



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

Projet de géothermie profonde à Lavey (VD)

Phase B1 : analyse de critères killer

Mandant:

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

Cofinancement:

Etat de Vaud (SEVEN), Lausanne
Ville de Lausanne (SIL), Lausanne
Commune de Lavey
Commune de St-Maurice
Etat du Valais (SEN), Sion
Bourgeoisie de St-Maurice
Forces Motrices de l'Avançon, Bex VD
Romande Energies Renouvelables, Morges

Mandataire:

CESLA SA, Jean-Marc Narbel
CH-1829 Lavey-Morcles
jmnarbel@hispeed.ch

Auteurs:

Auteur principal : Gabriele Bianchetti, ALPGEO Sàrl, Sierre, bianchetti@alpgeo.ch
Malik Kane, Enef Tech Innovation SA, Lausanne
Olivier Graf, Energie solaire SA, Sierre
Jean-Pierre Rikli, JPR Concept & Innovation, Uster
Franck Reinhardt, Services industriels, Lausanne
Frédéric Hofmann, ECOTEC environnement SA, Genève
Romain Sonney et François Vuataz, CREGE, Neuchâtel
Jean-Pierre Richoz, Hydro-Concept Sàrl, Yverdon
Stéphane Storelli, CREM, Martigny

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: 152'693 / 102'130

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

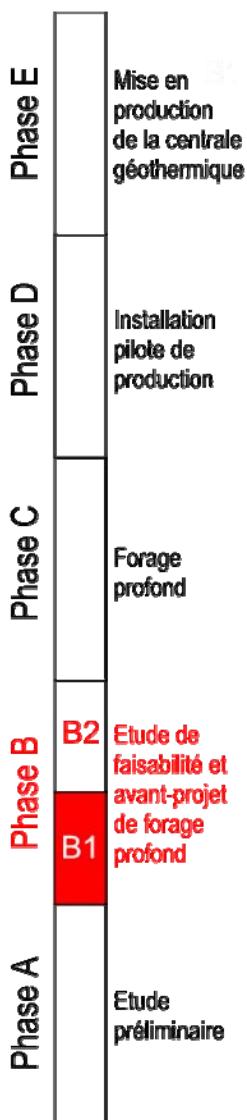


Rapport de phase B1
Décembre 2007

Aquifères profonds du Cristallin de la Vallée du Rhône

Projet de géothermie profonde à Lavey (VD)

Phase B1 : analyse de critères killer



Elaborée par :

Gabriele Bianchetti, ALPGEO Sàrl, Sierre
Malik Kane, Enef Tech Innovation SA, Lausanne
Olivier Graf, Energie solaire SA, Sierre
Jean-Pierre Rikli, JPR Concept & Innovation, Uster
Franck Reinhardt, Services industriels, Lausanne
Frédéric Hofmann, ECOTEC environnement SA, Genève
Romain Sonney et François Vuataz, CREGE, Neuchâtel
Jean-Pierre Richoz, Hydro-Concept Sàrl, Yverdon
Stéphane Storelli, CREM, Martigny

RÉSUMÉ

Le PROJET AGEPP (Alpine Geothermal Power Production) entend démontrer qu'il est possible, en exploitant des aquifères profonds du Cristallin dans les Alpes, de cogénérer chaleur et électricité avec la géothermie profonde. Le projet se subdivise en différentes phases, prévues selon un programme idéal de septembre 2005 à décembre 2011. La phase A (étude préliminaire), qui s'est terminée en juin 2006, a permis d'identifier deux sites favorables dans la Vallée du Rhône. Celui de Lavey (canton de Vaud) a été sélectionné pour la suite du projet, en raison de conditions géothermiques très favorables, de bonnes connaissances de l'hydrogéologie profonde et d'un contexte local favorable pour la production d'électricité et la valorisation de la chaleur. Dans l'aquifère thermal représenté par des gneiss fissurés jusqu'à 3-4 km de profondeur, on s'attend à rencontrer des fluides à une température estimée entre 100 et 120°C, avec des débits de l'ordre de 50 à 75 l/s.

La phase B du projet (étude de faisabilité et avant-projet de forage) est en cours depuis juillet 2007 et doit se terminer en juin 2008. Elle entend démontrer la faisabilité technique du projet de géothermie profonde à Lavey et doit préparer la réalisation du forage profond. Pour mener à bien la phase B, les études ont été réparties selon les quatre modules suivants :

- Captage et rejet des eaux profondes;

• Production d'électricité; • Valorisation de la chaleur; • Autorisations, communication et financement.

Dans un premier temps, il a été décidé de n'engager qu'un tiers du budget prévu dans une étude de pré-faisabilité, appelée phase B1, qui a été réalisée de juillet à novembre 2007 et dont les résultats font l'objet du présent rapport. Il s'agissait de vérifier dès le début l'absence de critères killer qui auraient pu compromettre de manière définitive la poursuite du PROJET AGEPP. Cette phase d'études a été financée par les quatre partenaires suivants :

- Office fédéral de l'énergie (OFEN); • Etat de Vaud, par le Service de l'énergie (SEVEN); • Ville de Lausanne, par les Services industriels (SIL); • CESLA SA.

Module "Captage et rejet des eaux thermales profondes"

La modélisation géochimique réalisée par le Centre de recherche en géothermie à Neuchâtel (CREGE) montre que le fluide profond aura une composition assez proche de celle des eaux thermales captées actuellement par les puits de Lavey-les-Bains. La minéralisation sera faible (~2 g/l) et les teneurs en métaux lourds resteront basses. La température du fluide profond, estimée par deux approches différentes (géothermomètres et indices de saturation), sera probablement comprise entre 100 et 120°C.

L'étude environnementale réalisée par ECOTEC SA à Genève a démontré qu'il était possible, en cas d'exploitation de l'aquifère profond avec un seul puits (singlet), de rejeter les eaux thermales dans les eaux de surface. Grâce au fort débit du canal de fuite de l'usine hydroélectrique de Lavey (entre 40 et 220 m³/s), les exigences fédérales en la matière peuvent être respectées aussi bien au niveau des températures que de la composition chimique des eaux thermales rejetées. Celles-ci seront mélangées au préalable avec l'eau de refroidissement du module de production de l'électricité. A remarquer que le PROJET AGEPP est soumis à étude d'impact sur l'environnement.

ALPGEO Sàrl à Sierre a évalué le coût du forage et a procédé à une analyse de risques préliminaire pour les travaux de perforation et d'exploitation de l'aquifère profond. Le forage, implanté à proximité de l'usine de Lavey, a été dimensionné pour atteindre, après déviation, l'aquifère thermal de Lavey-les-Bains vers 3 km de profondeur. Son coût a été estimé, sur la base de prix récents provenant de chantiers semblables en Europe, à 8 Mio CHFr, pour une longueur totale prévue de 3'800 m MD. Toutefois, au vu de l'extrême variabilité des prix sur le marché et surtout en raison des incertitudes techniques et géologiques, un budget jusqu'à 12 Mio CHFr est à prévoir. L'analyse de risques préliminaires n'a pas mis en évidence de critères killer.

Module "Production d'électricité"

L'étude de ce module a été menée par un pool de bureaux dirigés par Eneftech Innovation SA à Lausanne et composé par Eneftech, JPR Concept&Innovation à Uster et Hydro-Concept Sàrl à Yverdon. La coordination avec le module "Valorisation de chaleur" a été assurée par les Services industriels de Lausanne. La recherche et l'analyse de critères killer à ce stade du projet a consisté à vérifier des variantes de centrales géothermiques possibles en fonction des technologies pouvant être envisagées, des niveaux de température en tête de forage et au départ du futur réseau de chauffage à distance (CAD), des marges de puissance et des rendements du module de conversion, afin de fournir une fourchette de coûts de production de l'électricité.

Une revue des systèmes existants sur le marché pour la conversion de chaleur à basse température (100 à 120°C) a montré la faisabilité d'utiliser les cycles ORC, connus et maîtrisés, pour le PROJET AGEPP. Deux entreprises seront à considérer : TURBODEN (Italie) et ORMAT (USA). Pour l'instant le cycle KALINA n'a pas été analysé, il le sera dans la phase B2 du projet (visite prévue à Unterhaching).

Deux configurations de centrale géothermique avec module ORC ont été prises en considération :

- Variante 1 : production maximale d'électricité et fourniture d'eau thermale à 70°C uniquement aux Bains de Lavey
- Variante 2 : production d'électricité et fourniture d'eau chaude pour alimenter un réseau CAD avec des températures de départ situées entre 70°C (variante 2a) et 90°C (variante 2c).

Les performances du module ORC peuvent varier de manière importante (jusqu'à 27%) en fonction du fluide de travail utilisé. Pour l'instant, pour calculer les puissances électriques et les coûts de production de manière prudente, le fluide R245fa (performances moyennes) a été considéré. L'intervalle de puissance va de 800 kW à 1'400 kW, avec une production annuelle d'électricité de 4.5 à 6.6 GWh.

Une première analyse économique a montré l'intérêt de dimensionner le module de conversion à une puissance maximale correspondant à la température de départ CAD la plus faible possible (70°C). Pour le calcul des coûts de production de l'électricité, trois cas ont été pris en considération :

	Type de production	Prise en charge des coûts du forage, valorisation de la chaleur
1)	uniquement électricité	100% producteur d'électricité
2)	cogénération	2/3 par producteur d'électricité, 1/3 par exploitant du CAD
3)	cogénération	100% producteur d'électricité, vente chaleur entre 2 et 6 cts/kWh _{th}

Le total des investissements (forage + module de conversion électrique, sans CAD) est estimé entre 14 et 16 Mio CHFr. Les coûts de production d'électricité varient de 23 à 35 cts/kWh pour le cas 1 et de 19 à 31 cts/kW pour le cas 2. En cas de vente de la chaleur (cas 3), ces coûts s'abaissent entre 12 et 17 cts/kWh pour une valorisation des rejets thermiques à 4 cts/kWh_{th}.

Aucun facteur killer pouvant compromettre le fonctionnement du module de conversion d'électricité et la poursuite du PROJET AGEPP n'a été mis en évidence par l'étude. Cependant, des risques majeurs ont été identifiés et pour de nombreux une solution a déjà été trouvée et évaluée. Il s'agit des risques suivants :

- Système de refroidissement : variations de température de l'eau prélevée au cours de l'année, présence de débris flottants, croissance organique dans les tuyauteries et les échangeurs, érosion en raison d'une teneur en sable importante
- Evaporateur et module de conversion : corrosion dans l'échangeur en raison de la composition chimique de l'eau thermale, fuite du fluide organique dans l'eau destinée aux Bains de Lavey.

La variante recommandée pour la phase B2 est celle d'une cogénération avec une température de départ CAD à 70°C. La centrale géothermique sera située à proximité de l'usine de Lavey.

Module "Valorisation de la chaleur"

L'étude a été dirigé par Energie Solaire SA à Sierre avec la collaboration du Centre de Recherches Energétiques et Municipales à Martigny (CREM), qui a réalisé l'inventaire des consommateurs potentiels de chaleur dans un rayon de 2 km autour du site prévu pour la future centrale géothermique. Le potentiel de fourniture de chaleur a été déterminé et trois variantes possibles de transport et de distribution de l'eau thermale vers les consommateurs ont été analysées. La faisabilité économique d'un réseau CAD a été évaluée et les risques techniques, légaux, environnementaux et financiers ont été analysés, afin de mettre en évidence d'éventuels critères killer.

Les principaux consommateurs de chaleur sont représentés par le bourg de St-Maurice (19.2 GWh/an), le réseau CAD CALORABOIS (3.7 GWh/an), le village de Lavey (2.8 GWh/an) et les Bains de Lavey avec Armasuisse (16.5 GWh/an). Actuellement, la demande totale en énergie est de l'ordre de 42 GWh/an. Le potentiel de valorisation utile, basé sur l'hypothèse que 60% des immeubles chauffés au mazout se raccorderont au CAD AGEPP, 30% pour ceux au gaz naturel et 20% pour les autres agents énergétiques, est de l'ordre de 25 GWh/an, en tenant compte de pertes de 10% sur le réseau. Un comparatif des prix de revient de la chaleur de différents agents énergétiques a mis en évidence qu'un prix de vente de la chaleur AGEPP de 10 à 11 ct/kWh serait attractif.

Le schéma de principe retenu pour la distribution de la chaleur et de l'eau thermale varie en fonction des consommateurs. Pour les Bains de Lavey, l'utilisation de conduites flexibles en PE est la seule solution envisageable. Quant aux autres utilisateurs, la configuration avec un réseau CAD conventionnel a été retenue. Le coût total pour le réseau CAD global a été estimé à 9.8 Mio CHFr.

L'évaluation économique montre que le prix de revient moyen de la chaleur serait de 4.3 cts/kWh avec le réseau CAD global. Par contre, en considérant un réseau optimisé, à savoir avec abandon de certains tronçons non rentables à St-Maurice, mais en gardant le CAD du village de Lavey dont le prix de revient s'élève à plus de 15 cts/kWh, le prix de revient moyen de la chaleur baisse à 3.5 cts/kWh. Les projections d'exploitation du réseau CAD indiquent que, pour un prix d'achat de la chaleur de rejet de la centrale AGEPP entre 2 et 6 ct/kWh, le prix de vente moyen minimal serait compris entre 6.6 et 11.0 cts/kWh. Ces prix seraient donc très attractifs par rapports aux autres agents énergétiques.

L'analyse des risques n'a mis en évidence aucun critère killer. Parmi les risques à prendre en considération pour la suite de l'étude, on citera le conflit avec les autres agents énergétiques (notamment le gaz naturel), la température de départ CAD élevée (90°C durant 650 heures par an), le risque de dépôts dans les échangeurs de chaleur avec l'eau thermale (glaïrine = matière gélatineuse) et la nécessité d'une production de chaleur en cas de panne de la centrale géothermique AGEPP. Une chaudière de secours devra donc impérativement être installée. Son impact sur le prix de revient de la chaleur a été estimé à 0.3 cts/kWh.

Conclusions et recommandations

Au stade actuel du projet, les études n'ont mis en évidence aucun critère killer pouvant compromettre de manière définitive la réussite du PROJET AGEPP à Lavey. Les incertitudes majeures sont représentées, comme pour tous les projets de géothermie profonde, par les inconnues géologiques (température du fluide profond et surtout débit d'exploitation, localisation de l'aquifère) et par les difficultés techniques du forage profond (en cas de problèmes, augmentation des coûts qui pourrait compromettre la rentabilité économique de l'exploitation d'une centrale géothermique à Lavey). Pour limiter ces risques, durant la phase B2 une attention particulière sera portée à l'acquisition d'informations supplémentaires sur l'aquifère profond et aux moyens à mettre en œuvre pour optimiser la réussite de la phase de perforation.

TABLE DES MATIÈRES

RESUMÉ

LISTE DES TABLEAUX, DES FIGURES ET DES ANNEXES

AVANT PROPOS	1
1. INTRODUCTION	5
1.1 LE PROJET AGEPP	5
1.2 HISTORIQUE DU PROJET	6
1.3 PHASE B : ÉTUDE DE FAISABILITÉ	7
1.4 PHASE B1 : ANALYSE DE CRITÈRES KILLER.....	13
2. MODULE "CAPTAGE ET REJET DES EAUX THERMALES PROFONDES"	17
2.1 GEOCHIMIE DES EAUX THERMALES PROFONDES.....	17
2.2 ASPECTS ENVIRONNEMENTAUX.....	41
2.3 ASPECTS ADMINISTRATIFS ET JURIDIQUES, OPPOSITIONS	63
2.4 COÛTS DU FORAGE PROFOND.....	67
2.5 ANALYSE DE RISQUES PRÉLIMINAIRE	75
2.6 CONCLUSIONS	76
3. PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ D'ORIGINE GÉOTHERMIQUE	79
3.1 RÉSUMÉ DU RAPPORT PRÉPARÉ PAR ENEFTECH	79
3.2 INTRODUCTION.....	85
3.3 REVUE DES SYSTÈMES ORC EXISTANTS ET PILOTES	86
3.4 VARIANTES RETENUES POUR L'ÉVALUATION DU PROJET	91
3.5 PERFORMANCES TECHNIQUES DE LA PRODUCTION ÉLECTRIQUE	96
3.6 ESTIMATION DES COÛTS DE PRODUCTION	98
3.7 RISQUES MAJEURS POUVANT COMPROMETTRE L'ÉTUDE DE FAISABILITÉ DU PROJET	104
3.8 CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS.....	106
4. VALORISATION DE LA CHALEUR DE REJET	147
4.1 RÉSUMÉ DU RAPPORT PRÉPARÉ PAR ENERGIE SOLAIRE SA.....	147
4.2 CONTEXTE INITIAL	152
4.3 OBJECTIFS DU MODULE "VALORISATION DE LA CHALEUR" POUR LA PHASE B1	152
4.4 PARAMÈTRES DÉTERMINANTS POUR LA VALORISATION DE LA CHALEUR.....	153
4.5 INVENTAIRE DES CONSOMMATEURS POTENTIELS DE CHALEUR	155
4.6 POTENTIEL DE FOURNITURE DE CHALEUR	165
4.7 TRANSPORT ET DISTRIBUTION DE LA CHALEUR	166
4.8 EVALUATION ÉCONOMIQUE.....	170
4.9 ANALYSES DES RISQUES POUVANT COMPROMETTRE LA FAISABILITÉ (CRITÈRES "KILLERS")	176
4.10 CONCLUSIONS	178
5. CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS.....	183

BIBLIOGRAPHIE

ANNEXES

LISTE DES TABLEAUX

- Tableau 2.1: Composition chimique estimée de la composante thermale non mélangée (CTNM) et de la composante froide (CF) de faible profondeur.
- Tableau 2.2: Valeurs des indices de saturation des minéraux constitutifs des roches cristallines du massif des Aiguilles Rouges pour la CTNM.
- Tableau 2.3: Valeurs de température du réservoir profond calculées par les géothermomètres avec la composition de la CTNM.
- Tableau 2.4: Estimation de la composition chimique du fluide profond à 105°C par simulation avec le logiciel PHREEQC.
- Tableau 2.5 : Valeurs des indices de saturation des minéraux pour le fluide profond recalculé.
- Tableau 2.6 : Estimation de la composition chimique du fluide profond à 105 °C par simulation avec le logiciel PHREEQC (source : CREGE, 2007), en comparaison avec les valeurs limites de l'OEAUX (Annexe 3.2).
- Tableau 2.7 : Inventaire relativement exhaustif des études environnementales complémentaires à réaliser pour la suite du projet
- Tableau 2.8 : Coûts de forages géothermiques déjà réalisés en Allemagne et en Suisse (période 2001 – 2006)
- Tableau 3.1 : Exemples de petites centrales géothermiques exploitant des aquifères d'une température inférieure à 130°C (LUND & BOYD, 1999, base de données GRC)
- Tableau 3.2 : Récapitulatif des variantes étudiées en phase B1
- Tableau 3.3 : Récapitulatif des besoins thermiques par niveau de température du CAD
- Tableau 3.4 : Récapitulatif des résultats de calcul du cycle (cas de référence : 110°C de température d'entrée ORC)
- Tableau 3.5 : Performances de l'installation ORC pour différentes variantes de centrales AGEPP considérées
- Tableau 3.6 : Coûts de production (LEC) de la centrale Agepp pour différentes variantes
- Tableau 3.7 : Récapitulatif des gains du projet pour les deux variantes choisies
- Tableau 4.1 : Indices de consommation en fonction de la période de construction et/ou de la rénovation des bâtiments
- Tableau 4.2 : Réseau CAD CALORABOIS : puissances et consommations de Calorabois pour la situation actuelle et pour deux variantes possibles dans le futur
- Tableau 4.3 : Inventaire et bilan des consommations actuelles détaillés en fonction des différents secteurs géographiques analysés.
- Tableau 4.4 : Potentiel de fourniture de chaleur par le réseau CAD Agepp détaillé par secteurs géographiques.
- Tableau 4.5 : Comparatif des trois variantes de valorisation de la chaleur.

- Tableau 4.6 : Prix de revient cumulé de la chaleur en fonction de la typologie du réseau (situation avec l'ensemble des zones identifiées).
- Tableau 4.7 : Prix de revient cumulé de la chaleur en fonction de la typologie du réseau (situation avec les zones retenues).
- Tableau 4.8 : Comparaison avec d'autres agents énergétiques, afin d'évaluer le prix de vente de la chaleur.
- Tableau 4.9 : Evolution du prix minimum de vente de la chaleur pour différents prix d'achat de la chaleur de rejet.
- Tableau 5.1 : Programme des études proposées pour la phase B2 du projet Agepp (décembre 2007 – juin 2008), comparé à celles déjà effectuées durant la phase B1

LISTE DES FIGURES

- Figure 2.1 : Corrélations entre température, conductivité et teneur en chlorure.
- Figure 2.2 : Représentation graphique des indices de saturation pour la CTNM.
- Figure 2.3 : Evolution des indices de saturation en fonction de l'augmentation simulée de température à partir de la composition chimique de la CTNM.
- Figure 2.4 : Représentation graphique des indices de saturation pour le fluide profond recalculé.
- Figure 2.5 : Schéma de principe de production d'électricité d'origine géothermique. Variante la plus défavorable, sans valorisation de chaleur (source : Agepp – Alpgeo, 2007).
- Figure 2.6 : Exemple d'histogramme des surverses au barrage de Lavey pour l'année 2004 (source : Direction des services industriels – ville de Lausanne).
- Figure 2.7 : Lit-mère du Rhône situé en amont des infrastructures militaires « Armasuisse », en rive droite (Q dotation fixé au barrage de Lavey à 2 m³/s).
- Figure 2.8 : Embouchure du canal de fuite de l'usine de Lavey dans le Rhône (Q min. : 40 m³/s).
- Figure 2.9 : Effet prévisible du rejet sur la température des eaux du milieu récepteur.
- Figure 2.10 : Plan de situation avec les rejets d'eau thermale actuel (Bains de Lavey) et futur (puits Agepp).
- Figure 2.11 : Plan de situation de la région de Lavey-St-Maurice, avec les installations existantes et celles prévues pour le projet Agepp (tracé indicatif des conduites).
- Figure 2.12 : Situation de l'aire de forage (surface en rouge) et emplacement de la foreuse (point en noir).
- Figure 2.13 : Vue en plan du tracé prévu pour le forage Agepp
- Figure 2.14 : Vue en coupe du tracé prévu pour le forage Agepp
- Figure 2.15 : Comparaison du tracé prévu pour le forage Agepp avec celui des forages géothermiques profond de Riem et Pullach (D).
- Figure 2.16 : Répartition des coûts de forage (IDEAS 2005 et ANGER'S SÖHNE 2003).
- Figure 2.17 : Estimation des coûts de forages profonds réalisés en Allemagne, effectuée en 2004 (IDEAS 2005) et en 2006 (IDEAS 2007) sur la base des prix connus.

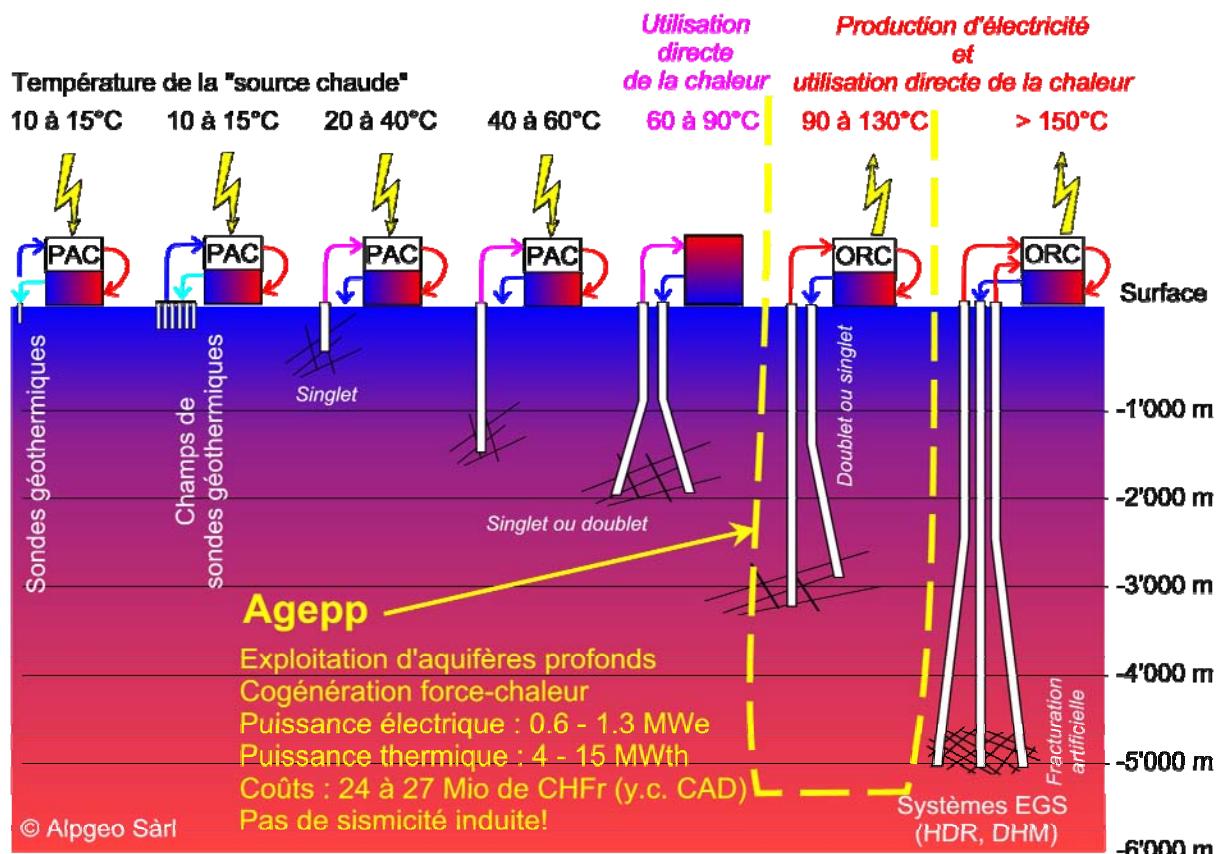
- Figure 2.18 : Coûts de forages géothermiques déjà réalisés et estimation du coût du forage profond Agepp.
- Figure 3.1 : Schéma de fonctionnement d'un système ORC avec régénération.
- Figure 3.2 : Schéma de principe d'un cycle type de Kalina, KCS11.
- Figure 3.3 : Centrales géothermiques : capacité électrique installée dans le monde dans les années 1990-2005
- Figure 3.4 : Schéma de principe simplifié de la variante 1 (optimisation de la production d'électricité et fourniture d'eau thermale).
- Figure 3.5 : Schéma de principe simplifié de la variante 2 (optimisation de la production chaleur-d'électricité à une température du CAD).
- Figure 3.6 : Diagramme de température du CAD en fonction de la capacité électrique du module, paramétrées par la température en tête de forage.
- Figure 3.7 : Courbes de coûts de production électrique en fonction de la capacité du module ORC.
- Figure 3.8 : Coûts de production électrique en fonction de la température (valorisation de chauffage avec l'hypothèse de CHF 2 cts/kWh)
- Figure 3.9 : Coûts de production électrique en fonction de la température en tête de forage et avec un rejet fixé à 70°C (valorisation de la chaleur à CHF 2 cts/kWh ou CHF 4 cts/kWh)
- Figure 4.1 : Niveaux requis de température (valeurs de dimensionnement) pour différents types de consommateurs de chaleur.
- Figure 4.2 : Zone considérée pour évaluer la valorisation de la chaleur.
- Figure 4.3 : Nombre d'équivalents appartements répertoriés par le CREM (sans les Bains de Lavey ni les constructions d'Armasuisse).
- Figure 4.4 : Répartition des consommations par agent énergétique
- Figure 4.5 : Futur principe d'alimentation des Bains de Lavey.
- Figure 4.6 : Schéma simplifié des équipements du réseau CAD CALORABOIS
- Figure 4.7 : Consommation actuelle de Calorabois en fonction des agents énergétiques et possibilités futures
- Figure 4.8 : Inventaire des consommations par agent énergétique dans la région de Lavey – St-Maurice.
- Figure 4.9 : Schéma qui illustre la variante "chauffage à distance conventionnel" (variante 1).
- Figure 4.10 : Schéma qui illustre la variante "chauffage par distribution d'eau thermale" (variante 2).
- Figure 4.11 : Schéma qui illustre la variante "chauffage par circulation d'eau thermale (variante 3).
- Figure 4.12 : Schéma qui illustre la variante de CAD retenue.
- Figure 4.13 : Plan qui illustre l'analyse économique en fonction des conduites de transport et de distribution.
- Figure 4.14 : Répartition des consommations annuelles en fonction des températures de départ actuelles du chauffage à distance.
- Figure 4.15 : Températures de départ CAD classées.

LISTE DES ANNEXES

- Annexe A : Etude de la demande potentielle de chaleur (rapport du CREM à Martigny, novembre 2007)
- Annexe B : Documents reçus lors de la visite de la centrale géothermique de Altheim (Autriche, juin 2007)
- Annexe C : Synthèse des questions et remarques formulées lors du Workshop technique organisé avant la remise du rapport de phase B1 (Lausanne, 27 novembre 2007).

AVANT PROPOS

L'étude préliminaire (phase A) du projet Alpine Geothermal Power Production (Agepp), terminée en juin 2006, a permis d'identifier deux sites favorables pour exploiter la géothermie des Massifs cristallins de la Vallée du Rhône dans le but d'une cogénération chaleur/force. A remarquer que le projet Agepp entend exploiter des aquifères profonds avec une bonne perméabilité et des fluides peu minéralisés (< 3 g/l), sans recourir à une stimulation par fracturation hydraulique. La création de séismes par ce type d'exploitation n'est donc pas à craindre.



A Lavey (VD) et Brigerbad (VS), les cibles géothermiques se situent au sein de gneiss aquifères fracturés, à des profondeurs estimées à 3 km. Dans ces régions les fluides profonds ont atteint des températures d'au moins 100°C et les débits attendus sont de l'ordre de 50 à 75 l/s. Le site de Lavey a été sélectionné en raison de conditions géothermiques très favorables, de bonnes connaissances de l'hydrogéologie profonde et d'un contexte régional favorable pour la production d'électricité et la valorisation de la chaleur.

L'étude de faisabilité et d'avant projet de forage (phase B) a démarré en juillet 2007, après le montage du projet et l'obtention du financement global nécessaire. Cette étude, qui se terminera en juin 2008, entend évaluer la faisabilité d'une production combinée d'électricité et de chaleur, en exploitant l'aquifère thermal profond de Lavey dans le canton Vaud. Elle doit permettre de passer à l'étape cruciale du projet Agepp, qui consiste à réaliser un forage de reconnaissance pour atteindre et tester le réservoir profond.

Conscients du fait que cette phase d'études pourrait aussi révéler l'existence des problèmes majeurs pouvant compromettre définitivement la poursuite du projet, et afin d'éviter d'engager inutilement la totalité du budget à disposition, il a été décidé de scinder l'étude de faisabilité en deux parties :

- Dans un premier temps (juillet – novembre 2007), une étude de pré-faisabilité (**phase B1**) doit vérifier l'absence de "critères killer" pouvant conduire à l'abandon du projet Agepp à Lavey. Un tiers du budget global est consacré à cette phase d'études;
- Si l'absence de critères killer est démontrée, on passe à l'étude de faisabilité et d'avant-projet de forage (**phase B2**), en engageant les deux tiers restants du budget. Cette phase d'études doit se terminer en juin 2008.

Le présent rapport expose donc les résultats de la **phase B1 du projet (analyse de critères killer)**. Ceux-ci ont été présentés et discutés lors d'un workshop technique qui s'est tenu à Lausanne le 27 novembre 2007. Les principales remarques formulées lors de cette rencontre avec le Comité scientifique du projet sont synthétisé dans l'Annexe C, qui se trouve à la fin du rapport.

1. INTRODUCTION

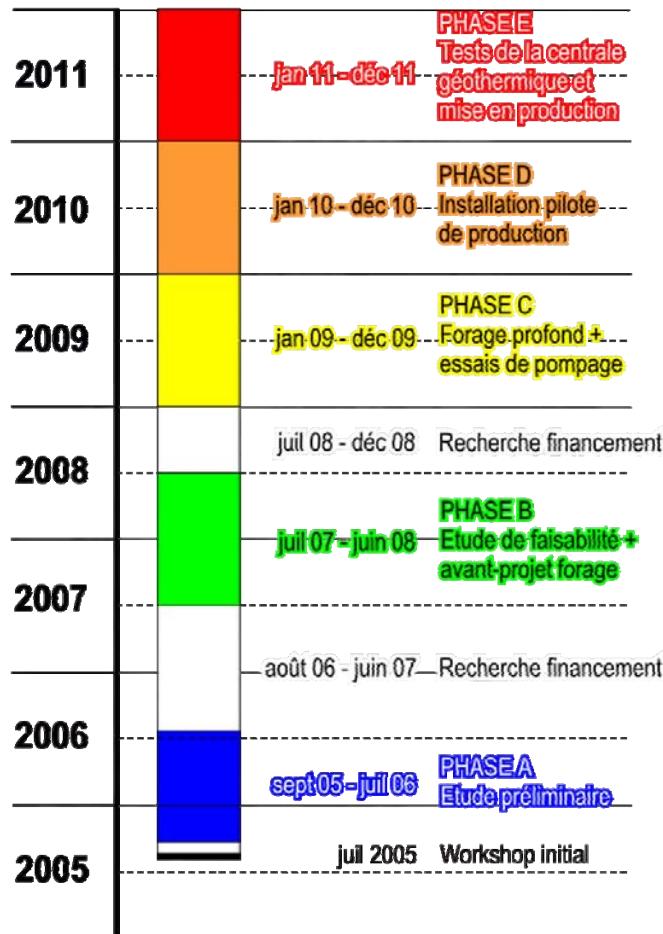


La région de Lavey – St-Maurice, vue par satellite (www.google.com)

1. INTRODUCTION

1.1 LE PROJET AGEPP

Le projet Agepp (Alpine Geothermal Power Production) entend démontrer qu'il est possible de produire, en plus de la chaleur, de l'électricité d'origine géothermique avec un fluide binaire, en exploitant des aquifères profonds dans les Alpes. Ce projet se veut une alternative aux projets EGS/DHM, avec des risques de perforation et des coûts de réalisation moindres, sans créer de sismicité induite (pas de fracturation hydraulique prévue), et en exploitant des eaux à faible minéralisation (< 5 g/l). Le projet dans son ensemble se subdivise en différentes phases, qui vont se succéder durant la période septembre 2005 – décembre 2011 (cf. tableau ci-après).



Juin 2005	Workshop initial : lancement du projet
Phase A Sept 05 – juin 06	Etude préliminaire : sélection d'un site prioritaire sur la base de la géologie, des besoins de chaleur et de la possibilité de produire de l'électricité
Juil 06 – avr 07	Montage de la phase B et recherche de financements
Phase B 1.5.07 - 30.6.08	Etude de faisabilité et avant-projet de forage profond : vérification de la faisabilité technique et juridique du projet sur le site de Lavey (VD).
Juil – déc 08	Montage de la phase C, recherche de financements pour les phases C à E, adjudication des travaux de forage
Phase C Jan – déc 09	Forage profond et essais de pompage : réalisation d'un forage de reconnaissance profond ~3 km, équipement et tests de production. Dimensionnement de la centrale électrique, appel d'offres, analyse et adjudication des travaux.
Phase D Jan – déc 2010	Installation pilote de production : construction du module de conversion électrique et des installations de surface, réglages, tests préliminaires. Mise en place de la conduite d'amenée vers Armasuisse et les Bains de Lavey ¹ .
Phase E Jan – déc 2011	Tests de production et mise en service de la centrale géothermique : optimisation du fonctionnement de l'installation pilote, début de la production d'électricité. Mise en place par étapes du réseau de chauffage à distance vers St-Maurice et Lavey ¹ .

¹ Les coûts pour la mise en place du réseau de chauffage à distance ne sont pas compris dans le budget Agepp!

1.2 HISTORIQUE DU PROJET

Naissance du projet Agepp

L'idée d'un projet de géothermie permettant de produire de l'électricité et de la chaleur à partir d'aquifères profonds a été lancée en mai 2005 par MM. Gabriele Bianchetti (ALPGEO Sàrl) et Thomas Kohl (GEOWATT AG).

Workshop initial

En guise d'introduction au projet Agepp, un séminaire s'est déroulé le 5 juillet 2005 à Lavey-Les-Bains avec le soutien financier de l'Office fédéral de l'énergie (OFEN, projet N° 517'095). Les participants étaient les suivants : G. Bianchetti, ALPGEO Sàrl; T. Kohl, GEOWATT SA; F.-D. Vuataz, CREGE; J.-M. Narbel, CESLA SA; G. Chérix, CREM; H. Gorhan, ancien chef de projet OFEN. Cette réunion a permis de poser les bases pour le démarrage du projet Agepp.

Phase A : étude préliminaire

Cette phase du projet, qui s'est déroulée de septembre 2005 à juin 2006 avec le soutien financier de l'OFEN (projet N° 101'445), a fait l'objet d'un rapport final. Cette étude devait permettre d'identifier, dans la Vallée du Rhône, des aquifères profonds dans le Cristallin, favorables pour une exploitation de la géothermie dans le but d'une cogénération chaleur/force. L'étude a été traitée en 3 modules distincts concernant les aspects suivants :

- A1. **Géologie-hydrogéologie-géothermie** : la compilation et l'analyse des informations disponibles ont permis de sélectionner deux sites favorables. Il a été procédé à une analyse plus détaillée des aquifères profonds dans ces zones. L'étude a été réalisée par ALPGEO Sàrl à Sierre.
- A2. **Valorisation de la chaleur** : un bilan des besoins et des utilisateurs potentiels dans la Vallée du Rhône a été dressé, en relation avec les deux sites favorables du point de vue géologique. Un concept d'exploitation de la chaleur a été défini. L'étude a été réalisée par BSI SA à Lausanne.
- A3. **Production d'électricité géothermique** : l'état des connaissances dans le domaine a été établi. L'efficacité d'une centrale ORC a été simulée en fonction de divers scénarii (50<débit<100 l/s; 100<T<130 °C) et optimisée avec divers fluides de travail. L'étude a été réalisée par GEOWATT AG à Zürich.

Deux sites favorables ont été identifiés à Brigerbad (VS) et à Lavey (VD), avec des cibles géothermiques assez claires, situées à des profondeurs de l'ordre de 3 km, des températures de 110°C au minimum pour les fluides profonds et des débits attendus de l'ordre de 50 à 75 l/s. Le **site de Lavey** a été sélectionné en raison de conditions géothermiques très favorables, de bonnes connaissances de l'hydrogéologie profonde et d'un contexte local favorable pour la production d'électricité et la valorisation de la chaleur. Les résultats de l'étude préliminaire de phase A ont été présentés lors d'un **workshop** qui s'est tenu le 8 mars 2006 à Lavey-les-Bains.

Phase B : étude de faisabilité

La **phase B du projet**, en cours depuis juillet 2007 et prévue jusqu'à juin 2008, entend évaluer la faisabilité d'une production combinée d'électricité+chaleur, en exploitant l'aquifère thermal profond de Lavey dans le canton Vaud. Cette étude de faisabilité et d'avant projet de forage doit permettre de décider s'il faut poursuivre le projet Agepp avec la réalisation d'un forage géothermique profond et des tests de production.

1.3 PHASE B : ÉTUDE DE FAISABILITÉ

1.3.1 OBJECTIFS DE L'ÉTUDE DE FAISABILITÉ

Les objectifs de la phase B sont de **démontrer la faisabilité technique du projet** et de **préparer la réalisation du forage profond**. Pour atteindre ces objectifs, il faudra, entre autres :

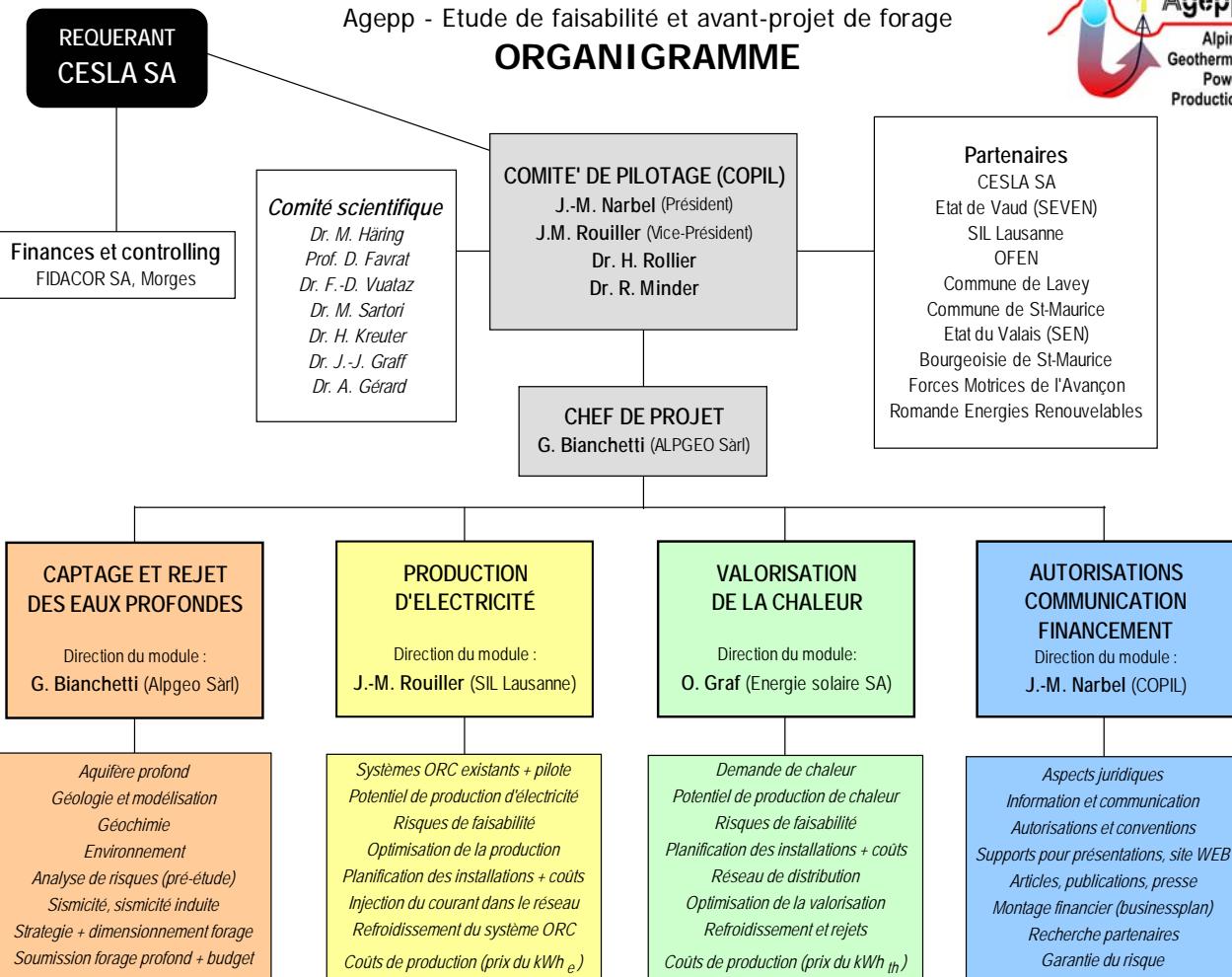
- Déterminer par modélisation la composition chimique du fluide profond et vérifier la possibilité de rejeter les eaux thermales, refroidies à <30°C, dans le Rhône. Cette condition permettrait d'exploiter par singlet l'aquifère profond, comme c'est le cas actuellement à Lavey-les-Bains.
- Établir le cadastre des principaux utilisateurs de chaleur dans un rayon d'environ 2 km (bains thermaux, réseau CAD et Abbaye à St-Maurice, logements à Lavey, etc.) et évaluer leur besoins thermiques. Vérifier si la production de chaleur du forage profond peut être absorbée par ces utilisateurs, définir et valider le concept d'exploitation de la chaleur proposé dans l'étude préliminaire.
- Établir l'"état de l'art" dans le domaine de la production chaleur/force de type géothermique et avec des températures de l'eau entre 100 et 120°C. Profiter de l'expérience de réalisations en fonction, comme p.ex. Altheim (A) et Unterhaching (D). Définir des solutions technologiques préférentielles pour le groupe de production électrique, en tenant compte des exigences de température minimale pour la valorisation de la chaleur.
- Identifier, à l'aide d'un modèle géologique 3D à élaborer, les cibles hydro-géothermiques au sein de l'aquifère profond dans les gneiss fissurés. Définir la stratégie et le design du forage profond, élaborer une soumission indicative.
- Etablir une analyse de risques pour chacun des domaines traités (captage et rejet des eaux profondes, production d'électricité, valorisation de la chaleur).
- Etablir un business plan détaillé pour l'ensemble du projet.
- Vérifier que des oppositions majeures ne puissent pas empêcher la réalisation et l'exploitation du futur puits profond.

1.3.2 ORGANISATION DE L'ÉTUDE ET STRUCTURE DU GROUPE DE TRAVAIL

Durant cette phase d'étude, la direction et la gestion du projet seront assurées par un **Comité de pilotage (COPIL)**, constitué par un noyau de personnes représentant les principaux partenaires (cf. organigramme ci-après). Le chef de projet est **Gabriele Bianchetti**, hydrogéologue du bureau ALPGEOP Sàrl, qui est l'initiateur du projet et a déjà participé aux précédentes phases d'étude. M. Bianchetti est en charge depuis 1987 du suivi hydrogéologique des puits de Lavey-les-Bains et a dirigé les travaux de perforation du puits de 594 m, réalisé en 1997.

Pour mener à bien la phase B, les études ont été réparties selon les 4 modules suivants :

- | | |
|--|--|
| 1) Captage et rejet des eaux profondes | 2) Production d'électricité |
| 3) Valorisation de la chaleur | 4) Autorisations, communication et financement |



Les différents modules sont organisés de la manière suivante :

➤ **Captage et rejet des eaux profondes** : dans un premier temps, l'objectif de ce module est de valider le concept d'exploitation de l'aquifère profond proposé par l'étude préliminaire (singlet), en vérifiant la possibilité de rejeter, après utilisation, les eaux thermales refroidies dans le Rhône. La suite de l'étude doit permettre d'implanter et dimensionner le forage profond, établir l'avant-projet et une soumission détaillée et lancer un appel d'offres international pour définir les coûts de l'ouvrage souterrain. Ce module doit permettre de démarrer la phase de perforation et de tests de l'aquifère thermal profond.

La conduite de ce module est assurée par **Gabriele Bianchetti**, hydrogéologue du bureau ALPGEO Sàrl à Sierre, qui est l'initiateur et chef du projet Agepp.

➤ **Production d'électricité** : d'abord (phase B1), ce module établira l'état des connaissances dans le domaine de la cogénération chaleur/force à partir d'eaux thermales avec des niveaux de température de l'ordre de 100°C. On profitera de l'expérience d'installations en fonctionnement depuis plusieurs années en Autriche et Allemagne. Des solutions technologiques préférentielles pour le groupe de production électrique seront définies, en considérant les solutions envisagées pour la valorisation de la chaleur. Ce module doit permettre de déterminer les coûts de production et de planifier le module de production électrique. Les études seront menées en étroite collaboration avec le module "Valorisation de la chaleur".

La conduite de ce module est assurée par **Jean-Marie Rouiller**, chef du service Développement Stratégique auprès des Services Industriels de Lausanne, partenaire du projet.

- **Valorisation de la chaleur** : d'abord (phase B1), ce module établira le cadastre des utilisateurs de chaleur proches du forage (<2 km) et évaluera leurs besoins thermiques, pour vérifier que la chaleur produite par le forage profond puisse être valorisée. Le concept d'exploitation de la chaleur proposé dans l'étude préliminaire devra être validé, en étroite collaboration avec le module "Production d'électricité". Ce module doit permettre de déterminer les coûts de production et de planifier la mise en place du réseau CAD et les étapes de réalisation.

La conduite de ce module est assurée par **Olivier Graf**, ingénieur ETS génie mécanique auprès d'ENERGIE SOLAIRE SA à Sierre, qui a déjà participé à l'étude préliminaire. M. Graf est responsable du suivi des installations techniques des pompages de Lavey-les-Bains.

- **Autorisations – Communication - Financement** : les objectifs de ce module sont de trois types : i) gérer les aspects juridiques et administratifs, afin de s'assurer que des oppositions majeures ne puissent pas empêcher la réalisation du projet; ii) informer de manière régulière les autorités et le public et entretenir les relations avec les médias; iii) entretenir les contacts avec les partenaires et en établir des nouveaux pour assurer le financement des phases futures du projet.

La conduite de ce module sera assurée par le COPIL sous la responsabilité de son Président, M. **Jean-Marc Narbel**, Président de CESLA SA, partenaire du projet Agepp.

