



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK
Bundesamt für Energie BFE

Rapport final 19. Décembre 2007

Géothermie du cristallin profond de la vallée du Rhône

Phase A : Etude préliminaire

Mandant:

Office fédéral de l'énergie OFEN
Programme de recherche géothermie
CH-3003 Berne
www.bfe.admin.ch

Mandataire:

ALPGEO Sàrl
Rue du Bourg 49
CH-3960 Sierre
bianchetti@alpgeo.ch

Auteurs:

Gabriele Bianchetti et Germain Crestin, ALPGEO Sàrl, Sierre, bianchetti@alpgeo.ch
Thomas Kohl, GEOWATT AG, Zürich
Olivier Graf, BSI SA, Lausanne

Responsable de domaine de l'OFEN: Gunter Siddiqi

Chef de programme de l'OFEN: Rudolf Minder

Numéro du contrat et du projet de l'OFEN: 151'698 / 101'445

L'auteur de ce rapport porte seul la responsabilité de son contenu et de ses conclusions.

No du projet : 101'445 No de contrat : 151'698	Programme Géothermie	Sous mandat de L'Office fédéral de l'énergie
---	-----------------------------	---



Rapport final de phase A - Juin 2006

Géothermie du cristallin profond de la vallée du Rhône

Etude préliminaire

Elaborée par :
Groupement AGEPP



Gabriele Bianchetti et Germain Crestin, ALPGEO Sàrl, Sierre
 Thomas Kohl, GEOWATT AG, Zürich
 Olivier Graf, BSI SA, Lausanne

c/o ALPGEO Sàrl
 Rue du Bourg 49, 3960 Sierre





Projet OFEN N°101'445

GÉOTHERMIE DU CRISTALLIN PROFOND DE LA VALLÉE DU RHÔNE

Rapport final de phase A (étude préliminaire)- Juin 2006

RÉSUMÉ

Le PROJET AGEPP (Alpine Geothermal Power Production) entend évaluer la faisabilité de produire de l'électricité d'origine géothermique, en exploitant des aquifères profonds du cristallin dans la vallée du Rhône (cantons du Valais et de Vaud). Localement, les géothermomètres indiquent qu'il est possible de capter des eaux thermales entre 100 et 130°C, dans les gneiss et granites fissurés, à une profondeur supposée entre 3 et 4 km. Ce projet se veut une alternative aux projets EGS/DHM en cours, en réduisant les risques de perforation et en exploitant des eaux à faible minéralisation (< 5 g/l).

Les objectifs du PROJET AGEPP sont d'identifier des zones aquifères profondes dans le cristallin (représenté par les Massifs cristallins externes), de réaliser des forages pour exploiter le réservoir thermal profond et de produire, avec un cycle binaire, de l'électricité, tout en valorisant les rejets thermiques pour du chauffage. Le projet dans son ensemble se subdivise en différentes phases, qui vont se succéder durant la période novembre 2005 – décembre 2009. La phase A, consistant en une étude préliminaire, fait l'objet du présent rapport. Elle doit permettre d'établir un état des connaissances, sur la base des informations existantes, dans les trois domaines qui intéressent le projet, à savoir la connaissance du sous-sol (géologie – hydrogéologie - géothermie), la production d'électricité d'origine géothermique et la valorisation des rejets thermiques.

Les aspects géologiques, hydrogéologiques et géothermiques ont été analysés par le bureau d'hydrogéologues ALPGEO Sàrl à Sierre. Les informations disponibles ont été d'abord traitées sur la base d'un SIG créé pour les besoins de l'étude. Par la suite, les structures profondes ont été analysées grâce à un modèle tridimensionnel du cristallin élaboré sur la base des résultats du programme national de recherche PNR20 (Deep structure of the Swiss Alps). Cette étude montre que le cristallin s'enracine à grande profondeur, alors que la présence de nombreuses émergences d'eau thermale localisées le long des massifs cristallins externes indique que le cristallin peut être localement bien fissuré et aquifère. Les perméabilités ne sont pas trop élevées, permettant d'atteindre, dans le réservoir profond, un équilibre thermique entre la température du rocher et celle de l'eau. Deux aquifères profonds du cristallin qui pourraient être exploités pour le PROJET AGEPP ont été identifiés à Lavey-les-Bains et à Brigerbad. Ces sites sont caractérisés par des cibles géothermiques claires, situées à < 3 km de profondeur, par une température élevée des fluides profonds (au minimum 110°C) et par des débits de production pour un futur forage profond estimés entre 50 et 75 l/s (exceptionnellement 100 l/s, actuellement : ~30 l/s). Le site de Lavey apparaît comme le plus favorable, en raison de conditions géothermiques très intéressantes et de bonnes connaissances géologiques des structures profondes et du système hydrothermal.

La question de la production d'électricité d'origine géothermique a été traitée par le bureau GEOWATT AG à Zürich, Swiss geothermal expert group. Il a été procédé d'abord à une compilation des informations connues pour des centrales géothermiques existantes, notamment celles de Altheim et Bad Blumau en Autriche. La puissance du générateur dépend de la quantité de chaleur à disposition (débit et température de l'eau thermale), du refroidissement des eaux thermales par une source froide et du degré d'efficacité de la centrale. Pour optimiser le choix du fluide de travail, l'efficacité d'une centrale ORC fonctionnant par cycle binaire a été simulée en fonction de divers scénarii, avec des débits de production de 50 à 100 l/s et des températures de l'eau thermale comprises entre 100 et 130°C. La productivité et les coûts de la future centrale géothermique ont été ensuite estimés avec une température fixée à 115°C pour une variante d'exploitation en singlet (un seul forage de production, débits entre 50 et 75 l/s, rejet des eaux dans le Rhône) et en doublet (débits de production entre 75 et

100 l/s, deux puits dont un pour la réinjection de l'eau dans l'aquifère profond). La puissance installée nette pourrait atteindre 1.1 MW (singlet) et 1.3 MW (doublet), avec une production annuelle d'électricité de l'ordre de 5 à 10 GWh. Le total des investissements à prévoir est, y.c. les puits, de 14 Mio CHF pour le singlet et de 22 Mio CHF pour le doublet. L'estimation du prix du kWh varie entre 8 cts (singlet, débit maximal et valorisation de la chaleur) et 27 cts (doublet et pas de vente des rejets thermiques).

La valorisation de la chaleur de rejet a été étudiée par le bureau de service et d'ingénierie BSI SA à Lausanne. L'eau thermique à la sortie du surchauffeur aura une température entre 53 et 70°C, selon la variante d'exploitation choisie. La disponibilité en eau de refroidissement a été d'abord vérifiée, pour un débit de prélèvement entre 400 et 1'250 l/s, une températures de 10°C pour la source froide (eau du Rhône) et de 15°C à la sortie du système. En aval de Brig, les débits du fleuve sont nettement suffisants. Les conditions thermiques légales pour le rejet dans des eaux de surface seront satisfaites même dans le cas le plus défavorable (1'250 l/s à 15°C issus du condenseur mélangés aux 100 l/s d'eau thermique à 70°C). L'évaluation de trois variantes de valorisation des rejets thermiques (uniquement production d'électricité, valorisation minimale et maximale) montre que la puissance géothermique, disponible en continu, atteint ainsi de 3.8 à 14.6 MW_{th}. La quantité annuelle d'énergie thermique, calculée sur la base d'une utilisation à raison de 2'500 heures par an (logements) ou 5'000 h/an (établissement thermal) pourrait varier de 18 à 73 GWh. Le principe de transport a été abordé sur la base d'une solution la plus économique possible, testée avec satisfaction à Lavey-les-Bains, comportant la mise en place en parallèle de plusieurs tubes en PE-X isolés, de diamètre 110 mm. Avec un prix de vente de la chaleur de 8 ct/kWh, une distribution monotube (amenée de l'eau thermique jusqu'aux utilisateurs et rejet sur place dans des eaux de surface) et un maximum de 3 ct/kWh affecté pour le transport de l'eau thermique, des distances de transport économiques ont été calculées en fonction de la demande en chaleur des utilisateurs. On constate que, avec la variante monotube, il est théoriquement possible de transporter l'eau sur plus de 5 km si on trouve des consommateurs pour plus de 30 GWh/an (respectivement ~2.5 km pour une vente de chaleur de 5 GWh/an). A titre de comparaison, l'établissement thermal de Lavey-les-Bains, situé à ~1 km du forage projeté, a une consommation annuelle de chaleur de 15.7 GWh. L'aspect de la valorisation des rejets thermiques a été considéré pour les sites de Brigerbad et Lavey-les-Bains. Ce dernier apparaît comme le plus favorable non seulement en raison des possibilité de refroidissement (canal de fuite du Rhône à la sortie de l'usine hydroélectrique de Lavey) et de raccordement (usine de Lavey), mais aussi par les bonnes opportunités de valorisation d'une partie de la chaleur, qui, en plus des Bains de Lavey, pourrait être livrée à moins de 1.5 km à St-Maurice.

En conclusion, les résultats de cette étude préliminaire sont très encourageants en vue d'une prospection géothermique des aquifères profonds du cristallin dans la vallée du Rhône. La production d'électricité et la valorisation des rejets thermiques permettraient de livrer une énergie renouvelable, dans des quantités annuelles non négligeables, à des prix concurrentiels par rapports aux autres agents énergétiques (à l'exception bien sûr de l'hydroélectrique). De plus, la géothermie a le grand avantage de permettre une production d'électricité en continu, indépendamment de facteurs externes tels que les conditions météorologiques ou saisonnières.

Pour la suite du PROJET AGEPP, il est recommandé de procéder à une étude de faisabilité qui devra permettre de définir si les conditions pour la réalisation de la phase d'exploration avec un forage profond sont remplies. Les investigations devront être réalisées sur le site de Lavey-les-Bains, qui présente les caractéristiques les plus favorables pour la réussite du projet.

ZUSAMMENFASSUNG

Die Zielsetzung des PROJEKTES AGEPP (Alpine Geothermal Power Production) ist die gekoppelte Strom- und Wärmeproduktion aus tiefliegenden Aquiferen in den Alpen. Im Bereich der geothermischen Stromproduktion soll durch AGEPP ein mögliches Alternativkonzept zu Hot-Dry-Rock Systemen darstellen. Als hierfür besonders geeignet werden Strukturen im Rhônetal (Kantone Wallis und Waadt) betrachtet, die sich bereits heute durch eine intensive Thermalbad-Nutzung manifestieren. Der vorliegende Bericht fasst die bestehenden geologischen Erkenntnisse zusammen und zeigt anhand einer technischen Bewertung die prinzipielle Eignung des Projektes auf. Er bietet ebenso eine Entscheidungsgrundlage für die zwei Standorte Brigerbad und Lavey-les-Bains und wurde von den Firmen ALPGEO Sàrl, GEOWATT AG und BSI SA durchgeführt.

Beide Standorte zeigen bereits heute ergiebige Quellschüttungen und erhöhte Temperaturgradienten aus bis zu 600 m Bohrungen an. Die geförderten Fluide deuten auf mögliche Reservoirtemperaturen von $>110^{\circ}\text{C}$ hin, und zeigen eine geringe Mineralisation ($<5\text{ g/l}$). Die oberflächennahen Kristallinstrukturen sind zerklüftet, wobei geochemische Analysen tiefreichende Konvektionszellen mit signifikanter Durchlässigkeit anzeigen. Hauptsächlich aus Daten des NFP20 (Deep Structure of the Swiss Alps) wurde in Lavey eine zwischen kristallinen Komplexen eingekeilte Sedimenteinheit als Reservoirstruktur identifiziert, welche in 3 - 3.5 km Tiefe zu liegen kommt. Als Reservoirbedingungen können mindestens 110°C bei möglichen Förderraten zwischen 50-75 l/s angenommen werden. Hierbei scheint der Standort Lavey sehr geeignet, da hier bereits heute $>30\text{ l/s}$ gefördert wird. Aufgrund der Fliessmenge der Rhône scheint Lavey zur Stromproduktion gut geeignet zu sein, da die minimalen Abflussraten problemlos die benötigte Kühlleistung bewältigen können. Für Brigerbad könnten sich hier zeitliche Einschränkungen ergeben. Die Stromproduktion für die anvisierte Reservoirbedingungen sind in Europa bereits an den österreichischen Standorten Altheim und Bad Blumau erprobt. Hier arbeiten zwei ORC (Organic Rankine Cycle) Anlagen mit einer installierten Kapazität von bis zu 1 MW_e . Variantenstudien für AGEPP zeigen mögliche Nettoleistung von 1.1 MW_e für Singlet und 1.3 MW_e für Dublettensysteme auf. Die Bedeutung des Nutzungssystems zeigt sich auch in der durchgeführten provisorischen Kostenrechnung: hier muss mit Stromgestehungskosten von 8 Rp/kWh_e (Singletsystem, maximale Fliessrate) bis 27 Rp/kWh (Dublettensystem, minimale Fliessrate) gerechnet werden. In den Parameterstudien zeigt sich, dass die zur Verfügung stehende Wärmemenge beträchtlich ist und zwischen $3.8\text{-}14.6\text{ MW}_{th}$ erreichen kann. Bei einem Wärmeverkaufspreis von 8 Rp / kWh_{th} und einem Transportpreis von max. 3 Rp/kWh_{th} wurden verschiedene Szenarien gerechnet. Je nach Nutzung können Transportdistanzen bis zu 5 km ökonomisch sinnvoll geplant werden.

Diese Studie zeigt die grundsätzliche Eignung des AGEPP PROJEKTES im Rhônetal. Bei optimiertem Projektverlauf lässt sich das finanzielle Risiko minimieren. Die Strom- und Wärmeproduktion kann mit anderen Alternativ-Energien konkurrierende Preise erzielen. Als Fortführung des Projektes in Phase II ist eine Machbarkeitsstudie am Standort Lavey-les-Bains vorgesehen.



Projet OFEN N°101'445

GÉOTHERMIE DU CRISTALLIN PROFOND DE LA VALLÉE DU RHÔNE

Rapport final de phase A (étude préliminaire)- Juin 2006

TABLE DES MATIÈRES

RESUMÉ

LISTE DES TABLEAUX, DES FIGURES ET DES ANNEXES

AVANT PROPOS	1
1. INTRODUCTION	5
1.1 PROJET AGEPP ET OBJECTIFS	5
1.2 DÉROULEMENT DU PROJET.....	6
1.3 ETUDE PRÉLIMINAIRE (PHASE A DU PROJET)	7
2. ASPECTS GÉOLOGIQUES, HYDROGÉOLOGIQUES ET GEOTHERMIQUES.....	11
2.1 MASSIFS CRISTALLINS EXTERNES ET SOURCES THERMALES.....	11
2.2 POTENTIEL AQUIFÈRE ET GÉOTHERMIE DU CRISTALLIN	13
2.3 MODÈLE 3D DU CRISTALLIN ET STRUCTURES PROFONDES.....	17
2.4 CIBLES HYDROGÉOLOGIQUES AVEC FORT POTENTIEL HYDROGÉOLOGIQUE.....	22
2.5 CONCLUSIONS	30
3. PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ D'ORIGINE GÉOTHERMIQUE.....	33
3.1 OBJECTIFS ET PRÉSENTATION	33
3.2 INFORMATIONS GÉNÉRALES.....	33
3.3 PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ GÉOTHERMALE.....	39
3.4 ESTIMATION DES COÛTS.....	43
3.5 CONCLUSIONS	44
4. VALORISATION DE LA CHALEUR DE REJET	47
4.1 SYSTÈMES GÉOTHERMIQUES.....	47
4.2 REJETS THERMIQUES DE LA CENTRALE ORC	48
4.3 TEMPÉRATURES REQUISES PAR LES UTILISATEURS DE CHALEUR	54
4.4 TRANSPORT DE LA CHALEUR JUSQU'AUX UTILISATEURS.....	56
4.5 SECTEURS RETENUS POUR LEUR GÉOLOGIE	61
4.6 CONCLUSIONS	66
5. CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS.....	69

BIBLIOGRAPHIE

ANNEXES

LISTE DES TABLEAUX

- Tableau 1.1: Planning et programme du PROJET AGEPP proposé avant la réalisation de l'étude préliminaire (phase A)
- Tableau 3.1: Coûts de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables.
- Tableau 4.1: Estimation des puissances thermiques disponibles et à évacuer, ainsi que débits de refroidissement à 10°C en fonction des différentes variantes d'exploitation de la centrale géothermique
- Tableau 4.2: Puissance thermique maximale disponible en fonction des trois variantes de valorisation de la chaleur (température de valorisation jusqu'à 35°C).
- Tableau 4.3 : Distances économiques pour un prix de transport de l'eau de 3 cts/kWh_{th}.

LISTE DES FIGURES

- Figure 2.1 : Carte géologique simplifiée de la zone investiguée, avec localisation des massifs cristallins de l'Helvétique, ainsi que des principales exutoires d'eau thermique.
- Figure 2.2 : Température à l'exutoire des émergences d'eau thermique dans la vallée du Rhône.
- Figure 2.3 : Température maximale de l'eau thermique dans le réservoir profond.
- Figure 2.4 : Exutoires avec de l'eau thermique provenant essentiellement du cristallin.
- Figure 2.5 : Galerie et tunnels qui recoupent les Massifs cristallins externes.
- Figure 2.6 : Venues d'eau dans l'actuel tunnel du Lötschberg et débit total par unité tectonique.
- Figure 2.7 : Venues d'eau interceptée dans le tunnel du Mt Blanc au niveau des granites.
- Figure 2.8 : Venues d'eau interceptées par la galerie du Trient.
- Figure 2.9 : Forages profonds (> 100 m) réalisés dans le cristallin et températures au fond.
- Figure 2.10 : Tracés des profils de sismique réflexion réalisés à travers la chaîne alpine dans la vallée du Rhône.
- Figure 2.11 : Exemple d'interprétation géologique pour le profil sismique W5 (PFIFNER et al. 1997).
- Figure 2.12 : Bloc diagramme 3 D montrant la structure profonde des massifs cristallins dans la vallée du Rhône.
- Figure 2.13 : Sections géologiques à travers la vallée du Rhône.
- Figure 2.14 : Modèle conceptuel illustrant les écoulements régionaux profonds au sein du cristallin.
- Figure 2.15 : Modèle géologique tridimensionnel de la zone de Bovernier - Martigny.
- Figure 2.16 : Coupe géologique transversale à la vallée du Rhône sur le site de Lavey-les-Bains, avec emplacement des principaux forages réalisés.
- Figure 2.17 : Coupe géologique qui montre les structures profondes du cristallin sous Lavey-les-Bains.
- Figure 2.18 : Localisation du séisme qui s'est vérifié le 26.1.2006 dans la région de Lavey
- Figure 2.19 : Coupe géologique passant par Lavey et illustrant la localisation probable du séisme du 26.1.06.
- Figure 2.20 : Modèle hydrogéologique et géothermique en 3-D pour la zone de Lavey – St-Maurice.
- Figure 2.21 : Coupe géologique transversale à la vallée du Rhône sur le site de Brigerbad (KLOOS 2004), avec emplacement des principaux forages profonds.
- Figure 2.22 : Modèle géothermique pour la région de Brig – Simplon (KLOOS 2004).
- Figure 2.23 : Modèle hydrogéologique et géothermique en 3-D pour la zone de Brigerbad - Brig.

- Figure 3.1 : Schéma de principe de la centrale de Fang, Thaïlande (RAMINGWONG & LERTSRIMGKOL, 1995)
- Figure 3.2 : Localisation des centrales géothermiques autrichiennes (GOLDBRUNNER 2005)
- Figure 3.3 : Schéma de fonctionnement de la centrale géothermale de Altheim (PERNECKER & UHLIG 2002)
- Figure 3.4 : Coupe géologique au niveau des puits de la centrale de Altheim (PERNECKER & UHLIG 2002)
- Figure 3.5 : Coupe géologique du bassin Styrien (GOLDBRUNNER 2005)
- Figure 3.6 : Schéma de fonctionnement de la centrale de Bad Blumau (GOLDBRUNNER 2005)
- Figure 3.7: Schéma de fonctionnement d'un générateur ORC
- Figure 3.8: Efficacité nette des centrales géothermiques à cycle binaire en fonction de la température de l'aquifère exploité (CLAUSER 2006).
- Figure 4.1: Exploitation énergétique de la géothermie selon le type d'enthalpie.
- Figure 4.2: Schéma de fonctionnement simplifié d'un système ORC alimenté par de l'eau thermale à $>100^{\circ}\text{C}$.
- Figure 4.3: Débits du Rhône (minimum, maximum et moyenne) et températures moyennes de l'eau mesurées aux stations de Brig, Sion et Port du Scex (année 2005).
- Figure 4.4 : Variante 3a : schéma de fonctionnement de la centrale géothermique dans l'option d'une production uniquement d'électricité.
- Figure 4.5 : Variante 3b : schéma de fonctionnement de la centrale géothermique dans l'option d'une valorisation minimale des rejets thermiques.
- Figure 4.6 : Variante 3c : schéma de fonctionnement de la centrale géothermique dans l'option d'une valorisation maximale de la chaleur.
- Figure 4.7 : Diagramme illustrant les utilisateurs potentiels de la chaleur de rejet en fonction de la consommation en énergie thermique et du niveau de température de l'eau.
- Figure 4.8 : Profil annuel de demande en chaleur pour des logements et pour un centre thermal.
- Figure 4.9 : Signature énergétique dans le cas de logements et d'un centre thermal.
- Figure 4.10 : Schéma de principe de la variante de transport bitubes.
- Figure 4.11 : Schéma de principe de la variante de distribution monotube.
- Figure 4.12 : Comparatif entre modes de chauffage pour une villa
- Figure 4.13 : Longueur de conduite maximale de transport économique (variante monotube) en fonction de l'énergie annuelle livrable pour un surcoût de 3 ct/kWh
- Figure 4.14 : Secteurs considérés intéressants pour une prospection géothermique à grande profondeur et secteurs retenus (1 et 2) en raison de la perméabilité élevée dans les massifs cristallins.
- Figure 4.15 : Contexte géographique du site de Lavey.
- Figure 4.16 : Site de Lavey : distances économiques qui peuvent être franchies en fonction de la demande en énergie à fournir
- Figure 4.17 : Contexte géographique du site de Brigerbad.
- Figure 4.18 : Site de Brigerbad : distances économiques qui peuvent être franchies en fonction de la demande en énergie à fournir



Projet OFEN N°101'445

GÉOTHERMIE DU CRISTALLIN PROFOND DE LA VALLÉE DU RHÔNE

Rapport final de phase A (étude préliminaire)- Juin 2006

AVANT PROPOS

HISTORIQUE ET RAISONS DU PROJET AGEPP

Le projet "Géothermie du cristallin profond de la vallée du Rhône" est né de la constatation que la valorisation de la géothermie en Suisse ne concernait plus que deux types de projets, situés à l'extrême opposé en termes de profondeurs d'investigation, de budgets et de risques à l'investissement, à savoir :

- **Sondes géothermiques verticales (SGV)**, en général < 200 m de profondeur, permettant de produire de la chaleur avec une pompe à chaleur, avec des budgets de l'ordre de 10 à 100 K CHF et des risques de mieux en mieux maîtrisés;
- **Enhanced Geothermal System (EGS)**, permettant de produire de l'électricité et de la chaleur en exploitant des forages profonds ~5 km. Les investissements sont considérables (108 Mio CHF pour le projet DHM à Bâle) et les risques d'échec élevés, en raison de la profondeur des forages et de la maîtrise encore imparfaite de la fracturation hydraulique contrôlée du massif rocheux.

L'arrêt en 1998 de la couverture du risque des forages géothermiques est la principale cause de cette situation. En se basant sur les résultats du programme GEOTHERMOVAL, réalisé au début des années 90 pour évaluer et mettre en valeur les ressources géothermiques du Valais (VUATAZ & al. 1993), l'idée d'un **projet de géothermie permettant de produire de l'électricité et de la chaleur à partir d'aquifères profonds**, situé à mi-chemin entre SGV et EGS, a germé dans les esprits de MM. G. Bianchetti (ALPGEO Sàrl) et T. Kohl (GEOWATT AG). En effet, ce programme a clairement démontré l'existence de fluides avec des températures de l'eau dépassant 100°C dans les massifs cristallins alpins profonds de la vallée du Rhône. La faisabilité technique de ce type de réalisation est confortée par l'existence de centrales géothermiques fonctionnant en Autriche et en Allemagne.

En mai 2005, lors d'une discussion qui a permis de constater que l'exploitation des aquifères cristallins profonds de la vallée du Rhône (cantons de Vaud et Valais) pouvait comporter plusieurs aspects positifs (bonnes connaissances des systèmes hydrothermaux et des structures géologiques profondes, faible minéralisation des eaux thermales, aquifères artésiens, présence de consommateurs de chaleur), les bases du projet ont été jetées. Pour simplifier la dénomination de ce projet de géothermie de moyenne enthalpie dans un contexte alpin, celui-ci a été appelé **AGEPP** (Alpine Geothermal Power Production).

Le PROJET AGEPP a démarré avec un **workshop initial** qui s'est tenu le 5 juillet 2005 à Lavey-les-Bains, avec la participation des personnes suivantes :

- M. G. Bianchetti de ALPGEO Sàrl à Sierre et Dr. T. Kohl de GEOWATT AG à Zürich
- Dr. F.-D. Vuataz, directeur du Centre de recherche en géothermie à Neuchâtel (CREGE)
- M. S. Storelli du Centre de Recherches Energétiques et Municipales (CREM) à Martigny
- M. J.-M. Narbel, ancien Directeur de Romande Energie et Président de la société qui gère l'exploitation des puits de Lavey-les-Bains (CESLA SA)
- Dr. H. Gorhan, chef du programme Géothermie de l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) jusqu'à fin 2005.

Ce séminaire a permis d'échanger les idées entre spécialistes, d'établir sommairement l'état des connaissances dans le domaine et de préparer les bases pour la phase successive du projet.

STRUCTURE ET PRESENTATION DU RAPPORT

Le présent rapport expose les résultats de la **phase A du projet (étude préliminaire)**.

Le plan retenu pour ce rapport est le suivant :

- L'*introduction* (chapitre 1) présente le PROJET AGEPP, ses objectifs et le planning envisagé. Elle est suivie par trois chapitres traitant respectivement les trois domaines cibles;
- Le chapitre 2 est consacré aux *aspects géologiques, hydrogéologiques et géothermiques*. Il présente l'état des connaissances dans le domaine et établit un modèle conceptuel pour deux sites à investiguer de manière prioritaire;
- Le chapitre 3 traite des *aspects liés à la production d'électricité* à partir de la géothermie de moyenne enthalpie. Il présente l'état des connaissances dans le domaine et expose plusieurs variantes en fonction des fluides de travail, ainsi qu'une évaluation sommaire des coûts;
- Le chapitre 4 est dédié à la *valorisation des rejets thermiques*. Les puissances thermiques disponibles en fonction de variantes y sont évaluées. Les conditions pour un transport économique de la chaleur sont analysées, ainsi que les besoins en chaleur sur les deux sites prioritaires.
- Le chapitre 5 présente une *synthèse* des trois chapitres précédents et expose les *conclusions et recommandations*.
- Pour terminer, le chapitre 6 propose un programme pour la *suite du projet*.

Les résultats préliminaires de l'étude ont été présentés lors d'un **workshop** qui s'est tenu le 8 mars 2006 à Lavey-les-Bains, avec la participation des personnes suivantes :

- MM. G. Bianchetti et G. Crestin de ALPGEO Sarl à Sierre,
- Dr. T. Kohl de GEOWATT AG à Zürich,
- M. O. Graf de BSI SA à Lausanne,
- Dr. F.-D. Vuataz, directeur du Centre de recherche en géothermie à Neuchâtel (CREGE),
- M. S. Storelli du Centre de Recherches Energétiques et Municipales (CREM) à Martigny,
- M. J.-M. Narbel, ancien Directeur de Romande Energie et Président de la société qui gère l'exploitation des puits de Lavey-les-Bains (CESLA SA),
- M. F. Schaller, ingénieur auprès du Service de l'énergie (SEVEN) du canton de Vaud.
- M. M. Steiner, délégué à l'énergie auprès du Canton du Valais.
- M. M. Geissmann, responsable du programme Géothermie auprès de l'OFEN.
- Dr. R. Minder, chef du programme Géothermie de l'OFEN depuis 2006.
- M. M. Maurer, directeur du domaine Sciences de l'ingénieur à l'HEVs à Sion.

Ce séminaire, qui a rencontré un vif intérêt, a permis de présenter les résultats de l'étude, de confronter les idées entre spécialistes et de revoir certains aspects techniques, notamment pour les débits attendus et la production d'électricité. La présentation Powerpoint se trouve sur un CD annexé à ce rapport.

ORGANISATION DE L'ETUDE

Les études ont été réalisées par le GROUPEMENT AGEPP (Alpine Geothermal Power Production), composé des personnes suivantes :



MM. Gabriele BIANCHETTI + Germain CRESTIN
Hydrogéologues dipl. CHYN
ALPGEO Sàrl, Hydrogéologues conseils
Sierre



PD Dr. Thomas KOHL, Dipl. Geophysiker, ETHZ
GEOWATT AG, Ingénieurs experts en géothermie
Zürich



M. Olivier GRAF, Ing. ETS génie mécanique
BSI SA, bureau de service et d'ingénierie
Lausanne

Les tâches et les responsabilités au sein du groupement ont été réparties comme suit :

- *G. Bianchetti* : direction du projet, aspects géologiques, hydrogéologiques et géothermiques
- *G. Crestin* : aspects géologiques, hydrogéologiques et géothermiques, cartes SIG
- *T. Kohl* : aspects liés à la production d'électricité
- *O. Graf* : aspects liés à la valorisation de la chaleur de rejet

Les personnes suivantes ont collaboré aux études :

- **Dr. Mario Sartori**, géologue-conseils, Savièse
- **M. Manuel Riond**, géologue, Les Avants
- **Dr. Silke Köhler**, GeoForschungsZentrum (GFZ), Potsdam (D)

Le *Dr. M. Sartori* est intervenu en tant qu'expert concernant les structures géologiques profondes et a fait bénéficier le projet de ses conseils et de la mise à disposition des clichés du modèle tridimensionnel du cristallin dans la vallée du Rhône, élaboré pour le Musée géologique de Lausanne.

M. M. Riond a élaboré les blocs-diagrammes tridimensionnels avec les structures géologiques profondes pour les zones de Martigny, Lavey-les-Bains et Brigerbad.

Mme le *Dr. S. Köhler* a procédé aux calculs d'efficacité des systèmes ORC.

SOUTIEN FINANCIER

La présente étude préliminaire du PROJET AGEPP a bénéficié du soutien financier de la Confédération, via l'Office fédéral de l'énergie, dans le cadre du programme SuisseEnergie.

1. INTRODUCTION



La vallée du Rhône vue par satellite

1. INTRODUCTION

1.1 PROJET AGEPP ET OBJECTIFS

Le PROJET AGEPP entend évaluer la faisabilité de produire de l'électricité d'origine géothermique, en exploitant des aquifères profonds du cristallin dans la vallée du Rhône (cantons du Valais et de Vaud). En effet, des études géochimiques indiquent qu'il est possible, en raison d'anomalies géothermiques, de capter localement, dans les structures profondes des massifs gneissiques et granitiques fissurés, des eaux thermales entre 100 et 130°C, à des profondeurs supposées entre 3 et 4 km. Ce projet se veut une alternative aux projets EGS/DHM en cours, en évitant les risques liés à la perforation de plusieurs milliers de mètres de terrains sédimentaires et en exploitant des eaux à faible minéralisation (< 5 g/l).

Les objectifs du PROJET AGEPP sont :

- d'identifier des zones aquifères profondes, favorables pour une exploitation de la géothermie de moyenne enthalpie;
- de réaliser des forages profonds pour capter les eaux thermales dans le réservoir profond;
- de produire avec des centrales de type ORC de l'électricité et de la chaleur.

Les limites géographiques du projet sont données par la présence des Massifs cristallins externes (ci-après *cristallin*) qui affleurent ou se situent sous une faible couverture dans la vallée du Rhône. Sont concernés les cantons de Vaud et du Valais. Plus précisément, la zone à investiguer concerne les tronçons suivants : St-Maurice/Lavey - Saillon et Leuk - Brig/Naters.

Pour atteindre les objectifs du projet, il faut :

- démontrer l'existence d'aquifères profonds dans les massifs gneissiques et granitiques, caractérisés par une bonne fissuration et par un gradient géothermique normal à élevé;
- définir les conditions techniques nécessaires pour produire de l'électricité d'origine géothermique avec des températures du fluide comprises entre 100 et 130°C et pour entreprendre les étapes nécessaires à la construction d'une centrale électrique géothermique;
- évaluer les besoins potentiels en chaleur des futurs utilisateurs (bains thermaux, logements, serres, etc.), pour une valorisation optimale des rejets thermiques (exploitation en cascade).

Les évaluations existantes montrent que le sous-sol de la vallée du Rhône en Valais et Vaud est caractérisé par un flux de chaleur anormal et localement par une bonne fissuration des roches. La preuve en sont les nombreuses sources thermales qui jalonnent le territoire, exploitées en grande partie par des établissements de bains thermaux. Le plus important est celui de Lavey-Les-Bains (VD), qui représente d'ailleurs la plus grande centrale géothermique de Suisse, avec un débit total de 27 l/s et une température maximale de 67°C. Le chimisme des eaux thermales captées sur ce site, tout comme celui des eaux de Grigerbad (~20 à 30 l/s à une température maximale de 50°C), montre que le fluide profond atteindrait une température de l'ordre de 110°C à une profondeur de ~3 km.

1.2 DÉROULEMENT DU PROJET

Le PROJET AGEPP dans son ensemble se subdivise en différentes phases. La présente étude préliminaire (phase A) n'est ainsi qu'une partie d'un plus grand projet futur. Etant donné le caractère multidisciplinaire du projet, le savoir-faire existant en Suisse devra être utilisé de manière optimale en recourant à des spécialistes pour chacun des domaines concernés. La réalisation du PROJET AGEPP était prévue selon les étapes présentées dans le tableau 1.1, dont la conclusion est définie par une "borne" (milestone) à atteindre. On verra dans le dernier chapitre de ce rapport que le planning et le programme du projet ont été revus en fonction du déroulement de l'étude préliminaire.

Tableau 1.1: *Planning et programme du PROJET AGEPP proposé avant la réalisation de l'étude préliminaire (phase A)*

Phase A 1.9 - 31.12.05	Sélection de trois sites favorables sur la base des informations existantes au niveau du sous-sol (géologie – hydrogéologie - géothermie), des possibilités d'utilisation de la chaleur et des types de centrales électriques adaptées au niveau de température
Phase B 1.1 - 30.6.06	Sélection d'un site prioritaire sur la base d'une analyse plus fine des trois emplacements retenus dans la phase A. Etablissement d'un plan financier et d'une étude de faisabilité. Elaboration d'une "plaquette" de présentation du projet.
Phase C 1.7 - 31.12.06	Planification des installations, recherche d'investisseurs privés et publics. Dimensionnement des forages de reconnaissance, préparation et envoi de la soumission, modélisation plus fine des conditions du sous-sol. Etablissement d'un concept et d'un budget indicatif pour la valorisation de la ressource énergétique.
Phase D 1.1 - 31.12.07	Forages d'exploration. Réalisation d'un ou deux forages de reconnaissance profonds ~1.5 à 2 km, mesures de gradient et tests de pompage. Dimensionnement d'une centrale électrique innovatrice, établissement d'un budget détaillé pour l'installation pilote. Etablissement d'un concept environnemental.
Phase E 1.1.08 - 31.12.09	Installation pilote. Perforation et équipement d'un puits profond ~3 à 4 km, pompages. Choix du concept de l'installation pilote, construction de la centrale électrique et des installations de surface, réglages, tests de production.

N.B. : comme on le verra dans la suite de ce rapport, l'étude préliminaire ne s'est pas limitée uniquement à la phase A du projet, mais a comporté aussi une grande partie des tâches prévues pour la phase B, ce qui a permis de sélectionner déjà de manière anticipée un site prioritaire

Pour les phases A à C du projet, il est prévu un financement de base par l'OFEN. Ces trois phases nécessitent une dépense en personnel et des investissements relativement faibles. Puisque lors de chaque phase des investisseurs potentiels seront déjà informés du développement du projet, il est possible à tout moment qu'un groupe d'investisseurs participe de manière anticipée au financement de l'opération.

La direction et la gestion du PROJET AGEPP sont assurées par un noyau de personnes aussi restreint que possible, fournies par le bureau d'hydrogéologues ALPGEO Sàrl à Sierre et par le bureau d'experts en géothermie GEOWATT AG à Zürich, dont les compétences réunies couvrent les trois domaines de base du PROJET AGEPP (géologie – énergie – technologie). Tout au long du projet il est prévu de faire appel à des experts externes, qui apporteront leur expérience dans des domaines plus spécifiques.

