

Date de dépôt : 15 septembre 2010

Rapport

de la Commission de l'énergie et des Services industriels de Genève chargée d'étudier :

- a) M 1831-A** **proposition de motion de MM. Gabriel Barrillier, Michel Ducret, Jean-Marc Odier, Patrick Saudan et Charles Selleger pour un approvisionnement électrique propre et sûr**
- b) R 569-A** **proposition de résolution M^{mes} et MM. Hugo Zbinden, Andreas Meister, Jean Rossiaud, Michèle Künzler, Emilie Flamand, Esther Alder, Sylvia Leuenberger, Mathilde Captyn, Charles Selleger, Morgane Gauthier, Brigitte Schneider-Bidaux, Sandra Borgeaud et Pierre Losio pour un moratoire en matière de construction de centrale à gaz**

Rapport de majorité de M^{me} Salima Moyard (page 1)

Rapport de première minorité de M. Pierre Conne (page 230)

Rapport de deuxième minorité de M. Hugo Zbinden (page 233)

Rapport de troisième minorité de M. Eric Stauffer (page 239)

RAPPORT DE LA MAJORITÉ

Rapport de M^{me} Salima Moyard

Mesdames et
Messieurs les députés,

La Commission de l'énergie et des Services industriels de Genève a examiné la motion M 1831 ainsi que la résolution R 569 au cours de 12 séances – celles du 22 janvier, des 5 et 19 février, des 5, 12 et 26 mars, des 16, 23 et 30 avril, du 25 juin, des 26 et 27 août 2010 – et du transport sur place à Soultz-sous-Forêts (F) et Landau (D) les 11 et 12 juin 2010, sous la présidence de M. Roger Deneys. Le département de la sécurité, de la police et de l'environnement (DSPE) a été représenté tout au long des travaux, soit par la cheffe du département, M^{me} Isabel Rochat, soit par M^{me} Christine Hislair Kammermann, secrétaire générale adjointe, M. Olivier Epelly, directeur du service cantonal de l'énergie (ScanE) et/ou M^{me} Myriam Garbely, adjointe scientifique du service cantonal de l'énergie (ScanE).

Ont été auditionnés dans le cadre de l'étude de ces deux objets :

Sur la question précise de la centrale chaleur-force :

- M. Fabrice Rognon, ingénieur mécanicien diplômé EPFZ, Planair SA, sur le principe de centrale chaleur-force (CCF) ;
- M. André Hurter, directeur général des Services industriels de Genève (SIG), M. Pascal Abbet, directeur énergie des SIG et M. Gilles Garazi, responsable du programme Ecoclimat des SIG, sur le projet de CCF des SIG ;
- M. Gilles Garazi, responsable du programme Ecoclimat des SIG et M. Pascal Abbet, directeur énergie des SIG, sur les compensations CO₂ ;
- M. Richard Phillips, responsable du domaine des pompes à chaleur, CCF et froid à l'Office fédéral de l'énergie (OFEN), sur la position fédérale en matière de politique énergétique.

Sur les alternatives renouvelables à la production de la CCF :

- M. Philippe Verburgh, directeur clients des SIG et M. Stéphane Pijls, responsable des nouvelles énergies renouvelables des SIG, sur le programme éolien des SIG ;

- M^{me} Floriane Mermoud, chercheuse au groupe Energie de l'Institut des sciences de l'environnement de l'Université de Genève (UNIGE), sur le potentiel de la biomasse ;
- M. Daniel Favrat, professeur au Laboratoire d'énergétique industrielle, Ecole polytechnique fédérale de Lausanne (EPFL), sur les pompes à chaleur ;
- M. André Mermoud, chercheur en énergie solaire au groupe Energie à l'UNIGE, sur le potentiel photovoltaïque.

Sur la question géothermique, étudiée plus en détail :

- M. François Vuataz, chef de projet au Laboratoire suisse de géothermie (CREGE) de l'Université de Neuchâtel (UNINE), sur le potentiel géothermique suisse ;
- M. Fernand Kieffer, ancien technicien de Géothermie Soultz, attaché en communication sur le site géothermique EGS (Enhanced Geothermal Systems) de Soultz-sous-Forêts ;
- M. Damien Sidler, responsable des projets « nouvelles énergies et constructions environnementales » au sein de l'activité Ingénierie de Projets réseaux & ouvrages des SIG, sur les perspectives géothermiques genevoises ;

Sur la question de l'emplacement de la centrale chaleur-force à Vernier :

- M. Yvan Rochat, conseiller administratif de la commune de Vernier, sur l'emplacement prévu de la CCF des SIG.

La rapporteuse tient par ailleurs à remercier M. Patrick Penel pour la qualité de sa retranscription des débats.

Table des matières

1. Présentation de la motion 1831 et de la résolution 569	8
2. Premiers débats de la commission concernant la motion et la résolution	9
3. Note informative concernant l’approvisionnement énergétique de la ville de Zurich	10
4. Auditions sur la question de la centrale chaleur-force	11
4.A. Audition de Fabrice Rognon, ingénieur mécanicien diplômé EPFZ, Planair SA, au sujet du principe de centrale-chaleur-force	11
Principe d’une centrale chaleur-force (CCF).....	11
Coûts et impact des différentes centrales.....	12
Sur la question genevoise	13
Questions des commissaires à l’orateur.....	14
4.B. Audition des SIG (M. André Hurter, directeur général, M. Pascal Abbet, directeur énergie et M. Gilles Garazi, responsable du programme Ecoclimat) sur leur projet de CCF	17
La stratégie énergétique des SIG	17
Le projet de centrale chaleur-force	19
Les impacts environnementaux de la CCF	20
Questions des commissaires aux orateurs.....	21
4.C. Audition des SIG (M. Gilles Garazi, responsable du programme Ecoclimat et M. Pascal Abbet, directeur énergie), sur les compensations CO₂	27
Principe des compensations CO ₂	27
Fonctionnement du programme Ecoclimat des SIG	28
Questions des commissaires aux orateurs.....	29

4.D. Audition de M. Richard Phillips, responsable du domaine des pompes à chaleur, CCF et froid, à l'Office fédéral de l'énergie (OFEN), sur la position fédérale en matière de politique énergétique.....31

La position du Conseil fédéral en matière de politique énergétique.....31

Questions des commissaires à l'orateur.....32

5. Auditions sur la question des alternatives renouvelables à la production de la CCF37

5.A. Audition des SIG (M. Philippe Verburgh, directeur clients et M. Stéphane Pijls, responsable des nouvelles énergies renouvelables), sur leur programme éolien37

Présentation générale de l'énergie éolienne.....37

Présentation du projet des SIG dans le domaine éolien.....39

Questions des commissaires aux orateurs.....40

5.B. Audition de M^{me} Floriane Mermoud, chercheuse au groupe Energie de l'Institut des sciences de l'environnement de l'Université de Genève (UNIGE), sur le potentiel de la biomasse.....43

La valorisation de la biomasse.....43

Application à Genève de la valorisation de la biomasse.....44

Questions des commissaires à l'oratrice.....46

5.C. Audition de M. Daniel Favrat, professeur au Laboratoire d'énergétique industrielle, à l'Ecole polytechnique fédérale de Lausanne (EPFL), sur les pompes à chaleur.....47

Caractéristiques de la production
et de la consommation électrique suisse47

Fonctionnement d'une pompe à chaleur.....48

Avantages des pompes à chaleur dans le cadre
de la production électrique49

Questions des commissaires à l'orateur.....51

5.D. Audition de M. André Mermoud, chercheur en énergie solaire au groupe Energie à l'UNIGE, sur le potentiel photovoltaïque	53
Le potentiel photovoltaïque	53
Les productions photovoltaïques à Genève, en Suisse et en Allemagne ...	54
Limitations, contraintes et coûts du photovoltaïque	54
Questions des commissaires à l'orateur	55
6. Auditions concernant la géothermie, étudiée plus en détail	58
6.A. Exposé, lors du transport sur place, de M. François Vuataz, chef de projet au Laboratoire suisse de géothermie (CREGE) de l'Université de Neuchâtel (UNINE), sur le potentiel géothermique suisse.....	58
Principes de la géothermie.....	58
Utilisations directes de la géothermie	59
Applications de la géothermie en Suisse	60
Les systèmes géothermiques stimulés de grande profondeur, pour la production d'électricité.....	63
L'expérience bâloise.....	64
Avantages et inconvénients de la géothermie.....	65
6.B. Exposé, lors du transport sur place, de M. Fernand Kieffer, ancien technicien de Géothermie Soultz, attaché en communication sur le site géothermique EGS (Enhanced Geothermal Systems) de Soultz-sous-Forêts	66
Site scientifique pilote : Soultz-sous-Forêts, en Alsace.....	66
Site industriel pilote : Landau, en Allemagne.....	67
6.C. Exposé, lors du transport sur place, de M. Damien Sidler, responsable des projets « nouvelles énergies et constructions environnementales » au sein de l'activité Ingénierie de Projets réseaux & ouvrages des SIG, sur les perspectives géothermiques genevoises	69
Etat de la situation au niveau géothermique à Genève	69
Un programme de reconnaissance du sous-sol genevois à mener à bien...	71

Complément du ScanE : son rôle dans les perspectives géothermiques....	73
7. Audition sur la question de l'emplacement de la CCF à Vernier	73
7.A. Audition de M. Yvan Rochat, conseiller administratif de la commune de Vernier, sur l'emplacement prévu de la CCF des SIG.....	73
Position du Conseil administratif de Vernier.....	73
Questions des commissaires à l'orateur.....	75
8. Position de principe du département, par la cheffe du département .	76
Questions des commissaires à la cheffe du département et à ses services.....	78
9. Position de principe des groupes avant l'étude comparative préalable des sites alternatifs	78
10. Etude comparative préalable de sites alternatifs	82
Présentation	82
Discussion	83
11. Prise de position sur la M 1831 au terme des travaux et vote d'entrée en matière	86
12. Prise de position sur la R 569 au terme des travaux et vote d'entrée en matière	88
13. Eléments indispensables à prendre en compte par le Conseil d'Etat, selon les groupes soutenant la CCF	91

1. Présentation de la motion 1831 « pour un approvisionnement électrique propre et sûr » et de la résolution 569 « pour un moratoire de construction de centrale à gaz »

La résolution 569, datant de novembre 2008, invite le Conseil d'Etat à décider, après un moratoire de quatre ans, de l'autorisation de construction de la centrale chaleur-force (CCF) prévue par les SIG, moratoire durant lequel le canton devrait poursuivre les efforts visant à réduire la consommation d'électricité cantonale, à promouvoir les énergies renouvelables et à étudier des projets alternatifs à la CCF. C'est seulement au terme de cette période que le Conseil d'Etat, à l'aune d'un bilan du succès des mesures d'économie d'énergie entreprises, devrait prendre la décision de construction.

La motion 1831, datant de juin 2008, propose au Conseil d'Etat, outre l'intensification des efforts sur la réduction de consommation énergétique et la promotion des énergies renouvelables (communes à la résolution), de renoncer à la CCF en application de l'article 160E, de présenter un rapport sur le coût environnemental et financier de la CCF, ainsi que sur les alternatives à cette dernière, et enfin d'examiner la diversification des sources d'approvisionnement en électricité.

Dans un premier temps, le groupe radical défend sa motion au moyen des arguments suivants. Il relève que la localisation géographique de la centrale-chaleur-force (CCF) est bonne, et que la proposition de SIG fait sens. La perversité du projet tient cependant dans sa volonté de rentabilité économique : on achète du gaz, que l'on transforme en chaleur afin de le vendre plus cher sur le réseau. Or, ce projet est proposé par une entreprise ayant une obligation de service envers la population genevoise; de plus, ce n'est pas faire preuve d'indépendance que d'aller chercher du gaz à l'étranger. En outre, cette CCF poserait des problèmes en matière de relâchement de CO₂ dans l'atmosphère. L'un des intérêts de cette motion réside dans le fait que les Services industriels de Genève (SIG) essaient actuellement d'explorer des pistes alternatives à la CCF (éoliennes, barrage de Conflan, etc.). Dans l'intervalle, la motion propose d'envisager des alternatives à cette centrale, par le développement du photovoltaïque ou de la biomasse.

2. Premiers débats de la commission concernant la motion et la résolution

Le groupe UDC voit dans cette motion une opposition à la CCF, projet assurant pourtant une sécurité d'approvisionnement en électricité considérable. Il souhaiterait savoir néanmoins ce qu'on pourrait imaginer à la place de la CCF. Enfin, il comprend l'opposition des riverains de Vernier; à ce propos, il faudrait réfléchir à un autre lieu d'installation.

Le groupe Socialiste marque sa volonté de faire baisser la consommation d'énergie en fonction des (non) décisions politiques prises par le Grand Conseil. Cette CCF serait facultative si l'on faisait de réels efforts dans le domaine des économies d'énergie, mais tel n'est pas le cas. La CCF pourrait apporter une contribution à un ensemble de mesures qui permettrait d'éviter le recours au nucléaire.

Le groupe Vert rappelle que la CCF est un sujet compliqué : un groupe du parti s'est d'ailleurs spécialement consacré à son étude. Le vote final n'était pas unanime, la décision étant difficile à prendre, car le projet, en soi, est intéressant. Il convient d'avoir plus d'informations de la part des SIG, et notamment de savoir si les alternatives ont été sérieusement étudiées, comme celle d'une centrale à biomasse à la place d'une CCF au gaz.

Le groupe Libéral trouve pertinent de lier les deux objets (motion et résolution), sur un sujet qui divise même à l'intérieur des partis. De plus, il serait intéressant d'avoir des détails sur le site envisagé pour la construction de la CCF (avec des alternatives), sur les mesures de compensation de CO₂ avec le chauffage à distance, sur un scénario d'impact d'énergie grise de déconstruction dans les prochaines décennies, et sur une sensibilisation aux évolutions du coût du marché du gaz. Il serait aussi intéressant d'avoir, en audition, le responsable de l'approvisionnement électrique au sein des SIG; au sujet de la géothermie, il convient de s'informer sur ce qui a déjà été fait au niveau du canton et du pays.

Le groupe PDC est favorable à la CCF, car c'est un projet de transition vers d'autres technologies, ayant un bon degré d'efficacité et qui parviendra à une réduction globale des émanations de CO₂. De plus, la désaffectation de chaufferies entraînée par la construction de cette centrale va considérablement améliorer la qualité de l'air au niveau local. Il serait toutefois intéressant d'étudier la possibilité que l'enveloppe de cette centrale puisse être utilisée, ensuite, au biogaz.

Le groupe MCG soutient l'entrée en matière de cette motion et de cette résolution, afin de demander l'audition des responsables de la station de géothermie bâloise, pour étudier si ce type d'installation est possible à

Genève. Le groupe est pour l'instant positionné contre la CCF, puisque le prix du gaz est lié au pétrole. Il rappelle que la ville de Zurich est indépendante en matière énergétique – avec quels moyens et quelle vision pour l'avenir ? –, et le canton de Genève pourrait peut-être le redevenir un jour (il l'était en 1960), à condition de se montrer visionnaire (grâce à la géothermie par exemple). Il souhaite par ailleurs l'audition des personnes qui ont habité à côté d'une centrale similaire, afin de se rendre compte des nuisances.

Au terme de ce premier tour de table, le Président constate un grand besoin d'informations de la part de la commission,

- tant sur le projet concret des SIG à propos de cette CCF – son coût, son fonctionnement, ses implications, son emplacement, ses alternatives –
- qu'en ce qui concerne les besoins en électricité pour les décennies à venir
- ou les potentialités des différents types d'énergies renouvelables : la biomasse, le photovoltaïque, l'éolien et la géothermie notamment.

Plusieurs auditions sont dès lors agendées sur ces différentes problématiques. Le projet d'un transport sur place pour visiter des centrales géothermiques est par ailleurs évoqué. Pour la clarté du rapport, l'audition concernant le principe des centrales chaleur-force est relatée en premier. Les auditions des SIG sont donc toutes regroupées, afin de présenter le projet de CCF de la manière la plus complète possible. Les auditions concernant les différentes alternatives renouvelables, puis les exposés concernant la géothermie lors du transport sur place sont ensuite présentées chronologiquement.

3. Note informative concernant l'approvisionnement énergétique de la ville de Zurich

Suite à la discussion préliminaire de la commission sur l'autoapprovisionnement à plus de 100% en énergie de la ville de Zurich, des renseignements ont été demandés par le ScanE à la ville de Zurich concernant son approvisionnement et sa politique énergétique. La note informative en annexe¹ en synthétise les résultats : la ville de Zurich produit 40% davantage qu'elle ne consomme. Sa production se base sur des centrales hydroélectriques, essentiellement situées dans les Grisons, dont elle est propriétaire ou actionnaire à hauteur de 52%, mais elle se base aussi (à hauteur de 48%) sur des centrales nucléaires. Une partie de l'énergie utilisée

¹ Voir annexe 2.

est consommée pour re-pomper l'eau des centrales hydroélectriques pour la remonter dans les turbines. Pour ce faire, l'électricité est utilisée au moment où elle est le moins cher, donc la nuit et en général en production d'origine nucléaire. Par ailleurs, la part nucléaire de la production électrique des services industriels cantonaux zurichois se monte même à deux tiers.

La situation zurichoise est donc difficilement comparable à celle de Genève, qui a banni l'utilisation du nucléaire dans son approvisionnement électrique (cf. article 160E de la Constitution).

4. Auditions sur la question de la centrale chaleur-force

4.A. Audition de Fabrice Rognon, ingénieur mécanicien diplômé EPFZ, Planair SA, au sujet du principe de centrale-chaleur-force²

Principe d'une centrale chaleur-force (CCF)

Le principe d'une telle centrale est de produire à la fois de la chaleur et de l'électricité (force)³. Le fonctionnement est toujours le même : un combustible est chauffé à très haute température puis injecté dans une turbine (à gaz ou à vapeur) qui entraîne un générateur produisant de l'électricité. Ce procédé créant inévitablement de la chaleur, elle est partiellement récupérée afin d'augmenter le rendement de la centrale chaleur-force.

L'électricité peut être produite :

- par une turbine à gaz, où le gaz est chauffé puis compressé à travers la turbine pour produire le mouvement mécanique à la base de l'électricité
- par une turbine à vapeur, où le gaz chauffé transmet ensuite sa chaleur à de l'eau (en circuit fermé) qui, sous l'effet de la chaleur, se transforme en vapeur. Cette vapeur est mise sous pression dans la turbine à vapeur et produit le mouvement mécanique nécessaire à rotation de la turbine, et donc à la production d'électricité. Détendue et plus froide, elle repasse de l'état gazeux (vapeur) à l'état liquide. Elle est ensuite comprimée par une pompe à hauteur de 30-40 Bar de pression. Revenue dans l'échangeur de chaleur, la chaleur transmise par le gaz, alliée à la pression, retransforme l'eau en vapeur. Le cycle est ainsi complet. Un circuit de refroidissement est par ailleurs nécessaire pour garantir le passage de l'eau de l'état gazeux à l'état liquide après le turbinage ;

² Voir annexe 3.

³ Sur le principe de la centrale, voir les schémas de l'annexe 3, pages 7 à 11. Sur le circuit de la CCF prévue par les SIG, voir l'annexe 4, diapositive « Un fonctionnement efficient ».

- par les deux turbines combinées, le gaz étant chauffé à très haute température (environ 1'200°C) et turbiné dans une turbine à gaz, puis récupéré une fois détendu à « seulement » environ 400°C, pour chauffer l'eau du circuit à travers l'échangeur de chaleur qui elle fera tourner la turbine à vapeur. Le projet de CCF conçu par les SIG utilise ce système de double turbine – appelé cycle combiné –, ce qui augmente son rendement; de plus le projet réutilise la chaleur – ce que ne font pas les plus grosses centrales à cycle combiné –, ce qui augmente encore son rendement.

La production de chaleur se fait au moment du turbinage. Grâce à un second échangeur de chaleur (eau-eau, et non gaz-eau, comme celui présent dans le circuit fermé d'eau), le réseau de chauffage à distance – des canalisations avec de l'eau à environ 60°C à l'intérieur – est alimenté et l'eau chaude produite est distribuée. Par ailleurs, il est toujours plus facile de produire de la chaleur que de l'électricité : enlever 1% de production électrique fournit en contre-partie 6-8% de chaleur. Obtenir plus de chaleur, c'est produire moins d'électricité, et vice-versa. Il s'agit donc de trouver le bon équilibre correspondant aux besoins.

Coûts et impact des différentes centrales

Les différentes centrales existant sur le marché peuvent être de très petites à très grosses⁴. Plus la centrale est grosse (centrale nucléaire, à gaz ou à cycle combiné), moins elle est utilisée pour la chaleur : elle produit uniquement de l'électricité, l'eau après turbinage était trop froide pour un réseau de chauffage à distance (contrairement à ce qui est prévu pour la CCF des SIG avec le réseau CADIOM). Les plus grandes CCF – donc capables de récupération de chaleur utile – fonctionnent à gaz ou mazout ont une puissance par installation d'environ 200 MW électriques⁵. Les moyennes (10MW) et les petites (1MW) CCF peuvent, elles, récupérer toute la chaleur. Il s'agit donc de trouver un bon équilibre entre la production électrique et calorifique. Dans cette classification, la CCF prévue par les SIG est une petite CCF, d'une puissance électrique de 60 MW.

En ce qui concerne les rendements électriques des différents types de centrales⁶, les centrales nucléaires ont un rendement faible (35%), les centrales à gaz améliorent le rendement (45%) et les centrales à cycle combiné encore (58%). Le fait de passer à une CCF, qui valorise la chaleur,

⁴ Voir annexe 3, page 12.

⁵ Pour les abréviations utiles et les chiffres-clés, on se référera avec bénéfice à l'annexe 1.

⁶ Voir annexe 3, page 13. Le rendement global (ou l'efficacité énergétique) est constitué de la somme de l'énergie électrique produite et de l'énergie thermique valorisée dans le réseau, qui est divisée par l'énergie primaire (gaz) entrant dans la centrale.

fait monter le rendement total (électricité et chaleur) jusqu'à 75% - comme dans le cas de la CCF des SIG.

Quant aux rejets de CO₂⁷, ils sont en moyenne situés à 400-450 grCO₂/kWh électrique au niveau européen, en tenant compte du cycle de vie complet des installations. Cette valeur est aussi celle des centrales à cycle combiné sans récupération de chaleur (CCC), les centrales à gaz (une seule turbine) se situant en dessus, alors que les CCF se situent à 200-250 grCO₂/kWh. Par comparaison, les performances CO₂, calculées selon le protocole développé par l'IPCC (GIEC) en 2001, des autres types de production électrique sont les suivantes : hydraulique au fil de l'eau 3 grCO₂/kWh et hydraulique à accumulation (barrages) 4 grCO₂/kWh; solaire photovoltaïque 73 grCO₂/kWh; charbon ~800 grCO₂/kWh; nucléaire 7.8 grCO₂/kWh (car la production de la centrale n'en émet pas, mais l'énergie grise de construction oui à hauteur tout de même de 120 grCO₂/kWh). On aurait donc tort de conclure que la centrale nucléaire est la panacée contre l'augmentation à outrance⁸ du CO₂.

Au niveau des coûts de production⁹, le courant nucléaire est le moins cher (5.5 ct/kWh) et le plus stable (l'uranium étant acheté une fois pour toutes) : cela s'explique par le fonctionnement en continu, fournissant du courant « en ruban » ininterrompu. Il ne faut néanmoins pas oublier le coût d'achat de l'uranium, sujet lui aussi à variation. Les coûts de production de la CCC se situent quant à eux à 6.5 ct/kWh. Les CCF se situent plutôt à 15 ct/kWh, ce qui équivaut actuellement au prix de vente d'électricité en moyenne suisse. Relevons que ces coûts tiennent compte du prix du combustible, mais pas des taxes (modulables) ni des coûts de transport, qui peuvent être importants pour les grandes centrales éloignées. Les petites CCF délocalisées marquent des points dans ce cas.

Sur la question genevoise

Rappelons que le chauffage (des bâtiments et de l'eau chaude sanitaire, ECS) produit plus de la moitié des émissions de CO₂ en Suisse et à Genève et que la mobilité en produit 40%. Il s'agit d'avoir une approche globale en matière énergétique : la solution de l'orateur serait de construire une grosse CCF (bien plus que celle prévue) ou CCC au gaz, alliée à de nombreuses

⁷ Voir annexe 3, page 14.

⁸ Pour information, selon une étude commandée par les SIG, les émissions en cycle de vie de la gamme SIG étaient les suivantes en 2008 : SIG Initial (production au Luxembourg dans une centrale à gaz sans valorisation de chaleur) 464 grCO₂/kWh; SIG Vitale bleu (Suisse/France, 100% hydraulique) 17 grCO₂/kWh; SIG Vitale vert (Suisse, hydraulique *Naturemade star* et solaire) 11 grCO₂/kWh.

⁹ Voir annexe 3, page 15.

petites CCF pour la production électrique, et de baser les besoins en chauffage sur les énergies renouvelables (solaire thermique, bois, biomasse, pompes à chaleur), de manière à obtenir un bilan doublement positif : d'une part, la grosse CCF ou CCC amènera une forte augmentation de la production d'électricité (ainsi qu'une augmentation des émissions de CO₂) et d'autre part, la production de chaleur et d'eau chaude sanitaire par des énergies renouvelables amènera une forte diminution des émissions de CO₂, du fait de l'arrêt des chaudières à gaz ou mazout (ainsi qu'une diminution de la production électrique). Ainsi, le bilan sera une diminution des émissions de CO₂, ainsi qu'une augmentation de la production d'électricité. En résumé, produire plus avec moins de gaz¹⁰.

Sur les objets à l'étude, l'orateur fait les trois rectifications techniques suivantes, par rapport aux exposés des motifs des objets :

- concernant la M 1831 qui mentionne de nombreuses particules polluantes émises par la future CCF, il rappelle que l'Ordonnance fédérale sur la protection de l'air doit partout être respectée et contrôlée et que les chaudières actuelles, à gaz ou mazout, produisent également les particules incriminées. Ce n'est pas le propre de la CCF.
- concernant la R 569 qui mentionne des pertes considérables dans le réseau de chauffage à distance (CAD), il explique que les pertes annuelles dans les réseaux CAD suisses sont de 10 à 15%, alors que celles des chaudières à mazout ou à gaz sont de 5 à 20%.
- concernant la R 569 qui déclare le principe de CCF comme très applicable à de petites centrales délocalisées, il explique que cela est vrai sous réserve du fait que le rendement baisse drastiquement, que les émissions d'oxyde d'azote (NOx) et de monoxyde de carbone (CO) sont largement augmentées.

Questions des commissaires à l'orateur

Q (MCG) Les centrales CCF sont-elles bruyantes ? – R : les ordonnances fédérales contre la pollution et contre le bruit sont respectées. Il y a l'exemple de la centrale de Pierre-de-Plan à Lausanne, au milieu d'une forte densité de population. Il est relativement aisé de piéger les fréquences et les fumées (mais cela a un coût), mais pas les vibrations à l'intérieur de la centrale ni le CO₂. Les exploitants doivent toutefois apporter la preuve que ces ordonnances sont respectées dès la mise en route. Il convient de donner le rendement et les valeurs-limite d'émissions au fabricant, et celui-ci se charge de construire la centrale.

¹⁰ Voir annexe 3, pages 21 et 22.

Q (L) Est-il possible de faire varier la température de la vapeur en fonction de la saison ? – R : les chauffages à distance peuvent être arrêtés momentanément, le circuit en pression tournant alors en boucle fermée. Si la CCF a dans l'installation plusieurs unités et donc plusieurs moteurs, ils peuvent être enclenchés successivement afin de coller à la demande. Il s'agit donc de particulièrement bien dimensionner la CCF au réseau et au périmètre de distribution.

Q (UDC) Pourquoi les SIG ne construisent-ils pas une centrale plus grande et puissante ? – R : d'un point de vue technique, une CCF plus puissante serait tout à fait envisageable.

Q (L) En termes de bilan CO₂, la CCF des SIG est-elle la bonne solution pour Genève ? Est-elle véritablement réalisée pour les petits consommateurs, ou est-elle prévue plutôt pour produire de l'électricité dans une démarche commerciale ? – R : ce réseau doit être envisagé selon un ruban de consommation et les SIG doivent réfléchir au meilleur moyen de distribution d'électricité possible. Le but de la CCF est de réduire la dépendance énergétique du canton de Genève, de produire de l'électricité soi-même et donc de gagner de l'argent. L'idée de la construire au Lignon est séduisante, puisque la localisation du site est optimale en fonction de la taille de la centrale et du bassin de population visé. Il faut se montrer réaliste sur les possibilités actuelles de produire de l'énergie, dans l'objectif de faire plus d'énergie avec moins de ressources gaspillées, à l'horizon 2020. La CCF est une technologie de transition, ni plus, ni moins. Il n'est aujourd'hui pas possible d'avoir un système qui garantisse 0% d'émission CO₂.

Q (L) La durée de vie de vingt ans comme une période de transition, telle qu'évoquée par les SIG, est-elle rationnelle ? – R : ces vingt ans correspondent à la durée d'amortissement contractuelle selon la norme SIA pour le banquier. Techniquement, une centrale peut durer pour l'éternité, moyennant des révisions et des investissements pour améliorer les rendements. Le projet de la CCF possède, dans ce sens, une certaine marge de manœuvre. En outre, ces centrales sont relativement faciles à démonter (pas de contamination, pas de structures fixes, etc.).

Q (Ve) Quel est l'optimum du réseau genevois, en termes de pertes énergétiques notamment ? Comment faut-il calculer aujourd'hui un réseau efficace selon les besoins futurs de la société ? – R : la Suisse n'est pas un pays de chauffage à distance. Un réseau de chauffage doit être avant tout entretenu et maintenu à neuf, sinon les pertes d'énergie sont énormes, mais l'allongement du réseau a un coût supplémentaire en termes de tuyaux mais ne provoque pas d'augmentation de pertes car ils sont très bien isolés. Toutefois, il a été démontré qu'une chaudière à domicile présente également

des pertes de l'ordre de 10 à 15% (malgré la publicité des catalogues). Quant à la planification des réseaux, les bâtiments auront de moins en moins besoin de forte température (changements de matériels, isolation, etc.) et les coûts seront toujours plus bas. Le réseau présente l'avantage de réunir des consommateurs aux profils différents : un couplage chaleur-force est étudié en fonction d'un ruban de consommation, de la puissance de celui-ci. Par exemple, des stocks d'eau chaude faisant office de tampon peuvent être constitués afin d'affiner la distribution, de pouvoir réagir en cas de forte demande, mais à court terme uniquement. La question cruciale est de savoir combien de consommateurs seront intéressés par la centrale, et que l'infrastructure corresponde à la demande d'une région.

Q (S) La production de biogaz pour l'utilisation dans une centrale chaleur-force est-elle facilement envisageable dans l'avenir ? – R : ce qui pose problème, c'est plutôt l'appareillage à mettre en place afin d'obtenir du biogaz à partir d'une biomasse (digesteur), la quantité du déchet vert nécessaire à ladite biomasse et la constance d'approvisionnement en déchets verts. Une fois le bon mélange produit, les moteurs ou turbines existent afin de produire de l'électricité (comme par exemple en Autriche). Il faut simplement être sûr de son mélange et acheter les appareils en conséquence; les variations importantes sont impossibles.

Q (PDC) Est-il possible de faire fonctionner ces centrales au biogaz ? – R : les turbines sont plus tolérantes que les moteurs, en ce qui concerne la qualité des combustibles. Ainsi, il est possible d'injecter dans une turbine 10-15% de biogaz sans problème, selon le principe de co-combustion. En ce qui concerne la biomasse, le bilan serait positif si la biomasse est récoltée dans un rayon de 140 km autour de la centrale.

Q (Ve) Existe-t-il des couplages chaleur-force d'origine géothermique ? – R : oui, en Alsace et en Toscane, mais il faut savoir que la géothermie est une source d'énergie relativement froide. Les rendements sont donc très bas (10-20%), même si la source d'énergie est gratuite. La clé de réussite pour une telle centrale est dans la vente de chaleur.

Q (MCG) Est-il possible de remplacer l'apport de matière première en gaz uniquement par de la géothermie, et si oui en quelle quantité ? – R : la quantité d'énergie à produire lui semble trop importante, puisque la géothermie est une source de chaleur « froide ». Il conviendrait de faire des études pour mesurer le potentiel du sous-sol genevois en la matière, la Suisse étant mal dotée en la matière (surtout après l'épisode bâlois). On ne connaît pas suffisamment les spécificités géologiques de la région et il convient de s'assurer que le sous-sol est exploitable avant de lancer un projet risqué. Le cas échéant, si la matière géologique est présente, il conviendrait de

construire une centrale avec une plus grosse turbine, et le coût de l'énergie sera plus cher car le rendement sera plus faible.

Q (R) Une autre technologie de production de biomasse, soit la production de gaz par gazéification du bois, existe. La co-combustion dans la CCF avec ce gaz serait-elle plus intéressante que la construction de chaudières à bois ? – R : la gazéification à petite échelle fonctionne relativement mal ; à grande échelle, elle pourrait induire une stabilité du processus. Toutefois, il y a un problème de déchets, de logistique, etc. Par contre, les SIG sont aussi distributeurs de gaz ; ainsi, le biogaz pourrait être injecté directement dans le réseau (gaz vert en quelque sorte).

Q (L) Est-ce que le couplage chaleur-force peut être envisagé dans le cadre des Cheneviers, par exemple à la place du four 3 ? – R : oui, mais dans le cadre d'une installation classique au gaz, et non avec du biogaz. Un site déjà industrialisé est particulièrement favorable pour une nouvelle centrale. Le site est néanmoins plus éloigné des consommateurs, ce qui est dommage.

Q (S) Que pense l'orateur de la localisation de la CCF ? – R : le site du Lignon est un bon choix du fait de la proximité d'un gros consommateur (les SIG eux-mêmes). C'est aussi le plus facile. Il est en outre toujours préférable de placer une centrale au centre d'un endroit fortement peuplé, c'est-à-dire proche des consommateurs, ce qui est le cas ici tant grâce au site SIG qu'au réseau. Par ailleurs, avec le développement du réseau de chauffage à distance CADIOM, il conviendra de réfléchir à plusieurs points différents d'injection de chaleur, un point unique étant une mauvaise chose pour la stabilité du réseau, notamment en cas de panne. De plus, une tension importante et constante doit être maintenue dans le réseau pour qu'il fasse son office. Enfin, certaines centrales alimentées en énergie renouvelable ne pourraient pas remplir la même fonction d'approvisionnement de CADIOM : une centrale photovoltaïque aurait par exemple besoin d'un autre réseau.

4.B. Audition des SIG (M. André Hurter, directeur général, M. Pascal Abbet, directeur énergie et M. Gilles Garazi, responsable du programme Ecoclimat) sur leur projet de CCF¹¹

La stratégie énergétique des SIG

Il faut replacer le projet de CCF des SIG dans son contexte : celui d'une stagnation des ressources énergétiques mais d'une hausse de la demande, ainsi que l'utilisation accrue de l'électricité à cause de nouvelles applications

¹¹ Voir annexe 4.

variées (comme les pompes à chaleur, les vélos et voitures électriques, par exemple).

Le cadre politique cantonal est celui de l'objectif de la société à 2'000 watts, en comparaison des 5'000 à 6'000 watts actuels. Ce dernier implique la réduction de la consommation d'énergie à un tiers du niveau actuel et le remplacement des fossiles (à hauteur de 75%, un quart demeurant) par les énergies renouvelables (appelées NER) à grande échelle. Ces réductions doivent agir tant sur les moyens de locomotion que sur les bâtiments, les types d'énergies utilisées que la gestion des déchets. La plus forte baisse de consommation s'opère sur le chauffage et la mobilité, la consommation électrique par habitant restant pratiquement stable.

La politique énergétique globale des SIG est constituée de quatre éléments complémentaires : c'est la politique du « et », qui nous a été largement répétée, par opposition à celle du « ou ». Il s'agit des économies d'énergie, du développement des NER, de l'achat d'énergie et de l'accroissement de notre efficacité énergétique.

Plus précisément, la stratégie électrique des SIG s'axe autour de l'augmentation de l'auto-approvisionnement, de la baisse de consommation électrique (grâce au programme Eco21), du développement des NER et de l'efficacité énergétique. Ensuite, la stratégie thermique des SIG se trouve dans les économies d'énergie, la réduction des émissions de CO₂ (programme Eco-climat) et le développement de solutions thermiques à base de NER.

L'approvisionnement énergétique à l'horizon 2020 prévu par les SIG se constitue de la production propre SIG (17%), du barrage de Chancy-Pougny¹² (7%), des NER (essentiellement le programme éolien) (10%), et de la CCF (10%). A cela s'ajoutent les 5% espérés de baisse de consommation due au programme Eco21 et le solde (soit environ 50%) couvert par des contrats à long terme (FMV¹³, à hauteur de 7%) ou par des achats à faire sur le marché. L'électricité achetée par les SIG sur le marché et revendue aux Genevois soit est d'origine hydraulique (Suisse et Union européenne), soit provient d'une centrale à cycles combinés luxembourgeoise. Il est à noter que cette centrale au Luxembourg ne valorise pas sa chaleur, à la différence de celle prévue par SIG. Elle présente donc un rendement d'environ 55% (contre 75% pour le projet SIG). Sur la question du nucléaire dans les achats par les SIG d'électricité, relevons enfin que tout achat d'électricité nucléaire française leur est interdite et que 10% de l'approvisionnement SIG est certifié non-nucléaire.

¹² SFMCP étant l'abréviation de la Société des forces motrices de Chancy-Pougny.

¹³ FMV étant l'abréviation des Forces motrices valaisannes.

Les NER en développement pour les SIG sont le programme éolien, le programme photovoltaïque, le programme géothermique, la mini-hydraulique, la rénovation du barrage de Chancy-Pougny et enfin, la construction de celui de Conflan.

Le projet de centrale chaleur-force

La CCF est un projet intégré à la planification territoriale : elle trouve sa place, au sein du réseau de chauffage à distance mais aussi parmi les pompes à chaleur d'eau de surface (projet Genève-Lac-Nations), de nappe, d'air ou de sondes géothermiques, sans compter encore le projet géothermique MICA à Thônex¹⁴.

Liée à la construction de la CCF, est prévue d'une part la liaison entre deux réseaux actuels – CADIOM (alimenté par les Cheneviers à Verbois, couvrant une partie d'Onex) et CAD (alimenté par le site SIG du Lignon, couvrant une partie de Meyrin et de Vernier) – et d'autre part l'extension du réseau CAD, en direction de Meyrin et Vieusseux, du fait de la chaleur supplémentaire injectée par SIG à travers la nouvelle CCF depuis le site du Lignon¹⁵. La CCF est une technologie de transition, dans l'attente de capacité de production électrique et thermique à grande échelle à base d'énergie renouvelable. Dans 20 à 25 ans, ce qui est la durée de vie de la turbine de la CCF, on pourra la déconstruire sans dommage au sol, ou acheter une autre installation produisant du courant à base de NER, et dans tous les cas, utiliser le réseau, qui lui a une durée de vie raisonnable de 60 à 80 ans s'il est bien entretenu. C'est un apport indéniable pour la politique énergétique genevoise à long terme.

Le principe de fonctionnement a déjà été expliqué en profondeur lors de la précédente audition (voir ci-dessus); il n'est donc pas repris ici. Les premières études ayant débuté en 2004, la mise en service serait possible bien plus rapidement que d'autres technologies, c'est-à-dire deux ans après le début de la construction de la centrale. Côté chiffres, la CCF aura une production électrique annuelle de 283 GWh, une production calorifique annuelle de 174 GWh, une efficacité globale de 75%, une valorisation optimale de la chaleur¹⁶, pour une consommation de gaz naturel de 607 GWh,

¹⁴ Voir annexe 4, diapositive « Stratégie thermique – Un projet intégré dans la planification énergétique territoriale ».

¹⁵ Voir annexe 4, diapositive « Stratégie thermique – Un seul réseau de CAD (CADIOM-Lignon-Meyrin).

¹⁶ Une valorisation de 100% de la chaleur est techniquement impossible : la chaleur à injecter dans le réseau CAD doit être au minimum de 110°C. La chaleur de plus basse température ne peut en principe pas être valorisée. Toutefois, dans le cas du projet CCF Lignon, il est prévu de créer un deuxième réseau à basse température pour améliorer encore le rendement. Ce réseau

et un investissement total de 265 millions de francs (centrale + réseau CAD¹⁷), auquel les SIG ajoutent encore 140 millions (7 millions pendant 20 ans) pour les compensations CO₂.

Au niveau de la production de chaleur, la CCF redistribuerait les cartes : la chaufferie du Lignon alimentant le réseau CAD ne servirait plus que d'appoint à la CCF. Les chauffages individuels au mazout seraient complètement mis hors service sur toute la zone reliée au réseau agrandi de chauffage à distance. Enfin, le réseau CADIOM serait mieux utilisé puisqu'il n'y aurait plus de perte d'énergie de chauffage (comme c'est le cas aujourd'hui) : l'incinération des déchets permettrait seule d'alimenter le réseau durant tout l'été, alors que l'énergie dégagée par cette incinération est aujourd'hui évacuée dans l'atmosphère ou au Rhône, avec un certain impact sur les écosystèmes aquatiques rhodaniens. Enfin, toutes les installations à gaz (chaufferie actuelle du Lignon et centrale CCF) seront arrêtées en été, au moment où Genève connaît ses fameux pics d'ozone annuels. Cela a un impact positif en termes de santé publique, même s'il n'est pas quantifiable.

Les impacts environnementaux de la CCF

En ce qui concerne l'impact environnemental de la CCF, le bilan climatique global sera, en un sens, nul car les émissions accrues de CO₂ seront compensées intégralement (voir audition suivante).

La qualité de l'air au niveau local sera pas ou positivement impactée, du fait des émissions « plus propres » produites par la centrale que celles des centaines de chaufferies à mazout individuelles, malgré le fait qu'on introduise de la production électrique supplémentaire, jusqu'ici inexistante. En effet, la chaleur délivrée par la CCF va se substituer aux chauffages à mazout existants dans la zone d'extension du CAD (Meyrin, Vieuzeux, Tourelles). Or le mazout est nettement plus polluant que le gaz : 25% d'émissions de CO₂ en plus, émission de suies cancérigènes et de soufre. Dans tous les cas, les normes de l'Ordonnance fédérale sur la protection de l'air (OPair) seront partout respectées. L'impact sur les oxydes d'azote sera par contre un tout petit peu négatif au nord-est du site, mais l'amélioration sera notable à Meyrin, comme c'est le cas pour les particules fines (que le

alimenterait des consommateurs proches de la centrale et pouvant fonctionner à basse température. Sont visés ici le site SIG lui-même, la piscine du Lignon, l'école des Libellules et le projet immobilier Implemia sis en face de SIG et actuellement en construction.

17 Selon l'estimation budgétaire de décembre 2009, les CHF 265 millions se répartissent de la manière suivante : la construction de la centrale et de ses périphériques (raccordements aux réseaux électricité, gaz et refroidissement par le Rhône) pour CHF 160 millions ; les investissements prévus pour l'extension du réseau CAD vers Meyrin et Vieuzeux ainsi que la création d'une liaison entre le réseau CAD Lignon et CADIOM pour CHF 105 millions.

mazout émet mais non le gaz). L'impact de la CCF sera par ailleurs nul sur le sol – l'emprise au sol étant très faible –, ainsi que sur la faune et la flore.

Les compensations CO₂ sont rapidement abordées mais font surtout l'objet d'une audition particulière (voir ci-dessous). Maillon indispensable du réseau de chauffage à distance, augmentant de 10% l'autoapprovisionnement électrique, la CCF est de plus, selon les SIG, une solution transitoire vers les énergies renouvelables à grande échelle.

Questions des commissaires aux orateurs

Q (MCG) Les SIG mettent l'accent sur la baisse de la dépendance énergétique de l'entreprise vis-à-vis du marché, mais cette centrale dépendra du gaz, dont le prix est fortement corrélé à celui du pétrole. N'est-ce donc pas un leurre ? – R : la dépendance du prix du gaz face au pétrole est réelle, mais tout autant que celle du prix de l'électricité l'est face aux énergies fossiles car l'électricité est malheureusement toujours essentiellement produite avec ces dernières (à 60% à base de charbon !). Dans le domaine des énergies renouvelables, la dépendance est nulle, ce qui explique le niveau d'investissement prévu par les SIG dans ce domaine.

Q (S) La prise en compte des risques liés à l'augmentation du prix du gaz n'est-elle pas sous-estimée ? – R : la Suisse représente 0.1% de la consommation européenne de gaz. Ainsi, les risques sont limités. De plus, ce gaz provient d'Europe à 75% (et le reste de Russie).

Q (UDC) Pourquoi ne construirait-on pas une centrale encore plus grande ? – R : l'opportunité d'une plus grande centrale avait été discutée à l'époque, mais cela n'aurait pas permis de valoriser suffisamment la chaleur produite (voir ci-dessus, page 11). La CCF actuelle aura un rendement maximal. Le concept de centrale chaleur-force permet de mieux défendre le projet au niveau politique. Une centrale plus grosse aurait permis de produire plus d'électricité, mais avec un bilan environnemental moins performant, ce qui n'a pas été pas l'option retenue par les SIG.

Q (MCG) Quel type d'isolation phonique est prévu pour le moteur de la centrale ? – R : la centrale respecte les normes fédérales. Ainsi, les collaborateurs travaillant à l'intérieur sont également protégés par un matériel efficace. De plus, le cahier des charges demandait à l'architecte de prévoir une diminution du bruit au-delà des normes légales : le bruit produit est de 35-40 décibels. Une démonstration est faite aux commissaires : le niveau enregistré dans la salle de commission lorsque tout le monde se tait est déjà de 35-40 décibels. Les nuisances sont donc pratiquement inexistantes pour les voisins de la centrale.

Q (S) Quel est le statut des bénéfices enregistrés par les SIG ? – R : les SIG n'ont pas de devoir de bénéfice. Les bénéfices générés ces dernières décennies ont été utilisés pour des investissements dans l'électricité (mais également pour des conduites d'eau, etc.). Les SIG demandent simplement à pouvoir financer leurs investissements futurs, avec un rendement normal du capital, en étant même prêts à faire des concessions sur ce point, notamment dans l'énergie photovoltaïque.

Q (L) Sachant que les projets NER des SIG sont estimés à 400 GWh et que la CCF couvrirait 285 GWh, pourquoi, sachant que Genève a les moyens de s'approvisionner en NER, construire en plus la CCF ? – R : les chiffres sont corrects mais le problème est le suivant : il s'agit, à Genève, de distribuer environ 3000 GWh. La moitié est assurée par des achats et des contrats à moyen terme, et Genève est preneuse de toute production d'énergie qui abaisserait la dépendance énergétique du canton, donc l'éolien et la CCF. On pourrait renoncer à la CCF, mais le taux d'autoproduction tomberait alors à 35%.

Q (UDC) Les SIG pourront-ils garantir de l'électricité 24h/24 avec la CCF (en ruban) ? – R : statistiquement, la CCF aura sans doute une fois une panne, comme n'importe quelle autre installation. Toutefois, si la CCF n'est pas construite, le taux d'autoproduction sera moindre et la probabilité de survenues de problèmes d'approvisionnement sera plus importante. Par ailleurs, le mécanisme suivant existe : plus la part d'énergie éolienne augmente dans le portefeuille des SIG, plus la dépendance au vent augmente; celui-ci n'est malheureusement pas à même de souffler et de s'adapter en fonction des pics de consommation, au contraire de la CCF, qui est apte à le faire dans une certaine mesure.

Q (L) L'impact du développement des voitures électriques, notamment en fonction de la tarification de nuit, a-t-il été évalué ? – R : il est difficile d'anticiper ce qui concerne la demande en énergie future. On ne sait d'ailleurs pas aujourd'hui quel sera le mode de recharge des voitures électriques de l'avenir. De plus, si le comportement d'un propriétaire de voiture électrique tend vers les recharges de nuit, cela aurait pour effet d'aplanir les courbes de charges. En outre, si le véhicule électrique se développe, l'on envisagerait les flottes de voitures comme un moyen spécifique de stocker de l'énergie. Il y aurait donc une influence sur la consommation, dans le sens d'un coût d'approvisionnement (prix de vente) globalement plus faible.

Q (L) Etant donné qu'environ 15% de l'approvisionnement des SIG se fait chez l'entreprise suisse ALPIQ, active dans la production et la commercialisation d'électricité, que se passera-t-il après 2016, puisque cet

accord semble ne pas encore être renouvelé ? – R : les négociations avec ALPIQ sont en cours pour assurer la phase 2015-2020 et 2020-2025, ce qui explique le fait que ces données ne figurent pas encore précisément dans les chiffres de l'entreprise. Il convient de savoir que ces contrats n'engagent ALPIQ à approvisionner ses actionnaires qu'à raison de 50% avec de la production suisse !

Q (L) Le fait d'augmenter la production « SIG initial »¹⁸, fera-t-il baisser le prix chez le consommateur final ? – R : le produit « SIG initial » représente 10% de la consommation cantonale (donc 300 GWh), alors que le label « Vital vert »¹⁹ en représente 5%. L'énergie achetée au Luxembourg pour « SIG initial » sera substituée par la production de la CCF. De plus, la CCF aura la possibilité de s'adapter à la demande en énergie, grâce à des réglages de type journalier (mais tout de même pas à l'heure près); elle ne fonctionnera par exemple pas l'été.

Q (S) Les SIG ne pourraient-ils pas être plus ambitieux dans leur politique énergétique ? – R : en matière d'audace, les SIG se sont assuré une bonne part du potentiel éolien de Suisse (voir l'audition sur cette problématique). En outre, le programme Eco21, et la philosophie qu'il essaie de mettre en place, n'existent pas chez la plupart des autres producteurs d'énergie. Pour la géothermie, les SIG sont un partenaire actif au sein de Geopower, et des montants considérables ont été engagés pour creuser – c'est le cas de dire ! – au maximum la question (voir audition sur cette question).

Q (Ve) N'est-il pas dommage de devoir attendre la construction de la CCF pour financer le programme d'économies Ecoclimat ? – R : la CCF ne représentera que 3.5% de la consommation d'énergie thermique genevoise (174 GWh sur 5000) – et 9% de la consommation électrique genevoise (283 GWh sur 3000). Elle est prévue pour 20 à 25 ans, et ce que la CCF permettra de financer pendant cette période subsistera. Rappelons les 140 millions de francs (en plus des 265 millions pour la CCF et le réseau) investis pour les compensations, ce qui est énorme, et ils seront injectés dans l'économie locale pour amener les installations à produire moins de CO₂. Si la CCF ne voit pas le jour, cet argent ne sera pas disponible pour les projets genevois. La géothermie de grande profondeur, quant à elle, pourra, dans une vingtaine d'années, remplacer la CCF, mais malheureusement pas aujourd'hui encore. Par ailleurs, l'ensemble de la société continue à fonctionner grâce au pétrole; il convient donc d'envisager la période après-

¹⁸ Electricité la moins chère vendue par les SIG, non renouvelable, à base de fossile (centrale à gaz à cycle combiné au Luxembourg).

¹⁹ Electricité la plus chère et « la plus écologique » vendue par les SIG, entièrement hydraulique et renouvelable, encourageant notamment la production photovoltaïque et biomasse du canton.

pétrole et les économies d'énergie. Il s'agira de construire les infrastructures permettant à Genève de produire son énergie; c'est le cas de la CCF. Le dilemme des SIG consiste à fournir un service bon marché, en valorisant le plus possible l'énergie produite par leurs outils.

Q (Ve-MCG) Quels ont été les projets alternatifs étudiés par les SIG, qui les ont ensuite conduits à choisir finalement la CCF ? – R : les SIG n'ont banni « aucun projet alternatif » et appréhendent justement toutes les solutions (éolien, barrage de Conflan, géothermie, etc.) pour construire leur politique énergétique, dont la CCF n'est que l'une des parties. Le plus important est la complémentarité des projets menés par les SIG. Revient la politique du « et » car même avec une centrale à biomasse produisant 10% des besoins genevois et une centrale géothermique produisant 15% (secteurs énergétiques dans lesquels SIG investit déjà), l'on ne pourrait toujours pas se prévaloir de l'autonomie. Pourquoi se priverait-on dès lors d'un outil provisoire performant, la CCF, alors que les SIG ne délaissent aucun secteur lié aux énergies renouvelables et investissant fortement dans les économies d'énergie?

Q (MCG) Pourquoi ne pas alimenter la CCF strictement en NER ? – R : on ne peut pas, actuellement et eu égard aux technologies existantes, miser exclusivement sur les énergies renouvelables pour approvisionner Genève. La CCF n'est peut-être pas la solution idéale, mais ce projet rentabilise au maximum les apports d'énergie fossile pour la faire fonctionner.

Q (L) Comment faire en sorte que la personne se raccordant au réseau de chauffage à distance, une fois la centrale construite, ait toujours l'impression de faire un geste écologique? Comment les SIG vont-ils communiquer vis-à-vis de ces gens, sachant qu'ils devront continuer à faire des efforts dans les économies d'énergie ? – R : l'argument principal à apporter à un nouveau « connecté » est qu'il laissera de côté une centrale à mazout, et cela n'empêchera pas de promouvoir en parallèle les économies d'énergie. De plus, les réseaux CADIOM et CAD seront tous interconnectés dans l'avenir.

Q (Ve) Les économies d'énergie sont plus intéressantes financièrement pour le canton que la CCF, qui est un simple oreiller de paresse. Comment exploiter ce potentiel d'économie au maximum ? – R : la notion d'oreiller de paresse pour définir la CCF peut être correcte, et l'idée de la coupler avec un financement supplémentaire en faveur des économies serait intéressante. Le seul problème avec les économies d'énergie réside dans la difficulté de les considérer comme un levier direct sur lequel l'entreprise pourra compter pour gérer les flux (contrairement à un barrage par exemple, dont la production est connue à l'avance). L'Etat et le ScanE auront leur rôle à jouer dans ce sens, sachant que le nerf de la guerre, en la matière, sera toujours l'argent. Il ne

faut pas minimiser de plus les potentiels d'économies des programmes Eco21 et d'Ecoclimat.

Q (R) Les SIG peuvent-ils donner la garantie que la CCF ne soit pas uniquement un oreiller de paresse, que l'entreprise envisage d'en faire quelque chose d'encore plus performant en matière d'énergie renouvelable à l'avenir ? – R : une solution serait de limiter l'exploitation de la CCF dans le temps, et de placer le renouvellement de sa concession sous la responsabilité du monde politique (corrélér par exemple l'investissement avec le développement d'une autre source).

Q (Ve) Ne faut-il pas étudier les alternatives à la centrale et les potentiels d'économie, avec le même investissement en temps, énergie et argent que celui consenti pour la CCF ? – R : oui, les SIG vont d'ailleurs développer des projets ces prochaines années, en fonction des évolutions technologiques, mais sans que cela ne réduise la pertinence de construire la CCF aujourd'hui. Dans la politique énergétique mise en place par les SIG ces prochains temps, tous les secteurs d'action seront complémentaires.

Q (UDC) De l'énergie nucléaire est utilisée pour faire fonctionner certains barrages, puis celle-ci est ensuite revendue comme de l'énergie hydraulique. N'est-ce pas hypocrite en ce qui concerne le nucléaire ? – R : les SIG n'ont pas de pompage-turbinage fonctionnant selon le principe décrit. Cette question concerne la politique énergétique nationale.

Q (S) Où en est la réflexion des SIG autour de la biomasse ? – R : Les SIG ont des projets de biogaz et de biomasse (à base de bois notamment), mais ceux-ci sont complémentaires aux autres mesures initiées par l'entreprise (dont la CCF) et ne peuvent les remplacer.

Q (PDC) La CCF peut-elle fonctionner avec du biogaz local (à hauteur de par exemple 15%) ? – R : le biogaz est parfaitement compatible avec la CCF, mais le bassin genevois ne dispose pas d'une réserve suffisante qui permette d'alimenter la centrale à hauteur de 15%. Quelques pourcents pourraient par contre être envisageables. Par ailleurs, le biogaz est aujourd'hui déjà utilisé pour se substituer au mazout.

Q (MCG) Les SIG ne devraient-ils pas construire cette usine aux Cheneviers plutôt qu'au Lignon ? – R : le site du Lignon est idéal puisque celui-ci possède l'infrastructure nécessaire pour faire fonctionner l'usine. Les Cheneviers n'ont notamment pas des canalisations à un niveau de pression de gaz suffisant. Une éventuelle installation de canalisations plus performantes aux Cheneviers serait une opération trop dispendieuse pour être vraiment rentable. Actuellement au Lignon, les citernes sont vides et désaffectées à l'exception d'une seule, utilisée en cas de problème d'alimentation au gaz

(pour la partie SIG). Le projet de CCF, précis, argumenté et ambitieux, est aujourd'hui à maturité, après un travail acharné de plusieurs années.

Q (UDC) Les SIG sont-ils tout de même prêts à faire un effort pour déplacer la CCF ? – R : sur l'emplacement de la CCF, des analyses ont été faites sur site. Celles-ci ont mis en évidence un impact insignifiant sur la qualité de l'air (la construction de la CCF aurait notamment pour effet de supprimer bon nombre des émissions à particules fines). Contrairement à la qualité de l'air en ville de Genève, les normes fédérales seront largement respectées dans la commune de Vernier et aux environs de la centrale. Les exigences pour construire la CCF sont également rappelées : un bon raccordement de gaz, des lignes à haute tension et la proximité d'un réseau de chaleur à distance. Si l'emplacement de la centrale est le dernier problème politique à résoudre, il conviendra de faire de nouvelles études pour évaluer des endroits différents, sachant que personne ne veut avoir une telle installation dans son jardin !

Q (PDC) Par rapport à la localisation de la centrale, des voies alternatives ont-elles été ou seront-elles étudiées, comme par exemple celle de l'aéroport ? – R : la question de la localisation a été étudiée en fonction des disponibilités de plusieurs sites. Le Lignon représentait un optimum, mais le site du CERN est également intéressant, peut-être aussi celui les Cheneviers ou de l'aéroport.

Q (PDC) Le projet de CCF fait sens aujourd'hui, mais pas dans quatre ans. La localisation reste le nœud du problème. N'est-il pas possible de continuer les négociations avec la commune de Vernier, avec des compensations sur la commune à la clé ? – R : les SIG ignorent s'il y a eu des avancées récentes dans les discussions entre Vernier et l'Etat. Une délégation des SIG rencontrera d'ici une dizaine de jours (*ndlr*, à mi-mars 2010) des membres de la municipalité verniolane afin de faire le point sur la situation. Des études sont par ailleurs en cours afin d'évaluer des possibilités de compensation de CO₂ intéressantes pour Vernier (création d'un réseau de chauffage à bois par exemple).

Le Président relève l'ambiguïté du débat, soit le fait de toujours lier la construction de la CCF au lieu qui l'accueillera.

M^{me} la cheffe du département relève que les objectifs de la politique énergétique sont définis par les autorités politiques, dans le cadre de la conception générale de l'énergie ainsi que du plan directeur de l'énergie. Les programmes présentés par les SIG s'inscrivent pleinement dans cette politique énergétique et les autorités politiques se félicitent des efforts réalisés autour des énergies renouvelables.

4.C. Audition des SIG (M. Gilles Garazi, responsable du programme Ecoclimat et M. Pascal Abbet, directeur énergie), sur les compensations CO₂

Principe des compensations CO₂

Les SIG se sont engagés à compenser intégralement les émissions de CO₂ supplémentaires dues à la centrale, et ce essentiellement à Genève et en Suisse. Un arrêté fédéral urgent de 2007 exigeait déjà la compensation complète et à hauteur de 70% en Suisse, mais les SIG s'engagent donc au-delà de leurs obligations légales. Le différentiel entre la situation d'émissions actuelle et celle future, équivalant à 60'000 tonnes de CO₂ correspond à 4.5% de la consommation thermique du canton et à 260 GWh de chaleur à économiser ou substituer par des NER. Le programme Ecoclimat des SIG se chargera de cet aspect, en finançant des projets économiseurs de CO₂ à Genève. Outre les 265 millions de francs de budget de la CCF, 140 millions supplémentaires seront consacrés par les SIG à la compensation; c'est tout cet apport financier qui donnera une amplitude très accrue au programme, par ailleurs existant.

