité produite à partir de bois et de biogaz est actuellement de 4 TWh (OFEN, Stratégie énergétique 2011). En tenant également compte d'une augmentation de la production d'électricité par des installations d'épuration des eaux usées et d'incinération des déchets (dont le potentiel s'élève selon l'OFEN à 1 à 2 TWh), il apparaît qu'un potentiel de production d'électricité de 2,5 TWh (scénario 1, 2035) à 4 TWh (scénario 3, 2050) est réalisable. Les défis qui se posent actuellement sont l'acceptation par la population, la rentabilité et la recherche de sites (clients assurés).

### 6.2.4 Photovoltaïque

Les installations photovoltaïques présentent un grand potentiel sur les bâtiments et bénéficient d'une bonne acceptation. Toutefois, cette technologie est encore onéreuse, fournit une injection à caractère stochastique et nécessite beaucoup d'espace.

#### **Place dans le parc de production actuel et conditions-cadre.**

La part de l'électricité totale produite actuellement par des installations photovoltaïques (PV) en Suisse est négligeable, avec moins de 0,1%. La capacité installée a été multipliée par quatre depuis 2006. Il s'agit essentiellement de petites installations sur des habitations ou de grandes installations sur des bâtiments industriels et commerciaux.

**Etat et évolution de la technique.** Une installation photovoltaïque transforme directement les rayons du soleil en électricité avec un rendement de 10 à 20%. A moyen terme, ce rendement devrait augmenter considérablement (jusqu'à

<sup>19</sup> Une grande partie de la production des installations d'incinération des déchets actuelle n'est toutefois pas considérée comme issue d'installations de couplage chaleur-force dans les statistiques de l'OFEN. Pour être considérée comme telle dans ces statistiques, une installation de couplage chaleur-force doit fournir un rendement total d'au moins 60% et un rendement électrique d'au moins 5%.

<sup>20</sup> A l'exception des installations d'incinération des déchets en fonctionnement de base.

<sup>21</sup> Voir chapitre 6.5

## 6.2.5 Énergie éolienne

environ 25%); de nouveaux concepts devraient apparaître et les techniques de fabrication devraient être optimisées (AIE, Solar photovoltaic energy 2010).

**Qualité de l'énergie.** La production est dépendante du rayonnement solaire et n'est donc pas flexible. Elle connaît un pic à midi, période à laquelle deux tiers de la production annuelle sont réalisés l'été. La production dépend du rayonnement sur le site d'installation ainsi que de l'inclinaison et de l'orientation de l'installation. L'électricité d'origine photovoltaïque ne peut pas être régulée (hormis la coupure), mais peut être prévue relativement facilement sur une journée et se révèle beaucoup moins volatile que la production des éoliennes.

**Coûts et paramètres influents.** Les coûts d'investissement spécifiques baissent avec l'augmentation de la taille de l'installation et varient selon le type de pose (surimposé ou intégré au toit, surface libre). En raison de la forte expansion de cette technologie au niveau mondial, les coûts d'investissement ont baissé de manière inattendue ces dernières années. Selon la tendance des nouvelles constructions d'installations photovoltaïques prévue par l'Agence internationale de l'énergie (AIE), une réduction de deux tiers des coûts d'investissement est envisageable à l'horizon 2050. Les installations PV nécessitent peu de maintenance. On suppose donc que les coûts de production des installations surimposées (de 10 à 100 kW), qui s'élèvent aujourd'hui de 29 à 46 centimes par kWh, seront divisés par deux d'ici à 2050 (voir chapitre 6.3).

**Impact sur l'environnement et acceptation.** Durant son cycle de vie, une installation photovoltaïque émet entre 50 et 100 grammes d'équivalent CO<sub>2</sub> par kWh.<sup>22</sup> Les installations sur les bâtiments sont bien acceptées par la population, contrairement aux installations sur surface libre.

**Potentiel et paramètres influents.** Selon l'Agence internationale de l'énergie (AIE), le potentiel de surfaces appropriées sur bâtiments en Suisse est estimé à environ 18 TWh (dont 15 TWh sur toit et 3 TWh sur façade). L'estimation exclut les surfaces inappropriées du point de vue architectural (ombrage par exemple) et les surfaces capables d'absorber moins de 80% du rayonnement local maximal en raison de leur orientation. On déduit de cette estimation la formule de calcul suivante: 0,55 mètre carré de surface utile pour le photovoltaïque par mètre carré de surface au sol construite (AIE-PVPS 2002). Selon les estimations, le potentiel réalisable est de 0,8 TWh (scénario 1, 2035) à 14 TWh (scénario 3, 2050). Un potentiel de 14 TWh correspond donc à un scénario extrême, avec une utilisation de 80% de la surface appropriée pour le photovoltaïque sur près de 45% de la surface au sol construite totale. La rentabilité représente une entrave importante à l'exploitation de ce potentiel.

L'énergie éolienne en Suisse se caractérise par des problèmes d'acceptation et un potentiel de réalisation très incertain en raison de procédures de planification complexes. Le caractère stochastique de l'injection représente des défis supplémentaires.

**Place dans le parc de production actuel et conditions-cadre.** L'énergie éolienne représente aujourd'hui environ 0,1% de la consommation d'électricité en Suisse (OFEN, Statistique suisse des énergies renouvelables 2011). La procédure de planification d'installations éoliennes comporte plusieurs niveaux et est relativement complexe. Elle nécessite un plan directeur cantonal, un plan d'utilisation communal et enfin un permis de construire.

**Etat et évolution de la technique.** Il s'agit d'une technologie avancée, qui ne pourra évoluer que graduellement à l'horizon 2035/2050, surtout dans les domaines des coûts de conception, de la technique de fabrication, du rendement total et des principes d'exploitation et d'entretien.

**Qualité de l'énergie.** La production d'électricité des installations éoliennes dépend de la vitesse du vent – un vent plus fort signifie une hausse disproportionnée de l'énergie produite. Le fait que l'essentiel de la production ait lieu en hiver représente un avantage. Les prévisions de production s'appuient sur les prévisions météorologiques. Les moindres divergences ont un impact important, de sorte que les prévisions ne sont pas encore très fiables. Par conséquent, la production n'est pas planifiable et se révèle beaucoup plus volatile que celle des installations photovoltaïques. Elle ne peut pas non plus être régulée (hormis la coupure).

**Coûts.** D'ici à 2050, les coûts devraient légèrement baisser en raison des évolutions techniques et des effets d'échelle. Les coûts de production des nouvelles installations (2 à 3 MW) sont estimés aujourd'hui entre 14 et 20 centimes par kWh, ce qui correspond à peu près aux taux de RPC actuels. En 2050, les coûts de production devraient avoir baissé d'environ 12 à 17 centimes par kWh en raison des évolutions techniques (voir chapitre 6.3).

**Impact sur l'environnement et acceptation.** Les installations éoliennes émettent peu de CO<sub>2</sub> (24 grammes d'équivalent CO<sub>2</sub> par kWh).<sup>23</sup> L'acceptation des éoliennes est toutefois assez faible chez les personnes directement concernées en raison de considérations relatives au paysage et au bruit.

**Potentiel et paramètres influents.** En Suisse, l'énergie éolienne présente un potentiel théorique élevé, qui est toutefois réduit par un grand nombre de critères d'exclusion: force du vent local, surfaces forestières, inclinaison de la pente, type de terrain à bâtir et urbanisation. De ce fait, le potentiel réalisable devrait s'élever à quelque 0,7 TWh par an en 2035 (scénario 1) et jusqu'à 4 TWh par an en 2050 (scénario 3). Une acceptation toujours plus grande de l'énergie éolienne par la population ainsi qu'une amélioration des conditions-cadre, par exemple des procédures de planification et d'autorisation plus rigoureuses, sont indispensables (Dietrich, Kaiser et Wokaun 2010).

<sup>22</sup> Voir chapitre 6.5, <sup>23</sup> Voir chapitre 6.5



## 6.2.6 Electricité à partir de la géothermie

La géothermie pourrait dans un avenir lointain fournir de l'électricité renouvelable en grandes quantités pour la charge de base. Mais auparavant, il faut prouver sa faisabilité sur le territoire suisse.

### **Place dans le parc de production actuel et conditions-cadre.**

En Suisse, l'utilisation de la géothermie se borne actuellement à la production de chaleur et de froid. Il n'existe pas encore d'installations produisant de l'électricité dans le pays. Grâce à la rétribution à prix coûtant du courant injecté et à la couverture des risques par la Confédération, de plus en plus de projets sont à l'étude. Les procédures d'octroi de concessions et d'autorisations ne sont pas homogènes sur tout le territoire, il manque souvent une base légale, par exemple pour l'attribution des responsabilités.

**Etat et évolution de la technique.** Pour la production d'électricité potentielle à partir de la géothermie profonde, deux techniques peuvent en principe être mises en pratique en Suisse: les systèmes hydrothermaux d'une part, qui exploitent l'eau chaude naturelle, et les systèmes pétrothermaux d'autre part, qui chauffent l'eau froide de surface avec la chaleur du sous-sol, selon le principe d'un échangeur de chaleur. La production d'électricité est intéressante sur le plan énergétique à partir d'une température de 120° C. Le potentiel de production dépend donc de la découverte et de la possibilité de valoriser des sources de chaleur adéquates. Des recherches portant sur de nouvelles technologies permettant de produire des échangeurs de chaleur sans secousses sont en cours, notamment à l'EPF de Zurich.

**Qualité de l'énergie.** La géothermie produit de l'énergie en ruban presque toute l'année. La chaleur résiduelle peut être utilisée pour les réseaux de chauffage à distance.

**Coûts et paramètres influents.** Les coûts d'investissement liés aux installations géothermiques actuelles sont difficilement quantifiables, car il n'existait auparavant aucune installation en Suisse. Les coûts de production sont aujourd'hui de l'ordre de 40 centimes par kWh et correspondent aux taux de rétribution à prix coûtant du courant injecté. Ils doivent être calculés et vérifiés lors de chaque projet. La rentabilité peut être améliorée par la vente de la chaleur produite, si les coûts de transport de la chaleur peuvent également être amortis.

**Impact sur l'environnement et acceptation.** Les installations géothermiques destinées à la production d'électricité sont considérées comme émettant peu de CO<sub>2</sub>, avec une moyenne globale de 120 grammes d'équivalent CO<sub>2</sub> par kWh au cours de leur durée de vie (AIE, Geothermal Heat and Power 2011). De plus, elles prennent peu d'espace. L'acceptation des projets hydrothermaux actuels est élevée en Suisse (Saint-Gall, Lavey-les-Bains). L'acceptation de futurs projets pétrothermaux, qui comportent un risque de secousses sismiques induites, est encore incertaine.

**Potentiel et paramètres influents.** L'Institut Paul Scherrer estime que le potentiel théorique de production d'électricité est bien plus élevé que la consommation d'électricité actuelle en

Suisse. Il est difficile d'estimer le potentiel technique et économique, car la faisabilité technique n'est jusqu'à présent pas avérée. On peut tabler sur un potentiel réalisable de 0,4 TWh à l'horizon 2035 (scénario 1) et de 4 TWh à l'horizon 2050 (scénario 3). Le déficit de maturité technique, le risque lié aux explorations, la rentabilité incertaine et l'acceptation constituent aujourd'hui les principaux freins au développement de la géothermie en Suisse.

## 6.2.7 Couplage chaleur-force à partir de combustibles fossiles

Les installations de couplage chaleur-force décentralisées qui utilisent du gaz naturel peuvent être exploitées sur des sites spécifiques ayant besoin de chaleur. Leur développement nécessiterait des mesures d'encouragement.

### **Place dans le parc de production actuel et conditions-cadre.**

Les installations de couplage chaleur-force (CCF) à énergies fossiles représentent 1,1 TWh, soit 2% de la consommation d'électricité totale (OFEN, Production d'électricité thermique 2010). Le nombre d'installations ne cesse de diminuer, mais la puissance installée augmente en continu. Les centrales CCF sont souvent peu rentables dans le cadre actuel. Celui-ci englobe législations fédérales, cantonales et communales différentes et strictes.

**Etat et évolution de la technique.** Le couplage chaleur-force consiste à produire simultanément de l'électricité et de la chaleur utile. A la différence des centrales thermiques conçues exclusivement pour la production d'électricité, la production de chaleur des installations CCF est en règle générale destinée au fonctionnement de l'installation. Le rendement électrique d'une installation avec une puissance thermique de 500 kW s'élève à environ 37%. A l'avenir, les rendements électriques et totaux des centrales de cogénération traditionnelles devraient augmenter et les piles à combustible devraient être prêtes à être commercialisées. A l'horizon 2035, le rendement des installations CCF de cette taille devrait atteindre 45%, voire 60% avec les piles à combustible.

**Qualité de l'énergie.** En fonction de leur dimensionnement, les installations CCF fournissent l'énergie destinée à couvrir les charges moyennes pendant toute l'année, mais presque de l'énergie en ruban en hiver. La production a lieu pour les trois quarts l'hiver et plutôt en cours de journée. Si des accumulateurs de chaleur sont installés en parallèle à la centrale CCF, il est possible de produire de l'énergie en ruban.

**Coûts et paramètres influents.** Les coûts de production des nouvelles installations sont estimés de 11 à 15 centimes par kWh pour un taux d'intérêt compris entre 5 et 10%, pour une installation CCF d'une puissance de 200 kW<sub>d</sub><sup>24</sup>. Ces coûts dépendent essentiellement de la taille de l'installation, du dimensionnement et du prix de la chaleur. Les piles à combustible devraient permettre aux coûts de production de se rapprocher du prix du marché de l'électricité à l'horizon 2050.

<sup>24</sup> Voir chapitre 6.3

**Impact sur l'environnement et acceptation.** Les émissions de gaz à effet de serre s'élèvent, en fonction de la taille de l'installation, entre 315 et 330 grammes de CO<sub>2</sub> par kWh,<sup>25</sup> soit une valeur supérieure à la moyenne du mix de production suisse. L'acceptation par la population ne pose pas de problème notable: dans la plupart des cas, une installation CCF peut être placée au même endroit que l'ancienne installation de chauffage.

**Potentiel et paramètres influents.** Le potentiel attendu selon l'OFEN varie entre 3,8 et 11,5 TWh à l'horizon 2050 (Prognos, Offre d'électricité 2011). Pour atteindre cet objectif, des mesures rigoureuses sont nécessaires, qui peuvent passer par la construction de nouveaux réseaux de chaleur de proximité et à distance avec obligation de raccordement, ou encore une autorisation limitée des installations de chauffage à énergies fossiles. Les estimations du présent rapport supposent un ajout de capacités à hauteur de 2 TWh en 2035 (scénario 1) à 6 TWh en 2050 (scénario 3) si les mesures incitatives correspondantes sont mises en place.

### 6.2.8 Centrales à gaz à cycle combiné

Grâce à leur flexibilité en termes de construction et d'exploitation, les centrales à gaz représentent une alternative précieuse en complément aux énergies renouvelables. Leur rentabilité est toutefois incertaine dans les conditions-cadre actuelles.

**Place dans le parc de production actuel et conditions-cadre.** Les centrales à cycle combiné gaz-vapeur (ou centrales à gaz à cycle combiné) se distinguent par leurs coûts d'investissement relativement faibles et une grande flexibilité d'exploitation. Avec environ 1 TWh, elles ne représentent cependant que 2% de la production d'électricité suisse (OFEN, Production d'électricité thermique 2010). Les principales raisons de cette utilisation modeste sont leurs émissions de CO<sub>2</sub> élevées, leur rentabilité incertaine et la dépendance vis-à-vis de l'étranger pour l'approvisionnement en combustible.

**Etat et évolution de la technique.** Ce type de centrale combine les principes d'une centrale à turbine à gaz et d'une centrale à vapeur: la chaleur résiduelle de la turbine à gaz produit de la vapeur, qui actionne à son tour une turbine afin de produire de l'électricité. Les centrales à gaz à cycle combiné offrent une puissance de 60 à 800 MW par bloc. Les installations atteignent des rendements de 52 à 60%. La technologie est arrivée à maturité, aucune évolution significative ne devrait avoir lieu, mis à part une augmentation du rendement à hauteur de quelques points. Les recherches actuelles portent sur le captage et le stockage du CO<sub>2</sub> (CSC, voir encadré).

**Qualité de l'énergie.** Avec leur grande flexibilité et leurs possibilités de planification et de pilotabilité, ces installations peuvent fournir toutes les qualités d'énergie, de l'énergie en ruban aux services-système en passant par l'énergie de pointe.

Il s'agit donc d'une alternative intéressante en complément des énergies à caractère stochastique comme l'énergie photovoltaïque ou éolienne.

**Coûts et paramètres influents.** Aucune réduction significative des coûts d'investissement n'est attendue. Les prévisions des prix du gaz naturel (prix de marché de gros) et les coûts liés aux émissions de CO<sub>2</sub> (système communautaire d'échange de quotas d'émission) proviennent des hypothèses de modélisation du chapitre 3.1. Les coûts de production des nouvelles installations sont évalués aujourd'hui à 9 centimes par kWh (voir chapitre 6.3). L'évolution future des coûts dépend fortement du prix du gaz (au niveau international), des prix des droits d'émissions de CO<sub>2</sub> ainsi que du nombre d'heures à pleine charge.

**Impact sur l'environnement et acceptation.** En comparaison avec d'autres centrales utilisant des combustibles fossiles (pétrole, charbon), les centrales à gaz à cycle combiné modernes en exploitation provoquent moins d'émissions directes d'agents nocifs et de CO<sub>2</sub>. Sur la totalité du cycle de vie, ces émissions s'élèvent à environ 425 grammes de CO<sub>2</sub> par kWh.<sup>26</sup> Elles sont donc supérieures à la moyenne du mix de production suisse. Avec le développement du captage de CO<sub>2</sub>, ces émissions devraient pouvoir être réduites à l'avenir.

Ce n'est que depuis le printemps 2011 que le Conseil fédéral et le Parlement considèrent de nouveau les centrales à gaz à cycle combiné comme une option pour garantir une contribution substantielle du besoin en électricité en Suisse. Les objections de la population à l'égard des émissions de CO<sub>2</sub> élevées et de la dépendance vis-à-vis de l'étranger pour l'approvisionnement en gaz sont cependant relativement élevées.

**Potentiel et paramètres influents.** Le potentiel technique des centrales à gaz à cycle combiné est peu limité sur la période considérée, notamment en ce qui concerne le développement des ressources de gaz naturel conventionnel exploitables (voir chapitre 3). Il existe toutefois des limites écologiques et économiques. Selon la loi suisse sur le CO<sub>2</sub>, les centrales à gaz à cycle combiné doivent compenser entièrement les émissions de CO<sub>2</sub> qu'elles génèrent, dont la moitié par des mesures réalisées en Suisse. La compensation dans le pays est cependant très onéreuse et à peine réalisable. L'infrastructure de réseau existante permettrait de construire jusqu'à huit nouvelles centrales à gaz à cycle combiné avec deux blocs de 400 MW chacune sur les sites occupés actuellement par des centrales nucléaires (DETEC, réseaux d'infrastructure 2010). Le captage et le stockage du CO<sub>2</sub> pourraient améliorer l'acceptation des centrales à gaz à cycle combiné par la population et leur potentiel en Suisse. Le présent rapport estime le potentiel selon ces conditions-cadre à près de 20 TWh à l'horizon 2050.<sup>27</sup> Cela correspond à environ 8 centrales à gaz à cycle combiné avec une puissance de 400 MW chacune en fonctionnement de base (environ 6'000 heures à pleine charge).

<sup>25</sup> et <sup>26</sup> Voir chapitre 6.5

<sup>27</sup> Cela correspond au potentiel obtenu sans utilisation d'énergie nucléaire ni d'importations, et lorsque la production d'électricité possible à partir d'autres sources d'énergie renouvelables ne dépasse pas 10 TWh.

## Captage et stockage du CO<sub>2</sub> (CSC)

Le procédé CSC (captage et stockage des émissions de CO<sub>2</sub>) peut permettre de réduire fortement l'impact environnemental de la production d'énergie à partir de combustibles fossiles (charbon, gaz, pétrole). Au moyen de différents procédés, le dioxyde de carbone est capturé avant ou après la combustion, transporté et stocké pour une longue période dans des installations souterraines appropriées.

Bien qu'il n'existe pas aujourd'hui d'installation commerciale destinée au captage et au stockage définitif des émissions de CO<sub>2</sub> générées par la production d'énergie, différents grands projets de CSC dans le domaine de l'énergie sont au stade de projet pilote dans le monde. Les coûts par tonne de CO<sub>2</sub> prévus sont de l'ordre de 20 à 30 euros. Les coûts de capitaux pour les centrales au charbon ou au gaz sont multipliés par deux en cas de recours au CSC (Pöyry 2012). A ce sujet, on peut se référer à l'expérience acquise par d'autres branches industrielles dans le captage du CO<sub>2</sub> ainsi que dans l'injection souterraine pour la récupération assistée du pétrole/gaz. Le rendement

des installations avec CSC baisse d'environ 8 à 10% (AIE, Technology Roadmap Carbon capture and storage 2009).

En Europe, l'application insuffisante de la directive européenne pour l'arrêt d'un cadre légal à caractère contraignant empêche actuellement la construction d'installations CSC. Le stockage définitif du CO<sub>2</sub> dans les couches géologiques profondes (plus de 800 mètres de profondeur) est considéré comme sûr, mais n'a pas encore été expérimenté sur le long terme. L'acceptation du stockage définitif du CO<sub>2</sub> est faible dans les régions d'Europe concernées.

Aucune étude de potentiel détaillée du stockage définitif du CO<sub>2</sub> en Suisse n'a encore été effectuée. Les études géologiques préalables ont permis d'identifier la région la plus prometteuse en vue de recherches complémentaires dans le triangle Fribourg-Oltén-Lucerne (OFEN, Kraftwerk 2020 & Carbon Capture & Storage 2010). Des conflits d'exploitation avec de futurs projets de géothermie peuvent s'y produire.

### 6.2.9 Centrale au charbon

Les centrales au charbon sont tributaires d'un accès logistique au combustible peu onéreux, émettent de grandes quantités de CO<sub>2</sub> et sont inadaptées à la production d'électricité en Suisse.

#### Place dans le parc de production actuel et conditions-cadre.

En Suisse, il n'existe actuellement aucune centrale au charbon et aucune n'est à l'étude. Les centrales au charbon sont les centrales qui émettent le plus de dioxyde de carbone et seraient donc les plus touchées par les taxes sur le CO<sub>2</sub>.

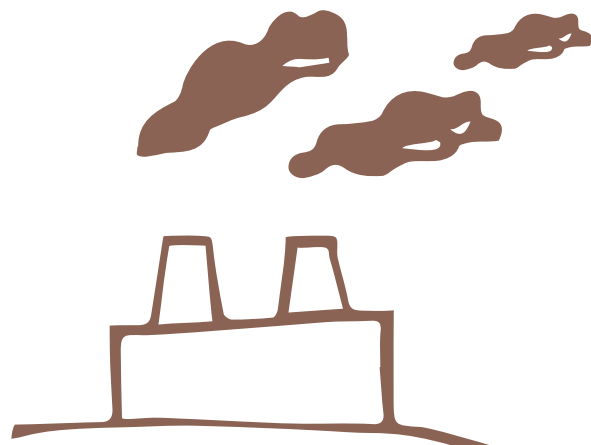
**Etat et évolution de la technique.** Dans les centrales à vapeur brûlant du charbon, la chaleur produite par la combustion de charbon pulvérisé actionne des turbines à vapeur afin de produire de l'électricité. Ces centrales atteignent actuellement des rendements de 45% maximum (un rendement de 50% est envisageable dans un avenir proche). En règle générale, les nouvelles constructions sont composées de grandes unités de 600 à 1'200 MW.

**Qualité de l'énergie.** Les centrales modernes peuvent être utilisées pour la charge en ruban et la charge moyenne. Elles sont planifiables et peuvent être exploitées et contrôlées de manière relativement flexible.

**Coûts et paramètres influents.** Les coûts de production sont actuellement de l'ordre de 7,3 à 8,0 centimes par kWh et devraient augmenter à 8,8 voire 9,3 centimes par kWh en 2050 (avec captage du CO<sub>2</sub> [CSC]) (PSI 2010). Puisqu'il reste d'importantes ressources en charbon disponibles dans le monde entier, les prix devraient rester stables par rapport aux autres énergies fossiles. Si le CSC ne peut pas être réalisé, il est probable que les prix du CO<sub>2</sub> seront les principaux moteurs de l'évolution des prix.

**Impact sur l'environnement et acceptation.** Les centrales au charbon ont un impact particulièrement négatif sur l'environnement en raison des émissions de CO<sub>2</sub> élevées qu'elles génèrent (environ 900 grammes d'équivalent CO<sub>2</sub> par kWh). L'acceptation des centrales au charbon par la population helvétique est très faible.

**Potentiel et paramètres influents.** Les centrales au charbon ne présentent aucun potentiel réalisable en Suisse à l'horizon 2050, avec comme principal paramètre influent le désavantage géographique lié à l'absence de mines.



## Production couplée de chaleur et d'électricité à partir de combustibles fossiles

Pour la production de chaleur, les combinaisons «centrales à gaz à cycle combiné et pompe à chaleur» ou «installation CCF et pompe à chaleur» sont à privilégier à une combustion pure. Associée à une pompe à chaleur, une centrale à gaz à cycle combiné est la plupart du temps plus efficace qu'une installation CCF plus pompe à chaleur.

Pour des raisons physiques, la production d'électricité à partir de combustibles fossiles génère toujours de la chaleur résiduelle qui peut être utilisée pour le chauffage ou pour des processus industriels à proximité. Par ailleurs, les pompes à chaleur peuvent également produire de la chaleur destinée au chauffage avec une grande efficacité, de sorte que le rendement de la production d'électricité revêt une grande importance. De ce fait, il faut toujours prendre en compte la production de chaleur et d'électricité lorsque l'on compare les deux technologies de production d'électricité que sont le couplage chaleur-force et les centrales à gaz à cycle combiné.

Il convient de comparer d'une part les grandes centrales à gaz à cycle combiné associées à des pompes à chaleur décentralisées et d'autre part les installations CCF avec utilisation directe de la chaleur produite et complétées par des pompes à chaleur décentralisées. Bien que les premières n'utilisent pas

de chaleur sur le lieu de production, elles obtiennent un meilleur rendement en tant que système global.

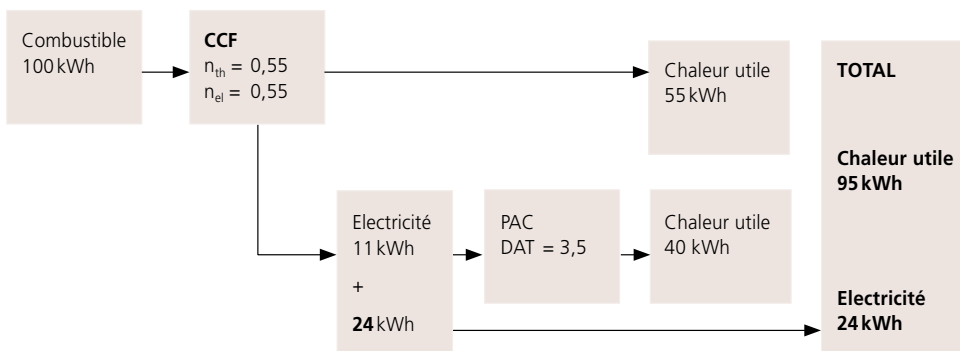
La supériorité de la combinaison centrale à gaz à cycle combiné et pompe à chaleur est due au rendement électrique élevé de la centrale et de la pompe à chaleur, qui fournit en chaleur utile destinée au chauffage ou à la production d'eau chaude l'équivalent de trois à quatre fois l'électricité produite. En comparaison, les chaudières sont les moins efficaces, elles fournissent environ 95 kWh de chaleur pour 100 kWh de gaz naturel.

Les installations CCF se révèlent avantageuses lorsque des températures de départ élevées, c'est-à-dire supérieures à 60° C, sont nécessaires. Selon des considérations économiques, elles sont par ailleurs conçues de sorte à ne pouvoir couvrir à elles seules que deux tiers des besoins en chaleur annuels. Pour le reste, elles ont besoin d'une chaudière en complément.

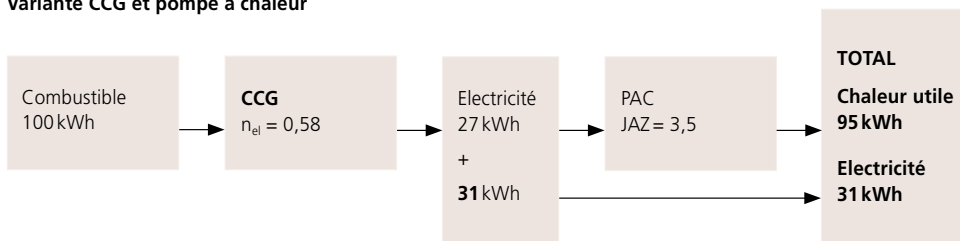
L'électricité trouve beaucoup plus d'usages que la chaleur. Elle est donc plus précieuse; une installation est de ce fait considérée d'autant plus efficace que son rendement électrique est élevé. Sur ce point aussi, les centrales à gaz à cycle combiné avec pompes à chaleur sont plus avantageuses que les installations CCF.

**GRAPHIQUE 6.2: Production couplée de chaleur et d'électricité**

### Variante CCF et pompe à chaleur



### Variante CCG et pompe à chaleur



#### EXPLICATIONS:

**DAT** = durée annuelle de travail, **CCG** = centrale à gaz à cycle combiné, **CCF** = installation de couplage chaleur-force, **PAC** = pompe à chaleur

Source: AES

## Technologies de stockage futures

Avec le développement d'énergies renouvelables à production variable (notamment le photovoltaïque et l'éolien), le stockage de l'électricité ne cesse de gagner en importance. Des technologies de stockage appropriées devraient pouvoir offrir une puissance de l'ordre du mégawatt ou du gigawatt. De plus, elles devraient dans l'idéal pouvoir fournir de l'énergie sur une longue période, afin de pouvoir également stocker de manière saisonnière de grandes quantités d'énergie à caractère stochastique issue de sources d'énergie renouvelables. Cependant, cela n'est pas possible actuellement avec les technologies concernées. Un aperçu des possibilités de stockage intéressantes avec un volume d'au moins 1 MW et une durée d'au moins quelques minutes figure ci-après (Pöyry 2012).

**Centrales de pompage-turbinage:** le potentiel géographique suisse est élevé, mais l'acceptation de certaines nouvelles constructions est parfois limitée. Avec des coûts d'investissement de 2'000 à 2'500 francs par kWh et un rendement total de l'ordre de 80%, ces centrales font partie des options de stockage les moins onéreuses et les plus efficaces.

Les **systèmes de stockage d'air comprimé** (Compressed Air Energy Storage, CAES) compriment l'air avec de l'énergie électrique; l'air ensuite détendu actionne un générateur afin de produire de l'électricité. La chaleur générée par la compression n'étant pas utilisée, il faut ajouter de la chaleur supplémentaire lors de la détente, par exemple à l'aide d'une turbine à gaz. Il existe aujourd'hui deux installations de stockage d'air comprimé dans le monde (environ 300 MW en Allemagne et 100 MW aux Etats-Unis). La technologie est plus ou moins arrivée à maturité. Les coûts d'investissement sont estimés à 700–900 euros par kW et le rendement total à environ 50%.

Les **systèmes de stockage adiabatique d'air comprimé** (Advanced-Adiabate Compressed Air Energy Storage, AA-CAES) accumulent la chaleur de sorte qu'aucun ajout de chaleur n'est

nécessaire pour la détente. Le potentiel géographique suisse pour les lieux de stockage souterrains est limité, y compris par des conflits d'exploitation, avec le stockage du gaz par exemple. Les coûts d'investissement sont estimés à 1'000 euros par kW et le rendement total à environ 70%. La première installation de démonstration devrait être mise en service en Allemagne en 2013. Elle offrira une puissance de 90 MW.

Le **stockage d'hydrogène** consiste à produire de l'hydrogène par électrolyse (donc électriquement) et à le stocker dans des réservoirs pour le transformer en électricité en fonction des besoins, à l'aide de piles à combustible. Toutefois, le stockage reste, pour l'heure, un défi majeur. Une alternative consiste à transformer l'hydrogène en méthane pour l'injecter dans le réseau de gaz naturel. Ce procédé est également appelé «Power to Gas». Les coûts d'investissement pour les deux options sont élevés (4'000 euros par kW) et le rendement total est comparativement bas, car le nombre d'étapes de transformation nécessaires est élevé. De ce fait, ces solutions ne sont actuellement pas compétitives.

Les **batteries à flux redox** stockent l'électricité sous forme chimique dans des réservoirs avec la solution électrolytique hors de la cellule. Le stockage externe rend ces batteries facilement adaptables. Les coûts d'investissement sont estimés entre 2'000 et 4'000 euros par kW. Le rendement total peut atteindre 90%. Jusqu'à présent, seules de petites installations sont en exploitation (au Japon et aux Etats-Unis, puissance supérieure à 3 MW).

Les **batteries lithium-ion** possèdent une densité d'énergie très élevée et sont de ce fait souvent utilisées pour de petites applications (appareils électroniques de communication et de divertissement, par exemple). Les sociétés électriques de Zurich (EKZ), en collaboration avec ABB, ont mis en service début 2012 les plus grandes batteries lithium-ion de Suisse, avec un volume de stockage de 500 kWh et une puissance maximale de 1 MW pour 30 minutes (EKZ 2011).

### 6.2.10 Centrale nucléaire

L'énergie nucléaire constitue aujourd'hui un pilier de l'approvisionnement en électricité de la Suisse. Le cadre politique actuel ne permet cependant pas de construire de nouvelles centrales nucléaires.

**Place dans le parc de production actuel et conditions-cadre.** Dans le mix électrique suisse actuel, l'énergie nucléaire représente une part élevée de la production d'électricité, avec 38% en moyenne par année (2010) et 48% (2010) sur le semestre hivernal. Elle produit la majorité de l'énergie en ruban en Suisse, sans émissions de CO<sub>2</sub> notables. Selon la décision du Conseil fédéral de mai 2011, les centrales nucléaires existantes doivent être arrêtées au terme de leur durée d'exploitation sûre et ne pas être remplacées par de nouvelles centrales nucléaires. Cette décision a été confirmée par le Parlement en supposant une motion identique.

**Coûts et paramètres influents.** Les coûts de production s'élèvent entre 6 et 8 centimes par kWh (Prognos, Kosten neuer Kernkraftwerke 2011).

**Impact sur l'environnement et acceptation.** Au cours de leur cycle de vie, les centrales nucléaires génèrent très peu d'émissions de CO<sub>2</sub><sup>28</sup> (environ 24 grammes d'équivalent CO<sub>2</sub> par kWh). Un autre aspect relatif à l'impact environnemental et à l'acceptation est la question des déchets et de la sécurité. Selon l'OFEN, un dépôt destiné au stockage des déchets à faible et à moyenne activité doit être disponible à partir de 2030, et à partir de 2040 pour les déchets à haute activité. L'acceptation de nouvelles centrales nucléaires en Suisse n'était pas clairement connue avant l'accident de Fukushima en 2011. Les principales critiques portaient sur l'élimination des déchets radioactifs et sur le risque d'accident. Avec la décision du Conseil fédéral et du Parlement prise au printemps 2011, et en raison d'un déficit d'acceptation politique, le remplacement ou la construction de nouvelles centrales nucléaires n'est actuellement pas possible.

**Potentiel et paramètres influents.** Le potentiel technique de l'énergie nucléaire est limité par la disponibilité de l'uranium utilisé dans les réacteurs (voir chapitre 3). Sur le plan technique et économique, la construction de deux centrales nucléaires de «troisième génération» serait possible à l'horizon 2035. Mais le cadre politique rend inexistant le potentiel de construction de nouvelles centrales nucléaires sur le territoire helvétique.

<sup>28</sup> Voir chapitre 6.5

### 6.3 Comparaison des coûts des différentes technologies

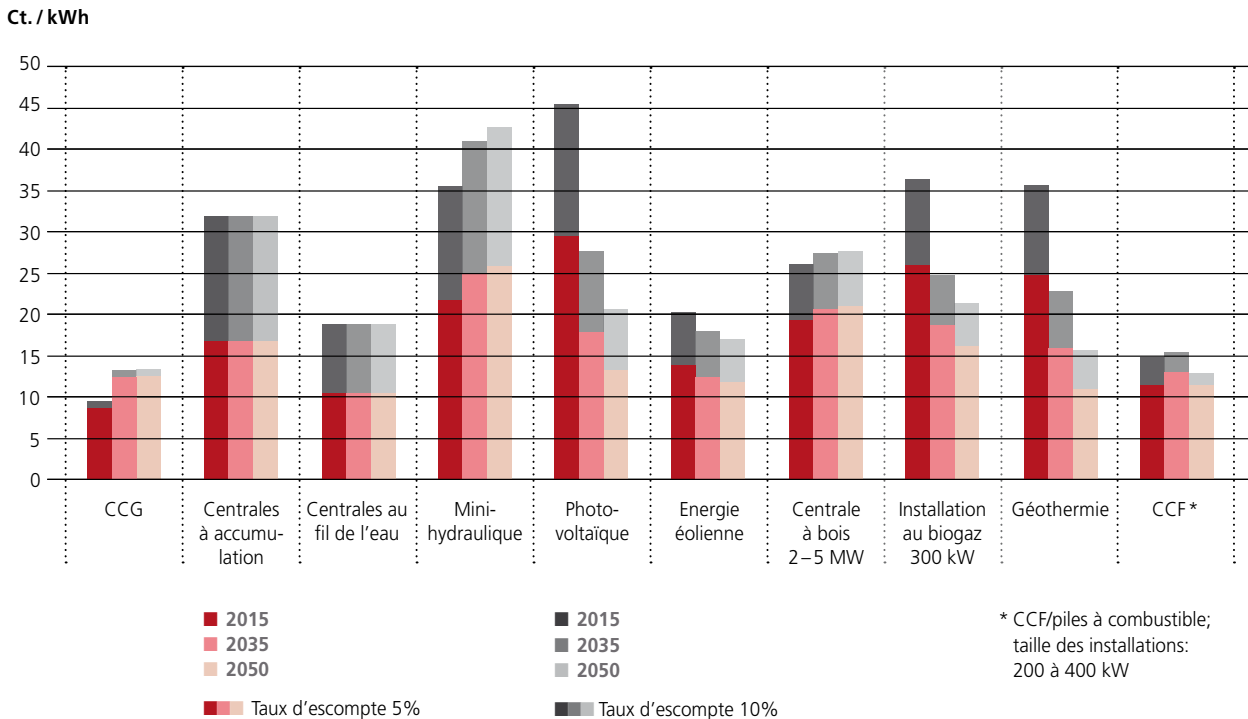
Les coûts de production des différentes technologies sont comparés selon l'approche dite du «levelized cost of electricity» (AIE, Projected Costs of Generating Electricity 2010). Celle-ci consiste à comparer les coûts d'investissement, les coûts opérationnels et d'entretien ainsi que les coûts de combustible et de CO<sub>2</sub> aux revenus générés par les ventes d'électricité dans les limites de la durée d'amortissement. Les paramètres d'études actuelles reconnues ont été utilisés pour les calculs, complétés de données spécifiques au secteur, le cas échéant. Les dépenses et revenus annuels sont actualisés avec un taux d'intérêt constant. Au final, le calcul réintroduit donc les coûts après la période d'amortissement, tout en répartissant les coûts de capital (amortissement et intérêts) de façon régulière sur toute la période.

Les coûts de production dépendent fortement du taux d'escompte choisi. En cas de taux d'intérêt élevé (donc lorsque l'investissement est considéré comme très risqué), les dépenses récurrentes tout au long de la période (coûts d'exploitation, coûts du combustible) pèsent moins lourd dans la balance que les coûts du capital qui s'appliquent en début d'investissement. De ce fait, les répercussions du taux d'intérêt sont plus importantes sur les technologies à forte part de coût du capital (centrale hydroélectrique, photovoltaïque, production éolienne par exemple) que sur des technologies

à forte part de coûts liés à leur exploitation (centrale à gaz à cycle combiné, CCF, biomasse par exemple). A des fins de comparaisons, les coûts de production des différentes technologies sont calculés jusqu'en 2050 avec un taux d'intérêt de 5% et de 10% (graphique 6.3), à l'instar de l'approche de l'AIE (AIE, Projected Costs of Generating Electricity 2010). Les coûts de projet effectifs peuvent différer de cette fourchette de prix. Ainsi, les projets encouragés par la RPC sont considérés comme peu risqués, les projets de centrale à gaz à cycle combiné comme relativement risqués et la géothermie comme très risquée.