Il est notamment prévu de consulter des spécialistes différents lors de chaque phase, entre autres :

- Dans la phase A, le bureau d'ingénieurs BSI SA à Lausanne, pour permettre une intégration optimale de l'utilisation de chaleur existante dans la vallée du Rhône.
- Dans la phase B, un expert des techniques de forage. Celui-ci sera désigné au terme de l'étude de phase A.
- Dans la phase C, des experts en géochimie, mécanique des roches ainsi qu'en construction de centrales électriques d'origine géothermique.

L'ampleur des travaux et des investissements augmentera au fur et à mesure de l'avancement du projet.

1.3 ETUDE PRÉLIMINAIRE (PHASE A DU PROJET)

La réalisation des travaux suivants était prévue, répartis en trois modules A1 à A3 :

A1. Aspects géologiques : compilation des connaissances géologiques / hydrogéologique et géothermiques. Analyse simplifiée de rentabilité pour trois emplacements sur la base d'hypothèses de production. Ce module a été réalisé sous la responsabilité du bureau ALPGEO Sàrl.

Les aspects géologiques devaient être considérés à la lumière des connaissances sur les massifs cristallins alpins dans la vallée du Rhône (structures géologiques profondes, fissuration des roches, aquifères et chimisme des eaux thermales, gradients thermiques et prévisions de température dans l'aquifère profond). Si possible, des scénarios simplifiés devaient être élaborés pour extrapoler les conditions de gradient thermique en profondeur. Ces travaux sont nécessaires pour pouvoir mettre en œuvre, dans une phase ultérieure, une vaste étude de gradients thermiques dans la vallée du Rhône. Sur la base des évaluations géologiques et thermiques, une analyse simplifiée de rentabilité devait être entreprise pour plusieurs sites. À l'aide de ces calculs et des informations récoltées dans les modules A2 et A3, trois sites nécessitant des investigations plus poussées devaient être proposés à la fin de la phase A.

A2. Production d'électricité géothermique : état des connaissances dans le domaine, sur la base d'une compilation des informations connues pour les centrales existantes. Conditions nécessaires, avantages et désavantages d'une production d'électricité avec des niveaux de température < 130°C. La conduite de ce module a été assurée par GEOWATT AG.

L'expérience acquise par les systèmes géothermiques déjà en activité devait servir de base pour les investigations prévues dans ce module. En particulier, on devait s'intéresser aux centrales en service en Europe (Altheim et Bad Blumau en Autriche, Neustadt-Glewe en Allemagne). Différents scénarios devaient être évalués pour déterminer la priorité d'utilisation de l'énergie géothermique à disposition (production uniquement d'électricité ; production de chaleur et d'électricité en partie ; production d'électricité et de chaleur en partie; production uniquement de chaleur). Dans cette phase du projet, des contacts étaient déjà prévus avec des fabricants de centrales électriques de type géothermique, entre autres ORMAT (système ORC) et Siemens (Kalina). L'aspect du refroidissement devait être considéré en fonction des différents scénarios. En particulier, le cas le plus probable d'un refroidissement par l'eau du Rhône devait être traité.

A3. Valorisation des rejets thermiques : dresser un bilan des besoins et des utilisateurs potentiels dans la vallée du Rhône, en relation avec les sites favorables du point de vue géologique. Ce module a été réalisé sous la responsabilité du bureau d'ingénieurs BSI SA.

Il était prévu de procéder à une compilation des informations générales existantes sur l'exploitation de la chaleur dans la vallée du Rhône (besoins et utilisateurs). Notamment, les différents moyens actuels d'utilisation de la chaleur (production, distribution, systèmes de chauffage et niveaux de température) devaient être considérés, ainsi que les possibilités d'élargir la fourniture de chaleur d'origine géothermique à de futurs utilisateurs (bains thermaux, centres de loisir, agriculture, etc.). Une attention particulière devait être portée aux réseaux de chauffage existants (Martigny, Brig?), aux réseaux de distribution de gaz en place (en tant que contre-indicateur), aux besoins en chaleur des stations thermales (température, débit, rejets...), ainsi qu'à la possibilité d'une combinaison avec une utilisation industrielle existante.

L'étude préliminaire devait prendre en considération les investigations géothermiques menées en Valais par le CREALP de 1988 à 1996 dans le cadre du programme de recherches GEOTHERMOVAL (VUATAZ et al. 1993), ainsi que les nombreuses études concernant les sources thermales et les forages géothermiques profonds de Lavey-les-Bains et de Saillon (projets OFEN N° 22'545, 35'166 et 36'651). De plus, elle devait tenir compte des études dans le domaine de la valorisation des eaux thermales effectuées par le CREM de Martigny dans le cadre du projet GEOTHERMOVAL (sites de Bovernier, St-Maurice, Saillon et Sion), ainsi que de l'étude récente pour la valorisation des rejets des Bains de Lavey-les-Bains (OFEN No 100'441).

2. ASPECTS GEOLOGIQUES, HYDROGEOLOGIQUES ET GEOTHERMIQUES



Test de production du puits P600 à Lavey-les-Bains

2. ASPECTS GÉOLOGIQUES, HYDROGÉOLOGIQUES ET GEOTHERMIQUES

2.1 MASSIFS CRISTALLINS EXTERNES ET SOURCES THERMALES

Nos investigations ont porté sur les Massifs cristallins externes (ci-après *cristallin*), identifiés comme étant des cibles propices pour des aquifères fissuraux profonds contenant des eaux thermales avec des températures proches ou dépassant 100°C.

Un système d'information géographique (SIG) a été créé pour les besoins de notre étude. Y ont été reportées les informations suivantes : fond tectonique, réseau hydrographique, infrastructures recoupant le cristallin, situation des principaux sites thermaux, profils sismiques, emplacement des forages profonds, etc.

La carte tectonique permet de situer le cristallin de la vallée du Rhône et la localisation des émergences d'eau thermique par rapport à cette unité tectonique (fig. 2.1). Une majorité des sites thermaux est concentrée à proximité ou à l'intérieur du cristallin, que ce soit au niveau des massifs du Mont Blanc – Aiguilles Rouges ou Aar – Gastern. Les différents sites thermaux ont tous fait l'objet d'investigations, dont les résultats ont été présentés, entre autres, dans VUATAZ 1982 et BIANCHETTI 1992 b.

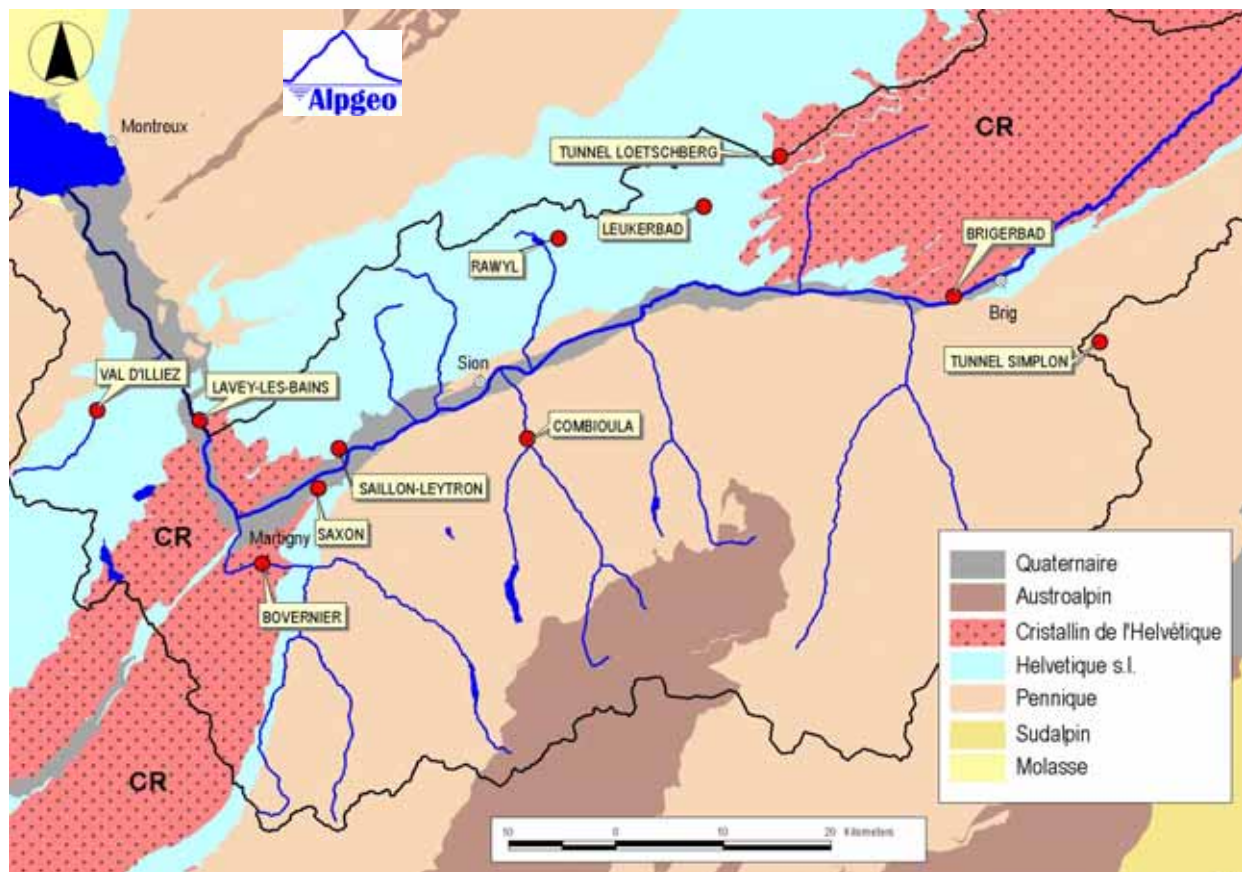


Figure 2.1 : Carte géologique simplifiée de la zone investiguée, avec localisation des massifs cristallins externes (CR), ainsi que des principales exutoires d'eau thermique connues.

Les températures des eaux mesurées aux exutoires vont de 21 à 67°C (BIANCHETTI 1992 b). Les eaux dépassant 50°C se retrouvent à Lavey-les-Bains, Brigerbad et Leukerbad (fig. 2.2).

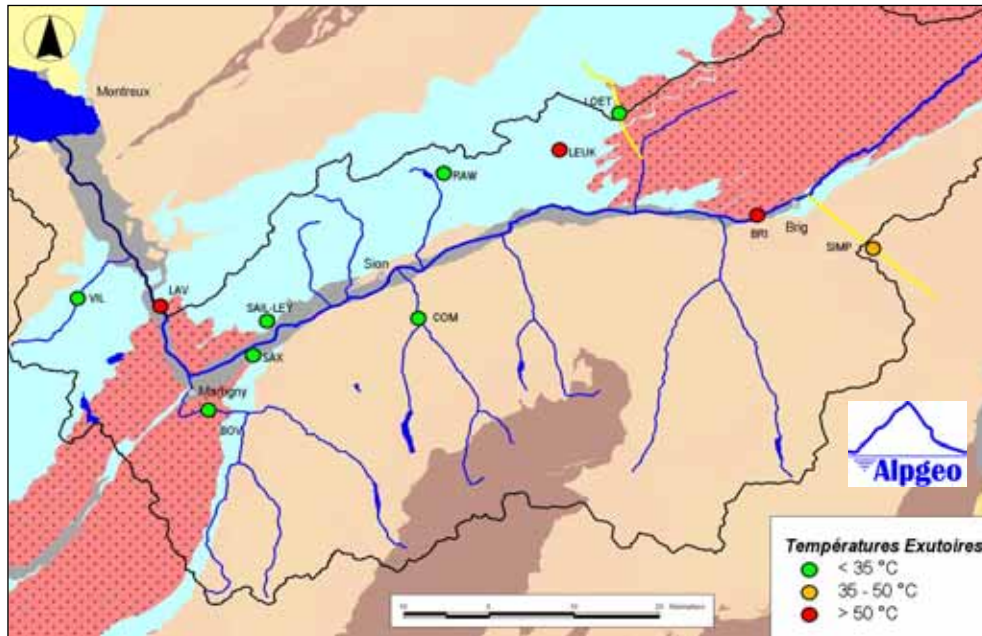


Figure 2.2 : *Température à l'exutoire des émergences d'eau thermique dans la vallée du Rhône. Les eaux les plus chaudes sont celles de Lavey-les-Bains (67°C), Leukerbad (51°C) et Brigerbad (50°C).*

Les températures des réservoirs profonds calculées à l'aide de différents géothermomètres, vont de 40 à 110°C (VUATAZ 1982; BIANCHETTI 1992; PFEIFER et al. 1992). Les températures maximales (110°C) sont atteintes à Lavey-les-Bains et Brigerbad (fig. 2.3). Pour ces dernières eaux thermales issues uniquement du cristallin, les estimations géothermiques sont assez fiables, plusieurs différents géothermomètres (calcédoine, ARNORSSON et al. 1993; Na-K-Ca, FOURNIER & TRUESDELL 1993; K²/Mg GIGGENBACH et al. 1993) donnant les mêmes résultats.

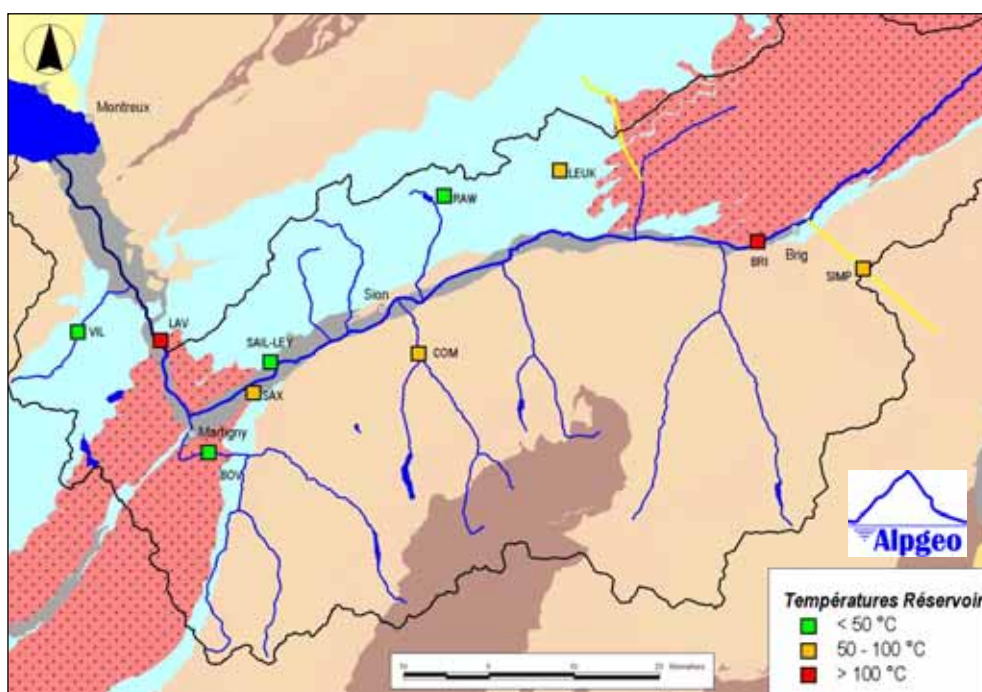


Figure 2.3 : *Température maximale de l'eau thermique dans le réservoir profond.*

Sur la base du chimisme des eaux, celles ayant circulé uniquement dans le cristallin émergent à Lavey-les-Bains, Bovernier, Saxon, Brigerbad et dans la partie centrale du tunnel du Loestchberg (fig. 2.4). Les débits varient entre quelques l/mn (granite de Gastern dans le tunnel du Lötschberg), 27 l/s à Lavey-les-Bains et 33 l/s à Brigerbad. Il s'agit là de la preuve que le cristallin peut être localement fissuré et avec de bonnes perméabilités.

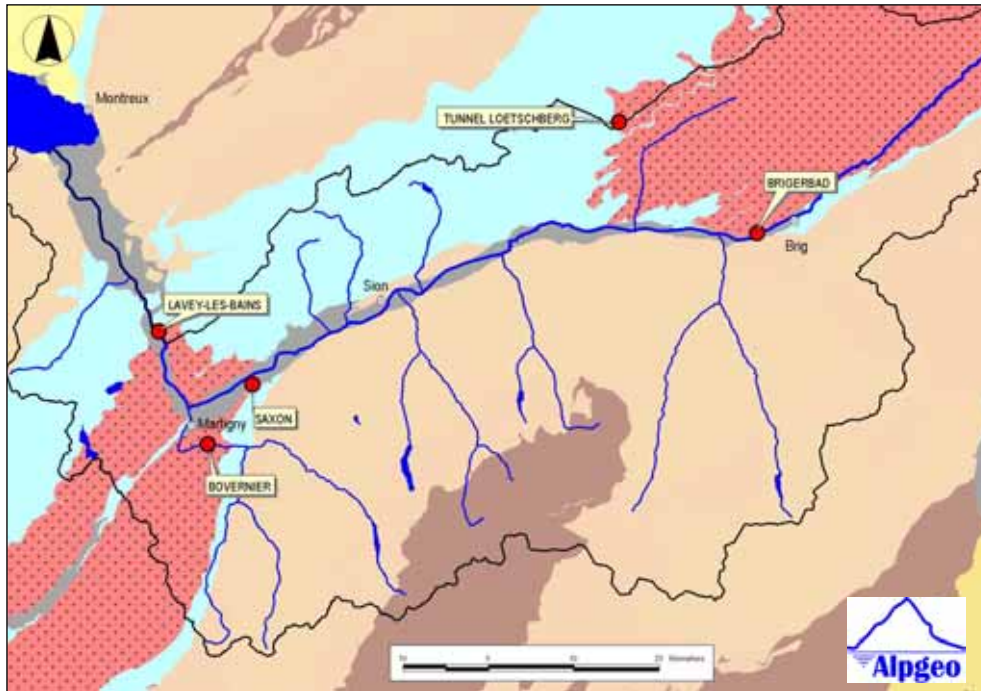


Figure 2.4 : Exutoires avec de l'eau thermique provenant essentiellement du cristallin.

2.2 POTENTIEL AQUIFÈRE ET GÉOTHERMIE DU CRISTALLIN

Outre les informations provenant des sites thermaux proprement dit, les ouvrages recoupant le cristallin renseignent sur les circulations d'eau profondes. La carte de la fig. 2.5 situe les ouvrages dans le cristallin tels que les tunnels routiers et ferroviaires, ainsi que les galeries d'aménées d'eau des ouvrages hydroélectriques. Ont été choisi pour notre étude trois ouvrages bien documentés :

- le tunnel ferroviaire actuel du Loetschberg (CRSFA 1991, DUBOIS et al. 1993)
- le tunnel routier du Mt Blanc (GUDEFIN 1967, DUBOIS 1992)
- la galerie d'aménée de Trient (JAMIER 1975, DUBOIS 1992)

Aucune donnée hydrogéologique n'a été publiée à ce jour pour le nouveau tunnel de base du Loestchberg. Des informations hydrogéologiques et géothermiques détaillées concernant les massifs cristallins rencontrés dans le tunnel ferroviaire du Simplon existent (BIANCHETTI et al. 1993). Toutefois, elles n'ont pas été considérées pour la présente étude car il ne s'agit pas des Massifs cristallins externes. De plus, les perméabilités dans les massifs cristallins du Simplon sont très faibles (débits spécifiques < 0.2 l/s/km) et ne permettent pas d'envisager une exploitation des aquifères fissuraux dans cette région.

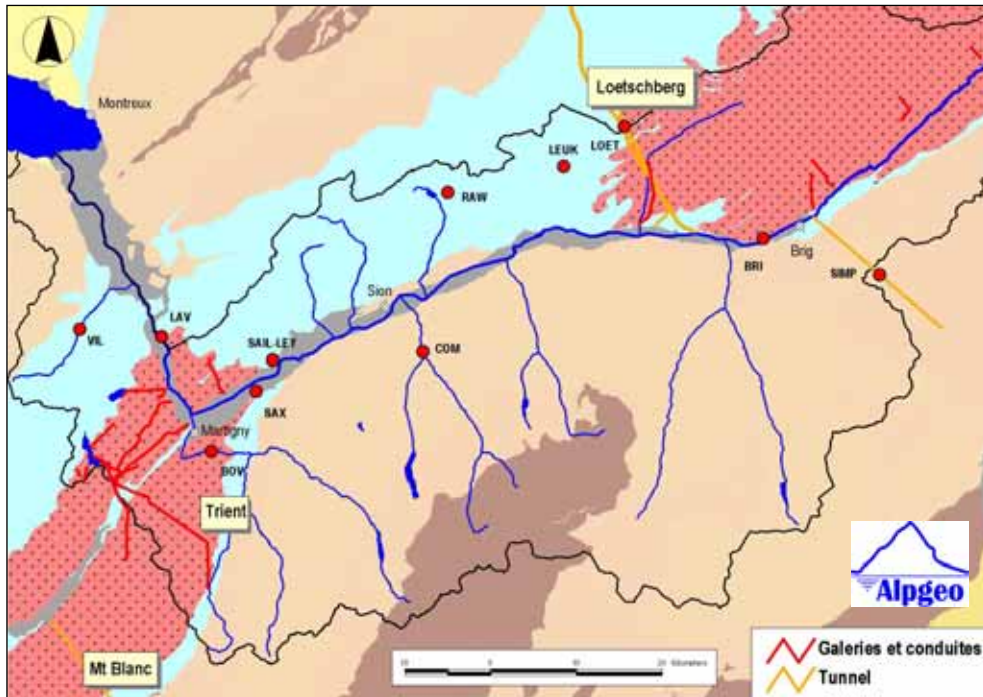


Figure 2.5 : Galerie et tunnels qui recoupent les Massifs cristallins externes.

Dans la partie Sud du tunnel actuel du Loetschberg, le plus gros débit (0.9 l/s) est mesuré dans le synclinal sédimentaire de la Jungfrau. Il s'agit de circulations d'eaux descendantes relativement rapides (14.5°C). Dans les gneiss du massif de l'Aar (au total 0.8 l/s) et surtout dans les granites de Gastern (0.05 l/s), les débits mesurés sont très faibles (fig. 2.6). Dans ces formations du cristallin, les débits spécifiques sont très faibles, < 0.3 l/s/km.

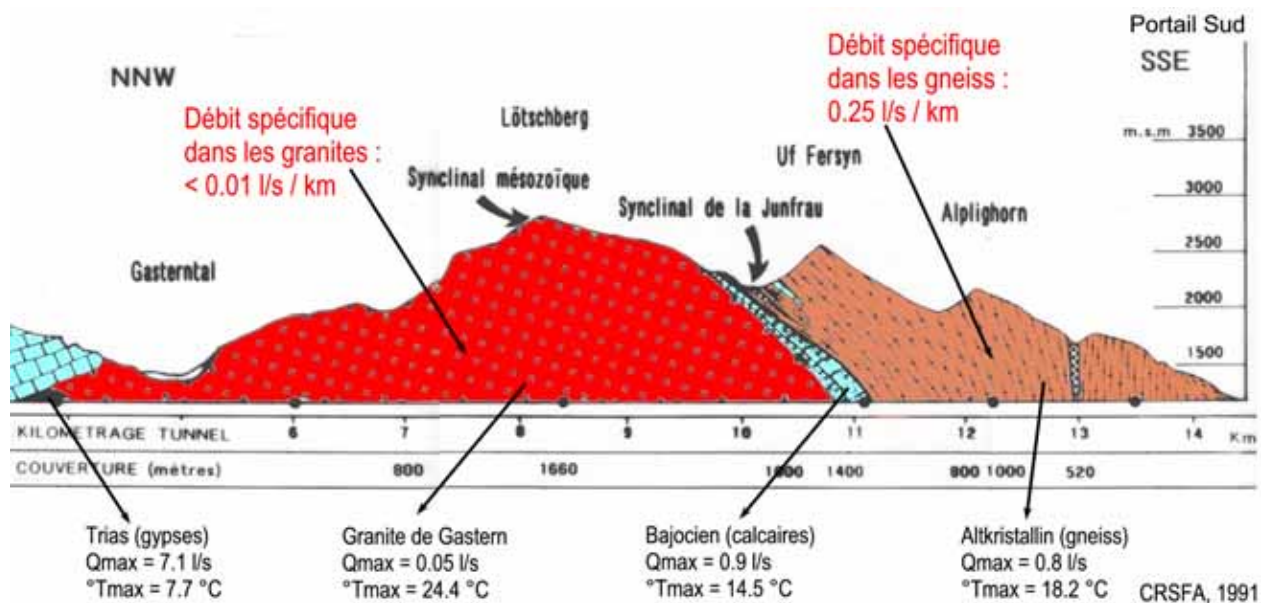


Figure 2.6 : Venues d'eau dans l'actuel tunnel du Lötschberg et débit total par unité tectonique. Les données proviennent d'une tournée effectuée en février 1991 par le CRSFA de Sion (actuellement CREALP).

Le tunnel du Mt-Blanc intercepte de nombreuses sources réparties au niveau du massif granitique, alors que les gneiss s'avèrent moins productifs (DUBOIS 1992). Les sources principales ont des débits atteignant 17 l/s et 10 l/s et le débit spécifique est assez élevé (6 l/s/km pour le granite). Les sources aux plus grands débits sont également les plus froides (< 10°C). Des eaux thermales ont été rencontrées avec des températures maximales atteignant 31.5°C, donnant un gradient géothermique normal de 30°C/km.

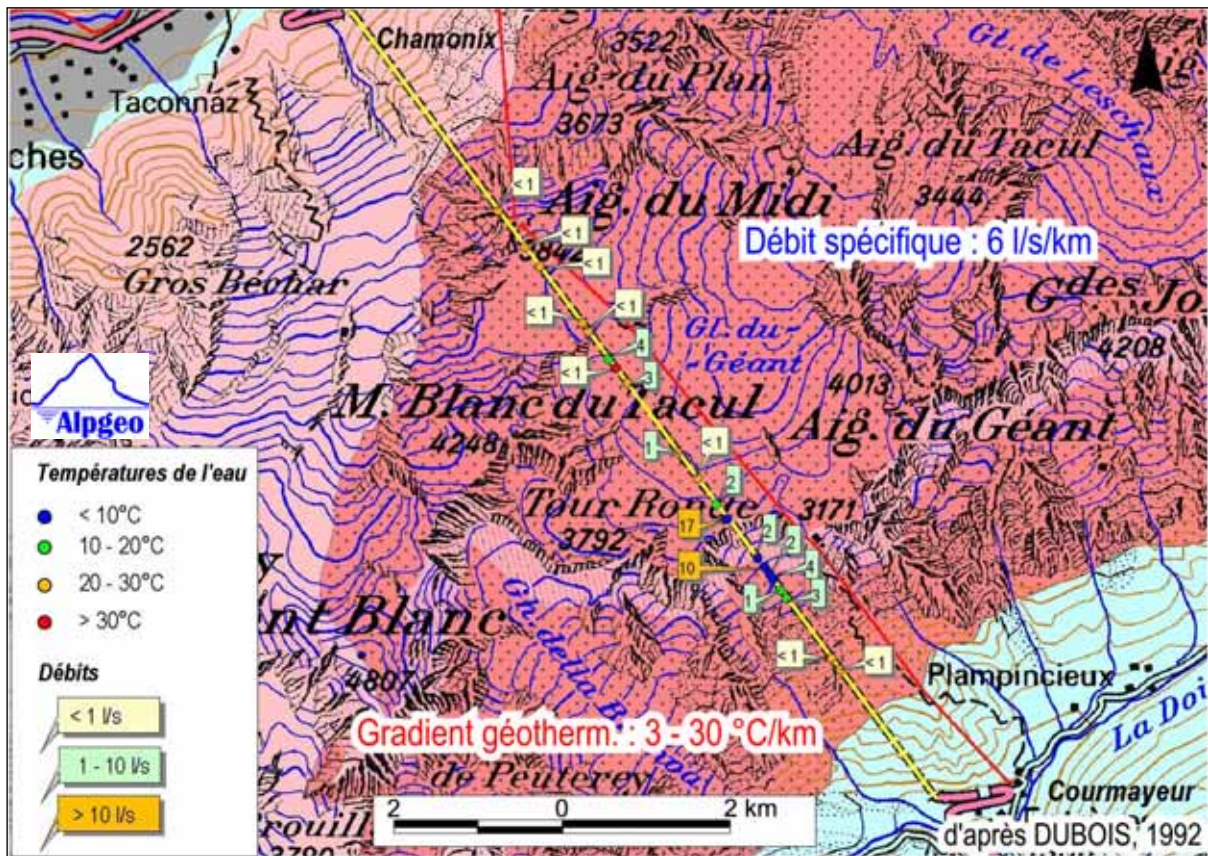


Figure 2.7 : Venues d'eau interceptée dans le tunnel du Mt Blanc au niveau des granites. Il s'agit d'une compilation à partir des données publiées par DUBOIS en 1992.

La galerie de Trient a également intercepté de nombreuses venues d'eau, localisées principalement dans la partie granitique du massif (DUBOIS 1992). Les débits spécifiques sont toujours assez élevés dans les granites (~10 l/s/km), alors qu'ils sont plus faibles dans les gneiss (< 1l/s/km, fig. 2.8). La venue d'eau principale (25 l/s) est directement située à l'aplomb du glacier du Trient. Les températures sont subthermales et atteignent au maximum 16.9°C.

Les forages profonds interceptant le cristallin sont reportés sur la fig. 2.9. Les températures les plus élevées ont été mesurées au fond du forage P600 à Lavey-les-Bains (68°C à -517 m, BIANCHETTI 2002) et F4 dans le tunnel du Simplon (57°C à -149 m, BIANCHETTI et al. 1993). Il s'agit de régions avec des gradients géothermiques anormaux, en raison de la remontée d'eau thermale à Lavey et d'un rapide uplift des massifs cristallins dans la région du Simplon. Des températures moins élevées ont été observées dans le forage profond d'exploration 93/15, réalisé pour le tunnel de base du Loetschberg. Le forage 92/8 d'Ausserberg a rencontré des eaux subthermales atteignant 18.2°C en fond de trou (410 m), ce qui donne un gradient géothermique normal de 30°C/km.

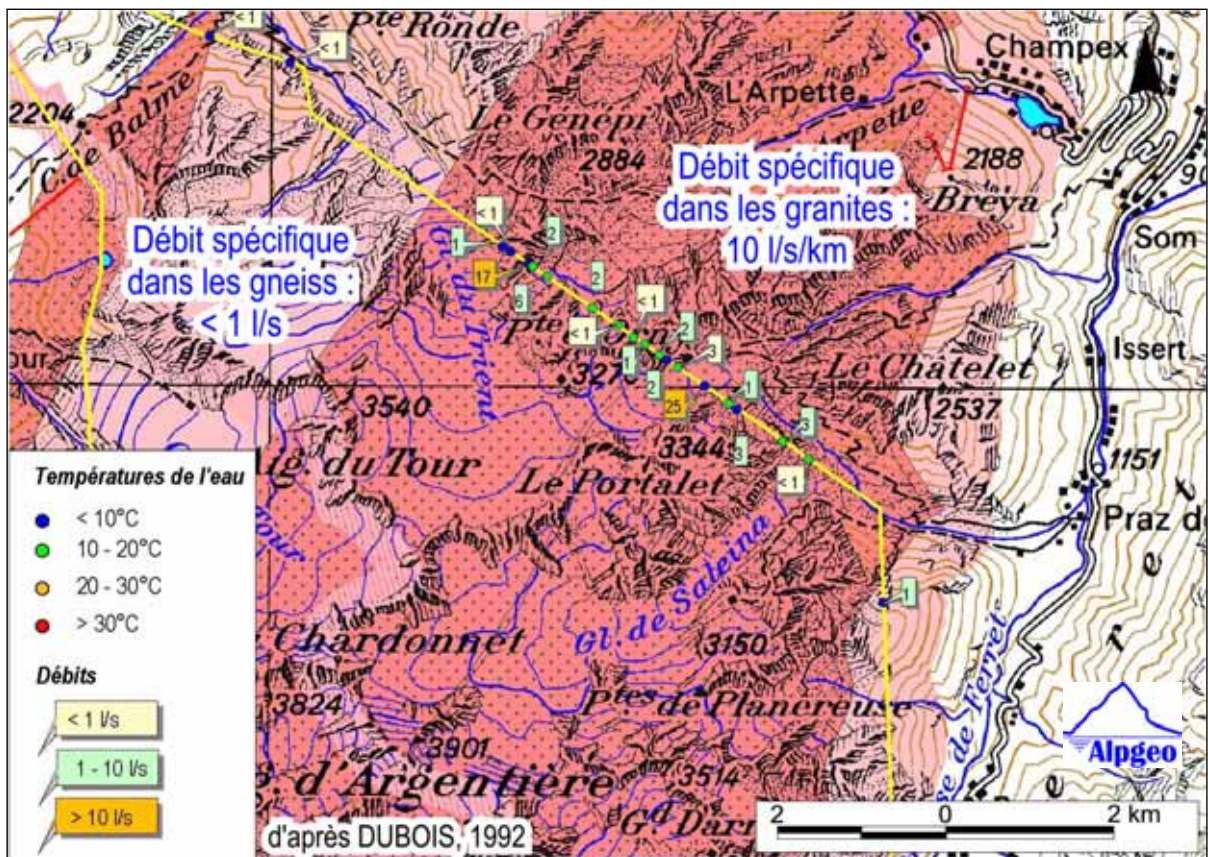


Figure 2.8 : Venues d'eau interceptées par la galerie du Trient.
Les données présentées proviennent d'une compilation des mesures publiées par DUBOIS (1992).

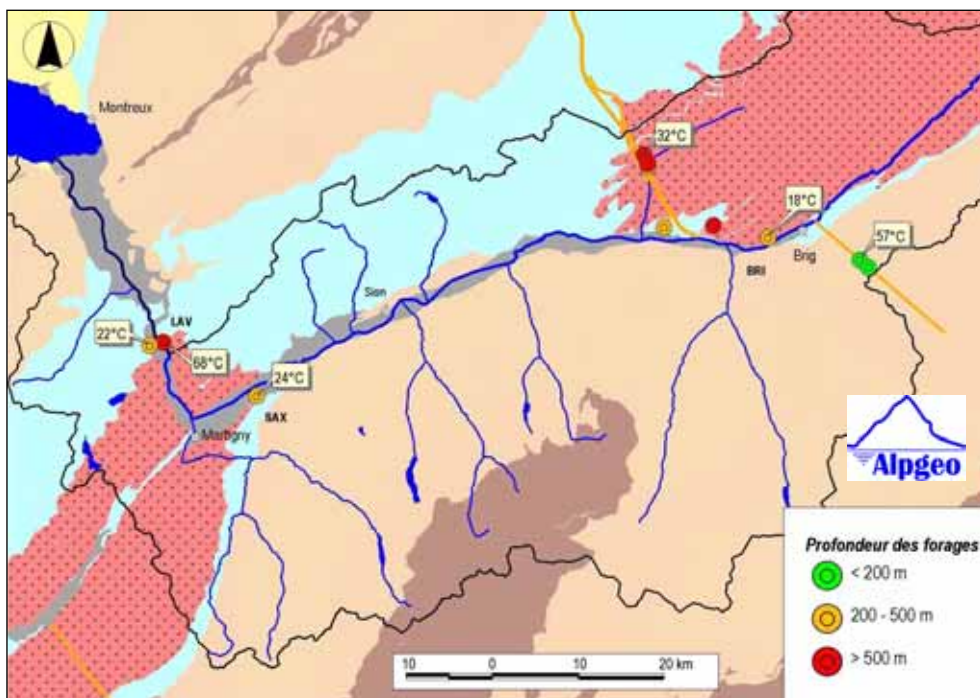


Figure 2.9 : Forages profonds (> 100 m) réalisés dans le cristallin et températures au fond.
Les forages dans le tunnel du Simplon ont retrouvé les températures de la roche mesurées lors du percement en 1905 (BIANCHETTI et al. 1993).

Les informations obtenues à partir des ouvrages souterrains et des forages profonds qui ont traversé le cristallin, nous permettent de tirer les **conclusions suivantes** :

- Localement, les formations rocheuses du cristallin peuvent être aquifères et montrent une bonne perméabilité, même à grande profondeur. En règle générale, les granites sont nettement plus aquifères que les gneiss, à l'exception des deux sites thermaux de Lavey-les-Bains et Brigerbad, où les gneiss fissurés sont bien perméables;
- Certains granites peuvent être très peu perméables (p.ex. dans la partie W du massif de l'Aar);
- A l'échelle régionale, la perméabilité des massifs cristallins est faible à moyenne, ce qui permet d'atteindre un équilibre entre la température de la roche et celle de l'eau. Les gradients géothermiques sont de l'ordre de 30°C/km et même supérieurs.

