

## Management Summary

L'accident de la centrale nucléaire de Fukushima-Daichi a marqué un tournant dans la politique énergétique de la Suisse. En mai 2011, le Conseil fédéral annonçait sa volonté d'abandonner les centrales nucléaires à la fin de leur période d'exploitation prévue, soit après 50 ans de fonctionnement. Une nouvelle stratégie, basée essentiellement sur le potentiel de développement des nouvelles énergies renouvelables et qui doit encore être débattue aux Chambres fédérales, a été présentée en avril 2012. Elle a reçu un accueil positif de la part de l'ensemble de la classe politique, à l'exception de l'UDC.

La nouvelle politique énergétique fixe pour la production et la consommation d'électricité des objectifs ambitieux :

dès 2020, stabilisation de la consommation d'électricité, et dès 2035 réduction de cette dernière, ceci malgré le transfert d'applications (comme le chauffage ou la mobilité) des énergies fossiles vers l'énergie électrique ;

d'ici 2050, augmentation de 22.6 TWh/an pour la production d'électricité issue des énergies renouvelables et de 10 TWh/an pour celle d'origine hydraulique ;

L'approvisionnement en électricité de la Suisse sera assuré, durant une phase de transition, à l'aide de centrales à gaz à cycle combiné.

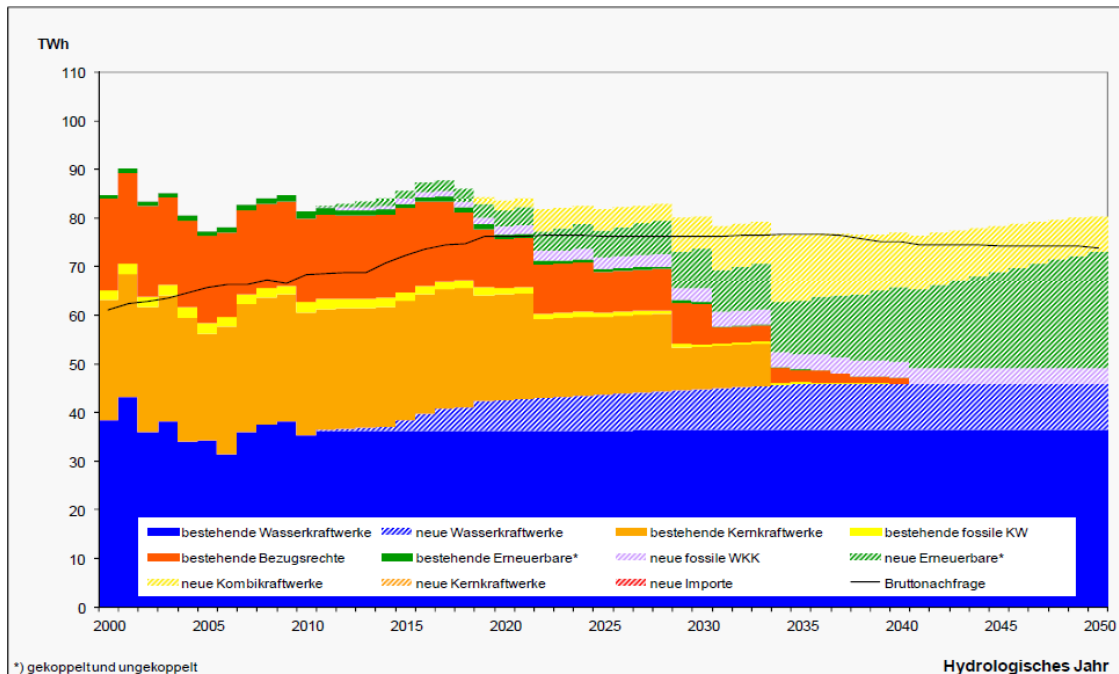


Figure 1. Approvisionnement en électricité de la Suisse jusqu'en 2050 et évolution de la consommation (source : OFEN, avril 2012).