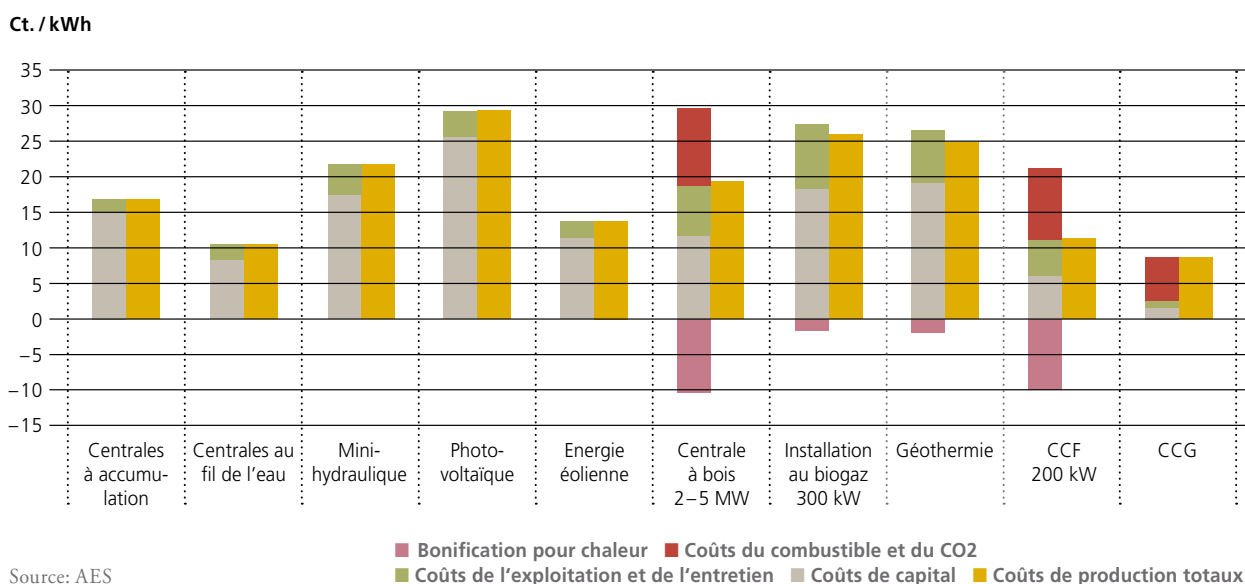
Le graphique 6.3 représente la répartition des coûts de production sur différentes composantes des coûts (année 2015, taux d'intérêt 5% et 10%). Il en ressort que les coûts du capital des centrales à gaz à cycle combiné ne représentent que quelque 20% des coûts de production, alors qu'ils représentent près de 90% pour les installations PV. De ce fait, les coûts de production des centrales à gaz à cycle combiné dépendent fortement de l'évolution du prix du gaz naturel. Une augmentation du taux d'intérêt rehausse la part relative des coûts de capital (environ 25% pour les centrales à gaz à cycle combiné et environ 92% pour les installations PV pour un taux d'intérêt de 10%).

GRAPHIQUE 6.3: Coûts de production des différentes technologies jusqu'en 2050



Source: AES

GRAPHIQUE 6.4: Coûts de production en 2015 et leurs composantes de coûts (taux d'escompte de 5%)



#### 6.4 Comparaison de la qualité d'énergie fournie par les différentes technologies

La mission principale de l'ensemble du réseau électrique est de garantir à tout moment l'équilibre entre la demande et l'offre, de façon à maintenir l'approvisionnement constant et stable. Afin de garantir la stabilité des systèmes électriques, la production doit remplir deux **missions principales**:

1. garantir l'approvisionnement de la charge prévue (mettre la puissance et/ou l'énergie à disposition selon le programme prévisionnel);
2. garantir l'équilibre de l'exploitation de systèmes (organiser des services-système tels que la puissance de réserve et l'énergie de réglage pour ajuster les écarts par rapport aux prévisions).

Une installation de production ne peut générer une charge prévue que si une certaine part de la production est **pilotable**, c'est-à-dire s'il est possible de livrer une puissance prescrite (dans les limites de capacité) pendant une fenêtre de temps souhaitée «sur réservation». Les centrales à accumulation et les

centrales à gaz, par exemple, sont très pilotables. La production des centrales photovoltaïques et éoliennes dépend quant à elle des conditions météorologiques et n'est pas pilotable (hormis la mise hors tension externe). Plus une installation de production est **flexible**, c'est-à-dire plus elle peut adapter rapidement sa production à la demande, plus elle pourra suivre une courbe de charge. Outre son temps de réponse, la flexibilité d'une centrale se mesure également à sa rapidité de modification de la puissance fournie (également appelée gradient de puissance). Une turbine à gaz ou une centrale à accumulation, par exemple, sont des technologies de production non seulement pilotables, mais également très flexibles, présentant un gradient élevé. Les centrales au fil de l'eau, au contraire, ne sont presque pas flexibles. Une technologie de production pilotable et flexible peut contribuer activement à la stabilité du réseau.

La possibilité de planifier correctement la production des centrales, c'est-à-dire la possibilité de prévoir avec certitude leur profil de production horaire (avec un jour d'avance, par exemple), simplifie l'approvisionnement de la charge selon un programme prévisionnel. Le tableau 6.1 récapitule les apports des différentes technologies.

TABLEAU 6.1: Comparaison de la qualité d'énergie fournie par différentes technologies

Technologie	Prévisibilité	Pilotabilité	Flexibilité	Heures d'exploitation à pleine charge (h/a)
Centrale au fil de l'eau (grande/petite)	Grande: bonne Petite: moyenne	Non	Non	Environ 4'400
Centrale à accumulation et de pompage-turbinage	Bonne	Oui	Oui	Environ 2'200
Biomasse	Bonne	Oui <sup>29</sup>	Bois: limitée Biogas: oui <sup>30</sup>	5'000-7'000 (majoritairement en hiver)
Photovoltaïque	Modérée	Non	Non	Environ 950 (environ 1/3 en hiver)
Energie éolienne	Faible	Non	Non	1'600-2'000 (environ 2/3 en hiver)
Géothermie	Bonne	Oui	Limitée	6'500-8'000
CCF	Bonne	Limitée	Limitée	3'000-4'500 (environ 3/4 en hiver)
Centrale à gaz à cycle combiné	Bonne	Oui	Oui	4'000-8'000
Nucléaire	Bonne	Oui	Limitée	Environ 8'000

Source: AES

<sup>29</sup> Pilotabilité limitée en cas de récupération de la chaleur, <sup>30</sup> Limitée en fonction de la récupération de la chaleur

## 6.5 Comparaison des critères environnementaux et de sécurité des différentes technologies

Les différentes technologies de production présentent différents impacts sur l'environnement et différents facteurs de danger. L'**analyse du cycle de vie**, également appelé écobilan, permet de connaître de manière systématique les impacts sur l'environnement pendant toute la durée de vie d'une installation, de l'extraction et du traitement des matières premières aux activités telles que la production, le transport, l'exploitation, la maintenance, l'élimination et le recyclage (Eurelectric, Life Cycle Assessment, 2011). La comparaison suivante des différentes technologies rassemble des valeurs moyennes de différentes études, mais se base essentiellement sur les données de l'étude réalisée pour l'OFEN en 2012 (ESU Services 2012).

Les **émissions de gaz à effet de serre générées** dans le cadre du cycle de vie (exprimées en équivalent CO<sub>2</sub> par kWh) sont nettement plus faibles pour les énergies renouvelables que pour les énergies fossiles (centrale à gaz, centrale à charbon). Les grandes centrales hydroélectriques présentent les émissions de gaz à effet de serre les plus faibles, suivies des centrales nucléaires et éoliennes. Les émissions de gaz à effet de serre du parc de centrales suisse actuel sont donc parmi les plus faibles, par rapport aux émissions d'autres pays (AIE, CO<sub>2</sub> Emissions from Fuel Combustion 2011).

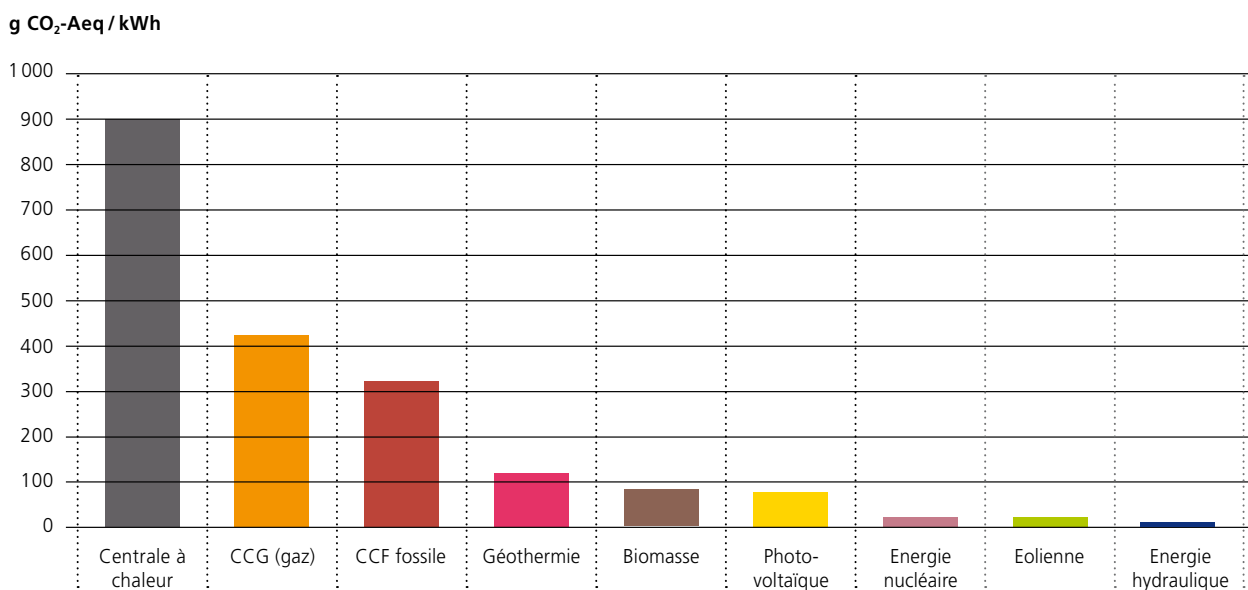
Les **autres émissions** comme le dioxyde de soufre (SO<sub>2</sub>), l'oxyde d'azote (NO<sub>x</sub>) et les particules fines peuvent influencer fortement la pollution atmosphérique. Cependant, les effets exacts des différents émetteurs sur l'environnement, la santé et le changement climatique (par exemple l'aérosol) ne sont pas encore tout à fait clairs. Les centrales nucléaires et les centrales éoliennes font partie des plus petits émetteurs. En

fonction des matières premières, du traitement, du transport et de la technologie de transformation appliquée, la combustion de biomasse peut en effet causer des émissions relativement élevées.

La **consommation d'eau**, utilisée notamment pour le refroidissement, est très importante dans de nombreuses centrales thermiques et varie selon la technologie de refroidissement appliquée. La quantification de l'impact sur l'environnement de la consommation d'eau est d'autant plus difficile que l'eau utilisée provient de différentes sources (eaux usées traitées ou eau douce fraîche par exemple) et que l'on différencie la prise d'eau de la consommation et de l'évaporation d'eau. La consommation d'eau la plus élevée est constatée dans les centrales géothermiques et thermiques solaires ainsi que dans les centrales fossiles et nucléaires.

Pour ce qui est de la **consommation d'espace**, il convient de différencier la consommation issue de l'exploitation de l'installation de celle de la mise à disposition des matières premières. Les centrales éoliennes (et plus particulièrement les parcs) sont les plus grandes consommatrices d'espace. Cependant, celui-ci reste majoritairement utilisable pour l'agriculture (pâturage par exemple). Le photovoltaïque présente une consommation significative d'espace, sans pour autant que celle-ci n'influence le paysage lors de l'utilisation de surfaces de bâtiments. Il se peut cependant que l'impact sur le site construit soit significatif. Selon leur implantation, les grandes centrales à accumulation peuvent également s'avérer de grandes consommatrices d'espace. La consommation d'espace des centrales au fil de l'eau, par contre, reste faible.

GRAPHIQUE 6.5: Evaluation des émissions de gaz à effet de serre au cours du cycle de vie en équivalent CO<sub>2</sub> par kWh pour différentes technologies

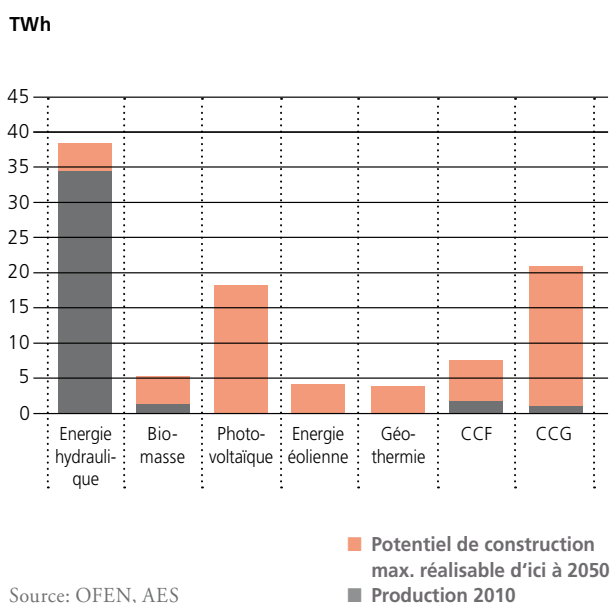


Sources: ESU Services: Impacts environnementaux des installations de production suisses, étude mandatée par l'OFEN, 2012; Exceptions: Charbon: PSI. Electricité durable: Vœu pieux ou bientôt réalité? Le point sur l'énergie (20), 2010; géothermie: (AIE, Technology Roadmap: Geothermal Heat and Power 2011).



### GRAPHIQUE 6.6: Comparaison de la production actuelle et du potentiel maximal de construction

Maxima dans différents scénarios en 2050 pour différentes technologies



L'aspect de la **protection du paysage** et des eaux représente une contrainte qui touche particulièrement les centrales hydroélectriques. La protection du paysage et les mesures contre le bruit jouent également un rôle important dans le cas de l'énergie éolienne.

## 6.6 Potentiel réalisable dans chaque scénario

### 6.6.1 Scénarios de production

Le chapitre 6.2 présente une comparaison de la production annuelle actuelle de différentes technologies avec le potentiel maximal de constructions nouvelles possibles d'ici à 2050, en cas d'alignements importants sur les conditions-cadre (potentiel de constructions nouvelles maximal réalisable). Les nouvelles constructions de différentes technologies dans les scénarios seront comprises dans ces marges d'estimation.

A des fins de clarification, il convient de mentionner les contraintes majeures déjà évoquées aux chapitres 6.2 et 6.5:

- **Force hydraulique:** Ce potentiel est déjà presque épuisé à l'heure actuelle.
- **Biomasse:** En principe, ce potentiel est très important. Les pertes de transformation énergétique, la baisse des besoins en chauffage et la hausse de la consommation en biocarburants réduisent considérablement le potentiel, alors que les sites d'exploitation sont limités.
- **Photovoltaïque:** Le potentiel maximal de constructions nouvelles sur bâtiments est relativement élevé puisque les sites sont en principe disponibles.
- **Energie éolienne:** Le potentiel théorique très élevé est limité par les surfaces forestières, l'inclinaison de la pente, le type de terrain à bâtir et l'urbanisation.

- **Géothermie:** L'évaluation du potentiel donne lieu à une certaine marge d'incertitude due notamment au manque de maturité technique et à un grand risque lié aux explorations.
- **CCF:** Le potentiel en principe disponible est limité par les quantités de chaleur en baisse et la concurrence avec la production de chaleur (existante).
- **Centrale à gaz à cycle combiné:** La disponibilité de sites adaptés et équipés d'une infrastructure réseau correspondante ainsi que des objectifs en matière d'émissions de CO<sub>2</sub> limitent ici considérablement le potentiel.

Les obstacles posés à l'exploitation des potentiels sont très spécifiques à chaque technologie. Le tableau suivant les récapitule. Toutes les technologies ont ceci de commun que de nouvelles constructions ne sont, pour l'heure, pas rentables sur le marché de l'électricité. Seules les centrales à gaz à cycle combiné trouveront un marché à court et moyen terme, en fonction des conditions-cadre relatives à la compensation des émissions de CO<sub>2</sub>.

TABLEAU 6.2: Obstacles à l'épuisement du potentiel spécifiques à une technologie donnée

Technologie	Obstacles actuels à l'épuisement du potentiel
Energie hydraulique	Rentabilité et acceptation de transformation et de construction de bâtiments, climat d'investissement incertain pour les mesures de conservation (droit de retour, réglementation sur les débits résiduels)
Biomasse	Rentabilité et en partie acceptation des installations, garantie à long terme de l'approvisionnement en matières premières et de l'intérêt des clients pour la chaleur, conflits de ressource en matières premières (production de biocarburant par exemple)
Photovoltaïque	Rentabilité et disponibilité
Energie éolienne	Rentabilité et acceptation des installations, opposition parfois forte des parties concernées. Procédures d'autorisation fastidieuses (absence de plan directeur par exemple)
Géothermie	Maturité technique ou preuve de faisabilité, disponibilité de capital-risque. Acceptation des projets relevant de la technologie pétrothermale encore incertaine (risque de secousses telluriques), conditions-cadre juridiques incertaines
CCF	Rentabilité, garantie à long terme de l'intérêt des clients pour la chaleur
Centrale à gaz à cycle combiné	Rentabilité (prix du gaz, mesures de compensation des émissions de CO <sub>2</sub> ), acceptation par la population incertaine

Source: AES

Contrairement à ceux des énergies renouvelables, les scénarios des centrales CCF et des centrales à gaz à cycle combiné ne prévoient pas de nouvelles constructions. Selon les estimations, les CCF ont un potentiel variant entre 2 TWh en 2035 (scénario 1) et 6 TWh en 2050 (scénario 3). Le potentiel des centrales à gaz à cycle combiné est évalué à environ 20 TWh d'ici à 2050.

Pour chaque scénario de **technologie mettant en œuvre des énergies renouvelables**, des volumes de constructions nouvelles réalisables ont été définis en fonction des hypothèses environnementales. Vu les conditions-cadre environnementales toujours plus ambitieuses des scénarios 1 à 3, le potentiel de construction de nouvelles installations d'énergies renouvelables augmente également. Ces potentiels sont représentés dans le tableau suivant:

Le démarrage tardif de la construction de nouvelles installations d'énergies renouvelables est frappant: certes, la production issue de la biomasse, de l'éolien, du photovoltaïque et de la géothermie augmente déjà de près de 75% à l'horizon 2035 selon le scénario 1, est multipliée par 2,5 dans le scénario 2 et par quatre dans le scénario 3. **Cependant, aucun scénario ne prévoit la construction de nouvelles installations contribuant considérablement à l'alimentation électrique de la Suisse avant 2035.** Cette prévision repose sur les **obstacles spécifiques à ces technologies** auxquels est confrontée la construction de nouvelles installations. Elle repose aussi sur les hypothèses émises pour chaque scénario concernant l'horizon temporel réaliste où les obstacles liés aux coûts et à l'acceptation ou d'autres entraves pourraient être supprimés. Les domaines suivants sont particulièrement touchés:

**TABLEAU 6.3: Production par technologie à base d'énergie renouvelable dans les scénarios 1 à 3 en 2035 et 2050**

Production 2010 Production supplémentaire construite en 2035 et en 2050 (TWh)	Scénario 1		Scénario 2		Scénario 3		
	2010	2035	2050	2035	2050	2035	2050
Centrales à accumulation Centrales au fil de l'eau Minihydraulique*	34,5	0,5/0,7/0,6	1/1/1	1/1/1	1,5/1,5/1,5	1,4/1,1/1,3	2/2/2
Biomasse	1,3	2,5	2,5	3,1	3,0	4,0	4,0
Photovoltaïque	0,08	0,8	3,5	1,4	8,5	2,0	14,0
Energie éolienne	0,04	0,7	2,0	1,1	3,0	1,5	4,0
Géothermie	0	0,4	2,0	1,0	4,0	1,0	4,0
<b>Total des énergies renouvelables</b>		<b>6</b>	<b>13</b>	<b>9</b>	<b>23</b>	<b>12</b>	<b>32</b>
Total, base incluse			49		59		68

\* Les réductions dans la production hydraulique dues aux dispositions sur les eaux résiduelles sont prises en considération dans l'offre des installations actuelles (-2 TWh jusqu'en 2050)

Source: AES

- **Photovoltaïque:** la **rentabilité** est l'obstacle le plus important. En principe, **plus la nouvelle installation est construite tardivement, moins le volume encouragé est important.** Ainsi, le développement des installations démarre relativement tard.
- **Energie éolienne:** le développement tardif est dû dans ce cas principalement à l'estimation selon laquelle le **changement prévu au sein de la société** dans le scénario 2 et particulièrement dans le scénario 3 n'intervient que tardivement. Celui-ci est cependant nécessaire pour permettre l'acceptation par la population d'un développement important et perceptible **qui supprime d'autres utilisations du paysage.**
- **Géothermie:** la **maturité technique** et l'**acceptation par la population**, nécessaires à un développement substantiel, ne seront disponibles qu'à long terme. Enfin, les taux de croissance modérés spécifiques à chaque scénario au cours des premières années reposent sur des expériences très concrètes acquises dans des processus d'autorisation parfois longs de plusieurs années, notamment dans le cadre de projets hydrauliques et éoliens.

## 6.6.2 Analyses comparatives des potentiels

Le chapitre suivant compare les potentiels de construction nouvelle des scénarios de l'AES aux scénarios actuels de l'OFEN (OFEN, Stratégie énergétique 2011) et de l'EPF de Zurich (Boulouchos, Andersson et Bretschger 2011). Il convient de tenir compte du fait que ces études se basent toutes sur des hypothèses environnementales différentes.

Dans la variante 1 de l'OFEN, une grande partie de la production provient de centrales nucléaires et parfois de centrales à gaz à cycle combiné. Le développement des énergies renouvelables correspond à la politique énergétique menée jusqu'à présent. La variante 2 de l'OFEN ne prévoit pas de remplacer les centrales nucléaires existantes arrivées en fin de vie. Le développement des énergies renouvelables est renforcé dans le cadre d'une nouvelle politique énergétique.

A l'instar de la variante 2 de l'OFEN et des scénarios de l'AES, l'étude de l'EPF suppose le non-remplacement des centrales nucléaires existantes. Le développement renforcé des énergies renouvelables prévu par l'étude de l'EPF (valeur probable) correspond à une nouvelle politique énergétique. En ce qui concerne le développement des énergies renouvelables, le scénario 1 de l'AES peut être comparé à la variante 1 de l'OFEN, le scénario 2 avec la variante 2 de l'OFEN, et le scénario 3 avec l'étude de l'EPF.

**TABLEAU 6.4: Comparaison des potentiels de construction à l'horizon 2050 entre les scénarios de l'AES et les scénarios de l'OFEN et de l'EPF de Zurich**

Technologie	Potentiel de construction nouvelle d'ici à 2050 (TWh)						
	Scénario de l'AES			Perspectives énergétiques de l'OFEN, 2011		Etude EPF Zurich, 2011	
	1	2	3	Variante 1 (Remplacement des CN)	Variante 2 (Pas de remplacement des CN)	Valeur probable	Marge
<b>Grande hydraulique</b> (valeur brute)	2	3	4	3*	5*	4**	0-6**
<b>Petite hydraulique</b> (valeur brute)	1	1,5	2				
<b>Biomasse</b>	2,5	3	4	1,4***	2,6***	6	5-8
<b>Photovoltaïque</b>	3,5	8,5	14	4,8	10,4	1,5	10-20
<b>Energie éolienne</b>	2	3	4	1,2	4		2-4
<b>Géothermie</b>	2	3	32	1,4	4,4	4	0-8
<b>Total énergies renouvelables</b>	<b>13</b>	<b>23</b>	<b>32</b>	<b>11,8</b>	<b>26,4</b>	<b>31</b>	<b>11-46</b>
<b>CCF (fossile)</b>	Constructions nouvelles selon des critères économiques			5,7	13,5	n/a	n/a
<b>Centrales à gaz à cycle combiné</b>	Constructions nouvelles selon des critères économiques			Aucune limitation		n/a	n/a

\* Les adaptations les plus récentes de l'OFEN supposent des potentiels de développement plus faibles.

\*\* Incertitude quant au traitement de la question de la baisse de production due à la réglementation sur les débits résiduels.

\*\*\* Electricité produite à partir de bois, de biogaz et de stations d'épuration des eaux usées. Potentiel de construction nouvelle des UIOM incertain.

Sources: AES; OFEN, Fondements pour la stratégie énergétique du Conseil fédéral; printemps 2011, Résumé; Boulouchos et al. EPF 2011

### 6.6.3 Exemples de mesures de réalisation des scénarios

Afin de réaliser les potentiels définis au chapitre précédent et selon le scénario envisagé, certaines mesures sortant du cadre des dispositions de politique énergétique doivent être introduites. Une liste non exhaustive de mesures possibles favorisant la réalisation des différents scénarios de production est présentée ci-après à titre indicatif. Ces mesures doivent être cumulées (les mesures du scénario 1 sont également nécessaires dans les scénarios 2 et 3).

Il est expressément entendu que ces mesures ne représentent ni une liste d'exigences politiques ni une combinaison harmonisée d'instruments. Elles visent uniquement à clarifier et à illustrer les défis auxquels seront confrontées l'économie énergétique, la société et la politique au cours des 40 prochaines années, en cas d'application d'un scénario bien précis.



### Scénario 1: Mesures indicatives

Pour la réalisation du scénario 1, les mesures suivantes pourraient par exemple être prises d'ici à 2050:

- Les processus garantissant la rétribution à prix coûtant du courant injecté (RPC) sont simplifiés. La baisse des taux de rétribution ne se fait que lentement.
- **Grande hydraulique:** incitations aux investissements pour le développement et la transformation des grandes centrales hydroélectriques, sans lesquels certains projets ne sont pas rentables. Meilleure acceptation de ce type de projet par la population. Selon nos connaissances actuelles, cette technologie continuera à livrer un maximum d'énergie par franc de subvention accordé.
- **Petite hydraulique:** à des fins d'encouragement, certaines dispositions telles que les dispositions sur la protection des eaux, des paysages et de la nature sont assouplies, notamment en raison de la meilleure acceptation par la population. Les sections de protection et d'exploitation sont définies dans les plans directeurs cantonaux.
- **Biomasse:** en utilisant la biomasse pour les bâtiments publics, le secteur public donne l'exemple et améliore l'acceptation par la population. Les exigences posées en termes de rendement total sont assouplies et son utilisation dans les centrales CCF est encouragée et privilégiée par rapport à sa combustion directe. Les concepts énergétiques assortis d'un cadastre calorifique offrent un aperçu des zones dont le besoin de chaleur est important.
- **Photovoltaïque:** en utilisant le photovoltaïque pour les bâtiments publics, le secteur public donne l'exemple. Un cadastre solaire (national) cartographie les toits les plus adaptés à l'installation de centrales photovoltaïques.
- **Courant éolien:** l'acceptation par la population va croissant. Cela simplifie la procédure complexe de planification des centrales éoliennes, qui se déroule en plusieurs étapes, et permet l'assouplissement de différentes dispositions restrictives de protection. Un plan directeur harmonisé au niveau cantonal simplifie par exemple l'identification des surfaces les plus adaptées et l'obtention du permis de construire qui s'ensuit.
- **Géothermie:** la Confédération augmente la couverture du risque et octroie par exemple des crédits sans intérêts. On assiste à l'élaboration d'un plan sectoriel national et à la promotion de la recherche. Un cadastre du sol et du sous-sol permet d'identifier les potentiels; une législation fédérale sur les droits d'utilisation simplifie l'octroi de la concession.

## Scénario 2: Mesures indicatives

Outre les mesures prévues dans le scénario 1, les mesures suivantes peuvent permettre de se rapprocher de l'objectif visé au cours de la période considérée (horizon 2050), c'est-à-dire d'exploiter les potentiels de développement visés dans le scénario 2:

- **Energies renouvelables, généralités:** le budget RPC introduit est augmenté et adapté. De plus, des mesures telles qu'une différenciation temporelle de l'indemnité par exemple, incitent à produire en fonction du marché et de la demande.
- **Grande et petite hydraulique:** les dispositions sur les débits résiduels, les éclusées ainsi que les autres dispositions de protection sont assouplies.
- **Biomasse:** les dispositions sur la création de grandes centrales efficaces sont assouplies, notamment dans le domaine de la planification de l'espace ou des dispositions de protection.
- **Photovoltaïque:** on assiste à la création d'incitations à la production axée sur la demande/le marché et soutenant le système, ainsi qu'au rehaussement des contributions prévues à cet effet.
- **Courant éolien:** les dispositions de protection sont encore assouplies.
- **Couplage chaleur-force à partir des combustibles fossiles:** lorsque cela est judicieux, les centrales CCF sont encouragées.

Dans le scénario 2, il se peut que le domaine de la production conventionnelle requière l'introduction d'un marché des capacités à l'échelle de l'Union européenne au cours de la période considérée, introduction à laquelle la Suisse ne devrait pas négliger de participer (voir chapitre 8.2).

## Scénario 3: Mesures indicatives

Comme prévu, le scénario 3 prévoit les mesures les plus importantes en vue de la viabilisation du potentiel des énergies renouvelables. En complément aux mesures présentées aux scénarios 1 et 2, ces mesures peuvent par exemple comprendre:

- **Généralités:** une réforme fiscale écologique adaptée rend la production d'électricité propre plus attrayante.
- **Grande et petite hydraulique:** Les dispositions de protection sont encore assouplies, avec notamment la levée des dispositions relatives aux sites protégés (Inventaire fédéral des paysages) pour les grandes centrales hydroélectriques.
- **Biomasse:** On assiste à une nette augmentation des incitations et des quantités encouragées.
- **Photovoltaïque:** On assiste à une nette augmentation des incitations et des subventions.
- **Courant éolien:** Les dispositions de protection sont fortement assouplies.

Dans le scénario 3 également, il se peut que le domaine de la production conventionnelle requière l'introduction d'un marché des capacités à l'échelle de l'Union européenne au cours de la période considérée, introduction à laquelle la Suisse ne devrait pas négliger de participer (voir chapitre 8.2).

## 6.7 Conclusions

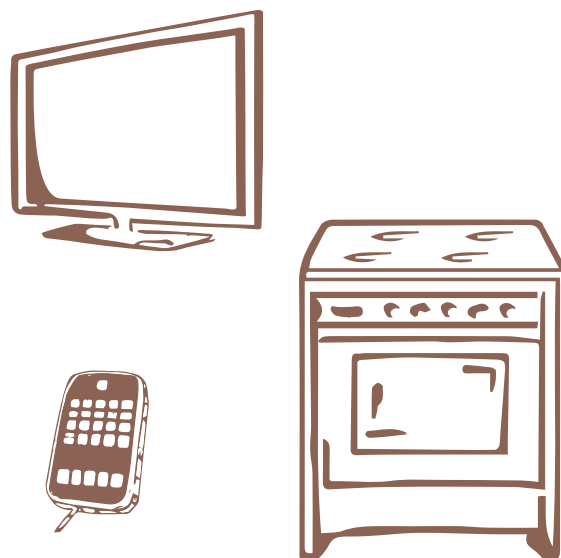
Les trois scénarios d'offre décrivent une transformation importante du mix de production suisse actuel, basé majoritairement sur l'utilisation de l'énergie hydraulique et nucléaire. Etant donné l'épuisement important de l'énergie hydraulique et le non-remplacement des centrales nucléaires arrivées en fin de vie présumés par ces scénarios, tous trois prévoient la construction de technologies de production dont l'importance était, jusqu'à présent, marginale en Suisse.

Une comparaison des technologies possibles souligne leur hétérogénéité en termes de maturité technique, de type d'exploitation ou de qualité d'énergie, de coûts, de compatibilité avec les impératifs de l'environnement et d'acceptation. Ces facteurs influencent fortement le potentiel réalisable attendu d'ici à 2050.

Chaque technologie est par ailleurs confrontée à de propres obstacles principaux: Le développement du photovoltaïque est surtout limité par les facteurs coûts et rentabilité, l'énergie éolienne et hydraulique nécessitent une meilleure acceptation et une simplification des autorisations, tandis que les obstacles principaux à la géothermie restent la technique et les coûts.

De ce fait, pour réaliser ces scénarios, de nouvelles mesures en matière de politique énergétique sont nécessaires. Le développement des énergies renouvelables tel que présenté dans les scénarios 2 et 3 nécessite une hausse massive des fonds de promotion, alors que la définition des incitations doit viser la meilleure efficacité et la meilleure conformité possible aux principes du marché lors de la construction de nouvelles installations. De plus, les procédures de planification et d'autorisation doivent être simplifiées et enfin, les intérêts de protection et d'utilisation doivent être significativement modifiés au profit de la production d'électricité. La question de savoir si et à quel rythme ces mesures peuvent être mises en œuvre au niveau politique est donc décisive.

**Pour toutes ces raisons, la construction de nouvelles installations d'énergies renouvelables qui contribue significativement à la production d'électricité en Suisse n'est possible dans aucun des scénarios avant l'horizon 2035.**



# 7.

Une simulation de la demande et de l'offre en électricité en Europe et en Suisse présente des chiffres heure par heure. Cela signifie que le modèle simule l'exploitation de toutes les centrales pour chaque heure de chaque jour jusqu'en 2050, sur la base de 6 itérations dans les trois scénarios.



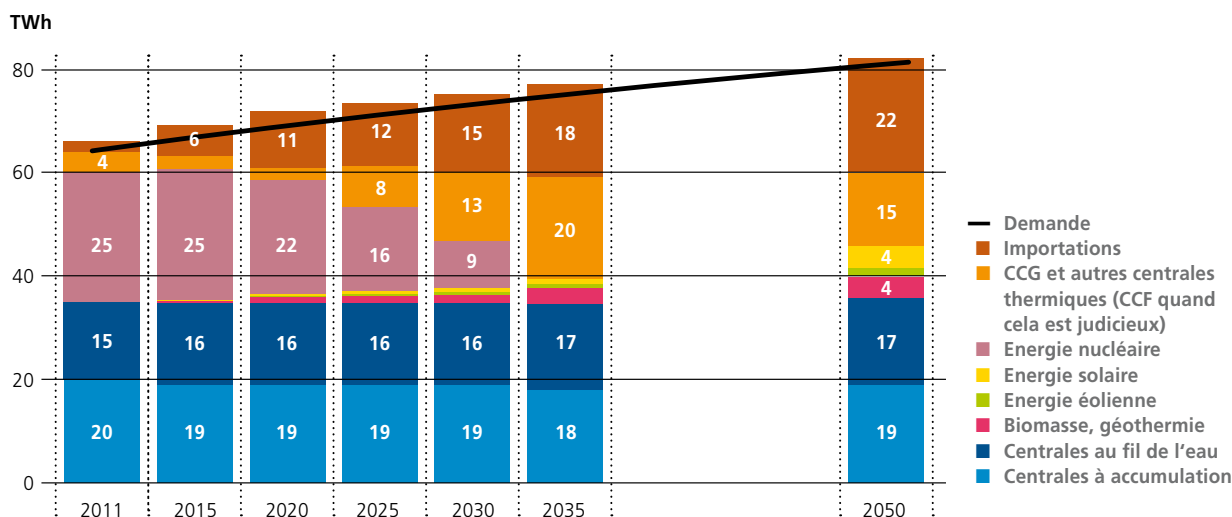
## Résultats: Les trois scénarios

Comme mentionné au chapitre 4.1, l'offre a été complétée en fonction de la demande sur la base des scénarios contextuels, tout en se basant sur l'évolution de la demande spécifique à chaque scénario en résultant, ainsi que sur les installations de production d'électricité existantes et sur les potentiels réalisables en matière d'énergies renouvelables. Les calculs modélisés présentés plus en détail au chapitre 8.2 intègrent également les centrales à gaz à cycle combiné et les importations. Cet élément est le fruit d'une simulation de la demande et de l'offre d'électricité européenne et suisse heure par heure,<sup>31</sup> c'est-à-dire que le modèle simule l'exploitation de toutes les centrales pour chaque heure et chaque jour jusqu'en 2050, sur la base de six itérations dans chacun des trois scénarios. La procédure utilisée est présentée en détail au chapitre 8.2. Les centrales à gaz à cycle combiné en Suisse et les importations ont été intégrées selon des critères de rentabilité, alors que le coût marginal des centrales («merit order») et le prix du marché déterminent leur utilisation. Cette méthode a pour but de représenter au mieux le fonctionnement du marché et représente la base des résultats présentés ci-après. Les répercussions de la combinaison de l'offre et de la demande dans chacun de ces scénarios sur les réseaux, le secteur économique de l'électricité et les coûts sont représentées au chapitre 8. En complément, les scénarios sont évalués en détail au chapitre 9.



<sup>31</sup> Voir encadré au chapitre 8.2

GRAPHIQUE 7.1: Evolution de la demande et de l'offre dans le scénario 1



Source: AES

## 7.1 Scénario 1

Comme mentionné au chapitre 4.3, ce scénario prévoit un renforcement modéré des objectifs en matière de politique énergétique. Par rapport à la tendance actuelle, la Suisse doit intensifier l'efficacité électrique ainsi que le développement de la production décentralisée d'électricité à partir d'énergies renouvelables. De plus, la construction d'un nombre considérable d'installations de production ou l'importation complémentaire de courant (par solde) s'avèrent nécessaires pour assurer l'approvisionnement de la Suisse.

La **demande** ne cesse de croître: la consommation d'électricité augmente de 25% nets entre 2011 et 2050. Cette augmentation de la demande est non seulement due à la croissance démographique et économique, mais également aux effets de substitution sur le marché de la chaleur et sur le marché de l'électromobilité.<sup>32</sup> Une augmentation de l'efficacité énergétique et électrique, telle que celle observée sur le marché de la chaleur, au niveau de l'éclairage ou d'autres applications électriques, est accompagnée d'un effet modérateur. Des standards d'efficacité se sont imposés dans le domaine des gros appareils comme dans celui des entraînements et des moteurs.

La **production d'électricité** provenant d'énergies renouvelables passera à 13 TWh à l'horizon 2050. A l'heure actuelle, cela peut sembler un objectif ambitieux, mais réalisable avec un renforcement des instruments de politique énergétique. Une amélioration significative n'est réalisable qu'à très long terme, après 2035. Ainsi, il est possible de couvrir partiellement la nouvelle demande d'électricité par la construction d'installations d'énergies renouvelables jusqu'en 2050.

Les importations et les centrales à gaz à cycle combiné compensent les capacités nucléaires non remplacées et fournissent les quantités d'électricité et les puissances (flexibles) manquantes afin de garantir la sécurité d'approvisionnement. Entre 2020 et 2050, des centrales à gaz à cycle combiné

modernes d'une capacité totale d'environ 2'900 MW seront construites en Suisse. Cela correspond à environ sept à huit grandes centrales à gaz à cycle combiné d'une puissance de 400 MW. Cependant, l'exploitation de ces centrales à gaz à cycle combiné suivra les évolutions du marché: en 2050 par exemple, ces centrales produiront moins d'électricité en raison de la plus grande disponibilité d'énergies renouvelables et du prix plus intéressant des importations.

Le défi majeur du **réseau de transport** helvétique est de mettre en œuvre les principales planifications (très ambitieuses) déjà existantes («réseau stratégique 2020»). Une mise en œuvre des planifications d'extension du réseau dans les pays européens voisins est également urgente dans les autres scénarios.<sup>33</sup> De plus, d'autres mesures ponctuelles doivent également être prises sur ce réseau ainsi que sur le **réseau de distribution**.