Dans cette optique, la CCF joue un vrai rôle de promoteur de projets économiseurs de CO₂, et ces projets économiseront bien au-delà des vingt ans de vie de la CCF, et participeront aux changements de comportement nécessaires en vue d'atteindre l'objectif que s'est fixé le Canton de Genève, à savoir d'atteindre la société à 2000 watts en 2050.

Dans le domaine thermique, les gisements d'économies de CO₂ – sur un total des émissions genevoises d'environ deux millions de tonnes par an – se trouvent incontestablement dans la rénovation des bâtiments (à terme, à hauteur d'environ 700 000 tonnes de CO₂ économisés par an sur un potentiel d'économie total de 900 000 tonnes à Genève). Le solaire thermique a un potentiel d'un peu plus de 50 000 tonnes de CO₂ économisé par an, complété par les économies réalisées principalement dans les réseaux de chauffage à distance, la valorisation des déchets agricoles, le biogaz, l'optimisation des procédés dans l'industrie et l'utilisation du bois usagé. Il s'agit là bien entendu des potentiels totaux, qu'il faut ensuite réaliser dans les plus larges proportions possibles.

Fonctionnement du programme Ecoclimat des SIG

La mission du programme Ecoclimat est de constituer un portefeuille de certificats CO₂ qui compensera les émissions CO₂ de la CCF (60'000 tonnes sur deux millions de tonnes, donc 3 % des émissions totales) et financera des projets réducteurs de CO₂, appuyant par là-même le tissu économique du canton.

Le budget de ce programme est de 7 millions de francs par an, soit 140 millions budgétisés sur les 20 ans de durée de vie de la CCF, soit l'équivalent de plus de la moitié du coût de la centrale et du réseau (265 millions), auquel ces 140 millions s'ajoutent. Le programme Ecoclimat fonctionnera avec ou sans le projet de CCF mais son budget sera considérablement augmenté (de 4/5) grâce à la CCF. En ce sens, la CCF contribue à la réduction des émissions de CO₂, du fait que son budget injecte une manne non-négligeable, à même financer des projets ambitieux en matière de réduction de CO₂.

Le programme est structuré en trois parties :

- un programme de soutien (non-additionnel²⁰) qui forme des professionnels (pour devenir un pôle de compétence en efficacité énergétique) et crée les conditions-cadre propres aux réductions d'émissions
- un programme d'actions (le cœur du projet, additionnel SIG), créant des économies de CO₂ à Genève certifiées auprès de Berne, par exemple par des changements de flottes de véhicules, des changements de combustibles dans l'industrie ou le bâtiment, de la valorisation de la biomasse et du biogaz
- des achats de certificats suisses (additionnel généré par d'autres), attestant notamment d'économies de CO₂ déjà réalisées. Rappelons aussi que les SIG sont exemptés de la taxe CO₂ depuis 2009, car ils se sont engagés à réduire leurs émissions (pari plus que réussi pour 2009).

Un exemple concret réalisé grâce au programme Ecoclimat est le partenariat entre les SIG et l'entreprise COLAS qui a partiellement remplacé la chauffe à 160°C d'un stockage de bitume par des panneaux solaires

²⁰ Le concept d'additionnalité signifie que les compensations proposées doivent, pour être certifiées comme réductrices d'émissions de CO₂, s'ajouter aux réductions « normales » et attendues par chaque acteur suisse dans le cadre des démarches pour atteindre les objectifs du Protocole de Kyoto. Etre certifié comme « additionnel » est donc exigeant. Le programme Ecoclimat est donc composé d'un cœur additionnel (le programme d'actions et le programme d'achat de certificat), et d'un programme non-additionnel mais néanmoins important (le programme de soutien).

thermiques (au lieu du gaz). Le retour sur investissement est de 50 ans, ce qui est trop long pour l'entreprise. Le programme Ecoclimat achète au début du projet les économies de CO₂ générées pendant 20 ans. Cet afflux de liquidités permet le déclenchement du projet par COLAS. D'autres projets (valorisation de rejets thermiques industriels, valorisation de biomasse, électromobilité, substitution mazout-NER, amélioration des chaînes de procédés industriels, méthanisation de déchets verts, récupération de méthanes) sont en cours, dans le canton ou à l'extérieur de celui-ci.

Questions des commissaires aux orateurs

Q (MCG) Par qui seront payés les 140 millions de francs du budget du programme Ecoclimat sur 20 ans ? – R : ils seront financés par la vente des kWh électriques, et ils financeront les parts non rentables des projets. D'un autre côté, le restant des coûts sera pris en charge par les professionnels concernés, chez qui l'on pourra faire des travaux. Donc d'un côté on financera une baisse de CO₂, d'un autre on permettra de créer des emplois et de l'activité économique à Genève. D'une manière globale, les 265 millions totaux permettront de disposer d'un outil pour produire une grande quantité d'électricité (10% de la consommation genevoise), les besoins de chaleur d'une zone importante en périphérie, tout en offrant la possibilité de financer une véritable politique de réduction de CO₂.

Q (Ve) Quel est le rendement financier des certificats produits par SIG et Ecoclimat sur vingt ans ? – R : le programme Ecoclimat doit s'autofinancer mais il n'a pas pour vocation de dégager des bénéfices. En outre, les tonnes de CO₂ émises par l'électricité produite à Genève par la CCF ne viendraient pas s'ajouter à ce qui se produit déjà aujourd'hui. Les Genevois consomment actuellement de l'électricité produite dans une centrale à gaz au Luxembourg; or, si l'on raisonne de manière globale, les émissions de CO₂ n'ont pas de frontière. Au bout de la chaîne de production, la construction de la CCF permettra peut-être même de fermer une usine moins performante.

Q (Ve) Y a-t-il des estimations de l'impact d'Ecoclimat sur les économies d'énergie ? – R : les estimations faites dans le domaine de l'industrie aboutissent à environ 60 GWh d'économie. L'important est de faire reconnaître ces économies de CO₂ par la Confédération; or, la Loi sur le CO₂ est extrêmement restrictive : par exemple, un très bon projet de bâtiment de type Minergie sera refusé, car l'effort est considéré comme normal; il faut donc aller encore plus loin, ce qui est une bonne chose mais exigeante.

Q (PDC) Les mesures de compensation peuvent-elles être orientées prioritairement sur la commune de Vernier, afin de faire passer le projet CCF ? – R : il y a des discussions depuis deux ans avec Vernier. Toutefois,

certaines projets verniolans ne peuvent pas être compris dans le système fédéral de compensation. Aujourd'hui, les SIG collaborent avec Vernier sur un projet de chauffage au bois de son village. Cependant, ces projets communaux n'ont pas la dimension suffisante pour que les SIG y placent l'ensemble de leurs investissements. Notons par ailleurs que les SIG ont budgétisé la valeur de la tonne de CO₂ économisé à 75 francs, alors qu'en Europe, cette valeur est seulement de 13 euros.

Q (UDC) Les compensations continueront, même si la CCF s'arrête d'ici vingt ans, ce qui est positif, n'est-ce pas ? – R : oui, la CCF permettra de dégager des moyens afin de développer les énergies renouvelables, qui viendront en relais. En outre, l'infrastructure de la CCF (l'enveloppe peut-être, le réseau CAD sûrement) pourra être utilisée pour la chaleur produite par les centrales du futur (de géothermie notamment), ce qui n'est pas négligeable.

Q (S) Les SIG ont-ils chiffré les compensations en tonnes de CO₂ pour chacun des projets ? – R : ce travail est en cours avec l'aide du ScanE.

Q (S) Les projets seront-ils suffisamment développés au moment où la CCF commencera ses premières émissions de CO₂ ? – R : le programme d'assainissement des bâtiments, par exemple, montera progressivement en puissance. Les premières années, ceux-ci ne permettront donc pas d'économiser beaucoup de CO₂. Les SIG doivent anticiper dans ce domaine, en mettant de côté dès aujourd'hui les premiers certificats pour ces trois ou quatre prochaines années.

Q (S) Les projets à développer ne pourraient-ils pas entrer en concurrence, dans les 140 millions totaux qu'il s'agit de distribuer ? – R : la difficulté principale sera plutôt de trouver des projets adéquats. Ce serait merveilleux de se retrouver dans la situation où il convient d'arbitrer entre plusieurs projets genevois, mais cela est le loin d'être le cas. La difficulté principale réside dans le fait que les SIG doivent trouver des projets « additionnels », donc amenant un plus par rapport à ce qui doit se faire naturellement dans le cadre des diminutions de gaz à effets de serre prévues à l'échelon national.

Q (MCG) Les 50 millions de francs prévus pour le programme Eco21, 100 millions d'ici 2020, ne représentent-ils pas un investissement séduisant en matière d'énergie renouvelable ? – R : bien sûr. Eco21 doit être poursuivi pour diminuer la consommation d'électricité à Genève. Toutefois, la problématique des émissions CO₂ est liée à la chaleur et à la mobilité, et non pas à l'électricité.

Q (L) Existe-t-il des solutions afin de valoriser les déchets de bois ? Aujourd'hui, il n'existe pas de filtre homologué pour détruire les fumées par exemple. – R : ces déchets de bois sont valorisés aux Cheneviers. Dans le domaine de la séparation de ces déchets, des projets ambitieux existent afin de valoriser ce bois en énergie thermique, et même peut-être en électricité. Toutefois, il s'agit de trouver le bon site pour ce travail d'incinération, et il n'y en a pas beaucoup à Genève... Des études sont en cours pour évaluer l'opportunité de collaborations futures entre les SIG, la Fondation pour les terrains industriels (FTI) et le ScanE.

Q (L) Les responsables politiques de Vernier souhaitent requalifier deux parcelles propriétés des SIG, de zone industrielle à zone de développement 3. Existe-t-il une possibilité de voir apparaître des logements à cet endroit précis d'ici vingt ans ? – R : les SIG sont en train d'évaluer ce concept car il y a des zones de protection à respecter autour de cette zone en termes de risques notamment. Les discussions se poursuivent avec Vernier, et rien n'est décidé.

4.D. Audition de M. Richard Phillips, responsable du domaine des pompes à chaleur, CCF et froid, à l'Office fédéral de l'énergie (OFEN), sur la position fédérale en matière de politique énergétique²¹

La position du Conseil fédéral en matière de politique énergétique

L'orateur rappelle les différents scénarios²² esquissés par l'OFEN concernant la gestion de l'énergie en Suisse ces prochaines années, pour parer à une pénurie de courant. Ils peuvent être résumés ainsi :

- Poursuite de la politique actuelle (scénario 1)
- Collaboration renforcée (scénario 2)
- Nouvelles priorités (scénario 3)
- Société à 2000 watts (scénario 4)

A ces quatre scénarios s'ajoutent diverses variantes :

- A Nucléaire
- B Nucléaire et fossile centralisé (CCC)
- C Fossile centralisé (CCC)
- D Fossile décentralisé (CCF)

²¹ Voir annexe 6.

²² Voir annexe 6, page 2, note 4. Le lien pointe sur la somme de réflexion de l'OFEN qui contient au début un résumé des différents scénarios, perspectives et variantes.

- E Energies renouvelables
- F Durée d'exploitation modifiée (pour les centrales nucléaires)
- G Importation

Diverses combinaisons de ces variantes sont également examinées dans le cadre des scénarios 3 et 4. Dans le cadre de la section énergies renouvelables de l'OFEN, ainsi que de le cadre du programme SuisseEnergie, c'est principalement ce scénario qui est mis en avant. Grâce à la rétribution à prix coûtant du courant injecté (RPC), la Suisse devrait être en mesure de produire 5.4 TWh de courant électrique vert d'ici 2035 et être ainsi en mesure de parer à une pénurie de courant de l'ordre de 5 TWh, telle que prévue par le scénario 4.

Dans son communiqué du 21 février 2007, le Conseil fédéral a présenté sa nouvelle politique énergétique basée sur quatre piliers : l'efficacité énergétique, les énergies renouvelables, les centrales électriques et la politique énergétique étrangère.

Les centrales nucléaires font également partie la politique énergétique du Conseil fédéral dans le cadre des centrales électriques. A titre transitoire uniquement, durant le laps de temps nécessaire au remplacement des centrales nucléaires actuelles et à la construction de nouvelles centrales nucléaires, les centrales à gaz à cycle combiné (CCC) sont préconisées (mais sous condition d'une compensation intégrale de leurs émissions CO₂). La Loi sur le CO₂ étant en révision, c'est l'arrêté fédéral du 23 mars 2007 qui fait foi. Chaque projet de centrale à cycle combiné doit passer par la Confédération, c'est-à-dire par l'OFEN et l'Office fédéral de l'environnement (OFEV), afin d'évaluer notamment les volets financiers et les émissions de CO₂.

Questions des commissaires à l'orateur

Q (UDC) Quel est l'avis de l'OFEN sur la CCF ? – R : l'OFEN et l'OFEV n'ayant pas encore eu le dossier complet entre les mains – avec notamment l'étude d'impact –, ils ne peuvent donc pas encore se prononcer. Le département ajoute à ce titre que la législation fédérale impose la réalisation d'une étude d'impact, afin de déterminer les incidences que le projet pourrait avoir sur l'environnement²³. Une telle étude est en principe réalisée par un bureau privé et se déroule en deux étapes (le rapport d'enquête préliminaire (REP) et le rapport d'impact sur l'environnement

²³ Les paramètres qui sont pris en compte dans une étude d'impact sont notamment les nuisances environnementales (bruit, air, climat, eau, sols, déchets), sociales et économiques. Le but est de réfléchir aux mesures préventives que le constructeur pourrait entreprendre pour limiter telle ou telle nuisance, à un niveau raisonnable.

(RIE)). Le REP a été déposé en même temps que la demande préalable d'autorisation en octobre 2008. Le RIE sera déposé avec la demande définitive. La Confédération doit uniquement se prononcer sur les compensations CO₂, élément actuellement en discussion entre les SIG et l'OFEV pour aboutir à un contrat de compensation, nécessaire à l'autorisation de construire fournie par l'Etat de Genève.

Q (S) Existe-t-il en Suisse d'autres CCF du type de celle prévue au Lignon raccordée à un réseau de chauffage à distance et située dans une zone d'habitation ? – R : oui, à Lausanne (usine Pierre-de-Plan), à Bâle et à Biberist dans le canton de Soleure. Cependant, lors de la détermination du site d'implémentation d'une CCC, il est important de tenir compte de certains critères, tels que le rendement thermique et électrique souhaité, le niveau de température nécessaire pour le chauffage des bâtiments et la préparation de l'eau chaude sanitaire, le niveau des pertes thermiques et la rentabilité économique.

Q (L) Quelle est la politique du Conseil fédéral par rapport aux subventions des projets cantonaux ? Est-il possible d'obtenir une aide financière pour la CCF ? – R : les cantons ont une grande autonomie pour la mise en place et la gestion de leurs projets. De plus, il n'est pas dans la politique de l'OFEN de subventionner des projets, car ce n'est pas son rôle. Les installations CCF doivent être d'elles-mêmes financièrement rentables.

Q (S) Que pense l'orateur d'un éventuel moratoire concernant la construction de la centrale CCF ? – R : le canton de Genève doit faire des prévisions quant à ses besoins et à son approvisionnement en énergie, afin de déterminer la marche à suivre pour la mise en place et l'exécution sa politique énergétique.

Q (Ve) Comment le pilotage de la centrale est-il géré en pratique, par exemple dans des cas où le besoin en chaleur n'est pas élevé ? – R : Une installation CCF doit être pilotée uniquement en fonction des besoins en chaleur et non pas en électricité. Elle doit donc être dimensionnée en conséquence. Dans le cadre d'une centrale à gaz à cycle combiné et selon l'arrêté fédéral du 23.3.2007, un organe neutre et accrédité est mandaté afin de vérifier le mode de fonctionnement et de pilotage de la centrale (productions respectives de chaleur et d'électricité). En cas d'abus, des sanctions peuvent être prises.

Q (UDC) Par rapport aux compensations de CO₂, a-t-il été proposé de faire des compensations à hauteur de 50% minimum en Suisse (au lieu de 70%), avec la possibilité de compenser le reste à l'étranger ? – R : en ce qui concerne les compensations de CO₂, la réglementation en vigueur est définie

par l'arrêté fédéral du 23 mars 2007, soit 70% en Suisse et 30% à l'étranger. Cependant, le Conseil fédéral peut, en cas d'absolue nécessité et si l'approvisionnement en électricité du pays est menacé, augmenter provisoirement la part de compensation à l'étranger à 50%. Les Chambres sont par ailleurs en train de discuter de la réglementation des parts de compensation des émissions dans le cadre de la révision de la loi sur le CO₂.

Q (Ve) Comment le système des compensations des grandes centrales à gaz (CCC) est-il géré ? – R : les projets de compensations sont présentés pour approbation à l'OFEN et l'OFEV. Si le projet est ensuite réalisé, les réductions effectives d'émissions font alors l'objet d'un monitoring par une institution accréditée et indépendante.

Q (Ve) Que recouvre le terme « grandes centrales » durant la période transitoire ? – R : le terme « grande centrale » désigne n'importe quelle grande centrale électrique, qu'elle soit nucléaire, hydraulique, gazière ou géothermique.

Q (Ve) L'option politique du Conseil fédéral n'empêche-t-elle pas de facto le plein développement du renouvelable, du fait des autorisations données aux CCC et à leurs compensations ? – R : non, car la Confédération ne subventionne aucunement les CCC fossiles. Par contre, elle le fait envers les NER grâce à la RPC.

Q (S) N'est-il pas préférable de construire de grandes centrales produisant essentiellement de l'électricité, et de produire de la chaleur de façon décentralisée et moins abondante ? – R : le Conseil fédéral incite à produire de la chaleur et de l'électricité (couplage chaleur force) pour une question de rendement : une centrale à gaz à cycle combiné ne produisant que de l'électricité aura un rendement maximum de 58%, tandis qu'une installation CCF a un rendement pouvant aller jusqu'à 90%.

Q (Ve) Le document fédéral « Perspectives énergétiques pour 2035 » (publié en 2007) évoque le pire scénario pour un prix du baril de pétrole de l'ordre de 50 dollars (prix nominal). On se souvient que le prix du baril est passé en quelques années de 15 à 30 dollars pour arriver à des pics, en 2008, de 150 dollars. Ce scénario n'est-il pas beaucoup trop optimiste sachant que le prix de 50 dollars est déjà atteint aujourd'hui ? – R : il est très difficile de faire des projections et on ne peut pas se baser sur des situations de crise. C'est pourquoi les scénarios-catastrophes ou les révolutions techniques ont été exclus des quatre scénarios. L'évolution du prix de l'électricité, par exemple, reste une grande inconnue. Par ailleurs, le marché des pompes à chaleur a explosé en 2008, ce qui illustre la sensibilité et le caractère imprévisible du marché. Les scénarios 1 et 2 présentés par l'OFEN seraient

bien sûr les plus touchés dans le cas d'une brusque variation durable du prix du baril de pétrole.

Q (S) Concernant le nucléaire, comment le Conseil fédéral se positionne-t-il en termes d'approvisionnement en uranium et de gestion des déchets radioactifs ? – R : une section de l'OFEN « Gestion des déchets radioactifs » s'en occupe et considère la problématique avec beaucoup de sérieux. De plus, la gestion des déchets nucléaire est soumise à la Loi sur l'énergie nucléaire (LENu)²⁴.

Q (Ve) Le potentiel d'économies n'est pas exploité au maximum en Suisse. Ne convient-il pas de trouver d'autres modèles économiques (comme en Californie par exemple, avec des partenariats privé-public à forte incitation) ? – R : il existe un plan d'action édité par l'OFEN et comprenant 15 mesures afin de réduire la consommation des énergies fossiles de 20% entre 2010 et 2020 ; limiter l'augmentation de la consommation d'électricité à 5% au max. entre 2010 et 2020, en visant une réduction continue des taux de croissance à partir de 2015 ; et poursuivre une stratégie de « best practices » pour les bâtiments, les véhicules, les appareils et les processus industriels. De plus, la Loi sur l'énergie mentionne le fait que les producteurs doivent s'investir dans des mesures d'économie ou d'efficacité énergétique (par exemple, dans le domaine du froid, qui a un potentiel d'économie de 20%).

Q (UDC) Existe-t-il une échelle de risque au niveau fédéral, pour chaque type d'énergie importé en Suisse ? – R : a priori, le gaz semble moins risqué à l'importation que l'électricité. Il n'y a d'ailleurs jamais eu de problème avec le réseau de gaz ces dernières années et le projet Nordstream diminuera notre dépendance à la Russie. De plus, le gaz peut être stocké contrairement à l'électricité.

Q (Ve) Si l'on vise comme objectif la société à 2'000 W, et donc une logique de réduction de la consommation d'énergie dans l'absolu (et non une compensation des augmentations), les compensations ne répondent pas au besoin, n'est-ce pas ? – R : lorsqu'on parle de compensations des émissions de gaz à effets de serre, il faut penser principalement système. Par exemple, une CCF alimentée au gaz qui produit d'une part de la chaleur pour le réseau de chauffage à distance et d'autre part de l'électricité pour alimenter des pompes à chaleur et/ou des véhicules électriques. Si l'OFEN reçoit un projet de type CCF, il ne regardera pas comment celui-ci s'intègre dans la logique

²⁴ ndlr, Ce dernier préconise essentiellement l'enfouissement des déchets dans les couches géologiques profondes, généralement en Suisse, avec toutes les questions à long terme que cela pose.

cantonale en matière de politique énergétique, mais plutôt s'il a un réel impact en termes d'amélioration énergétique tout en respectant le principe de l'additionnalité des émissions (réduction des émissions possible que si le projet est mis en place).

Q (L) Concernant la co-combustion et le système de gazéification de la biomasse, n'est-il pas préférable de considérer dès aujourd'hui le gisement et le potentiel de la région franco-valdo-genevoise (notamment le bois jurassien français non-exploité), et non seulement du canton ou du pays ? L'OFEN pourrait avoir pour rôle de stimuler les projets de production d'énergie renouvelable locaux, au sens de la région. – R : l'OFEN est déjà actif dans des projets de biomasse. Concernant son potentiel, celui-ci est limité, notamment à cause de l'équilibre à respecter entre l'énergie et l'agriculture. Ensuite, la RPC ne s'applique qu'à des projets sur territoire suisse, les pays environnants ayant leur propre système, ce qui est ennuyeux pour les zones frontalières, c'est vrai.

Q (MCG) Quelle est la position du Conseil fédéral sur l'utilisation de l'hydrogène dans les CCF ? – R : l'OFEN ne tient pas compte de l'hydrogène pour l'instant, dans la réalisation de projets durables de type CCF, du fait du manque de maturité actuel de cette technologie. Cependant, il la soutient dans le cadre de son programme de recherche.

Q (MCG) L'étude de la géothermie est-elle totalement bloquée suite au projet bâlois ou ce secteur est-il encore porteur, car Genève s'y intéresse fortement, et pourrait demander à la Confédération de se porter garante ? – R : la géothermie fait partie des technologies qui ont droit à la rétribution à prix coûtant (RPC) et à une garantie allant jusqu'à 50% des frais d'investissement, (montant maximum de 150 millions de francs). Il convient de discuter avec la Confédération pour obtenir ce cautionnement. Le département ajoute à ce titre que les services de l'Etat ont engagé une étude du potentiel géothermique genevois pour toutes les profondeurs, en collaboration avec les répondants fédéraux. Aujourd'hui, la rétribution à prix coûtant ne permet de soutenir que les projets permettant de fournir de l'électricité; or, pour produire de l'électricité, il convient d'aller dans les grandes profondeurs, exercice très difficile. Il serait souhaitable que la Confédération soutienne également les projets de moyenne profondeur, puisque ceux-ci seront les premiers à être développés.

5. Auditions sur la question des alternatives renouvelables à la production de la CCF

5.A. Audition des SIG (M. Philippe Verburgh, directeur clients et M. Stéphane Pijls, responsable des nouvelles énergies renouvelables), sur leur programme éolien²⁵

Présentation générale de l'énergie éolienne

Après avoir rappelé la politique du « et » chère aux SIG (économies d'énergies grâce aux programmes Eco21 et Ecoclimat, développement des NER – éolien, photovoltaïque, mini-hydraulique, Chancy-Pougny, Conflan, géothermie – , efficacité énergétique grâce à la CCF et les achats d'énergie au travers de contrats en Suisse et à l'étranger), le secteur en plein expansion des NER pour les SIG est présenté, à savoir l'éolien.

Cette énergie est en plein développement, avec le taux de croissance en Europe le plus élevé des NER (28% par an depuis 2000). Le potentiel éolien total en Suisse est d'environ 2000 GWh/an.

Les avantages de l'énergie éolienne sont multiples :

- sa matière première est renouvelable et inépuisable
- la production d'électricité qui en découle est exempte de CO₂ (et celui produit par énergie grise est compensé en deux à trois mois)
- son rendement est élevé (en comparaison par exemple du photovoltaïque)
- une éolienne produit jusqu'à 80 fois l'énergie nécessaire à sa construction, son exploitation et son démontage
- une éolienne a une durée de vie de 20 à 30 ans
- c'est une énergie populaire (presque autant que le solaire)
- l'emprise au sol de l'éolienne est minime
- les matériaux de construction ne présentent aucune toxicité, ni radioactivité, ni ne causent aucune pollution
- la conciliation avec l'agriculture est tout-à-fait possible, puisque les paysans touchent des loyers et les éoliennes n'empêchent pas l'exploitation des terres

C'est également un bon compromis entre coût et rejet de CO₂ par rapport aux autres technologies à disposition :

²⁵ Voir annexe 7.

- cette technologie produit infiniment moins de CO₂ que les centrales à gaz et à charbon (champion de production CO₂ toutes catégories !)
- elle est concurrentielle par rapport à la centrale hydraulique, mais lui est complémentaire en termes d'implantation
- elle est renouvelable, contrairement à l'uranium nécessaire aux centrales nucléaires
- enfin, elle est incroyablement moins chère que l'énergie solaire, malheureusement encore très onéreuse, même s'il faudra à l'avenir se méfier des taxes levées ces prochaines années, notamment au niveau local

L'énergie éolienne est victime de toutes sortes de préjugés :

- les éoliennes seraient fragiles. C'est faux : elles sont suffisamment robustes pour balayer 48 tonnes d'air à la seconde.
- les éoliennes auraient un mauvais rendement, faute de trop peu souvent fonctionner. C'est faux : elles produisent, en continu pendant 20-30 ans, pendant environ 75% du temps, dès qu'il y a un vent à une vitesse 3m/seconde, ce qui est très peu et donc très fréquent.
- les éoliennes produiraient peu. C'est faux : une éolienne d'une puissance de 2 MW peut alimenter en électricité un village de 2500 habitants.
- les éoliennes seraient bruyantes. C'est faux : le niveau sonore à 300 m d'une éolienne est de 45 dB, ce qui correspond au bruit à l'intérieur d'une maison calme, et ce qui est sans impact sur la santé.
- les éoliennes détruiraient le paysage. C'est faux, elles ne font pas plus de 100m de hauteur, elles ont des lignes épurées, elles suivent la courbe de niveau du terrain, elles possèdent un revêtement gris clair, leurs câbles électriques sont enterrés jusqu'à une tension de 20 000 volts. De surcroît, SIG est très soucieux de procéder aux diverses études paysagères afin d'assurer leur intégration paysagère et aux écotones.
- les éoliennes seraient nocives pour les oiseaux. C'est faux : une éolienne tue en moyenne un oiseau par année si elle n'est pas située dans un couloir de migration (élément à prendre en compte dans la localisation des éoliennes) – à comparer avec les dégâts bien plus importants produits par les lignes à haute tension ou le réchauffement climatique ! De plus, les oiseaux apprennent très vite à ne pas nidifier à proximité des éoliennes.
- les éoliennes seraient nocives pour les chauves-souris. C'est faux : les chauves-souris ne volent pas à une centaine de mètres au-dessus du sol. Ni les pales de l'hélice ni une dépression d'air ne peuvent leur être

nuisibles. Au pire, on peut imaginer, comme en Allemagne, un système, où l'on arrête les éoliennes au moment où les conditions climatiques sont réunies pour la sortie de ces animaux.

- les éoliennes seraient nocives pour le gibier. C'est faux : le gibier s'y habitue facilement, une fois que l'éolienne est construite. Les SIG s'engagent à ne pas réaliser d'importants terrassements au printemps, période de reproduction par excellence.
- les éoliennes auraient un impact négatif sur la santé humaine. C'est faux : aucun problème de santé (insomnie, accident, épilepsie, cancers, ionisation de l'air, problèmes dus à des infrasons, fausses couches, etc.) n'a jamais été détecté où que ce soit dans le monde en lien avec des éoliennes.

Présentation du projet des SIG dans le domaine éolien

Le potentiel des SIG, là où leur implication est possible (mais pas forcément majoritaire), est de 900 GWh/an. L'objectif que les SIG se sont fixés d'ici 2015 à 2020 est d'atteindre 400 GWh, exploités dans le Jura et les Alpes, pour un investissement total des SIG de 200 millions de francs. La différence entre les deux potentiels (de 900 à 400 GWh) s'explique par le haut taux de mortalité des projets (environ 50%), entre oppositions, recours et mauvais emplacements, etc.). Les 200 millions de francs comprennent en réalité la part de 20% de fonds propres mis par les SIG pour un emprunt bancaire à hauteur de 1 milliard de francs. Munie d'un capital actions, une société locale sera créée pour chaque exploitation, et elle devra notamment rembourser bien sûr les frais bancaires au fur et à mesure.

Sur une période de cinq ans, diverses étapes sont menées avant l'exploitation d'un parc d'éoliennes : étude de pré faisabilité, estimations, informations à la collectivité, contacts avec les autorités, analyse détaillée des emplacements, planification, demandes d'autorisation, réalisation et mise en exploitations. Cette période de cinq ans, qui peut paraître longue, est relativement incompressible du fait des nombreuses étapes à franchir. En outre, le fait de brusquer les choses risquerait de soulever des réticences à l'échelon local.

Le programme a commencé à l'automne 2008; puis, la vitesse supérieure a été enclenchée avec l'engagement d'un responsable spécifique en avril 2009. La stratégie de partenariat est de mise depuis un peu plus d'une année. Actuellement, les SIG ne possèdent encore aucune éolienne, mais ces différentes étapes sont aujourd'hui en cours pour un total au final de 400 GWh, soit 14% de la consommation genevoise. La première éolienne en

exploitation pour les SIG devrait être mise en service au printemps 2011 et 22 autres, l'année d'après. Certains projets sont avancés, d'autres moins.

Questions des commissaires aux orateurs

Q (UDC) Quelle est la puissance exacte d'un parc éolien, sachant que celui-ci possède un moins bon rendement qu'une centrale nucléaire ? – R : la référence est le nombre d'heures de fonctionnement à pleine puissance; aujourd'hui, une centrale nucléaire représente un taux de d'environ 8'000 heures par an, un parc éolien productif (en mer du Nord par exemple), 3500-4000 heures, un site suisse, environ 2'000. Le rendement d'une éolienne d'une puissance de 2 MW est d'environ 25%, pour une production de 4 GWh/an.

Q (UDC) Les SIG ont-ils prévus de racheter la production d'énergie des éoliennes privées ? – R : oui, dans la mesure où la LApEl (Loi sur l'approvisionnement en électricité) le prévoit. Toutefois, la production de ces petites éoliennes est faible et occasionne parfois des désagréments chez les voisins. Il vaut mieux se consacrer aux projets de grandes éoliennes, plus mûrs technologiquement parlant.

Q (MCG) Combien d'éoliennes faudrait-il construire afin d'obtenir la même production d'énergie que celle prévue dans le cadre de la CCF ? – R : il faudrait environ septante éoliennes d'une puissance de 2 MW, en tenant compte du fait que la centrale (puissance de 60 MW) peut fonctionner en ruban contrairement aux éoliennes tributaires du vent.

Q (MCG) Est-il envisageable d'installer des éoliennes sur le lac Léman ? – R : non, car les conditions de vent ne sont pas idéales, ni sur le lac Léman, ni sur le Petit lac (avec des conditions d'air similaires à celles sur terre). En plus, ce type de projet serait enclin à soulever de nombreuses oppositions. De surcroît, le lac n'est pas uniquement de nationalité helvétique.

Q (Ve) Les SIG envisagent-ils d'investir dans des projets d'éoliennes à l'étranger ? – R : l'Europe vise une proportion de 20% d'énergies renouvelables, à l'horizon 2020. Les Européens ont ainsi les mêmes préoccupations que les Genevois, et il est difficile de se profiler sur les marchés locaux étrangers. Toutefois, la société *EOSH*, dont les SIG sont actionnaires à hauteur de 24%, est chargée d'investir à l'étranger pour acquérir de l'énergie renouvelable.

Q (Ve) Que se passe-t-il au terme des trente ans d'utilisation d'une éolienne ? – R : il est possible de réutiliser la tour, le reste devant être changé. Toutefois, d'ici vingt ans, les nouvelles technologies nécessiteront sans doute de tout reconstruire sur le site. Par ailleurs, le démontage d'une éolienne se fait sans laisser aucune trace.

Q (MCG) Quel est le prix de vente estimé pour les consommateurs de ces énergies vertes, par rapport au fossile ? – R : concernant le coût d'approvisionnement, le citoyen genevois ne verra pas le prix augmenter en raison de l'éolien, puisque le système de RPC permet aux projets fournissant du courant vert d'obtenir un rachat du courant à un tarif défini par une ordonnance fédérale. La majorité des sites étudiés par les SIG possède la garantie de reprise de courant RPC. Au cas où le prix du marché est plus bas, un rachat par la RPC est garanti. Dans le cas contraire, le prix de production devient attractif pour le citoyen genevois. Par ailleurs, Genève a le choix de refuser la vente de l'énergie à la Confédération et de la distribuer uniquement au canton. La marge de manœuvre cantonale est donc grande, notamment en cas de flambée des prix.

Q (MCG) Est-il juste de dire que l'énergie éolienne est non-stockable ? – R : oui, sauf dans le cas de l'utilisation de l'énergie éolienne pour repomper de l'eau dans un bassin d'accumulation pour la turbiner une seconde fois.

Q (Ve) Est-il envisageable d'installer des petites éoliennes urbaines ? Les SIG sont-ils intéressés à en faire la promotion ? – R : oui, pour autant que cela se fasse dans un cadre de travail harmonieux, en tenant donc compte des lois sur l'environnement, sur le patrimoine, sur l'aménagement du territoire, de la protection des sites, etc.

Q (S) Comment les montages financiers sont-ils réglés avec les partenaires locaux ? – R : les jetons de présence des représentants des SIG aux conseils d'administration de sociétés locales sont versés à la société SIG. Ces sites éoliens sont construits hors canton, avec toutes les résistances locales que cela comprend. En conséquence, pour avoir une chance de mener à bien un projet, il convient de préserver les susceptibilités et les intérêts locaux. Dans cet esprit, il vaut mieux obtenir 80% de « quelque chose » plutôt que 100% de « rien du tout ». Les SIG arrivent à gagner la confiance des collectivités locales parce que cette entreprise accepte d'entrer en matière sur des décisions symboliques (comme, par exemple, le fait d'octroyer la présidence du Conseil d'administration à la commune concernée).

Q (S) Est-ce que le fait d'obtenir la moitié du potentiel suisse d'énergie éolienne n'a-t-il pas créé des inimitiés aux SIG au niveau suisse ? – R : Genève est effectivement devenue « dominante » dans ce marché. Cela agace bon nombre d'acteurs du domaine en Suisse.

Q (S) Les communes ne risquent-elles pas un jour d'augmenter drastiquement leurs taxes et perceptions sur les exploitations éoliennes ? – R : elles sont négociées avec les communes et les propriétaires. En général, 2.5% du chiffre d'affaire est redistribué au propriétaire, 2.5% aux communes et 1%

pour les projets de type économies d'énergie ou énergie renouvelable dans la commune concernée. Ainsi, entre 5 et 6% du chiffre d'affaire dégagé sert de redevance du vent au propriétaire et aux communes. En comparaison avec l'hydraulique, c'est à-peu-près les deux tiers; cette différence s'explique par le caractère aléatoire du vent. Ce chiffre de redevance est en accord avec ce que préconise *Suisse-Eole*, et il permet d'éviter les critiques faites à l'endroit des SIG. Pour les contrats qui restent à négocier, il n'y aura pas d'augmentation de la redevance. Au mois de juin 2010, tous les sites suisses seront probablement réservés.

Q (S) Comment les SIG pratiquent-ils pour éliminer les craintes et les réticences locales ? – R : il y a trois niveaux d'opposition. Le premier concerne les communes favorables à l'éolien, qui souhaitent seulement la garantie de la légalité et de la conformité du projet. Le deuxième concerne les gens qui sont réticents par principe, puis qui se laissent convaincre par des arguments rationnels. Parmi ces opposants, les SIG sont désavantagés par rapport aux distributeurs locaux historiques car les projets sont perçus comme étant aux mains d'étrangers genevois. Le troisième niveau est plus difficile à appréhender, puisqu'il concerne souvent le niveau cantonal, avec des processus de blocage importants. Dans ce cadre, les SIG s'efforcent au maximum d'étudier en amont la faisabilité d'un projet, les oppositions qui pourraient s'élever au niveau des communes, des cantons et des privés. Il y a de grosses différences dans les mentalités à propos de l'appréhension d'un projet éolien, entre le canton du Jura et le canton du Valais par exemple.

Q (PDC) Dans les cas où les SIG sont minoritaires dans le capital actions de la société locale, ont-ils tout de même la possibilité de retirer leur courant au prorata de leur participation ? – R : la décision de savoir s'il y a un intérêt à conserver le courant pour soi ou s'il est préférable de le vendre à autrui est prise dans la société locale. En général, les intérêts entre les différents actionnaires convergent. Dans le cas où un actionnaire n'a pas intérêt à retirer son courant, ce sont les autres partenaires qui peuvent reprendre celui-ci dans les mêmes proportions.

Q (S) Le réseau électrique romand est-il bien dimensionné ou possède-t-il des faiblesses ? – R : la plaque suisse offre des prix stables, quel que soit le canton approvisionné (pas de congestion interne). La Suisse est au carrefour de transactions importantes entre les principaux pays européens, et son réseau a été dimensionné en conséquence. Toutefois, l'on peut rencontrer des problèmes lorsque l'on décide par exemple de construire un site éolien, parce que le réseau local a parfois besoin d'un renforcement. Dans ce cas, Swissgrid a prévu un système permettant de payer le gestionnaire de réseau, afin qu'il renforce celui-ci (opération qui peut prendre du temps et coûter de

l'argent). Enfin, dans le cas de rachat d'énergie en France par exemple, se posent parfois des problèmes de congestion sur le réseau à très haute tension; il convient alors de revendre l'énergie en France, puis d'en racheter en Suisse, avec toutefois un différentiel de prix important.

5.B. Audition de M^{me} Floriane Mermoud, chercheuse au groupe Energie de l'Institut des sciences de l'environnement de l'Université de Genève (UNIGE), sur le potentiel de la biomasse²⁶

La valorisation de la biomasse

La biomasse peut être valorisée de deux manières, par voie biochimique ou par voie thermochimique. La voie biochimique permet de produire du méthane et des biocarburants, par le procédé de la digestion anaérobie, celui de la fermentation alcoolique ou celui de l'extraction d'huile végétale. La voie thermochimique permet quant à elle de produire des biocarburants et de l'électricité (en cogénération, c'est-à-dire en coupage chaleur-force, avec production des deux éléments), par la pyrolyse (décomposition chimique due à la chaleur), la gazéification (produisant de la chaleur et du gaz) et la combustion simple (ne produisant que de la chaleur)²⁷. Relevons que la gazéification a potentiellement un meilleur rendement que la simple combustion, ce qui permet de produire davantage avec la même quantité initiale de biomasse.

Il ne faut pas confondre la gazéification, qui est une transformation thermochimique en un gaz combustible (de la biomasse par exemple, mais d'autres carburants aussi) et la méthanisation, processus naturel biologique de dégradation de la matière organique en absence d'oxygène. L'une se produit à des températures élevées uniquement, tandis que l'autre est un processus purement biologique.

La gazéification produit un gaz de synthèse (constitué de monoxyde de carbone, de dihydrogène et d'autres gaz inertes), dix fois moins riche que le gaz naturel, ainsi que des cendres et du goudron. Les applications de la gazéification sont multiples, parmi lesquelles se trouvent la cogénération (production d'électricité et de chaleur) dans des turbines, moteurs à gaz ou piles à combustible, les biocarburants de 2^e génération et l'injection complémentaire dans un réseau de gaz naturel.

²⁶ Voir annexe 8.

²⁷ Voir annexe 8, page 2.

Suivant le niveau de puissance utilisé, la technologie n'est pas la même. A partir d'environ 5 MW thermiques de puissance, on peut utiliser des lits fluidisés, denses, circulants ou sous pression. Un lit fluidisé est une sorte de fluide constitué d'éléments solides « granulaires » au sein desquels on injecte un gaz ou un liquide par dessous, qui va « soulever » les grains.

La référence en matière de CCF biomasse est celle de Güssing en Autriche (2002), qui utilise un lit fluidisé circulant et a une puissance électrique de 2 MW et une puissance thermique de 4.5 MW pour un rendement total avoisinant les 80%. Une autre unité de ce type, construite par GDF-Suez, est prévue en Haute-Savoie. Une autre centrale biomasse, avec un lit fluidisé sous pression, de plus grosse capacité (6 MW électriques et 9 MW thermiques) pour un rendement équivalent, a été construite en 1996 à Värnamo en Suède.

Application à Genève de la valorisation de la biomasse

Pour équivaloir à la puissance fournie par la CCF (60 MW électriques et 40 MW thermiques), il faut un total de 110 MW thermiques d'énergie primaire. Cela correspond à 700 tonnes de bois, en 35 camions, par jour et 255 000 tonnes de bois par an, soit 10% de la production helvétique ! Imaginons dans quel périmètre il faudrait drainer ce bois, qui ne pourra par ailleurs pas être utilisé autrement !

Trois possibilités existeraient à ce jour²⁸ :

- une unité de gazéification et un cycle combiné (au Lignon) : la chaleur serait valorisée sur le réseau de chauffage à distance mais la ressource serait éloignée, le trafic généré impressionnant, l'espace nécessaire entre trois et dix fois supérieur à celui de la CCF à gaz prévue par les SIG, et surtout la taille serait scientifiquement expérimentale, avec tous les risques que cela comporte.
- une unité de gazéification et de méthanisation (extérieur à Genève), pour une injection dans le réseau de gaz naturel alimentant la CCF (au Lignon) : si l'unité est déplacée hors de Genève, les questions d'espace nécessaire, de trafic généré et de proximité avec la ressource sont réglées, mais il faudra tirer les conduites de gaz, la chaleur ne pourra pas être aussi bien valorisée qu'à travers un réseau de chauffage à distance, le rendement baissera, et la taille – identique ! – continuera d'être expérimentale.
- dix petites unités de gazéification décentralisées et une turbine à gaz : dans ce cas, une plus grande flexibilité est acquise, l'espace et le trafic par

²⁸ Voir annexe 8, page 7.

unité est bien moindre et la valorisation de la chaleur est plus facile, mais le cycle combiné n'est plus possible car la taille critique n'est pas atteinte, le rendement est diminué et le coût augmenté. A ces niveaux de puissance, une turbine à vapeur, et non à gaz, aurait le même rendement et serait, dans ce cas, plus simple.

Chaque proposition a ses avantages et ses défauts, et naturellement aucune n'est parfaite.

En ce qui concerne la ressource de biomasse, les quantités à disposition sur le canton et dans l'agglomération ne sont pas suffisantes. En effet, sur la quantité nécessaire de plus de 500 GWh/an, seul 5% des besoins de la CCF serait couvert par le bois naturel et usagé genevois. Cette production arriverait à 30% en considérant le bois de l'agglomération, mais guère plus.

Les possibilités techniques existent mais elles ont toutes des inconvénients non-négligeables. La taille expérimentale d'une CCF biomasse devant avoir la même puissance que celle au gaz prévue par les SIG n'est pas des moindres. Ensuite, les ressources en biomasse ne sont de loin pas suffisantes même si l'on drainait tout le bois que compte la région (et serait-ce intelligent ?).

De plus, on assisterait à un transfert de dépendance énergétique aux fossiles – de l'électricité vers le thermique. En effet, la ressource bois, à l'heure actuelle ou dans un futur proche allouée essentiellement aux besoins thermiques, ne serait plus utilisée pour la production électrique, mais pour une production thermique, par contre en relation avec des PAC qui, elles, accroissent la demande en électricité, ce qui augmente la tension en vue de l'approvisionnement en électricité. Cela contraindra la filière thermique à avoir davantage recours à d'autres sources d'énergie, dont les énergies fossiles, pour produire l'électricité nécessaires aux PAC, à leur tour productrices de chaleur. A l'inverse, si l'on opte pour une production électrique à base de biomasse, on ne peut plus utiliser thermiquement le bois et donc il faut produire la chaleur autrement, notamment avec des énergies fossiles. Au final, quelle que soit la stratégie adoptée, la dépendance énergétique au fossile subsiste malheureusement de manière quasiment similaire, car la ressource en bois est limitée et insuffisante pour couvrir l'ensemble des besoins électriques et thermiques.

Au final, si l'on maintient la production électrique à partir de biomasse, probablement que la troisième solution (unités de gazéification décentralisées) évoquée serait la meilleure, car décentralisée, au plus proche des lieux de consommation. Il est en revanche certain qu'une CCF totalement biomasse de la taille de la CCF au gaz prévue par les SIG est irréalisable.

Questions des commissaires à l'oratrice

Q (PDC) Est-il envisageable d'injecter 15% de biogaz en appoint du gaz utilisé dans la future CCF ? – R : cela est possible techniquement, mais ne règle pas la question de la dépendance à l'énergie fossile, la production de biomasse étant limitée.

Q (MCG) L'installation de la CCF aux Cheneviers lui semble-t-elle pertinente ? – R : le site des Cheneviers semble adapté pour ce type de centrale, bien qu'il faille sans doute étendre le réseau CADIOM car il n'a pas été conçu pour transporter la quantité supplémentaire de chaleur produite par la centrale à gaz. La température du réseau est déjà élevée et on ne peut pas simplement augmenter le débit (pertes de charge plus élevées, etc.). Le cas échéant, il conviendrait alors de construire un réseau parallèle.

Q (L) Ne serait-il pas intéressant de valoriser la production de bois laissé en friche dans la région genevoise à travers une gazéification à l'usage de la CCF ? Ce gaz coûterait peut-être plus cher mais il serait issu d'une véritable réflexion écologique autour du potentiel genevois. – R : des études (en cours) démontrent les difficultés économiques qu'il y a à exploiter du bois, notamment en montagne, dans l'agglomération genevoise. Ailleurs, la difficulté réside dans le fait que cette ressource intéresse toujours plus de monde et qu'il faut négocier pour en avoir une partie. Toutefois, il faudrait déjà connaître le potentiel réel de bois non exploité dans la région, et le coût d'exploitation (qui peut être élevé en zone de montagne). Par rapport, au développement de cette technologie, l'usage thermique serait à privilégier, ce qui permettrait d'optimiser le potentiel de la biomasse (même si seule la production électrique est soutenue par la Confédération, à travers Swissgrid, et non la production thermique à partir du bois).

Q (Ve) Des chaudières à bois strictement thermiques ne pourraient-elles pas faire l'affaire ? – R : il s'agit d'étudier sérieusement les besoins d'une région pour cibler correctement les types d'énergie pertinents. Peut-être que finalement des chaudières à bois, système simple qui possède un bon rendement thermique, seraient adéquates. Le département ajoute à ce titre que le bois n'est pas valorisé au maximum s'il n'est employé que dans de simples chaudières thermiques. En outre, les chaudières utilisant du bois ont un meilleur rendement pour une consommation stable sur l'année, ce qui n'est pas le cas en pratique car il y a de fortes variations des besoins de chaleur en fonction de la période de l'année. Aujourd'hui, une chaudière à bois utilisée seule valorise moins efficacement le bois-énergie que lorsque cette chaudière est couplée avec un appoint gaz.

Q (PDC) Quel est le bilan CO₂ des installations de type biomasse ? – R : il est malheureusement certainement positif, puisque le bois pourrissant produit du méthane, qui un gaz connu pour sa forte contribution à l'effet de serre.

Q (Ve) Comment procéder pour s'approvisionner en électricité à Genève, dans vingt ans et avec de l'énergie renouvelable ? – R : il convient de réfléchir de manière globale, à l'échelle genevoise, pour déterminer quelle est la meilleure façon d'utiliser l'énergie renouvelable mais également fossile, qu'on ne pourra vraisemblablement pas supprimer ces prochaines années (solution du mixe énergétique). En effet, l'efficacité énergétique optimale est souvent un mélange fossile-renouvelable, car dans le cas du 100% renouvelable, il y a en général une consommation de matière renouvelable trop importante et inadéquate.

5.C. Audition de M. Daniel Favrat, professeur au Laboratoire d'énergétique industrielle, à l'Ecole polytechnique fédérale de Lausanne (EPFL), sur les pompes à chaleur²⁹

Caractéristiques de la production et de la consommation électrique suisse

Le mazout de chauffage et le gaz naturel constituent chacun environ 40% de la consommation finale d'énergie en Suisse. Quant à l'électricité, sa production augmente pour suivre la courbe de consommation (en lui restant toutefois systématiquement supérieure en moyenne annuelle depuis les années 1950, à l'exception de l'année 2006, victime d'une très mauvaise hydraulité). La production d'électricité en Suisse est constituée à 57% d'énergie hydraulique (au fil de l'eau ou en accumulation dans les barrages) et à 39% de nucléaire.

De mai à août essentiellement, il y a un surplus de production par rapport à la consommation.. A l'inverse, les demandes en chauffage (au mazout et au gaz, essentiellement) sont les plus importantes durant les moins d'hiver, d'octobre à avril. Si l'on supprime le nucléaire, l'offre ne couvre à l'évidence la demande qu'en juin, juillet, août et à la rigueur en mai.

La problématique est identique pour la production photovoltaïque car la production durant les mois d'hiver est faible, même si la courbe de progression est plus lisse. On peut espérer arriver en 2025 à une production de 60 GWh/mois photovoltaïque, mais sur six mois seulement (d'avril à

²⁹ Voir annexe 9.

septembre), donc un total annuel de 350 GWh environ (à comparer avec les 3TWh annuels nécessaires au canton, donc 10% environ), et ce si l'on suppose un taux de croissance constant de 15% par an. Le photovoltaïque ne peut donc apporter une contribution significative avant 2025. En plus, la production saisonnière est peu favorable aux besoins suisses (particulièrement importants en hiver). Les pompes à chaleur (PAC) en substitution des combustibles fossiles vont aussi, quant à elles, accentuer la demande électrique hivernale.

De toute façon, il faut cesser de considérer – et tous les orateurs nous l'ont dit, *ndlr* ! – l'électricité isolément, mais il faut prendre en considération l'entier de la consommation énergétique et réfléchir de manière globale à la manière la plus opportune de la produire, secteur par secteur.

Fonctionnement d'une pompe à chaleur

Une PAC est un dispositif thermodynamique (c'est à dire produisant une force de travail grâce à de la chaleur), qui utilise de l'électricité ou de la chaleur à un haut niveau de température et qui permet de prélever de la chaleur du milieu le plus froid, typiquement l'environnement (et donc le refroidir encore) et de la transférer vers le milieu le plus chaud (et donc de le réchauffer), alors que, naturellement, la chaleur se diffuse du plus chaud vers le plus froid jusqu'à l'égalité des températures³⁰.

Ce circuit thermodynamique, en l'occurrence frigorifique, transfère l'énergie grâce au changement d'état (de liquide à gazeux, puis de nouveau liquide, etc.) du fluide utilisé. Le fluide frigorigène circulant dans une PAC subit un cycle de transformation composé de quatre étapes :

- Dans le condenseur (source chaude), le fluide passe à l'état liquide et cède de l'énergie qui est transférée vers l'extérieur (grâce à un fluide secondaire, appartenant au circuit de chauffage) sous forme de chaleur. À la sortie du condenseur, le fluide (à l'état liquide) voit sa température fortement diminuer, puisque la chaleur a été libérée et utilisée.
- Le détendeur réduit la pression du fluide en phase liquide jusqu'à un état biphasique (mélange de liquide et de vapeur), car le liquide restant doit fournir l'énergie d'évaporation de la vapeur ainsi formée.
- Dans l'évaporateur (source froide), la chaleur est prélevée au fluide secondaire pour complètement transformer en vapeur (état gazeux) le fluide frigorigène. La pression reste constante et le fluide devient totalement gazeux. À la sortie de l'évaporateur, le fluide est tempéré (environ 5 °C) et à faible pression.

³⁰ Voir, en complément au rapide explicatif ci-dessus, le schéma dans l'annexe 11, page 10.

- Dans le compresseur des pompes à chaleur entraînées électriquement, le fluide gazeux est comprimé et passe donc d'une basse pression à une pression plus élevée grâce à l'énergie mécanique fournie par le compresseur (actionné par un moteur électrique). À la sortie du compresseur, sa température et sa pression sont élevés sous l'effet de la compression.

Certaines PAC ont pour source froide l'air extérieur ou rejeté par la ventilation (air-air ou air-eau), d'autres un circuit d'eau (eau-eau, plus rarement eau-air). La source chaude est définie par le deuxième terme et consiste soit en un circuit d'eau, soit en l'air du volume habitable.

Différents appareils utilisent le principe de PAC pour leur fonctionnement : le réfrigérateur ou le climatiseur par exemple sont des PAC. La PAC est aussi utilisée dans le cadre de la thermique du bâtiment pour le chauffage de ceux-ci. Une PAC peut être thermique et/ou électrique. Elle a d'autre part l'avantage de pouvoir soit refroidir, soit chauffer le milieu dans lequel elle est installée, et ainsi servir tant de chauffage en hiver que de climatiseur en été.

Avantages des pompes à chaleur dans le cadre de la production de chaleur

Les PAC ont un meilleur rendement global qu'une chaudière classique. Elles tirent en effet près de deux fois plus de chaleur du carburant de base, que ce soit du mazout ou du gaz. Quel que soit le carburant (nucléaire, fossile ou renouvelable), elles permettent de mieux le valoriser, et donc d'en consommer moins pour la même production thermique.

Les PAC sont par contre d'autant plus performantes que la température de chauffage est basse. Les températures actuelles des réseaux de chauffage à distance devraient en conséquence être baissées, de manière à gagner du rendement, pour mieux valoriser les PAC mais aussi pour la géothermie et le solaire thermique. Le réseau CAD des SIG est actuellement chauffé entre 95° et 133°C, et il faudrait passer à 50-90°C. Il n'est en effet plus nécessaire d'avoir de telles températures, qui génèrent trop de pertes, à la fois de réseaux mais aussi en production d'électricité par une centrale chaleur-force.

La proposition de l'orateur serait de coupler des CCC (centrales à cycle combiné, avec double turbine, avec récupération de chaleur si elles sont proches d'une ville ou sans récupération si elles en sont trop éloignées) à des PAC électriques, ce qui permettrait d'économiser près de 10 à 20% de combustible fossile à l'échelle nationale, et les émissions de CO₂ en conséquence. On pourrait même aller plus loin – mais la technique ne suit pas encore – avec une CCC, une pile à combustible reliée à une turbine à gaz et

une PAC, pour encore augmenter le rendement au niveau d'un bâtiment. Dans tous les cas, les PAC font partie des solutions du futur, apportant un gain d'efficacité important, au service des rénovations de bâtiments, des villes et des industries.

Les PAC peuvent être utilisées dans les villes. En Suisse, une grande partie de la population habite près de lacs ou de rivières, desquels les PAC peuvent tirer la source froide indispensable à leur fonctionnement. A Genève, la courbe d'isodistance des rives du lac Léman ou du Rhône est particulièrement large : une très grande partie de la population pourrait donc bénéficier économiquement de PAC. Evidemment, cela impliquerait un agrandissement très conséquent du réseau, avec des coûts bien sûr d'autant plus importants que la densité de population diminue et que les distances à parcourir par le réseau s'allongent.

Pour les villes, il existe des grosses PAC (bi- ou triétagées, donc compressant et détendant le fluide deux ou trois fois pour un meilleur rendement) reliées à un réseau CAD, comme à Göteborg, où les deux plus grosses PAC avec une puissance de 45 MW thermiques sont installées. En Suisse, les PAC ont une puissance jusqu'à 35 MW (pour celles avec des compresseurs fabriqués en Suisse).

Les PAC peuvent également être utilisées de manière domestique dans des villas ou des petits immeubles, car elles sont fiables, de moins en moins chères et de moins en moins bruyantes. Pour ces PAC domestiques, le problème technique qui demeure néanmoins est l'augmentation de leur efficacité : actuellement, le coefficient de performance (COP) stagne depuis 12 ans environ, autour de 4.5 pour les PAC eau-eau et de 3.4 pour les PAC air-eau – il peut même tomber jusqu'à 2 en hiver, ce qui reste néanmoins acceptable. Pour augmenter l'efficacité, on peut créer des PAC multiétagées (avec plusieurs étages de compression), comme pour les grosses PAC de ville. C'est pourtant pour l'instant encore de la musique d'avenir au niveau de la maison individuelle.

Les griefs généralement faits aux PAC concernent les fluides frigorigènes utilisés pour le cycle thermodynamique qui sont très contributeurs à l'effet de serre. On peut répondre à cela que les gaz CFC ne sont plus utilisés depuis les années 90. De plus, les HFC n'attaquent plus la couche d'ozone mais ils ont encore un effet de serre pour certains, avec des périodes d'élimination qui peuvent atteindre plusieurs centaines d'années (ce qui est aussi le cas du CO₂ émis par les chaudières). D'autre part et contrairement aux gaz de chaudières, ces gaz restent hermétiquement captés dans le circuit de la PAC et ne partent pas dans l'atmosphère, ne produisant ainsi pas l'effet contesté. Par contre, les chaudières, pour le même service de chauffage, ont nettement plus d'impact

sur l'environnement puisque les gaz s'échappent réellement dans l'atmosphère. Enfin, replaçons les enjeux : le vrai danger, par exemple pour la vie marine et l'acidité des océans, réside dans la production en masse de CO₂, et non dans les HFC.

Au niveau de la recherche scientifique, les « mini-PAC » multiétagées seront vraisemblablement commercialisables d'ici 5 à 10 ans. Il existe déjà des PAC à compression monoétagée, mais avec l'injection intermédiaire de vapeur qui permet un surcroît de rendement et de production spécifique. Les recherches pour aboutir à des PAC biétagées et sans huile sont aussi en cours. On peut encore imaginer des PAC capables de moduler leur production suivant la demande. L'utilisation de réseaux au CO₂ avec pompes à chaleur décentralisées pour le chauffage et la climatisation est une piste de recherche intéressante. Ceux-ci pourraient également inclure une valorisation du CO₂ avec la possibilité de combiner du CO₂ (issu de nos productions puis stocké) et du H₂ (obtenu par électrolyse depuis de l'eau, H₂O) pour être méthanisé et produire d'une part de l'eau et de l'autre du méthane (CH₄), à réinjecter dans le réseau de gaz pour le lissage des courbes de consommation jour-nuit.

En conclusion, les PAC ont un rôle essentiel à jouer comme substitution des chaudières partout où il y en a (habitat, industrie, commerce, transport). De nombreux progrès majeurs sont possibles et nécessaires, notamment concernant les éléments mentionnés ci-dessus. Il faut donc penser global et saisonnier, et donner la priorité à la génération thermique (éventuellement en cogénération avec de l'électricité) en lien avec les PAC. Enfin, la tranche 2010-2040 sera la plus délicate à appréhender en matière d'approvisionnement énergétique, avant que les nouvelles technologies très efficaces ne prennent le relais.