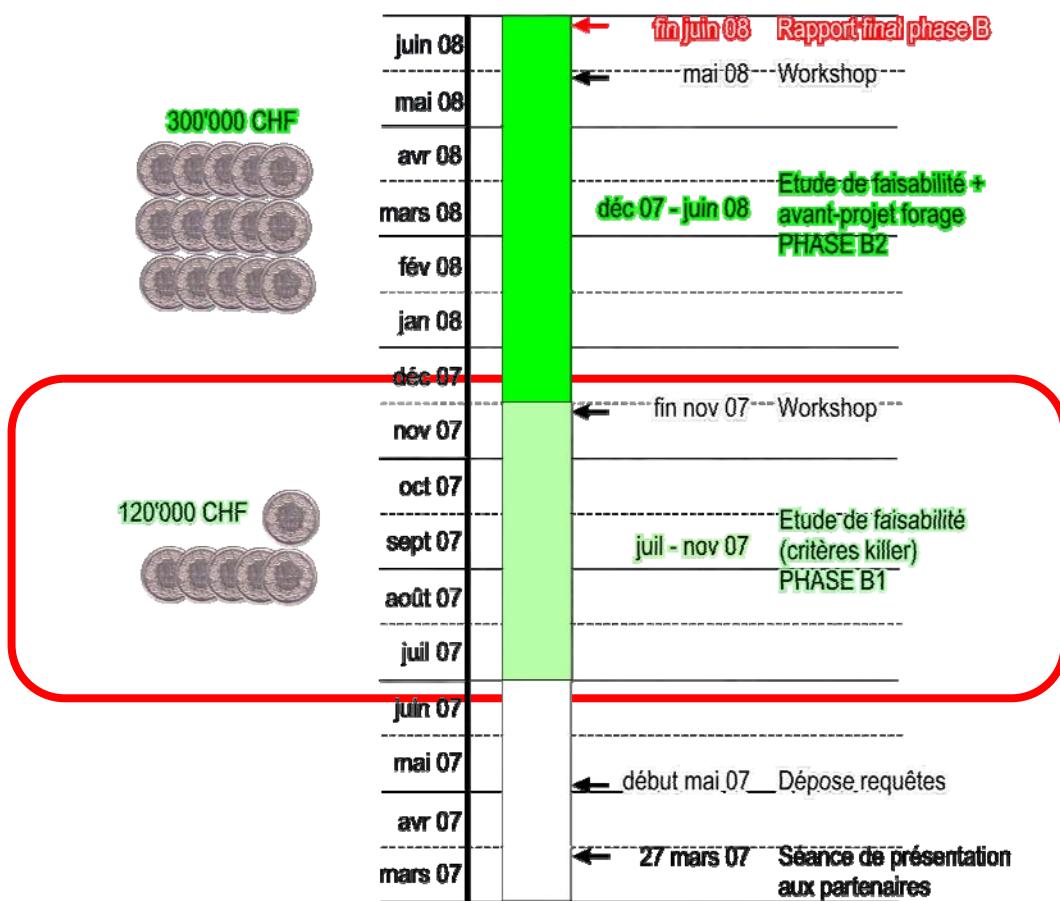
1.3.3 PLANNING ET PROGRAMME DE LA PHASE B

Le calendrier des travaux prévus pour la phase B (de juillet 2007 à juin 2008, au total 12 mois) est présenté dans le tableau et sur la figure ci-après. La phase B du projet doit permettre de lancer la réalisation du forage géothermique profond et des tests de production.

Juillet – novembre 2007	Phase B1 (analyse de "critères killer"). A la fin de cette phase, un workshop avec des experts externes est prévu pour décider s'il faut poursuivre l'étude
Décembre 2007 – avril 2008	Phase B2 : poursuite de l'étude de faisabilité selon le programme prévu
Mai 2008	Révision commune des informations du projet, workshop avec des experts externes
Jusqu'au 30.6.2008:	Rapport final de Phase B et propositions pour la suite du projet

Dans un premier temps, il a été décidé de n'engager que 1/3 des moyens financiers (Fr. 120'000) dans une **étude de pré-faisabilité**, appelée **phase B1**, qui a été réalisée de juillet à novembre 2007 et dont les résultats font l'objet du présent rapport.

Il s'agira de considérer et analyser toute une série de "critères killer", qui doivent être vérifiés pour s'assurer de la viabilité de la poursuite du projet et pour permettre, le cas échéant, de mener à terme dans leur entier les études de la phase B.



1.3.4 BUDGET ET FINANCEMENT DE LA PHASE B

Le budget total prévu pour la phase B du projet Agepp est de Fr. 420'000, réparti en 6 rubriques (cf. figure ci-après). Il est prévu d'engager d'abord uniquement une partie du budget global dans la phase B1 de l'étude (analyse de "critères killer"), à savoir Fr. 120'000. Si toutes les conditions seront satisfaites, l'étude va se poursuivre et le reste du budget sera engagé.

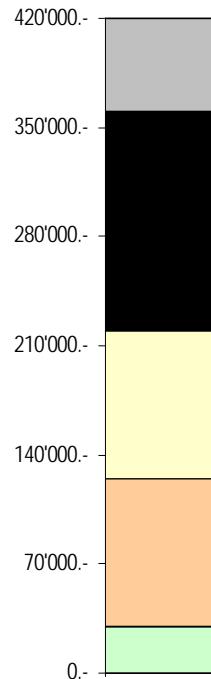
Budget total et répartition

Rubriques	Montants	Répartition
Montage, direction et coordination du projet	SFr. 45'000	11%
Module "Captage et rejet des eaux profondes"	SFr. 100'000	24%
Module "Production d'électricité"	SFr. 70'000	17%
Module "Valorisation de la chaleur"	SFr. 60'000	14%
Module "Autorisations-communication-financement"	SFr. 43'000	10%
Finalisation du rapport et édition	SFr. 10'000	2%
Workshops (2x) + contrôle de qualité	SFr. 15'000	4%
Business Plan	SFr. 40'000	10%
Divers et imprévus + réserves	SFr. 37'000	9%
TOTAL TTC		SFr. 420'000
		<u>100%</u>

Le gros du financement de l'étude de phase B (Fr. 360'000) est garanti par 4 partenaires, à savoir CESLA SA, Etat de Vaud, Services Industriels de Lausanne et OFEN (cf. figure ci-après). Le reste (Fr. 60'000) est assuré à parts égales par les 6 partenaires suivants, qui toutefois ne s'engageront que pour couvrir la poursuite de la phase B (suite de l'étude après la phase B1) : Communes de Lavey et de St-Maurice, Etat du Valais, Bourgeoisie de St-Maurice, Forces Motrices de l'Avançon et Romande Energies Renouvelables

Financement de la phase B (étude de faisabilité)

Partenaires		Montants	Répartition
CESLA SA (requérant)	SFr.	30'000	7%
Etat de Vaud (SEVEN)	SFr.	95'000	23%
SIL	SFr.	95'000	23%
OFEN	SFr.	140'000	33%
Commune Lavey	SFr.	10'000	2.38%
Commune St-Maurice	SFr.	10'000	2.38%
Etat du Valais (SEN)	SFr.	10'000	2.38%
Bourgeoisie St-Maurice	SFr.	10'000	2.38%
Forces Motrices Avançon	SFr.	10'000	2.38%
Romande Energies Renouvelables	SFr.	10'000	2.38%
TOTAL TTC		SFr. 420'000	100%



1.3.5 PROGRAMME DES ÉTUDES DE LA PHASE B

Le programme des études effectuées durant la phase B1 et à effectuer durant la phase B2 est illustré dans le tableau ci-dessous.

	PHASE B1					PHASE B2					Workshop	Rapport final	
	juil.07	août.07	sept.07	oct.07	nov.07	12.07	01.08	02.08	03.08	04.08	05.08	06.08	2008
CAPTAGE ET REJET EAUX PROFONDES	Montage projet et requêtes												green
	Direction et coordination projet	red	red	red	red								green
	Coordination module, séances, rapports	red	red	red	red								green
	Connaissances de l'aquifère profond												
	Géologie et modélisation 3D												green
	Géochimie	red											
	Sismicité, simicité induite												
	Environnement		red	red	red								
	Analyse des risques		red										green
	Stratégie + dimensionnement du forage			red	red								green
PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ	Soumission forage + coûts												green
	Coordination module, séances, rapports	red	red	red	red								
	Systèmes ORC ou autres (état de l'art)		red	red	red								
	Potentiel de production d'électricité					red	red						
	Risques de faisabilité						red	red					
	Optimisation de la production d'électricité											grey	
	Planification installations + coûts						red	red				grey	
	Injection courant dans réseau					red						grey	
VALORISATION DE LA CHALEUR	Refroidissement système ORC + coûts						red	red				grey	
	Coûts de production (prix du kWh _e)						red	red				grey	
	Coordination module, séances, rapports	red	red	red	red								
	Besoins thermiques (cadastre utilisateurs)		red	red	red								
	Potentiel de production de chaleur					red	red					grey	
	Risques de faisabilité						red	red				grey	
	Planification installations + coûts						red	red				grey	
	Réseau de distribution						red	red				grey	
AUTORISATIONS COMMUNICATION SPONSORING	Optimisation de la valorisation											grey	
	Refroidissement et rejets						red	red				grey	
	Coûts de production (prix du kWh _{lh})						red	red				grey	
	Aspects juridiques	red	red	red	red								green
	Information et communication												green
Finalisation du rapport et édition	Autorisations et conventions												
	Supports pour présentations, site WEB												
	Articles, publications, presse	red											green
	Montage financier, recherche sponsors												green
Workshop (2x) + contrôle de qualité						red							
Business Plan													

1.4 PHASE B1 : ANALYSE DE CRITÈRES KILLER

Il a été décidé de débuter l'étude de faisabilité par une **phase B1**, à savoir une étude de préfaisabilité dont le but est de vérifier, dans la phase initiale du projet, l'absence de "critères killer". Prévue de mai à novembre 2007 en engageant environ un tiers du budget total de la phase B, l'analyse de critères killer doit permettre de répondre à la question suivante : *"Existent-t-ils des problèmes graves qui pourraient compromettre de manière définitive la réussite du projet Agepp?"* Dans la négative, il est possible de poursuivre et de mener à terme l'étude de faisabilité et d'avant projet de forage.

1.4.1 STRUCTURE ET PRÉSENTATION DU RAPPORT DE PHASE B1

Le présent rapport expose donc les résultats de la **phase B1 du projet (analyse de critères killer)**, selon le plan suivant :

- L'*introduction* (chapitre 1) présente dans son ensemble le projet Agepp et décrit les modalités d'exécution de la phase B (programme, objectifs, planning et budget). Elle est suivie par quatre chapitres qui évaluent de possibles critères killer dans des domaines cibles du projet;
- Le chapitre 2 est consacré aux *aspects du captage et du rejet des eaux thermales profondes*. Il analyse, après avoir évalué la composition chimique et la température probable du fluide thermal profond, les aspects environnementaux liés au rejet des eaux thermales dans des eaux de surface. De plus, certains aspects juridiques et d'aménagement du territoire sont considérés à la lumière d'éventuelles oppositions au projet. Une analyse préliminaire des risques liés au forage profond, ainsi que l'estimation des coûts de forage, terminent ce chapitre.
- Le chapitre 3 présente les *aspects liés à la production d'électricité à partir d'un module à fluide binaire*. Après avoir passé en revue l'état de l'art dans le domaine, plusieurs variantes d'exploitation de la ressource géothermale sont examinées et comparées. Les aspects liés au refroidissement du module ORC et aux risques d'exploitation sont analysés de manière détaillée. Une évaluation assez précise des coûts d'investissement et d'exploitation termine ce chapitre.
- Le chapitre 4 est consacré à la *valorisation des rejets thermiques*. Après une évaluation détaillée des consommateurs de chaleur dans la région de Lavey – St-Maurice et des niveaux de température existants, plusieurs variantes de valorisation et de distribution de la chaleur sont appréciées de manière comparative. Une estimation des coûts d'investissement et d'exploitation des réseaux CAD termine ce chapitre.
- Le chapitre 6 présente une *synthèse* des quatre chapitres précédents et expose les *conclusions et recommandations* de l'étude de phase B1.
- Pour terminer, le chapitre 7 propose un programme pour la *suite du projet*, à savoir l'étude de faisabilité et d'avant projet de forage (phase B2).

Les résultats préliminaires de l'étude de phase B1 seront présentés lors d'un **workshop technique** qui se tiendra le 27 novembre 2007 à Lausanne.

1.4.2 ORGANISATION DE L'ETUDE DE PHASE B1

Les études de la phase B1 ont été réalisées par un groupe de travail composé des personnes suivantes :

- M. Gabriele Bianchetti, hydrogéologue, ALPGEO Sàrl à Sierre,
- Dr. Malik Kane, ing. EPFL, ENEF TECH INNOVATION SA à Lausanne,
- M. Olivier Graf, ing. ETS, ENERGIE SOLAIRE SA à Sierre,
- M. Jean-Pierre Rickli, ing. EPFL, JPR CONCEPTS & INNOVATION à Uster,
- M. Franck Reinhardt, ing. EPFL, SERVICES INDUSTRIELS de Lausanne,
- M. G. Garazi, géologue et M. F. Hofmann, ing. ETS "Gestion nature", ECOTEC SA à Genève,
- M. R. Sonney, Mme S. Portier et Dr. F.-D. Vuataz, hydrogéologues, CREGE à Neuchâtel,
- M. Jean-Pierre Richoz, ing. HES, HYDRO-CONCEPT SA à Yverdon,
- M. S. Storelli du Centre de Recherches Energétiques et Municipales (CREM) à Martigny,

Les principales tâches et responsabilités au sein du groupe de travail ont été réparties comme suit :

- *G. Bianchetti* : chef de projet et direction du module "*Captage et rejet eaux profondes*"
- *M. Kane* : direction du module "*Production électricité*"
- *O. Graf* : direction du module "*Valorisation chaleur*"
- *F. Reinhardt* : coordination des modules "*Production électricité* et "*Valorisation chaleur*"

Le groupe de travail a été suivi et coordonné par le comité de pilotage (COPIL), composé de :

- **M. Jean-Marc Narbel**, Président du COPIL et Président de CESLA SA, Pully
- **M. Jean-Marie Rouiller**, chef de service SIL Lausanne
- **Dr. Henri Rollier**, chef de service SEVEN, Etat de Vaud
- **Dr. Rudolf Minder**, mandataire OFEN, Oberlunkhofen

1.4.3 SOUTIEN FINANCIER

La présente étude de phase B1 du PROJET AGEPP a bénéficié du soutien financier de la Confédération (OFEN, programme SuisseEnergie), de l'Etat de Vaud (SEVEN), de la Ville de Lausanne (SIL) et de CESLA SA.

2. MODULE "CAPTAGE ET REJET DES EAUX THERMALES"



Tête du forage de Erding (Allemagne)
Profondeur 2'359 m, débit 24 l/s à 62°C

2. MODULE "CAPTAGE ET REJET DES EAUX THERMALES PROFONDES"

2.1 GEOCHIMIE DES EAUX THERMALES PROFONDES

2.1.1 RÉSUMÉ DU RAPPORT DU CREGE

Dans cette phase B1, l'étude géochimique réalisée par le Centre de recherche en géothermie (CREGE) à Neuchâtel devait permettre d'évaluer deux critères killer : la température probable du fluide géothermal profond, ainsi que sa composition chimique. Le rapport final détaillé du CREGE se trouve à la suite de ce Résumé.

L'étude géochimique avait pour objectifs :

- D'estimer la **composition chimique de l'eau géothermale profonde**. Cette information est nécessaire pour pouvoir vérifier si, d'un point de vue chimique, il est possible de rejeter les eaux du forage Agepp dans les eaux de surface ;
- D'évaluer les **équilibres chimiques de l'eau thermale profonde**, pour prévoir des risques d'incrustation (précipitations de minéraux) ou de corrosion en phase d'exploitation ;
- D'estimer la **température atteinte par le fluide géothermal dans le réservoir profond**. Cette donnée est cruciale pour pouvoir ensuite quantifier la production d'électricité et de chaleur à partir de l'eau thermale.

Pour atteindre ces objectifs, on a eu recours au logiciel PHREEQC qui permet de modéliser les équilibres chimiques en fonction de divers paramètres (température, pH, Eh, etc.)

Dans un premier temps, la composition chimique de l'eau thermale "pure", à savoir non mélangée avec des eaux superficielles, a été déterminée. En effet, même l'eau captée par le forage P600 à environ 65°C résulte d'un mélange avec un faible pourcentage d'eau froide et peu minéralisée (env. 5%).

La température du fluide profond a été estimée par deux approches différentes : en utilisant les géothermomètres (100 à 110°C) et en considérant les indices de saturation de certains minéraux présents dans les roches de l'aquifère profond (100 à 120°C), représentées par des gneiss. Une température comprise entre 100 et 110°C a été retenue pour la suite de l'étude.

La composition chimique du fluide profond a été déterminée par simulation géochimique pour une température de 105°C, à partir de la composition chimique de l'eau thermale "pure". On s'attend à une minéralisation totale de l'ordre de 1.9 g/l, avec un pH de 7.2. Les teneurs en métaux lourds (Cr, Ni, Pb, Zn, etc.) restent très faibles. Les valeurs limites pour le rejet dans les eaux de surface ne sont pas dépassées, ce qui permet **d'envisager le rejet des eaux thermales dans le Rhône**.

Quant aux risques d'incrustation / corrosion, il est vraisemblable que l'exploitation du fluide profond n'occasionnera pas de problèmes majeurs, sous réserve de la découverte d'un nouveau fluide provenant d'un contexte géologique différent de celui attendu.

Projet AGEPP : Alpine Geothermal Power Production



RAPPORT – JUILLET 2007

ESTIMATION DE LA COMPOSITION CHIMIQUE DE L'EAU THERMALE EN PROFONDEUR A LAVEY-LES-BAINS (VAUD)

Préparé par
Romain Sonney, Sandrine Portier et François-D. Vuataz

Centre de recherche en géothermie – CREGE,
c/o CHYN
CH-2009 Neuchâtel, Suisse



www.crege.ch

Université
de Neuchâtel **unine**

Sommaire

2.1.2 Introduction	21
2.1.3 Estimation de la composition chimique de l'eau thermale non mélangée à 68°C	22
2.1.3.1 Données recueillies	22
2.1.3.2 Soustraction de la composante froide de faible profondeur	22
2.1.4 Equilibre géochimique de la composante thermale non mélangée	25
2.1.5 Température du réservoir profond	27
2.1.5.1 Estimation avec les géothermomètres	27
2.1.5.2 Estimation avec les indices de saturation	28
2.1.6 Simulation géochimique du fluide profond	29
2.1.7 Equilibre géochimique du fluide profond	32
2.1.8 Conclusions et recommandations	33
Bibliographie	34

Liste des figures

Figure 2.1 : Corrélations entre température, conductivité et teneur en chlorure.	23
Figure 2.2 : Représentation graphique des indices de saturation pour la CTNM.	26
Figure 2.3 : Evolution des indices de saturation en fonction de l'augmentation simulée de température à partir de la composition chimique de la CTNM.	29
Figure 2.4 : Représentation graphique des indices de saturation pour le fluide profond recalculé.	32

Liste des tableaux

Tableau 2.1 : Composition chimique estimée de la composante thermale non mélangée (CTNM) et de la composante froide (CF) de faible profondeur.	24
Tableau 2.2 : Valeurs des indices de saturation des minéraux constitutifs des roches cristallines du massif des Aiguilles Rouges pour la CTNM.	26
Tableau 2.3 : Valeurs de température du réservoir profond calculées par les géothermomètres avec la composition de la CTNM.	28
Tableau 2.4 : Estimation de la composition chimique du fluide profond à 105°C par simulation avec le logiciel PHREEQC.	31
Tableau 2.5 : Valeurs des indices de saturation des minéraux pour le fluide profond recalculé.	32

2.1.2 Introduction

Dans le cadre du projet AGEPP (Alpine Geothermal Power Production) dont le but est de produire de l'électricité et de la chaleur d'origine géothermique en exploitant un aquifère fissuré profond dans le cristallin de la vallée du Rhône, il a été demandé d'estimer la composition chimique du fluide géothermal en profondeur. Les études menées jusqu'à ce jour (Bianchetti et al., 2006 ; Sonney, 2007) et les deux forages de production ont mis en évidence le potentiel géothermique élevé de la zone de Lavey. D'autre part, la probabilité d'une formation sédimentaire perméable vers 3 km de profondeur pincée dans les roches cristallines des Aiguilles Rouges, pourrait s'ajouter aux caractéristiques hydrogéologiques intéressantes des gneiss : bonne transmissivité pour de futurs ouvrages de captage, forte température (100-110°C), débit d'exploitation potentiellement élevé (50 à 75 l/s), ainsi qu'une relativement faible minéralisation des eaux (<3 g/l).

Cette étude géochimique du fluide en profondeur doit atteindre plusieurs buts:

- **Composition chimique du fluide profond** : selon la législation en vigueur, l'eau thermale rejetée dans le circuit hydrologique de surface ne devra pas dépasser certains niveaux de concentration des espèces chimiques. Il faudra donc estimer la composition du fluide profond sur la base d'analyses complètes et récentes des paramètres chimiques des eaux des puits en service (P600 et P201).
- **Dépôt et corrosion** : si la minéralisation de l'eau est trop élevée ou si certaines substances possèdent des teneurs importantes, certains minéraux pourraient avoir tendance à précipiter dans le puits et/ou les équipements de surface. Un risque de corrosion peut également exister en fonction des conditions physico-chimiques régnant dans les tubages des puits et les conduites.
- **Température du réservoir profond** : les interactions eau-roche à grande profondeur sont notamment déterminées par la température du réservoir, qui est l'un des paramètres essentiels pour une opération de géothermie. Une estimation de cette température sera effectuée par les méthodes géothermométriques et par simulation des équilibres géochimiques.

Pour répondre à cette problématique, nous allons dans un premier temps, réaliser l'inventaire des données des analyses chimiques utilisées dans le cadre de cette étude, et estimer la composition chimique de l'eau thermale non mélangée par soustraction de la composante froide de faible profondeur. Ensuite, nous calculerons les indices de saturation de l'eau thermale, avec la composition recalculée auparavant, ainsi que la température du réservoir profond avec les méthodes géothermométriques et géochimiques. Puis, avec le logiciel PHREEQC, nous réaliserons une simulation géochimique afin d'évaluer les teneurs en ions majeurs et en traces lors d'un réchauffement de l'eau à 100-110 °C. Enfin, nous calculerons les indices de saturation de l'eau « simulée » et nous analyserons les résultats obtenus.

2.1.3 Estimation de la composition chimique de l'eau thermale non mélangée à 68°C

2.1.3.1 Données recueillies

Les données recueillies proviennent du bureau Alpegeo à Sierre et des rapports suivants : Bianchetti (1993, 2002), Sonney (2007), Vuataz (1982) et Zahner (1974). Ces données, qui concernent l'ensemble des puits et forages de Lavey-les-Bains, ont été vérifiées et validées par G. Bianchetti (annexe A).

2.1.3.2 Soustraction de la composante froide de faible profondeur

Les eaux thermales captées à Lavey-les-Bains renferment une composante froide (CF) et moins minéralisée de faible profondeur (Bianchetti, 1993, 1994 et 2002 ; Bianchetti et al., 2006 ; Sonney, 2007 ; Vuataz, 1982 ; Zahner et al., 1974). Au puits P600, où l'eau a une température moyenne annuelle d'environ 65°C, le taux de mélange estimé avec une analyse du tritium est de l'ordre de 5% (1 UT \pm 0.5 mesurée le 12.09.2007, Sonney, 2007).

En partant de l'hypothèse que l'eau froide de faible profondeur possède une température de l'ordre de 10-15°C, ce qui correspond à la température moyenne entre les eaux de Rhône, les eaux de la nappe phréatique et les eaux de la galerie de l'usine électrique de Lavey (Sonney, 2007), il est possible d'évaluer la température de la composante thermale non mélangée à environ 68°C ($65^{\circ}\text{C} \approx 95\% \text{ à } 68^{\circ}\text{C} + 5\% \text{ à } 10^{\circ}\text{C}$).

Avant la mise en production du P600 en 1997, des mesures de température ont été effectuées sur les eaux des fractures alimentant ce puits avec des résultats donnant une moyenne de 68°C (Bianchetti, 2002). Vraisemblablement, cette valeur est représentative d'une eau thermale non mélangée. Pour les autres ouvrages, les eaux sont moins chaudes (de 18°C au P11 à 57°C au P201) et moins minéralisées. Elles contiennent donc une part plus importante d'eau froide (Sonney, 2007).

Les relations entre conductivité, température et teneur en chlorure sont illustrées sur la figure 2.1. Ces graphiques représentent les droites de mélange entre l'eau thermale pure et l'eau froide peu minéralisée de faible profondeur.

En partant de l'hypothèse que l'eau thermale non mélangée possède une température d'environ 68°C, la concentration en chlorure, élément totalement conservatif, est vraisemblablement proche de **265 mg/l** (figure 2.1). Pour cette teneur, la conductivité mesurée à 20°C peut être estimée à 2066 $\mu\text{S/cm}$.

En utilisant les pentes de l'ensemble des droites de corrélation calculées entre le chlorure et les paramètres analysés, nous pouvons donc estimer les concentrations des autres éléments majeurs pour la composante thermale non mélangée (CTNM) (tableau 2.1). La composition de la composante froide (CF) est évaluée à partir de la concentration en chlorure mesurée dans le Rhône (2.6 mg/l, Bianchetti, 1993) et dans

une source froide des gneiss de la galerie de l'usine électrique de Lavey (2.3 mg/l à la source Q1370, CRSFA, 1992).

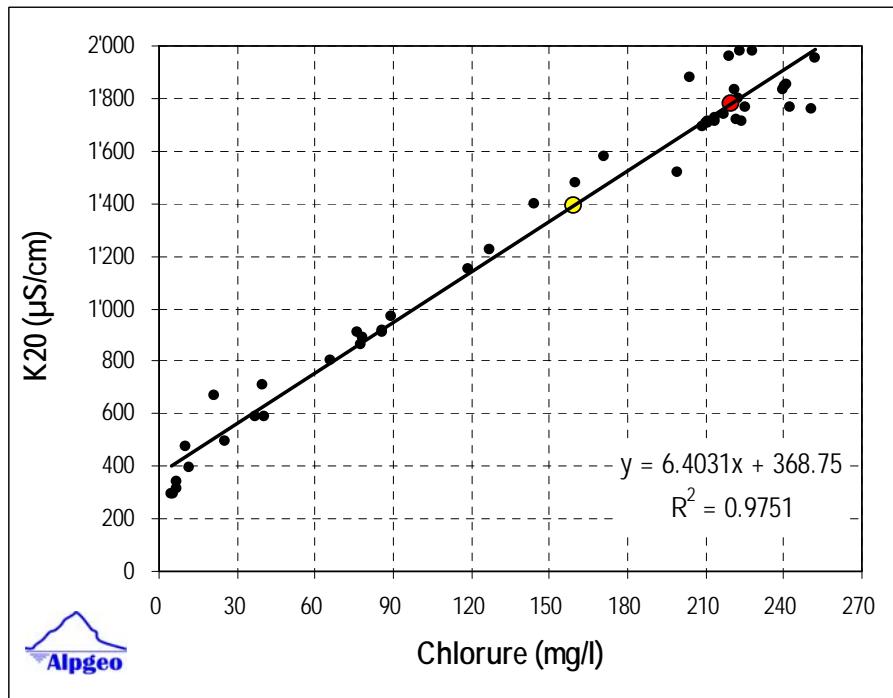
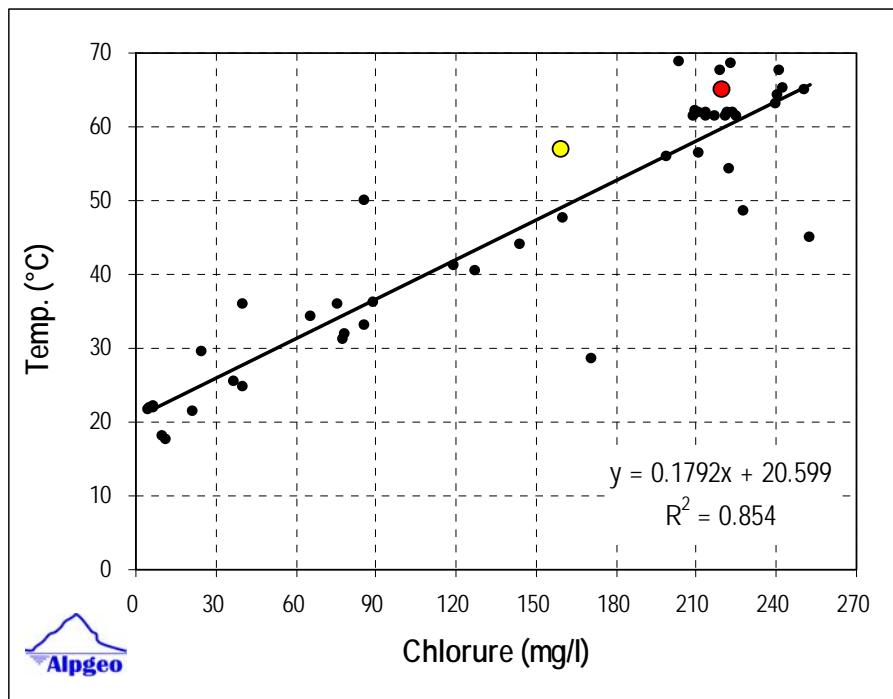


Figure 2.1 : Corrélations entre température, conductivité et teneur en chlorure. Les droites de corrélation représentent le mélange progressif entre les eaux thermales profondes et les eaux froides de faible profondeur et moins minéralisées. Les points rouges (P600) et jaunes (P201) symbolisent les échantillons prélevés le 03.05.2007. Les points s'écartant de la droite de corrélation température-chlorure sont dus au refroidissement ou au réchauffement par conduction des fluides prélevés.

Tableau 2.1 : Composition chimique estimée de la composante thermale non mélangée (CTNM) et de la composante froide (CF) de faible profondeur.

	Composante thermale non mélangée (CTNM)	Composante froide (CF)
Temp. (°C)	68	10-15
Cond. (K20, μ S/cm)	2066	388
pH	7.6	7.9
TSD (mg/l)	1556	335
CATIONS (mg/l)		
Ca	≈ 55	≈ 55
Mg	0.29	9.5
Na	430	13.2
K	13.4	2.3
Li	3.9	0.15
Sr	2.3	< 0.7
Ba	0.025	0.025
Rb	0.1	
Cs	0.06	
Al	< 0.01	< 0.01
Cr	< 0.01	< 0.01
Co	< 0.01	< 0.01
Ni	< 0.01	< 0.01
Cd	< 0.001	< 0.001
U	< 0.0001	< 0.0001
Ge	0.026	0.005
Pb	< 0.01	< 0.01
Hg	< 0.00001	< 0.00001
Ti	< 0.01	< 0.01
As	< 0.005	0.023
V	< 0.01	< 0.01
W	0.145	< 0.02
Mn	0.02	0.03
Fe	0.05	0.09
Mo	0.003	0.003
Cu	< 0.005	< 0.005
Zn	0.01	0.01
ANIONS (mg/l)		
F	8.7	< 1
Cl	265	3
Br	2.7	< 0.2
I	0.4	< 0.05
NO ₃	< 0.1	
NO ₂	< 0.005	< 0.005
PO ₄	< 0.5	< 0.5
SO ₄	618	67
HCO ₃	70.4	160.3
INDISSOCIES (mg/l)		
SiO ₂	79.0	< 15
B	2.8	< 2
GAZ (mg/l)		
H ₂ S	3.5	0
BALANCE IONIQUE		
Cations (méq/l)	22.45	4.20
Anions (méq/l)	21.98	4.20
Différence (%)	1.05	-0.03
ISOTOPES		
Tritium (UT)	< 0.5	> 10
Deuterium (‰)	-98.5	-87.9
Oxygène-18 H ₂ O (‰)	-13.4	-12.3

Les valeurs ont été calculées ou estimées à partir des pentes des différentes droites de mélange entre les chlorures et les paramètres analysés. Les éléments traces pour lesquels on ne dispose que 1-3 analyses ont été évalués pour la CTNM à partir des analyses complètes réalisées le 03.05.2007 dans le cadre de cette étude, et pour la CF à partir des données disponibles et de leur solubilité en milieu oxydant.

2.1.4 Equilibre géochimique de la composante thermale non mélangée

La composition minéralogique générale des roches cristallines du massif des Aiguilles Rouges est donnée dans de nombreuses publications (Brändlein et al., 1994 ; Marquer et al., 1994 ; Steyrer et al., 2002 ; Kerrich et al., 1980 ; Von Raumer, 1987 ; Von Raumer et al., 1990 et 2004) et dans les notices explicatives des cartes géologiques des Dents de Morcles (feuille 1305, Badoux, 1971), de St-Maurice (feuille 483, Gagnebin, 1934), de Finhaut (feuille 525, Collet et al., 1952) et de Saxon-Morcles (feuille 485, Lugeon et al., 1937). Sur le secteur de Lavey-les-Bains, l'ensemble des ouvrages traversent les gneiss leucocrates noté G0 sur les cartes géologiques. Ils sont constitués des minéraux primaires suivants : quartz, albite/anorthite et orthose. Quant aux minéraux secondaires, il s'agit de biotite, muscovite et grenat.

De plus, à proximité des bains de Lavey, quelques hectomètres plus au sud, nous retrouvons également des gneiss chloriteux, représentés sur les cartes par le symbole Gc, qui contiennent en plus des minéraux énumérés précédemment de la chlorite et de la sillimanite.

Enfin, il existe encore d'autres minéraux présents dans les fractures des gneiss qu'elles soient millimétriques ou de plus grande importance comme les filons. Ces minéraux hydrothermaux sont très importants car l'eau thermale emprunte ces fractures lorsqu'elle circule dans le réservoir et donc, ils sont également soumis aux réactions de dissolution/précipitation. Ce sont essentiellement des minéraux sulfurés comme la pyrite pour ne citer que le plus commun, des minéraux carbonatés comme la calcite, la dolomite, l'aragonite, ou encore la fluorine.

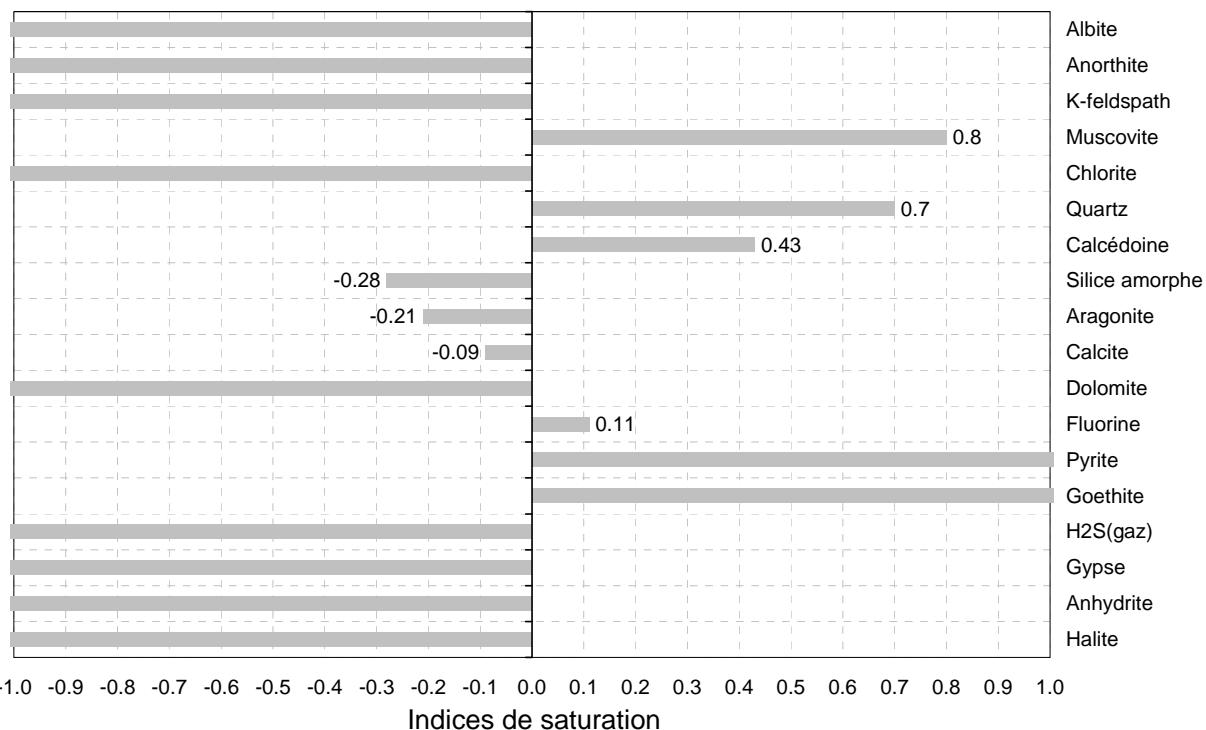
Notons également l'absence de gypse, d'anhydrite et d'halite qui appartiennent le plus souvent aux formations sédimentaires de type évaporitique. Les résultats interprétés par G. Bianchetti (1994) et R. Sonney (2007) montrent qu'il n'y a probablement pas de composante issue de niveaux triasiques à évaporites dans le fluide à Lavey-les-Bains. Les indices de saturation du gypse, de l'anhydrite et de l'halite sont néanmoins pris en considération dans ce chapitre.

En considérant l'ensemble de ces minéraux, et en prenant la composition chimique de la CTNM, les indices de saturation ont été calculés avec le logiciel PHREEQC. Les résultats sont illustrés sur le tableau 2.2 et la figure 2.2.

L'eau thermale captée au P600 est nettement sous-saturée en feldspaths (orthose, albite et anorthite), en dolomite, en chlorite et en minéraux des évaporites ce qui est normal puisque il n'y aurait pas d'influence d'évaporites le long du cheminement des eaux. En revanche, l'eau thermale est fortement sursaturée vis-à-vis des sulfures et des oxydes car on est en présence d'un environnement réduit (présence d' H_2S gazeux). De plus, cette eau est légèrement sursaturée en calcédoine et en quartz, et proche de l'équilibre avec la calcite et l'aragonite (respectivement -0.09 et -0.21).

Tableau 2.2 : Valeurs des indices de saturation des minéraux constitutifs des roches cristallines du massif des Aiguilles Rouges pour la CTNM.

Minéraux	Formules	IS
Albite	$NaAlSi3O8$	-1.45
Anorthite	$CaAl2Si2O8$	-4.44
K-feldspath	$KAlSi3O8$	-1.09
Muscovite	$KAl3Si3O10(OH)2$	0.8
Chlorite	$Mg5Al2Si3O10(OH)8$	-5.98
Quartz	$SiO2$	0.7
Calcédoine	$SiO2$	0.43
Silice amorphe	$SiO2$	-0.28
Aragonite	$CaCO3$	-0.21
Calcite	$CaCO3$	-0.09
Dolomite	$CaMg(CO3)2$	-2.12
Fluorine	$CaF2$	0.11
Pyrite	$FeS2$	21.95
Goethite	$FeOOH$	6.47
H_2S (gaz)	$H2S$	-3.74
Gypse	$CaSO4 \cdot 2H2O$	-1.16
Anhydrite	$CaSO4$	-1.06
Halite	$NaCl$	-5.68

*Figure 2.2 : Représentation graphique des indices de saturation pour la CTNM.*

2.1.5 Température du réservoir profond

2.1.5.1 Estimation avec les géothermomètres

Une feuille de calcul préparée par G. Bianchetti (1993) et permettant de calculer l'ensemble des géothermomètres a été réutilisée dans le cadre de ce travail. Les commentaires apportés par G. Bianchetti sur les géothermomètres en milieu cristallin sont les suivantes :

- **Les géothermomètres de la silice** sont très sensibles aux phénomènes de mélange avec les eaux froides, qui sont peu chargées en silice dissoute. La température calculée est donc souvent sous-estimée. En ce qui concerne le géothermomètre de la calcédoine, il est considéré comme assez fiable dans des eaux en milieu cristallin à température peu élevée (<150°C).
- **Les géothermomètres cationiques** basés sur les rapports Na/K, Na-K-Ca, Na-K-Ca corrigé avec Mg, K²/Mg et Mg/Li peuvent être appliqués dans le cristallin et ils sont beaucoup moins sensibles aux phénomènes de mélange.
- **Les géothermomètres isotopiques** de l'oxygène-18 du sulfate et de l'eau n'ont pas été utilisés aussi systématiquement que les géothermomètres chimiques sur des eaux en contexte alpin. Dans le cas de Lavey-les-Bains, ils donnent des résultats légèrement inférieurs à ceux des géothermomètres de la silice.

De plus, Verma et Santoyo (1997) ont apporté deux nouvelles formules en utilisant les rapports Na/K et Na/Li. Ces dernières sont également prises en considération pour cette étude (tableau 2.3).

Les géothermomètres Ca/Mg et ceux utilisant Li donnent des résultats totalement irréalistes. Les autres géothermomètres et notamment celui de la calcédoine (96°C), oscillent entre 80°C et 130°C. En établissant une moyenne des résultats des géothermomètres compris dans cet intervalle, la température de l'eau thermale en profondeur peut alors être estimée vers **100 – 110°C**.

Tableau 2.3 : Valeurs de température du réservoir profond calculées par les géothermomètres avec la composition de la CTNM.

GEOTHERMOMETRES	TEMP. (°C)
Silice amorphe	6
Cristobalite β	26
Cristobalite a	74
Calcédoine	96
Quartz (refroid. par conduction)	124
K^2/Mg (Giggenbach)	122
K^2/Mg (Fournier)	121
Ca/Mg (Marini et al.)	1115
Mg/Li (Kharaka)	226
Na/Li (Kharaka)	290
Na/Li (Cl bas)	253
Na/Li (Cl élevé)	585
Na/Li (Verma et al.)	261
Na/K (Verma et al.)	140
Na/K (Fournier)	134
Na/K (Arnorsson)	100
Na/K (Truesdell)	89
$NaKCa \beta=1/3$	131
$NaKCa 1/3-Mg$ corr. ($0.5 < R < 5$)	126
$T^{18}O$ (SO_4-H_2O) (Lloyd)	73
$T^{18}O$ (SO_4-H_2O) (Mizutani)	63

2.1.5.2 Estimation avec les indices de saturation

Il est également possible d'estimer la température du réservoir profond en étudiant le comportement des indices de saturation des principaux minéraux en simulant une augmentation de température de 68 à 120°C à partir de la composition chimique de la CTNM. Dans ce but, le logiciel PHREEQC a été utilisé et les courbes représentatives de ces calculs sont illustrées sur la figure 2.3.

L'intersection des courbes du quartz, de la calcédoine, de la calcite et de l'aragonite avec la droite $IS=0$ permettent d'approximer la température du réservoir profond entre **100 et 120°C**.

Entre 100°C et 120 °C, les indices de saturation du quartz, de la calcédoine, de la calcite et de l'aragonite sont très proches de 0. Ces minéraux sont certainement en équilibre avec le fluide profond. En revanche, pour les feldspaths la sous-saturation s'accentue avec l'augmentation de température. Des processus de dissolution de ces minéraux sont possibles lors de la remontée des eaux depuis le réservoir profond. Cependant, l'incertitude sur la concentration réelle en aluminium (<0.1-11 µg/l, annexe A) ne permet pas d'être sûr des résultats obtenus sur les aluminosilicates.

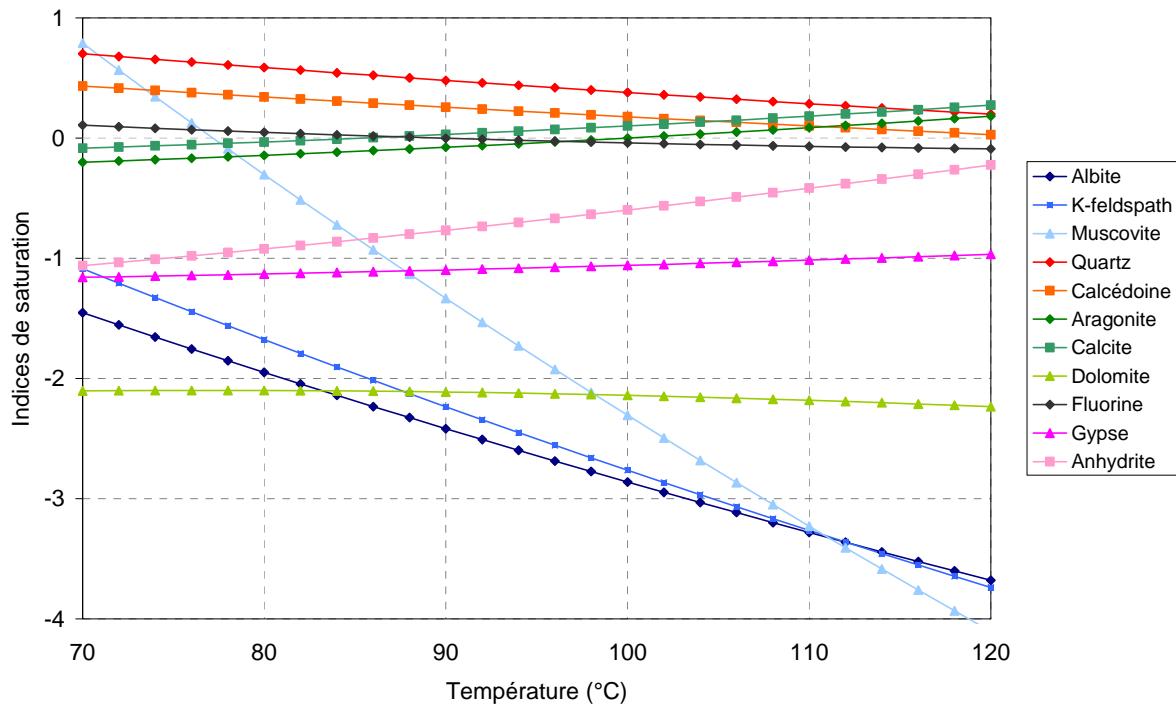


Figure 2.3 : Evolution des indices de saturation en fonction de l'augmentation simulée de température à partir de la composition chimique de la CTNM.

2.1.6 Simulation géochimique du fluide profond

La simulation géochimique du fluide profond à 105°C a été réalisée à partir de la composition chimique de la CTNM. L'exécution de cette simulation nécessite d'établir plusieurs hypothèses importantes qui sont fondées sur les caractères hydrogéologiques, hydrodynamiques, et hydrochimiques de l'aquifère :

- L'aquifère cristallin est géologiquement homogène sur toute sa largeur et sa hauteur, c'est-à-dire jusqu'à 3 km de profondeur. Pour des raisons de simplification, cette hypothèse exclut la présence d'un autre aquifère de type sédimentaire, pincé au sein des gneiss vers 3 km de profondeur comme l'a montré les résultats des profils sismiques réalisés dans la région de St.-Maurice.
- Le refroidissement de l'eau thermale depuis le réservoir profond vers le P600 est dû à des pertes de chaleur par conduction, donc sans mélange. Le refroidissement par mélange avec une eau de plus faible profondeur est négligé pour cette simulation.
- L'eau thermale profonde est plus ou moins à l'équilibre avec certains minéraux de la roche encaissante, car le fluide possède un temps de séjour souterrain suffisamment long pour que cet équilibre se produise ($\approx 10'000$ ans [Sonney, 2007], $^{14}\text{C} = 23.5 \pm 3.0$ pcm au P201 le 10.10.1992 [Bianchetti, 1993]).

L'utilisation du programme de simulation géochimique PHREEQC pour évaluer la composition chimique du fluide profond donne les résultats suivants (tableau 2.4) :

- La minéralisation totale du fluide profond est proche de 1900 mg/l, donc plus élevée que celle de la CTNM (1556 mg/l). Ceci se traduit par des teneurs en éléments majeurs plus hautes. En ce qui concerne les éléments traces, les variations des concentrations entre la CTNM et le fluide profond sont moins importantes à l'exception de l'aluminium qui passe de 2 µg/l, teneur choisie pour cette simulation, à 25 µg/l.
- Le pH de l'eau simulée est de 7.2 alors qu'il était de 7.6 pour la CTNM. La remontée de l'eau thermale depuis son réservoir profond est associée à une baisse de la pression partielle de CO₂(gaz) et donc à une légère augmentation du pH.

Tableau 2.4 : Estimation de la composition chimique du fluide profond à 105°C par simulation avec le logiciel PHREEQC.