2.3 MODÈLE 3D DU CRISTALLIN ET STRUCTURES PROFONDES

A défaut d'investigations directes tels que les forages, la visualisation des structures en profondeur se base sur les données géophysiques. Pour la région investiguée, plusieurs profils de sismique réflexion ont été réalisés dans le cadre du programme national de recherches PNR 20 (PFIFFNER et al. 1997) et du projet Geothermoval (LEHNER 1990; BESSON et al. 1992 et 1993). Leurs tracés sont reportés sur la fig. 2.10.

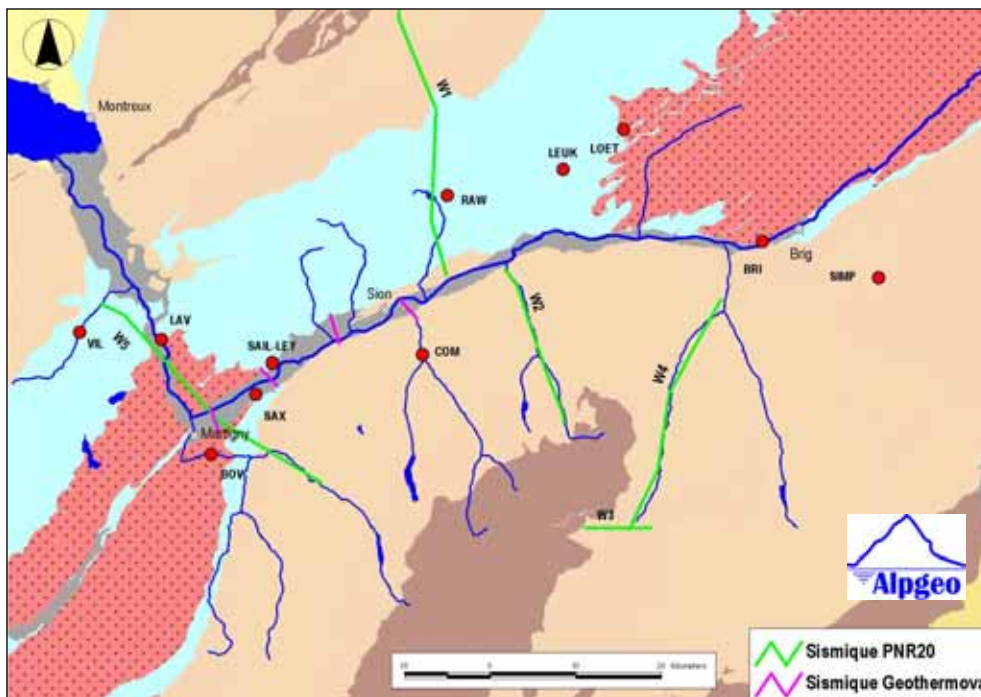


Figure 2.10 : *Tracés des profils de sismique réflexion réalisés à travers la chaîne alpine dans la vallée du Rhône.*

L'interprétation des informations sismiques a permis d'élaborer des profils tectoniques à travers les Alpes, en se basant sur les coupes géologiques (ESCHER et al. 1987). Les réflecteurs sismiques sont principalement liés à des lithologies de type sédimentaires, alors que le cristallin se comporte "comme du verre" (il apparaît transparent). A titre d'illustration, la fig. 2.11 montre l'interprétation du profil W5 passant par Lavey-les-Bains. On distingue parfaitement une structure synclinale de sédiments située à ~3 km de profondeur, qui s'enracine profondément vers le S sous le massif cristallin des Aiguilles Rouges.

Au niveau hydrogéologique, cette structure peut jouer le rôle d'un drain faisant remonter des eaux profondes et chaudes depuis l'intérieur du massif, ou alors, si les lithologies sont peu perméables (p.ex. des schistes), peut constituer un écran imperméable pour les eaux s'infiltrant depuis la surface. Avec la pression hydrostatique, les eaux piégées peuvent provoquer une fracturation hydraulique du cristallin juste en dessus du synclinal sédimentaire (cf. § 2.4.2). Il s'agit donc d'une cible géothermique profonde prioritaire.

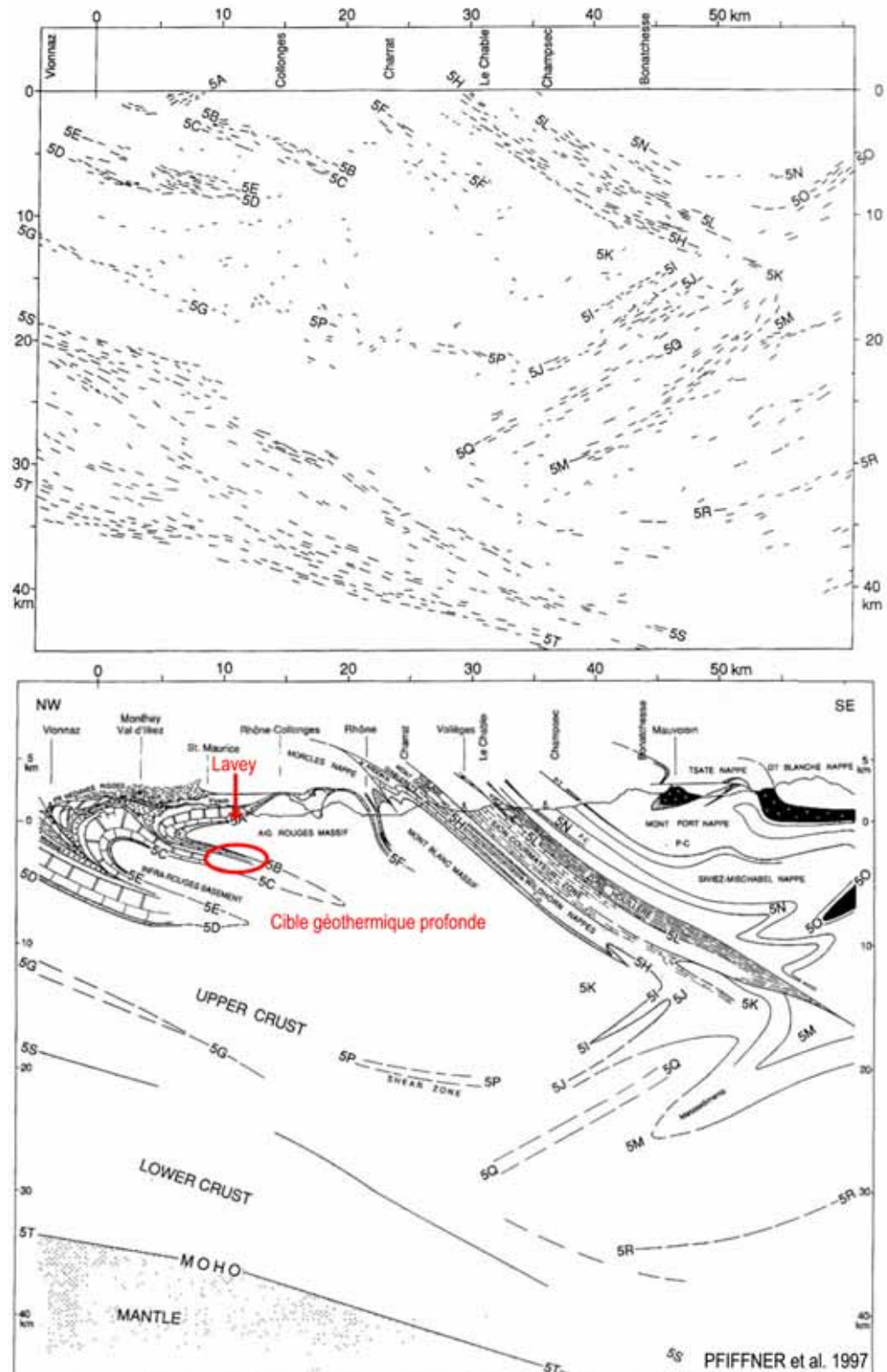


Figure 2.11 : Exemple d'interprétation géologique pour le profil sismique W5 (PFIFFNER et al. 1997).

Afin de mieux visualiser les structures profondes du cristallin, il a été fait recours à un **modèle tectonique 3D**, élaboré pour le musée cantonal géologique à Lausanne, pour des profondeurs allant jusqu'à 40 km (SARTORI et al. 2001, fig. 2.12 et 2.13). La fig. 2.12 fournit une vision globale et permet de visualiser le plongement axial des massifs cristallins du Mt Blanc et des Aiguilles Rouges vers la dépression du Rawyl (située sous la ville de Sion), avant de remonter vers la surface plus à l'E, avec l'appellation de massifs de l'Aar et du Gastern. Une réinterprétation du modèle pour la tranche de terrain jusqu'à 5 km de profondeur permettrait de définir plus précisément les cibles géothermiques dans le cristallin.

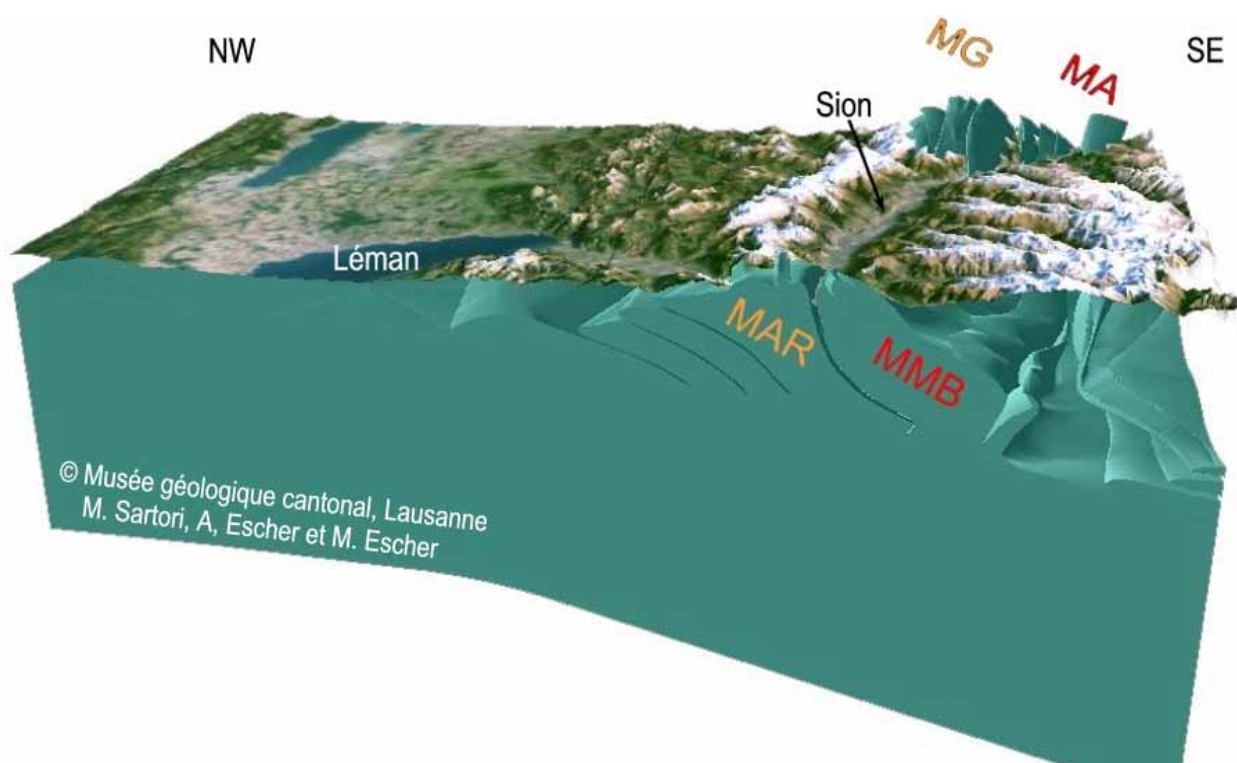


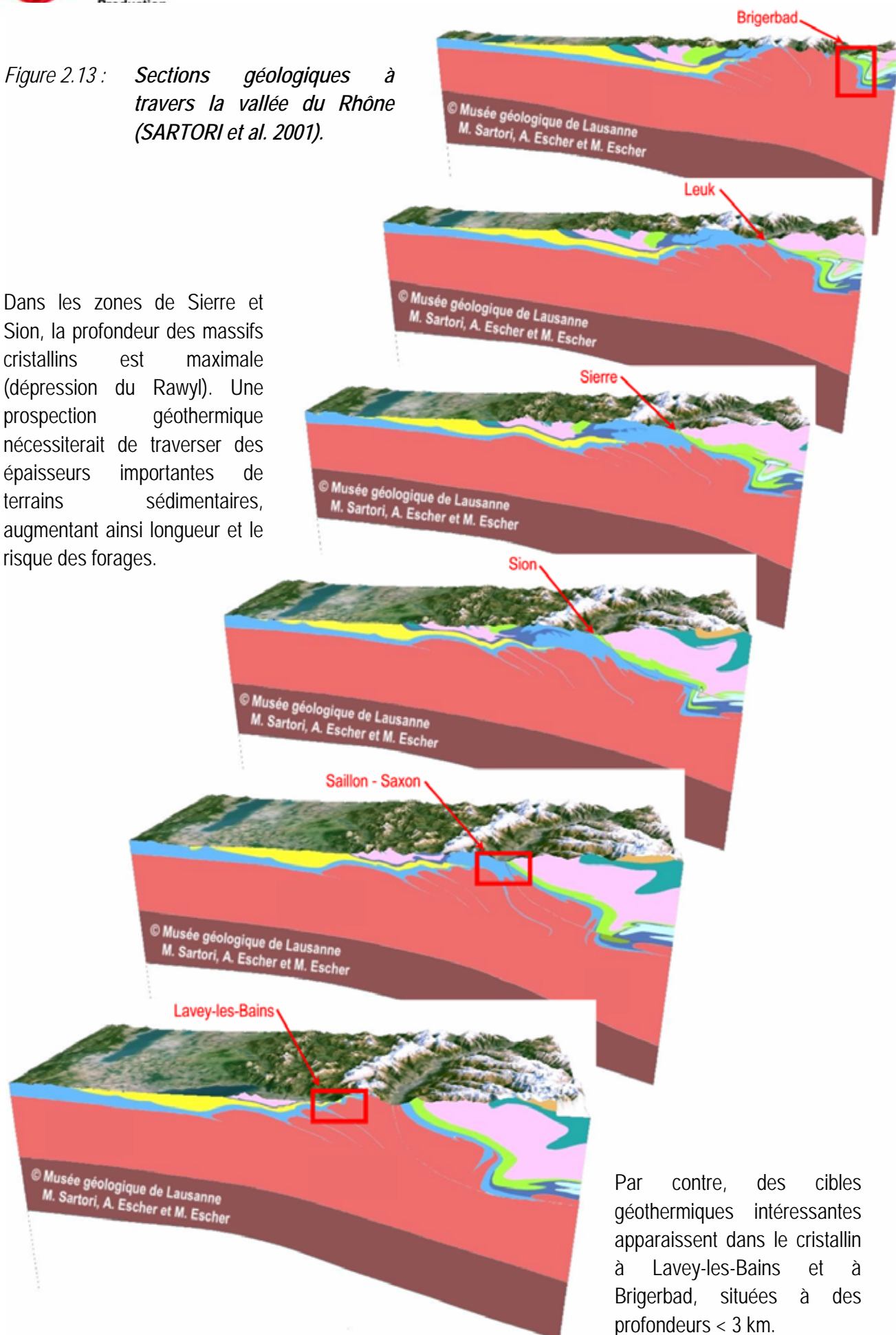
Figure 2.12 : **Bloc diagramme 3 D montrant la structure profonde des massifs cristallins dans la vallée du Rhône.**

Les massifs cristallins des Aiguilles Rouges (MAR) et du Mt-Blanc (MMB) s'enfoncent profondément en direction de Sion et ressortent dans la région de Visp-Brigerbad avec l'appellation de massifs de l'Aar (MA) et du Gastern (MG).

Plusieurs sections de ce modèle sont illustrées dans la figure 2.13. Il s'agit de vues tridimensionnelles de compartiments du bloc diagramme présentées successivement d'W vers l'E, c'est-à-dire en remontant la vallée du Rhône. Ces différents découpages de la vallée du Rhône illustrent, outre la configuration du cristallin et des couvertures sédimentaires, la configuration tectonique profonde à l'aplomb de différents sites thermaux. On observe que les massifs du Mt Blanc et des Aiguilles Rouges sont déjà bien enfouis sous les nappes sédimentaires au niveau du site de Saillon-Saxon. La culmination de la dépression du Rawyl est atteinte entre Sion et Sierre, avec un épais empilement de nappes Helvétiques recouvrant le cristallin. La section passant par Leuk montre déjà la remontée des massifs cristallins, qui affleurent dans la région de Visp-Brigerbad (contact entre le massif de l'Aar et les sédiments schisteux du domaine pennique).

Figure 2.13 : Sections géologiques à travers la vallée du Rhône (SARTORI et al. 2001).

Dans les zones de Sierre et Sion, la profondeur des massifs cristallins est maximale (dépression du Rawyl). Une prospection géothermique nécessiterait de traverser des épaisseurs importantes de terrains sédimentaires, augmentant ainsi longueur et le risque des forages.



Par contre, des cibles géothermiques intéressantes apparaissent dans le cristallin à Lavey-les-Bains et à Brigerbad, situées à des profondeurs < 3 km.

Modèle conceptuel des écoulements profonds dans le cristallin

Au niveau régional, un **modèle conceptuel des écoulements profonds dans le cristallin de la vallée du Rhône** est illustré à la fig. 2.14. Les circulations à l'échelle régionale se font depuis les sommets des massifs montagneux vers les points bas hydrogéologiques, représentés par les vallées et notamment la vallée du Rhône. Les eaux météoriques (pluies et fonte nivale) s'infiltrent au niveau des points culminants (>2'000 m.s.m.) et empruntent le dense réseaux des failles alpines. La mise en charge des aquifères profonds développe progressivement la perméabilité par fracturation hydraulique, ce qui permet aux eaux de s'infiltrer encore plus profondément.

Par rapport aux nappes sédimentaires de l'Helvétique, caractérisés le plus souvent par des circulations très rapides dans des aquifères de type karstiques, les circulations dans le cristallin ont l'avantage de se faire relativement lentement (aquifères de fissures) et jusqu'à plusieurs km de profondeur en raison de la présence de grandes structures profondes, ce qui permet aux eaux de se réchauffer jusqu'à des températures > 100°C.

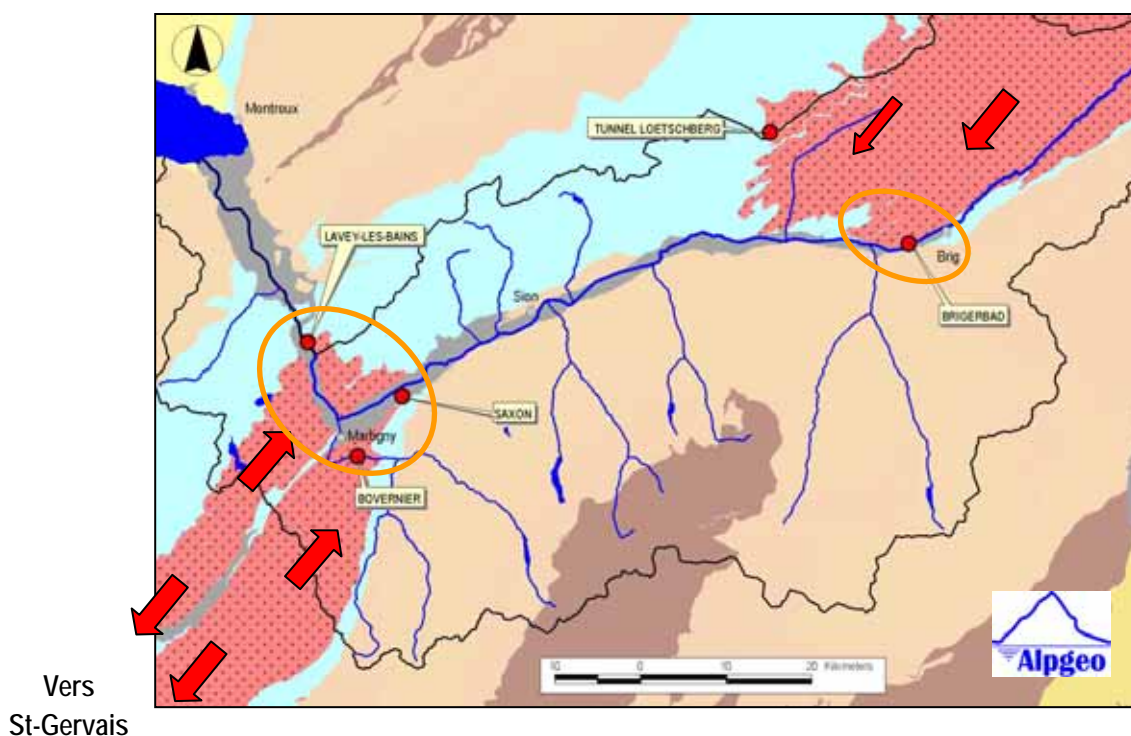


Figure 2.14 : **Modèle conceptuel illustrant les écoulements régionaux profonds au sein du cristallin.**

Les eaux froides qui s'infiltrent en profondeur au niveau des sommets atteignent des profondeurs de plusieurs km, où elles se réchauffent progressivement. Remontant depuis la profondeur à la faveur de zones faillées, les eaux thermales ressortent ensuite dans les points bas hydrogéologiques, à savoir les fonds des vallées.

L'intersection du cristallin avec la vallée du Rhône détermine l'exutoire naturel des circulations thermales profondes. Ces zones constituent dès lors des cibles préférentielles pour la recherche d'eau thermale provenant du cristallin.

Au niveau des massifs du Mt Blanc et des Aiguilles Rouges, les eaux chaudes remontent dans les zones de Lavey-les-Bains et Saillon-Saxon. Le système hydrogéologique régional qui se décharge à Lavey-les-Bains est d'ailleurs assez particulier, car à l'extrémité SW des massifs cristallins, dans un fond de vallée (l'Arve) émergent les eaux thermales de St-Gervais (F), dont les caractéristiques chimiques et géothermométriques sont très proches de celles de Lavey. Pour le massif de l'Aar, l'exutoire naturel des circulations d'eau dans sa partie occidentale est représenté par la région de Viège à Brigue.

2.4 CIBLES HYDROGÉOLOGIQUES AVEC FORT POTENTIEL HYDROGÉOLOGIQUE

Les qualités physico-chimiques et l'origine de eaux thermales dont les points d'émergence sont présentés sur la fig. 2.1 sont bien connus et ont fait l'objet d'une abondante littérature (entre autres : BIANCHETTI 1992 b, 1994 a et b, 1999 et 2003; BIANCHETTI et al. 1992; DUBOIS et al. 1994; KLOOS 2004; LADNER 2005; LUGEON 1917 ; MURALT 1991, RYBACH 1990; VUATAZ 1982; VUATAZ et al. 1994). Si on excepte les eaux captées dans les gneiss et granites du tunnel du Lötschberg (faibles débits), quatre sites ont des eaux thermales qui ont circulé essentiellement dans le cristallin (fig. 2.4):

Lavey-les-Bains – Bovernier – Saxon - Brigerbad

C'est donc logiquement parmi ces localités que les trois sites favorables cités dans le programme du PROJET AGEPP dans sa phase A (cf. § 1.2) devaient être sélectionnés pour une analyse plus fine des conditions géologiques, hydrogéologiques et géothermiques. Notre choix s'est porté sur les sites suivants, dont la ville la plus proche est indiquée entre parenthèses :

- **Bovernier** (Martigny) : bien que les eaux captées aient un débit limité (~3 l/s) et une faible température du réservoir profond (35-45°C), ce site a été considéré en raison de la proximité de la ville de Martigny, qui dispose d'un réseau de chauffage à distance urbain;
- **Lavey-les-Bains** (St-Maurice) : eaux thermales les plus chaudes de Suisse (67°C), captées par forages avec un débit total de 27 l/s. Température élevée du réservoir profond (110°C). Bonnes connaissances du contexte géothermo-hydrogéologique.
- **Brigerbad** (Brig) : sources thermales très chaudes (50°C), avec un débit par pompage >30 l/s. Température élevée du réservoir profond (110°C).

Le site de **Saxon**, malgré des débits et des températures intéressantes, n'a pas été retenu en raison du conflit d'intérêts potentiel avec la source minérale Alpwater, mise en bouteille par Henniez (Cristalp).

A remarquer encore que des sites importants comme **Leukerbad** et **Combioula** ont été écartés, à ce stade des investigations, d'une sélection en tant que sites favorables, malgré des débits importants et des indications de températures relativement élevées dans le réservoir profond (50 à 65 °C). A Leukerbad, il n'y a pas d'apports d'eaux profondes provenant du cristallin (granite de Gastern). Comme le montrent les observations dans le tunnel du Lötschberg, cette unité géologique, qui a probablement un gradient géothermique anormalement élevé, est très peu perméable. A Combioula, même si une partie des eaux profondes provient du cristallin appartenant toutefois au Pennique, la localisation des émergences d'eau thermale est trop éloignée de potentiels utilisateurs de la chaleur.

2.4.1 BOVERNIER - MARTIGNY

La source thermale de Bovernier jaillit en amont du village, à une altitude de 680 m.s.m. et à une distance de 6 km de Martigny par la route (3 km en ligne directe). Le point d'émergence se situe à la limite entre le granit intrusif et les gneiss encaissants du Massif cristallin du Mt-Blanc. Cette source a un débit de 3 à 4 l/s, avec une température de 21°C. L'eau est très faiblement minéralisée (-0.3 g/l) et les géothermomètres indiquent une température du réservoir profond de l'ordre de 35 à 45°C.



La ville de Martigny (~14'000 habitants) dispose d'un réseau de chauffage à distance d'une puissance de 4 x 6 MW_{th} avec des niveaux de température assez élevés (retour à 80°C). Cette situation rend pratiquement impossible une valorisation des rejets thermiques d'une centrale géothermique.

De plus, malgré la présence du cristallin sous Martigny jusqu'à plusieurs km de profondeur, l'absence d'indices de thermalisme ou de pièges structuraux indiquant le développement possible d'aquifères thermaux profonds ne permet pas de retenir ce site pour la suite du PROJET AGEPP.

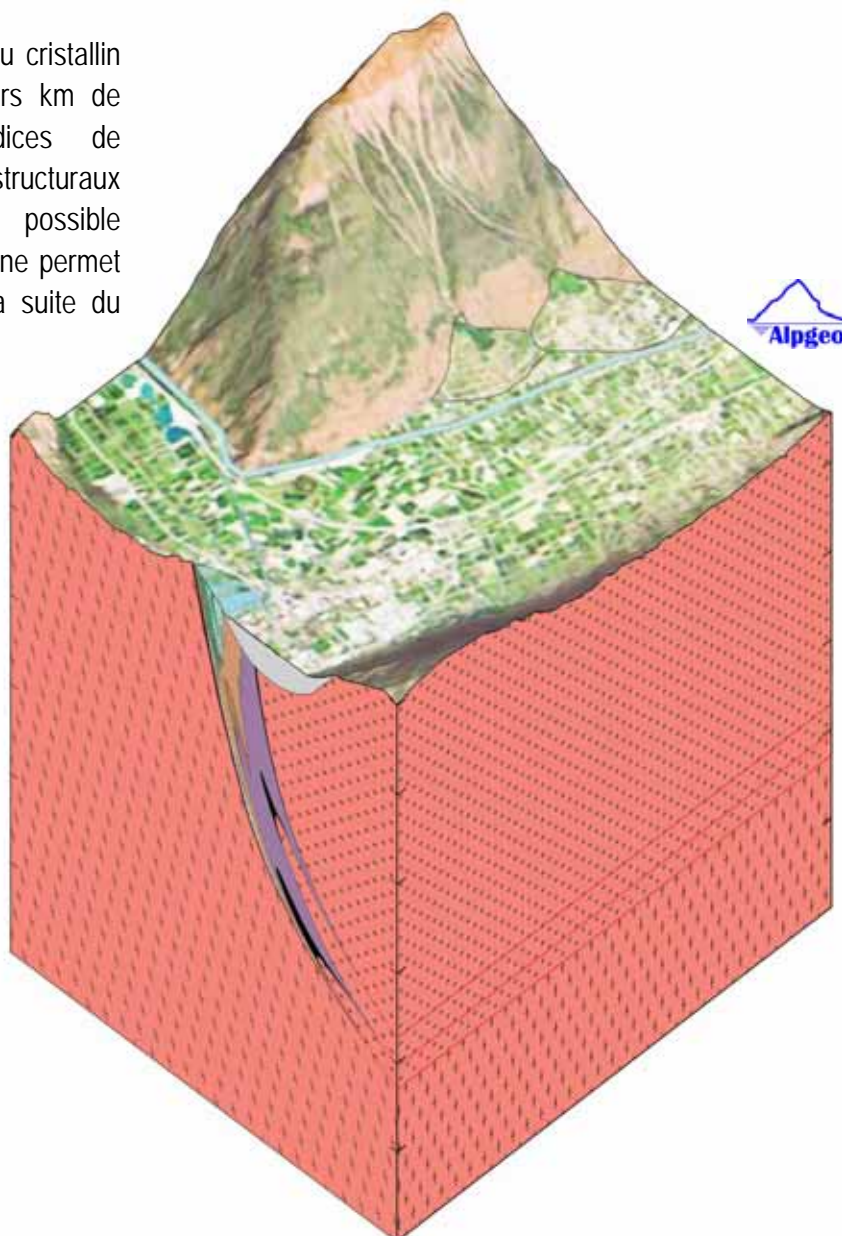


Figure 2.15 :
Modèle géologique
tridimensionnel de la
zone de Bovernier -
Martigny.

2.4.2 LAVÉY-LES-BAINS – ST-MAURICE

La géothermie du site thermal de Lavey-les-Bains est très bien documentée (ALLIMANN & MASSON 1989; BESSON et al. 1992; BIANCHETTI 1994 b et 2002; BIANCHETTI & ROUILLER 1992; VUATAZ 1982). Pas moins de 7 forages de plus de 100 m ont été réalisés depuis 1972 pour les Bains de Lavey, dont un qui a atteint 594 m. Des investigations par sismique réflexion ont été réalisées dans le cadre du programme GEOTHERMOVAL, ainsi que deux forages de reconnaissance sur rive gauche du Rhône en Valais.



Les informations disponibles peuvent se résumer à l'essentiel de la manière suivante (BIANCHETTI 2002) :

- Deux puits de pompage, profondeur max 517 m
- Température max de l'eau : 69°C
- Minéralisation de l'eau : 1.4 g/l (pour le fluide profond : 1.6 g/l)
- Débit total (pompage) : 27 l/s
- Température du réservoir profond : 100 à 110 °C

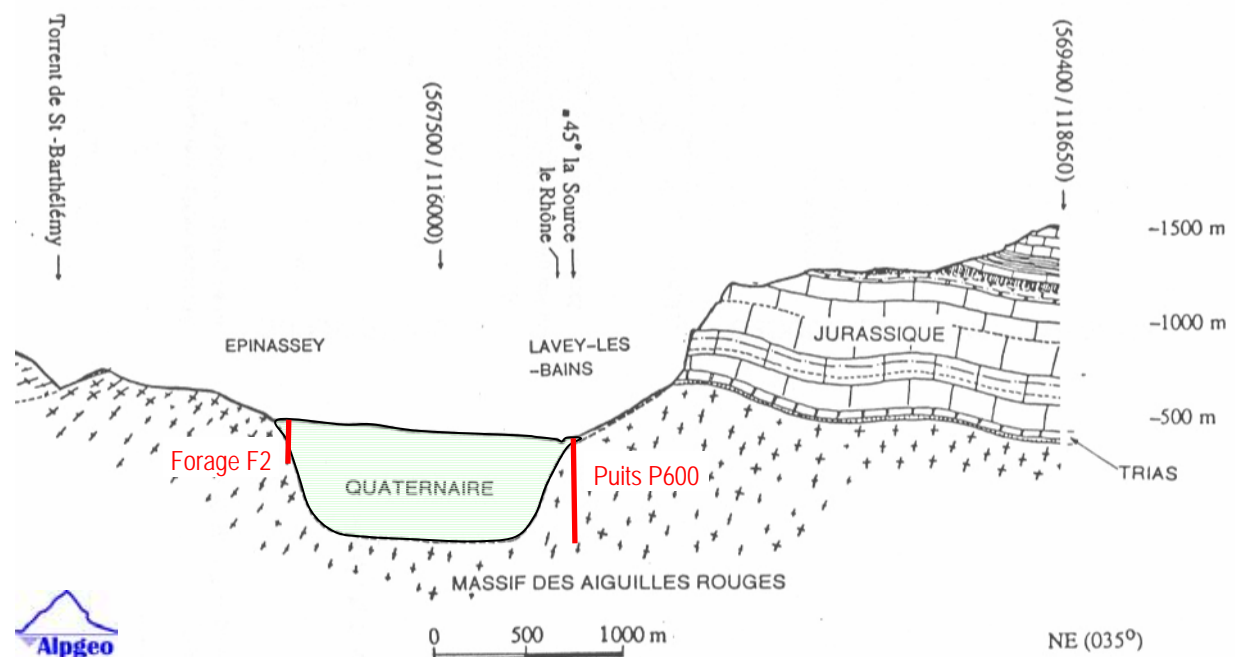


Figure 2.16 : Coupe géologique transversale à la vallée du Rhône sur le site de Lavey-les-Bains, avec emplacement des principaux forages réalisés.

Le glacier du Rhône a creusé une vallée, qui a été ensuite progressivement remplie par des sédiments glacio-lacustres et fluviaux, dont l'épaisseur dépasse 600 m.

Lavey-les-Bains



Le synclinal sédimentaire identifié sous le massif des Aiguilles Rouges constitue certainement l'une des structures maîtresses expliquant la présence d'eaux thermales de haute température à Lavey-les-Bains (fig. 2.17).

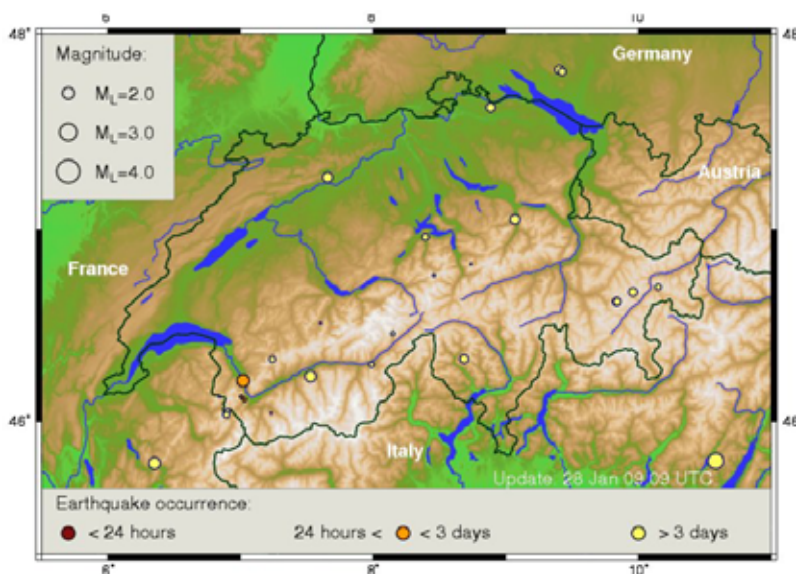
Figure 2.17 : Coupe géologique qui montre les structures profondes du cristallin sous Lavey-les-Bains.

Le séisme de magnitude $M_L = 3$ qui s'est vérifié le 26 janvier 2006 dans la région de Lavey apporte probablement des informations concernant la fracturation du massif rocheux en profondeur (fig. 2.18). Son hypocentre a été situé à ~3 km de profondeur (fig. 2.19).

Figure 2.18 :

Localisation du séisme qui s'est vérifié le 26.1.2006 dans la région de Lavey (point orange)

Source : Service sismologique suisse, <http://histserver.ethz.ch>



Ce séisme a été ressenti par la population comme un fort "coup de mine". Or, ce type de phénomène rappelle les tremblements de terre qui se sont produits lors des crises sismiques enregistrés dans le Val d'Illyez dans les années 1953-'54 et 1995-'96. Ces séismes ont été provoqués par une fracturation hydraulique du massif rocheux profond (BIANCHETTI et al. 1992, BIANCHETTI et ROUILLER 1998). Suite à crises sismiques, enduites par les fuites du lac artificiel de Salanfe, on a observé l'apparition de sources thermales au bord du torrent de la Vièze, à Val d'Illyez. La fracturation du massif en profondeur a permis aux eaux profondes captives de remonter vers la surface.