Questions des commissaires à l'orateur

Q (MCG) Quelle solution d'avenir l'orateur choisirait-il en matière de politique énergétique genevoise ? Conseille-t-il la construction de la CCF ? – R : le gaz n'est pas suffisamment valorisé aujourd'hui, notamment dans les puits de pétrole où il était jusqu'à tout récemment bêtement brûlé à l'air libre. La CCF est essentielle ces prochaines années, étant donné la structure de la demande actuelle de services énergétiques (électricité et chauffage en hiver). Il situerait la CCF idéalement dans un emplacement proche d'une station de traitement des eaux usées (STEP), en relation avec une PAC (pour valoriser l'énergie perdue ou de l'environnement) et dans une logique de réseau à basse température.

Q (Ve) Quel serait le gain en efficacité énergétique dans le cas d'une alliance entre la CCF et une PAC ? – R : si le travail est bien réalisé par les

SIG (notamment auprès des consommateurs, sur la question d'un abaissement de la température de diffusion par exemple), l'on pourrait imaginer une diminution des émissions de CO₂ et de la consommation d'énergie de chauffage de l'ordre de 40-60%. L'eau qui revient du réseau de chauffage à distance est à 50-60°C et elle serait chauffée dans la centrale jusqu'à 80-90°C. Sachant que la PAC est très efficace à bas niveau, l'on préconise de chauffer à 80°C avec la pompe à chaleur et pour le dernier « bout » (de 80° à 90°C), l'on utilise la chaleur rejetée par la centrale. L'idée est de chauffer la partie la plus facile avec la PAC, puis de faire l'ajout via la CCF pour arriver à la température voulue.

Q (S) Ne serait-il pas plus opportun d'insister sur de meilleures isolations plutôt que sur l'achat de petites PAC ? – R : économiquement il convient de faire des économies d'énergie pondérées entre le passif (isolation) et l'actif (PAC). Il convient de faire un compromis entre les deux, et ne pas tout miser sur le passif. Mais il est évident que les mesures élémentaires d'isolation (double ou triple vitrage par exemple) doivent être prises avant l'installation d'une PAC. Il convient également de prendre en considération l'élément temporel; on ne peut pas rénover l'ensemble des bâtiments en une seule fois, et des PAC se substituent, dans l'intervalle, intelligemment à une chaudière.

Q (S) Quel est l'entretien nécessaire à ces PAC ? – R : une PAC ne nécessite guère plus d'entretien qu'un réfrigérateur, à la condition que celle-ci soit installée correctement.

Q (S) Quelle est la puissance installée des grandes PAC en Suède ? – R : par exemple, les quatre grandes PAC installées à Göteborg en Suède produisent un total d'environ près de 170 MW thermiques, c'est-à-dire un sixième de la consommation genevoise de pointe.

Q (R) Le projet des SIG mentionne la préservation des chaudières actuelles à gaz. N'est-ce pas décevant ? – R : il est peut-être plus sage de procéder ainsi, soit de garder une ou deux chaudières notamment en prévision des pointes hivernales ou en cas de pépin.

Q (UDC) Quel est le potentiel gazeux du bois ? – R : le potentiel du bois gazéifié peut être estimé à 10 ou 15% de la consommation suisse, mais avec une utilisation intelligente. De plus, si l'on pouvait stocker et neutraliser le CO₂ rejeté par le bois lors de sa décomposition, le fait d'utiliser le bois permettrait même de purifier l'atmosphère. On peut en produire par méthanisation puis l'injecter dans la CCF, mais il faut surtout éviter à terme de le brûler dans les chaudières, avec un rendement bien plus faible. A ce titre, le projet de gazéification du bois à Eclépens, dans le canton de Vaud, est fort intéressant.

Q (Ve) Une production décentralisée et à basse température n'est-elle pas l'optimum souhaitable? – R: la production décentralisée possède un rendement électrique relativement faible (moins de 40%); à l'heure actuelle, une centrale à cycle combiné sera beaucoup plus performante et celle-ci permettrait de mieux contrôler les émissions. Cependant, la production d'eau chaude sanitaire par solaire thermique en été et pompe à chaleur en hiver est une bonne idée.

5.D. Audition de M. André Mermoud, chercheur en énergie solaire au groupe Energie à l'UNIGE, sur le potentiel photovoltaïque³¹

Le potentiel photovoltaïque

Le propos est ici celui de la production d'électricité à base d'énergie solaire, que l'on nomme dans ce cas uniquement photovoltaïque (PV); on laissera en effet de côté la problématique du solaire thermique, qui est différente.

La puissance solaire est bien sûr gigantesque. Celle interceptée par la terre est de 174'000 TW. Au niveau du sol, la puissance est de moitié, mais encore de 169 W/m² à Genève. L'énergie solaire dégagée équivaut à 6'500 fois la consommation mondiale d'énergie. La matière première est donc largement disponible. Il « suffit » de la capter. Il faudrait 121 km² de capteurs PV pour produire le 20% de la consommation suisse actuelle d'électricité.

Il existe deux grandes classes de technologie :

- les capteurs au silicium (Si) cristallins, dont le rendement est d'environ 15%. Leur part de marché diminue un peu depuis 2005, mais ils restent dominants (88%). Il faut avec cette technologie 8m² de capteurs pour installer un kilo-watt-crête (kWc³²).
- les capteurs en couches minces (silicium amorphe, cadmium-telluride, cuivre-indium-sélénium, etc.), dont le rendement est d'environ 6 à 11%. Pour une production identique, il faut donc deux fois plus de surface que les capteurs au silicium, mais il a un fort potentiel et une forte progression sur le marché du fait d'économies possibles dans les coûts de fabrication.

La puissance solaire est d'environ 1000W/m² perpendiculairement aux rayons du soleil. Genève reçoit une énergie de 1250 kWh/m² par an (Dakar

³¹ Voir annexe 10.

³² Le watt-crête (Wc) est une unité de puissance électrique maximale pouvant être produite dans des conditions standards. C'est l'unité en vigueur pour le photovoltaïque.

2200 kWh/m² par comparaison). On arrive, de manière optimale, à produire à Genève une énergie PV de 120 kWh/m² par an.

Les productions photovoltaïques à Genève, en Suisse et en Allemagne

La consommation électrique du canton est d'environ 3 TWh, donc 746 W/hab, dont un tiers pour les usages domestiques. La production PV en 2009 n'a été que de 0.2% de la consommation totale (6 GWh ou 1.5 W/hab). La puissance PV installée actuelle est de 6.4 MWc pour une surface totale de 51'000 m².

Pour faire passer cette part à 20% de la consommation électrique globale, il faut passer de 6 GWh à 593 GWh (x100 environ) et installer 5 millions m² de capteurs PV, soit 1.8% de la surface du canton.

Le PV est en pleine expansion puisque les installations augmentent de 35% chaque année depuis 1990 à Genève. On projette une suite de la croissance annuelle à environ 25%. Cette expansion est due à la politique volontariste qui a prévalu jusqu'à aujourd'hui, au moyen de subventions, de la rétribution à prix coûtant (RPC) et de la bourse solaire. En suivant l'évolution actuelle, la puissance installée nécessaire à la production PV à hauteur de 20% de la consommation électrique globale serait atteinte en 2025. De manière plus réaliste elle sera probablement atteinte autour de 2030 à 2040.

Genève est bien située dans le domaine puisqu'il y a, par habitant, trois fois plus de panneaux PV dans le canton qu'en Suisse (14 Wc contre seulement 4.7 Wc en Suisse !). Au niveau suisse, les 20% seront atteints entre 2033 et 2076, suivant le taux de croissance des installations PV par an (de 30% à 10%).

A l'opposé, l'Allemagne est le modèle en matière de PV, puisque la puissance installée par habitant est de 67 Wc, soit 14 fois plus qu'en Suisse. La production PV ne représente néanmoins que 0.66% de la consommation totale actuellement, mais si le pays continue avec 30% de croissance par an, il aura atteint les 20% de production PV en 2020.

Limitations, contraintes et coûts du photovoltaïque

La barre des 20% de production PV par rapport à la consommation électrique totale n'est pas un hasard : c'est la limite supportable pour le réseau (sans pertes de surproduction). En effet, s'il fait beau, l'immense majorité des panneaux PV vont produire en même temps et en milieu de journée, ce qui va accroître drastiquement la production, au point de surproduire. Il faut dès lors stocker ou exporter, bref réguler d'une manière ou d'une autre. Si les pays environnants, avec qui la Suisse échange d'habitude du courant, sont également à 20% de production PV, ils se trouveront dans la

même situation et ne voudront pas non plus acheter ce courant, n'en ayant pas besoin. Le stockage de l'électricité à grande échelle étant problématique, il faut donc imaginer des systèmes intelligents capables de stopper la production au bon moment.

Au niveau des coûts, un système PV coûte à l'achat en Suisse, suivant sa taille, entre 7.5 et 11.50 CHF/Wc, et à Genève entre 10 et 17 CHF/Wc pour des systèmes intégrés. Quant au prix du kWh produit, il dépend de nombreux paramètres : du type d'investissement, des conditions de prêt, de l'orientation du système et de son éventuelle dégradation, ainsi que de la localisation (meilleur rendement évident dans les pays du sud). Pour une installation moyenne en Suisse, on se trouve à 60-80 ct/kWh, ce qui est bien sûr relativement cher par rapport au kWh produit par d'autres types d'énergie, mais les prix descendront dans les dix prochaines jusqu'à environ 30 ct/kWh grâce à l'évolution de la technologie et du marché.

En conclusion, la ressource solaire est disponible à l'envi, utilisons-la. La technologie PV doit devenir significative à long terme, et pourra représenter 20% de la consommation électrique totale à terme. La puissance installée nécessaire pour l'obtenir de 1.4 kWc/hab., ce qui représente des panneaux PV sur un tiers de l'emprise au sol du patrimoine bâti. Ce développement demande bien entendu du temps et de l'investissement, ainsi qu'une adaptation du réseau électrique. Au niveau de l'empreinte écologique, le temps de retour du PV est d'un à trois ans (pour une durée de vie d'au moins 30 ans). C'est une énergie dans laquelle il faut investir, dans tous les sens du terme.

Questions des commissaires à l'orateur

Q (S) L'investissement de 265 millions prévus pour la CCF pour fournir 10% de la consommation électrique genevoise et du chauffage pour 27'000 habitants) est-il pertinent ? – R : la CCF utilisera ainsi du gaz pendant vingt ans. Mais d'un autre côté, que représenteraient 265 millions de francs en matière d'installation PV ? Un rapide calcul pour les 6 GWh nécessaires aux 20% de production, à 4 ou 5 CH/Wc aboutissent à 2.4 milliards de francs d'investissement ! Le département ajoute à ce titre que les délais d'attente (pour le PV, mais bien plus courts pour la CCF) sont par contre problématiques. Il ne faut en conséquence pas seulement comparer les montants d'investissement mais aussi la capacité d'offrir l'énergie requise à une date donnée. La production PV étant de type « atomisée », elle ne peut pas être déployée aussi rapidement qu'une capacité de production centralisée telle que la CCF. En outre, la production d'électricité d'origine photovoltaïque est dépendante des variations saisonnières. La production de la CCF peut

ainsi sembler pertinente pour remplir cette période de vingt ans, tout en investissant un maximum dans le solaire.

Q (MCG) Est-il possible d'installer des capteurs sur les toits des bâtiments SIG au Lignon ? – R : cet investissement a été effectué fin 2009, mais ces bâtiments ont été récemment vandalisés. D'une manière plus générale, dans l'installation de capteurs solaires, il convient d'utiliser d'abord la place pour les capteurs thermiques, qui sont plus efficaces en matière d'énergie primaire. Ensuite, la place restante peut être utilisée pour la production électrique.

Q (L) En ce qui concerne le stockage de l'électricité PV, ne faut-il pas étudier des solutions adaptées et propres, qui pourraient se réaliser dans le cadre de la voiture à air comprimé ou à hydrogène ? – R : les moyens de stockage à grande échelle sont encore difficilement réalisables (par exemple, du pompage-turbinage). Les voitures électriques, en guise de stockage d'électricité, pourrait représenter une solution séduisante, mais la technologie n'est pas encore fiable pour l'instant.

Q (R) N'est-il pas plus favorable d'investir dans des centrales PV thermiques mais à l'étranger (par exemple en Espagne, ou dans le cadre du projet *Desertec*³³) et de profiter de prix sans doute attractifs ? – R : restent le problème de l'investissement et celui de la disponibilité du soleil. Seul un faisceau de mesures complémentaires arrivera à résoudre l'équation énergétique de ces prochaines années. Cela ne résoudra pas non plus le problème de l'indépendance énergétique genevoise, puisqu'il s'agirait alors de s'approvisionner à l'extérieur (au même titre que le gaz requis pour alimenter la CCF).

Q (Ve) Comment faire pour augmenter la production d'énergie photovoltaïque ? – R : les 20% de limite évoqués le sont pour la production d'énergie indigène. On pourrait envisager d'importer de l'électricité *Desertec* en complément, même si la question du prix d'achat pourrait poser problème.

Q (Ve) Y a-t-il des limites de production de matériaux pour les cellules PV ? – R : cette industrie croît chaque année de 30%, sans qu'il n'y ait de raison pour que cela change. Toutefois, certains métaux rares pourraient peut-être poser problème à l'avenir.

³³ *Desertec* est un projet, encore en gestation, de réseau interconnecté alimenté par des centrales solaires en Afrique du Nord, également relié, via Gibraltar et des câbles sous-marins, à l'Europe. *Desertec* vise à la fois à répondre en grande partie aux besoins des pays producteurs d'Afrique du Nord et du Moyen-Orient, et à fournir 15% (dans un premier temps) de l'électricité nécessaire à l'Europe.

Q (UDC) L'énergie PV n'est-elle pas très chère, même quand elle sera à 30 ct/kWh ? – R : aujourd'hui, l'énergie (essentiellement à base de pétrole et de gaz) est en général très bon marché (15-18 ct/kWh pour le gaz), mais les prix vont augmenter ces prochaines années. Ceux du PV descendant, le PV deviendra rapidement concurrentiel.

Q (L) La solution de vendre de l'électricité PV pendant la retraite, en guise de LPP en quelque sorte, n'est-elle pas intéressante ? – R : oui, car l'amortissement d'un achat d'infrastructure photovoltaïque se fait pendant vingt ans, puis le bénéficiaire pourra encore vendre son électricité en tout cas pendant dix ans, ce qui est financièrement intéressant, surtout pour un agriculteur à la retraite.

Q (S) Est-il difficile de recycler les matériaux utilisés dans le photovoltaïque ? – R : ce recyclage est de type électronique, comme les ordinateurs.

Q (UDC) Des capteurs de nouvelle génération fonctionnent-ils aussi si le soleil ne brille pas de manière éclatante ? – R : des seuils d'efficacité d'environ 20% peuvent être atteints, bien que ce chiffre puisse être amélioré.

Q (S) Quel est le potentiel de croissance économique dans le domaine de l'énergie PV ? – R : ce développement prometteur, en Suisse, concernera surtout l'étape « installation ». L'industrie du PV représente 6'500 emplois en Suisse (50'000 en Allemagne).

Q (R) Qu'en est-il de la faisabilité industrielle du développement important des énergies solaires en Suisse, et ce indépendamment du financement ? – R : en Allemagne, il y a une augmentation de 50% par an depuis 1990. En 2007, ce pays a installé en une année l'infrastructure permettant d'atteindre l'équivalent de la production d'une centrale nucléaire et demie.

Q (R) La place nécessaire à l'installation des cellules ne posera-t-elle pas problème un jour, eu égard aux surfaces limitées disponibles dans le canton et à leur utilisation prioritairement pour le thermique ? – R : la technologie saura s'adapter à cette contrainte. Une étude est d'ailleurs en cours sur le potentiel des surfaces disponibles à l'échelle du canton. Il convient de sensibiliser les architectes afin de mieux prévoir ce type d'installation dans leurs constructions, et ainsi être plus efficace. Le département ajoute à ce titre que les toitures sont un lieu particulier du territoire qui doit être envisagé dorénavant systématiquement comme un lieu de captage de l'énergie solaire. C'est pourquoi, en cas de rénovation de toiture (et de construction), la nouvelle Loi sur l'énergie rend obligatoire la pose de capteurs couvrant au minimum 30% des besoins de chaleur pour la production d'eau chaude

sanitaire. La loi s'est concentrée sur les capteurs solaires, sachant par ailleurs que des mesures incitatives (rachat par les SIG ou Swissgrid³⁴) sont en place pour le rachat de courant d'origine PV. La pose de capteurs solaires devrait être conçue pour laisser la possibilité d'équiper ultérieurement la toiture également en panneaux photovoltaïques. Le fait de produire 20% de la consommation électrique du canton en énergie photovoltaïque sous-entendrait de couvrir les 30% de la surface du bâti, sachant qu'une partie de celle-ci est techniquement inexploitable (toits mal orientés, toitures avec la contrainte d'intégrer d'autres installations, toitures protégées). L'objectif réellement atteignable doit donc être affiné.

Q (PDC) Des études ont-elles été faites en ce qui concerne les bordures d'autoroute ? – R : en Suisse allemande, les autoroutes ont déjà été affectées à cette utilisation.

Q (MCG) Combien de MW la centrale solaire près de Verbois produit-elle ? – R : D'une puissance de 1 MWc, elle produit environ 1 GWc par an. Il faudra donc six cents fois cette production pour atteindre l'objectif des 20%. On pourrait déjà mobiliser les 80 000 m² de toitures des bâtiments de l'Etat. Les collèges construits dans les années 70 sont particulièrement favorables pour cette production d'énergie PV.

6. Auditions concernant la géothermie, étudiée plus en détail

6.A. Exposé, lors du transport sur place, de M. François Vuataz, chef de projet au Laboratoire suisse de géothermie (CREGE) de l'Université de Neuchâtel (UNINE), sur le potentiel géothermique suisse³⁵

La géothermie représente la chaleur (et le froid) de la terre qui peut être utilisée comme énergie. Elle a un grand potentiel, en complément à d'autres solutions énergétiques. Faisant partie des nouvelles énergies renouvelables, elle est une réponse intéressante aux questions énergétiques puisqu'elle est capable de fournir à la fois de la chaleur, du froid et de l'électricité.

Principes de la géothermie

La chaleur de la terre est produite à hauteur de 62% grâce à la décroissance des éléments radioactifs, appartenant à la famille des minéraux de l'uranium contenus dans les roches de la croûte terrestre. La chaleur totale de la Terre est particulièrement intense puisque seul 0.1% de la masse de la

³⁴ Même s'il faut préciser que le Conseil fédéral a décidé de ne plus garantir la vente de l'électricité PV à 80 ct/kWh, et de ne plus subventionner les recherches dans ce domaine.

³⁵ Voir annexe 11.

terre est plus froid que 100°C, 99% étant à plus de 1'000°C ! Sur le plateau suisse par exemple, l'accroissement moyen de la température (gradient géothermique) est de 30°C/km dans les premiers kilomètres de la croûte. C'est néanmoins peu en comparaison des 150 à 250°C que l'on trouve à 1 km de profondeur dans les zones volcaniques comme l'Islande, qui constituent en fait des sortes « d'anomalies » géologiques. La chaleur de la terre se manifeste de différentes manières : sources thermales, travertins (comme à Pamukkale ou Yellowstone), fumeroles, geysers, mares de boue et volcans.

L'extraction de la chaleur de la terre est compliquée, car c'est une énergie trop diffuse pour être extraite comme un minerai. Différentes manières de la récupérer existent :

- transmission, après concentration, par un fluide caloporteur ;
- prospection d'eaux souterraines profondes chaudes ;
- création d'un échangeur de chaleur souterrain fracturé, si la roche est peu perméable ;
- à faible profondeur, installation de sondes géothermiques verticales de 100 - 300 m de profondeur, contenant un fluide en circuit fermé (tube en polyéthylène de 32 ou 40 mm d'épaisseur).

Le potentiel d'énergie dégagée est immense. Un bloc de granite de 1 km³ refroidi de 20°C (de 200° à 180°C) équivaut à 10 MW électriques pendant 20 ans, soit l'énergie électrique de 10'000 personnes ou le chauffage de 350'000 logements. Après refroidissement du volume de roche concerné, de nouveaux forages doivent être réalisés, afin de laisser le flux géothermique réchauffer la roche.

Utilisations directes de la géothermie

En matière d'usage thermique, l'Islande est un cas exceptionnel puisque 85% de la population de l'île est chauffée et 98% de la capitale Reykjavik sont chauffés par la géothermie. Plus globalement, les premiers producteurs au monde sont les USA, puis la Chine, la Suède, la Norvège et l'Allemagne. La Suisse se situe en douzième position, ce qui est tout-à-fait honorable, compte tenu du fait qu'il s'agit de valeurs absolues. En Suisse, une puissance de 1 MW thermique permet d'assurer le chauffage de 150 à 190 logements. Au total, 51 GW thermiques sont installés en 2010 dans 78 pays.

En matière de production électrique, 11 GW électriques sont installés en 2010 dans 24 pays, alimentés par 490 centrales, d'une puissance installée de 1 à 120 MW électriques. En Suisse, une puissance de 1 MW électrique permet de fournir l'électricité à 1200 personnes, contre 9000 aux Philippines ! Les principaux pays producteurs sont la plupart situés sur la

Ceinture de feu du Pacifique (Mexique, Guatemala, Costa Rica, Salvador, Nicaragua, Philippines, Indonésie), mais ce ne sont pas les seuls (USA, France, Allemagne, Chine, Russie, Japon, etc.). L'Italie possède par exemple des centrales géothermiques depuis 1904 déjà.

Pour la majorité des centrales, le principe de fonctionnement est celui d'une turbine à vapeur : le fluide géothermal contenu sous pression et à haute température dans son réservoir est libéré par les forages et transformé en vapeur puis turbiné. Dans certains cas, le fluide géothermique donne son énergie thermique à un fluide de travail secondaire (isopentane ou isobutane) qui est vaporisé à une température nettement plus basse que celle de l'eau. Ce fluide de travail circule en boucle fermée et est refroidi après son passage dans la turbine.

Applications de la géothermie en Suisse

Les applications de la géothermie sont multiples : chaleur de la nappe phréatique, sonde géothermique verticale, pieux de fondation énergétiques et géostructure, champ de sondes géothermiques, aquifère profond et géothermie de grande profondeur. Toutes produisent de la chaleur, mais pas à la même température : naturellement plus on creuse, plus la température augmente. Certaines peuvent de surcroît produire du froid, et seule la géothermie de grande profondeur peut produire de l'électricité.

Les quatre premières applications mentionnées sont possibles sur de faibles profondeurs (de 5 à 300 m), l'aquifère profond se fait en moyenne profondeur (300 m à 3 km) et, comme son nom l'indique, la géothermie de grande profondeur nécessite des forages de 4 à 5 km. Les applications en faible profondeur sont de loin les plus nombreuses (des dizaines de milliers). En Suisse, il existe cinq installations de moyenne profondeur, et – pour l'instant – aucune installation de grande profondeur, suite à la tentative malheureuse du projet bâlois. Les coûts sont également relativement proportionnels à la profondeur du système choisi, les applications en faible profondeur se chiffrant en milliers de francs, alors que les applications de moyenne et grande profondeur se chiffrant en millions, respectivement en dizaines de millions³⁶.

Dans tous les cas, il est nécessaire d'associer au captage géothermique une pompe à chaleur qui va optimiser la production de chaleur sur la base de l'eau géothermale pompée. Comme on l'a vu plus haut, une PAC fonctionne certes à l'électricité mais substitue 66 à 75% de mazout ou de gaz par l'énergie de l'environnement et économise donc d'importantes émissions de

³⁶ Voir annexe 11, page 9, le schéma synthétisant les différentes applications et un certain nombre de paramètres.

CO₂. La « performance écologique » de la pompe à chaleur dépend ensuite de la provenance de son électricité.

1) Chaleur de la nappe phréatique : dans le cas du captage de la chaleur de la nappe phréatique à une profondeur entre 5 et 20 mètres, l'eau n'est pas chaude (entre 8 et 12°C) mais varie très peu selon les saisons, ce qui est favorable à son utilisation. Cette source est exploitée au moyen d'un puits équipé d'une pompe. A l'intérieur du bâtiment à chauffer, une PAC rehausse la température de l'eau à 35-40°C pour un chauffage au sol. L'eau refroidie est ensuite réinjectée dans la nappe ou plus rarement déversée en surface. Ces installations, plus de 4'000 en Suisse à ce jour, dépendent de la présence de nappes phréatiques, et entrent bien sûr en concurrence avec les ressources en eau potable.

2) Sonde géothermique verticale : ce système est très fréquent en Suisse (plus de 65 000 à ce jour, la plus grande densité au monde, en forte progression annuelle). Il s'agit en général d'une seule sonde pour une villa familiale, constituée d'un échangeur de chaleur installé dans un forage de 10 à 15 cm de diamètre et de 50 à 300 m de profondeur. Un circuit fermé en U, contient de l'eau additionnée d'anti-gel qui circule et prélève naturellement la chaleur du terrain. Le fluide passe ensuite par une PAC qui rehausse sa température de 10 à 35°C, et est injecté dans le chauffage au sol. L'apport énergétique de la PAC n'est que de 25%, les 75% étant apportés par la géothermie. Ce système est en pleine expansion, à tel point que les coûts de forage ont diminué par deux en dix ans.

3) Pieux de fondation énergétiques et géostructures : moins profonds que les sondes (10-60 m.), les géostructures (pieu, dalle, paroi) en béton qui servent à soutenir un bâtiment pour sa stabilité sont équipés d'échangeurs de chaleur comme les sondes.. Encore une fois, la chaleur ainsi extraite du sol est réhaussée par une PAC avant d'être injectée dans le chauffage du bâtiment. Comme pour les autres applications de faible profondeur, l'avantage de ce système est d'aussi constituer un refroidissement en été, puisque l'on réinjecte la chaleur des locaux dans le sol et que l'on récupère en échange le froid que l'on y avait injecté pendant le chauffage en hiver. Le bâtiment est ainsi rafraîchi de 35 à 24°C. Il y a à ce jour environ 30 bâtiments équipés de ce système en Suisse.

4) Champ de sondes géothermiques : les champs de sondes représentent une multiplication de la sonde verticale unique, pour chauffer ou refroidir des bâtiments plus grands ou des groupes de maisons. On fore entre 4 et 60 sondes géothermiques, à une profondeur variant entre 50 à 300 m. Le chauffage en hiver s'effectue, comme d'habitude, à l'aide d'une PAC. L'été, on rafraîchit naturellement le(s) bâtiment(s) en reprenant le froid injecté dans

le terrain pendant l'hiver. ; totalement gratuite, cette énergie frigorifique est en plus totalement neutre en termes énergétiques, car elle n'utilise pas de machine de froid ou de PAC réversible. Il y a environ 50 champs de sondes géothermiques en Suisse.

5) Aquifère profond : les sources thermales, dans le Jura et dans les Alpes, sont l'application la plus ancienne de la géothermie. Ces sources chaudes (15-68°C) sont des témoins des aquifères (circulations profondes d'eau chaude) et sont captés par les 17 centres de balnéothérapie suisses, avec des forages complémentaires pour augmenter le débit et la température de leur source. L'exploitation des aquifères profonds (5 en Suisse à ce jour, 4 de petites tailles et la plus grande centrale géothermique suisse, celle de Riehen dans le canton de Bâle-Ville) consiste à forer deux puits pour atteindre l'aquifère profond à 1.5 km de profondeur.

A Riehen, le forage de production pompe dans le puits le plus chaud (65°C au fond) l'eau chaude qui est amenée à l'échangeur de chaleur : ce dernier transmet sa chaleur au fluide de chauffage, lui-même réhaussé en température dans une PAC. Le fluide géothermal refroidi est réinjecté dans le réservoir souterrain par le forage d'injection à une température de 22°C. Au moyen d'une centrale de chauffage et d'un réseau de chauffage à distance, ce sont 160 habitations qui sont fournies en chauffage. La géothermie fournit 50% des besoins en énergie, le solde étant constitué d'électricité (utilisée par les PAC), d'une CCF et de chaudières de mazout d'appoint, pour les pics de demande de chaleur. Il serait en effet trop coûteux de dimensionner la centrale géothermique sur les valeurs de crête.

Il existe cinq projets en cours à ce jour en Suisse, dont le projet GEOTHERMICA à Thônex, le projet GP La Côte sur la côte lémanique, AGEPP à Lavey, un à Brig-Glis et celui de Saint-Gall. Les profondeurs de forage varient de 600 m à 4.5 km, pour des températures de 40° à 170°C suivant les lieux. Les utilisations envisagées sont, pour les cinq projets, des réseaux de chauffage à distance. Enfin, trois d'entre eux envisagent de produire également de l'électricité, dont le projet de Thônex³⁷.

6) Géothermie des tunnels : il s'agit également d'une application possible, les tunnels traversent des massifs rocheux importants et captent des débits d'eau souterraine plus ou moins importants. La température de ces fluides varie de 20 à 40°C. Le travail des ingénieurs consistent trouver un équilibre entre l'étanchéification du tunnel ou le drainage des eaux vers les portails. Quinze tunnels parmi les 600 existants sont considérés comme intéressants

³⁷ Voir le tableau, annexe 11, page 17.

d'un point de vue géothermique. Six d'entre eux sont d'ailleurs déjà équipés d'installations de chauffage de bâtiment à proximité des portails.

Les systèmes géothermiques stimulés de grande profondeur, pour la production d'électricité

Cette dernière application de la géothermie est la plus ambitieuse, la plus chère, la plus complexe mais la plus prometteuse, et la seule capable de produire de l'électricité en Suisse : c'est la géothermie de grande profondeur dans les socles cristallins fracturés.

Les systèmes géothermiques stimulés profonds (EGS, Enhanced Geothermal Systems) sont les plus prometteurs, mais restent difficiles à mettre en place. Cette technologie a été développée depuis les années 1970 aux USA, en Grande-Bretagne et au Japon. A une profondeur de 4 à 5 km, on ne cherche plus un aquifère profond car la perméabilité naturelle des roches est faible mais les températures sont beaucoup plus élevées (180 à 200°C avec un gradient géothermique normal), ce qui permet la génération d'électricité.

Les roches granitiques y sont solides bien sûr, mais fracturées, rugueuses et cassantes. La création du réservoir fracturé se fait par injection d'eau froide sous forte pression; elle crée des fissures de quelques millimètres ou centimètres d'épaisseur et élargit les fissures existantes. A cause de la rugosité des roches, les fractures ne peuvent se refermer. On crée au fond du puits un échangeur de chaleur en milieu fracturé. Au moment de la production, l'eau froide injectée sous pression traverse la roche par les nombreuses fractures et se charge de la chaleur des roches environnantes avant d'être pompée à l'extérieur par les forages de production. L'eau arrive dans une centrale géothermique et donne sa chaleur à un fluide de travail à bas point de vaporisation (isopentane, isobutane). Ce dernier fait tourner la turbine à vapeur qui entraîne le générateur d'électricité. Le rendement est faible avec seulement 10 à 14%. Une fois refroidie et filtrée, le fluide géothermique retourne en circuit fermé dans le forage d'injection et la boucle est bouclée. Les fluides étant souvent fortement salés et corrosifs, les tubages de forage et les conduites de surface doivent être particulièrement bien entretenus.

Les projets actuels sont ceux de Soultz en Alsace (qui a été visité par la commission, voir ci-dessous), de Landau (qui a aussi été visité par la commission, voir ci-dessous) et d'une autre centrale en Allemagne, au sud de l'Australie et à Bâle (voir ci-dessous). A Thônex, un projet similaire avait été envisagé au début des années 2000, mais il a été gelé après les mésaventures

bâloises. Il sera éventuellement repris dans quelques années, après avoir prospecté et utilisé les autres ressources géothermiques locales.

L'expérience bâloise

Le projet national Deep Heat Mining (DHM) prévoyait un système EGS à 5 km de profondeur pour une température de 200°C au fond. Située en plein centre-ville, la centrale aurait dû produire de l'électricité pour 10'000 ménages et de la chaleur pour 3'000 environ, au moyen du réseau CAD existant. Des plans de communication importants ont été engagés par la ville de Bâle pour informer la population de l'expérience. Le premier forage (vertical, d'injection) a été creusé avec succès en octobre 2006. La stimulation hydraulique (par injection sous pression) a commencé en décembre 2006... et un séisme de 3.4 sur l'échelle de Richter s'est fait ressentir après seulement une semaine de stimulation, du fait de la très forte pression hydraulique exercée sur la roche (300 bars en tête de puits et donc 800 bars au fond du puits sous le poids de la colonne d'eau).

La population a été fortement choquée par les secousses accompagnées d'un bruit important. Le projet a été stoppé immédiatement dans l'attente d'une étude d'évaluation du risque sismique, malgré des dégâts mineurs aux bâtiments. Peut-être non sans évoquer dans l'inconscient collectif le tremblement de terre de 1356 qui avait détruit la ville, le « traumatisme » lié à la « dangerosité potentielle de la géothermie » était installé... jusqu'à ce jour.

Les microséismes dus à la stimulation hydraulique sont normaux. A Bâle, c'est l'intensité du séisme qui était impressionnante. Peut-être aurait-il fallu pressuriser moins fortement ou plus progressivement et prévoir un programme de stimulation différent; peut-être aurait-il fallu aussi mieux communiquer sur les risques potentiels avant le début des opérations, et non seulement sur le potentiel géothermique électrique; peut-être aurait-il fallu placer les forages et la centrale à la campagne, à quelque distance de la ville; peut-être aurait-il fallu, enfin, travailler moins dans la précipitation, sans être poussé notamment par les coûts très élevés de location de la plate-forme de forage, de type pétrolier.

L'étude sur l'évaluation du risque sismique, menée par un consortium international, a été rendue en 2009 et a signifié l'arrêt définitif du projet en décembre 2009. L'étude a en effet conclu à des risques sismiques coûteux, à l'inadéquation du lieu (trop forte densité urbaine) et tout simplement à l'inadéquation de la région bâloise pour des projets EGS. Le fait est que l'expérience bâloise a donné un sérieux coup d'arrêt à la géothermie des

systèmes stimulés profonds en Suisse (même si le site de Riehen, évoqué plus haut, n'a jamais posé le moindre problème !), et cela est fort dommage. Des risques envers les réactions du sous-sol sont pris tous les jours pour l'extraction du pétrole, du gaz et des minerais (notamment avec les conséquences désastreuses que l'on a récemment vu dans le golfe du Mexique). Des précautions supplémentaires peuvent certainement être prises, mais ce serait une erreur que d'abandonner cette filière géothermique de grande profondeur.

Avantages et inconvénients de la géothermie

La géothermie a à son actif plusieurs avantages : elle se trouve partout dans le monde, même si les potentiels sont très variables d'une région à l'autre; elle montre une variété d'applications, répondant à un grand nombre de problématiques différentes; elle est pratiquement inépuisable et renouvelable; elle est disponible en ruban, comme l'énergie nucléaire; elle ne produit ni déchets ni CO₂; elle ne nécessite ni transport ni stockage; ses centrales ont une faible emprise au sol; elle produit une énergie indigène et participe ainsi à l'auto-alimentation d'une région; elle fournit de l'électricité et/ou de la chaleur à des prix concurrentiels à ceux du marché (si l'on compte tous les coûts pour chaque type d'énergie); elle permet le développement de nouvelles technologies et crée des emplois qualifiés sur place; les nombreuses applications de faible et moyenne profondeur sont parfaitement maîtrisées; le coût des installations est toujours en baisse; elles sont capables de produire à la fois de la chaleur et du froid.

Il reste bien sûr un certain nombre d'inconvénients à travailler : les nombreuses applications rendent l'information au public complexe et difficile; l'entier des coûts n'étant pas comptabilisés pour les énergies fossiles, elle paraît – à tort – plus chère, mais cette problématique a tendance à baisser; la géothermie n'a pas sa propre filière industrielle en Suisse et il manque encore une coordination forte entre les nombreux acteurs de ces projets très multidisciplinaires; elle est peu soutenue politiquement au niveau fédéral (la garantie de risques des forages profonds par la Confédération s'est arrêtée en 1998, alors que 50% des forages étaient des succès; une nouvelle garantie du risque géologique est en place actuellement mais ne concerne que les projets incluant la génération d'électricité); les applications de faible profondeur entrent en concurrence avec les ressources en eau potable; les cantons ont des politiques variables d'autorisation de forage de leur sous-sol; les connaissances du sous-sol suisse sont encore trop lacunaires; la mise en exploitation des installations de géothermie profonde est longue (entre sept et dix ans, depuis l'exploration jusqu'à la centrale, le réseau de chauffage, le forage des puits et la mise en service); enfin, la technologie EGS n'est pas

encore arrivée à sa maturité économique (forages profonds encore très coûteux) ni technique (questions de sismicité notamment).

Cependant, tous ces inconvénients s'amointrissent nettement, voire disparaissent si une politique volontariste, proactive investissait dans tous les sens du terme pour développer ces technologies prometteuses pour l'avenir. L'apport thermique (chaleur et froid) pourrait en effet être très conséquent, pour toutes sortes de bâtiments du plus petit au plus grand, à l'occasion de nouvelles constructions et de rénovations. L'apport de connaissances du sous-sol profond doit par ailleurs continuer, de même que les recherches sur la technologie EGS, qui pourrait produire environ 250 MW électriques d'ici 2050. La question est de savoir si la Suisse souhaite devenir un acteur d'envergure dans le domaine, ou si elle a pour seul but de récupérer ultérieurement le profit des expériences des autres pays plus ambitieux.

Par ailleurs, comme toutes les autres énergies renouvelables, la géothermie crée des emplois qualifiés et permet d'exporter une technologie à haute valeur ajoutée; elle diminue la dépendance énergétique et les risques de pénurie, améliore la qualité de l'air et lutte contre le réchauffement climatique. Pour toutes ces raisons, il faut donc continuer à la soutenir, même si elle ne peut à ce jour pas encore déployer ses avantages pour toutes les applications. Avec des efforts, l'électricité géothermique sera pour demain !

6.B. Exposé, lors du transport sur place, de M. Fernand Kieffer, ancien technicien de Géothermie Soultz, attaché en communication sur le site géothermique EGS (Enhanced Geothermal Systems) de Soultz-sous-Forêts³⁸

Site scientifique pilote : Soultz-sous-Forêts, en Alsace

Situé dans le Fossé rhénan et présentant des anomalies géologiques intéressantes à exploiter par la géothermie, le site alsacien de Soultz-sous-Forêts a été choisi pour devenir un projet scientifique pilote sur la géothermie profonde, du fait des hautes températures disponibles à 5 km (200°C) et des roches de son sous-sol correspondant à un granite fracturé contenant naturellement du fluide géothermal. Des recherches se développent sur ce site depuis 24 ans, pour un investissement total (français, allemand, suisse et européen) d'environ 80 millions d'euros investis au cours des années, d'abord par des budgets strictement scientifiques et publics, puis renforcés par les budgets des partenaires industriels.

³⁸ Voir annexes 10 et 11.

Trois puits principaux (un forage d'injection, deux de production) ont été forés puis stimulés selon la technologie EGS jusqu'à 5 km de profondeur, forages dont les têtes ne sont distantes que de 6 m en surface pour aboutir à une distance inter-puits de 650 m en fond de puits. Ces puits sont forés de façon déviée de sorte à atteindre cette distance de 650 m nécessaire entre puits afin d'assurer un contact plus long de l'eau avec les roches cristallines fracturées et chaudes et donc une température de remontée plus élevée. Au cours des expériences, les microséismes n'ont jamais dépassé une magnitude de 2.9 sur l'échelle de Richter et n'ont produit aucun dégât (par comparaison à Bâle). Afin d'augmenter la perméabilité générale du réservoir géothermique, deux types de stimulation ont été testés : la méthode « classique » (hydraulique) et des stimulations chimiques, en dissolvant des dépôts minéraux naturels qui colmatent les fractures.

Depuis juin 2008, une centrale électrique de type ORC (Organic Rankine Cycle) est en fonction pour exploiter la chaleur géothermique captée. Des pompes installées vers 300 mètres de profondeur ont dû être installées pour augmenter les débits de production. Comme l'eau géothermale est très salée, donc corrosive, elle ne peut pas être utilisée directement pour alimenter la turbine. Elle transfère donc ses calories à un fluide secondaire (isobutane) par l'intermédiaire d'échangeurs de chaleur. Un système de refroidissement de la centrale électrique par air (aérocondenseur) a aussi été installé.

Les deux puits de production remontent un total de 35 litres/seconde d'eau à 180°C, fournissant une production de 13 MW thermiques et 2.1 MW électriques bruts (auxquels il faut déduire les 0.6 MW de consommation électrique du site pour obtenir la production électrique nette). Ultérieurement, il est envisagé d'augmenter le débit pour que la production électrique puisse atteindre 3 à 4 MW, lorsque le second forage de production sera exploité électriquement.

Ce site scientifique pilote vise à valider les technologies à leur niveau de difficulté le plus élevé, en raison de la profondeur importante, et à identifier les avancées les plus prometteuses pour une exploitation industrielle et commerciale à grande échelle. Une première exploitation commerciale pilote a été mise en service à Landau, en Allemagne, à quelques dizaines de kilomètres de Soultz, site que la commission a également été visiter.

Site industriel pilote : Landau, en Allemagne

Le site de Landau a démarré en 2004, avec un budget de 21 millions d'euros fournis par le Land et la région. La production d'électricité a débuté officiellement en novembre 2007. Le site présente un couplage chaleur-force sur la base de forages (un d'injection, un de production) à environ 3'200

mètres de profondeur, stimulés par 120 bars de pression au maximum (comme à Soultz et nettement moins qu'à Bâle), ayant produit une sismicité maximale de 2.3 sur l'échelle de Richter (au contraire des 3.4 bâlois), produisant un débit de 50 à 70 litres/seconde d'une eau à 165°C à la surface. Un aérocondenseur de 15 ventilateurs assure le refroidissement du fluide secondaire utilisé (isopentane) qui a l'avantage d'avoir une température d'ébullition plus basse et d'être moins corrosif que l'isobutane employé à Soultz, mais qui est par contre inflammable et explosif. On choisit en effet le fluide le plus adapté à la température du fluide géothermal.

La puissance électrique est d'environ 3 MW, qui alimente environ 6'000 ménages. La puissance thermique n'est quant à elle pas intégralement valorisée : seuls 3 à 6 MW alimentent environ 200 à 300 ménages. La production électrique est donc clairement privilégiée. Aujourd'hui, la production est entièrement automatisée, des techniciens étant alertés si le système de surveillance détecte une anomalie. Depuis le début de l'exploitation (il y a bientôt trois ans), la température de sortie n'a pas varié, même s'il a été décidé de baisser quelque peu le débit d'eau et donc la production, par sécurité et pour prévenir tout risque sismique qui serait mal accepté par la population environnante, comme à Bâle. La protection de la centrale n'est pas plus importante que celle d'une station d'essence, et tout fonctionne très bien.

Au niveau des différences entre les sites de Landau et de Soultz, on relève les points suivants : un fluide de travail différent (isopentane, respectivement isobutane); une température du réservoir plus ou moins chaude (165°C à Landau et 200°C à Soultz); une profondeur différente (3.2 km à Landau et 5 km à Soultz) ; un forage dans un aquifère relativement perméable à Landau (peu de stimulation nécessaire) contre un socle granitique peu perméable (nombreuses stimulations) à Soultz; deux forages à Landau et trois à Soultz; une exploitation différente (commerciale, respectivement scientifique); la présence (à Landau) ou non (à Soultz) d'un réseau CAD; et le rachat de l'électricité par le gestionnaire du réseau (à Landau) ou non (à Soultz). Au-delà de ces différences de fonctionnement, ce sont toutes deux des exploitations expérimentales – scientifique ou industrielle – qui contribuent à populariser le couplage chaleur-force à base de géothermie de grande profondeur.

6.C. Exposé, lors du transport sur place, de M. Damien Sidler, responsable des projets « nouvelles énergies et constructions environnementales » au sein de l'activité Ingénierie de Projets réseaux & ouvrages des SIG, sur les perspectives géothermiques genevoises

Etat de la situation au niveau géothermique à Genève

Le projet de géothermie à Thônex a été initié dans les années 1980 avec les premiers relevés sismiques et les premières prospections pour des poches de gaz. En 1993, le premier forage à Thônex à 2700 mètres de profondeur s'avère décevant, puisque le pompage de l'eau n'atteignait que 3 litres par seconde, au lieu des 30 à 50 nécessaires pour une exploitation commerciale viable. Toutefois, le puits n'était donc pas totalement sec et la température de fond était de 80°C, alors que le fluide pompé atteignait 39°C en surface. La période 1994-1998 fut géothermiquement parlant peu active.

Durant les années 1998-2005, il a été décidé de développer un nouveau projet de type EGS à Genève (Aïre), en profitant de l'expérience effectuée au même moment à Bâle. Mais les incidents survenus entre-temps (voir ci-dessus) ont jeté un froid et le projet genevois a été gelé.

Aujourd'hui, l'essor des Communaux d'Ambilly devrait permettre de valoriser le forage de Thônex par une application sur place. Les immeubles qui vont être construits permettront en effet d'utiliser à bon escient l'énergie retirée du sous-sol. Toutefois, le forage se trouve en pleine zone d'urbanisation (précisément sur une artère prévue dans le plan localisé de quartier) et cette contrainte obligera les ingénieurs à travailler en sous-terrain, afin d'assurer son entretien technique.

Désormais, les SIG travaillent sur deux niveaux pour MICA : le premier vise à créer un réseau d'exploitation géothermique, interne aux premiers bâtiments des Communaux d'Ambilly et en relation avec les promoteurs immobiliers. Le second inciterait le développement d'infrastructures énergétiques (deuxième forage par exemple) desservant une zone bien plus large autour de la centrale géothermique, comme de nouveaux quartiers d'habitations à Puplinge, Annemasse, les HUG, Champ-Dollon, etc.

Le travail d'analyse du potentiel géothermique profond genevois fait l'objet d'une étroite collaboration entre les SIG et le ScanE, avec le soutien d'experts parisiens et bâlois et sera finalisée d'ici 10 ou 20 ans.

En ce qui concerne le forage thônésien, le puits creusé en 1993 a été nettoyé sur les premiers 1'800 mètres de profondeur : en effet, des concrétions bactériennes s'étaient créées sur les parois de cette partie entubée du forage ; la partie non-tubée (les 900 derniers mètres) n'a en revanche pas

été retravaillée. Vu l'exploitation possible de ces 1'800 premiers mètres, il serait désormais possible d'équiper le forage d'une très grande sonde afin d'obtenir de la chaleur suffisante pour deux ou trois immeubles. Les 900 mètres restants font l'objet d'une étude en cours en ce moment, à laquelle participe d'ailleurs notamment M. Vuataz (dont l'audition se trouve *supra*).

Une campagne de prospection sismique sera mise en œuvre cet été 2010, afin d'essayer de trouver des zones aquifères dans une couche de transition entre les couches sédimentaires et le socle cristallin granitique. Les SIG se refusent à aller trop vite, pour éviter de commettre les erreurs du projet bâlois ou du zurichois où un forage s'est avéré sec en un emplacement qui n'avait pas bénéficié de relevé sismique préventif. La réflexion doit être préalable à l'action.

Il se pose également la question de savoir s'il est souhaitable de se concentrer sur Thônex ou s'il convient d'étendre les recherches sur le canton. Cette dernière solution est privilégiée à l'heure actuelle. Il s'agit dès lors de faire démarrer des campagnes sismiques couvrant l'ensemble du canton, ainsi que de forer trois ou quatre puits-test afin de connaître davantage les ressources géothermiques genevoises. Loin de viser un but commercial, la perspective est pour l'instant celle de l'exploration des ressources du sous-sol.

Genève étant située entre le Jura calcaire (zone poreuse, propice à l'infiltration) et les Alpes (zone de résurgence), avec une inclinaison des couches géologiques entre les deux massifs du nord vers le sud, des forages exploratoires permettront d'affiner la représentation du modèle géologique du bassin afin de désigner les zones intéressantes en matière de géothermie. Autour de Genève, trois failles semblent exister : celle du Vuache, de l'Arve et du Coin.

Les SIG rappellent qu'il ne faut pas se montrer trop hâtif dans cette démarche exploratoire. Le cadre légal en matière de géothermie n'a d'ailleurs pas encore été défini précisément (il n'y a pas de loi fédérale sur les mines, mais seulement une cantonale) et l'usage du sous-sol doit être soigneusement planifié. Aujourd'hui, la planification territoriale reste une affaire bidimensionnelle de surface (au lieu de devenir tridimensionnelle, car il n'y a pas de cadastre du sous-sol) et des conflits pourraient naître entre les projets géothermiques et par exemple, des infrastructures routières ou ferroviaires souterraines futures (CEVA, par exemple). Aujourd'hui, les sondes géothermiques verticales ne sont par exemple pas inscrites au cadastre; il suffit d'un ouvrage routier ou ferroviaire et la sonde doit être immédiatement enlevée !

En matière de géothermie les horizons temporels sont les suivants :

- cinq ans environ pour accomplir le programme exploratoire cantonal
- dix ans au maximum pour mettre en exploitation un projet de type hydrothermal aquifère, si les ressources sont au rendez-vous
- vingt ans pour la mise en service d'un projet de type EGS

Ailleurs en Europe, les recherches scientifiques sur les projets EGS continuent, à Oslo notamment avec des forages horizontaux complémentaires au puits de forage principal, afin d'en augmenter le rendement.

Un programme de reconnaissance du sous-sol genevois à mener à bien

La volonté des SIG d'exploiter de l'énergie géothermique est bien présente, mais il faut de travailler en connaissance de cause. Les chances de succès sans campagne de reconnaissance efficace préalable sont de 30%. Il faut donc à tout prix éviter un nouvel échec d'un projet local qui pourrait condamner la géothermie pour longtemps.

En revanche, une campagne de mesures sismiques couplée avec des forages d'exploration sur plusieurs sites permettrait d'accroître les connaissances géologiques et sismiques de la région genevoise, fortement lacunaires, d'accroître la probabilité de trouver les conditions recherchées et donc de mesurer le potentiel de notre sous-sol (état des couches géologiques, présence d'eau, particularités des fissures propices à la présence d'eau). Malheureusement, les forages d'exploration ne peuvent devenir des forages d'exploitation, du fait de leur diamètre limité et de la cimentation de leurs parois. Le coût des relevés sismiques serait d'environ 15 millions de francs, et celui des forages exploratoires d'environ 85 millions supplémentaires. Ce travail conjoint a été mené en cinq ans par le canton de Saint-Gall sur l'ensemble de son territoire, en procédant à un quadrillage complet au moyen de géophones (ce qui nécessite l'autorisation d'entrer sur toutes les parcelles !).

Ce programme, qui reste à élaborer, offrira des informations qui dépasseront largement les seuls intérêts de la géothermie. L'Etat disposera de données utiles à la gestion et à l'exploitation d'autres ressources du sous-sol. Pour concrétiser cette démarche, le ScanE et les SIG doivent s'associer pour concevoir et faire adopter ce programme³⁹. En fonction de sa dimension et de sa portée, il sera peut-être nécessaire de trouver d'autres partenaires

³⁹ Les SIG relèvent par ailleurs le fait que les relations entre eux et le ScanE ont changé ces dernières années : il y a maintenant davantage de transparence, des études sont menées de front notamment en matière de géothermie et des échanges de données rendent les relations entre les deux parties plus agréables et efficaces.

intéressés à partager les risques de ce projet (Confédération, sociétés privées et associations du monde de l'énergie, ...).

Ce programme de forage devra impérativement intégrer une composante d'information au public, passant par une vulgarisation et une sensibilisation importante (musées, DIP notamment). Ce programme pourra sans doute être mis en place pour l'année prochaine, mais en veillant à ne pas brusquer le processus prévu : les études sismiques, les forages-test, l'appel d'offres puis le choix des entreprises partenaires. En outre, le programme exploratoire permettra probablement de trouver des partenaires intéressés à participer à ces projets, en vue d'une exploitation industrielle dans un deuxième temps d'une partie du sous-sol genevois.

A ce propos, le Grand Conseil pourrait jouer un rôle déterminant d'impulsion politique. Le Conseil d'Etat a livré récemment sa vision d'avenir dans son programme de législature 2009-2013⁴⁰, en évoquant le développement des énergies renouvelables, géothermie comprise. Ainsi, les bases sont jetées et les parlementaires devraient à présent soutenir ce projet pour le faire démarrer concrètement. Pour le moment, il s'agit d'exploiter les technologies actuellement disponibles pour valoriser les ressources les plus accessibles, mais au fur et à mesure des développements technologiques, les SIG pourront accéder aux gisements les plus importants, identifiés grâce au programme, tout en maîtrisant au mieux les risques.

Pour remettre cette problématique géothermique en lien avec la CCF, cette dernière se positionne bien comme un outil de transition, avant de pouvoir être substituée, dans une vingtaine d'années, par les NER, dont la géothermie est une des composantes. Comparons aussi les puissances des deux types d'installation : une installation du type de Landau permet de produire au grand maximum 5 MW électriques. Même si l'on trouve cinq ou six endroits aptes à exploiter de la géothermie à Genève – ce qui sera déjà un effort très important –, cela permettra de bénéficier d'environ 30 MW de puissance électrique, ce qui n'équivaut qu'à la moitié de la puissance de la CCF. Il est donc faux d'opposer les deux technologies; elles sont complémentaires et la géothermie, pour laquelle les phases d'exploration et de mise en route des installations se dérouleront durant la phase d'exploitation de la CCF, viendra en succession à la CCF.

⁴⁰ Voir annexe 14, l'axe n° 3 du programme de législature du Conseil d'Etat concernant l'environnement et l'énergie, annonçant pour 2010 « l'étude du potentiel géothermique du canton » et pour 2011, 2012 et 2013 le repérage et l'étude de nouveaux sites géothermiques.

Complément du ScanE : son rôle dans les perspectives géothermiques

Le ScanE a pour mission d'appliquer les décisions du Conseil d'Etat et de veiller à ce que les projets s'inscrivent dans la politique énergétique cantonale. A cet effet, le ScanE, ainsi que les autres services de l'administration concernés, participent - avec les SIG - aux différents groupes de travail et de pilotage. Ceci est non seulement le cas pour la géothermie, mais aussi pour le barrage de Conflans, par exemple. Les bonnes relations et la qualité de la collaboration entre le ScanE et les SIG sont confirmées. Par ailleurs, il est peut-être bon de rappeler que le ScanE n'a ni les moyens ni les compétences pour intervenir directement dans les projets de type industriel ou dans les études exploratoires.

Concernant l'avenir de la géothermie à Genève, cette dernière figure en bonne place dans le programme de législature du Conseil d'Etat qui vient d'être rendu public. En effet un des objectifs du domaine environnement et énergie s'intitule « Développer des projets de géothermie de moyenne et de grande profondeur ». Ce développement concerne non seulement le forage de Thônex, mais également l'étude du potentiel géothermique du reste du canton⁴¹.

Par rapport au projet de forage thônésien, la modification de la Loi sur l'énergie votée en mars 2010 doit permettre d'éviter, à l'avenir, les incohérences en matière d'aménagement évoquées précédemment par les SIG. Désormais, l'aménagement du territoire devra intégrer une planification énergétique à tous les niveaux d'élaboration, de sorte qu'il ne sera plus possible d'ignorer les projets de forage pour élaborer des plans de construction.

7. Audition sur la question de l'emplacement de la CCF à Vernier

7.A. Audition de M. Yvan Rochat, conseiller administratif de la commune de Vernier, sur l'emplacement prévu de la CCF des SIG

Position du Conseil administratif de Vernier

L'objet de l'audition consiste en les considérations faites par le conseiller administratif de Vernier, appuyées par une résolution votée par le Conseil municipal, concernant le projet d'implantation de la CCF sur la commune de Vernier, à côté du site actuel des SIG au Lignon. Trois arguments sont donnés lors de l'audition : deux concernant l'aménagement du territoire

⁴¹ Voir encore l'annexe 11, axe n° 3.

(commune ayant déjà fortement été mise à contribution et supposée contradiction avec le plan directeur communal) et un autre concernant la politique énergétique de la commune (inadéquation de la CCF avec les efforts de la commune en matière énergétique).

En ce qui concerne l'aménagement du territoire, Vernier est déjà sinistrée, en termes d'infrastructures routières (grandes pénétrantes urbaines, contournement autoroutier) et de transports (nuisances dues à l'aéroport et aux chemins de fer notamment), de logements à très haute densité de population, de grosses infrastructures commerciales (IKEA, entrepôts divers) et industrielles (STEP d'Aïre, site SIG au Lignon), et notamment par les nombreuses citernes qui empêchent le bon développement de la commune. Un accroissement de la population à hauteur de 20 000 personnes en 20 ans a été observé dans la commune, sans que l'aspect économique ne se soit développé à la hauteur de l'augmentation démographique.

Or, le plan directeur communal 2006-2007 mis en place par Vernier identifie un certain nombre d'options pour ces zones de citernes. Elles sont stratégiques pour la commune dans la mesure où elles peuvent être requalifiées, sitôt les citernes enlevées, en zone à forte valeur ajoutée ou en zone de logements. Ce processus de requalification admis par le Conseil d'Etat – puisque l'entier du plan directeur communal a été, selon l'usage, validé par le Conseil d'Etat –, les responsables politiques de Vernier ont été pour le moins surpris d'apprendre que les terrains étaient aussi convoités par les SIG pour l'implantation de la CCF (ce sont en fait des terrains en zone industrielle affectés aux SIG et dont ils sont surtout propriétaires !, *ndlr*). Cela va, au sens du Conseil administratif de Vernier, à l'encontre de ce qui avait été voté par ce dernier et le Conseil municipal dans le plan directeur de la commune (les choses ne sont en fait pas si simples, voir ci-dessous p. 89, *ndlr*).

Les logements qui pourraient être envisagés sur cette parcelle présenteraient une mixité avec des activités administratives. Le cadre serait de bonne qualité, puisqu'ils seraient entourés de la forêt du Bois-des-Frères, de terrains de tennis et de jardins familiaux. Deux écoles, un centre sportif et une piscine se trouveraient en outre à proximité. Enfin, la desserte en transports publics serait assurée et la proximité avec la future Voie verte d'agglomération semble fort probable.

En matière de politique énergétique d'autre part, Vernier fait des efforts depuis quelques années afin de se trouver en conformité avec le principe de la société à 2'000 W. La commune investit dans la construction pour avoir des bâtiments Minergie, mais également dans la gestion des transports (parcours des bus facilités) et dans l'incitation faite aux propriétaires afin de

rénover leurs biens. A ce propos, le ScanE collabore avec Vernier afin de faire un inventaire thermographique pour identifier les bâtiments qui posent problème. Ces efforts en matière écologique entrent en contradiction avec cette centrale, dont le but est de produire de l'énergie avec du combustible fossile, même si elle le fait avec le meilleur rendement techniquement possible.

Plus généralement, selon le conseiller administratif, cette CCF a été imaginée à un moment où le cadre législatif était différent; à présent, la nouvelle Loi sur l'énergie aura un impact à la baisse sur la consommation. Ces nouveaux éléments doivent être pris en considération par les autorités cantonales, afin de revoir la nécessité du projet de CCF, sur la commune de Vernier, voire même sur le territoire genevois.

Enfin, une confiance, mise à mal ces dernières années sur plusieurs dossiers notamment en lien avec l'aménagement du territoire, doit véritablement être rétablie entre la commune de Vernier et le Conseil d'Etat. C'est en effet un fait qu'elle n'existe plus actuellement.

Questions des commissaires à l'orateur

Q (MCG) D'éventuelles discussions ont-elles eu lieu entre Vernier et les SIG sur une relocalisation de la CCF en dehors de Vernier ? – R : il n'y a pas de contact, ni de démarche officielle, entre la commune de Vernier et les SIG. La commune abrite déjà une centrale à gaz (celle du site SIG au Lignon). Il faut cependant reconnaître qu'il est délicat de raisonner selon le principe « pas chez moi mais chez le voisin ».

Q (L) Quels sont les horizons temporels pour la requalification des terrains de Vernier ? – R : aucune échéance ne peut être communiquée pour l'instant. La position de la commune est de considérer qu'un déclenchement du projet sera effectif dès les premières citernes éliminées.