Composition chimique du fluide profond	
Temp. (°C)	105
Cond. (K20, μ S/cm)	2503
pH	7.2
TSD (mg/l)	1885
CATIONS (mg/l)	
Ca	61
Mg	0.34
Na	525
K	16.4
Li	4.8
Sr	2.8
Ba	0.03
Rb	0.1
Cs	0.06
Al	0.025
Cr	<0.01
Co	<0.01
Ni	<0.01
Cd	<0.001
U	<0.0001
Ge	0.026
Pb	<0.01
Hg	<0.00001
Ti	<0.01
As	<0.005
V	<0.01
W	0.15
Mn	0.024
Fe	0.061
Mo	0.003
Cu	<0.005
Zu	0.012
ANIONS (mg/l)	
F	9.3
Cl	315
Br	3.3
I	0.4
NO ₃	<0.1
NO ₂	<0.005
PO ₄	<0.5
SO ₄	768
HCO ₃	72
INDISSOCIES (mg/l)	
SiO ₂	96
B	3.4
GAZ (mg/l)	
H ₂ S	7.2
BALANCE IONIQUE	
Cations (méq/l)	27.09
Anions (méq/l)	26.59
Différence (%)	0.94
ISOTOPES	
Tritium (UT)	<0.5
Deuterium (‰)	-98.5
Oxygène-18 H ₂ O (‰)	-13.4

2.1.7 Equilibre géochimique du fluide profond

A partir de la composition chimique estimée du fluide profond, les indices de saturation des minéraux du réservoir ont été calculés (tableau 2.5 et figure 2.4). Les résultats sont similaires à ceux de la CTNM et montrent une forte sous-saturation en feldspaths (orthose, albite et anorthite), dolomite, chlorite et en minéraux des évaporites, ainsi qu'une faible sous-saturation pour la calcite et l'aragonite (respectivement -0.11 et -0.21). En ce qui concerne les autres minéraux, les indices de saturation sont plus grands que 1 pour les sulfures, les oxydes et la muscovite, et respectivement de 0.42 et 0.22 pour le quartz et la calcédoine.

Tableau 2.5 : Valeurs des indices de saturation des minéraux pour le fluide profond recalculé.

Minéraux	Formules	IS-FP
Albite	$NaAlSi3O8$	-1.66
Anorthite	$CaAl2Si2O8$	-2.85
K-feldsparth	$KAISi3O8$	-1.61
Muscovite	$KAl3Si3O10(OH)2$	1.29
Chlorite	$Mg5Al2Si3O10(OH)8$	-2.92
Quartz	$SiO2$	0.42
Calcédoine	$SiO2$	0.22
$SiO2(a)$	$SiO2$	-0.4
Aragonite	$CaCO3$	-0.21
Calcite	$CaCO3$	-0.11
Dolomite	$CaMg(CO3)2$	-2.64
Fluorine	$CaF2$	0
Pyrite	$FeS2$	20
Goethite	$FeOOH$	5.9
$H_2S(gaz)$	$H2S$	-3.06
Gypse	$CaSO4 \cdot 2H2O$	-0.96
Anhydrite	$CaSO4$	-0.42
Halite	$NaCl$	-5.6

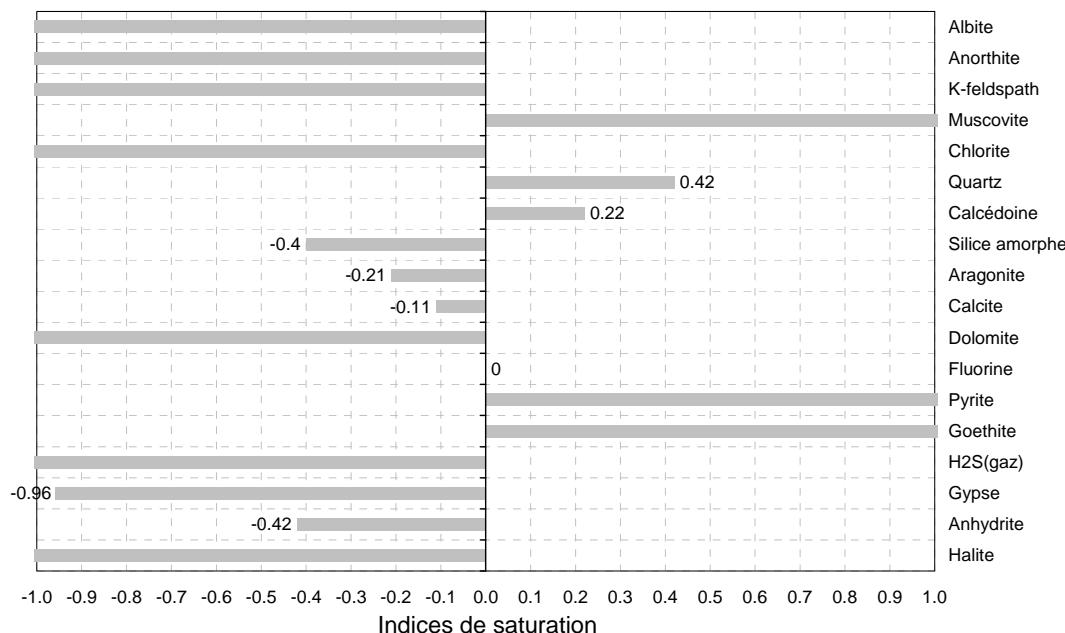


Figure 2.4 : Représentation graphique des indices de saturation pour le fluide profond recalculé.

2.1.8 Conclusions et recommandations

Cette étude géochimique du fluide en profondeur a permis de répondre aux objectifs formulés en introduction, c'est-à-dire la composition chimique du fluide profond (possibilité de rejet dans le Rhône), les processus de dépôts de minéraux et de corrosion des métaux dans le puits et/ou les équipements de surface, et finalement la température du réservoir profond qui est l'un des paramètres essentiels pour une opération de géothermie.

En ce qui concerne la température du réservoir profond, estimée avec les méthodes géothermométriques et géochimiques, elle est de l'ordre de 100-110°C. Ce domaine de température indique que la base du réservoir se situe à une profondeur d'environ 3 km, profondeur correspondant à la présence hypothétique d'un aquifère de type sédimentaire pincé au sein du massif gneissique des Aiguilles Rouges.

Les calculs réalisés avec le logiciel PHREEQC pour déterminer la composition chimique du fluide profond ne prennent pas en considération l'existence d'un aquifère sédimentaire potentiel. En effet, il est impossible de savoir si cette formation est perméable ou imperméable, si elle renferme de grandes quantités d'eau et si elle contribue à l'alimentation des résurgences de Lavey. En cas de forage profond, il est donc recommandé de prélever au fur et à mesure de l'approfondissement les fluides captés par le puits, pour des analyses détaillées.

Le fluide profond possède une minéralisation totale légèrement supérieure à celle du P600 (1885 contre 1556 mg/l) pour une température de 105°C. Cette estimation a été réalisée en considérant que l'eau thermale profonde est plus ou moins à l'équilibre avec les principaux minéraux de la roche encaissante, car le fluide possède un temps de séjour souterrain suffisamment long pour que cet équilibre se produise. Cependant, dans une phase ultérieure, il est conseillé d'effectuer plusieurs simulations en modifiant les équilibres des minéraux et de comparer les résultats obtenus. Il est également conseillé **d'analyser de manière spécifique la teneur en aluminium par plusieurs mesures au P600** et de l'intégrer à la simulation. En effet, l'incertitude sur cet élément reste importante (<0.1-11 µg/l) et une variation de la teneur en aluminium dans la simulation engendre des modifications importantes des équilibres avec les aluminosilicates.

En ce qui concerne les éléments traces, il n'existe pas de concentrations dépassant les limites autorisées pour un éventuel rejet des eaux dans le Rhône. Il est également recommandé de faire des analyses complémentaires pour vérifier la validité dans le temps des éléments traces ne disposant actuellement que de 1-3 analyses. Sachant que l'exploitation actuelle de l'eau thermale à Lavey ne crée pas de problèmes majeurs de dépôt de minéraux et de corrosion des installations de surface, et que le fluide profond possède une minéralisation totale légèrement supérieure à celles des puits P201 et P600, il est vraisemblable que l'exploitation du fluide profond n'engendrera pas de problèmes majeurs de précipitation/dissolution, sous réserve de la découverte d'un nouveau fluide dont l'origine serait différente.

Bibliographie

- BADOUX, H.**, 1971. Atlas géologique de la Suisse 1 : 25'000, Feuille 1305 : Dents de Morcles. Notice explicative, Commission Géologique Suisse, Kümmerly & Frey S.A., Berne.
- BIANCHETTI, G.**, 1993. Circulations profondes dans les Alpes : Hydrogéologie, géochimie et géothermie des sources thermales du Valais (Suisse) et régions limitrophes. Rapport non publié.
- BIANCHETTI, G.**, 1994. Hydrogéologie et géothermie de la région de Lavey-les-Bains (Vallée du Rhône, Suisse). Bulletin du Centre d'hydrogéologie de Neuchâtel, 13: 3-32.
- BIANCHETTI, G.**, 2002. Opération géothermique de Lavey-les-Bains (VD). Réalisation du forage géothermique profond P600 et exploitation de la ressource énergétique par pompage dans les puits P600 et P201 (Juin 1997 – Décembre 2002). Rapport non publié.
- BIANCHETTI, G., CRESTIN, G., KOHL, T. and GRAF, O.**, 2006. Géothermie du cristallin profond de la vallée du Rhône. Etude préliminaire. Rapport final de phase A, non publié.
- BRANDLEIN, P., NOLLAU, G., SHARP, Z. and VON-RAUMER, J.-F.**, 1994. Petrography and geochemistry of the Vallorcine granite (Aiguilles Rouges massif, Western Alps). Schweiz. Mineral. Petrogr. Mitt., 74: 227-243.
- COLLET, L.-W., OULIANOFF, N. and REINHARD, M.**, 1952. Atlas géologique de la Suisse 1: 25'000, Feuille 525 : Finahaut. Notice explicative, Commission Géologique Suisse, Kümmerly & Frey S.A., Berne.
- CRSFA**, 1992. Programme GEOTHERMOVAL, phase 1, rapport final : Saint-Maurice. Rapport CRSFA/92.03, non publié.
- GAGNEBIN, E.**, 1934. Atlas géologique de la Suisse 1 : 25'000, Feuille 483 : St-Maurice. Notice explicative, Commission Géologique de la Société Helvétique des Sciences Naturelles, A. Franke S.A., Berne.
- HÖGL, O.**, 1980. Die Mineral- und Heilquellen der Schweiz, Ed. Haupt, Bern, 302 pp.
- KERRICH, R., ALLISON, I., BARNETT, R.-L., MOSS, S. and STARKEY, J.**, 1980. Microstructural and chemical transformations accompanying deformation of granite in a shear zone at Miéville, Switzerland; With implications for stress corrosion cracking and superplastic flow. Contrib. Mineral. Petrol., 73: 221-242.
- LUGEON, M. and ARGAND, E.**, 1937. Atlas géologique de la Suisse 1: 25'000, Feuille 485 : Saxon-Morcles. Notice explicative, Commission Géologique de la Société Helvétique des Sciences Naturelles, A. Franke S.A., Berne.
- MARQUER, D., PETRUCCI, E. and IACUMIN, P.**, 1994. Fluid advection in shear zones: evidence from geological and geochemical relationships in the Aiguilles Rouges Massif (Western Alps, Switzerland). Schweiz. Mineral. Petrogr. Mitt., 74: 137-148.

SONNEY, R., 2007. Système hydrothermal de Lavey-les-Bains (Vaud) : Evolution des paramètres physiques et chimiques de l'eau thermale avec la production. Diplôme spécialisation en hydrogéologie, Univ. Neuchâtel, CHYN, non publié.

STEYRER, H.-P. and STRUM, R., 2002. Stability of zircon in a low-grade ultramylonite and its utility for chemical mass balancing: the shear zone at Miéville, Switzerland. *Chemical Geology*, 187: 1-19.

VON-RAUMER, J.-F., 1987. Les Massifs du Mont-Blanc et des Aiguilles Rouges : témoins de la formation de la croûte varisque dans les Alpes occidentales. *Géologie Alpine*, 63: 7-24.

VON-RAUMER, J.-F. and BUSSY, F., 2004. Mont Blanc and Aiguilles Rouges geology of their polymetamorphic basement (External massifs, Western Alps, France-Switzerland). *Mémoires de Géologie*, Nr. 42, Lausanne.

VON-RAUMER, J.-F., GALETTI, G., PFEIFER, H.-R. and OBERHANSLI, R., 1990. Amphibolites from lake Emosson/Aiguilles Rouges, Switzerland: Tholeiitic basalts of a paleozoic continental rift zone. *Schweiz. Mineral. Petrogr. Mitt.*, 70: 419-435.

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 pp.

ZAHNER, P., MAUTNER, J. and BADOUX, H., 1974. Etude hydrogéologique des sources thermominérales de Lavey, d'Yverdon et de Saxon. *Mémoires de la Société Vaudoise des Sciences Naturelles*, Nr. 95, 15: 209-234.

ANNEXE A : Données chimiques et isotopiques des eaux de l'ensemble des captages de Lavey-les-Bains.

Les données ont été fournies par le bureau Alpgeo, corrigées et validées par G. Banchetti.

Estimation de la composition chimique de l'eau thermale en profondeur à Lavey-les-Bains (Vaud)

GENERALITES														
Forage/Puits	P201	P201	P201	P201	P201	P201	P201	P201	P201	P201	P201	P201	P201	P201
Référence/Laboratoire	HOGL (1980)	Vuataz (1982)	HOGL (1980)	Bianchetti (1993)	Bianchetti (1993)	Sonney (2007)	ANESA							
N° échantillon/Condition	127	231	332	404	605	706	809	912	gb - 116	gb - 316				
Date échantillonnage	28-août-73	16-mai-77	23-juin-77	11-août-77	04-oct-77	01-mars-78	19-avr-78	06-juin-78	14-juil-78	12-août-88	15-mars-90	16-août-90	20-juil-06	03-mai-07
MESURES IN SITU														
Température (°C)	62.0	61.4	62.2	61.5	61.4	61.4	56.5	61.8	61.8	61.4	63.0	62.0	56.0	56.9
Conductiv. (µS/cm)	1720	1'689	1708	1725	1739	1766	1713	1'708	1'715	1'833	1'830	1'712	1'518	1'390
Débit (l/mn)	370				268				250	310	350	480	480	
pH	7.80	7.65	7.90	7.75	7.55	7.65	7.75	7.65	7.80	8.00	7.45	7.74	7.70	7.61
Eh (mV)									-230	-315	-284	-87		
Temp. air (°C)									25	15	19		20	
ANALYSES														
Résidu sec (180°C)	1'270									1'289				
TSD calculé (mg/l)	1'286	1'250	1'234	1'259	1'247	1'326	1'301	1'333	1'341	1'262	1'405	1'376	1'260	1'047
CATIONS (mg/l)														
NH ₄	0.45									0.36				0.48
Li	3.2	3.0	3.4	3.3	3.3	3.4	3.2	3.3	3.3	3.2	3.3	3.2	2.5	2.4
Na	335	345	344	346	362	369	356	358	352	331	378	369	321	257
K	13.3	11.5	10.8	11.9	11.7	11.4	11.1	11.8	11.5		12.1	12.2	11.5	9.2
Rb										0.124	0.130			0.092
Cs										0.061	0.072			0.050
Mg	3.0	2.6	2.7	2.2	2.1	2.4	2.9	2.5	2.5	2.5	2.1	1.9	3.1	2.7
Ca	52.1	47.1	49.2	50.7	43.1	54.5	50.9	51.4	50.7	53.0	52.2	54.5	66.2	52.6
Sr	2.0	1.8	2.1	2.0	2.2	2.0	2.2	2.3	2.1		2.1	2.0		1.8
Ba										0.026	0.021			0.021
Al	0.011									0.000	0.000			<0.010
Cr														<0.010
Co														<0.010
Ni										<0.0010				<0.0010
Cd											0			0.0030
U														0.022
Ge														0.014
Pb	<0.001									<0.001	0.000	0.020		<0.010
Hg														<0.000010
Ti											0.000	0.000		<0.010
As	0.006											0.005		0.006
V	<0.0001											0.046		<0.010
W										0.130	0.104			0.098
Mn	0.019	0.010	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.050	0.040	0.009	0.021	0.018		0.029
Fe	0.150	0.050	0.040			0.050	0.060	0.050		0.030	0.113			0.013
Mo	0.0025													
Cu	0.004									0.006				<0.005
Zn	0.008									<0.01	0.000	0.000		<0.010
ANIONS (mg/l)														
F	6.7	5.3	6.4					6.7	7.0	6.6	6.9	6.4	5.6	5.4
Cl	222	209	210	214	217	225	211	211	214	221	240	224	199	159
Br											2.26	2.48		1.60
I	0.35									0.35	0.19	0.19		0.45
NO ₃	<0.1									<0.1				<0.1
NO ₂										<0.01				<0.005
PO ₄														<0.5
SO ₄	490	460	450	450	450	500	500	525	538	490	546	550	511	404
HCO ₃	88.5	94.0	85.0	101.0	87.0	87.0	94.0	92.0	89.0	82.0	87.0	87.0	87.0	89.0
INDISSOCIES (mg/l)														
SiO ₂	66.2	71.1	70.5	77.4	68.5	71.5	69.8	68.8	70.4	69.2	69.7	62.4	54.0	57.5
B	2.7									2.8	2.4			2.2
GAZ (mg/l)														
H ₂ S	4.0									3.9				2.8
BALANCE IONIQUE														
Cations (méq/l)	18.27	18.34	18.46	18.59	18.89	19.79	19.06	19.17	18.87	17.71	20.06	19.75	18.17	14.65
Anions (méq/l)	18.27	17.29	17.02	17.06	16.92	18.18	17.90	18.74	19.06	18.13	19.93	19.53	17.97	14.65
Déférence	0.0%	2.9%	4.1%	4.3%	5.5%	4.2%	3.1%	1.1%	0.5%	1.2%	0.3%	0.5%	0.6%	0.0%
ISOTOPES														
Tritium (UT)					6.0			10.0			3.2	5.3		2.3
Deuterium (‰)					-95.9			-96.4			-98.5	-96.6		-96.0
Oxyg.-18 H ₂ O (‰)					-13.04			-13.32			-13.50	-13.37		-13.15
Oxyg.-18 SO ₄ (‰)											8.5			
Soufre-34 SO ₄ (‰)											21.9			
Soufre-34 HS (‰)											-9.5			

Estimation de la composition chimique de l'eau thermale en profondeur à Lavey-les-Bains (Vaud)

GENERALITES

Forage/Puits	P600	P600	P600	P600							
Référence/Laboratoire	Bianchetti (2002)	Sonney (2007)	Sonney (2007)	ANESA							
N° échantillon/Condition	Air-lift N°1	Air-lift N°2	Pomp. N°1	Pomp. N°2	Pomp. N°2	Pomp. N°3	Pomp. N°5	Production	Production	Production	Production
Date échantillonnage	11-août-97	19-août-97	21-août-97	12-sept-97	12-sept-97	27-sept-97	08-oct-97	11-juin-98	20-juil-06	12-sept-06	03-mai-07

MESURES IN SITU

Température (°C)	28.5	45.1	54.3	67.6	64.4	67.6	68.6	68.7	65.0	65.2	65.1
Conductiv. (µS/cm)	1579	1956	1798	1851	1843	1962	1983	1882	1758	1767	1782
Débit (l/mn)	50	105	104	295	100	910	1100	1340	300	300	285
pH	7.90	7.20	8.30	6.60	7.70	7.70	7.70	7.50	7.70	7.70	7.71
Eh (mV)											-130
Temp. air (°C)											20

ANALYSES

Résidu sec (180°C)

TSD calculé (mg/l)	928	1'268	1'291	1'339	1'320	1'294	1'350	1'337	1'505	1'428	1'324
--------------------	-----	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

CATIONS (mg/l)

NH ₄											0.46
Li			3.2	3.3	3.3	3.2	3.5	3.5	3.3	3.7	3.8
Na	286	423	382	389	381	354	372	359	408	376	357
K			12.7	10.5	10.4	9.9	9.6	11.5	15.3	11.5	11.6
Rb											0.114
Cs											0.065
Mg		0.6	0.6	0.3	0.2	1.8	1.8		2.0	1.5	1.3
Ca	50.8	50.8	42.6	47.8	48.5	53.4	51.6	54.0	64.0	56.7	52.4
Sr			1.6	1.9	1.9	2.0	2.2				2.0
Ba											0.026
Al											<0.010
Cr											<0.010
Co											<0.010
Ni											<0.010
Cd											<0.0010
U											<0.0001
Ge											0.022
Pb											<0.010
Hg											<0.000010
Ti											<0.010
As											0.001
V											<0.010
W											0.116
Mn											0.027
Fe											0.012
Mo											
Cu											<0.005
Zn											0.012

ANIONES (mg/l)

F		7.7	7.1	7.0	6.3	6.8	5.9	6.4	6.1	6.4	
Cl	171	252	223	241	240	219	223	204	251	242	220
Br											2.39
I											0.58
NO ₃											<0.1
NO ₂											<0.005
PO ₄											<0.5
SO ₄	420	541	527	552	558	559	535	560	606	577	523
HCO ₃			91.5	85.4	70.2	85.4	82.4	79.3	82.0	87.4	70.0

INDISSOCIES (mg/l)

SiO ₂						62.0	60.0	67.4	65.7	69.5	
B											3.2

GAZ (mg/l)

H ₂ S											3.3
------------------	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	-----

BALANCE IONIQUE

Cations (méq/l)	14.98	20.98	19.62	20.12	19.77	18.96	19.70	19.11	21.97	20.12	19.12
Anions (méq/l)	13.57	18.38	19.15	20.08	19.91	19.56	19.14	19.02	21.38	20.60	18.58
Déférence	4.9%	6.6%	1.2%	0.1%	0.4%	1.6%	1.4%	0.2%	1.4%	1.2%	1.4%

ISOTOPES

Tritium (UT)											1.0
Deuterium (‰)											-97.1
Oxyg.-18 H ₂ O (‰)											-13.15
Oxyg.-18 SO ₄ (‰)											
Soufre-34 SO ₄ (‰)											
Soufre-34 HS (‰)											

Estimation de la composition chimique de l'eau thermale en profondeur à Lavey-les-Bains (Vaud)

GENERALITES

Forage/Puits	P205	P205	P205	P205	P205	P205	P12	P12	P12	P14	S7
Référence/Laboratoire	ETLB (1989)	ETLB (1989)	Bianchetti (1993)	Bianchetti (1993)	Bianchetti (1993)		Balmer (1988)	ETLB (1987)	ETLB (1988)		
N° échantillon/Condition	P205-D	P205-G	gb - 1171	gb - 1172	gb - 817	Pompage	P12-D	P12-87	P12-A	gb - 718	S7-3
Date échantillonnage	14-août-89	11-oct-89	03-févr-90	15-mars-90	30-oct-91	11-avr-05	18-févr-83	26-août-88	20-août-87	03-août-88	01-oct-91
											05-nov-92

MESURES IN SITU

Température (°C)	36.2	40.5	47.7	33.0	41.3	36.0	29.5	34.4	50.0	48.5	21.4	18.2
Conductiv. (µS/cm)	973	1225	1477	907	1'150	707	495	801	919	1'982	670	478
Débit (l/mn)		200	40	300	155	184					60	
pH	7.80	7.70	7.59	7.59	8.00	7.20	7.70	7.50	7.70	7.30	8.00	7.80
Eh (mV)				-215								
Temp. air (°C)			16	15								

ANALYSES

Résidu sec (180°C)

TSD calculé (mg/l)	728	923	1'124	768	881	511	395	602	703	1'500	504	397
--------------------	-----	-----	-------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-------	-----	-----

CATIONS (mg/l)

NH ₄												
Li	1.9	2.0	2.6	1.3	1.8			1.0	1.2	3.9	0.7	0.2
Na	149	200	261	146	217	117	37	98	115	385	110	19
K	6.1	7.9	10.3	5.9	6.7	5.0	3.3	4.2	5.8	11.0	4.1	2.5
Rb			0.102	0.076	0.081							
Cs			0.060	0.037	0.054							
Mg	4.5		2.7		4.1		8.3		4.6	0.7		8.9
Ca	40.7	46.9	46.2	54.8	43.3	29.0	60.9	58.5	67.1	67.7	37.5	71.1
Sr			1.7	1.6							1.5	0.7
Ba			0.018	0.031								
Al			0.000	0.002								
Cr			0.000	0.009								
Co												
Ni												
Cd												
U												
Ge					0.015							
Pb			<0.000	<0.000								
Hg												
Ti												
As			0.003	0.020	0.013							
V					0.002							
W			0.076	0.030								
Mn			0.046	0.027								
Fe			0.130	0.119								
Mo												
Cu												
Zn			0.007	0.003								

ANIONS (mg/l)

F		6.4	3.8	4.4						8.7	2.6	1.1
Cl	89	127	160	86	119	40	25	66	86	228	22	10
Br			1.55	1.08	1.31							
I			0.03	0.02	0.10							
NO ₃					3.4							
NO ₂												
PO ₄												
SO ₄	261	365	471	276	322	174	99	200	234	640	208	92
HCO ₃	127.0	117.0	97.0	153.0	110.0	146.0	158.6	143.0	151.0	72.0	118.0	171.0

INDISSOCIES (mg/l)

SiO ₂	49.0	57.0	59.7	35.9	48.2			31.5	38.0	83.0		20.0
B			2.9	2.2	2.8							

GAZ (mg/l)

H ₂ S						0.6						
------------------	--	--	--	--	--	-----	--	--	--	--	--	--

BALANCE IONIQUE

Cations (méq/l)	9.31	11.53	14.56	9.47	12.37	6.66	5.39	7.43	9.05	21.03	6.90	5.23
Anions (méq/l)	10.03	13.10	16.25	10.88	12.10	7.14	5.37	8.36	9.77	21.39	7.01	5.07
Déférence	3.7%	6.4%	5.5%	7.0%	1.1%	3.5%	0.2%	5.9%	3.8%	0.9%	0.8%	1.6%

ISOTOPES

Tritium (UT)		7.0	20.0	12.5								
Deuterium (%o)		-95.0	-92.9	-94.1								
Oxyg.-18 H ₂ O (%o)		-12.73	-12.55	-12.94								
Oxyg.-18 SO ₄ (%o)												
Soufre-34 SO ₄ (%o)												
Soufre-34 HS (%o)												

Estimation de la composition chimique de l'eau thermale en profondeur à Lavey-les-Bains (Vaud)

GENERALITES										
Forage/Puits	S8	S8	S9	S9	P11	AP	AP	AP	AP	AP
Référence/Laboratoire						HÖGL (1980)	Zahner (1974)	Vuataz (1982)	Vuataz (1982)	Vuataz (1982)
N° échantillon/Condition	S8-2	S8-3	S9-2	S9-3	13-nov-85	AP-70	AP-74	606	707	810
Date échantillonnage	18-nov-92	18-nov-92	06-nov-92	10-nov-92	10-nov-70	02-avr-74	10-mars-78	19-avr-78	06-juin-78	14-juil-78
MESURES IN SITU										
Température (°C)	32.0	31.2	25.4	24.7	17.7	44.0	36.0	22.2	22.0	21.9
Conductiv. (µS/cm)	892	865	586	586	396	1'400	910	340	316	296
Débit (l/mn)										291
pH	7.90	7.90	8.00	8.00	7.60	7.40	7.70	7.95	7.90	7.65
Eh (mV)										
Temp. air (°C)										
ANALYSES										
Résidu sec (180°C)										
TSD calculé (mg/l)	653	639	468	484	341	1'062	608	329	286	285
CATIONS (mg/l)										
NH ₄						0.21				
Li	1.2	1.2	0.5	0.5		2.4		0.1	0.1	0.1
Na	136	120	52	56	25	265	120	14	12	10
K	6.1	5.6	3.7	3.9	2.4	9.7	4.7	2.1	2.1	2.0
Rb										1.8
Cs										
Mg	4.7	6.7			8.2	5.6	7.4	11.2	11.4	10.9
Ca	55.7	53.9	59.1	64.3	56.9	48.0	57.3	48.9	41.4	44.6
Sr	1.4	1.3	1.0	1.0		1.1		0.5	0.6	0.5
Ba										
Al						0.004				
Cr										
Co										
Ni										
Cd										
U										
Ge										
Pb						0.002				
Hg										
Ti										
As						0.006				
V						0.002				
W										
Mn						0.006		0.020		0.040
Fe						0.060		0.080	0.120	0.090
Mo						0.0042				
Cu						0.002				
Zn						0.012				
ANIONS (mg/l)										
F	3.7	4.0	3.0	2.9		5.0			1.0	1.0
Cl	79	78	37	40	12	144	76	7	7	6
Br						1.60				
I						0.15				
NO ₃					3.2	<0.1				
NO ₂										
PO ₄						0.050				
SO ₄	197	195	126	134	70	429	194	60	40	43
HCO ₃	127.0	131.0	151.0	151.0	165.0	104.0	148.8	171.0	157.0	153.0
INDISSOCIES (mg/l)										
SiO ₂	42.0	43.0	34.2	30.0		43.8		14.4	14.5	13.5
B						2.1				
GAZ (mg/l)										
H ₂ S						3.3				
BALANCE IONIQUE										
Cations (méq/l)	9.44	8.81	5.41	5.84	4.64	15.00	8.81	4.04	3.63	3.65
Anions (méq/l)	8.59	8.61	6.30	6.56	4.48	14.96	8.62	4.25	3.60	3.61
Différence	4.7%	1.1%	7.6%	5.8%	1.8%	0.1%	1.1%	2.6%	0.3%	0.6%
ISOTOPES										
Tritium (UT)							128.0			
Deuterium (‰)							-87.9			
Oxyg.-18 H ₂ O (‰)							-12.33			
Oxyg.-18 SO ₄ (‰)										
Soufre-34 SO ₄ (‰)										
Soufre-34 HS (‰)										

2.2 ASPECTS ENVIRONNEMENTAUX

2.2.1 RÉSUMÉ DU RAPPORT DE ECOTEC

Dans cette phase B1, l'étude réalisée par ECOTEC SA à Genève devait permettre de mettre en évidence et d'évaluer les éléments pouvant compromettre la poursuite du projet (critères « killers »), en considérant les aspects liés à l'environnement. Le rapport final rédigé par ECOTEC se trouve à la suite de ce Résumé. L'étude environnementale avait pour objectifs :

- De préciser les modalités pour qu'un **rejet au Rhône des eaux thermales** soit admis et en vérifier la faisabilité;
- De dresser un **premier inventaire des études environnementales à réaliser** pour la suite du projet Agepp;

A noter que le projet a été présenté le 9 octobre 2007 aux Services d'Etat concernés, lors d'une séance avec la Commission de coordination interdépartementale pour la protection de l'environnement (CIPE). Aucun élément décisif susceptible de compromettre le projet n'a été soulevé lors de cette séance.

Le rapport d'ECOTEC dresse une liste exhaustive des dispositions légales fédérales et cantonales ayant un rapport avec le projet Agepp. Celui-ci est soumis à **étude d'impact sur l'environnement** au sens de l'OEIE (installation géothermique avec une puissance > 5MW_{th}). D'abord un rapport d'enquête préliminaire (REP) doit être réalisé, pour définir un cahier des charges de divers aspects de l'impact devant être approfondis dans le rapport d'impact sur l'environnement (RIE). A noter que, dans la mesure où le REP ne ferait l'objet d'aucune demande complémentaire des Services de l'Etat, celui-ci pourrait être adopté comme RIE.

La problématique du rejet des eaux thermales du puits Agepp dans le canal de fuite de l'usine hydroélectrique de Lavey a été abordée en considérant les aspects thermiques et chimiques. La législation (OEaux) indique une **température maximale de 30°C pour le rejet** et un **réchauffement maximal de 1.5°C** pour les eaux du cours d'eau récepteur, s'il s'agit d'une rivière à truites (en l'occurrence le Rhône à Lavey).

La **variante d'exploitation la plus défavorable pour l'environnement** a été considérée, à savoir celle avec une valorisation minimale de la chaleur de rejet en période d'étiage du Rhône. Dans ce cas de figure, le puits Agepp est exploité à son débit maximal de 75 l/s et seule une petite partie des rejets thermiques (7 l/s) est envoyée vers les Bains de Lavey. Il s'agit donc de considérer le rejet de 68 l/s d'eau thermale à 70°C dans le canal de fuite de l'usine hydroélectrique de Lavey en période d'étiage (débit = 40 m³/s). Après mélange avec 400 l/s d'eau de refroidissement à 18.4°C issus du condenseur de l'ORC, la température des eaux thermales avant rejet est de **l'ordre de 26°C**. Selon la température des eaux du canal de fuite, le réchauffement maximal induit par les rejets d'eau thermale **ne dépassera pas 0.5°C**. Les conditions légales au niveau thermique sont donc respectées.

Au niveau chimique, les **valeurs limites fixées par OEaux** sont amplement respectées, notamment pour ce qui concerne les métaux lourds.

En conclusion, aucun impact significatif au niveau thermique ou chimique n'est prévisible en rejetant les eaux thermales du forage Agepp dans le Rhône (dans le canal de fuite de l'usine hydroélectrique)

PHASE B1 – ETUDE DE FAISABILITÉ

NOTE TECHNIQUE ASPECTS ENVIRONNEMENTAUX



NOVEMBRE 2007



ECOTEC Environnement S.A.
Rue François-Ruchon, 3
1203 Genève
Tél. 022 344 91 19 / Fax 022 344 33 65
E-mail : info@ecotec.ch

TABLE DES MATIERES

2.2.2 Introduction.....	45
2.2.2.1 Contexte du projet.....	45
2.2.2.2 Aspects environnementaux.....	45
2.2.3 Cadre législatif et réglementaire.....	46
2.2.3.1 Procédures.....	46
2.2.3.2 Législation fédérale	46
2.2.3.3 Législation cantonale.....	47
2.2.4 Eléments du projet	48
2.2.4.1 Implantation des installations	48
2.2.4.2 Variantes d'exploitation.....	48
2.2.4.3 Valeurs naturelles existantes.....	49
2.2.5 Pré-analyse de l'Impact du projet sur les eaux de surface	50
2.2.5.1 Fonctionnement hydrologique (Rhône)	50
2.2.5.2 Problématique du rejet Agepp	51
2.2.5.3 Modalités du Rejet des Bains de Lavey.....	52
2.2.5.4 Situation future (avec rejet Agepp).....	52
2.2.6 Inventaires des études complémentaires	57
2.2.7 Conclusions	59
2.2.8 Données consultées	60

REALISATION

Responsable de l'étude, aspects environnementaux	Frédéric HOFMANN, Ing. ETS 'Gestion Nature'
Expertise-conseil, aspects géochimiques	Sébastien BEUCHAT, Dr. géologue
Participation à l'étude	Gilles GARAZI, hydrogéologue diplômé
Cartographie et SIG	Yves SCHEURER, Ing. ETS 'Gestion Nature'
Mise en page, administration	Céline BARRIL, bac STT 'Comptabilité'

2.2.2 INTRODUCTION

2.2.2.1 CONTEXTE DU PROJET

Le projet AGEPP (Alpine geothermal power production) vise à produire, en plus de la chaleur, de l'électricité d'origine géothermique à destination d'une part, des communes de Lavey-village et de St-Maurice et d'autre part, des Bains de Lavey (cf. plan de situation annexé). La production énergétique visée par ce projet pilote est la suivante :

- **Electricité** : puissance de 0.6 à 1.3 MW_e, et production annuelle de 5 à 11 GWh_e, soit la consommation d'environ 1'500 à 3'000 ménages¹.
- **Chaleur pour les Bains** : puissance de 2 MW_{th}, et production annuelle de 16 GWh_{th} (équivalent à la consommation d'environ 1'150 ménages).
- **Chaleur pour d'autres utilisateurs** : puissance de 2 à 13 MW_{th}, et production annuelle de 5 à 32 GWh_{th}, soit la consommation de 370 à 2350 ménages.

Située dans la région de Lavey, la cible est située à environ 3'000 mètres de profondeur, dans les gneiss des Massifs cristallins externes. Le projet jouit, a priori, de conditions très favorables telle qu'une température du fluide géothermal élevée (100 à 110 °C) associée à une minéralisation faible (< 2 g/l). Les débits de production sont, quant à eux, estimés entre 50 et 75 l/s. L'approvisionnement nécessaire en eaux de refroidissement est aisé grâce à la proximité du Rhône.

Le système prévu pour la production d'électricité est de type ORC (*Organic Rankine Cycle*). Le concept du projet Agepp est d'exploiter des aquifères profonds et ne nécessite pas de fracturation active comme les projets de type *Hot dry rock* ou le projet *Deep heat mining* de Bâle, par exemple. Aucun effet sismique n'est donc à craindre.

2.2.2.2 ASPECTS ENVIRONNEMENTAUX

La présente note technique poursuit les buts suivants :

- D'une part, préciser les modalités selon lesquelles un rejet au Rhône des eaux thermales pompées pourrait être réalisé. Cette étape comprend une pré-analyse de l'impact environnemental induit, au stade de l'étude de faisabilité (phase « critères killer »).
- D'autre part, dresser un premier inventaire des études environnementales complémentaires à réaliser pour la suite du projet, prenant en considération les points législatifs particuliers dont il y aura lieu de tenir compte.

Le projet Agepp a fait l'objet d'une présentation aux Services d'Etat concernés, lors de la réunion de la Commission de coordination interdépartementale pour la protection de l'environnement (CIPE) du 9 octobre 2007. Notons qu'aucun élément décisif susceptible de compromettre le projet n'a été mentionné en séance.

¹ La production d'électricité et de chaleur est exprimée selon une fourchette de valeur. Cette dernière dépend étroitement de la variante de projet qui sera retenue, à savoir : système à un puit (singlet 50-75 l/s) ou à deux puits (doublet 75-100 l/s).

2.2.3 CADRE LÉGISLATIF ET RÉGLEMENTAIRE

2.2.3.1 PROCÉDURES

Le projet Agepp est soumis à étude d'impact sur l'environnement au sens de l'OEIE (annexe 21.4), attendu que :

- la puissance de l'installation géothermique est supérieure à 5 MW_{th} (en l'occurrence, les valeurs du projet sont comprises entre 4 et 15 MW_{th} selon la variante retenue).

Conformément aux prescriptions légales et aux recommandations relatives à l'étude d'impact sur l'environnement, la démarche nécessite en premier lieu la réalisation d'un rapport d'enquête préliminaire (REP). Ce dernier constitue une première évaluation des impacts du projet, et définit un cahier des charges rendant compte des divers aspects de l'impact devant être étudiés de façon approfondie dans le rapport d'impact sur l'environnement (RIE). Notons que dans la mesure où le REP s'avérerait suffisamment documenté et ne ferait l'objet d'aucune demande complémentaire de la part des Services d'Etat, celui-ci pourrait être adopté comme RIE.

Selon le Règlement d'application de l'OEIE vaudois (RVOEIE du 25.04.1990), la procédure décisive est la « procédure d'autorisation spéciale » (art. 120 à 123 LATC). La procédure réglementaire applicable pour la demande de concession au canton se fonde sur les éléments suivants (A. Lathion – SESA, comm. pers. 2007) :

- Le projet Agepp relève d'une « concession pour usage d'eau » au sens de la *Loi cantonale sur l'utilisation des lacs et cours d'eau dépendant du domaine public* (LLC), à laquelle renvoie la *Loi réglant l'occupation et l'exploitation des eaux souterraines du domaine public cantonal* (LESDP, art. 1 et 2).

2.2.3.2 LÉGISLATION FÉDÉRALE

Les dispositions légales fédérales réglementant la réalisation du projet Agepp sont mentionnées ci-après :

- Loi sur la protection de l'environnement (LPE) du 21 décembre 1999.
- Loi sur l'aménagement du territoire (LAT) du 22 juin 1979.
- Loi sur l'aménagement des cours d'eau (LACE) du 21 juin 1991 et son ordonnance (OACE) du 2 novembre 1994.
- Loi sur la protection des eaux (LEaux) du 24 janvier 1991 et son ordonnance (OEaux) du 28 octobre 1998.
- Ordonnance sur la protection de l'air (OPair) du 16 décembre 1985.
- Ordonnance sur la protection contre le bruit (OPB) du 15 décembre 1986.
- Ordonnance sur les atteintes portées aux sols (OSol) du 1^{er} juillet 1998.
- Ordonnance sur le traitement des déchets, OTD, du 10 décembre 1990.
- Ordonnance sur les mouvements de déchets, OMoD, du 22 juin 2005.

- Loi sur les forêts (LFo) du 4 octobre 1991 et son ordonnance (OFo) du 30 novembre 1992.
- Loi sur la protection de la nature et du paysage (LPN) du 1^{er} juillet 1966 et son ordonnance (OPN) du 16 janvier 1991.
- Loi fédérale sur la pêche (LFSP) du 21 juin 1991 et son ordonnance (OLFP) du 24 novembre 2001.
- Loi fédérale sur la chasse et la protection des mammifères et des oiseaux sauvages (LchP) du 20 juin 1986.

2.2.3.3 LÉGISLATION CANTONALE

Les dispositions légales cantonales (VD) réglementant la réalisation du projet Agepp sont mentionnées ci-après :

- Loi sur l'aménagement du territoire et les constructions (LATC) du 4 décembre 1985 et son règlement d'application (RLATC) du 4 décembre 1985
- Loi sur la police des eaux dépendant du domaine public (LPDP) du 3 décembre 1957 et son règlement d'application (RLPDP) du 29 août 1958
- Loi réglant l'occupation et l'exploitation des eaux souterraines dépendant du domaine public cantonal (LESDP) du 12 mai 1948
- Loi forestière (LVLFo) du 19 juin 1996 et son règlement d'application (RLVLFo) du 8 mars 2006
- Loi sur la protection de la nature, des monuments et des sites (LPNMS) du 10 décembre 1969 et son règlement d'application (RLPNMS) du 22 mars 1989
- Loi sur la pêche (LPêche) du 29 novembre 1978 et son règlement d'application (RLPêche) du 16 février 1979
- Loi sur la faune (LFaune) du 28 février 1989 et son règlement d'exécution (RLFaune) du 7 juillet 2004
- Loi sur l'énergie (LVLEne) du 16 mai 2006 et son règlement d'application (RLVLEne) du 4 octobre 2006.

2.2.4 ÉLÉMENTS DU PROJET

2.2.4.1 IMPLANTATION DES INSTALLATIONS

En l'état actuel d'avancement du projet, l'implantation du forage est prévue à proximité de l'usine hydroélectrique existante de Lavey, en zone industrielle (propriété de la ville de Lausanne). La surface pressentie pour les places d'installations (plate-forme de forage, bacs de décantation des eaux, zones de dépôts) est évaluée à 4'5'000 m².

Un forage d'exploration préliminaire est prévu d'être réalisé sur une durée de 5 à 6 mois, y.c. tests de pompage. Dans la mesure où ce dernier ne fournirait pas d'éléments contraignants pour le projet, une centrale géothermique d'une emprise équivalente à une maison familiale sera implantée à proximité du forage.

L'emplacement des conduites de chauffage à distance n'est pas connu à l'heure actuelle. Notons enfin, que le transport de l'électricité produite par le projet serait réalisé à partir des lignes existantes.

2.2.4.2 VARIANTES D'EXPLOITATION

Comme mentionné précédemment, le projet Agepp vise à produire non seulement de l'électricité d'origine géothermique, mais également de la chaleur valorisable pour le chauffage à distance. Cependant, en regard des quelques incertitudes subsistant au stade actuel du projet, la présente note technique s'attache à prendre en compte la variante la plus défavorable pour l'environnement, c'est-à-dire "avec valorisation minimale de la chaleur" (cf. encadré rouge, Figure 2.5).

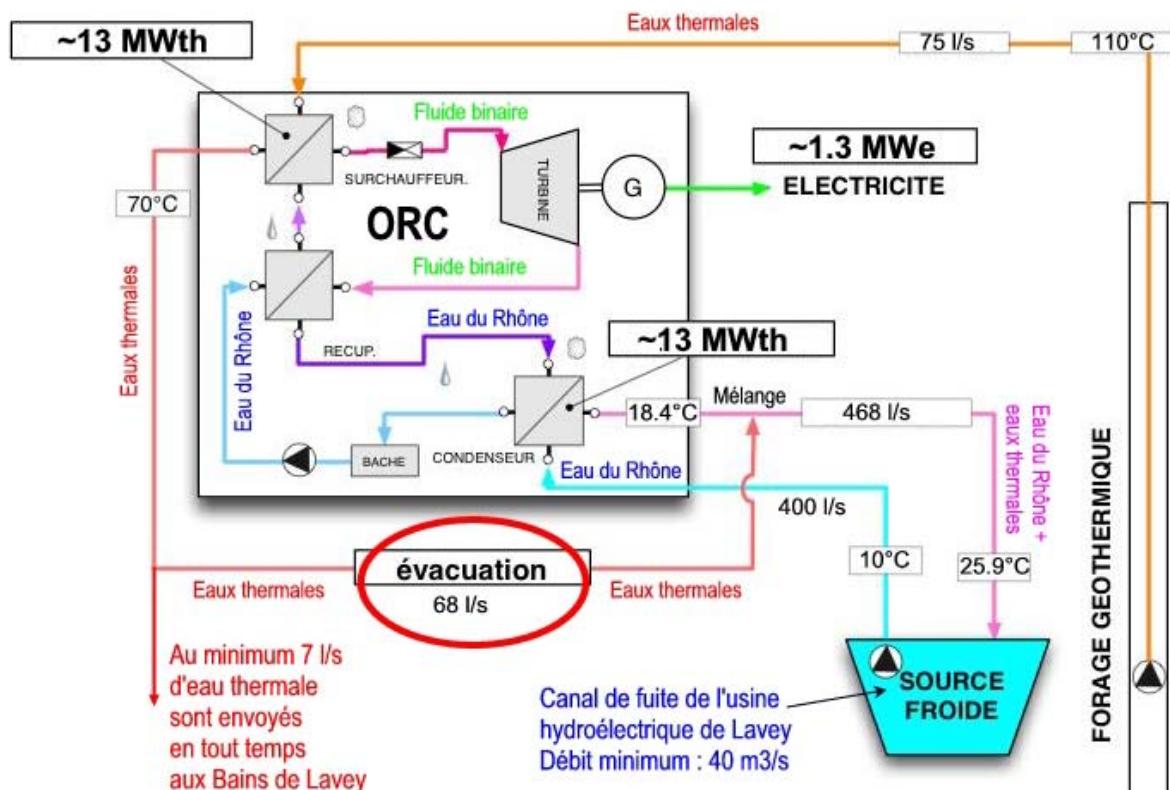


Figure 2.5 : Schéma de principe de production d'électricité d'origine géothermique. Variante la plus défavorable, sans valorisation de chaleur (source : Agepp – Alpgeo, 2007).

2.2.4.3 VALEURS NATURELLES EXISTANTES

Le Rhône représente l'un des principaux milieux naturels concerné par le projet Agepp, et plus particulièrement son cours originel (lit-mère) s'écoulant sur environ 4 km entre le barrage de Lavey et le canal de fuite de l'usine de Lavey. Ainsi, la truite lacustre – espèce fortement menacée à l'échelle nationale – trouve des conditions propices pour la reproduction sur ce secteur. Bien que d'autres facteurs influent négativement cette population à l'heure actuelle², le maintien de l'écotype lacustre de truite constitue une priorité majeure pour le fleuve.

Dans le cadre du projet Agepp, précisons que les rejets d'eau thermale du futur forage profond sont prévus dans le canal de fuite de l'usine électrique de Lavey. Le rejet existant dans le lit-mère du Rhône – à proximité des Bains de Lavey – demeurera inchangé par rapport à la situation actuelle (cf. 0).

Sur le cours aval du Rhône, les inventaires piscicoles réalisés au cours des dernières décennies (Ribaud 1966, CCFN-VD 1985 + 1998, ECOTEC 1996-2002) font état d'une quinzaine d'espèces sur les 20 premiers kilomètres en amont du Léman, telles que :

- *L'ablette, le barbeau, le chabot, le chevaine, le corégone, l'épinoche, le gardon, le goujon, l'ombre, la perche, le rotengle, la truite arc-en-ciel (espèce non-indigène), la truite commune (écotypes sédentaire et lacustre), la tanche et le vairon.*

A l'heure actuelle, compte tenu du cadre fortement modifié du Rhône – tant du point de vue de sa structure que de celui de son fonctionnement hydrologique – le peuplement piscicole du cours inférieur du Rhône comprend 5 espèces régulièrement observées : *le chabot, le chevaine, le gardon, la perche, la truite de rivière (et dans une moindre mesure, la truite lacustre)*. Les autres espèces sont recensées de manière occasionnelle.

Les aspects liés aux valeurs faunistiques complémentaires et floristiques, ainsi qu'à la conservation de la forêt seront étudiées ultérieurement, en lien avec l'avancement du projet. Des relevés de terrain spécifiques permettront d'évaluer l'incidence du projet sur le milieu et d'adopter, si nécessaire, des mesures d'intégration et/ou de compensation appropriées.