Le séisme de janvier 2006 apporte donc une preuve nouvelle que la fracturation est bien développée à plusieurs km de profondeur au dessous de Lavey-les-Bains. Cette hypothèse était déjà bien étayée par les indications de débit élevé et par la température proche de 100°C dans le réservoir profond. La présence d'une structure profonde sédimentaire au sein du cristallin ouvre de nouvelles perspectives très intéressantes pour la prospection géothermique dans cette région. En effet, si les calcaires du Malm devaient s'avérer karstifiés (comme c'est le cas à Altheim en Autriche, cf. § 3.2.2 plus loin dans ce rapport), il pourraient jouer le rôle d'un drain permettant à des eaux profondes et encore plus chaudes de celles qu'on s'attend à capter dans le cristallin, de remonter à des profondeurs de l'ordre de 3 km. La fig. 2.20 illustre le modèle conceptuel le plus récent pour expliquer les circulations d'eau thermique profonde dans la région de Lavey – St-Maurice, ainsi que le rôle du synclinal sédimentaire profond.

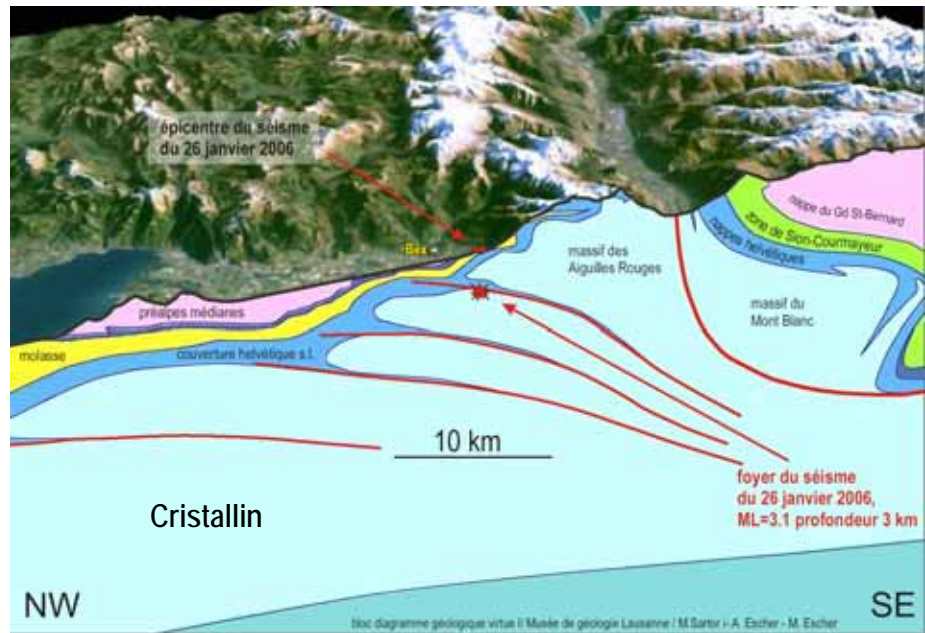


Figure 2.19 :

Coupe géologique passant par Lavey et illustrant la localisation probable du séisme du 26.1.06.

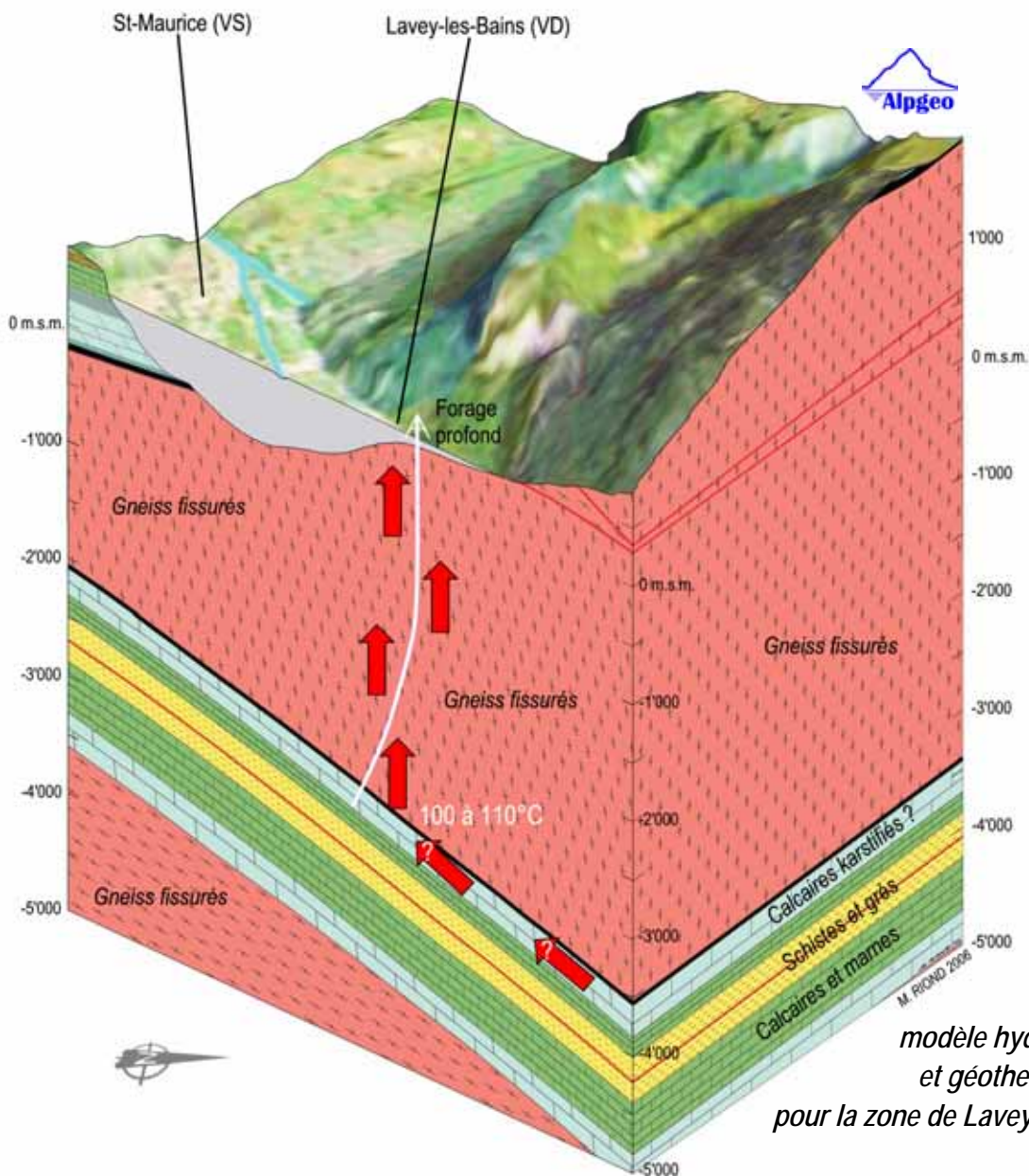


Figure 2.20 :
modèle hydrogéologique
et géothermique en 3-D
pour la zone de Lavey - St-Maurice.

2.4.3 BRIGERBAD - BRIG

L'établissement des bains thermaux de Brigerbad, situé à 3 km de la ville de Brig (~12'000 habitants) exploite cinq venues d'eau thermale, dont les trois plus chaudes (22 à 50°C) se situent au bout d'une galerie de 15 m creusée directement dans le gneiss du massif de l'Aar (VUATAZ 1982). La température (19 à 50°C) et la minéralisation (TSD : 600-1'386 mg/l) de ces venues d'eau varient au cours de l'année, principalement à cause du pompage important réalisé aux exutoires (1'400 à 2'000 l/min.).



L'établissement se situe contre le flanc sud du massif de l'Aar, sur des dépôts quaternaires comblant la vallée du Rhône avec une épaisseur de 100 mètres (forage TB-1, fig. 2.21). Dans cette région, la vallée du Rhône orientée E-W est très resserrée et marque une limite tectonique et lithologique importante entre le domaine Pennique au sud, et le massif de l'Aar (cristallin) au nord. Le domaine Pennique est formé d'un empilement de nappes sédimentaires aux lithologies très variables mais le plus souvent peu perméables, tandis que le cristallin est constitué d'un gneiss hercynien. La faille Rhône-Simplon, située entre ces deux grandes unités géologiques, marque une limite relativement imperméable rendant difficile la circulation de fluides profonds entre les versants N et S (fig. 2.21).

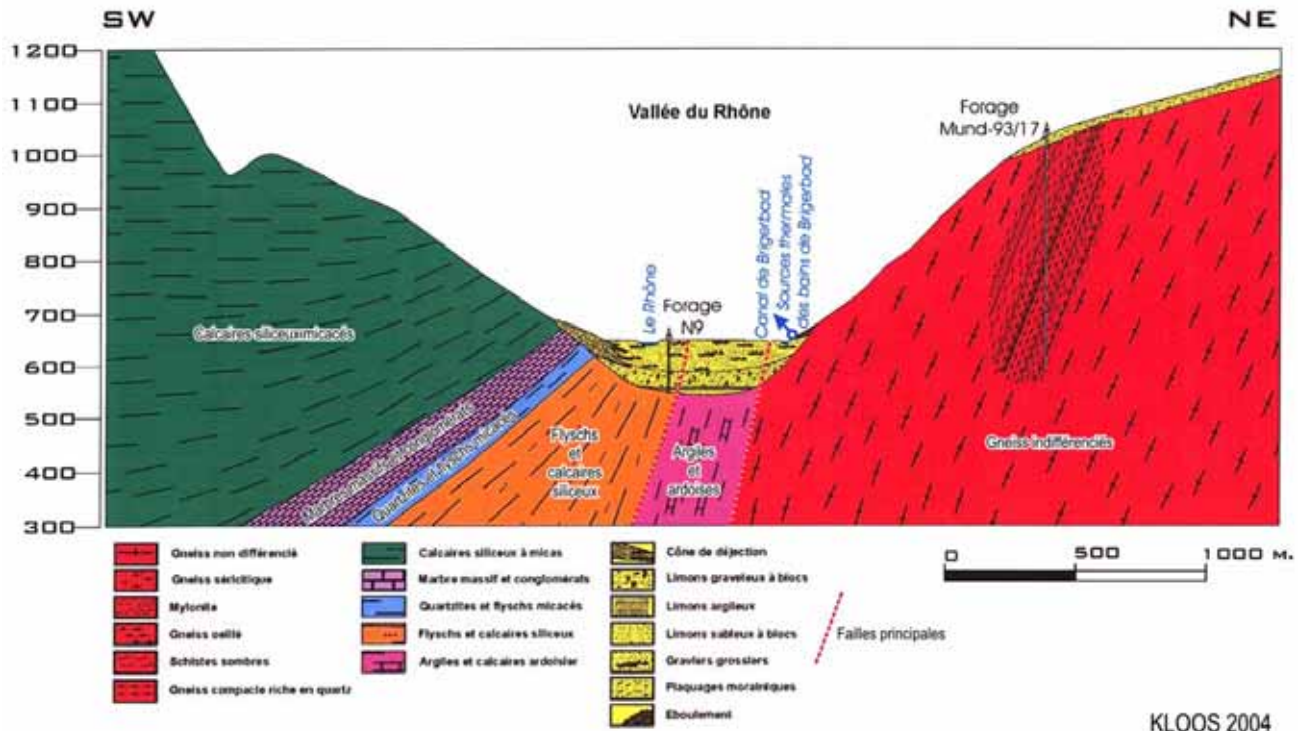
Les sources thermales captées à Brigerbad ont été rarement échantillonnées et analysées depuis l'étude de VUATAZ (1982). Récemment, une étude assez détaillée a été entreprise dans le cadre d'un travail de diplôme en hydrogéologie (KLOOS 2004).

Les informations disponibles peuvent se résumer à l'essentiel de la manière suivante (KLOOS 2004) :

- Venues d'eau thermale captées dans le massif rocheux par une petite galerie
- Température max de l'eau : 50°C ; débit total (pompage) : 33 l/s
- Minéralisation de l'eau : 1.4 g/l (pour le fluide profond : 1.8 g/l)
- Aquifère : cristallin fissuré profond (massif de l'Aar)
- **Température du réservoir profond : 110 °C**

Dans le cadre de AlpTransit, un forage profond de 410 m a exploré le cristallin, à ~2 km des Bains thermaux, à une altitude de 1'025 m.s.m (fig. 2.21). Il a rencontré des venues d'eau froides à subthermales, dans un massif fissuré avec une perméabilité moyenne relativement faible, comprise entre 0.9×10^{-6} et 2.8×10^{-6} m/s. La température en fond de trou était de 18.2°C, ce qui donne un gradient géothermique local de 2.8°C/100m (KLOOS 2004). Ce forage est ainsi situé dans une zone d'infiltration des eaux météoriques, qui se réchauffent progressivement avec la profondeur.

Un autre forage (TB-1), profond de 111 m, a été réalisé au milieu de la plaine du Rhône dans le cadre du passage de l'autoroute N9. Il a rencontré les formations rocheuses du Pennique (calcschistes de la zone de Termen) à une profondeur de 101 m. Une température de 17.5°C a été mesurée en fond de trou et un gradient de 2.8°C/100 m a été calculé dans la partie profonde du forage.



KLOOS 2004

Figure 2.21 : Coupe géologique transversale à la vallée du Rhône sur le site de Brigerbad (KLOOS 2004), avec emplacement des principaux forages profonds.

Un modèle illustrant les conditions géothermiques profondes dans les massifs rocheux de la région de Brig – Simplon a été présenté par KLOOS (2004). Sur la base d'un gradient géothermique moyen de 28°C par km et d'une température moyenne annuelle de l'air à Brigerbad de 8.6°C, la profondeur du réservoir profond à 110°C se situerait à ~2.6 km de profondeur (fig. 2.22).

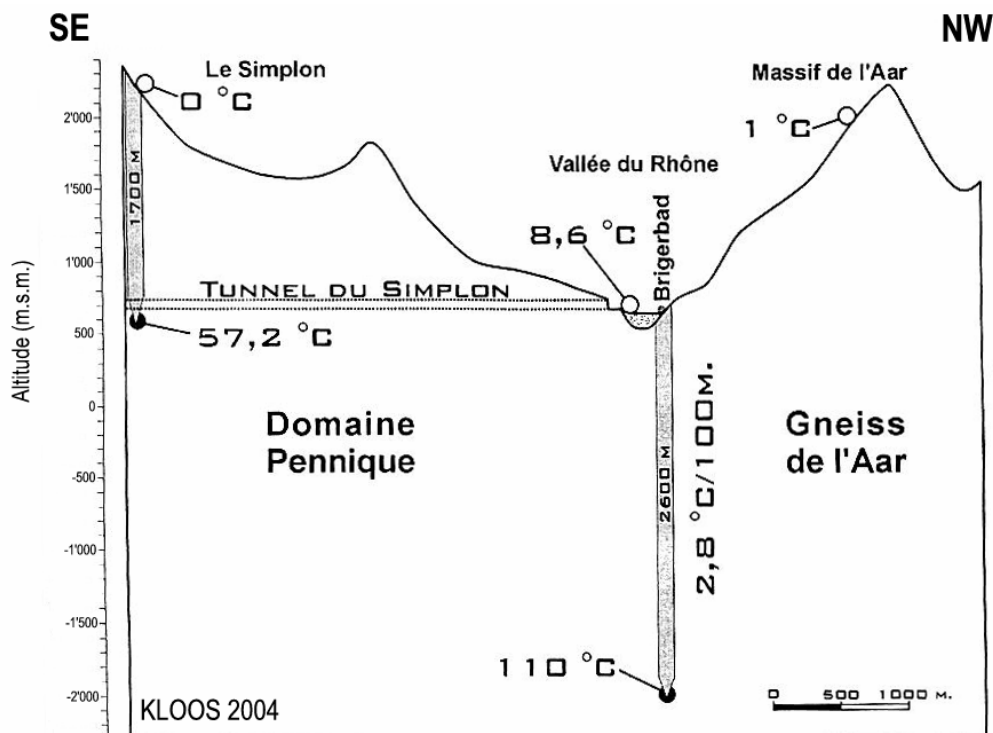


Figure 2.22 : Modèle géothermique pour la région de Brig – Simplon (KLOOS 2004).

La fig. 2.23 illustre le modèle conceptuel le plus récent pour expliquer les circulations d'eau thermique profonde dans la région de Brigerbad - Brig, ainsi que le rôle de la limite tectonique entre cristallin au N et sédiments du domaine pennique au S. Il est très probable que la remontée des eaux thermales profondes se fasse dans une frange de gneiss fissurés au contact avec les calcschistes de la zone de Termen, qui jouent le rôle d'imperméable au niveau régional.

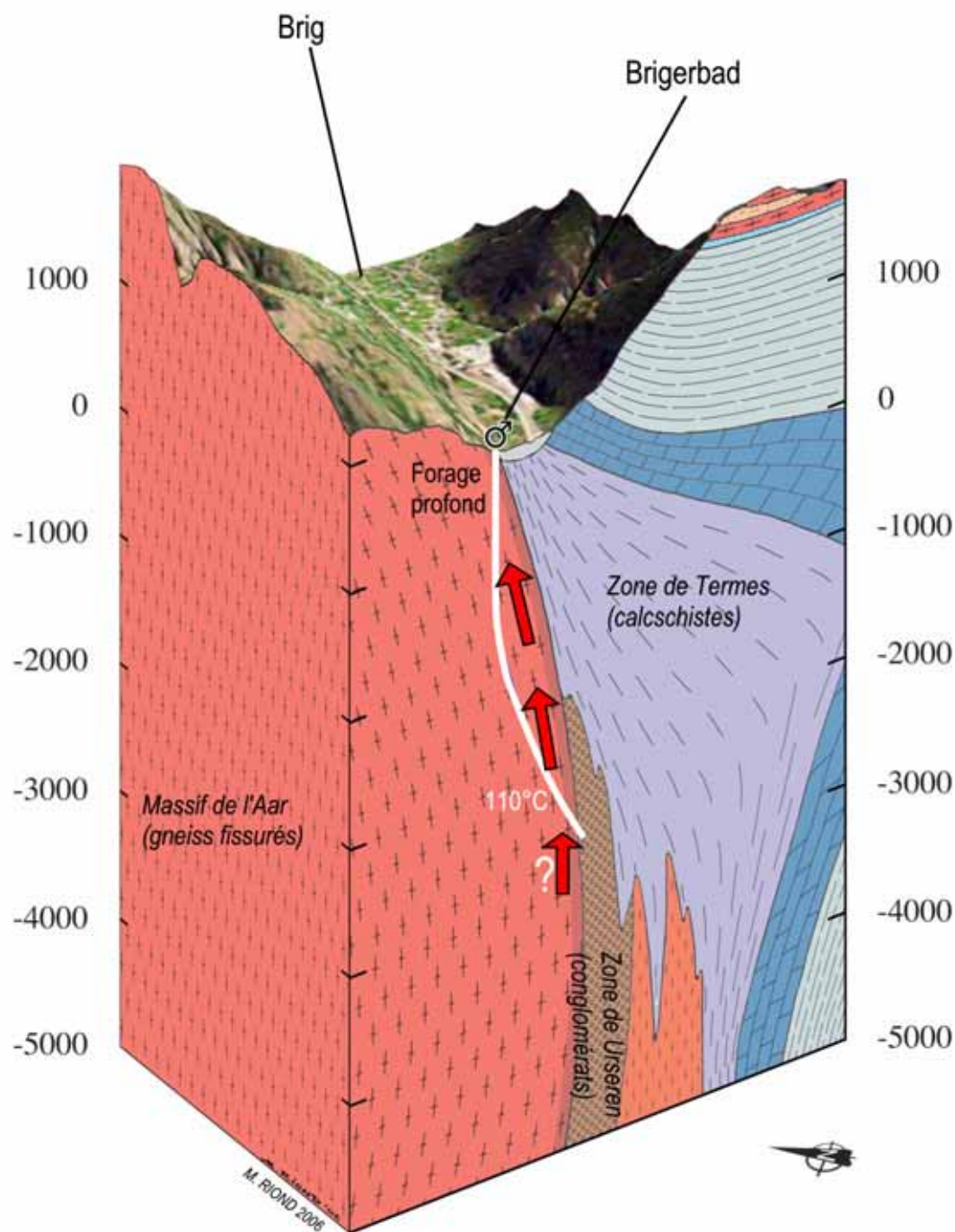


Figure 2.23 : Modèle hydrogéologique et géothermique en 3-D pour la zone de Brigerbad - Brig.

2.5 CONCLUSIONS

Cette étude préliminaire a permis de compiler et d'analyser les données géologiques, hydrogéologiques et géothermiques concernant les massifs cristallins externes de la vallée du Rhône. Les principaux résultats sont les suivants :

- Les massifs cristallins sont des unités géologiques bien identifiées
- Ils s'enracinent à grande profondeur et les structures profondes sont assez bien connues
- Les massifs cristallins sont localement bien fissurés et aquifères
- Leur perméabilité n'est pas trop élevée, permettant un équilibre thermique entre $^{\circ}T_{\text{roche}} / ^{\circ}T_{\text{eau}}$
- Dans la vallée du Rhône, toute une série de sources thermales sont localisées le long de ces massifs cristallins externes. Le même phénomène s'observe dans le prolongement de ces massifs vers le Sud (Belledonne, Pelvoux, Argentera-Mercantour)

Deux sites très favorables pour un projet d'électricité d'origine géothermique ont été identifiés :

- Lavey-les-Bains
- Brigerbad

Les principaux atouts qui caractérisent ces sites sont les suivants :

- Les cibles géothermiques sont claires, situées à < 3 km de profondeur
- La température des fluides profonds est de l'ordre de 110°C (minimum)
- Les débits actuels exploités sont de l'ordre de 30 l/s, les débits escomptés pour un forage de production se situent entre 50 et 75 l/s (exceptionnellement 100 l/s)

Sans oublier d'autres aspects non géologiques, mais tout aussi importants pour le succès du PROJET AGEPP (cf. § 3 et 4 ci-après) :

- Le refroidissement de la centrale géothermique est garanti par les eaux froides du Rhône, disponibles à proximité avec des quantités nettement suffisantes
- Des utilisateurs de chaleur intéressants ont été repérés, notamment les centres thermaux existants sur ces sites

Le site de Lavey apparaît comme le plus favorable pour la réussite du PROJET AGEPP, en raison des conditions géothermiques très intéressantes et des bonnes connaissances géologiques des structures profondes et du système hydrothermal.

Actuellement, aucune donnée fiable concernant le gradient géothermique du cristallin profond (au-delà de 1 km de profondeur) n'est disponible. Des forages d'exploration d'une profondeur de l'ordre de 1'500 à 2'000 m sont donc nécessaires avant de réaliser un puits de production profond. Avant de réaliser un forage, Pour affiner les connaissances des structures géologiques profondes du cristallin, une réinterprétation du modèle structurale élaboré par le musée géologique cantonal à Lausanne pour la tranche de terrain jusqu'à 5 km de profondeur permettrait de définir plus précisément les cibles géothermiques dans le cristallin

3. PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE GÉOTHERMIQUE



Centrale géothermique ORC à Altheim, Autriche

3. PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ D'ORIGINE GÉOTHERMIQUE

3.1 OBJECTIFS ET PRÉSENTATION

Ce chapitre vise à regrouper des informations diverses relatives aux centrales géothermiques de moyenne enthalpie permettant la production d'électricité, dans le but de permettre une définition des critères étudiés lors d'une future étude de faisabilité. Les objectifs de ce chapitre sont de délivrer des premiers résultats sur les points suivants :

- compilation des informations connues pour des centrales existantes;
- conditions thermiques, géologiques et hydrogéologiques nécessaires;
- estimation préliminaire de la productivité électrique sur la base de diverses variantes d'exploitation;
- estimation préliminaire des coûts basés sur des informations d'autres projets.

3.2 INFORMATIONS GÉNÉRALES

3.2.1 DANS LE MONDE

Un nombre important de petites centrales électriques géothermiques existent dans le monde (LUND & BOYD, 1999). La question principale est celle de la température de l'aquifère exploité. Ainsi, si quelques centrales de ce type fonctionnent grâce à l'exploitation d'aquifères de température inférieure à 150°C (notamment l'une des premières d'entre elles, la centrale de Paratunka, Kamchatka, Russie, construite dans les années 1960, qui permet une production d'une puissance de 680 kW_e grâce à l'exploitation d'un aquifère à 81°C) la plupart d'entre elles exploite un aquifère d'une température supérieure à 150°C. Nous nous intéresserons ici uniquement aux centrales basse enthalpie, c'est à dire celles d'entre elles dont la température de l'aquifère exploité est inférieure à 150°C, voire à 130°C.

Outre les centrales situées dans les Etats unis qui exploitent les aquifères bien souvent à une température supérieure à celle qui nous intéresse, on peut ici citer le projet de la centrale binaire Fang, située en Thaïlande (fig. 3.1). Cette dernière permet grâce à l'exploitation d'un aquifère d'une température de 116°C par le biais de deux puits de pompage, une production électrique de 175 kW_e en moyenne. L'usine électrique de Fang a été fournie par ORMAT International, Inc. Of Sparks, Nevada.

Parmi les nombreux autres exemples pouvant être décrits dans cette étude, nous pouvons citer la centrale de Birdsville, Australie (HABERMEHL & PESTOV, 2002). L'exploitation d'un aquifère artésien d'une température de 98°C permet dans ce cas une production nette d'électricité de l'ordre de 120 kW_e. Cette centrale fut fermée en 1996 du fait de la nécessité de changer le fluide de travail (le fréon) par de l'isopentane. La centrale de l'hôtel Kirishima, au Japon, datant de 1983 peut également être mentionnée ici. Elle est basée sur l'exploitation d'un aquifère d'une température de 127°C, et une unité basée sur la mise en rotation directe d'une turbine grâce à la vapeur produite («flash-steam unit») autorise une production électrique de 100 kW_e, ainsi que le chauffage d'un spa, de bains intérieurs et couvre la demande en eau chaude de l'hôtel.

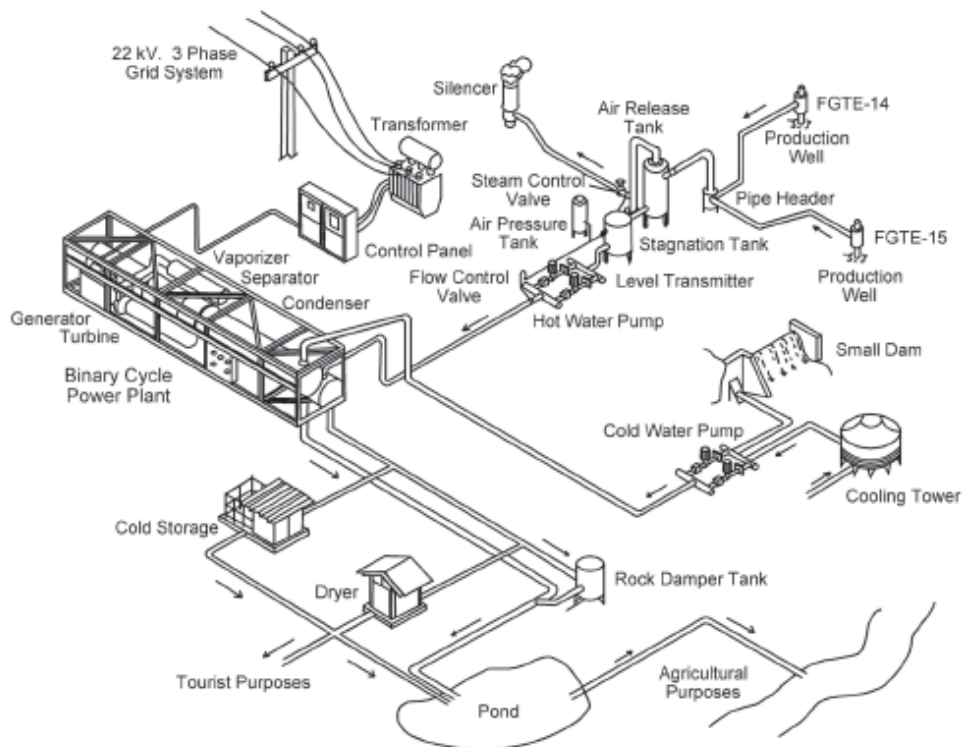


Figure 3.1 : Schéma de principe de la centrale de Fang, Thaïlande (RAMINGWONG & LERTSRIMGKOL, 1995)

3.2.2 LES CENTRALES EUROPÉENNES

Plusieurs centrales de ce type existent en Europe. La première centrale expérimentale fut construite à partir de 1988 en Allemagne, à Neustadt-Glewe et elle fournit aujourd'hui 500 maisons familiales en équivalent d'électricité par année. Il s'agit principalement d'une centrale de chaleur, qui fournit une énergie de 16'000 MWh/a. La centrale de production d'électricité n'est activée qu'en été. Des fluides hautement minéralisés (227 g/l) sont produits d'une profondeur de 2'455 m. En 1989 un puits d'injection a été foré à une distance de 1'500 m du premier puits afin de permettre la mise en service d'un doublet, permettant ainsi une circulation de 10 - 30 l/s. La centrale géothermique de type ORC ("Organic Rankine Cycle") possède une capacité installée de 230 kW qui sont à disposition pendant les mois d'été (1'600 MWh/a). Des problèmes concernant la garantie du circuit de refroidissement et la pompe de production ont été rencontrés dans le passé.

Une autre centrale est située en Roumanie, à l'université d'Oradea (ROSCA & MAGHIAR, 1995). Cette centrale qui bénéficie de conditions géothermales exceptionnelles, est située à l'ouest du pays et repose sur l'exploitation d'un aquifère faisant partie du système géothermal du bassin Pannonien. Onze puits plongent en réalité dans l'aquifère d'Oradea pour en extraire un débit total de 150 l/s. La centrale de l'université quant à elle est basée sur l'exploitation d'un seul puits artésien, au débit constant de 25 l/s et à la température de 84 °C. Une unité expérimentale de production d'électricité par cycle binaire d'une capacité installée de 1MW_e fonctionne seulement pendant l'été, lorsque la demande en chauffage est inexistante.

Deux autres centrales de ce type sont situées en Autriche. Il s'agit de la centrale d'Altheim, dans le bassin Autrichien Supérieur, et de la centrale de Bad Blumau, située dans le bassin de Vienne (fig. 3.2).

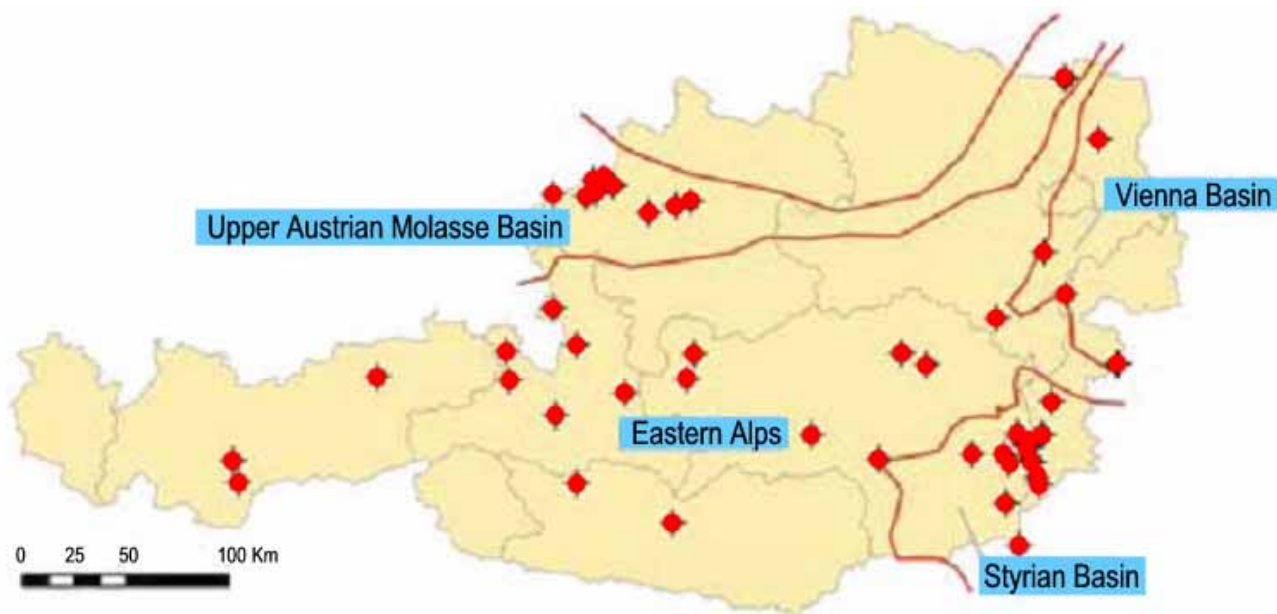


Figure 3.2 : Localisation des centrales géothermiques autrichiennes (GOLDBRUNNER 2005)

Nous nous intéresserons ici exclusivement à ces deux centrales autrichiennes, et essentiellement au cas de la centrale de Altheim, qui est très bien documenté. Le responsable de cette centrale, M. Pernecker, chef des services industriels de Altheim, a été d'une aide précieuse dans la rédaction de ce chapitre. En effet, il connaît très bien l'histoire de la centrale d'Altheim ainsi que les problèmes propres à cette réalisation. Ses informations peuvent être très utiles dans le contexte d'une installation pilote en Suisse.

Altheim

La centrale de Altheim est basée sur l'exploitation de la formation calcaire du Malm avec un doublet géothermique. La production d'électricité est assurée par un système ORC. Deux puits atteignent l'aquifère du Malm karstifié, à une profondeur d'environ 2'000 m (fig. 3.4). Cet aquifère bénéficie d'une recharge permanente en eaux chaudes venant du socle cristallin.

Comme à Neustadt-Glewe, la centrale de Altheim est principalement conçue pour l'alimentation d'un réseau de chauffage à distance (CAD) et permet le chauffage de 650 habitations. L'objectif principal de la centrale est donc d'alimenter le réseau de chaleur de la ville d'Altheim. Ainsi, une demande de 8 MW_{th} doit être satisfaite durant tout l'hiver. L'excès des eaux produites permet l'alimentation d'une centrale géothermique électrique d'une puissance de 1 MW_e, basée sur un système ORC (fig. 3.3). Les rejets thermiques de la centrale servent à l'alimentation de chauffages d'une école et de bains thermaux. Les eaux géothermales sont ainsi refroidies à une température de 65°C et réinjectées par le puits Altheim 2.

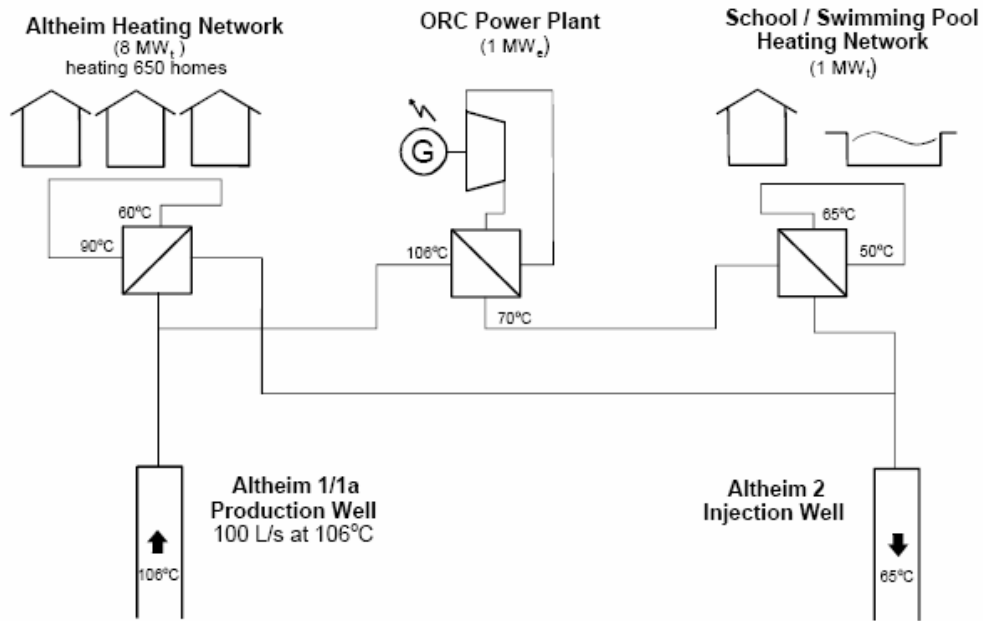


Figure 3.3 : Schéma de fonctionnement de la centrale géothermale de Altheim (PERNECKER & UHLIG 2002)

Le forage de production atteint une profondeur de 2'300m : Il s'agit d'un puits jaillissant avec un débit naturel de 35 l/s et une température de production de 106°C. L'emploi d'une pompe d'une puissance électrique de 350 kW permet une production avec un débit de ~100 l/s. Le rabattement de la nappe est alors de 270 m. Le forage d'injection est un puits dévié qui atteint une profondeur de 2'165 m (profondeur verticale absolue = TVD). La longueur réelle de forage est de 3'078 m (MD = "measured depth"). La pompe d'injection, d'une puissance électrique de 75 kW, autorise un débit maximum d'injection de 100 l/s, avec une surpression de 5 bars.