Q (L) La commune est-elle ouverte à la possibilité d'exploiter une centrale de façon provisoire ? – R : une centrale, même provisoire, serait un mauvais signal pour la politique de développement que veut mener la commune de Vernier ces prochaines années. Celle-ci a fait des gros efforts ces dernières décennies, et elle souhaite se laisser désormais la possibilité de construire son espace d'après une philosophie plus durable. Le déplacement des citernes est un élément fondamental pour la commune de Vernier.

Q (L) N'est-il pas mieux pour Vernier d'abriter, pendant une durée déterminée, cette centrale, quitte à développer ensuite l'ensemble de la zone selon des principes durables ? – R : cela dépend de ce qu'on entend par « provisoire ». Une certaine méfiance est exprimée. En outre, il est avéré que ces citernes sont inutiles puisque les SIG souhaitent les enlever. Pourquoi ne

libère-t-on pas l'espace rapidement afin de construire des logements, si nécessaires, et des zones à forte valeur ajoutée ?

Q (L) Quelle est la position de la commune de Vernier sur l'opportunité de faire fonctionner la CCF avec du biogaz ? – R : où mettrait-on le combustible ? Mais la question serait étudiée, le cas échéant, de façon rigoureuse par la commune de Vernier. Des deux problématiques évoquées par la commune, l'énergétique serait améliorée mais la seconde, celle d'aménagement du territoire (non-conformité avec le plan directeur communal) demeurerait.

Q (PDC) La commune de Vernier se montrerait-elle ouverte à un autre emplacement que celui imaginé initialement ? – R : la commune souhaite des implantations conformes à sa planification, comme l'est par exemple le projet de dépôt TPG.

Q (PDC) L'opposition des Verts à la CCF ne fera-t-elle pas in fine le jeu des pro-nucléaires ? Cette CCF permettra de remplacer de nombreuses chaudières défectueuses autour de sa zone d'influence. N'est-ce pas une bonne chose ? – R : il y a d'autres moyens de désaffecter des chaudières que la construction de la CCF.

Q (R) Où iront les combustibles liquides présents sur la zone industrielle concernée, et selon quel calendrier ? – R : une étude de faisabilité est menée avec le canton pour évaluer les possibilités d'enlever les citernes inutiles, dans le but d'agrandir celles qui resteraient, et d'améliorer l'utilisation du sol.

Q (R) Comment le projet de logement de la commune peut-il se concrétiser dans cette zone industrielle ? – R : ce projet est étudié et pris au sérieux par le Conseil d'Etat et les urbanistes. En face du bâtiment des SIG par exemple, une zone industrielle vient d'être transformée avec la création de centaines de logements. Il est donc possible de favoriser des projets mixtes dans la zone, à condition de travailler sérieusement, selon les particularités du terrain.

8. Position du département, par la cheffe du département

La cheffe du département relève son intérêt à suivre les travaux de cette commission concernant la CCF. Elle rappelle les exigences formulées dans le discours de Saint-Pierre et dans le programme de législature (point 3) en matière d'énergies renouvelables et de la construction de la CCF. Elle explique que le Conseil d'Etat attend le rapport de la commission pour présenter ensuite en septembre 2010, un arrêté confirmant sa détermination à d'une part construire la CCF et d'autre part, développer les énergies renouvelables.

La position de fond du Conseil d'Etat pourrait être résumée par un « oui, mais », dans le sens où la CCF correspond à un besoin temporaire, le temps de mettre en œuvre une politique énergétique plus ambitieuse à l'échelle du canton, et de valoriser à plein le potentiel des énergies renouvelables à Genève. Ainsi, il souhaite construire la CCF, tout en développant en parallèle les NER ainsi que la politique de réduction de CO₂ et de consommation d'énergie.

La cheffe du département relève que la société à 2'000 W est inscrite dans la loi. A ce propos, la nouvelle Loi sur l'énergie comprendra des principes de base permettant l'économie de 50% des énergies fossiles, le tout dans un cadre légal et avec une batterie d'incitations et de mesures ambitieuses. Il reste donc une marge d'action relativement importante. Dorénavant, le message d'économie d'énergie doit être martelé dans la société.

La cheffe du département indique par ailleurs être encline à entendre les différents partis sur leur position à ce jour concernant la CCF.

Le département rappelle l'historique de la procédure concernant cette CCF : en septembre 2008, le Conseil d'Etat accepte le principe de construction de la CCF pour autant que le réseau CAD soit étendu, que les émissions CO₂ supplémentaires soient entièrement compensées et que les impacts de la CCF respectent toutes les normes en vigueur⁴². L'autorisation préalable de construire a mis du temps à être fournie par le Conseil d'Etat. La commune de Vernier, après avoir donné un préavis favorable en décembre 2008, informe le DCTI en juillet 2009 qu'elle est défavorable au projet. Suite à la volte-face de la commune, la procédure d'autorisation de construire a ensuite été gelée par le DCTI, au moment des élections cantonales. Le budget 2010 des SIG a été présenté sans ligne budgétaire d'investissement pour la CCF car le Conseil d'Etat a considéré qu'il n'y avait aucune chance pour que ce projet puisse effectivement débuter en 2010. Le nouveau Conseil d'Etat (législature 2009-2013) ne s'est pas encore formellement prononcé sur la reprise de la procédure de demande d'autorisation de construire, et seuls demeurent les éléments évoqués dans le programme de législature... où le Conseil d'Etat annonce ne rien avoir décidé⁴³.

Pour la suite, la procédure à suivre est celle du préavis de la commune concernée par l'implantation, en l'occurrence Vernier, dans le cadre de l'étude pour l'obtention de l'autorisation de construire. Intervient ensuite la décision du Conseil d'Etat donnant ou non l'autorisation de construire, à

⁴² Voir annexe 15, extrait du Communiqué du Conseil d'Etat du 10 septembre 2008 à ce sujet, seul document officiel public attestant de cette décision du Conseil d'Etat.

⁴³ Voir annexe 14, axe n° 5 précisant le réexamen de l'opportunité de la construction de la CCF.

laquelle la commune peut faire opposition. Le Conseil d'Etat prend une ultime décision tranchant l'opposition de la commune – par une confirmation d'aller de l'avant ou un retour en arrière – et cette décision n'est pas sujette à recours, sauf devant le Grand Conseil. La commune ne peut y faire opposition juridiquement d'aucune manière.

Questions des commissaires à la cheffe du département et à ses services

Q (MCG) Qu'en est-il des tractations au sujet de l'emplacement de la CCF à la STEP d'Aïre ? – R : l'implantation à Vernier semble optimale, en matière de raccordement au réseau à distance notamment. La cheffe du département ne peut pas s'exprimer sur d'autres emplacements pour l'instant, mais il est urgent de les examiner.

Q (S) N'est-il pas étonnant qu'il n'y ait pas eu de contact entre le Conseil d'Etat et les SIG, afin d'envisager d'autres sites d'implantations de la CCF que Vernier ? – R : cela est dû au changement de position de la commune de Vernier. Dans un premier temps, la commune était favorable à la CCF.

Q (PDC) Les discussions se poursuivent-elles avec Vernier pour que celle-ci lève son opposition ? – R : oui, le chef du DCTI discute actuellement du volet « compensation » avec la commune de Vernier. Il faut séparer le principe de la CCF et le problème de sa localisation.

Q (S) Le lieu d'implantation de la CCF est-il réellement en opposition au plan directeur communal de Vernier ? – R : l'argument de la commune, selon lequel le projet ne serait pas conforme au plan directeur communal, semble faux à la cheffe du département, du fait que le rapport d'enquête préliminaire d'impact environnemental, qui date de 2008, a constaté la conformité de ce projet avec l'aménagement du territoire et donc avec le plan directeur communal, puisqu'il se situe bien dans une zone industrielle et artisanale A1.

Q (S) Où en est le programme de connaissance du sous-sol genevois ? Il conviendrait de procéder à une étude comparable à celle menée à Saint-Gall (voir plus haut, *ndlr*). – R : une étude du potentiel géothermique genevois, à faible et moyenne profondeur et en utilisant des données déjà connues du sous-sol, est en cours. Il conviendra toutefois de compléter les connaissances du sous-sol profond, pour optimiser des opérations de type « Thônex ».

9. Position de principe des groupes avant l'étude comparative préalable des sites alternatifs

Le groupe PDC remarque que les travaux de la commission montrent qu'il n'y a pas d'autre solution que la construction de la CCF à court terme, bien qu'il faille développer les études en matière géothermique. Il considère que le moratoire a de fait eu lieu – vu toutes les études faites en commission;

il faut désormais aller de l'avant. Le projet fait sens, mais maintenant et non dans quatre ans, comme le demande la résolution verte. Il reste seulement encore à déterminer la question de l'emplacement de la CCF. Pour ce qui est de l'électricité géothermique, son exploitation est une question de temps; le voyage de la commission à Soultz et Landau l'a démontré. Sur une échéance à vingt ans, il conviendrait de prospecter un maximum du côté des énergies renouvelables. Toutefois, il s'agit d'aller de l'avant avec le barrage de Conflan, mais aussi avec la CCF qui assurerait une bonne transition pour le canton.

Le groupe vert relève que la production énergétique de cette CCF n'est pas fondamentale pour l'avenir de Genève. Les Verts pourraient se résigner à vivre avec cette centrale (logique du « non mais »), mais l'on devrait davantage prendre en compte les efforts afin de réduire la consommation d'énergie pour atteindre l'objectif de la société à 2'000 W. Les Verts reconnaissent le fait que l'on manquera d'électricité ces prochaines années, mais ils ne sont pas convaincus par ce projet dans la mesure où cette CCF ne permettra de combler l'augmentation de la consommation que pendant trois ans.

Sur le choix du site de Vernier par les SIG, il est rationnel. Celui de la STEP semble trop éloigné et moins adapté à la CCF. Par ailleurs, les Verts se réjouissent d'entendre la cheffe du département qui semble favorable aux énergies renouvelables et aux économies d'énergie. Le programme Eco21 est à ce propos enthousiasmant, même s'il reste insuffisant. Les SIG devront encore approfondir leur réflexion pour susciter l'adhésion des Verts à leur politique énergétique.

Le groupe MCG relève que la construction de la CCF soulève certaines oppositions, particulièrement son emplacement prévu à Vernier. Il préfère miser directement sur des énergies propres, plutôt que de signer pour vingt ans pour un approvisionnement en gaz. Genève a les moyens d'avoir une stratégie globale en matière énergétique et de gestion des émanations de gaz CO₂. Si la CCF ne se réalise pas, le peuple genevois aura tout de même de l'énergie ces prochaines années, et l'on aura le temps d'imaginer des projets novateurs dans les énergies renouvelables. La CCF n'est qu'une partie d'un tout. Le MCG s'opposera à la CCF localisée à Vernier et demande le maintien du moratoire. Toutefois, le groupe pourrait accepter une CCF ailleurs qu'à Vernier.

Le groupe radical soulève la question de savoir quand Genève opérera sa révolution énergétique. Il estime que le canton a les moyens économiques pour payer de l'électricité renouvelable. Le projet de la CCF est techniquement et économiquement excellent. Cependant, il représente un

oreiller de paresse pour les SIG, ainsi qu'une opération exceptionnellement (trop ?) rentable. Les Genevois souhaitent des énergies propres, eu égard aux dernières votations en la matière, notamment sur l'énergie nucléaire. Sur le plan de l'indépendance énergétique, le groupe radical se demande en quoi la construction de la CCF, et la dépendance au gaz qui y est liée, aiderait Genève dans cet objectif. Aujourd'hui, l'achat d'énergie locale est un argument fallacieux, puisqu'on consomme effectivement à Genève une production réalisée dans un autre canton (comme l'éolien du Jura par exemple).

A tout prendre, il vaut mieux alors construire des parcs d'éoliennes sur la façade atlantique, française par exemple. Genève en a les moyens financiers et doit se montrer novateur. Le barrage de Conflan est, à au titre de l'autoapprovisionnement, la seule opportunité de construire un outil de production local d'énergie propre, avec une consommation effective par la population genevoise. Les Radicaux défendront leur motion, dans un rapport de minorité le cas échéant.

Le groupe socialiste fait part de l'infléchissement de sa position par rapport à la CCF. Sur la base de connaissances lacunaires et d'énergies renouvelables idéalisées quant à leur potentiel, il était proche de l'avis des opposants, avant tout le travail fait en commission. Il se montre aujourd'hui, fort des nombreuses auditions réalisées entre-temps, plus enclin à accepter la construction de la CCF, projet industriel par ailleurs très efficient et bien conçu.

En effet, la production thermique et électrique équivalente à la CCF uniquement grâce à l'énergie renouvelable, malgré les investissements les plus massifs, n'est techniquement pas envisageable aujourd'hui : le photovoltaïque reste très cher et nécessite des surfaces impressionnantes de capteurs; les ressources disponibles pour la biomasse sont totalement insuffisantes; la géothermie de grande profondeur productrice d'électricité n'est pas mature techniquement; seul l'éolien peut régater en termes de production et les SIG ont investi tout ce qu'ils pouvaient dans cette énergie.

Le potentiel de ces NER est séduisant, des investissements importants sont consentis pour eux par les SIG (dans le cadre de leur politique du « et »), le Conseil d'Etat doit en effectuer de nouveaux également, mais les NER ne peuvent remplacer la production de la CCF dans l'immédiat. Par rapport aux incitations aux baisses de consommation, le groupe socialiste demande que l'on aille de l'avant en prenant des mesures drastiques en ce sens. Refuser la CCF donnerait de l'eau au moulin des pro-nucléaires, dont les membres de la commission subissent constamment le lobbying effréné. La position des socialistes se résumerait ainsi assez bien par un « oui mais ».

Les relations entre la commune de Vernier et le Conseil d'Etat semblent par ailleurs tendues sur de nombreux sujets – et cela inquiète le groupe socialiste. La position des Verniolans n'est pas totalement incompréhensible tant il leur a été demandé de sacrifices en matière de constructions et d'infrastructures lourdes. Sur l'étude des autres sites, rien ne semble avoir été réalisé par les SIG, ce qui impliquera des coûts et du temps supplémentaires. Une contribution de l'Etat, à travers le budget adopté par le Grand Conseil, à titre de « cohésion cantonale » pour aider à financer ce surcoût, pourrait être une solution envisageable.

Le groupe libéral se reconnaîtrait en un « oui avec » face à la CCF. En matière de politique énergétique, il s'agit de ne pas faire d'amalgame concernant le plan genevois. Pour répondre aux Radicaux, le virage a été amorcé par la promulgation de la nouvelle Loi sur l'énergie. Si l'on considère le projet de CCF pragmatiquement, il convient de le réaliser dans un milieu fortement urbanisé, et la localisation à Vernier est optimale. Sur les ouvertures possibles avec la commune de Vernier, la commission pourrait fixer une durée d'exploitation donnée, limitée, qui permettrait aux Verniolans de s'organiser afin de valoriser les terrains après coup.

Une utilisation plus rationnelle de l'énergie à Genève, en fixant un cadre précis pour la CCF notamment, serait bénéfique. Le groupe libéral rappelle que cette centrale sera rentabilisée au bout de cinq ans. En outre, l'énergie est une création de travail; agir sur les prix de vente pour limiter la consommation ne lui semble pas être une bonne solution. Il pense que Genève devrait davantage réfléchir en termes d'aménagement industriel. Une collaboration plus étroite avec la Fondation des terrains industriels (FTI) serait bénéfique. Concernant la géothermie, il se rappelle avoir été prévenu plusieurs fois par les défenseurs de cette technologie de ne pas vouloir aller trop vite en ce domaine, sous peine de nuire au développement de cette énergie (exemple de Bâle). Ainsi, les Libéraux s'opposent à la résolution verte, tout en s'efforçant de travailler de manière constructive. Ils pensent qu'un terrain d'entente peut être trouvé dans le domaine de l'énergie. Pour amener une touche réellement « développement durable » au projet de CCF, il conviendra de la relier à la STEP par une pompe à chaleur.

La chefe du département relève que les prises de position des groupes vont dans le sens de la politique imaginée par le Conseil d'Etat. Le moratoire de fait a permis d'avoir le recul nécessaire pour appréhender le projet dans sa globalité. Celui-ci doit se réaliser, mais avec de nombreux compléments qu'il s'agit de définir précisément.

10. Etude comparative préalable des sites alternatifs

Présentation

La cheffe du département annonce que, comme demandé à la suite de la dernière commission de juin 2010, une étude comparative de sites alternatifs à celui du Lignon pour l'implantation de la CCF a été menée durant l'été 2010. Cette étude, produite par les SIG de manière sérieuse et basée sur des critères objectifs, forme un élément de réponse aux soucis exprimés par les commissaires quant à l'emplacement de la centrale⁴⁴. La conclusion de cette étude est que le site du Lignon apparaît comme le plus approprié.

Le département explique qu'une dizaine de sites ont été examinés par les SIG, dont cinq faisaient déjà partie de la pré-étude des SIG qui les a menés ensuite à choisir le site du Lignon. Cinq autres sites ont été rajoutés, suite aux propositions des commissaires lors des débats. L'étude s'est basée sur toute une série de critères, qu'ils soient environnementaux, techniques ou financiers. Il s'avère, en page 3 du rapport, que sept sites sur dix ont obtenu un avis défavorable de la part des SIG. Il faut d'autre part rappeler que changer de site signifie démarrer un nouveau projet, avec de nouvelles oppositions potentielles. Il faudra donc de toute façon une année pour présenter un autre projet viable. Une des contraintes est celle de la « connectivité » du site aux trois réseaux nécessaires : gaz, chauffage à distance et électricité. Connecter le site à l'un des réseaux manquants coûte du temps et de l'argent, avec un retard de construction de la CCF de deux à quatre ans suivant les spécificités techniques.

Les trois sites intéressants sont les suivants :

- celui du Lignon est idéalement placé : le terrain, appartenant au canton, ne nécessite aucun déclassement car il se trouve déjà en zone industrielle ; aucune nuisance potentielle n'y a été trouvée ; le projet y serait d'un point de vue environnemental ; d'un point de vue économique, il est le meilleur marché. Après l'étude faite cet été, ce site continue à être considéré comme le meilleur.
- celui du CERN présente les bonnes caractéristiques techniques, mais a le désavantage de se trouver en zone extra-territoriale, ce qui nécessitera des discussions avec la France et le CERN, et retardera considérablement le projet.
- celui de la STEP d'Aïre se trouve aussi sur la commune de Vernier, sur une parcelle appartenant à l'Etat et en zone industrielle. Par contre, il

⁴⁴ Voir l'annexe 16, qui constitue la synthèse de cette étude.

serait paradoxal de ne pas construire à Vernier pour aller construire à Vernier ! De plus, le réseau de gaz ne dessert pas ce site ; il faudra donc passer sous le Rhône pour y arriver, ce qui retardera aussi le projet.

Discussion

Q (Ve) L'étude comparative préalable fournie est très intéressante. Serait-il possible de demander une étude plus détaillée aux SIG ? – R (la cheffe du département) Evidemment, mais il faut d'abord se positionner sur le principe même de la centrale. Si la commission ne devait pas accepter le principe, il n'est pas opportun d'étudier en détail des localisations alternatives au Lignon. Pour l'instant, rien de définitif n'est décidé au niveau de l'emplacement. Dans le cas de l'acceptation du principe par la commission, le Conseil d'Etat sera tout-à-fait disposé à demander davantage d'informations sur le site à choisir.

Q (L) En ce qui concerne l'étude comparative préalable, quels sont les sites nécessitant le recours aux aéro-refroidisseurs? Relevons que le Lignon n'en a pas besoin car il utiliserait l'eau du Rhône. – R (le département) Les aéro-refroidisseurs ont un coût plus élevé et engendrent un rendement énergétique plus faible. Parmi les dix sites étudiés, seuls ceux du Lignon, du Bois-de-Bay et de la STEP d'Aire pourraient être refroidis aisément par le Rhône. Les sites des Cheneviers (sur la zone de retenue du barrage) et de Verbois (en aval du barrage avec un débit variable) sont certes au bord du Rhône mais celui-ci n'y a pas suffisamment de débit, ce qui est problématique pour un bon refroidissement. Tous les autres sites ne peuvent être refroidis que par air, ce qui constitue pour eux un obstacle.

Q (MCG) On choisit la facilité et cela est regrettable. Pourquoi construire des installations qui ne sont pas agréables à voir depuis les habitations ? Ce groupe est opposé au principe de la CCE, mais pourrait accepter sa construction au CERN, car aucune habitation ne sera jamais prévue sur ce site et cela ne dérangera personne. – R (La cheffe du département) La commune de Vernier, via un communiqué, a informé que le site des citernes doit être valorisé. Ce site, en zone industrielle, a vocation à en être une. De plus, construire une centrale à gaz est une solution tournée vers l'avenir, car il n'est pas possible de se passer totalement d'énergie fossile avant vingt ans. Le Conseil d'Etat défendra cette centrale. Le CERN n'est pas le site qui offre la meilleure adéquation possible, car des années de procédure, coûteuses, seront nécessaires.

Q (UDC) Il ne faut plus dépendre d'autres villes pour avoir de l'électricité. Le risque consiste cependant dans le fait de susciter tant d'oppositions que la centrale ne se fasse jamais. L'objectif est de construire la centrale, même si

elle se fait ailleurs et avec un coût plus élevé. La commune de Vernier devrait aussi étudier le site de la STEP d'Aïre. Concernant le CERN, pourquoi ne pas déclasser une zone agricole, qui ne sera de toute façon menue mais plus facile et plus rapide que de négocier avec la France et la Confédération pour l'extra-territorialité ? – R (la cheffe du département) A sa connaissance, la commune de Vernier n'a pas été consultée concernant la STEP d'Aïre. Pour ce qui est la sous-variante A du CERN, un déclassement est toujours problématique.

Q (PDC) Aux Cheneviers, serait-il possible de placer la CCF dans l'espace du four 3 arrêté, actuellement destiné à devenir un musée ? – R (le département) Placer la CCF à l'emplacement du four 3 des Cheneviers pose des problèmes : il faudra transformer tout le site. De plus, Cheneviers 4 est déjà pensé à cet endroit. Ce site n'est donc pas idéal.

Q (S) Reprenons le site écarté du Bois de Bay. Il n'y a pas d'énormes différences par rapport à ce qui est dit pour la STEP d'Aïre, à savoir la traversée du Rhône. Quels sont donc les obstacles pour l'avoir écarté ? – R (le département) Plusieurs problèmes techniques se posent, notamment pour le gaz à cause d'un problème de dépression. Il faudrait construire une station supplémentaire en raison de la distance afin de recomprimer le gaz. Il faudra aussi classer ce site en site concerné par l'Ordonnance de protection contre les accidents majeurs (OPAM). Par ailleurs, il faudrait encore déplacer et dépolluer le stand de tir de la police, ce qui peut paraître anodin mais ne l'est pas : un stand de tir fait du bruit et est donc difficile à déplacer.

Q (PDC) En ce qui concerne les avantages des alternatives, il a souvent été conseillé d'un point de vue technique de relier une CCF à une STEP. Pourquoi ne pas étudier cette possibilité ? – R (le département) Il y a un intérêt à mettre une pompe à chaleur à la STEP d'Aïre, car la station d'épuration rejette de la chaleur actuellement non-valorisée. Si l'électricité alimentant cette pompe à chaleur a été produite par cogénération (donc à travers un processus chaleur force comme la CCF), le rendement est très bon et le processus extrêmement efficace énergétiquement parlant. Mais les deux installations n'ont pas besoin d'être sises au même lieu, la seule nécessité étant que le réseau électrique les relie. Ce projet d'augmenter le rendement de la CCF grâce à une pompe à chaleur se fera, où que se trouve la centrale.

Q (Ve) Etant donné que les pompes à chaleur ne sont pas forcément situées directement à côté de la centrale, une pompe à chaleur pourrait-elle aussi être installée à Genève de manière à augmenter le rendement de l'électricité produite dans la centrale luxembourgeoise (sans couplage chaleur force) à laquelle les SIG achètent du courant ? Cela paraît plus efficace que d'installer une pompe à chaleur dans chaque villa. – R (le département) La pompe à chaleur prend la chaleur dans son environnement, qu'elle soit dans

l'air, l'eau, le sol ou un rejet de chaleur industriel comme celui de la STEP. Il vaut bien sûr la peine d'exploiter cette chaleur, mais c'est un projet en soi, indépendant de celui de la CCF. La pompe à chaleur a par contre intérêt à être située à côté de la STEP, contrairement à la CCF pour laquelle c'est un paramètre relativement indifférent.

Q (MCG) La parcelle identifiée à la STEP d'Aire est prévue initialement, selon l'étude comparative préalable, pour une exploitation géothermique ultérieure. Cela poserait-il un problème de construire la CCF à cet endroit et de l'exploiter pendant vingt ans avant de passer à la géothermie, en termes de dépollution notamment ? – R (le département) Non, aucun. Le site d'Aire a été reconnu comme un site bien placé et comportant de nombreux avantages, notamment dans la capacité de refroidir les installations. La CCF ne polluant aucunement le terrain sur lequel elle est située, aucune dépollution ne serait nécessaire.

Q (L) Dans quel délai l'utilisation de la géothermie sur le site d'Aire sera-t-il possible ? – R (le département) La géothermie sert pour l'instant uniquement à produire de la chaleur en Suisse. Produire de l'électricité dans une quantité significative est un travail à long terme, car il n'y a que peu d'expérience actuellement et un seul site pilote en Europe (Landau). On peut espérer que cela sera faisable dans vingt ans. Les projets possibles à plus court terme, comme la géothermie aquifère, permettent de produire de la chaleur à relativement haute température, mais ce type d'installation est encore loin de produire de l'électricité. De plus, cela doit se dérouler à un endroit où les conditions géologiques s'y prêtent.

Q (Ve) Y a-t-il un sens à mettre la CCF à la STEP d'Aire, ce qui permettrait d'avoir un accès direct aux réseaux ? – R (le département) Le réseau de chauffage à distance est présent actuellement, mais pas le réseau gazier auquel il faudra faire traverser le Rhône, opération technique difficile. Pour rappel, la pompe à chaleur n'a rien à voir avec un chauffage électrique qui ne produit de l'électricité qu'au travers d'une résistance, alors que la pompe à chaleur peut produire jusqu'à quatre fois plus de chaleur avec la même électricité.

Q (S) Y a-t-il suffisamment de place sur la parcelle de la STEP d'Aire pour y accueillir à la fois la CCF et la pompe à chaleur ? – R (le département) Oui.

Q (S) Il a à plusieurs reprises été dit que le Conseil d'Etat se trouve en concertation avec la commune de Vernier. Où en sont ces négociations ? De plus, le Conseil d'Etat ne va-t-il de l'avant que sur le site du Lignon ou a-t-il déjà pris en compte un site alternatif ? – R (la cheffe du département) Depuis

le 30 juin, aucun contact n'a eu lieu entre le Conseil d'Etat et la commune de Vernier. Il s'agissait d'avoir la position de la commission avant d'approfondir les discussions avec Vernier. Pour l'instant, le Conseil d'Etat attend le résultat du vote du Grand Conseil, afin de relancer les travaux concernant la localisation.

11. Prise de position sur la M 1831 au terme des travaux et vote d'entrée en matière

Le groupe Libéral souhaite recentrer le débat sur les objets parlementaires soumis au vote. La motion radicale 1831 demande purement et simplement l'abandon du projet de CCF, sans même se soucier d'où elle se situera. Il faut donc la refuser. Concrètement, la CCF est un bon projet : le bilan CO₂ sera positif pour le canton, une source importante de financement sera dégagée grâce aux compensations et le rendement de la centrale est techniquement optimal.

Le groupe PDC pense que, sauf à être de mauvaise foi, la CCF est la meilleure solution au vu de tous les travaux effectués. Il n'y a pas d'autre solution pour que Genève se dirige vers l'autonomie énergétique. La pertinence de la construction d'une telle centrale et sa localisation sont deux choses totalement différentes. D'éventuelles études complémentaires sur d'autres sites pourraient être menées. A ce titre, l'avis des autorités de Vernier sur d'autres sites comme Aire serait opportun. Mais la question actuelle est de se positionner sur le principe d'une CCF à Genève.

Le groupe Socialiste ne revient pas sur l'excellente qualité intrinsèque du projet industriel présenté par les SIG. En ce qui concerne les problèmes avec la commune de Vernier, plusieurs éléments sont à relever. Les informations données à la commune et l'ayant menée à d'abord accepter puis refuser le projet ont été forcément moins importantes et détaillées que le dossier élaboré après ces nombreux mois de commission. Si l'ensemble de la politique énergétique cantonale leur avait été présentée, la décision aurait peut-être été différente.

Ensuite, l'argument principal du conseiller administratif Y. Rochat auditionné par la commission – soit la violation par les SIG du plan directeur communal adopté par le Conseil d'Etat, qui prévoit la construction de logements sur la zone des citernes – est très contestable pour plusieurs raisons : le plan directeur communal de Vernier⁴⁵ indique un « périmètre de

⁴⁵ Accessible directement depuis : http://daelmap.etat-ge.ch/dael/PDL/PDCom_Vernier/PDCom_Vernier_13_plan_synthese_A3.pdf

reconversion urbaine » où est projeté un bloc partagé entre affectation « résidentielle de moyenne densité » et « activités tertiaires à forte densité d'emploi ». Or, la parcelle sur laquelle serait construite la CCF (n° 3712) et qui contient cinq des huit citernes SIG appartient aux SIG ; cette parcelle est sise en zone industrielle et nécessiterait donc un déclassement ; elle est située trop près d'actuels ouvrages à risques des SIG (stock de gaz naturel indispensable à cet endroit et bâtiment de stockage des produits de traitement de l'eau potable) pour y accueillir les logements évoqués⁴⁶ ; enfin, l'image directrice Ain-Zili élaborée par la commune de Vernier en collaboration avec les SIG prévoit un aménagement de cette parcelle... pour la centrale. En conclusion, le site, faisant partie d'une zone industrielle et proche d'ouvrages à risques n'est pas l'endroit rêvé pour construire du logement. Il est par contre parfaitement adéquat pour y construire un ouvrage comme la CCF – c'est d'ailleurs bien la conclusion à laquelle arrivait le rapport d'enquête préliminaire (REP) déjà évoqué.

Troisièmement, l'argument de dire que la CCF ne s'insère pas dans la politique énergétique de la commune nie l'important travail parlementaire mené par cette commission depuis des mois et l'importance de la manne des compensations. Enfin, le dernier argument, celui de dire que la commune a assez donné en termes d'infrastructures, peut être entendu ; et c'est là que le Conseil d'Etat doit intervenir pour débloquer la situation, en faisant un geste d'importance envers la commune, bien au-delà de ce qui a été fait jusqu'à aujourd'hui. Le groupe est d'ailleurs déçu d'entendre que le chef du DCTI n'a toujours pas réagi. Le Conseil d'Etat aurait dû se montrer proactif afin de débloquer la situation en ouvrant des négociations avec la commune de Vernier.

Le groupe UDC est convaincu de cette centrale. Si toutefois l'on veut que cette centrale se construise réellement, il faut sérieusement étudier les deux autres sites retenus dans l'étude comparative préalable. Le Conseil d'Etat doit s'y engager pour obtenir le soutien de l'UDC à la centrale.

Le groupe MCG s'oppose par principe à l'utilisation des énergies fossiles et donc à cette centrale. Cependant, il pourrait se rallier à un projet sur le site du CERN.

Enfin, la cheffe du département rappelle qu'en termes de nuisances, les routes et la circulation en sont de réelles, alors que la CCF ne produit pas de

⁴⁶ Voir en annexe 17 l'aménagement prévu de la parcelle et l'emplacement de la centrale. On y voit également le bâtiment de stockage des produits de traitement de l'eau potable (rectangle rouge à droite de la CCF) et le stock de gaz naturel indispensable à cet endroit (rond rouge en dessous de la CCF).

réelle nuisance, tant atmosphérique que sonore ou liée à la circulation. Elle informe aussi que le Conseil d'Etat prendra ses responsabilités et ira négocier à la commune de Vernier, ce pour autant que le projet soit porté par une majorité de la commission. Elle se dit assez optimiste sur la suite du processus avec la commune de Vernier, et a déjà rencontré les SIG dans le sens de l'étude du site alternatif le plus prometteur, à savoir celui de la STEP d'Aire.

Vote d'entrée en matière sur la M 1831

Pour : 3 Ve, 1 R, 1 MCG

Contre : 2 S, 2 PDC, 3 L, 1 UDC

Abst. : ---

[refusé].

12. Prise de position sur la R 569 au terme des travaux et vote d'entrée en matière

Le groupe Vert informe avoir très bien étudié le dossier de la CCF. Une assemblée s'est prononcée contre une centrale à gaz et par la suite cette résolution a été faite. Le groupe reconnaît que ce projet de CCF est un projet bien fait et comportant des avantages. Les invites de la résolution ne disent cependant pas que cette centrale est un mauvais projet ou utilise de mauvaises technologies, mais seulement qu'avant de se lancer dans une telle aventure, il faut que les commissaires accomplissent leurs devoirs. Ces devoirs sont par exemple de faire des efforts bien plus importants pour réduire la consommation d'énergie, de promouvoir les énergies renouvelables, de faire un bilan après quatre ans de l'efficacité des mesures, d'étudier un projet alternatif à la centrale à gaz, et d'enfin prendre la décision de construction de la CCF seulement après ce temps de réflexion.

Il a été dit à plusieurs reprises que cette CCF est un projet sur vingt ans qui permet de faire le passage aux énergies renouvelables, mais cela est un faux débat. Le Grand Conseil et le Conseil d'Etat ont pour objectif la société à 2000 W. On devra donc réduire la consommation cantonale de 6000 W à 2000 W par personne. Actuellement, environ 1000 W d'énergie renouvelable sont à disposition par personne en Suisse, produite essentiellement par l'hydraulique. Le potentiel en Suisse pour les énergies renouvelable d'ici 2050 est de l'ordre de 500 W de plus par personne; on espère donc pouvoir couvrir 1'500 W sur 2000 W à l'horizon 2050. Il resterait donc toujours 500 W d'énergie non renouvelable.

Il a été longuement discuté dans cette commission sur le fait de savoir comment faire la transition pour produire 1'500 W d'énergie renouvelable, mais il n'a pas été discuté de la façon d'arriver à passer de 6'000 W à 2'000 W. Là se trouve le grand défi. Attaquons-nous au vrai problème, soit la baisse de la consommation d'énergie. Dans ce sens, le groupe invite les commissaires à soutenir cette résolution.

Le groupe PDC estime que le mérite de cette résolution est le fait de vouloir se pencher sur les alternatives à la CCF. Ce qui est demandé dans cette résolution a été grosso modo conduit non pas en quatre ans mais en une seule année par cette commission. Cela a été possible du fait que les SIG sont actifs depuis longtemps dans les énergies renouvelables; tout un travail en amont a donc déjà été fait, notamment en ce qui concerne le domaine éolien, géothermique et solaire. Cependant, et les Verts ne peuvent pas dire le contraire, ces technologies ne sont pas toutes encore à maturité technique et il est obligatoire de passer par la solution de transition qu'est la CCF.

Or, accepter cette résolution revient à signer l'arrêt de mort de la CCF, car elle doit démarrer maintenant et pas dans quatre ans. La réflexion a donc déjà été largement menée et la volonté existe dans la commission de développer parallèlement toutes les autres technologies. Le groupe se dit aussi favorable à travailler sur les économies d'énergie. Le projet de CCF doit néanmoins être soutenu afin d'être plus autonome dans la production d'électricité. Finalement, il remarque une certaine hypocrisie de la part des Verts, qui prônent le fait de continuer d'acheter de l'énergie au Luxembourg et de continuer à polluer bien plus que ne le ferait la CCF ainsi qu'en cautionnant le redémarrage des centrales nucléaires dans notre pays, en jouant la pénurie. Il invite donc les commissaires à rejeter la résolution.

Le groupe MCG estime que toutes les énergies fossiles font partie des énergies passées qu'il faut bannir et qu'il faut éviter de mener des projets d'envergure sur une durée de vingt ans avec ce type d'énergie. A ce taux-là, l'énergie nucléaire est tout aussi intéressante pour assurer la transition vers les énergies renouvelables, car elle est moins chère, ne pollue pas sauf avec les déchets et les Genevois paieraient bien moins cher leur électricité que celle de la CCF. De plus, il rappelle que les autorités de la commune de Vernier sont opposées au lieu de construction. Le groupe pourrait toutefois donner son assentiment sur un autre site, mais il soutiendra la résolution.

Le groupe UDC estime que la position des Verts est particulière. L'augmentation démographique à Genève de 50 000 personnes en 10 ans provoquera de toute façon une augmentation de la consommation d'électricité. Leur position favorise donc la tâche des pro-nucléaires. Par ailleurs, la société à 2'000 W est une vue de l'esprit car la consommation par

personne se rapproche davantage de 10 000 W que de 2000 W. Cette résolution enterrera le projet de la CCF, qui est la meilleure utilisation possible du gaz. De plus, un nouveau site est étudié qui est la STEP d'Aïre où la pompe à chaleur pourrait récupérer la chaleur de la STEP, ce qui présente une bonne synergie. Enfin, il ne sera peut-être plus aussi facile d'acheter cette énergie à l'étranger et il faut donc pouvoir produire sur place, avec des prix intéressants pour les Genevois. Cette énergie est le sang de notre société moderne, on ne peut s'en priver, mais il faut le plus possible la produire soi-même.

Le groupe Socialiste estime que refuser la CCF mène à jouer le jeu du nucléaire, qui est bien plus dangereux que la CCF. Par ailleurs, la société à 2000 W n'est pas un mirage, mais le but vers lequel Genève doit tendre. Rappelons toutefois que dans ces 2000 W il y a toujours une proportion d'énergie fossile d'environ 25%, qui doit bien entendu être utilisée de la meilleure manière possible et c'est ce que la CCF fait : nous ne sommes donc pas en inadéquation avec la société à 2000 W.

Ensuite, l'augmentation de la consommation générale à Genève et en Suisse incite à ce que l'on se penche sur la question du lieu de production de l'électricité : la hausse de consommation doit être produite localement. Durant cette année, toutes les bases de production d'énergies alternatives ont été étudiées afin de savoir s'il était possible de produire autant que la CCF dans des délais identiques, même avec un surcoût. Ce n'est pas possible. La CCF permettra, elle, le remplacement de chaudières à mazout dans les villas par une seule centrale à gaz collective relié à un réseau de chauffage à distance. On reste certes dans les énergies fossiles, mais on ne les augmente pas et le bilan CO₂ global est bien meilleur. Le groupe réitère aussi ses demandes au DCTI afin qu'il parvienne à trouver un accord avec la commune de Vernier. En effet, la question du lieu – puisqu'il s'agit de mise en œuvre du principe de CCF – revient au Conseil d'Etat. Etant donné que les SIG étudieront de manière approfondie le site de la STEP d'Aïre, les dernières hésitations des plus dubitatifs tombent. Il s'agit donc de refuser le texte des Verts.

Le groupe Libéral va évidemment soutenir ce projet de centrale. Il dénonce également le volte-face du groupe MCG, d'accord sur le site du CERN un jour et qui revient sur ses paroles le lendemain. Avec l'aide de la nouvelle Loi sur l'énergie, la première chose à faire est d'économiser cette précieuse énergie. Il y aura cependant inévitablement une période de transition, car il n'est pas réaliste de demander aux gens du jour au lendemain de passer à 2000 W.

Par ailleurs, refuser cette centrale revient à tendre une perche au lobby nucléaire, ce qui est dangereux. En ce qui concerne le secteur économique genevois, les besoins d'électricité sont réels et leur coût entre dans les moyens de production; le coût de l'électricité doit donc pouvoir être maîtrisé, et on ne peut se permettre de trop l'augmenter. Le groupe est néanmoins ouvert à des propositions et se dit prêt à travailler sur cet aspect. Enfin, cette année de travaux a permis de faire le tour d'horizon des SIG, qui ont pris en considérations les diverses remarques qui leur ont été faites, ce dont le groupe se félicite.

Enfin, la cheffe du département rappelle le cadre légal de cette CCF, à savoir l'article 160E de la Constitution genevoise, qui précise à son alinéa 3 lettre c chiffre 1 que « la conservation de l'énergie est obtenue notamment : dans le secteur industriel : par la collaboration entre autorités publiques, services publics et industriels en vue d'une utilisation optimale de l'énergie primaire, notamment par l'installation de production chaleur-force et la récupération de la chaleur ». Il y a aussi l'art. 21 de la Loi sur l'énergie (LEn) qui précise qu'« afin d'éviter le gaspillage d'énergie lors de la production de chaleur, l'autorité compétente encourage les systèmes chaleur-force, lorsque les conditions techniques et économiques sont réunies ». La CCF rentre donc parfaitement dans la cible fixée par le législateur. De plus, il faut se souvenir des millions qui vont être injectés dans l'économie locale grâce aux compensations. Enfin, le fait de pouvoir donner à Vernier des mesures de compensation importantes n'est pas négligeable et la commune de Vernier ne pourra y rester insensible. D'autres sites seront examinés pour l'emplacement de cette CCF qui aura comme effet collatéral important de donner un coup de fouet aux énergies renouvelables.

Vote d'entrée en matière sur la R 569

Pour : 3 Ve, 1 R, 2 MCG

Contre : 2 S, 2 PDC, 3 L, 1 UDC

Abst. : ---

[refusé].

13. Eléments indispensables à prendre en compte par le Conseil d'Etat, selon les groupes soutenant la CCF

En guise de conclusion, la rapporteuse terminera ce rapport par faire ressortir, clairement et sans ambiguïté, les quelques éléments indispensables aux yeux des groupes ayant soutenu la CCF en commission, et ce

principalement à destination du Conseil d'Etat et de ses représentants au sein du conseil d'administration des SIG, mais aussi parallèlement à destination des groupes opposés à la centrale. Ils sont nommés sans être argumentés une nouvelle fois mais ils ont été largement abordés lors des travaux et l'on trouvera tout au long du rapport les argumentaires développés les concernant.

—

- Etant une solution transitoire, la durée d'exploitation de la CCF doit être d'environ vingt, au grand maximum 25 ans (c'est-à-dire la durée de vie des turbines), mais en aucun cas au-delà.
- Les compensations CO₂ doivent être menées essentiellement à Vernier et dans les communes environnantes, afin de réellement tenir compte des soucis des Verniolans. Le Conseil d'Etat doit généreusement négocier en ce sens.
- Les SIG et les autorités politiques doivent continuer à fournir des efforts importants et soutenus dans les énergies renouvelables (géothermie, photovoltaïque et biomasse notamment).

C'est au bénéfice de cet exposé, certes long mais – je l'espère – enrichissant sur la politique énergétique cantonale et les potentielles alternatives renouvelables à la centrale chaleur-force, que je vous propose, Mesdames et Messieurs les députés, de suivre le rapport de majorité, en soutenant la construction de la centrale chaleur-force et de refuser l'entrée en matière de cette motion et de cette résolution.

ANNEXES :

- 1. Glossaire et chiffres-clés concernant le dossier*
- 2. Données chiffrées concernant l'approvisionnement électrique de la ville de Zurich*
- 3. Support de présentation de F. Rognon sur les centrales électriques*
- 4. Support de présentation des SIG sur le projet CCF*
- 5. Support de présentation des SIG sur les compensations CO₂*
- 6. Réponses écrites de R. Phillips aux questions de la commission sur la position de l'Office fédéral de l'énergie*
- 7. Support de présentation des SIG sur leur programme éolien*
- 8. Support de présentation de F. Mermoud sur le potentiel de la biomasse*
- 9. Support de présentation de D. Favrat sur les pompes à chaleur*
- 10. Support de présentation d'A. Mermoud sur le potentiel photovoltaïque*
- 11. Support de présentation de F. Vuataz sur la géothermie*
- 12. Dépliant explicatif sur le site pilote en géothermie de Soultz*
- 13. Présentation technique du site pilote en géothermie de Soultz*
- 14. Extrait du programme de législature du Conseil d'Etat concernant l'énergie*
- 15. Prise de position du Conseil d'Etat (législature précédente) sur la CCF*
- 16. Etude comparative préalable des sites alternatifs*
- 17. Plan de la parcelle n° 3712 et emplacement de la CCF*

Proposition de motion

(1831)

pour un approvisionnement électrique propre et sûr

Le GRAND CONSEIL de la République et canton de Genève
considérant :

- le contexte climatique mondial avec l'augmentation du phénomène d'effet de serre dû aux émissions de CO₂ ;
- la signature du Protocole de Kyoto par la Confédération ;
- la lettre et l'esprit de l'article 160E de la Constitution de la République et canton de Genève (A 2 00) ;
- la conception générale de l'énergie présentée par le Conseil d'Etat (R 524 et RD 676) et unanimement soutenue par le Grand Conseil ;
- la volonté des Services Industriels de Genève (SIG) de faire construire une centrale à gaz de production d'électricité au Lignon ;
- les quantités de CO₂ rejetées par de telles centrales, en plus d'autres particules polluantes (dioxydes d'azote, ammoniac, etc.), violant ainsi plusieurs normes en matière de pollution de l'air ;
- les produits chimiques nécessaires à son fonctionnement (ammoniac, acide chlorhydrique, hypochlorite de sodium, acide sulfurique, etc.) ;
- les nuisances que subiraient les communes voisines lors de la construction et de l'exploitation de la centrale ;
- la dépendance de la Suisse à l'égard d'autres pays comme la Russie ou l'Iran pour son approvisionnement en gaz ;
- la diminution des réserves mondiales de pétrole et de gaz et l'augmentation des prix qui en découlera inévitablement ;
- les solutions existantes pour réduire la consommation d'électricité du canton et pour produire de l'énergie propre,

invite le Conseil d'Etat :

- à présenter un rapport au Grand Conseil sur le projet des SIG quant à son coût environnemental et financier et son impact sur les communes voisines et l'ensemble du canton, ainsi que sur le coût énergétique des alternatives à une telle centrale ;

- à intensifier les efforts faits sur la réduction de la consommation électrique et la promotion des énergies renouvelables ;
- à envisager de renoncer à la construction sur le territoire du canton d'une centrale à gaz ou fonctionnant avec toute autre énergie fossile, en application de l'article 160E, alinéa 1, de la Constitution de la République et canton de Genève et par analogie à l'article 160E, alinéa 5, sur l'énergie nucléaire ;
- à examiner, dans le cadre de la législation fédérale sur la libéralisation de l'électricité, la diversification des sources d'approvisionnement.

Proposition de résolution

(569)

pour un moratoire en matière de construction de centrale à gaz

Le GRAND CONSEIL de la République et canton de Genève
considérant :

- le changement climatique dû aux émissions de gaz à effet de serre ;
- la signature du protocole de Kyoto par la Confédération suisse ;
- la conception générale de l'énergie de la République et canton de Genève ;
- la volonté affichée du Conseil d'Etat d'atteindre la société à 2000 watts en 2050 ;
- les solutions existantes pour réduire la consommation d'énergie ;
- la volonté des SIG de construire une centrale à gaz au Lignon (centrale chaleur-force, CCF) ;
- les polluants autres que le CO₂ également rejetés par une telle centrale ;
- l'inéluctable augmentation de prix des carburants d'origine fossile ;
- le besoin d'une plus grande indépendance énergétique à l'égard de l'étranger ;
- l'article 160^E de la Constitution,

invite le Conseil d'Etat

- à poursuivre et amplifier ses efforts visant à réduire la consommation d'électricité dans le canton ;
- à intensifier la promotion des énergies renouvelables ;
- à établir un bilan dans quatre ans, sur le succès des mesures d'économies ;
- à étudier des projets alternatifs à une centrale à gaz ;
- à décider après une période de quatre ans, et suite à un débat le plus large possible, de la construction d'une centrale à gaz à Genève.

Quelques rappels utiles

Abréviations utilisées fréquemment dans le rapport

CAD	chauffage à distance
CCC	centrale à cycle combiné
CCF	centrale chaleur-force
EGS	enhanced geothermal system, géothermie profonde stimulée
NER	nouvelles énergies renouvelables
OFEN	Office fédéral de l'énergie
PAC	pompe à chaleur
PV	photovoltaïque
SIG	Services industriels de Genève

Rappels utiles

- En électricité, le **watt (W)** est l'unité de puissance d'un système débitant une intensité de 1 ampère sous une tension de 1 volt.
- Le **watt-heure (Wh)** est une unité de mesure d'énergie correspondant à l'énergie consommée par un appareil de 1 watt (1 W) de puissance pendant une durée d'une heure.

Chiffres clés

60 MW	puissance électrique installée de la CCF (par rapport aux centrales à gaz existant de 1 MW à 200 MW, aux plus grandes centrale biomasse existant à ce jour de 6 MW, aux plus grandes centrales géothermiques électriques de 120 MW, mais 1.5 MW à Soultz et 3-4 MW à Landau)
40 MW	puissance thermique installée de la CCF
174 GWh	production thermique annuelle de la CCF
5'000 GWh	consommation thermique annuelle genevoise
283 GWh	production électrique annuelle de la CCF
3'000 GWh	consommation électrique annuelle genevoise
75%	efficacité énergétique de la CCF (par rapport à 35% pour une centrale nucléaire, 58% pour une CCC, 25% pour une éolienne, max. 15% pour un panneau photovoltaïque, max. 14% pour une centrale géothermique EGS)
presque 100%	taux de valorisation de la chaleur par la CCF
10%	part de la CCF dans l'auto-approvisionnement en énergie à Genève
265 millions CHF	coût d'investissement à charge des SIG pour la CCF et l'extension du réseau CAD
140 millions CHF	coût d'investissement (en plus des 265 mio CHF) à charge des SIG pour les compensations CO ₂
60'000 tonnes	total des émissions excédentaires de CO ₂ produites annuellement par la CCF (6.7% du total)
2'000'000 tonnes	total des émissions de CO ₂ produites annuellement à Genève
200-250 gr/kWh	taux d'émissions de CO ₂ de la CCF (par rapport à 400-450 gr/kWh en moyenne pour l'électricité européenne)
2 ans	délai de construction de la CCF (contre 5 ans pour une éolienne par exemple ou 7-10, et même 20 ans à Genève, pour une centrale géothermique)

ANNEXE 2

Information à l'intention de la commission de l'énergie et des services industriels**Approvisionnement en électricité de la Ville de Zurich**

Cet approvisionnement est assuré par **ewz** (Elektrizitätswerk der Stadt Zürich), un service du Département des services industriels de la Ville de Zurich. A noter que ewz fournit également un tiers des usagers du canton des Grisons, soit directement soit via des services communaux.

Production annuelle (2008)

Centrales appartenant à ewz	GWh	
hydroélectriques (GR et ZH)	1505	
Centrales partenaires (parts ewz)		
hydroélectriques	895	
total hydroélectrique	2400	52%
Nucléaires (Gösgen, Leibstadt, Bugey, Cattenom)	2220	48%
Total production ewz	4620	100%
Achats à d'autres producteurs	1085	
Total approvisionnement	5705	

Utilisation (2008)

	GWh	
Usagers ewz		
Ville de Zurich	3040	
Grisons	490	
Total usagers ewz	3530	
Pompage	150	
Ventes (marché suisse et européen)	2025	
Total	5705	

Sources: ewz, Geschäftsbericht 2008,
site ewz <http://www.stadt-zuerich.ch/ewz/de/index/ewz.html>

Approvisionnement en électricité du canton de Zurich

EKZ (Elektrizitätswerke des Kantons Zürich) fournit le canton de Zurich (sans les villes de Zurich et Winterthur).

96% de l'approvisionnement d'EKZ provient d'AXPO. EKZ et le canton de Zurich sont les deux actionnaires principaux d'AXPO. Les 2/3 de la production d'AXPO sont d'origine nucléaire.

Sources: site EKZ <http://www.ekz.ch/internet/ekz/de/home.html>
site AXPO <http://www.axpo.ch/axpo/de/home.html>



Couplage chaleur-force

Motion M1831 et résolution R569

Fabrice Rognon, dipl. ing. méc. EPFZ, Planair SA

PLANAIR
Ingénieurs conseils en énergies et environnement

Genève
5 février 2010



2

Plan de la présentation

Courte bio



Principes CCF



CCF et CO₂ sur GE



Eléments de M1831 et R569



Questions

3

Présentation

PLANAIR
Ingenieurs conseils en énergies et environnement
Fabrice Rognon
Ingenieur dipl. EPFZ

Crêt 108a CH - 2314 La Sagne

T 032 933 88 40

F 032 933 88 50

fabrice.rognon@Planair.ch

www.planair.ch


PLANAIR
Ingenieurs conseils en énergies et environnement

4

Présentation

➡ Courte bio

- Diplôme ing. Méc. EPFZ, dynamique des fluides
- Responsable du bureau technique (15 personnes), fondé de pouvoir
- Mandats PLANAIR
 - Compléments techniques sur le projet Cornaux 2 du Groupe E sur mandat de la commission de l'énergie du Canton de Neuchâtel
 - Etudes de faisabilité de CCF dans les STEP
 - Direction de la commission Marché de l'association suisse pour une production efficace de l'énergie V3E (promotion de CCF)
 - Actuellement aucun mandat sur Genève ou avec les SIG
- Activités à l'OFEN
 - responsables des domaines pompe à chaleur, couplage chaleur-force, rejets de chaleur, énergie dans les STEP comprenant R&D, P+D et promotion
 - Mise en place du nouveau programme de R&D « centrales thermiques 2020 »
 - Accompagnement technique du dossier de compensation du CO₂ projet d'EOS à Chavalon
 - Organisation de la 9^{ème} conférence de l'AIE sur les pompes à chaleur

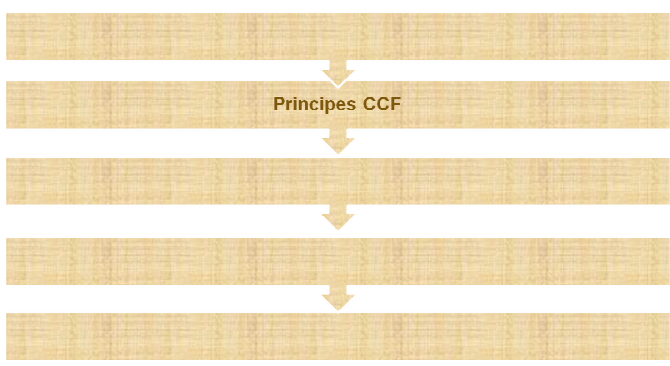
PLANAIR
Ingenieurs conseils en énergies et environnement

Présentation

Planair, c'est...

- 25 d'engagement et d'activités dans les énergies renouvelables
- 34 collaborateurs/trices
- 4 sites: La Sagne, Yverdon-les-Bains, Delémont, Valdahon (F)
- Société anonyme, indépendance totale de fournisseurs ou fabricants.
- Nos prestations s'adressent à divers clients : industries, privés, collectivités publiques, banques, assurances, etc.
- Domaines d'activités:
 - Installations techniques du bâtiment : chauffage, ventilation & climatisation, sanitaire, électricité, gestion technique, physique du bâtiment.
 - Energie : énergétique du bâtiment, économies d'énergie, énergies renouvelables, énergie et transports.
 - Environnement : émissions dans l'air, bruit, sols & sites pollués, déchets, études d'impact, management environnemental.