Ce projet énergétique paraît ambitieux, mais l'Allemagne a démontré depuis le début des années 2000 qu'il est réalisable. La consommation d'électricité dans ce pays a été stabilisée

depuis 2005 et les NER ont progressé en dix ans de 30 TWh/an à 122 TWh/an pour couvrir aujourd'hui plus de 20% de la consommation totale d'électricité allemande. Le financement des NER est assuré par une taxe de 3.59 c€/kWh pour 2012, perçue sur chaque kWh consommé. En 2011, l'Allemagne a subventionné avec cette taxe les NER à hauteur de € 13.18 Mia.

En Suisse, un mécanisme similaire existe avec la Rétribution à Prix Coûtant (RPC). Si la taxe actuelle est fixée à 0.45 ct/kWh, dont 0.1 ct/kWh sont alloués à la protection des eaux et des poissons, elle devra être augmentée par paliers successifs pour atteindre environ 2 ct/kWh à l'horizon 2025. Par manque de financement, plus de 15'000 projets sont bloqués. 94% des projets en liste d'attente RPC sont des projets photovoltaïques, mais ils ne représentent que 12% du volume d'électricité attendu pour l'ensemble des projets. Le coût encore élevé de cette technologie représente le frein principal à son développement. Jusqu'en 2025, 16 Mia CHF seront investis en Suisse dans la production solaire pour produire annuellement 3.5 TWh supplémentaire d'électricité.

La proposition de construire des centrales à gaz à cycle combiné (CCGT) pour assurer la transition entre l'énergie nucléaire et les NER est mal acceptée, car cette approche va à l'encontre des objectifs de réduction des émissions de CO<sub>2</sub>. Le remplacement de centrales nucléaires (offrant une puissance constante) par des installations éoliennes (à la production aléatoire) et des installations solaires (qui ne peuvent pas délivrer la puissance nécessaire à l'équilibre du réseau en hiver et le soir) va nécessiter la mise à disposition de capacités de puissance supplémentaires. Les installations de pompage-turbinage prévues ne suffiront pas à combler le déficit d'adéquation du système électrique qui pourrait atteindre 2 GW à l'horizon 2035, soit 17 % de la puissance disponible le soir en hiver. Les alternatives à la construction de nouvelles grandes centrales thermiques sont le développement de nouvelles capacités de stockage et une meilleure gestion de la charge. Par ailleurs, des systèmes de couplage chaleur-force pourraient également offrir à la fois des réserves de puissance et une capacité de déplacement de charge.

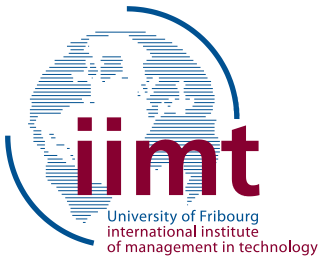
Etant donné l'évolution des contraintes légales sur la production d'électricité et le développement considérable des nouvelles énergies renouvelables, on peut s'attendre dans les prochaines années à une augmentation régulière du prix de l'électricité. La diminution des coûts de production pour le photovoltaïque va encourager de plus en plus de clients à produire tout ou partie de l'électricité dont ils ont besoin. Cette situation est propice au développement d'une plus grande autonomie énergétique du client.

Au-delà du risque de la perte de revenus importants provenant de la fourniture d'énergie, un tel contexte offre de nombreuses opportunités pour Groupe E s'il décide d'accompagner activement les changements du marché. En plus des projets en cours (projet ATENA, projets de Greenwatt, projet Cornaux II), les options les plus prometteuses sont explicitées dans le tableau suivant.

Domaine	Recommandation
---------	----------------

**Tableau supprimé pour des raisons de confidentialité.**

Tableau 1. Résumé des recommandations pour les projets en cours et les options stratégiques proposées.



Dans les dix prochaines années, le marché électrique suisse entrera dans une profonde mutation. Groupe E, en faisant preuve d'agilité et d'innovation et en accompagnant activement ces changements, en ressortira renforcé. Les partenariats prendront une importance particulière au vu de la complexité des problèmes à résoudre. Sur ce point aussi, Groupe E possède l'ouverture nécessaire pour en tirer profit.