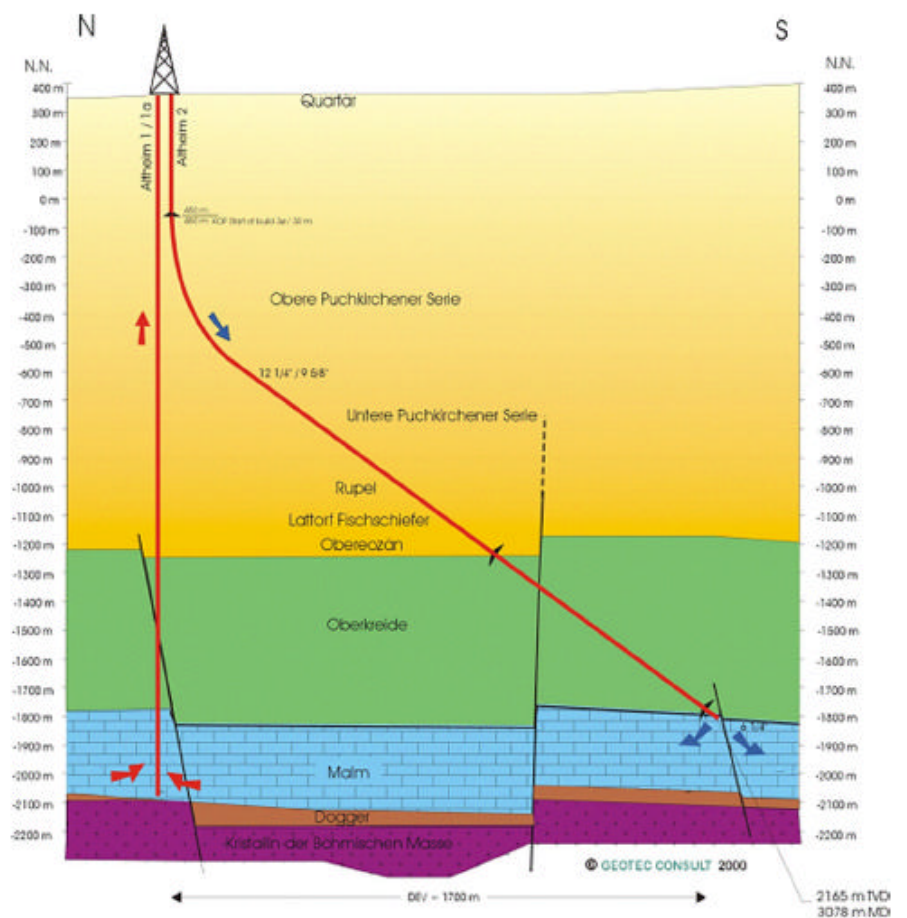


Figure 3.4 : Coupe géologique au niveau des puits de la centrale de Altheim (PERNECKER & UHLIG, 2002)

Le système ORC permet un débit max. de fluide géothermal de 86 l/s, produisant ainsi une puissance électrique max. de 1 MW_e. Le rendement d'une telle centrale est ici de 8% (i.e. $P_e/P_t=0.08$). Le débit max. du système de refroidissement est de 2 x 170 l/s, autorisant ainsi une puissance thermique de 11.5 MW_{th}. La consommation électrique du système de refroidissement est de 2 x 22 kW_e.

La centrale de Altheim connaît plusieurs problèmes d'exploitation qui sont liés à sa propriété de pilote dans le domaine, à différents niveaux :

- Echange thermique des fluides de travail : vaporisation et coût important
- Système de refroidissement de l'eau, problèmes de nettoyage du condenseur
- Apport d'eau du Mühlbach trop faible en hiver ; nécessité d'arrêter la centrale électrique
- Haute consommation d'énergie des pompes. Jusqu'à 45% de l'électricité produite est utilisée par les pompes. Une consommation trop élevée peut être compensée par l'artésianisme du puits.

Les coûts associés à la centrale géothermique de Altheim profitent fortement d'une planification en plusieurs étapes. Une première phase a vu la réalisation d'un investissement total de 8.5 Mio € pour la centrale thermique de type réseau de chaleur et le premier puits. Débutant avec une utilisation des eaux thermales avec ce système singlet, ~6 Mio € ont par la suite été investis pour le second forage avec système ORC (comprenant une subvention de 1 Mio € de l'Union Européen). Altheim se considère comme la première commune géothermique d'Europe centrale. Selon les comparaisons des services industriels locaux, le gain pour chaque habitant est considérable: avec amortissement, les coûts annuels sont 35% moins chers grâce au chauffage géothermique.

Bad Blumau

La centrale de Bad Blumau est située dans le bassin Styrien (voir fig. 3.5). Les puits de la centrale plongent dans l'aquifère profond du Dévonien, formé de roches carbonatées (calcaires et dolomites).

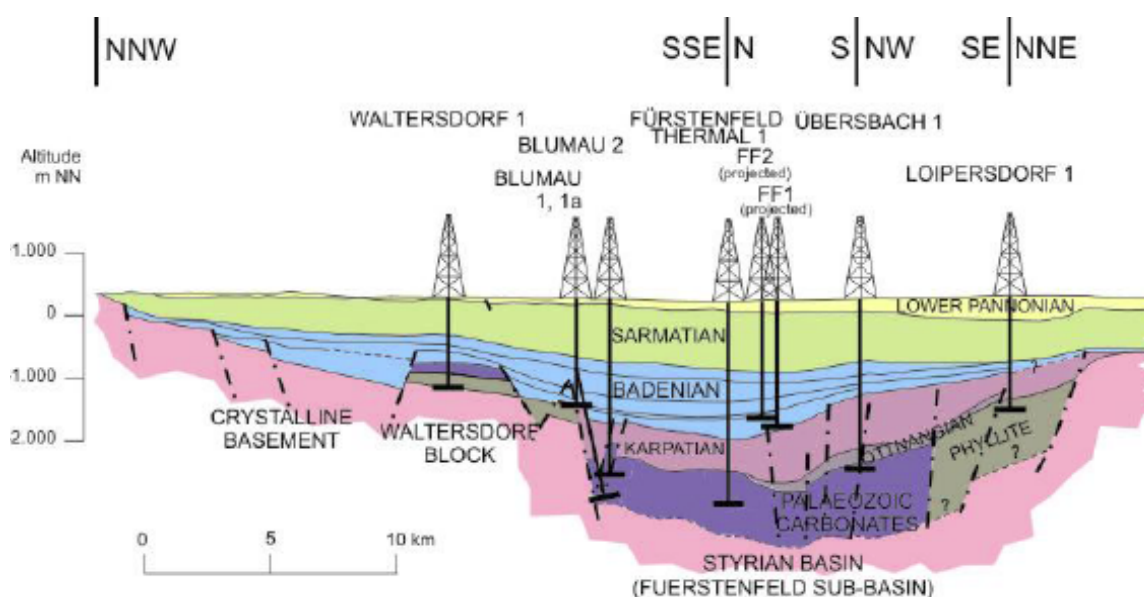


Figure 3.5 : Coupe géologique du bassin Styrien (GOLDBRUNNER 2005)

De même que pour la centrale de Altheim, le fonctionnement de la centrale de Bad Blumau est basé sur l'exploitation d'un doublet géothermique. La production d'électricité est assurée par un système ORC (fig. 3.6).

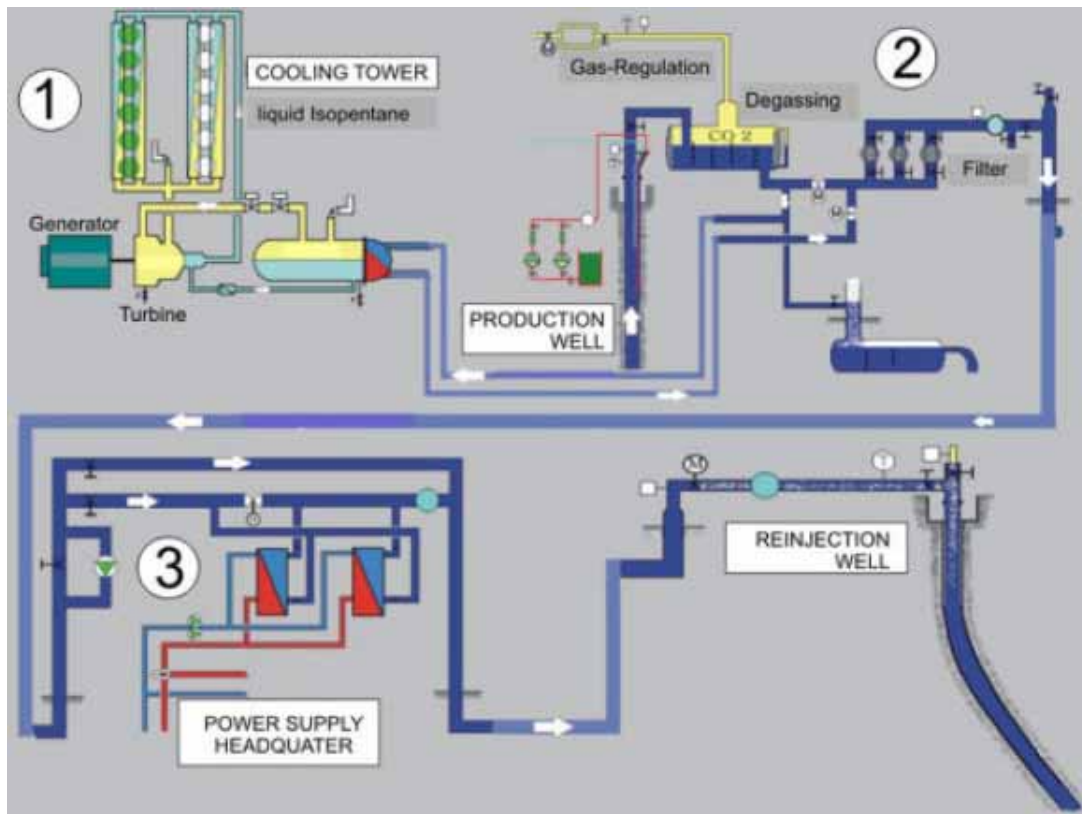


Figure 3.6 : Schéma de fonctionnement de la centrale de Bad Blumau (GOLDBRUNNER 2005)

Le forage de production (Blumau 2) a une profondeur de 2'843 m. La température de sortie est de 110°C et le débit d'exploitation est de 80 l/s. Il s'agit ici également d'un puits artésien (débit naturel sans pompage : 30 l/s). Le forage d'injection (Blumau 1/1a) a une profondeur TVD de 2'583 m. Il s'agit ici également d'un puits artésien, avec un débit naturel de 17 l/s et une température de production de 100°C. La réinjection se fait à une température de 50 °C et nécessite une surpression de 0.7 MPa.

La puissance thermique totale de la centrale est de 2.5 MWth. Le fonctionnement se base sur un système de type ORMAT, avec refroidissement à air. Les problèmes reconnus de Bad Blumau sont principalement liés à la précipitation de carbonates (minéralisation importante de 17.4 g/l) au forage de production. Actuellement, les difficultés associées à la précipitation sont résolues par une production CO₂.

Dans la mesure où la centrale de Bad Blumau repose sur des investissements privés, les chiffres économiques (coûts, production,...) de la centrale ne sont pas publiés en détail. Au total, les Bains et la centrale ont demandé 55 Mio € d'investissement.

3.3 PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ GÉOTHERMALE

3.3.1 FONCTIONNEMENT GLOBAL D'UNE CENTRALE GÉOTHERMALE

Deux modes principaux de fonctionnement d'une centrale électrique géothermique peuvent être retenus :

- le fonctionnement "flash-steam";
- le fonctionnement par cycle binaire (ORC ou bien Kalina).

La première méthode consiste à faire fonctionner une turbine directement à l'aide des fluides géothermaux produits. La seconde méthode (ORC = "Organic Rankine Cycle") nécessite le passage de la chaleur par un fluide de travail qui change d'état grâce au contact avec le fluide géothermal – puis grâce à une source froide – et qui fera ensuite fonctionner une turbine. Cette seconde méthode est la seule à être aujourd'hui encore utilisée car elle permet d'éviter le contact du fluide géothermal souvent très corrosif avec la turbine, et ainsi de réduire grandement les coûts de fonctionnement de la centrale.

Trois circuits sont mis en place pour le fonctionnement d'une telle centrale :

- Le **circuit primaire**, constitué de fluide géothermal. La température d'entrée est celle de sortie du forage de production ; la température de sortie de ce circuit est comprise entre 50°C et 70°C. Les rejets thermiques de ce circuit sont ainsi valorisables via la mise en place d'un réseau CAD par exemple.
- Le **circuit secondaire** est une boucle fermée et nécessite l'emploi d'un fluide de travail (souvent organique, de type propane) qui doit passer en phase vapeur à la température de la source chaude (circuit primaire) et en phase liquide à la température de la source froide (circuit de refroidissement : rivière...). Plus l'écart de température entre les sources est grand plus la production d'électricité sera importante (cycle de Carnot).
- Le **circuit de refroidissement** permet le passage en phase liquide du fluide de travail employé dans le circuit secondaire. Ce circuit est basé sur l'exploitation d'une source froide. Il s'agit en général d'une rivière, dans laquelle la température des rejets doit être inférieure à des normes strictes.

Le circuit secondaire est d'importance primordiale pour l'efficacité d'une centrale géothermique. Le principe de fonctionnement d'un générateur ORC est montré en détail à la fig. 3.7.

Récemment, un nouveau type de cycle a vu le jour : il s'agit du Kalina, du nom de son inventeur, dans lequel le fluide de travail est un mélange d'ammoniac et d'eau.

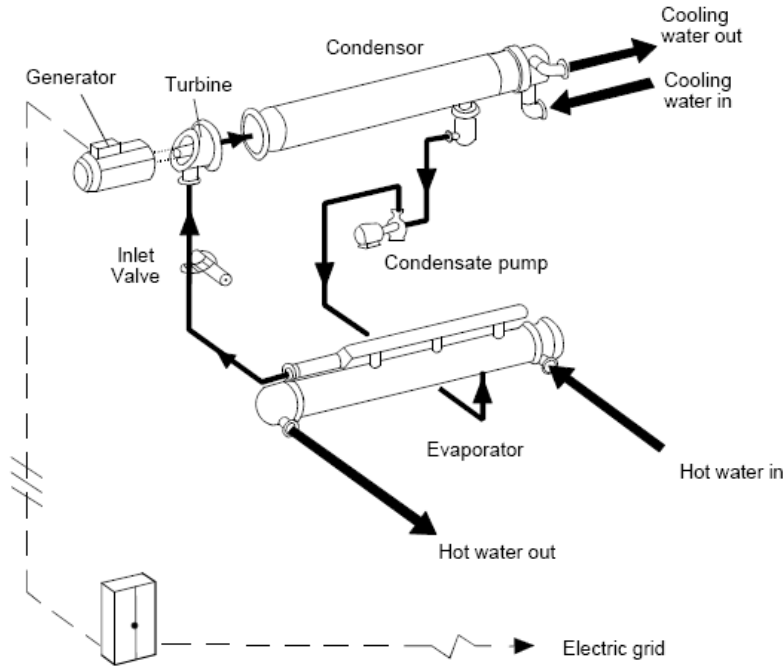


Figure 3.7: Schéma de fonctionnement d'un générateur ORC

3.3.2 CALCULS D'EFFICACITÉ

Situation globale

D'une manière générale, l'efficacité d'une centrale électrique géothermique varie selon la température de l'aquifère exploité ; les valeurs relevées pour les centrales mises en exploitation pendant les dix dernières années s'échelonnent entre 5% et 14%. La fig. 3.8 montre l'efficacité thermique nette (le quotient entre la puissance électrique de sortie et la puissance thermique d'entrée) en fonction de la température du réservoir exploité.

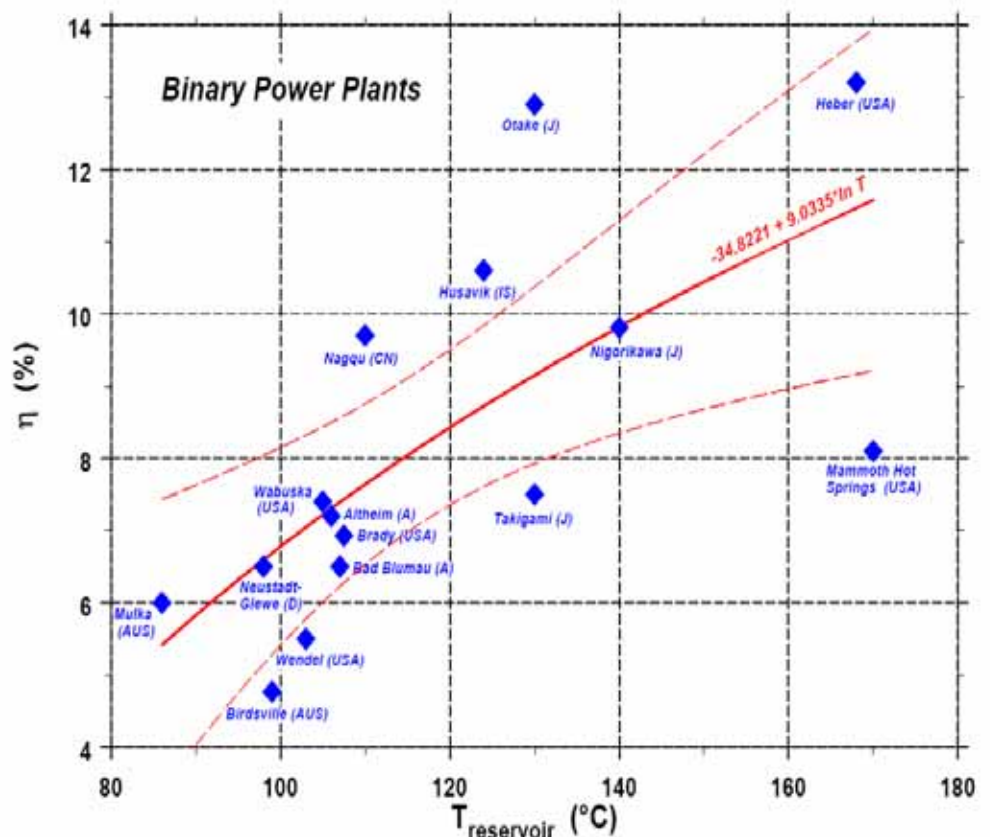


Figure 3.8 : Efficacité nette des centrales géothermiques à cycle binaire en fonction de la température de l'aquifère exploité (CLAUSER 2006).

La ligne rouge donne une tendance possible et les lignes en pointillé définissent un intervalle de confiance de 95% de puissance thermique, sans rapport avec le faible nombre de points de mesures.

Les cycles binaires ORC et de Kalina sont apparus ces dernières années comme le moyen le moins coûteux et le plus sûr de produire de l'énergie électrique à partir de grandes quantités d'eaux géothermales de moyenne enthalpie (CLAUSER, 2006).

Calculs d'efficacité du système ORC

Des calculs thermodynamiques ont été effectués afin de quantifier l'influence des paramètres d'utilisation d'une centrale géothermique dans un milieu alpin avec des niveaux de températures modérés. Les résultats présentés dans ce chapitre ont été obtenus en étroite collaboration avec le Dr. Mme Silke Köhler, GeoForschungsZentrum (GFZ) à Potsdam.

La situation réelle des niveaux de débit et de température étant inconnue, trois scénarios sont développés, le débit étant supposé compris dans l'intervalle suivant :

$$50 \text{ l/s} < Q < 100 \text{ l/s}$$

Les scénarios envisagés dépendent de la température de production obtenue. En supposant la température de production des eaux thermales comprise dans l'intervalle suivant :

$$100^\circ\text{C} < T_{\text{prod}} < 130^\circ\text{C}$$

Les scénarios suivants sont considérés :

- **Variante 1** : optimisation de la production d'électricité avec $T_{\text{prod}}=100^\circ\text{C}$
- **Variante 2** : optimisation de la production d'électricité avec $T_{\text{prod}}=130^\circ\text{C}$
- **Variante 3** : optimisation du chauffage avec $T_{\text{prod}}=130^\circ\text{C}$ et température d'utilisation fixée à 70°C

Le système de refroidissement devrait tirer bénéfice de la présence d'une rivière (comme le Rhône) qui permet des niveaux de température dans le condenseur de 10°C (correspondant à la température stable du Rhône ou de la nappe phréatique). La température maximale après le refroidissement est de 15°C .

Pour chaque scénario, les énergies électrique et thermique, ainsi que le refroidissement, ont été calculées. Exception faite pour le scénario 3, le niveau de température d'utilisation (T_{util}) a été calculé. Les températures suivantes, qui sont en relation directe avec le milieu extérieur, ont un intérêt majeur :

- le cycle primaire (lié aux forages, i.e. température de production et d'utilisation ultérieure), et
- le cycle de refroidissement (lié au condenseur).

Pour chaque température des eaux thermales envisagée, deux fluides de travail ont été considérés :

- Un fluide d'une température critique légèrement au-dessous de la température d'entrée, comme par exemple le RC318 (KOEHLER, 2005)
- Un hydrocarbonate (comme le Pentane ou l'isobutane), qui est un fluide de travail classique des systèmes ORC.

La puissance du générateur est calculée selon 1) la quantité de chaleur qui est à disposition (débit et température d'entrée), 2) le refroidissement des eaux thermales et 3) le degré d'efficacité de la centrale. Pour chaque combinaison de température des eaux thermales et du type de refroidissement, il existe une température de rejet avec une puissance maximale du générateur (KOEHLER, 2005). Cette température est calculée pour un système simple ORC. On pourrait obtenir des températures plus élevées avec un système de récupération. Toutes les puissances sont arrondies à 0.01 MW. En négligeant des pertes parasites, la puissance d'un générateur est une fonction linéaire du débit des eaux thermales.

Variante 1

Les résultats obtenus représentent une première optimisation du choix du fluide de travail. Pour $T_{\text{prod}}=100^{\circ}\text{C}$, le fluide de travail avec les meilleures caractéristiques est le Propane.

Flux Q	50 l/s	75 l/s	100 l/s
Puissance électricité (brut)	0.74 MW	1.11 MW	1.49 MW
T. Sortie (T_{util})	53°C	53°C	53°C
Débit de refroidissement	418 l/s	627 l/s	835 l/s
Chaleur géothermique	9.42 MW _{th}	14.13 MW _{th}	18.84 MW _{th}
Pertes de chaleur	8.72 MW _{th}	13.08 MW _{th}	17.45 MW _{th}

Variante 2

Pour $T_{\text{prod}}=130^{\circ}\text{C}$, le fluide de travail le plus adéquat pourrait être l'Isobutane.

Flux Q	50 l/s	75 l/s	100 l/s
Puissance électrique (brut)	1.41 MW	2.12 MW	2.82 MW
T. Sortie (T_{util})	57°C	57°C	57°C
Débit de refroidissement	627 l/s	940 l/s	1'253 l/s
Chaleur géothermique	14.37 MW _{th}	21.55 MW _{th}	28.73 MW _{th}
Pertes de chaleur	12.95 MW _{th}	19.42 MW _{th}	25.91 MW _{th}

Variante 3

Pour $T_{\text{prod}}=130^{\circ}\text{C}$ et une température d'utilisation élevée à 70°C , le fluide de travail avec les meilleures caractéristiques est R600a.

Flux Q	75 l/s
Puissance électrique (brute)	1.99 MW
T. Sortie (T_{reinj})	70°C
Débit de refroidissement	747 l/s
Chaleur géothermique	17.69 MW _{th}
Pertes de chaleur	15.71 MW _{th}

Sur la base des hypothèses de calcul, **une puissance électrique brute de l'ordre de 1.5 MW_e peut être envisagée**, à la condition de disposer d'un débit de refroidissement suffisant (cf. § 3.4.1 ci-après).

3.4 ESTIMATION DES COÛTS

3.4.1 COÛTS ASSOCIÉES AVEC UNE CENTRALE GEOTHERMIQUE AGEPP

Dans une première estimation, les coûts associés à une centrale géothermique ont été appréciés. Il ne s'agit pas ici d'une analyse de faisabilité mais d'une évaluation des connaissances nécessaires afin de quantifier les possibilités de valorisation de chaleur ou de l'intégration du système dans le réseau d'énergie local. Les estimations effectuées ici reposent essentiellement sur les informations projetées de l'installation géothermique de Altheim. Celle-ci possède une puissance installée de 1 MW_e, un chiffre tout à fait comparable avec les projections du système (voir chapitre précédent).

Les projections des coûts sont effectuées sur la base d'un réservoir d'une profondeur de 3'000 m qui pourrait être exploité par un système singlet (un seul forage de production) ou par un système doublet (un forage de production et un forage production). La température de production a été fixée à 115°C (cette dernière correspond à la moyenne des scénarii 1 et 2 présentés dans le chapitre précédent) et à 65°C pour la réinjection. Le débit est estimé entre 50 et 75 l/s pour le système singlet et entre 75 et 100 l/s pour le doublet (ce dernier représente un cas exceptionnel). Des puissances de pompage de 200 kW_e (système singlet) et de 400 kW_e (doublet) ont été prises en compte. Avec ces données de base, on aboutit aux résultats suivants :

Système d'exploitation	Singlet	Doublet
Puissance électrique <u>nette</u>	0.6 - 1.1 MWe	0.9 - 1.3 MWe
Production annuelle d'électricité	5.1 – 8.5 GWh	~7.8 – 10.5 GWh

Les facteurs considérés sont les suivants :

- coûts pour atteindre et exploiter l'aquifère (forages et tests, mesures, diagraphies selon sélection, pompes, suivi hydrogéologique, etc.);
- coûts des installations de surface (générateur selon la productivité et choix du système de refroidissement, des pompes, du bâtiment et de l'infrastructure locale, des raccordement électriques, etc.).

Le total des investissements est estimé entre **14 Mio CHF (singlet)** et **22 Mio CHF (doublet)**.

La valorisation moyenne de la chaleur sera 2 ct/kWh, avec une température d'utilisation entre 65 et 40°C (T_{util} est légèrement inférieure au scénario 3 considéré au chapitre précédent). Le calcul des chiffres économiques doit également prendre en considération les coûts d'opérations et de financement. Selon nos estimations, on assume un chiffre mixte de 5% pour le taux d'intérêt, qui inclue les différentes phases de la construction, avec des taux d'intérêts plus élevées lors des phases à haut risque (coût d'exploration lors du premier forage).

Avec ces conditions, l'estimation préliminaire du prix de l'électricité géothermique le situe entre **8 ct/kWh_e (singlet, débit maximal)** et **27 ct/kWh_e (doublet, pas de vente de chaleur)**. Bien sûr, ces estimations démontrent combien le prix de l'électricité peut dépendre des conditions hydrogéologiques de l'aquifère qui sera exploité (voir aussi les remarques ci-après).

3.4.2 COMPARAISON AVEC LES COÛTS D'AUTRES TYPES D'ÉNERGIES RENOUVELABLES

Le tableau 3.1 ci-après donne à titre indicatif une comparaison des coûts de différents modes de production d'énergie qualifiés de renouvelables.

Tableau 3.1: *Coûts de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables.*
Pour le PROJET AGEPP, il s'agit d'estimations préliminaires.

Type d'énergie	Solaire	Eolienne	Géothermique	Géothermique	Géothermique
Réalisation ou projet	Stade de Suisse	Mont Crosin	DHM Bâle (estimation)	AGEPP (singlet) Débit 50-75 l/s (estimation)	AGEPP (doublet) Débit 75-100 l/s (estimation)
Puissance électrique nette	0.85 MW	2.46 MW	3 MW	0.6 – 1.1 MW	0.9 – 1.3 MW
Energie électrique annuelle produite	0.7 GWh	7.3 GWh	24 GWh (estimation)	5 – 8 GWh	8 – 10 GWh
Coûts (CHF)	7 Mio		108 Mio	14 Mio	22 Mio
Prix du kWh		20 cts	20 – 25 cts	14 – 23 cts ⁽¹⁾ 8 – 15 cts ⁽²⁾	18 – 27 cts ⁽¹⁾ 10 – 18 cts ⁽²⁾
Puissance thermique valorisable	-		???	5 – 8 MW _{th}	8 – 11 MW _{th}

⁽¹⁾ coûts d'électricité seuls, sans option de chauffage
Annuité moyenne= 6.51%

⁽²⁾ coûts d'électricité avec valorisation de chauffage de 2 ct/kWh

3.5 CONCLUSIONS

Le but de cette étude a été d'élaborer un premier état des connaissances dans le domaine de l'utilisation de la géothermie entre 100 et 130°C, températures cibles du PROJET AGEPP. D'autre part, l'investigation préliminaire a permis de définir les conditions limites d'une étude de faisabilité ultérieure. Celle-ci devra considérer les conditions plus précises de la situation dans la vallée de Rhône.

Se basant sur des estimations des conditions du réservoir profond ($100^{\circ}\text{C} < T_{\text{prod}} < 130^{\circ}\text{C}$ et $50 < Q < 100$ l/s), une première évaluation des niveaux de productivité énergétique a été effectuée. Elle a également permis d'évaluer le niveau de température pouvant être utilisé dans une optique de valorisation de la chaleur, une fois l'électricité produite. Cette étude met en évidence l'importance du débit du circuit de refroidissement du système, si celui-ci est basé sur un refroidissement par l'eau. La présence du Rhône dans un voisinage proche de la centrale envisagée est alors un atout économique important.

Ces informations sont indispensables à une évaluation préliminaire des coûts et du prix nécessaire. D'un point de vue économique, deux cas sont à distinguer : le cas de la mise en place d'un singlet, et celui de la mise en place d'un système de type doublet. Les conditions dans les aquifères alpins envisagés devraient permettre de se limiter à un système singlet, grâce aux minéralisations très faibles de l'eau souterraine et aux surpressions artésiennes naturelles. Bien entendu, les systèmes singlet représentent un avantage économique indéniable, avec une diminution des coûts d'environ ~30%. Pour le prix de vente estimé, on a en moyenne des cas considérés 0.15 CHF/kWh, comparés à 0.19 CHF/kWh dans le cas d'un doublet. Pour un système singlet, la situation hydrogéologique de l'aquifère doit être précisément examinée, afin de respecter la recharge des aquifères profonds, pour éviter une surexploitation et un épuisement à terme de la ressource.

Malgré un manque d'information concernant les données économiques de la plupart des différentes centrales électriques géothermiques existantes au monde, leur mode de fonctionnement est d'un intérêt majeur pour l'objectif de PROJET AGEPP. En effet, en fonction du contexte géologique, hydraulique ou encore géothermal, chaque centrale est différente. Les conditions d'exploitation des deux centrales autrichiennes sont sans doute proches de celles qui pourraient être rencontrées à Lavey-les-Bains ou à Brigue, les profondeurs étant similaires et les aquifères assez proches au niveau des débits et des températures. Il est cependant délicat d'extrapoler les problèmes rencontrés sur un site à un autre site. Surtout, les caractéristiques hydrogéologiques sont difficiles à prédire sans pouvoir disposer et analyser les données d'un forage d'exploration.

On s'aperçoit finalement, à la lumière de cette étude, que l'intervalle de température des réservoirs profonds en vue d'une production d'électricité est finalement relativement grand : la littérature rapporte plusieurs cas de centrales électriques géothermiques basées sur l'exploitation d'aquifères ayant une température inférieure à 100°C. D'autre part, la centrale électrique est aujourd'hui toujours basée sur un fonctionnement de type "cycle binaire", permettant ainsi de diminuer significativement les coûts de fonctionnement dus à la corrosion.

L'étude montre que l'exploitation des aquifères profonds alpins permettrait de produire de l'électricité propre et renouvelable, à un prix compétitif par rapport à celui des autres énergies renouvelables et dans des quantités annuelles non négligeables, de l'ordre de 5 à 10 GWh. Ce coût devient particulièrement intéressant lorsque l'alimentation d'un réseau de chaleur peut être envisagée avec les rejets thermiques de la centrale électrique. Pour terminer, nous rappellerons que la géothermie a le grand avantage de permettre une production d'électricité en continu, indépendamment de facteurs externes tels que les conditions météorologiques ou saisonnières.

4. VALORISATION DE LA CHALEUR DE REJET



Etablissement thermal de Lavey-les-Bains

4. VALORISATION DE LA CHALEUR DE REJET

4.1 SYSTÈMES GÉOTHERMIQUES

La valorisation de la chaleur issue de la géothermie nécessite une analyse stricte des caractéristiques de celle-ci. En effet, selon l'enthalpie du fluide à valoriser (pour simplifier, son niveau de température), il sera possible de mettre en œuvre différents types de systèmes. Les plus courants sont les suivants :

- **Géothermie à haute enthalpie** : exploitation d'un réservoir de vapeur sèche ou d'eau surchauffée à plus de 150°C, changeant de phase pendant sa remontée, alimentant une turbine pour la production d'électricité, puis généralement un réseau de chauffage à distance pour fournir de la chaleur en direct à des procédés dont le niveau de température final est inférieur. Ce type de centrale fonctionne en système fermé, sauf dans les rares cas où un réservoir de vapeur sèche peut être exploité.
- **Géothermie à moyenne enthalpie** : exploitation directe d'un réservoir d'eau chaude, ou de la chaleur d'un massif de roches sèches, par circulation d'eau, entre 100 et 150°C. L'eau chaude permet, grâce à un fluide de travail binaire (Cycle organique de Rankine ORC), d'alimenter une turbine pour la production d'électricité. Le rejet de la turbine permet d'alimenter un réseau de chauffage à distance assurant la fourniture de chaleur en direct à des procédés dont le niveau de température final est inférieur. Ce type de centrale fonctionne le plus souvent en système fermé restituant l'eau extraite au réservoir ou au massif par le biais d'un forage de réinjection (doublet). Une exploitation en système ouvert est également possible, si les conditions de minéralisation de l'eau thermale permettent sont rejet dans des eaux de surface après valorisation.
- **Géothermie à basse enthalpie** : exploitation de la chaleur à faible profondeur, par des sondes géothermiques verticales ou des pieux énergétiques, à l'aide de pompe à chaleur (PAC).

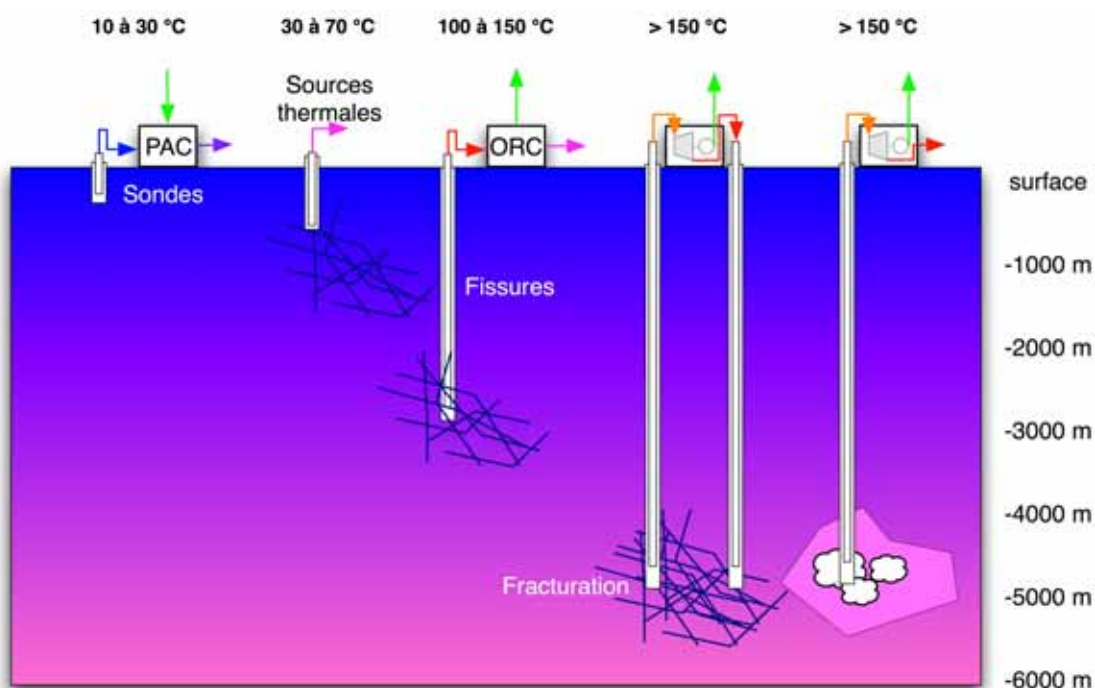


Figure 4.1: *Exploitation énergétique de la géothermie selon le type d'enthalpie.*

Dans le cas du PROJET AGEPP, la cible géothermique correspond à un système à moyenne enthalpie, permettant une production d'électricité et une valorisation de chaleur.