Notons qu'une attention particulière devra être portée sur le maintien des réseaux écologiques existants pour la faune dans le secteur.

² Le suivi biologique du Rhône réalisé dans le cadre du projet hydroélectrique « Cleuson-Dixence » (ECOTEC 1996-2004) a permis de constater une diminution importante du nombre de géniteurs de truites lacustres fréquentant le lit-mère du Rhône. Plusieurs facteurs responsables de la régression des effectifs ont été cités, tels que les surverses au barrage de Lavey, la disparition de sites propices à la fraye naturelle ou encore le débit réservé insuffisant au barrage de Lavey.

2.2.5 PRÉ-ANALYSE DE L'IMPACT DU PROJET SUR LES EAUX DE SURFACE

2.2.5.1 FONCTIONNEMENT HYDROLOGIQUE (RHÔNE)

Entre les mois d'avril à octobre, les débits rhodaniens sont déviés vers la centrale hydroélectrique de Lavey jusqu'à un débit équivalent au débit d'équipement des installations, actuellement de 220 m³/s. Ce débit d'équipement est abaissé à 170 m³/s durant les mois de novembre à mars (capacité de turbinage de l'usine réduite par l'arrêt d'un groupe). Au-delà de ces limites, les débits excédentaires sont déversés à l'aval du barrage, dans le lit-mère du Rhône.

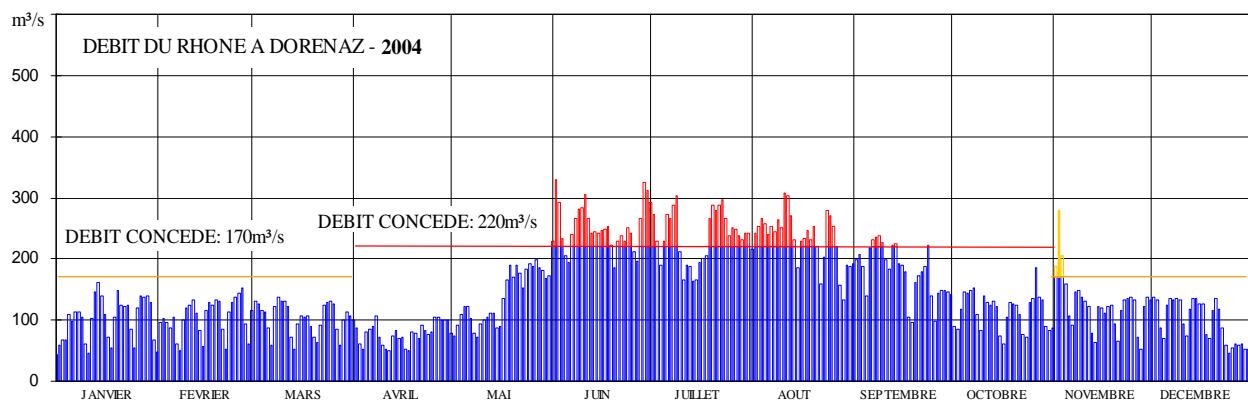


Figure 2.6 : Exemple d'histogramme des surverses au barrage de Lavey pour l'année 2004
(source : Direction des services industriels – ville de Lausanne).

La Figure 2.6 illustre graphiquement la fréquence « théorique » des opérations de surverses et leur intensité, sur la base des débits mesurés au cours de l'année 2004 à Dorénaz. En moyenne pour la période 2000-2004, des surverses sont enregistrées 88 jours/an entre les mois d'avril à octobre et 4-5 jours/an de novembre à mars. Sur l'ensemble de l'année, ces épisodes interviennent environ 1x tous les 4 jours (1x / 3 jours si l'on prend en compte les déversements « réellement effectués » liés aux entretiens ou réparations d'une turbine).

D'une manière générale, les constats suivants peuvent être avancés :

- Hors période de déversements, le débit restitué dans le lit-mère du Rhône est réglementé à 2 m³/s depuis 1991 (débit de dotation).
- Le débit observé dans le canal de fuite de l'usine de Lavey est toujours supérieur à 40 m³/s. En dehors des périodes de faible turbinage (week-end et jours fériés), ce débit est toujours supérieur à 100 m³/s.

Notons que le fonctionnement hydrologique du Rhône est susceptible d'évoluer légèrement dans le futur, sous l'effet des projets d'envergure projetés à long terme (3^{ème} correction du Rhône, Cleuson-Dixence, etc.).



Figure 2.7 : Lit-mère du Rhône situé en amont des infrastructures militaires « Armasuisse », en rive droite (Q dotation fixé au barrage de Lavey à $2 \text{ m}^3/\text{s}$).



Figure 2.8 : Embouchure du canal de fuite de l'usine de Lavey dans le Rhône (Q min. : $40 \text{ m}^3/\text{s}$).

2.2.5.2 PROBLÉMATIQUE DU REJET AGEPP

Un projet géothermique en aquifère profond peut être de deux types : en singlet (un seul forage de production) ou en doublet (un forage de production et un de réinjection). D'une manière générale, en raison de la minéralisation généralement élevée des fluides géothermaux et de leurs caractéristiques physico-chimiques (pH, température, métaux lourds, notamment), il est nécessaire de réinjecter les fluides plutôt que de les rejeter dans le milieu naturel. La nécessité de réaliser et d'équiper un deuxième forage a néanmoins des implications notables sur le plan financier, pouvant remettre en cause la rentabilité du projet.

Dans le cas du projet Agepp, cette incidence a été calculée : les investissements nécessaires passeraient d'environ 14 millions à quelques 22 millions de francs, dans l'hypothèse d'une exploitation en doublet. La possibilité d'un rejet du fluide « faiblement minéralisé » dans le milieu naturel est donc à l'étude.

2.2.5.3 MODALITÉS DU REJET DES BAINS DE LAVEY

Historique

En 1976, une étude avait été commandée par le Service cantonal des eaux du Canton de Vaud au bureau BG Ingénieurs-conseils. Cette étude devait analyser l'effet du rejet dans le lit-mère du Rhône des eaux des Bains de Lavey. A cette époque, les Bains rejetaient un débit de l'ordre de 2.5 l/s d'une température de 25 °C. Les exigences légales étaient respectées. Cependant lorsque de l'eau excédentaire (env. 1.7 l/s) était pompée et rejetée à une température de 60 °C, ces exigences légales ne l'étaient plus. Le réchauffement redevenait toutefois inférieur à 3 °C environ 5 mètres à l'aval du rejet. Le rejet était alors conforme à la loi (réchauffement, O₂, chimie) à l'exception des paramètres température (uniquement en cas de pompage excédentaire) et sulfures.

Situation actuelle

Actuellement, les Bains de Lavey rejettent au Rhône un débit de 30 l/s en hiver et de 7 l/s en été, à une température comprise entre 30 et 35 °C. Ces eaux sont rejetées dans le lit-mère du Rhône (débit minimum : 2.5 m³/s), en aval du pont de Lavey-les-Bains. Les exigences légales sont globalement respectées.

2.2.5.4 SITUATION FUTURE (AVEC REJET AGEPP)

ASPECTS THERMIQUES

Dans un premier temps, deux variantes d'exploitation étaient envisagées pour le projet Agepp :

- **Variante 1** (retenue au cas où l'exploitation du puits profond Agepp devait influencer les puits de Lavey-les-Bains) : le puits Agepp alimente en continu les Bains et deux rejets sont prévus (conditions les plus défavorables) :
 - ⇒ près de l'Usine de Lavey, dans le canal de fuite. Rejet de 68 l/s d'eau thermale à 70°C, mélangée avec 400 l/s d'eau du Rhône à 18°C (été).
 - ⇒ près des Bains de Lavey, dans le lit-mère du Rhône. Rejet de 30 l/s d'eau thermale à 30°C (hiver), comme c'est le cas actuellement.
- **Variante 2** (considérée si le puits Agepp ne devait pas influencer les puits de Lavey-les-Bains) : le puits Agepp n'alimente pas les Bains de Lavey, et deux rejets sont prévus (conditions les plus défavorables) :
 - ⇒ près de l'Usine de Lavey, dans le canal de fuite. Rejet de 75 l/s d'eau thermale à 70°C, mélangée avec 400 l/s d'eau du Rhône à 18°C.
 - ⇒ près des Bains de Lavey, dans le lit-mère du Rhône. Rejet de 30 l/s d'eau thermale à 30°C, comme c'est le cas actuellement.

Indépendamment de l'impact qu'aura le puits profond Agepp sur les puits de Lavey-les-Bains, la variante 1, qui prévoit d'alimenter en tout temps les Bains de Lavey avec le puits Agepp et de garder en secours les puits existants de Lavey-les-Bains, a été retenue. La variante 2 a été écartée car elle représente une absurdité du point de vue énergétique. En effet, ce n'est pas très logique de continuer à pomper dans les puits de Lavey-les-Bains alors qu'on dispose de suffisamment d'eau thermale au puits Agepp qui est exploité en continu.

La Figure 2.9 présente les effets prévisibles de ces rejets sur la température du milieu récepteur.

Note : Cette évaluation graphique repose sur une première approximation, basée uniquement sur un rapport de proportion entre les différents volumes d'eau, ainsi que sur leur température. Un calcul thermodynamique fin devra être réalisé ultérieurement.

Les données de base prises en considération pour la variante la plus défavorable sont les suivantes :

- Q min. canal de fuite : 40 m³/s.
- Température min. des eaux du Rhône : 0.5 °C (0.3°C à Sion et 0.7°C à la Porte du Scex).
- Température estimée du rejet dans le canal de fuite : 24 à 28°C, après mélange entre les eaux thermales et les eaux de refroidissement (première estimation : 25.9 °C).
- Q rejet dans le canal de fuite : 468 l/s.

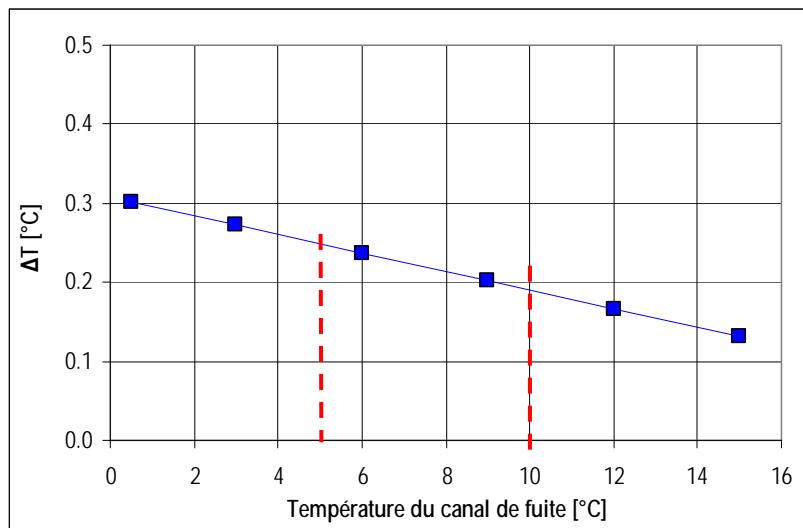


Figure 2.9 : Effet prévisible du rejet sur la température des eaux du milieu récepteur.

Il est à relever que les valeurs présentées ci-dessus constituent le cas le plus défavorable. En effet :

- il n'est pas tenu compte du fait que les eaux thermales seront valorisées pour du chauffage à distance (température des eaux thermales avant rejet dans le canal de fuite : 30-35 °C au lieu des 70 °C considérés) ;
- le débit du milieu récepteur pris en compte est une valeur minimale ;
- la température de l'eau du canal de fuite est plutôt comprise entre 5 et 10 °C, indépendamment des saisons (comm. pers. C. Moulin – Chef d'usine de Lavey, 2007).

Après rejet et mélange avec les eaux du milieu récepteur, le différentiel de température varie entre 0.1 et 0.3 °C pour le canal de fuite³.

³ Pour mémoire, on rappellera que l'OEaux (art. 44) limite à 1,5 °C le réchauffement admissible des eaux dans les rivières à truites (en l'occurrence le Rhône).

ASPECTS CHIMIQUES

Une étude a été effectuée par le Centre de recherche en géothermie (Sonney & al. – CREGE, 2007) de l'Université de Neuchâtel, afin de préciser la composition du fluide géothermal à exploiter (simulation pour un fluide profond à 105°C).

La minéralisation totale du fluide profond est légèrement supérieure à celle du forage « P600 » alimentant actuellement Lavey-les-Bains : 1.88 g/l contre 1.55 g/l. Elle demeure toutefois faible pour un fluide géothermal. Le rapport du CREGE conclut : « *En ce qui concerne les éléments traces, il n'existe pas de concentrations dépassant les limites autorisées pour un éventuel rejet des eaux dans le Rhône* ».

"Pollution" par le fluide géothermique

Les eaux thermales parvenant naturellement à la surface sont progressivement filtrées par les couches géologiques superficielles, ce qui n'est pas le cas des fluides géothermaux extraits par forages. Ceux-ci se caractérisent donc par des minéralisations plus élevées, avec potentiellement la présence de polluants chimiques (métaux lourds essentiellement). Deux exemples illustrent ce propos :

1. Dans le cas de la centrale de Kizildere (Turquie), le défaut de filtration par les couches superficielles lors de l'extraction du fluide géothermal profond se note par une valeur totale des solides dissous (TDS) dix fois supérieure. En effet, les fluides hydrothermaux qui arrivent à l'air libre et sont à l'origine des manifestations de surfaces (fumerolles, sources chaudes, etc.) présentent habituellement des valeurs de TDS de l'ordre de 10 (g kg⁻¹), alors que les eaux de rejet des installations géothermiques sont, elles, caractérisées par des TDS de l'ordre de 100 (g kg⁻¹), soit 10⁵ ppm. Les eaux déversées dans la Büyük Menderes River, contiennent de plus de fortes teneurs en sels (NaCl), en As, en B et en substances polluantes comme NH₄⁺, NO₂⁻ et NO₃⁻ (GIESE et al, 1999).
2. En Indonésie, la centrale de Dieng rejette des eaux contenant 480 ppm de B et 15 ppm d'ammonium, alors que le champ de Lahendong évacue ses eaux, fortement chargées en B, dans une rivière exploitée à l'aval pour l'irrigation (RADJA & SULASDI, 1995).

Dans le cas du projet Agepp, le risque de tels impacts peut être écarté. D'une part, la minéralisation totale estimée par le modèle PHREEQC semble extrêmement faible, même pour une température élevée de 105°C (TDS de 1.88 g/l), et d'autre part, les teneurs en métaux lourds restent en-dessous des limites fixées par l'OEau (cf. Tableau 2.6).

Notons enfin que le fluide ne contiendra pas de gaz méthane, ni d'hydrocarbures (milieu cristallin, Bianchetti. comm. pers. 2007).

Paramètres	Composition chimique du fluide profond	Valeur limite (OEaux, annexe 3.2)
Temp. du fluide [°C]	105	
Temp. estimée du rejet [°C]	20 à 25	max. 30°C
Cond. [K20, µS/cm]	2503	
pH	7.2	6.5 à 9.0
TSD [mg/l]	1885	
CATIONS [mg/l]		
Calcium (Ca)	61	
Magnésium (Mg)	0.34	
Sodium (Na)	525	
Potassium (K)	16.4	
Lithium (Li)	4.8	
Strontium (Sr)	2.8	
Baryum (Ba)	0.03	
Rubidium (Rb)	0.1	
Césium (Cs)	0.06	
Aluminium (Al)	0.025	
Chrome (Cr)	<0.01	2 mg/l (total)
Cobalt (Co)	<0.01	0.5 mg/l (total)
Nickel (Ni)	<0.01	2 mg/l (total)
Cadmium (Cd)	<0.001	0.1 mg/l (total)
Uranium (U)	<0.0001	
Germanium (Ge)	0.026	
Plomb (Pb)	<0.01	0.5 mg/l (total)
Mercure (Hg)	<0.00001	
Titane (Ti)	<0.01	
Arsenic (As)	<0.005	0.1 mg/l (total)
Vanadium (V)	<0.01	
Tungstène (W)	0.15	
Manganèse (Mn)	0.024	
Fer (Fe)	0.061	
Molybdène (Mo)	0.003	
Cuivre (Cu)	<0.005	0.5 mg/l (total)
Zinc (Zn)	0.012	2 mg/l (total)
ANIONS [mg/l]		
Fluor (F)	9.3	
Chlore (Cl)	315	
Brome (Br)	3.3	
Iode (I)	0.4	
Nitrate (NO ₃)	<0.1	
Nitrite (NO ₂)	<0.005	
Phosphate (PO ₄)	<0.5	
Sulfate (SO ₄)	768	
(HCO ₃)	72	
INDISSOCIES [mg/l]		
Verre de silice (SiO ₂)	96	
Bore (B)	3.4	
GAZ [mg/l]		
Hydrogène sulfuré (H ₂ S)	7.2	
BALANCE IONIQUE		
Cations [mEq/l]	27.09	
Anions [mEq/l]	26.59	
Différence [%]	0.94	
ISOTOPES		
Tritium [UT]	<0.5	
Deuterium [%]	-98.5	
Oxygène-18 H ₂ O [%]	-13.4	

Tableau 2.6 : Estimation de la composition chimique du fluide profond à 105 °C par simulation avec le logiciel PHREEQC (source : CREGE, 2007), en comparaison avec les valeurs limites de l'OEaux (Annexe 3.2).

Pollution liée aux anti-corrosifs

La nécessité de recourir à des produits anti-corrosifs pour les tubages des forages constitue une autre source de pollution potentielle lors du rejet des eaux dans le milieu naturel.

Bien qu'aucune mesure de la pollution engendrée par les inhibiteurs de corrosion ne soit disponible, ceux-ci sont une source potentielle de pollution des cours d'eau, en cas d'injection de l'inhibiteur en tête de puits, ou du réservoir géothermique lui-même, s'ils sont réinjectés dans celui-ci (GIESE et al, 1999).

Dans le cas du projet Agepp, le rapport du CREGE indique qu'il est « *vraisemblable que l'exploitation du fluide profond n'engendrera pas de problèmes majeurs de précipitation / dissolution, sous réserve de la découverte d'un nouveau fluide dont l'origine serait différente* ». Par conséquent, l'utilisation d'anti-corrosifs est à exclure si la composition chimique de l'eau thermale respecte les prévisions du CREGE.

Pollution par les biocides

L'eau de refroidissement, pompée dans le canal de fuite et rejetée après mélange avec l'eau thermale, doit être traitée avec un biocide pour éviter les dépôts bactériens et algaux. La solution la plus simple consiste à chlorer l'eau – par exemple au moyen d'hypochlorite de sodium – comme on le pratique habituellement avec les eaux destinées à la consommation, mais avec des teneurs en chlore moins importantes. Il s'agit d'une procédure courante dans les eaux de refroidissement (p.ex. pour les centrales nucléaires). Les concentrations nécessaires en chlore libre varient entre 0.1 et 0.5 mg/l Cl₂ ; elles peuvent être diminuées dans le cas où les eaux thermales contiennent déjà une certaine charge de chlore.

Aucun impact significatif lié à cette chloration ne paraît donc prévisible.

2.2.6 INVENTAIRES DES ÉTUDES COMPLÉMENTAIRES

Le tableau 2.7 ci-après présente un inventaire relativement exhaustif des études environnementales complémentaires à réaliser pour la suite du projet. Ces volets d'étude devront être intégrés – tout ou partie, en fonction de la mise à jour des données du projet – dans le rapport d'enquête préliminaire (REP) accompagnant l'avant-projet de forage.

Tableau 2.7 : Inventaire relativement exhaustif des études environnementales complémentaires à réaliser pour la suite du projet

Domaine	Complément d'étude à réaliser	Base légale (fédérale)	Phase		
			EIE	Trans.	Expl.
Eaux	Evaluation finale des variations de température dans les milieux récepteurs, selon modèle calculs thermodynamiques (canal de fuite et lit-mère du Rhône).	OEaux	X		
	Préciser les modalités de traitement des eaux de refroidissement (teneurs d'hypochlorite de sodium) et évaluation de leur impact environnemental.	OEaux	X		
	Evaluer l'impact éventuel du projet sur la qualité physico-chimique des eaux dans les milieux récepteurs, sur la base des données actualisées de la composition chimique du fluide géothermique (pH, O ₂ , et sulfures notamment).	OEaux	X		
	Définition et mise en place d'un système de traitement des eaux de forage : bassins de décantation / neutralisation (év. flocculation) des eaux.	SIA 431	X	X	
	Définition et mise en œuvre d'un programme de suivi physico-chimique des eaux du Rhône (T°C, O ₂ , pH, chlorures, sulfures + autres éléments à définir).	OEaux	X	X	X
	Evaluation de la précipitation éventuelle de fines, suite au mélange de deux fluides potentiellement en déséquilibre et évaluation de l'effet sur le colmatage du lit.	OEaux	X		
Sols	Définition des sols concernés par le projet, caractérisation pédologique succincte.	OSols	X		
	Elaboration et mise en œuvre d'un concept de gestion des matériaux de terrassement (déblai, stockage, remblai et/ou revalorisation des matériaux).	OSols, SN 640 582 et 640 583	X	X	

Légende : EIE (étude d'impact sur l'environnement) Trans (phase transitoire – travaux de forage) Expl (phase d'exploitation)

Tableau 2.7 : Inventaire relativement exhaustif des études environnementales complémentaires à réaliser pour la suite du projet (suite)

Domaine	Complément d'étude à réaliser	Base légale (fédérale)	Phase		
			EIE	Trans	Expl
Déchets	Elaboration d'un concept de gestion des matériaux d'excavation et des déchets de chantier minéraux (matériaux de démolition, si nécessaire).	Directive OFEFP 1997 + 1999	X	X	
	Définition précise du mode de forage, des volumes de boues et de leurs caractéristiques.	Dir. OFEFP 1999	X	X	
	Elaboration d'un concept de gestion des boues de bassins de décantation (nature et fréquence d'analyses, filières d'élimination).	OTD, OMoD 2005	X	X	
	Etablissement d'un concept de gestion des déchets de chantier.	SIA 430	X	X	
Air	Définition de mesures permettant de réduire les émissions de polluants atmosphériques (plate-forme de forage, trafic induit).	Directive OFEFP 2002	X	X	
	Prise en compte de la présence de gaz H ₂ S et recherches de solutions de traitement.	OPAir	X	X	
Bruit & vibrations	Définition de mesures de prévention permettant le respect des valeurs limites d'immissions pour les zones d'habitation environnantes (plate-forme de forage).	Directive OFEFP 2000	X	X	X
	Evaluation d'éventuels problèmes liés aux vibrations induites par le forage.	OPB	X		
Forêts	Relevé forestier et/ou des structures boisées à conserver sur la base des emprises définies pour le projet (plate-forme de forage, usine, conduites de chauffage à distance).	OFo	X		
	Réalisation d'un dossier de demande de défrichement temporaire en cas de nécessité. Définition de mesures forestières compensatoires.	OFo	X		
Nature & pêche	Relevés floristique et faunistique sur la base des emprises définies pour le projet. Mise en évidence éventuelle d'espèces menacées ou remarquables et définition de mesures appropriées pour leur conservation (+ maintien des réseaux écologiques).	OPN, LChP	X		
	Evaluation de l'incidence du rejet des eaux thermales sur la faune aquatique des milieux récepteurs (truite lacustre, macroinvertébrés bioindicateurs).	LFSP, (OEaux)	X		
Paysage	Evaluation succincte des possibilités d'intégration paysagère des installations liées au projet sur la base du modèle du terrain naturel.	OPN	X		
	Concept de (re-)végétalisation visant à favoriser l'intégration paysagère du site.	OPN	X		
	Optionnel : évaluation de l'impact paysager de la phase transitoire (par ex : photo-montage).	OPN	X		
Accidents majeurs	Analyse des modalités et des conséquences d'un arrêt temporaire d'exploitation (mesures d'entretien de l'usine ou accident majeur).	(évent. OPAM)	X		
	Elaboration d'un plan d'intervention et de sécurité en cas d'évènements majeurs.	(évent. OPAM)		X	X

2.2.7 CONCLUSIONS

Tel qu'il est envisagé actuellement, le projet Agepp prévoit de rejeter 50 à 75 l/s d'un fluide géothermal faiblement minéralisé et d'une température d'environ 70 °C, dans le canal de fuite de l'usine électrique de Lavey. Afin de respecter l'exigence de l'OEaux, ces eaux seront mélangées avec 400 l/s d'eaux pompées dans le canal de fuite, afin de les refroidir. La température finale des eaux rejetées est ainsi ramenée à 24-28°C au maximum. Après rejet et mélange avec les eaux du canal de fuite, l'élévation de température prévisible serait inférieure à 0.5°C.

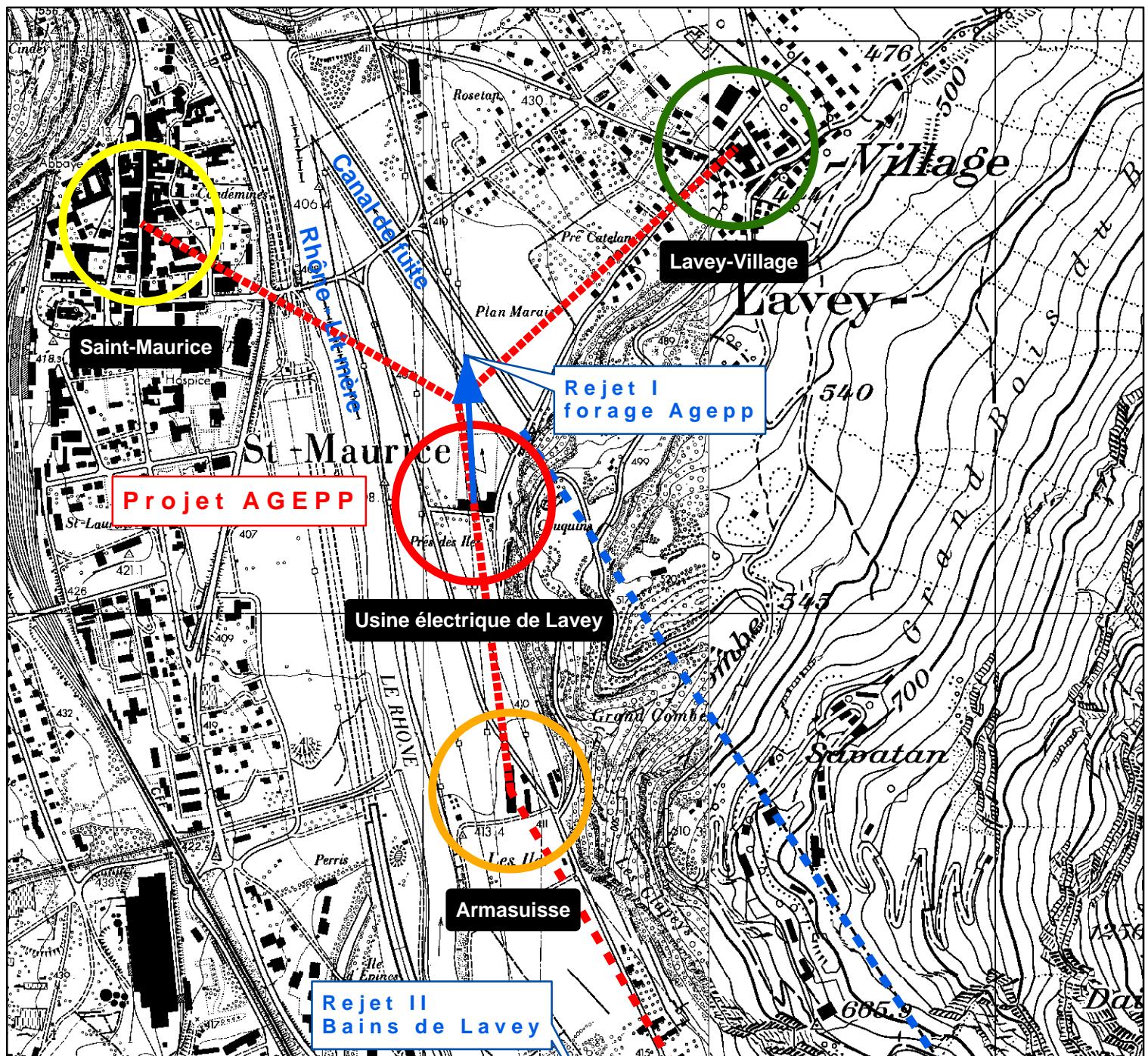
Sur la base des données à disposition, aucun impact significatif dû au chimisme des eaux thermales n'est prévisible étant donnée la faible minéralisation du fluide géothermal.

En conséquence, il est recommandé :

- de réaliser le projet tel qu'il est envisagé actuellement, en débutant par une phase de forage de reconnaissance (5-6 mois) ;
- de procéder à un suivi thermique et chimique régulier, afin de confirmer les conclusions provisoires de la présente étude (pré-analyse des impacts du rejet).

2.2.8 DONNÉES CONSULTÉES

- BG Ingénieurs-conseils, 1976. Effets du rejet dans le Rhône des eaux thermales de l'établissement cantonal des bains de Lavey. Service cantonal des Eaux du Canton de Vaud.
- ECOTEC, 2004. Suivi biologique du Rhône – campagnes 2000-01 à 2002-03. Projet hydroélectrique de Cleuson-Dixence.
- GARAZI G., 2000. Impact environnemental de la géothermie. Centre d'hydrogéologie – Université de Neuchâtel.
- GIESE L.B., DOBBERSTEIN L. et GALLO A., 1999. Environment and geothermal energy – A case study in Western Anatolia, Turkey. Proceedings of the European Geothermal Conference Basel '99, vol. 2, pp 250-256
- RADJA V.T. ET SULASDI D., 1995. Environmental effects of geothermal power plant operations in Indonesia. Proceedings of the World Geothermal Congress, 1995, vol. 4, pp 2735-2740. Ed by the International Geothermal Association.
- SONNEY R., & AL., 2007. Estimation de la composition chimique de l'eau thermale en profondeur à Lavey-les-Bains (Vaud). Centre de recherches en géothermie (CREGE) – Université de Neuchâtel.
- VEREINIGUNG DER GROSSKRAFTWERKS BETREIBER, 1990. VGB – Kühlwasserrichtlinie.



AGEPP

Projet d'exploitation de puits thermal

Étude de faisabilité

PLAN DE SITUATION

- Conduite d'eaux thermales existante
- Conduite d'eaux thermales (variante projet)
- Réseau de chauffage à distance (projet)
- Galerie d'amenée existante de l'U.E.

Ech. : 1/10'000

Date : 23.10.2007

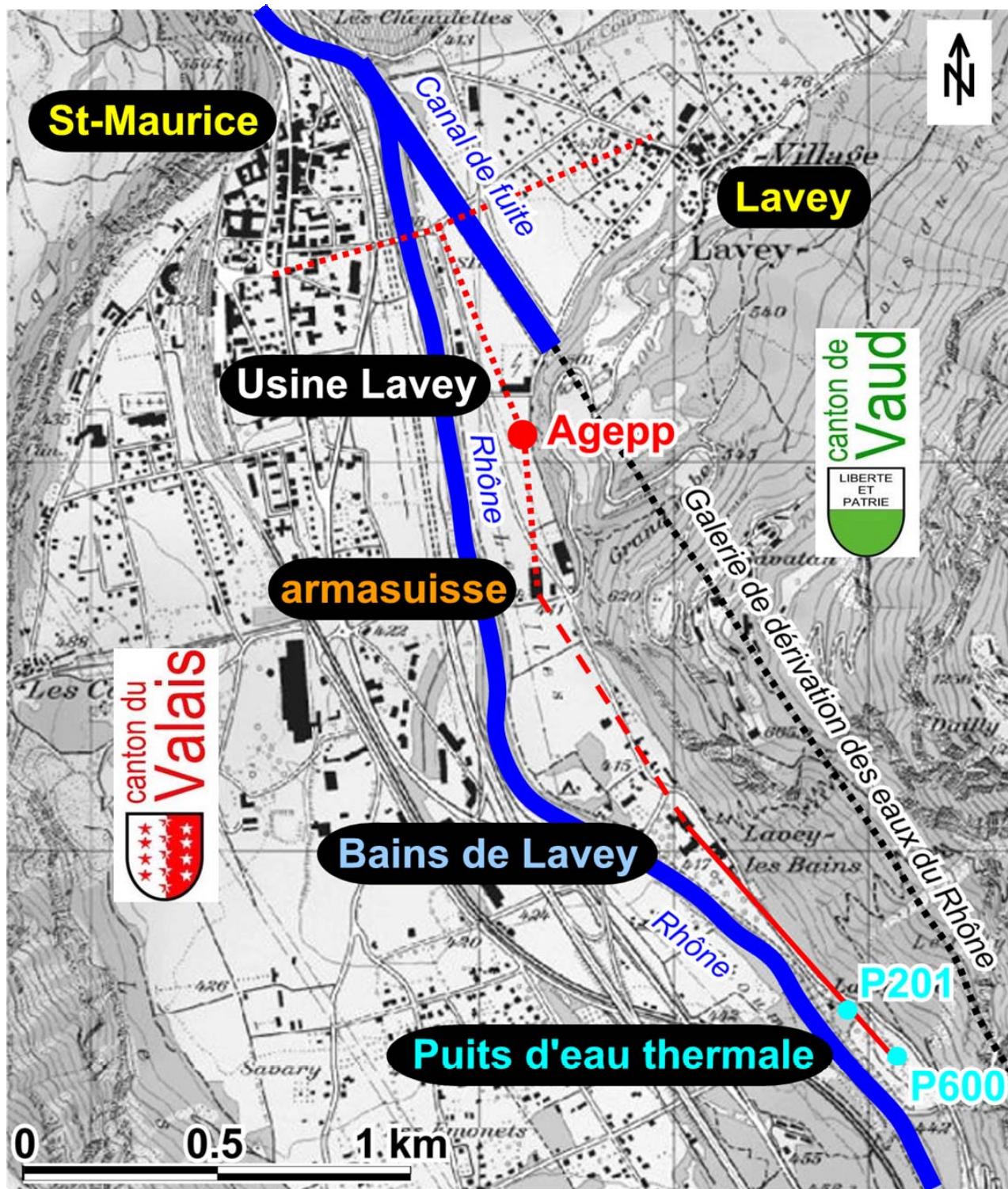
Dess. : YS

2.3 ASPECTS ADMINISTRATIFS ET JURIDIQUES, OPPOSITIONS

2.3.1 SITUATION ACTUELLE (cf. figure 2.11)

La situation actuelle à Lavey-les-Bains est la suivante (figure) :

- L'aquifère thermal est exploité à Lavey-les-Bains par deux puits (P201, depuis 1978 et P600, depuis 2000) avec un débit total de 30 l/s. La société CESLA SA, créé par le Canton de Vaud pour gérer l'exploitation des puits et la valorisation de la chaleur des eaux thermale, est propriétaire des puits et des conduites d'amenée. Après la pose de conduites d'amenées jusqu'aux Bains de Lavey, l'exploitation simultanée des deux puits a débuté en mars 2000.
- Une concession d'exploitation des eaux thermales a été attribuée à CESLA SA par le Canton de Vaud. CESLA SA s'acquitte annuellement d'une redevance.
- CESLA SA fournit l'eau thermale à la Société des Bains de Lavey SA (SBL SA), qui appartient au groupe français Eurothermes. Les Bains de Lavey (terrains et bâtiments) appartiennent depuis 1999 à SBL SA. Depuis mars 2000, environ 500'000 m³ d'eau thermale sont livrés par CESLA SA aux Bains. Les Bains de Lavey connaissent un succès retentissant : annuellement, le nombre de baigneurs dépasse les 500'000 unités et augmente de manière constante depuis 2000.
- La fourniture d'eau thermale à une température moyenne de l'ordre de 62°C (mélange des eaux provenant du P201 et du P600) permet le remplissage des piscines et leur maintien en température (37°C), ainsi que le chauffage de tous les bâtiments, uniquement avec des échangeurs de chaleur, sans utilisation d'autres agents énergétiques. La consommation de chaleur est de l'ordre de 15.7 GWh/an, ce qui représente l'équivalent de presque 2 Mio de litres de mazout. Après utilisation, les eaux thermales sont rejetées dans le Rhône à une température de l'ordre de 30°C.
- La fourniture d'eau thermale aux Bains est réglée par une convention entre CESLA SA et SBL SA, datée de septembre 2000 et qui a fait l'objet d'un avenant en novembre 2006. Le prix de vente de l'eau thermale a été fixé pour une première période de dix ans (jusqu'en septembre 2010) à un tarif préférentiel. Actuellement, le prix de vente de l'eau thermale du P600 est calculé en fonction du contenu énergétique, qui dépend de la différence de température entre l'entrée et la sortie des Bains. Pour l'eau du P201, le prix *"est fixé de manière à couvrir les frais d'exploitation et financiers et de maintenance"*.
- En cas de panne prolongée du pompage au puits P600, surtout en hiver mais aussi entre saisons lorsqu'il y a du vent, le maintien en température des bassins extérieurs n'est plus possible. Dans ce cas de figure, les Bains de Lavey doivent utiliser une chaudière à mazout ou alors réduire la température de l'eau, en diminuant ainsi le confort pour les baigneurs et l'attractivité des installations.
- Pour faire face à cette situation, CESLA SA doit envisager la mise en place d'un puits de secours, de la même taille que celle du P600. La réalisation de ce nouvel ouvrage captant sur le site des puits actuels ne devrait pas poser de problèmes particuliers. Toutefois, lors de la perforation une perturbation temporaire de la qualité des eaux thermales livrées aux Bains est à craindre (trouble). Cette situation pourrait entraîner la fermeture provisoire des Bains durant de courtes périodes (quelques jours à 1 semaine?). L'investissement à consentir pour le nouveau puits de CESLA serait de l'ordre de 1.5 à 2.0 Mio de CHF.



[Agepp.../ Plan tracé forage.xls]

Figure 2.11 : Plan de situation de la région de Lavey – St-Maurice, avec les installations existantes et celles prévues pour le projet Agepp

Tracé des conduites : en rouge (trait continu : existant ; en traitillé : projet pour 2008 ; en pointillé : projet Agepp, tracé indicatif)

- CESLA SA a décidé de participer au projet Agepp, car la réalisation du forage géothermique profond permettra, en cas de succès, d'assurer la sécurité de l'approvisionnement en eau thermale pour les Bains et même d'envisager une extension des installations existantes. De plus, la chaleur de rejet excédentaire du forage Agepp pourra être valorisée en mettant en place un réseau de chauffage à distance urbain (St-Maurice et Lavey).

2.3.2 SITUATION PRÉVUE AVEC LA CENTRALE AGEPP (cf. figure 2.11)

La situation décrite ci-dessous représente une parmi les variantes les plus probables d'exploitation de la centrale géothermique Agepp. Toutefois, il n'est pas exclu que d'autres solutions soient mises en place, comme p.ex. celle d'une société d'exploitation commune qui gérerait la vente de l'électricité et de la chaleur produite grâce à la géothermie.

- Le puits profond Agepp est exploité par une société hydroélectrique qui produit en continu de l'électricité, via un module ORC qui utilise la chaleur des eaux thermales (température attendue en tête de puits : 100 à 120°C). Le débit d'exploitation espéré est compris entre 50 et 75 l/s et sera fonction de la productivité du puits Agepp. La température des rejets thermiques a été fixée à 70°C (départ chauffage à distance, ci-après CAD).
- Le refroidissement du module ORC est assuré par de l'eau pompée dans le canal de fuite de l'usine hydroélectrique de Lavey ou captée en pression (env. 3 bars) dans la galerie de dérivation (débit : 40 à 220 m³/s, température de l'eau : 5 à 10°C toute l'année). La deuxième solution permet d'éviter une consommation d'énergie importante (cf. chapitre 3 ci-après). Toutefois, l'eau prélevée devra être achetée à l'Usine de Lavey selon un tarif à définir.
- Le fonctionnement de la centrale géothermique Agepp n'est pas dépendant de la valorisation des rejets thermiques. Il est prévu de les refroidir en tout temps par mélange avec l'eau de refroidissement de l'ORC et de rejeter les eaux thermales à <30°C dans le canal de fuite de l'usine hydroélectrique de Lavey (débit du canal : 40 à 220 m³/s!). Un débit maximal pour les rejets de l'ordre de 500 l/s à 26°C a été calculé.
- Il est prévu un fonctionnement du puits Agepp en singlet, avec rejet des eaux thermales dans le canal de fuite de l'usine hydroélectrique de Lavey. Il s'agit d'une approche pragmatique : si une surexploitation de l'aquifère thermal régional sera mis en évidence par les pompages de longue durée, un doublet sera mis en place, avec le forage de ré-injection situé à proximité immédiate du puits de production Agepp. La foreuse utilisée sera nettement plus petite que celle employée pour le forage du puits profond. Pour des profondeurs de 1'000 à 1'500 m, le coût prévisible est de l'ordre de 2 à 3 Mio CHFr.
- Les rejets thermiques du puits Agepp seront vendus à une société d'exploitation du CAD (CESLA SA?). Le tarif de vente devrait être compris entre 2 et 6 cts/kWh (cf. chapitre 4 ci-après). Toutefois, un volume annuel d'eau thermale de l'ordre de 550'000 m³ (représentant la quantité d'eau produite par les puits P201 et P600) devra être fourni à un tarif préférentiel à CESLA SA, pour tenir compte de la situation antérieure à la mise en place de l'exploitation du puits profond Agepp.
- Un réseau de conduites pour le CAD sera progressivement mis en place, avec raccordement des consommateurs de chaleur. La première conduite du CAD sera celle reliant le puits Agepp aux Bains de Lavey.

2.3.3 OPPOSITIONS AU PROJET

En vue de la réalisation du forage géothermique profond, les parties suivantes pourraient faire opposition :

- **Canton de Vaud et du Valais, communes de Lavey (VD) et St-Maurice (VS)** : très improbable. Au stade actuel du projet, toutes ces parties sont impliquées financièrement dans le projet. D'autre part, une convention intercantonale et intercommunale datée de septembre 1999 définit les conditions "pour l'exploitation des eaux chaudes du sous-sol de la vallée du Rhône dans le secteur Saint-Maurice – Lave-Morcles". Il y est notamment stipulé que les parties ne peuvent pas s'opposer à la réalisation d'un forage de reconnaissance dans la région de Lavey – St-Maurice.
- **Associations de protection de la nature et du paysage** : peu probable. L'emprise du chantier est relativement peu importante et au final la centrale géothermique sera représentée par un petit bâtiment d'environ 50 m² de surface de base. Au stade actuel du projet, on ne connaît pas, à l'exception du Rhône, des valeurs naturelles relevantes qui seraient touchées par le projet Agepp. Les milieux concernés devront être consultés dès la prochaine étape du projet (phase B2), pour éviter tout malentendu et pour démontrer que l'impact sur l'environnement du futur forage est très limité.
- **Société hydroélectrique de Lavey** : très improbable. La ville de Lausanne, propriétaire de cette société, est fortement intéressée par le projet via ses Services industriels et participe de manière importante au financement. Le forage profond sera réalisé sur la parcelle où se situe l'Usine hydroélectrique de Lavey. Selon le plan de zones de la commune de Lavey, cette parcelle se trouve en zone industrielle, secteur B.
- **Riverains** : peu probable. Les habitations les plus proches du futur chantier se situent à une distance assez importante, d'environ 500 m, sur rive gauche du Rhône. Une simulation des nuisances sonores engendrées par le chantier du forage est prévue pour estimer l'impact effectif sur les riverains. A remarquer que le forage sera probablement réalisé avec une alimentation entièrement électrique, ce qui réduira de manière notable les bruits.
- **Bains de Lavey** : peu probable. Leur souci principal est d'assurer la pérennité de l'alimentation en eau thermale nécessaire pour leurs installations, ce qui est l'un des objectifs du puits profond Agepp. Des scénarios devront être étudiés pour faire face à d'éventuels désagréments lors de la perforation de la partie profonde du puits Agepp. En effet, les eaux pompées par les puits d'eau thermale pourraient troubler de manière temporaire.

2.4 COÛTS DU FORAGE PROFOND

2.4.1 PRÉCISION DE L'ÉVALUATION DES COÛTS

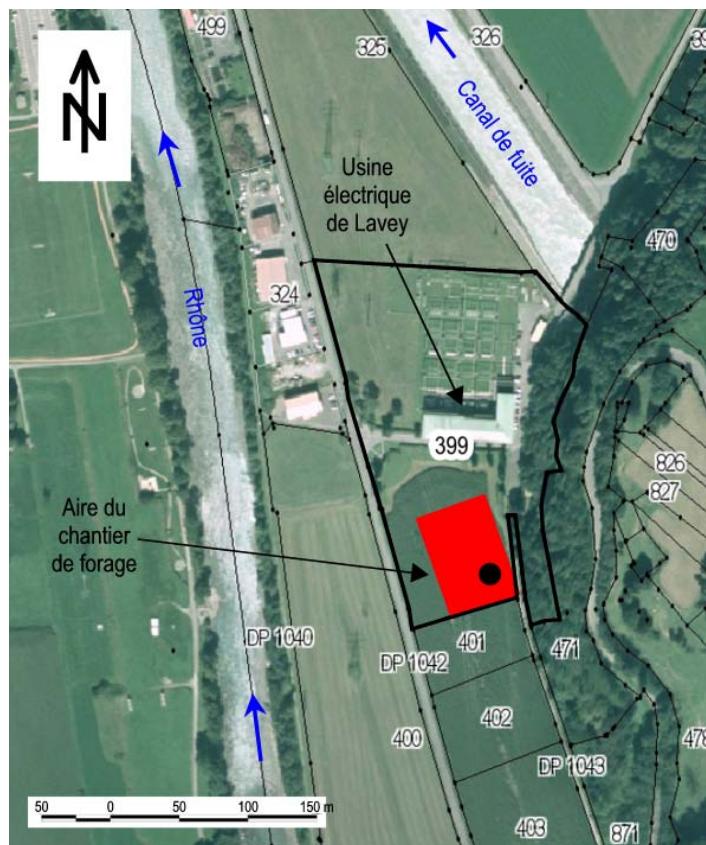
Pour la phase B1, il a été décidé d'évaluer de manière sommaire le coût du forage profond prévu à Lavey, sur la base d'informations récoltées :

- dans la littérature spécialisée;
- auprès de différentes personnes ayant participé à des projets de géothermie profonde en Allemagne réalisés après 2003, comparables au projet Agepp.

Une quantification détaillée des coûts du forage Agepp (précision $\pm 20\%$) sera effectuée dans le cadre de la phase B2, après l'élaboration de la soumission des travaux de perforation qui sera alors soumise à des entreprises de forage.

2.4.2 DIMENSIONNEMENT DU FORAGE AGEPP

Afin de déterminer les coûts du forage profond Agepp, nous avons dessiné de manière schématique le tracé en plan et en coupe (figures 2.13 et 2.14). La plateforme de forage (surface en rouge sur la figure 2.12), dont la surface est estimée à 5'000 m au maximum, est prévue sur la parcelle N° 399, appartenant à la Ville de Lausanne. Selon le plan de zones de la commune de Lavey, cette parcelle, ainsi que la contiguë (N° 401), se situent en zone industrielle, secteur B.



La tour de forage se situe env. 120 m au Sud de l'Usine de Lavey. La principale cible a atteindre, représentée par les gneiss fissurés du Massif des Aiguilles Rouges, se situe à une distance horizontale de env. 1'900 m, à env. 3 km de profondeur au-dessous du puits de production P600 à Lavey-les-Bains (figure 2.14). La cible plus profonde, représentée par les calcaires du Malm de la nappe de Morcles, qui peuvent être karstifiées et représenter ainsi un aquifère très productif, n'est pas considérée à ce stade de l'étude. Leur localisation sera précisée dans la phase B2. L'azimut du forage est S 150°.