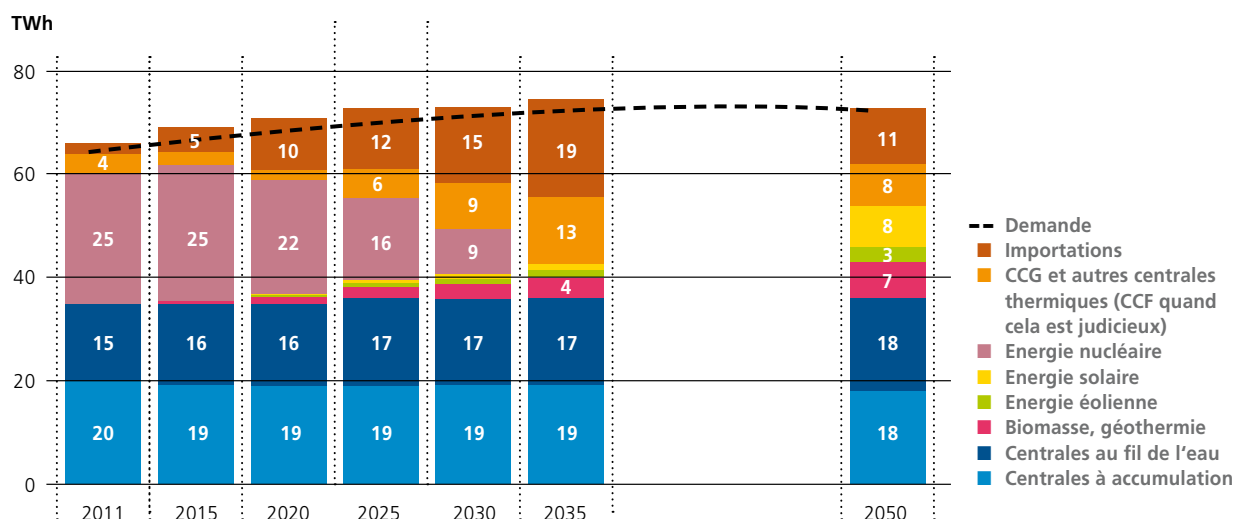
Ce système garantit la **sécurité et la stabilité de l'approvisionnement** par les centrales hydroélectriques existantes et des centrales à gaz à cycle combiné à venir, ainsi que par des importations. Par rapport aux centrales existantes et à la construction de nouvelles centrales à gaz à cycle combiné, et vu le bon état du réseau électrique suisse, l'intégration des énergies renouvelables est maîtrisable.

Cependant, il convient de tenir compte du fait qu'en moyenne annuelle en 2035, 23% de l'approvisionnement en électricité de la Suisse devront être importés. En période d'offre restreinte généralisée et de demande élevée (par exemple les jours d'hiver couverts et peu venteux), cette proportion sera évidemment plus élevée. En cas d'approvisionnement limité dans les pays limitrophes, le prix de l'électricité sera donc temporairement plus élevé. Par ailleurs, plus la part de centrales à gaz à cycle combiné est élevée plus la dépendance à l'approvisionnement en gaz naturel augmente.

<sup>32</sup> Voir chapitre 5.2, <sup>33</sup> Voir chapitre 8.1



GRAPHIQUE 7.2: Evolution de la demande et de l'offre dans le scénario 2



Source: AES

## 7.2 Scénario 2

Le scénario 2 définit un cadre d'objectifs très ambitieux en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre dans des accords climatiques internationaux. La construction d'installations de production d'énergies renouvelables dans les pays voisins se fait plus rapidement que dans le scénario 1.<sup>34</sup> Ce fait découle d'un changement significatif de l'opinion publique et du climat politique quant à une meilleure efficacité énergétique et aux énergies renouvelables.

Malgré ces efforts, l'augmentation de la consommation d'électricité ne pourra être totalement compensée. En 2050, les énergies renouvelables génèrent la part la plus importante de l'approvisionnement en électricité.

L'amélioration de l'efficacité énergétique et électrique fait augmenter la **consommation d'électricité** entre 2011 et 2050 de 15% nets. Jusqu'en 2035, cette augmentation est continue; après cette date, la croissance baisse légèrement. Dans ce scénario, la hausse de la consommation d'électricité due à la croissance économique et démographique, aux effets de substitution et à la consommation accrue, est donc partiellement compensée par des mesures renforcées en matière d'efficacité. Outre les mesures mentionnées dans le scénario 1, l'efficacité énergétique/électrique augmente principalement dans les ménages et le secteur tertiaire.

Ce scénario prévoit **au niveau de l'offre** le développement renforcé des énergies renouvelables de 23 TWh jusqu'en 2050: si sa contribution augmente, elle reste relativement faible jusqu'en 2035. Pour satisfaire à la demande, ce sont d'abord d'importantes importations et des centrales à gaz à cycle combiné qui remplaceront, jusqu'en 2035, les capacités nucléaires supprimées. Après cette date, les sources d'énergies renouvelables suisses prendront de plus en plus le relais. Au total, environ 70% de la demande en moyenne par année seront couverts par des énergies renouvelables en 2050, et dans une

mesure beaucoup plus importante qu'aujourd'hui seulement à partir de 2035. De plus, les importations ne cessent d'augmenter dans ce scénario, à l'instar du scénario 1. De plus, les centrales à gaz à cycle combiné d'une capacité totale d'environ 1'800 MW sont construites. Cela correspond à environ quatre à cinq grandes installations modernes suisses d'une puissance de 400 MW.

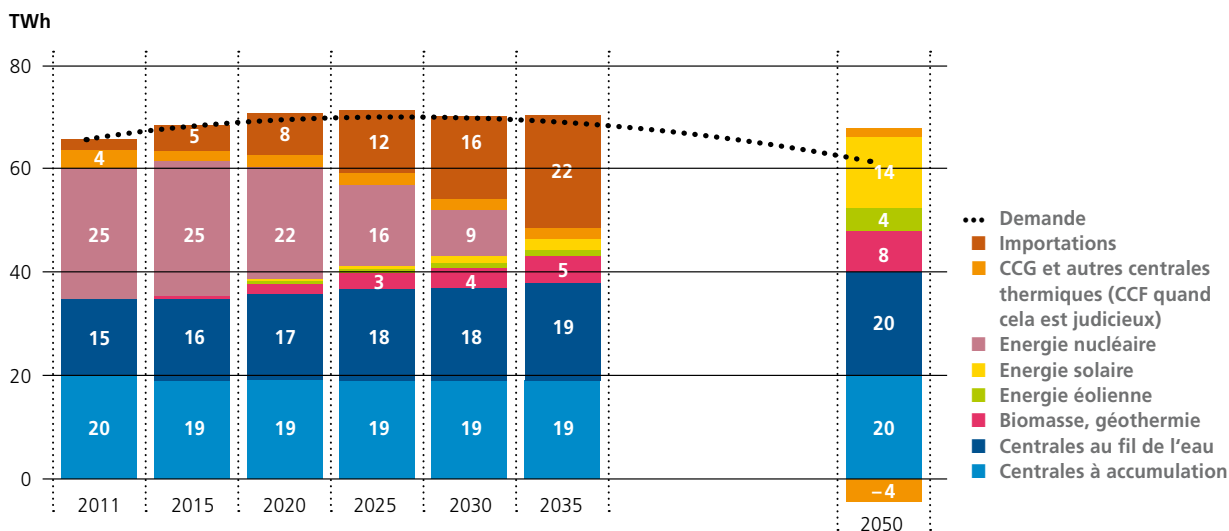
En ce qui concerne le **réseau de transport** suisse, le scénario 2 considère également la mise en œuvre du «réseau stratégique 2020» comme l'objectif principal. Dès 2035, le réseau de distribution nécessitera d'importants investissements permettant d'accueillir la production provenant d'énergies renouvelables. Comme dans le scénario 1, une mise en œuvre des planifications dans les pays européens voisins est impérative ici aussi. **Dans le réseau de distribution**, d'importantes mesures de développement et de renforcement seront nécessaires, notamment après 2035.<sup>35</sup>

Egalement confronté à l'apport croissant d'énergies renouvelables, ce système garantit la **sécurité et la stabilité de l'approvisionnement** par des centrales hydroélectriques existantes et des centrales à gaz à cycle combiné à venir, ainsi que par des importations. Dans ce cas, les injections croissantes d'énergie à disponibilité aléatoire, notamment issue de l'énergie solaire, se feront de plus en plus ressentir dès 2035. L'augmentation des prix des services-système le confirme.

Les importations atteignent, ici aussi, un niveau très élevé allant jusqu'à un quart de la demande. Un approvisionnement en électricité éventuellement limité dans les pays limitrophes poserait donc le même défi dans ce scénario que dans le scénario 1. Cela pourrait notamment être le cas les jours d'hiver sans vent et couverts. Ici aussi, la dépendance par rapport à l'étranger augmente avec le besoin d'approvisionnement en gaz naturel pour les centrales à gaz à cycle combiné.

<sup>34</sup> Voir chapitre 4.4, <sup>35</sup> Voir chapitre 8.1

GRAPHIQUE 7.3: Evolution de la demande et de l'offre dans le scénario 3



Les exportations nettes résultent d'un surplus de production à partir de sources d'énergie renouvelables indigènes en été.

Source: AES

### 7.3 Scénario 3

Ce scénario se base sur un changement fondamental des valeurs de la société vers un état d'esprit ouvert au renoncement. Les objectifs en matière de politique énergétique et environnementale sont considérablement plus élevés que dans les scénarios 1 et 2. Son mot d'ordre est la vision de la société à 1 tonne de CO<sub>2</sub> et 2'000 watts. Pour ce faire, on suppose pour 2050 l'objectif d'un approvisionnement électrique basé à 100% sur les énergies renouvelables, rapporté au bilan annuel de cette dernière année de référence. Entre temps, l'approvisionnement est couvert à plus de 30% par des importations (exclusivement d'énergies renouvelables). Dès 2035, les énergies renouvelables produites en Suisse pourront contribuer progressivement à la couverture de la demande.

Le scénario 3 s'aligne également sur les objectifs et stratégies énergétiques de l'UE, eux-mêmes plus ambitieux que dans le premier scénario. Ainsi, le développement des énergies renouvelables dans les pays voisins est également plus important que dans les autres scénarios.<sup>36</sup>

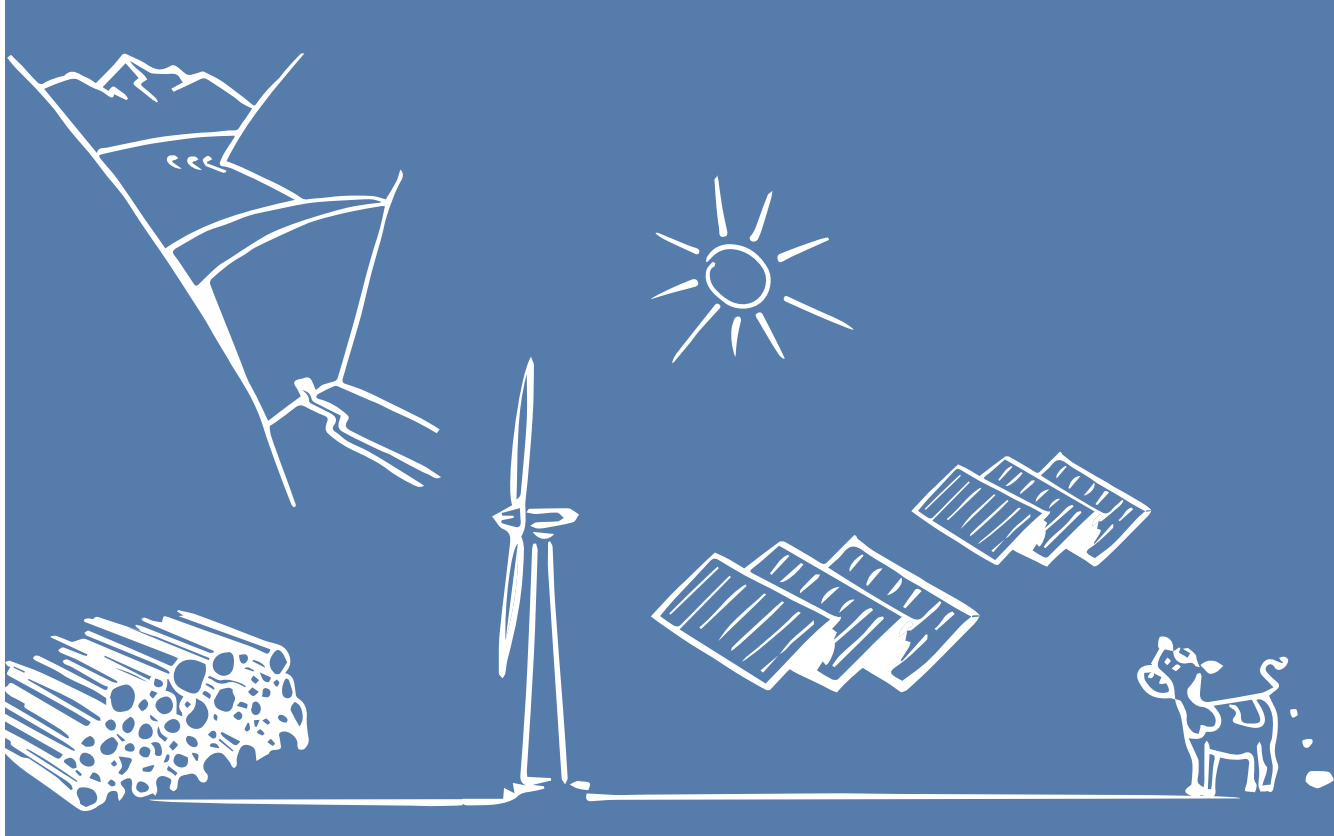
Des mesures radicales en termes d'augmentation de l'efficacité énergétique et électrique sont nécessaires.

Le scénario 3 prévoit pour 2050 une diminution nette de 7% de la consommation d'électricité par rapport à 2011. Cependant, il prévoit également une nouvelle augmentation d'environ 7% avant le revirement de tendance en 2025, c'est-à-dire avant que les mesures en matière de politique énergétique et l'évolution des habitudes de consommation ne fassent leur effet. Après quoi, il laisse entrevoir une diminution nette réalisable de 15% en 25 ans. L'augmentation de la consommation d'électricité ne sera surcompensée par des mesures renforcées en matière d'efficacité qu'à partir de 2025. Avant cela, les mesures nécessaires à ce renversement de tendance ne devraient pas suffire. Outre les mesures présentées dans le scénario 2, l'efficacité énergétique et électrique augmente dans tous les secteurs et entraîne une diminution correspondante des consommations spécifiques.

**Côté production,** la construction de nouvelles installations d'énergies renouvelables de 32 TWh jusqu'en 2050 est possible dans ce scénario. Une croissance particulièrement forte est atteinte dans le secteur du photovoltaïque. La demande est couverte en moyenne annuelle par les installations existantes (principalement énergie hydraulique) et par les importations d'énergies renouvelables. Aucune nouvelle grande installation de production conventionnelle d'électricité n'est construite.

Les importations augmentent beaucoup plus entre 2015 et 2035 que dans les deux autres scénarios parce que les capacités nationales font défaut. En 2035, la part d'importation du scénario 3 est la plus élevée de tous les scénarios. Après cette date, le besoin en importation chute suite à la diminution de la demande et à la construction de nouvelles installations d'énergies renouvelables. En 2050, les expor-

<sup>36</sup> Voir chapitre 4.5

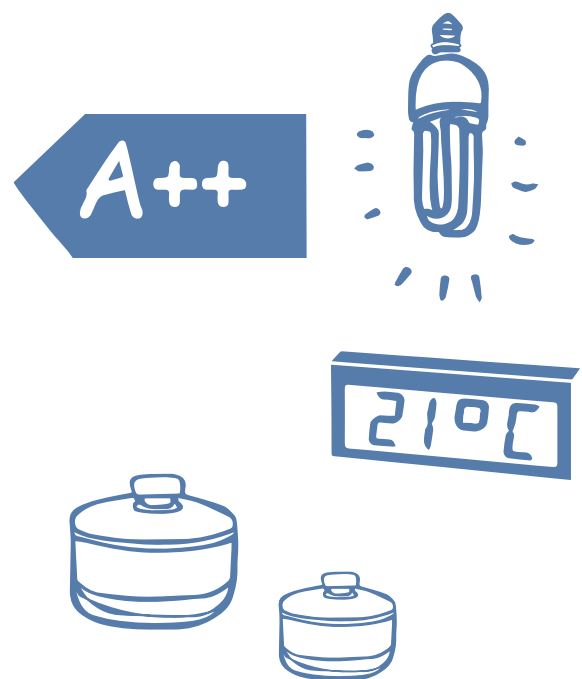


tations dépassent même les importations, ce qui se reflète dans le graphique par un solde d'importation négatif. Vu les grandes quantités injectées dans toute l'Europe d'énergies à disponibilité aléatoire, l'importance de l'échange d'électricité avec l'étranger ne cesse de croître. L'électricité s'écoule parfois dans un sens, parfois dans l'autre sur de longues distances.

Pour ce qui est du **réseau de transport** suisse, les défis correspondent à ceux présentés dans les autres scénarios. Une mise en œuvre des planifications du réseau dans les pays européens voisins est indispensable à la maîtrise du programme d'intégration des énergies renouvelables visé dans toute l'Europe, ainsi qu'à celle de l'échange d'électricité croissant. **Dans le réseau de distribution**, des mesures de développement et de renforcement considérables doivent être prises, à l'instar du scénario 2, mais avec un volume d'investissement plus important.<sup>37</sup>

Ce système, qui sera confronté dès 2035 à une forte croissance de l'injection d'énergies renouvelables, garantit également la **sécurité et la stabilité de l'approvisionnement** par des centrales (hydroélectriques) existantes ainsi que par des importations. Cependant, il convient de mentionner dans ce contexte les risques potentiellement croissants d'un système d'approvisionnement à complexité croissante. Les injections croissantes d'énergie à disponibilité aléatoire entraînent une hausse des prix des services-système. L'absorption de grandes quantités d'injections non planifiables et pour ainsi dire non pilotables entraîne une modification de la charge et du pilotage des installations, particulièrement des centrales de pompage-turbinage.

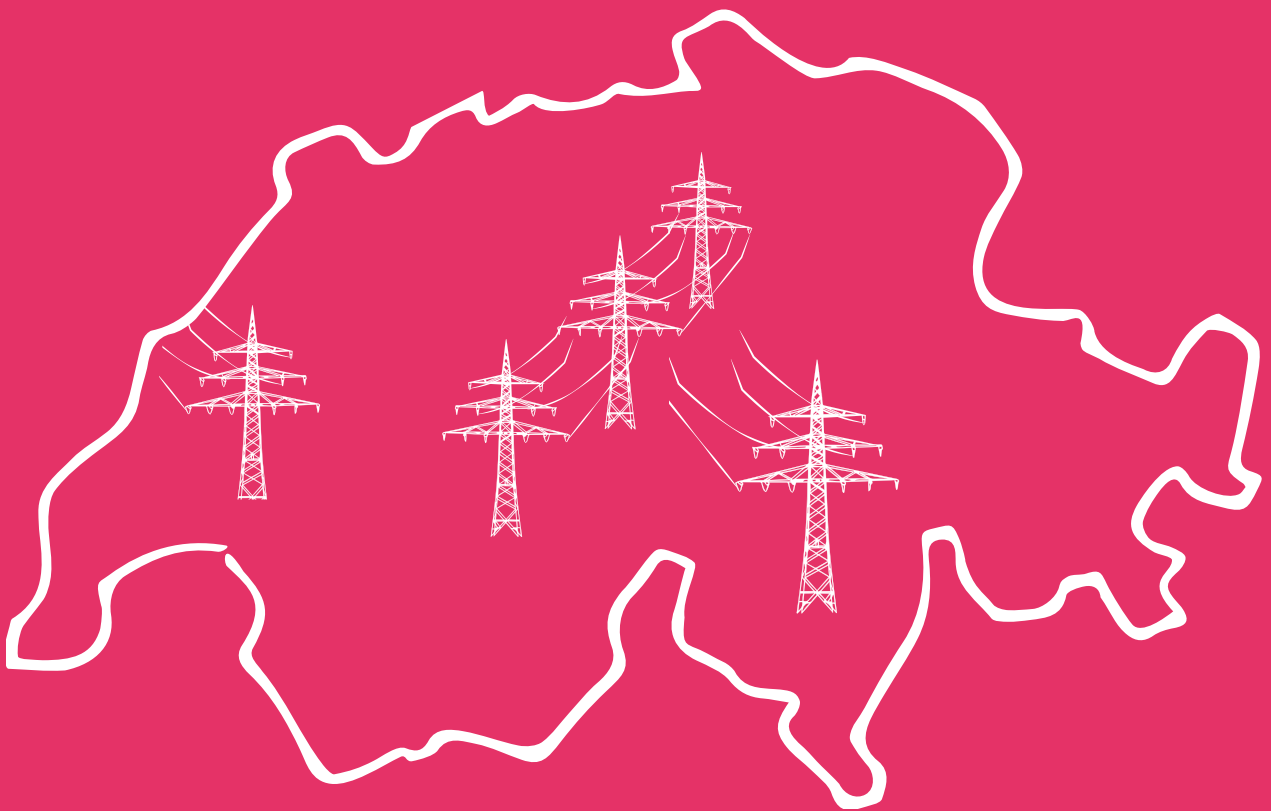
Dans le scénario 3, les importations atteignent vers l'an 2035 leur niveau maximal par rapport à la demande, à hauteur de plus de 30% dans le bilan annuel. Un approvisionnement limité dans les pays limitrophes peut donc également poser des problèmes à la Suisse. Seule la forte diminution de la demande au cours des années suivantes soulage la situation à cet égard. Le parc de centrales nettement étendu également dans le domaine des énergies renouvelables permet à la Suisse de devenir (ou redevenir) temporairement un exportateur net en 2050.



<sup>37</sup> Voir chapitre 8.1

8.

Afin de garantir la sécurité d'approvisionnement, l'ensemble de la chaîne de fourniture d'électricité doit fonctionner parfaitement: production, stockage, réseaux et consommateurs.



## Répercussions système et coûts des scénarios

Le présent chapitre examine les scénarios présentés au chapitre précédent du point de vue des principaux rapports inhérents à un système. Pour ce faire, nous étudierons le fonctionnement de l'économie des réseaux et du secteur de l'électricité sur l'ensemble de la chaîne d'approvisionnement (production, stockage, réseaux, consommateurs), de façon à pouvoir évaluer la sécurité d'approvisionnement, la rentabilité et les aspects écologiques. Par conséquent, nous commencerons par nous pencher sur le sous-système Réseaux, de façon à analyser l'ensemble du système au niveau du secteur de l'électricité. Enfin, nous déduirons les répercussions sur les coûts de l'approvisionnement électrique.

### 8.1 Effets sur les réseaux par scénario

#### 8.1.1 Effets sur le réseau de transport par scénario

Les grandes centrales, y compris les centrales hydroélectriques dans les Alpes, ainsi que les réseaux de distribution et certains gros consommateurs sont raccordés au réseau de transport. Cela garantit en tout temps aux centrales de pouvoir fournir leur énergie et aux consommateurs de pouvoir s'approvisionner. Le réseau de transport suisse est relié aux réseaux de transport des pays voisins. Cela permet un important échange de puissance. La part d'électricité suisse sur le marché extra-européen est de 10%, par rapport à environ 2 à 3% que représente la consommation d'électricité suisse sur le marché continental européen. La Suisse représente ainsi une plaque tournante importante. 20% des capacités de production du continent européen sont des capacités issues de pays limitrophes de la Suisse.

Le raccordement des centrales de pompage-turbinage suisses prévues et l'élimination d'autres congestions de réseau déjà présentes à l'heure actuelle nécessitent un développement important du réseau de transport. En revanche, un renforcement et une répartition régulière sur l'ensemble du territoire de l'injection décentralisée dans les niveaux de réseau inférieurs ont peu d'influence sur le réseau de transport et ne requièrent pas d'extensions supplémentaires.

Le besoin de développement est défini dans le «réseau stratégique 2020» (Swissgrid 2012). Si les projets prévus peuvent être mis en œuvre, la Suisse disposera d'un des réseaux de transport les plus performants d'Europe. Chaque scénario prévoit un développement des infrastructures existantes. Selon Swissgrid, des investissements supplémentaires d'environ 2 milliards de francs d'ici à 2035 et de 0,6 milliard supplémentaire jusqu'en 2050 seront nécessaires pour le «réseau stratégique».<sup>38</sup>

De plus, des projets d'extension du réseau doivent impérativement avancer à l'étranger. Si une part importante de l'électricité consommée par la Suisse est produite à l'étranger (par exemple l'énergie éolienne dans la mer du Nord et l'énergie solaire dans la mer Méditerranée), le besoin en capacité d'importation augmente. De plus, le développement d'énergies renouvelables dans toute l'Europe sur des sites éloignés de la consommation augmente particulièrement le besoin en capacité de transport. Ces longues distances rendent la construction

de connexions point à point sur le continent européen nécessaire, puisque celles-ci peuvent représenter un élément important d'un futur «super réseau» (en anglais «super grid»). Ces connexions se composent de lignes de courant continu haute tension très performantes. Cette stratégie permet non seulement d'éliminer les congestions de réseau au niveau international, mais également les congestions nationales à l'étranger.

Le développement du réseau en Suisse et dans l'Union européenne se heurte à une forte opposition. Celles-ci peuvent retarder considérablement les projets, voire mettre en péril la sécurité d'approvisionnement. Il importe donc de faire prendre conscience à la population de l'urgence de la construction de nouvelles lignes ou la transformation de lignes existantes, et d'accroître l'acceptation par la population.

#### 8.1.2 Effets du développement de la production renouvelable et décentralisée sur les réseaux de distribution en fonction des scénarios

Le chapitre suivant analyse les répercussions des scénarios sur les réseaux de distribution; réseaux analysés plus en détail dans l'étude décrite dans l'encadré. De plus, on suppose le maintien régulier et la modernisation des réseaux.

#### Etude sur les réseaux de distribution: objectifs, procédure

AES a chargé l'entreprise de conseil Consentec GmbH d'analyser les «Répercussions de l'injection décentralisée sur les réseaux de distribution en Suisse» (Consentec 2012).

L'étude devait répondre aux questions suivantes à l'aide des sections de réseau existantes: A partir de quel moment du développement d'énergies renouvelables décentralisées les réseaux de distribution doivent-ils être adaptés ou faire l'objet d'investissements? Comment faut-il décrire ces investissements d'un point de vue qualitatif? Quels sont les coûts engendrés et pour quelle proportion d'énergies renouvelables? Afin d'évaluer la capacité d'accueil à l'échelle de la Suisse, 13 sections de réseau représentatives des niveaux de réseau 5 et 7 ont été analysées à partir de quatre réseaux de distribution réels (EW Davos, EWZ, Regioenergie Solothurn, CKW). Des calculs du flux de charge visant à déterminer les limites des capacités d'absorption ont été réalisés sur la base de ces données réelles et de la construction de nouvelles installations d'énergies renouvelables prévue par les scénarios. Cela garantit la fiabilité des résultats.

A partir de là, la possibilité d'étendre les réseaux pour augmenter l'absorption d'une production décentralisée a été analysée de façon générale et en fonction des scénarios, alors que les mesures techniques permettant l'augmentation de la capacité d'accueil des réseaux de distribution l'ont été en fonction de leur prix.

Pour les valeurs spécifiques à un scénario sur l'ensemble de la Suisse, la charge maximale et les longueurs de lignes des réseaux de distribution (sections de réseau) ont été extrapolées.

<sup>38</sup> Voir chapitre 8.3.1.2

### 8.1.2.1 Situation initiale et valeurs seuils pour le développement

#### Situation initiale

Les réseaux de distribution des niveaux de tension inférieurs initialement prévus pour l’approvisionnement des consommateurs (niveaux de réseau 4 à 7) devront à l’avenir également «accueillir» de petites et moyennes installations de production. Les gestionnaires du réseau de distribution doivent cependant éviter que la puissance totale des installations de production raccordées dépasse la capacité d’accueil du réseau, afin de garantir en tout temps la stabilité du réseau.

La capacité d’accueil d’un réseau est principalement limitée par le dépassement des limites de tension et/ou des valeurs limites d’électricité. Selon les enquêtes menées sur les réseaux réels, la charge des réseaux est à l’heure actuelle modérée. Il n’y a souvent pas d’injection d’énergies renouvelables. Les calculs partent des hypothèses suivantes:

- En ce qui concerne la répartition des installations de production sur les niveaux de réseau, les hypothèses suivantes ont été posées: les installations décentralisées dont la puissance est inférieure à 400 kW sont raccordées au réseau de distribution, les installations dont la puissance varie entre environ 400 kW et 10 MW au réseau moyenne tension et les installations dont la puissance est supérieure à 10 MW au réseau haute tension.
- Vu l’expérience gagnée dans les autres pays en ce qui concerne la distribution à grande échelle des installations de production, on suppose que des installations de production sont raccordées en grand nombre, en moyenne tous les quatre points de connexion au réseau, puisque les installations les plus rentables peuvent être construites dans le rayon d’action de ces connexions en raison des conditions favorables (rayonnement solaire, vent, etc.). Cela signifie donc que 25% des réseaux actuels sont concernés par le développement des énergies décentralisées. Dans les autres secteurs du réseau, moins d’installations de production et uniquement celles de moindre puissance sont raccordées, ce qui n’entraîne pas de besoin de développement.

#### Exigences et valeurs seuils pour le développement du réseau

Les analyses détaillées des sections de réseau indiquent que les réseaux moyenne et basse tension actuels présentent en moyenne des réserves pour le raccordement d’installations de production décentralisées. Cela n’exclut évidemment pas que dans certains cas, une extension du réseau pour l’injection décentralisée puisse d’ores et déjà s’avérer nécessaire. Sur les réseaux suisses, la capacité d’absorption des installations de production est principalement limitée par le maintien de la tension (lignes longues). Le courant maximal admissible constitue un autre facteur de limitation sur les réseaux urbains (mais pas le seul).

En outre, l’influence de la taille des injecteurs décentralisés sur l’utilisation du réseau a elle aussi fait l’objet d’une analyse. Les installations de production augmentent la tension sur le lieu d’injection alors que les consommateurs d’énergie baissent la tension au niveau du raccord de consommation.

On obtient des résultats très satisfaisants lors d’une distribution régulière des installations qui injectent de l’électricité. La tension peut être à nouveau diminuée par les consommateurs d’énergie en aval sur le réseau, ce qui lui permet d’atteindre des valeurs critiques relativement tard. Si par contre l’injection se fait uniquement via une grande installation, il convient de limiter la quantité injectée totale en fonction de la charge, afin de ne pas dépasser la tension maximale sur l’ensemble des lignes. Si l’on compare ce total des injections distribuées à la puissance injectée par une installation unique, on s’aperçoit que pour une répartition identique, une puissance presque double peut être injectée sur chaque réseau de distribution. Plus la distribution est régulière, plus la quantité d’énergie produite pouvant être raccordée est élevée. Lorsque de grandes installations sont raccordées, le réseau doit être développé plus tôt.

Les très grandes installations d’une puissance similaire à celle des plus grandes centrales (supérieure à 10 MW au niveau de réseau 3) pourraient même injecter du courant dans des niveaux de tension plus élevés.

En résumé, les calculs de l’étude indiquent que les installations de production décentralisées d’une puissance maximale d’environ 5’000 MW peuvent être raccordées sur les réseaux moyenne et basse tension, sans nécessiter d’extension du réseau. Le seuil à partir duquel une transformation et une extension massives du réseau s’avèrent nécessaires dépend du nombre, de la distribution et de la puissance des installations de production. Il doit être pris en compte de façon spécifique sur chaque réseau. Les calculs modélisés partent de l’hypothèse d’une distribution régulière des sites d’injection.

#### Mesures de renforcement du réseau

Les mesures de développement du réseau permettent d’augmenter la capacité d’absorption:

- jusqu’à environ 7’000 MW de puissance de production de basse tension (niveaux de réseau 6 et 7), et
- jusqu’à environ 7’500 MW de puissance de production de moyenne tension (niveaux de réseau 4 et 5).

Pour ce faire, il faut que des installations de production soient raccordées en grand nombre tous les quatre points de connexion. Il peut arriver que dans une région, plus de 25% des réseaux actuels soient concernés par le développement des énergies renouvelables (parce que cette région présente des conditions favorables aux énergies renouvelables, par exemple). Le réseau serait donc renforcé plus tôt et plus rapidement dans cette région. De plus, le scénario 3 prévoit une telle production décentralisée que 50% des réseaux sont concernés et qu’une installation de production décentralisée peut être raccordée tous les deux tronçons de réseau. Il se peut donc que dans certains cas, un renforcement du réseau s’avère nécessaire plus tôt et plus rapidement.

Il convient également de tenir compte du fait que dans le cas de charge en énergie moindre des réseaux de distribution (due à l’utilisation propre des injecteurs), les coûts répartis sur les autres bénéficiaires du raccordement au réseau augmentent.

### 8.1.2.2 Renforcement et développement du réseau par scénario

Selon les extrapolations de Consentec (Consentec 2012), le **scénario 1** prévoit le renforcement d'environ 5'000 kilomètres de lignes (niveaux de réseau 5 à 7) jusqu'en 2035, et d'environ 20'000 kilomètres jusqu'en 2050. De plus, un renforcement est nécessaire d'ici à 2050 au niveau de la transformation entre haute et moyenne tension et entre moyenne et basse tension (niveaux de réseau 4 et 6).

Pour le **scénario 2**, ce sont quelque 15'000 kilomètres de lignes (niveaux de réseau 5 à 7) qui devront sans doute être renforcés jusqu'en 2035, et environ 55'000 kilomètres jusqu'en 2050, dont environ 35'000 kilomètres au niveau de la moyenne tension, ce qui correspond à près de la moitié de la longueur totale actuelle des réseaux moyenne tension de la Suisse.

De plus, un nouveau renforcement sera nécessaire d'ici à 2050 au niveau de la transformation entre haute et moyenne tension et entre moyenne et basse tension (niveaux de réseau 4 et 6).

Le **scénario 3** prévoit un renforcement probable de 7'000 kilomètres de lignes jusqu'en 2035 (niveaux de réseau 5 à 7), et 85'000 kilomètres jusqu'en 2050, dont environ 55'000 kilomètres au niveau de la moyenne tension, ce qui correspond à près de 80% de la longueur totale actuelle des réseaux moyenne tension de la Suisse. Ici aussi, un nouveau renforcement sera nécessaire d'ici à 2050 au niveau de la transformation entre haute et moyenne tension et entre moyenne et basse tension (niveaux de réseau 4 et 6).

Le fait que le développement et les investissements nécessaires dans le scénario 3 soient bien supérieurs à ceux du scénario 2 à l'horizon 2050, mais inférieurs à ceux de l'horizon 2035, est dû aux différences d'évolution de la charge (consommation d'électricité) et de la puissance de production dans le temps entre les deux scénarios.

De plus, il convient de tenir compte du fait que, selon les cas, sur le niveau de réseau 3 qui fait office de connexion entre le réseau de transport et les réseaux de distribution, soit l'énergie est transportée vers les consommateurs d'énergie, soit l'énergie excédentaire issue de la production est transportée dans le réseau de transport. Dans les régions alpines, ces réseaux sont principalement conçus pour le transport de la production hydroélectrique actuelle. En période de faible consommation avec des installations de production supplémentaires, ces réseaux atteignent rapidement la limite de transport. Le niveau de réseau 3 doit être étendu en fonction du volume de nouvelles constructions d'installations de production. Les coûts de l'extension ne pèsent pas si lourd que les coûts des niveaux de réseau 4 à 7 et n'ont donc pas été analysés plus avant.

### 8.1.2.3 Mesures conventionnelles et novatrices de renforcement et de développement du réseau

Pour augmenter la capacité d'accueil des réseaux, il est possible de mettre en œuvre des mesures conventionnelles ou novatrices. On entend par développement conventionnel du réseau le remplacement des lignes et des transformateurs existants par des modèles plus performants ou la construction de nouvelles lignes et de nouveaux transformateurs.

Les mesures novatrices, par contre, ne sont disponibles que depuis peu sur le marché ou sont encore dans leur phase d'essai dans des projets pilotes. Ces mesures touchent notamment des transformateurs commandés en tension.

D'une manière générale, il est possible d'augmenter la puissance de production maximale raccordable par des mesures novatrices dans une proportion allant de 10 à 90%. Font notamment partie des facteurs d'influence la répartition des installations de production sur les différents points de connexion au réseau et la concordance dans le temps du profil de production et du profil de charge. Il convient de sélectionner, voire de combiner, les mesures à prendre en fonction de la situation sur le réseau et du type d'installations de production.

La diffusion et la promotion des mesures novatrices de développement du réseau renforcent donc l'intégration des énergies renouvelables et réduisent les coûts à long terme. De plus, il apparaît que les mesures novatrices augmentent la capacité d'accueil plus efficacement et plus fortement sur le réseau moyenne tension que sur le réseau basse tension.

Ainsi, la mise en œuvre de mesures novatrices permet de réduire considérablement le besoin en investissements par rapport à des mesures classiques de développement du réseau, puisqu'il s'agit en moyenne d'une réduction de 40 à 50%. Les mesures permettant d'influencer activement le niveau de tension sur les réseaux moyenne et basse tension par le réglage de la tension des transformateurs et des installations de production permettent particulièrement de réduire les investissements.

Lorsque des réseaux doivent être modernisés dans une zone de production potentielle, il convient donc de vérifier si des mesures en faveur de futurs consommateurs avec production ne doivent pas déjà être prises. En règle générale, le montant des investissements de chaque mesure individuelle est plus élevé que celui d'une solution conventionnelle: l'investissement plus onéreux au départ est cependant rentable car il permet d'atteindre la limite de puissance plus tardivement que dans le cas de mesures conventionnelles.

### 8.1.2.4 Coûts du renforcement et du développement du réseau par scénario

Pour l'ensemble des scénarios, le besoin en investissement ne dépend donc pas tellement du moment, mais bien plus du niveau et de la distribution de la puissance de production installée sur une aire de desserte. Les résultats présentés ci-avant, entraînent les volumes d'investissement suivants pour le développement dans les différents scénarios:

TABLEAU 8.1: Volumes d'investissement pour le développement du réseau classique ou novateur dans les trois scénarios

	2015	2020	2025	2035	2050
<b>Scénario 1</b>					
Puissance annuelle supplémentaire provenant d'énergies renouvelables (GW)	0,3	0,6	0,9	1,9	5,7
Investissements de développement: mesures classiques (mrd. de CHF)	*	*	*	1,0	6,2
Investissements de développement: mesures novatrices (mrd. de CHF)	*	*	*	0,6	3,7
<b>Scénario 2</b>					
Puissance supplémentaire provenant d'énergies renouvelables (GW)	0,3	0,7	1,3	3,0	11,9
Investissements de développement, mesures classiques (mrd. de CHF)	*	*	*	4,0	15,3
Investissements de développement: mesures novatrices (mrd. de CHF)	*	*	*	2,2	8,8
<b>Scénario 3</b>					
Puissance supplémentaire provenant d'énergies renouvelables (GW)	0,4	0,9	1,6	4,0	18,8
Investissements de développement, mesures classiques (mrd. de CHF)	*	*	*	2,1	24,0
Investissements de développement: mesures novatrices (mrd. de CHF)	*	*	*	1,2	14,7

\* Développement ponctuel du réseau nécessaire, mais non pertinent dans le total pour l'ensemble de la Suisse; chiffres arrondis

Source: Consentec 2012

Ces chiffres englobent les investissements issus du développement des énergies renouvelables, nécessaires dans le cadre du cycle normal d'assainissement. Comme mentionné ci-avant, ceux-ci sont présentés à titre indicatif, car les valeurs-seuils peuvent être atteintes tôt ou tard. Si par exemple le photovoltaïque est développé dans les régions particulièrement ensoleillées, la limite d'extension obligatoire du réseau peut être atteinte plus tôt.

Etant donné que les principaux volumes d'investissement ne seront nécessaires que dans plus de 20 ans, nous supposons dans ce qui suit que des mesures novatrices sont mises en œuvre.

### 8.1.2.5 Contributions du smart metering et des smart grids dans les scénarios

Un autre aspect important de l'évolution à venir des réseaux de distribution est la disponibilité de compteurs électriques communicants, capables de transmettre des signaux à d'autres appareils (smart meter), ainsi que l'équipement du réseau de distribution avec des fonctionnalités de mesure, de communication et de gestion (smart grid). La question qui se pose dans le cadre du présent rapport est la mesure dans laquelle ces instruments représentent une contribution à l'intégration de nouvelles énergies et à l'augmentation de la flexibilité de l'ensemble du système.