Une analyse spécifique des utilisateurs potentiels de chaleur doit également être réalisée, car selon les procédés, les niveaux de température peuvent nécessiter une valorisation de la chaleur en cascade de manière à pouvoir refroidir suffisamment l'eau pour permettre son rejet. Enfin une analyse économique, doit permettre de déterminer quelles sont les distances de transport de l'eau thermique en fonction des quantités d'énergie effectivement livrables aux utilisateurs.

4.2 REJETS THERMIQUES DE LA CENTRALE ORC

Le principe de production d'électricité et de chaleur envisagé dans ce projet envisage la mise en place d'une installation fonctionnant sur le principe du cycle de Rankine à fluide organique (ORC). Le schéma de principe simplifié de cette installation est illustré dans la fig. 4.2 ci-après.

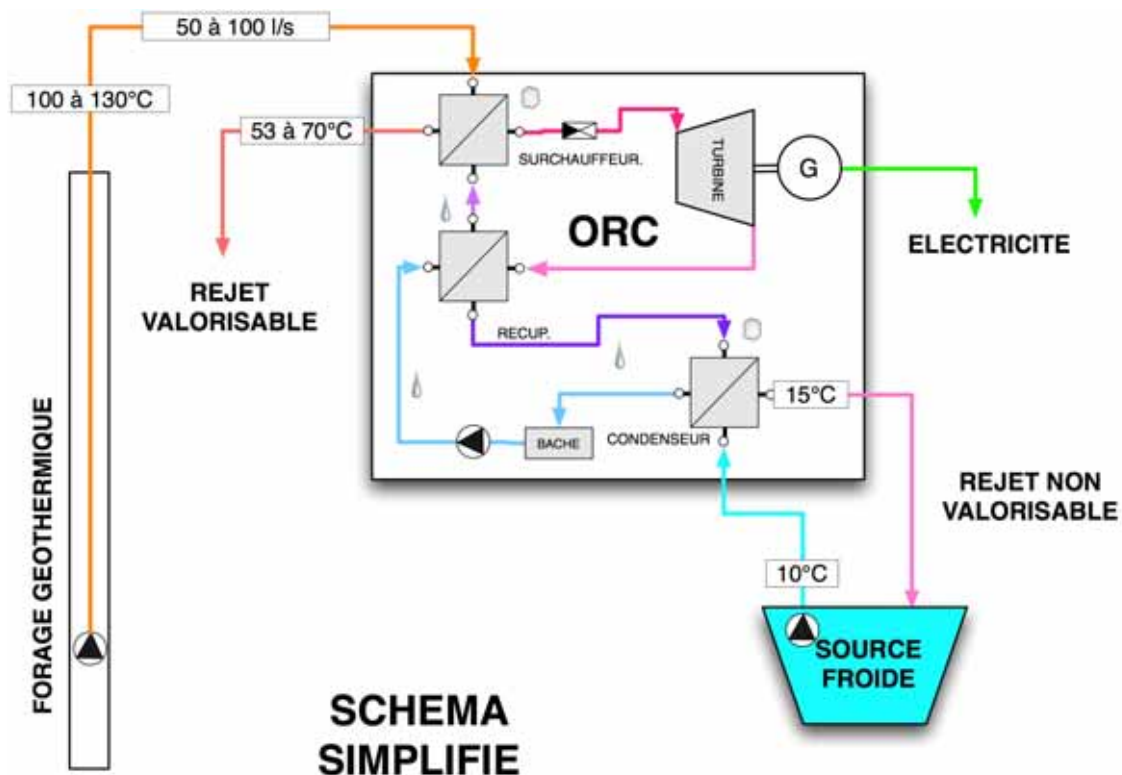


Figure 4.2: *Schéma de fonctionnement simplifié d'un système ORC alimenté par de l'eau thermique à >100°C.*

Le principe de base consiste en l'utilisation, en circuit fermé, d'un fluide de travail dont les caractéristiques thermodynamiques permettent de le faire passer à l'état gazeux, dans le surchauffeur, à la température de la source chaude (le forage géothermique), de le détendre dans une turbine couplée à un alternateur, puis de le ramener à l'état liquide à la température de la source froide (rivière, utilisateurs à très basse température) dans un condenseur. Une pompe ramène le liquide au surchauffeur.

Différents fluides de travail peuvent être utilisés en fonction des températures de ces deux sources. Selon les principes de la thermodynamique, plus l'écart entre ces températures est important, plus grand sera le rendement de l'installation.

Dans le cas du PROJET AGEPP, la source chaude aura une température de 100 à 130°C dans le meilleur cas pour un débit attendu de 50, 75 ou 100 litres/seconde. Celle de la source froide est admise à 10°C.

La centrale ORC rejette ainsi de la chaleur à deux niveaux de température très différents :

- La chaleur rejetée au condenseur n'est pratiquement pas valorisable car sa température ne sera que de 15°C environ. Elle sera donc évacuée dans la source froide.
- En revanche l'eau thermique, à la sortie du surchauffeur, aura une température entre 53°C et 70°C selon le type de fluide de travail utilisé. Ce rejet pourra ainsi être valorisé en direct avec une plus grande facilité.

4.2.1 EVACUATION DU REJET THERMIQUE NON VALORISABLE

Le tableau 4.1 ci-dessous indique pour chaque variante, le débit d'eau froide maximal à 10°C, nécessaire pour l'évacuation de chaleur au condenseur. Ce débit, à prélever et restituer à la source froide, sera compris entre 0.4 et 1.25 m³/s pour une température de sortie de 15°C et permettra l'évacuation des 8.7 à 26.2 MW nécessaires à la production d'électricité de 0.7 à 2.8 MW.

Tableau 4.1: *Estimation des puissances thermiques disponibles et à évacuer, ainsi que débits de refroidissement à 10°C en fonction des différentes variantes d'exploitation de la centrale géothermique (cf. § 3.3.2)*

Variante	T sortie forage	Débit forage	T sortie ORC	Puissance géothermale extraite Tref=10C	Puissance thermique utilisée dans la machine ORC (P _{surch})	Puissance électrique sortie (Pelec)	Fraction utile électricité (Pelec/P _{surch})	Débit refroidissement 10C dT=5K	Puissance évacuée dans la source froide (P _{cond})	Débit minimum de la source froide pour ΔT=3K
	[C]	[l/s]	[C]	[MW]	[MW]	[MWe]	[%]	[l/s]	[MW]	[m ³ /s]
1a Propane	100	50	53	18.8	9.8	0.74	7.5%	418	8.7	0.28
1b Propane	100	75	53	28.2	14.7	1.12	7.6%	627	13.1	0.42
1c Propane	100	100	53	37.6	19.6	1.49	7.6%	835	17.5	0.56
2a Isobutane	130	50	57	25.1	15.3	1.41	9.2%	627	13.1	0.42
2b Isobutane	130	75	57	37.6	22.9	2.12	9.2%	940	19.6	0.63
2c Isobutane	130	100	57	50.2	30.5	2.82	9.2%	1253	26.2	0.84
3a R600a	130	50	70	25.1	12.5	1.33	10.6%	498	10.4	0.33
3b R600a	130	75	70	37.6	18.8	1.99	10.6%	747	15.6	0.50
3c R600a	130	100	70	50.2	25.1	2.65	10.6%	996	20.8	0.66

4.2.2 VÉRIFICATION DE LA DISPONIBILITÉ EN EAU DE REFROIDISSEMENT

La source froide désignée dans ce projet est constituée par le Rhône. La prise d'eau et le rejet devront bien entendu faire l'objet d'une demande d'autorisation. Les valeurs légales de rejet dans le Rhône dépendent des zones. La température maximale de rejet est de 30°C et la température du cours d'eau ne doit pas dépasser 25°C. De plus, la température du Rhône ne doit pas être augmentée de plus de 1.5°C dans les secteurs à truites (au maximum +3°C ailleurs).

Pour vérifier si ces conditions peuvent être respectées, une analyse du débit du Rhône, en période d'étiage, est donc nécessaire. L'Office Fédéral de l'Environnement (OFEV - <http://www.bwg.admin.ch/service/hydrolog/f/index.htm>) publie les valeurs de débit et de température des fleuves suisses. Ces données ont donc été analysées pour les stations de Brig, de Sion et de la Porte du Scex. La fig. 4.3 ci-après illustre les valeurs minimales, moyennes et maximales mensuelles ainsi que les températures moyennes disponibles.

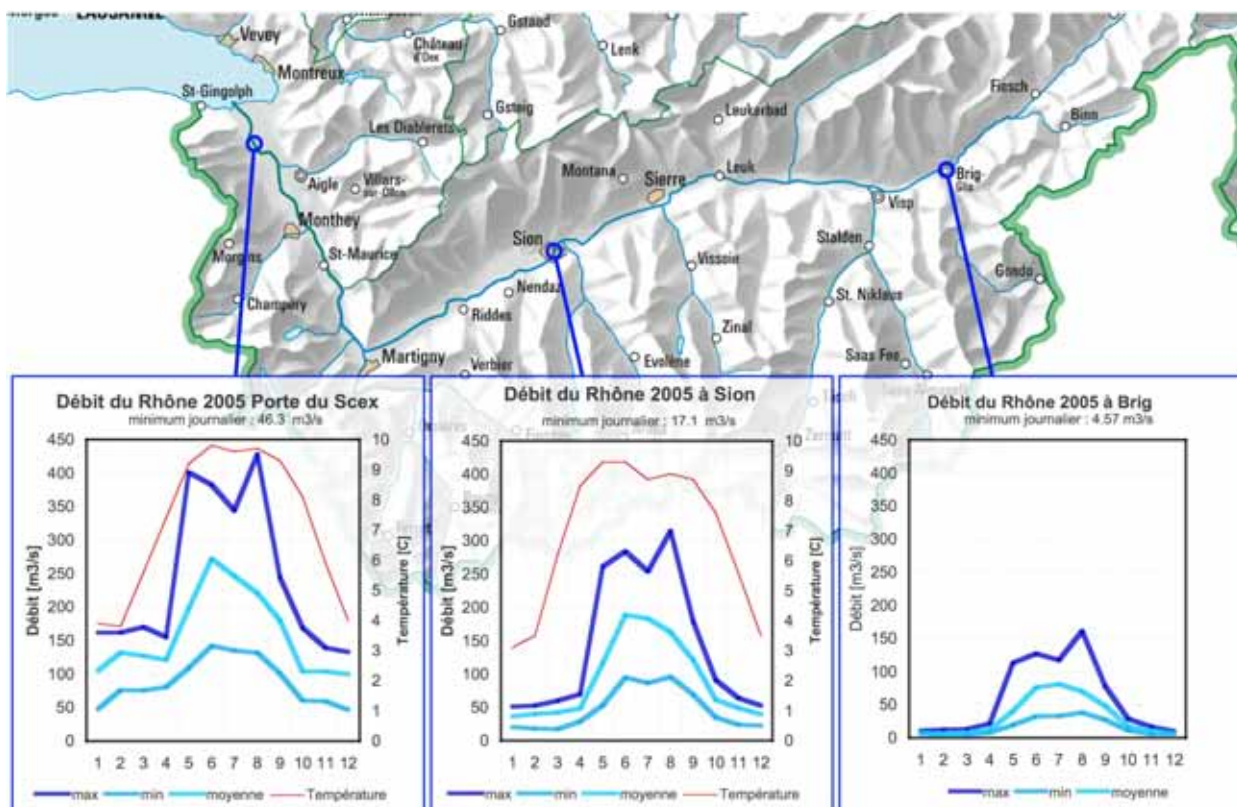


Figure 4.3: Débits du Rhône (minimum, maximum et moyenne) et températures moyennes de l'eau mesurées aux stations de Brig, Sion et Port du Scex (année 2005).

Le débit d'étiage le plus faible est de 4.6 m³/s à Brig en 2005, avec un minimum historique de 4.0 m³/s en 1970. Le débit d'étiage au niveau de la Porte du Scex est de 46.3 m³/s, soit dix fois plus qu'à Brig. La température minimale observée est de 3°C en hiver et la valeur maximale estivale est de 10°C (valeurs moyennes mensuelles pour l'ensemble des trois stations considérées). En hiver, lorsque les besoins de refroidissement seront maximaux, la température de la source froide sera < 5°C.

On constate donc que même à Brig, le réchauffement du Rhône ne dépasserait pas 2.3°C dans le cas le plus défavorable avec 1.25 m³/s à 15°C issus du condenseur mélangés aux 100 l/s à 70°C issus du surchauffeur. La température de mélange maximale serait alors de 19°C satisfaisant les valeurs légales. Dans la situation plus réaliste avec valorisation de la chaleur, l'élévation de température ne dépasserait pas 1.2°C.

La disponibilité en eau de refroidissement est donc suffisante dans toute la vallée du Rhône, en aval de Brig.

4.2.3 REJET THERMIQUE VALORISABLE

Trois variantes d'exploitation de la centrale géothermique ont été envisagées sur la base de la variante 3 présentée au § 3.3.2. La première consiste à ne produire que de l'électricité, la seconde à produire de l'électricité et à ne fournir de l'eau thermique qu'à un établissement thermal, la dernière consiste à produire de l'électricité et à valoriser au maximum le rejet de chaleur du surchauffeur pour tout type d'utilisateurs.

Variante 3a : pas de valorisation de la chaleur (uniquement production d'électricité)

Le principe consiste en une production exclusivement d'électricité avec évacuation du rejet de chaleur du surchauffeur dans la source froide ou dans un forage de réinjection (fig. 4.4). Cette variante permet l'utilisation d'autres fluides de travail dans la machine ORC, autorisant une température inférieure à 70°C à la sortie du surchauffeur. Cette variante est impossible si le forage profond capte exactement le même aquifère exploité par des utilisateurs existants.

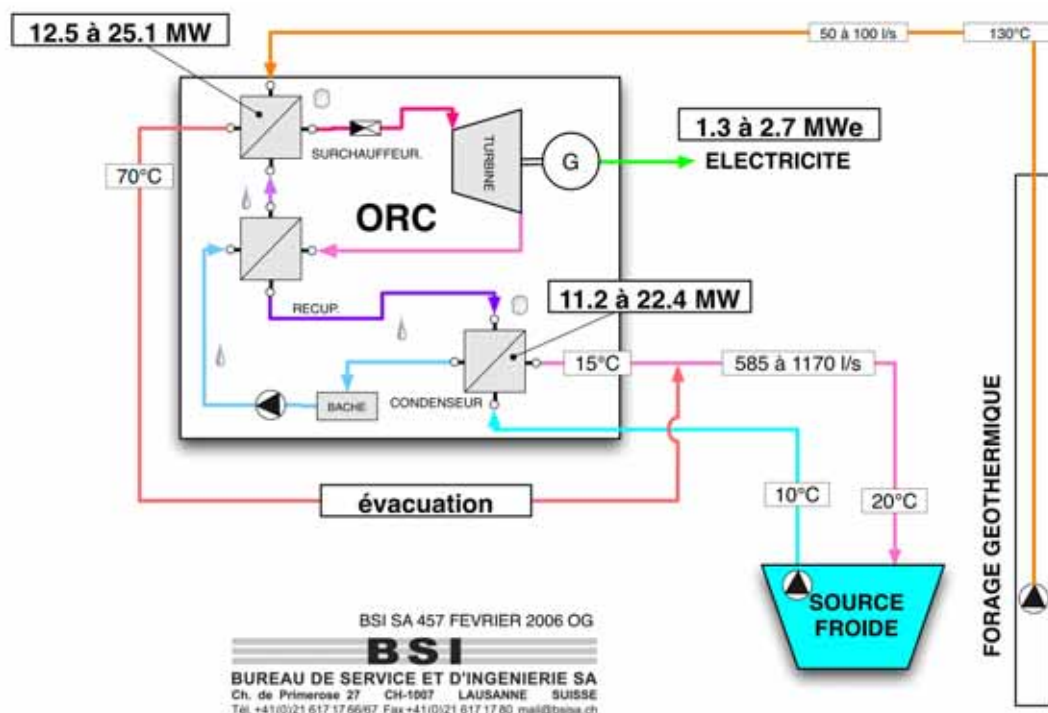


Figure 4.4 : Variante 3a : schéma de fonctionnement de la centrale géothermique dans l'option d'une production uniquement d'électricité.

Variante 3b : valorisation minimale des rejets thermiques

Le principe consiste en une production constante d'électricité et une valorisation partielle du rejet de chaleur du surchauffeur pour une utilisation exclusivement dans un centre thermal. La température de sortie, du surchauffeur, doit être de 70°C pour permettre la valorisation qui nécessite la production d'eau chaude sanitaire ainsi que la fourniture de chaleur à des systèmes de chauffage à moyenne température (fig. 4.5).

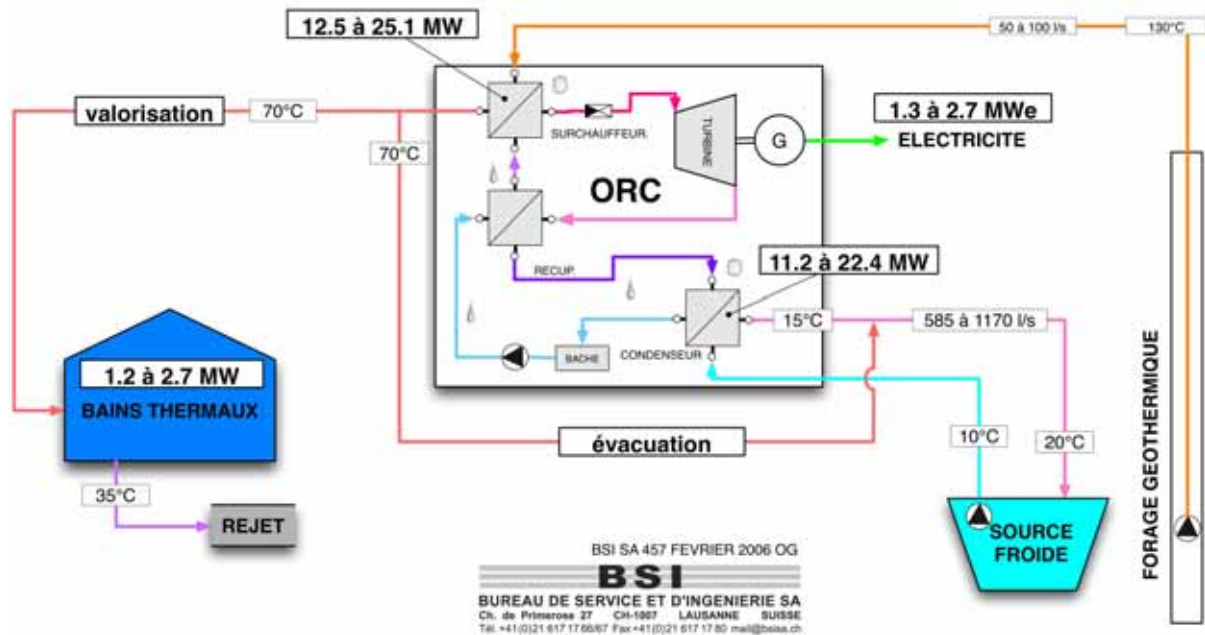


Figure 4.5 : Variante 3b : schéma de fonctionnement de la centrale géothermique dans l'option d'une valorisation minimale des rejets thermiques.

Variante 3c : valorisation maximale des rejets thermiques

Le principe consiste en une production constante d'électricité et une valorisation partielle du rejet de chaleur du surchauffeur pour une utilisation combinée dans un centre thermal et par d'autres utilisateurs (cascade énergétique eau chaude sanitaire - chauffage - puis ventilation), desservis par un réseau monotube d'eau thermique (fig. 4.6). Cette variante permet de valoriser le maximum possible de la chaleur de rejet du surchauffeur. En hiver cette valorisation pourrait même être totale si suffisamment d'utilisateurs peuvent être raccordés.

Synthèse des variantes

Le tableau 4.2 indique pour chaque variante, la puissance thermique maximale disponible pour une température de valorisation jusqu'à 35°C, ainsi que la température maximale atteignable du côté consommateur de chaleur.

La puissance géothermique maximale, disponible en continu, atteint ainsi de 3.8 MW_{th} à 14.6 MW_{th}, selon les variantes. En pointe, la fraction utile de puissance valorisée est de 18% à 29% de la puissance géothermique extraite, calculée avec une température de référence de 10°C.

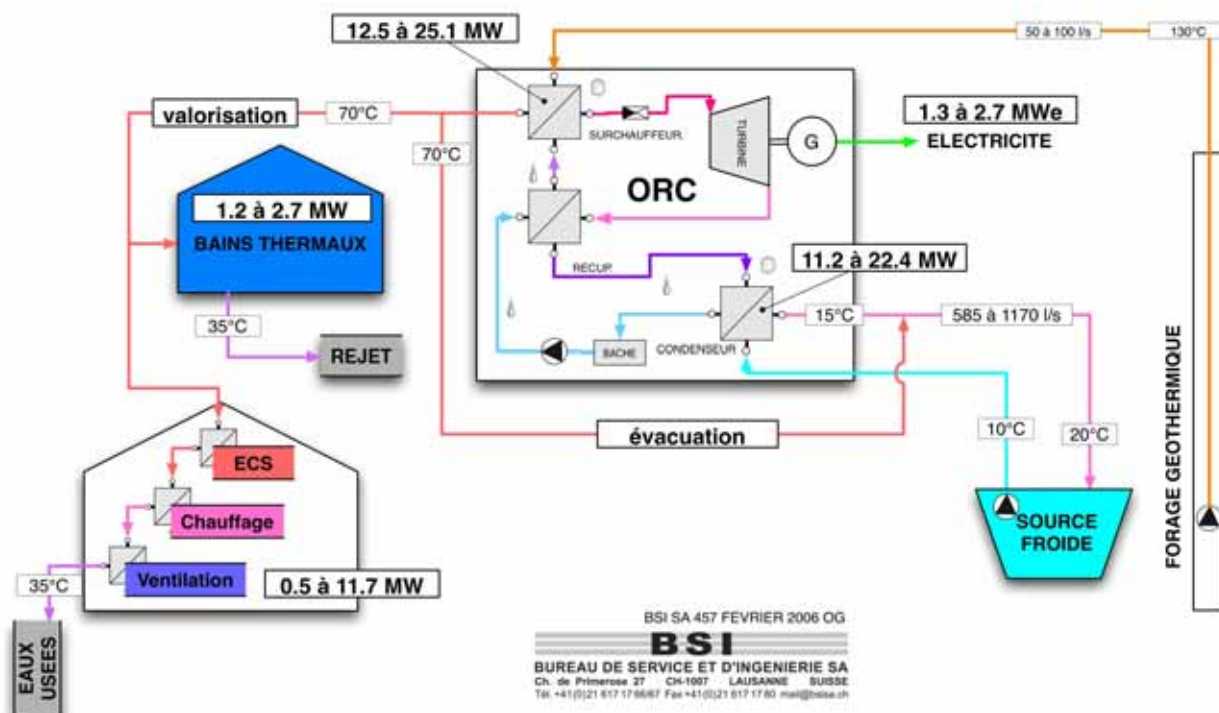


Figure 4.6 : Variante 3c : schéma de fonctionnement de la centrale géothermique dans l'option d'une valorisation maximale de la chaleur.

Tableau 4.2: Puissance thermique maximale disponible en fonction des trois variantes de valorisation de la chaleur (température de valorisation jusqu'à 35°C).

Variante	T sortie forage	Débit forage	T sortie ORC	Puissance électrique sortie (Pelec)	Fraction utile électricité (Pelec/Psurch)	Puissance thermique maximale pour valorisation jusqu'à 35C (Pchauf)	Température maximale des processus des utilisateurs potentiels	Fraction utile chaleur en pointe	Type d'utilisateurs
	[C]	[l/s]	[C]	[MWe]	[%]	[MW]	[C]	[%]	
1a Propane	100	50	53	0.74	7.5%	3.8	45	20%	Chauffages basse température, ventilation, piscines, bains thermaux, serres, piscicultures
1b Propane	100	75	53	1.12	7.6%	5.6	45	20%	
1c Propane	100	100	53	1.49	7.6%	7.5	45	20%	
2a Isobutane	130	50	57	1.41	9.2%	4.6	50	18%	Chauffages basse température, ventilation, serres
2b Isobutane	130	75	57	2.12	9.2%	6.9	50	18%	
2c Isobutane	130	100	57	2.82	9.2%	9.2	50	18%	
3a R600a	130	50	70	1.33	10.6%	7.3	65	29%	Tout type de chauffage moyenne température, eau chaude sanitaire, bains thermaux
3b R600a	130	75	70	1.99	10.6%	11.0	65	29%	
3c R600a	130	100	70	2.65	10.6%	14.6	65	29%	

4.3 TEMPÉRATURES REQUISES PAR LES UTILISATEURS DE CHALEUR

Les utilisateurs potentiels d'énergie géothermique à moyenne enthalpie sont nombreux. Les plus intéressants sont ceux qui consomment une grande quantité d'énergie par le biais de procédés ne nécessitant pas de température trop haute. Ce type de consommateur idéal n'existe que rarement. En revanche, il est plus courant de trouver des consommateurs dont l'assemblage hiérarchisé permet de se rapprocher du consommateur idéal. En effet l'organisation des procédés des différents consommateurs selon leurs niveaux de température permet une valorisation de l'ensemble du potentiel géothermique.

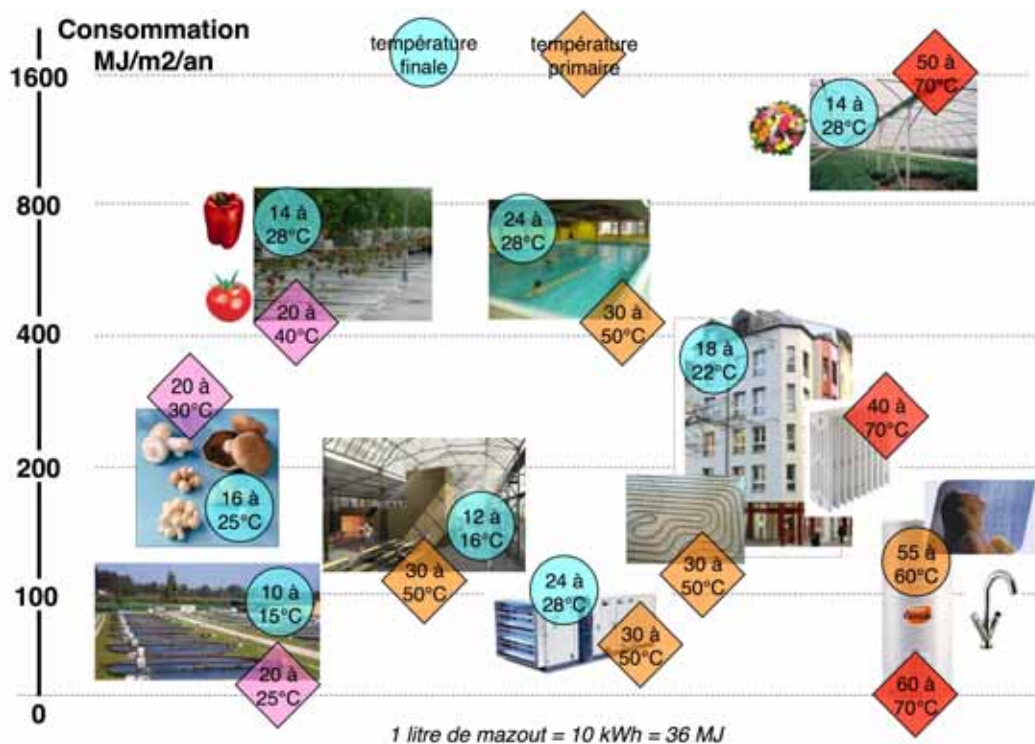


Figure 4.7 : Diagramme illustrant les utilisateurs potentiels de la chaleur de rejet en fonction de la consommation en énergie thermique et du niveau de température de l'eau.

La figure 4.7 illustre différents types de consommateurs de chaleur organisés selon la température requise (losange) pour satisfaire la température finale (cercle). La production d'eau chaude sanitaire se retrouve bien entendu dans les procédés les plus exigeants en température à cause de la température finale élevée. Les serres chauffées par des tubes aériens nécessitent également une température très élevée, à cause du procédé très peu performant et non de la température finale. En effet une serre de même construction, mais chauffée par des tubes posés à même le sol, se contente d'une température beaucoup plus basse et voit sa consommation se réduire pratiquement de moitié.

Parmi les consommateurs également intéressants, on peut relever les halles industrielles pour lesquelles plusieurs procédés permettent de valoriser des basses températures, tels que le maintien hors gel, la ventilation à basse température ou le chauffage par le radiateur. Une température de sortie du surchauffeur de 70°C permet d'envisager l'ensemble de ces utilisations.

4.3.1 QUANTITE ANNUELLE D'ENERGIE

La quantité annuelle d'énergie consommée par la majeure partie des procédés dépend de la météo. La puissance consommée est maximale en hiver et minimale en été. La variation entre été et hiver peut être très différente d'un procédé à l'autre. La fig. 4.8 indique le profil annuel de demande du chauffage de logements et celui d'un établissement thermal.

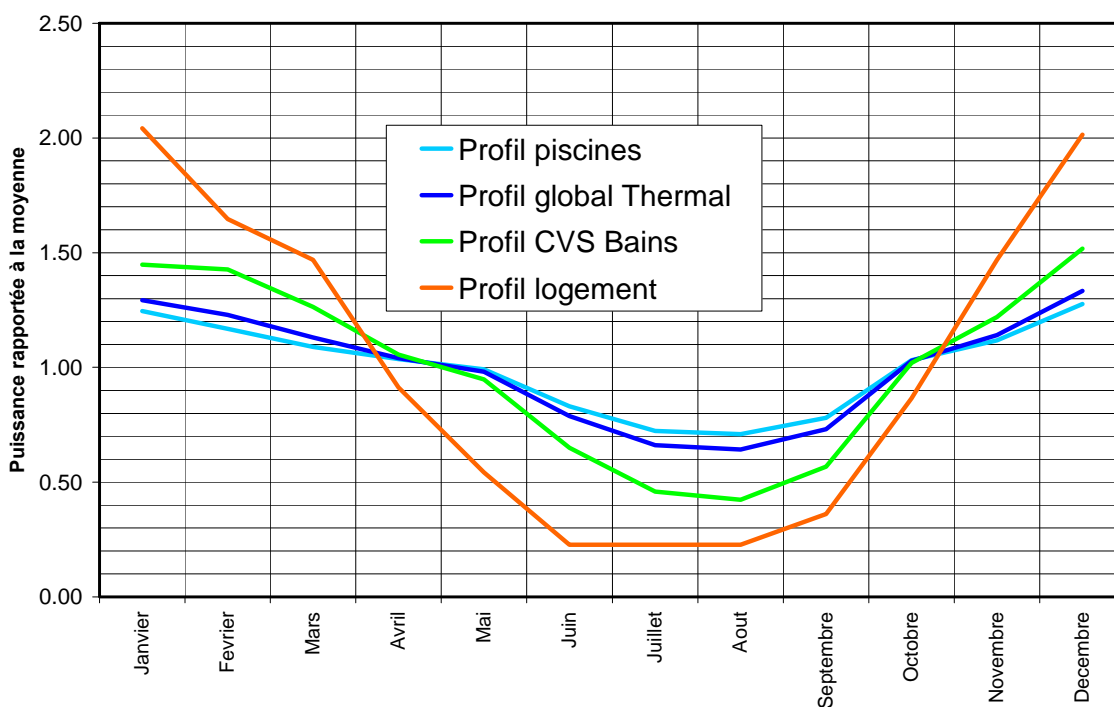


Figure 4.8 : Profil annuel de demande en chaleur pour des logements et pour un centre thermal.

Le profil de demande en chaleur des bains thermaux est très intéressant car il est beaucoup plus stable que celui du chauffage de logements. Ceci s'explique par le fait que les pertes de chaleur d'un bassin extérieur sont principalement dues à la convection en hiver et à l'évaporation en été. Ainsi même avec une température élevée en été, les pertes restent importantes. De plus le renouvellement de l'eau indépendant de la saison assure une consommation permanente. Enfin, les niveaux de température ambiante dans les locaux sont nettement plus élevés que pour les logements. En revanche la fourniture de chaleur à des logements nécessite une puissance de chauffage maximale en hiver, pour compenser les pertes par transmission à travers l'enveloppe, et minimale en été, car seule subsiste la production d'eau chaude sanitaire, indépendante de la saison.

Une représentation de la consommation en fonction de la température extérieure, la signature énergétique, permet également de montrer cette différence significative de comportement.

Signature énergétique

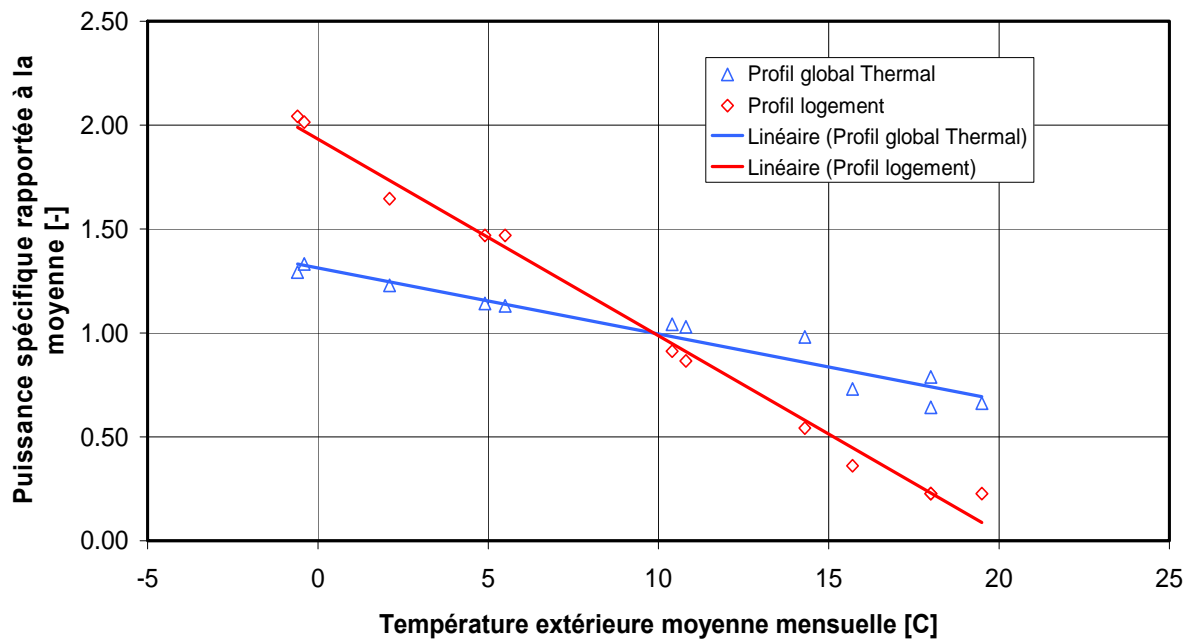


Figure 4.9 : Signature énergétique dans le cas de logements et d'un centre thermal.

Le rapport entre l'énergie annuelle consommée et la puissance installée détermine le nombre d'heures de fonctionnement à plein régime. Pour le chauffage de logements, la valeur couramment observée est de 2'000 à 2'500 heures par an. Pour un établissement thermal le nombre d'heures peut atteindre le double, soit près de 5'000 heures par an.

La quantité d'énergie livrable aux utilisateurs pourrait varier, selon la variante considérée et le type d'utilisateur, de 18 GWh/an (variante 3a avec consommation durant 2'500 h/an) à 73 GWh/an (variante 3c, 5'000 h/an), soit 2.1 à 8.3 MW en puissance moyenne annuelle. A titre de comparaison, une consommation de chaleur de 60 GWh/an correspond au chauffage d'une ville de 13'000 habitant ou de 15 à 30 hectares de serres, ou encore aux besoins d'un établissement thermal quatre fois plus grand que celui des Bains de Lavey.

4.4 TRANSPORT DE LA CHALEUR JUSQU'AUX UTILISATEURS

4.4.1 VARIANTE TRADITIONNELLE BITUBES

Le principe de transport et de distribution de chaleur traditionnellement utilisé est constitué par un réseau de chauffage à distance en **circuit fermé**, alimenté par un échangeur de chaleur sur la sortie du surchauffeur et fournissant la chaleur aux utilisateurs par l'intermédiaire d'un échangeur de chaleur (fig. 4.10). L'eau thermique rejetée par l'échangeur primaire du chauffage à distance est généralement réinjectée dans un second forage.