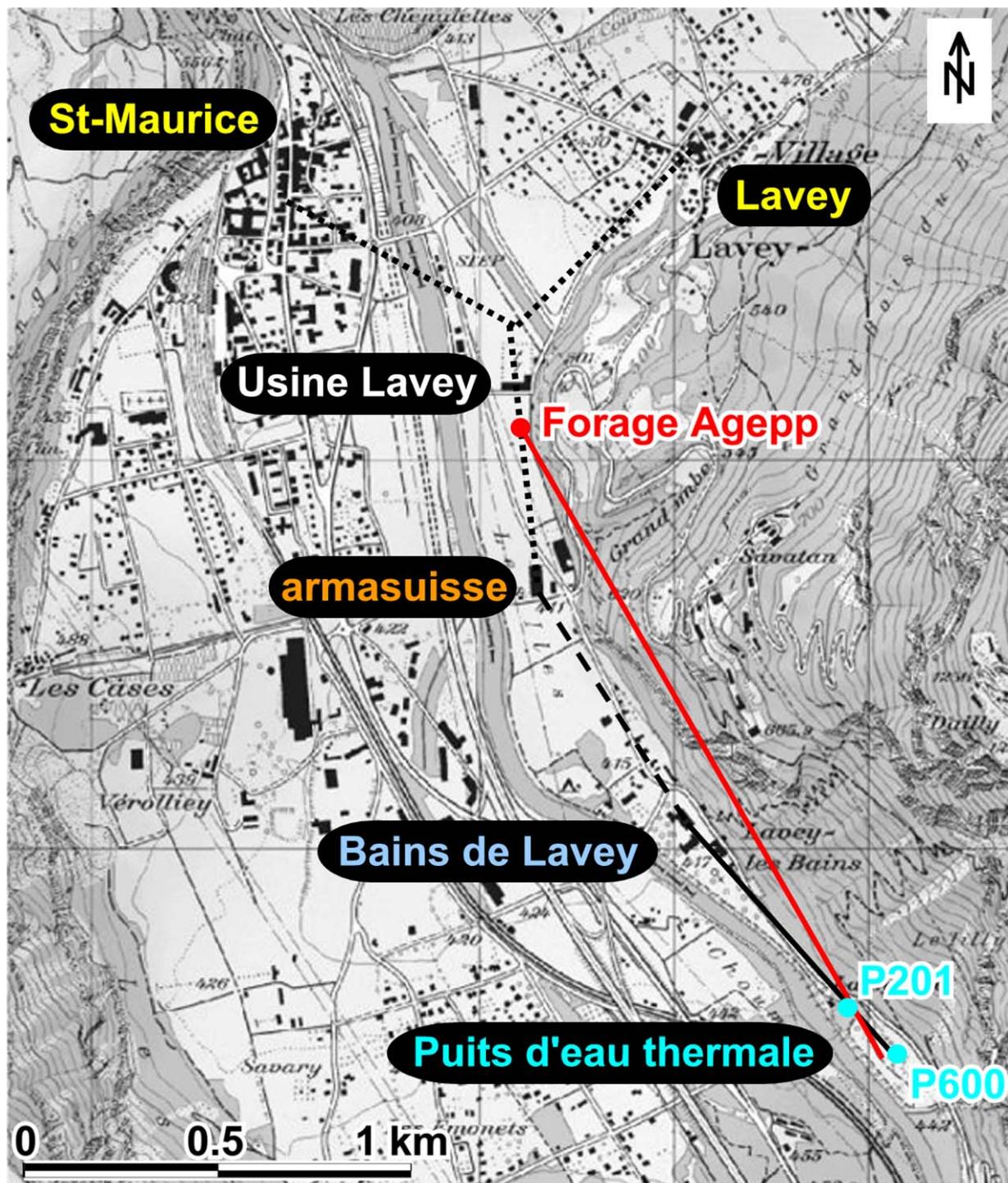


Figure 2.13 : Vue en plan du tracé prévu pour le forage Agepp

[Agepp.../ Plan tracé forage.mix]

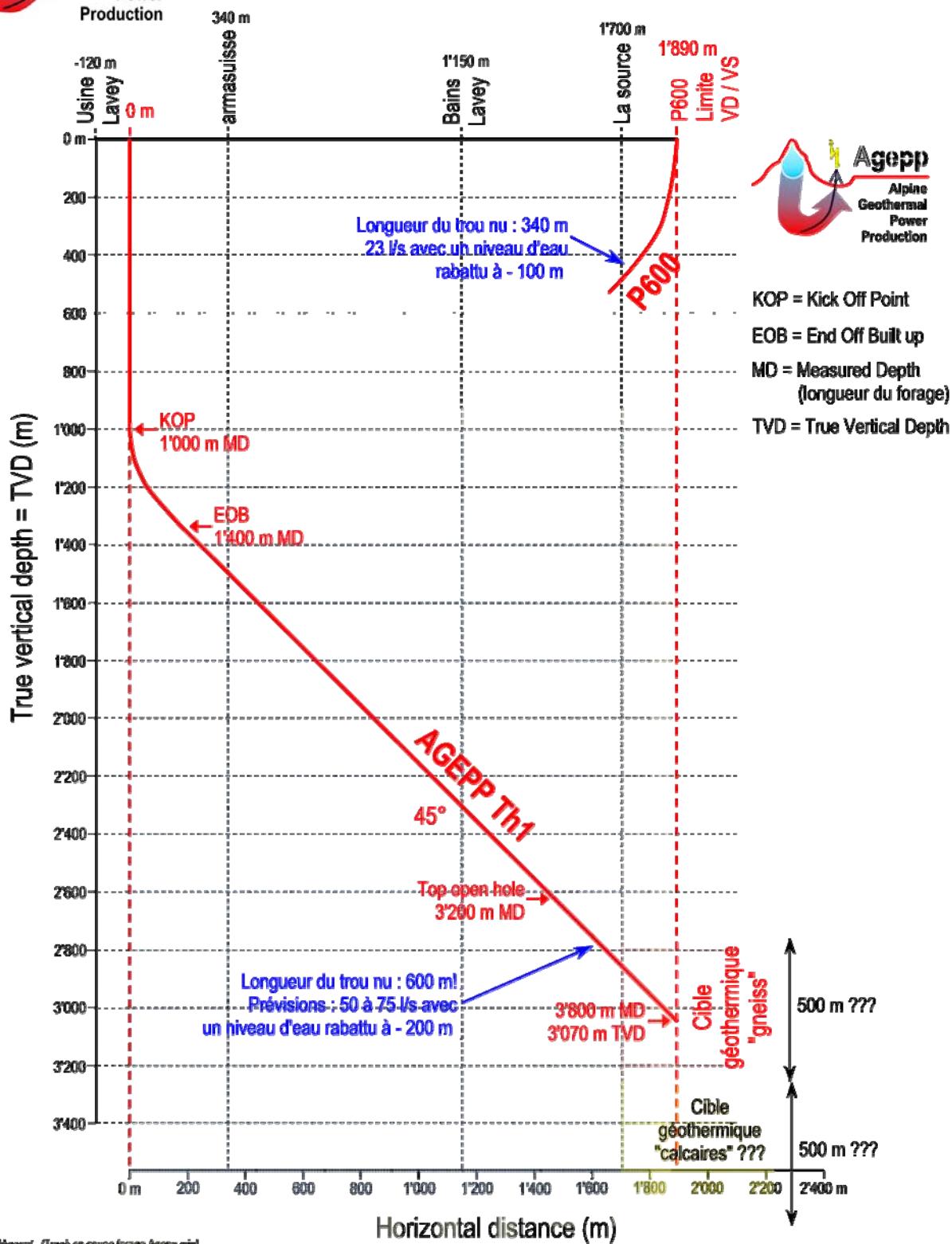


Figure 2.14 : Vue en coupe du tracé prévu pour le forage Agepp

Selon cette configuration, qui doit être confirmée lors de l'étude de phase B2, la longueur du forage est de 3'800 m (MD = Measured Depth) et la profondeur atteinte est de 3'070 m (TVD = True Vertical Depth). Le forage Agepp est dévié vers le SSE à partir de 1'000 m de profondeur, pour atteindre un angle de perforation de 45°, qui se poursuit jusqu'à la cible aquifère. Le tronçon en trou nu a une longueur de 600 m et se situe entièrement dans les gneiss du Massif cristallin des Aiguilles Rouges.

Le tracé en coupe proposé pour le forage Agepp a été comparé au tracé des forages géothermiques profonds réalisés en Allemagne dans le cadre des projets de Riem (2003) et de Pullach (2004-'05). La déviation du forage Agepp est parfaitement comparable à celle du forage Riem Th1 (figure 2.15).

Les forages de Riem ont été pris en exemple car ils ont été réalisés très rapidement (seulement 42 jours pour Riem Th1!) et avec des coûts nettement inférieurs aux prévisions. Dans la phase B2 du projet Agepp, les forages Ce projet devra faire l'objet d'une analyse détaillée pour examiner les raisons de ce succès et pour

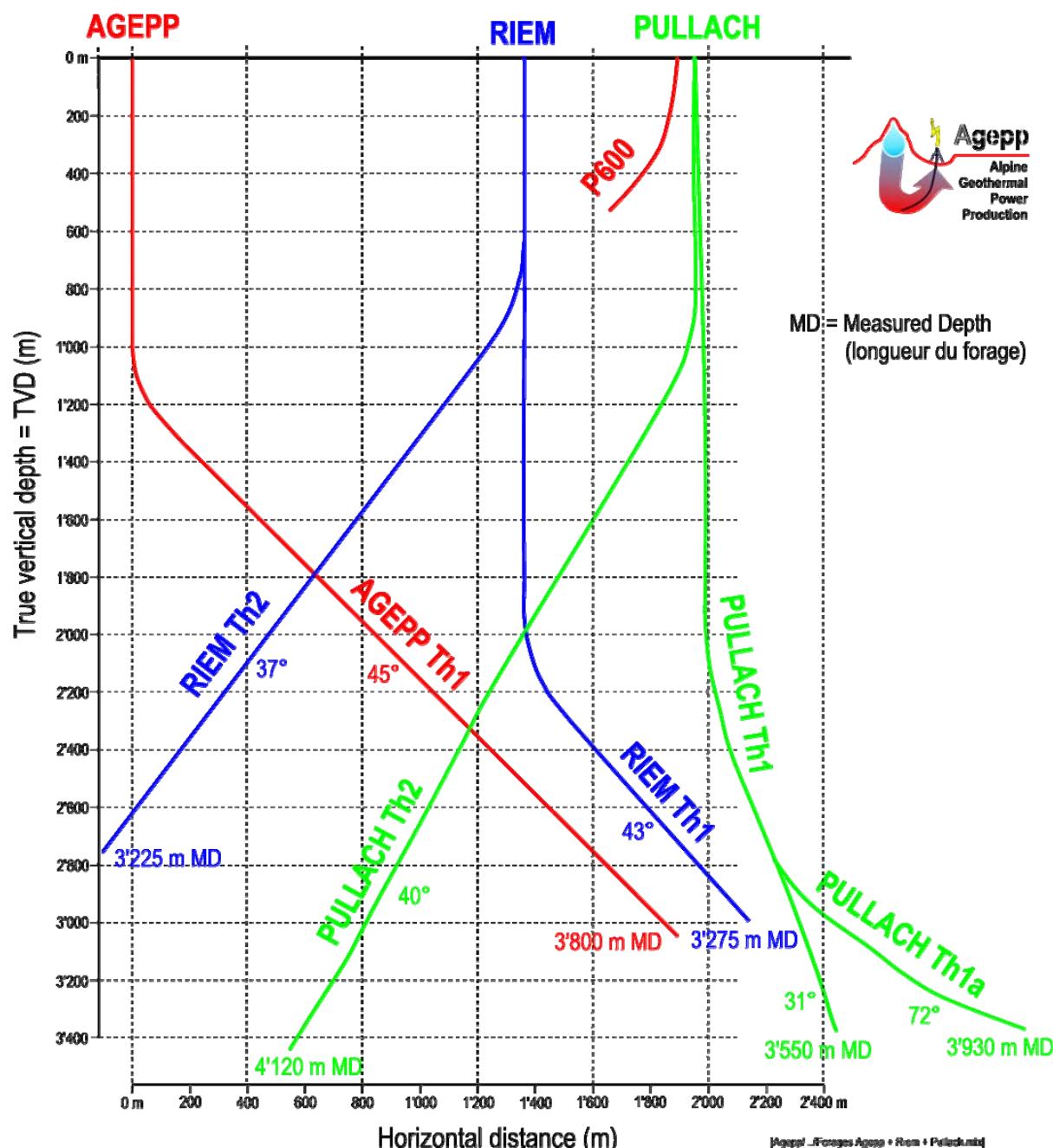


Figure 2.15 : Comparaison du tracé prévu pour le forage Agepp avec celui des forages géothermiques profonds de Riem et Pullach (D).

2.4.3 RÉPARTITION DES COÛTS DE FORAGE ET GESTION DU PROJET

Les coûts de mise en place du chantier (env. 10 à 20%) et de perforation (30 à 40%) représentent jusqu'à 60% du budget d'un projet de forage profond (figure 2.16). Il est évident que les économies les plus substantielles peuvent être obtenues en réduisant les temps de perforation.

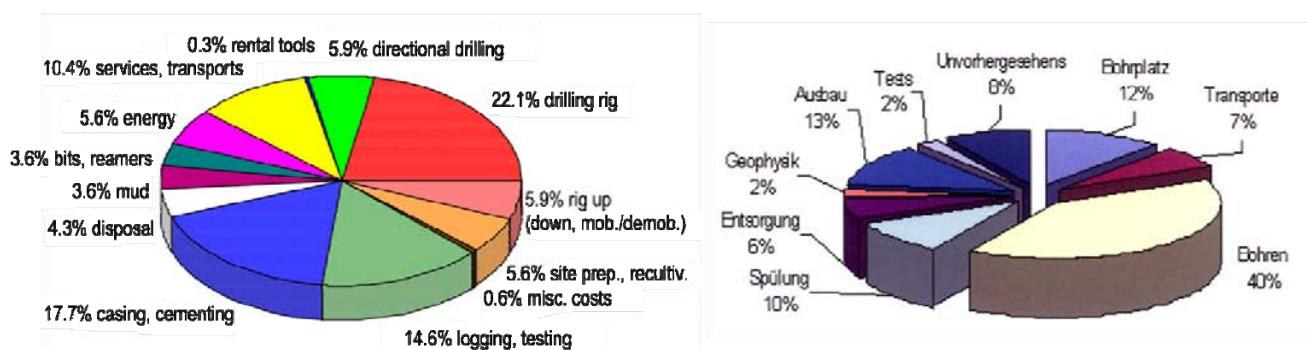


Figure 2.16 : Répartition des coûts de forage (IDEAS 2005 et ANGER'S SÖHNE 2003).

La planification et la gestion du projet de forage profond par un bureau d'ingénieurs spécialisés, ayant de l'expérience dans des projets de géothermie réalisés récemment jusqu'à des profondeurs de 3'000 à 4'000 m avec des forages déviés (et si possible en milieu cristallin), est indispensable. En Suisse, les personnes compétentes pour élaborer de manière optimale le design d'un tel forage et pour préparer et gérer la soumission se comptent sur les doigts d'une main. Il s'agit pour la plupart d'ingénieurs ou de géologues qui ont travaillé pour des compagnies pétrolières. Or, les forages pour les projets géothermiques, bien que reprenant largement les technologies mises au point par l'industrie pétrolière, nécessitent des diamètres plus importants et une gestion technique qui comporte certaines différences, sans compter la nature des roches cristallines profondes de Lavey, qui n'est jamais rencontrée dans des projets de prospection d'hydrocarbures, dont les réservoirs sont liés à des roches sédimentaires.

Il faudra donc rapidement contacter des bureaux à l'étranger, notamment en Allemagne ou peut-être en France (projet de Soultz-sous-Forêt), afin de sélectionner des personnes compétentes qui interviendraient à titre d'experts en appui d'un bureau basé en Suisse ("second opinion"). L'expérience de perforation provenant du forage P600 (594 m) ne doit pas être sous-estimée. Les conditions qui seront rencontrées à 3 km de profondeur ne sont pas, si l'on excepte les pressions et les températures, très différentes de celles rencontrées par ce forage qui capte tout de même des eaux à presque 70°C.

Une autre solution pourrait consister à impliquer la société nationale italienne de production d'électricité (ENEL) dans le projet Agepp. Celle-ci possède plusieurs foreuses permettant d'atteindre des profondeurs jusqu'à 5'000 m de profondeur et dispose d'une grande expérience dans des projets géothermiques à haute température (p.ex. Larderello). De plus, ENEL a pu acquérir aussi de l'expérience dans la perforation de roches très abrasives et dures (granite), car elle a entièrement réalisé en 2004 le forage profond GPK4 dans le cadre du projet franco-allemand de Soultz-sous-Forêt. Le responsable auprès d'ENEL pour les projets de géothermie à l'étranger a été contacté et une séance préliminaire est prévue prochainement. En cas de participation d'ENEL au projet Agepp, la gestion entière de l'opération de forage (planification, gestion et réalisation de la perforation et des tests hydrauliques) serait organisée par cette société.

2.4.3 EVALUATION DES COÛTS DE FORAGE

Règles générales, facteurs qui influencent les coûts de forage

La règle d'or pour optimiser les coûts d'un forage profond est la suivante :

"Forer aussi petit que possible, mais aussi gros que nécessaire"

Le design du forage, planifié à l'avance pour pouvoir établir la soumission détaillée, est probablement le principal facteur qui va déterminer les coûts d'un forage profond. En effet, ces coûts sont plus ou moins proportionnels au volume de roche perforé (SPERGER, 2007).

L'optimisation des diamètres de forage, de casing et d'équipement peut entraîner (SPERBER 2007) :

- meilleure hydraulique des trépans		
- volumes de ciment moindres	==>	réduction des temps de perforation
- cimentations plus rapides		
- moindres besoins des pompes hydrauliques	==>	réduction des frais d'énergie
- trépans de plus petites dimensions		
- tubages de diamètre moindre	==>	réduction des coûts de matériel
- moindre épaisseur des parois des tubages		
- nécessité d'une foreuse plus petite ?	==>	Si oui, réduction des coûts d'installation

Un calcul théorique du même auteur montre que pour un forage de 4'600 m, une économie de l'ordre de 1.6 Mio CHF peut être obtenue en optimisant les diamètres de perforation

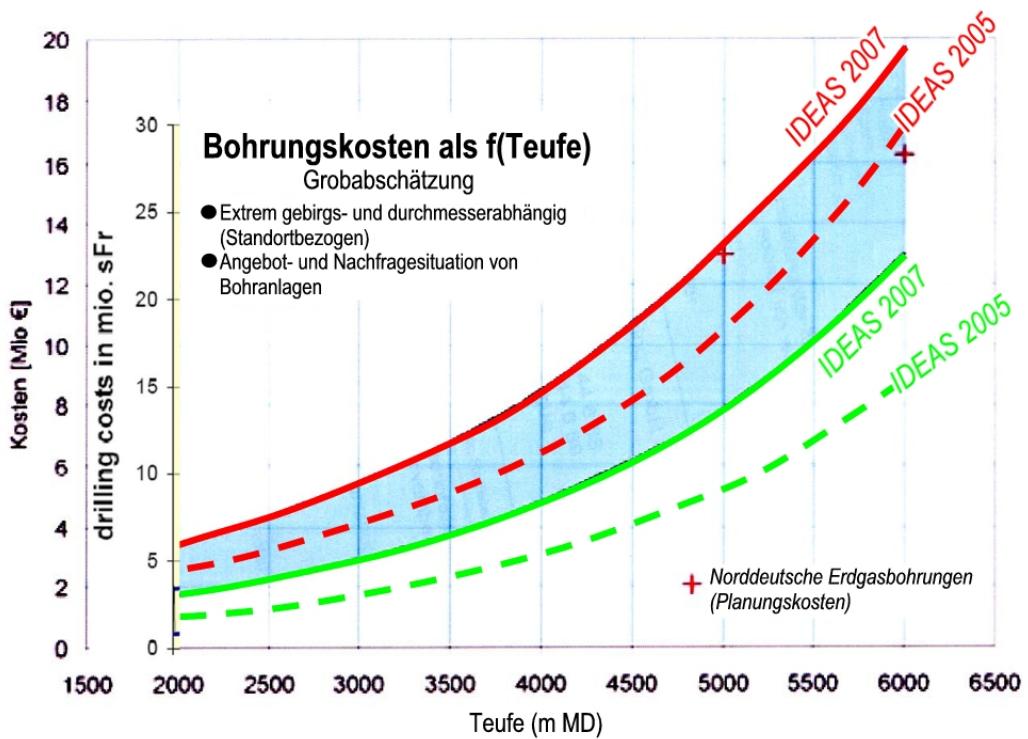
A conditions égales, les facteurs suivants peuvent influencer les coûts d'un forage profond :

- Réduction des coûts :
 - perforation entièrement électrique;
 - emplacement du chantier dans une zone non habité (économie de parois anti-bruit);
 - perforation de formations géologiques homogènes (pas de variations lithologiques importantes);
 - bonne tenue du trou nu dans l'aquifère (économie des tubes crépinés).
- Majoration des coûts :
 - déviation du forage;
 - présence de roches particulièrement abrasive, d'où une plus grande usure des trépans
 - présence de roches ductiles (p.ex. argiles), de zones fortement broyées (mylonites) ou de roches fortement karstifiées
 - présence de fluides particulièrement salés (corrosion)

Coûts de forage donnés par la littérature et provenant de projets géothermiques récents

Les coûts de perforation sont proportionnels à la longueur forée. Toutefois, la progression des coûts n'est pas du tout linéaire, mais suit plutôt une allure exponentielle (cf. figure 2.17).

Au cours de ces 3-4 dernières années, les coûts des forages profonds ont fortement augmenté, principalement en raison de l'augmentation du prix des fournitures métalliques (casings, tiges, outils de perforation, tubages d'équipement), mais aussi à cause de l'augmentation des prix du pétrole, qui a entraîné une forte reprise des activités de forage dans le monde. A titre d'exemple, le graphique à la figure 2.15 montre que pour une longueur de forage de 3'500 m, les coûts ont subi une hausse moyenne de 45% entre 2004 et 2006!



Quelle : IDEAS Peine : Erdöl-, Erdgasfirmen : LBEG

Figure 2.17 : Estimation des coûts de forages profonds réalisés en Allemagne, effectuée en 2004 (IDEAS 2005) et en 2006 (IDEAS 2007) sur la base des prix connus.

Il est très difficile d'obtenir des prix de forages géothermiques profonds réalisés récemment dans des pays d'Europe avec une situation économique comparable à la Suisse. Une stricte confidentialité est invoquée et la loi du silence prévaut. Les rares données trouvées sur le Web ou provenant de publications sont peu fiables et difficiles à vérifier.

Finalement, avec un peu de chance, nous avons pu obtenir d'une source "sûre" plusieurs prix provenant de chantiers de forages géothermiques réalisés depuis 2003 en Allemagne. Ces données, complétées de celles de forages réalisés en Suisse dans le cadre du projet DHM ou en France (Soultz) figurent dans le tableau 2.8.

Tableau 2.8 : Coûts de forages géothermiques déjà réalisés en Allemagne et en Suisse (période 2001 – 2006)

Localité	Forage	Date	Longueur MD (m)	Dévié	Coût (Mio EUR)	Coût (Mio CHFr)	Source	Remarque
Basel	DHM 1	2006	5'008	Non		40.0	Häring	
Basel	Otterbach	2001	2'755	Non		3.2	Häring	
Soultz	GPK4	2004	5'260	Oui	14.0	23.8	Vuataz	
??	??	2004						
Unterhaching	Gt Uha 1a	2004	3'446	Oui	> 4	>6.8	Internet	
Unterhaching	Gt Uha2	2006	3'864	Oui	10.6	18.0	Kittl	
Riem	Th1	2003	3'275	Oui	2.3 (1.5)	3.9	Kreuter	Article de Schubert annonce un coût de 5.3 Mio EUR pour les deux forages, y.c. mis remise en état place de forage. Utilisé ce prix pour calculer le coût des forages
Riem	Th2	2003	3'225	Oui	3.0 (1.9)	5.1	Kreuter	
Pullach	GT1	2004-05	3'300	Oui	4.2	7.1	Kreuter	Prix total : 7.5 Mio EUR. Déduit 20% pour coût transport et installation chantier (1.5 Mio EUR), calculé prix par m de forage (808 EUR), ensuite recalculé prix par forage
Pullach	GT2	2005	4'120	Oui	4.8	8.2	Kreuter	
Offenbach	1	2004-05	2'800	Oui	4.2	7.1	Kreuter	
Landau	Gt La 2	2006	3'200	Oui	5.0	8.5	Kreuter	
Molasse	Anonyme	2006			6.2	10.5	Kreuter	

A remarquer que de des prix provenant d'un appel d'offres réalisé en 2007 pour des forages géothermiques de 3'500 m de longueur indiquent un prix proche de 2'000 EUR/m.

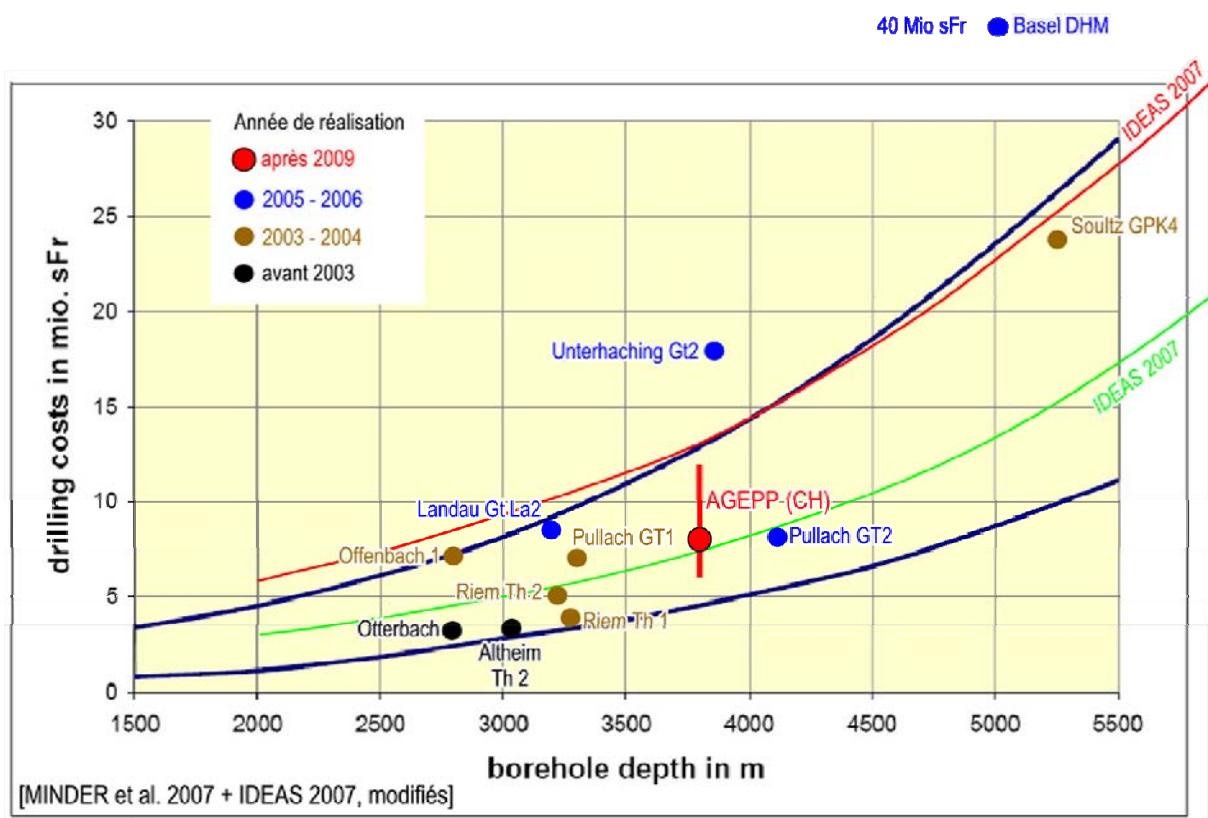


Figure 2.18 : Coûts de forages géothermiques déjà réalisés et estimation du coût du forage profond Agepp.

Pour le forage profond Agepp (dévié, longueur environ 3'800 m), **un coût de 8 Mio CHFr est à prévoir**. Ce montant comprend le système de pompage (pompe immergée, variateur, conduites jusqu'en surface), ainsi que l'aménagement de la tête de forage (au total env. 500'000 CHFr.). Au vu de l'extrême variabilité des coûts spécifiques de forage dont nous disposons (cf. figure 2.18), nous estimons que ce coût pourra finalement varier **entre 6 et 12 Mio CHFr.**

2.5 ANALYSE DE RISQUES PRÉLIMINAIRE

Phase de perforation

- Pollution de la nappe phréatique : *solution technique courante (tubage et cimentation complet du tronçon dans les terrains meubles)*
- Eruption de forage (blow out), gaz toxiques ou explosifs : *peu probable, pas de méthane dans le Cristallin, pas de problèmes lors de la réalisation du forage P600 (600 m) à Lavey-les-Bains. Solution technique courante : obturateur pneumatique (preventer)*
- Déviation incontrôlée du forage : *très peu probable, technique éprouvée*
- Rupture des tiges, perte du forage : *si rupture des tiges, il y a possibilité de repêcher le train de tiges (fishing). La perte d'un forage est un risque important, mais très improbable avec les foreuses actuelles, si bien dimensionnées pour la longueur projetée du forage (3'800 m pour Agepp). Eventuellement assurance de forage, mais coûts très importants (50% des coûts totaux?). La soumission doit mentionner que les risques techniques sont à la charge de l'entreprise de forage.*
- Impact sur les puits de pompage de Lavey-les-Bains : *très probable en phase finale de perforation, les eaux pompées aux puits P201 et P600 peuvent troubler. Phénomène temporaire, durées maximale estimée à quelques jours. Solution : décanter les eaux dans les bassins tampon des Bains, éventuellement filtrer les eaux avant l'arrivée aux Bains.*

Phase de pompages d'essais

- Perméabilité insuffisante de l'aquifère : *possibilité de poursuivre le forage pour recouper d'autres fractures aquifères, stimulation chimique (acide chlorhydrique à 30%, technique courante) ou stimulation hydraulique "légère" (Hydrofrac, technique éprouvée mais pouvant provoquer de la sismicité induite)*
- Température insuffisante du fluide géothermal : *possibilité d'approfondir le forage (gain : env. 3°C par 100 m d'approfondissement vertical TVD)*
- Chimisme anormal du fluide géothermal : *possible si on recoupe la structure sédimentaire profonde. Toutefois, les eaux profondes du massif calcaire karstifié seront probablement peu minéralisées (exemple : forages à Unterhaching, Malm profond de la région de Munich, < 1 g/l). Présence de H₂S dans des teneurs probablement supérieures à celles attendues.*
- Niveau piézométrique trop profond : *peu probable. Sur la base des informations fournies par les puits de Lavey-les-Bains, mais aussi par le forage de reconnaissance d'Epinassey (VS), la nappe thermale est en pression et le niveau statique se situe proche de la surface (<10 m). Solution : poser plus bas la pompe immergée, jusqu'à 300 m. Dans ce cas de figure, consommation d'énergie accrue.*

Phase de production

- Impact sur les puits de pompage de Lavey-les-Bains : *très probable, mais difficile à quantifier. Les températures des eaux pompées aux puits P201 et P600 vont progressivement baisser, ainsi que la conductivité électrique (minéralisation) de l'eau. Solution : le puits Agepp devient la principale alimentation en eau thermale des Bains et les puits de Lavey-les-Bains sont utilisés uniquement en secours, en cas d'arrêt du pompage au puits Agepp. La conduite jusqu'aux Bains est de toute façon déjà prévue par le module CHALEUR.*
- Epuisement de l'aquifère thermal : *possible, dépend du débit d'exploitation. Actuellement, pas d'épuisement avec un débit total d'exploitation de 30 l/s. Phénomène progressif et lent (plusieurs mois). Solution : réinjecter l'eau thermale après exploitation dans l'aquifère profond avec un forage de 1'000 à 1'500 m. Coûts supplémentaires: 2 à 3 Mio CHFr. Ce forage sera réalisé avec une autre foreuse que celle prévue pour le forage de production.*
- Sismicité induite : *pas connaissance de cas où un pompage dans un aquifère profond a provoqué des séismes, même de faible magnitude. Dans la phase B2, une étude de la sismicité est prévue pour déterminer la fréquence et la magnitude des séismes "naturels" dans la région de Lavey – St-Maurice (état zéro).*

2.6 CONCLUSIONS

A ce stade de l'étude, il n'y a pas de critère killer pouvant compromettre la poursuite du projet Agepp à Lavey.

Les principales incertitudes se situent au niveau des connaissances géologiques et hydrogéologiques de l'aquifère profond et notamment :

- Perméabilité et ouverture des fissures à des profondeurs de l'ordre de 3 km. Ces paramètres vont conditionner le débit d'exploitation du futur puits profond et dans une moindre mesure la température du fluide géothermal;
- Localisation et dans une moindre mesure nature du réservoir profond. Pour l'instant, la présence d'une formation sédimentaire pincée au sein des roches cristallines n'est pas prise en considération en tant que cible géothermique;
- Réalimentation de l'aquifère thermal suite à une exploitation en singlet avec des débits de l'ordre de 50 à 75 l/s.

Les principaux risques pour le projet sont les suivants :

- Débit d'exploitation insuffisant et, dans une moindre mesure, température de l'eau en tête de forage pas assez élevée.
- Coûts du forage profond trop élevés, en raison de problèmes géologiques et techniques.

Pour réduire ces risques, plusieurs scénarii devront être évalués par les études de phase B2 : possibilité d'approfondissement ultérieur du forage, stimulation chimique et éventuellement fracturation hydraulique "légère" de l'aquifère, exploitation avec un doublet (forage de réinjection profond de 1'000 à 1'500 m).

3. PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE GEOTHERMIQUE



Module ORC Turboden à Altheim, Autriche

3. PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ D'ORIGINE GÉOTHERMIQUE

3.1 RÉSUMÉ DU RAPPORT PRÉPARÉ PAR ENEFTECH

3.1.1 INTRODUCTION

Dans cette phase B1, l'étude réalisée par Eneftech SA à Lausanne, avec la collaboration de JPR Concept&Innovation à Uster, Hydro-Concept SA à Yverdon-les-Bains et les Services Industriels de Lausanne (M. Reinhardt) devait permettre de mettre en évidence et d'évaluer les éléments pouvant compromettre la poursuite du projet (critères « killers »), en considérant les aspects liés à la production d'électricité. Le rapport final détaillé se trouve à la suite de ce Résumé.

3.1.2 OBJECTIFS DE L'ÉTUDE

Pour le module de production électrique, la recherche et l'analyse de critères-killer à ce stade du projet consiste à définir les conditions limites de l'étude de faisabilité ultérieure, en donnant des réponses en ce qui concerne les variantes de centrales possibles en fonction de la température de fourniture de chaleur, les technologies pouvant être envisagées, les marges des puissances électriques et de rendements du module de conversion et enfin la fourchette de coûts de production électrique.

3.1.3 TECHNOLOGIES ORC EXISTANT

Une revue d'abord des systèmes existants sur le marché pour la conversion de chaleur basse température (entre 100 et 120°C) en électricité a permis de montrer que le projet AGEPP est techniquement faisable avec des composants technologiques ORC connus et maîtrisés, qui ont fait des preuves dans divers exemples de projets similaires. Plusieurs fournisseurs de ses systèmes existent sur le marché et sont capables de proposer des solutions modulaires standard. On citera notamment les sociétés TURBODEN en Italie et ORMAT International, Inc. à Sparks, aux Etats Unis.

3.1.4 VARIANTES DE CENTRALES PROPOSÉES

Dépendant des conditions réelles des niveaux de débit et de température de forage et de la température du CAD, deux variantes (ou configurations) de centrales ont été considérées :

- Variante 1 : consiste à produire de l'électricité au maximum et à fournir de l'eau thermale aux Bains de Lavey uniquement en situation de secours.
- Variante 2 : en plus de la production électrique, il est envisagé d'alimenter un réseau CAD à une température située entre 70 et 90°C

Regardant cette deuxième variante, trois modes d'opération ont été étudiés :

- Chauffage à une température minimale de 70°C (Variante 2a)
- Chauffage à température intermédiaire de 80°C (Variante 2b).
- Chauffage à une température maximale de 90°C, (Variante 2c)

3.1.5 EVALUATION DES PERFORMANCES DE LA CENTRALE AGEPP

Pour l'application spécifique à la centrale AGEPP, l'évaluation des performances de la machine ORC a permis de montrer qu'il est essentiel d'ouvrir le dialogue avec les fournisseurs et d'effectuer des demandes sur la base d'offres, dans le but de choisir et d'imposer même un fluide de travail qui optimiserait le rendement, la capacité électrique de la machine, et donc les coûts du projet. A noter que pour une même température de puits de production située entre 100 et 120°C, divers fluides de travail pour le module ORC sont disponibles pour une même puissance spécifique requise pour le module électrique.

Si en absolu, le cycle ORC travaille avec de faibles rendements ou efficacités électriques (<10% par rapport à l'énergie thermique reçue), on note des différences importantes sur les performances du module ORC en fonction du fluide de travail utilisé. Par exemple le fait de passer du fluide Solkatherm SES36 (fluide utilisé à la centrale d'Altheim) au fluide R600a, l'efficacité du cycle ORC augmente de presque 27% selon que le cycle est du type simple ou avec régénération. C'est 27% de plus d'électricité pour une même puissance géothermique disponible! L'incidence est donc considérable sur la capacité électrique du module ORC à installer et donc sur la rentabilité du projet (se conférer aux courbes de coûts).

Malgré le fait que le cycle de Kalina a été écarté dans cette phase B1, pour se concentrer uniquement sur des systèmes ORC prouvés, une ouverture en phase B2 est nécessaire. Une visite du projet de référence à Unterhaching (D) permettra de vérifier ses gains en performance par rapport au cycle ORC et les garanties de fonctionnement et de sécurité qui ont été promises par la société Siemens AG dans ce domaine.

3.1.6 EVALUATION ÉCONOMIQUE ET RECOMMANDATIONS

Du point de vue économique, une première analyse basée sur les coûts de production électrique avec ou sans valorisation de chauffage a permis de montrer l'intérêt de dimensionner le module de conversion électrique à une puissance maximale correspondant à la température du CAD la plus faible possible. Trois hypothèses ont été considérées :

1. Coûts d'électricité sans option de chauffage, la totalité des coûts liés au forage est attribuée à la production d'électricité;
2. Coûts d'électricité avec 2/3 des coûts de forage pris en charge par les producteurs d'électricité;
3. Coûts d'électricité avec valorisation de la chaleur résiduelle, vendue entre à CHF 2 à 6 cts/kWh

Les variantes recommandées pour l'étude de faisabilité sont celles de production d'électricité au maximum avec alimentation en eau thermale des Bains de Lavey et/ou fourniture de la chaleur résiduelle à une température départ du CAD à 70°C :

- L'intervalle de puissance électrique est de 800 kW à 1400 kW, pour une production annuelle d'électricité comprise entre 4.5 et 6.6 GWh;
- Le total des investissements est estimé entre CHF 14.3 Millions (800kWe) et CHF 15.8 Millions (1400kWe) et les coûts de production d'électricité sont estimés entre :
 - CHF 23 cts/kWh et CHF 35 cts/kWh (hypothèse 1);
 - CHF 19 cts/kWh et CHF 31 cts/kWh (hypothèse 2);
 - CHF 11 cts/kWh et CHF 17 cts/kWh (hypothèse 3, avec vente de la chaleur à CHF 4 cts/kWh);
- La température de départ pour le CAD est de 70°C;
- La température minimale requise en tête de forage est de 105°C.

3.1.7 LIMITES DE L'ÉTUDE EN PHASE B1 ET PERSPECTIVES DU PROJET

Les coûts de production électrique présentés dans cette phase B1 de l'étude de faisabilité ont été établis sur la base d'hypothèses simplificatrices voire même conservatrices, notamment :

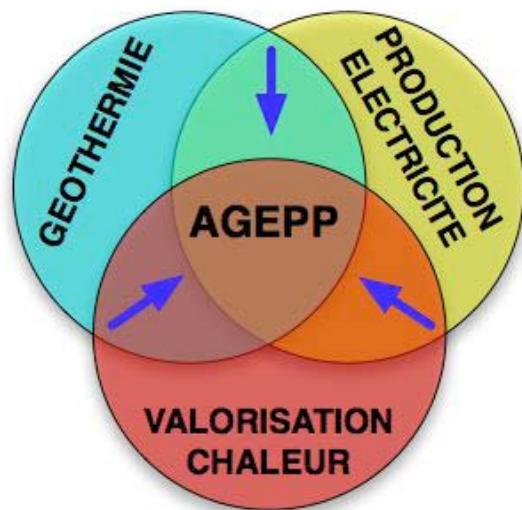
- Au niveau de l'énergie électrique annuelle : nombre d'heures de fonctionnement fixé à 7'500 et hypothèse que 30% de l'énergie électrique produite est consommée par les systèmes auxiliaires, y compris les pompes;
- Au niveau des coûts d'investissement : durée de vie du projet limitée, avec un taux d'intérêt moyen fixe sur 20 ans et sur les coûts d'opération et de maintenance.

Une telle approche permet certes de poser les bases de l'étude de faisabilité mais doit comprendre également l'évaluation de la réduction de l'apport en CO₂ pour la puissance produite, respectivement pour le CAD. De même, la structuration doit être faite de manière à tenir compte du fait que le forage AGEPP ne sert pas uniquement à la production d'électricité et à la fourniture de CAD, mais revêt une importance économique pour CESLA SA et pour les Bains de Lavey : sécurité d'approvisionnement, extension possibles des installations et source de revenus pour les communautés, en particulier Lavey. Dans ce sens, la puissance électrique consommée par la pompe immergée fait également partie de ces considérations économiques.

Une prise en compte de ces facteurs dans l'étude de faisabilité en phase B2 doit se faire sur la base de l'option d'installation choisie pour cette phase. Il conviendra d'optimiser le fluide de travail, le rendement et la taille du module de conversion électrique en tenant compte des différents fournisseurs de machine, de faire une simulation énergétique annuelle tenant compte de tous les paramètres opérationnels y compris le nombre d'heures de fonctionnement, d'étendre l'analyse économique sur les critères de CO₂ avec étude de sensibilité de l'ensemble des paramètres, de faire une analyse détaillée de l'ensemble des risques techniques, opérationnels, environnementaux et financiers du projet et enfin de donner des recommandations sur l'implémentation du projet.

PROJET AGEPP-PHASE B1

Module production d'électricité



Rapport de la phase B1
Critères-Killers de l'étude de faisabilité

No. 6130.3001.005 (Novembre 2007)

Préparé par : Dr. Malick Kane

Avec la participation de :

MM. J. P. Rickli, JPR Concepts & Innovation
 J. P. Richoz, Hydro-Concept Sàrl
 F. Reinhardt, SIL

ENEFTECH INNOVATION SA, PSE-B/EPFL, PSE-B, CH-1015 Lausanne
Phone: ++41 21 693 91 71, Fax: ++41 21 693 91 71
Web: www.eneftech.com

TABLE DES MATIERES

<u>3.2. INTRODUCTION</u>	85
3.2.1 APERÇU HISTORIQUE	85
3.2.2 OBJECTIF DE L'ETUDE DE FAISABILITE	85
3.2.3 CONTEXTES POLITIQUES ET INSTITUTIONNELS	85
<u>3.3 REVUE DES SYSTEMES ORC EXISTANTS ET PILOTES</u>	86
3.3.1 CYCLE ORC A FLUIDE ORGANIQUE	86
3.3.2 CYCLE DE KALINA	87
3.3.3 CENTRALES DE REFERENCES EN GEOTHERMIE	89
3.3.4 TECHNOLOGIE DE CYCLE RETENUE POUR L'ETUDE EN PHASE B1	91
<u>3.4 VARIANTES RETENUES POUR L'EVALUATION DU PROJET</u>	91
3.4.1 CONCEPTS DE BASE ET VARIANTES OPERATIONNELLES DU PROJET	91
3.4.2 OPTIONS D'EMPLACEMENT ET DE REFROIDISSEMENT DE LA CENTRALE	94
3.4.3 CADASTRE DES BESOINS THERMIQUES	95
<u>3.5 PERFORMANCES TECHNIQUES DE LA PRODUCTION ELECTRIQUE</u>	96
3.5.1 ESTIMATION DES PERFORMANCES DU MODULE ORC	96
3.5.2 GRANDEURS REPRESENTATIVES DES PERFORMANCES	96
3.5.3 CALCULS DES PERFORMANCES DU MODULE ORC ET RESULTATS	96
<u>3.6 ESTIMATION DES COUTS DE PRODUCTION</u>	98
3.6.1 ENERGIE ELECTRIQUE ANNUELLE PRODUITE	98
3.6.2 COUTS D'INVESTISSEMENT	99
3.6.3 COUTS D'ADMINISTRATION, D'OPERATION ET DE MAINTENANCE	99
3.6.4 HYPOTHESES SUR LE PRIX DE VENTE D'ELECTRICITE	99
3.6.5 RESULTATS DE CALCULS DE COUTS D'ELECTRICITE POUR DIFFERENTES VARIANTES	100
<u>3.7 RISQUES MAJEURS POUVANT COMPROMETTRE L'ETUDE DE FAISABILITE DU PROJET (CRITERES-KILLER)</u>	104
3.7.1 PROBLEMES DE CORROSION A L'EVAPORATEUR	104
3.7.2 TEMPERATURE DE L'EAU DE REFROIDISSEMENT	104
3.7.3 DEBRIS FLOTTANTS DANS L'EAU DE REFROIDISSEMENT	104
3.7.4 CROISSANCE ORGANIQUE DANS L'EAU DE REFROIDISSEMENT	105
3.7.5 PROBLEMES D'EROSION	105
3.7.6 INCERTITUDES TROP IMPORTANTES SUR LES COUTS DE FORAGE	106
<u>3.8 CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS</u>	106

3.2 Introduction

3.2.1 Aperçu historique

Le concept du projet AGEPP (Alpine Geothermal Power Production) est basé sur l'extraction de l'énergie géothermique des aquifères profonds du cristallin dans la vallée du Rhône en vue de la production de chaleur et d'électricité. Ainsi, avec un forage de l'ordre de 3500 mètres de profondeur, on prévoit de soutirer entre 50 et 75 litres d'eau par seconde, à une température située entre 100°C et 120°C. L'utilisation de machines ORC (Organic Rankine Cycle) permettrait de valoriser cette ressource par conversion en énergie électrique. Une partie de l'énergie thermique non convertie en électricité pourra être récupérée pour différentes valorisations ultérieures, tel que par exemple un réseau de chauffage à distance.

Une étude préliminaire réalisée en 2006 par un consortium d'entreprises (ALPGEO, GEOWATT ET BSI, Rapport final de phase A - OFEN) a montré que le site de Lavey-les-Bains remplit toutes les conditions nécessaires pour la réalisation de ce projet géothermique avec couplage chaleur-force.

Le projet AGEPP atteint aujourd'hui un stade d'étude suffisamment avancé pour entrer dans une phase d'étude de faisabilité.

3.2.2 Objectif de l'étude de faisabilité

L'étude de faisabilité doit permettre de définir les concepts opérationnels, technologiques et techniques de l'installation, nécessaires pour l'évaluation du cadre financier – investissements, durée d'amortissement, rentabilité - et pour l'évaluation des risques, technologiques entre autres.

Sur ces bases, il sera possible de faire le passage à la phase de réalisation: études, établissement des spécifications du matériel, fabrication, montage et mise en service d'exploitation industrielle.

L'objectif pour cette phase B1 de l'étude de faisabilité est d'établir les critères killers permettant de jauger en avance les facteurs bloquants et ainsi de faire les premiers choix décisionnaires pour bien cibler l'étude technico-économique détaillée dans une deuxième phase.

3.2.3 Contextes politiques et institutionnels

Le projet AGEPP se place aujourd'hui dans un contexte politique très favorable. Après l'arrêt du projet de forage à Bâle, c'est le seul projet géothermique agendé en Suisse.

- Le soutien politique et financier au développement de projets aux énergies renouvelables a été récemment redéfini dans le cadre de la nouvelle loi fédérale sur l'énergie (LEne)
- L'adhésion au protocole de Kyoto met une pression très forte sur le développement de solutions sans apport de CO₂ ou pour le moins neutre à cet égard.

3.3 Revue des systèmes ORC existants et pilotes

La problématique de la génération d'électricité à partir de sources thermiques à basse température conduit le plus souvent à l'utilisation de fluides binaires alimentant des turbines selon le principe du cycle de Rankine.

La solution technologique appliquée en général est celle des cycles utilisant des fluides organiques, appelés aussi "systèmes ORC (Organic Rankine Cycle). Des systèmes utilisant un mélange eau-ammoniac (Cycle de Kalina) sont encore au stade d'unités de démonstration industrielle.

3.3.1 Cycle ORC à fluide organique

Le principe consiste à évaporer sous pression un fluide organique (ou fluide binaire), qui détendu dans turbine qui fonctionne dans un circuit fermé permet l'entraînement d'une génératrice électrique. Les particularités de ce fluide organique par rapport à l'eau sont un faible volume massique et en général une pente positive à la courbe de vapeur saturante, simplifiant ainsi le dimensionnement des turbines. Un bon rendement à basse température est assuré par la régénération possible des vapeurs à basse pression. La Figure 3.1 suivante montre le schéma de principe d'un exemple de système ORC de production électrique.