Un **smart meter** ne permet pas le relevé automatisé de la consommation d'électricité des clients individuels, ni l'injection d'électricité provenant d'installations de production décentralisées. En Suisse, le bénéfice attendu pour le report de la consommation d'électricité est inférieur à celui d'autres pays d'Europe, car les gestionnaires du réseau de distribution peuvent déjà souvent piloter par télécommande centralisée les terminaux tels que chauffages, chauffe-eau électriques ou pompes à chaleur, ce qui exploite déjà dans une certaine mesure le potentiel de report de la charge. De plus, le smart meter permet au client de visualiser sa consommation actuelle et donc de se sensibiliser par exemple aux potentiels d'économies d'électricité. Cependant, seulement 3% d'économies d'électricité ont pu être vérifiés jusqu'ici dans des études spécifiques récentes (Mäder 2011). En outre, le smart meter facilite le relevé et les processus lors d'un déménagement ou d'un changement de fournisseur.

Dans un **smart grid**, la production, la consommation et le stockage d'électricité peuvent être mis en relation et coordonnés grâce à une infrastructure complémentaire, basée sur la mesure, la communication et l'optimisation (notamment grâce à l'utilisation de smart meter). Les smart grids devraient gérer l'interaction entre la production et la consommation de manière que le moins d'énergie entreposée possible subisse de perte (installations à réservoir rempli par pompage, batteries, pertes au transport, etc.). Du côté de la flexibilisation de la demande, l'utilité d'un smart grid est limitée par le po-



tentiel futur très réduit de report de la charge.<sup>39</sup> Du côté de l'offre, des accumulateurs décentralisés (accumulant l'électricité provenant d'installations de production décentralisées) pourraient également apporter une certaine contribution à l'avenir. Cependant, le potentiel à moyen terme en Suisse est assez faible car des alternatives sont disponibles.<sup>40</sup>

Un report significatif de la charge ou une meilleure réduction de la consommation ne sont attendus que si l'utilisation d'appareils de consommation finale intelligents, pilotables par smart grid et smart metering, se répand. Ce scénario est possible à moyen et long terme, c'est-à-dire d'ici à 2050. A cette date, le smart meter sera devenu un composant normal de chaque réseau d'approvisionnement.

Une approche spécifique à chaque scénario indique que la nécessité d'atteindre une meilleure flexibilité temporelle, non seulement du côté de la production, mais également du côté

de la demande, augmente fortement entre le scénario 1 et le scénario 3. Dans les scénarios 1 et 2 en effet, la part de construction nouvelle de production thermique et d'importations est plus importante que celle de construction de nouvelles installations d'énergies renouvelables. Dans le scénario 3, le smart grid permet de couvrir les exigences en termes de flexibilité, d'où l'importance croissante de l'utilisation d'appareils intelligents.

## 8.2 Effets des différents scénarios sur le secteur économique de l'électricité

Le présent chapitre présente l'interaction entre l'offre et la demande dans les différents scénarios, ainsi que les défis à relever. Les enquêtes sont basées sur l'étude présentée dans l'encadré.

### Etude de l'«Offre et de la demande de flexibilité, de sécurité d'approvisionnement et d'effets sur les prix»

LAES a chargé le cabinet de conseil Pöyry d'analyser les trois scénarios quant à l'offre et la demande de production flexible; aux interactions entre l'offre et la demande de flexibilité et la sécurité d'approvisionnement; ainsi qu'aux effets sur les prix (Pöyry 2012).

Pour ce faire, elle a reconstitué le secteur économique de l'électricité réel, en partant de l'hypothèse de la sécurité d'approvisionnement et d'une couverture optimale de l'offre et de la demande. Ce faisant, une attention particulière a été portée aux répercussions de la production d'électricité intermittente à partir des énergies éolienne et solaire.

Le modèle utilisé consistait à calculer la possibilité de couverture d'une demande donnée par une offre calculée jusqu'en 2050 sur une base horaire. Les données décrivent de façon cohérente le besoin horaire pour chaque année de l'analyse jusqu'en 2050, ainsi que les apports en énergie éolienne, solaire et hydraulique à partir de prévisions météorologiques pour la période 2005–2010. L'application de données historiques garantit l'intégrité des interactions complexes entre les conditions météorologiques et la demande. Cela signifie que pour chaque année de référence, 52'560 heures (6 fois 8'760) ont été simulées. Il en résulte une image représentative des interactions entre les conditions météorologiques et la demande d'électricité. La projection des prix a été calculée à partir du prix d'équilibre de l'offre et de la demande de chaque heure. Cela représente environ 60 millions d'entrées dans la base de données pour l'Europe.

L'analyse a également tenu compte de l'évolution des installations actuelles, de la construction de nouvelles capacités d'énergies renouvelables selon les indications du chapitre 6.6 ainsi que de l'abandon de l'énergie nucléaire en Suisse. Les technologies exploitées ou mises en place étaient les centrales à gaz à cycle combiné et les centrales CCF et, à titre complémentaire, les importations, en fonction des critères de rentabilité.

Le modèle a optimisé l'exploitation de réservoirs remplis par pompage, les flux d'énergie transfrontaliers et l'influence sur la demande. Les marchés de l'électricité de la Suisse et d'autres Etats d'Europe centrale sont représentés de façon très détaillée. Les flux d'énergie transfrontaliers hors de la région observée ont été adaptés aux calculs du modèle.

Le modèle simule l'utilisation de chaque centrale pour chaque heure de chaque jour. Pour cela, le modèle utilise un algorithme d'optimisation linéaire. Cet algorithme minimise les coûts des combustibles, du démarrage d'une centrale et d'une exploitation à charge partielle. De cette manière, le modèle tient par exemple compte d'effets tels que la limitation de la production des centrales éoliennes dans le contexte d'une augmentation possible des coûts d'arrêt et de redémarrage ultérieur d'une centrale nucléaire. Le modèle tient également compte des conditions minimales pour les temps d'immobilisation et de fonctionnement de grandes centrales, afin de simuler de façon réaliste un comportement opérationnel, notamment dans le cas des centrales nucléaires. De cette manière, il tient également compte du fait que les centrales démarrées depuis peu de temps ne sont pas disponibles comme réserves en cas de fluctuations inattendues.

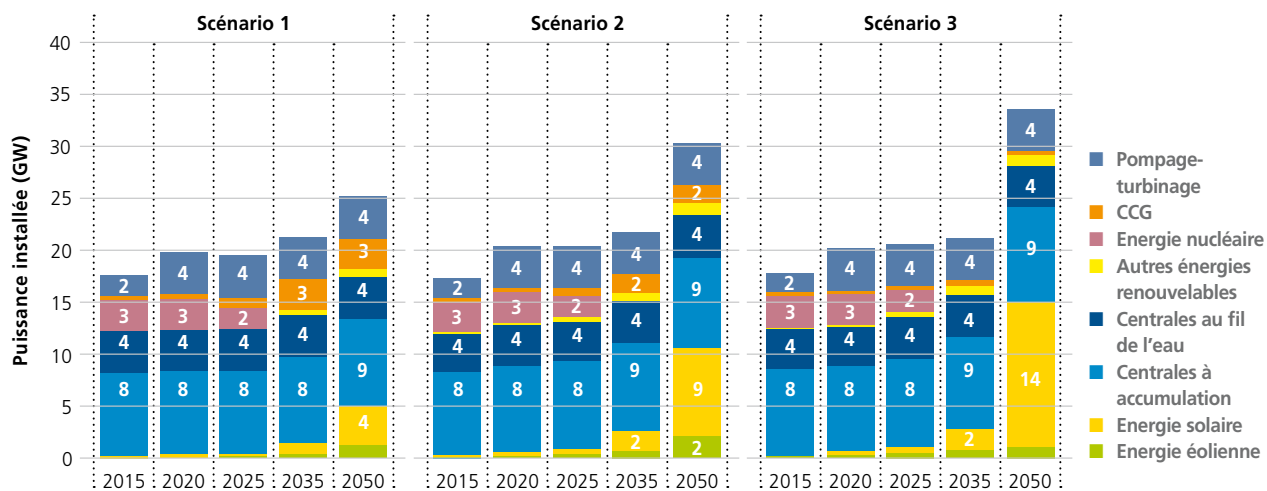
Le modèle a donc calculé, selon une optimisation économique pour chaque scénario, la capacité des centrales suisses injectée dans le réseau au-delà des objectifs définis dans les hypothèses des scénarios, et le volume d'électricité importé.

Les pays étrangers ont été modélisés selon des scénarios cohérents, c'est-à-dire que la production d'électricité provenant d'énergies renouvelables dans les pays voisins est également plus élevée dans le scénario 3 que dans le scénario 1.<sup>41</sup> De plus, les importations prévues dans le scénario 3 se limitent à de l'électricité certifiée provenant d'énergies renouvelables. En outre, des études de sensibilité ont été réalisées.

<sup>39</sup> Voir chapitre 5.3, <sup>40</sup> Voir encadrés, chapitre 6.2.8 et chapitre 8.2.3, <sup>41</sup> Voir chapitre 5.3

## 8.2.1 Production, importations et exportations, ainsi que prix dans les scénarios

GRAPHIQUE 8.1: Puissance totale installée fournie par les centrales



Source: Pöyry 2012

Le graphique 8.1 illustre la capacité installée des centrales sur le territoire suisse, telle qu'elle est calculée dans les modèles pour les trois scénarios.

La construction de centrales à gaz à cycle combiné est la plus forte dans le scénario 1 (environ 2'900 MW), la plus faible dans le scénario 2 (environ 1'800 MW), et absente du scénario 3. Le développement des énergies renouvelables est le plus faible dans le premier scénario, alors que la demande est la plus élevée des trois scénarios. Dans le scénario 1 en particulier, des centrales à gaz à cycle combiné (et des importations d'électricité plus importantes) équilibrent la diminution de la capacité de production nucléaire, car celles-ci sont rentables, sous réserve de quantité suffisante de gaz disponible.

Si l'on considère les séquences de construction de nouvelles installations, il apparaît que la première phase, entre 2015 et 2020, touche surtout des centrales de pompage-turbinage et quelques centrales à biomasse. Entre 2021 et 2025, d'autres centrales à énergies renouvelables ainsi que les premières centrales à gaz à cycle combiné prévues par les scénarios 1 et 2 suivent. Dès 2025, tous les scénarios renforcent particulièrement les énergies renouvelables, en plus de centrales à gaz à cycle combiné prévues par les scénarios 1 et 2. Dès 2035, la construction d'installations d'énergies renouvelables, et particulièrement le photovoltaïque, l'emporte dans tous les scénarios.

Aucun des scénarios ne prévoit un rendement suffisant des centrales CCF pour que celles-ci soient rentables. En conséquence, ces centrales ne sont construites que dans le cadre de projets particuliers considérés comme rentables. Des mécanismes de promotion seraient sans doute nécessaires dans ce cas.

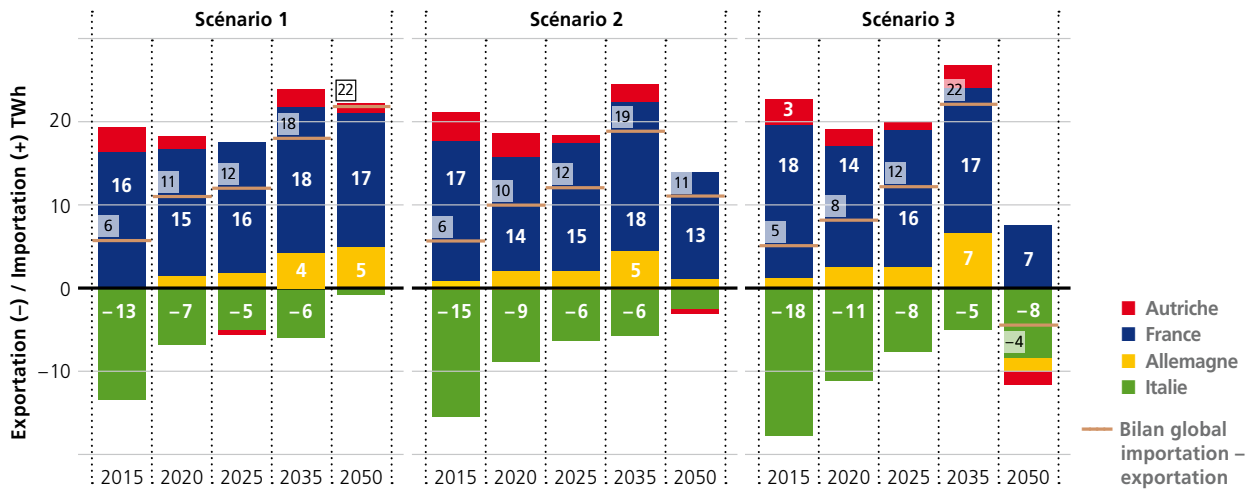
Le graphique 8.2 illustre l'échange d'énergie (importations et exportations avec les pays voisins les plus importants) de façon systématique. Les trois scénarios prévoient des importations nettes d'environ 18 à 22 TWh pour 2035. Parallèlement, on assiste à l'exportation du surplus de production suisse.

Pour les trois scénarios, l'année décisive est 2050: dans le premier scénario, la Suisse importe encore 22 TWh, c'est-à-dire un kilowattheure sur quatre. Dans le scénario 2, les importations peuvent être limitées à environ 11 TWh, soit un kilowattheure sur six. Dans ces développements des scénarios 1 et 2, la compétitivité des prix à l'étranger par rapport à ceux de la production suisse dans les centrales à gaz à cycle combiné est généralement décisive. Parallèlement, les exportations vers l'Italie diminuent, car le prix des livraisons suisses n'est pas assez compétitif. En été, le niveau des prix de la Suisse est déterminé par les mêmes technologies qu'en Italie, par exemple par des centrales à gaz indigènes et par la production élevée d'énergie solaire. Lorsque le rayonnement solaire entraînera une forte production photovoltaïque en été, celle-ci couvrira une grande partie de la demande dans les deux pays. En hiver, ce sont les centrales à gaz à cycle combiné des deux pays qui détermineront les prix, mais celles-ci présenteront souvent une structure des coûts similaire.

Le scénario 3 prévoit par contre une exportation d'un solde de 4 TWh en 2050. La Suisse peut exporter à des prix compétitifs un surplus d'énergies renouvelables (subventionné) à certaines périodes, et en tirer un profit (vers et en Italie également).

Les importations et exportations joueront donc à l'avenir un rôle plus important qu'à l'heure actuelle. Les importations sont souvent plus rentables que la construction de centrales à gaz sur le territoire helvétique.

GRAPHIQUE 8.2: Importations, exportations et flux nets



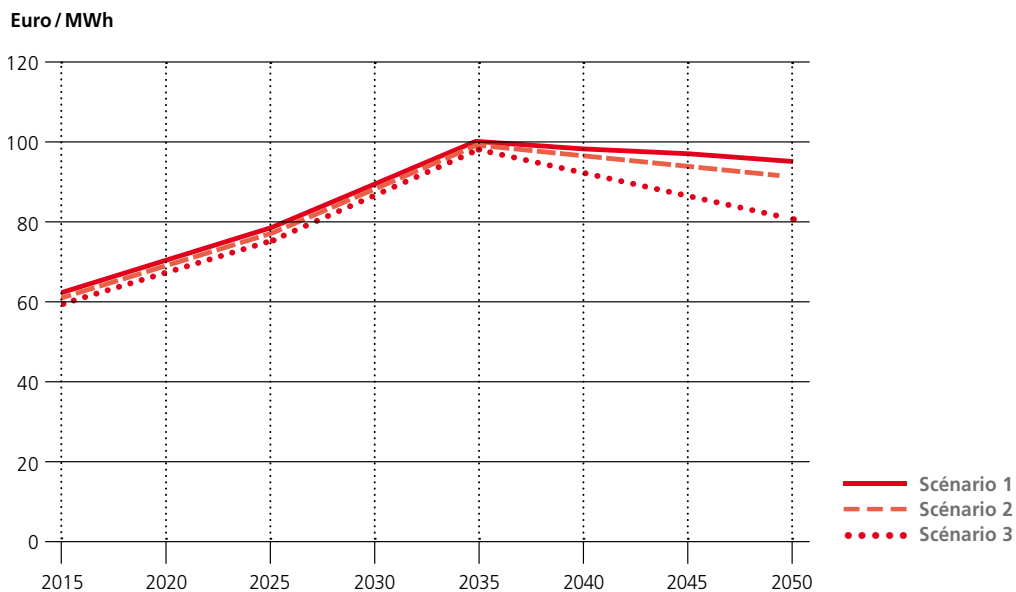
Source: Pöyry 2012

Selon le scénario choisi, ce sont donc les centrales à gaz à cycle combiné et les importations qui garantissent l'approvisionnement en électricité en Suisse jusqu'en 2035, année à partir de laquelle le développement des énergies renouvelables reprend le pas sur ces technologies (sur une moyenne annuelle). Pour ce faire, un échange renforcé dans le secteur de l'électricité est nécessaire en Europe.

Le bas niveau de prix pour le scénario 3 en 2050 ne doit pas faire oublier que cet effet est dû à la baisse de la demande et à la promotion massive de la construction de nouvelles installations d'énergies renouvelables, indépendamment du mécanisme de marché. Les prix de gros ne correspondent donc pas aux coûts totaux. Ce point sera expliqué plus en détail au chapitre 8.3.2.

Les **prix de gros** augmentent fortement dans tous les scénarios. Jusqu'en 2035, cette tendance est similaire dans tous les scénarios. Après cette date, chaque scénario prévoit une baisse des prix plus ou moins forte.

GRAPHIQUE 8.3: Evolution des prix de gros sur une base annuelle en Suisse



Source: Pöyry 2012

## 8.2.2 Effets de la fluctuation du volume d'électricité injecté par scénariog

Par le passé, de nombreuses réflexions stratégiques sur la sécurité d'approvisionnement étaient axées sur le semestre d'hiver. Même lors d'un hiver à faibles précipitations et froid, il convient de produire un maximum d'électricité en Suisse. Ces réflexions visaient surtout la demande (mot-clé: besoin en courant de chauffage) et l'offre (mots-clés: capacité de stockage et pic hivernal dans les flux).

A l'heure actuelle, il convient d'étendre l'envergure des réflexions stratégiques. La Suisse est bien intégrée comme plaque tournante du réseau électrique interconnecté européen et profite par exemple d'un surplus de courant éolien produit sur certaines périodes de l'hiver à des conditions intéressantes. Plus important encore que les réflexions relatives au semestre d'hiver, c'est donc la question de savoir si un développement massif des énergies éolienne et solaire en Europe peut combler de manière générale les déficits de l'offre (même en période froide combinée à un autre facteur négatif, tel que le manque de vent ou une couverture nuageuse étendue, par exemple).

Cette question a été examinée en détail par la société Pöyry, qui ne s'est pas limitée à un, mais à six modèles météorologiques historiques pour l'ensemble de l'Europe. Ainsi, certains événements critiques sont simulés explicitement heure par heure afin de vérifier la sécurité d'approvisionnement dans toutes ces situations. Nous reviendrons sur ce point par la suite.

### 8.2.2.1 Influence de la fluctuation du volume d'électricité injecté sur le système

Les principales caractéristiques des différentes technologies de production (c'est-à-dire prévisibilité, flexibilité et pilotabilité) sont expliquées au chapitre 6.4. Le renforcement des

capacités des énergies solaire et éolienne joue un rôle important dans chaque scénario. Une augmentation du volume d'électricité injecté variable suite à la construction de nouvelles installations de production d'électricité éolienne et solaire s'accompagne de nouveaux défis:

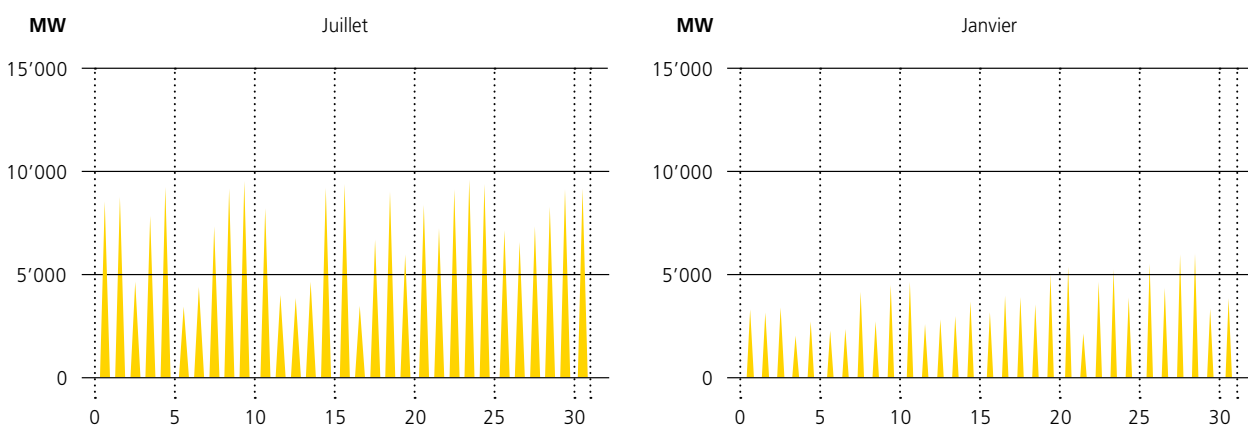
- Des capacités d'approvisionnement plus pilotables, plus flexibles et plus prévisibles sont nécessaires: pour les périodes durant lesquelles le volume d'électricité solaire et éolienne injecté est plus faible avec une utilisation au cours d'une journée, comme capacités de réserve flexibles ou comme capacités «day-ahead»/«intra-day»<sup>42</sup> disponibles.
- De plus, des capacités de régulation supplémentaires sont nécessaires pour fournir des services-système puisque, par rapport à d'autres technologies, les pronostics sont plus enclins à l'erreur dans le cas de la production d'énergie solaire ou éolienne.

Une analyse fondée heure par heure sur une année complète est donc impérative. Pour simplifier les choses, le modèle opte pour l'hypothèse optimiste selon laquelle les principaux paramètres (notamment la charge et la production solaire et éolienne) peuvent être prévus précisément avec au moins quelques heures d'avance. En principe, un court horizon de prévisibilité diminue le besoin en services-système nécessaires à l'équilibrage énergétique du système.

Le graphique 8.4 illustre l'importance de l'influence de l'ensoleillement sur l'approvisionnement électrique.

Il suffit de se pencher sur les différences d'un jour à l'autre pour comprendre dans quelle mesure la production fluctue et combien elle est peu pilotable, et voir l'importance des différences saisonnières (électricité solaire relativement basse en hiver et relativement élevée en été).

GRAPHIQUE 8.4: Production solaire, scénario 3 en Suisse en 2050 (puissance installée: 14'000 MW)



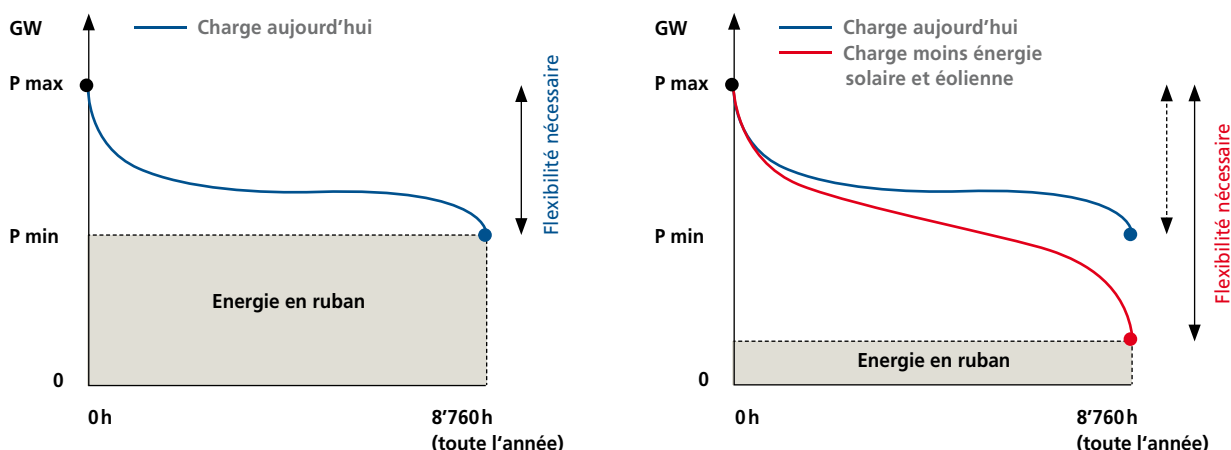
Base: données météorologiques réelles de 2008. 31 jours en juillet (graphique de gauche) ou en janvier (graphique de droite). Dans les autres scénarios, les fluctuations ne jouent pas un rôle si important car les puissances installées sont moindres.

Source: Pöyry 2012

<sup>42</sup> Il s'agit donc de capacités dont la puissance est commandée avec un jour d'avance ou dans la journée de la sollicitation.

**GRAPHIQUE 8.5: Courbe de distribution annuelle de la charge et besoins en énergie en ruban sans (à gauche) et avec beaucoup de production solaire et éolienne (à droite)**

Représentation schématique.

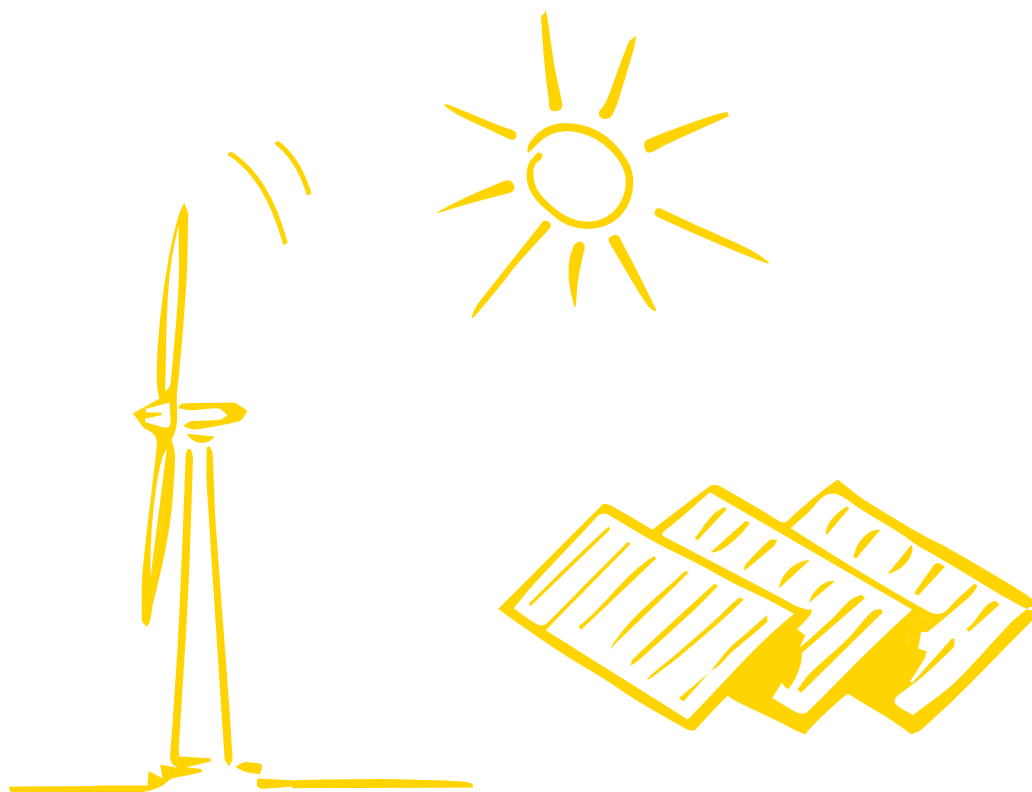


Source: AES

Un instrument particulièrement adapté à la quantification du besoin du système en flexibilité est la **courbe de distribution annuelle** de la charge horaire sur une année. Classer les heures dans l'ordre de charge décroissant, c'est-à-dire en fonction de la puissance nécessaire, permet d'identifier facilement l'énergie en ruban nécessaire à tout instant (surface jaune = puissance × durée) et la flexibilité nécessaire (aire située entre  $P_{\min}$  pour la demande la plus faible, et  $P_{\max}$  pour la demande la plus élevée).

D'une part, par son injection d'énergie, la production d'énergie solaire et éolienne ne contribue que dans une mesure fort limitée à réduire l'énergie en ruban nécessaire en permanence. D'autre part, ces productions induisent des contraintes plus élevées en termes de réserve de puissance. Si l'on sous-

trait, pour chaque heure, la production éolienne et solaire non pilotable (ainsi que la production d'autres installations produisant en continu mais non pilotables, telles que l'incinération des déchets) de la charge totale, on obtient la charge résiduelle ou charge nette variable. La production pilotable doit compenser en tout temps la charge nette variable. Etant donné que les fluctuations de la production non pilotable et les fluctuations de la charge totale sont indépendantes les unes des autres, celles-ci ne se compensent pas, bien au contraire: la production pilotable doit compenser de plus grandes fluctuations de la charge nette (par rapport à la charge totale). La flexibilité nécessaire est donc d'autant plus grande (voir graphique 8.5). Qui plus est, l'énergie issue des centrales au fil de l'eau et des centrales hydroélectriques à accumulation n'est pas influençable.



### 8.2.2.2 Fluctuations journalières et leurs effets

Comme le montre le graphique 8.6, le modèle journalier de charge résiduelle varie en fonction de la production non pilotable en cours de journée. Font notamment partie des facteurs d'influence l'injection d'énergie solaire et éolienne, mais également d'énergie de centrales au fil de l'eau, ainsi que les apports du fil de l'eau dans les centrales hydroélectriques à accumulation.

La demande est la plus forte vers midi. Les valeurs maximales de la demande résiduelle seront atteintes au cours des années suivantes (après 2035, soit ici en 2050 par exemple) en matinée et en soirée: comme le montre le graphique 8.6, l'injection d'énergie solaire fait baisser la charge résiduelle vers midi. Selon l'énergie solaire injectée, les répercussions sont plus ou moins fortes dans chacun des trois scénarios.

Une phase de charges résiduelles moindres à la mi-journée peut donc survenir à long terme dans le scénario 2, mais plus encore dans le scénario 3.

En outre, l'offre de charge dépasse rapidement la demande, par exemple à la mi-journée le week-end, mais à long terme également pendant la semaine. Cela entraîne une baisse significative des prix à la mi-journée dès 2035. Le développement prévu au scénario 1 étant limité, le profil de prix journalier moyen y est plus plat. De plus, la Suisse dispose du potentiel correspondant d'exportation sur ces mêmes périodes.

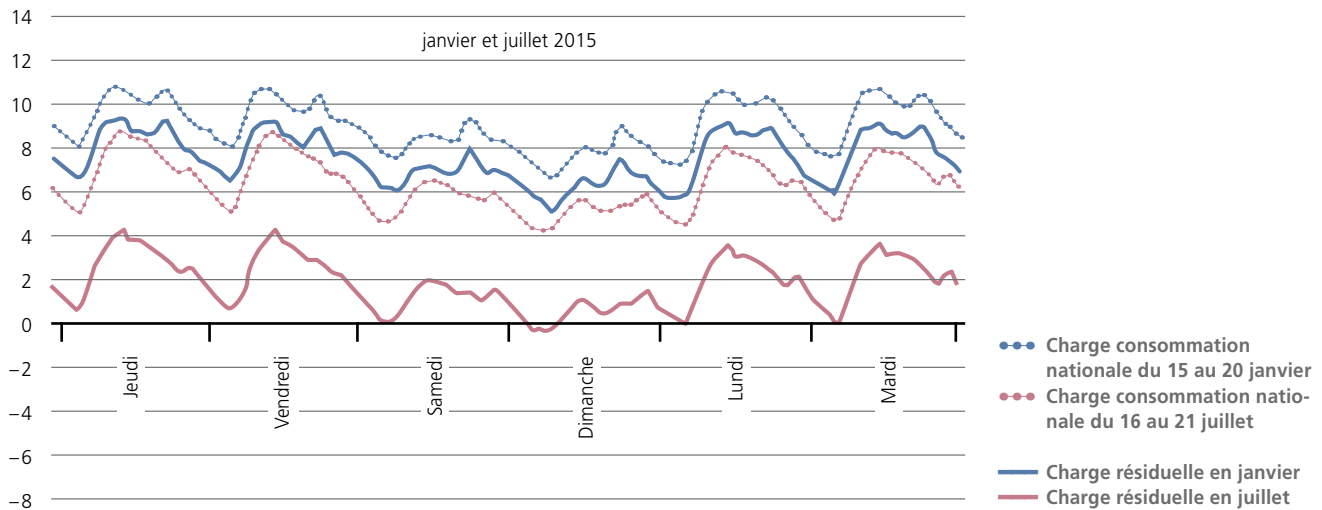
Il s'ensuit un besoin encore accru de flexibilité en fonction de l'augmentation de la part de capacités solaires installées.

**GRAPHIQUE 8.6: Développement de la charge journalière en moyenne annuelle en fonction du scénario**

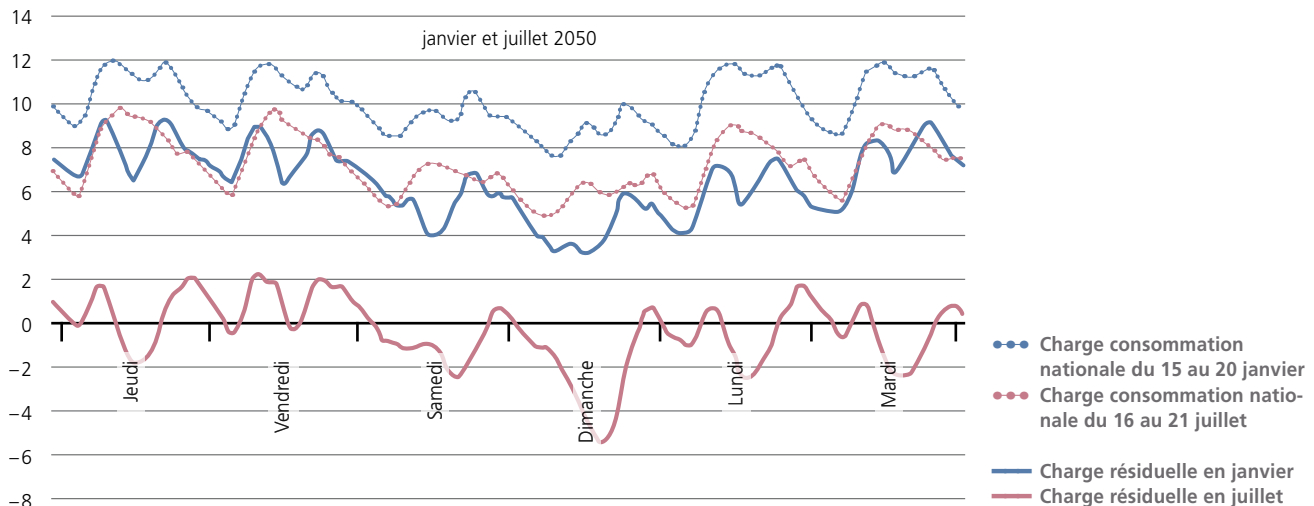
Charge résiduelle = consommation nationale moins production influençable: énergie éolienne et solaire, énergie issue de centrales au fil de l'eau, et apports du fil de l'eau dans les centrales hydroélectriques à accumulation  
Données sur l'environnement 2009

#### SCÉNARIO 2:

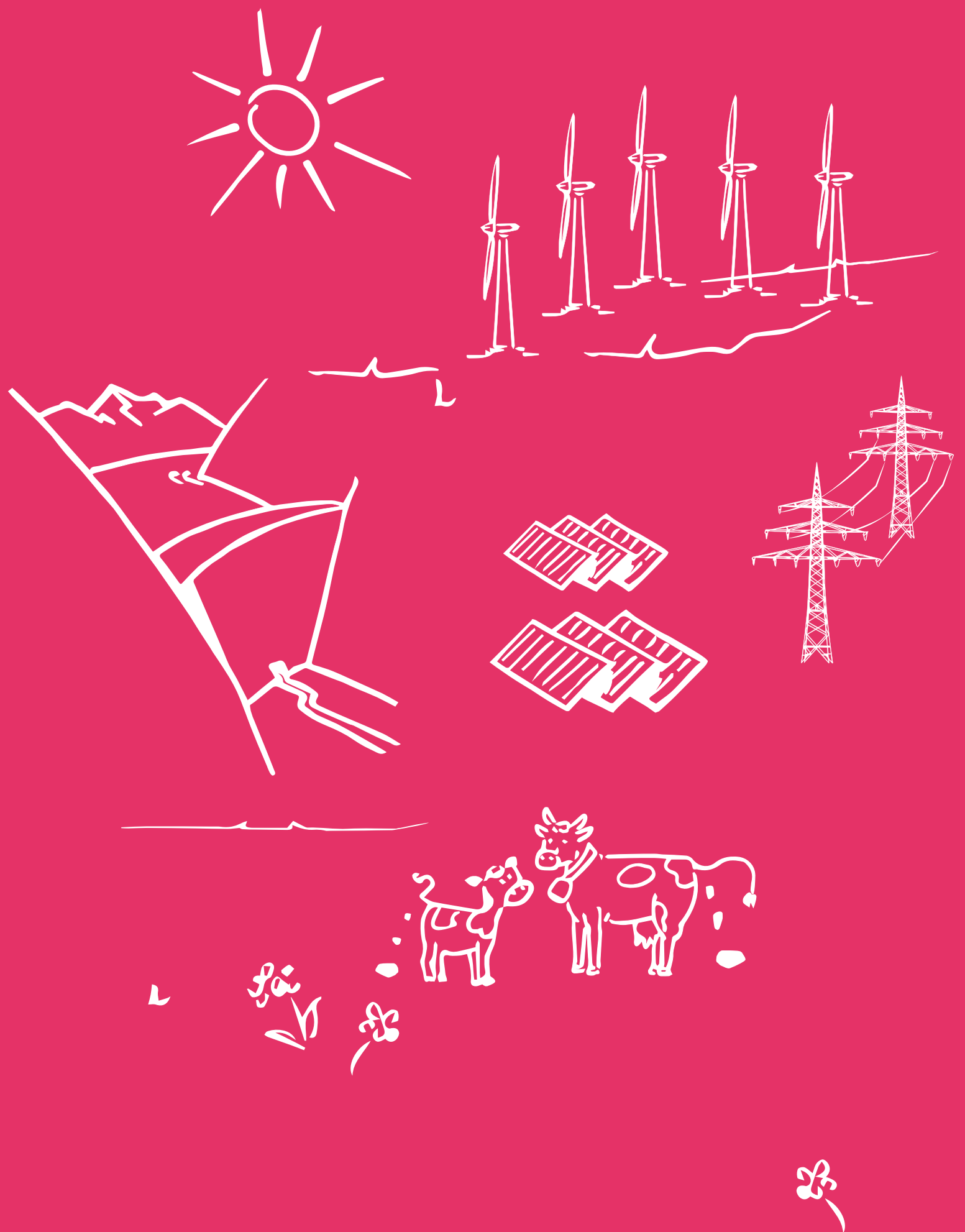
##### Puissance GW (1'000 MW)



##### Puissance GW (1'000 MW)



Source: Pöyry 2012 et calculs AES



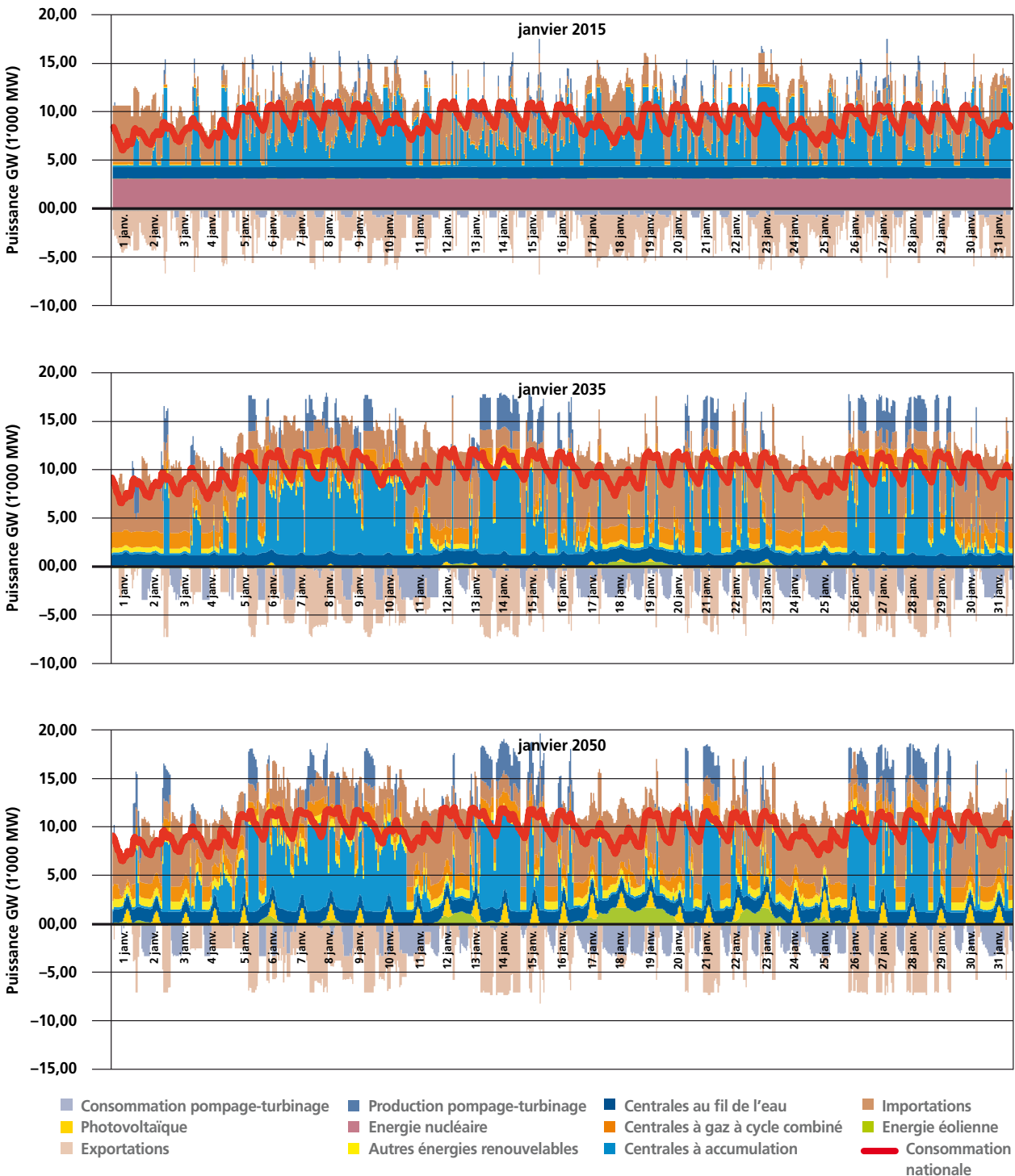
### 8.2.2.3 Fluctuations saisonnières et leurs effets

Il convient en outre d'observer les effets saisonniers des énergies renouvelables, car les influences météorologiques jouent un rôle important selon les saisons.