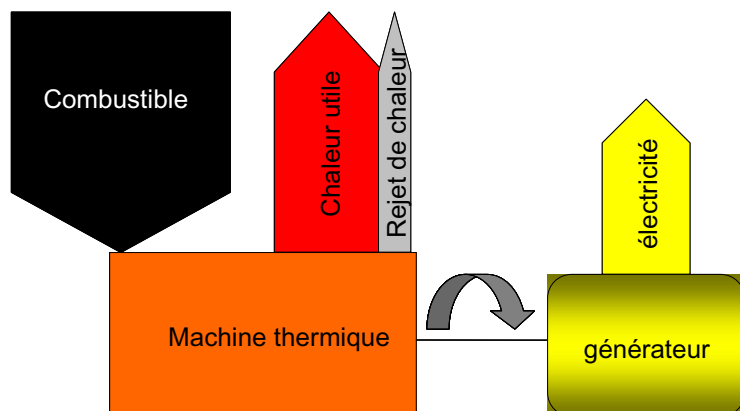
Plan de la présentation



7

CCF - principe

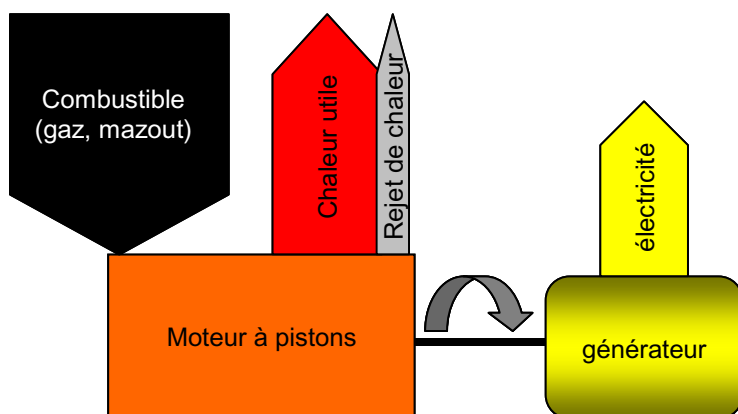
Production simultanée de chaleur et d'électricité



8

CCF - principe

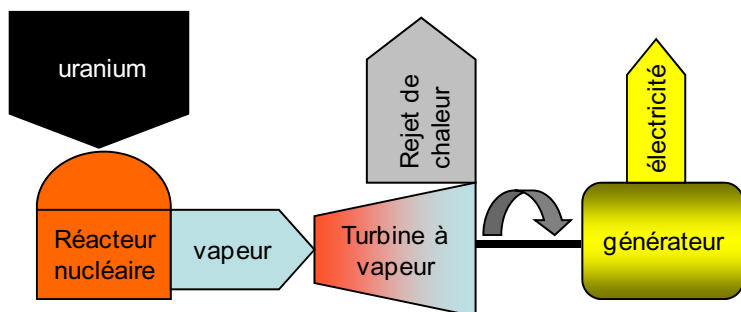
Couplage chaleur-force équipé (moteur à pistons)



9

CCF - principe

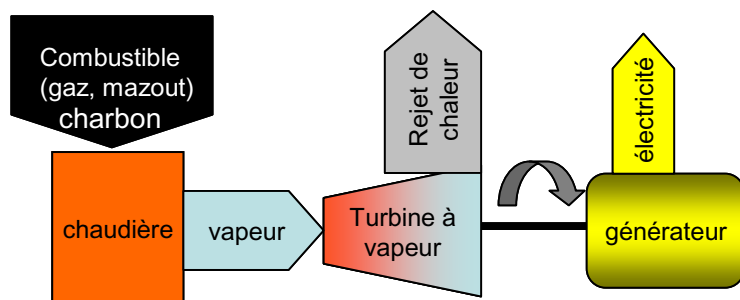
→ Centrale nucléaire



10

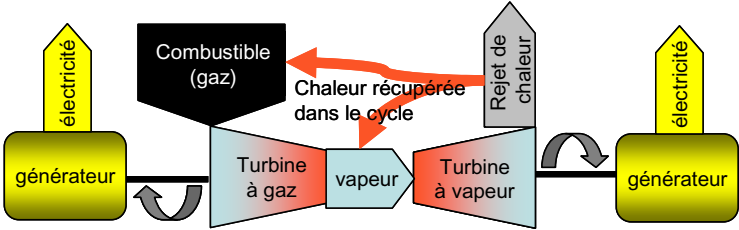
CCF - principe

→ Centrale thermique fossile



CCF - principe

➡ Turbine à gaz combinée avec turbine vapeur



CCF – gammes de puissance par unité

➡ Disponibles sur le commerce en Europe

Type de centrale	Puissance électrique maximale par unité par installation		Utilisation habituelle
Centrale nucléaire	300 à 1600 MW	1600 MW	En général, production d'électricité sans utilisation de chaleur. La chaleur rejetée après le cycle de vapeur et après récupérations internes est à une température trop basse pour être injectée dans un réseau de chaleur à distance.
Centrale à gaz	10 à 100 MW	500 MW	
Centrale à cycle combiné	100 à 500 MW	1600 MW	
"Grande" CCF (mazout)	1 à 17 MW	200 MW	Production d'électricité avec utilisation partielle ou totale de la chaleur.
"Grande" CCF (gaz)	1 à 16 MW	200 MW	
CCF de taille "moyenne" (gaz)	0,10 à 1 MW	10 MW	Production d'électricité avec utilisation totale de la chaleur.
CCF de taille "moyenne" (mazout)	0,10 à 1 MW	10 MW	
"Petite" CCF (gaz)	0,01 à 0,1 MW	1 MW	

13

CCF – gammes de puissance par unité

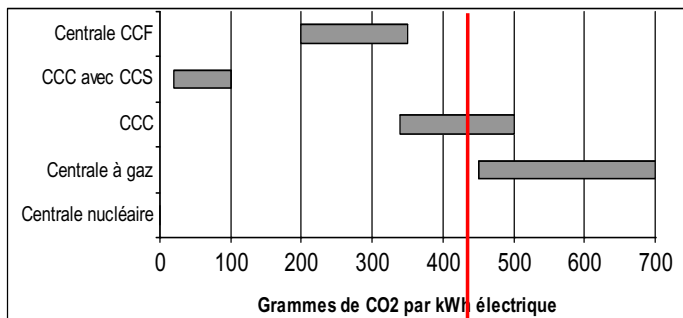
→ Disponibles sur le commerce en Europe

Type de centrale	Rendement annuel moyen Etat actuel		Commentaire
	Mini	Maxi	
Centrale nucléaire	30 %	35 %	La chaleur rejetée de après le cycle de vapeur est à température trop basse pour être injectée dans un réseau de chaleur à distance.
Centrale à gaz	25 %	45 %	
Centrale à cycle combiné	45 %	58 %	
CCF de 1 à 20 MW	38 %	47 %	Installations sur base de moteurs à pistons. Les valeurs dépendent du combustible (gaz ou mazout) et de la taille de l'agrégat.
CCF de 0,1 à 1 MW	30 %	41 %	
CCF de moins de 0,1 MW	20 %	35 %	

14

Emissions de CO2

→ Valeurs de produits disponibles dur le commerce



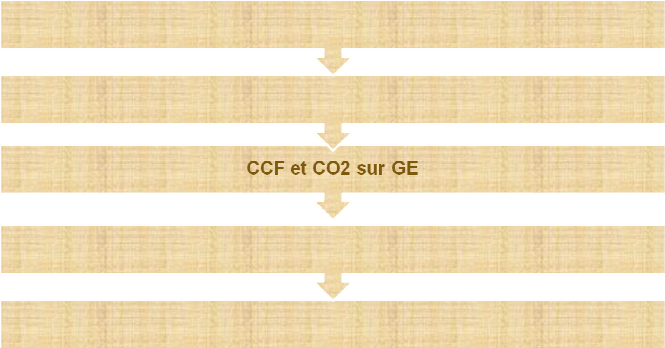
Mixe européen

Coûts de production du kWh électrique

➡ Calculé au point d'injection du courant, sans taxe CO2, sans transport

Type de centrale	Coûts de production (arrondis à 0.5 cts)		Facteur principal d'influence des coûts
	Mini	Maxi	
Centrale nucléaire	4.0	5.5	Capital investi, temps de fonctionnement annuel
Centrale à gaz	6.5	11.0	Prix des combustibles Durée de fonctionnement annuelle
Centrale à cycle combiné	5.0	6.5	Prix des combustibles Durée de fonctionnement annuelle
CCF de 1 à 20 MW	8.0	15.0	Prix des combustibles Durée de fonctionnement annuelle
CCF de 0,1 à 1 MW	10.0	15.0	
CCF moins de 0,1 MW	13.0	28.0	

Plan de la présentation

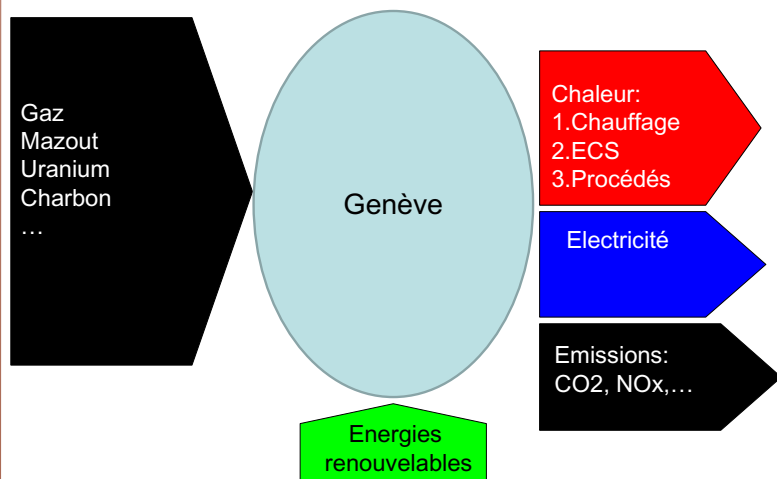


[illegible]

19

Approche globale

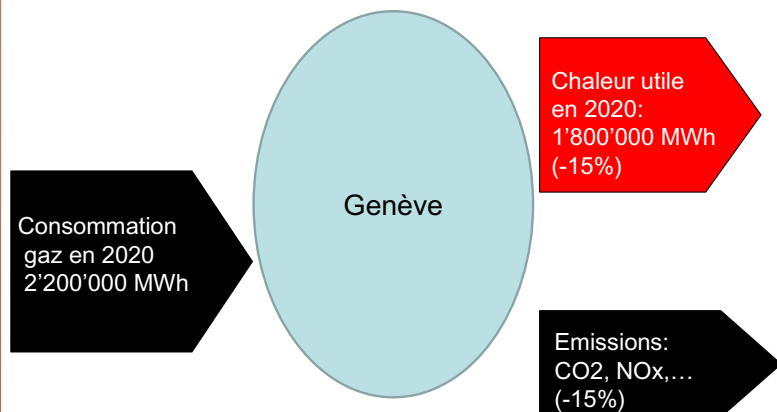
➡ Considérer tous les besoins sauf la mobilité



20

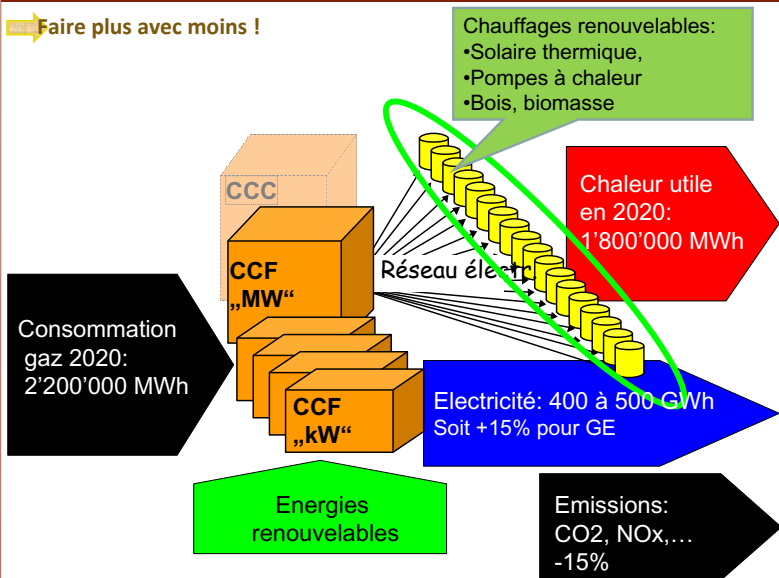
Approche globale

➡ Considérer le gaz seul et prendre en compte l'amélioration de l'enveloppe des bâtiments de 15% en 2020 (Perspectives OFEN: 5 à 17%)



Approche globale

➡ **Faire plus avec moins !**



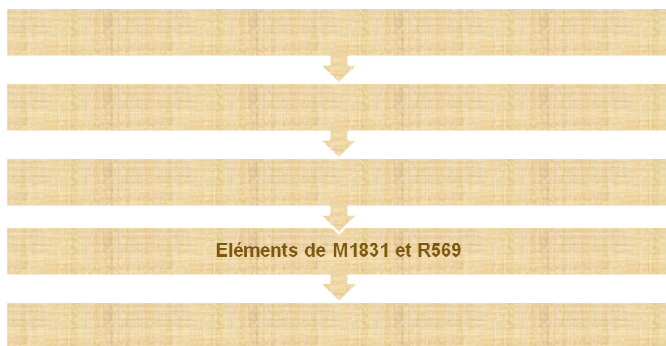
Faire plus de chaleur et de

➡ **Faire la chaleur existante et plus l'électricité avec moins de gaz!**

Mesures	Effet sur les émissions de CO ₂	Effet sur la production d'électricité
Production fossile d'électricité par couplage chaleur-force et/ou centrales à cycle combiné	Augmentation	Forte augmentation
Production de chaleur et d'eau chaude sanitaire par des énergies renouvelables (pompes à chaleur, chauffages au bois et collecteurs solaires) qui remplacent des chaudières à gaz ou à mazout	Forte diminution	Diminution
BILAN	Diminution	Augmentation

23

Plan de la présentation



24

M1831, page 1

→ « quantités de CO₂ rejetées par de telles centrales, en plus d'autres particules polluantes (NO₂, NH₃, etc) violant ainsi plusieurs normes en matière de pollution de l'air. »

« Les produits chimiques.... »

Valeurs limites Opaair prescrites et contrôlées pour toutes les technologies !

Prescriptions de la protection de l'environnement

Chaudières actuelles émettent CO₂, NO_x,....

R569, page 4

« (...) réseau de chaleur (...). Des pertes qui peuvent être considérables selon la demande et le dimensionnement du réseau. »

Pertes annuelle mesurées dans des réseaux de chauffage à distance en Suisse: 10 à 15%

Comparaison: pertes annuelles moyennes de chaudière à gaz ou à mazout: 5 à 20%

R569, page 4

« En plus, la technologie du couplage chaleur-force se prête aussi très bien à des petites centrales délocalisées »

Oui, mais:

- rendement électrique de 20 à 30%
au lieu de 35 à 58%
- émissions de NOx multipliées par 1.3 à 7.0 (Opair)
- émissions de CO multipliées par 1.2 à 19.0 (Opair)
- NOx et CO multipliées par 1.0 à 0.5 si traitement des gaz (onéreux)

Merci de votre attention - questions

PLANAIR

Ingénieurs conseils en énergies et environnement

Fabrice Rognon

Ingénieur dipl. EPFZ

Crêt 108a CH - 2314 La Sagne

T 032 933 88 40

F 032 933 88 50

fabrice.rognon@Planair.ch

www.planair.ch



Centrale chaleur-force SIG

Présentation du projet à
la Commission Energie du Grand Conseil

19 février 2010

André Hurter, Directeur Général

Pascal Abbet, Directeur Energie

Gilles Garazi, Ingénieur Environnement



Sommaire



La stratégie énergétique de SIG

Le projet de centrale-chaleur force

Les impacts environnementaux



Conclusion

Contexte général



Contexte

- Energie : stagnation des ressources et hausse de la demande
- Electricité : nouvelles applications (pompe à chaleur, voiture électrique...)
- CO₂ : effet de serre, problème de rentabilisation des investissements

Cadre politique

- Vision de la société à 2000 W
- Politiques fédérale et cantonale de l'énergie

Stratégie électrique SIG

- Augmentation de la production propre en 2020
- Programme eco21 et développement des NER
- Efficacité énergétique

Stratégie thermique

- Economies
- Réduction des émissions de CO₂
- Développement de solutions thermiques à base de renouvelable

La société à 2000 Watts

Une vision durable



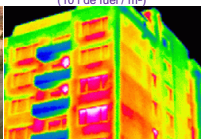
● Pour la Suisse, cela implique :

- de réduire la consommation d'énergie au tiers du niveau actuel
- de remplacer à grande échelle les agents énergétiques fossiles par des énergies renouvelables.

Voiture personnelle
(10 l / 100 km)



Bâtiment
(10 l de fuel / m²)



Energies fossiles
(pétrole, gaz, charbon)



Déchets
(350kg / personne / an)



Véhicule léger
(2 l / 100 km)



Minergie P
(1.5 l de fuel / m²)



Energies renouvelables
(eau, vent, soleil, biomasse)

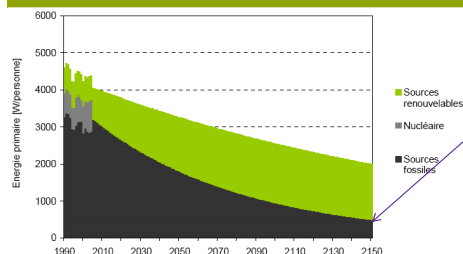


Recyclage
(déchets : 150 kg / personne / an)



Société à 2000 W

Les scénarios du programme suisseénergie



Dans le modèle de société à 2000 W, une part d'énergie fossile demeure (environ 25%)

La baisse de consommation s'opère sur le chauffage et la mobilité

La consommation électrique par hab. est maintenue ou augmentée légèrement.

Les 4 scénarios du programme suisseénergie pour 2035, du plus pessimiste au plus optimiste

- Scénario 1
- Scénario 2
- Scénario 3
- Scénario 4
- Passé

Cohérence des politiques énergétiques

Quatre axes complémentaires et indispensables



Economies d'énergies

éco21 et écoclimat

Développer les énergies renouvelables

éolien, photovoltaïque, minihydraulique, Chancy-Pougny, Conflan, géothermie



Achat d'énergie

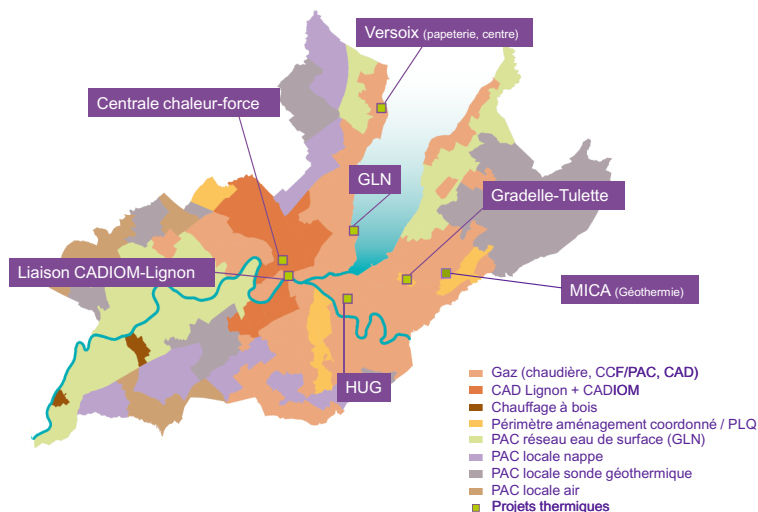
contrats LT suisses et étrangers, achats en bourse

Accroître notre efficacité énergétique

Produire la part restante la plus efficacement et avec le moins d'impact possible sur l'environnement

Stratégie thermique

Un projet intégré dans la planification énergétique territoriale

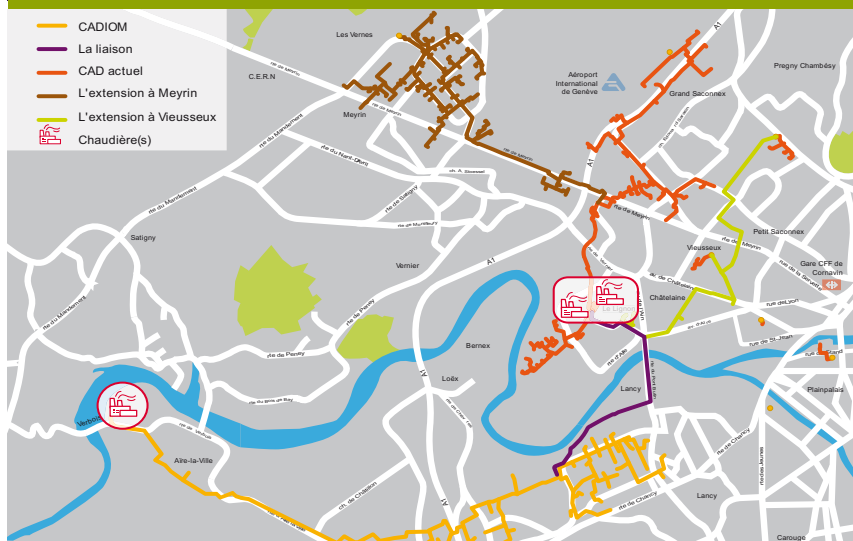


Stratégie thermique

Un seul réseau de CAD (CADIOM - Lignon – Meyrin)

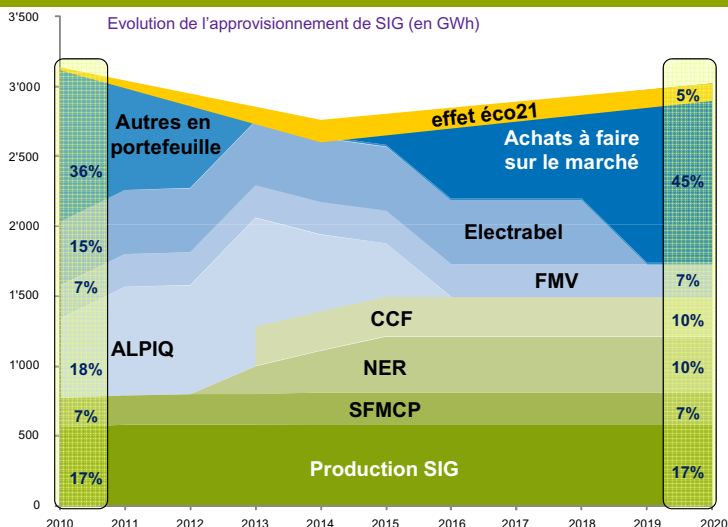


- CADIOM
- La liaison
- CAD actuel
- L'extension à Meyrin
- L'extension à Vieuxseux
- Chaudière(s)



Centrale chaleur-force du Lignon

Un approvisionnement en électricité mieux maîtrisé



En résumé : Pourquoi une CCF ?



- Une solution transitoire compatible avec la société à 2000 watts
- Un maillon de la stratégie thermique genevoise
- Un élément de réponse à la sécurité d'approvisionnement électrique
- Une réponse à la demande de certains de nos clients

Le Projet



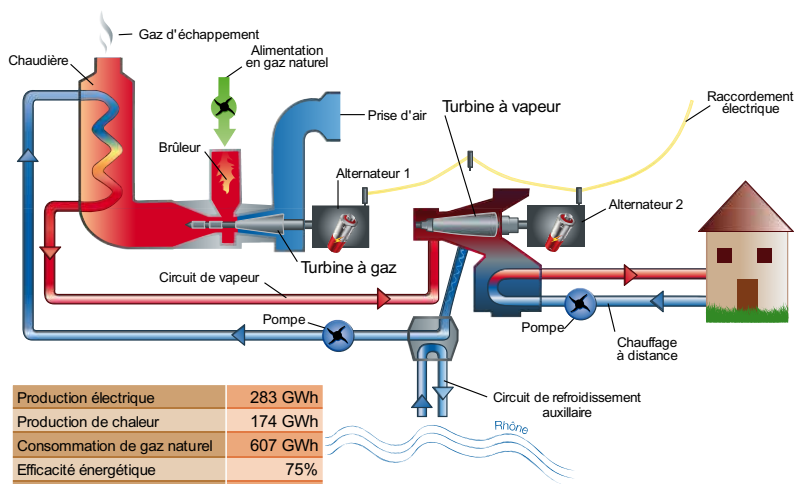
● Un concept énergétique qui ...

- ▶ produit de la chaleur et de l'électricité,
- ▶ en utilisant une énergie primaire disponible à Genève → le gaz naturel,
- ▶ au travers d'un procédé à haut rendement,
- ▶ en s'intégrant dans un ensemble énergétique étendu.



Centrale chaleur-force du Lignon

Un fonctionnement efficient



Production électrique	283 GWh
Production de chaleur	174 GWh
Consommation de gaz naturel	607 GWh
Efficacité énergétique	75%
Investissement total	250 MCHF

Développement du projet



Une solution transitoire



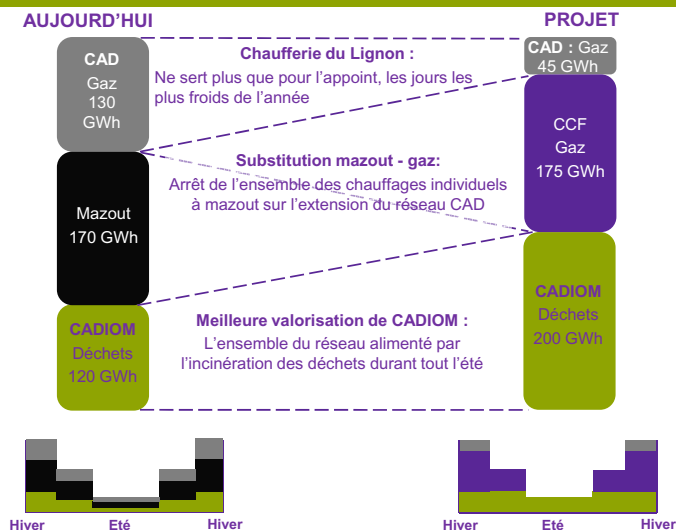
20 ans



80 ans

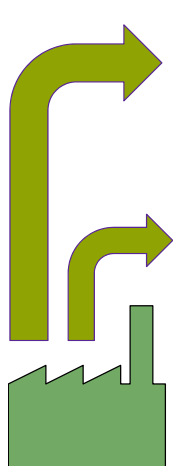
Production de chaleur sur le futur réseau

Des outils de production complémentaires



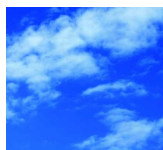
Impact environnemental

Emissions atmosphériques



Impact climatique (global)

- CO₂
- Impact nul (compensation intégrale)
- Sans danger pour la santé



Qualité de l'air (local)

- NO_x, SO₂, PM₁₀, O₃
- Impact nul ou positif

Impact environnemental

Anticipation et développement durable



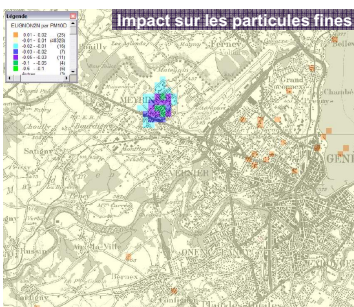
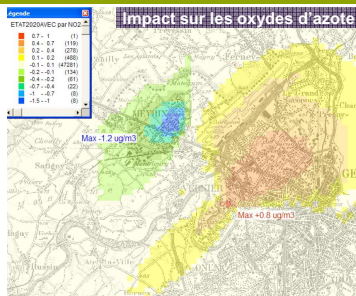
Oxydes d'azote

Normes OPair respectées

Légère péjoration au NE du site

Amélioration sensible à Meyrin

Impact faible à négligeable



Particules fines

Normes OPair respectées

Aucune péjoration due au projet

Amélioration très sensible à Meyrin

Impact positif

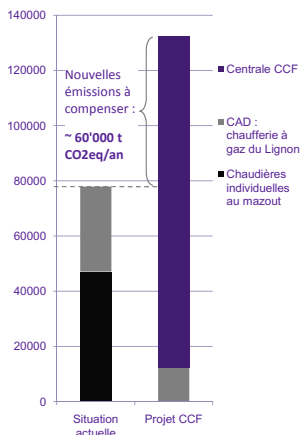


Compensations CO₂

Que signifie une compensation totale ?

Emissions CO₂ liées au chauffage

Périmètre d'extension du CAD



60'000 tonnes de CO₂ à compenser chaque année. Cela équivaut :

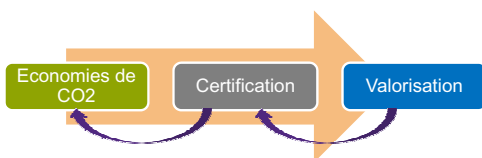
- ☐ À environ 260 GWh de chaleur à économiser ou à substituer par des énergies renouvelables
- ☐ Soit 4.5% de la consommation thermique du canton (réf. 2007)

SIG s'est engagée :

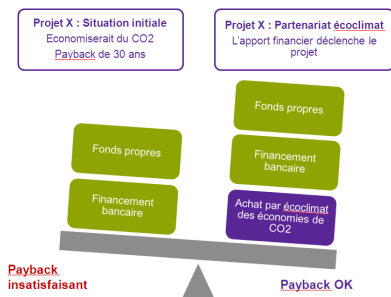
- ☐ A compenser **intégralement** les émissions CCF
- ☐ A réaliser cette compensation essentiellement à **Genève et en Suisse**
- ☐ A ne recourir, le cas échéant, qu'à des certificats étrangers traçables (de type Gold Standard ou équivalent)

Le programme écoclimat

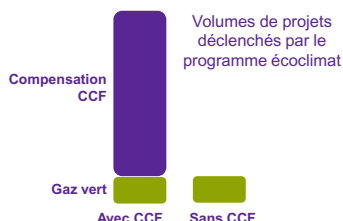
Réaliser des économies de CO₂ à Genève



Réaliser des projets à Genève
Certification CO₂ auprès de Berne
Vente à la CCF et/ou à travers un produit « Gaz vert »



Écoclimat fonctionnera avec ou sans la CCF, mais pas au même rythme

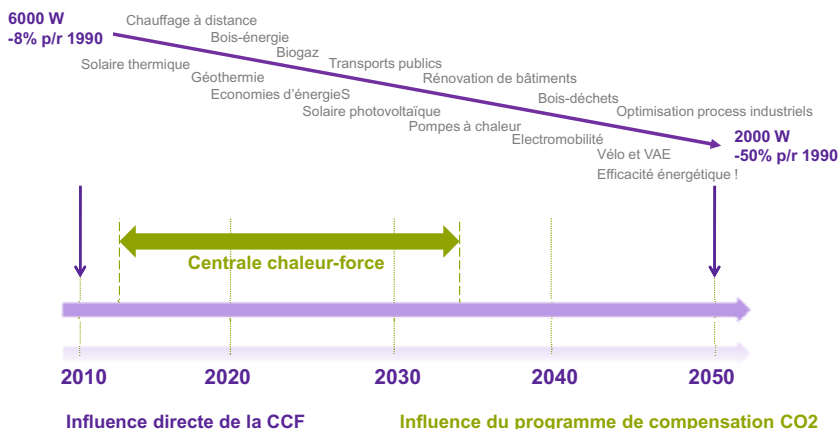


Politique énergétique cantonale

Un projet en parfaite cohérence avec le Canton



L'objectif de Société à 2000 W en 2050 implique de repenser énergétiquement Genève
La CCF est un catalyseur efficace pour les nombreuses mesures à mettre en œuvre





Merci de votre attention

Commission de l'énergie et de SIG

Projet CCF : Compensations CO2

21 mai 2010

Pascal Abbet, Directeur Energies / **Gilles Garazi**, Responsable écoclimat



Contexte et rappels

Cohérence des politiques énergétiques Quatre axes complémentaires et indispensables



Economies d'énergies

éco21 et écoclimat

Développer les énergies renouvelables

éolien, photovoltaïque,
minihydraulique,
Chancy-Pougny,
Conflan, géothermie



Achat d'énergie

contrats LT suisses et
étrangers, achats en bourse

Accroître notre efficacité énergétique

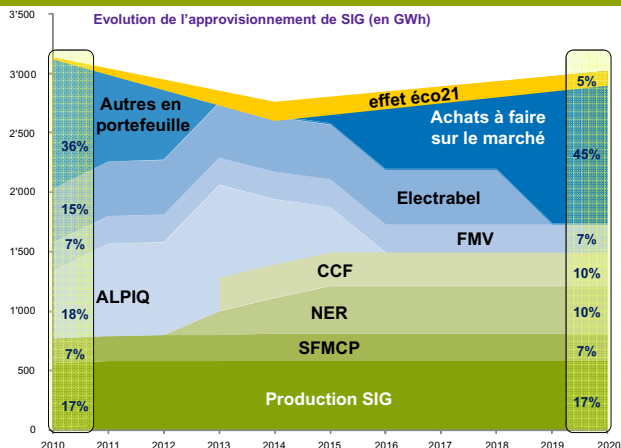
Produire la part restante le plus
efficacement et avec le moins d'impact
possible sur l'environnement

Centrale chaleur-force du Lignon

Un approvisionnement en électricité mieux maîtrisé



Evolution de l'approvisionnement de SIG (en GWh)





2

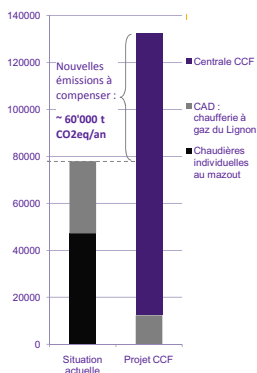
Compensations CO₂ : Les besoins

Compensations CO₂

Que signifie une compensation totale ?



Emissions CO₂ liées au chauffage Périmètre d'extension du CAD

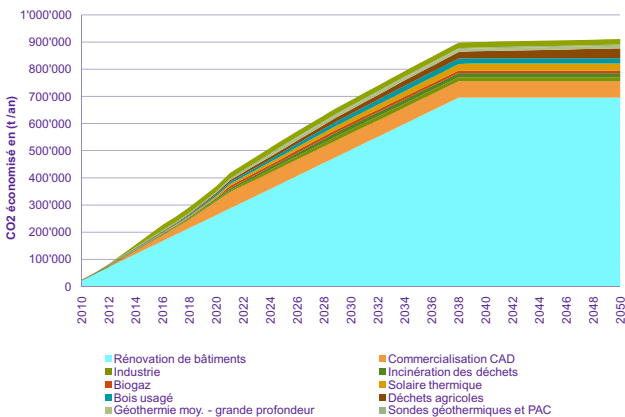


60'000 tonnes de CO₂ à compenser chaque année. Cela équivaut :

- ☐ À environ **260 GWh** de chaleur à économiser ou à substituer par des énergies renouvelables
- ☐ Soit **4.5%** de la consommation thermique du canton (réf. 2007)

SIG s'est engagée :

- ☐ A compenser **intégralement** les émissions CCF
- ☐ A réaliser cette compensation essentiellement **en Suisse et à Genève**
- ☐ A ne recourir, le cas échéant, qu'à des certificats étrangers traçables (de type **Gold Standard** ou équivalent)





4

Stratégie CO2 SIG : Le programme écoclimat

écoclimat

Missions et budget



Mission

Constituer un portefeuille de certificats CO2 qui permette :

- ✓ De **compenser** les émissions CO2 de la CCF
- ✓ De réaliser ou d'accélérer des projets visant à **réduire** les émissions du Canton
- ✓ D'offrir un **appui au tissu économique** genevois dans ses projets novateurs



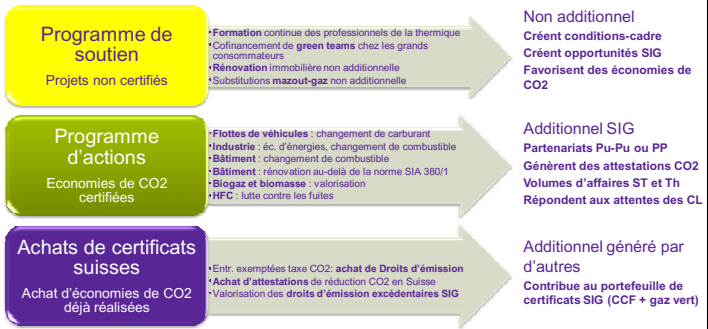
Budget des compensations CCF

Budget d'env. Frs 7'000'000.- / an

Soit env. Frs 140'000'000.- sur la durée du projet

Soit env. 50% du coût du projet !

Programme écoclimat Structure



Le programme de soutien écoclimat Objectifs

Programme de soutien

Projets non certifiés, ne comptent pas dans les compensations CCF

Constats

- Il n'est possible de valoriser que certaines économies de CO2 : mesurables, additionnelles
- Nombreux autres projets pertinents mais non valorisables
- Le domaine de l'efficacité énergétique est en mutation rapide et a besoin de soutien
- La formation et l'information doivent notamment être soutenues et cadrées

Objectifs

- Soutenir des projets aujourd'hui non admissibles comme mesures de compensation
- Soutenir l'émergence d'un pôle de compétence en efficacité énergétique à Genève
- Soutenir l'engagement de spécialistes qualifié-e-s dans le monde professionnel

Le programme d'action écoclimat

Principe de fonctionnement

Programme d'actions

Economies de CO2 certifiées



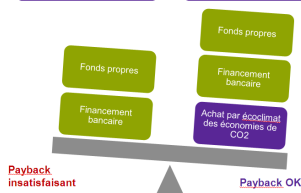
Réaliser des projets à Genève

Certification CO2 auprès de Berne

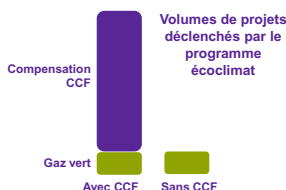
Vente à la CCF et/ou à travers un produit « Gaz vert »

Projet X : Situation initiale
Economiserait du CO2
Payback de 30 ans

Projet X : Partenariat écoclimat
L'apport financier déclenche le projet



Écoclimat fonctionnera avec ou sans la CCF, mais pas au même rythme



Actions écoclimat

Un projet déjà sur les rails

Programme d'actions

Economies de CO2 certifiées

Partenariat Colas – SIG

Type de projet

Substitution de gaz par des panneaux solaires thermiques haute énergie

Obstacle à la réalisation

Technologie novatrice
Payback de 50 ans

Intervention écoclimat

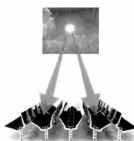
Achat des économies de CO2 générées par le projet pendant 20 ans
→ versement immédiat
→ déclenchement du projet

Ce projet pilote nous permettra également de voir l'intérêt pour d'autres applications industrielles



Projet de maintien en chauffe
d'un stockage de 80 000 litres
de bitume à 160°C
par panneaux solaires haute énergie.

PANNEAUX SOLAIRES HAUTE ENERGIE



Le programme d'actions écoclimat

Actions prévues ou en cours

Programme d'actions

Economies de CO2
certifiées

Exemples de projets en cours d'étude

- Valorisation de rejets de chaleur industrielle chez 2 entreprises genevoises
- Valorisation de la biomasse (production électrique et thermique)
- Electromobilité (dans un premier temps : transports publics)
- Substitution mazout – énergies renouvelables par secteurs d'activité et géographique

Programmes en cours d'élaboration

- Amélioration de process industriels (GE)
- Méthanisation de déchets verts (hors du canton)
- Récupération de méthane dans des décharges (hors du canton)

Le programme écoclimat

Achats de certificats CO2 suisses

Achats de certificats suisses

Achat d'économies de
CO2 additionnelles déjà
réalisées par d'autres

Achat en cours

2 projets de récupération de méthane dans des décharges en Suisse allemande

En projet

Rachat de droits d'émission excédentaires auprès d'autres entreprises exemptées
Montage de projet en commun avec d'autres entreprises exemptées

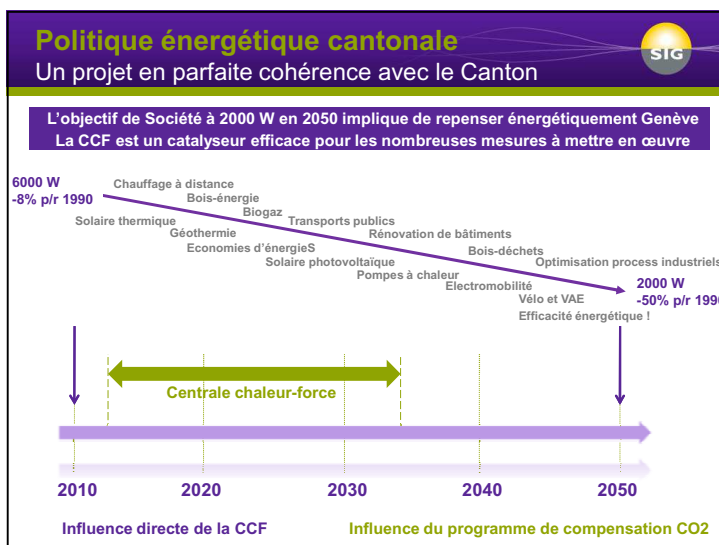
Economies de CO2 à SIG : excellent résultat 2009 !

SIG est exempté de la taxe CO2 dès le 1^{er} janvier 2009

Un engagement formel de réduction de nos émissions nous lie à la Confédération

Le premier exercice se solde par un « excédent » **d'économies de CO2 d'environ 2'000 tonnes (sur environ 12'000 tonnes émises) !**

Les droits d'émissions excédentaires sont acquis par la réalisation de mesures non rentables
SIG va conserver ses droits d'émissions en vue de la compensation du projet CCF





Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

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

Office fédéral de l'énergie OFEN
Division Efficacité énergétique et énergies renouvelables

17 août 2010

Audition du Grand Conseil genevois du 12 mars 2010 – Questions et réponses

R. Phillips, Office Fédérale de l'Energie

1. Quel est le pourcentage de compensation des émissions de gaz à effet de serre à l'étranger pour les centrales à cycles combinés?

Les chambres fédérales ont décidé le 23 mars 2007 que les centrales à cycles combinés alimentées au gaz seraient exemptées de la taxe sur le CO₂. Ces centrales sont toutefois obligées de compenser la totalité de leurs émissions de CO₂¹. Elles peuvent compenser 30% au plus de leurs émissions de CO₂ par des réductions d'émissions à l'étranger. Le Conseil fédéral peut, en cas de nécessité absolue, augmenter cette part à 50% au plus pour assurer l'approvisionnement en électricité du pays.

La décision du Parlement vaut jusqu'à la fin 2010. L'exemption de la taxe sur le CO₂ liée à l'obligation de compenser doit toutefois aussi être valable également après cette échéance.

2. Quelle est la position de l'OFEN par rapport au nucléaire?

Le Conseil fédéral a communiqué le 21 février 2007 sa nouvelle politique énergétique qui s'appuie sur les quatre piliers suivants: l'efficacité énergétique, les énergies renouvelables, les centrales électriques et la politique énergétiques étrangère. Dans le cadre des centrales électriques, le Conseil fédéral continue à miser sur l'énergie nucléaire. Il estime qu'il est nécessaire de remplacer les centrales nucléaires existantes ou d'en construire de nouvelles. De plus, le Conseil fédéral préconise les centrales à gaz à cycles combinés uniquement comme une stratégie transitoire pour faire face à la pénurie de courant².

¹ Lien Internet : <http://www.bafu.admin.ch/klima/00493/00494/06363/index.html?lang=fr>

² Lien internet: <http://www.uvek.admin.ch/dokumentation/00474/00492/index.html?lang=fr&msg-id=10925>



3. Quelles sont les mesures qui permettent de contrôler que les centrales à gaz à cycles combinés compensent de façon effective leurs émissions de CO₂?

Dans le cadre de la procédure d'autorisation de construction et d'exploitation des centrales à cycles combinés alimentés au gaz, des projets de compensation des émissions de CO₂ doivent être présentés et acceptés conjointement par l'OFEN et l'OFEV. Une fois le projet de compensation est accepté, les concepteurs du projet rédigent chaque année un rapport de monitoring indiquant l'ampleur des réductions annuelles effectives des émissions. Le rapport de monitoring est contrôlé par une institution accréditée et indépendante. Les données utilisées dans le rapport de monitoring, les installations de mesures et les calculs sont contrôlés et les réductions d'émission effectivement atteintes sont constatées ex-post³.

4. Quels sont les scénarios et les solutions proposées par l'OFEN pour remédier à la pénurie de courant ?

De 2004 à 2006, l'OFEN a élaboré des scénarios énergétiques détaillés à l'horizon 2035. Les quatre scénarios sont : « poursuite de la politique actuelle », « collaboration renforcée », « nouvelles priorités » et « société à 2000 watts ». Dans le cadre de ces scénarios, la problématique de la pénurie de courant due à la fin de l'exploitation des anciennes centrales nucléaires et à l'expiration des contrats d'importation d'électricité est également abordée. A cette effet, l'OFEN proposent 7 variantes pour couvrir la pénurie d'électricité, dont le nucléaire, le fossile centralisé, le fossile décentralisé, les énergies renouvelables, l'importation et diverses combinaisons entre les variantes⁴.

5. N'empêche-t-on pas le développement des énergies renouvelables en finançant une centrale à cycles combinés?

La confédération n'apporte aucun soutien financier aux centrales électriques alimentées par des énergies fossile. Par contre, au travers de la rétribution à

³ « Protection du climat : projets menés en Suisse », OFEV, Berne, 2008, page 15, sous <http://www.bafu.admin.ch/publikationen/publikation/00101/index.html?lang=fr>

⁴ „Perspectives énergétiques pour 2035 (tome 1), OFEN, Janvier 2007, sous http://www.bfe.admin.ch/themen/00526/00538/index.html?lang=fr&dossier_id=01100



prix coûtant du courant injecté, la confédération soutient activement le développement des énergies renouvelables pour atteindre une capacité de production d'au moins 5.4 TWh électrique d'ici 2030⁵.

6. Ne serait-il pas plus judicieux de miser sur des solutions à plus long terme, plutôt que d'investir dans des solutions transitoires, telles que les centrales à cycles combinés ?

Dans le cadre du scénario IV « société à 2000 watts », la pénurie de courant serait de l'ordre de 5.0 TWh électrique d'ici 2035. Hors, il sera tout à fait possible de la couvrir grâce à la production d'électricité verte, de l'ordre de 5.4 TWh électrique, qui sera mise en place d'ici 2030 grâce à la rétribution à prix coûtant du courant injecté (RPC), notamment si l'augmentation de la consommation d'électricité peut être stoppée et au moins rester au niveau actuel. Quelque soit les éventuels investissements dans des solutions transitoires, telles que les centrales à cycles combinés, la RPC reste une des solutions à long terme qui va permettre de quadrupler la production d'électricité « verte » par rapport à 2008⁶ sur une période d'une vingtaine d'années.

7. Est-il possible d'avoir des projets d'agglomération entre la France et la Suisse, par exemple en important de la biomasse ?

Des projets d'agglomération entre la France et la Suisse sont tout à fait possibles, par exemple dans le cadre d'une collaboration entre des entreprises du secteur privées. Par contre la Confédération, au travers de la rétribution à prix coûtant du courant injecté (RPC), ne soutien que les projets situés en Suisse. Dans le cadre des installations de production d'électricité utilisant de la biomasse, l'art. 34a de l'ordonnance sur l'aménagement du territoire (OAT) en règle les modalités. Quant à l'importation de biomasse de l'étranger pour les installations touchant ou désirant toucher la RPC, elle doit faire l'objet d'une analyse de la durabilité ou qu'une réglementation analogue à la législation sur

⁵ Lien Internet <http://www.bfe.admin.ch/themen/00612/02073/index.html?lang=fr>

⁶ „Schweizer Statistik der erneuerbaren Energien“, Ausgabe 2008, sous http://www.bfe.admin.ch/themen/00526/00541/00543/index.html?lang=de&dossier_id=00772



l'imposition des huiles minérales soit adoptée (bilan écologique global positif et conditions de production socialement acceptables), même si elle est destinée à d'autres utilisations que celle des biocarburant^{7,8}. Quant à l'importation des déchets, il n'y a aucune restriction au niveau fédérale en dehors de l'Art. 34a de l'OAT.

8. Existe-t-il en Suisse des centrales à gaz reliées à un réseau de chauffage à distance et qui se trouvent également dans des zones d'habitation, tel que dans le cas du projet „Le Lignon“?

Effectivement il existe en Suisse d'autres centrales thermiques de production d'électricité qui sont d'une part reliées à un réseau de chauffage à distance et d'autre part qui se trouvent dans des zones d'habitation :

- L'usine Pierre-de-Plan à Lausanne
- Le couplage chaleur force à la Voltaplatz de Bâle
- La centrale à cycles combinés dans la commune de Biberist (SO)

9. Quel est l'avantage d'utiliser les rejets de chaleur d'une centrale à cycles combinés?

Le principal avantage de pouvoir utiliser les rejets de chaleur d'une centrale à cycles combinés (CCC) est de pouvoir ainsi augmenter son rendement annuel total. Une CCC, qui ne produit que de l'électricité, a un rendement total au maximum de 58%. Par contre, une CCC, dont on utilise les rejets de chaleur, peut avoir un rendement total pouvant aller jusqu'à 90%⁹.

10. Pourquoi continue-t-on à soutenir l'énergie nucléaire, alors que le problème de déchets n'est toujours pas résolu ?

⁷ « Stratégie relative à la production, la transformation et l'utilisation de biomasse en Suisse », OFEN, 23 mars 2009, sous http://www.bfe.admin.ch/themen/00490/00496/index.html?lang=de&dossier_id=00726

⁸ Ordonnance sur l'imposition des huiles minérales (Oimpim), Art. 19a à 19h, sous www.admin.ch/ch/f/rs/6/641.611.fr.pdf

⁹ „Utilisation plus efficace des combustibles fossiles et réduction des émissions de CO₂ pour le chauffage des bâtiments et la production d'électricité en Suisse », F. Rognon, OFEN, Novembre 2008, p. 11, sous http://www.pac.ch/downloads_01.html



Le soutien à l'énergie nucléaire est défini par la politique énergétique du Conseil fédéral. Dans le cadre des centrales électriques, il estime que pour couvrir la demande et pour éviter un déficit dans l'approvisionnement électrique, qu'il sera nécessaire de remplacer les centrales nucléaires existantes ou d'en construire des nouvelles¹⁰.

Quant à la gestion des déchets nucléaires, elle est soumise à la loi sur l'énergie nucléaire (LENu). De plus, au sein de l'OFEN, il y a la section « Gestion des déchets radioactifs » qui s'occupe de cette problématique¹¹.

11. N'est-il pas préférable de promouvoir les économies d'énergies et l'efficacité énergétique au lieu de parler de l'augmentation de la consommation d'électricité du à l'électrification de notre société ?

L'OFEN a édité au mois de février 2008 un plan d'actions pour l'efficacité énergétiques. Les objectifs de ce plan d'action sont ¹²:

- De réduire la consommation des énergies fossiles de 20% entre 2010 et 2020 ;
- De limiter l'augmentation de la consommation d'électricité à 5% au maximum entre 2010 et 2020, en visant une réduction continue des taux de croissance au plus tard à partir de 2015 ;
- De poursuivre une stratégie de « best practices » pour les bâtiments, les véhicules, les appareils et les processus industriels ; des mesures d'incitation encourageant les investisseurs, les acheteurs et les exploitant de ces objets à tenir compte de l'efficacité énergétique lors de leur décisions.

L'OFEN a également édité un plan d'action pour les énergies renouvelables¹³, dont la première mesure est la conversion des installations électriques de chauff-

¹⁰ Lien internet: <http://www.uvek.admin.ch/dokumentation/00474/00492/index.html?lang=fr&msg-id=10925>

¹¹ Lien internet : <http://www.bfe.admin.ch/themen/00511/index.html?lang=fr>

¹² « Plan d'action pour l'efficacité énergétique », OFEN, 21 février 2008, sous http://www.bfe.admin.ch/themen/00526/02577/index.html?lang=fr&dossier_id=02578

¹³ „Plan d'action pour les énergies renouvelables“, OFEN 21 février 2008, sous http://www.bfe.admin.ch/themen/00526/02577/index.html?lang=fr&dossier_id=02579



fage et de préparation d'eau chaude par des pompes à chaleur ou des chaudières à bois afin d'améliorer l'efficacité énergétique, notamment dans le secteur des bâtiments.

12. Est-il plus risqué d'importer du gaz ou de l'électricité ?

Le gaz a des avantages que l'électricité n'a pas. Il est possible, par exemple, de le stocker et de faire des réserves. De plus le réseau de gaz a montré jusqu'à maintenant une meilleure fiabilité que le réseau électrique. Il n'y a pas eu de pannes sévères en Suisse à cause du réseau gazier. De plus, le portefeuille des importations de gaz en Suisse est assez varié. Voici la provenance des importations de gaz en Suisse ¹⁴:

- 47% de l'Union européenne
- 23% de la Russie
- 22% de la Norvège
- 8% divers

Pour toutes ces raisons, L'OFEN pense qu'il est moins risqué d'importer du gaz plutôt que de l'électricité.

13. Quels sont les aspects qui sont traités dans une étude d'impact dans le cadre des centrales à cycles combinés?

L'étude d'impact fait partie de l'une des conditions cadres pour l'acceptation des projets de compensation des émissions de CO2 dans le cadre de la procédure d'autorisation pour la construction et l'exploitation des centrales à cycles combinés alimentée au gaz¹⁵.

L'objectif de l'étude d'impact est de vérifier que le projet n'entraîne pas d'effets secondaires négatifs significatifs aux plans écologique (protection de l'air et du climat, protection contre le bruit et les vibrations, protection des eaux, protection des sols, déchets), social ou économique.

¹⁴ Lien internet : <http://www.gaz-naturel.ch/fr/approvisionnement-en-suisse/provenance-du-gaz-naturel.html>

¹⁵ « Manuel EIE: Directive de la Confédération sur l'étude d'impact sur l'environnement », OFEV, Berne, 2009, page 5, sous <http://www.bafu.admin.ch/publikationen/publikation/01067/index.html?lang=fr>



14. Est-ce que les solutions présentées dans le cadre des mesures de réduction des émissions de CO₂ ne risquent-elles pas d'augmenter la consommation d'énergie ?

Dans le cadre des mesures de réduction des émissions des gaz à effets de serre, il est important de pouvoir penser système, par exemple l'utilisation d'un couplage chaleur force alimenté au gaz qui produit d'une part de la chaleur et d'autre part de l'électricité pour alimenter des pompes à chaleur et/ou des véhicules électriques. Il est possible avec un tel système en substituant les chaudières à mazout et à gaz de diminuer les émissions de CO₂ de 8 millions de tonnes¹⁶. De tels projets de compensations des émissions de CO₂ doivent s'inscrire dans le cadre d'une politique énergétique globale qui tient compte des mesures d'économies et d'efficacité énergétique, aussi bien que de la production de chaleur et d'électricité à partir des énergies renouvelables.

15. Où est-il plus judicieux de placer une centrale à cycle combiné (CCC)?

L'emplacement d'une CCC par rapport à un réseau de chauffage à distance (CAD) déjà existant ou à venir dépend d'une part du rendement thermique et électrique souhaité, du niveau de température nécessaire pour le chauffage des bâtiments et la préparation de l'eau chaude sanitaire, et d'autre part de la rentabilité économique, c'est-à-dire de la densité de la consommation de chaleur. De manière générale, il est préférable, si les conditions cadres le permettent, d'avoir un emplacement de la centrale là où les pertes de chaleur sont minimales.

16. Est-ce que l'évolution du prix des matières premières est-il pris en compte dans le cadre des scénarios de l'OFEN ?

Dans ses scénarios, l'OFEN a effectivement pris en compte l'évolution des coûts de l'énergie à la consommation avec la projection d'un taux d'inflation moyen de 1.5% et en fonction du prix du baril de brut à 30 USD et à 50 USD¹⁷.

¹⁶ „Utilisation plus efficace des combustibles fossiles et réduction des émissions de CO₂ pour le chauffage des bâtiments et la production d'électricité en Suisse », F. Rognon, OFEN, Novembre 2008, p. 15, sous http://www.pac.ch/downloads_01.html

¹⁷ „Perspectives énergétiques pour 2035 (tome 1), OFEN, Janvier 2007, p. 7-9, sous http://www.bfe.admin.ch/themen/00526/00538/index.html?lang=fr&dossier_id=01100



L'impact du baril de brut sur les prix à la consommation d'ici 2035 est particulièrement prononcé dans le cadre des scénarios 1 (« Poursuite de la politique actuelle ») et 2 (« Collaboration renforcée »). Dans le cadre des scénarios 3 et 4, les prix à la consommation sont plus élevés dû aux taxes d'incitation, mais ils sont par contre insensibles aux variations du prix de baril de brut.

Cependant, les scénarios-catastrophes ou les révolutions techniques sont exclus des scénarios. Il serait coûteux ou imprudent d'axer une politique sur la pire des évolutions envisageable ou sur une percée technologique inattendue. Parallèlement aux développements des scénarios 1 à 4, l'OFEN a également mandaté en 2007 une étude sur l'influence à long terme de prix élevé du pétrole¹⁸. L'étude s'est intéressée à des scénarios tablant sur des prix du pétrole élevés (de 80 à 140 USD le baril). L'étude a montré qu'un prix du pétrole restant durablement élevé entraîne également une augmentation du prix gaz si forte que les centrales à gaz à cycles combinés ne représentent alors plus une solution bon marché pour pallier au manque de courant.

17. Quels sont les moyens mis à disposition pour promouvoir le développement de la géothermie ?

La géothermie fait partie des technologies qui ont droit à la rétribution à prix coûtant du courant injecté, ce qui lui permet d'être concurrentielle par rapport aux autres technologies. De plus, en accord avec les articles 15a et 15b al. 4 de la loi sur l'énergie (LEn), les projets de centrale géothermique, pour la production d'électricité, peuvent également être cautionnés jusqu'à 50% au plus des frais d'investissement, mais pour un montant maximum de 150 millions de francs. Cependant, ce cautionnement n'englobe pas les installations qui ne produisent que de la chaleur. A cela s'ajoute également l'engagement de l'OFEN dans le cadre de son programme de recherche en géothermie¹⁹.

¹⁸ „Auswirkungen langfristig hoher Ölpreise“, OFEN, Berne, Mars 2007, sous http://www.google.ch/url?q=http://www.bfe.admin.ch/php/modules/enet/streamfile.php%3Ffile%3D000000009127.pdf%26name%3D0000000270007.pdf&sa=X&ei=BLtqTL2qMIW/MOO_unY4J&ved=0CBkQzqQoADAA&usq=AFQjCNFwXEhhc0DMLhYhT6xcSpOVNgAcBg

¹⁹ Lien Internet : <http://www.bfe.admin.ch/themen/00490/00501/index.html?lang=fr>

Commission de l'énergie et de SIG

30 avril 2010

Philippe Verburgh, directeur Clients



Cohérence des politiques énergétiques

Quatre axes complémentaires et indispensables



Economies d'énergies

éco21 et écoclimat

Développer les énergies renouvelables

éolien, photovoltaïque,
minihydraulique,
Chancy-Pougny,
Conflan, géothermie



Achat d'énergie

contrats LT suisses et
étrangers, achats en bourse

Accroître notre efficacité énergétique

Produire la part restante le plus
efficacement et avec le moins d'impact
possible sur l'environnement

Cohérence des politiques énergétiques

Quatre axes complémentaires et indispensables



Economiser



Propre



Commerce



Grande Centrale



NER

Eolien



Potentiel en
Suisse



Potentiel
SIG

Jura et Alpes
200 MCHF

Ren Invest
Alpine Wind
Vento Ludens
LOI avec un 4ème



Objectif SIG
2015

Pourquoi l'éolien ?

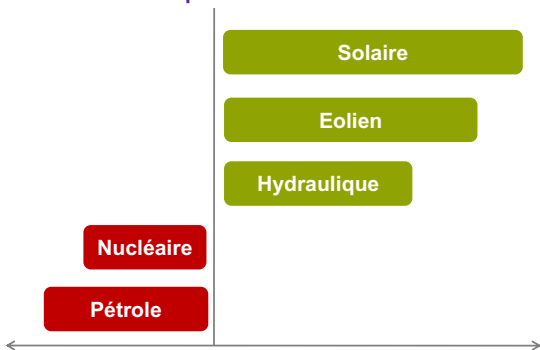


- Energie renouvelable (sa matière première est inépuisable)
- Production d'électricité exempte de CO₂ ou autre déchet polluant
- Rendement élevé
- Une éolienne produit jusqu'à 80 fois l'énergie nécessaire à sa construction, son exploitation et son démontage
- Durée de vie de 20-25 ans
- Valeur ajoutée locale

Une énergie populaire



Popularité



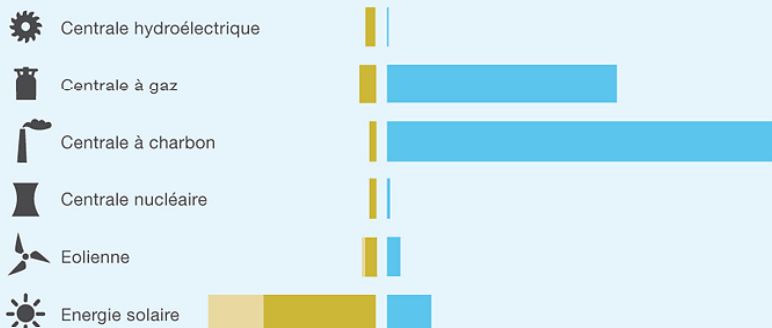
- Le marché de l'énergie éolienne a connu une croissance supérieure à toutes les autres formes d'énergies renouvelables (28% par an depuis 2000).

Le meilleur compromis entre coût et rejet de CO₂



Prix (en ct.) au kWh  Rejet de CO₂ (en grammes) par kWh 

120 80 40 00 200 400 600 800 1000



source : avenirelectricite.ch

L'énergie éolienne génère une électricité fiable



- **Les éoliennes modernes sont robustes. Leurs pales balayent en moyenne 48 tonnes d'air à la seconde**
 - ▶ 48 tonnes = 10 éléphants ou 5 bus !
- **Un rendement important :**
 - ▶ Production d'électricité 75 à 80% du temps
 - ▶ Production dès vent de 3 m/s
 - ▶ Arrêt de production en cas de rafales (>25 m/s)
 - ▶ Potentiel de production en continu de 20 à 25 ans
 - ▶ Une éolienne de 2 MW peut alimenter un village de 2'500 habitants





Avantages pour tous

- Industrie
- Tourisme
- Environnement
 - ▶ réduction des émissions de CO₂
- Protection de la nature
 - ▶ exploitation extensive des surfaces
- Villes, communes
 - ▶ recettes fiscales
- Emplois locaux
- Agriculture
 - ▶ recettes perçues à titre de bail
 - ▶ parc éolien et terres peuvent être simultanément exploités



Un développement harmonieux

- SIG souhaite un développement harmonieux de l'éolien, tenant compte des contraintes environnementales :
 - ▶ Protection de nos paysages,
 - ▶ Protection des milieux naturels.
- SIG ne produit du courant vert que sous la concorde du respect.
- Nous cherchons à concilier :

Développement
local

Lutte contre le
changement
climatique

Respect de
l'environnement

Aspect visuel et nuisances sonores



- 80-100 m de hauteur
- Sur les terrains plats
 - ▶ schéma géométrique simple
- Paysages de collines
 - ▶ la pose suit les courbes de niveau
- Tendances actuelles : revêtement gris clair



- Le niveau sonore à 300 m d'une éolienne est moins de 45 dB(A)
- Ce qui correspond au bruit à l'intérieur d'une maison calme.
- Ces niveaux sonores sont sans conséquence sur la santé.



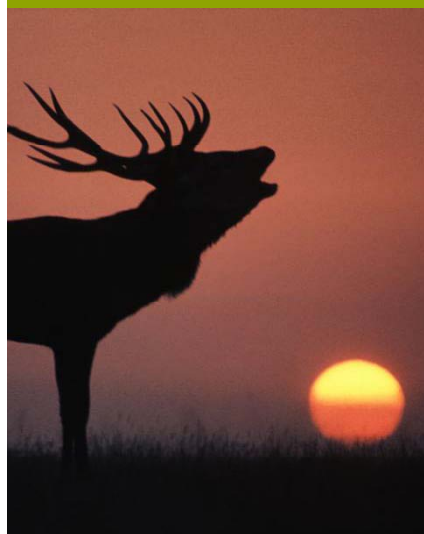
Les oiseaux et les chauves souris



- Il n'y a pas d'incompatibilité fondamentale entre les éoliennes et la protection des oiseaux.
- Une éolienne tue en moyenne un oiseau par année si elle n'est pas située sur un couloir de migration.
- C'est beaucoup moins qu'une ligne à haute tension ou le réchauffement climatique.
- SIG s'engage à choisir les sites de construction de manière à limiter au maximum l'impact avifaune.



Le gibier



- Le gibier s'habitue facilement à la présence d'éoliennes : le comportement et la répartition du gibier sont quasiment identiques avec ou sans éoliennes.
- L'impact le plus important a lieu pendant le chantier.
- Les éoliennes contribuent à préserver notre environnement, ce qui est bon pour la faune sauvage .
- SIG s'engage, dans les sites les plus sensibles, à ne pas entreprendre de gros travaux (terrassements en particulier) au printemps, période de reproduction de la plupart des espèces.