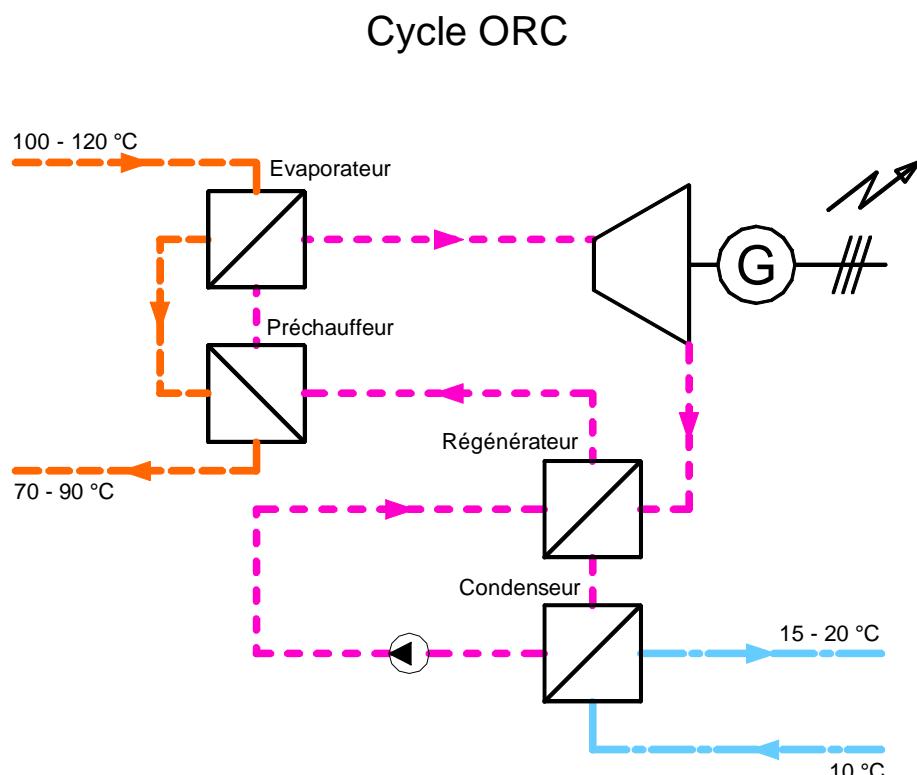


Figure 3.1 : Schéma de fonctionnement d'un système ORC avec régénération

Dans le circuit, un fluide de travail organique est chauffé puis évaporé grâce à une source chaude (eau géothermale) pour générer de la vapeur haute pression. Cette vapeur organique est détendue dans une turbine couplée à un générateur électrique.

La vapeur basse pression issue de la turbine est refroidie dans un échangeur régénérateur puis condensée par une source froide (source de refroidissement). Le fluide organique revenu à l'état liquide est pompé d'abord au régénérateur pour une récupération interne d'utilisation d'énergie résiduelle sortant de la turbine puis ensuite envoyé au préchauffeur. Ce dernier porte le liquide à sa température d'ébullition en utilisant une partie de l'énergie disponible à la source chaude.

Différentes solutions technologiques de préchauffage peuvent être utilisées en fonction des caractéristiques du fluide de travail dans le but d'améliorer les performances du cycle.

Les fluides organiques naturels

Les fluides organiques naturels, comme le propane, le butane ou l'iso-pentane, sont des molécules trouvées dans la nature ne contenant que des atomes de carbone et d'hydrogène.

Ils sont inflammables et présentent des caractéristiques fortement différentes d'un réfrigérant à l'autre. Leur utilisation comme fluide de travail dans les systèmes ORC entraîne, pour des raisons de sécurité, des contraintes techniques souvent plus complexes que les réfrigérants fluorés, mais ont globalement un impact environnemental absolu plus réduit par rapport à ces derniers. Ils sont souvent soumis à des mesures de sécurité spéciales dans le cadre de l'obtention de l'autorisation d'exploitation.

Néanmoins, des sociétés comme ORMAT et CALPINE ont une grande expérience avec l'utilisation de ces fluides (ex. isobutane et isopentane) pour la production d'électricité en géothermie. Ces fluides ne posent pas de problèmes là où une installation en extérieur est possible, voire même souhaitée.

Les fluides organiques d'hydrocarbures fluorés (HFC)

Les HFC, comme p.ex. le R134a et le R245fa, sont des molécules composées d'hydrogène, de fluor et de carbone, développés ces dernières années pour remplacer les Chloro-Fluoro-Carbone (CFC), ou de leurs substituts (les HCFC).

Les HFC ne sont en général ni classés inflammables ni considérés appauvrissant la couche d'ozone stratosphérique. Ils ne sont actuellement pas couverts d'interdiction mais de nouvelles instructions ou règlements relatifs à certains gaz à effet de serre fluorés » (Base européenne, Août 2003, Base suisse Osubst - Juillet 2004) limitent leur cadre d'utilisation et prévoit leur remplacement dans le marché futur par des fluides naturels.

Des mélanges binaires de fluides avec HFC, comme par ex. celui utilisé en service à Altheim par TURBODEN (Solkatherm SES 36 de Sovey), permettent d'adapter les propriétés physiques de ces fluides à des besoins spécifiques.

3.3.2 Cycle de Kalina

Le cycle de Kalina utilise un mélange eau-ammoniac comme fluide de travail dans le but d'améliorer les performances des cycles de Rankine. Le principe est identique et se base sur l'exploitation des différences de comportement en changement de phase des deux constituants du mélange qui réduisent au minimum les pertes aux échangeurs.

Comparé avec les fluides de Rankine conventionnels décrits en paragraphe 0, les caractéristiques du mélange aqueux d'ammoniac sont telles que les températures en sortie de turbine sont largement suffisantes pour évaporer de manière partielle une partie du liquide. La source chaude géothermale n'assurera dans ce cas que la fin d'évaporation. Pour des applications en géothermie, les constructeurs Siemens et Exergy, Inc. annoncent des efficacités de l'ordre 20 à 30% supérieures à celles des cycles ORC conventionnels.

La Figure 3.2 montre l'exemple d'un cycle type Kalina nommé KCS11.

Cycle de Kalina

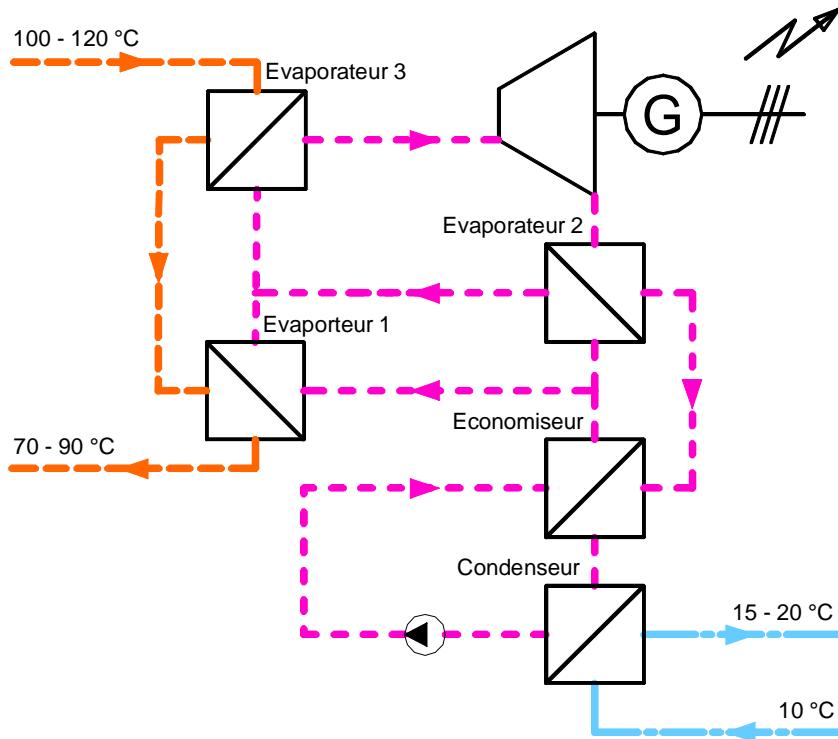


Figure 3.2 : Schéma de principe d'un cycle type de Kalina, KCS11

L'ammoniaque bénéficie également d'un certain nombre d'avantages :

- Sa masse molaire est proche de celle de l'eau permettant l'utilisation de turbines classiques développées pour la vapeur d'eau.
- Les échanges de chaleurs aux échangeurs sont plus efficaces que ceux des fluides organiques.
- Les mélanges aqueux d'ammoniac ne sont pas classés dans les substances dangereuses comme c'est le cas pour l'ammoniac pur.

Même si des applications dans l'industrie utilisant des mélanges eau-ammoniac sont nombreuses et connues, aucune centrale de type Kalina à grandeur commerciale n'est encore en opération. Sa faisabilité est déjà prouvée par des unités de démonstration mais la technologie reste limitée par son système de récupération et d'échanges de chaleur très complexes, affectant ainsi sa fiabilité. De plus, des mesures de sécurité spéciales doivent être prises pouvant rendre onéreux ses installations.

Cependant des sociétés comme GEODYNAMICS LIMITED et SIEMENS AG annoncent des solutions commerciales avec garantie des performances. Par exemple, un projet de centrale géothermique à base de cycle de Kalina d'une puissance électrique de 3.36 MWe et avec une température de forage située entre 122 et 127°C avait été planifié à Unterhaching (en Allemagne) pour la fin d'année 2007. Une visite chez SIEMENS AG en phase B2 de cette étude de faisabilité serait nécessaire pour valider une telle option technologique si cette option est poursuivie.

3.3.3 Centrales de références en géothermie

Avec une capacité de plusieurs milliers de Mégawatts (MWe) installée dans le monde, les centrales géothermiques de production d'électricité sont bien connues. Par exemple 5% de l'énergie électrique consommée en Californie est produite à partir de centrales géothermiques, avec une fourniture annuelle de 13'000 GWh/an.

Outre ces grandes centrales qui exploitent des aquifères bien souvent à une température supérieure à 150°C, il existe un grand nombre de petites centrales géothermiques dans le monde (capacité de l'unité inférieure à 5 MWe, LUND & BOYD, 1999). Nous nous sommes intéressés ici aux petites unités modulaires qui fonctionnent à des températures similaires à celles prévues pour la centrale AGEPP. Le Tableau 3.1 suivant donne une liste non exhaustive de ces petites unités.

Date	Localité	Température	Technologie	Puissance	Constructeurs
-		°C	-	kWe inst.	
1959	Bagnore, Italie	130	Steam	3500	ENEL
1967	Paratunka, Russie	81	ORC binaire	680	Moskvicheva
1972	Eastern, Chine	91	ORC binaire	1200	Cai & Wang
1983	Kyushu, Japon	127	Flash steam	240	Fuji Electric Co.
1984	Wabuska, Nevada USA	104	ORC binaire	750	Ormat
1984	Kakeview, Oregon	96	ORC binaire	1110	SPS
1985	Susanville, Californie, USA	110	ORC binaire	750	Barber-Nichols Co.
1985	Sulphurdale, Utah, USA	138	ORC binaire	3200	Ormat
1985	Kakeview, Oregon	96	ORC binaire	900	Ormat
1987	Empire, Nevada, USA	137	ORC binaire	4000	Ormat
1987	Tu Chang, Taiwan	130	ORC binaire	300	Ormat
1988	Susanville, Californie, USA	104	ORC binaire	1500	Barber-Nichols Co.
1988	Neustadt-Glewe, Allemagne	-	ORC binaire	230	-
1989	Fang, Thailande	116	ORC binaire	300	Ormat
1989	Svartsengi, Islande	103	ORC binaire	3600	Ormat
1991	Radicondoli, Italie	115	ORC binaire	700	Ormat
1992	Birdsville, Australie	99	ORC binaire	150	Burns
1992	Altheim, Autriche	106	ORC binaire	1000	Turboden
1993	Nagqu, Chine	110	ORC binaire	1300	Ormat
1993	Svartsengi, Islande	103	ORC binaire	4800	Ormat
1998	Wabuska, Nevada USA	104	ORC binaire	800	Ormat
1998	Kyushu, Japon	133	Flash steam	2000	Fuji Electric Co.
2000	Olkaria, Kenya	-	ORC binaire	8x1000	Ormat
2002	Bad Blumau, Autriche	110	ORC binaire	250	Ormat
-	Oradea, Roumanie	84	-	1000	-

Tableau 3.1 : Exemples de petites centrales géothermiques exploitant des aquifères d'une température inférieure à 130°C (LUND & BOYD, 1999, Base de données GRC)

Mis à part les premières petites installations ORC développées dans les années 1960-70 (centrales de Paratunka en Russie et celles des unités en Est de Chine), la majeur partie des systèmes mentionnés dans le tableau ci-dessus sont encore en opération et la capacité électrique installée dans le monde de cesse d'augmenter. Le Figure 3.3 suivante montre l'augmentation de puissance installée dans le monde entre les années 1990 et 2005 (Clauser, 2006).

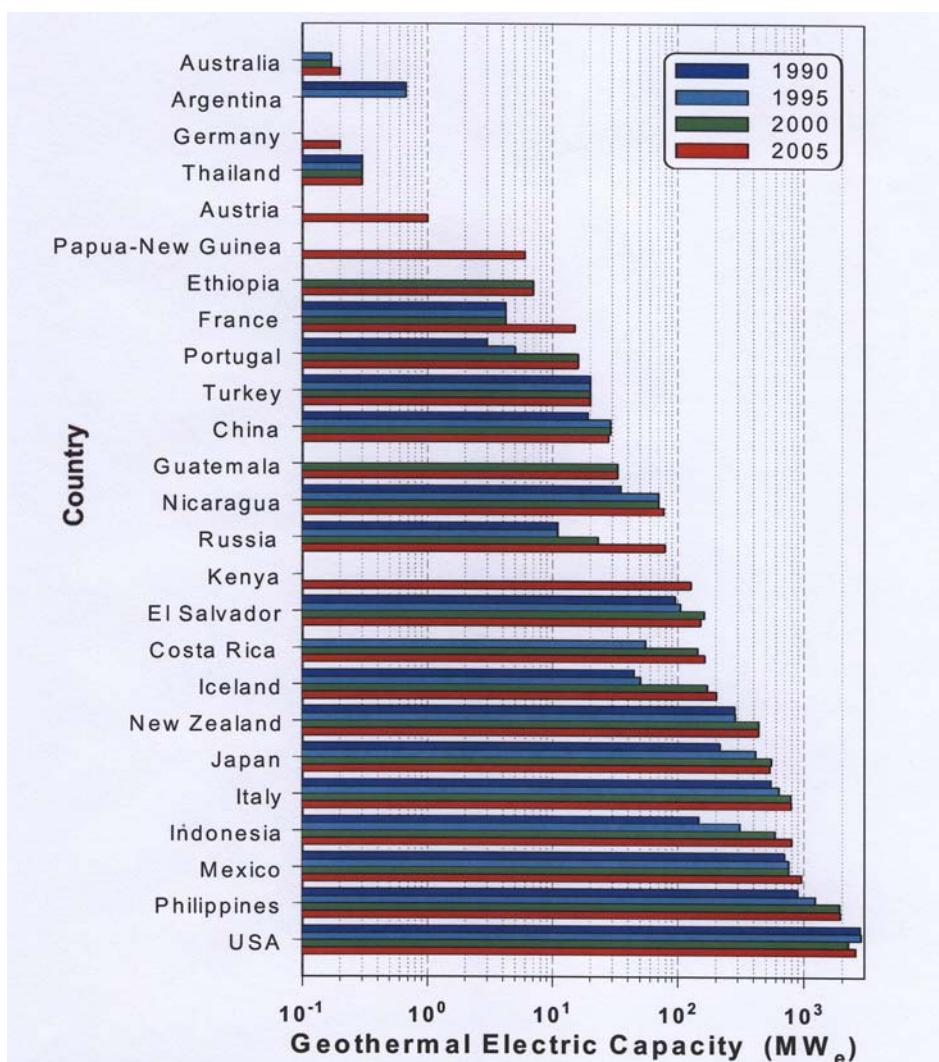


Figure 3.3 : Centrales géothermiques - capacité électrique installée dans le monde dans les années 1990-2005 (Clauser 2006)

La technologie est aujourd'hui maîtrisée avec l'existence de plusieurs fournisseurs sur le marché. Néanmoins, en se basant sur l'expérience et la possibilité de mener des projets futurs, seuls deux entreprises peuvent être considérées: TURBODEN en Italie et ORMAT International, Inc. of Sparks, à Nevada.

Turboden

TURBODEN offre des installations ORC sur demande et apporte un soutien technique dans le choix des solutions au client, ce qui nécessite également la présence d'un intégrateur tiers pour les fournitures techniques.

A ce jour, TURBODEN a 55 installations ORC en service et environ 30 en cours de réalisation de commande. La grande majorité des installations de TURBODEN en fonction concerne des applications en biomasse et en récupération de chaleur qui fonctionnent à plus haute température de l'ordre de 300°C. Il n'y a que quelques applications en géothermie dont Altheim en Autriche, que nous avons visitée en date du 4 juin 2007. Les informations recueillies lors de cette visite sont très utiles dans le contexte de la centrale AGEPP (Se conférer au rapport de visite annexé à ce document).

Ormat

Comme nous pouvons le constater dans le Tableau 3.1, la société ORMAT a plus de références dans la production d'électricité par la voie géothermique. A la différence de Turboden, Ormat agit le souvent des cas comme intégrateur de projet et est capable de fournir des solutions clés en main avec une gamme d'unités modulaires ORC variant de 250kWe à 1000 kW.

Actuellement un nombre important de plus de 300 unités de turbines ORMAT sont en opération avec une puissance totale installée de 800 MWe. La grande majorité de ces installations concerne des applications en géothermie.

3.3.4 Technologie de cycle retenue pour l'étude en phase B1

Comme déjà mentionnés plus haut en paragraphe 3.3.2, il n'y a pas encore eu beaucoup d'expériences à un niveau d'échelle commerciale sur les systèmes de Kalina. La technologie semble être limitée par sa complexité mais également par ses contraintes de coûts et de sécurité à prendre en compte dans le design de ses installations. Une visite chez SIEMENS en rapport avec le projet de Unterhaching en Allemagne pourrait permettre de revenir sur ce cycle de Kalina notamment en phase ultérieure de cette étude de faisabilité.

Cependant, pour cette phase B1, nous nous sommes particulièrement intéressés aux centrales ORC dont la technologie est bien maîtrisée. Une visite effectuée chez TURBODEN en date du 18 octobre 2007 nous a permis de clarifier les diverses options au niveau du cycle ORC, pouvant être envisagées pour la centrale AGEPP. Les informations sur la technologie ORC de TURBODEN sont données en annexe de ce rapport (Rapport de visite de J. P. Rickli en date du 19 octobre 2007).

3.4 Variantes retenues pour l'évaluation du projet

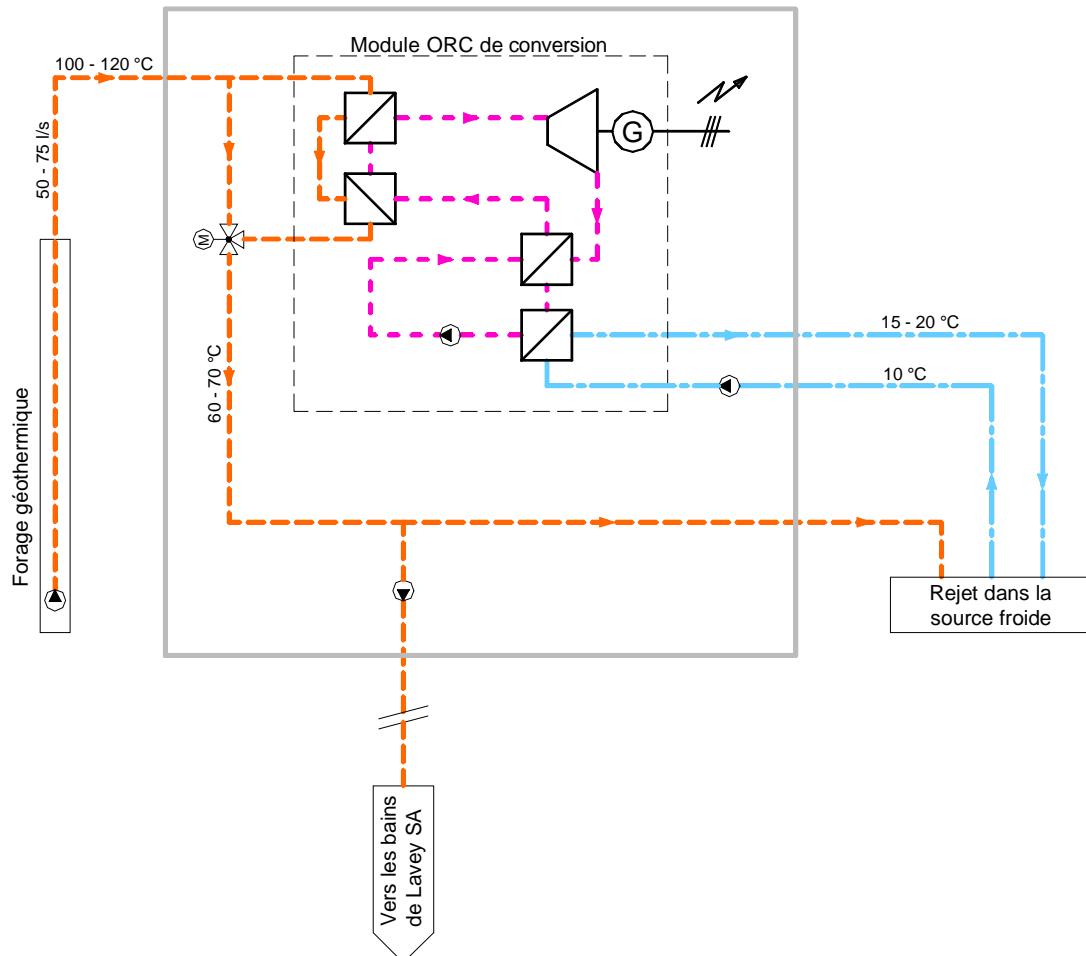
3.4.1 Concepts de base et variantes opérationnelles du projet

Le concept de la centrale AGEPP est basé sur l'utilisation d'un puits de production géothermique pour produire de l'électricité dans un module ORC de conversion de l'énergie thermique en électricité. L'eau thermale résiduelle est exploitée en singlet (pas de puits de réinjection) pour alimenter les bains de Lavey et/ou un réseau de chauffage à distance (CAD) avant d'être rejetée à la source froide du module de conversion électrique.

Dépendant des conditions réelles des niveaux de débit et de température de forage et de la température du CAD, deux variantes (ou configurations) de centrales ont été considérées : la première consiste à produire de l'électricité au maximum et fournir de l'eau thermale aux bains de Lavey. La seconde solution envisage d'alimenter un réseau CAD à une température située entre 70 et 90°C en plus de la production électrique

Variante 1 :

La Figure 3.4 suivante montre le schéma de principe simplifié pour la variante 1 de centrale proposée.



**Figure 3.4 : Schéma de principe simplifié de la variante 1
(optimisation de la production d'électricité et de fourniture d'eau thermale)**

La source géothermique comprend un puits de production et une pompe d'extraction qui fait circuler l'eau géothermique vers le module de conversion électrique où la chaleur disponible est transférée au fluide de travail d'une turbine de production d'électricité.

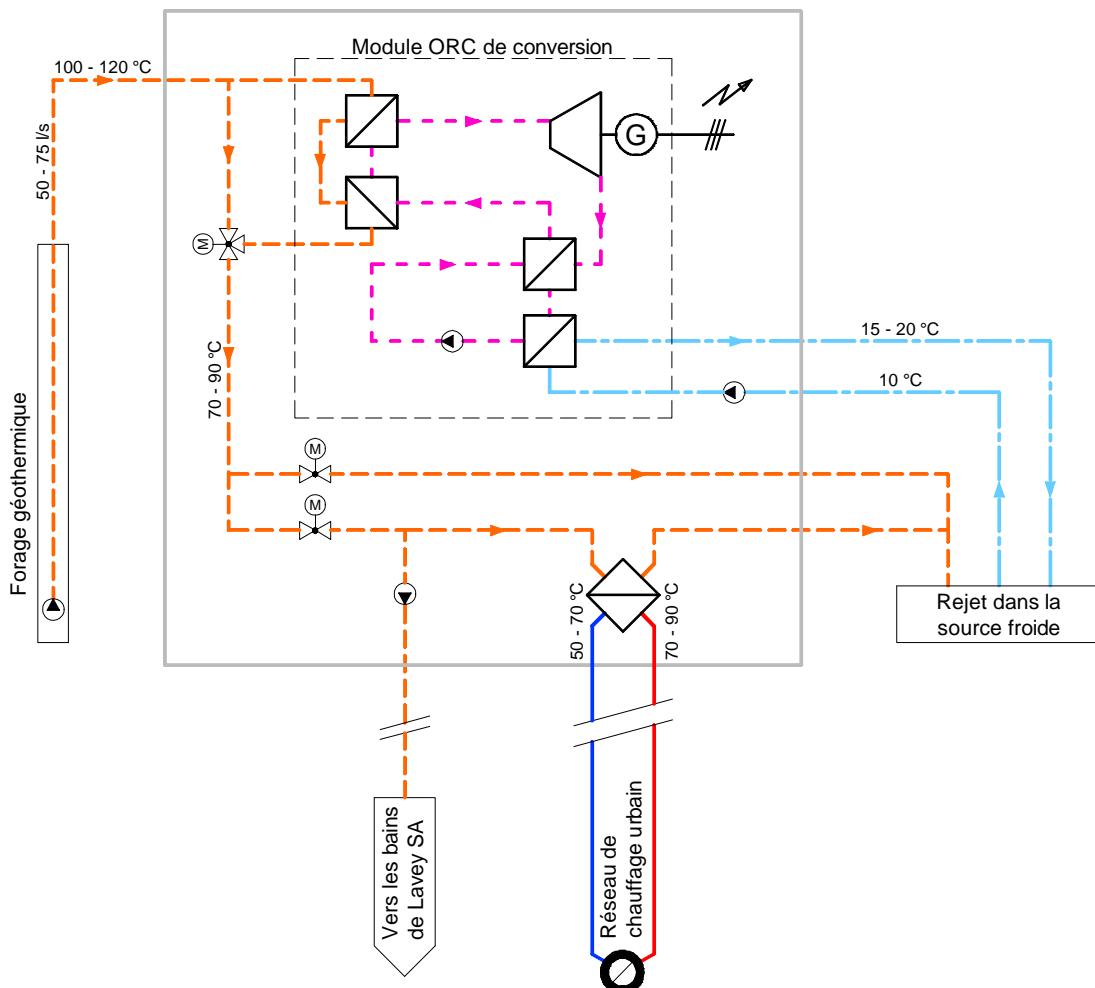
L'eau thermale de retour du module électrique est ensuite dirigée vers les bains thermaux de Lavey ou seulement mélangée avec l'eau de sortie de refroidissement du module avant d'être évacuée vers le Rhône. Cette eau de refroidissement n'est cependant pas valorisable en chaleur à cause des bas niveaux de température de forage (estimés entre 100 et 120°C).

Le module de conversion électrique est dans ce cas dimensionné à une puissance maximale correspondant à une température de retour de l'eau thermale la plus faible possible, c'est-à-dire 70°C. Une température de dimensionnement de 60°C est possible avec l'utilisation d'une vanne 3-voies motorisée pour remettre en valeur le niveau de température requise, en cas de sollicitation d'eau thermale par les bains. Cette même vanne est utilisée pour des questions de démarrage du module électrique.

L'avantage pour cette variante est que le module de conversion électrique fonctionnera presque de manière constante sans nécessité de charge partielle maximisant la production électrique.

Variante 2 :

La Figure 3.5 montre le schéma de principe simplifié pour la variante 2 de centrale proposée : optimisation du système de couplage chaleur-électricité à une température du réseau CAD située entre 70 et 90°C.



**Figure 3.5 : Schéma de principe simplifié de la variante 2
(Optimisation de la production chaleur-électricité à une température du CAD)**

Cette variante est envisagée pour alimenter le réseau CAD à une température supérieure à celle requise par les bains de Lavey. L'eau géothermale est donc valorisée en électricité jusqu'au niveau de température correspondant à celui du CAD, c'est-à-dire entre 70 et 90°C.

En cas de forte sollicitation du réseau CAD, une vanne 3-voies est utilisée pour mettre à niveau la température du CAD jusqu'à 90°C.

En dépit du fait que la production électrique est dépendante des besoins d'énergie thermiques, ce concept d'intégration présente plusieurs avantages :

Un système de vannes motorisées permet de choisir différentes options d'exploitation (ou modes opératoires) de la centrale permettant ainsi d'optimiser la production chaleur-électricité dans toute l'année. Les options d'exploitation suivantes sont considérées :

- Mode été de production d'électricité à température du réseau CAD minimale (Variante 2a, T CAD=70°C)
- Mode entre-saison de production chaleur-électricité à température du réseau CAD située entre 70°C et 90°C (Variante 2b).
- Mode plein-hiver de fourniture de chaleur à température du réseau CAD maximale, (Variante 2c, T CAD=90°C)

Les deux circuits de chauffage à distance (réseau d'eau thermale des bains de Lavey et réseau de chauffage urbain) peuvent travailler de manière complètement indépendante.

Variante 3 (sortant du cadre de ce rapport en phase B1)

On reprend ici le concept de la variante 2 avec la présence d'une chaudière indépendante d'appoint. Le module de conversion électrique est dans ce cas dimensionné pour fonctionner dans toutes les circonstances à charge nominale, indépendant du reste du système des utilisateurs thermiques (T CAD=70°C). La chaudière d'appoint est utilisée sur le réseau CAD pour faire le complément en plein hiver.

Le Tableau 3.2 résume les variantes de centrales étudiées pour cette phase B1 de l'étude.

Deux variantes de centrales (ou configurations) étudiées pour projet AGEPP	Variantes opérationnelles	T sortie forage	Débit de forage	T sortie ORC
Variante1: Produire de l'électricité au maximum et fournir de l'eau thermale aux bains de Lavey	1a	110	75	60
	1b	110	75	70
Variante2: En plus de la production d'électricité, alimenter en chaleur un réseau de chauffage à distance CAD à une température située entre 70 et 90°C	2a	110	75	70
	2b	110	75	80
	2c	110	75	90

Tableau 3.2 : Récapitulatif des variantes étudiées en phase B1

3.4.2 Options d'emplacement et de refroidissement de la centrale

En fonction des variantes de centrales proposées et des infrastructures disponibles pour le refroidissement du module de conversion électrique, deux sites d'implantation du projet ont été considérés: le site de l'usine hydroélectrique (pour les variantes 1 ou 2) et le site des puits d'eau thermale P600 (pour la variante 1).

Une étude préliminaire des besoins de refroidissement de la centrale en fonction de la puissance du module ORC a permis de fixer le débit d'eau à une valeur maximale de 600 Litres par seconde. L'emplacement du projet au site de l'usine hydroélectrique présente l'avantage de pouvoir soutirer ce débit avec 2.9 bars de pression à la chambre des vannes de l'usine avant turbinage, pour venir alimenter le module ORC sans nécessité de pompage. L'eau sous pression à la sortie du module ORC est simplement évacuée au canal de fuite. Par contre le site des puits d'eau thermale nécessite dans tous cas la mise en place d'une station de pompage pour le refroidissement du module ORC.

Une étude effectuée par Hydro-Concept Sàrl sur plusieurs de ces options de refroidissement en fonction du niveau de débit a permis de quantifier les puissances de pompage nécessaires ainsi que les coûts associés aux stations (se conférer au rapport de Hydro-Concept Sàrl annexé à ce document).

Cette étude permet avant tout d'abandonner le site des puits d'eau thermale à cause des coûts d'investissement très élevés (1 à 2.5 millions de francs CHF de plus par à l'option de l'usine hydroélectrique) et des consommations électriques des pompes qui sont du même ordre de grandeur que la production électrique.

3.4.3 Cadastre des besoins thermiques

Les besoins énergétiques sont obtenus sur la base des données fournies par le module de valorisation de chaleur (séance de travail du 25 Oct. 2007 avec M. Graf de Energie Solaire SA).

Ces besoins peuvent être séparés en 2 catégories :

- Les bains de Lavey SA qui enregistrent aujourd'hui une consommation d'eau thermale annuelle de l'ordre de 500'000 m³/an à une température de 63°C. La valorisation de l'eau thermale se fait jusqu'à 36°C, elle correspond à une consommation énergétique annuelle 15.7 GWh/an.
- Un réseau de chauffage urbain permettant d'alimenter les communes voisines, St-Maurice et Lavey-Village. Les besoins thermiques en supplément du réseau CAD existant ont été évalués par le CREM à 10 GWh/an dans un rayon de 2km autour du site de forage

Le tableau suivant résume les besoins énergétiques selon la température de départ du CAD.

Besoins d'énergie thermique par niveau de température du CAD en MWh/an	Réseau Eau thermale	Réseau Chauffage urbain		
		70°C	70°C	80°C
Les Bains de Lavey	15 675	-	-	-
St-Maurice	-	4 465	1 640	2 973
Lavey-Village	-	1 260	-	-
Sous total	15 675	5 725	1 640	2 973
BESOINS TOTAUX	15 675		10 338	

Tableau 3.3 : Récapitulatif des besoins thermiques par niveau de température du CAD

Il convient de signaler que les jours de chauffage nécessitant une température du CAD de 90°C sont peu nombreux. De même, les besoins mentionnés ci-dessus ne sont pas nécessairement cumulables : c'est le cas lorsque les puits existants restent opérationnels et que la centrale AGEPP est utiliser comme installation de secours pour alimenter les bains de Lavey en situation de panne seulement. Pour plus de détails, nous vous prions de se reporter au rapport de la phase B1 du module de valorisation de la chaleur fourni par Energie Solaire SA.

3.5 Performances techniques de la production électrique

3.5.1 Estimation des performances du module ORC

La situation réelle des niveaux de débit et de température de forage étant inconnue, le projet est considéré pour une température de source géothermale située entre 100 et 120°C.

La température d'arrivée de l'eau de refroidissement du système est considérée à 10°C. Elle est retournée du condenseur au maximum à 20°C, soit un écart de température de 10°C.

3.5.2 Grandeurs représentatives des performances

Afin de pouvoir comparer les différentes variantes envisagées pour la centrale AGEPP, il est important de définir un certain nombre de grandeurs représentatives des performances du cycle de conversion. Celles qui sont principalement utilisées pour l'étude des centrales géothermiques sont :

- Le travail spécifique en [kWe/(kg/s)] ou [kJ/kg], c'est la puissance électrique nette générée par le module par unité de débit massique d'eau géothermale issue du puits de production.
- L'efficacité (ou rendement) du module de conversion électrique qui correspond au rapport de l'énergie électrique produite par le cycle sur l'énergie thermique transférée au cycle depuis la source chaude géothermique.
- L'efficacité de cogénération qui définit le rapport de l'énergie totale (chaleur et électricité) fournie aux utilisateurs sur l'énergie thermique apportée par la source géothermique.

3.5.3 Calculs des performances du module ORC et résultats

Des calculs thermodynamiques de dimensionnement du cycle ORC de conversion électrique sont effectuées pour chacune des variantes du projet, et ceci pour différents fluides de travail considérés. Le Tableau 3.4 montre les performances du cycle ORC pour une même valeur de puissance spécifique et pour des conditions de niveau de température d'entrée cycle de 110°C.

	R245fa	R290	R600	R600a	Solkatherm SES 36
Pression d'évaporation, bar	7,0	30,0	9,0	12,5	3,8
Température d'entrée turbine, °C	90,0	92,0	89,0	91,0	84,0
Pression de condensation, bar	1,5	10,0	2,5	3,5	0,6
Puissance électrique, Mwe	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Efficacité module ORC	8,5	9,0	9,0	9,4	7,4
Travail spécifique, kJ/kg	13,3	13,3	13,3	13,3	13,3

**Tableau 3.4 : Récapitulatif des résultats de calculs du cycle
(Cas de référence : 110°C de température d'entrée ORC)**

Même si en absolu le cycle travaille avec des faibles efficacités, on note des différences importantes sur les performances du module ORC en fonction du fluide de travail utilisé. Par exemple le fait de passer du fluide Solkatherm SES36 au fluide R600a, l'efficacité du cycle augmente de presque 27% selon que ce dernier est du type simple ou avec régénération. L'incidence est considérable sur la la capacité électrique du module ORC à installer et donc sur l'économie (se conférer aux courbes de coûts).

Les figures en annexe donnent les courbes de rendement et de puissance spécifique pour différentes conditions de température du forage et du CAD. Le fluide utilisé pour ces calculs est le R245fa.

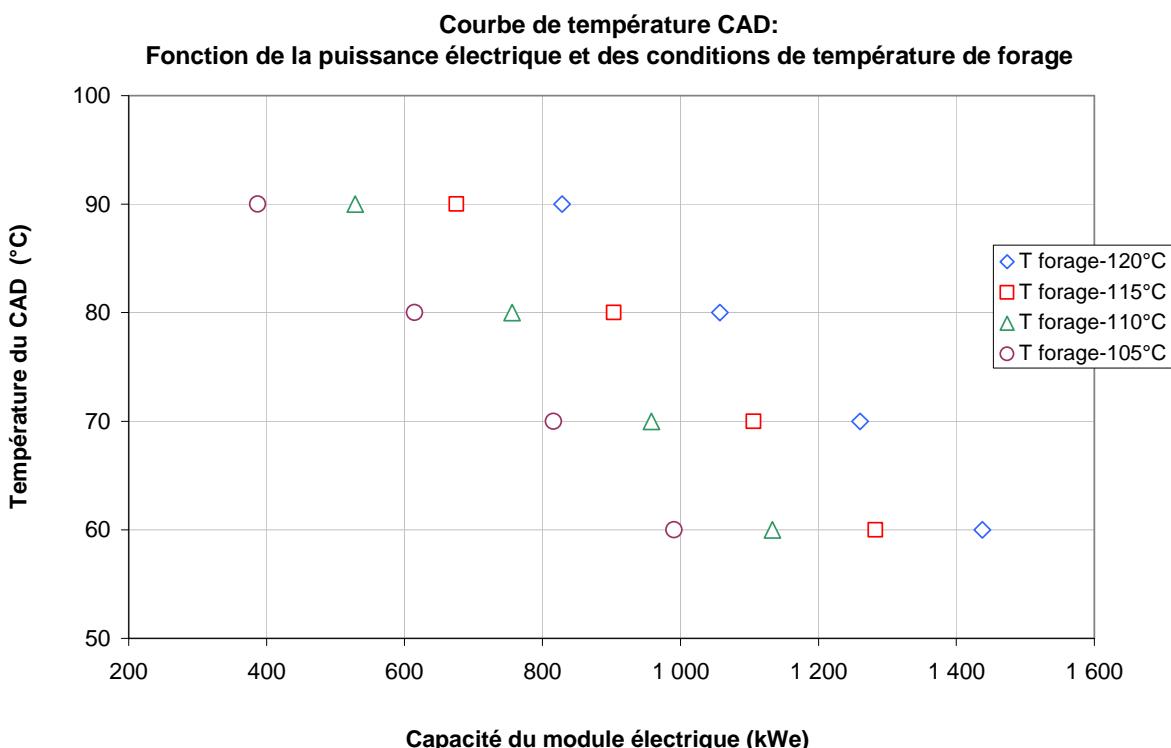


Figure 3.6 : Diagramme de température du CAD en fonction de la capacité électrique du module, paramétrées par la température en tête de forage
(le fluide de travail considéré pour ces calculs est le R245fa)

La Figure 3.6 permet d'illustrer l'importance des niveaux de température de forage et du CAD sur les performances du module ORC :

- L'efficacité du cycle ORC augmente sensiblement avec la température de forage à l'entrée du cycle.
- Pour une condition de niveau de température de forage fixée, la capacité du module électrique à installer est d'autant plus importante que la température du CAD est basse.

Le Tableau 3.5 résume les performances du système pour les différentes variantes considérées (se conférer au Tableau 3.2 pour la définition des variantes).

Variantes considérées	T sortie forage		Débit de forage		T sortie ORC		T minimale de valorisation de la chaleur		Puissance thermique transférée à la machine ORC (Qorc)	Puissance thermique disponible pour chauffage et eau thermale	Puissance électrique nette du module ORC	Efficacité ORC	Travail spécifique ORC	Puissance de refroidissement ORC, DeltaT=10 K	Débit de refroidissement ORC
	[°C]	[l/s]	[°C]	[l/s]	[°C]	[MW]	[MW]	[MWe]							
2c	120	75	90	36	9,4	16,9	0,83	8,8%	11,0	8,5	205				
	110	75	90	36	6,3	16,9	0,53	8,4%	7,0	5,7	137				
	100	75	90	36	3,1	16,9	0,25	8,0%	3,4	2,8	69				
2b	120	75	80	36	12,5	13,7	1,06	8,4%	14,1	11,4	275				
	110	75	80	36	9,4	13,7	0,76	8,0%	10,1	8,6	207				
	100	75	80	36	6,3	13,7	0,48	7,6%	6,4	5,7	139				
2a	120	75	70	36	15,7	10,6	1,26	8,0%	16,8	14,4	345				
	110	75	70	36	12,5	10,6	0,96	7,6%	12,8	11,5	277				
	100	75	70	36	9,4	10,6	0,68	7,2%	9,1	8,7	209				
1a	120	75	60	36	18,8	7,5	1,44	7,6%	19,2	17,3	416				
	110	75	60	36	15,7	7,5	1,13	7,2%	15,1	14,5	348				
	100	75	60	36	12,5	7,5	0,85	6,8%	11,4	11,6	280				

Tableau 3.5 : Performances de l'installation ORC pour différentes variantes de centrales AGEPP considérées

(le fluide de travail considéré pour ces calculs est le R245fa)

Sur base de ces hypothèses, une installation ORC d'une puissance électrique maximale de l'ordre de 1.4 MWe pourrait être envisagée pour le projet AGEPP (Variante 1a avec une température de forage de 120°C).

3.6 Estimation des coûts de production

Une analyse financière du projet sera menée en détail sur l'option d'installation qui sera choisi à l'issue de l'étude de la phase B2 du projet. Il s'agit donc ici de faire une évaluation sommaire des coûts permettant de quantifier les variantes de production.

3.6.1 Energie électrique annuelle produite

Pour une première approximation, le calcul d'énergie électrique se fait sur la base d'un nombre d'heures annuel d'opération à puissance nominale de 7'500 heures (basée sur les opérations pour la centrale d'Altheim en Autriche). Les puissances de pompages sont également prises en compte dans le décompte énergétique avec l'hypothèse d'une consommation propre à hauteur de 30% de la puissance brute du module ORC.

3.6.2 Coûts d'investissement

Les coûts d'investissement utilisés pour l'analyse sont les suivants (exemple d'une installation de 1.4 MWe):

Coûts d'investissement d'une installation de 1.4MWe, en CHF	
Site, Infrastructure et forage	8 000 000
Installation de production électrique	4 700 000
Système auxiliaire de refroidissement	640 000
Ingénierie, travaux et exécution	1 200 000
Divers et imprévus	1 200 000
Total des coûts d'investissement	15 740 000

Des estimations pour le block de production d'électricité sont effectuées en fonction de sa capacité. Elles reposent sur des offres récentes de machines ORC pour des applications en biomasse, majorées à 30%.

Les coûts de forage y compris l'hydraulique et les tests de pompages sont fournis par Alpgeo Sàrl.

Les coûts du système de refroidissement du module ORC ont été estimés par Hydro-Concept Sàrl sur la base de plusieurs variantes.

3.6.3 Coûts d'administration, d'opération et de maintenance

Les coûts annuels d'opération et de maintenance pour le circuit d'eau géothermal sont estimés par Alpgeo Sàrl à 100'000 CHF/an (incluant les coûts de remplacement de la pompe immergée, 300'000 CHF tous les 5 ans)

Les coûts annuels de maintenance pour le module ORC sont estimés à 2,3% du coût du module. A cela s'ajoutent les frais de personnel estimés à environ 50'000.- CHF par année (1'000 heures à 50.- CHF/h). Ces valeurs sont largement estimées si l'on fait référence

- Aux données connues pour la centrale ORC à cogénération de Lienz en Autriche, 17'000 CHF en frais de personnels pour un module ORC de 1 MWe, Ingwald 2002).
- Et aux coûts d'opération et de maintenance communiqués par TURBODEN lors de notre visite du 18 octobre 2007.

En effet, pour une valeur de 26'000.- CHF par année, TURBODEN assure la maintenance de son module ORC standard (en biomasse) avec une garantie de fiabilité de 90% dans la mesure où les autres conditions sont réunies pour le fonctionnement de l'unité ORC. Une assurance de fiabilité de 95% est possible sur demande du client pour un montant supplémentaire de 35'000.- CHF par année.

3.6.4 Hypothèses sur le prix de vente d'électricité

Basée sur la nouvelle ordonnance sur l'énergie, le prix de rachat de l'électricité pour une telle installation de géothermie est estimé à CHF 28 cts/kWh. A noter que cette ordonnance sur l'énergie est en stade de projet non encore validée pour l'instant.

3.6.5 Résultats de calculs de coûts d'électricité pour différentes variantes

3.6.5.1 Coûts d'électricité sans option de chauffage

Sur la base des données ci-dessus, les variantes de centrales proposées ont été évaluées sur la base des coûts de production électrique ou LEC (Levelized Electricity Cost) en considérant deux hypothèses :

Hypothèse 1 (Coûts d'électricité sans option de chauffage) : la première consiste à attribuer la totalité des coûts liés au forage à la production d'électricité (soit 8.0 Millions CHFr) sans possibilité de valorisation de la chaleur. C'est le cas extrême pour les coûts de production électrique.

Hypothèse 2 (Coûts d'électricité avec 2/3 des coûts de forage) : la seconde consiste à ne comptabiliser que 2/3 des coûts de forage pour la production d'électricité. On suppose dans ce cas que l'exploitant du réseau CAD investit dans le projet jusqu'à 1/3 des coûts de forage. C'est par exemple l'équivalent des coûts d'un nouveau forage de puits d'eau thermal destiné à alimenter les bains de Lavey sans possibilité de production d'électricité (données validées par Alpgéo).

Le Tableau 3.6 ci-dessous présente les résultats obtenus pour un projet d'amortissement sur 20 ans et un taux d'intérêt de 6% (se conférer au Tableau 3.2 pour le rappel des variantes).

Variantes considérées	T sortie forage	T sortie ORC	Capacité électrique du module ORC	Énergie électrique nette tenant compte du pompage	Rejets disponibles pour les utilisateurs thermiques	Coût de production électrique en prenant en compte la totalité des coûts de forage			Coût de production électrique en prenant en compte 2/3 des coûts de forage		
						Coût total de l'installation de production	Total Admin./O&M	LEC production électrique avec total coûts de forage	Coût total de l'installation géothermique	Total Admin./O&M	LEC production électrique avec 2/3 coûts de forage
	°C	°C	MWe	GWh	GWh	MioCHF	MioCHF	CHF/kWh	MioCHF	MioCHF	CHF/kWh
2c	120	90	0,83	4,3	35,5	14,00	0,30	0,36	9,80	0,27	0,26
	110	90	0,53	2,8	35,5	13,23	0,28	0,53	9,03	0,25	0,38
	100	90	0,25	1,3	35,5	12,33	0,26	1,02	8,13	0,23	0,72
2b	120	80	1,06	5,5	28,77	14,50	0,31	0,29	10,30	0,28	0,22
	110	80	0,76	4,0	28,77	13,83	0,30	0,39	9,63	0,26	0,28
	100	80	0,48	2,5	28,77	13,09	0,28	0,57	8,89	0,24	0,41
2a	120	70	1,26	6,6	22,26	14,90	0,32	0,25	10,70	0,29	0,19
	110	70	0,96	5,0	22,26	14,29	0,31	0,32	10,09	0,27	0,24
	100	70	0,68	3,6	22,26	13,64	0,29	0,42	9,44	0,26	0,31
1a	120	60	1,44	7,5	15,8	15,23	0,33	0,23	11,03	0,30	0,17
	110	60	1,13	6,0	15,8	14,65	0,32	0,27	10,45	0,28	0,21
	100	60	0,85	4,5	15,8	12,78	0,30	0,35	8,58	0,27	0,26

Tableau 3.6 : Coûts de production (LEC) de la centrales AGEPP pour différentes variantes (amortissement sur 20 et taux d'intérêt à 6%)

Ce tableau doit être analysé avec précaution, les LECs ne tiennent pas compte ici de la valorisation de chauffage (cf. au paragraphe pour les LEC avec valorisation chauffage)

Ces résultats permettent de comprendre tout d'abord l'intérêt de dimensionner le module de conversion électrique à une puissance maximale correspondant à la température de retour du module (et donc celle du CAD) la plus faible possible. Pour une même température de forage, une augmentation de la température du CAD réduit la puissance électrique et résulte d'une augmentation des coûts de production.

Les Figure 3.7 permet de montrer l'évolution de ces coûts de production en fonction de la taille du module.