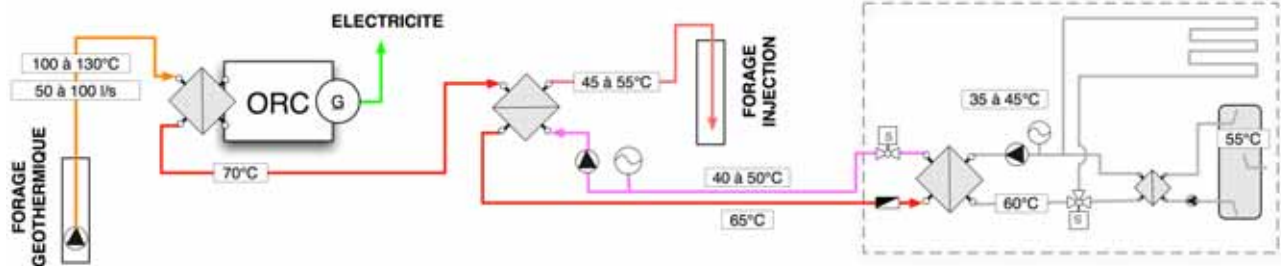


Figure 4.10 : Schéma de principe de la variante de transport bitubes.

Avantages :

- technique éprouvée depuis longtemps
- fluide intermédiaire neutre

Inconvénients :

- Réseau de transport très cher impliquant une distance de transport économique réduite
- Pertes de chaleur de distribution importantes
- Deux à trois niveaux d'échangeur provoquant à chaque étage une chute de température
- Nécessite généralement un forage de réinjection car la température de rejet de la centrale géothermique est relativement élevée.

4.4.2 VARIANTE MONOTUBE

Le principe de transport et de distribution de chaleur est totalement différent. Un réseau de transport d'eau thermique, en **circuit ouvert**, alimenté directement par la sortie du surchauffeur fournit l'eau thermique et sa chaleur aux utilisateurs par un ou plusieurs échangeurs de chaleur organisé en cascade. La compensation des pertes de chaleur est simplement réalisée par rejet d'eau thermique aux antennes du réseau.

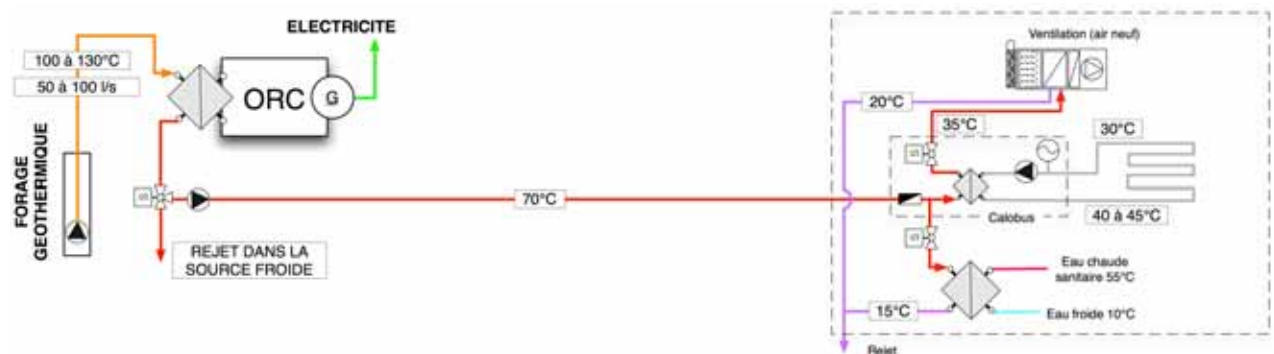


Figure 4.11 : Schéma de principe de la variante de distribution monotube.

Avantages :

- technique éprouvée depuis longtemps aux Bains de Lavey et dans le chauffage à distance de Moiry (Calobus sanitaire) depuis 10 ans
- réseau de transport moins cher permettant une distance de transport économique plus grande
- Pertes de chaleur de distribution réduites
- Un seul étage d'échangeur évitant au maximum la chute de température
- Encourage une utilisation optimale de la chaleur vendue
- Permet la production d'eau chaude sanitaire en direct.

Inconvénients :

- Requiert une étude énergétique plus fine des installations des utilisateurs raccordés.

4.4.3 PRIX DE VENTE DE LA CHALEUR

Pour être attractif par rapport aux autres agents énergétiques le prix de vente maximal pour de petites quantités de chaleur ou d'eau thermique doit être d'environ 8 centimes par kWh (cf. fig. 4.12) ou de 3.25 CHF par m³ d'eau thermique exploitée avec 35 °C de différence de température.

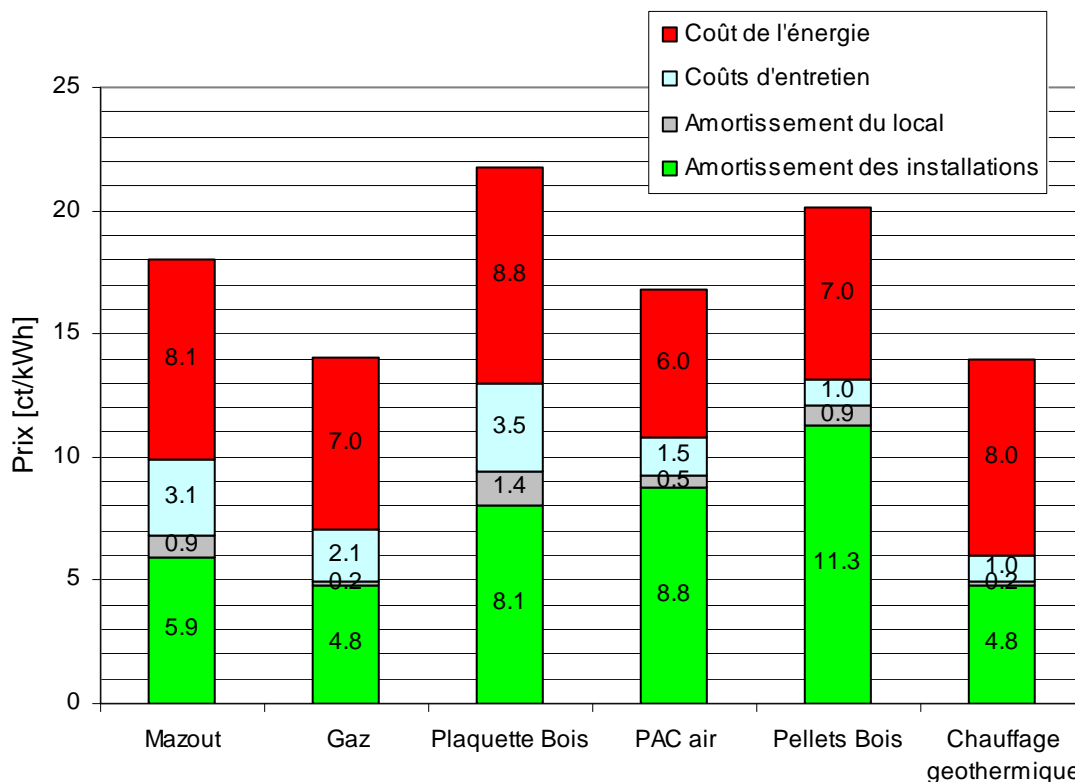


Figure 4.12 : Comparatif entre modes de chauffage pour une villa (base de consommation de 20 MWh/an).

Le prix de vente de l'énergie (plages rouges) varie, selon le type d'agent énergétique, entre 6.0 et 8.8 ct/kWh (8.0 ct/kWh pour le chauffage de type géothermique)

Un prix de vente de 8 ct/kWh peut être décomposé de la manière suivante pour permettre de maîtriser les coûts des infrastructures :

- un maximum de 3 ct/kWh peut être affecté pour le transport de l'eau entre la centrale et le centre de gravité des consommateurs;
- un maximum de 3 ct/kWh peut être affecté pour la distribution de l'eau depuis le centre de gravité jusqu'aux consommateurs. Les coûts des "derniers mètres" sont usuellement couverts par les taxes de raccordement;
- au minimum 2 ct/kWh doivent être réservés pour permettre la valorisation du rejet.

Cette règle simple permet de rapidement déterminer des distances de transport et de distribution économiques et permet d'éviter d'imaginer des raccordements qui ne seraient d'emblée pas rentabilisables. Pour les utilisateurs consommant de grandes quantités d'eau thermales, le prix pourra être ajusté si les frais effectifs de transport ou de distribution sont réduits.

4.4.4 DISTANCES DE TRANSPORT ÉCONOMIQUES

Pour pouvoir franchir la plus grande distance possible, il faut un mode de transport de l'eau thermique le plus économique possible. Notre expérience à Lavey-les-Bains nous a conduit à mettre en place plusieurs tubes en PE-X isolés de diamètre 110 mm, placés en parallèle dans la fouille. Ces tubes de qualité alimentaire ont un prix attractif et permettent une pose rapide et économique par segments de 260 m à la fois.

Un calibrage et un calcul du coût des conduites de transport sont tout d'abord effectués sur la base du débit maximal (tableau 4.3). La part correspondant aux frais financiers, d'intérêt et d'amortissement (6.12%) est ensuite déterminée. Une estimation des frais de pompage (150 Pa/m, rendement de 60%, électricité à 20 ct/kWh) ainsi que des frais de maintenance et d'entretien (2%) complètent les frais annuels. L'utilisation de la chaleur est supposée sur un total annuel de 2'500 heures. Il est ainsi possible de déterminer quelle longueur de conduite il est possible de réaliser de manière à atteindre un prix de revient du transport de l'eau de 3 centimes par kWh. Le tableau 4.3 ci-après indique ces longueurs pour des débits entre 0.1 l/s (p.ex. villa avec une puissance de chauffage de $\sim 15 \text{ kW}_{th}$) et 100 l/s (réseau de chaleur avec une puissance thermique de $\sim 15 \text{ MW}_{th}$).

On constate que, avec la variante monotube, il est théoriquement possible de transporter l'eau sur plus de 5 kilomètres si on trouve des consommateurs pour plus de 30 GWh/an (puissance installée de $\sim 12 \text{ MW}_{th}$). Cette distance est encore de $\sim 2.5 \text{ km}$ pour une vente de chaleur de 5 GWh/an puis chute rapidement à $\sim 1.0 \text{ km}$ pour 1 GWh/an et $\sim 100 \text{ m}$ pour 100 MWh/an.

Tableau 4.3 : Distances économiques pour un prix de transport de l'eau de 3 cts/kWh_{th}.

Débit max	Longueur économique	Section	Vitesse max	Nb tubes	Diamètre	Prix/m	Coût	Pompage	Maintenance et entretien	Int+Amortissement (30ans) annuités 6.12%	Frais annuels	Puissance max	Energie vendue pour ΔT=35 C	Frais transport	Equivalents appartement	Longueur max par equiv. Appart
[l/s]	[m]	[m ²]	[m/s]	[-]	[mm]	[CHF/m]	[CHF]	[CHF/an]	[CHF/an]	[CHF/an]	[CHF/an]	[MW]	[MWh/an]	[ct/kWh]	[-]	[m/app]
100	5'275	0.06	1.6	5.0	130	2'300	12'132'500	113'392	242'650	742'509	1'098'551	14.63	36'575	3.00	2670	2.0
75	4'970	0.05	1.6	4.0	120	1'840	9'144'800	80'127	182'896	559'662	822'685	10.97	27'431	3.00	2002	2.5
57	3'870	0.05	1.1	4.0	130	1'840	7'120'800	47'418	142'416	435'793	625'627	8.34	20'848	3.00	1522	2.5
50	3'425	0.05	1.1	4.0	120	1'840	6'302'000	36'812	126'040	385'682	548'535	7.32	18'288	3.00	1335	2.6
45	3'100	0.05	1.0	4.0	120	1'840	5'704'000	29'987	114'080	349'085	493'152	6.58	16'459	3.00	1201	2.6
25	3'425	0.03	1.0	2.0	130	920	3'151'000	18'406	63'020	192'841	274'267	3.66	9'144	3.00	667	5.1
18	3'170	0.02	0.9	2.0	110	720	2'282'400	12'266	45'648	139'683	197'597	2.63	6'584	3.00	481	6.6
15	2'670	0.02	0.9	2.0	100	720	1'922'400	8'609	38'448	117'651	164'708	2.19	5'486	3.00	400	6.7
12.5	2'240	0.01	0.9	2.0	100	720	1'612'800	6'019	32'256	98'703	136'978	1.83	4'572	3.00	334	6.7
11.5	2'070	0.01	0.8	2.0	100	720	1'490'400	5'117	29'808	91'212	126'138	1.68	4'206	3.00	307	6.7
10	2'780	0.01	0.8	1.0	130	460	1'278'800	5'976	25'576	78'263	109'814	1.46	3'658	3.00	267	10.4
5	1'810	0.01	0.7	1.0	100	360	651'600	1'945	13'032	39'878	54'855	0.73	1'829	3.00	133	13.6
1	383	0.00	0.5	1.0	50	350	134'050	82	2'681	8'204	10'967	0.15	366	3.00	27	14.3
0.3	116	0.00	0.5	1.0	30	350	40'425	7	809	2'474	3'290	0.04	110	3.00	8	14.4
0.1	39	0.00	0.4	1.0	20	350	13'510	1	270	827	1'098	0.01	37	3.00	3	14.5

Le graphique sur la fig. 4.13 illustre la longueur de transport maximale en fonction de la quantité d'énergie annuelle vendue et donne quelques exemples concrets :

- 50 logements : 400 à 500 mètres
- 1 hectare de serres : 2'000 mètres
- Bains de Lavey ou 1'000 logements ou 6 hectares de serres : 3'000 à 4'000 mètres

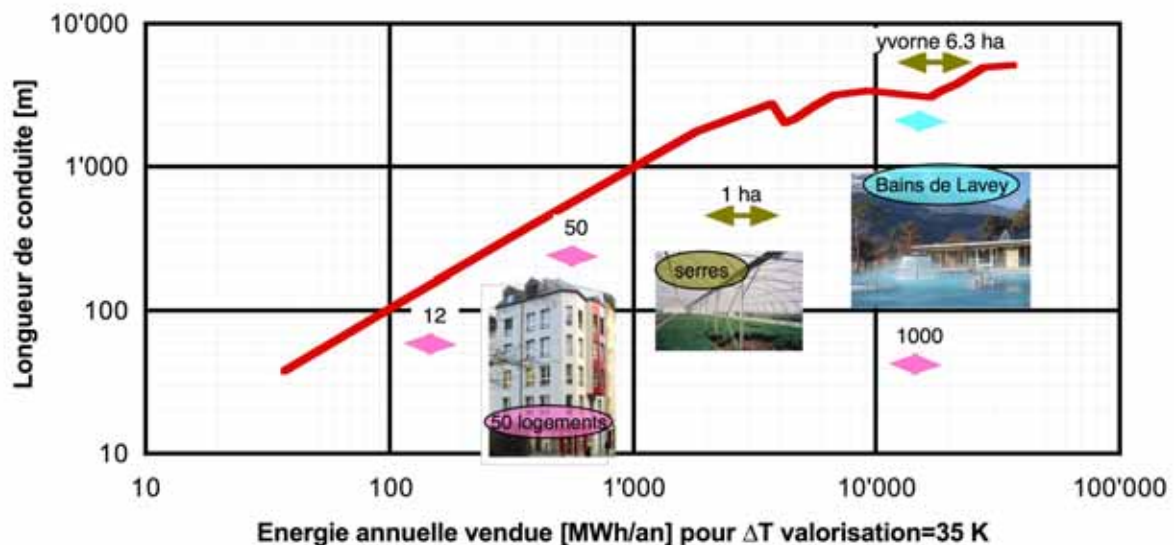


Figure 4.13 : Longueur de conduite maximale de transport économique (variante monotube) en fonction de l'énergie annuelle livrable pour un surcoût de 3 ct/kWh (amortissement sur 30 ans).

4.5 SECTEURS RETENUS POUR LEUR GÉOLOGIE

Cinq secteurs ont été considérés dans un premier temps en raison de la proximité du cristallin, de la présence de sources thermales ou de l'existence d'un réseau de chauffage. Deux secteurs prioritaires (Lavey-les-Bains et Brigerbad) ont été ensuite retenus car le cristallin y est aquifère et bien fissuré, permettant ainsi une bonne circulation de l'eau souterraine dans le massif rocheux (fig. 4.14).

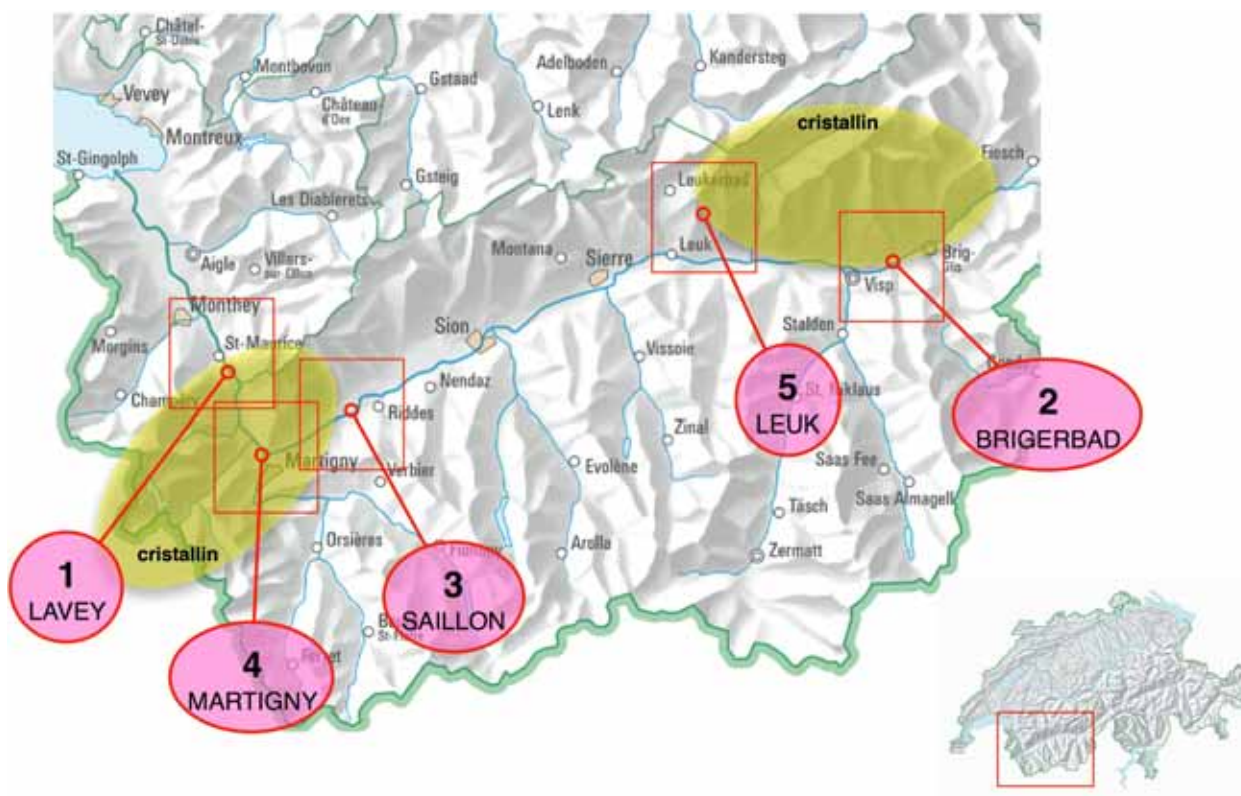


Figure 4.14 : Secteurs considérés intéressants pour une prospection géothermique à grande profondeur et secteurs retenus (1 et 2) en raison de la perméabilité élevée dans les massifs cristallins.

4.5.1 ANALYSE ÉNERGÉTIQUE DES SECTEURS

Le but de l'analyse énergétique des secteurs est de déterminer, sur la base des distances de transport économiques et du lieu d'implantation du forage, quels pourraient être les utilisateurs potentiels susceptibles d'être alimentés en chaleur. De plus, en fonction des informations disponibles, il s'agit de relever les secteurs dans lesquels un conflit avec d'autres types d'énergies pourrait apparaître.

4.5.2 SITE 1 – LAVEY-LES-BAINS

Lavey-les-Bains est situé à 1 km au Sud-Est du bourg de Saint-Maurice (fig. 4.15). La ville la plus proche est Monthey (14'000 habitants), qui est située au Nord-Ouest à 6 kilomètres environ à vol d'oiseau

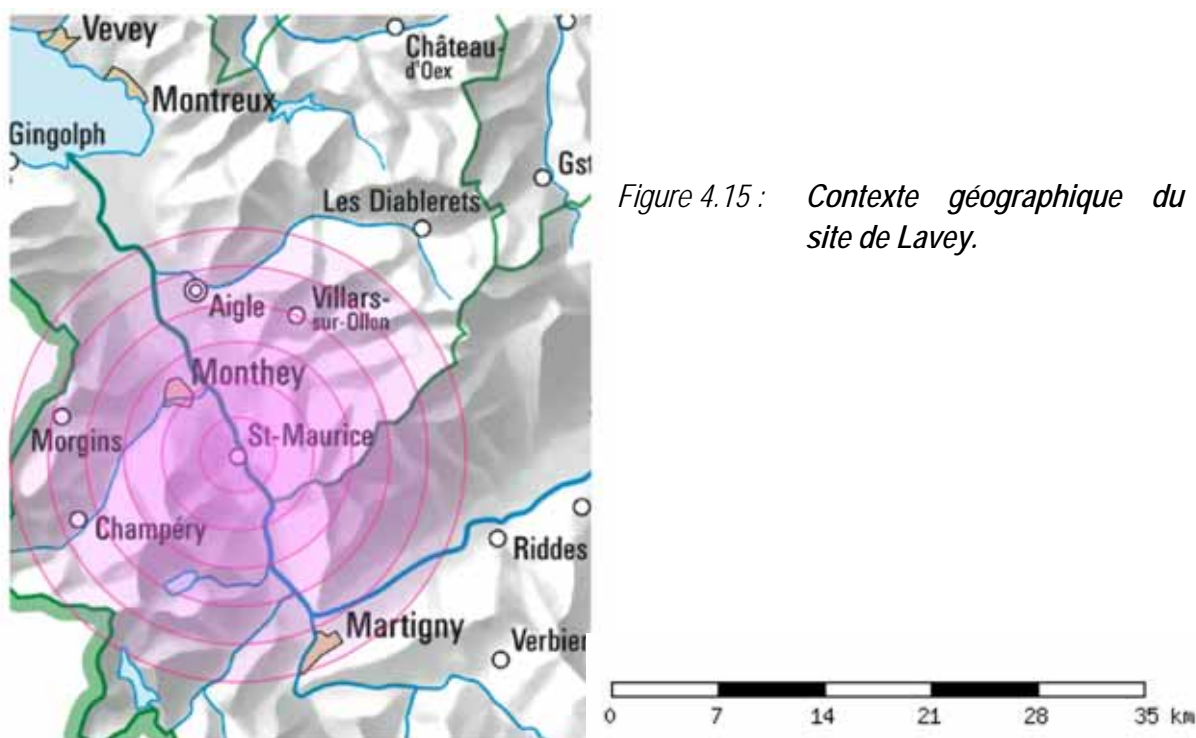


Figure 4.15 : Contexte géographique du site de Lavey.

Le site de Lavey-les-Bains a naturellement été retenu suite au succès obtenu par le forage P600, qui permet la fourniture aux Bains de 1'200 litres par minute d'eau thermale à 67°C. Combinée avec le débit de 400 l/min du forage P201 de 1972, cette fourniture d'eau thermale couvre la totalité de la demande en chaleur et en eau de renouvellement des Bains. La consommation annuelle actuelle est de 500'000 m³ par an, exploités entre 63°C et 36°C, ce qui correspond à une quantité de chaleur de 15.7 GWh/an ou une puissance moyenne annuelle de 1.8 MW_{th}. Le profil de demande varie entre 25 et 80 m³/h (400 et 1300 l/min) en fonction de la saison.

Le site actuel du forage P600 est situé à 800 mètres du centre thermal, à une cinquantaine de mètres du Rhône naturel et à 50 mètres d'une fenêtre d'accès à la galerie du Rhône souterrain qui alimente l'usine électrique de Lavey. Cette zone n'est pas habitée et permettrait facilement la réalisation du nouveau forage profond avec très peu de nuisances. Par contre, elle est relativement éloignée des Bains et surtout à environ 3 kilomètres de St-Maurice. Une implantation du forage au Nord-Ouest des Bains devrait à notre avis être évaluée. Elle permettrait de se rapprocher de St-Maurice ainsi que du Rhône (sortie de l'usine électrique de Lavey, appartenant au Services industriels de Lausanne) pour le refroidissement du condenseur de la machine ORC.

Pour la variante de valorisation maximale de la chaleur, un débit de 20 l/s sera réservé aux Bains, ce qui laisse entre 30 et 80 l/s d'eau à 70°C à valoriser. Pour un profil de demande en chauffage et une valorisation jusqu'à 35°C, ceci correspond à une quantité de chaleur comprise entre 11 et 29 GWh/an.

L'étude réalisée en 1992 dans le cadre du projet Geothermoval par le Centre de recherches énergétiques et municipales de Martigny (CREM), avait déterminé une fourniture maximale possible de 22 GWh/an pour l'ensemble de St-Maurice ! Depuis début 2003, une centrale de chauffage à bois, d'une puissance de 1 MW, a été mise en service et assure la fourniture en chaleur du complexe scolaire et sportif (piscine) ainsi que de 4 immeubles représentant une consommation annuelle d'environ 2.5 GWh/an. Une surface est déjà réservée dans la chaufferie pour accueillir une deuxième chaudière. A ce jour, la première chaudière est à saturation. L'extension prévue du réseau concerne les bâtiments futurs de la parcelle située au Sud de la centrale, qui est propriété de la Bourgeoisie de St-Maurice.

La carte à la fig. 4.16 indique les distances de transport économiques autour du futur forage profond avec les fournitures de chaleur minimales correspondantes. A St-Maurice, les zones, dont la densité de consommation est suffisante pour permettre la création d'un réseau de chauffage, sont le quartier sud, représentant 4.2 GWh/an et les bâtiments de l'Abbaye consommant 5 GWh/an.

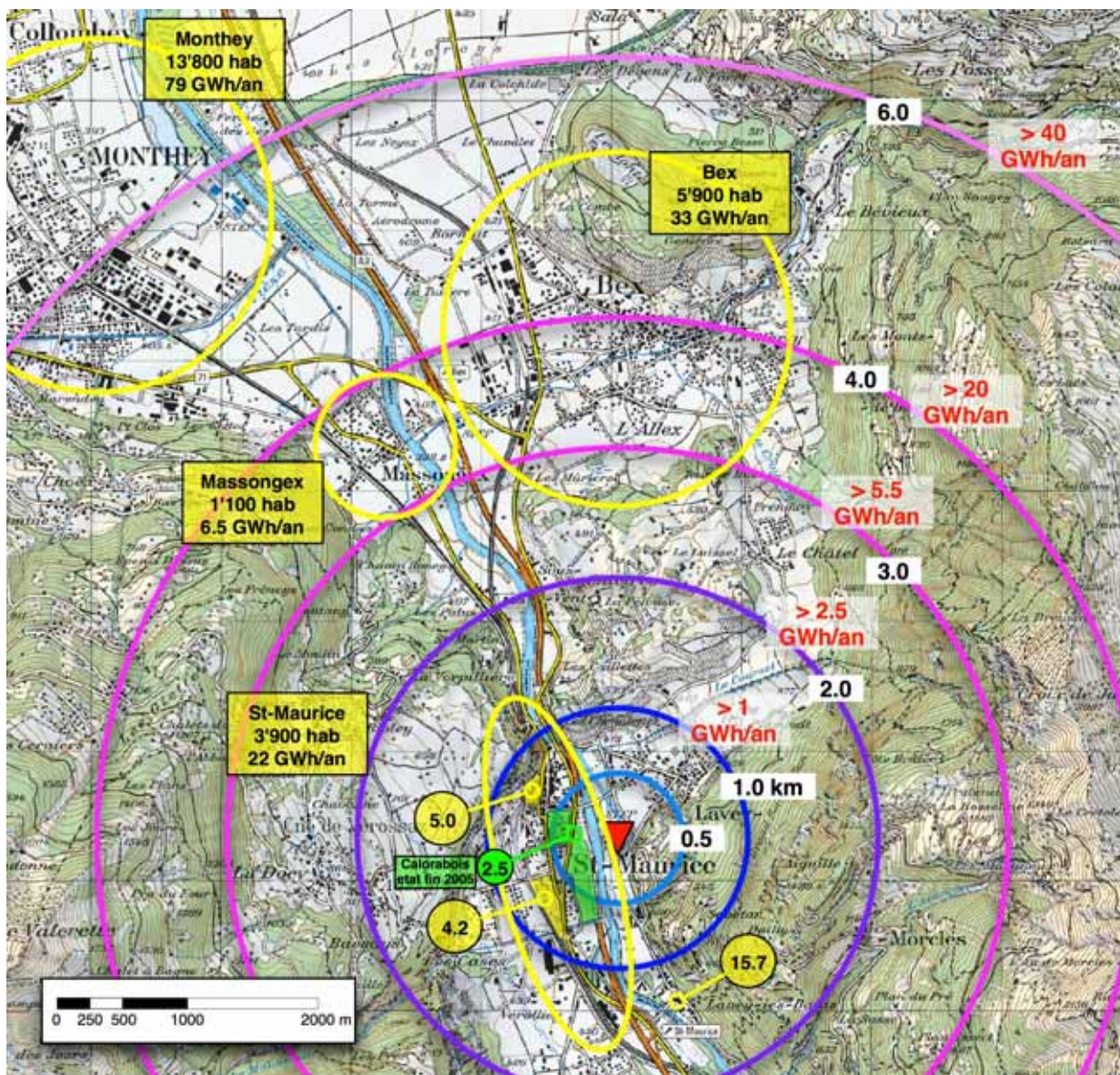


Figure 4.16 : Site de Lavey : distances économiques qui peuvent être franchies en fonction de la demande en énergie à fournir

L'analyse du secteur de Lavey-les-Bains indique ainsi que 10 GWh/an pourraient être fournis dans un rayon de 1 kilomètre du futur forage profond sans conflit avec le chauffage à bois de St-Maurice. Si le forage est réalisé près de l'usine électrique de Lavey, les Bains qui consomment 15.7 GWh/an se trouveraient à 1.5 km. En cas de succès total du forage avec un débit de 100 l/s, on pourrait envisager de valoriser le solde de chaleur par un transport de l'eau thermique vers Massongex, puis Bex ou Monthey.

4.5.3 SITE 2 – BRIGERBAD

Brigerbad est situé à 3.5 km à l'Est de Viège (6.500 habitants) et à ~4.5 km à l'Ouest de Brigue-Glis (12'000 habitants). Ce site a également été retenu car une source d'eau thermique à 50°C environ a permis la création d'un important complexe thermal et ludique, qui est exploité pendant la belle saison.

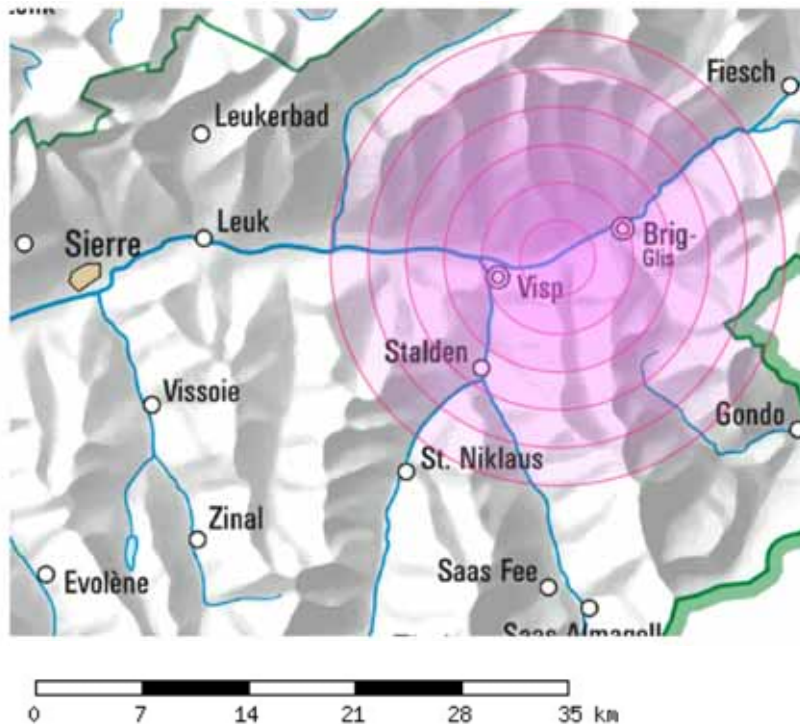


Figure 4.17 : Contexte géographique du site de Brigerbad.

Les Bains de Brigerbad sont ouverts de mai à septembre et consomment 33 l/s d'eau à 50°C valorisée jusqu'à 25°C, soit une puissance de 4.2 MW_{th} au maximum. L'énergie correspondante est de l'ordre de 15 GWh/saison. Cette demande importante hors période de chauffage, permettrait de consacrer la totalité du débit pour du chauffage à distance. Le profil de demande pourrait ainsi être extrêmement intéressant.

Viège se situe à 3.5 km à l'ouest des bains de Brigerbad. Le potentiel de fourniture de chaleur y est réduit car la Lonza valorise une partie de ses rejets thermiques pour alimenter un réseau de chauffage à distance.

Entre Brigerbad et Brigue se trouve une usine d'incinération des ordures. A ce jour, seule une valorisation partielle des rejets thermiques de cette usine par production d'électricité est en service. Aucun chauffage à distance n'a été construit en direction de Brigue, donc il n'y a pas de conflits avec cette installation.

Pour trouver des consommateurs de chaleur importants, il faut s'éloigner de plus de 2 à 3 km pour atteindre la zone industrielle et commerciale de Brigue-Glis.

La carte à la fig. 4.18 indique les distances de transport économiques autour du futur forage profond avec les fournitures de chaleur minimales correspondantes.

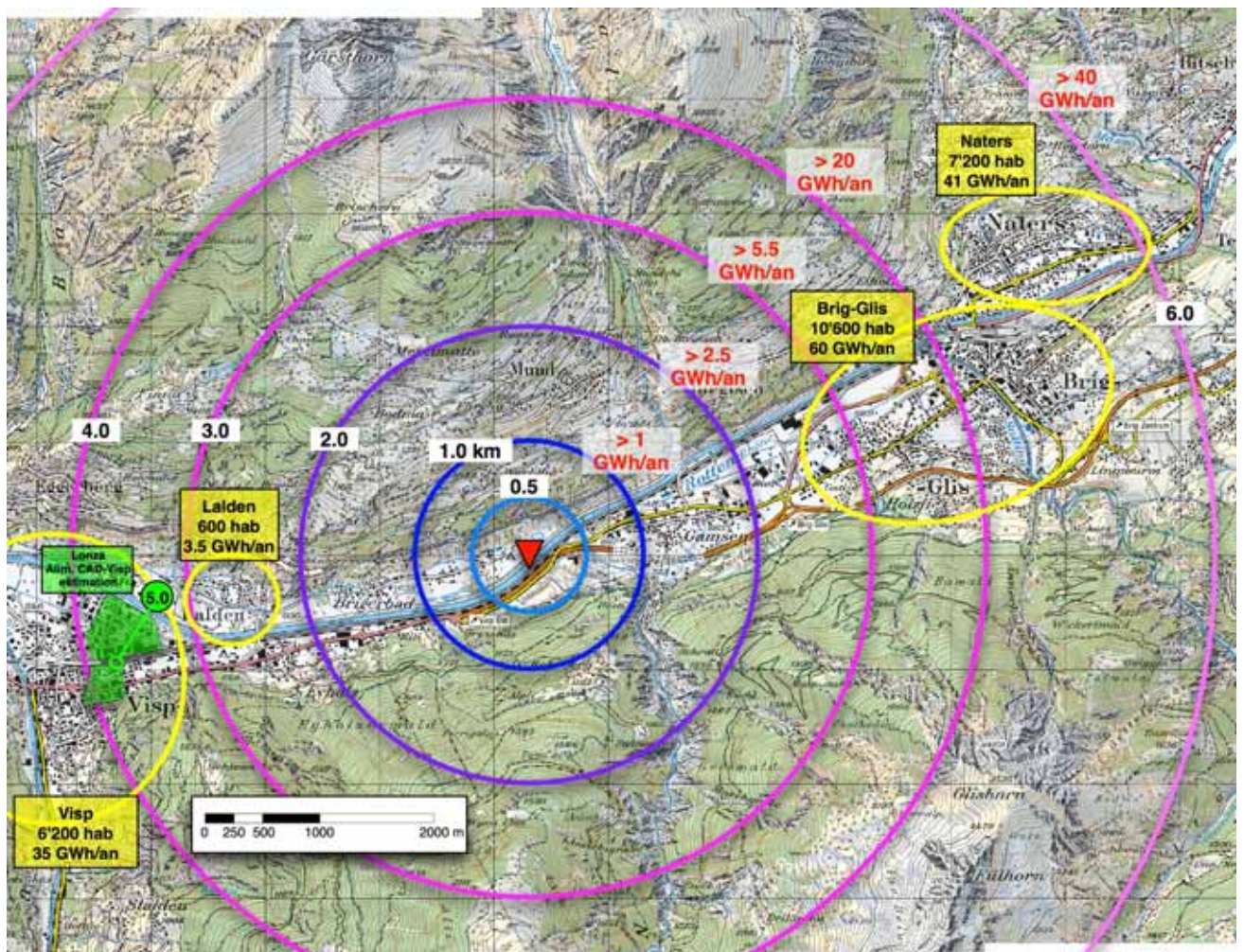


Figure 4.18 : Site de Brigerbad : distances économiques qui peuvent être franchies en fonction de la demande en énergie à fournir

4.6 CONCLUSIONS

Le débit de refroidissement pour un projet de ce type est nettement suffisant dans toute la vallée du Rhône en aval de Brig.