La santé



- Quelques idées fausses :
 - ▶ « Les éoliennes rendent nerveux et peuvent provoquer des accidents »
 - ▶ « Les infrasons rendent insomniaque »
 - ▶ « Les éoliennes provoquent également épilepsie, ionisation de l'air, cancers, fausses-couches... »
- 50'000 éoliennes fonctionnement dans le monde, dont certaines depuis plus de 20 ans : aucun problème de santé n'a été remarqué !
 - ▶ Matériaux de construction non toxiques : acier, fibres de verre, cuivre.
 - ▶ Aucune radioactivité, ni déchet dangereux. Aucun CO₂ ou pollution.
 - ▶ Tension électrique < 20 000 V, câbles enterrés.
 - ▶ Ombre portée des pales sans incidence : aucun riverain immédiat.
 - ▶ Pas d'infrasons.



Les grandes étapes du projet



Merci de votre attention.



Questions/réponses



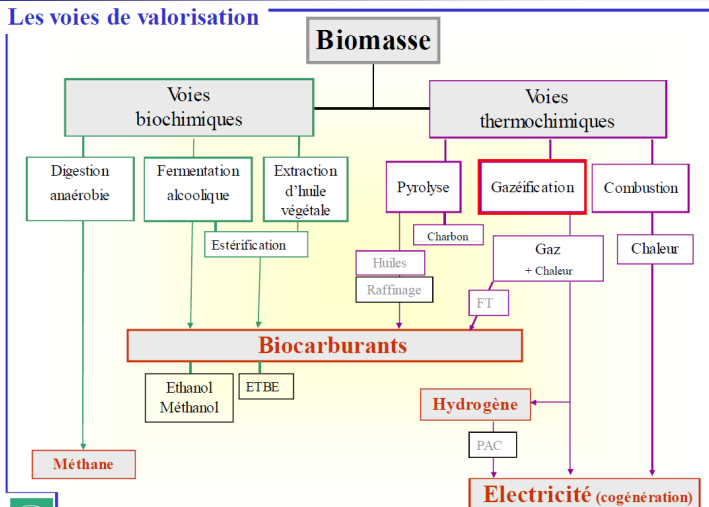
Gazéification et cycle combiné

Une centrale électrique à biomasse à Genève ?

Floriane MERMOUD
26 mars 2010

Biomasse : quelle valorisation énergétique ?

Les voies de valorisation

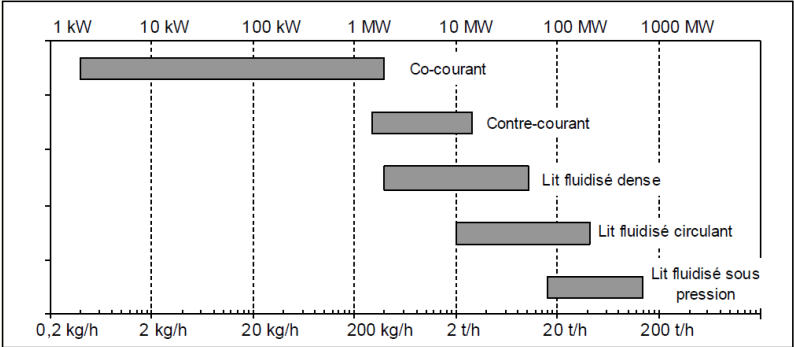


Quelques rappels

- **Gazéification = Transformation thermochimique de la biomasse en un gaz combustible (≠ méthanisation)**
- **Produits**
 - Gaz de synthèse ($\text{CO} + \text{H}_2$)
 - gaz pauvre : 4-6 MJ/Nm³
 - Cendres
 - Goudrons
 - ⚠ valorisation du gaz **blocage**
- **Applications multiples**
 - Cogénération : turbine ou moteur à gaz, pile à combustible
 - Biocarburants 2^{ème} génération : synthèse Fischer-Tropsch
 - Injection dans le réseau de gaz naturel
 - après une étape supplémentaire de méthanation

A chaque niveau de puissance sa technologie

■ Limites techniques

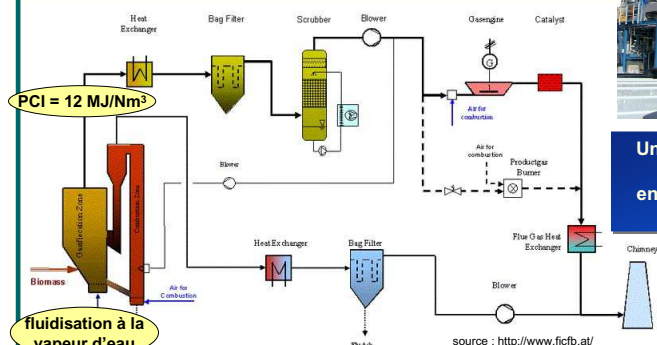


d'après Rensfelt et al.

Güssing (Aut) : LA référence

Lit fluidisé circulant Repotec (2002), MAG

- 8 MW entrée
 - 2 MW_{él} / $\eta_{él}=25\%$
 - 4.5 MW_{th} / $\eta_{th}=56\%$
- $\eta > 80\%$



Une unité de ce type prochainement en Haute Savoie (Fr) (GDF-Suez)

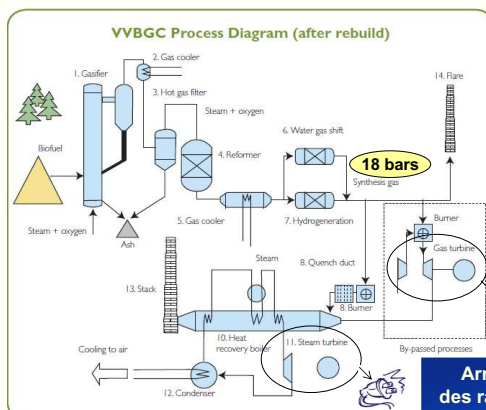
Floriane MERMOUD – 26/03/10

5

Värnamo (Swe) : une expérience réussie

Lit fluidisé circulant sous pression Bioflow, cycle combiné (1996)

- 18 MW entrée
 - 6 MW_{él} / $\eta_{él}=33\%$
 - 9 MW_{th} / $\eta_{th}=50\%$
- $\eta > 80\%$



source : <http://www.vvbgc.se/>

Floriane MERMOUD – 26/03/10

6

Gazéification de biomasse à Genève

60 MW_{élec}
40 MW_{ther} } → 110 MW_{ther} énergie primaire
↳ 700 t bois/jour → 35 camions/jour

Solution	Situation	+	-
1 unité de Gazéification + Cycle combiné	Lignon	-valorisation chaleur sur CAD -traitement gaz (goudrons)	-éloignement de la ressource -trafic généré : 35 camions par jour -espace nécessaire -expérimental à cette taille
1 unité de Gazéification + méthanation + injection réseau gaz nat. + Cycle combiné	extérieur à Genève Lignon	-flexibilité -espace -proximité ressource -pollution urbaine/trafic	-grandes quantités de chaleur non valorisées (rdt?) -conduite de gaz à tirer -centralisation obligatoire -expérimental
10 petites unités de Gazéification + turbine à gaz	réparties sur le canton	-flexibilité -espace unitaire < -trafic unitaire < (3 camions/jour) -valorisation chaleur + facile (locale)	-cycle combiné impossible -augmentation du coût global -rendement électrique pas meilleur qu'une turbine à vapeur

Floriane MERMOUD – 26/03/10

7

Ressource biomasse Genève et aggro

- Quantité nécessaire : > 500 GWh/an
- Potentiel mobilisable (d'après travaux J. Faessler en cours)

	Genève	agglo
	450'000 hts	870'000 hts
Toutes sources confondues	50 GWh	250 GWh
Bois naturel + Bois usagé	25 GWh	150 GWh
<i>Part des besoins CC</i>	5%	30%
<i>Part des besoins élec Genève</i>	0.5%	3%

Floriane MERMOUD – 26/03/10

8

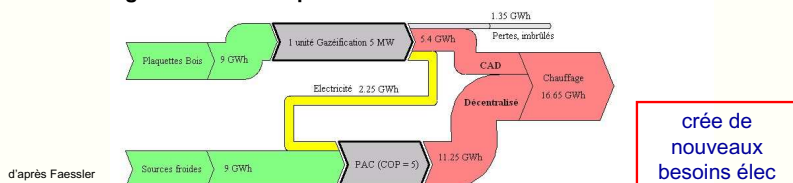
Substitution

■ Fonctionnement en heures de pointe hiver (ruban)

→ cogénération : pointes thermiques et électriques corrélées

■ Transfert de dépendance énergétique, ≠ selon stratégie adoptée :

→ stratégie « tout thermique »



→ stratégie élec

transfert de dépendance
aux fossiles sur les
besoins thermiques

Floriane MERMOUD – 26/03/10

9

Conclusions

■ Possibilités techniques

→ Gazéification + cycle combiné au Lignon

- trafic généré et espace nécessaire

→ Gazéification + méthanation + injection réseau gaz naturel (ext. Genève)

- rendement ?

→ 10 petites unités de gazéification + turbines à gaz à Genève

- mais pas de cycle combiné → turbine à vapeur aussi performante

■ Blocages techniques

→ goudrons

→ expérimental à cette taille

■ Ressource biomasse

→ Genève : 5% besoins CC, aggro : 30% besoins CC

■ Transfert de dépendance énergétique

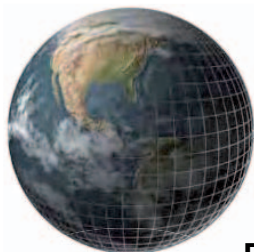
Floriane MERMOUD – 26/03/10

10

Pour en savoir plus

- *Handbook biomass gasification*, KNOEF HAM, 2005.
- ThermalNet: the European Network for biomass pyrolysis, gasification and combustion: <http://www.thermalnet.co.uk/>
- BIOCOGEN: Biomass Cogeneration Network: <http://www.cres.gr/biocogen/>
- Gazobois SA: <http://www.gazobois.ch/>
- Technologie Repotec (lit fluidisé, Güssing): <http://www.ficfb.at/>
- Installation de Värnamo (lit fluidisé, IGCC): <http://www.vvbgc.se/>

Situation et Perspectives des pompes à chaleur et des installations de cogénération

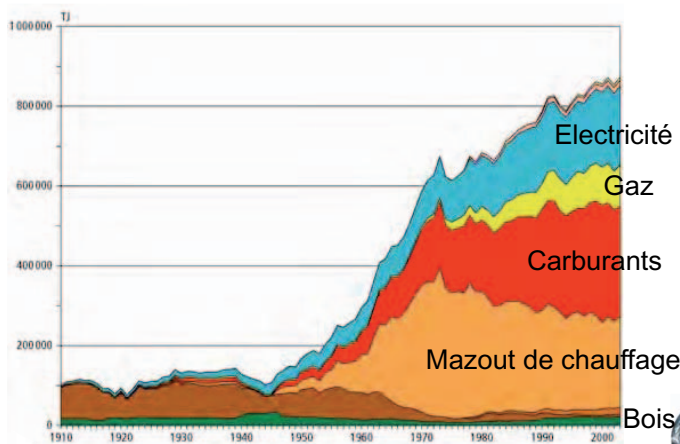


Prof Daniel Favrat
 Inst. de Génie Mécanique
 Ecole Polytechnique Fédérale
 de Lausanne (EPFL)

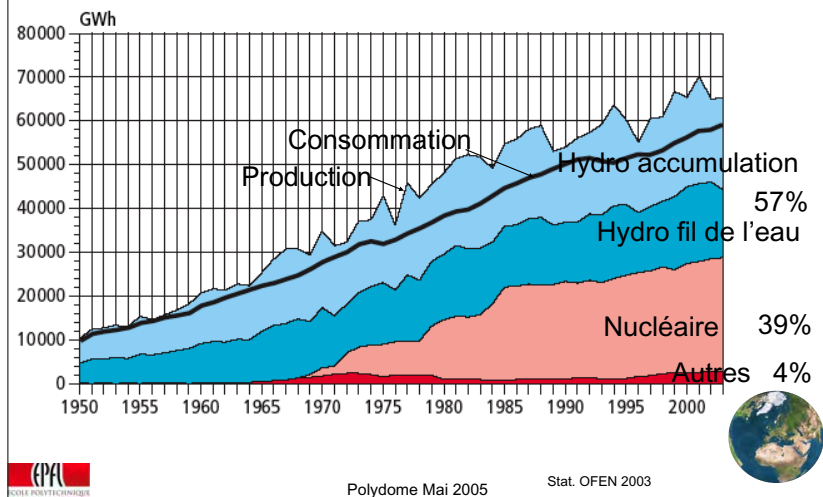


1

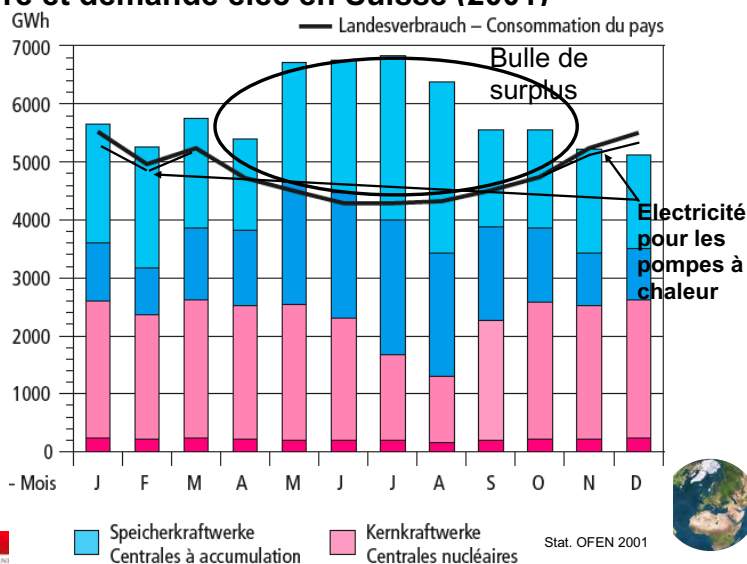
L'importance du chauffage: Consommation suisse d'énergie finale



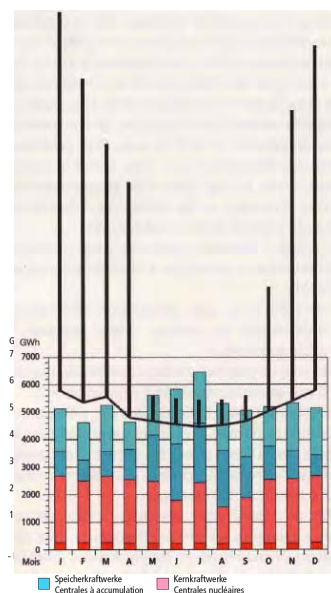
Evolution de la consommation et de la production d'électricité en Suisse



Offre et demande élec en Suisse (2001)



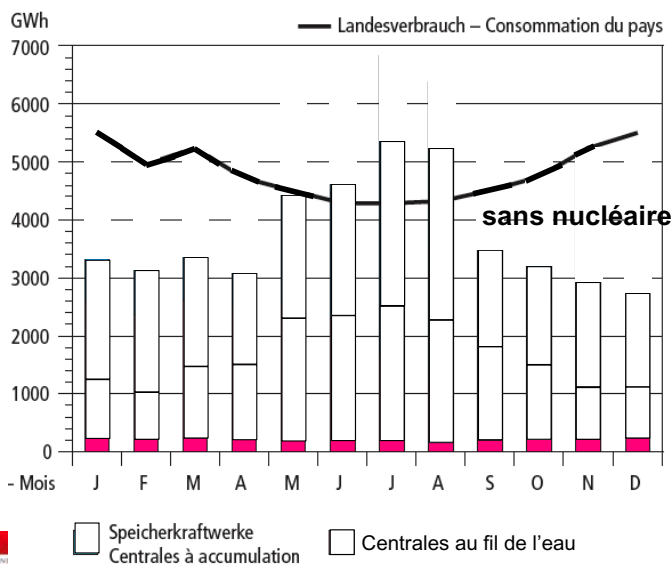
Offre et demande d'électricité en Suisse (2001)



Chauffage
(mazout+gaz)



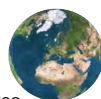
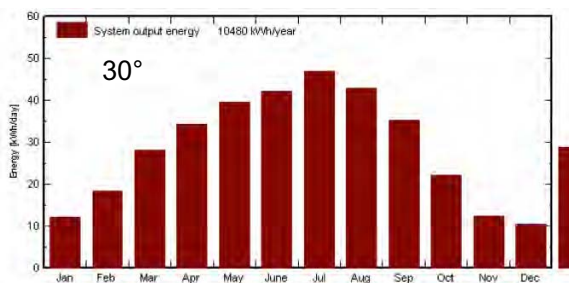
Offre et demande élec en Suisse



Seasonal production from solar photovoltaics

Même dilemme saisonnier:

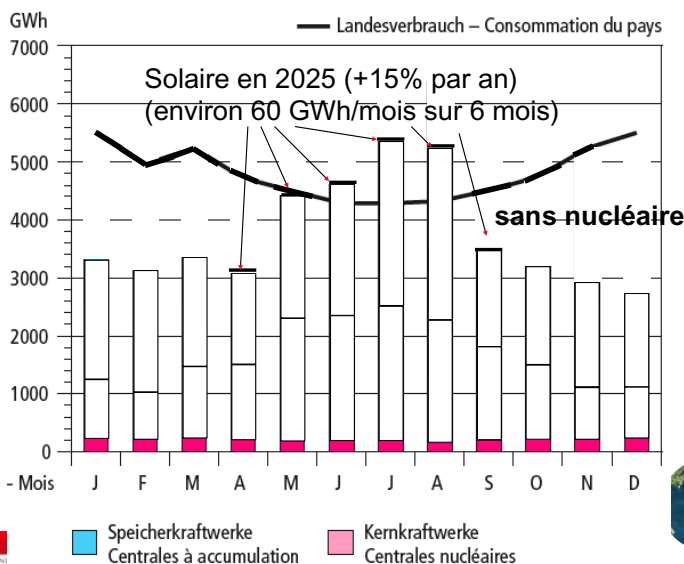
Même si la production en position verticale est plus régulière, elle est néanmoins annuellement plus faible et la production des 4 mois d'hiver est faible



Polydome Mai 2005

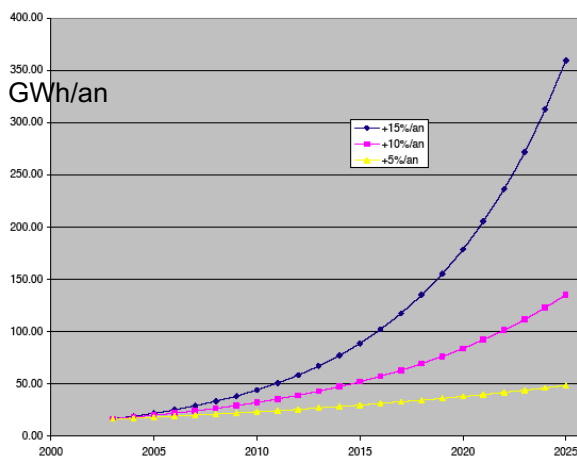
Doc Ch. Roecker LESO

Offre et demande élec en Suisse (2001)



Seasonal production from solar photovoltaics

Même avec une croissance de 15%/an, la puissance délivrable en 2025 est extrêmement faible



Photovoltaïque

- difficile d'avoir une contribution significative d'ici 2025
- production saisonnière peu favorable à la problématique suisse



Conversion de l'énergie:

Solaire

Vent

Hydro

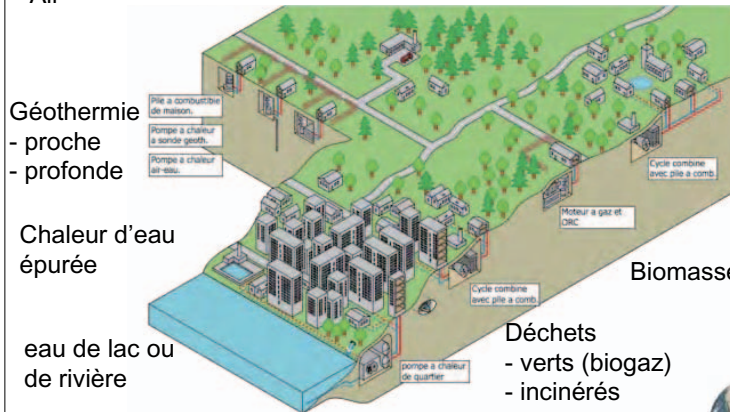
Air

Géothermie

- proche
- profonde

Chaleur d'eau
épuréeeau de lac ou
de rivière

Biomasse

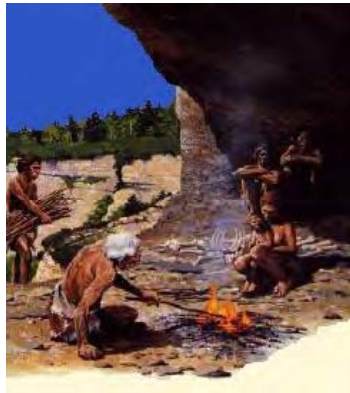
Déchets
- verts (biogaz)
- incinérés

Combustion et chauffage

Les hommes ont découvert
le feu pour le chauffage il
y a 400'000 ans environ

Nous avons mis une boîte
autour appelée chaudière
(pire nous y brûlons en
priorité des hydrocarbures)

Est-ce vraiment une
technologie du 21ème
siècle?

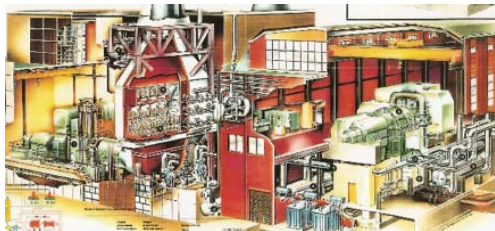


Utilisation rationnelle du mazout ou gaz pour le chauffage

Centrale à cycle combiné



1.00



1.00

Cogénération par pile à combustible ou moteur



Electricité
0.57

Electricité
0.44

Chaleur
0.46

Novembre 2008

2 fois
plus de chaleur

Environnement
1.43 (ou 1.1)



Exemple de 2 alternatives pour le chauffage

a) Centrale à cycle combiné + pompe à chaleur

$$\text{Efficacité} = (0.58 \times 0.97) \times 3.2 = 1.8 \quad \text{ou} \quad (0.58 \times 0.97) \times 4 = 2.25$$

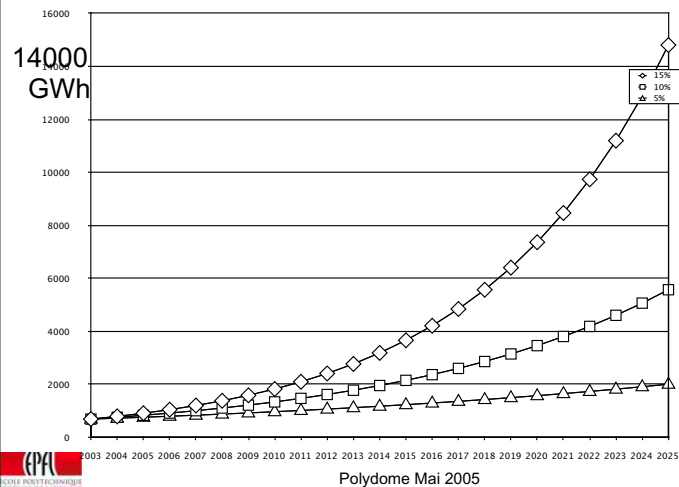
b) Unité de cogénération + pompe à chaleur

$$\text{Efficacité} = 0.41 \times 3.2 + (0.9 - 0.41) = 1.8 \quad \text{ou} \quad 0.45 \times 4 + (0.9 - 0.45) = 2.25$$

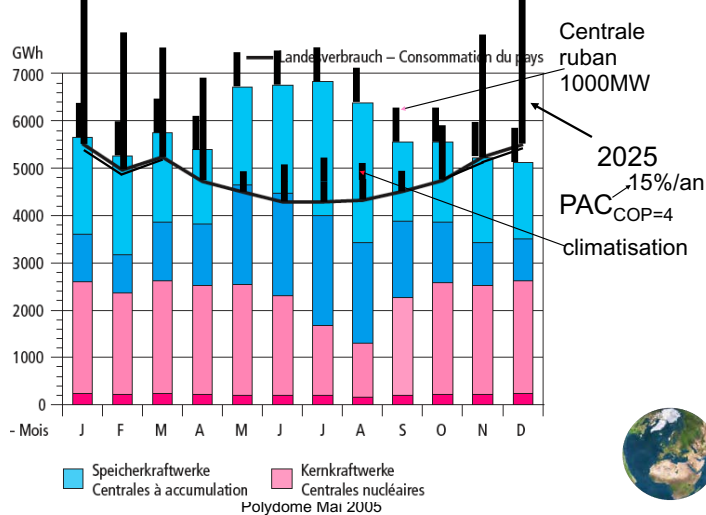
Avec l'augmentation d'efficacité des pompes à chaleur la pression pour de bonnes efficacités électriques des unités de cogénération s'accroît



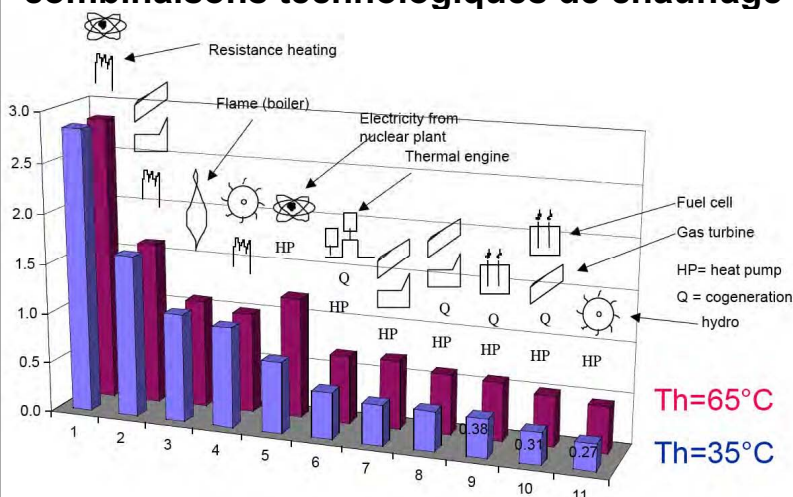
Demande électrique en GWh de pompes à chaleur en fonction du taux de croissance



Offre et demande d'électricité en Suisse Base (2001) + les services de chauffage BT par pompes à chaleur (horizon 2025)



Consommation relative de différentes combinaisons technologiques de chauffage



17

Impératifs des pompes à chaleur

- Les pompes à chaleur sont d'autant plus performantes que la température de chauffage est basse
- Les températures des réseaux suisses de chauffage à distance (année 1935!!) doivent être réduites (50-90°)
- Bénéfices pour
 - géothermie ou solaire thermique
 - stockage saisonnier
 - la récupération des rejets thermiques
 - l'efficacité moyenne des unités de cogénération

18

Conclusions intermédiaires

- **Cesser de considérer l'électricité isolément -> prendre en considération les principaux services énergétiques et leur caractère saisonnier**
- **La combinaison centrale thermique (CC) ou cogénération à gaz avec pompe à chaleur électrique permettrait d'économiser près de 10 à 20% de combustibles fossiles et d'émissions de gaz à effet de serre dans les 20 prochaines années tout en garantissant de façon flexible l'alimentation en électricité et en chauffage**

Tout en pensant à notre industrie manufacturière et d'exportation



Importance des pompes à chaleur (PAC)

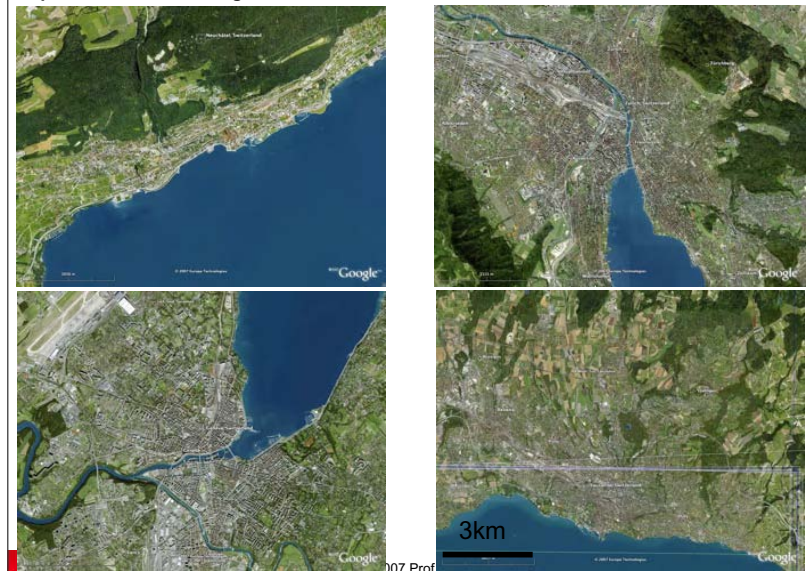
- Que ce soit à partir du nucléaire, des fossiles ou des renouvelables, les pompes à chaleur font parties des technologies clefs pour une utilisation plus rationnelle des ressources en matière de chauffage: elles valorisent l'énergie de l'environnement qui est renouvelable
Des économies de combustibles (ou des réductions de CO_2) de près de 50% sont faisables
(20% de la consommation d'énergie finale en Suisse)
- La rénovation, les villes and l'industrie sont des marchés clefs
Besoin de pompes à chaleur encore meilleures



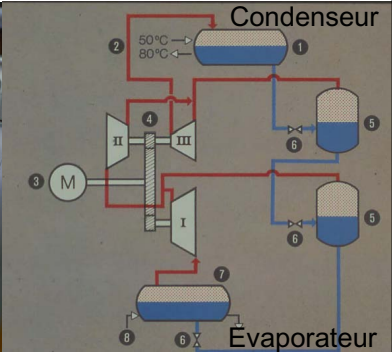
Pompes à chaleur dans les villes

21

Population suisse de long de lacs ou de rivières



Grosses pompes à chaleur de chauffage à distance (3 étages)

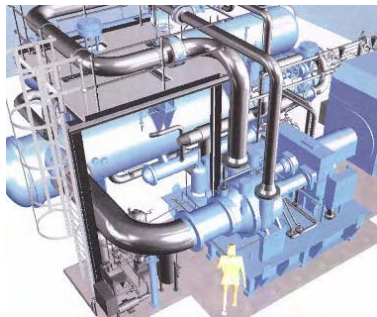


Goteborg: 45 MW_{th}



Fifel 2005

Les grosses pompes à chaleur: une fabrication suisse

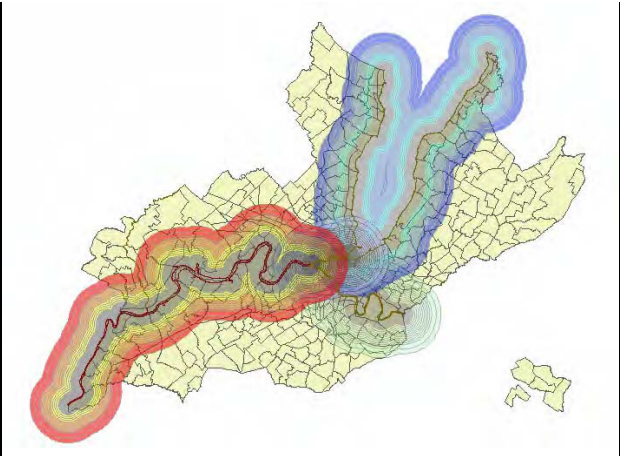


Puissances thermiques jusqu'à 35 MW



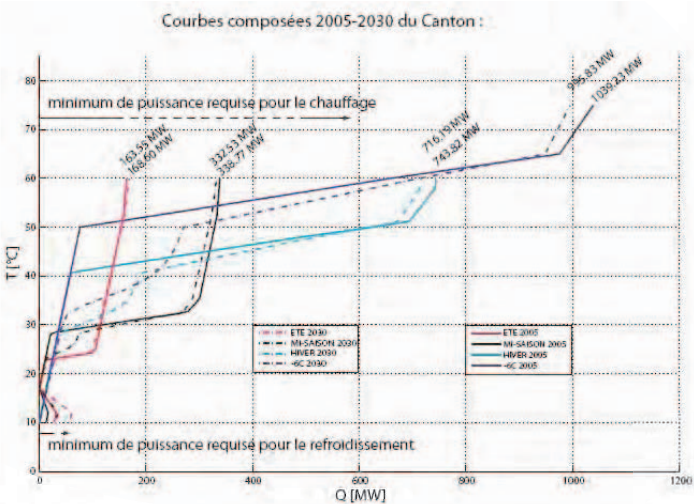
Fifel 2007 Prof D.Favrat

Courbes d'isodistance à genève



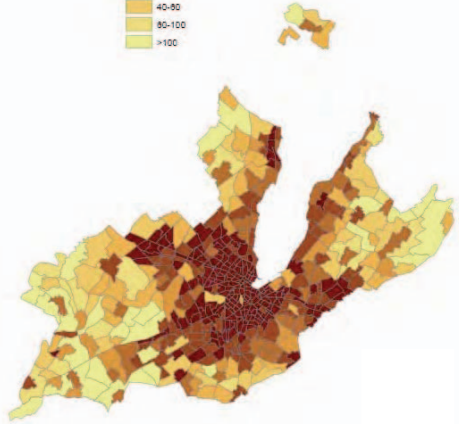
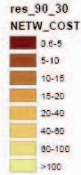
Fifel 2007 Prof.D.Favrat

Demande de chauffage et de climatisation



Coût de réseau

Coût annualisé du réseau (à 90 °C, en 2030) [CHF/MWh]

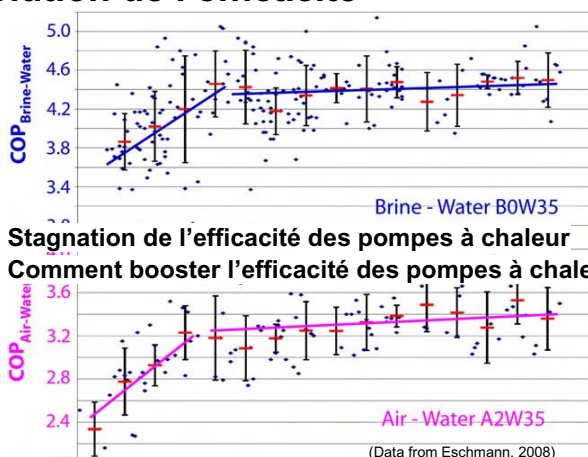


1101 2007 1101 D. David

Les pompes à chaleur domestique (villa, petits immeubles)

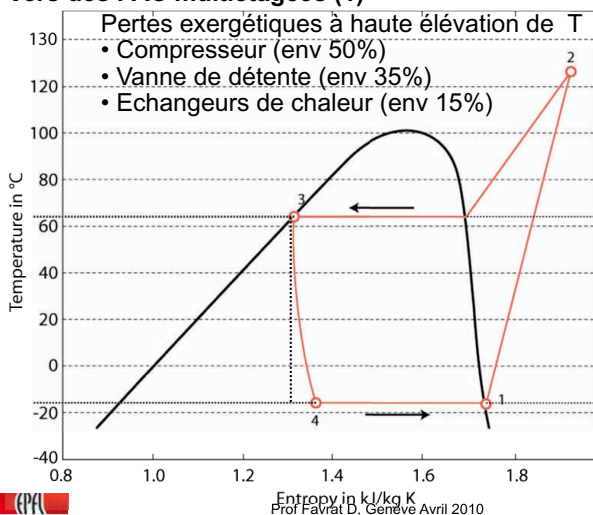


Evolution de l'efficacité



29

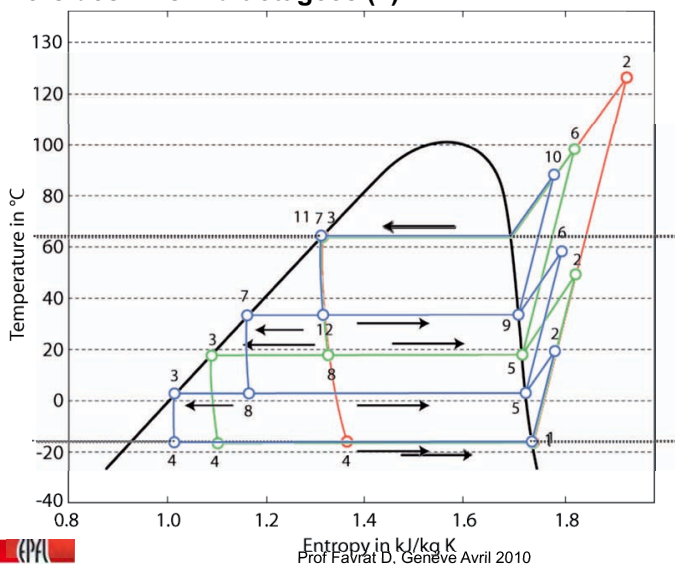
Vers des PAC multiétagées (1)



11

Prof Favrat D, Genève Avril 2010

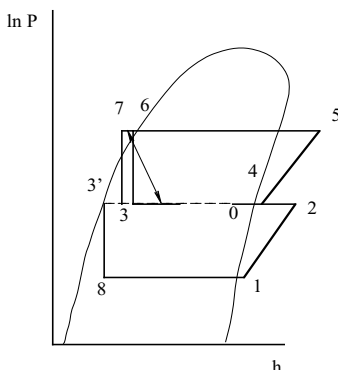
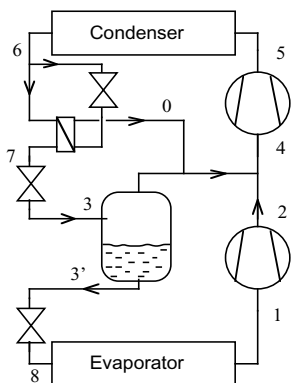
Vers des PAC multiétagées (2)



Entropy in kJ/kg K
Prof Favrat D, Genève Avril 2010

12

PAC biétagée



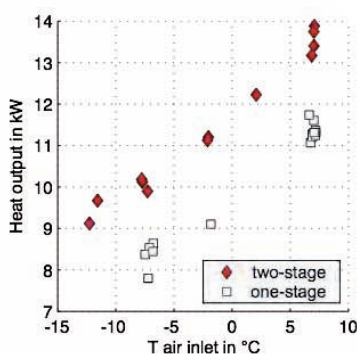
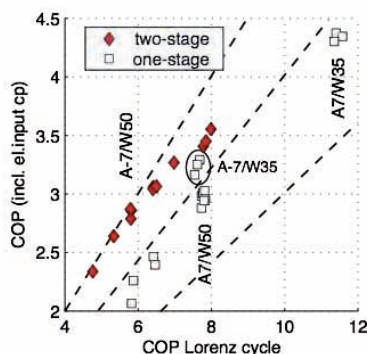
1997: PAC biétagée avec un compresseur à vitesse variable

2002: +un premier étage de booster (doublement de la puissance de chauffage avec la même PAC)

Prof Favrat D, Genève Avril 2010

13

PAC air-eau biétagée avec 2 compresseurs scroll



⊕ Increase of COP +12%

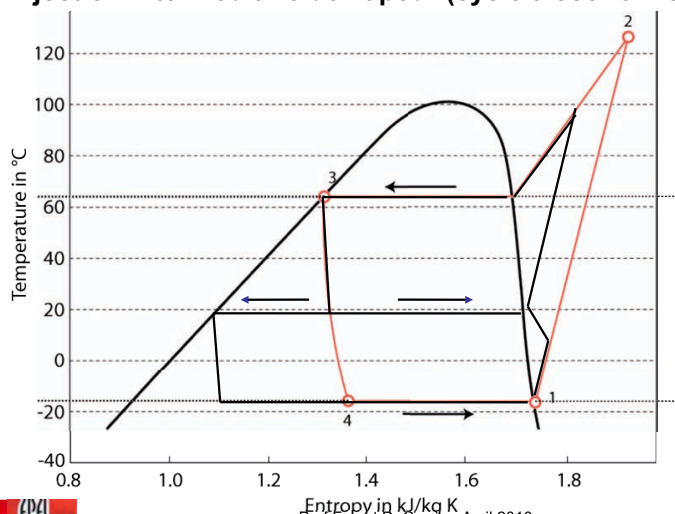
⊕ Increase of heat rate +24%

From thesis Zehnder (2004)



Prof Favrat D, Genève Avril 2010

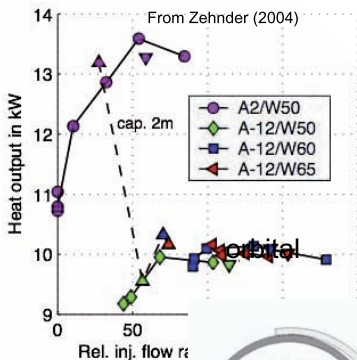
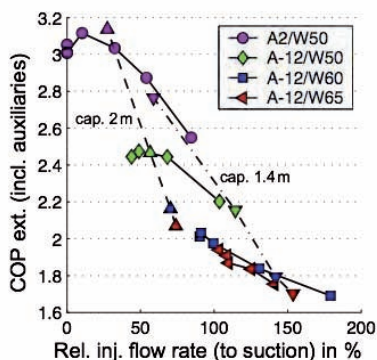
Le cycle biétagé du pauvre: compression monoétagée avec injection intermédiaire de vapeur (cycle à économiseur)



Prof Favrat D, Genève Avril 2010

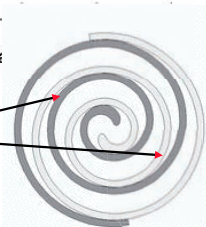


Performances d'une PAC air-eau avec un compresseur à injection de vapeur



- ★ | Slight increase of COP
- ★ Heat rate increase of 20%

Economizer
ports



Prof Favrat D, Genève Avril 2010

Vers une vraie PAC bi-étagée et sans huile

- Les concepts de PAC avec compresseur scroll et injection de vapeur sont bien établies (excellente alternative pratique aujourd'hui)
- Les cycles bi-étagés apparaissent mais souffrent du problème de l'huile (migration, dépôts dans les évaporateurs à tubes améliorés, etc.)



2 parmi les futures solutions :

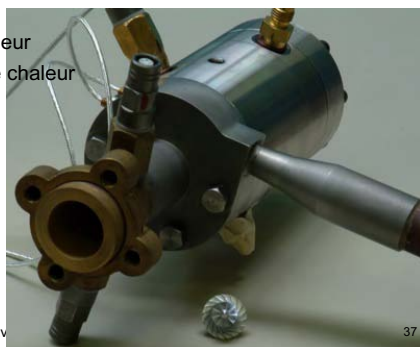
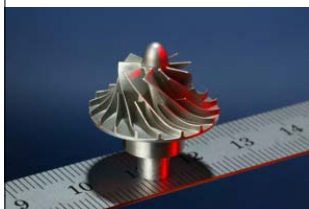
- Scroll corotatif et sans huile
- Turbocompresseurs bi-étagés à entraînement électrique direct et sans huile



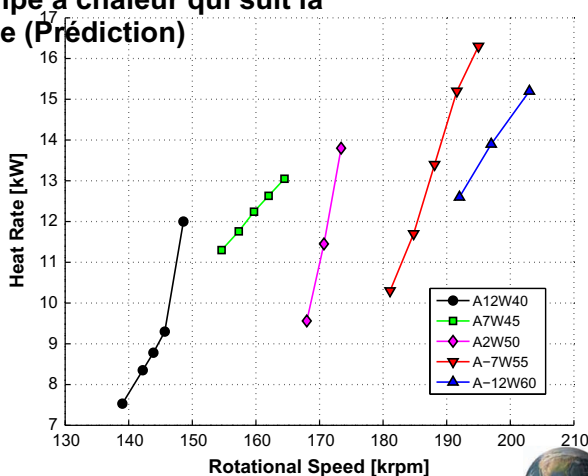
Prof Favrat D, Genève Avril 2010

Turbo sans huile avec entraînement électrique à haute

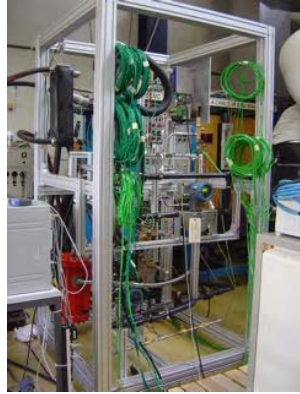
- Meilleure efficacité (à 2 étages)
- Regulation continue de la puissance (moteur à aimants permanents)
- Pas d'huile, recyclage de frigorigène facilité, ...
- Miniature, peu de matériaux
- Evaporateur plus compact, meilleur (meilleur coefficient de transfert de chaleur sur les surfaces améliorées)



Une pompe à chaleur qui suit la demande (Prédiction)

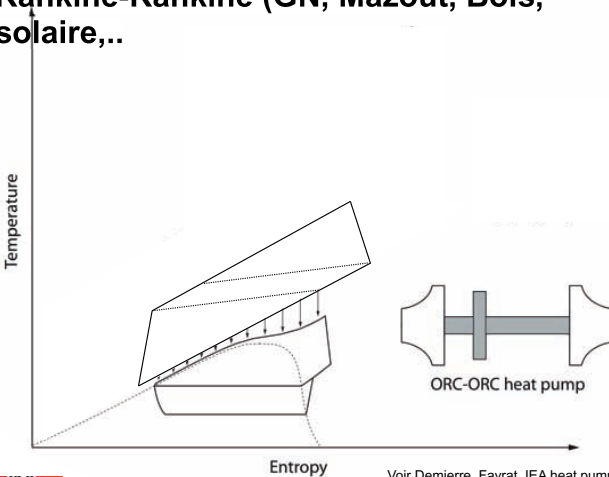


Stand d'essai



39

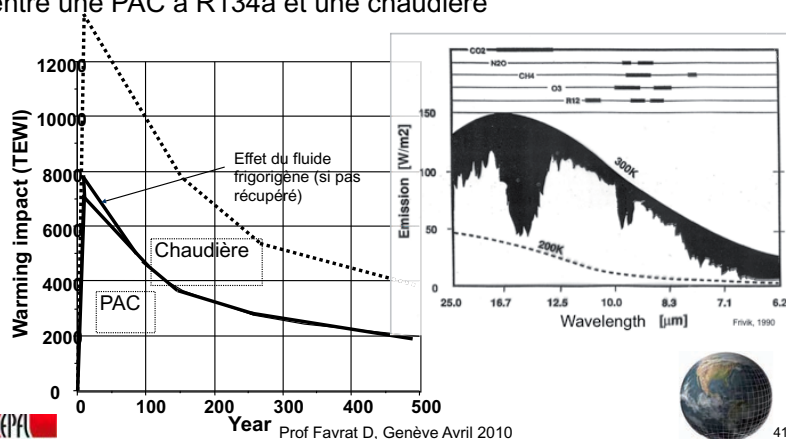
Autres concepts de PAC sans huile:
PAC à entraînement thermique de type
Rankine-Rankine (GN, Mazout, Bois,
solaire,..



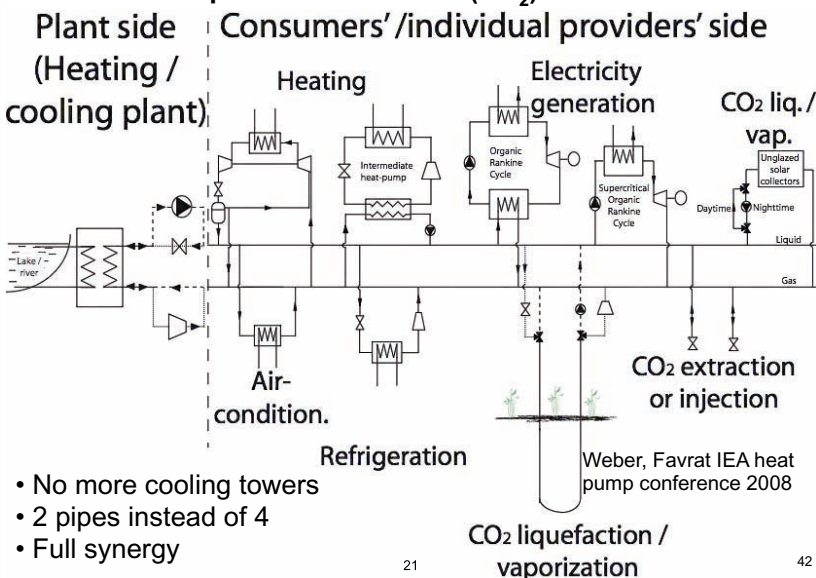
40

Un problème important: les incertitudes exagérées pour les fluides frigorigènes HFC des PAC hermétiques

Comparaison de l'effet de réchauffement global (TEWI) entre une PAC à R134a et une chaudière



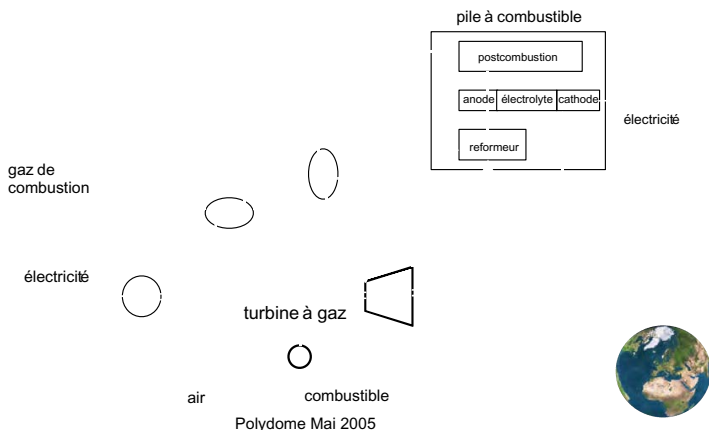
Nouveau concept de réseau urbain (CO₂)



L'option ultime:

Centrale à cogénération à cycle combiné pile à combustible - turbine à gaz + PaC

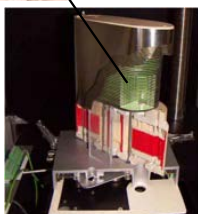
Efficacité de chauffage $0.65 \cdot 4 + (0.9 - 0.65) = 2.85$



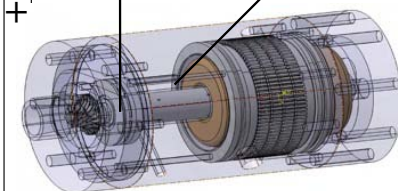
2. Vision : SOFC+ μ T hybride



SOFC
Stack &
System

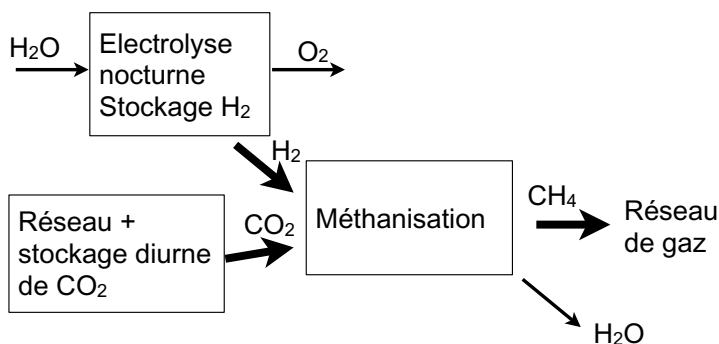


2-6 kW 200 krpm turbocompressor



> 60% de rendement électrique?

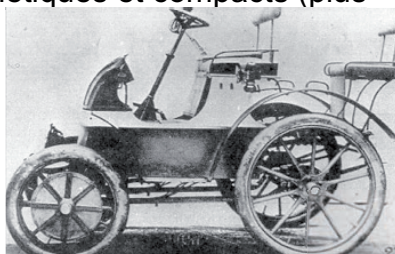
Extension au stockage et à la reconversion du CO_2 en CH_4



Pompes à chaleur et ORC en transport

- PAC prometteuse pour le chauffage et la climatisation alors que les voitures deviennent très efficaces (alternative aux brûleurs accessoires)
- ORC pour la récupération des pertes thermiques des grands véhicules
- Besoin de concepts hermétiques et compacts (plus facile avec les hybrides)

*Porsche's hybrid
1905*



Conclusions

- Les pompes à chaleur (PAC) ont un rôle essentiel à jouer notamment en substitution de chaudières: habitat, industrie, commercial and transport
- Des progrès technologiques majeurs sont possibles et nécessaires (multiétagé, miniature, sans huile, vitesse variable, moteurs électriques à haut rendement, concepts de systèmes urbains, alternative aux PAC à absorption pour la tri-génération, compresseurs à vapeur avancés)
- Les systèmes de cogénération à piles à combustible (pac), vont devenir si performants que le couplage pac-PAC va devenir impératif



Prof Favrat D, Genève Avril 2010



47

Conclusions

- Penser global (services énergétiques)
- Penser saisonnier
- Penser à notre industrie de production d'équipement

Priorité:

(Co-)génération thermique + pompes à chaleur



Polydome Mai 2005



- L'âge de la pierre ne s'est pas terminé faute de pierres
- N'attendons pas la fin du pétrole pour agir intelligemment

(entendu d'un représentant de Shell !!)

daniel.favrat@epfl.ch

Prof Favrat D, Genève Avril 2010



Le potentiel Photovoltaïque

André Mermoud

Institut des Sciences de l'Environnement / Groupe Energie
Université de Genève

andre.mermoud@unige.ch
23 avril 2010



Sommaire

- Le potentiel solaire
- Chiffres-clé
- Contribution à la production de réseau
- Les installations Genevoises - Prospective
- Comparaisons avec la Suisse et l'Allemagne
- L'évolution du marché - coûts
- L'impact environnemental



Le potentiel solaire

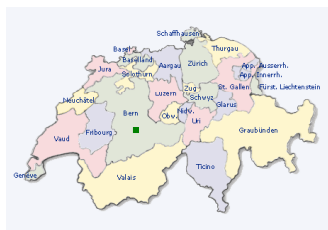
Puissance solaire interceptée par la Terre:

174'000 TW soit **342 W/m²** moyenne plan horizontal

Au niveau de la mer: reste 50% **169 W/m²** en moyenne

Energie: **1.5 * 10¹⁸ kWh/an**

6500 x la consommation mondiale d'énergie (**10 GTep**)



Surface recevant du soleil
l'équivalent de la
consommation d'électricité
en Suisse :

7 x 7 km²

Pour faire 20% de notre
électricité actuelle :

11 x 11 km² de capteurs

Technologies du PV



Deux grandes classes de technologie:

Capteurs Si-cristallins

Efficacité cellules 15 - 18 %

Efficacité modules 12 - 15 %

=> 8 m² de capteurs par kWc

2005 : 94% du marché

2008 : 88% du marché

Capteurs en couches minces

Efficacités 6 - 11 %

=> 2 x plus de surface nécessaire

Fort potentiel ↘ des coûts de fabrication

2009: moins de 1 US\$/Wc (prod).

Très forte progression depuis 2006

Quelques chiffres-clés

Puissance lumineuse du soleil, perpendiculaire	1000 W/m ²
Energie sur plan horizontal à Genève	1250 kWh/m ²
(à Dakar	2200 kWh/m ²)
Puissance moyenne horizontal à Genève	137 W/m ²
Unité de puissance d'une installation PV	1 kWc
(puissance produite sous 1000 W/m ² et 25°C)	
Surface de capteurs correspondante:	8 m ² / kWc (Si-c)
ou:	0.8 hectare / MWc
Energie produite par une installation PV	
(optimale à Genève)	1000 kWh / kWc
	120 kWh / m ²
=> Facteur d'utilisation d'une installation PV	11 %
(= fraction de temps opérationnelle équivalente à Puissance nom.)	



L'apport du PV à Genève

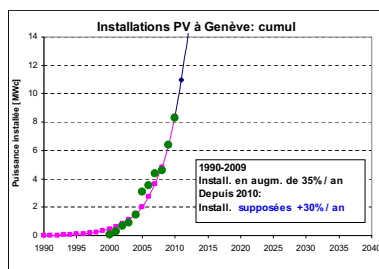
Consommation électrique du canton:	2'960 GWh	746 W/hab
dont usages domestiques:	31 %	230 W/hab
Production Photovoltaïque 2009:	6.0 GWh	13.3 kWh/hab
(0.2% de la consommation électrique totale)		1.5 W/hab
Installations PV actuelles	6.4 MWc	14.0 Wc/hab
Surface de capteurs	51'000 m ²	0.11 m ² /hab

Si on veut passer à 20% de la consommation électrique globale:

Production Photovoltaïque	593 GWh	150 W/hab
→ il faut installer	625 MWc	1.4 kWc/hab
Surface de capteurs	5 millions m ²	11 m ² /hab
(1.8 % de la surface du Canton)		
(30 m ² de bâtiments/habitant)		



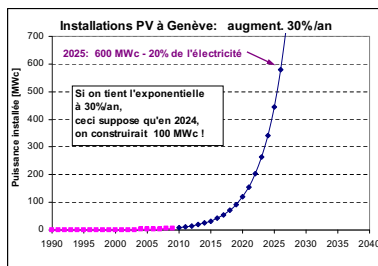
L'apport du PV à Genève



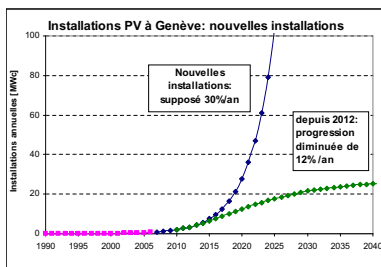
Si on continue à +30%/an:
600'000 kWc installés en 2025

1990: première centrale 3 kWc
2009: 6'400 kWc installés
représente une augmentation annuelle
des installations de 35 %

Politique volontariste :
Subventions + Tarif de rachat
ou Bourse Solaire



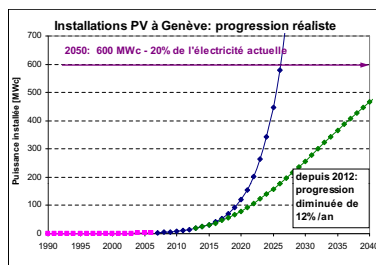
L'apport du PV à Genève



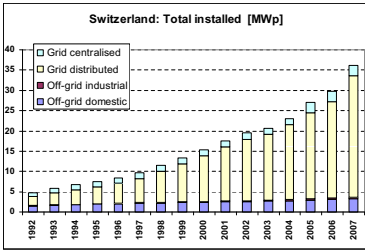
Avec limitation de la progression:
600'000 kWc installés en 2050

Mais une progression purement
exponentielle n'est pas réaliste !

Si la progression des nouvelles
installations est limitée à 25 MWc/an :



L'apport du PV en Suisse



Installés fin 2007: 36.2 MWc
4.7 Wc/hab

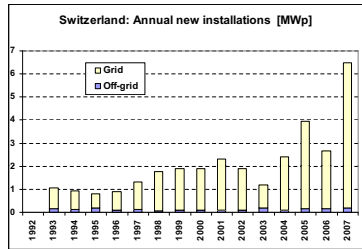
Production PV /consomm. élec. 32 GWh
0.05 %

Nouvelles installations PV:
3 MWc/an "stable"

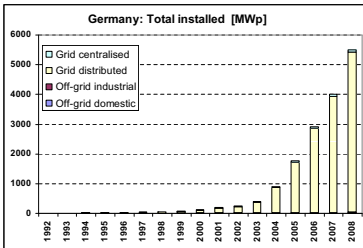
Fin du programme Energie 2000 !

Objectif 20% de la consommation:
=> installation de 14'000 MWc
(0.28% de la surface Suisse)

avec +30%/an: atteint en 2033
+20%/an: 2044
+10%/an: 2076



L'apport du PV en Allemagne

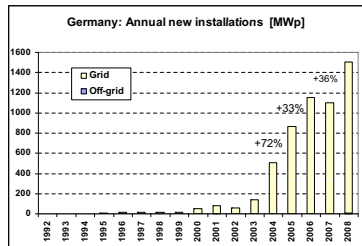


Installés fin 2008: 5'500 MWc
67 Wc/hab

Production PV 0.66 % cons.