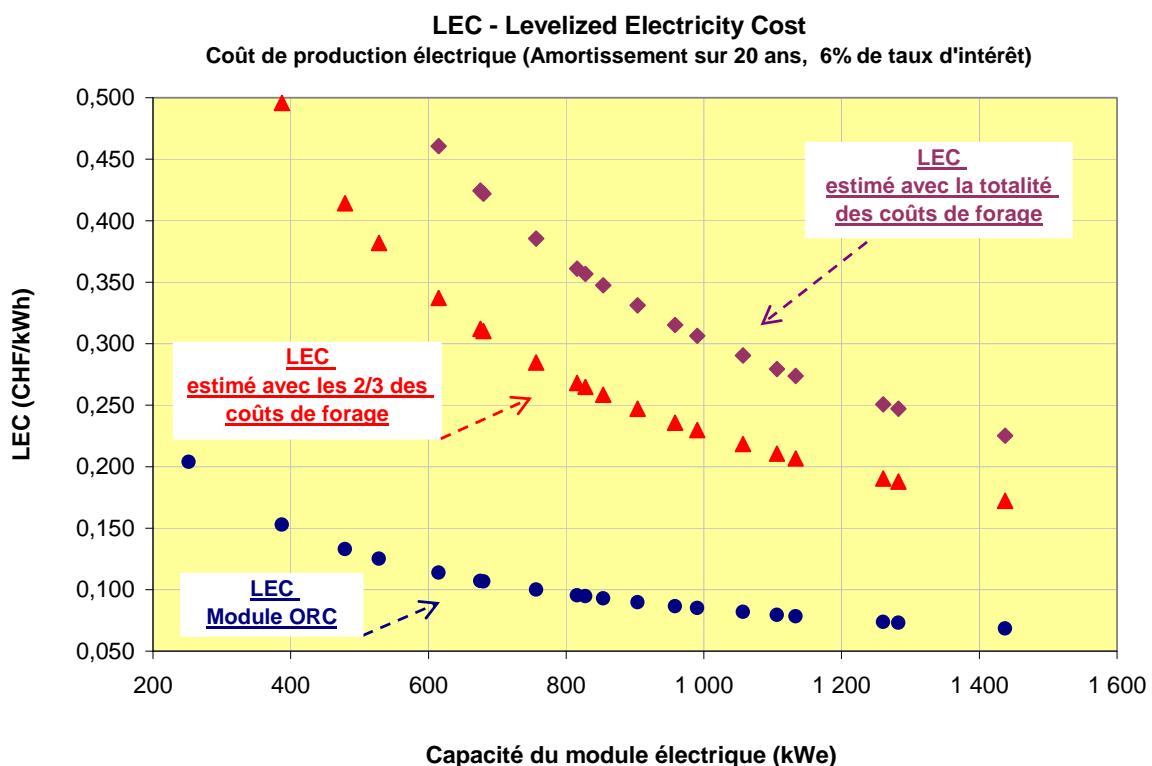


Figure 3.7 : Courbes de coûts de production électrique en fonction de la capacité du module ORC

Cette Figure 3.7 montre également comment les coûts de production sont dépendants des coûts de forage. Une incertitude trop grande sur ces coûts de forage peut compromettre la validité des résultats. Les risques économiques et financiers du projet sont bien du côté du circuit géothermique et non au niveau du module ORC (La courbe bleue LEC-Module ORC indique le coût additionnel relatif au module ORC).

En se basant sur l'hypothèse 2 (coûts d'électricité avec 2/3 des coûts de forage) qui tient plus compte de la réalité si l'on souhaite tenir compte des coûts de production de la chaleur pour le chauffage, on note qu'une taille de machine de puissance inférieure à 800 kW ne serait pas envisageable pour le projet AGEPP et ceci compte tenu du prix de vente d'électricité de CHF 28 cts/kWh.

3.6.5.2 Coûts d'électricité avec valorisation de chauffage

Pour mieux juger de la rentabilité du projet de production d'électricité sans pour l'instant inclure les coûts du CAD (car ne connaissant pas le prix de vente final de la chaleur au client, à voir avec le module de valorisation de la chaleur), nous considérons les coûts production d'électricité avec option de valoriser la chaleur résiduelle au réseau CAD à une valeur située entre 2 et 6 cts/kW.

Les Figure 3.8 montre la dépendance de ces coûts de production électrique aux conditions de niveau de température du puits géothermal et du CAD, avec une hypothèse de 2 cts/kWh de valorisation de la chaleur.

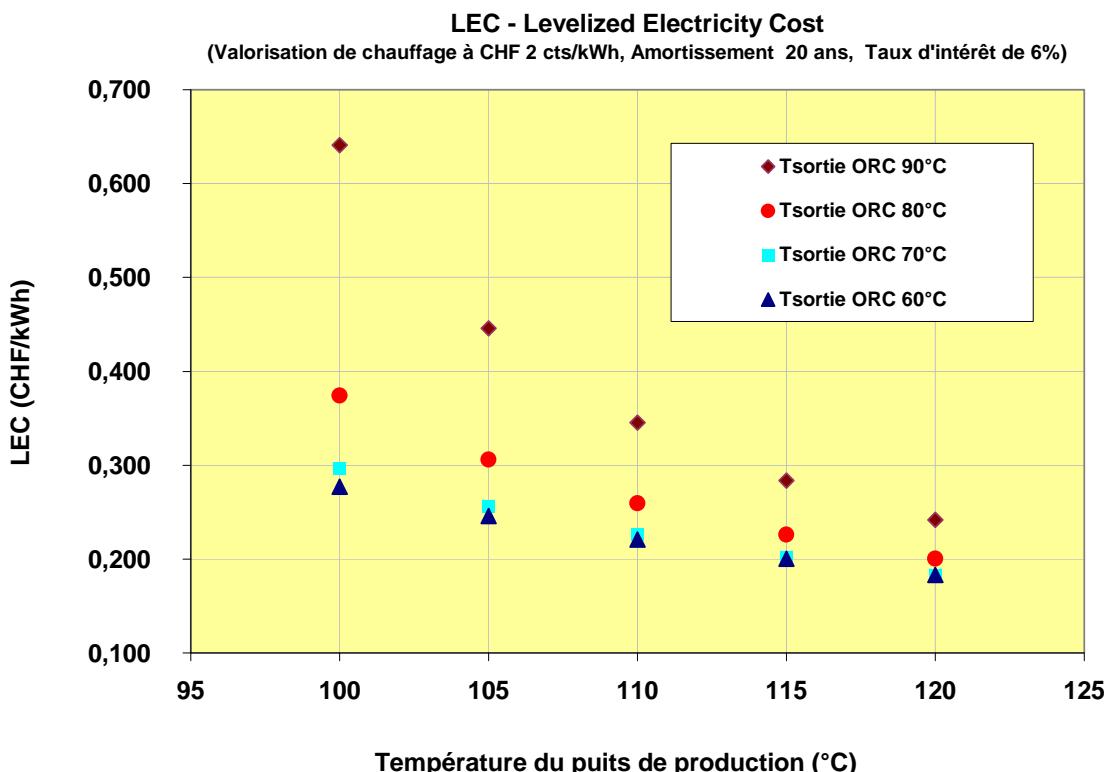


Figure 3.8 : Coûts de production électrique en fonction de la température
(Valorisation de chauffage avec l'hypothèse de CHF 2 cts/kWh)

Les coûts de production électrique sont d'autant plus faibles que la température de l'aquifère est élevée. Pour les variantes de production 1a (production d'électricité maximum, Tsortie ORC 60°C) et 2a (Tsortie ORC 70°C), ces coûts sont entre 17 et 30 cts/kWh selon que la température en tête de forage diffère de 20°C (c'est-à-dire entre 100 et 120°C).

Pour un cas de référence de niveau de température du forage de l'ordre de 110°C, ces coûts de production se situent entre 20 (variante 1a) et CHF 34 cts/kWh (variante 2c) selon que la température des rejets du module est choisie entre 60 et 90°C.

Basé toujours sur ce point de référence de 110°C de température de forage, les deux variantes estimées économiquement faisables en tenant compte du prix que l'on pourrait vendre l'électricité pour ce projet (soit CHF 28 cts/kWh) sont les suivantes: la variante 1a - Produire de l'électricité seule et fournir de l'eau thermale en secours pour alimenter les Bains de Lavey, et la variante 2a - Fournir de la chaleur à 70°C à tous les utilisateurs thermiques y compris le CAD.

Les Figure 3.9 montre, pour une Tsortie ORC de 70°C, l'influence pour les coûts de production électrique du montant de la vente de chaleur (2 cts/kWh ou 4 cts/kWh de valorisation de la chaleur).

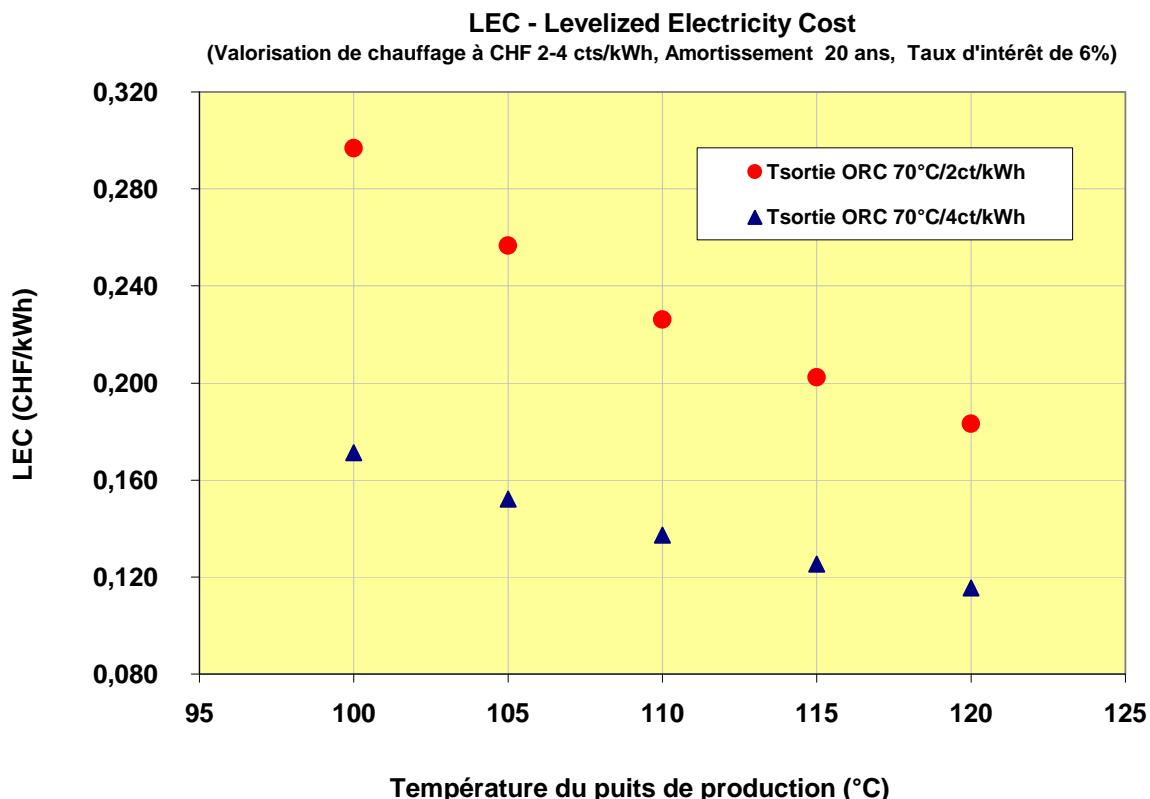


Figure 3.9 : Coûts de production électrique en fonction de la valorisation de la chaleur à CHF 2 cts/kWh ou CHF 4 cts/kWh (Tsortie ORC fixée à 70°C)

Le Tableau 3.7 résume les gains du projet (bilan entre coûts et recettes) pour les deux variantes 1a et 2a susmentionnées :

Variantes faisables	Variantes		Energie		Coût d'investissement				Coût annuels			Recettes		Gain
	T sortie forage	[°C]	Électricité	Chaleur	Installation électrique	Équipement forage	Site Infrastructure et divers	Coût total d'investissement	Annuités	Admin. et O&M	Total coût annuel	Électricité	Chaleur	Bénéfice nette
Chauffage du CAD à 70°C en plus de la production d'électricité	120	6,6	22,4	5,44	7,93	1,96	15,33	1,34	0,32	1,66	1,85	0,45	0,64	
	110	5,0	22,4	4,76	7,93	1,96	14,66	1,28	0,31	1,59	1,41	0,45	0,27	
	100	3,6	22,4	4,05	7,93	1,96	13,95	1,22	0,29	1,51	1,00	0,45	-0,06	
Production d'électricité max et alimenter les bains en situation de secours	120	7,5	15,8	5,80	7,93	1,96	15,69	1,37	0,33	1,70	2,11	0,32	0,73	
	110	6,0	15,8	5,16	7,93	1,96	15,06	1,31	0,32	1,63	1,67	0,32	0,35	
	100	4,5	15,8	4,51	7,93	1,96	14,40	1,26	0,30	1,56	1,26	0,32	0,01	

Tableau 3.7 : Récapitulatif des gains du projet pour les deux variantes choisies

3.7 Risques majeurs pouvant compromettre l'étude de faisabilité du projet (Critères-Killer)

Du point de vue de l'unité de production électrique, il n'y a pas de risques majeurs qui pourraient compromettre l'étude de faisabilité. Cependant, comme déjà remarqué lors de notre visite de la centrale à Altheim en Autriche (voir rapport de visite annexé à ce document), des difficultés majeures peuvent apparaître au niveau du circuit de refroidissement ou du circuit géothermal qui peuvent conduire à des problèmes de dysfonctionnement ou simplement à des pertes de performances importantes au niveau du module ORC.

3.7.1 Problèmes de corrosion à l'évaporateur

L'eau géothermale provenant du puits de production présente souvent des substances corrosives qui, dans certaines conditions, peuvent attaquer les matériaux utilisés pour l'échangeur évaporateur.

Des problèmes de ce genre ont été rencontrés à l'installation de Altheim, en Autriche. Une présence élevée de taux de Chlore dans l'eau thermale avait provoqué des perforations au niveau des tubes d'évaporateur. Un programme de retubage avec des tubes de type acier 244 SMO avait été effectué pour remédier à cette situation. Un choix donc approprié de matériau utilisé pour l'évaporateur est primordial pour assurer le bon fonctionnement de l'installation.

Le fluide organique dans le circuit ORC circule dans l'évaporateur à contre courant par rapport à l'eau thermale. Dépendant des conditions opératoires de pressions amont et aval de l'évaporateur, il pourrait subsister un risque de fuite de fluide organique dans l'eau destinée aux bains de Lavey. Ce risque doit être pris en compte dans le choix du fluide du travail. Il dépend des conditions de pression de fonctionnement de l'évaporateur et donc du choix du fluide de travail.

3.7.2 Température de l'eau de refroidissement

La température de l'eau de refroidissement à l'entrée du condenseur détermine directement la pression de condensation et ainsi la longueur de la ligne d'expansion dans la turbine. Celle-ci est une mesure directe de la puissance électrique produite. Il est donc essentiel pour la rentabilité de l'installation que la température soit la plus basse possible en fonction des conditions extérieures et aucun réchauffement inutile ne se produise entre la prise d'eau dans la source et l'entrée dans le condenseur. Cela signifie que le canal d'amenée d'eau aux pompes doit satisfaire aux conditions suivantes: prendre l'eau dans les régions les plus froides de la rivière, avoir une circulation suffisante pour éviter un réchauffement par l'exposition au soleil, particulièrement en saison chaude lorsque le niveau de température est déjà élevé ou la formation de glace en hiver, avoir une profondeur suffisante pour éviter d'alimenter le condenseur en eau de surface, trop chaude en été ou partiellement gelée en hiver.

3.7.3 Débris flottants dans l'eau de refroidissement

Une attention appropriée sera apportée à éviter que les débris flottants – feuilles, branches, déchets – ne s'accumulent au niveau de la prise d'alimentation, ne pénètrent dans le système et ne l'obturent.

Ceci peut être assuré en permettant une circulation de surface vers le canal de fuite et en prévoyant une alimentation en profondeur avec des vitesses d'aspiration très basses. Ainsi la circulation de l'eau dans le système de refroidissement reste assurée dans une très large mesure et avec elle, le fonctionnement de l'installation.

Les mesures prises pour assurer un niveau de température bas et stable permettent dans leur ensemble de réduire considérablement les risques d'introduction de débris dans le système. En addition, un filtre à débris avec auto-rinçage devra être prévu. L'installation d'un filtre à bande à l'entrée du système pourra être envisagée selon les conditions régnant dans l'environnement de la nouvelle centrale.

3.7.4 Croissance organique dans l'eau de refroidissement

La croissance organique dans le système de refroidissement est un phénomène naturel mais qui a les conséquences diverses sur la tuyauterie et le tubage des échangeurs:

Encrassement des tuyauteries et du tubage qui provoque une réduction du débit d'eau de refroidissement et ainsi de la capacité du système. Il en résulte que la pression à la sortie de la turbine est plus élevée que souhaitée induisant un manque de puissance électrique produite et ainsi une baisse de productivité.

Ils existent différentes mesures évitant la croissance organique et/ou limitant ses effets. Cependant dans le domaine des centrales, seule la destruction locale de la vie biologique a fait ses preuves opérationnelles. Cette destruction est faite : soit à l'aide de la chimie (hypochlorite) en dosage continu lors de la formation d'algues et/ou en dosage choc en période de croissance animale (avant le retour dans le réservoir hydraulique, l'eau est neutralisée pour éviter une répercussion sur l'environnement), soit par traitement thermique de choc en recirculant l'eau de refroidissement en sortie de condenseur suffisamment longtemps pour atteindre des températures auxquelles la vie organique est détruite ($T>50^{\circ}\text{C}$).

Pour prévenir un encrassement durable du tubage du condenseur, un dispositif de nettoyage doit être prévu. Le choix de son fonctionnement – automatique ou manuel – sera le résultat d'une évaluation thermo-économique mettant en évidence les gains obtenus par une efficacité meilleure de l'installation en fonction des coûts d'investissement et opérationnels nécessaires.

3.7.5 Problèmes d'érosion

Une teneur en sable importante dans un circuit de refroidissement est problématique au niveau des pompes d'eau de refroidissement mais également au niveau du condenseur. Si l'érosion est un phénomène sérieux pour des tubes en acier inox, elle devient un élément critique lorsque des tubes en titane sont employés. Ce dernier est très résistant à la corrosion mais en même temps relativement tendre et ainsi sensible à l'érosion.

Une manière plus simple de limiter la teneur en sable dans le circuit de refroidissement est de prévoir un bac dans lequel la circulation de l'eau est faible et permettant ainsi la décantation du sable. Ce bac est en fait le même que celui dédié à l'aspiration des pompes, à la séparation des débris solides et peut servir aussi au dosage de la chimie nécessaire pour éviter la croissance organique dans le système.

Un système dessablage mécanique pourrait également être prévu.

3.7.6 Incertitudes trop importantes sur les coûts de forage

Comme déjà mentionné dans le chapitre 3.6.5.1, les risques économiques et financiers du projet sont bien du côté du circuit géothermique et non au niveau du module ORC. En effet, les coûts de production électriques établis dans ce rapport sont largement dépendants des coûts de forage. Ces derniers ont été donnés avec une incertitude trop grande, de plus ou moins de 50% des coûts réels (données fournies par Alpgeo). Une telle incertitude pourrait compromettre la validité des résultats avec un risque majeur de sous évaluation du projet.

Pour limiter les risques de sous évaluation des coûts de production électrique, il a été pris en compte des hypothèses conservatrices notamment sur les coûts opératoires et sur les paramètres économiques du projet (total des investissements à rembourser sur 20 ans avec un taux d'intérêt moyen de 6%, comparé avec les 30 ans et 5% de taux pris en compte dans les études préliminaire de projet).

Cependant une analyse détaillée ainsi qu'une étude de sensibilité de ces coûts de forage sur les coûts de production électrique seront indispensables pour valider les résultats du projet.

3.8 Conclusion et recommandations

But de la phase B1 de l'étude de faisabilité

Le but de cette phase B1 du projet a été d'élaborer les critères-killer d'étude de faisabilité du projet AGEPP. Du point de vue du module de production électrique, elle se traduit par définir les conditions limites de l'étude de faisabilité ultérieure en donnant des réponses en ce qui concerne les variantes de centrales possibles en fonction la température de fourniture de chaleur, les technologies pouvant être envisagées, les marges des puissances électriques et de rendements du module de conversion et enfin la fourchette de coûts de production électrique.

Technologies ORC existants

Une revue d'abord des systèmes existants sur le marché (en chapitre 3.3) pour la conversion de chaleur basse température (entre 100 et 120°C) en électricité nous a permis de montrer que le projet AGEPP est techniquement faisable avec des composants technologiques ORC qui sont connus et maîtrisés et qui ont fait des preuves dans divers exemples de projets similaires. Plusieurs fournisseurs de ses systèmes existent sur le marché et sont capables de proposées des solutions modulaires standards, on peut citer notamment les sociétés TURBODEN en Italie et ORMAT International, Inc. à Sparks, au Nevada.

Les variantes de centrales proposées

Dépendant des conditions réelles des niveaux de débit et de température de forage et de la température du CAD, deux variantes (ou configurations) de centrales ont été considérées : la première (variante 1) consiste à produire de l'électricité au maximum et en situation de secours, fournir de l'eau thermale aux bains de Lavey. La seconde solution (variante 2) envisage d'alimenter un réseau CAD à une température située entre 70 et 90°C en plus de la production électrique. Regarding cette deuxième variante, trois modes d'opération ont été étudiés :

- Chauffage à une température minimale de 70°C (Variante 2a)
- Chauffage à température intermédiaire de 80°C (Variante 2b).
- Chauffage à une température maximale de 90°C, (Variante 2c)

Evaluation des performances de la centrale AGEPP

Pour l'application spécifique à la centrale AGEPP, l'évaluation des performances de la machine ORC en chapitre 3.5.1 a permis de montrer qu'il est essentiel d'ouvrir le dialogue avec les fournisseurs et d'effectuer des demandes sur la base d'offre dans le but de choisir et d'imposer même un fluide de travail qui optimiserait le rendement, la capacité électrique de la machine, et donc les coûts du projet. A noter que pour une même température de puits de production située entre 100 et 120°C, divers fluides de travail pour le module ORC sont disponibles pour une même puissance spécifique requise pour le module électrique.

Si en absolu, le cycle ORC travaille avec des faibles rendements ou efficacités électriques inférieures à 10% (par rapport à l'énergie thermique reçue), on note des différences importantes sur les performances du module ORC en fonction du fluide de travail utilisé. Par exemple le fait de passer du fluide Solkatherm SES36 (fluide utilisé à la centrale d'Altheim) au fluide R600a, l'efficacité du cycle ORC augmente de presque 27% selon que le cycle est du type simple ou avec régénération. C'est 27% de plus d'électricité pour une même puissance géothermique disponible. L'incidence est donc considérable sur la capacité électrique du module ORC à installer et donc sur la rentabilité du projet (se conférer aux courbes de coûts).

Malgré le fait que le cycle de Kalina a été écarté pour cette phase B1 d'évaluation du projet AGEPP, en se concentrant uniquement sur des systèmes ORC prouvés, une ouverture en phase B2 de l'étude de faisabilité sur ce cycle Kalina et sur le projet de référence de Unterhaching en Allemagne pourrait apporter des réponses claires sur ses gains en performance par rapport au cycle ORC et sur les garanties de fonctionnement et de sécurité que vont apporter la société Siemens AG dans ce domaine.

Evaluation économique et recommandations

Du point de vue économique, une première analyse basée sur les coûts de production électrique avec ou sans valorisation de chauffage a permis de montrer l'intérêt de dimensionner le module de conversion électrique à une puissance maximale correspondant à la température du CAD la plus faible possible. Trois hypothèses ont été considérées :

1. Coûts d'électricité sans option de chauffage, la totalité des coûts liés au forage sont attribuée à la production d'électricité
2. Coûts d'électricité avec 2/3 des coûts de forage pris en charge par les producteurs d'électricité
3. coûts d'électricité avec l'hypothèse de valorisation de la chaleur entre CHF 2 cts/kWh_{th} et CHF 6 cts/kWh_{th}

Les variantes recommandées pour l'étude de faisabilité sont celles de production d'électricité au maximum avec alimentation en eau thermale des Bains de Lavey et/ou fourniture de la chaleur à une température du CAD à 70°C :

- L'intervalle de puissance électrique est de 800 kW à 1400 kW, pour une production annuelle d'électricité comprise entre 4.5 et 6.6 GWh;
- Le total des investissements est estimé entre CHF 14.3 Millions (800kWe) et CHF 15.8 Millions (1400kWe) et les coûts de production d'électricité sont estimés entre :
 - CHF 23 cts/kWh et CHF 35 cts/kWh (hypothèse 1)
 - CHF 19 cts/kWh et CHF 31 cts/kWh (hypothèse 2)
 - CHF 11 cts/kWh et CHF 17 cts/kWh (hypothèse 3, valorisation des rejets thermiques à CHF 4 cts/kWh_{th});
- La température pour le CAD est de 70°C et la température minimale requise en tête de forage est de 105°C.

Limite de l'étude en phase B1 et perspective du projet

Les coûts de production électrique présentés dans cette phase B1 de l'étude de faisabilité ont été établis sur la base d'hypothèses simplificatrices voire même conservatrices, notamment sur le calcul de l'énergie électrique annuelle (nombre d'heures de fonctionnement fixé à 7500 heures avec l'hypothèse que 30% de l'énergie électrique produite sont consommées par le systèmes auxiliaires y compris les pompes), les coûts d'investissement (durée de vie du projet limitée avec un taux d'intérêt moyen fixe sur 20ans et sur les coûts d'opération et de maintenance. Une telle approche permet certes de poser les bases de l'étude de faisabilité mais doit comprendre également l'évaluation de la réduction de l'apport en CO2 pour la puissance produite, respectivement pour le CAD. De même, la structuration doit être faite de manière à tenir compte du fait que le forage AGEPP ne sert pas uniquement à la production d'électricité et à la fourniture de CAD mais il a également un sens économique pour les bains de Lavey, sécurité d'approvisionnement, extension possibles des installations et source de revenus pour les communautés, en particulier Lavey. Dans ce sens, la puissance électrique consommée par la pompe immergée fait également partie de ces considérations économiques.

Une prise en compte de ces facteurs dans l'étude de faisabilité en phase B2 doit se faire sur la base de l'option d'installation choisie pour cette phase.

Il conviendra d'optimiser le fluide de travail, le rendement et la taille du module de conversion électrique en tenant compte des différents fournisseurs de machine, de faire une d'une simulation énergétique annuelle tenant compte de tous les paramètres opérationnels y le nombre d'heures de fonctionnement, d'étendre l'analyse économique sur les critères de CO2 avec étude de sensibilité de l'ensemble des paramètres, de faire une analyse détaillée de l'ensemble des risques techniques, opérationnels, environnementaux et financiers du projet et enfin de donner des recommandations sur l'implémentation du projet.

COMMUNE DE LAVEY – ETUDE DE PREFAISABILITE – PHASE B1
DESCRIPTION ET PRE-EVALUATION SOMMAIRE DES COUTS
AMENEES ET REJET D'EAU DE REFROIDISSEMENT AU MODULE ORC

PRESENTATION DES VARIANTES DE REFROIDISSEMENT DES EAUX DE SOURCE DE LAVEY

SITUATION VARIANTE 1



*voir aussi schéma de fonctionnement hydraulique – phase B1 (plan HC N°0708.1)

LA VARIANTE 1.1 consiste à aller récolter **300 litres par seconde** d'eau de refroidissement à la chambre des vannes (alt. 415.00m) de l'usine hydroélectrique de Lavey, avant turbinage. Puis ces eaux seront acheminées à l'ORC par la galerie existante sur une longueur de 150m, sous la voute. Les eaux de refroidissement subiront ensuite, avant l'échangeur, un dessablage mécanique ainsi qu'une désinfection au ClO₂ (0.2mg/l). L'évacuation de ces eaux en quittant l'ORC s'effectuera à la sortie de l'usine par un rejet au canal de fuite.

LA VARIANTE 1.1 PREVOIT :

- Les raccordements en DN450 à la salle des vannes de l'usine hydroélectrique (alt. 415.0m, pression statique: 2.9 bars) sur les 3 by-pass des conduites Ø 5100, avant turbinage.

- L'amenée des eaux de refroidissement à l'ORC en DN450 par la galerie existante (sous la voute) L=150m, en champ/route sur 200m (à déterminer selon emplacement du futur module de refroidissement).
- La connexion à l'ORC (alt. probable 410.0m, pression statique à l'entrée 3.2 bars) et l'évacuation des eaux de refroidissement au canal de fuite L= 200m (alt. 406m, pression dynamique sortie ORC 1.0 bars).

PROBLEMES MAJEURS :

- Néant

INCERTITUDES :

- Granulométrie des sédiments, volume (mg/l)

COUTS VARIANTE 1.1 – 0Kw :

	QUANT.	UNITE	PRIX UNI.	PRIX
<u>EN GALERIE</u>				
<i>Travaux d'appareillage</i>				
RACCORDEMENT SUR CONDUITE EXISTANTE DN300	3	bloc	10'000.00	30'000.00
VANNE D'ARRET DN450 PN10	3	pce	6'000.00	18'000.00
TUYAU ACIER DN450 PN10	150	m'	450.00	67'500.00
DESINFECTION AU CHLORE PAR ELECTROLYSE (250g/h) (exploitation 12.50frs/jours)	1	pce	50'000.00	50'000.00
<u>EN CHAMP/ROUTE</u>				
<i>Travaux de génie-civil</i>				
FOUILLE CHAMP/ROUTE Y.C. REMBLAYAGE	400	m'	300.00	120'000.00
<i>Travaux d'appareillage</i>				
TUYAU DN450	400	m'	300.00	120'000.00
DESSABLEUR	1	pce	100'000.00	100'000.00
<i>Etude & direction des travaux</i>				
AVANT-PROJET, PROJET, EXECUTION, SURVEILLANCE, PLANS				
TRAVAUX EXECUTES				52'120.82
DIVERS & IMPREVUS ~ 15%				83'643.12
TVA 7.6%				48'736.06
TOTAL VARIANTE 1.1 Q=300 l/s - DN450 - 0 Kw				690'000.00

LA VARIANTE 1.2 consiste à aller récolter **600 litres par seconde** d'eau de refroidissement à la chambre des vannes (alt. 415.00m) avant le turbinage. Puis ces eaux seront acheminées à l'ORC par la galerie existante, sous la voute. Les eaux de refroidissement subiront ensuite, avant l'échangeur, un dessablage mécanique ainsi qu'une désinfection au ClO₂ (0.2mg/l). L'évacuation de ces eaux en quittant de l'ORC s'effectuera à la sortie de l'usine par un rejet au canal de fuite.

LA VARIANTE 1.2 PREVOIT :

- Le raccordement en DN600 à la salle des vannes (alt. 415.0m, pression statique: 2.9 bars) sur les 3 by-pass des conduites Ø 5100 avant turbinage.
- L'amenée des eaux de refroidissement à l'ORC en DN600 par la galerie existante (sous la voute) sur 150m, en champ/route sur 200m (à déterminer selon emplacement du futur module de refroidissement).
- La connexion à l'ORC (alt. probable 410.0m, pression statique à l'entrée 3.2 bars) et l'évacuation des eaux de refroidissement au canal de fuite L= 200m (alt. 406m, pression dynamique sortie ORC 1.0 bars).

PROBLEMES MAJEURS :

- Néant

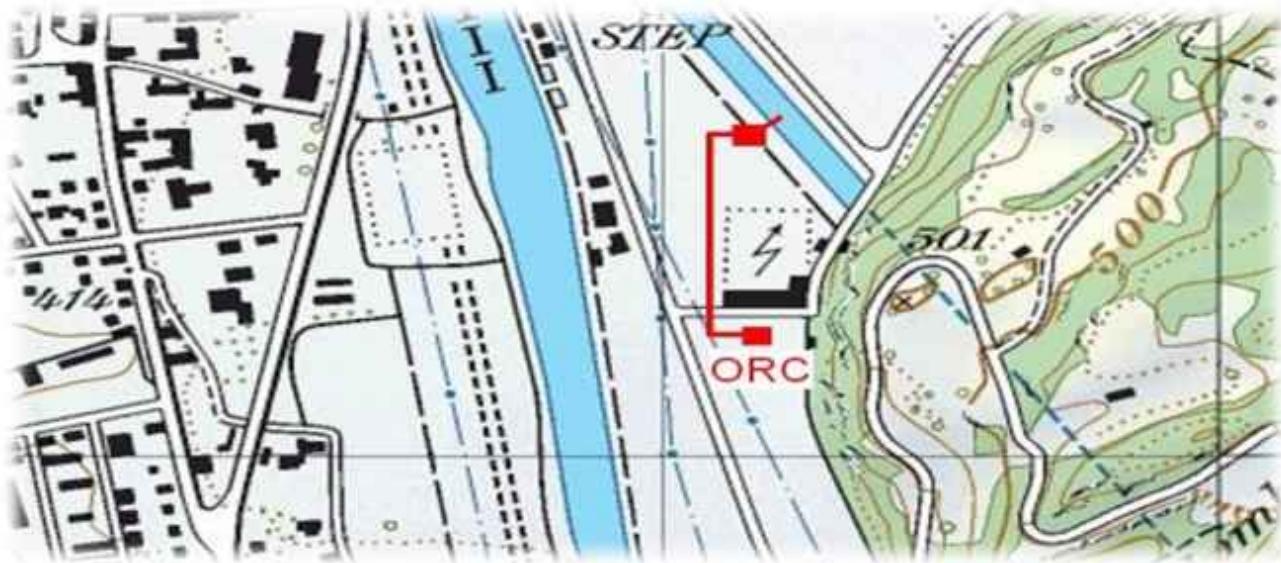
INCERTITUDES :

- Granulométrie des sédiments, volume (mg/l)

COUTS VARIANTE 1.2 - 0Kw:

	QUANT.	UNITE	PRIX UNI.	PRIX
<u>EN GALERIE</u>				
<i>Travaux d'appareillage</i>				
RACCORDEMENT SUR CONDUITE EXISTANTE DN300	3	bloc	10'000.00	30'000.00
VANNE D'ARRET DN600 PN10	3	pce	7'000.00	21'000.00
TUYAU ACIER DN600 PN10	150	m'	550.00	82'500.00
DESINFECTION AU CHLORE PAR ELECTROLYSE (500g/h) (exploitation 25 frs/jours)	1	pce	70'000.00	70'000.00
<u>EN CHAMP/ROUTE</u>				
<i>Travaux de génie-civil</i>				
FOUILLE CHAMP/ROUTE Y.C. REMBLAYAGE	400	m'	300.00	120'000.00
<i>Travaux d'appareillage</i>				
TUYAU DN600	400	m'	400.00	160'000.00
DESSABLEUR	1	pce	100'000.00	100'000.00
<i>Etude & direction des travaux</i>				
AVANT-PROJET, PROJET, EXECUTION, SURVEILLANCE, PLANS TRAVAUX EXECUTES				54'935.43
DIVERS & IMPREVUS ~ 15%				95'765.31
TVA 7.6%				55'799.26
TOTAL VARIANTE 1.2 Q=600 l/s - DN600 - 0 Kw				790'000.00

SITUATION VARIANTE 2



*voir aussi schéma de fonctionnement hydraulique – phase B1 (plan HC N°0708.1)

LA VARIANTE 2.1 consiste à pomper **300 litres par seconde** d'eau de refroidissement dans le canal de fuite. Cette variante nécessite la construction d'une station de pompage. Cette station comptera **2 pompes** : 1 pompe en fonction et 1 de secours (en cas de panne, révision, etc.). Les eaux de refroidissement seront ensuite refoulées après un dessablage mécanique et une désinfection ClO_2 (0.2mg/l) au module ORC. L'évacuation de ces eaux s'effectuera au canal de fuite à la sortie de l'usine.

LA VARIANTE 1.2 PREVOIT :

- La création d'une station de pompage au droit de la sortie du canal de fuite (alt. canal de fuite 406m, HMT pompe 3-4 bars).
- Le refoulement des eaux de refroidissement au module de refroidissement ORC (alt. probable OCR 410.0m, pression statique entrée ORC 3-4 bars).
- L'évacuation des eaux de refroidissement au canal de fuite (alt. 406m, pression dynamique 1.0 bar).

PROBLEMES MAJEURS :

- Néant

INCERTITUDES :

- Granulométrie des sédiments, volume (mg/l)

COUTS VARIANTE 2.1 - 160Kw:

EN CHAMP/ROUTE	QUANT.	UNITE	PRIX UNI.	PRIX
<i>Travaux d'appareillage</i>				
POMPE IMMERGEE Q= 300 l/s (1 x 160KW) Y.C. APPAREILLAGE	2	pce	140'000.00	280'000.00
TUYAU DN450 PN10	600	m'	300.00	180'000.00
DESSABLEUR	1	pce	100'000.00	100'000.00
DESINFECTION AU CHLORE PAR ELECTROLYSE (250 g/h) (exploitation 12.50frs/jours)	1	pce	50'000.00	50'000.00
<i>Travaux de génie-civil</i>				
FOUILLE CHAMP/ROUTE Y.C. REMBLAYAGE	300	m'	500.00	150'000.00
STATION DE POMPAGE	1	bloc	250'000.00	250'000.00
<i>Régulation</i>				
COMMANDE ET TELEGESTION DES POMPES	1	bloc	30'000.00	30'000.00
TABLEAU ELECTRIQUE	1	bloc	30'000.00	30'000.00
<i>Electricité</i>				
ALIMENTATION STATION DE POMPAGE L=300M	1	bloc	20'000.00	20'000.00
ALIMENTATION DES POMPES	1	bloc	20'000.00	20'000.00
<i>Etude & direction des travaux</i>				
AVANT-PROJET, PROJET, EXECUTION, SURVEILLANCE, PLANS TRAVAUX EXECUTES				105'923.17
DIVERS & IMPREVUS ~ 20%				243'184.63
TVA 7.6%				110'892.19
TOTAL VARIANTE 2.1 Q=300 l/s - DN450 - 160 Kw				1'570'000.00

LA VARIANTE 2.2 consiste à pomper **600 litres par seconde** d'eau de refroidissement dans le canal de fuite. Cette variante nécessite la construction d'une station de pompage. Cette station comptera **3 pompes** : 2 pompes fonctionnant en parallèle et 1 de secours (en cas de panne, révision, etc.). Les eaux de refroidissement seront ensuite refoulées après le dessablage mécanique et la désinfection ClO₂ (0.2mg/l) au module ORC. L'évacuation de ces eaux s'effectuera au canal de fuite à la sortie de l'usine.

LA VARIANTE 2.2 PREVOIT :

- La création d'une station de pompage au droit de la sortie du canal de fuite (alt. canal de fuite 406m HMT pompe 3.5-4 bars).
- Le refoulement des eaux de refroidissement au module de refroidissement ORC (alt. probable ORC 410.0m).
- L'évacuation des eaux de refroidissement au canal de fuite (alt. 406m, pression dynamique 1.0 bar).

PROBLEMES MAJEURS :

- Néant

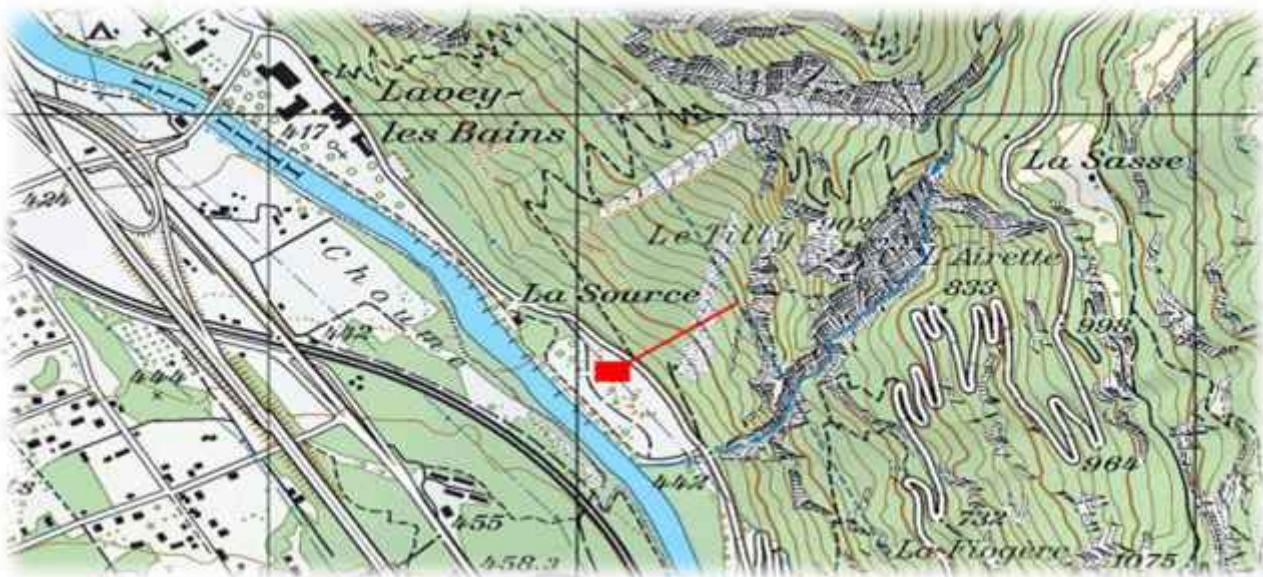
INCERTITUDES :

- Granulométrie des sédiments, volume (mg/l)

COUTS VARIANTES 2.2. - 320Kw :

EN CHAMP/ROUTE	QUANT.	UNITE	PRIX UNI.	PRIX
<i>Travaux d'appareillage</i>				
POMPE IMMERGEE Q= 600 l/s (2 x 160KW) Y.C. APPAREILLAGE	3	pce	140'000.00	420'000.00
TUYAU DN600 PN10	600	m'	400.00	240'000.00
DESSABLEUR	1	pce	100'000.00	100'000.00
DESINFECTION AU CHLORE PAR ELECTROLYSE (500 g/h) (exploitation 25frs/jours)	1	bloc	70'000.00	70'000.00
<i>Travaux de génie-civil</i>				
FOUILLE CHAMP/ROUTE Y.C. REMBLAYAGE	300	m'	550.00	165'000.00
STATION DE POMPAGE	1	bloc	250'000.00	250'000.00
<i>Régulation</i>				
COMMANDE ET TELEGESTION DES POMPES	1	bloc	60'000.00	60'000.00
TABLEAU ELECTRIQUE	1	bloc	60'000.00	60'000.00
<i>Electricité</i>				
ALIMENTATION STATION DE POMPAGE L=300M	1	bloc	40'000.00	40'000.00
ALIMENTATION DES POMPES	1	bloc	40'000.00	40'000.00
<i>Etude & direction des travaux</i>				
AVANT-PROJET, PROJET, EXECUTION, SURVEILLANCE, PLANS TRAVAUX EXECUTES				142'670.38
DIVERS & IMPREVUS ~ 20%				317'534.08
TVA 7.6%				144'795.54
TOTAL VARIANTE 2.2 Q=600 l/s - DN600 - 320 Kw				2'050'000.00

SITUATION VARIANTE 3



*voir aussi schéma de fonctionnement hydraulique - phase B1 (plan HC N°0708.1)

LA VARIANTE 3.1 consiste à pomper **300 litres par secondes** d'eau de refroidissement à l'entrée des canaux (alt. 427.1m) par un **forage Ø 450**. Ces eaux seront ensuite acheminées à l'ORC par la galerie existante, sous la voute, sur une longueur de 200m. Cette variante nécessite la création d'une **station de pompage**. Cette station comptera 1 pompe en fonction et 1 de secours (en cas de panne, révision, etc.). Le pompage aura pour but d'accélérer les eaux de refroidissement pour, d'une part répondre aux exigences du module de refroidissement ORC, et d'autre part permettre aux eaux d'être réinjectées à l'entrée des canaux (alt. 427.1m).

LA VARIANTE 3.1 PREVOIT :

- La connexion Ø 450 sur l'entrée des canaux (alt. radier 427.14m, pression statique 1.8 bar).
- La conduite de transport des eaux de refroidissement Ø 450 par la galerie sur 200m (fixée sous la voute).
- L'accélération des eaux de refroidissement par pompage (Q 300l/s, HMT pompe 3.5-4 bars).
- Fouille champ/route et pose d'une conduite Ø 450 jusqu'au module de refroidissement (alt. probable ORC 425.0m, pression statique en entrée 5.8 bars).
- Le refoulement des eaux de refroidissement à l'entrée des canaux (alt. radier 427.14m, pression dynamique en sortie ORC 3.5 bars).

PROBLEMES MAJEURS :

- Encombrement des futurs tuyaux dans galerie existante (étroite)

INCERTITUDES :

- Granulométrie des sédiments, volume (mg/l)

COUTS VARIANTE 3.1 – 160Kw

EN GALERIE & CHAMP/ROUTE:	QUANT.	UNITE	PRIX UNI.	PRIX
<i>Travaux d'appareillage</i>				
POMPE Q= 300 l/s (1 x 160KW) Y.C. APPAREILLAGE	2	pce	60'000.00	120'000.00
TUYAU DN450 PN10	600	m'	450.00	270'000.00
DESSABLEUR	1	pce	100'000.00	100'000.00
DESINFECTION AU CHLORE PAR ELECTROLYSE (250 g/h) (exploitation 12.50frs/jours)	1	bloc	50'000.00	50'000.00
<i>Travaux de génie-civil</i>				
FOUILLE CHAMP/ROUTE Y.C. REMBLAYAGE	200	m'	500.00	100'000.00
STATION DE POMPAGE (ADJACENT A L'ORC)	1	bloc	100'000.00	100'000.00
<i>Régulation</i>				
COMMANDE ET TELEGESTION DES POMPES	1	bloc	30'000.00	30'000.00
TABLEAU ELECTRIQUE	1	bloc	30'000.00	30'000.00
<i>Electricité</i>				
ALIMENTATION STATION DE POMPAGE	1	bloc	20'000.00	20'000.00
ALIMENTATION DES POMPES	1	bloc	20'000.00	20'000.00
<i>Etude & direction des travaux</i>				
AVANT-PROJET, PROJET, EXECUTION, SURVEILLANCE, PLANS TRAVAUX EXECUTES				97'449.49
DIVERS & IMPREVUS ~ 15%				140'617.42
TVA 7.6%				81'933.09
TOTAL VARIANTE 3.1 Q=300 l/s - DN450 - 160 Kw				1'160'000.00

LA VARIANTE 3.2 consiste à pomper **600 litres par secondes** d'eau de refroidissement à l'entrée des canaux (alt. 427.1m) par **un forage Ø 600**. Ces eaux seront ensuite acheminées à l'ORC par la galerie existante, sous voûte, sur une longueur de 200m. Cette variante nécessite la création d'une **station de pompage**. Cette station comptera 2 pompes fonctionnant en parallèle et 1 de secours (en cas de panne, révision, etc.). Le pompage aura pour but d'accélérer les eaux de refroidissement pour, d'une part répondre aux exigences du module de refroidissement ORC, et d'autre part permettre aux eaux d'être réinjectées à l'entrée des canaux (alt. 427.1m).

LA VARIANTE 3.2 PREVOIT :

- La connexion Ø 600 sur l'entrée des canaux (alt. radier 427.14m, pression statique 1.8 bar).
- La conduite de transport des eaux de refroidissement Ø 600 par la galerie sur 200m (fixée sous la voute).
- L'accélération des eaux de refroidissement par pompage (Q 600l/s, HMT pompe 3.5-4 bars).
- Fouille champ/route et pose d'une conduite Ø 600 jusqu'au module de refroidissement (alt. probable ORC 425.0m, pression statique en entrée 5.8 bars).
- Le refoulement des eaux de refroidissement à l'entrée des canaux (alt. radier 427.14m, pression dynamique en sortie ORC 3.5 bars).