A titre d'exemple, prenons d'abord l'influence météorologique spécifique de l'hiver. Le graphique 8.7 présente pour le scénario 2 la production d'électricité horaire de la Suisse, ainsi que les importations/exportations dans deux cas, pour un

modèle météorologique réalisé sur la base de janvier 2009 (qui se caractérise par une alternance de périodes à vent fort et de périodes presque sans vent). Dans le premier cas (2015, graphique supérieur), l'énergie en ruban est principalement générée par des centrales nucléaires et au fil de l'eau. Les centrales à accumulation apportent leur contribution principalement pendant les heures de demande élevée et pendant la semaine. Les réservoirs remplis par pompage pompent l'eau la nuit et le

GRAPHIQUE 8.7: Modèle de production scénario 2 en hiver



Source: Pöyry 2012

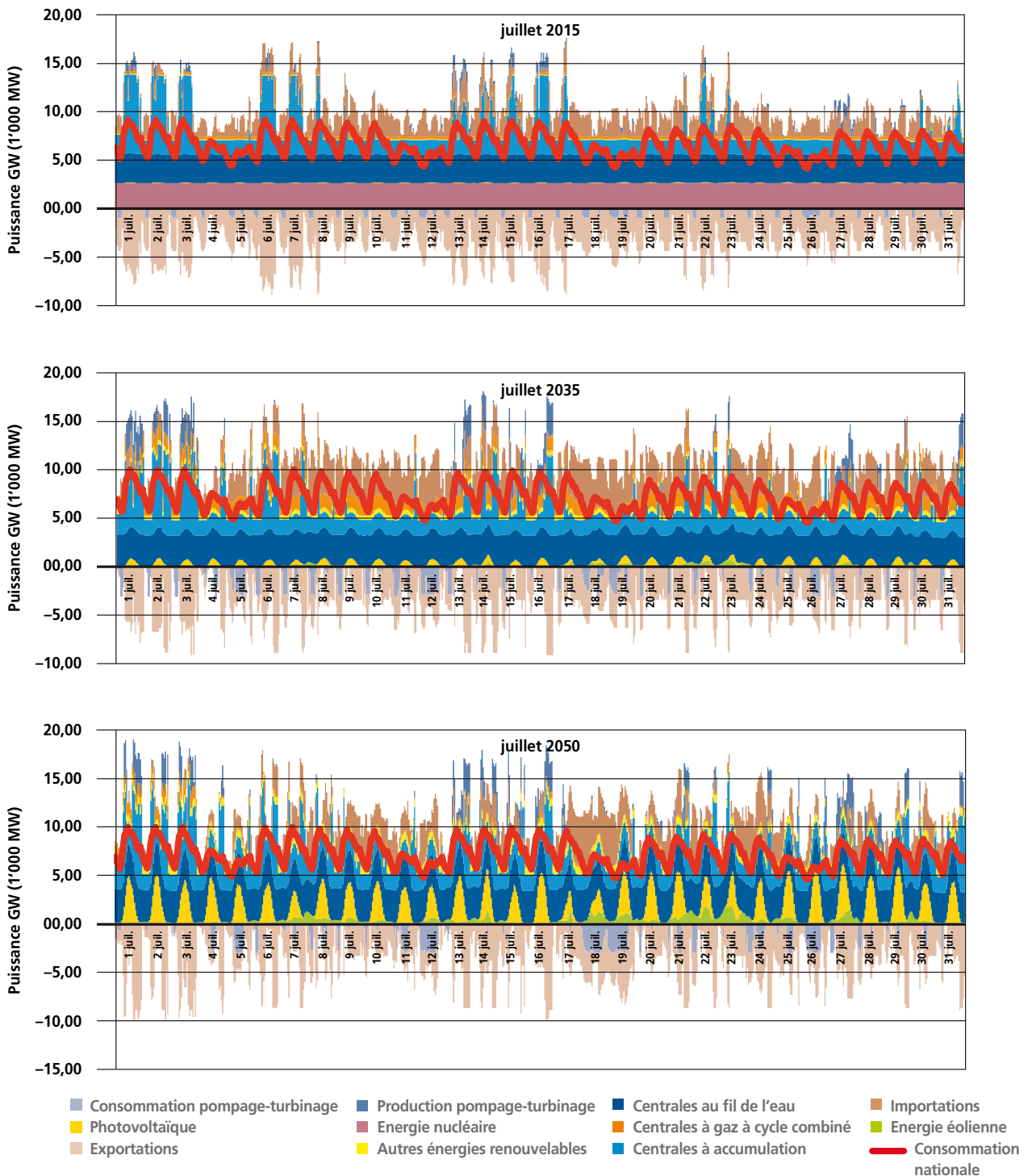


week-end, pour prendre le relais avec de l'électricité «reportée» lorsque l'offre est limitée.

Avec le parc de centrales prévu pour 2035 par le scénario 2 (graphique du milieu), la production d'électricité nucléaire a disparu. La lacune est partiellement comblée par les centrales à gaz à cycle combiné. Les capacités solaires et éoliennes sont (encore) faibles. Des importations supplémentaires sont né-

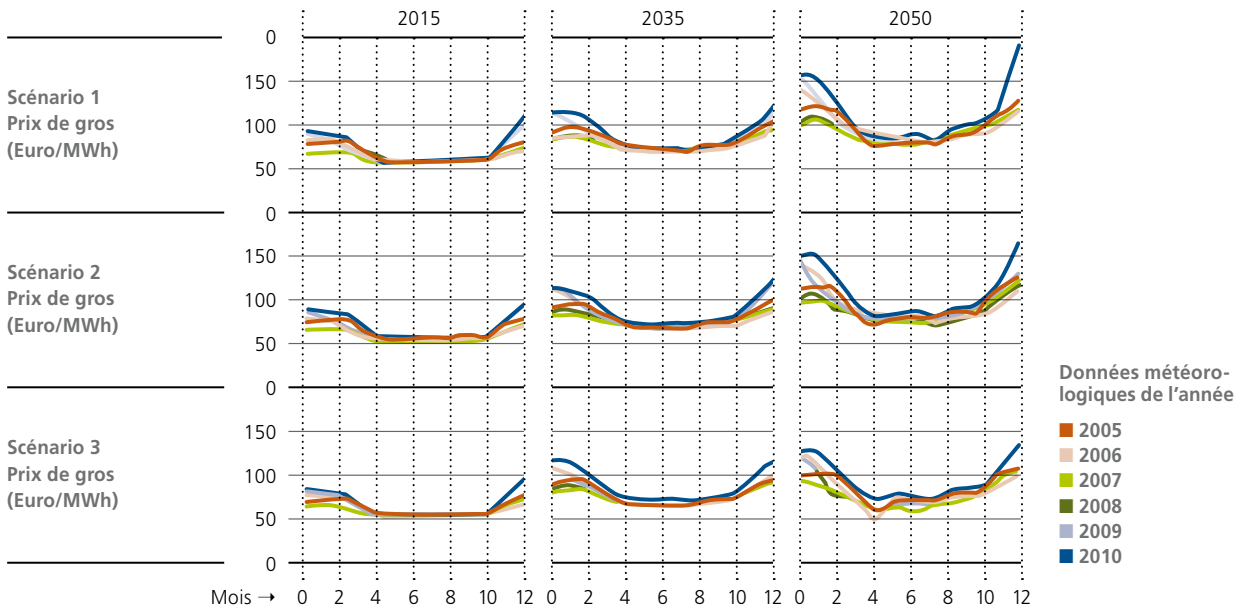
cessaires. Dans certaines tranches horaires cependant, le comportement des centrales à accumulation et de pompage-turbinage en Suisse est fortement influencé par la forte production d'électricité éolienne en Allemagne. Si celle-ci est élevée, des prix compétitifs peuvent émaner de l'offre importante, ce qui rend l'exploitation des pompes particulièrement intéressante. En période de forte demande et de faible production d'électricité éolienne, il y a turbinage dans les centrales à accumulation et de pompage-turbinage.

GRAPHIQUE 8.8: Modèle de production scénario 2 en été



Source: Pöyry 2012

GRAPHIQUE 8.9: Evolution saisonnière des prix de gros



Source: Pöyry 2012

Le graphique 8.8 illustre l'influence météorologique à l'exemple de l'été sur la base de la météo du mois de juillet pour le scénario 2 pour trois années de référence. En 2015, les centrales hydroélectriques peuvent produire beaucoup plus d'énergie en ruban qu'en hiver. En général, la production d'électricité suisse reste relativement constante, les fluctuations sont dues, ici aussi, à la production des pays voisins en fonction des conditions météorologiques. Les importations/exportations et le stockage offrent la flexibilité nécessaire. En 2035 (graphique du milieu), par contre, la capacité solaire et en partie aussi éolienne installée en Suisse se fait ressentir. Elle produit de légers pics pendant les heures de midi, dont les répercussions varient selon les jours. Son influence est particulièrement forte en 2050 et demande de plus en plus de flexibilité, garantie par un volume d'importations/exportations plus important ainsi que par l'exploitation de centrales à gaz à cycle combiné et de centrales à accumulation et de pompage-turbinage.

Il convient de ne pas négliger les effets sur les prix issus de l'évolution de ces systèmes. Il est frappant de constater qu'à l'avenir, l'écart hiver-été des prix, c'est-à-dire la différence de prix entre les quantités stockées en été et déstockées l'hiver suivant, augmente fortement. Les prix de l'électricité en hiver seront donc plus élevés qu'en été. La marge de fluctuations est importante et dépend des conditions saisonnières et météorologiques réelles.

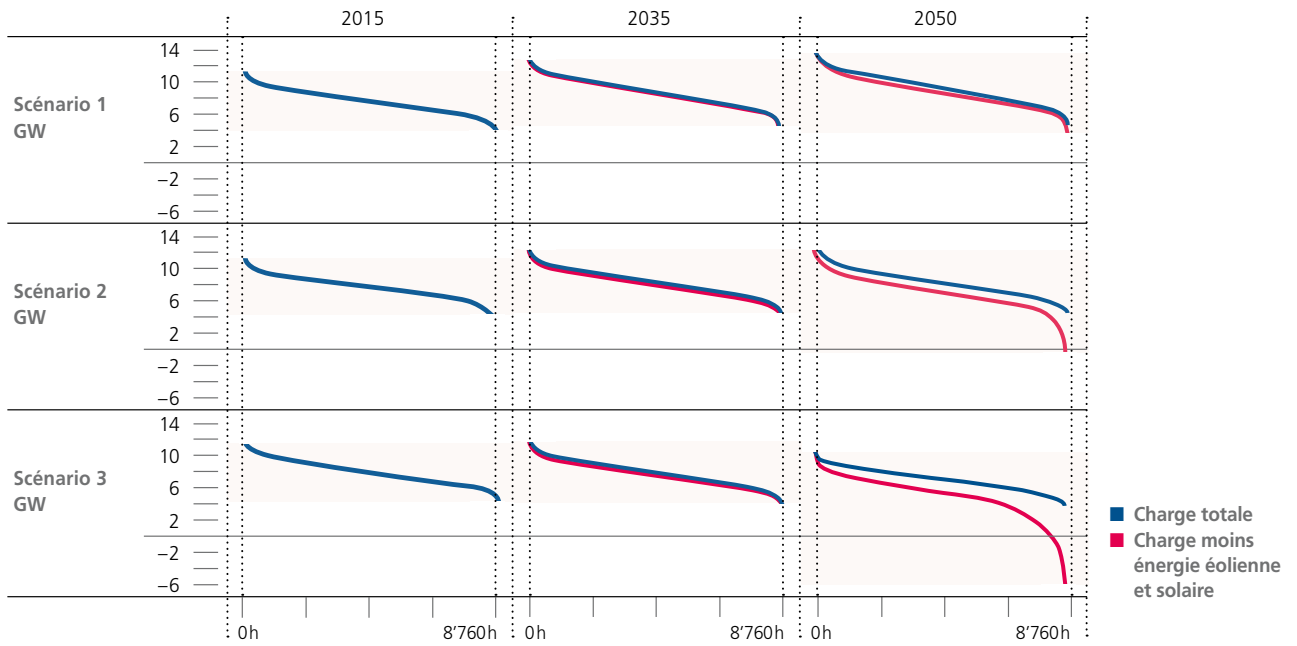
A long terme, l'offre provenant de la production d'électricité

d'origine solaire manque en hiver. Ainsi, il faut s'attendre à des maxima de prix au cours des heures sombres de l'hiver. En été, les prix peuvent chuter au plus bas dans les phases de rayonnement solaire important, c'est-à-dire pendant la journée. Cette situation est désavantageuse pour la Suisse puisque, selon chacun des trois scénarios, elle exporte davantage en été mais doit importer en hiver.

Un tel changement des courbes de prix influence directement la rentabilité des installations de production et des options de flexibilisation de la demande. Les modèles de prix modifiés au cours du temps offrent aux centrales de nouvelles possibilités de générer du rendement. Par exemple, l'exploitation des centrales à gaz à cycle combiné ne cesse de croître dans les scénarios 1 et 2 jusqu'en 2035, mais diminue après cette date. Il n'y a donc qu'une tranche horaire de forte charge. Dans le scénario 3 par contre, certains signaux de prix et le faible niveau d'exploitation des centrales à gaz à cycle combiné font que cette technologie n'est pas développée.

Les volatilités croissantes illustrées par ces effets sur les prix représentent un véritable défi pour le futur secteur économique de l'électricité. Nous y reviendrons donc plus en détail par la suite.

GRAPHIQUE 8.10: Courbe de distribution annuelle par scénario



Source: Pöyry 2012

### 8.2.3 Influence des scénarios sur l'offre

Les fluctuations en cours de journée et saisonnières influencent le besoin de flexibilité dans les trois scénarios. Parallèlement, les apports des principales technologies en termes de flexibilité évoluent. Les différents scénarios et leurs différentes parts d'électricité éolienne et solaire influencent donc significativement le développement du parc de centrales suisse.

Dans ce but, le graphique 8.10 présente la courbe de distribution annuelle pour les trois scénarios sur trois années différentes. Des différences sensibles dans les courbes de distribution surviennent seulement après 2035, car la construction de nouvelles installations d'énergie solaire et éolienne et la demande ne diffèrent significativement qu'après cette date. Jusque-là, le besoin accru en flexibilité est sensiblement identique dans chacun des trois scénarios. Par rapport à la charge totale, la répartition de la charge nette est plus raide à partir de 2035, c'est-à-dire qu'on observe des charges encore plus élevées et encore plus basses, en particulier dans le scénario 3 en 2050.

Si ce développement ne permet de couvrir la demande de puissance uniquement avec les énergies éolienne et solaire que dans des cas isolés dans les scénarios 1 et 2, cela est plus courant dans le scénario 3. Evidemment, cela est également dû à la forte baisse de la demande dans ce scénario.

Le parc de centrales suisse ou les échanges avec l'étranger doivent maîtriser ces modifications des charges par la mise à disposition de grandes quantités de puissance flexible, en cas de vent et de soleil insuffisants et de demande élevée. Sinon, la sécurité d'approvisionnement n'est pas garantie. La flexibilité de l'offre tend à devenir la clé de la sécurité d'approvisionnement.



### 8.2.3.1 Influence des scénarios sur les centrales à gaz à cycle combiné

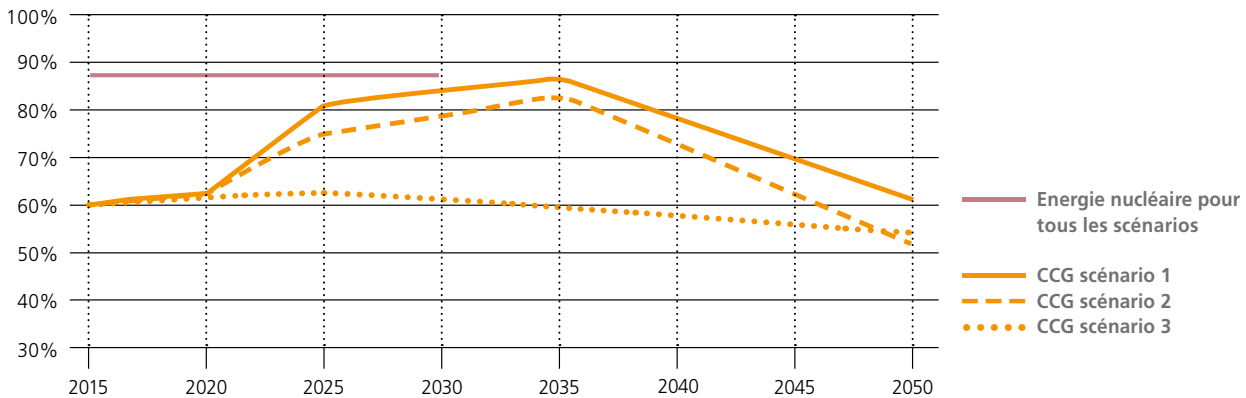
Un développement important de la production d'électricité d'origine renouvelable influence donc l'exploitation et la rentabilité des autres centrales sur le marché mais non subventionnées. C'est ce qu'illustre le graphique 8.11. Celui-ci montre l'exploitation des centrales à gaz à cycle combiné et nucléaires suisses en fonction de chaque scénario. Les centrales nucléaires existantes supportent dans chacun des scénarios une charge fixe parce que l'influence des énergies renouvelables sur cette période est encore faible. Jusqu'en 2035, le scénario 1 prévoit que les centrales à gaz à cycle combiné peuvent être utilisées de la charge moyenne à la charge de base. Après cette date, la volatilité élevée dès 2035 diminue les heures de service des centrales à gaz à cycle combiné par injection d'énergie à caractère stochastique. Le scénario 3 au contraire suppose que les installations fonctionneraient au maximum à charge moyenne.

Cela signifie que l'exploitation des centrales à gaz à cycle combiné restera sans doute très élevée jusqu'en 2035 environ, indépendamment du scénario. Plus tard, leur rôle se réduira de plus en plus à la mise à disposition d'un équilibre en cas d'insuffisance de la production suisse ou étrangère d'énergie éolienne ou solaire.

### 8.2.3.2 Rôle des centrales à accumulation et des centrales de pompage-turbinage

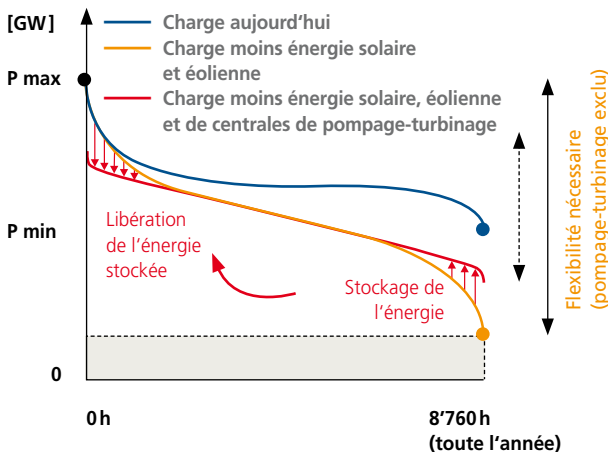
Dans un premier temps, l'apport des centrales à accumulation et des centrales de pompage-turbinage peut facilement être représenté sur la courbe de distribution annuelle. Ces centrales représentent la technologie d'accumulation la plus pertinente pour la Suisse puisqu'elles permettent d'accumuler l'énergie en surplus disponible en cas d'offre supérieure

GRAPHIQUE 8.11: Taux d'utilisation des centrales thermiques



Source: Pöyry 2012

GRAPHIQUE 8.12: Apport des centrales de pompage-turbinage, représenté sur la courbe de distribution annuelle



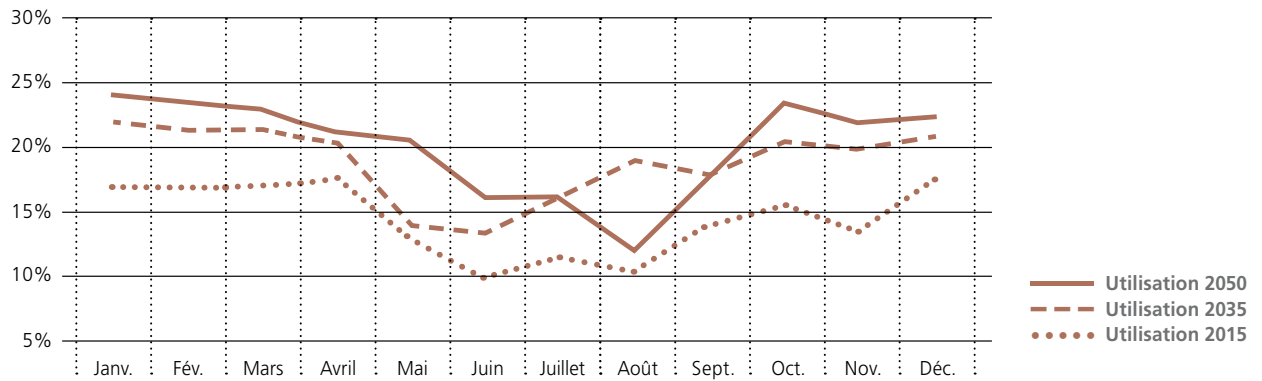
Source: AES

à la demande («relèvement» de la courbe de distribution du graphique 8.12 sur l'extrémité droite). Avec environ 80% de rendement, les réservoirs remplis par pompage peuvent «reporter» cette énergie aux heures de charge résiduelle la plus élevée.

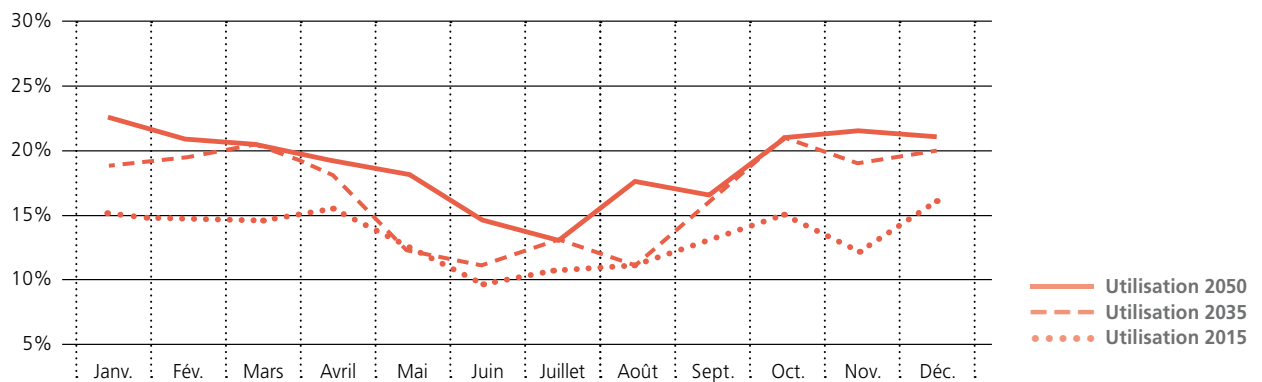
De nombreuses centrales à accumulation mentionnées dans les statistiques doivent traiter immédiatement les apports des zones plus basses que leur accumulateur principal. Elles sont donc surtout de type «centrales au fil de l'eau». Il est également possible d'atteindre un effet de «report» similaire à celui des centrales de pompage-turbinage par le pompage dans l'accumulateur principal d'une partie de ces apports (extrémité inférieure de la courbe de durée), au lieu de les traiter sur des étapes éventuellement multiples. En ce qui concerne le report possible du rendement total et des investissements, ce type de solution peut s'avérer intéressant.

GRAPHIQUE 8.13: Offre de flexibilité: degré d'utilisation annuel des centrales de pompage-turbinage

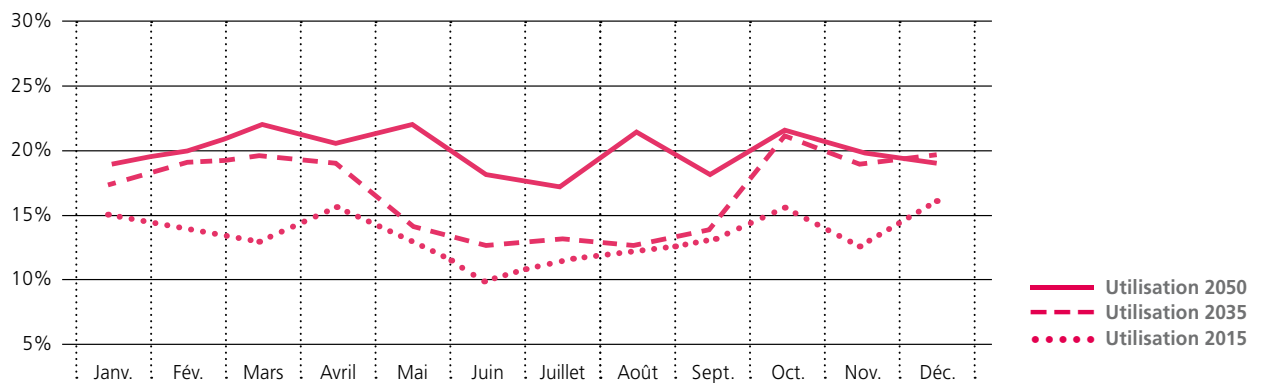
Scénario 1



Scénario 2



Scénario 3



Source: Pöyry 2012

Le graphique 8.13 présente l'évolution de l'utilisation flexible de centrales de pompage-turbinage en Suisse avec une capacité solaire et éolienne croissante. Le degré d'exploitation, quotient entre le volume produit réel et le volume produit théorique possible, est représenté par scénario et par an. La charge augmente donc dans chaque scénario pour passer en moyenne annuelle de 13 à 14% à 20 à 21% dans tous les scénarios. Au cours des prochaines années, l'exploitation des installations continuera de se faire principalement en hiver. Les scénarios 1 et 2 prévoient la production la moins importante en été.

Le scénario 3 prévoit par contre une augmentation du besoin en flexibilité pour 2050 due à l'énergie solaire injectée en été également. Ainsi, une centrale de pompage-turbinage a plus de chance d'être rentable en été.

Par ailleurs, dans le scénario 3, le modèle «jour/nuit» ou «jours ouvrables/week-end» disparaît presque en 2050. En d'autres termes, les cycles de pompage et de turbinage raccourcissent. A long terme, l'électricité éolienne et solaire dynamise l'exploitation des installations. Des cycles modifiés et une forte charge générale augmentent également les coûts opérationnels et d'entretien.

Les centrales de pompage-turbinage accumuleront donc à l'avenir plus d'électricité dite «verte», particulièrement en cas d'offre importante en énergie éolienne et solaire, pour la restituer ultérieurement. Le «prix» à payer est l'énergie consommée lors de l'accumulation et du turbinage. A cela s'ajoutent jusqu'en 2035 des fluctuations plus importantes de la production d'électricité des pays voisins, particulièrement la production issue de l'énergie solaire et éolienne en provenance d'Allemagne et d'Italie. Des centrales suisses très flexibles (accumulateurs, réservoirs remplis par pompage, centrales à gaz à cycle combiné) peuvent contribuer à répondre à la forte demande de flexibilité en Europe, et plus tard en Suisse. Cependant, vu le rapport de grandeur entre la Suisse et les autres pays, il paraît évident que celle-ci ne peut pas jouer le rôle de batterie de l'Europe.

### 8.2.3.3 Rôle des importations et des exportations

Les exportations et importations permettent de remplir les deux missions principales de l'approvisionnement en Suisse.

En principe, ces importations et exportations devraient être pilotables, flexibles et planifiables. Cependant, elles ne peuvent l'être qu'à certaines conditions. D'abord, un fournisseur étranger disposant de capacités de production suffisantes doit être prêt à approvisionner la Suisse au moment et aux prix convenus. Deuxièmement, la capacité de transport doit être suffisante pour permettre l'importation. Ces deux conditions sont généralement remplies. Cependant, il se peut que cela ne soit plus le cas lors de (rares) périodes de pénurie. Prenons par exemple le cas suivant: une zone éloignée d'Europe est soumise à des températures extrêmement élevées ou basses, ce qui entraîne une augmentation inattendue de la charge face à une production limitée. Le risque de voir la «source d'importation», particulièrement sollicitée dans ce genre de situation, être indisponible augmente donc temporairement de manière considérable; c'est par exemple le cas lors de congestions du réseau de transport ou de limitation de la production des centrales thermiques (manque d'eau de refroidissement) ou des centrales au fil de l'eau (pénurie d'eau). Il est possible que les autorités nationales étrangères décident de garantir en priorité

leur propre sécurité d'approvisionnement. La flexibilité de la «source d'importation» doit donc être relativisée. Parallèlement, il convient cependant de mentionner que l'approvisionnement de la Suisse dans ce cas ne représente qu'une infime partie du problème d'approvisionnement total. De plus, ce type de situations critiques peut généralement être identifié au préalable. L'eau de refroidissement dans les rivières, par exemple, a besoin de plusieurs jours pour se réchauffer.

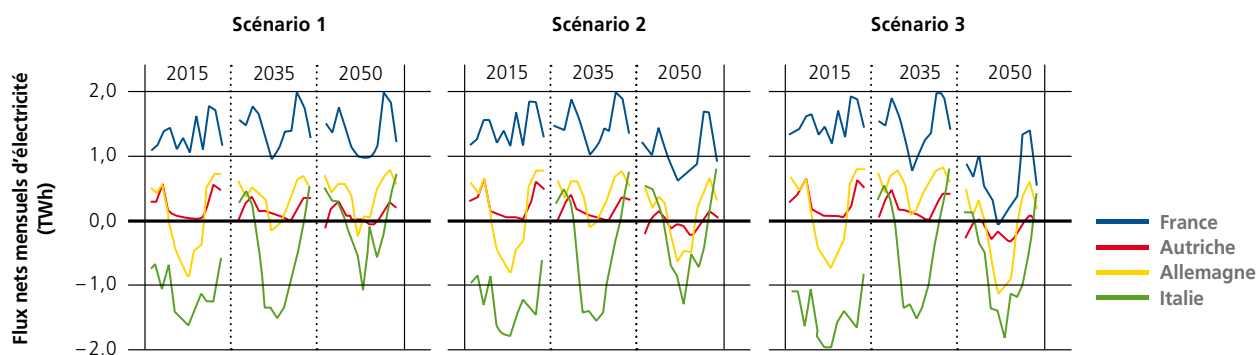
Le graphique 8.14 représente l'évolution dans le temps des échanges avec les pays voisins dans chacun des scénarios.

En général, la Suisse exporte à l'heure actuelle plus d'électricité en été, alors qu'elle en importe plus en hiver. Cela se manifeste par exemple par des exportations d'électricité vers l'Italie particulièrement en été et des importations d'électricité depuis la France presque en permanence. Aujourd'hui, la Suisse peut livrer à l'Allemagne en été, et donc créer une plus-value, alors qu'elle importe de l'Allemagne en hiver. Les scénarios 1 et 2 prévoient une diminution des exportations vers l'Italie en hiver, et dans une moindre mesure en été également. Le scénario 3 ne prévoit plus d'exportations vers l'Italie qu'en été. Dans ce cas, la Suisse exportera vers l'Allemagne en été également, par exemple par injection d'énergie à disponibilité aléatoire (soleil, vent). De plus, les importations en provenance de la France diminuent à long terme dans le scénario 3 jusqu'en 2050. Au total, cela signifie que les opérations de transit (prélevement au Nord et livraison vers l'Italie) diminueront dans les trois scénarios.

### 8.2.3.4 Flexibilité: offre, demande et prix

L'offre de flexibilité dans les réseaux électriques comprend deux composantes: d'une part la possibilité de réagir à des variations prévisibles telles que la demande; d'autre part la possibilité de réagir à des variations imprévisibles et stochastiques. Selon l'étude de Pöry, le parc de centrales sera en mesure de fournir la flexibilité nécessaire sur le marché régulier à l'avenir également afin de garantir la sécurité d'approvisionnement. Cela concerne des variations aussi bien prévisibles qu'imprévisibles.

GRAPHIQUE 8.14: Flux nets mensuels d'électricité (net = importations moins exportations) entre la Suisse et ses pays voisins



Source: Pöry 2012

Cependant, l'offre de flexibilité apporte avec elle différents coûts. Pour faire redémarrer des centrales à gaz à cycle combiné, différentes quantités de combustibles sont nécessaires selon l'état de fonctionnement de l'installation. Chaque redémarrage entraîne en outre des coûts fixes. Dans le cas des accumulateurs, le passage à un état de fonctionnement différent entraîne des coûts. Les coûts de combustible sont remplacés par des coûts d'opportunité de production d'électricité, alors que certaines contraintes (états de l'accumulateur, par exemple) doivent être respectées. Le besoin d'énergie de réglage varie selon le scénario en fonction de la quantité d'électricité injectée produite à partir d'énergie à caractère stochastique. Dans le scénario 2, les coûts de services-système sont supérieurs de 40% aux coûts actuels, alors que selon les calculs modélisés du scénario 3, il faut s'attendre à une hausse de plus de 60%.

#### 8.2.4 Résultats des calculs de sensibilité

Les scénarios ont été testés par certains calculs de sensibilité dont les résultats sont présentés ci-après.

##### 8.2.4.1 Scénario 1 avec restrictions des importations

Dans le scénario 1, un kilowattheure sur quatre est importé sur une moyenne annuelle. Les systèmes et les conditions de garantie de la sécurité d'approvisionnement ont été étudiés du point de vue des risques d'une telle stratégie en cas de limitation de ces importations: à 10% en moyenne annuelle et simultanément à 25% pour le semestre hivernal. Il en résulte que ces restrictions diminuent considérablement les importations vers 2020. Ce sont surtout les importations (thermiques) d'Allemagne et d'Autriche qui sont touchées par cette diminution. Ultérieurement, les importations (nucléaires meilleur marché) en provenance de France seront également fortement

réduites par ces restrictions. Il en ressort un parc de centrales modifié en Suisse avec des centrales à gaz à cycle combiné d'environ 4'500 MW de puissance installée (12 centrales d'une puissance de 400 MW, soit environ 1'500 MW de plus en 2050 que dans le scénario 1 sans restrictions). La production d'électricité de centrales CCF n'est rentable que dans certains cas spécifiques.

Par la suite, les coûts annuels de l'énergie en 2050 devraient augmenter de 10%. Cette hausse est due à la hausse des prix de la production d'électricité fossile de centrales à gaz à cycle combiné et CCF par rapport aux coûts d'importation prévus au scénario 1. Les restrictions des importations peuvent donc rendre les centrales à gaz à cycle combiné et les centrales CCF rentables suite à la hausse des prix constatée en Suisse.

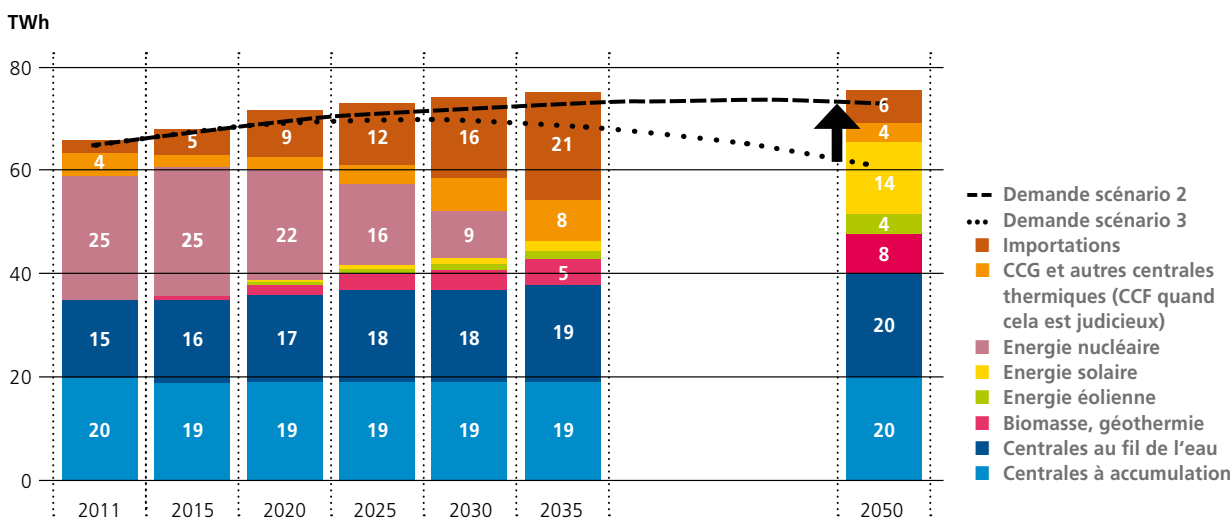
##### 8.2.4.2 Objectifs de demande du scénario 3 non atteints

Un autre calcul de sensibilité a analysé les répercussions d'un passage de la Suisse du scénario 3 au scénario 2; soit si la demande évolue selon le scénario 2 et non selon l'objectif fixé au scénario 3, alors que l'offre n'est élaborée qu'en fonction du scénario 3.

Dans ce cas, la demande plus élevée de 20% entraîne à long terme la construction de capacités supplémentaires sous la forme de centrales à gaz à cycle combiné. La capacité des centrales à gaz à cycle combiné augmente après 2025 de 800 MW, ce qui correspond à deux autres centrales d'une puissance de 400 MW. De plus, les importations nettes augmentent après 2035. Le graphique 8.15 représente cette évolution.

Un changement de voie revient cher: les coûts annuels de l'énergie de ces constructions nouvelles augmenteraient en 2050 de plus de 20%.