Nouvelles installations 2008
1'500 MWc/an

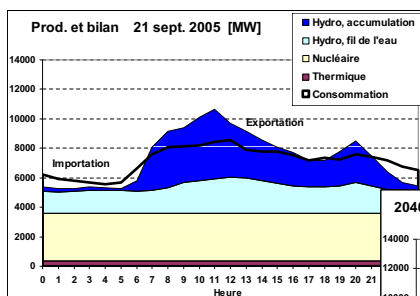
Augm. de +50%/an depuis 1990 !



Si l'Allemagne continue avec +30%/an :
Objectif 20% d'électricité PV
=> 168 GW installés, atteint en 2020



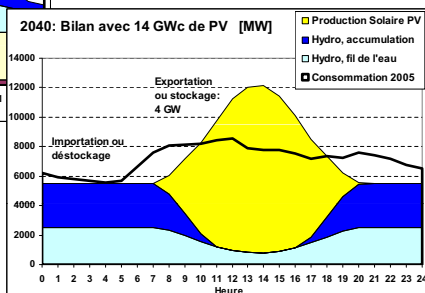
Limitations réseau: 20% de PV



Réseau Suisse:

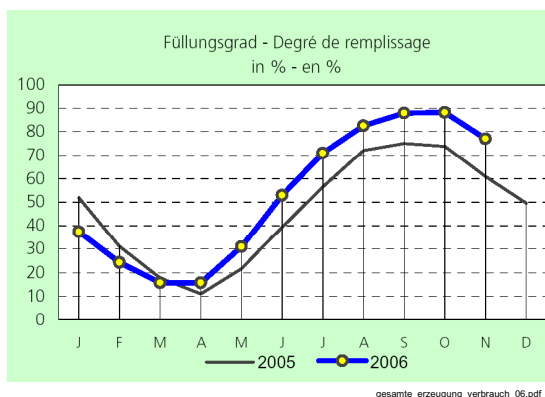
Profil de productions et consommations 2005

Profil possible avec production PV pour un parc de 14 GWc et beau jour sur tout le pays: 4 GW de surproduction à stocker ou exporter (ou réguler) !



Stockage saisonnier

A la fin de l'été, les bassins d'accumulation sont pleins ...



Coûts du système et de l'énergie

Prix d'un système PV en Suisse: < 10 kW 8.00 - 11.50 F / Wc
(IEA-PVPS, 2006) > 10 kW 7.50 - 9.50 F / Wc

Réalité, à Genève (2001-2003) 10.00 - 13.00 F / Wc
Intégré + 20 à 30% 12.00 - 17.00 F / Wc

Prix du kWh produit: dépend

- De l'investissement (intégration, type de modules, tracking, etc)
- Des conditions de prêt (durée et taux d'intérêt, usuel 20 ans à 4%)
- Du système (orientation)
- De la localisation (Genève 1000 kWh/kWc, Espagne 1600 kWh/kWc)
- De la dégradation éventuelle du système, remplacement onduleurs, assurance, ...

Prix indicatif pour une installation "moyenne" en Suisse (amort. 20 ans 4%):

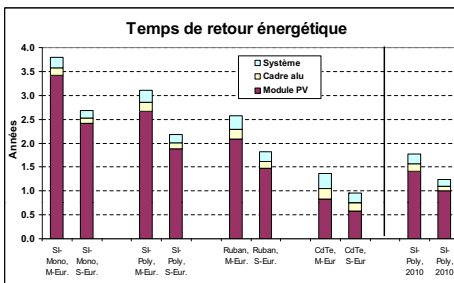
- Environ 60 - 80 ct/kWh
- Façade: 70% de l'optimal: 100 ct/kWh
- Sud de la France ou Espagne: 1500 / 1000 kWh/kWc 45 ct/kWh
- Dégradation de 0.5%/an: au bout de 20 ans 66-88 ct/kWh



Temps de retour énergétique

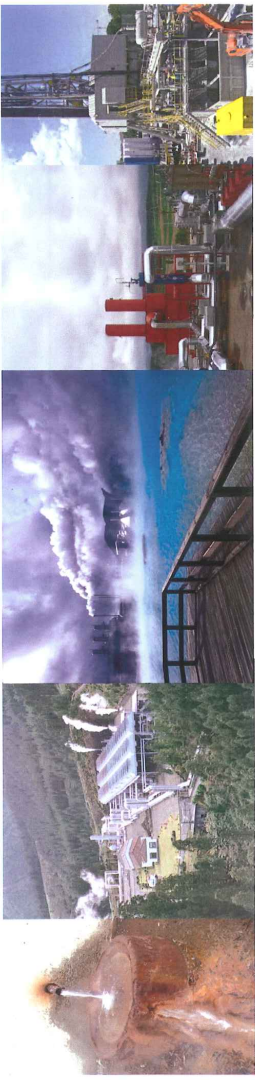
L'Energie grise dépend:

- de la technologie (ici: mono: Wafer de 300um, effic. 14%, pessimiste)
- évolue rapidement (Silicium SOG, épaisseur Wafer, efficacité, etc)
- de la situation géographique (med-Eur, 1200 kWh/m2, sud-Eur 1700 kWh/m2)
- de la mise en œuvre (orientation, tracking),



Conclusions

- La ressource solaire est indispensable
 - ⇒ la technologie PV doit être significative à long terme
- Peut représenter 20% de la consommation d'électricité
(pas de stockage possible)
- Puissance nécessaire 1.4 kWc par hab. ($11 \text{ m}^2/\text{hab}$, 30% du bâti)
- Ce développement demande du temps et de l'investissement
- Prix du kWh: 65 ct actuellement, parité de ~30 ct d'ici 2020 (?)
- Nécessite une adaptation du réseau électrique
- Empreinte écologique: temps de retour 1-2ans, recyclage à évaluer.



La chaleur et le froid du sous-sol: le potentiel de la géothermie est une chance pour la Suisse

Dr. François-D. Vuataz
 Laboratoire suisse de géothermie - CREGE
 CHYN - Univ. de Neuchâtel - 2000 Neuchâtel
 francois.vuataz@unine.ch - www.crege.ch

Genève - Soultz, le 11 juin 2010

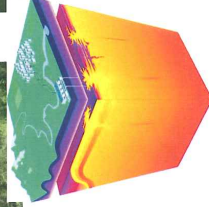
Thèmes abordés

- Situation de l'énergie
- Chaleur de la terre: origine, mesure, extraction
- Utilisation de la géothermie dans le monde
- Diversité des applications en Suisse
- Avantages, problèmes, potentiel



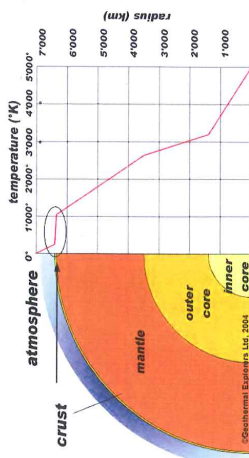
La GÉOTHERMIE : une partie de la réponse aux questions énergétiques d'aujourd'hui et de demain

- Faible acceptation de la société vis-à-vis des projets liés à l'énergie (éolien, hydraulique, nucléaire).
- Pas de solution énergétique unique envisageable à court et moyen terme !
- De nombreuses technologies à disposition pour produire (et économiser) l'énergie thermique et électrique (p.ex. construction, chauffage, climatisation).
- La **géothermie**, parmi les « nouvelles » énergies renouvelables, fait partie des réponses possibles pour la Suisse, pour l'Europe et le Monde: elle fournit de la chaleur, du froid et de l'électricité.



Origine de la chaleur de la Terre

- 62 % de la chaleur émise par notre planète a pour origine la décroissance des éléments radioactifs contenus dans les minéraux des roches (famille de l'uranium). Une petite partie vient du refroidissement du noyau.
- 99 % de la masse de la Terre est à plus de 1000 °C et seulement 0.1 % est plus froid que 100 °C !
- 30 °C/km représente l'accroissement moyen de la température avec la profondeur dans les premiers kilomètres de la croûte terrestre.
- 150 to 250 °C peuvent être trouvés à la profondeur de 1 km dans les zones volcaniques actives.
- La géothermie représente la chaleur (et le froid) de la Terre qui peut être utilisée comme énergie.



Structure interne et température de la Terre

**Chaleur de la Terre :
manifestations de surface**

Travertin

Source thermale
(en Suisse, env. 15
systèmes >20°C)

Pas de
manifestation
visible



Geyser

Fumerole



Mare de boue

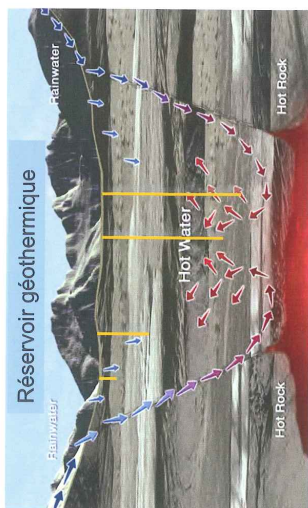


Volcan



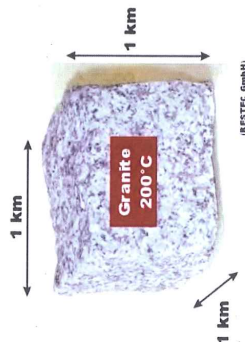
Extraction de la chaleur de la Terre

- Pour extraire la chaleur des roches et l'apporter à la surface : fluide caloporteur.
- Prospection des eaux souterraines profondes.
- Si la roche est faiblement perméable : création d'un échangeur de chaleur par stimulation hydraulique.
- A faible profondeur: installation d'échangeurs de chaleur en forage.



Potentiel d'énergie libérée

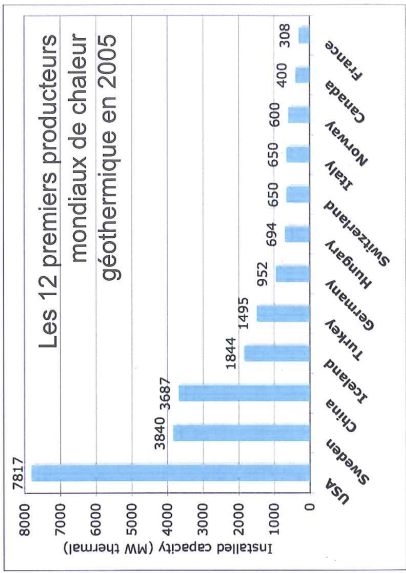
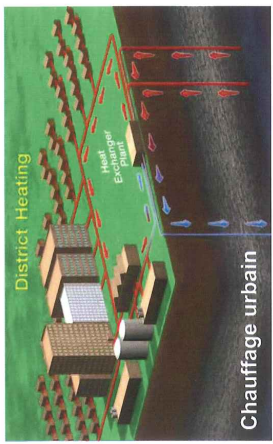
Exemple: bloc de granite de 1 km³ refroidi de 200 à 180 °C
 = 10 MW électriques pendant 20 ans.
 = Energie électrique de 10'000 habitants.
 = Equivalent annuel de chauffage de 350'000 logements.
 = 1'275'000 tonnes de pétrole



Usages directs de la géothermie dans le monde



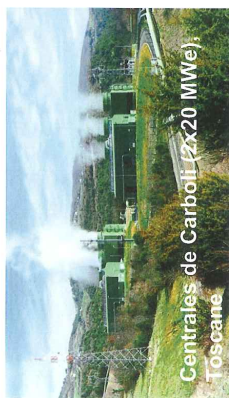
98 % de Reykjavik chauffé par la géothermie



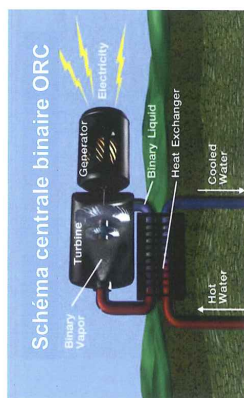
En 2010, 78 pays produisent 51'000 MW de chaleur à partir de la géothermie (y compris applications PAC).

Sous notre climat, une puissance de 1 MégaWatt thermique permet d'assurer le chauffage de 150 à 190 équivalents-logements !

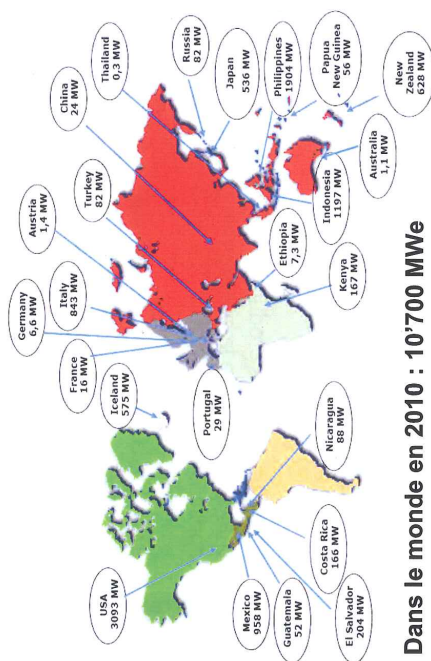
Production d'électricité géothermique dans le monde



Centrales de Carbolii (2x20 MWe),
Toscane



crege
Laboratoire suisse
de géothermie



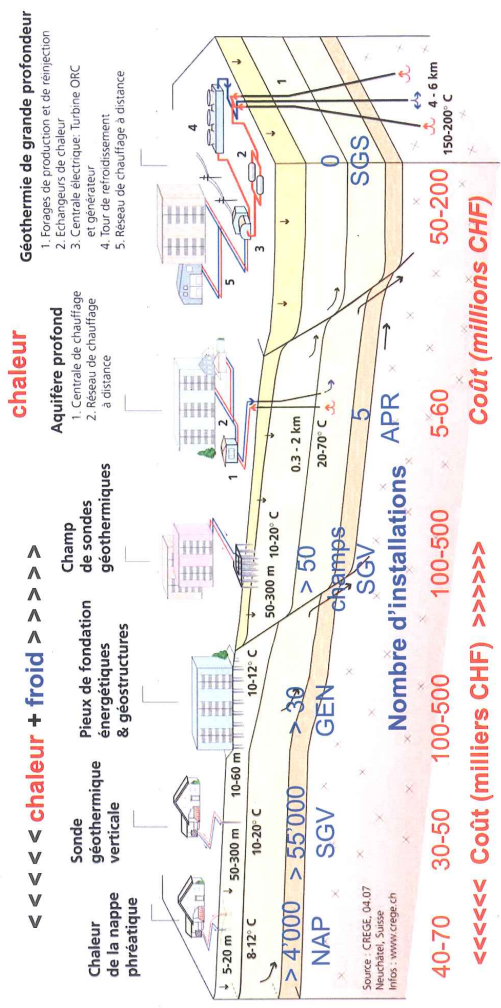
Dans le monde en 2010 : 10'700 MWe installés dans 24 pays

Plus de 60 millions d'habitants dans 24 pays sont
alimentés par de l'électricité fournie par 490 centrales
géothermiques.

*Une puissance de 1 MégaWatt électrique permet
d'alimenter plus de 1200 habitants en Suisse ... et 9'000
aux Philippines !*

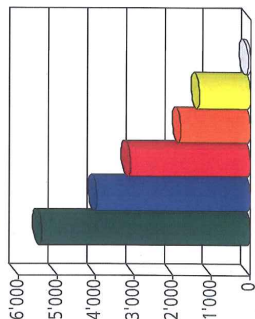
Types d'exploitation de la chaleur de la Terre en Suisse

électricité + chaleur

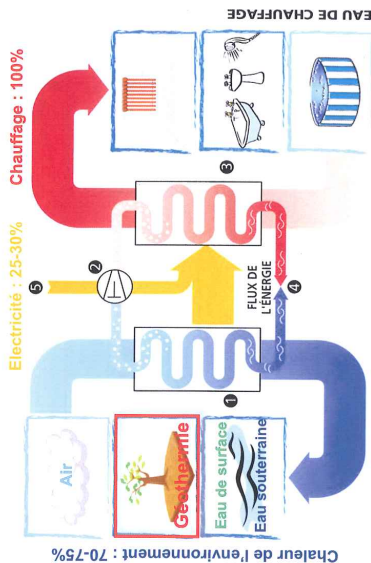


Pompes à chaleur (PAC) pour les chauffages géothermiques en Suisse

- Au total, 136'000 PAC installées et 21'000 vendues en 2008 (+24%).
- PAC: consomment 1.7 % électricité et produisent 3% chaleur de la Suisse.
- Les PAC substituent 323 millions de litres de mazout.
- Les PAC évitent l'émission de 822 millions de kilos de CO₂.



crege
Laboratoire suisse
de géothermie

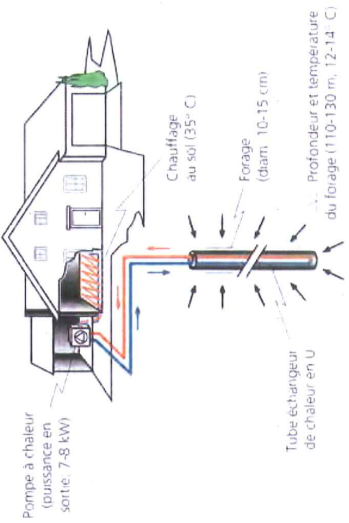


PAC: Schéma de principe

Emissions de CO₂ (kg/an)
d'une installation de
chauffage pour une villa
familiale

Sondes géothermiques verticales

- Sonde géothermique verticale = échangeur de chaleur installé dans un forage.
- Circulation d'eau en boucle dans un double tube en U: extraction de l'énergie du sous-sol.
- Le fluide passe par une pompe à chaleur (PAC), est porté de 10 à 35 °C et circule dans les planchers chauffants.
- La géothermie fournit 75 % de l'énergie et le 25 % restant est représenté par l'électricité alimentant la PAC.
- > 55'000 sondes géothermiques verticales.



Sonde géothermique verticale pour une villa familiale

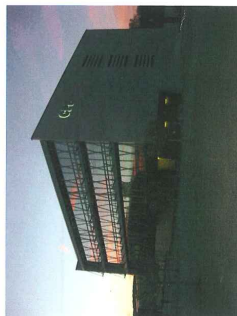


Forage de 2 sondes géothermiques de 70 m à Bevaix

Champs de sondes géothermiques et sondes profondes

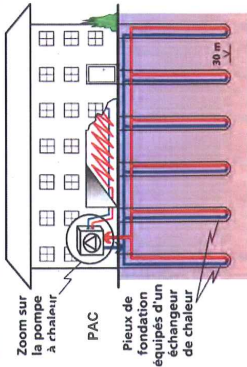
- Solution pour chauffer et refroidir des bâtiments de grande taille ou des groupes de maisons:
 - plusieurs sondes géothermiques (4 à >60)
 - profondeur d'environ 100 à 300 m
- En hiver: chauffage comme avec une sonde unique couplée à une pompe à chaleur.
- En été, rafraîchissement du bâtiment en récupérant le froid injecté pendant l'hiver dans les sondes géothermiques.
- C'est une « climatisation » gratuite, sans machine frigorifique, ce qui améliore fortement l'efficacité énergétique du système.
- Env. 50 champs de sondes géothermiques

Centre professionnel de Porrentruy (CPP) :
Bâtiment Minergie chauffé et rafraîchi
depuis 2003 par la géothermie.
Champ de sondes: 6 sondes de 225 m



Géostrucures et pieux énergétiques

- Les géostrucures (pieu, dalle, paroi): ouvrages en béton servant à soutenir un bâtiment lorsque le terrain ne peut pas assurer sa stabilité.
- Les géostrucures, et notamment les pieux peuvent être équipés d'échangeurs de chaleur comme les sondes.
- En hiver: extraction de la chaleur du terrain pour chauffer le bâtiment.
- En été: réinjection dans le terrain de la chaleur accumulée par les locaux et récupération du froid injecté pendant l'hiver, pour rafraîchir le bâtiment.
- > 30 bâtiments équipés de géostrucures énergétiques.



Chaleur de la nappe phréatique

- La température de l'eau des nappes phréatiques (8-12°C) est $\pm$ constante au cours de l'année.
- Cette source de chaleur est exploitée par un puits équipé d'une pompe.
- Dans le bâtiment à chauffer, une pompe à chaleur rehausse la température de l'eau à 35-40°C pour du chauffage en dalle.
- L'eau souterraine refroidie est réinjectée dans un autre puits, ou déversée en surface.
- Quelques milliers d'installations de ce type dans les cantons de Berne, Argovie et Valais notamment.
- > 4'000 installations de tailles diverses.

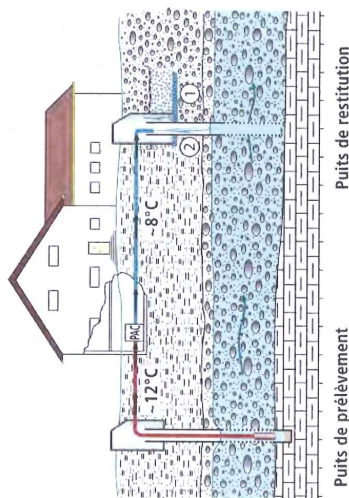
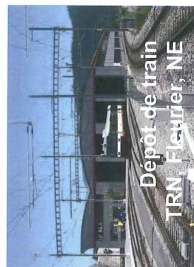


Schéma d'utilisation de la chaleur de l'eau souterraine



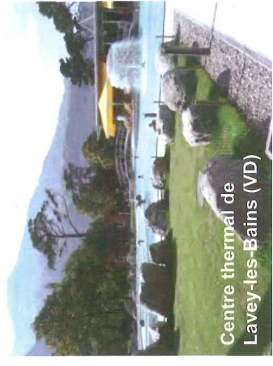
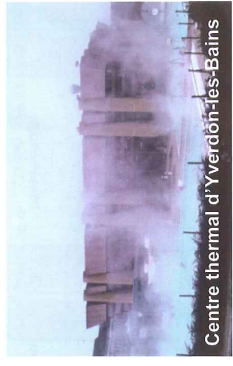
Dépôt de train
TRN Fleurer, NE



Loftstrasse Dottikon, AG

Sources thermales

- Les sources thermales sont utilisées depuis l'Antiquité: la plus ancienne application de la géothermie.
- Sources d'eau chaude: témoins naturels de circulations profondes. La plupart de ces sources se situent dans des vallées alpines et au pied du Jura.
- Sources de 15 à 68°C: presque toutes captées et utilisées par des centres de balnéothérapie.
- La majorité des centres ont réalisé des forages pour augmenter le débit et la température de leur ressource.
- Certaines stations chauffent leurs bâtiments avec les excédents de chaleur (Lavey-les-Bains, Bad Schinznach, etc.).
- 17 centres thermaux

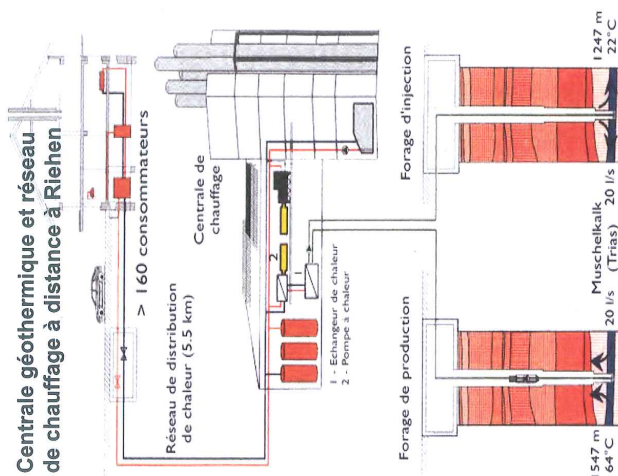


Aquifères profonds

- Nappes d'eau de 300 à 1'500 m sous le Plateau suisse : température = 20 à 65°C.
- 4 installations de chauffage de petite taille pour un ou deux consommateurs (immeuble, piscine) + 1 grande installation.

Riehen (Bâle-Ville)

- La plus grande centrale géothermique de Suisse alimente un réseau de chauffage de 160 habitations.
- 2 forages verticaux distants de 1 km.
- Une conduite transfrontalière amène de l'eau chaude à la commune allemande de Lörrach (réseau de 20 immeubles).
- La géothermie fournit env. 50% de l'énergie totale distribuée. Le solde : électricité (deux pompes à chaleur), gaz (centrale de cogénération) et mazout (chaudières d'appoint).

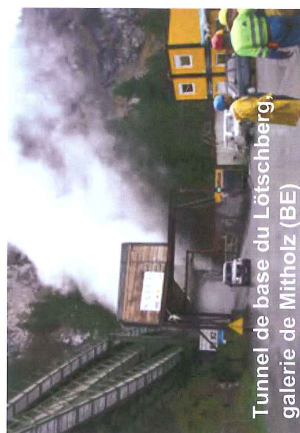


Projets majeurs de géothermie profonde en cours en Suisse

Projet	Lieu Canton	Géologie	Prof. (km)	Temp. (°C)	Utilisation
GEO THERMICA	Thônex GE	Sédiments mésoz. + socle cristallin	2.5-4.5	60-140	CAD Electricité
GP La Côte	de Nyon à Etoy VD	Calcaires du Malm + Dogger	1.5-2.8	45-90	CAD
AGEPP - Alpine Geothermal Power Production	Lavey VD	Cristallin du Massif des Aiguilles Rouges	2.5-3.0	100-110	CAD + électricité Centre thermal
Brigerbad Brig-Glis	Brigerbad Brig-Glis VS	Cristallin du Massif de l'Aar	0.3-0.6 0.5-2.0	40-60 50-110	Centre thermal CAD
St Gall	St Gall SG	Sédiments mésoz. + socle cristallin	3.5-4.5	150-170	CAD + électricité

Géothermie des tunnels

- Les tunnels traversent les massifs rocheux et captent des débits d'eau souterraine importants sur plusieurs kilomètres.
- Selon l'épaisseur de roche au dessus de la galerie, la température des eaux peut atteindre 20 à 40°C.
- En Suisse: env. 600 tunnels; 15 considérés intéressant pour leur potentiel géothermique.
- 6 tunnels équipés d'installations de chauffage de bâtiments: Hauenstein (SO), Gd-St-Bernard (VS), Furka (VS), St Gothard (TI), Ricken (SG) et Mappo-Moretina (TI).



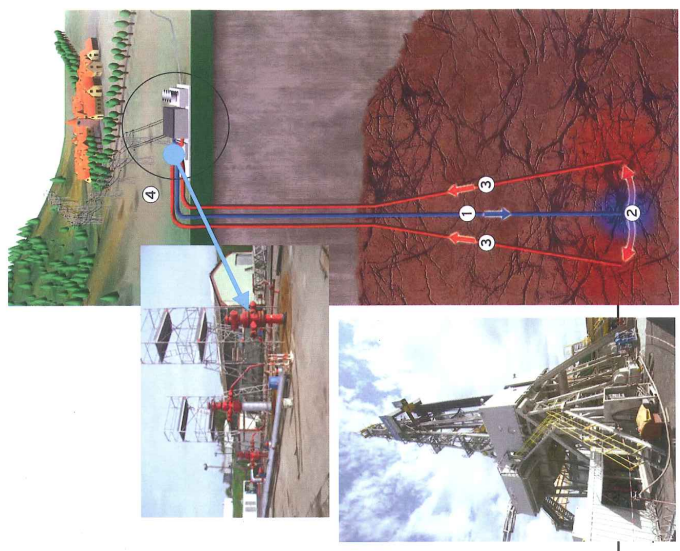
Tunnel de base du Lötschberg, galerie de Mitholz (BE)

Projets de géothermie dans les tunnels alpins de base (Alp Transit)

- Lötschberg (35 km): serre tropicale, pisciculture et caviar, réseau de chauffage à Frutigen (BE) >>> **installations en fonction!**
- St. Gothard (57 km): CAD à basse température à Bodio (TI) >>> **projet en cours.**

Systèmes géothermiques stimulés profonds (EGS)

- Entre 4 à 6 km de profondeur, pas beaucoup d'eau dans les roches, mais la température atteint 180 à 200°C.
- L'injection d'eau froide sous forte pression (1) ouvre des fissures et permet de créer un réservoir échangeur de chaleur (2).
- Des forages de production récupèrent le fluide réchauffé en profondeur (3). Dans la centrale géothermique (4), un turbo-générateur produit de l'électricité.

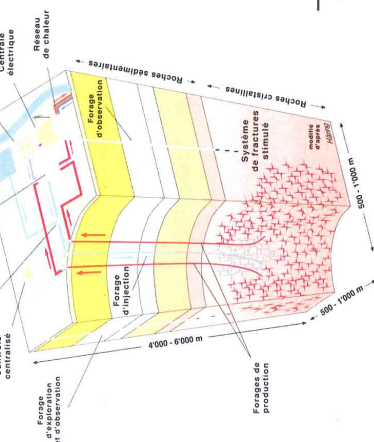


Projets actuels

- ✓ Alsace: centrale pilote de Soultz (2008)
- ✓ Allemagne: 2 centrales + projets
- ✓ Sud de l'Australie: nbx projets en cours
- ✓ Bâle: DHM --> arrêté depuis le 8.12.06
- ✓ Genève: phase de concept

Système géothermique stimulé profond à Bâle

- En ville de Bâle, le projet national **Deep Heat Mining** **prévoyait** la réalisation d'une installation géothermique en créant par stimulation hydraulique un réservoir perméable fracturé dans le granite à 5 km de profondeur et à la température de 200°C.
- Vers 2009, une centrale géothermique pilote basée sur cette technique **devait** produire électricité pour 10'000 ménages et chaleur pour 2'700 ménages.
- Le premier forage vertical de 5 km s'est terminé avec succès à fin octobre 2006.
- Début de la stimulation du réservoir en décembre 2006.



Système géothermique stimulé profond à Bâle (suite)

- La fracturation hydraulique du réservoir (injection d'eau sous forte pression) a induit après une semaine d'opération une sismicité induite (magnitude max. de M 3.4).
- Forte perturbation de la population et quelques dégâts mineurs aux bâtiments.
- Conséquence : arrêt du projet le 8.12.06 en attendant une décision liée aux conclusions d'une étude d'évaluation du risque sismique.
- Etude commandée par le canton BS, réalisée en 2009 par un consortium de bureaux d'ingénieurs (CH + F + D).
- Arrêt définitif du projet en décembre 2009, dès la remise du rapport d'évaluation du risque sismique.
- Les conclusions du rapport montrent notamment:
 - ✓ Des risques sismiques entraînant des coûts importants ne peuvent être exclus lors des opérations successives de stimulation des forages à Bâle, et lors de l'exploitation à long terme.
 - ✓ Il n'est pas recommandé de réaliser ce type d'installations géothermiques en zone de forte densité urbaine.
 - ✓ En comparaison d'autres projets internationaux, les événements sismiques à Bâle sont considérés comme ayant été exceptionnellement forts.
 - ✓ Du point de vue sismique, la zone de Bâle est défavorable pour la réalisation d'un projet EGS.

Avantages et inconvénients de la géothermie

Universalité: dans tous les pays
Variété: 10 - >300°C / 10 - 5'000m
Durabilité: ± inépuisable / renouvelable
Disponibilité: 24h/24 et 365j/an
Propreté: pas de déchets ni de CO ₂
Sécurité: ni transport, ni stockage
Discrétion: installations très compactes
Indépendance: énergie indigène
Economie: énergie au prix du marché
Innovation: création de nouvelles technologies et d'emplois qualifiés

Laboratoire suisse
de géothermie



Universitäts
de Neuchâtel



Généralités

- Technologies multiples et information difficile.
- Avant 2006: combustibles fossiles « trop bon marché ».
- Calcul du prix de l'énergie défavorable.
- Pas de filière industrielle en Suisse.
- Faible coordination des acteurs (forte multidisciplinarité des grands projets).
- Peu de lobbying politique.

Géothermie de faible profondeur

- Compétition avec les autres usages du sous-sol (ressource en eau potable).
- Grande différence de traitement entre les cantons.

Géothermie profonde

- Connaissances lacunaires du sous-sol.
- Coût élevé des forages profonds.
- Technologie EGS pas encore à maturation technique et économique.

L'énergie géothermique, une chance pour la Suisse ?

Aujourd'hui

Chaleur + froid

- ✓ 1'022 MWt de chaleur
- = 150'000 tonnes équivalent-pétrole substituées par la géothermie en 2008.
- ✓ Installations de production de froid.

Electricité

- ✓ 0 MWe de production électrique installée.

Demain (2030 - 2050)

Chaleur + froid

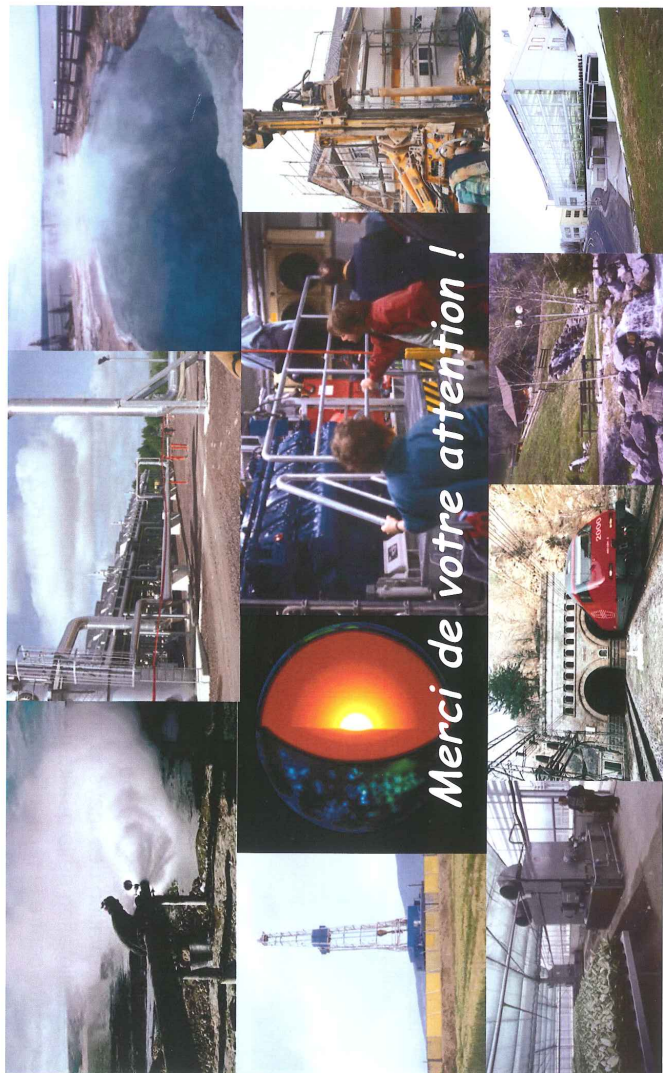
- ✓ Technologie et ressources connues.
- ✓ Un très grand potentiel de chaleur et de froid pour des milliers de bâtiments de toutes dimensions (villa >>> terminal d'aéroport).
- ✓ Constructions nouvelles.
- ✓ Rénovation du parc immobilier (changement des systèmes de chauffage et de climatisation).

Electricité

- ✓ Prospection des ressources profondes à faire.
- ✓ Potentiel dépend de l'évolution de la technologie et des moyens mis à disposition (≈ 250 MWe en 2050).

Chances et avantages du développement des énergies renouvelables (géothermie, etc.)

- ✓ Création d'emplois qualifiés.
- ✓ Exportation de savoir-faire et de technologie à haute valeur ajoutée.
- ✓ Diminution de la dépendance énergétique et des risques d'approvisionnement.
- ✓ Conservation des moyens financiers et valorisation du parc immobilier.
- ✓ Amélioration de la qualité de l'air en zone urbaine (coût de la santé).
- ✓ Lutte contre le réchauffement climatique et les gaz à effet de serre (protocole de Kyoto).



unire
Université
de Neuchâtel

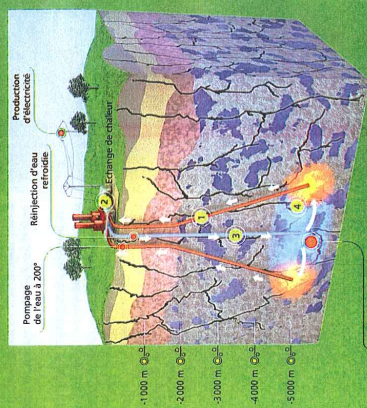
crege www.crege.ch - 24 -

Laboratoire suisse
de géothermie

UN PRINCIPE D'EXPLOITATION NOVATEUR

Depuis plus de 20 ans, des scientifiques et des ingénieurs travaillent d'arrache-pied pour faire avancer la connaissance sur la géothermie profonde et mettre au point une nouvelle technique d'exploitation de l'énergie.

Le site de Soultz-sous-Forêts a été retenu pour la température élevée de son sous-sol et la présence de granite fracturé.



- L'eau chaude naturellement présente dans le sous-sol, est aspirée par deux puits de production (1) à 5 000 mètres de profondeur.
- Elle est renvoyée à la surface à une température d'environ 180°C, passe à travers un échangeur de chaleur (2) dont le réseau secondaire entraîne une turbine et un générateur électrique raccordé au réseau de distribution.
- Puis, l'eau refroidie est renvoyée par le puits central (1) dans son milieu d'origine, composé de granite fracturé où elle peut circuler. Elle se réchauffe au contact des roches.
- (3) avant d'être à nouveau aspirée, quelques mois ou quelques années plus tard, par l'un des deux puits latéraux (1).

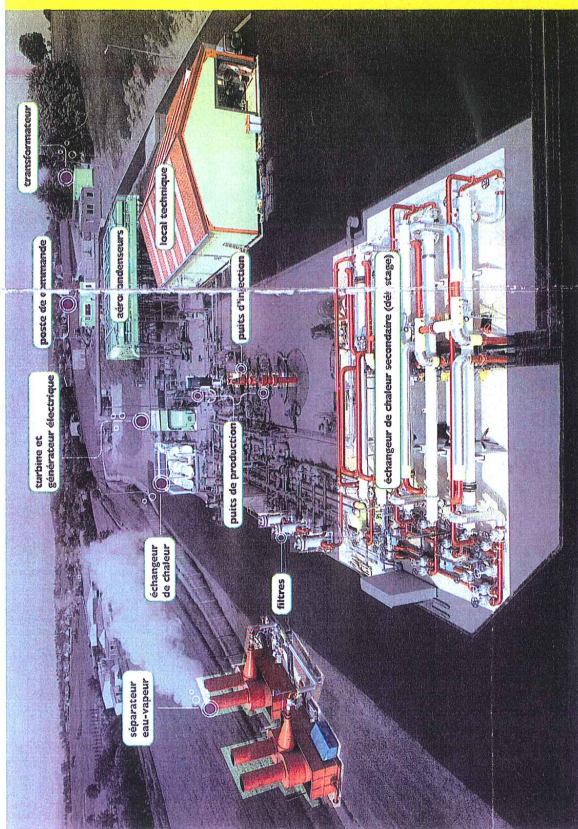
GÉOTHERMIE SOULTZ, SITE PILOTE POUR LA GÉOTHERMIE PROFONDE

Source d'énergie propre, disponible localement, quasi inépuisable et sans émission de gaz à effet de serre... la géothermie profonde est prometteuse. Ce 13 juin 2008, le projet Géothermie Soultz a franchi une étape importante dans sa maîtrise, avec la mise en route d'une centrale de production d'électricité. Unique au monde dans son principe, cette installation pilote démontre que la géothermie profonde, «ça marche!».

GÉOTHERMIE SOULTZ EN CHIFFRES

		• 11 km de longueur pour la boucle d'eau géothermale • 0p. de CO₂ émis, aussi bien lors de la production de l'énergie que de son utilisation
		• 22 années de recherche • 80 millions d'euros investis dont 30 millions par l'Union européenne, 25 millions par l'Allemagne et 25 millions par la France • 15 laboratoires de recherche et plusieurs centaines d'entreprises s'y sont impliquées • + de 20 km de forage • 60 000 m³ d'eau injectés pour «détacher» les fractures entre les roches • 3 puits à 5 000 m de profondeur
		• 35 litres d'eau par seconde à 180°C • 13 MW de chaleur extraits • 2,1 MW de production électrique brute • 0,6 MW de consommation pour le fonctionnement de l'installation • 1,2 MW de production nette

VUE SUR LE PROGRAMME DE RECHERCHE LE PLUS AVANCÉ AU MONDE



La boucle primaire d'eau géothermale
L'eau chaude, pompée par le puits de production CPK2 passe dans l'échangeur de chaleur: ses calories sont transmises au circuit secondaire, contenant de l'isobutane. Puis, l'eau passe dans des filtres, ce qui évite d'endommager les pompes, avant de retrouver les grandes profondeurs, via le puits d'injection.

La boucle secondaire d'isobutane

Les calories libérées par l'eau géothermale sont captées par l'isobutane du circuit secondaire: il se détend à l'entrée de la turbine et libère une forte énergie mécanique obtenue en passant à l'état gazeux. Cela fait tourner la turbine, qui entraîne le générateur électrique. Ensuite, le fluide passe dans des échangeurs de chaleur, qui le refroidissent. Puis il est recomprimé pour qu'il retrouve en partie sa forme liquide et puise à nouveau accumuler des calories lors de son prochain passage dans l'échangeur de chaleur.

La production électrique

Le courant électrique de 2,1 MW est relevé par un transformateur pour passer de 11 000 volts à 20 000 volts, tension nécessaire pour rejoindre le réseau public de distribution. En déduisant la consommation de la centrale, la production nette est de 1,5 MW. Cette énergie est générée sans aucun dégagement de CO₂, par un simple flux d'eau chaude circulant à 35 litres par seconde ! La production, pourra atteindre 3 à 4 MW, avec la mise en service du second puits de production CPK4.

De nombreux équipements sont justifiés par le caractère innovant du site et la nécessité de garantir la sécurité durant les essais : les centrales de l'avenir seront optimisées et offriront les mêmes garanties et une efficacité encore supérieure.



Le site géothermique pilote de Soultz

Résumé : Cette note présente un projet multinational visant à développer un réservoir EGS (Enhanced Geothermal System), une solution très prometteuse de production de chaleur et d'électricité d'origine géothermique. Le site pilote est situé à la frontière franco-allemande, à Soultz-sous-Forêts. Depuis près de vingt ans, des activités de recherche et développement ont été conduites grâce à des financements gouvernementaux français, allemands et européens. Le réseau de puits profonds se compose aujourd'hui de trois puits d'une profondeur supérieure à 5000 m chacun. Des essais de stimulation et de circulation ont été menés de 2000 à 2005 et les performances hydrauliques ont été renforcées durant l'année 2006. Le consortium de Soultz regroupe désormais les partenaires suivants : EDF, Électricité de Strasbourg, EnBW Energie Baden-Württemberg AG, Pfalzwerke AG et Evonik AG. Regroupés au sein d'un GEIE (Groupement Européen d'Intérêt Economique) baptisé "Exploitation Minière de la Chaleur", ces partenaires envisagent maintenant d'installer une centrale électrique géothermique et de lancer la génération d'électricité d'origine géothermique en 2008.

Mots clés : Enhanced Geothermal Systems, centrale électrique géothermique, production électrique, fossé rhénan.

Cette note correspond à la traduction française d'une présentation référencée comme suit : Fritsch D., Baumgaertner J., Cuenot N., Graff J.J., Genter A., (2008). The Soultz EGS pilot plant: energy heat and power from deep Enhanced Geothermal Systems, *EVER08*, March 27-30, 2008, Monte-Carlo (Monaco).

1. Introduction

Aujourd'hui, les ressources géothermiques sont déjà exploitées au plan local dans certaines régions favorables où trois conditions sont réunies : (1) la demande des consommateurs locaux, (2) des températures augmentant avec la profondeur, suffisamment rapidement pour atteindre, à un coût minimum, la valeur correspondant à la demande des consommateurs, et (3) un aquifère appelé également réservoir géothermique naturel disponible à la profondeur requise.

Si les deux premières conditions coïncident dans un grand nombre de régions habitées, la troisième n'existe en qualité suffisante que dans quelques endroits. En conséquence, le défi consiste aujourd'hui à développer une exploitation géothermique dans les vastes régions où existe une

demande économique et où les températures nécessaires sont accessibles à une profondeur minimum. De plus, il faut garder à l'esprit qu'il y a une répartition difficilement prévisible des caractéristiques hydrogéologiques locales au sein de réservoirs naturels régionaux fortement hétérogènes existant dans ces régions.

L'observation commune de base est le fait que ces températures augmentent en fonction de la profondeur plus rapidement que la "normale" dans de vastes régions européennes (fig. 1). Ce phénomène implique que des boucles de convection d'eau profondes transfèrent la chaleur vers la surface plus rapidement que normalement dans ces régions et, par conséquent, que des champs de fractures perméables profondes y existent et pourraient constituer des cibles économiques.

Malheureusement, il a également été observé qu'à l'exception de certaines situations localement très favorables, le drainage de ces ressources hydrogéologiques relativement dispersées vers des installations de surface n'était pas une chose aisée et exige une technologie spécifique.

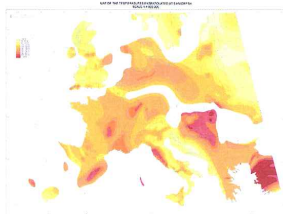


Figure 1 : Températures extrapolées à 5 km de profondeur en Europe occidentale [1]. Plusieurs points chauds apparaissent en rouge.

2. Le concept EGS

La technologie qui fait aujourd'hui l'objet de développements très prometteurs en Europe à Soultz (en France) ou à Landau (en Allemagne), aux États-Unis, en Australie et dans d'autres sites spécifiques est appelée EGS (Enhanced Geothermal Systems). Le concept EGS consiste simplement à forer au moins deux puits dans des roches présentant d'importantes fractures naturelles, à extraire le fluide chaud depuis un puits de production et à réinjecter le fluide une fois refroidi dans le réservoir fracturé par l'intermédiaire d'un puits d'injection. Généralement, les deux puits ont été stimulés au préalable, permettant d'améliorer les connexions au réservoir géothermal fracturé environnant en renforçant sa perméabilité [2]. Cela peut supposer certaines connexions naturelles entre les puits par le biais de fractures naturelles.

Contrairement aux réservoirs géothermaux conventionnels, les systèmes EGS nécessitent une stimulation, car la perméabilité de la masse rocheuse à proximité des puits est généralement trop

faible pour permettre une récupération de chaleur dans des conditions économiques.

3. Capacités potentielles des EGS

A- Évaluation du potentiel EGS

En utilisant la carte de température extrapolée à des profondeurs de 5 km, une estimation du potentiel EGS en Europe a été réalisée [1]. Les surfaces les plus chaudes, celles où la température est supérieure à 180°C, ont été repérées dans seize pays. En Europe, la Hongrie, la France, la Serbie, l'Italie et la Croatie sont en tête de la liste des pays présentant un fort potentiel géothermique. Bien que les estimations en Turquie n'aient été faites que dans la partie occidentale, ce pays présente néanmoins un très fort potentiel géothermique. Pour ce qui concerne les potentiels EGS, des pays comme la Roumanie, l'Allemagne, l'Autriche, la Slovaquie et la Bosnie viennent ensuite sur la liste des pays européens. Toutefois, leur potentiel est probablement sous-estimé, parce que la carte de température n'est pas systématiquement documentée, par exemple pour le périmètre du bassin pannonien en Hongrie.

B- Production électrique EGS

A partir des valeurs potentielles estimées considérées comme pouvant être des réserves renouvelables, il est possible d'estimer les capacités de production énergétique permanentes. A titre d'exemple, nous pouvons considérer que le potentiel EGS de l'Europe de l'Ouest (sans la Turquie) est estimé à ~ 21 500 GW par an, soit 180 000 TWh. En supposant que nous puissions exploiter pendant près de vingt ans une première série d'installations traitant environ 10 % de ces réserves, c'est-à-dire 18 000 TWh, il serait possible d'obtenir une capacité de production électrique de base annuelle d'environ 900 TWh pour l'Europe de l'Ouest. Au bout de vingt ans, une fois amorti, le coût des installations, d'autres unités pourraient être déployées sur les sites les plus favorables sélectionnés dans les 90 % de surfaces restantes.

4. Le projet EGS de Soultz

A- Contexte et organisation du projet

Le site de Soultz a été retenu sur la base d'études préalablement conduites [3, 4] qui montrent un effet thermique typique généré par les boucles de convection hydraulique présentes dans cette région. Les conditions de profondeur de ce lieu ont été considérées comme suffisamment représentatives du Fossé Rhénan pour lancer une étude de faisabilité [5] destinée à identifier le réseau de fractures naturelles et ses caractéristiques hydrauliques [6, 7]. Ce programme comportait la validation des technologies nécessaires au forage et au développement des connexions entre les puits et les fractures perméables voisines [8, 9, 10]. Cette étude fut menée par le biais d'une série de tests jusqu'en 2001, qui est présentée dans le tableau 1.

Tableau 1 : Étapes du projet EGS à Soultz entre 1984 et 2000.

Année	Étapes
1984	Première ébauche formelle du projet Soultz.
1987	Forage du premier puits (GPK1) jusqu'à 2000 m.
1990	Création d'un réseau de puits d'observation sismique de moyenne profondeur (~ 1500 m) utilisant d'anciens puits de pétrole et exploration détaillée jusqu'à 2250 m par l'approfondissement et le carottage continu d'un puits pétrolier existant (EPS1).
1992	Approfondissement de GPK1 à 3600 m; température mesurée : 165°C.
1995	Forage du second puits (GPK2) à 3878 m (distance horizontale entre les puits 450 m).
1997	Test de circulation réussi (25 kg/s) entre les puits GPK1 et GPK2 sur une période de quatre mois (température de production ~140°C).
2000	Approfondissement de GPK2 à 5010 m; température : 203°C. Stimulation de la section ouverte entre 4,5 km et 5 km.

Les résultats de ces tests ont clairement fait apparaître les points suivants :

- Il est possible de développer les productivités des puits dans cette région jusqu'à des valeurs permettant d'escompter

un bilan positif suffisant entre la puissance produite et la puissance requise pour le pompage pour assurer une production énergétique nette importante;

- Des températures suffisamment élevées pour la production de vapeur et de chaleur économique sont envisageables dans ce type de terrain à des profondeurs allant de 1500 à 5000 m, par le biais de technologies de forage conventionnelles raisonnablement peu onéreuses et sûres.

En conséquence, cinq partenaires industriels (EDF, Électricité de Strasbourg, Shell, ENEL et Pfalzwerke) se sont associés au sein d'un GEIE (Groupement Européen d'Intérêt Economique) appelé "Exploitation Minière de la Chaleur", assisté de trois agences de financement publiques (EC, ADEME pour la France et BMU pour l'Allemagne) et de huit partenaires scientifiques (ou groupes de partenaires comme le CNRS) et ont décidé de construire un site pilote à l'emplacement même de Soultz.

Ce site pilote vise à valider les technologies à leur niveau de difficulté le plus élevé (5000 m de profondeur), mais aussi à identifier les avancées les plus prometteuses pour une exploitation ultérieure généralisée des ressources géothermiques par le biais de centrales localement optimisées en fonction de la demande des utilisateurs.

Le programme du site pilote comporte deux phases (voir le tableau 2) :

- La première (2001-2004) a principalement consisté en la construction et les essais préliminaires de l'équipement sous-terrain;
- La seconde (2004-2008) est encore en cours et vise à maîtriser totalement la production géothermique et les technologies de génération électrique en vue du futur déploiement industriel de cette technologie.

A la fin de la Phase I (phase de forage de GPK3 et GPK4 entre 2001 et 2004), Shell et ENEL ont quitté le GEIE, mais celui comporte toujours cinq membres, car les énergéticiens allemands EnBW et Evonik ont intégré le groupement lors de la Phase II (2004-2008).

Tableau 2 : Étapes du projet EGS Soultz entre 2001 et 2008.

Année	Étapes
2001	Décision de construire un site pilote EGS à Soultz.
2002	Forage à 5 km du puits GPK3, à proximité immédiate du GPK2. Distance horizontale en fond de puits GPK2-GPK3 environ 650 m.
2003/2004	Stimulation de la section ouverte de GPK3 et essais de circulation entre GPK3 et GPK2. Forage à 4985 m du puits GPK4.
2004/2005	Stimulation de la section ouverte de GPK4, suivie d'essais de circulation entre le puits d'injection central GPK3 et les deux puits latéraux de production GPK2 et GPK4.
2006	Amélioration des performances hydrauliques des puits (stimulation chimique).
2006/2008	Production géothermique et génération électrique.

B- État actuel du site pilote EGS

Cinq forages profonds ont été réalisés sur le site géothermique dans le socle granitique (tableaux 1, 2). L'un à une profondeur de 3600 m, l'autre à 2200 m et les trois autres à 5000 m (fig. 2). Tous ont été stimulés au moins une fois pour améliorer leur connexion au réseau de fractures.

GPK2 (ligne bleue), GPK3 (ligne rouge) et GPK4 (ligne violette) ont atteint une profondeur d'environ 5 km et forme le triplet géothermique. GPK2 et GPK4 sont conçus comme des forages de production et GPK3 est utilisé pour réinjecter l'eau refroidie, après que ses calories aient été collectées. Les têtes des puits GPK-2, -3 et -4 sont seulement distantes de 6 m l'une de l'autre en surface, alors qu'il existe une distance horizontale d'environ 650 m entre chaque fond de puits : cela permet à l'eau de circuler sur des distances relativement longues en contact avec des roches cristallines chaudes, afin qu'elle puisse être réchauffée avant d'être une nouvelle fois pompée. De telles exigences ont impliqué que la trajectoire des forages soit déviée de la verticale (fig. 2).

Pour développer la perméabilité en profondeur, deux types de stimulations ont été testés à Soultz pour renforcer les performances hydrauliques du système géothermique. Le traitement "classique" était jusqu'alors la stimulation hydraulique. Celles-ci consistent à injecter de grands volumes d'eau (plusieurs milliers de mètres cubes) à des débits très élevés (généralement supérieurs à 40 l/s).

Après chaque opération de forage, une stimulation hydraulique a été réalisée pour améliorer la connexion entre le forage et le réseau adjacent de fractures. La conséquence directe de la stimulation hydraulique est une micro-séismicité induite qui peut avoir un impact négatif sur la population, dans la mesure où certaines des secousses de grande amplitude (habituellement supérieure à 2) peuvent être ressenties dans les environs. Cependant, la micro-séismicité induite est un moyen de contrôler l'efficacité du traitement. La plus forte densité de manifestations micro-sismiques est observée à proximité des fonds de puits, ce qui signifie que les stimulations hydrauliques sont principalement efficaces dans cette zone [11, 12].

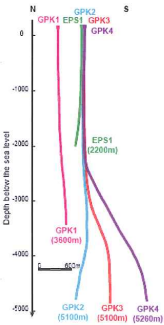


Figure 2 : Section verticale N-S des trajectoires de forage à Soultz provenant de [7].

Les résultats des stimulations hydrauliques n'ayant pas permis d'atteindre les performances escomptées, et compte tenu que nous devons également limiter l'activité sismique, nous avons procédé à plusieurs stimulations chimiques [13, 14]. L'objectif était ici de tenter de dissoudre les dépôts hydrothermaux naturels qui colmatent les fractures. Par conséquent, des composés chimiques (acides faibles par exemple) sont ajoutés en petite quantité à l'eau injectée. A l'issue de l'ensemble des tests hydrauliques et chimiques, des améliorations des performances hydrauliques des forages ont été constatées essentiellement dans les puits de production (GPK2, GPK4). Bien que l'indice de productivité de GPK3 n'atteigne pas la valeur escomptée, il fut décidé de continuer la construction de la centrale électrique et de procéder aux essais de circulation inter-puits.

5. Production électrique à Soultz

Sur la base des résultats et des développements mentionnés ci-dessus, il fut décidé de tester un premier module de conversion de 1,5 MWe. Les divers composants de la centrale électrique ont été installés fin 2007 et la production électrique devrait entrer en activité en avril 2008.

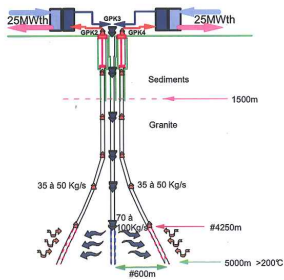


Figure 3 : Principe du triplet géothermique développé à Soultz.

La figure 3 présente le concept de base du site pilote géothermique tel qu'il devrait fonctionner. Si un débit de production de 70-100 l/s est atteint, correspondant à une production thermique maximale d'environ 50 MW thermiques, la centrale pourra fournir environ 5 MW d'électricité. Pour atteindre ce but, il est nécessaire d'installer des pompes de production dans les forages, parce que les débits artésiens ne sont pas suffisants. Deux types de pompes de production seront testés : une pompe à arbre long LSP (Line Shaft Pump) et une pompe électro-submersible ESP (Electro-Submersible Pump). Avec la LSP, la pompe elle-même se trouve dans le puits, son moteur est en surface et la connexion s'effectue par le biais d'un arbre long. Le principal avantage est qu'une telle construction évite de devoir installer le moteur dans une eau sur-salée chaude, mais il existe des risques mécaniques, notamment dus aux vibrations, liés à l'arbre long, qui doit être parfaitement aligné. Les questions liées à la corrosion/entartrage et à la lubrification de l'arbre doivent également faire l'objet d'études très précises. La pompe doit être installée à une profondeur de 350 m à l'intérieur de GPK2, qui présente une bonne verticalité et est le meilleur producteur. Avec l'ESP, la pompe et le moteur sont installés dans le puits. Cette technologie est bien connue en condition standard, mais le problème consiste à adapter la pompe aux conditions géothermiques à des températures assez élevées (200°C) : la métallurgie et la résistance à la corrosion exigent une conception particulière. Un autre point essentiel est le refroidissement du moteur, qui ne peut être assuré que par un fluide géothermal chaud. La pompe doit être installée à une profondeur de 500 m dans GPK4, qui est le puits le moins productif.

Du fait de la qualité du fluide géothermal (forte teneur en sel et composés corrosifs), il ne peut être vaporisé et ne peut donc alimenter directement la turbine. La chaleur produite doit être transférée dans un circuit secondaire, ce qui implique un fluide de travail à point d'ébullition bas. C'est le principe des cycles binaires. Deux types de cycles binaires ont été étudiés dans le cas du projet Soultz-sous-Forêts : l'ORC

(Organic Rankine Cycle) et le cycle Kalina. Bien que ce dernier présente une plus grande efficacité énergétique théorique, sa technologie est largement plus complexe que celle du cycle ORC.



Figure 4 : Installation du système de refroidissement par air.

L'objet de ce projet étant de démontrer la faisabilité de la production électrique à l'aide d'un tel système EGS, c'est la technologie ORC qui a été retenue. Dans les centrales binaires ORC, les fluides de travail sont essentiellement des fluides organiques. L'isobutane a été proposé par le fournisseur du système ORC.



Figure 5 : Vue à l'intérieur de la turbine.

Étant donné qu'il n'existe aucune source froide (aquifère, rivière) facilement accessible autour du site géothermique, un système de refroidissement par air s'est avéré nécessaire pour la centrale électrique, ce qui limite également son impact sur l'environnement. Ce système se compose d'un ensemble de neuf

ventilateurs illustré sur la figure 4. La turbine (fig. 5) est radiale et doit tourner à plus de 13 000 tr/min.

Le générateur est asynchrone (fig. 6) et fonctionne à environ 1 500 tr/min. Un différentiel est installé entre les deux. Le générateur fournit une énergie sous une tension de 11 kV et l'électricité produite est remontée à 20kV dans le réseau local de distribution.



Figure 6 : Générateur (à droite) aligné avec la turbine (à gauche).

Le système est conçu de telle manière que la production provenant de chacun des puits ou des deux puisse être facilement utilisée pour alimenter soit la boucle de production électrique, soit la boucle de test. Si la durabilité de la production est établie, une seconde unité ORC pourrait alors être ajoutée pour augmenter la production électrique de la centrale.

6. Conclusions

Après vingt années de recherches intensives, le projet Soultz devrait fournir sa première production électrique. Le succès de la centrale électrique pilote pourrait ouvrir la voie à un nouveau type de centrales électriques géothermiques utilisant la chaleur emmagasinée dans des roches cristallines fracturées profondes. Les leçons tirées de Soultz peuvent être utilisées pour d'autres sites, mais ont déjà été appliquées à des projets géothermiques commerciaux. Par exemple, un projet géothermique vient d'être initié à Landau dans la vallée du Rhin (Palatinat,

Allemagne), avec une production électrique, dont le développement s'appuie en partie sur les expériences tirées de Soultz [15].