## Table of contents

Remerciements	I
Résumé managérial	III
Table des matières	V
Liste des figures	VIII
Liste des tableaux	XI
Abréviations	XIV
1 Introduction	1
1.1 Contexte et problématique	1
1.1.1 Sortie du nucléaire : une politique énergétique à réviser en profondeur	1
1.1.2 Le financement des NER comme pilier de l’approvisionnement suisse futur	3
1.1.3 La sortie du nucléaire va modifier le modèle d’affaires des sociétés électriques	4
1.2 Motivation	5
1.3 Objectifs du travail et méthodologie	5
2 Les NER en Europe	7
2.1 Etat de situation du développement des NER en en Europe	7
2.1.1 Allemagne	8
2.1.2 France	14
2.2 Conclusions – facteurs clés de succès du développement des NER	18
3 Etat de situation du déploiement des NER en Suisse	19
3.1 Évolution des prix du marché de l’électricité	19
3.2 Les technologies renouvelables les plus usuelles	19
3.2.1 Solaire photovoltaïque	20
3.2.2 Eolien	24
3.2.3 Biomasse	27
3.2.4 Géothermie de grande profondeur	30
3.2.5 Petite hydraulique	30
3.2.6 Conclusion	32
3.3 Adéquation du système – équilibre entre charge et capacité de production	34
3.3.1 Définitions	34
3.3.2 Analyse de l’adéquation du système	35

3.3.3 Description du scénario	35
3.3.4 Capacités indisponibles - hypothèses	36
3.3.5 Capacité restante et marge d'adéquation	37
3.3.6 Conclusion	38
3.4 La législation en place	39
3.4.1 Loi sur l'énergie – LEne, RS 730.0	39
3.4.2 Ordonnance sur l'énergie – OEne, RS 730.01	39
3.5 Les décisions politiques liées à la sortie du nucléaire	40
3.6 Les positions politiques face au développement futur des NER	41
3.7 La RPC actuelle, ses limites et son évolution	43
3.7.1 Situation des demandes de subvention	43
3.7.2 Situation financière du fonds RPC	44
3.7.3 Fonctionnement de la RPC	45
3.7.4 Modèle RPC – évolutions nécessaires	46
3.8 Autres modèles de financement des NER	47
3.9 Mesures d'accompagnement au développement des NER	48
3.10 Part de NER dans l'approvisionnement suisse	49
3.11 Synthèse et éléments importants pour la stratégie de Groupe E	50
4 Groupe E : analyse interne et compétences clés	52
4.1 Groupe E	52
4.2 Groupe E SA	52
4.2.1 Mission, ambitions et valeurs clés de l'entreprise	53
4.2.2 Actionnariat et participations	54
4.2.3 DEN - Direction Energie	54
4.2.4 DDE - Direction Distribution Energie	55
4.2.5 DVM - Direction Vente et Marketing	56
4.2.6 DSE - Direction Services Energie	57
4.3 Les sociétés filles actives dans les NER	57
4.3.1 Groupe E Connect SA	57
4.3.2 Groupe E Entretec SA	58
4.3.3 Groupe E Greenwatt SA	58
4.4 Chaîne de valeur des NER sur la zone de desserte de Groupe E	59

4.5 Installations PV en liste d'attente RPC sur la zone de Groupe E	59
4.6 Compétences clés de l'entreprise	60
5 Options stratégiques pour Groupe E face au développement des NER	62
5.1 SWOT et TOWS : recherche d'options stratégiques	62
5.2 Identification des options stratégiques	62
5.3 Descriptions des options stratégiques sélectionnées	63
6 Conclusions et perspectives	65
6.1 Résumé des résultats obtenus	65
6.1.1 Une stratégie énergétique 2050 coûteuse mais réalisable	65
6.1.2 Vers une augmentation de la RPC à 2 ct/kWh	65
6.1.3 Des centrales à gaz nécessaires en complément aux NER	65
6.1.4 De nouveaux systèmes de stockage de l'énergie à développer	66
6.1.5 Groupe E idéalement placé pour saisir les opportunités futures	66
6.2 Recommandations à Groupe E	67
6.3 Perspectives	67
Bibliographie	LXVIII
Annexe 1 : Evolution des prix du marché des différentes variantes	LXXI
Annexe 2 : Descriptions techniques des NER	LXXII
Annexe 3 : Extraits de la LEne – RS 730.0	LXXVI
Annexe 4 : Extraits de l'OENE – RS 730.01	LXXVIII
Annexe 5 : Projets de Greenwatt.	LXXXI