GRAPHIQUE 8.15: Changement de voie: offre de renouvelable comme dans le scénario 3, demande comme dans le scénario 2



Source: Pöyry 2012

### 8.3 Coûts de l’approvisionnement en électricité par scénario

Comme le montrent les chapitres précédents, plus de 40% de la production d’électricité suisse disparaîtront au cours des prochaines décennies: c’est particulièrement le cas de l’énergie nucléaire, mais également de la production hydroélectrique en raison de l’augmentation des débits résiduels. A l’heure actuelle, la production d’électricité est principalement basée sur des investissements de générations précédentes largement amortis, assortis de coûts de production relativement élevés. Ne serait-ce qu’en raison des investissements de remplacement nécessaires, il faut s’attendre à une hausse des prix de production de l’électricité.

L’évolution des coûts de l’approvisionnement en électricité dépend des investissements attendus dans des installations de production et les infrastructures réseau suisses, ainsi que des volumes d’importation nets nécessaires. Les trois scénarios se basent sur les mêmes postulats de départ qui rendent la comparaison des coûts révélatrice (voir chapitre 4.2).

A cela s’ajoutent des coûts issus du renforcement de la politique d’efficacité électrique. En principe, une diminution de la demande d’électricité allège également la facture d’électricité de chaque consommateur. Qu’on l’atteigne par des mesures d’économie de l’électricité ou par une limitation de la consommation, la réduction de la demande va de pair avec des investissements dans de nouvelles technologies et avec le remplacement anticipé d’appareils et d’installations. Pour garantir la mise en œuvre de ces mesures, il faut également utiliser certains instruments de pilotage. Toutes ces activités créent des charges financières dont il serait bon de tenir compte d’un point de vue économique global. Celles-ci n’ont pas fait l’objet d’une quantification dans le présent rapport, car aucune déclaration fondée n’est possible sur la base des données disponibles, et parce qu’une observation approfondie de ces questions dépasserait le cadre du système observé.

#### 8.3.1 Volume d’investissement

##### 8.3.1.1 Investissements et maintien des installations existantes

Pour pouvoir maintenir la qualité de l’approvisionnement, il est d’abord nécessaire de maintenir et de moderniser les infrastructures réseau et les installations de production existantes. Les investissements dans les centrales existantes sont identiques dans chacun des scénarios:

- pour la durée d’exploitation restante des centrales nucléaires en place, il faut compter avec un total d’investissements de 5,2 milliards de francs.<sup>43</sup>
- Une grande partie des centrales hydroélectriques atteignent l’échéance de leur durée de concession au cours des prochaines années. Environ 4 milliards de francs doivent être investis jusqu’en 2035, et 20 milliards de francs jusqu’en 2050, pour les éventuels travaux de modernisation dans le cadre d’un nouvel octroi de concession, ou après le retour des installations.<sup>44</sup>
- On peut compter un réinvestissement annuel de 1,5 milliard de francs pour la maintenance des réseaux existants (tous les niveaux de réseau).<sup>45</sup>

##### 8.3.1.2 Investissements dans de nouvelles installations de production d’électricité et dans de nouveaux réseaux

Pour remplacer les capacités de production supprimées au cours des prochaines années et pour couvrir la demande d’électricité, la construction de nouvelles capacités de production indigènes s’avère nécessaire. Le graphique 8.2 présente la construction d’une puissance de production selon les différents scénarios, alors que les graphiques 7.1 à 7.3 présentent la production correspondante. Le besoin en investissement est atténué par une baisse de la demande dans le scénario 3 ou par des importations dans les scénarios 1 et 2. En raison de ces tendances contraires, le volume d’investissement nécessaire pour une nouvelle centrale est similaire dans tous les scénarios jusqu’en 2035, soit environ 15 à 20 milliards de francs. Le volume d’investissement augmente nettement après 2035 dans le scénario 3, suite à la construction beaucoup plus importante de nouvelles installations d’énergies renouvelables après cette date, malgré la baisse de la demande. Sur toute la période considérée jusqu’en 2050, les investissements du scénario 1 dans de nouvelles installations de production se chiffrent à 25 milliards de francs, alors que ceux du scénario 2 se montent à environ 40 milliards de francs et ceux du scénario 3 à presque 50 milliards de francs (Pöyry 2012).

En ce qui concerne le développement du réseau de transport selon Swissgrid, comme expliqué au chapitre 8.1, des investissements supplémentaires d’environ 2 milliards de francs d’ici à 2035 et de 0,6 milliard supplémentaire jusqu’en 2050 seront nécessaires pour le «réseau stratégique».<sup>46</sup> Le volume de ces investissements est similaire dans chacun des scénarios, indépendamment de l’évolution de l’injection décentralisée.

<sup>43</sup> Ces investissements ne comprennent pas les renforcements des systèmes de sécurité sortant du cadre des investissements ordinaires et faisant suite à la catastrophe de Fukushima. Ces investissements ne sont pas quantifiables à l’heure actuelle.

<sup>44</sup> Ne sont pas comprises dans ces coûts les éventuelles indemnités de renoncement au droit de retour. Les installations qui sont construites par un concessionnaire de droits d’utilisation et auxquelles la «part sèche» (électromécanique) peut être attribuée peuvent être reprises par le canton concerné ou la commune correspondante contre indemnité. La communauté peut toutefois renoncer à exercer son droit de retour. Si l’ouvrage continue à être exploité par le concessionnaire actuel, et si une nouvelle concession lui est octroyée, la renonciation de la communauté à exercer son droit de retour doit faire l’objet d’une indemnisation. On parle alors d’une indemnisation de renonciation au droit de retour.

<sup>45</sup> Sur la base d’une valeur de remplacement du réseau de 60 milliards de francs (Plaut 2006) et d’une durée de vie moyenne de 40 ans pour l’ensemble des composants pourtant très différents, les investissements réseau annuels se montent à 1,5 milliard de francs.

<sup>46</sup> Données Swissgrid. La réalisation du «réseau cible 2030» (c’est-à-dire des 52 projets de développement du réseau stratégique) nécessite un volume d’investissements de 6 milliards de francs, dont 4 milliards pour la modernisation et 2 milliards pour le développement. Jusqu’en 2050, un investissement supplémentaire de l’ordre de 0,6 milliard de francs sera nécessaire pour le développement.



**TABLEAU 8.2: Volume d'investissement dans les réseaux et les installations de production (2011 réel)**

Milliards de francs	2011– 2035			2011 – 2050		
	Scénario 1	Scénario 2	Scénario 3	Scénario 1	Scénario 2	Scénario 3
Construction production thermique-fossile	2,5	1,4	0,0	2,7	1,4	0,0
Construction de production renouvelable	12,9	17,5	19,6	22,4	36,8	48,8
Développement du réseau haute tension	2,0	2,0	2,0	2,6	2,6	2,6
Développement et renforcement du réseau moyenne et basse tension (part attribuée au développement uniquement)	0,3	1,1	0,6	2,4	5,5	9,6
<b>Investissements dans de nouveaux réseaux et dans la production</b>	<b>17,7</b>	<b>22,1</b>	<b>22,2</b>	<b>30,0</b>	<b>46,3</b>	<b>61,0</b>
<b>Investissements totaux, avec maintien et modernisation du réseau et de la production existant</b>	<b>64,6</b>	<b>68,9</b>	<b>69,0</b>	<b>118,1</b>	<b>134,4</b>	<b>149,1</b>

Source: AES

Les investissements dans les réseaux moyenne et basse tension par contre dépendent fortement du degré et de la distribution locale de l'injection décentralisée (Consentec 2012).<sup>47</sup> Etant donné que les potentiels des énergies renouvelables ne sont exploités que tardivement, le besoin de développement avant 2035 reste limité: entre 0,3 et 1,1 milliard de francs. Jusqu'en 2035, le scénario 3 affiche un besoin d'investissement moins important que le scénario 2. Cela est dû aux évolutions différentes dans le temps de la consommation d'électricité et de la puissance de production dans les deux scénarios. Jusqu'en 2050, le besoin en investissements diffère davantage: avec ses 9,6 milliards de francs d'investissements, le scénario 3 est environ 7 milliards de francs plus coûteux que le scénario 1 se chiffrant à 2,4 milliards de francs.

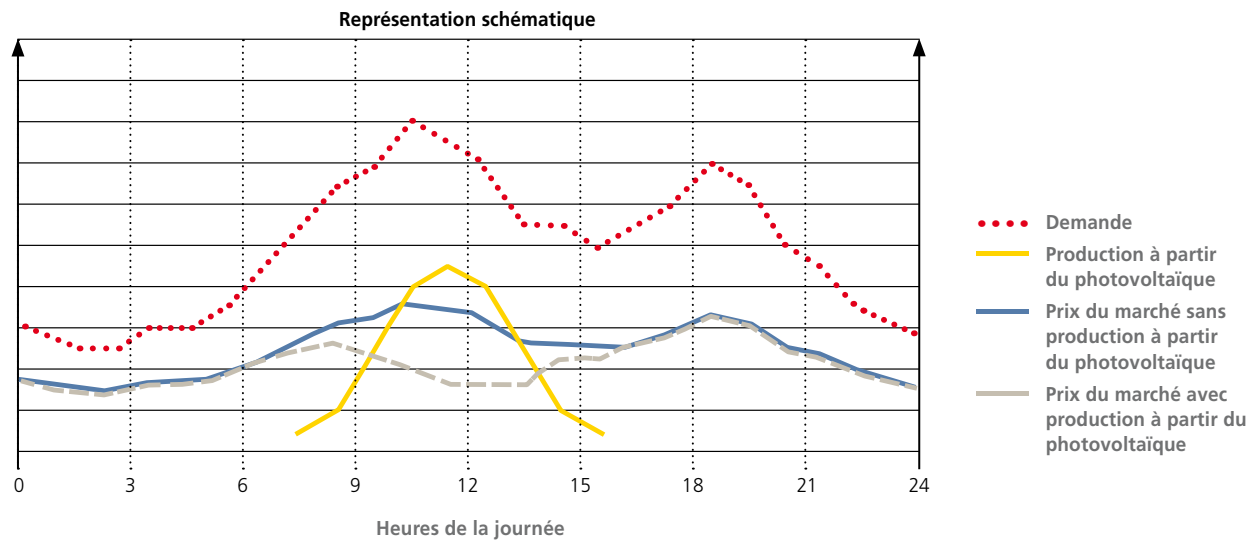
Au total, il en résulte dans tous les scénarios que jusqu'en 2035, près de 70 milliards de francs d'investissement seront nécessaires à la modernisation et au développement des installations de production et de l'infrastructure de réseau. Jusqu'en 2050, le volume des investissements prévu dans le scénario 1 passe à 118 milliards de francs, alors qu'il passe à presque 135 milliards de francs dans le scénario 2 et à presque 150 milliards de francs dans le scénario 3.

Explications des effets des investissements dans les calculs de sensibilité présentés au chapitre 8.2.4:

- Si, comme supposé à titre d'exemple au chapitre 8.2.4.1 pour le scénario 1, les autorités souhaitent limiter les importations, il ressort des calculs de sensibilité que 5 milliards de francs supplémentaires devront être investis dans la production jusqu'en 2050, par rapport au scénario 1, ce qui donne un volume d'investissement total de 123 milliards de francs.
- En cas de changement de voie (passage du scénario 3 au scénario 2) décrit au chapitre 8.2.4.2, la Suisse se rapprochera de l'objectif fixé au scénario 3 en termes de constructions nouvelles d'énergies renouvelables, mais n'atteindra pas la baisse de demande visée. Le volume d'investissement dans le parc de centrales augmente de 3 milliards de francs par rapport au scénario 3, pour se chiffrer à 153 milliards de francs.

<sup>47</sup> Ces chiffres sont basés sur les mesures réseau novatrices telles que présentées au chapitre 8.1.2. Une partie des investissements nécessaires sur le réseau de distribution correspond de toute façon aux modernisations nécessaires en raison de l'âge des installations (la moitié jusqu'en 2035, un tiers entre 2035 et 2050). Le calcul des coûts du développement ne tient compte que de la part correspondante des investissements de renforcement. Le reste est imputé au maintien des installations existantes.

**GRAPHIQUE 8.16: Influence de l'injection accrue de production du photovoltaïque avec garantie de prise en charge sur le niveau des prix du marché**



Source: AES

### 8.3.2 Coûts totaux de l'approvisionnement en électricité et prix de détail

Ce chapitre présente les effets de l'évolution des coûts sur le prix de détail, divisés en coûts de l'énergie (y compris les coûts liés à la promotion des énergies renouvelables) et en coûts du réseau. Les autres impôts et taxes ne sont pas pris en compte. Les coûts liés aux éventuelles mesures pour l'efficacité énergétique et électrique ne sont pas non plus inclus.

#### 8.3.2.1 Influence des coûts de l'énergie sur le prix de détail

Sur un marché libéralisé, les prix de détail de l'électricité se basent sur le prix de gros. Ces prix du marché moyens sur l'année doublent entre 2011 et 2035 pour la Suisse, en moyenne par année dans tous les scénarios pour atteindre 130 francs par MWh.<sup>48</sup> Les principaux facteurs d'influence sont les prix du combustible et du CO<sub>2</sub>. Par la suite, les prix baissent légèrement pour atteindre vers 2050 125 francs par MWh dans le scénario 1, et 105 francs par MWh dans le scénario 3. La baisse plus forte dans le scénario 3 est due à un recul important de la demande, qui entraîne un besoin plus faible de construction de nouvelles centrales.

La forte croissance de la production solaire et éolienne présentée au scénario 3 entraîne en outre une forte fluctuation de l'injection et, sous réserve que les tarifs de rétribution soient garantis, une plus forte volatilité des prix de marché. En cas d'injection ponctuellement plus élevée dépassant la demande disponible, cela peut même entraîner des prix de marché négatifs. A cela s'ajoutent des coûts croissants de services-système.<sup>49</sup>

De plus, cette augmentation sensible de la production renouvelable, qui génère des revenus considérables hors des marchés de gros en raison des garanties de consommation et des subventions, diminue la charge résiduelle.<sup>50</sup> Ainsi, l'injection d'électricité photovoltaïque diminue le pic de charge à la mi-journée, ce qui fait à son tour baisser le prix du marché. De ce fait, toutes les centrales produisent trop peu de revenus par rapport aux coûts totaux, le subventionnement fausse donc le marché, comme l'illustre le graphique 8.16.

Selon le scénario choisi, différentes compositions de l'offre électrique entraînent une **composition différente des coûts de l'énergie**.

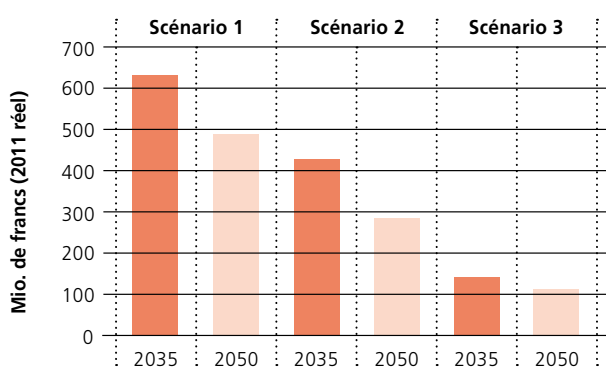
- **Coûts de capital et coûts fixes:**

Les coûts de capital comprennent les frais d'investissement ainsi que les intérêts du capital engagé pendant la durée de vie. Le scénario 3 prévoit une part de coût du capital en forte hausse et généralement très élevée pour les principales énergies renouvelables (75% en 2050). Dans les scénarios 1 et 2, les coûts de capital ne représentent qu'un tiers ou la moitié des coûts en raison de la part des centrales à gaz dans le développement, puisque celles-ci exigent moins de capitaux.

L'évolution des coûts fixes (coûts opérationnels et d'entretien, personnel, etc.) est similaire dans les trois scénarios.

<sup>48</sup> Voir chapitre 8.2.1, <sup>49</sup> Voir chapitre 8.2.3.4, <sup>50</sup> Voir chapitre 8.2.2.1

**GRAPHIQUE 8.17: Coûts de CO<sub>2</sub> de la production d'électricité pour une compensation totale des émissions de CO<sub>2</sub>**



Source: AES

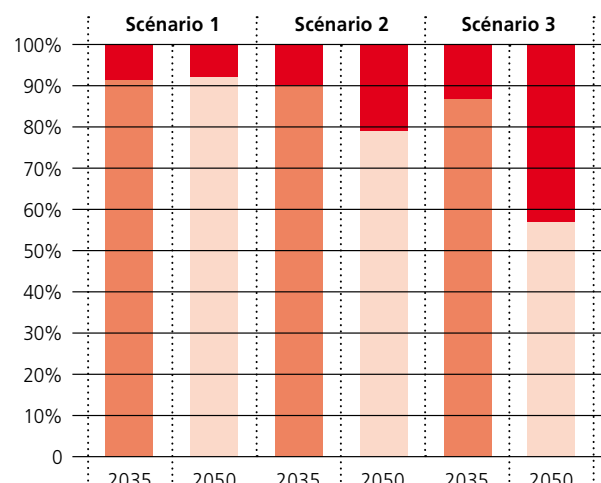
• **Coûts variables:**

Les coûts variables (combustibles, émissions de CO<sub>2</sub>, équipement, frais d'entretien variables, coûts variables du transport du gaz et taxes telles que la redevance hydraulique par exemple) se montent dans le scénario 1 à environ un tiers des coûts de l'offre d'électricité en raison de la production élevée des centrales à gaz à cycle combiné suisses, et à environ un quart dans le scénario 2. Le prix de l'électricité est donc fortement influencé par le prix du gaz sur le marché international. La décision de ne pas construire de nouvelles centrales nucléaires augmente la charge en CO<sub>2</sub> de la production d'électricité suisse dans les scénarios 1 et 2. La compensation des émissions totales (achat de certificats d'émissions à un prix variant entre 22 euros la tonne en 2015 et 60 euros la tonne en 2050) entraîne des coûts annuels de plus de 600 millions de francs dans le scénario 1, principalement dus aux centrales à gaz à cycle combiné. Le graphique 8.17 illustre la comparaison des études sur ce point.

• **Importations d'électricité:**

Le volume des importations croît dans chaque scénario jusqu'en 2035 pour représenter dans les scénarios 1 et 2 environ un tiers des coûts de l'offre d'électricité, et près de 40% de ceux-ci dans le scénario 3. Dans le scénario 3, les coûts d'importation augmentent encore par l'achat de certificats verts à concurrence de plus de 400 millions de francs en 2035. Jusqu'en 2050, les scénarios diffèrent: Le scénario 1 prévoit le maintien de coûts d'importation élevés, alors que le scénario 2 prévoit leur réduction. Le scénario 3, quant à lui, prévoit un excédent exportateur en moyenne annuelle, dû notamment à une injection périodiquement très élevée provenant des énergies renouvelables.

**GRAPHIQUE 8.18: Part de fonds de promotion supplémentaires pour le développement des énergies renouvelables dans les coûts totaux de l'énergie**



■ Part des coûts de l'énergie non couverte par le prix du marché  
 ■ Part des coûts de l'énergie couverte par le prix du marché 2035  
 ■ Part des coûts de l'énergie couverte par le prix du marché 2050

Source: AES

A cela s'ajoutent les coûts de promotion pour le développement des énergies renouvelables. Comme le montre le graphique 8.18, le volume des fonds de promotion augmente fortement dans les scénarios, malgré la baisse de la demande et des coûts des énergies renouvelables (particulièrement de l'énergie solaire) par kilowattheure produit au cours de la période considérée. Dans le scénario 3, l'injection d'électricité assortie d'une garantie de consommation casse les prix du marché après 2035 et augmente donc l'ensemble du besoin de fonds de promotion.

Dans le scénario 3, près de 45% des coûts de la production d'électricité doivent être couverts par des fonds de promotion en 2050 car jusqu'à cette date, le volume d'énergies renouvelables supplémentaire produit est de deux fois et demie supérieur à celui du scénario 1. Cela signifie pour 2050 des fonds de promotion six fois plus importants que dans le scénario 1, à financer par les clients finaux. En cela, le scénario 3 entre dans une certaine mesure en contradiction avec l'ouverture du marché de l'énergie visée par l'UE: les quantités d'électricité encouragées ne sont plus négociables sur le marché libre, les effets de la concurrence se bornent alors à un petit segment du marché.

Ce calcul part de l'hypothèse d'un subventionnement efficace maximal des installations les plus rentables au sein d'une même technologie du domaine des énergies renouvelables. Les coûts seront plus élevés si les mécanismes de subventionnement sont conçus de manière moins efficace. En outre, comme nous l'avons dit, les scénarios prévoient une adaptation accrue des conditions légales; particulièrement visées dans le scénario 3: la loi sur l'aménagement du territoire et la loi sur la protection des eaux.

### 8.3.2.2 Influence des coûts de l'énergie sur le prix de détail

Un autre composant du prix de détail réside dans les coûts liés à l'infrastructure de transport et du réseau de distribution. L'augmentation des coûts de réseau annuels est similaire dans tous les scénarios jusqu'en 2035: environ 10% (correction faite de la variation des prix). Le principal moteur de cette augmentation dans chacun des scénarios est le besoin similaire de développement du réseau de transport. En raison de l'évolution différente de la demande jusqu'en 2035, cette tendance se répercute sur le prix de détail dans le scénario 1 par une baisse passagère des coûts de réseau d'environ 10 francs par MWh; dans le scénario 2 par une légère baisse de 3 francs par MWh et dans le scénario 3 par une légère hausse de 2 francs par MWh.

Après 2035, suite au développement massif des énergies renouvelables, le besoin d'investissement dans l'infrastructure du réseau de distribution est différent selon le scénario envisagé. L'évolution des coûts est donc différente selon le scénario: le scénario 1 prévoit une hausse des coûts de réseau annuels d'environ 15% par rapport à aujourd'hui, contre 25% dans le scénario 2 et environ 40% dans le scénario 3 (correction faite de la variation des prix). Une évolution des coûts analogue est approximativement valable également pour la part du réseau dans le prix au détail facturable à un ménage de référence.

### 8.3.2.3 Evolution du prix de détail

Le présent chapitre analyse l'évolution des coûts spécifiques dans les scénarios par kWh et par an. Le graphique 8.19 présente une augmentation considérable des coûts dans chaque scénario. Les coûts augmentent de 30% dans le scénario 1, de 45% dans le scénario 2 et de 70% dans le scénario 3 (correction faite de la variation des prix). Les effets spécifiques dans les domaines énergie, réseau et volume des fonds de promotion influencent la hausse des coûts. De plus, le scénario 3 prévoit des coûts supplémentaires sur les importations d'énergies renouvelables générés par la limitation des importations.

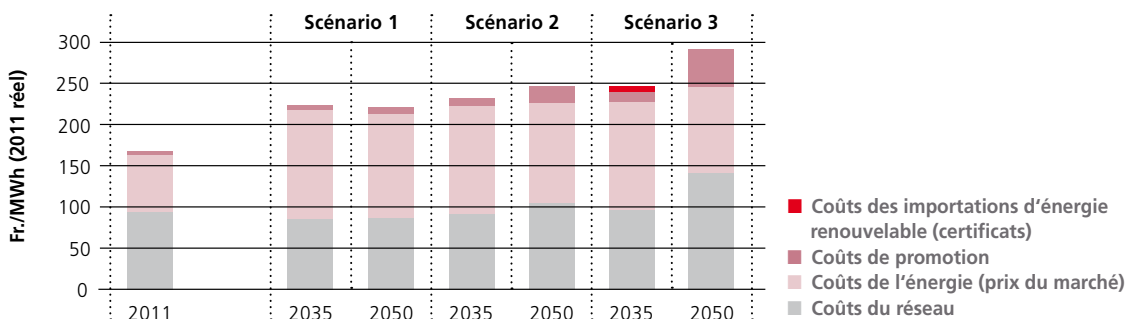
Du point de vue de l'évolution des coûts annuels pour le client final, les trois scénarios prévoient des coûts comparables de l'ordre de 17,6 à 17,8 milliards de francs malgré l'évolution différente de la demande. Ne sont pas pris en compte dans ces coûts les éventuelles taxes d'incitation et les coûts d'opportunité issus des efforts d'amélioration de l'efficacité énergétique, efforts différents selon le scénario envisagé.

En complément, les effets des coûts totaux dans les **calculs de sensibilité** présentés au chapitre 8.2.4 sont expliqués:

- Si, comme présenté au chapitre 8.2.4.1 à titre d'exemple pour le scénario 1, les importations sont limitées à 10% en tout et à 25% en hiver, les coûts annuels de la production d'énergie augmentent en 2050 d'environ 10%. Cette augmentation des coûts ne se fait presque pas ressentir sur les prix de détail puisqu'une partie des coûts supplémentaires est couverte par des bonus chaleur pour CCF et n'est donc pas transmise aux clients du secteur de l'électricité.
- En cas de changement de voie (passage du scénario 3 au scénario 2) décrit au chapitre 8.2.4.2, les coûts totaux annuels augmentent significativement en raison de la construction de nouvelles installations. Par rapport au scénario 3, ceux-ci augmentent jusqu'en 2050 d'environ 20% pour se chiffrer à 21,2 milliards de francs. Cependant, cette hausse ne se répercute presque pas sur le prix de détail en raison de la demande plus élevée.

En résumé, il s'avère que les défis sont déjà importants dans le scénario 1. Les investissements nécessaires pour la production et le réseau jusqu'en 2050 se chiffrent à 118 milliards de francs. Les prix de détail augmenteront d'environ un tiers. Cette hausse est due à la hausse des prix de gros générée par le développement nécessaire de la production d'électricité, les mesures de promotion du développement des énergies renouvelables et le besoin de renforcer le réseau.

GRAPHIQUE 8.19: Evolution des prix de détail annuels (hors taxes et redevances)



Source: AES

Dans le scénario 2, les défis sont plus importants que dans le scénario 1: les investissements nécessaires pour la production et le réseau jusqu'en 2050 se chiffrent à près de 135 milliards de francs. La hausse des prix de détail est donc plus forte que dans le scénario 1. Des mesures de promotion d'un nouveau développement des énergies renouvelables seront nécessaires, par exemple de l'ordre de 2 centimes par kWh en 2050. Le développement nécessaire des réseaux de distribution influence également le prix de détail.

Dans le scénario 3, il faudra investir environ 150 milliards de francs dans la production et le réseau à l'horizon 2050. La hausse des prix de détail est plus forte que dans le scénario 2. Dans ce cas, la hausse des coûts est due au développement des énergies renouvelables, qui exige de gros capitaux et des fonds de promotion. Des mesures de promotion de ce développement de l'ordre de 4,5 centimes par kWh seront nécessaires en 2050. De plus, le besoin de renforcement du réseau influence également le prix de détail.

### Coûts d'une panne générale («blackout»)

On entend par panne générale la défaillance inattendue de l'approvisionnement en électricité dans de grandes parties d'une région pendant un laps de temps allant de quelques heures à trois jours. La probabilité d'une panne générale sur l'ensemble du territoire suisse est très faible jusqu'à présent. Outre des événements météorologiques inattendus, une défaillance du matériel ou des erreurs humaines, les principales causes possibles d'une panne générale résident dans des déséquilibres soudains entre production et consommation, ou dans des installations de réseau entraînant de trop grandes fluctuations de tension et de fréquence. Les facteurs augmentant le risque de panne de courant sur de grandes surfaces du territoire sont les congestions de réseau dues à une production ou une capacité réseau insuffisante localement, des déficits structurels dus au manque d'investissements dans les infrastructures d'approvisionnement et une compensation insuffisante de la volatilité de certaines énergies renouvelables.

Différentes méthodes permettent d'estimer le coût d'une panne générale en Suisse à l'aide d'analyses déjà effectuées dans d'autres pays. Selon ces estimations, le coût d'une panne générale se monte de 2 à 4 milliards de francs par événement et par jour (Hubacher et Gamma 2011). A titre de comparaison, le produit intérieur brut de la Suisse est aujourd'hui d'environ 2,4 milliards de francs par jour ouvrable et les investissements annuels dans la maintenance du réseau global suisse d'environ 1,5 milliard de francs.

## 8.4 Conclusions

Concernant les observations du système et d'analyse des coûts, les résultats peuvent être résumés comme suit:

- Il ressort de tous les scénarios que la réalisation du «réseau stratégique» dans le réseau de transport revêt une importance extrême.
- Malgré la production d'électricité décentralisée croissante provenant d'énergies renouvelables, aucun scénario ne prévoit de développement massif des réseaux de distribution avant 2035, mais uniquement des mesures ponctuelles qui, dans certains cas, peuvent prendre une plus grande ampleur.
- A l'horizon 2050, entre 20'000 et 85'000 kilomètres de réseau de distribution devront être développés ou renforcés suite au raccordement et à l'injection d'énergies décentralisées.
- Avec son parc de centrales existant, et particulièrement ses centrales hydroélectriques à accumulation, la Suisse dispose d'une base solide pour maîtriser les exigences croissantes en matière de flexibilité.
- Un développement massif des énergies renouvelables va de pair avec des échanges intensifs d'électricité dans et avec l'Europe.
- Pour la production et le réseau, des investissements se chiffrant à 118 milliards de francs dans le scénario 1, environ 135 milliards de francs dans le scénario 2 et presque 150 milliards de francs dans le scénario 3 seront nécessaires jusqu'en 2050.
- Une augmentation de la consommation supérieure aux chiffres attendus entraîne avec elle une hausse des importations, la construction de nouvelles centrales à gaz à cycle combiné et des coûts supplémentaires annuels d'environ 1,5 milliard de francs.



# 9.

Les scénarios du présent rapport représentent des ensembles d'évolutions possibles et cohérents pour l'avenir. La voie royale vers l'avenir de l'approvisionnement en énergie n'existe pas. Dans un monde où les ressources se raréfient, tous les scénarios présentent des avantages et des inconvénients.



## Evaluation des scénarios

### 9.1 Critères d'évaluation

Les scénarios du présent rapport représentent des ensembles d'évolutions possibles et cohérents pour l'avenir. Il ne s'agit pas d'évaluer quel est le « meilleur » scénario pour l'avenir. Les aspects suivants sont donc évalués:

Côté offre:

- l'influence économique globale des différentes technologies utilisées;
- l'influence économique globale de l'importation ou de l'exportation de l'électricité, ainsi que de l'importation d'énergies primaires et de composants de centrale nécessaires à la production suisse;
- les conditions politiques et réglementaires nécessaires pour atteindre les objectifs fixés au niveau de l'offre.

Côté demande:

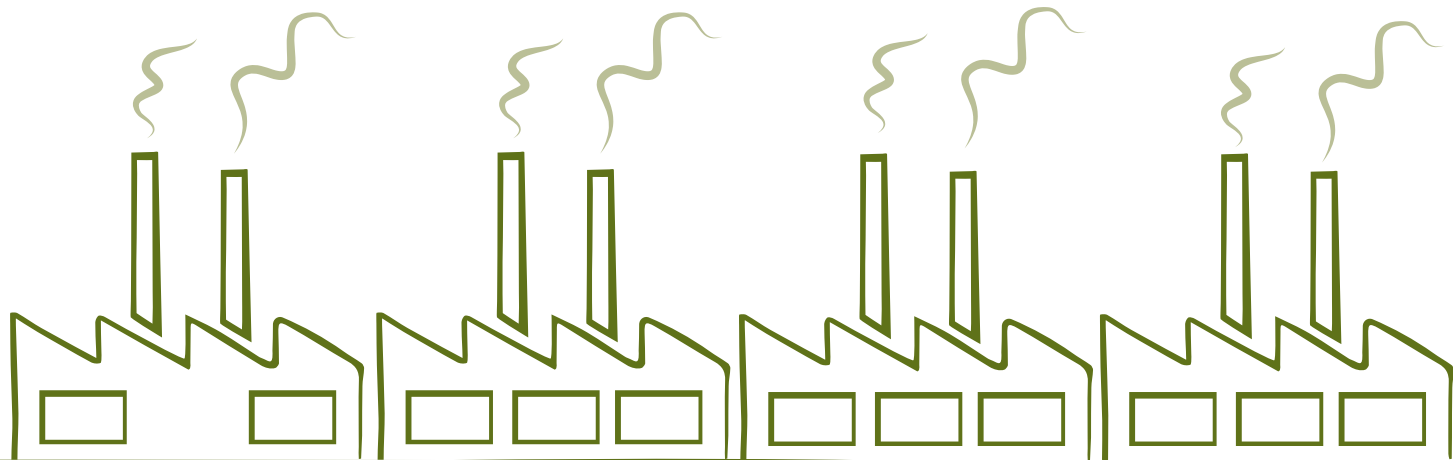
- l'influence économique globale de l'évolution de la demande et des coûts totaux (prix de l'énergie);
- les conditions politiques et réglementaires nécessaires pour atteindre les objectifs fixés au niveau de la demande.

Il s'ensuit les **critères d'évaluation des scénarios** suivants:

- 1. Coûts totaux et prix compétitifs:** effet des investissements dans l'infrastructure de production et des réseaux sur le prix au détail et répercussions sur la compétitivité de l'économie suisse.
- 2. Impacts environnementaux:** dégradation de l'écosystème par les émissions de gaz à effet de serre et de polluants, consommation de l'espace/intégration dans l'espace et effets des importations grises
- 3. Dépendance vis-à-vis de l'étranger:** disponibilité des capacités de production sur le territoire suisse et garantie de l'approvisionnement, disponibilité des ressources telles que les agents énergétiques primaires et les composants de centrales.
- 4. Degré et intensité des interventions réglementaires:** ensemble de mesures possibles pour atteindre les objectifs fixés tant du côté de l'offre que de la demande et leurs répercussions sur la liberté individuelle.

On peut ajouter ici que la sécurité d'approvisionnement, c'est-à-dire la disponibilité de l'électricité, représente une base importante de chaque scénario. Chaque scénario a étudié minutieusement la possibilité et le coût engendré par un équilibre et une disponibilité suffisante d'une production flexible, de l'énergie en ruban et de l'énergie intermittente, pour le système, dans le cadre des hypothèses posées.

Un autre critère majeur est l'effet des scénarios sur la plus-value et l'emploi (voir encadré). Ce critère n'a pas été évalué à fond en raison du manque d'analyses quantitatives complètes.



## Effets sur l'emploi et la plus-value des différents scénarios

En 2008, la plus-value de la branche électrique se chiffrait à plus de 8 milliards de francs, soit 1,5% du produit intérieur brut de la Suisse. La branche électrique compte environ 22'000 employés à temps plein en Suisse. En recourant à des prestations de tiers telles que la construction d'infrastructures et des travaux d'ingénierie, elle génère en outre une plus-value et de l'emploi dans d'autres secteurs de l'économie, majoritairement en Suisse (DETEC, Réseaux d'infrastructure 2010). La création directe et indirecte de valeur et les emplois générés par la branche électrique se chiffrent ainsi à 18 milliards de francs, dont environ 75'000 emplois à temps plein.

Pour chacun des trois scénarios, des investissements supplémentaires seront nécessaires dans le domaine de l'approvisionnement en électricité, ce qui a des effets positifs sur l'économie et le marché de l'emploi. Les investissements suisses dans le développement des installations de production et des réseaux d'électricité sont environ deux fois plus élevés dans le scénario 3 que dans le scénario 1.

Les impacts des mesures d'amélioration de l'**efficacité électrique** sur la plus-value et sur l'emploi sont variables. Des développements dans le domaine du smart home ou de l'optimisation des processus ont pour effet de créer des emplois dans les secteurs de l'industrie, de la planification et du conseil.

Les nouvelles constructions dans le domaine des **énergies renouvelables** stimulent l'industrie du bâtiment nationale à forte main-d'œuvre. En outre, les fournisseurs en profitent, en particulier les petites et moyennes entreprises. La construction de **réseaux électriques et d'installations CCF** a des effets similaires. Dans le cas des **centrales à gaz à cycle**

**combiné** et des importations, par contre, la valeur ajoutée brute est moins importante, parce qu'une part significative de la production se fait à l'étranger.

Pour **pouvoir évaluer d'un point de vue économique global** les différents scénarios, il convient cependant de tenir compte également des coûts d'opportunité des fonds de promotion et des impacts sur l'économie locale d'une augmentation des coûts de production de l'électricité. Le scénario 3, par exemple, prévoit que près de 50% des coûts de production de l'électricité seront couverts par des fonds de promotion. Par rapport au marché extérieur, une augmentation des prix de l'électricité supérieure à la moyenne réduit le pouvoir d'achat de la population et la compétitivité internationale. Il n'est pas possible de chiffrer sérieusement les impacts sur l'économie globale sur la base des études disponibles. Ceux-ci dépendent notamment d'hypothèses sur les coûts de mesures en matière d'efficacité, sur les prix du marché et sur le bilan du commerce extérieur (opportunités d'exportation).

Quant aux effets des énergies renouvelables sur l'emploi: une étude a montré qu'en Allemagne, les emplois créés dans le secteur des énergies renouvelables compensent les emplois supprimés dans le secteur des énergies conventionnelles et la diminution de l'activité économique (due à des prix de l'électricité plus élevés et au retrait de capital d'investissement pour d'autres secteurs) (RWI 2009). Selon une étude espagnole, environ 50'200 emplois ont été créés en Espagne par la promotion des énergies renouvelables, subventionnées en moyenne à hauteur de 500'000 euros. Cependant, pour un emploi créé dans le domaine des énergies renouvelables, 2,2 emplois ont été supprimés dans les autres secteurs (Calzada Alvarez 2009).

### 9.2 Prix de détail

Comme décrit au chapitre 8.3.2, les prix totaux pour la fourniture d'électricité au client final augmentent de 30% jusqu'en 2050 dans le scénario 1, de 45% dans le scénario 2 et de 75% dans le scénario 3 (correction faite de la variation des prix). Ces calculs comprennent les coûts de l'énergie et du réseau, ainsi que les fonds de promotion pour les énergies renouvelables.

Jusqu'en 2035, les scénarios 1 et 2 prévoient une hausse des prix d'un tiers, et le scénario 3 de près de 50%. Alors que les coûts stagnent ensuite dans le scénario 1, les deux autres scénarios prévoient une forte hausse des coûts et des prix due principalement au développement renforcé des énergies renouvelables.

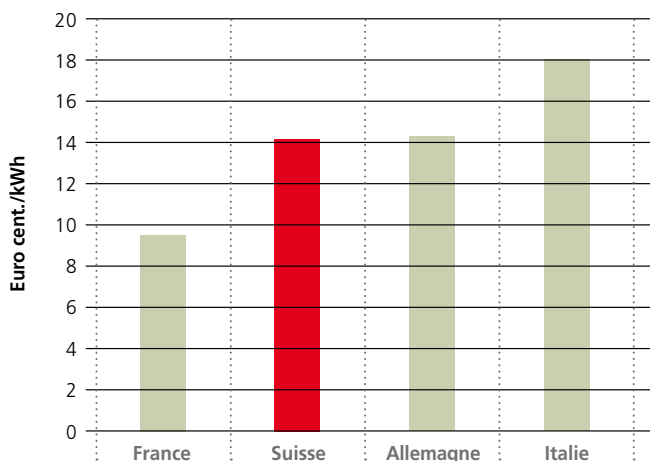
Ne serait-ce qu'une augmentation d'un centime par kWh coûte aux consommateurs d'électricité suisses environ 600 millions de francs. Les coûts de l'énergie sont un facteur d'implantation important, notamment pour l'industrie. Le graphique 9.1 montre qu'à l'heure actuelle, les prix de l'électricité restent compétitifs par rapport à ceux des pays voisins, du moins dans les domaines du commerce et de l'artisanat, du secteur tertiaire et des petites industries.

Les entreprises grandes consommatrices d'énergie pourraient délocaliser leurs exploitations à l'étranger si les prix de l'électricité suisses venaient à augmenter au-delà du niveau européen.

Au vu de l'évaluation des scénarios, on peut constater que les prix de l'électricité sont beaucoup plus élevés dans le scénario 3. Cela est dû aux coûts des énergies renouvelables plus élevés, eux-mêmes attribuables à la construction de nouvelles installations de production d'énergie et de réseaux. Sous cet angle, le scénario 1 est plus avantageux, alors que le scénario 2 se situe entre les deux.



**GRAPHIQUE 9.1: Prix de l'électricité pour les entreprises du commerce et de l'artisanat, du secteur tertiaire ainsi que pour les petites industries**  
Consommation entre 20 MWh et 500 MWh en Suisse et dans les pays limitrophes en 2011 hors T.V.A.