Remerciements

Ce projet a été rendu possible grâce à un financement public de la Commission Européenne, de l'ADEME (Agence française de l'Environnement et de l'Energie), du BMU (Ministère allemand de l'Environnement) et des financements privés d'EDF et d'Electricité de Strasbourg (France), de Pfalzwerke AG, d'EnBW AG et d'Evonik Industries AG (Allemagne).

Bibliographie

- [1] A. Genter, L. Guillou-Frotier, J. Feybesse, N. Nicol, Ch. Dezayes, and S. Schwartz, "Typology of potential Hot Fractured Rock resources in Europe," *Geothermics*, pp. 701-710, 2003.
- [2] A. Gérard, A. Genter, Th. Kohl, Ph. Lutz, P. Rose, and F. Rummel, "The deep EGS (Enhanced Geothermal System) project at Soultz-sous-Forêts (Alsace, France)," *Geothermics*, pp. 473-483, 2006.
- [3] F. Munck, K. Sauer, F. Walgenwitz, Ph. Maget, and R. Tietze, "Synthèse géothermique du Fossé Rhénan Supérieur," Internal report BRGM-Geologisches Landesamt in Baden-Württemberg Commission of the European Communities, 100 pp. 21 maps at 1:250,000, 1979.
- [4] A. Gérard, A. Menjoz, and P. Schwoerer, "L'anomalie thermique de Soultz sous Forêts", *Géothermie Actualités* 3, pp. 35-42, 1984.
- [5] A. Gérard, and O. Kappelmeyer, "The Soultz-sous-Forêts project", *Geothermics* 16, pp. 393-399, 1987.
- [6] A. Genter, C. Castaing, C. Dezayes, H. Tenzer, H. Traineau, and T. Villemin, "Comparative analysis of direct (core) and indirect (borehole imaging tools) collection of fracture data in the Hot Dry Rock Soultz reservoir (France)", *J. Geophys. Res.*, 102 (B7), pp. 15419-15431, 1997.
- [7] C. Dezayes, P. Chevremont, B. Tourlière, G. Homeier, and A. Genter, "Geological study of the GPK4 HFR borehole and correlation with the GPK3 borehole (Soultz-sous-Forêts, France)", *BRGM/RP-53697-FR*, 94 pp, 2005.
- [8] A. Gérard, J. Baumgartner, R. Baria, R. Jung, S. Gentier, and A. Genter, "Elements for a conceptual model of the underground heat exchanger at Soultz-sous-Forêts, France. Situation, beginning 1998", in *Proceedings of the 4th Int. HDR Forum. Geologische Jahrbuch Reihe E Geophysics Heft SE1 Hannover 2002*, pp. 291-290, Strasbourg, 2002.
- [9] L. André, V. Rabemanana, and F.D. Vuataz, "Influence of water-rock interactions on fracture permeability of the deep reservoir at Soultz-sous-Forêts, France", *Geothermics*, pp. 507-531, 2006.
- [10] N. Cuenot, J. Charléty, L. Dorbath, and H. Haessler, "Faulting mechanisms and stress regime at the European HDR site of Soultz-sous-Forêts, France", *Geothermics*, pp. 561-575, 2006.
- [11] R. Baria, R. Jung, T. Tischner, J. Nicholls, S. Michelet, B. Sanjuan, N. Soma, H. Asanuma, B. Dyer, and J. Garnish, "Creation of an HDR/EGS reservoir at 5000 m depth at the European HDR project", in *Proceedings 31st Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*, Stanford, California 2006.
- [12] T. Tischner, M. Schindler, R. Jung, and P. Nami, "HDR project in Soultz: hydraulic and seismic observations during stimulations of the 3 deep wells by massive water injections", in *Proceedings 32nd Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*, Stanford, California, 2007.
- [13] S. Portier, L. André, and F.-D. Vuataz, "Review of chemical stimulation techniques in oil industry and applications to geothermal systems", Technical Report, Centre for Geothermal Research, Neuchâtel University, Switzerland, 2007.
- [14] P. Nami, M. Schindler, T. Tischner, R. Jung, and D. Teza, "Evaluation of stimulation operations and current status of the deep Soultz wells prior to power production", in *Proceedings EHDRA Scientific Conference*, Soultz-sous-Forêts, France, 2007.
- [15] J. Baumgärtner, H. Menzel, and P. Hauße. "The geox GmbH Project in Landau - The first geothermal power project in Palatinate / Upper Rhine Valley", in *Proceedings First European Geothermal Review, Geothermal Energy for Electric Power Production*, p. 33, Mainz, Rhineland Palatinate, Germany, 2007.

ANNEXE 14



03 l'environnement et l'énergie

		ETAPES				
	Objectifs	Départ.	2010	2011	2012	2013
01	Accélérer la rénovation et l'assainissement énergétique des bâtiments du canton.	DSPE - DCTI	* Règlement de la loi sur l'énergie. * Lancement du programme ChèqueBâtimentEnergie. * Fixation de règles claires pour le remplacement des vitrages.	Mise en œuvre des nouveaux instruments prévus par la loi (audits obligatoires, contrats à la performance, bonus conjoncturel à l'énergie, etc.).	Poursuite des actions dans le but d'atteindre un taux de rénovation de 2% par an.	Poursuite des actions dans le but d'atteindre un taux de rénovation de 2% par an.
02	Assainir les bâtiments publics et réduire les émissions de CO ₂ de l'Etat.	DSPE - DCTI	Bilan carbone des activités de l'Etat.	* Etablissement d'un programme de diminution des émissions. * Ouverture des chantiers pour l'assainissement de l'enveloppe de quatre bâtiments tests en 2011 ou 2012.	* Concrétisation. * Assainissement par étapes des autres bâtiments de l'Etat.	* Concrétisation. * Assainissement par étapes des autres bâtiments de l'Etat.
03	Développer des projets de géothermie de moyenne et grande profondeur.	DSPE	* Etude sismique et décision de principe relative au forage à Thônex. * Etude du potentiel géothermique du reste du canton.	* Production de chaleur sur l'ancien forage de Thônex rééquipé (si ce choix est retenu). * Repérage d'autres sites.	* Cas échéant, reprise du forage à Thônex jusqu'à 3'800 m. * Etudes pour de nouveaux projets.	* Première production de chaleur sur le nouveau forage en vue d'une production normalisée en 2015. * Suite des études pour de nouveaux projets.
04	Construire le nouveau barrage de Confian en aval de Chancy-Pougny et poursuivre la rénovation de ce dernier.	DIM - DSPE	Études préalables phase I.	* Études préalables phase II. * Remplacement des groupes 3 et 4 de Chancy-Pougny entre 2011 et 2012 (+40 GWh pour un total de 290 GWh).	Étude détaillée, dossier concession CH.	Demande de concession.
05	Réexaminer l'opportunité de la construction d'une centrale à gaz à Vernier dans le cadre d'une politique énergétique durable.	DSPE	Réexamen et décision du Conseil d'Etat.	En fonction des décisions prises en 2010.		
06	Développer les réseaux d'énergie et y connecter des centrales chaleur-force pour remplacer des chaudières individuelles.	DSPE	Mise en œuvre en 2010 et années suivantes des mesures prévues par la loi sur l'énergie.	Etude des opportunités de valoriser la chaleur des stations d'épuration (STEP).	En fonction des décisions prises en 2010, interconnexion des réseaux de chaleur à distance (CAD) Lignon et CAD IOM S.A.	
07	Construire une centrale chaleur-force alimentée par la biomasse.	DIM - DSPE	Lancement d'une étude sur le potentiel de développement biomasse dans la région.	Recenser les ressources en biomasse dans un rayon de 50 km autour de Genève.		
08	Améliorer la qualité de l'air à Genève.	DSPE - DCTI - DIM	* Bilan du plan OPair 2003-2010. * Elaboration d'un programme relatif au renouvellement des véhicules de l'Etat.	* Révision du plan Opair. * Concrétisation du plan de renouvellement des véhicules.	* Mise en œuvre du plan OPair révisé. * Concrétisation du plan de renouvellement des véhicules.	
09	Développer les accords de branche pour l'autocontrôle des entreprises en matière de pollution et de nuisances environnementales.	DSPE - DIM	Accord avec l'union professionnelle suisse de l'automobile (UPS A) pour la branche automobile.	Autres accords.		



l'environnement et l'énergie (suite)

ETAPES

	Objectifs	Départ.	2010	2011	2012	2013
10	Atteindre les objectifs de recyclage du plan de gestion des déchets.	DSPE - DCTI	Déchets urbains : 46% Déblais : 5%	Déchets urbains : 48% Entreprises : 62% Déblais : 15%	Déchets urbains : 50% Entreprises : 70% Déblais : 30%	
11	Sensibiliser la population aux problématiques environnementales.	DSPE - DIM - DIP	- Programme écogestes. - Nouveau programme pédagogique « Nature » et exposition « Air ». - Site Interactif.	Poursuite et mise en œuvre des programmes de campagne grand public « énergie ».	Poursuite et mise en œuvre des programmes.	
12	Favoriser l'innovation dans l'agriculture.	DIM	Elaboration d'un programme d'actions (production énergétique, agriculture de proximité, approvisionnement des collectivités publiques et sensibilisation de la population).	Définition et mise en œuvre de projets-pilotes.	Evaluation des projets pilotes et réorientation éventuelle.	Elargissement et consolidation des actions.
13	Établir une stratégie cantonale de la biodiversité.	DIM	- Elaboration d'un projet de loi. - Négociations des nouvelles répartitions des tâches (RPT).	- Entrée en vigueur de la loi et du règlement. - Lancement des actions de sensibilisation. - Initiation de la réflexion sur la stratégie cantonale, d'information et de sensibilisation.	- Etablissement de la stratégie cantonale, en parallèle à celle de la Confédération. - Signature de nouvelles conventions-programme RPT. - Poursuite des actions de sensibilisation.	Mise en œuvre des programmes et des conventions, poursuite des actions de sensibilisation.
14	Réaliser le plan paysage dans le cadre du projet d'agglomération II.	DIM	- Fin de l'étude de base corridors et continous biologiques. - Etude de base paysage.	- Etablissement des contrats corridors biologiques transfrontaliers. - Fin de l'étude paysage.	- Intégration des résultats au projet d'agglomération II pour la Confédération. - Actions corridors biologiques.	Suite des actions et intégration aux planifications directrices.
15	Intégrer des éléments de nature dans le tissu urbain.	DIM	- Elaboration du programme Nature en Ville (arbres, toitures végétalisées...) et dépôt d'un projet de loi. - Poursuite des expériences-modèles et de l'intégration d'éléments de nature aux grands projets d'aménagement.	Communication auprès des acteurs concernés ; démarrage des actions à plus large échelle.		Bilan des actions et évaluation de l'intégration d'éléments de nature aux grands projets d'aménagement.
16	Organiser la gestion intégrée des eaux et cartographier les dangers liés aux crues.	DIM	Réalisation des schémas de protection, d'aménagement et de gestion des eaux (SPAGE) Aire-Drize et Seymaz.	- Réalisation du SPAGE Arve-Rhône-Nant d'Avril et publication de la carte des dangers liés aux crues. - Achèvement des plans généraux régionaux (PREE et PGEE).	- Réalisation du SPAGE Versoix-Marquet-Gobé-Vengeron. - Concrétisation des actions induites par les SPAGE, PREE et PGEE.	- Réalisation du SPAGE Allondon-Mandement. - Concrétisation des actions induites par les SPAGE, PREE et PGEE.

ANNEXE 15

Les principales substances visées par le présent projet sont :

- l'amiante, qui provoque des cancers du poumon ou de la plèvre (interdiction des flocages d'amiante dès 1975) ;
- les polychlorobiphényles (PCB), que l'on trouve en grandes quantités dans les masses d'étanchéité (joints) des bâtiments et dont la présence dans la Sarine a contraint le canton de Fribourg à interdire la pêche en août 2007 (interdiction des PCB en Suisse dès 1972) ;
- les hydrocarbures aromatiques polycycliques (HAP), génotoxiques et cancérigènes, utilisés dans les goudrons jusqu'en 1991 ;
- les composés organiques volatils (COV), notamment le formaldéhyde, présents dans les peintures, les moquettes et les bois agglomérés, qui sont irritants (réduction de la valeur maximale recommandée en formaldéhyde dans l'air intérieur dès 1991) ;
- les métaux lourds, notamment le plomb dans les peintures (interdiction des peintures contenant plus de 100 ppm de plomb dès 2005).

Pour toute information complémentaire : Mme Marie-Antoinette Bianco, directrice du service de toxicologie de l'environnement bâti (STEB), DT, ☎ 022 388 80 71.

Principe d'implantation de la centrale chaleur-force du Lignon approuvé sous conditions

Le Conseil d'Etat a pris acte du rapport du département du territoire sur le projet de centrale chaleur-force sur le site du Lignon des Services industriels de Genève. Il recommande son implantation avec le développement d'un réseau de chauffage à distance, pour autant que les émissions de CO₂ soient compensées et que les autres impacts sur l'environnement respectent les exigences légales applicables.

Cette centrale chaleur-force alimentée au gaz est une solution de transition adaptée aux besoins de l'approvisionnement énergétique du canton dans les trente prochaines années. Elle prévoit une production thermique de 175 GWh et une production électrique de 280 GWh.

Elle permet au canton :

- d'accroître sa production d'électricité et d'en maîtriser les coûts ;
- de réduire globalement sa dépendance du fossile grâce à une meilleure efficacité ;
- de préparer l'avenir en réalisant des infrastructures (réseaux de chauffage à distance) qui pourront par la suite être durablement alimentés à partir de sources renouvelables.

Ce projet accroît l'efficacité des mesures d'économies d'énergie préconisées par le [projet de loi modifiant la loi sur l'énergie](#). Au fur et à mesure de l'amélioration de l'enveloppe des bâtiments reliés au réseau de la centrale, celle-ci pourra se substituer à un nombre croissant d'installations de chauffage à remplacer et contribuer à la réduction des émissions de CO₂ et de la pollution locale.

Pour toute information complémentaire : M. Rémy Beck, directeur a.i. du service cantonal de l'énergie, DT, ☎ 022 327 23 17.



REPUBLIQUE ET CANTON DE GENEVE
Département de la sécurité, de la police et de l'environnement
Service de l'énergie

Centrale chaleur force (ccf) du Lignon : Site alternatifs

Etude comparative préalable

Suite aux discussions de la commission parlementaire, le département a demandé aux SIG d'évaluer la possibilité de construire la ccf sur un autre emplacement que celui prévu au Lignon. Cette demande a été adressée aux SIG le 9 juillet dernier avec un délai de réponse au 16 août.

Les SIG ont examiné dix sites et procédé à une étude d'évaluation de chacun d'eux en fonction de critères techniques, socio-environnementaux et économiques. Il s'agit d'une évaluation succincte et principalement qualitative basée sur les éléments disponibles dans le temps imparti.

La présente note a pour objectif de présenter les résultats de cette étude.

L'essentiel en bref

Le Lignon apparaît comme le site le plus adéquat du point de vue technique, socio-environnemental et économique, sous réserve de l'acceptation de la Commune de Vernier.

Les sites CERN variante B et Step Aire seraient des alternatives intéressantes, sous réserve: Le premier est situé sur le site du CERN; le second est sur la commune de Vernier et nécessiterait un prolongement du gazoduc passant sous le Rhône.

Tous les autres sites présentent d'importants problèmes environnementaux, de déclassement de zone ou d'ordre technique qui sont à même de renchérir le projet, de le retarder fortement, voire de compromettre son exécution.

Seule une étude détaillée de chacune des variantes permettrait de déterminer son coût réel ainsi que les impacts financiers du retard dans la construction dû au changement de site.

1. Le choix des sites

Parmi les 10 sites retenus, cinq sont issus de réflexions menées par les SIG au cours des différentes études entreprises dès 2004 dans le cadre du projet CCF. Les autres sites marqués d'une (*) ont été évoqués par la Commission Energie du Grand Conseil. Ces sites sont les suivants:

1. **Le Lignon**, Vernier parcelle 3712, à l'intérieur du site SIG du Lignon
2. **Cheneviers***, Aire-la-Ville parcelles 6 et 819 à remanier.
3. **Verbois***, Russin parcelle 2648, au sud de SIG SOLAR 3
4. **Bois-de-Bay***, Satigny 7752, dans le prolongement de la STEP éponyme, sur le terrain d'entraînement de la police
5. **CERN***, Satigny parcelle 12628, au sud du périmètre du CERN, à l'ouest de la route de Meyrin (sous-variante A) et sur le site même du CERN (sous-variante B)
6. **STEP Aire***, Vernier parcelle 3067, sur la parcelle initialement prévue pour le projet de géothermie profonde
7. **Bernex**, Bernex parcelle 3236, sur le site de l'ESCROC Nant de Châtillon
8. **Foretaille**, Bellevue parcelle 3311, sur la parcelle du poste de Foretaille
9. **Meyrin**, Meyrin parcelle 10951, à côté de l'aviation légère
10. **Renfile**, Vernier parcelle 5157, à côté du poste de transformation

2. Les critères d'évaluation

L'évaluation des sites tient compte de leur faisabilité technique, de critères socio-environnementaux, ainsi que des coûts économiques.

2.1 Critères techniques

- **Propriété du terrain**
 - o propriété des SIG, de l'Etat ou autre;
 - o nécessité d'acquérir le terrain, respectivement un droit de superficie.
- **Zone d'affectation du site**
 - o terrain d'ores et déjà en zone artisanale et industrielle
 - o terrain nécessitant un déclassement
- **Raccordement au réseau de chauffage à distance (CAD)**
 - o proximité du CAD existant
 - o nécessité de création d'une station de pompage
- **Raccordement au réseau gaz**
 - o proximité du gazoduc de Gaznat
 - o construction d'un nouveau gazoduc: distance et degré de difficultés (passage de l'autoroute ou du Rhône)
- **Raccordement au réseau électrique**
 - o proximité du réseau 130 kV
 - o disponibilité d'un champ de raccordement ou nécessité d'équipements supplémentaires
- **Variante de refroidissement**
 - o proximité du Rhône
 - o variante à aéro-refroidissement (surface au sol plus grande et rendement diminué)

2.2 Critères socio- environnementaux

Ces critères ont été évalués à la fois pour la phase de chantier de construction de la centrale et pour son exploitation.

- **Aspects sociaux et sécurité:** déclassement de terrain agricole, proximité de zone d'habitation, proximité de l'aéroport
- **Protection de l'air:** valeurs des normes OPAir avant implantation de la ccf respectées ou en dépassement
- **Protection des eaux:** impact thermique sur le Rhône selon la localisation des rejets, gestion des eaux du chantier
- **Protection des sols:** impact sur le sol arable
- **Sites pollués:** nécessité d'une dépollution préalable du terrain
- **Accidents majeurs, événements extraordinaires:** incompatibilité possible avec la proximité de l'aéroport
- **Conservation de la forêt:** défrichement nécessaire
- **Protection de la nature:** impact sur les berges du Rhône
- **Protection du paysage** naturel et bâti
- **Accès au site:** facilité d'accès par route et par rail pour le chantier
- **Déchets, substances :** gestion des déchets de chantier
- **Protection contre le bruit:** impact du chantier sur des zones d'habitation ou d'activités

2.3. Critères économiques

Les surcoûts suivants, par rapport à la variante du Lignon, ont été pris en compte de manière succincte:

- **Extension des réseaux et de leurs équipements de raccordement:**
 - o CAD, gaz et électricité.
- **Aéro-refroidissement** (terrain supplémentaire et perte de rendement de la ccf), si nécessaire
- **Acquisition de terrain ou droit de superficie**, si nécessaire

Ne sont PAS pris en compte dans l'évaluation:

- Le coût et la durée nécessaire pour le **déclassement éventuel** de la parcelle sélectionnée. A titre indicatif il est dit qu'une telle procédure prend environ 2 ans.

- Les **impacts financiers du retard** dans la construction dû à un changement de site.

Dans l'évaluation économique il est considéré que le **coût de la centrale elle-même** reste identique quel que soit le site.

Il est également admis que le coût du **démantèlement** de la centrale ou de la réaffectation ne constitue pas un élément différenciant les divers sites.

Par contre, certains sites pourraient présenter un avantage particulier en offrant la possibilité d'y abriter une centrale géothermique au moment du démantèlement de la ccf, ceci pour autant que les conditions géologiques soient favorables. Pour l'heure il est prématuré de tabler sur de telles conditions. D'une façon générale, le remplacement de la centrale ccf par une centrale géothermique ne devrait pas obligatoirement se faire sur le site de la ccf. Tout autre emplacement, favorable du point de vue géologique, à proximité raisonnable du réseau CAD pourrait tout aussi bien convenir, même avec des coûts de raccordement supérieurs.

3. Les résultats de l'évaluation

Il ressort de cette analyse que tout un ensemble de sites doivent d'emblée être écartés principalement pour des raisons socio-environnementales.

Les principaux points relevés sont les suivants :

1. **Le Lignon** : Il s'agit du meilleur site du point de vue technique et économique, son impact environnemental est neutre, son point faible est l'opposition de la commune de Vernier.
2. **Cheneviers** : Le projet requiert un déclassement d'une zone agricole. Il nécessiterait un défrichement définitif dans le cordon boisé du Rhône et il faudrait déroger à la loi sur la protection générale des rives du Rhône. Le rejet thermique au Rhône sera problématique car il se situera dans la zone de retenue de Verbois où les températures sont déjà élevées et les vitesses d'écoulement quasi-nulles.
3. **Verbois** : Le projet requiert un déclassement d'une zone agricole. Il aurait un impact thermique sur le Rhône (rejets dans une zone où la bonne dilution du panache de chaleur n'est pas assurée). Il nécessiterait un défrichement définitif dans le cordon boisé du Rhône.
4. **Bois-de-Bay** : Le projet est relativement neutre du point de vue environnemental. Il nécessiterait le déplacement du stand de tir de la police ainsi qu'une traversée du Rhône (CAD, gaz et électricité) présentant des difficultés techniques.
5. **CERN** : Le projet présente une bonne faisabilité technique et une bonne évaluation environnementale avec les réserves suivantes :
 - Sous-variante A : Le projet requiert un déclassement d'une zone agricole.
 - Sous-variante B : Le projet est situé sur le site du CERN, soit dans une zone extraterritoriale.
6. **STEP Aire** : Le projet présente une bonne faisabilité technique (sauf pour l'éloignement du gazoduc) et une bonne évaluation environnementale. Il est situé sur la commune de Vernier.
7. **Bernex** : L'emplacement est considéré comme site contaminé et devrait, au préalable, être entièrement assaini. Il nécessiterait un défrichement définitif de 1 ha de forêts. Le refroidissement ne pourrait pas se faire à partir du Rhône (perte de rentabilité).
8. **Foretaille** : Le projet serait en alignement de la piste de l'aéroport, ce qui pose des problèmes de sécurité tant pour le gazoduc que pour la hauteur de la cheminée. Il nécessiterait un défrichement définitif de 1 ha de forêts.
9. **Meyrin** : Le projet requiert un déclassement d'une zone agricole et pourrait poser les mêmes problèmes de sécurité que Foretaille en raison de la proximité de l'aéroport.
10. **Renfile** : Le projet requiert un déclassement d'une zone III constructible. Les immissions de NOx de la zone dépassent déjà les valeurs moyennes de l'OPair. Le projet est situé sur la commune de Vernier.

La solution la plus **économique** est celle du Lignon. Les surcoûts pour les autres sites mis en évidence dans le cadre de cette étude ne sont que de 1 à 4 % de l'investissement total. Il faut cependant noter que seule une étude détaillée de chacune des variantes permettrait de déterminer son coût réel. En

effet, nombre d'éléments n'ont pu être chiffrés que de manière approximative. C'est notamment le cas des procédures longues et compliquées requises pour la construction d'un gazoduc qui, de surcroît, devrait dans certains cas traverser le Rhône ou l'autoroute.

Par ailleurs il faudrait également tenir compte du coût et de la durée nécessaire pour le **déclassement** éventuel de la parcelle sélectionnée ainsi que des impacts financiers du **retard dans la construction** dû à un changement de site.

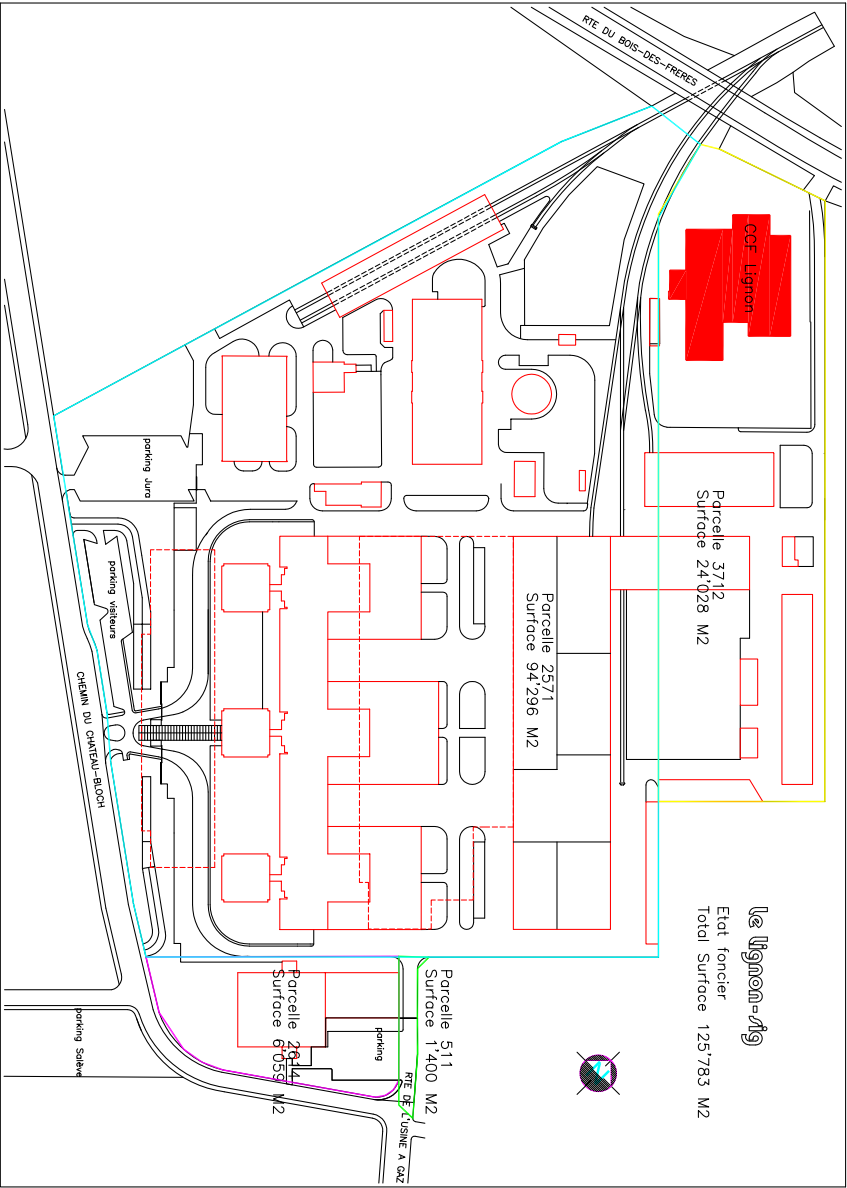
En résumé

Le Lignon apparaît comme le site le plus adéquat du point de vue technique (terrain disponible sur le site du Lignon, facilité de raccordement aux réseaux électricité, gaz et chaleur, intégration dans l'exploitation, délai de réalisation). Son appréciation socio-environnementale est également favorable, sous réserve de l'acceptation de la Commune de Vernier.

Les **sites CERN variante B** et **Step Aire** seraient des alternatives intéressantes, avec toutefois des réserves: Le premier est situé sur le site du CERN. Le second est aussi sur la commune de Vernier et nécessiterait un prolongement du gazoduc passant sous le Rhône.

Tous les autres sites posent d'importants problèmes environnementaux, de déclassement de zone ou d'ordre technique qui sont à même de renchérir le projet, de le retarder fortement, voire de compromettre son exécution.

ANNEXE 17



Date de dépôt : 27 septembre 2010

RAPPORT DE LA PREMIERE MINORITÉ

Rapport de M. Pierre Conne

Mesdames et
Messieurs les députés,

La motion des Radicaux M 1831 **Pour un approvisionnement électrique propre et sûr** et la résolution des Verts, R 569 **Pour un moratoire en matière de construction de centrale à gaz**, défendent le même principe : la responsabilité politique en matière énergétique.

Pour la minorité, la Commission de l'énergie et des Services industriels de Genève a fait preuve de frilosité en n'osant pas accepter ces projets qui ont l'ambition d'exiger du Conseil d'Etat qu'il mette en œuvre la révolution énergétique dans notre canton et qu'il passe de la parole aux actes.

Si vous suivez les conclusions du rapport de majorité, les étapes successives qui doivent être franchies pour atteindre la société à 2000 watts en 2050 ne seront ni définies ni planifiées. Que dirons-nous alors à nos enfants ? « Nous sommes désolés, nous aurions pu contribuer à stopper le bouleversement catastrophique du climat mais nous ne l'avons pas fait ».

Ne nous trompons pas de thème : il n'est pas question de remettre en question la performance énergétique et économique de la centrale à gaz avec un couplage chaleur-force que les SIG ont prévu de construire à Vernier. La transformation du gaz naturel en électricité, la récupération de la chaleur émise par les turbines pour alimenter un réseau de chauffage à distance (Centrale Chaleur-Force), le kWh acheté à 4 centimes pour être revendu à 24 centimes, tout cela constitue un projet industriel et financier de grande qualité. Dans leur sphère de compétence et de responsabilité, les SIG ont parfaitement rempli leur mission en proposant ce projet.

Mais leur mission n'est pas politique, de même que la nôtre n'est pas industrielle.

Notre responsabilité politique consiste à construire un avenir à vues humaines dans lequel nous nous serons affranchis de la dépendance de l'énergie fossile et nucléaire pour tous nos usages, domestiques et industriels.

Accepter la CCF sans autre engagement de la part du Conseil d'Etat, c'est accepter la fuite en avant, avec une vision à court terme, sans savoir comment, dans quel délai et à quel prix notre révolution énergétique se fera et même si elle pourra se faire !

Notre gouvernement a décidé de relever le défi énergétique. Nous avons retenu les phrases suivantes de la déclaration du Conseil d'Etat du 7 décembre 2009 : *« l'avenir appartient aux économies qui savent réduire leur dépendance à l'égard des énergies non renouvelables », « la raréfaction des énergies fossiles et leurs effets sur le climat nous obligent à innover, à investir et à diminuer notre consommation », « nos ingénieurs savent construire des quartiers autosuffisants », « nous soutenons l'idée d'investir dans des installations géothermiques et de construire avec nos partenaires français un nouveau barrage en aval de Chancy-Pougny et une centrale chaleur-force alimentée par la biomasse », « notre Conseil réexaminera par contre l'opportunité de la construction d'une centrale à gaz à Vernier pour vérifier si elle peut véritablement s'inscrire dans une politique énergétique durable ».*

La minorité de la commission soutient ces orientations et ne recommande pas le rejet pur et simple de la CCF. Pour cela, nous demandons des garanties que la politique énergétique durable que le gouvernement actuel s'est engagé à mettre en œuvre existe concrètement. Autrement dit, nous voulons que le Conseil d'Etat s'engage contractuellement :

- à cadrer les mesures d'économies d'énergie électrique avec le programme Eco21 pour un montant de 75 millions dans les dix prochaines années dans le but d'économiser annuellement 150 GWh;
- à obtenir la concession fédérale visant la finalisation du projet et la construction du barrage de Conflan pour qu'il soit opérationnel en 2020;
- à planifier des investissements significatifs dans la production d'électricité renouvelable, sur le territoire de notre canton ou ailleurs en Suisse et à l'étranger :

pour des installations :

- de parcs éoliens sur des périmètres terrestres dont les crêtes du Jura;
- de parcs éoliens off-shore;
- de productions d'électricité à partir de l'énergie solaire que ce soit par des panneaux photovoltaïques ou des centrales solaires thermodynamiques;

pour des installations :

- utilisant la biomasse (bois, sous-produits agricoles, cultures dédiées à la production d'agro combustibles, biogaz) comme combustible avec couplage chaleur-force;
- hydroliennes et autres technologies marines;
- utilisant la géothermie thermodynamique;

– à planifier des investissements significatifs dans la production de chaleur renouvelable pour :

- des installations utilisant la biomasse (bois, sous-produits agricoles, cultures dédiées à la production d'agro combustibles, biogaz) comme combustible dans des chaufferies raccordées au réseau de chauffage à distance;
- des installations de production de chaleur à partir de panneaux solaires thermiques;
- des pompes-à-chaleur (PAC) à proximité des sources de fluides disponibles sur le canton (Lac, Rhône et stations d'épuration des eaux usées);
- la prospection et le développement d'installations géothermiques;

– à optimiser, raccorder et valoriser au mieux les réseaux de chaleur à distance (CAD Lignon et CADIOM).

Ensuite, nous demandons la preuve que la CCF soit réellement indispensable, comme source d'énergie complémentaire d'origine fossile pour réaliser la transition, entre la situation actuelle et celle où d'autres sources d'énergies, renouvelables, assureront la couverture de nos besoins.

Finalement, et si la CCF s'avère vitale pour Genève, nous voulons qu'une durée d'exploitation limitée à une quinzaine d'années soit arrêtée.

La Commission de l'énergie et des Services industriels de Genève a manqué de vision prospective en refusant les projets de motion M 1831 et de résolution R 569. Elle a révélé sa paralysie devant les défis énergétiques à relever et les réformes à entreprendre.

L'avenir énergétique de notre canton et notre participation à la réduction d'émission de gaz à effet de serre nous imposent de prendre nos responsabilités politiques en la matière. Aussi, le rapporteur de minorité invite notre Grand Conseil à accepter les projets de motion M 1831 et de résolution R 569.

Date de dépôt : 28 septembre 2010

RAPPORT DE LA DEUXIEME MINORITÉ

Rapport de M. Hugo Zbinden

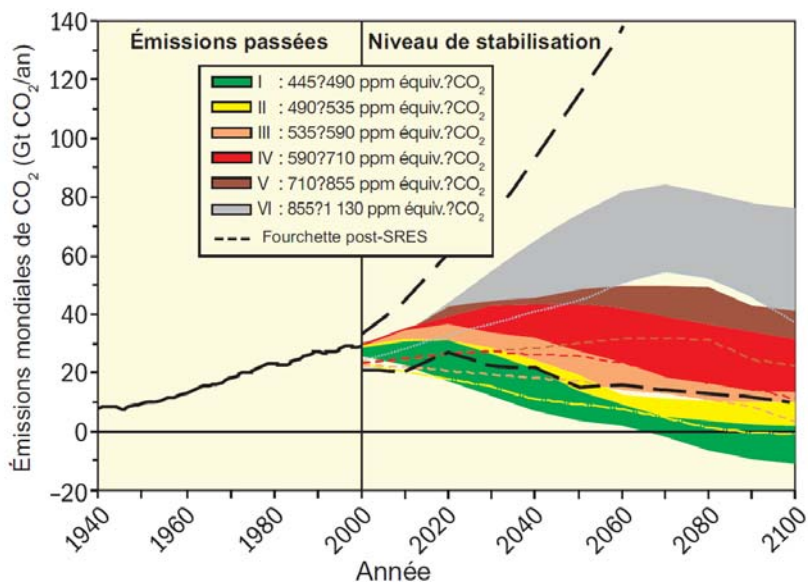
Mesdames et
Messieurs les députés,

Poser des repères pour avancer, c'est surmonter la crise énergétique. Notre gouvernement prête serment le jour où, à Copenhague, les pays du monde entier se réunissent pour parler du climat. C'est l'occasion de prendre conscience que l'avenir appartient aux économies qui savent réduire leur dépendance à l'égard des énergies non renouvelables. C'est l'un des défis les plus délicats, mais aussi les plus exaltants. La raréfaction des énergies fossiles et leurs effets sur le climat nous obligent à innover, à investir et à diminuer notre consommation.

François Longchamp, discours de Saint-Pierre, décembre 2009

L'urgence climatique

Dans la conception générale de l'énergie 2005-2009, la société à 2000 W est un but à long terme, même si la majorité de droite a refusé d'y fixer une date pour l'atteindre. Le Conseil d'Etat actuel le répète dans son discours de Saint-Pierre, diminuer notre consommation d'énergie est un enjeu principal de notre société. En effet, selon le GIEC (IPCC fourth Assessment Report AR4), il faut que l'humanité mette tout en œuvre afin de « limiter l'augmentation globale de la température moyenne à 2 degrés, pour éviter que les changements climatiques soient irréversibles et imprévisibles et compromettent la qualité de vie des générations futures. Pour contenir les changements climatiques dans ces proportions, les émissions mondiales doivent atteindre un pic au plus tard en 2015 et puis diminuer rapidement (voir figure ci-dessous).



Pour maintenir l'augmentation de la température inférieure à 2°C (niveau de stabilisation de 450 ppm), les émissions futures de CO₂ dans l'atmosphère doivent se situer dans la partie inférieure de la zone verte (zone toute en bas) du graphique.

(http://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar4/syr/ar4_syr_fr.pdf)

Cela signifie pour les pays industrialisés, qu'ils doivent réduire leurs émissions (par rapport à 1990) de 25-40% en 2020 et de 80-95% en 2050 selon leur capacité d'agir. Avant la conférence de Copenhague, le Conseil fédéral a annoncé qu'il s'engagerait pour une baisse de 20% pour 2020, voire 30% si les autres états faisaient de même. On connaît l'échec de Copenhague, néanmoins il reste que, si on veut éviter le pire, il faut une diminution rapide et significative des émissions de gaz à effet de serre »

Est-ce que face à l'urgence climatique, investir 250 Mio de francs dans une nouvelle centrale à gaz, aussi efficace qu'elle soit, est vraiment un choix approprié ?

La résolution R 569 demande au Conseil d'Etat, avant de construire une nouvelle centrale, d'amplifier ses efforts visant à réduire la consommation d'énergie et particulier celle de l'électricité dans le canton et d'intensifier la promotion des énergies renouvelables. Cela relève du bon sens, car si vous

voulez remplir une baignoire vous commencez par mettre le bouchon avant d'ouvrir davantage le robinet.

Nous estimons qu'avant d'augmenter la production d'énergie, il faut d'abord s'attaquer à ce véritable défi d'une baisse de la consommation importante dans un délai très court. Il nous faut un véritable plan d'action pour arriver à cet objectif ! Le projet de la centrale à gaz ne fait que nous divertir de cet objectif principal et nous engagerait dans la fausse direction. En effet, il ne résout aucun problème et amène pas à des économies significatives. Jugez vous-même :

La centrale planifiée au Lignon est une centrale type CCGT (combined cycle gaz turbine) du genre couplage chaleur force (nommé par la suite simplement « CCF »), qui produit donc de l'électricité et de la chaleur pour le chauffage à distance d'une manière très efficace. Avec 609 GWh de gaz elle produit :

- 174 GWh de chaleur (soit env. 3% de la consommation en chaleur du canton),
- Et 283 GWh d'électricité (soit env, 10% de la consommation d'électricité du canton).

Avec une technologie plus conventionnelle sans CCF on aurait besoin de 193 GWh de gaz pour produire la même quantité de chaleur (chaudières avec 90% d'efficacité), et 515 GWh de gaz pour l'électricité (p.ex. centrale au Luxembourg avec 55% d'efficacité), soit 708 GWh. Avec la CCF on peut économiser donc 99GWh de gaz par an, soit **seulement environs 0,7% du besoin d'énergie primaire de Genève.**

A titre de comparaison :

- Pour baisser la consommation d'énergie de 30% sur 10 ans, il faudrait une baisse de 3,5% chaque an.
- Une simple réduction de la température d'air d'un logement ou bureau d'un degré, réduit la consommation d'énergie pour le chauffage d'environ 7%. Cette mesure appliquée dans tout le canton amènerait donc une baisse de consommation d'énergie de l'ordre de 2%.

En conclusion, **la CCF au Lignon n'est pas un élément essentiel de la politique énergétique du canton.** Elle contribue seulement marginalement à une baisse de la consommation d'énergie primaire, mais les efforts à faire dans les 10 ans à venir seront bien plus importants. La consommation d'électricité de Genève a augmenté de quelques 2% par année entre 2005 et 2008. En l'absence d'autres mesures, il faudra donc construire une CCF tous les 5 ans. Le grand défi de la politique énergétique reste dans des véritables

mesures d'économie. C'est avant tout dans ce domaine-là que le canton doit s'investir.

Quand une mesure d'économie d'énergie devient une *compensation*

Les promoteurs de la centrale insistent beaucoup sur le fait que d'importantes mesures de compensation seront prises. Ces compensations sont des mesures d'économie qui peuvent être directement liés à la centrale et son réseau de chauffage à distance (suppression de chauffages à mazout des maisons raccordées) ou pas. En effet, une grande partie des compensations sont des mesures d'économies pour lesquelles on n'a pas besoin de centrale, mais uniquement de l'argent pour les inciter et réaliser.

Les investissements dans des économies d'énergies sont d'ailleurs souvent rentables. A titre d'exemple, le programme eco21 avec un budget de 53 Mio. de francs va générer d'ici 2013 des investissements de 97 Mio. de francs et des économies de 150 GWh d'électricité. Donc, les GWh économisés par eco21 sont bien meilleur marché que les GWh produits par la CCF.

Par contre, à l'avenir, avec la CCF des simples économies (comme celles d'eco21) deviendront des *compensations*. La CCF devrait ramener de l'argent et 7 Mio de francs devraient être alloués annuellement pour des compensations pendant les 20 ans de son fonctionnement. A noter que ces compensations sont exigées par la confédération et le Canton. Cela signifie que pour chaque kWh produit, 2,5 centimes seront attribués aux compensations, ce qui augmente sensiblement le coût de l'électricité. Mais, si ceci est acceptable pour le courant venant de la CCF, pourquoi ne pourrait-on pas retenir une somme comparable sur tout le courant vendu ? Pourquoi au contraire, les SIG accordent-ils une baisse de 3% (0.6ct/kWh en moyenne) sur leurs tarifs électricité pour 2010, au lieu d'investir ces quelques 18 Mio de francs dans des économies d'énergie ? Simplement en renonçant à cette baisse, on aurait donc la possibilité d'investir 2,5 fois plus d'argent dans des vraies économies que les quelques 7 Mio libérés par la CCF pour des compensations ! Et n'oublions pas qu'à terme, pour atteindre la société à 2 000W, il faut des vraies baisses de la consommation et pas seulement des compensations qui maintiennent au mieux le niveau de la consommation.

Le fait est que le système actuel est ainsi construit que produire et vendre de l'électricité est rentable pour les SIG, par contre les économies d'énergie qu'ils génèrent avec leurs programmes d'incitation profitent aux consommateurs. Cela signifie les SIG peuvent investir dans des nouvelles centrales et amortir leurs investissements, mais qu'ils ne peuvent pas

rentabiliser leurs investissements dans les négawatts, les économies d'énergie. C'est la raison pour laquelle les Verts demandent d'étudier le système dit de *découplage* (Motion 1864). Dans un tel système, les revenus des entreprises d'énergie sont découplés des ventes d'énergie. Par contre, elles peuvent retrouver un retour sur investissement dans des programmes d'économies à grande échelle. Des économies, dont on a tellement besoin pour faire le virage dans notre politique d'énergie.

Avant de conclure, j'aimerais répondre à deux arguments souvent avancés par la majorité :

- **Il n'y a pas d'indépendance énergétique avec une CCF.** Produire de l'électricité avec du gaz est se rendre dépendant de la bonne volonté des producteurs de gaz (Russie, Iran, etc.) et des prix des énergies fossiles dont on a pu observer l'extrême volatilité ces dernières années ! Une amélioration de l'indépendance énergétique peut être seulement obtenue en économisant et en développant d'avantage les énergies renouvelables chez nous. Alternativement, on pourrait aussi investir dans la production d'électricité éolienne dans le nord de l'Europe et solaire dans le sud avec des pays plus fiables.
- **Renoncer à des centrales à gaz ne fait pas le lit des centrales nucléaires.** Au contraire, il nous paraît évident que des centrales à gaz, rendant l'âme après une vingtaine d'années, seraient une transition idéale pour de nouvelles centrales nucléaires, qui pourraient justement être envisagées à ces horizons-là. J'en prends pour preuve les propos de Michael Wider (directeur d'ALPIQ) qui écrit dans un encart publicitaire du "Temps". « *La construction de nouvelles centrales nucléaires en Suisse va prendre environ 20 ans, d'où la nécessité absolue de trouver une solution intermédiaire pour assurer l'approvisionnement en électricité dans l'intervalle. La solution transitoire la plus adaptée serait de recourir aux centrales à gaz naturel.* » La manière la plus sûre pour empêcher de nouvelles centrales est de baisser la demande, c'est-à-dire la consommation !

En conclusion, vous aurez compris que le débat sur la centrale à gaz au Lignon est un faux débat. Le vrai enjeu de la politique d'énergie est une baisse de la consommation importante, qu'on peut et qu'on doit atteindre indépendamment de la construction de nouvelles centrales efficaces. Construire une CCF maintenant sans prendre d'autre mesure importante risque d'être un oreiller de paresse et une distraction de nos efforts nécessaires pour éviter une crise climatique.

C'est pour ces raisons, Mesdames et Messieurs les députés, que je vous invite à ne pas suivre le rapport de majorité, mais d'accepter la R 569, qui demande un moratoire sur la construction de la CCF, ainsi que la M 1831.

Date de dépôt : 27 septembre 2010

RAPPORT DE LA TROISIEME MINORITE

Rapport de M. Eric Stauffer

Mesdames et
Messieurs les députés,

Le groupe MCG est opposé à la construction de la centrale à gaz chaleur force au Lignon ! En réalité le MCG est doublement opposé à ce type de construction !

Premièrement, il faut savoir miser sur l'avenir et cesser de faire des projets pour les 20 prochaines années basés sur des énergies fossiles. Deuxièmement, le choix du site apparaît comme étant vraiment inadéquat puisque à moins de 500 m du site en question, vivent quelques milliers de personnes !

La qualité de vie doit être privilégiée avant toute autre considération.

Les promoteurs de cette centrale à gaz ont voulu vous faire croire que sans elle, Genève pourrait être en rupture de fourniture électrique ! C'est faux, c'est un mensonge !

En effet, la centrale à gaz s'inscrit dans un processus et ne représente qu'une partie de l'équation de la politique énergétique du canton de Genève. Nous en voulons pour preuve que d'autres projets sont en cours de réalisation comme le barrage de Conflans, qui évidemment ne fonctionnent pas avec des énergies fossiles !

De plus, la centrale à gaz ne résoudra en rien, à moyen, terme la question du prix et d'hypothétiques économies. Vous l'aurez compris, le prix du gaz étant lié à celui du pétrole et perspective d'avenir de voir le prix du pétrole revu à la baisse n'existe pas, bien au contraire, nous pourrions assister à une envolée spectaculaire du prix du pétrole dans les 10 à 15 ans à venir !

Aujourd'hui, Genève doit miser sur l'avenir, un avenir propre, un avenir sain, un avenir qui mise sur les énergies renouvelables et qui bannit à tout jamais les énergies fossiles !

Le manque de vision des gouvernements qui se sont succédés amène aujourd'hui Genève dans cette situation difficile de dépendance énergétique a contrario de la ville de Zurich qui elle, produit plus (énergies renouvelables)

d'énergie qu'elle n'en consomme ! Genève aurait pu être dans la même situation s'il n'avait pas dilapidé avec d'autres cantons son investissement sur le barrage de la grande Dixence ! Malheureusement, le passé nous ne pouvons pas le réécrire, en revanche l'avenir nous appartient !

De plus le choix du site dans l'enceinte « du palais impérial » des services industriels de Genève à proximité immédiate de quartiers extrêmement peuplés n'apparaît pas comme étant un choix judicieux. En effet, même si une centrale à gaz pollue moins qu'une centrale à charbon, les cheminées rejettent du CO₂ par tonnes chaque année. Quid de la population environnante, quid de la population genevoise !

Le groupe MCG se refuse à prendre les aspects économiques de manière prioritaire en regard de la qualité de vie et de la santé de nos concitoyens.

En conclusion, le groupe MCG vous demande d'accepter le moratoire sur la construction de cette centrale à gaz pour une durée d'au moins cinq ans, de refaire un point d'ici cinq ans quant à l'évolution des nouvelles technologies et notamment en ce qui concerne la géothermie de profondeur. Nous savons par exemple que Genève est traversé par une faille où la géothermie pourrait devenir le choix impérial de Genève. C'est dans cette direction qu'il nous faut investir pour l'avenir des générations futures.

ANNEXE

Ci-dessous nous reproduisons un article trouvé sur le Web concernant une région en France où l'État a décidé de construire une centrale à gaz :

Source : <http://www.sciencesetavenir.fr/magazine/evenement/096878/les-centrales-a-gaz-echauffent-les-esprits.html>

Pour faire face aux pics de consommation d'électricité, la France développe son parc de production en privilégiant le gaz, moins polluant que le charbon et le fioul. Mais dans plusieurs sites jusque-là préservés, les opposants s'organisent.

Un effet du suréquipement

Entre 1973 et 2007, la consommation nationale annuelle d'électricité est passée de 151 à 434 térawattheures (TWh), soit un quasi-triplement ! Cette consommation intérieure s'est développée deux fois plus vite que l'ensemble de la consommation d'énergie dans les transports ou le chauffage. Cette hausse s'est principalement effectuée dans le secteur résidentiel tertiaire qui est passé de 59 à 284 TWh. Principale raison : la diffusion massive du chauffage électrique et la multiplication des appareils ménagers et audiovisuels. Le pic record national de consommation établi le mercredi 7 janvier 2009 à 19 h, est de 92 400 mégawattheures.

C'est un coin de campagne de l'Oise, un vaste plateau agricole jouxtant un petit bois sans caractère. Une ligne à haute tension balafre le ciel. La ligne TGV Nord passe tout près, encaissée dans une tranchée profonde avant de s'engouffrer dans un tunnel. La départementale rectiligne dessine à cet endroit ses premiers virages pour descendre dans la vallée de l'Automne, du nom de la rivière qui se jette dans l'Oise. C'est ici, dans ce paysage au charme familial que se joue l'un des conflits environnementaux les plus paradoxaux du moment, un dilemme épineux entre protection de la biodiversité et lutte contre le réchauffement climatique. Car un gazoduc enterré traverse aussi discrètement cette zone, à peine trahi par les petites bornes jaunes de Gaz de France. L'endroit est en fait idéal pour ériger une centrale à gaz... Au détriment de l'importance écologique extrême du petit bois en apparence si banal.

Le projet de construction de la commune de Verberie n'est pas un aménagement mineur. Il est appelé à bouleverser toute la campagne environnante : un site de 7 hectares d'emprise au sol (30 en comptant parkings et bâtiments administratifs), une usine de 27 mètres de long surmontée de cheminées de 56 mètres de haut, deux chaudières de 892

mégawatts (MW) de puissance, huit tours aéroréfrigérantes, 1100 m³ d'eau pompés dans l'Oise et 180 000 m³ de gaz brûlés par heure... Voilà qui a de quoi en effrayer plus d'un ! *«J'en ai entendu parler pour la première fois en septembre 2008 dans le quotidien Le Parisien, s'indigne David Long, le président de l'association Pas de centrale en Basse Automne. Un élu avait fini par lâcher le morceau, car la décision prise par la communauté des communes datait en fait de février 2008. Pas un maire n'en avait parlé pendant les municipales qui suivaient, juste en mars !»* Pourtant, l'unité rejettera dans l'air tous les ans 1936 tonnes d'oxydes d'azote, 389 tonnes d'oxydes de soufre, 3296 tonnes de monoxyde de carbone, 389 tonnes de poussières. Dommage pour les riverains. Car l'endroit n'est pas si désert.

Trois cents mètres derrière le petit bois qui couvre le coteau s'étend Verberie, 3300 habitants, et fière d'un environnement préservé si l'on en croit son site Internet. Village fondé au haut Moyen Age, on y trouve des maisons de charme et des lotissements où les promoteurs vendent la proximité avec la nature. La maison de David Long est située au pied de la colline, sur la minuscule commune de Saint-Vaast-de-Longmont (700 habitants) imbriquée dans le territoire de Verberie. C'est une ancienne ferme transformée en élégante résidence rustique, l'une des plus proches du futur projet. Ce consultant dans l'industrie pharmaceutique avait choisi l'endroit il y a une dizaine d'années en raison de ses déplacements fréquents à l'étranger. L'aéroport de Roissy-Charles-de-Gaulle est à moins de trente kilomètres et il n'y a pas d'embouteillages pour le rejoindre. *«Il y a beaucoup de nouveaux arrivants comme moi ici, précise-t-il. Je ne m'étais jamais mêlé de politique locale et ne connaissais pas grand monde. Je suis aujourd'hui à la tête d'une association de plusieurs centaines d'adhérents !»* Son vice-président est pilote de ligne.

Ce combat, comme celui mené sur d'autres sites choisis pour édifier une centrale à gaz, à Beaucaire (Gard) ou un port méthanier au Verdon-sur-Mer (Gironde) par exemple, est atypique, loin des escarmouches NIMBY (Not In My Back Yard, «pas dans mon jardin») qui fleurissent un peu partout et qui voient des privilégiés s'opposer à des projets d'intérêt collectif. Loin également des grands scandales écologiques. La centrale, projetée par le fournisseur Direct Energie, est en effet «climatiquement» assez correcte. Elle fait partie du Plan pluriannuel d'investissements (PPI) rendu public par le gouvernement en juin dernier pour la période 2009-2020. Sa construction est rendue nécessaire par les pics de consommation enregistrés au niveau national. En effet, si l'essentiel de l'électricité est fourni en France par le nucléaire, les pointes de consommation impliquent de faire appel à des unités de production aptes à injecter rapidement du courant dans le réseau. Cette

fonction est actuellement remplie par une quinzaine de centrales à charbon ou au fioul et donc grosses émettrices de gaz à effet de serre.

«*Nous avons décidé que les centrales à charbon les plus polluantes actuellement en activité devront fermer d'ici à 2015, a annoncé le ministre de l'Ecologie, de l'Energie et du Développement durable, Jean-Louis Borloo. Elles seront remplacées par des centrales au gaz. Quant aux implantations nouvelles de centrales au charbon, elles devront être dotées des technologies de stockage du CO2 dans les couches géologiques.*» L'argument semble imparable : une centrale à charbon émet entre 800 et 1000 kilos de CO2 pour produire un mégawatt alors que le gaz n'émettra que 350 kilos. Certes, ce n'est pas une énergie propre mais, pour le gouvernement, c'est un moyen rapide d'améliorer le bilan carbone national.

Les acteurs traditionnels du secteur (GDF, EDF, Snet) et les nouveaux arrivants (Poweo, Direct Energie) sur le marché libéralisé de l'énergie se sont donc lancés dans la construction de centrales à cycle combiné gaz (*voir la carte p. 11*). Les deux premières unités ont ouvert en 2006 à Dunkerque et en 2009 à Pont-de-Sambre (Nord). Certains sites industriels en déshérence ont pu ainsi accueillir les nouvelles centrales. Mais la plupart du temps, il faut trouver des emplacements différents de ceux des centrales à charbon, encore «vierges» car répondant à des critères nouveaux : présence d'un gazoduc permettant une fourniture rapide de gaz, d'un réseau à haute tension pour éviter de construire une nouvelle ligne et d'une rivière pour pouvoir évacuer la chaleur produite par l'installation.

Et voilà comment les promoteurs, scrutant leurs cartes, sont tombés sur... Verberie ! Où Direct Energie a été accueilli à bras ouverts par les élus. Une chance pour l'opérateur. Dans un conflit similaire, à Beaucaire (Gard), Poweo a vu son projet torpillé par un changement de majorité aux municipales. Ici, pas de risque, les élections étaient passées ! Et rien n'avait filtré des élus. J'étais compter sans la population locale. La mobilisation contre le projet s'est très vite révélée massive. Mais sur quels arguments s'opposer ? Le site ne bénéficie d'aucun classement et n'appartient pas au parc régional Oise- Pays de France créé en 2004. La frontière s'arrête aux limites de la commune qui n'a jamais voulu adhérer à la charte du parc... Reste ce mince liseré boisé et pentu de moins de 300 mètres de large qui isolera la centrale des premières habitations de Verberie. De fait, ces futaies ordinaires se révèlent essentielles. C'est en effet un corridor écologique de première importance, le dernier lien naturel reliant les forêts de Chantilly, Ha- latte et Ermenonville au massif de Compiègne plus au nord. Si l'on coupe ce cordon, les populations de cerfs et de sangliers se retrouvent fragilisées. C'est ce qui avait amené la SNCF dix ans plus tôt à enterrer la ligne TGV Nord à cet endroit. Dans deux avis rendus

en novembre 2008 et mars 2009, le Conseil scientifique régional du patrimoine naturel de Picardie (CSRPN) a donc émis *«un avis défavorable à l'implantation de tout projet tel que celui de la centrale électrique au sein même du fuseau d'un des biocorridors les plus stratégiques du Sud picard pour le maintien des possibilités de circulation des grands cervidés et tout particulièrement du cerf»*. Et le dernier Grenelle de l'environnement a sacralisé ces «ponts» de nature «ordinaire» en imposant la création de la «trame verte», assurant la continuité écologique des milieux naturels : *«C'est notre principal argument, plaide David Long. La préservation de ce bois est un enjeu qui dépasse largement les intérêts locaux.»*

Un autre argument mérite qu'on s'y arrête. Les pouvoirs publics ont autorisé la construction de 31 centrales à gaz pour remplacer dès 2012 les centrales à charbon les plus *polluantes* (voir la carte). Sur un temps de fonctionnement annuel estimé à 4500 heures pour couvrir les consommations de pointe, ces 31 unités devraient émettre 30% de gaz à effet de serre de plus que les centrales au charbon d'aujourd'hui car les investisseurs tablent sur une augmentation continue des besoins en électricité. Or le PPI n'apporte aucune certitude sur ce point. Les différents scénarios doivent intégrer les objectifs d'amélioration de l'efficacité énergétique, d'économie d'énergie et la montée en puissance de la production des énergies renouvelables prévues par le Grenelle de l'environnement et qui doivent en toute logique réduire la consommation de gaz et de charbon. L'objectif du Grenelle est officiellement de ramener la consommation finale d'énergie à 167 millions de tonnes d'équivalent pétrole (tep) en 2020 contre 202 millions de tep si aucun effort n'est fait d'ici à cette date. Mais, entre autres incertitudes, on doit aussi envisager une diffusion à grande échelle de nouveaux usages, comme la voiture électrique. Une véritable bouteille à encre.

Aussi, tout en autorisant les projets, le gouvernement prévient : *«Dans le cadre libéralisé du secteur de l'énergie, le PPI fixe des objectifs de développement du parc de production à moyen terme mais ne se prononce pas sur les conditions (maître d'ouvrage, localisation, dimensionnement, spécifications techniques) de réalisation de ces investissements. Il appartient aux entreprises de réaliser leurs propres simulations et d'en tirer, en ce qui les concerne, les conclusions appropriées.»* En clair : comme il est très difficile de prédire les besoins en électricité à l'horizon 2020, il se peut que la construction d'un nombre trop élevé de centrales au gaz entraîne une surproduction d'électricité. Les centrales devront alors réduire leur nombre d'heures de fonctionnement, obérant ainsi leur rentabilité.

En attendant, à Verberie, la procédure continue. En juin, la population s'est déclarée massivement opposée à la centrale et les conclusions des

commissaires enquêteurs ont parfaitement traduit les paradoxes du projet. L'enquête publique sur la demande d'exploitation de l'usine a donné lieu à un avis favorable. Mais la modification du Plan local d'urbanisme (PLU) déclassant les terres agricoles en zone industrielle a reçu un avis défavorable. Le projet risque de rester longtemps coincé dans les tuyaux !

Loïc Chauveau