Grâce à une température pouvant atteindre 70°C et une puissance disponible constante, une fourniture de chaleur est possible à des utilisateurs exploitant toute une panoplie de procédés allant des piscicultures, au chauffage moyenne température et la production d'eau chaude sanitaire en direct, en passant par les serres et certains procédés industriels.

En adoptant un système rationnel de transport et de distribution de l'eau thermale, et grâce au renchérissement du mazout, il est envisageable de fournir cette eau à plusieurs kilomètres du site du futur forage profond pour de gros consommateurs ou pour des regroupements de plus petits consommateurs à un prix concurrentiel par rapport aux autres agents énergétiques.

La quantité d'énergie thermique valorisable est considérable :

➤ **60 GWh/an**

= 6.8 MW_{th} en puissance moyenne annuelle

= 7.8 millions de litres/an de mazout soit 20'000 tonnes de CO₂ évités

= 100'000 m³/an de plaquettes de bois

Le site de Lavey présente beaucoup de facettes très favorables pour l'implantation du forage profond et de la centrale, pour le refroidissement et le raccordement électrique. De plus, il offre de très bonnes opportunités de valorisation d'une partie de la chaleur qui, en plus des Bains de Lavey, pourrait être livrée à moins de deux kilomètres au bourg de St-Maurice. Une fourniture du solde de chaleur à Bex ou à Monthey est également envisageable, à condition qu'une quantité d'énergie suffisante puisse être vendue.

Le site de Brigerbad est également intéressant. Les Bains n'étant ouverts que hors de la période de chauffage, une disponibilité totale pour du chauffage à distance en direction de Brig, pourrait conduire à une fourniture annuelle d'énergie très importante. La fourniture de chaleur à Visp ne semble en revanche pas pertinente, car les rejets thermiques de la Lonza sont déjà valorisés dans un chauffage à distance. De plus, le refroidissement et le raccordement électrique seront plus délicats que pour le site de Lavey.

5. CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS



*Tour de forage à Pullach près de Munich (D).
Profondeur atteinte : 3'330 m; température de l'eau : 111°C*

5. CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS

La présente étude préliminaire a permis de dresser un **état préliminaire des connaissances** dans les trois principaux domaines qui concernent le PROJET AGEPP, à savoir géologie/hydrogéologie/géothermie, production d'électricité avec des fluides de moyenne enthalpie (100 à 130°C) et valorisation de la chaleur de rejet. Les résultats en vue d'une prospection géothermique des aquifères profonds du cristallin dans la vallée du Rhône sont très encourageants.

Concernant la **géologie, hydrogéologie et géothermie**, les structures profondes du cristallin sont assez bien connues grâce à l'interprétation des investigations géophysiques effectuées dans le cadre du programme national de recherches PNR 20. Les massifs cristallins externes sont localement bien fissurés et aquifères, même à plusieurs km de profondeur. Leur perméabilité moyenne permet un échange thermique entre le fluide et le rocher dans le réservoir profond. L'exploitation de ces aquifères sur les sites de Lavey-les-Bains (VD) et Brigerbad (VS) peut être envisagée avec des débits de production de l'ordre de 50 à 75 l/s (au max. 100 l/s) et des températures minimales en tête de puits de l'ordre de 100 à 110°C. La géochimie des fluides profonds indique que les minéralisations seront relativement faibles, de l'ordre de quelques grammes par litre, ce qui est un avantage non négligeable pour limiter les problèmes de précipitation dans les échangeurs. Des cibles géothermiques potentielles ont été mises en évidence, situées vraisemblablement à des profondeurs < 3 km.

La **production d'électricité** à partir de la géothermie a été vérifiée dans les domaines de température du PROJET AGEPP (100 à 130°C), sur la base de l'expérience acquise par des centrales géothermiques existantes et fonctionnant par cycle binaire. L'efficacité du système ORC, évaluée en choisissant le fluide de travail le plus adéquat et sur la base de divers scénarii (singlet avec rejet des eaux thermales dans le Rhône et doublet avec rejet des eaux dans l'aquifère profond par un deuxième puits) montre que la puissance installée nette peut atteindre 1.1 MW_e dans le cas du singlet et 1.3 MW_e pour le doublet, avec une température de l'eau thermale fixée à 115°C. Une production annuelle nette d'électricité non négligeable, de l'ordre de 5 à 10 GWh, peut ainsi être envisagée. Le total des investissements a été estimé entre 14 Mio CHF (singlet) et 22 Mio (doublet). Le coût du kWh produit varie entre 8 cts dans le meilleur des cas (singlet avec 75 l/s) et 27 cts dans le pire des cas (doublet avec 50 l/s sans valorisation de la chaleur).

L'évaluation de la **valorisation des rejets thermiques** montre que la disponibilité en eau de refroidissement, prélevé dans le Rhône, est garantie dans toute la vallée en aval de Brig, pour les débits nécessaires au bon fonctionnement du système ORC. Les valeurs limites légales pour les températures des rejets (30°C) et pour la modification des conditions thermiques du cours d'eau après mélange (température maximale de 25°C, augmentation d'au maximum 1.5°C) peuvent être facilement respectées, même s'il n'y a aucune valorisation des rejets thermiques. Pour une température de valorisation de 35°C et en fonction de différentes variantes, la puissance géothermique disponible peut

varier entre 4 et 15 MWth. Cela représente, pour une utilisation de 2'500 h par an (logements) ou 5'000 heures par an (établissement thermal), une quantité d'énergie thermique qui pourrait varier, dans le meilleur des cas, entre 18 et 73 GWh/an. En affectant, sur un prix de vente de la chaleur de 8 ct/kWh, un maximum de 3 ct/kWh au transport de l'eau thermale (variante monotube avec rejet dans la zone de consommation), il est théoriquement possible d'envisager de franchir des distances de plus de 5 km si on trouve des consommateurs pour plus de 30 GWh/an.

Le PROJET AGEPP comporte plusieurs aspects assez favorables pour aboutir à une réussite d'une opération géothermique, notamment :

- assez bonnes connaissances du soubassement géologique profond;
- possibilité d'obtenir des informations précises concernant la fissuration de l'aquifère à partir de la surface (le cristallin affleure);
- possibilité d'identifier des microséismes depuis la surface (pas besoin de réaliser des forages d'observation profonds);
- aquifères artésiens, demandant une puissance de pompage raisonnable;
- faible minéralisation de l'eau, très probablement < 3 g/l;
- pas de problèmes majeurs de précipitation géochimique lors de l'exploitation;
- possibilité d'exploiter les aquifères en singlet, à condition que la recharge soit suffisante et sous réserve d'une vérification des aspects écologiques pour rejeter les eaux thermales dans le Rhône.

Quelques aspects restent cependant peu connus, comme par exemple la profondeur exacte du réservoir profond et la productivité effective des aquifères. Ces incertitudes ne pourront être levées que après la réalisation d'un forage d'exploration profond.

Le site de Lavey apparaît comme le plus favorable pour la réussite du PROJET AGEPP, pour les raisons suivantes :

- connaissances géologiques étendues des structures profondes et du système hydrothermal, conditions géothermiques très intéressantes;
- proximité de l'usine hydroélectrique de Lavey pour la distribution du courant produit et disponibilité en quantités nettement suffisantes d'eau froide (~10°C) pour le refroidissement de la centrale géothermique, qui serait prélevée dans le canal de fuite du Rhône à côté de l'usine précitée, dont le débit minimum est de 40 m³/s!
- proximité d'utilisateurs de chaleur très intéressants, tels l'établissement thermal de Lavey-les-Bains (< 1 km) et les agglomérations de St-Maurice (< 1.5 km), Bex et Massongex (4 km) et Monthey (6 km);

En conclusion, l'étude préliminaire a démontré que la production d'électricité (et la valorisation des rejets thermiques) est tout à fait envisageable en exploitant les aquifères profonds du cristallin de la vallée du Rhône dans les régions de Brigerbad et Lavey. Pour le **PROJET AGEPP**, une réalisation pilote à Lavey présente les meilleures conditions techniques et économiques permettant d'optimiser les chances de succès.

Pour la suite du projet, il faut maintenant procéder à une **étude de faisabilité**, afin d'affiner les résultats obtenus dans les trois domaines qui ont fait l'objet de l'approche préliminaire présentée dans le présent rapport. Cette étude doit permettre de définir si les conditions pour la réalisation de la phase d'exploration avec un forage profond sont remplies. Nous recommandons de réaliser cette étude sur le site de Lavey-les-Bains, qui présente les caractéristiques les plus favorables pour la réussite du **PROJET AGEPP**.

Sierre, le 30 juin 2006



Bureau d'hydrogéologues Conseils
Sierre



Swiss Geothermal Expert Group
Zürich



Bureau de service et d'ingénierie
Lausanne



Gabriele Bianchetti
Hydrogéologue dipl. CHYN



Dr. Thomas Kohl
Dipl. Geophysiker, ETHZ



Olivier Graf
Ingénieur ETS



Germain Crestin
Hydrogéologue dipl. CHYN

Distribution du rapport (situation au 29.9.2006) :

RA = dossier en couleur relié

CD = version électronique sur CD

- 1) OFEN, à/i. M. M. Geissmann, 3003 Bern RA + CD
- 2) OFEN, à/i. M. M. Geissmann, 3003 Bern RA + CD
- 3) OFEN - EnergieSuisse, à/i. M. M. Kaufmann, 3003 Bern RA + CD
- 4) Rudolph Minder, 8917 Oberlunkhofen RA + CD
- 5) ALPGEO Sàrl, à/i. M. G. Bianchetti, 3960 Sierre (rapport 1/3)..... RA + CD
- 6) ALPGEO Sàrl, à/i. M. G. Crestin, 3960 Sierre (rapport 2/3)..... RA + CD
- 7) ALPGEO Sàrl, 3960 Sierre (archives)..... RA + CD
- 8) GEOWATT AG, à/i. M. T. Kohl, 8050 Zürich..... RA + CD
- 9) Energie Solaire SA, à/i. M. O. Graf, 3960 Sierre RA + CD
- 10) Etat de Vaud, Service de l'énergie, à/i. M. F. Schaller, 1014 Lausanne..... RA
- 11) Etat du Valais, Service de l'énergie, à/i. M. M. Steiner, 1950 Sion..... RA
- 12) CESLA SA, à/i. M. J.-M. Narbel, 1009 Pully RA
- 13) CREGE, à/i. M. F.-D. Vuataz, 2009 Neuchâtel RA
- 14) CREM, à/i. M. S. Storelli, 1920 Martigny RA
- 15) HEVs, à/i. M. M. Maurer, 1950 Sion RA
- 16) Mario Sartori, 1965 Savièse RA
- 17) Manuel Riond, 1833 Les Avants CD
- 18) Etat du Valais, Géologue cantonal, à/i. M. J.-D. Rouiller, 1950 Sion RA
- 19) Etat du Valais, Service de la protection de l'environnement, à/i. M. F. Zuber, 1950 Sion RA
- 20) Etat de Vaud, SESA, à/i. M. M. Marrel, 1014 Lausanne..... RA
- 21) OFEN, à/i. M. K. Riva, 3003 Bern RA
- 22) LENI-EPFL, à/i. Prof. D. Favrat, 1015 Lausanne RA
- 23) Bains de Lavey SA, à/i. Mme C. Leprat, 1890 Lavey..... RA
- 24) Eneftech, à/i. M. Malik Kane, 1015 Lausanne RA
- 25) GEOWATT AG, 8050 Zürich (pour transmettre plus loin) RA
- 26) GEOWATT AG, 8050 Zürich (pour transmettre plus loin) RA
- 27) GEOWATT AG, 8050 Zürich (pour transmettre plus loin) RA
- 28) GEOWATT AG, 8050 Zürich (pour transmettre plus loin) RA
- 29) GEOWATT AG, 8050 Zürich (pour transmettre plus loin) RA
- 30) GEOWATT AG, 8050 Zürich (pour transmettre plus loin) RA
- 31) Jean-Jacques Daetwyler, journaliste scientifique, 3011 Bern..... RA
- 32) Usine hydroélectrique de Lavey, à/i. M. Clément Moulin, Directeur RA
- 33) Harald Gorhan, 5600 Lenzburg RA
- 34) SIL Lausanne, Service de l'électricité, à/i M. Eric Davalle, Directeur, 1002 Lausanne RA
- 35) Commune de Lavey-Morcles, à/i. M. Jean-Marie Darioly, Syndic RA
- 36) Commune de St-Maurice, à/i. M. Georges Barman, Président RA
- 37) Bourgeoisie de St-Maurice, à/i. M. RA
- 38) ?? Etat de Vaud, Service de l'énergie, à/i. M. F. Schaller, 1014 Lausanne (2^{ème} exemplaire).. RA
- 39) SIL Lausanne, Service de l'électricité, à/i M. Yves Dijamatovic, ing., 1002 Lausanne RA
- 40) Etat de Vaud, Service de l'énergie, à/i. M. H. Rollier, chef de service, 1066 Epalinges RA
- 41) SIL Lausanne, Serv. du développ. stratégique, à/i M. Rouiller, Directeur, 1002 Lausanne.... RA
- 42)
- 43) ALPGEO Sàrl, 3960 Sierre (rapport 3/3)..... RA

Bibliographie

1) ASPECTS GÉOLOGIQUES, HYDROGÉOLOGIQUES ET GEOTHERMIQUES

- ALLIMANN M. & MASSON H. (1989). Programme GEOTHERMOVAL : coupes géologiques prospectives à St. Maurice, Martigny, Saillon, Vétroz et Brigerbad. Rapport non publié.
- ARNORSSON S., GUNNLAUGSSON E. & SVAVARSSON H. (1983). The chemistry of geothermal waters in Iceland. III. Chemical geothermometry in geothermal investigations. *Geochim. Cosmochim. Acta*, 47, 567-577.
- BESSON O, MARCHANT R, PUGIN A. & ROUILLER J.-D (1993). Campagne de sismique-réflexion dans la vallée du Rhône entre Sion et Martigny: perspectives d'exploitation géothermique des dépôts torrentiels sous-glaciaires. *Bull. Centre hydrogéol. Neuchâtel* 12, pp. 39-58.
- BESSON O., ROUILLER J.D., FREI W. & MASSON H. (1992). Campagne de sismique-réflexion dans la Vallée du Rhône entre Sion et Martigny. *Bull. Murithienne*, 109, 45-63.
- BIANCHETTI G. (2003). Forage géothermique profond JAFE à Saillon. Exploitation de la ressource énergétique par pompage. Problèmes constatés et essais de déferrisation. Panne des pompes immergées et arrêt définitif de la production (avril 1999 – octobre 2002). Rapport final OFEN, projet N° 36'651, nov. 2003, non publié.
- BIANCHETTI G. (2002). Opération géothermique de Lavey-les-Bains. Réalisation du forage géothermique profond P600 et exploitation de la ressource énergétique par pompage dans les puits P600 et P201 (juin 1997 – décembre 2002). OFEN, rapport final du projet N° 35'166, décembre 2002, 47 pp., non publié.
- BIANCHETTI G. (1999). Exploitation du forage géothermique JAFE de Saillon. Mise en production : suivi en 1999 et compte-rendu des principaux problèmes rencontrés (période : janvier – octobre 1999). Rapport final OFEN, projet N° 22'545, nov. 1999, non publié.
- BIANCHETTI G. & ROUILLER J.D. (1998). Relation hydrogéologique Lac de Salanfe – Sources thermales de Val d'Illicz. Analyse des événements séismo-hydrogéologiques de la période 1994-1996. Rapport CREALP/98.03, 15 pp., non publié.
- BIANCHETTI G. (1994 b). Hydrogéologie et géothermie de la région de Lavey-les-Bains (Vallée du Rhône, Suisse). *Bull. Centre d'Hydrogéologie de Neuchâtel*, 13: 3-32.
- BIANCHETTI G. (1994 a). Hydrogéologie et géothermie des venues d'eau du tunnel du Rawyl (Valais, Suisse). *Bull. Centre d'Hydrogéologie de Neuchâtel*, 12: 87-109.
- BIANCHETTI G., ZUBER F., VUATAZ F.-D. & ROUILLER J.-D. (1993). Hydrogeologische und geothermische Untersuchungen im Simplontunnel (Wallis, Schweiz und Ossola, Italien). *Mat. Géol. Suisse, série Géotechnique*, 88, 75 pp.
- BIANCHETTI G., ROTH P., VUATAZ F.-D. & VERGAIN J. (1992). Deep groundwater circulation in the Alps: relations between water infiltration, induced seismicity and thermal springs. The case of Val d'Illicz, Wallis, Switzerland. *Eclogae geol. Helv.*, 85/2, 291-305.
- BIANCHETTI G. (1992 b). Circulations profondes dans les Alpes : hydrogéologie, géochimie et géothermie des sources thermales du valais (Suisse) et région limitrophes. Rapport final des projets FNRS N° 21-26632.89 et 20-31186.91, CHYN-CRSFA, 201 pp., non publié.
- BIANCHETTI G. & ROUILLER J.D. (1992 a). GEOTHERMOVAL, phase I : Forages de reconnaissance E1 et E2 à Epinassey (St. Maurice). Rapport CRSFA/92.18, 33 p., non publié.
- DUBOIS J.-D., MAZOR E., JAFFE F., BIANCHETTI G. (1993). Hydrochimie et géothermie de la région de Saillon (Valais, Suisse). *Bull. Centre d'Hydrogéologie de Neuchâtel*, 12: 71-85.

- DUBOIS J.-D., VUATAZ F.-D. & ROUILLER J.-D. (1993). Evaluation de l'impact hydrogéologique du tunnel de base du Lötschberg sur les sources thermales de Leukerbad et de Brigerbad. ALPTRANSIT-BLS, rapport CRSFA/93.?, ? p., non publié.
- DUBOIS J.D. (1992). Typologie des aquifères du cristallin : Exemples des Massifs du Mont-Blanc et des Aiguilles Rouges (Suisse, France, Italie). Thèse Ecole polytechnique fédérale Lausanne, N° 950, 324 p.
- ESCHER A., MASSON H. & STECK A. (1987). Coupes géologiques des Alpes occidentales suisses. Service hydrol. géol. nat., rapp. géol. N°2, Bern, 12 p.
- FLAMM C. (1994). Etude de la fracturation du massif des Aiguilles Rouges dans la région de St. Maurice. Dipl. Université Lausanne, non publié.
- FOURNIER R.O & TRUESDELL A.H. (1973). An empirical Na/K-Ca geothermometer for natural waters. *Geochim. Cosmochim. Acta*, 37, 1255-1275.
- GIGGENBACH W.F., GONFIANTINI R., JANGI B.L. & TRUESDELL A.H. (1983). Isotopic and chemical composition of Parbati Valley geothermal discharges, NW Himalaya, India. *Geothermics*, 12, 199-222.
- GUDEFIN H. (1967). Observations sur les venues d'eau au cours du percement du tunnel du Mont-Blanc. *Bull. BRGM*, 4, 96-107.
- JAMIER D. (1975). Etude de la fissuration, de l'hydrogéologie et de la géochimie des eaux profondes des massifs de l'Arpille et du Mont Blanc. Thèse Université Neuchâtel, 153 p., non publié.
- KLOOS O. (2004). Hydrochimie et hydrogéologie des sources thermales de Brigerbad (Valais). Dipl. CHYN, Neuchâtel, 88 p., non publié.
- LADNER F. (2005). Hydrogéologie, hydrochimie et conditions d'exploitation du système hydrothermal de Combioula, Val d'Hérens (Valais). Dipl. CHYN, Neuchâtel, 54 p., non publié.
- LEHNER R. (1990). Reflexionseismische und geothermische Prospektion im Rhonetal (Vaud/Valais). Diplôme ETHZ, 112 p., non publié.
- LUGEON M. (1917). Les sources thermales de Loèche-les-Bains (Leukerbad, Valais). Matér. Carte géol. Suisse, nouv. série, 68ème livr., Bern, 31 p.
- MURALT R. (1991). Die Quellen der Dalaschlucht in Leukerbad (Kanton Wallis, Schweiz). Untersuchungen über die Mischung zwischen thermomineralem Tiefenwasser und oberflächennahem Grundwasser. Dipl. spécial. hydrogéologie, Université de Neuchâtel, CHYN-CRSFA, 146 p., non publié.
- PFEIFER H.-R., SANCHEZ A. & DEGUELDRE C. (1992). Thermal Springs in granitic rocks from the Grimsel Pass (Swiss Alps): the late stage of a hydrothermal system related to the Alpine orogeny. In Kharaka, Y. & Maest, A., eds., *Water rock interaction, 7th Internat. Symp. Water-Rock Interaction*, Park City, 1327-1331. Balkema, Rotterdam.
- PIFFNER O.A., LEHNER P., HEITZMANN P., MUELLER S & STECK A. (1997). Deep structure of the Swiss Alps. Results of NRP 20. Ed. Birkenhäuser, Basel, 380 pp.
- RYBACH L. (1990). Determination of thermal water circulation depth, with examples from the valaisan Alps, Switzerland. *In* Water resources in mountainous regions, Mém. XIInd Congress IAH, XXII, 1, 608-615
- SARTORI M., ESCHER A. et ESCHER M. (2001). Modèle géologique virtuel de Zermatt au Jura. Musée cantonal de géologie, Lausanne
- VUATAZ F.-D., ROUILLER J.-D., DUBOIS J.-D., BIANCHETTI G. & BESSON O. (1994). Programme GEOTHERMOVAL. Résultats d'une prospection des ressources géothermiques du Valais (Suisse). *Bull. Centre d'Hydrogéologie de Neuchâtel*, 12: 1-37.
- VUATAZ F.-D. (1982). Hydrogéologie, géochimie et géothermie des eaux thermales de Suisse et des régions alpines limitrophes. Matér. Géol. Suisse, sér. Hydrol., 29, Kümmerly & Frey, Berne, 174 p..

2) PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ D'ORIGINE GÉOTHERMIQUE

- CLAUSER C. (2006). Geothermal Energy. Landolt-Börnstein, Group VIII "Advanced Materials and Technologies", 3 "Energy Technologies". Springer Verlag, Heidelberg Berlin, 116 pp.
- GOLDBRUNNER J. (2005). Bad Blumau (Styria, Austria): the success story of combined use of geothermal energy.
- HABERMEHL R. & PESTOV I. (2002). Geothermal resources of the great artesian basin, Australia. *GHC Bulletin*, 23(2).
- KOEHLER S. (2005). Geothermisch angetriebene Dampfkraftprozesse - Analyse und Prozessvergleich binärer Kraftwerke, T.U. Berlin, Berlin, 192 pp.
- LUND J.W. & BOYD T. (1999). Small Geothermal Power Plant Examples. *GHC Bulletin*, 20(2): 18.
- PERNECKER G. & UHLIG S. (2002). Low-enthalpy power generation with orc-turbogenerator: the Altheim project, upper Austria. *GHC Bulletin*.
- RAMINGWONG T. & LERTSRIMONGKOL S. (1995). Update on Geothermal Development in Thailand, World Geothermal Congress.
- ROSCA M. & MAGHIAR T. (1995). Cascaded uses of the geothermal water at the University of Oradea, Romania, world Geothermal Congress.

3) VALORISATION DE LA CHALEUR DE REJET

- GRAF O. (2004). Etude de la valorisation des rejets thermiques des Bains de Lavey. OFEN, rapport final du projet N° 100'441, mai 2004, 20 pp., non publié.
- ROUX D., STORELLI S. & DORSAZ N. (1995). Utilisation de la géothermie à St-Maurice . étude technico-économique préliminaire. Rapp. Pour le CRSFA, Sion, 12 pp., non publié.
- ROUX D., STORELLI S. & DORSAZ N. (1995). Utilisation de la géothermie à Saillon . étude technico-économique préliminaire. Rapp. Pour le CRSFA, Sion, 28 pp., non publié.
- ROUX D., STORELLI S. & DORSAZ N. (1995). Utilisation de la géothermie à St-Maurice . étude technico-économique préliminaire. Rapp. Pour le CRSFA, Sion, 10 pp., non publié.
- STORELLI S., SAUGY B & GROUX R. (1989). Programme GEOTHERMOVAL. Valorisation énergétique de la source thermale de Bovernier. Rapp. Pour le CRSFA, Sion, 27 pp., non publié.



ANNEXE 1 : Commentaires du Dr. F.-D. Vuataz après le workshop du 8 mars 2006 à Lavey-les-Bains (mail du 9 mars 2006)

Chers Collègues,

Les présentations données lors du séminaire AGEPP organisé hier étaient très intéressantes. Je pense que cela a été très informatif pour la plupart des participants ("experts"), mais pour le projet lui-même, cela n'a pas servi à grand-chose, sauf si le but était de présenter le rapport final. Dans ce cas, il aurait fallu également convoquer des financiers potentiels privés et publics!

Si vous vouliez avoir l'avis des "experts", vous auriez dû prévoir des "pauses" pour discuter après chaque présentation ou après chaque thème abordé, comme cela se fait dans les séminaires de travail. Prévoir 15 minutes dans l'ordre du jour est évidemment trop peu, sachant que l'horaire est rarement respecté et s'allonge toujours. Je ne dénie pas l'intérêt de discussions pendant le repas, mais cela reste entre 2-3 personnes. Vous auriez dû prévoir le début plus tôt et de finir plus tard avec deux vraies discussions une avant le repas et l'autre à la fin. Voilà pour ma critique sur l'organisation. Le reste était parfait.

Concernant le contenu technique maintenant, voici quelques remarques que j'aurais préférées faire sur place et discuter à chaud de manière dynamique avec les autres participants! Certains des problèmes mentionnés ci-dessous devront figurer dans votre rapport.

- 1) Attention de ne pas sur-vendre la technologie! C'est un vieux débat, mais il ne faut pas décevoir les financiers et les politiciens, sinon c'est l'ensemble de la géothermie qui aura une mauvaise image. L'équilibre est délicat, je le concède... Faire une liste des avantages c'est bien, mais il faut aussi donner la liste des points ou des paramètres qui restent incertains. La présentation peut être différente selon à qui l'on s'adresse. Attention: il y a des opposants à la géothermie même dans nos rangs!*
- 2) Comme je l'ai mentionné, une couverture sédimentaire de 500 ou 1'000 m n'est pas forcément un désavantage, au contraire (pression hydraulique et gradient géothermique plus élevés). D'autre part, les foreurs ne craignent pas le sédimentaire. Le Trias alpin n'est pas le Trias germanique ! D'autre part, il ne faut pas craindre des apports importants de Na-Cl, sinon cela se saurait! Les maximums de chlorure obtenus sont à La Combioula et à St Gervais. Quant au sulfate de calcium, il est très limité par la solubilité du gypse et de l'anhydrite.*
- 3) Préciser dans le rapport qu'un forage de 3 km de profondeur ne peut être réalisé par une société suisse!*
- 4) Températures dans le cristallin profond alpin. A ma connaissance, il n'y a aucun indice de température calculée par les géothermomètres à 150°C. Quant à Brigerbad et Lavey, les estimations donnent 100-110°C et St Gervais (Haute Savoie) aussi, il faudra le mentionner, ce dernier n'était pas sur vos cartes.*
- 5) Vous n'avez pas parlé des eaux des nappes du cristallin du massif du Simplon: importante zone de chaleur (cf. étude publiée).*
- 6) Galerie de TransitGas: il y a des sources thermales de 20 à 28°C dans le granite de l'Aar à une altitude de 1'900 m, qui donnent aussi 100-120°C en géothermométrie! Et ne pas oublier la source subthermale de Gletsch au pied du col du Grimsel ! Cela complète le tableau et renforce le concept des remontées chaudes dans les massifs, même si l'on ne va pas forer là-bas.*
- 7) Relativiser les débits faibles dans les gneiss et les débits forts dans les granites: il y a des contre-exemples (Lavey et Transit Gas)!*

- 8) *Il faut parler d'une possible réinjection, d'autant plus si on n'arrive pas à trouver tous les consommateurs de chaleur pour refroidir les rejets.*
- 9) *Une exploitation en mono-puits et le rejet dans le Rhône de tels débits (50-100 l/s) risque de faire passer le projet pour du non renouvelable, avec le risque de voir le rabattement augmenter rapidement.*
- 10) *Les rejets seront soumis à autorisation. En été les rejets thermiques seront très importants et on ne peut tripler la taille du centre thermal de Lavey. Donc il faut trouver des solutions partielles et temporaires, car tous les consommateurs de chaleur ne seront pas raccordés depuis le jour J du démarrage de l'exploitation.*
- 11) *Débit: comment pensez-vous atteindre 100 l/s avec un seul puits et sans stimulation. C'est plus ou moins le débit maximal obtenu dans les meilleurs forages géothermiques du Dogger du Bassin parisien. En géothermie haute température, on obtient parfois ce débit, mais dans des roches très altérées dont la perméabilité secondaire a été fortement modifiée (Indonésie, Philippines par ex.). Il serait plus raisonnable de tabler sur un maximum de 50 l/s et de refaire vos calculs sur cette base.*
- 12) *Vous n'avez pas parlé de stimulation: est-ce un sujet tabou ? Cela coûte effectivement cher, même s'il y a des petites compagnies autres que Schlumberger et Baker Hughes). Mais stimuler à 3 km, c'est un autre prix qu'à 1 km! Mentionner que la stimulation chimique donne de bons résultats en géothermie haute température et coûte beaucoup moins cher que la stimulation hydraulique. On peut aussi coupler les méthodes.*
- 13) *Il faudra maximiser la distance (> 1 km) entre Lavey et le forage profond pour minimiser les interactions possibles dont on ignorera l'importance jusqu'aux essais hydrauliques. Discuter également les compensations en cas de diminution du débit ou de la température sur le P600.*
- 14) *A Unterhaching près de Munich, il y a une installation de chauffage géothermique et bientôt une centrale électrique sur la base du cycle de Kalina. Cette technique fait des progrès et il ne faut pas l'écarter d'office, car elle représente une souplesse intéressante vis-à-vis des faibles températures et de la variation des températures (variation saisonnière de l'exploitation).*
- 15) *A Bad Blumau, la société d'exploitation fait effectivement des profits liés à la vente d'électricité, mais il faut savoir que l'électricité de la centrale géothermique est vendue à un tarif plus élevé que le réseau et que le centre thermal achète son courant sur le dit réseau. D'autre part, le premier forage réalisé était un forage de prospection pétrolière.*
- 16) *Les divers problèmes rencontrés par ces petites installations prototypes en Allemagne et en Autriche font que la production d'électricité est très faible, et que les investissements totaux ne seront probablement jamais couverts. Mais ne perdons pas courage et la courbe d'apprentissage va monter!*
- 17) *Pour le calcul des coûts, mentionner quels sont les paramètres les plus importants et les plus sensibles et mettre en évidence que ce ne sont pas uniquement des paramètres thermo-géo-hydro, mais aussi économiques et financiers. Baisser la fourchette des débits, bien estimer le cas de la réinjection.*
- 18) *Pour information, une centrale de chauffage géothermique à Erding en Allemagne injecte après refroidissement le fluide géothermique dans le réseau d'eau potable. A envisager si la qualité de l'eau est suffisante.*

ANNEXE 2 : Réponse succincte de G. Bianchetti aux commentaires du Dr. F.-D. Vuataz formulés dans le mail du 9 mars 2006.

Cher François,

Merci pour avoir pris la peine de mettre par écrit tes commentaires. Le workshop du 8 mars 2006 était prévu dans un premier temps pour un cercle restreint de personnes. Il s'agissait d'un test de présentation des résultats de l'étude préliminaire, pour permettre de corriger d'éventuelles erreurs grossières. Par la suite, les personnes qui y ont participé ont fortement augmenté et il a fallu prendre du temps pour expliquer des notions de base de la géothermie, laissant ainsi effectivement peu de temps pour la discussion entre spécialistes.

Concernant tes remarques techniques, je suis parfaitement d'accord avec la plupart de celles-ci. Par contre, j'aimerais revenir sur les valeurs de débits escomptés. S'il est parfaitement vrai qu'un débit de 100 l/s est improbable avec un seul forage de production (à ce propos nous avons apporté des corrections dans le texte du rapport), je ne suis pas du tout d'accord de tabler sur un débit raisonnable de 50 l/s pour l'exploitation géothermique prévue. En effet, dans le cas de Lavey on peut actuellement pomper un maximum de 9.2 l/s avec le puits P201 (débit de "croisière" = 7.7 l/s) et un maximum de 22.3 l/s avec le P600 (débit exploité = 20.3 l/s). Le débit cumulé d'eau thermale peut donc atteindre 31.5 l/s (dans le rapport on cite le débit raisonnable de 27 l/s, qui correspond au débit d'exploitation avec des vannes légèrement fermées). L'approfondissement progressif des puits depuis 1945 a montré que les débits augmentaient de manière importante : entre le P201 (1972, 200 m de profondeur) et le P600 (1997, 600 m de longueur), le débit a pratiquement triplé. Avec un forage long de 3 km et une pompe installée à environ -200 m, on peut donc raisonnablement tabler sur un débit pouvant atteindre 75 l/s.

En fait, dans le cas de Lavey, le débit capté dépendra aussi du type d'aquifère profond qui sera rencontré par le forage. En effet, si les calcaires massifs du Malm, qui forment très probablement une partie du synclinal sédimentaire (situé à 3 km de profondeur d'après la sismique réflexion), devaient être karstifiés, on pourrait s'attendre à des débits encore plus élevés, de l'ordre de 100 l/s, comme c'est le cas à Altheim (même conditions géologiques). Les débits d'exploitation seront en fait limités par la recharge de l'aquifère, qui, dans le domaine alpin, peut être assurée, compte tenu des conditions de précipitations (pluies et fonte nivale) et d'infiltration des eaux météoriques. De plus, on ne peut pas comparer le cas du Dogger du Bassin parisien avec les aquifères alpins, caractérisés par une fissuration bien plus importante.

Quant à l'exploitation du puits de production pour produire de l'électricité, le but est d'éviter que celle-ci soit limitée par l'évacuation des rejets thermiques. Même si on ne trouve pas dès le départ les utilisateurs de chaleur, on n'aura aucun problème à "casser les calories" avec l'eau de refroidissement prélevée dans le Rhône, les débits sont amplement suffisants. Reste à définir si les eaux thermales pourront être rejetées dans le Rhône en fonction de leur chimisme. L'étude de faisabilité devra aborder ce problème et permettre d'obtenir un accord de principe auprès des autorités cantonales. Dans ce cas, et sous réserve d'une recharge suffisante de l'aquifère profond par le cycle hydrogéologique naturel, l'opération géothermique de Lavey pourrait permettre une production d'électricité avec des prix vraiment concurrentiels.

Je te rassure, la stimulation n'est pas un sujet tabou. En fait, cette méthode ne sera utilisée qu'en cas de productivité insuffisante. On tiendra compte de ton intéressante suggestion concernant la stimulation chimique.

Pour terminer, j'aimerais reprendre une expression du Professeur allemand Kurt Sauer, qui avait réussi à convaincre les autorités vaudoises à réaliser le forage P201, après une expertise de plusieurs professeurs suisses qui recommandaient exactement le contraire, arguant le risque d'échec. Je rappelle que ce forage s'était révélé un vrai succès et qu'il avait permis le développement de l'établissement thermal de Lavey-les-Bains, qui se poursuit actuellement avec Eurothermes et grâce au forage P600. Eh bien, Sauer, lorsque la perforation venait de commencer, répondait aux journalistes qui lui demandaient une prévision : "Derrière le pic du mineur, il fait noir". Je peux dire que, sur la base de toutes les connaissances acquises à Lavey, les prévisions du PROJET AGEPP laissent entrevoir une lumière visible et chaude au fond du trou du futur forage profond!