Source: Eurostat, Elcom

### 9.3 Impacts environnementaux

La production d'électricité engendre des impacts environnementaux différents qui dépendent directement de la composition du mix électrique. Le présent chapitre récapitule les scénarios en fonction de leurs impacts environnementaux directs. Ceux-ci se basent sur le développement des émissions de CO<sub>2</sub> (en général, les émissions de polluants évoluent parallèlement aux émissions de gaz à effet de serre), de la consommation d'espace et de l'intégration dans l'espace, ainsi que des importations grises, c'est-à-dire des impacts environnementaux à l'étranger. De plus, certains impacts se développent au cours de la totalité du cycle de vie d'une infrastructure, par exemple la production d'énergie primaire ou les impacts de la construction et du démontage d'une installation.

Les impacts des différentes technologies mentionnés au chapitre 6.5 entraînent notamment les impacts environnementaux suivants:

D'un point de vue international, le niveau actuel d'émissions de CO<sub>2</sub> de l'économie politique suisse est particulièrement faible, notamment grâce à la production d'électricité peu émettrice de CO<sub>2</sub> jusqu'à présent. La renonciation à l'énergie nucléaire suscite donc, particulièrement dans les scénarios 1 et 2, un conflit d'intérêts avec la politique climatique: si une politique d'efficacité électrique radicale n'est pas mise en place avec succès, et si la production provenant d'énergies renouvelables n'est pas massivement développée, il faudra construire de nouvelles centrales à gaz à cycle combiné en Suisse pour remplacer les centrales nucléaires existantes. Dans les scénarios 1 et 2, cela entraîne une charge en CO<sub>2</sub> de l'électricité suisse pouvant atteindre 7,8 millions de tonnes de CO<sub>2</sub> par an. Cette augmentation chutera à l'horizon 2050 en raison de la baisse de la part du gaz dans la production d'électricité.

**TABLEAU 9.1: Aperçu des impacts environnementaux directs du parc de production**

	Scénario 1		Scénario 2		Scénario 3	
	2035	2050	2035	2050	2035	2050
<b>Emissions de CO<sub>2</sub></b> (mio. de t de CO <sub>2</sub> /an)	7,8 mio. de t	6,1 mio. de t	5,3 mio. de t	3,5 mio. de t	1,7 mio. de t	1,4 mio. de t
<b>Consommation de l'espace par la construction d'une centrale hydroélectrique à accumulation</b> (comparaison avec la centrale de Göschenen, 160 MW)	1,0 fois... ...la centrale de Göschenen	1,6 fois... ...la centrale de Göschenen	1,5 fois... ...la centrale de Göschenen	2,4 fois... ...la centrale de Göschenen	2,0 fois... ...la centrale de Göschenen	3,1 fois... ...la centrale de Göschenen
<b>Consommation d'espace par l'énergie éolienne</b> (nombre de turbines de 2 MW)	230 ...turbines	620 ...turbines	340 ...turbines	930 ...turbines	460 ...turbines	1250 ...turbines
<b>Consommation d'énergie photovoltaïque mesurée en surface de toit</b> (comparaison avec le Stade de Suisse 1,3 MW / 12'000 m <sup>2</sup> )	680 fois... ...Stade de Suisse	2'860 fois... ...Stade de Suisse	1'170 fois... ...Stade de Suisse	6'870 fois... ...Stade de Suisse	1'610 fois... ...Stade de Suisse	11'520 fois... ...Stade de Suisse

Source: AES

Aujourd'hui, on attribue à la production d'électricité suisse environ 1,8 million de tonnes de CO<sub>2</sub> par an.<sup>51</sup> Le scénario 1 prévoit une augmentation maximale des émissions totales de la Suisse de 14%<sup>52</sup> (le volume actuel des émissions de CO<sub>2</sub> se monte à environ 44 millions de tonnes<sup>53</sup>). Parallèlement, une production d'électricité plus axée sur les centrales thermiques entraîne également plus d'émissions de polluants tels que les particules fines, le dioxyde de soufre ou l'oxyde d'azote, dangereux pour la santé et pour l'écosystème.

Pour donner une chance aux objectifs de politique climatique, une compensation totale des émissions de CO<sub>2</sub> générées par la production d'électricité est nécessaire. Cela dépasse de loin l'économie électrique: d'ici à 2020, la loi sur le CO<sub>2</sub> prévoit une réduction de 20% des émissions de gaz à effet de serre indigènes pour la faire passer sous le niveau de 1990. Selon l'état actuel des connaissances en matière de climat, toutes les émissions de gaz à effet de serre du monde devront diminuer d'environ 90% par rapport à 2005 d'ici à la moitié du XXI<sup>e</sup> siècle afin de ne pas dépasser le réchauffement planétaire de 2 degrés. Les chefs d'Etat et de gouvernement de l'Union européenne se sont donc déclarés en principe en faveur d'une réduction de 80 à 95% des émissions par les pays industrialisés jusqu'en 2050, par rapport à 1990. La Commission européenne a présenté une feuille de route à cet effet en 2011 (eur-lex.europa.eu, COM(2011) 885 2011). Pour atteindre ces objectifs, il faut une décarbonisation poussée de tous les secteurs (économie, bâtiment et transports).

Un autre aspect important des impacts environnementaux directs est la dégradation du paysage et des sites construits, et la consommation de l'espace. Les centrales à gaz à cycle combiné sont de grandes installations qui nécessitent une certaine surface, et sont reconnaissables comme installations industrielles. Cependant, ces installations se trouvent généralement dans des zones déjà exploitées. Les centrales éoliennes, par contre, représentent une atteinte au paysage jusque-là intact, puisqu'elles sont généralement facilement identifiables dans les régions très venteuses comme le Jura ou les Alpes. Dans le scénario 1, la production éolienne prévue requiert environ 600 turbines d'une puissance moyenne de 2 MW, alors que celle du scénario 3 en requiert plus de 1'200.<sup>54</sup>

En ce qui concerne la production d'électricité à partir de l'énergie solaire, la Suisse est parvenue au consensus selon lequel les panneaux seront principalement intégrés à des bâtiments et de façon harmonieuse, et non pas installés en rase campagne. La construction massive de nouvelles installations solaires prévue par le scénario 3 part de l'hypothèse d'une utilisation de 80% des toitures et façades adaptées à la production d'énergie solaire, ou de 45% de la surface au sol bâtie totale. Cette occupation massive des toitures adéquates pour la production d'électricité entraîne une certaine concurrence avec la production d'énergie solaire thermique. Cela témoigne une fois de plus des conflits d'intérêts liés à la garantie d'un approvisionnement suffisant en énergie.

GRAPHIQUE 9.2: Evaluation des scénarios quant au critère des impacts environnementaux

Critère	Scénario 1	Scénario 2	Scénario 3
Impacts environnementaux			
Emissions de gaz à effet de serre (g CO <sub>2</sub> -eq/kWh) Emissions de polluants (NOx)			
Consommation d'espace/ intégration dans l'espace			
Importations grises			

■ Très bon  
■ Bon  
■ Moyen  
■ Mauvais  
■ Très mauvais

Source: AES

<sup>51</sup> Etude sur la totalité du cycle de vie des centrales en Suisse. Les émissions actuelles sont principalement émises lors de la création et de l'exploitation, ainsi que par les centrales CCF et les centrales à gaz à cycle combiné industrielles.

<sup>52</sup> Augmentation jusqu'en 2035 par rapport à aujourd'hui: 13,6%; jusqu'en 2050 par rapport à 10% aujourd'hui.

<sup>53</sup> Les émissions totales de gaz à effet de serre de la Suisse qui comprennent, outre le dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>), le méthane (CH<sub>4</sub>), le protoxyde d'azote (N<sub>2</sub>O) et des gaz synthétiques (c'est-à-dire des hydrocarbures fluorés HFC et PFC, et l'hexafluorure de soufre SF<sub>6</sub>), s'élevaient en 2009 à près de 52 millions de tonnes. Les émissions suisses étaient donc de 1,8% inférieures au niveau de 1990. En Suisse, une grande partie de la réduction des émissions de 8%, exigée par le protocole de Kyoto pour revenir sous le niveau de 1990, se fera par l'achat de certificats d'émissions à l'étranger.

<sup>54</sup> A l'heure actuelle, 17 centrales de ce type sont en exploitation en Suisse, dont 8 sur le Mont-Crosin et 3 au Peuchapatte.

Le dernier des trois critères, appelé «importations grises», comprend les impacts environnementaux à l'étranger. Ces importations sont déterminées par la quantité d'électricité nette importée et par son origine. Les scénarios 1 et 2 supposent des importations sensiblement identiques provenant des pays européens, correspondant au mix de l'UCTE, et donc au mix électrique de l'Union européenne. Ainsi, les importations nettes contribuent aux émissions de polluants et de CO<sub>2</sub> de la production thermique à l'étranger. Le scénario 3 prévoit uniquement des importations d'énergies renouvelables homologuées sur la base d'un système de certification et intégrées dans les coûts totaux. L'évaluation des scénarios 1 et 2 est donc moins bonne que celle du scénario 3 en termes d'importations grises.

En tout, les trois scénarios ont été évalués comme présenté dans le graphique 9.2.

#### 9.4 Dépendance vis-à-vis de l'étranger

Le critère de dépendance vis-à-vis de l'étranger comprend d'une part la disponibilité des capacités de production en Suisse pour garantir l'approvisionnement, et la disponibilité de ressources telles que les agents énergétiques primaires et les composants d'installations d'autre part.

- **Production suisse suffisante:** une garantie permanente de l'approvisionnement en électricité dépend principalement de la disponibilité des capacités des centrales suisses. Les installations situées en Suisse qui présentent la flexibilité et la prévisibilité nécessaires sont les plus adéquates. Il s'agit notamment des centrales nucléaires, des centrales hydroélectriques et des centrales à gaz à cycle combiné ainsi que des installations de biomasse et de géothermie existantes.

Parallèlement, la connexion internationale des réseaux nationaux joue un rôle important dans l'équilibre à court

terme et saisonnier, ainsi que pour les importations et les exportations. A condition de jouir des conditions-cadre politiques correspondantes entre l'Union européenne et la Suisse, la mise en réseau permet en cas de congestion de réseau une solidarité internationale pour maintenir l'approvisionnement. Dans le contexte d'une injection plus importante de la production stochastique d'électricité, cette condition gagne en importance. Le remplacement des capacités de production suisses par des importations d'électricité diminue la disponibilité de la puissance sur le territoire national.

D'où l'évaluation suivante des scénarios: étant donné que dans un premier temps, les importations augmentent dans tous les scénarios jusqu'en 2035, aucun des scénarios n'a obtenu une note honorable. Le scénario 3 prévoit une baisse des importations après 2040, voire un excédent exportateur possible au terme de la période d'observation: les installations d'énergies renouvelables ainsi construites (avec des fonds de promotion) produisent en Suisse et sont en mesure de fournir temporairement des surplus sur le marché européen. Ce scénario obtient donc la meilleure note.

- **Dépendance des importations d'énergie primaire (gaz) ou de composants d'installation:** les technologies qui dépendent de l'importation de grandes quantités d'énergie primaire sont fortement dépendantes de l'étranger. Cela concerne notamment les scénarios prévoyant la construction de grandes capacités par des centrales à gaz à cycle combiné. Les scénarios 1 et 2 obtiennent donc ici une moins bonne note que le scénario 3. Celui-ci n'obtient cependant pas une note généralement bonne dans ce chapitre, car bien qu'il ne prévoit pas d'importations d'énergie primaire, les composants d'installations se raréfient de plus en plus sur la période observée.

Il en résulte l'évaluation générale suivante du critère de dépendance vis-à-vis de l'étranger:

GRAPHIQUE 9.3: Evaluation des scénarios quant au critère de dépendance vis-à-vis de l'étranger

Critère	Scénario 1 «Politique énergétique renforcée»	Scénario 2 «Politique énergétique durcie»	Scénario 3 «100% renouvelable»
Dépendance vis-à-vis de l'étranger	Moyen	Moyen	Bon
Production suisse suffisante/faible importation d'électricité	Moyen	Moyen	Très bon
Dépendance des importations d'énergie primaire (gaz) ou de composants d'installation	Mauvais	Mauvais	Bon

Source: AES

## 9.5 Degré et intensité des interventions réglementaires

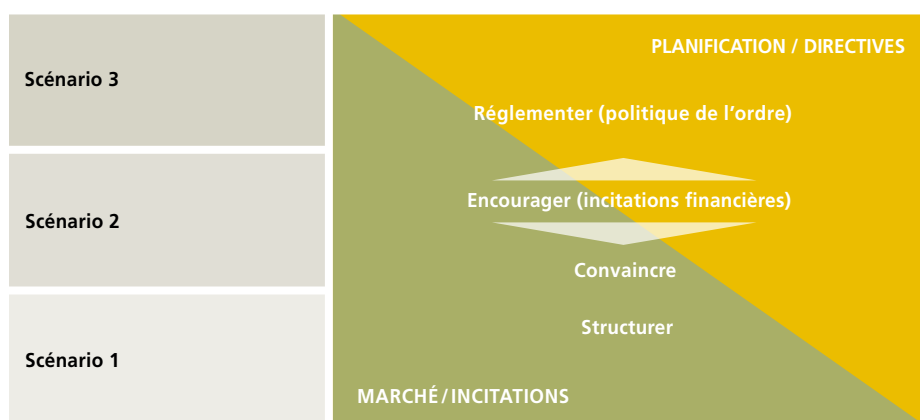
Pour permettre la construction de centrales dans le secteur des énergies renouvelables et conventionnelles, et pour atteindre les objectifs fixés en termes d'efficacité énergétique dans les différents scénarios, certaines mesures, plus ou moins draconiennes, doivent être prises. Plus les objectifs sont ambitieux, plus le degré et l'intensité des interventions réglementaires seront élevés et plus les mesures à prendre seront exigeantes, comme l'illustre le graphique 9.4.

A titre indicatif, les chapitres 5.4.2 et 6.6.2 décrivent des mesures allant de pair avec la mise en œuvre des trois scénarios. Le degré et l'intensité des interventions réglementaires sont les moins importants dans le **scénario 1**. Celles-ci devraient comprendre en particulier des mesures visant à convaincre (information, conseil et formation), structurer (intégration volontaire de groupes cibles, réseaux, accords volontaires) mais aussi à déjà promouvoir (incitations financières). Afin d'améliorer le potentiel des technologies de production, certaines conditions-cadre juridiques doivent être assouplies, les bases de la planification doivent être améliorées et les procédures simplifiées. Du côté de la demande, les mesures sont axées sur la définition des prescriptions en matière de consommation, sur la fixation d'objectifs et sur l'exemple à donner par le secteur public.

Pour atteindre les objectifs du **scénario 2**, il faudra réduire considérablement la hauteur des obstacles au développement des énergies renouvelables. Il est par exemple nécessaire de subventionner le développement du photovoltaïque par de gros moyens financiers en raison de son manque de rentabilité. Dans le domaine des énergies éolienne et hydraulique, l'acceptation et les procédures d'autorisation jouent un rôle essentiel. D'autres interventions, telles que des modifications significatives du processus des plans directeurs, sont également nécessaires. Du côté de la demande, le scénario 2 est plus axé sur les instruments de pilotage et des directives supplémentaires.

Pour atteindre les objectifs du **scénario 3**, des modifications profondes de la législation seront nécessaires. Fait notamment partie des mesures visées le renforcement de la pondération du développement des énergies renouvelables par rapport aux autres intérêts publics. Dans le domaine des énergies renouvelables également, les obstacles posés à la réalisation sont élevés, assortis de procédures longues et compliquées, qu'il est impératif de simplifier drastiquement. Pour ce faire, un changement de paradigmes visant une meilleure acceptation des installations de production et des réseaux est particulièrement nécessaire. Dans certains secteurs, il sera nécessaire de réévaluer le conflit entre protection et exploitation, sous peine de mettre la sécurité des investissements et donc de l'approvisionnement en danger. Des consignes directrices ou des taxes d'incitation représentent donc des instruments importants, tant pour les projets d'infrastructures que pour la mise en œuvre d'exigences accrues dans le domaine de l'utilisation efficace de l'énergie et de l'électricité. Du côté de la demande, des interventions dans la souveraineté des consommateurs en termes d'obligations et d'interdictions sont indispensables. Du point de vue du principe de base de l'économie de marché, ce type d'évolution est considéré comme peu souhaitable.

GRAPHIQUE 9.4: Niveau d'intervention dans les scénarios



Source: AES

## 9.6 Résultats de l'évaluation

A partir de ces enseignements, on obtient l'évaluation suivante:

GRAPHIQUE 9.5: Evaluation globale des scénarios

Critère	Scénario 1	Scénario 2	Scénario 3
1. Prix de détail compétitif			
2. Impacts environnementaux			
3. Dépendance vis-à-vis de l'étranger			
4. Degré et intensité des interventions réglementaires			

■ Très bon  
■ Bon  
■ Moyen  
■ Mauvais  
■ Très mauvais

Source: AES

Bien évidemment, la voie royale vers l'avenir de l'approvisionnement en énergie n'existe pas. Dans un monde où les ressources se raréfient, tous les scénarios présentent des avantages et des inconvénients. Une appréciation globale n'est donc ni possible, ni conforme au système.

La présente étude met plutôt au jour les conflits d'intérêts qu'il faudra résoudre dans le cadre de la restructuration de l'approvisionnement en électricité. Dans ce contexte, il faut donc prendre des décisions fondamentales et s'engager à les respecter et à les mettre en œuvre intégralement. Pour ce faire, il faudra engager une discussion tant politique que sociale.

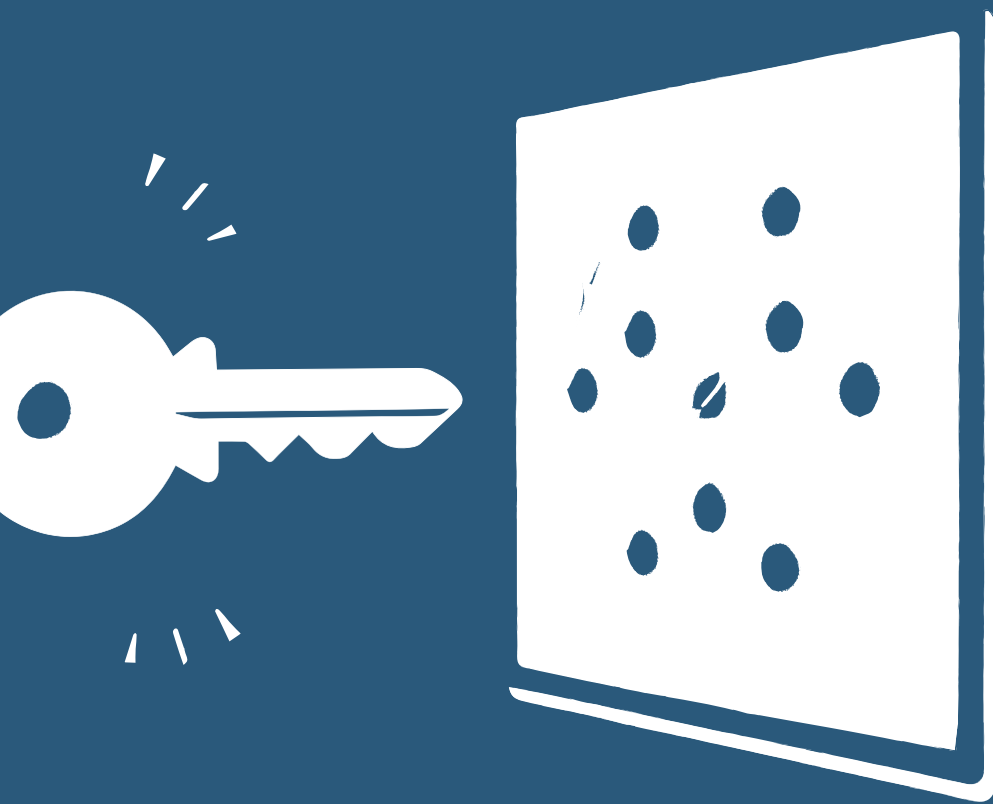
## 9.7 Faisabilité politique des scénarios

Comme le montre le chapitre précédent, des mesures plus radicales sont nécessaires pour le scénario 3 que pour le scénario 2 qui, quant à lui, requiert des mesures plus fortes que le scénario 1. Le critère décisif sera en fin de compte la faisabilité politique, elle-même fortement influencée par la question de savoir, parmi les instruments et mesures décrits (voir chapitres 5.4.2 et 6.6.2), lesquels pourront être mis en œuvre dans les processus démocratiques de formation de la volonté politique. Finalement, réaliser ou non ces scénarios dépendra donc des valeurs prônées par la population. Dès lors, il reviendra à la politique de poser les jalons de l'approvisionnement en énergie futur et de mettre en place les conditions-cadre stables sur le long terme. A partir de là, le secteur peut investir.



# 10.

Onze points essentiels de l'étude montrent clairement les défis à long terme face auxquels la politique et la société devront prendre des décisions.



## Points essentiels de l'étude

### 10.1 Augmentation de la consommation électrique sans contre-mesures fortes

---

L'électricité est un composant indispensable de notre société, dans presque tous les domaines de la vie et de l'économie. Une panne générale d'une journée sur l'ensemble du territoire suisse coûterait à l'économie les revenus d'un à deux jours ouvrables (2 à 4 milliards de francs), soit plus que le montant des investissements annuels dans la maintenance de l'ensemble du réseau.

L'utilisation d'électricité produite avec une faible émission de CO<sub>2</sub> au lieu d'agents énergétiques fossiles permet de limiter les émissions de CO<sub>2</sub>. Cela augmente l'importance de l'électricité. Des pronostics pertinents prévoient donc la hausse de la part de l'électricité dans la consommation énergétique. L'électricité est l'énergie clé de l'avenir.<sup>55</sup>

### 10.2 L'électricité: la base de technologies et d'innovations intelligentes

---

L'électricité permet d'atteindre une efficacité énergétique globale plus élevée et constitue l'énergie clé de l'efficacité énergétique. Un réseau, des technologies et des compteurs intelligents,<sup>56</sup> telles sont les conditions qui permettront aux clients et aux EAE de gérer activement les charges, et aux gestionnaires de réseau d'intégrer l'injection stochastique de façon plus efficace.<sup>57</sup> Cela permet de réduire les investissements dans le réseau et pose la base technologique d'un modèle de prix dynamique. Cela crée la latitude nécessaire à la création de nouveaux services et modèles commerciaux. Les EAE mènent à cette fin divers projets pilotes. Le développement et les essais de technologies intelligentes et des TIC (technologies de l'information et de la communication) sur les applications électriques, au niveau de la production et du réseau, représentent donc la clé d'un approvisionnement en énergie efficace assorti d'un impact environnemental aussi faible que possible. Les EAE développent et mettent sur le marché de nouvelles technologies dans d'autres secteurs également, tels que l'électromobilité, l'électrochimie, l'électronique haute performance, le contrôle automatique et la technique réseau. Même les technologies déjà établies à l'heure actuelle, telles que l'énergie hydraulique, sont optimisées en permanence par des mesures innovatrices visant l'augmentation de leur efficacité. Pour renforcer la recherche appliquée dans le secteur de la technique énergétique, permettre de nouveaux développements et garantir la formation de personnel qualifié, l'économie suisse de l'électricité apporte activement son soutien aux institutions de recherche et à de nombreux projets de recherche concrets. Cet engagement permet aux entreprises électriques de lancer de nombreux produits innovateurs. La charge financière totale investie par les entreprises distributrices d'électricité dans la recherche et l'innovation est évaluée à environ 60 millions de francs par an.

### 10.3 Contribution à la sécurité d'approvisionnement: exploitation sûre des centrales nucléaires existantes

---

L'apport des énergies renouvelables à l'approvisionnement en électricité sera considérable à l'avenir. Des importations et des centrales à gaz seront cependant nécessaires, en plus des centrales nucléaires existantes. Si les centrales nucléaires existantes venaient à être retirées prématurément du réseau, les importations devraient passer pour de nombreuses années à une moyenne annuelle de 45 à 50%. En hiver, la part des importations serait souvent supérieure à 70%. Une autre alternative consisterait à construire des centrales à gaz à cycle combiné, si tant est que l'approvisionnement en gaz soit garanti pour ces nouvelles installations et que des sites appropriés soient disponibles dans l'envergure et à la vitesse nécessaires.

C'est pourquoi les centrales nucléaires doivent être exploitées tant qu'elles sont sûres au niveau de l'approvisionnement, de l'écologie et de l'économie.

### 10.4 Intégration au marché européen: la base d'un approvisionnement en électricité fiable

---

Energie de l'avenir, l'électricité a besoin d'entreprises capables de saisir leur chance sur le marché international de l'énergie. Pour ce faire, la Suisse doit s'intégrer autant que faire se peut sur le marché européen de l'électricité, de façon à garantir l'avenir de l'approvisionnement en électricité. Pour la Suisse, il est utile de participer à la conception de la stratégie énergétique 2050 de l'UE,<sup>58</sup> visant une décarbonisation du système énergétique. Enfin, il s'agit également de faire des économies d'échelle: une approche européenne permet de diminuer les coûts et de mieux garantir l'approvisionnement par rapport à des systèmes nationaux parallèles. Cela permet alors de limiter la hausse des prix. La diminution de la dépendance nationale en matières premières n'est possible que si la Suisse participe à la conception de la politique de garantie de l'approvisionnement d'énergie de l'UE, notamment dans le cas de sa relation avec les pays fournisseurs de gaz et d'uranium.

L'intégration au marché européen de l'énergie favorise la concurrence et offre des chances et des synergies pour la Suisse également, que ce soit dans les domaines du négoce de l'électricité, de l'approvisionnement en énergie ou de sa commercialisation. De plus, elle favorise le développement des énergies renouvelables. Plus la Suisse souhaite recourir aux énergies renouvelables, plus il importe qu'elle s'intègre au marché de l'UE (p. ex. en termes de technologies d'accumulation et d'importations).

Cela vaut également pour la technique de réseau: la Suisse doit conserver sa connexion optimale au réseau de transport européen, particulièrement dans les scénarios prévoyant une forte part d'énergies renouvelables. C'est la seule façon pour elle de pouvoir jouer son atout: les centrales à accumulation.

---

<sup>55</sup> Voir chapitre 5.1, <sup>56</sup> Voir chapitre 8.1.2.5

<sup>57</sup> Il convient cependant d'ajouter que la seule flexibilisation de la demande ne permettra pas de réduire la production.

<sup>58</sup> Voir chapitre 3.2.1

## 10.5 Evolution de la demande: à objectifs d'épargne rigoureux, interventions importantes et marché moins libéralisé

---

Dans chacun des scénarios, le maintien d'une réglementation équilibrée, permettant au marché de rester un instrument efficace de l'économie énergétique, représente un défi considérable.

Pour ce faire, différents instruments peuvent être utilisés: convaincre, par l'information, le conseil et la formation; structurer, par l'intégration volontaire des groupes cibles et la mise en place de réseaux et d'accords volontaires; et enfin promouvoir, par des incitations financières (impôts, RPC) s'avérant intéressantes dans le calcul économique des groupes cibles. Ces instruments relèvent de l'économie de marché et du libre-échange, ce qui les rend plus durables. Dans le scénario 1, ils devraient représenter le point fort de la politique de l'Etat dans les domaines de l'énergie et de l'environnement. Dans le scénario 2, on prévoit une tendance vers plus d'interventions réglementaires de l'Etat dans le cadre d'objectifs plus ambitieux de réduction de la demande.

Pour atteindre une augmentation de la demande à 60,5 TWh en 2050 visée par le scénario 3, au lieu des 81 TWh supposés au scénario 1, la consommation électrique doit baisser de plus de 25%. Par rapport à d'autres pronostics de demande (p. ex. le scénario OFEN «Poursuite de la politique actuelle» qui prévoit 84 TWh et une réduction de 28%), il faudrait même arriver à une baisse encore plus importante de la consommation dans le scénario 3. Pour parvenir à ce type d'évolution, un changement radical des valeurs est nécessaire dans la population. De plus, dans de nombreux cas, une régulation sera plus nécessaire que la liberté du marché (sous la forme de taxes d'incitation élevées, de prescription en matière de consommation et d'interdictions).

## 10.6 Développement de l'offre: le développement des énergies renouvelables s'éloigne du marché

---

Un développement important des énergies renouvelables s'éloigne également du marché. Le scénario 3 prévoit pour 2050 la couverture de près de 45% des coûts de la production d'électricité par des fonds de promotion (correction faite de la variation des prix). Cela signifie pour 2050 des fonds de promotion six fois plus importants que dans le scénario 1, à financer par les clients finaux.

Les effets de l'injection prioritaire et subventionnée sur le marché se font d'ores et déjà ressentir dans certains pays, dont l'Allemagne notamment. Les coûts attendus pour 2013 en Allemagne, issus de la loi allemande sur les énergies renouvelables, seront en effet à peu de choses près identiques au prix du commerce de l'électricité. Sur certains marchés, le prix ne pourra plus servir d'indicateur de pénurie et ne permettra plus d'influencer les actions des acteurs du marché. Ce type d'effets se fera ressentir sensiblement dans les scénarios 2 et 3 sur le marché suisse également.<sup>59</sup>

## 10.7 Impacts environnementaux: protection du paysage et des sites construits en conflit avec la réduction des émissions de CO<sub>2</sub>

---

Le chapitre 9.3 présente les évolutions des émissions de CO<sub>2</sub> et les répercussions sur d'autres facteurs environnementaux. Si l'on compare les différentes évolutions à la situation actuelle, on constate les effets suivants:

- Emissions de CO<sub>2</sub>: le scénario 1 génère une hausse des émissions annuelles de la Suisse de l'ordre de 15% par rapport à aujourd'hui.
- Consommation de l'espace: le développement de l'énergie hydraulique se fait dans tous les scénarios essentiellement par une augmentation des performances. Cependant, cela demande l'exploitation de deux à trois lacs de retenue supplémentaires pour les centrales de pompage-turbinage en construction. Dans le cas de l'énergie éolienne, par contre, un développement massif est nécessaire. Le scénario 3 prévoit un besoin en grandes turbines éoliennes de 75 fois supérieur au besoin actuel en 2050, contre 36 fois supérieur dans le scénario 1.
- Consommation de surface de toit: pour atteindre les objectifs du scénario 3, une occupation de la surface de toit 160 fois supérieure à l'occupation actuelle sera nécessaire. Cela signifie que près de 80% des toitures et façades adaptées à la production d'énergie solaire doivent être exploitées. Cela influence notamment une utilisation pour la production très utile d'énergie thermosolaire.

Il en résulte à l'évidence que les évolutions à venir de l'approvisionnement en électricité de la Suisse s'accompagneront obligatoirement d'une altération accrue de l'environnement. Les effets dont il faudra s'accommoder doivent être évalués dans un processus politique. Les résultats de ce processus définissent des conditions-cadre importantes pour la conception du système énergétique futur.

## 10.8 Investissements importants: les grands défis de la branche électrique

---

De manière générale, les trois scénarios prévoient un besoin d'environ 70 milliards de francs jusqu'en 2035, dont 50% pour le maintien du réseau, et plus de 20% pour les constructions nouvelles de production. Le gros des constructions nouvelles se fait seulement après 2035 et évolue différemment selon le scénario. En effet, les énergies renouvelables ne seront particulièrement productives pour l'approvisionnement en électricité qu'à partir de cette date. Dans l'ensemble, le scénario 1 prévoit d'ici à 2050 118 milliards de francs d'investissements, le scénario 2 près de 135 milliards, et le scénario 3 près de 150 milliards.

Il convient de noter que les investissements nécessaires n'auront pas lieu tant que les conditions-cadre resteront peu intéressantes et incertaines. Donc, si les prix ne reflètent pas le manque d'électricité en raison du niveau élevé de subventionnement de l'injection, et si l'avenir est incertain en termes de régime CO<sub>2</sub>

---

<sup>59</sup> Voir chapitre 8.3.2



choisi, les investissements n'ont pas lieu car le risque est trop élevé. De plus, un risque élevé augmente les coûts de capital, d'où l'importance de conditions-cadre claires et stables sur le long terme pour ces investissements importants.

### **10.9 Forte augmentation des coûts de l'approvisionnement en électricité**

Les calculs actuels montrent que les coûts de l'approvisionnement en électricité augmenteront considérablement. D'une part, cela est dû aux investissements croissants dans des centrales visant à remplacer les contrats de prélèvement arrivant à échéance et les centrales nucléaires, ainsi que dans les énergies renouvelables. D'autre part, les coûts de réseau augmentent également avec le développement nécessaire du réseau de distribution. Comme expliqué au chapitre 8.1.2, un dépassement de certaines valeurs-seuil entraînerait en outre des mesures supplémentaires en termes d'investissement. Celles-ci seraient principalement nécessaires après 2035 et se répercuteraient beaucoup plus dans le scénario 3 que dans les scénarios 1 et 2. De plus, tous les scénarios prévoient dans une même mesure le besoin de développer significativement le réseau de transport selon le «réseau stratégique 2020» de Swissgrid. Il en résulte une augmentation des prix de détail jusqu'en 2050 de près d'un tiers dans le scénario 1, d'environ 45% dans le scénario 2 et de près de 75% dans le scénario 3 (correction faite de la variation des prix).

### **10.10 Une augmentation de la consommation plus importante que prévu entraîne une augmentation des coûts**

Si la Suisse se fixe pour objectif le scénario 3, mais que la demande ne diminue pas comme prévu, il faudra changer de scénario, ce qui entraînerait des investissements supplémentaires nécessaires dans le cadre de la production d'énergie et des importations supplémentaires. Voir explications au chapitre 8.2.4.2. Les coûts annuels de l'énergie des nouvelles constructions augmenteraient encore de 20% par rapport au scénario 3 jusqu'en 2050. En conséquence, la part d'énergies renouvelables visée en Suisse ne serait pas atteinte, ce qui augmenterait les émissions de CO<sub>2</sub> de la production d'électricité.

### **10.11 Condition préalable à la construction de nouvelles infrastructures: acceptation**

De nombreux projets d'installations de production d'électricité et de réseaux électriques ont été confrontés à une forte résistance au cours des dernières années. Pour en donner ici quelques exemples, on citera notamment l'opposition aux projets de construction du réseau, en suspens depuis déjà 20 ans pour cette raison, l'opposition aux projets du domaine de l'énergie éolienne dans le Jura, les protestations pour la protection du patrimoine dans le cas des installations solaires, ainsi que l'opposition aux nouvelles centrales à gaz à cycle combiné ou CCF. De plus, les obstacles à la réalisation sont d'autant plus élevés que les procédures sont compliquées.

Les énergies renouvelables sont généralement perçues par la population de façon positive. Cependant, toute nouvelle construction se voit confrontée à une opposition multiple (principe du «pas à côté de chez moi») (Walter, Krauter et Schwenzer 2011). Les investisseurs cherchent à améliorer l'acceptation par la population en l'informant à temps des processus de décision et des avantages liés aux projets, mais également par la participation des intéressés et par une direction de projet digne de confiance, ancrée au niveau local, telle qu'une EAE locale (Wiederkehr 2012).

On peut supposer que les raisons de l'opposition rencontrée ne diffèrent pas considérablement entre les scénarios. Vu la densité plus élevée de nouvelles installations de production et le besoin accru de développement du réseau, il faut cependant s'attendre à un renforcement du problème d'acceptation au niveau du scénario 3.

A cela s'ajoutent également des obstacles d'ordre politique, d'une part en termes d'intervention sur la demande et, d'autre part, en termes de conditions réglementaires nécessaires à la construction prévue de nouvelles installations de production et au développement du réseau. Dans ce domaine, les approches résident dans la simplification et l'accélération nécessaires des procédures d'autorisation et de recours, ainsi que dans les conditions-cadre juridiques.<sup>60</sup>

- définition des objectifs de protection (protection du paysage, des eaux, du patrimoine, etc.);
- limitation des droits d'opposition;
- rationalisation de la durée et du déroulement des processus;
- définition des conditions-cadre de la planification (plans sectoriels de la Confédération, plans directeurs des cantons);
- augmentation des ressources pour le traitement des propositions de projet et des actions en justice.

Afin d'influencer positivement l'acceptation, il est indispensable d'informer et d'intégrer les intéressés. Cela permet une évaluation fondée des coûts/avantages et crée la confiance.

Les investissements dans le réseau et la production ne sont pas les seuls à nécessiter une acceptation élargie de l'ensemble des groupes d'intérêts. Les mesures visant l'efficacité énergétique et l'économie d'énergie requièrent, elles aussi, une meilleure acceptation. Les investissements nécessaires ici n'ont pas fait l'objet d'une quantification dans le présent rapport. Généralement, les mesures d'efficacité énergétique entraînent une modification des structures de coût: les bâtiments et les installations industrielles consomment en moyenne plus de capitaux de façon à consommer moins d'énergie. L'isolation thermique en est un exemple. Le succès de ces technologies sur le marché dépend donc de l'acceptation de la population et de la disposition à investir plutôt que de consommer. Cette acceptation est fortement influencée par les mesures de promotion, les directives et les interdictions correspondantes.

Il revient à la politique et à la société de décider du chemin à emprunter. Cette décision doit rester stable dans le long terme et être supportée par la majorité.

<sup>60</sup> Selon l'OFEN, Rapport final du groupe de travail Lignes de transport d'électricité et sécurité de l'approvisionnement (GT LVS) 28 février 2007

# 11.

Des études qualitatives et quantitatives, ainsi que l'expertise et l'expérience de la branche constituent la base de la présente étude «Scénarios pour l'approvisionnement électrique du futur».



### 11.1 Vue d'ensemble des études

La détermination des scénarios se base sur des résultats issus d'études propres et tierces actuelles, qualitatives et quantitatives, ainsi que sur les connaissances spécialisées et l'expérience de la branche. De plus, les études suivantes, citées dans le présent rapport, ont été commanditées:

- Enquêtes par groupe témoin de la population (Am Puls): Connaissances, opinions et positions de la population en termes d'électricité et d'énergie (mois de mars et septembre 2011)
- Flexibilisation de la demande des ménages (ebp): Contribution des ménages privés à la flexibilisation de la demande
- Efficacité et électrification des ménages (ebp): Equipement, analyse de la consommation d'électricité
- Efficacité énergétique et flexibilisation de la demande dans l'industrie, le secteur tertiaire, le commerce et l'artisanat (ebp)
- Efficacité énergétique dans les EAE: Positions et offres des EAE en termes d'efficacité énergétique
- Répercussions de l'injection décentralisée sur les réseaux de distribution (Consentec)
- Offre et demande de flexibilité, sécurité de l'approvisionnement et impacts sur le prix (Pöyry): Simulation des scénarios jusqu'en 2050 – Interactions entre flexibilité et sécurité de l'approvisionnement et leurs coûts

### 11.2 Bibliographie

- admin.ch.** Recueil Systématique du droit fédéral. Loi fédérale sur la réduction des émissions de CO<sub>2</sub>. 2011. [http://www.admin.ch/ch/f/rs/c734\\_7.html](http://www.admin.ch/ch/f/rs/c734_7.html) (accès le 26/07/2012).
- Recueil Systématique du droit fédéral. Loi fédérale sur l'approvisionnement en électricité. RS 734.7 2012. [http://www.admin.ch/ch/f/rs/c734\\_7.html](http://www.admin.ch/ch/f/rs/c734_7.html) (accès le 26/07/2012).
- Recueil Systématique du droit fédéral. Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité. RS 734.71 2012. [http://www.admin.ch/ch/f/rs/c734\\_71.html](http://www.admin.ch/ch/f/rs/c734_71.html) (accès le 26/07/2012).
- 
- AES.** «Stromversorgung der Zukunft sichern. Update 2009 der Vorschau 2006.» dans: Bulletin SEV/AES 10s/2009, 2009.
- 
- Agence de l'énergie pour l'économie.** Efficacité électrique de l'économie suisse: évaluation et scénarios tirés de l'expérience de l'AEnEC. Zurich: AEnEC (éd.), 2012.
- 
- AIE.** CO<sub>2</sub> Emissions from Fuel Combustion. Paris: International Energy Agency (éd.), 2011.
- Golden Age of Gas.** Paris 2011: International Energy Agency (éd.), 2011.
- Projected Costs of Generating Electricity.** Paris: International Energy Agency (éd.), 2010.
- Renewable Energy. Policy Considerations for Deploying Renewables.** Paris: International Energy Agency (éd.), 2011.
- Technology Roadmap Carbon capture and storage.** Paris: International Energy Agency (éd.), 2009.
- Technology Roadmap: Geothermal Heat and Power.** Paris: International Energy Agency (éd.), 2011.
- Technology Roadmap: Solar photovoltaic energy.** Paris: International Energy Agency (éd.), 2010.
- World Energy Outlook 2011.** Paris: International Energy Agency (éd.), 2011.
- 
- AIE PVPS.** Potential for Building Integrated Photovoltaics. Paris: International Energy Agency (éd.), 2002.
- 
- AmPuls.** «Wissen, Einstellung und Positionen der Bevölkerung in Sachen Strom und Energie.» Etude mandatée par l'AES, 2011.
- 
- Areva.** Business & Strategy Overview. Paris: Areva, 10/2010.
- Axpo.** Stromperspektiven 2020 – neue Erkenntnisse. Baden: Axpo Holding, 2010.
- 
- Basics AG.** Referenzentwicklung Wärmepumpenmarkt. Zurich/Berne: OFEN (éd.), 2008.
- 
- BFC.OFQC.** Enquête sur la consommation d'électricité des ménages. Publications RAVEL. Berne: Office fédéral des questions conjoncturelles, 1992.
-

- bfe.admin.ch.** Stratégie énergétique 2050. 2011. <http://www.bfe.admin.ch/themen/00526/00527/index.html?lang=de> (Zugriff am 26.07.2012).
- 
- BGR.** Réserves, les ressources et la disponibilité des matières premières énergétiques 2011. Vol. DERA Rohstoffinformationen. Hanovre: Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, 2011.
- 
- Boulouchos, Konstantinos, Göran Andersson, et Lucas Bretschger.** Energiezukunft Schweiz. Zurich: EPF Zurich (éd.), 2011.
- 
- Calzada Alvarez, Gabriel.** Study of the effects on employment of public aid to renewable energy sources. Madrid: Universidad Rey Juan Carlos (éd.), 2009.
- 
- Commission européenne.** European Commission. Energy. Energy Efficiency. Energy Efficiency Action Plan 2011. 2011. [http://ec.europa.eu/energy/efficiency/action\\_plan/action\\_plan\\_en.htm](http://ec.europa.eu/energy/efficiency/action_plan/action_plan_en.htm) (accès le 26/07/2012).
- European Commission. Energy. Renewable Energy. Action plans and Forecasts. 2012. [http://ec.europa.eu/energy/renewables/action\\_plan\\_en.htm](http://ec.europa.eu/energy/renewables/action_plan_en.htm) (accès le 26/07/2012).
- Synthèses de la législation de l'UE – Energie. 2012. [http://europa.eu/legislation\\_summaries/institutional\\_affairs/treaties/lisbon\\_treaty/ai0024\\_de.htm](http://europa.eu/legislation_summaries/institutional_affairs/treaties/lisbon_treaty/ai0024_de.htm) (accès le 26/07/2012).
- 
- Confédération suisse.** «Constitution fédérale de la Confédération suisse.» RS 101.0.
- «Loi sur le CO<sub>2</sub>.» RS 641.71.
- 
- Consentec.** Auswirkungen dezentraler Einspeisung auf die Verteilnetze in der Schweiz. Aachen: AES (éd.), 2012.
- 
- consilium.europa.eu.** Commission Staff Working Paper. Energy infrastructure investment needs and financing requirements. SEC(2011) 755 2011. <http://register.consilium.europa.eu/pdf/en/11/st11/st11056.en11.pdf> (accès le 26/07/2012).
- 
- DETEC.** Dans sa nouvelle stratégie, le Conseil fédéral se décide pour l'abandon progressif du nucléaire. Communiqué de presse du Conseil fédéral du 25 mai 2011. Berne: Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication, 2011.
- L'avenir des réseaux d'infrastructure nationaux en Suisse. Rapport du Conseil fédéral du vendredi 17 septembre 2010. Berne: Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication, 2010.
- 
- Dietrich, Philipp, Tony Kaiser et Alexander Wokaun.** Le potentiel des nouvelles énergies renouvelables en Suisse. Estimation du Dialogue Energie Suisse». dans: Bulletin SEV/AES 9/2010, 2010.
- 
- EKZ.** ABB/EKZ: la plus grande pile de Suisse branchée sur le réseau. Communiqué de presse du 21 mars 2011. Zurich: Service de l'électricité du Canton de Zurich, 2011.
- 
- Entso-E.** Ten-Year Network Development Plan 2010–2020. Bruxelles: Entso-E, 2010.
- 
- Ernst Basler + Partner AG.** Efficacité et électrification des ménages. Zollikon: AES (éd.), 2012.
- Stromeffizienz und Nachfrageflexibilisierung in Industrie und Dienstleistungen. Zollikon: AES (éd.), 2011.
- Überblick finanzielle Kenngrößen der Schweizer Wasserwirtschaft. Zurich/Berne: Office fédéral de l'environnement (éd.), 2009.
- 
- Ernst Basler + Partner AG et Bacher Energie AG.** Flexibilisierung der Stromnachfrage in Haushalten. Baden/Zollikon/Aarau: AES (éd.), 2011.
- 
- ESU Services.** «Umweltauswirkungen der Schweizer Produktionsanlagen. Im Auftrag BFE.» 2012.
- 
- Eurelectric.** Flexible Generation: Backing Up Renewables. Bruxelles: Eurelectric (éd.), 2011.
- Live Cycle Assesment of Electricity Generation. Bruxelles: Eurelectric (éd.), novembre 2011.
- 
- eur-lex.europa.eu.** Une politique de l'énergie pour l'Europe; COM (2007) 1. 2007. <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2007:0001:FIN:FR:PDF> (accès le 26/07/2012).
- Communication de la Commission européenne. Feuille de route pour l'énergie à l'horizon 20502050; COM(2011) 885. 2011. <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2011:0885:FIN:FR:PDF> (accès le 26/07/2012).
- Communication de la Commission européenne. Priorités en matière d'infrastructures énergétiques pour 2020 et au-delà – Schéma directeur pour un réseau énergétique européen intégré ; COM (2010) 677. 2010. <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2010:0677:FIN:FR:PDF> (accès le 26/07/2012).
- Communication de la Commission européenne. Energy infrastructure priorities for 2020 and beyond – A Blueprint for an integrated European energy network. COM (2010) 677 2010. [http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=SPLIT\\_COM:2010:0677\(01\):FIN:EN:PDF](http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=SPLIT_COM:2010:0677(01):FIN:EN:PDF) (accès le 26/07/2012).
- Directive établissant un système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre dans la Communauté. 2003. <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2003:275:FIN:FR:PDF> (accès le 26/07/2012).
- Directive relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables 2009/28/EG 2009. <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:140:0016:0062:de:PDF> (accès le 26/07/2012).
- 
- europarl.europa.eu.** Communiqué de presse du Parlement européen. MEPs seal the deal on energy efficiency. 2012. <http://www.europarl.europa.eu/news/de/pressroom/content/20120614IPR46817/html/MEPs-seal-the-deal-on-energy-efficiency> (accès le 26/07/2012).
-

- Forum nucléaire suisse.** De l'énergie nucléaire pour la Suisse. Berne: Forum nucléaire suisse (éd.), 08/2010.
- 
- Fouquet, Roger et Peter J.G. Pearson.** «The Long Rund Demand for Lighting Elasticities and Rebound Effects in Different Phases of Economic Development.» Dans: *Economics of Energy & Environmental Policy*, 2012: p. 93.
- 
- Hubacher, Bernard, et Alexander Gamma.** «Blackout électrique en Suisse.» dans: *Bulletin SEV/AES* 12/2011, 2011.
- 
- juris.de.** Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074). 2011. [http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/eeg\\_2009/gesamt.pdf](http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/eeg_2009/gesamt.pdf) (accès le 26/07/2012).
- 
- legislation.gov.uk.** Energy Act 2008, Chapter 32. 2008. <http://www.bfe.admin.ch/themen/2008/32/index.html?lang=fr> (accès le 26/07/2012).
- 
- Linz, M. et al.** «Von nichts zu viel – Suffizienz gehört zur Zukunftsfähigkeit.» *Wuppertal Papers* N° 125, décembre 2002.
- 
- «Loi fédérale sur l'énergie (LEne).»** RS 730.0. Association suisse pour l'aménagement des eaux «Wasserkraftpotenzial der Schweiz – eine Auslegeordnung.» dans: *Eau énergie air* N° 104, 2012.
- 
- «Wasserkraft – das Rückgrat der Schweizerischen Stromversorgung.» dans: *Eau énergie air* N° 2, 2011.
- 
- Mäder, Niklaus** «EKZ-Projekt: Smart Meter sparen weniger als erwartet.» dans: *Bulletin SEV/AES* 9/2011, 2011.
- 
- OFEN.** Exploitation du potentiel énergétique hydraulique. Berne: Office fédéral de l'énergie, 2004.
- Perspectives énergétiques pour 2035 – Tome 5. Analyse et évaluation de l'offre d'électricité. Berne: Office fédéral de l'énergie, juin 2007.
- Energiestrategie 2050 – Herausforderungen für Politik, Wirtschaft und Gesellschaft. Présentation de l'OFEN du 6 juillet 2011. Berne: Office fédéral de l'énergie, 2011.
- Forschungsprogramm Kraftwerk 2020 & Carbon Capture & Storage (CCS) – Überblicksbericht 2010. Berne: Office fédéral de l'énergie (éd.), 2010.
- Bases légales relatives aux CCF. Berne: Office fédéral de l'énergie, 11 août 2010.
- Fondements pour la stratégie énergétique du Conseil fédéral. Printemps 2011. Résumé. Berne: Office fédéral de l'énergie (éd.), 2011.
- Potentiels d'utilisation énergétique de la biomasse en Suisse. Berne: Office fédéral de l'énergie (éd.), 2004.
- Rapport final du groupe de travail Lignes de transport d'électricité et sécurité de l'approvisionnement (GT LVS). Berne: Office fédéral de l'énergie (éd.), 28/2/2007.
- Statistique suisse de l'électricité 2010. Berne: Office fédéral de l'énergie (éd.), 2011.
- Statistique suisse des énergies renouvelables. Berne: Office fédéral de l'énergie, 2011.
- Statistique suisse des énergies renouvelables. Berne: Office fédéral de l'énergie, 2010.
- Stromeffizienz im Industrie- und Dienstleistungssektor. Rapport final du groupe de travail. Berne: Office fédéral de l'énergie (éd.), 2011.
- Thermische Stromproduktion inklusive Wärmekraftkopplung (WKK) in der Schweiz. Edition 2010. Berne: Office fédéral de l'énergie (éd.), 2011.
- Le potentiel hydroélectrique de la Suisse. Potentiel de développement de la force hydraulique au titre de la stratégie énergétique 2050. Berne: Office fédéral de l'énergie, juin 2012.
- 
- OFL.** Renovationen der Miet- und Eigentümerwohnungen in der Schweiz 2001-2003. Ergebnisse der Mietpreis-Strukturerhebung 2003. Berne: Office fédéral du logement (éd.), 2003.
- 
- OFS.** Les scénarios de l'évolution de la population de la Suisse – 2010–2060. Neuchâtel: Office fédéral des statistiques, 2010.
- 
- Pfammatter, Roger.** «Exploitation du potentiel énergétique hydraulique.» dans: *Bulletin SEV/AES* 2/2012, 2012.
- 
- Plaut.** Tausend und Ein Netz. Olten: Plaut Economics, 2006.
- 
- Pöyry Management Consulting.** Angebot und Nachfrage nach flexibler Erzeugungskapazität in der Schweiz. Oxford/Zürich: AES (éd.), 2012.
- 
- Prognos.** Energieszenarien für die Schweiz bis 2050 – Zwischenbericht II, Elektrizitätsangebot (2011.05.18). Berne/Bâle: OFEN (éd.), 2011.
- Coûts des nouvelles centrales nucléaires. Berne/Bâle: OFEN (éd.), 2011.
- 
- Prognos, Infras et TEP Energy GmbH.** Quantifizierung der Energieeffizienzpotenziale, der Substitutionseffekte und der Energienachfrage in der Schweiz bis 2050. Berne/Zürich: OFEN (éd.), 2010.
- 
- PSI.** Ganzheitliche Betrachtung von Energiesystemen: Neue erneuerbare Energien und neue Nuklearanlagen: Potenziale und Kosten. Paul Scherrer Institut. PSI-Bericht N° 05-04. Berne: Office fédéral de l'énergie (éd.), 2005.
- «Electricité durable: Vœu pieux ou bientôt réalité?» dans: *PSI Le point sur l'énergie* N° 20, juin 2010.
- 
- RWI.** Die ökonomischen Wirkungen der Förderungen erneuerbarer Energien: Erfahrungen aus Deutschland. RWI Projektbericht. Berlin: Rheinisch-westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung, septembre 2009.
- 
- Schneidewind, Uwe et Alexandra Palzkill.** Suffizienz als Business Case. Wuppertal: Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH, 2012.
-

**SGHL.** Les effets du changement climatique sur l'utilisation de la force hydraulique. Berne/Givisiez: Société suisse d'hydrologie et de limnologie, Commission d'Hydrologie de l'Académie suisse des sciences naturelles, 2011.

—  
**Stucki, M. et R. Frischknecht.** «L'énergie photovoltaïque réduit-elle l'impact environnemental du courant électrique suisse? Résultats des bilans écologiques actuels du courant fourni par les cellules solaires.» dans: Bulletin SEV/AES 3/2010, 2010.

—  
**Swissgrid.** Tournant énergétique – Le réseau de transport joue un rôle clé. Frick: Swissgrid, 2012.

—  
**Tsao, J. Y., H. D. Saunders, J. R. Creighton, M. E. Coltrin et J. A. Simmons.** «Solid-state lighting: an energy-economics perspective.» dans: Journal of Physics D: Applied Physics, août 2010.

—  
**Dialogue Energie Suisse.** Stratégie énergétique 2050. Zurich: Dialogue Energie Suisse, 2009.

—  
**UE.** «Directive RES.» 2009.

—  
**Walter, G., S. Krauter et A. Schwenzer.** «Erfolgsfaktoren für die Akzeptanz von Erneuerbare-Energien-Anlagen.» dans: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 61 (3), 2011.

—  
**Wiederkehr, Kurt.** «Améliorer l'acceptation des projets d'infrastructure.» dans: Bulletin SEV/AES 07/2012, 2012.

—  
**Z-ANALYSE.** Energieeffizienz in Energieversorgungsunternehmen. Hergiswil: AES (éd.), 2012.

### 11.3 Index des abréviations

<b>ACER</b>	Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (Agency for the Cooperation of Energy Regulators)
<b>AEnEc</b>	Agence de l'énergie pour l'économie
<b>AES</b>	Association des entreprises électriques suisses
<b>BGR</b>	Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (Institut fédéral allemand des sciences de la terre et des matières premières)
<b>CCF</b>	Couplage chaleur-force
<b>CCG</b>	Centrale à gaz à cycle combiné (également appelée centrale à gaz à cycle combiné gaz-vapeur)
<b>CCS</b>	Capture et stockage du carbone (Carbon Capture and Storage)
<b>CN</b>	Centrale nucléaire
<b>EAE</b>	Entreprise d'approvisionnement en électricité
<b>EPF</b>	Ecole polytechnique fédérale
<b>GW</b>	Gigawatt
<b>IFP</b>	Inventaire fédéral des paysages, sites et monuments naturels d'importance nationale
<b>MoPEC</b>	Modèle de prescriptions énergétiques des cantons
<b>MW</b>	Mégawatt
<b>MWh</b>	Mégawattheure
<b>NR</b>	Niveau de réseau
<b>OCDE</b>	Organisation de coopération et de développement économique
<b>OFEN</b>	Office fédéral de l'énergie
<b>OFS</b>	Office fédéral de la statistique
<b>OPEP</b>	Organisation des pays exportateurs de pétrole
<b>PAC</b>	Pompe à chaleur
<b>PME</b>	Petites et moyennes entreprises
<b>PV</b>	Photovoltaïque
<b>RAVEL</b>	«Utilisation rationnelle de l'électricité» (programme d'impulsion de la Confédération 1991–1996)
<b>REGRT-E</b>	Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport d'électricité
<b>RES</b>	Energies renouvelables (Renewable Energy Sources)
<b>RPC</b>	Rétribution à prix coûtant du courant injecté
<b>TWh</b>	Térawattheure
<b>UCTE</b>	Union pour la coordination du transport de l'électricité
<b>UE</b>	Union européenne
<b>UIOM</b>	Usine d'incinération des ordures ménagères

## 11.4 Glossaire

---

### **Blackout (panne générale)**

Défaillance inattendue de l'approvisionnement en électricité de grande envergure (sur l'ensemble du territoire suisse, par exemple) pendant un laps de temps allant de quelques heures à trois jours.

### **Cadastre**

Inventaire mis à la disposition du public des bâtiments ou surfaces foncières, à des fins d'exploitation liée à l'énergie solaire ou éolienne, la récupération de la chaleur dans le sous-sol ou la réduction de la chaleur.

### **Charge de base**

Puissance nécessaire ou à mettre à disposition de manière constante sur une période prolongée.

### **Charge de pointe**

Puissance élevée, nécessaire ou à mettre à disposition pour une courte durée.

### **Charge moyenne**

Mise à disposition ou demande de puissance dépassant la charge de base, sans toutefois être soumise à des fluctuations rapides et imprévues.

### **Consommation nationale**

Consommation finale plus pertes de transport et de distribution.

### **Constructions nouvelles**

Construction de nouvelles installations de production d'électricité et améliorations du rendement et des performances, indépendamment du cycle d'assainissement planifié sur des installations de production d'électricité existantes.

### **Couplage chaleur-force**

Installations de production d'électricité et de chaleur à partir de combustibles fossiles.

### **Courbe d'apprentissage**

Amélioration de la capacité de puissance et des coûts avec une quantité de production croissante.

### **Coûts d'opportunité**

Perte de profit issue de l'engagement de fonds qui pourraient être utilisés pour exploiter d'autres possibilités (opportunités).

### **Coûts de production**

Coûts de la production d'électricité. L'approche du «levelized cost of electricity» consiste à comparer les coûts d'investissement, les coûts opérationnels et de maintenance, et les coûts de combustible et de CO<sub>2</sub>, aux revenus générés par la vente d'électricité, dans les limites de la durée d'amortissement spécifique à la technologie envisagée, et actualise ces derniers avec un taux d'intérêt constant.

### **Coûts marginaux**

Coûts issus de la production d'un kilowattheure supplémentaire et sortant des coûts actuels. Ils dépendent fortement des coûts variables (c'est-à-dire notamment des coûts du combustible et du CO<sub>2</sub>).

### **Débits résiduels**

Quantité d'eau devant subsister dans une rivière ou un ruisseau après prélèvement d'eau, prescrite dans la loi de 1992 sur la protection des eaux.

### **Demande/charge résiduelle**

Charge totale demandée après déduction de la production non pilotable.

### **Développement**

Construction de nouvelles lignes du réseau et de transformateurs et extension des capacités des réseaux existants.

### **Développement novateur du réseau**

Développement du réseau tenant compte de mesures disponibles depuis peu de temps sur le marché ou testées dans le cadre d'un projet pilote (transformateurs commandés en tension, par exemple).

### **Directives RES**

Directives de l'Union européenne codifiant l'objectif d'une part de 20% d'énergies renouvelables dans l'énergie finale consommée, et prévoyant des mesures communes.

### **Eclusées**

Décrit les phases de bas et haut niveau d'eau en aval d'un barrage-réservoir, en cas de régime d'écoulement irrégulier.

### **Economies d'électricité**

Mesures visant la réduction de la quantité d'électricité consommée.

### **Efficacité énergétique**

Rapport entre l'énergie produite dans un but précis et l'énergie nécessaire à la consommation; l'efficacité énergétique est mesurée en pourcentage ou en valeur absolue de l'augmentation de l'économie d'énergie atteinte.

### **Energie**

Voir Puissance.

### **Energie en ruban**

Voir Charge de base.

### **Energie primaire**

Type et quantité d'énergie issue d'une source naturelle (pétrole, gaz naturel, uranium).

### **Energies renouvelables**

Grande et petite hydraulique, biomasse (part renouvelable des déchets, des eaux usées, du gaz d'épuration, bois, biogaz), photovoltaïque, énergie éolienne et géothermie.

### **Flexibilisation**

Activité des consommateurs d'énergie et des fournisseurs d'énergie visant à répartir de façon plus équilibrée la charge de demande et à réduire l'ampleur des pointes de puissance, à adapter la courbe de charge à celle de la production d'énergie (stochastique, par exemple), ou la production d'énergie à la courbe de charge (par l'enclenchement ou le déclenchement de la production d'énergie stochastique, par exemple).

### **Flexibilité et offre de flexibilité**

Possibilité qu'ont les centrales d'adapter leur production à la demande ou aux fluctuations de l'offre.

### **Gaz de charbon**

Terme générique regroupant tous les gaz issus du charbon, dont le gaz de couche et le gaz de mine; le gaz de couche est le gaz récupéré des veines souterraines profondes de charbon non exploitées, par exemple par forage. Le gaz de charbon émanant lors de l'exploitation minière sur le chantier minier directement ou des années après, est appelé gaz de mine.

### **Gaz de réservoir compact**

Gaz naturel de roches denses.

### **Gaz de schiste**

Gaz naturel formé de minéraux à grains fins (argilolite).

### **Gradient de charge**

Décrit la vitesse à laquelle une centrale peut modifier la puissance fournie.

### **Gradient de puissance**

Voir Gradient de charge.

### **Indexation sur les prix du pétrole**

Indexation (fixée par contrat) du prix du gaz sur celui du pétrole.

### **Injection stochastique**

Injection fluctuante de production d'électricité irrégulière (par exemple l'électricité d'origine solaire ou éolienne).

### **Installations existantes**

Parc de centrales existant en Suisse (principalement des installations hydrauliques et nucléaires), contrats de fourniture d'électricité à long terme existants provenant de centrales nucléaires françaises; centrales hydroélectriques en construction en 2010 et développements à venir.

### **Inventaire fédéral des paysages, sites et monuments naturels d'importance nationale**

Inventaire des objets qui méritent spécialement d'être conservés intacts ou en tout cas d'être ménagés le plus possible, y compris au moyen de mesures de reconstitution ou de remplacement adéquates, selon l'Art. 5 de la loi sur la protection de la nature et du paysage (LPN RS 451.0).

### **Maintenance et modernisation**

Remplacement de parties d'installations en fonction de leur durée de vie technique, sans ou avec revalorisation (par l'amélioration technologique de parties d'installations).

### **Market coupling (couplage des marchés)**

Regroupement de marchés de l'électricité nationaux ou régionaux en un marché commun visant l'optimisation des flux de charge transfrontaliers.

### **Merit order**

Ordre d'exploitation des centrales en fonction de leurs coûts marginaux. La courbe dite du «merit order» représente la connexion des centrales à coûts marginaux élevés (par ordre croissant) jusqu'à la couverture de la demande. A la bourse de l'électricité, la dernière offre qui remporte le contrat détermine le prix de l'électricité.

### **Mix UCTE**

Composition européenne de l'électricité, baptisée selon l'Union pour la coordination du transport de l'électricité, prédécesseuse du REGRT-E; elle est utilisée comme valeur statistique d'approximation pour la composition des quantités d'électricité de source non identifiée.

### **Modèle de prescriptions énergétiques des cantons**

Prescriptions énergétiques du domaine du bâtiment, élaborées par la Conférence des directeurs cantonaux de l'énergie sur la base de l'expérience des cantons en matière d'exécution.

### **Niveau de réseau**

Partition du réseau électrique selon les tensions en trois niveaux de transformation et quatre niveaux de tension:

- 1 Très haute tension (380/220 kV)
- 2 Transformation très haute tension / haute tension
- 3 Haute tension (110 kV)
- 4 Transformation haute tension / moyenne tension
- 5 Moyenne tension (30 kV, 20 kV, 10 kV)
- 6 Transformation moyenne tension / basse tension
- 7 Basse tension (0,4 kV)

### **Niveau de tension**

Voir Niveau de réseau

### **Parc d'installations**

Voir Installations existantes

### **Potentiel**

Capacité de développement d'une possibilité non encore exploitée. Il convient de distinguer entre:

- le potentiel théorique
- le potentiel technique
- le potentiel légal/politique
- le potentiel économique d'entreprise
- le potentiel économique global
- le potentiel réalisable (voir chapitre 6.2.1)

### **Prix de détail**

Se compose des prix de l'électricité livrée, de l'exploitation du réseau et de la promotion des énergies renouvelables.



## **Puissance**

Quantité d'énergie disponible par unité de temps

1	téravatt (TW)
1'000	gigawatt (GW)
1'000'000	mégawatt (MW)
1'000'000'000	kilowatt (kW)
1'000'000'000'000	watt (W)

Les kilowattheures (kWh), mégawattheures (MWh), etc., désignent la quantité d'énergie réalisée pendant une unité de temps.

## **Puissance installée**

Puissance électrique maximale des générateurs installés dans une centrale, ou puissance installée totale de l'ensemble des centrales d'un pays. Elle est exprimée en watts et ses multiples, le mégawatt (MW) ou le gigawatt (GW).

## **Rendement**

Rapport entre la puissance de sortie et la puissance d'entrée.

## **Renforcement du réseau**

Développement de la capacité des réseaux existants.

## **Réseau stratégique**

Plan de développement de Swissgrid basé sur la planification du réseau définie par le Conseil fédéral en 2009 pour le réseau de transport, et assorti d'une liste de 67 projets en découlant.

## **Réserves**

Gisements d'énergie primaire connus et exploitables économiquement avec les connaissances techniques actuelles.

## **Ressources**

Gisements d'énergie primaire dont l'existence est prouvée, mais ne pouvant être exploités à l'heure actuelle de façon rentable, ou gisements présumés selon une certaine probabilité.

## **Ressources en gaz conventionnelles**

Ressources en gaz pénétrant librement dans un puits d'approvisionnement lors de l'utilisation de techniques classiques.

## **Ressources en gaz non conventionnelles**

Gisements dans lesquels le gaz naturel n'est pas disponible sous sa forme gazeuse dans la roche, ou dont la roche-réservoir n'est pas suffisamment poreuse. Il s'agit notamment du gaz de charbon, du gaz de schiste, du gaz de réservoir compact (dans des formations géologiques sablonneuses ou calcaires), d'aquifère et d'hydrate de gaz.

Les ressources en gaz conventionnelles s'écoulent quant à elles librement dans un puits d'approvisionnement lors de l'utilisation de techniques classiques.

## **Rétribution à prix coûtant du courant injecté**

Indemnisation de la différence entre les coûts de production et le prix du marché de l'énergie hydraulique (jusqu'à 10 MW), du photovoltaïque, de l'énergie éolienne, de la

géothermie, de la biomasse et des déchets de la biomasse pendant 20 à 25 ans selon l'art. 7a de la loi sur l'énergie (LEne; RS 730.0).

## **Scénario contextuel**

Décrit les évolutions possibles de conditions exogènes s'exprimant particulièrement dans des conditions-cadre d'ordre social et politique.

## **Séparation**

Séparation de l'exploitation de l'infrastructure réseau des autres unités commerciales courantes du secteur économique de l'électricité. On fait principalement la différence entre séparation comptable (par des mesures relevant du droit des sociétés et des mesures organisationnelles) et dissociation des structures de propriété (par la séparation et l'indépendance de l'exploitation et de propriété du réseau).

## **Séparation des activités («unbundling»)**

Voir Séparation.

## **Services-système**

Services offerts par les gestionnaires de réseau en plus du transport et de la distribution d'électricité. Il s'agit notamment d'un système de programme prévisionnel et de gestion de congestion, de missions de coordination et de la mise à disposition d'énergie de réglage (c'est-à-dire la garantie contractuelle de capacités de centrale pour équilibrer les fluctuations inattendues entre l'injection et le soutirage d'électricité par la brève augmentation ou diminution de la puissance de la centrale).

## **Simulation heure par heure**

Modèle simulant l'exploitation de chaque centrale pour chaque heure de chaque jour. Il se base sur les données du besoin horaire ainsi que sur les apports en énergie éolienne, solaire et hydraulique des années 2005 à 2010 (voir note de bas de page du chapitre 7).

## **Smart grid**

Réseau électrique qui relie et coordonne la production, la consommation et le stockage d'électricité.

## **Smart metering**

Appareils de mesures permettant le relevé automatique de la consommation d'électricité chez le client et permettant à celui-ci de visualiser sa consommation en temps réel.

## **Société à 2000 watts**

Vision de l'EPF visant à ramener à long terme la consommation d'énergie primaire à une puissance moyenne de 2'000 watts par habitant.

## **Société à une tonne de CO<sub>2</sub>**

Vision de l'EPF pour ramener à long terme les émissions de CO<sub>2</sub> à une tonne par an et par personne.

## **Stratégie énergétique 2050**

Paquet législatif que le Conseil fédéral doit présenter, faisant suite à la décision du 25 mai 2011 de renoncer à la construction de nouvelles centrales nucléaires pour remplacer les anciennes, et visant la transformation du système énergétique suisse.

### **Substitution**

Remplacement d'une application (généralement basée sur une énergie fossile) par une application électrique, dans le but de réduire la consommation énergétique totale ou les émissions de CO<sub>2</sub>.

### **Suffisance**

Modération de la consommation d'énergie et rationalisation, voire renonciation à une énergie.

### **Supergrid**

Système de transport de l'électricité principalement basé sur le courant continu, dont le développement en Europe est encouragé afin de supporter la sécurité d'approvisionnement, l'intégration d'énergies renouvelables et la réalisation du marché intérieur de l'énergie. Ce réseau doit être étendu dans toute l'Europe, de telle sorte que les sites à injection accrue d'énergies (renouvelables) soient reliés aux centres de consommation (distants).

### **Turbinage**

Production d'électricité au moyen d'une turbine dans la centrale hydroélectrique; une turbine est une turbomachine qui transforme l'énergie interne de l'eau en énergie de rotation, puis en énergie d'entraînement mécanique.

## **11.5 Index des graphiques**

Graphique 1.1 (annexe): Evolution de la demande et de l'offre dans le scénario 1.

Graphique 1.2 (annexe): Evolution de la demande et de l'offre dans le scénario 2.

Graphique 1.3 (annexe): Evolution de la demande et de l'offre dans le scénario 3.

Graphique 2.1: Structure de l'étude. 13

Graphique 3.1: Augmentation de la production annuelle de gaz naturel jusqu'en 2035 dans le scénario Gas de l'AIE 2011.) 15

Graphique 3.2: Evolution du prix du gaz et du CO<sub>2</sub>. 16

Graphique 3.3: La politique énergétique de l'UE. 17

Graphique 4.1: Méthodologie utilisée pour le développement des scénarios. 25

Graphique 4.2: Hypothèses spécifiques à chaque scénario concernant la production d'électricité annuelle en Allemagne. 26

Graphique 5.1: Evolution de la consommation d'électricité, de la population et du produit intérieur brut. 29

Graphique 5.2: Part de l'électricité dans la consommation énergétique globale en % dans les scénarios de l'OFEN. 30

Graphique 5.3: Définition des potentiels d'efficacité énergétique. 30

Graphique 5.4: Consommation annuelle d'électricité en 2011 par rapport à 2005 et 1991. 32

Graphique 5.5: Pénétration des différents appareils électriques. 32

Graphique 5.6: Pourcentage des lampes utilisées. 33

Graphique 5.7: Volumes et potentiels de marché de l'efficacité énergétique. 35

Graphique 5.8: Evolution des ventes de pompes à chaleur de 1990 à 2035. 36

Graphique 5.9: Consommation d'électricité finale des ménages. 38

Graphique 5.10: Consommation d'électricité finale du secteur tertiaire. 39

Graphique 5.11: Consommation d'électricité finale de l'industrie. 40

Graphique 5.12: Evolution de la consommation d'électricité par catégorie d'appareil dans le scénario 2. 42

Graphique 5.13: Evolution de la consommation nationale d'électricité dans les scénarios. 44

Graphique 5.14: Evolution de la demande dans les scénarios de l'AES, de l'EPF de Zurich et de l'OFEN. 46

Graphique 6.1: Evolution de la production attendue du parc de production existant, centrales hydroélectriques en construction comprises. 50

Graphique 6.2: Production couplée de chaleur et d'électricité. 58

- Graphique 6.3: Coûts de production des différentes technologies jusqu'en 2050. 60
- Graphique 6.4: Coûts de production en 2015 et leurs composantes de coûts. 61
- Graphique 6.5: Evaluation des émissions de gaz à effet de serre au cours du cycle de vie en équivalent CO<sub>2</sub> par kWh pour différentes technologies. 62
- Graphique 6.6: Comparaison de la production actuelle et du potentiel maximal de construction. 63
- Graphique 7.1: Evolution de la demande et de l'offre dans le scénario 1. 70
- Graphique 7.2: Evolution de la demande et de l'offre dans le scénario 2. 71
- Graphique 7.3: Evolution de la demande et de l'offre dans le scénario 3. 72
- Graphique 8.1: Puissance totale installée fournie par les centrales. 80
- Graphique 8.2: Importations, exportations et flux nets. 81
- Graphique 8.3: Evolution des prix de gros sur une base annuelle en Suisse. 81
- Graphique 8.4: Production solaire, scénario 3 en Suisse en 2050. 82
- Graphique 8.5: Courbe de distribution annuelle de la charge et besoins en énergie en ruban sans et avec beaucoup de production solaire et éolienne. 83
- Graphique 8.6: Développement de la charge journalière en moyenne annuelle en fonction du scénario. 84
- Graphique 8.7: Modèle de production scénario 2 en hiver. 86
- Graphique 8.8: Modèle de production scénario 2 en été. 87
- Graphique 8.9: Evolution saisonnière des prix de gros. 88
- Graphique 8.10: Courbe de distribution annuelle par scénario. 89
- Graphique 8.11: Taux d'utilisation des centrales thermiques. 90
- Graphique 8.12: Apport des centrales de pompage-turbinage, représenté sur la courbe de distribution annuelle. 90
- Graphique 8.13: Offre de flexibilité: degré d'utilisation annuel des centrales de pompage-turbinage. 91
- Graphique 8.14: Flux nets mensuels d'électricité entre la Suisse et ses pays voisins. 92
- Graphique 8.15: Changement de voie: offre de renouvelable comme dans le scénario 3, demande comme dans le scénario 2. 93
- Graphique 8.16: Influence de l'injection accrue de production avec garantie de prise en charge sur le niveau des prix du marché. 96
- Graphique 8.17: Coûts de CO<sub>2</sub> de la production d'électricité pour une compensation totale des émissions de CO<sub>2</sub>. 97
- Graphique 8.18: Part de fonds de promotion supplémentaires pour le développement des énergies renouvelables dans les coûts totaux de l'énergie. 97
- Graphique 8.19: Evolution des prix de détail annuels. 98
- Graphique 9.1: Prix de l'électricité pour les entreprises du commerce et de l'artisanat, du secteur tertiaire ainsi que pour les petites industries. 103
- Graphique 9.2: Evaluation des scénarios quant au critère des impacts environnementaux. 104
- Graphique 9.3: Evaluation des scénarios quant au critère de dépendance vis-à-vis de l'étranger. 105
- Graphique 9.4: Niveau d'intervention dans les scénarios. 106
- Graphique 9.5: Evaluation globale des scénarios. 107

## 11.6 Index des tableaux

---

Tableau 5.1: Potentiels d'économies d'électricité dans l'industrie et le secteur tertiaire. 34

Tableau 5.2: Potentiel de flexibilisation des différentes utilisations. 43

Tableau 5.3: Potentiel de flexibilisation théorique pour chaque scénario et année de référence en TWh. 43

Tableau 5.4: Evolution de la consommation nationale dans chaque scénario. 45

Tableau 6.1: Comparaison de la qualité d'énergie fournie par différentes technologies. 61

Tableau 6.2: Obstacles à l'épuisement du potentiel spécifiques à une technologie donnée. 63

Tableau 6.3: Production par technologie à base d'énergie renouvelable dans les scénarios 1 à 3 en 2035 et 2050. 64

Tableau 6.4: Comparaison des potentiels de construction à l'horizon 2050 entre les scénarios de l'AES et les scénarios de l'OFEN et de l'EPF de Zurich. 65

Tableau 8.1: Volumes d'investissement pour le développement du réseau classique ou novateur dans les trois scénarios. 78

Tableau 8.2: Volume d'investissement dans les réseaux et les installations de production. 95

Tableau 9.1: Aperçu des impacts environnementaux directs du parc de production. 103

## 11.7 Collaborateurs participant au projet

Environ 50 collaborateurs de la branche ont participé à l'étude «Scénarios pour l'approvisionnement électrique du futur».

Il s'agit en particulier de:

### Comité de pilotage

**Niklaus Zepf**, Axpo, swisselectric  
Responsable du Comité de pilotage  
Patrick Bertschy, IB Murten / Multidis  
Michael Frank, AES  
Andreas Massüger, usines du Lac de Zurich / DSV  
Jean-Pierre Mitard, Romande Energie  
(représentante: Valentine Favre) / regioGrid  
Michael Paulus, FMB / swisselectric  
Mauro Salvadori, Alpiq / swisselectric  
Giorgio Tognola, AET (représentant: Milko Gattoni) / ESI

### Direction du projet / direction des projets partiels

**Sabine Löbbe**, Löbbe Consulting  
Direction du projet  
Cornelia Abouri, Forum suisse de l'énergie  
Daniel Dähler, IWB / Swisspower  
Igor Perrig, swisselectric  
Ana-Marija Vasic, AES  
Andre Vossebein, Axpo Holding / swisselectric  
Sophie Wenger, ewz / regioGrid  
Kurt Wiederkehr, AES

### Projet partiel Groupes focus

**Kurt Wiederkehr**, AES  
Direction du projet partiel  
Tony Bürge, EW Näfels / DSV  
Peter Graf, sgsw / DSV  
Werner Jauch, EW Altdorf / swisselectric  
Peter Quadri, swisselectric  
Martin Roth, EBM / Regionalwerke  
Dorothea Tiefenauer, AES  
Bettina von Kupsch, swissgrid / sans appartenance

### Projet partiel Demande

**Daniel Dähler**, IWB / Swisspower  
Direction du projet partiel  
Salah Boukhaoua, Swibi  
Roland Grieger, sgsw / DSV  
Dionys Hallenbarter, ewz / regioGrid  
Daniel Laager, EBM / Regionalwerke  
Michael Stalder, Axpo Holding / swisselectric  
Martin Stöckli, FMB / swisselectric

### Projet partiel Offre

**Sophie Wenger**, ewz / regioGrid  
Direction du projet partiel  
Yves-André Bagnoud, Alpiq / swisselectric  
Alain Bart, CFF / sans appartenance  
Martin Bettler, Romande Energie / regioGrid  
Marco Cafilisch, ewz / regioGrid  
Jakob Vollenweider, FMB / Swisselectric  
Stéphanie Weiler, Romande Energie / regioGrid  
Philipp Wenk, CFF / sans appartenance

### Projet partiel Contexte CH-UE

**Igor Perrig**, swisselectric  
Direction du projet partiel  
Georg Därendinger, FMB / swisselectric  
Christine Döbeli, ewz / regioGrid  
Reto Mohr, IWB / Swisspower

### Projet partiel Fonctionnement du système

**Andre Vossebein**, Axpo Holding / swisselectric  
Direction du projet partiel  
Sandro Dinser, Axpo AG / swisselectric  
Joëlle Hars, FMB / swisselectric  
Hans Jörg Meier, EW Davos / DSV  
Roman Melliger, ewz / regioGrid  
Andreas Poncet, Alpiq / swisselectric  
Marcel Rindlisbacher, Regioenergie / DSV

### Projet partiel Economie globale

**Cornelia Abouri**, Forum suisse de l'énergie  
Direction du projet partiel  
Patrick Braun, FMB / swisselectric  
Michael Meier, AES  
Michel Piot, swisselectric  
Pascal Storck, Energiedienst  
Robert Völkli, SIG / Swisspower  
Thomas Zwald, AES





**Verband Schweizerischer  
Elektrizitätsunternehmen (VSE)**

Hintere Bahnhofstrasse 10  
Postfach  
5001 Aarau

Tel. +41 (0) 62 825 25 25  
Fax +41 (0) 62 825 25 26  
Internet: [www.strom.ch](http://www.strom.ch)  
E-Mail: [info@strom.ch](mailto:info@strom.ch)

**Association des entreprises  
électriques suisses (AES)**

Av. Louis Ruchonnet 2  
Case postale 534  
1001 Lausanne

Tél. +41 (0) 21 310 30 30  
Fax +41 (0) 21 310 30 40  
Internet: [www.electricite.ch](http://www.electricite.ch)  
E-mail: [info@electricite.ch](mailto:info@electricite.ch)