PROBLEMES MAJEURS :

- Encombrement des futurs tuyaux dans galerie existante (étroite)

INCERTITUDES :

- Granulométrie des sédiments, volume (mg/l)

COUTS VARIANTE 3.2 – 320Kw

EN GALERIE & CHAMP/ROUTE:	QUANT.	UNITE	PRIX UNI.	PRIX
<i>Travaux d'appareillage</i>				
POMPE Q= 600 l/s (2 x 160KW) Y.C. APPAREILLAGE	3	pce	60'000.00	180'000.00
TUYAU DN600 PN10	600	m'	550.00	330'000.00
DESSABLEUR	1	pce	100'000.00	100'000.00
DESINFECTION AU CHLORE PAR ELECTROLYSE (500 g/h) (exploitation 25frs/jours)	1	bloc	70'000.00	70'000.00
<i>Travaux de génie-civil</i>				
FOUILLE CHAMP/ROUTE Y.C. REMBLAYAGE	200	m'	500.00	100'000.00
STATION DE POMPAGE	1	bloc	100'000.00	100'000.00
<i>Régulation</i>				
COMMANDE ET TELEGESTION DES POMPES	1	bloc	30'000.00	30'000.00
TABLEAU ELECTRIQUE	1	bloc	30'000.00	30'000.00
<i>Electricité</i>				
ALIMENTATION STATION DE POMPAGE	1	bloc	20'000.00	20'000.00
ALIMENTATION DES POMPES	1	bloc	20'000.00	20'000.00
<i>Etude & direction des travaux</i>				
AVANT-PROJET, PROJET, EXECUTION, SURVEILLANCE, PLANS TRAVAUX EXECUTES				110'997.25
DIVERS & IMPREVUS ~ 15%				163'649.59
TVA 7.6%				95'353.16
TOTAL VARIANTE 3.2 Q=600 l/s - DN600 - 320 Kw				1'350'000.00

SITUATION VARIANTE 4



*voir aussi schéma de fonctionnement hydraulique – phase B1 (plan HC N°0708.1)

LA VARIANTE 4.1 consiste à pomper **300 litres par secondes** d'eau de refroidissement à l'entrée des canaux (alt. 427.1m) par un **forage Ø 450**. Ces eaux seront ensuite acheminées à l'ORC par la galerie existante, sous la voute, sur une longueur de 200m. Cette variante nécessite la création d'une **station de pompage**. Cette station comptera 1 pompe en fonction et 1 de secours (en cas de panne, révision, etc.). Le pompage aura pour but d'accélérer les eaux de refroidissement pour, d'une part répondre aux exigences du module de refroidissement ORC, et d'autre part permettre aux eaux d'avoir la pression nécessaire pour ainsi être rejetées au canal de fuite à la sortie de l'usine.

LA VARIANTE 4.1 PREVOIT :

- La connexion Ø 450 sur l'entrée des canaux (alt. radier 427.14m, pression statique 1.8 bar).
- La conduite de transport des eaux de refroidissement Ø 450 par la galerie sur 200m (fixée sous la voute).
- Accélération des eaux de refroidissement par pompage (Q 600l/s, HMT pompe 2-3 bars).
- Fouille champ/route et pose d'une conduite Ø 450 jusqu'au module de refroidissement (alt. probable ORC 425.0m, pression statique en entrée 5.8 bars).
- Le refoulement des eaux de refroidissement au canal de fuite (alt. canal de fuite 406m, L= 2km, pression dynamique sortie dynamique en sortie ORC 2.5 bars).

PROBLEMES MAJEURS :

- Encombrement des futurs tuyaux dans galerie existante (étroite)

INCERTITUDES :

- Granulométrie des sédiments, volume (mg/l)
- Alimentation électrique

COUTS VARIANTES 4.1 – 120Kw

EN GALERIE & CHAMP/ROUTE	QUANT.	UNITE	PRIX UNI.	PRIX
<i>Travaux d'appareillage</i>				
POMPE Q= 300 l/s (1 x 120KW) Y.C. APPAREILLAGE	2	pce	60'000.00	120'000.00
TUYAU DN450 PN10	2000	m'	400.00	800'000.00
DESSABLEUR	1	pce	100'000.00	100'000.00
DESINFECTION AU CHLORE PAR ELECTROLYSE (250 g/h) (exploitation 12.50 frs/jours)	1	bloc	50'000.00	50'000.00
<i>Travaux de génie-civil</i>				
FOUILLE CHAMP/ROUTE Y.C. REMBLAYAGE	1800	m'	500.00	900'000.00
STATION DE POMPAGE	1	bloc	100'000.00	100'000.00
<i>Régulation</i>				
COMMANDE ET TELEGESTION DES POMPES	1	bloc	30'000.00	30'000.00
TABLEAU ELECTRIQUE	1	bloc	30'000.00	30'000.00
<i>Electricité</i>				
ALIMENTATION STATION DE POMPAGE	1	bloc	20'000.00	20'000.00
ALIMENTATION DES POMPES	1	bloc	20'000.00	20'000.00
<i>Etude & direction des travaux</i>				
AVANT-PROJET, PROJET, EXECUTION, SURVEILLANCE, PLANS TRAVAUX EXECUTES				238'275.42
DIVERS & IMPREVUS ~ 15%				361'241.31
TVA 7.6%				210'483.27
TOTAL VARIANTE 4.1 Q=300 l/s - DN450 - 120 Kw				2'980'000.00

LA VARIANTE 4.2 consiste à pomper **600 litres par secondes** d'eau de refroidissement à l'entrée des canaux (alt. 427.1m) par un **forage Ø 600**. Ces eaux seront ensuite acheminées par la galerie existante, sous la voûte, sur une longueur de 200m. Cette variante nécessite la création d'une **station de pompage**. Cette station comptera 2 pompes fonctionnant en parallèles et 1 de secours (en cas de panne, révision, etc.). Le pompage aura pour but d'accélérer les eaux de refroidissement pour, d'une part répondre aux eaux d'avoir la pression nécessaire pour ainsi être rejetées au canal de fuite à la sortie de l'usine.

LA VARIANTE 4.2 PREVOIT :

- La connexion Ø 600 sur l'entrée des canaux (alt. radier 427.14m, pression statique 1.8 bar, débit 600l/s).
- La conduite de transport des eaux de process Ø 600 par la galerie L=200m (fixée sous la voute).
- L'accélération des eaux de refroidissement par pompage (Q 600l/s, HMT pompe 2-3 bars).
- Fouille champ/route et pose d'une conduite Ø 600 jusqu'au module de refroidissement (alt. probable ORC 425.0m, pression statique en entrée 4.8 bars).
- Le refoulement des eaux de refroidissement au canal de fuite (alt. canal de fuite 406m, L= 2km, pression dynamique sortie ORC 2.5 bars).

PROBLEMES MAJEURS :

- Encombrement des futurs tuyaux dans galerie existante (étroite)

INCERTITUDES :

- Granulométrie des sédiments, volume (mg/l)
- Alimentation électrique

COUTS VARIANTES 4.2 – 240Kw

EN GALERIE & CHAMP/ROUTE	QUANT.	UNITE	PRIX UNI.	PRIX
<i>Travaux d'appareillage</i>				
POMPE Q= 600 l/s (2 x 120KW) Y.C. APPAREILLAGE	3	pce	60'000.00	180'000.00
TUYAU DN450 PN10	2000	m'	450.00	900'000.00
DESSABLEUR	1	pce	100'000.00	100'000.00
DESINFECTION AU CHLORE PAR ELECTROLYSE (500 g/h) (exploitation 25frs/jours)	1	bloc	70'000.00	70'000.00
<i>Travaux de génie-civil</i>				
FOUILLE CHAMP/ROUTE Y.C. REMBLAYAGE	1800	m'	500.00	900'000.00
STATION DE POMPAGE	1	bloc	100'000.00	100'000.00
<i>Régulation</i>				
COMMANDE ET TELEGESTION DES POMPES	1	bloc	30'000.00	30'000.00
TABLEAU ELECTRIQUE	1	bloc	30'000.00	30'000.00
<i>Electricité</i>				
ALIMENTATION STATION DE POMPAGE	1	bloc	20'000.00	20'000.00
ALIMENTATION DES POMPES	1	bloc	20'000.00	20'000.00
<i>Etude & direction des travaux</i>				
AVANT-PROJET, PROJET, EXECUTION, SURVEILLANCE, PLANS TRAVAUX EXECUTES				252'230.48
DIVERS & IMPREVUS ~ 15%				390'334.57
TVA 7.6%				227'434.94
TOTAL VARIANTE 4.2 Q=600 l/s - DN600 - 240 Kw				3'220'000.00

RECAPITULATION DES COUTS PAR VARIANTE :

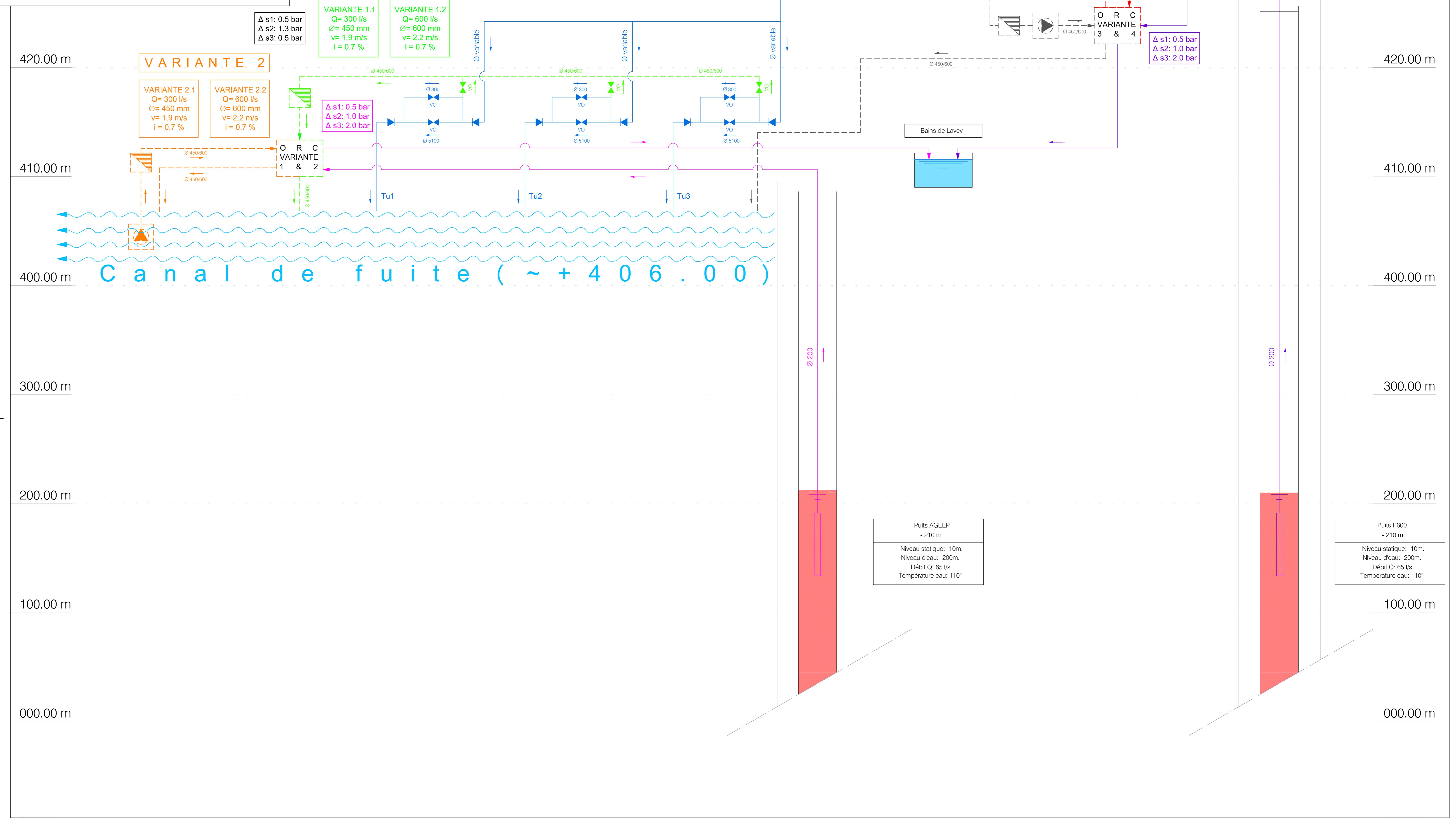
VARIANTE 1	V. 1.1 - 0 Kw	690'000.00
	V. 1.2 - 0 Kw	790'000.00
VARIANTE 2	V. 2.1 - 160 Kw	1'570'000.00
	V. 2.2 - 320 Kw	2'050'000.00
VARIANTE 3	V. 3.1 - 160 Kw	1'160'000.00
	V. 3.2 - 320 Kw	1'350'000.00
VARIANTE 4	V. 4.1 - 120 Kw	2'980'000.00
	V. 4.2 - 240 Kw	3'220'000.00

AGEPP - Alpine Géothermal Power Prod.	Plan n° 0708.1
Commune de Lavey	Dessin Date Contrôle
Projet AGGEP	AR 05.11.07 JPR
Phase B1	AR 12.11.07 JPR
Pré-évaluation	
Schéma de fonctionnement hydraulique	
ETUDE DE FAISABILITE	
HYDRO-CONCEPT SARL	Rte de Lavey 17 CH-1400 Yverdon-les-Bains Tél. 024 / 424 04 90 Fax 024 / 424 04 99 info@hydroconcept.ch
BUREAU D'INGENIEURS	Bât. postale 157 Tél. 079 / 219 46 65 info@hydroconcept.ch
	Echelles : -:--:-- Format : 105 / 89 cm

REMARQUES

LEGENDE

- Réseau existant
- Variant 1
- Variant 2
- Variant 3
- Variant 4
- Bains de Lavey
- Vanne (V) avec indication (O) pour ouverte, (F) pour fermée
- Station de pompage (SP)
- Pompe(s) immergée(s)
- Dessaleur



Fournisseurs de pompes immergées pour haute températures
Informations et estimations de prix reçus avant le 15 novembre 2007

Fournisseur	Centrilift	FlowServe	Schlumberger	Woodgroup
Marque de la pompe	Baker Hughes	Byron-Jackson/Pleuger	REDA	Woodgroup
Base de l'offre	Niveau d'eau: -190 m Débit: 65-75 l/s HMT: 240 m Température de l'eau: < 120 C Minéralisation: < 3 g/l	Niveau d'eau: -190 m Débit: 75 l/s HMT: 240 m Température de l'eau: < 120 C Minéralisation: < 2 g/l	Niveau d'eau: -190 m Débit: 75 l/s HMT: 250 m Température de l'eau: < 120 C Minéralisation: < 3 g/l, H2S: 7.5 mg/l	Niveau d'eau: -190 m Débit: 75 l/s HMT: 240 m Température de l'eau: < 120 C Minéralisation: < 3 g/l
Expérience en projets géothermiques	8 projets géothermiques haute température dans l'europe. Plus gros: Unterhaching (DE): 170 l/s, 116° C, 1200 kW moteur	Projet <95° C dans la région de Paris. Projet de développement d'une pompe pour applications géothermiques haute température en cours	19 installations de pompes REDA en Europe entre 2003 et 2008. Fresnes (F) : Q : 55 l/s , HMT : 250 m	Enel, Italie Altheim, Autriche
Composants sous terrain proposés	Euro 400'000. (CHF 657'000) Pompe, moteur 320 kW, câble, sonde	Pas d'offre. Intéressé à tester leur pompe modifiée dans le puits du projet Agepp	Euro 200'000. (CHF 329,000) Pompe, moteur 270 kW, câble	USD 245'000 (CHF 276,000). Pompe, moteur 300 kW, câble, sonde
Composants surface proposés	Euro 150'000. Variateur de vitesse, transformateur, filtre pour puissance constant, modules électroniques pour sonde et communication.			Equipements ABB
Dimensions	Diamètre de la pompe: 229 mm (9") Diamètre de la cuvelage entre la surface et la pompe: 278 ou 340 mm (11/ 13-3/8")	Diamètre de la pompe: 279 ou 305 mm (11 ou 12") à vérifier	Diamètre de la pompe: 184 mm (7-1/4") Diamètre de la cuvelage entre la surface et la pompe: 273 mm (10-3/4")	Diamètre de la pompe: 229 mm (9") Diamètre de la cuvelage entre la surface et la pompe: 340 mm (11/ 13-3/8") Diamètre de la conduite montante: 244 mm (9-5/8")
Divers	Prix prend en compte augmentations de 2008. Matériel de meilleure qualité. Possible de réduire le prix par environ Euro 50,000 si on utilise câble de basse qualité. Durée de vie de la pompe: 3 à 5 ans. Délais de livraison: > 4 mois	Actuellement Flowserve a un projet de modification de pompes Byron-Jackson pour les applications géothermiques. Le projet est conduit à l'usine de Pleuger à Hambourg (DE). Ils sont très intéressés à réaliser un test sur le terrain de leur pompe modifiée à partir de juillet/août 2008.	Deuxième génération de pompes pour températures jusque 210° C actuellement disponible.	Ils ont un représentant en France.
Contact	M. Aad Castricum, Sales and Engineering Manager Continental Europe North ++31 251 260513 aad.castricum@centrilift.com	M. Wolfgang Seiberth, Manager Geothermal Projects-Europe ++49 711 2293713 ++49 172 4060603 (portable) WSeiberth@flowserv.com M. Nicolas Coudreuse, Flowserve France, ++33 0243405856, ncoudreuse@flowserv.com	M. Olivier Pierre opierre@la-defense.oilfield.slb.com , M. Dragan Camber, ALS Sales Manager ++40(0)72 424 2003 (portable) ++40 (0)31 403 6767, Dcamber@bucharest.oilfield.slb.com	M. Mark Lewis, Woodgroup ESP, ++44 (0)1564 771739 ++44 (0)7876 656700 (portable), mark.lewis@woodgroup-esp.com

COMITE DE PROJET AGEPP
RAPPORT DE VISITE DE L'INSTALLATION DE
PRODUCTION D'ELECTRICITE DE ALTHEIM.

04 juin 2007

Présents : MM. Rollier, SEVEN (Etat de Vaud)
Bianchetti, ALPGEO
Narbel , CESLA SA
Reinhard, Services Industriels Lausannois
Graff, Energie Solaire SA
Rickli, JPR Concepts & Innovation
Cretegny, Eneftech Innovation SA

Ordre du jour :

8h00 – 9h00 Séance de projet 8 h à 9 h
9h00 – 11h30 Présentation installation avec M. Pernecker, Directeur de l'administration de Altheim
11h30 – 12h30 Visite de la centrale géothermique avec M. Pernecker
12h30 – 14h00 Repas en commun
14h00 – 24h00 Voyage de retour

Séance commune

L'Etape 1 de l'étude de faisabilité doit permettre de mettre plus de clarté de la détermination des coûts de production de chaleur et d'électricité. Même si la précision des estimations ne pourra pas être supérieure à une erreur de +/- 20%, les hypothèses de calcul et les données de bases devront être fournies.

Elle doit aboutir à des choix de configuration tels qu'une fourchette de température plus précise de l'eau géothermale à la sortie du puits et de la fourchette de température qui va susciter une valorisation optimale de la chaleur résiduelle (après ORC) selon des critères encore à définir.

Elle doit aussi aboutir à l'établissement d'accords de principe à la possibilité d'évacuer l'eau géothermale dans le Rhône. Ainsi qu'à l'identification de toutes les autorisations nécessaires à obtenir, plus les études d'impact environnemental à mener dans les phases d'étude du projet.

M. Reinhard clarifie qu'il ne sera pas possible d'obtenir une précision de coûts à +/- 20% dans la phase 1.

Il souhaite aussi délimiter plus précisément son domaine de travail dans le projet. Les parties i) circuit de refroidissement de l'ORC, sans le condenseur, et ii) pompes immergées du forage géothermique sont mentionnées comme lui étant imputées.

Une séparation des offres de la part des intervenants est suggérée. M. Narbel demande à ce que des contrats soient signés avant de commencer à donner de l'argent pour ce projet.

Présentation de l'installation de Altheim par M. Pernecker.

Une présentation est effectuée en allemand et partiellement en anglais. Un document en Allemand est fourni. La présentation powerpoint est téléchargée sur une clef USB à M. Rollier. Son contenu plus photo nous seront envoyés.

Les points principaux de l'installation de Altheim.

L'historique de l'installation est déterminant : Prévu initialement (1989) uniquement pour du chauffage (singlet) à distance de 2.5 MWth avec un débit extrait de 11-14 l/s. Développement du réseau de chaleur => 11 MWth actuellement (limites atteintes). Dès 1998, extension de l'installation pour produire électricité, et réinjection de l'eau géothermale (doublet). Partenariat avec Turboden Srl, Terrawat GmbH, Gaudriot SA pour obtenir subvention Européenne.

L'installation appartient à la commune d'Altheim. Cela a facilité des prises de décisions et obtention d'autorisation. Il a fallu cependant aussi beaucoup informer les citoyens pour obtenir des contrats de chauffage. Au début il fallait quémander des utilisateurs, maintenant, la commune les fait payer d'entrées des frais de raccordement, etc... La prestation de chauffage est prioritaire sur la production d'électricité.

L'évolution du projet a suscité des problèmes techniques importants. Une meilleure planification permettrait d'éviter ces problèmes.

Du côté de l'ORC, les informations suivantes sont relevées en plus de celles déjà disponibles dans les documents fournis.

Des problèmes majeurs ont été rencontrés et sont encore rencontrés dans le circuit de refroidissement de l'ORC, qui conduisent à des pertes de performances importantes. Il a eu des obturations de conduites et tubes d'échangeur par des objets de toutes sortes (solution : filtre à bande), par des particules fines (solution : filtre de nettoyage), Bio-scaling (solution :

boules plastiques), gel à la prise d'eau... Débit d'eau de rivière pas suffisant pour refroidir l'ORC, selon normes en vigueur. (solution : charge partielle de l'installation)

Les charges partielles ne sont pas satisfaisantes car, la stabilité de l'installation est difficile à obtenir, les appareils de mesure perdent leur précision et la vanne anti-retour occasionne des sauts de débits importants => arrêts plus fréquents.

Le fluide utilisé a été changé. Premièrement, Turboden utilisait un fluide produit par 3M, qui coutait relativement chers (43 Euro /kg) et qui s'échappait avec le débit d'air extrait au condenseur. Ensuite Turboden a choisi/développé un fluide binaire, qui coûte moins chers (22Euro/kg) et installé un compresseur qui permet de liquéfier les parties prise avec la pompe à vide au condenseur. Les pales de turbines ont aussi été changées (certainement suite au changement de fluide)

L'évaporateur a été corrodé par la présence de Chlore dans l'eau géothermale. Un acier 244 SMO a été choisi.

A part ces problèmes le client est satisfait de la prestation de Turboden, l'installation peut être en service 7500 h / an. La commune d'Altheim a un contrat d'assistance à 12'000Euro/an pour révisions et assistance téléphonique. Ils ont aussi contracté une assurance de 11'000 Euro/an en cas de casse.

Les bilans financiers sont positifs pour la commune, mais cela dépend beaucoup des méthodes d'amortissement, des taux d'intérêt de l'argent prêté et des subventions obtenus.

Il y a une forte consommation propre d'électricité (250-340 kW) pour la pompe de production, car le forage n'était pas prévu pour les 86 l/s pompés en charge nominale.

(\Serveur-alpgeo\le\MANDATS-ACTUELS\Agepp\3-Phase B (faisabilité)\Rapports\Rapport phase B1\Rapports mandataires\Eneftech-Rapp visite Altheim-0706.doc]

RAPPORT DE LA VISITE DE L'INSTALLATION GEOTHERMIQUE D'ALTHEIM (A)

Par M. Jean-Pierre Rickli (copié de l'e-mail reçu le 5 juin 2007)

Cette visite s'est déroulée le 4 juin 2007 en deux étapes sous la direction de Monsieur Gerhard Pernecker, Chef des services industriels et maire:

- Présentation: historique, données générales, données techniques, données économiques et difficultés rencontrées.
- Visite de l'installation

1. PRESENTATION

1.1 Historique

Après quelques années d'exploitation d'un forage pour le chauffage à distance, la nécessité de forer un puits de réinjection s'est imposée: exigence des autorités responsables et stabilisation de l'horizon de prélèvement. La commune de Altheim a opté alors pour la fuite en avant en décidant de mettre en place en même temps une installation de production d'électricité. Les revenus de la vente du courant devant aider à financer le forage de réinjection.

Le financement de ce projet a été assuré par diverses participations

- de la communauté européenne par le 4ème programme cadre de recherche,
- par l'état autrichien,
- par le Land de Haute-Autriche (Oberösterreich).

1.2 Exploitation

L'eau du puits de production est dirigée en priorité vers l'installation de chauffage à distance. La chaleur est transmise au travers de 4 échangeurs à plaques (1650 kWth chacun) au circuit de chauffage. De là, la chaleur est distribuée aux 40% des 5000 habitants de la commune par un circuit "Eau propre".

La température "aller" est de 90°C avec une différence de 30K. Ces valeurs ont été fixées contractuellement aux origines du chauffage à distance et doivent donc être respectées même si aujourd'hui des valeurs plus basses seraient plus en ligne avec les besoins réels. La chauffage à distance exploite aujourd'hui le potentiel total de la source thermale. Une extension et l'acquisition de nouveaux clients ne sont plus possibles.

Ce qui ne peut être utilisé par le chauffage est dirigé vers l'unité force qui est une installation ORC à condensation fournie par Turboden à Brescia. L'eau thermale refroidie, soit par l'unité de chauffage soit par l'unité force, est retournée dans l'horizon de prélèvement par un puits de réinjection. Selon la température résiduelle, une pompe de réinjection assure la pression requise pour cela.

Par le couplage choisi, la charge de l'installation ORC varie considérablement selon la saison. Cela cause parfois des difficultés de réglage.

Les chiffres économiques présentés sont à considérer avec précaution au vu du financement particulier (soutien, montants à fond perdu, etc.) ainsi que des conditions contractuelles spéciales accordées aux consommateurs. Ces chiffres sont néanmoins intéressants car ils donnent une idée des ordres de grandeur pour les coûts, les charges et autres dépenses. A noter dans ce sens le contrat de maintenance conclu avec Turboden d'un montant de Euro 12000.- par an.

1.3 Problèmes / Aspects techniques

- La consommation de la pompe immergée (profondeur 290m) du puits de production est très élevée (plus de 300kW). Le puits de production est resté aux dimensions originales lorsque seul le CAD était en service où il fournissait un débit de 11 l/s. Aujourd'hui, après l'extension le débit est de 85 litres/s ce qui donne des pertes de charges sensiblement plus élevées.
- Le circuit de refroidissement du condenseur a été et est encore la source de nombreuses difficultés:
- En hiver, le canal d'alimentation est parfois gelé bouchant ainsi la prise d'eau et obligeant de mettre l'installation à l'arrêt. Un palliatif est d'amener de l'eau chaude (sortie du condenseur) en amont pour éviter que l'eau du canal ne gèle.
- L'écoulement dans le canal d'alimentation est lent permettant à toutes sortes d'impuretés, de déchets et de matériaux organiques de s'accumuler. Ils sont aspirés dans le système de refroidissement et bouchent le circuit: les pompes, les tubes du condenseur. Cet état de choses n'a pas été prévu lors de la planification et diverses mesures ont dû être envisagées, causant de nouveau besoins d'investissements: filtre à bande, filtre fin, installation automatisée de nettoyage des tubes pour essayer de se rendre maître de ce problème. Les résultats restent limités car les conditions pour un fonctionnement ne sont pas remplies lors d'un réaménagement.

Leçons à tirer: être attentifs lors des études, prévoir certaines marges pour des contre-mesures, prévoir une injection d'un biocide (hypochlorite) pour limiter la croissance organique. Ce dosage doit être intégré (même si on ne l'utilise pas vraiment après) dans le rapport environnemental ou dans la demande de permis de rejet des eaux dans le Rhône.

Deux difficultés se sont présentées avec le fluide de travail (PF50/50 de 3M):

- Des pertes substantielles de fluide ont eu lieu au niveau des joints de toutes sortes ainsi que par l'unité d'évacuation d'air. Des coûts élevés de maintenance et de remplacement ont été occasionnés. Un dispositif de refroidissement du mélange aspiré par l'évacuation a dû être installé pour condenser le fluide de travail avant de décharger l'air dans l'atmosphère.
- La production de ce fluide a été abandonnée pour manque de demande. Un autre fluide (Solveigh, Allemagne) a dû être trouvé. La recherche et le remplacement ont causé un arrêt de plusieurs mois.
- Les ailettes de la turbine ont dû être remplacées (cas de garantie) car érodées par gouttelettes.
- De la corrosion et des perforations sur les tubes du vaporiseur ont eu lieu. Un programme de retubage avec des tubes d'un autre matériau est envisagé.
- Les tests de vérifications de l'état de l'horizon aquifère nécessitent beaucoup de temps et posent des contraintes à l'exploitation.

2. VISITE / OBSERVATIONS

L'installation se trouve directement derrière la maison de ville, au centre de la localité. Les conduites, les armatures et les échangeurs de chaleur de la centrale de chauffage présentent du côté eau thermale des dépôts minéraux importants. Il est important de les enlever dans les échangeurs pour assurer la puissance transmise et le niveau de température. L'ouverture des échangeurs est en soi une chose simple mais qui demande néanmoins du temps et l'échange des joints à chaque fois. Le coût d'un jeu étant de l'ordre de Euro 6000.-, cela pose un problème à la commune.

Le choix matériau des joints en contact avec l'eau thermale est très difficile. Il est très sensible à l'eau thermale. Les joints en contact avec le fluide de travail sont également très critiques.

Les coûts de maintenance causés par l'échange de pièces et des joints sont tellement élevés (joints spéciaux) que la commune ne pratique pratiquement pas de maintenance préventive.

Rapport
JPR-2007007

Auteur: J.-P. Rickli
Date: 2007-10-14

Re: **AGEPP – Module électricité**
Attentes envers le circuit de refroidissement

Distribution: Eneftech Malick Kane
SIL Frank Reinhardt
Alpgeo Gabriele Bianchetti

1. Objectifs

Le circuit de refroidissement est un élément important de tout cycle de Rankine: il assure la source froide.

Bien que la fonction en soi soit simple: amener l'eau de refroidissement en quantité demandée au condenseur et la restituer au volume hydraulique après évacuation de la chaleur de condensation, plusieurs aspects d'apparence secondaire doivent être pris en compte.

L'objectif de ce rapport est de mettre en évidence ces aspects afin que la fonction de refroidissement puisse être assurée tout au long de l'exploitation de la centrale.

2. Température de l'eau de refroidissement

Le système de refroidissement en circulation directe – prise d'eau du réservoir hydraulique et restitution en aval au même réservoir – n'a pas, en principe, d'influence directe sur la température de l'eau de refroidissement. Cette constatation est malheureusement souvent à l'origine de déboires en cours d'exploitation.

La température de l'eau de refroidissement à l'entrée du condenseur détermine directement la pression de condensation et ainsi la longueur de la ligne d'expansion dans la turbine. Celle-ci est une mesure directe de la puissance électrique produite. Il est donc essentiel pour la rentabilité de toute l'installation que

- la température soit la plus basse possible en fonction des conditions extérieures,
- aucun réchauffement inutile ne se produise entre la prise d'eau dans la source et l'entrée dans le condenseur.

Cela signifie que le canal d'amenée d'eau aux pompes doivent satisfaire aux conditions suivantes:

- prendre l'eau dans les régions les plus froides de la rivière,

- avoir une circulation suffisante pour éviter un réchauffement par l'exposition au soleil, particulièrement en saison chaude lorsque le niveau de température est déjà élevé ou la formation de glace en hiver,
- avoir une profondeur suffisante pour éviter d'alimenter le condenseur en eau de surface, trop chaude en été ou partiellement gelée en hiver.

3. Débris flottants

Une attention appropriée sera apportée à éviter que les débris flottants – feuilles, branches, déchets – ne s'accumulent au niveau de la prise d'alimentation, ne pénètrent dans le système et ne l'obturent.

Ceci peut être assuré en permettant une circulation de surface vers le canal de fuite et en prévoyant une alimentation en profondeur avec des vitesses d'aspiration très basses. Ainsi la circulation de l'eau dans le système de refroidissement reste assurée dans une très large mesure et avec elle, le fonctionnement de l'installation.

4. Croissance organique

Nous avons affaire ici à un milieu naturel. La croissance organique est donc un phénomène absolument normal quoique non désiré.

En effet, la croissance organique dans le système de refroidissement a les conséquences suivantes:

- encrassement des tuyauteries, réduction du débit d'eau de refroidissement et ainsi de la capacité du système. Il en résulte que la pression à la sortie de la turbine est plus élevée que souhaitée induisant un manque de puissance électrique produite et ainsi une baisse de productivité.
- encrassement du tubage qui en plus d'un débit d'eau plus faible provoque encore une diminution du coefficient de transmission de chaleur et augmente ainsi la perte de puissance.

Des mesures évitant la croissance organique et / ou limitant ses effets sont donc nécessaires.

5. Erosion

Une des difficultés actuellement rencontrées dans la centrale au fil de l'eau voisine est une forte érosion des aubes de turbines due à une forte présence de sable dans l'eau.

Une teneur en sable importante dans un circuit de refroidissement est problématique en deux endroits en particulier:

- au niveau des pompes d'eau de refroidissement, de leur aubes et surtout au niveau de leur palier radial submergé,
- au niveau du tubage du condenseur, particulièrement à l'entrée des tubes, là où le débit s'accélère.

Si l'érosion est un phénomène sérieux pour des tubes en acier inox, elle devient un élément critique lorsque des tubes en titane sont employés. Ce dernier est très résistant à la corrosion mais en même temps relativement tendre et ainsi sensible à l'érosion.

6. Mesures de précaution

6.1 Température de l'eau de refroidissement

Les mesures permettant d'assurer une alimentation en eau de refroidissement optimale ont été partiellement évoquées au chapitre 2. Nous les rappelons ici en les complétant d'autre mesures:

- prise d'eau du canal de dérivation autant que possible dans le courant actif du fleuve, de la rivière pour assurer la température la plus basse,
- débit du canal suffisamment élevé pour emporter les déchets flottants et assurer le niveau de température: pas d'échauffement suite à l'exposition solaire ou de refroidissement et gel consécutif en hiver,
- canal ou puits de pompage suffisamment profond et large pour aspiration sous niveau d'eau avec des vitesses basses,
- possibilités de recirculation du débit d'eau à la sortie du condenseur pour maintenir la température de l'eau de refroidissement au dessus de 4°C.

6.2 Débris flottants

Les mesures prises pour assurer un niveau de température bas et stable permettent dans leur ensemble de réduire considérablement les risques d'introduction de débris dans le système. Additionnellement, un filtre à débris avec auto-rincage sera prévu. L'installation d'un filtre à bande à l'entrée du système pourra être envisagée selon les conditions régnant dans l'environnement de la nouvelle centrale.

La prise en considération d'un bac de pompage séparé avec remplissage par le fond peut certainement être une solution, au moins partielle, à cette question.

6.3 Croissance organique

Dans le domaine des centrales, seule la destruction locale de la vie biologique a fait ses preuves opérationnelles. Cette destruction est faite soit

- à l'aide de la chimie (hypochlorite) en dosage continu lors de la formation d'algues et/ou en dosage choc en période de croissance animale. Avant le retour dans le réservoir hydraulique, l'eau est neutralisée pour éviter une répercussion sur l'environnement.
- par traitement thermique de choc en recirculant l'eau de refroidissement en sortie de condenseur suffisamment longtemps pour atteindre des températures auxquelles la vie organique est détruite ($T>50^{\circ}\text{C}$).

6.4 Erosion

La manière la plus simple de limiter la teneur en sable dans le circuit de refroidissement est de prévoir un bac dans lequel la circulation de l'eau est faible et permettant ainsi la décantation du sable. Ce bac est en fait le même que celui dédié à l'aspiration des pompes, à la séparation des débris solides et peut servir aussi au dosage de la chimie nécessaire pour éviter la croissance organique dans le système.

7. Autres mesures

Pour prévenir un encrassement durable du tubage du condenseur, un dispositif de nettoyage doit être prévu. Le choix de son fonctionnement – automatique ou manuel – sera le résultat d'une évaluation thermo-économique mettant en évidence les gains obtenus par une efficacité meilleure de l'installation en fonction des coûts d'investissement et opérationnels nécessaires.

JPR / 2007-10-14

Rapport
JPR-2007008

Auteur: J.-P. Rickli
Date: 2007-10-14

Re: **AGEPP – Module électricité**
Alternatives de Couplage avec Module de Chauffage

Distribution: Eneftech Malick Kane
SIL Frank Reinhardt
Alpgeo Gabriele Bianchetti

1. Objectif

Diverses possibilités de couplage entre les deux modules et l'alimentation des bains existent.

Pour permettre une évaluation claire et ciblée de ces solutions ainsi qu'une première itération avec les possibilités du système de chauffage, une revue des conditions de base ainsi que des avantages et désavantages est faite ici.

2. Couplage en parallèle

Cette solution correspond en gros à ce que nous avons pu voir à Altheim. L'eau chaude du puits est dirigée tout d'abord vers le système de chauffage respectivement vers les bains thermaux. L'excédent est amené au groupe de production électrique où la chaleur disponible est transférée au fluide de travail qui sera détenu dans la turbine pour produire l'électricité.

Cette solution est à envisager particulièrement lorsque le niveau de température des utilisateurs ne permet pas une chute d'enthalpie suffisante pour être traitée dans la turbine. C'est le cas lorsque

- la température du système de chauffage est élevée et proche de celle de l'eau géothermique,
- la température requise par les bains thermaux est également élevée et proche de celle de l'eau géothermique.

La production électrique dans ce cas est fortement variable et entièrement dépendante des besoins en énergie thermique. Lors des fortes demandes thermiques, la turbine fonctionne à charge minimale ou est même arrêtée. Lorsque la demande thermique est nulle, la production électrique est maximale. Le dimensionnement de la turbine se fera en considérant la demande des bains comme plus ou moins constante.

Dans ce cas, la température de l'eau de retour du système de chauffage est assez élevée. Une possibilité de mise en valeur de cette chaleur restante sera à évalué dans la phase d'optimisation qui suivra.

3. Couplage en série

Dans cette solution, l'eau géothermique donne toute sa chaleur au fluide de travail qui se détend tout d'abord dans la turbine jusqu'au niveau de température correspondant à celui des utilisateurs thermiques.

Ce couplage est envisageable lorsque

- le niveau de température des utilisateurs est bas,
- ceux-ci ont une charge pratiquement constante sur l'année.

Dans ce cas, la puissance électrique maximale est plus faible que dans la solution en parallèle. Par contre, elle est plus continue dans le temps.

Lorsque les utilisateurs thermiques sont absents, l'installation est arrêtée. Cette variante ne comporte en fait pas de système de refroidissement, ce qui, au niveau des investissements est plutôt favorable.

Les décharges d'eau ainsi que les retours du cycle se font à des températures relativement élevées. Une mise en valeur des chaleurs restantes pourra être évaluée dans la phase suivante du projet.

Le schéma représente une alternative thermodynamiquement défavorable. Une version meilleure, à vérifier au niveau de la réalisation des échangeurs, serait de récupérer l'énergie de l'eau des bains pour le cycle lui-même (voir Annexe 4 pour référence sur ce point).

4. Couplage série / parallèle

Dans ce couplage, la chaleur géothermique est transmise au fluide de travail qui se détend dans une première partie de turbine jusqu'à un niveau de température intermédiaire correspondant à celui des utilisateurs thermiques.

Une alternative de mise en parallèle du vaporiseur, un pour la récupération de la chaleur de l'eau des bains et l'autre pour le cycle direct a été représentée sur le schéma en Annexe 4.

A ce niveau, le fluide de travail transmet tout ou partie de sa chaleur au système de chauffage, le reste étant détendu dans la seconde partie de la turbine jusqu'au niveau donné par le circuit de refroidissement (source froide).

Dans ce couplage, la production électrique annuelle est la plus élevée de toutes les alternatives. Celle-ci est possible lorsque la température des utilisateurs est intermédiaire. Suffisamment basse pour justifier une première détente et suffisamment élevée pour permettre une seconde détente. Nous avons ainsi une exploitation maximale du potentiel de production électrique.

Là aussi, la récupération de chaleur restante sera évaluée dans la phase prochaine du projet.

5. Autres couplages

Dans le cas de faibles consommateurs thermiques à un niveau de température élevé, il est possible d'envisager un couplage en parallèle de la première partie de la turbine dans le cas de couplage série / parallèle.

6. Evaluation

Ces diverses possibilités de couplage doivent être maintenant vérifiées au niveau de leur faisabilité.

Pour cela, il est nécessaire tout d'abord d'établir les bilans thermiques de chaque alternative retenue pour les différents cas d'exploitation pouvant être considérés. Ces cas peuvent être par exemple:

- hiver / été / entre-saison
- consommation minimale/maximale des bains
- puissance de chauffage urbain selon l'extension du réseau
- niveau de température du réseau de chauffage: deux niveaux référence (bas/élevé).

Sur cette base, les rapports volumétriques des équipements peuvent être estimés et vérifiés si réalisables.

De même, les chutes thermodynamiques (différences d'enthalpie, rapports de pression, différences de température) à exploiter dans la turbine et les échangeurs doivent être vérifiées si réalisables.

Ces éléments seront à vérifier pour différents fluides de travail, y compris un mélange eau/ammoniaque (cycle Kalina).

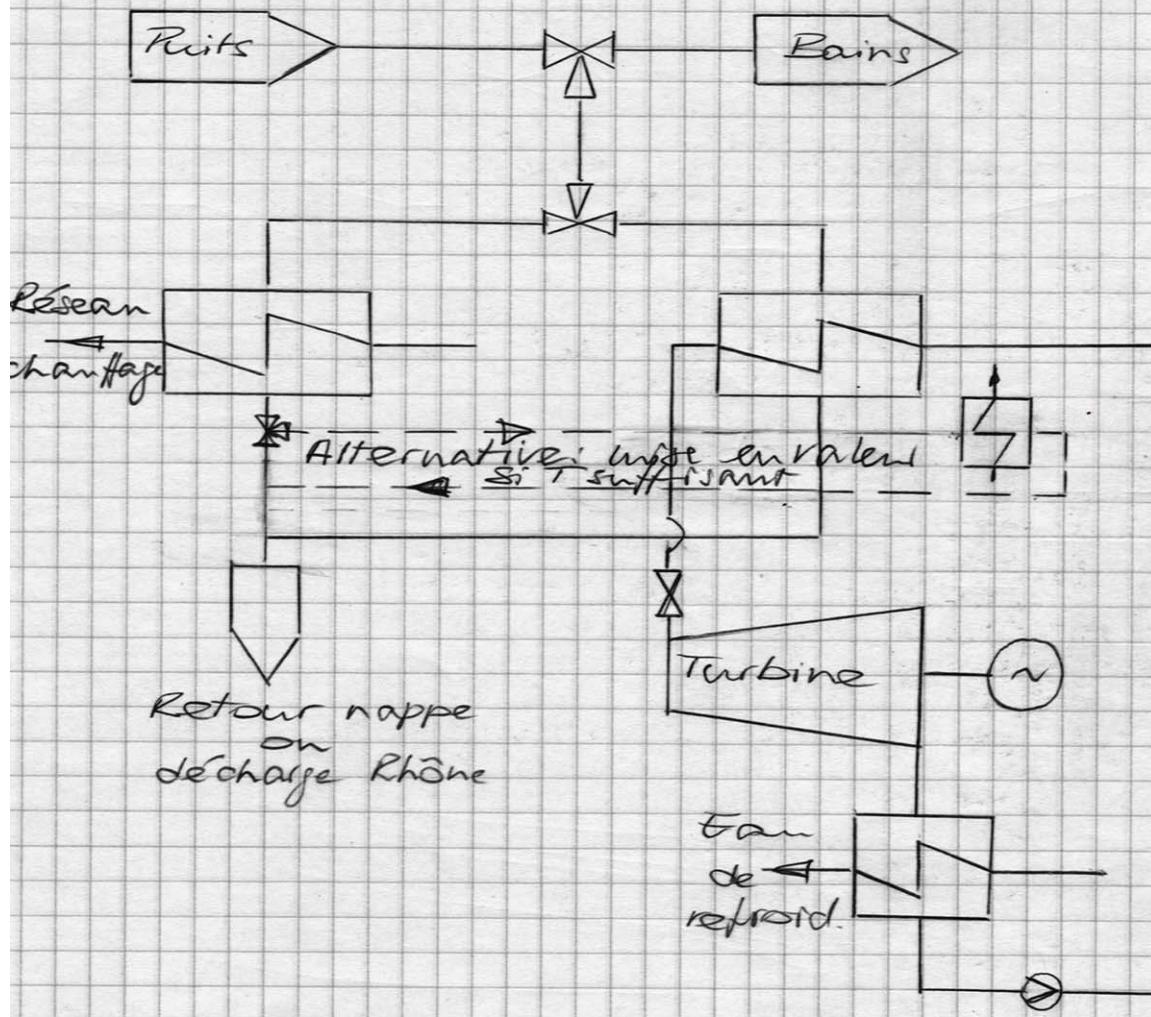
Les limites de certains critères pour la réalisation seront à estimer également. Ceux-ci sont entre autres (liste non exhaustive, à vérifier):

- température minimale nécessaire de l'eau du puits géothermique,
- influence si température nettement supérieure aux 110°C prévus actuellement?
- débit minimal d'eau du puits géothermique,
- niveau de température minimal nécessaire du réseau de chauffage,
- niveau de température maximal nécessaire du réseau de chauffage,
- température minimale / maximale du système de refroidissement.

7. Annexes

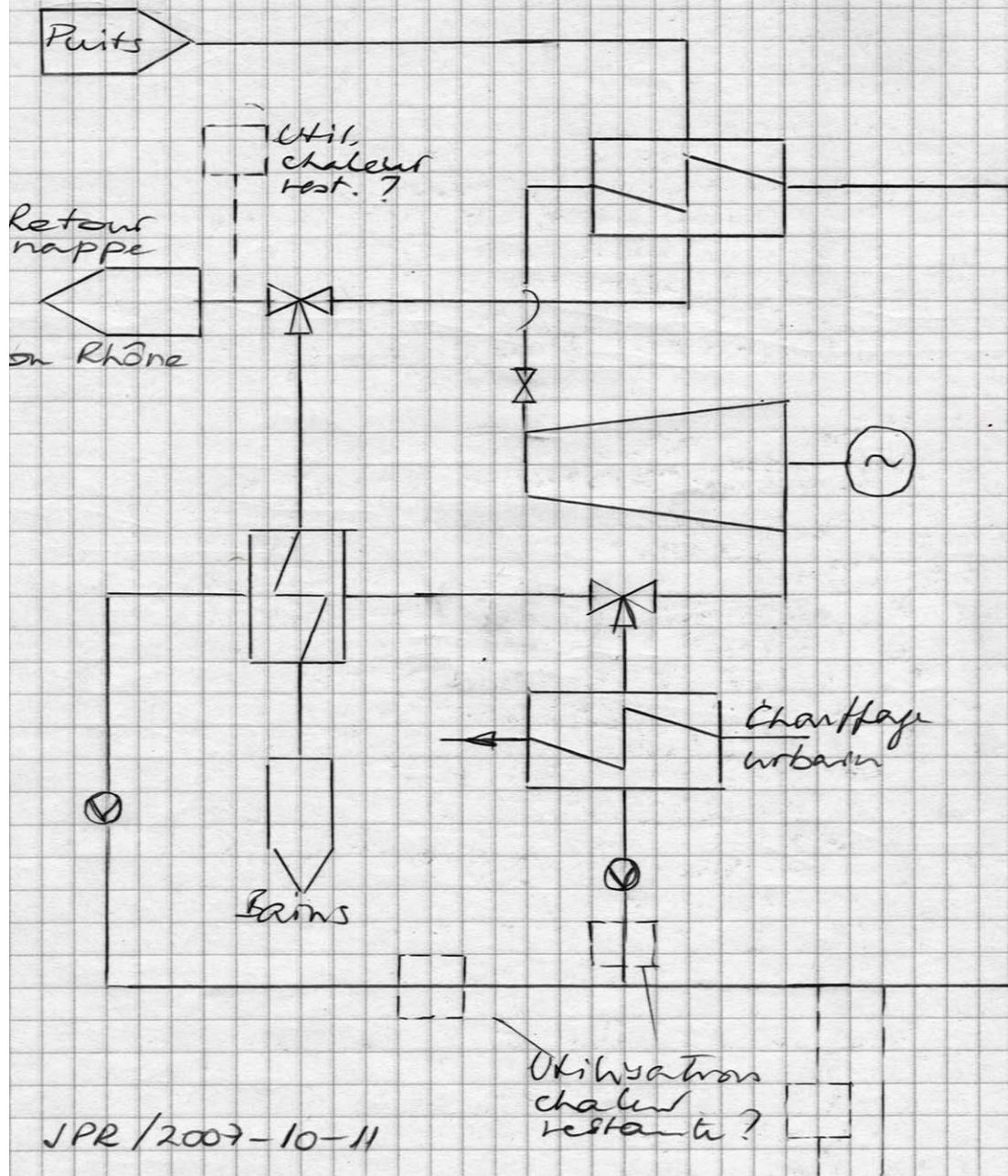
- | | |
|-----------|--|
| Annexe 1: | Schéma Couplage parallèle |
| Annexe 2: | Schéma Couplage série |
| Annexe 3: | Schéma Couplage série / parallèle BP seulement |
| Annexe 4 | Schéma Couplage série / parallèle |

Annexe 1
Coupage en parallèle



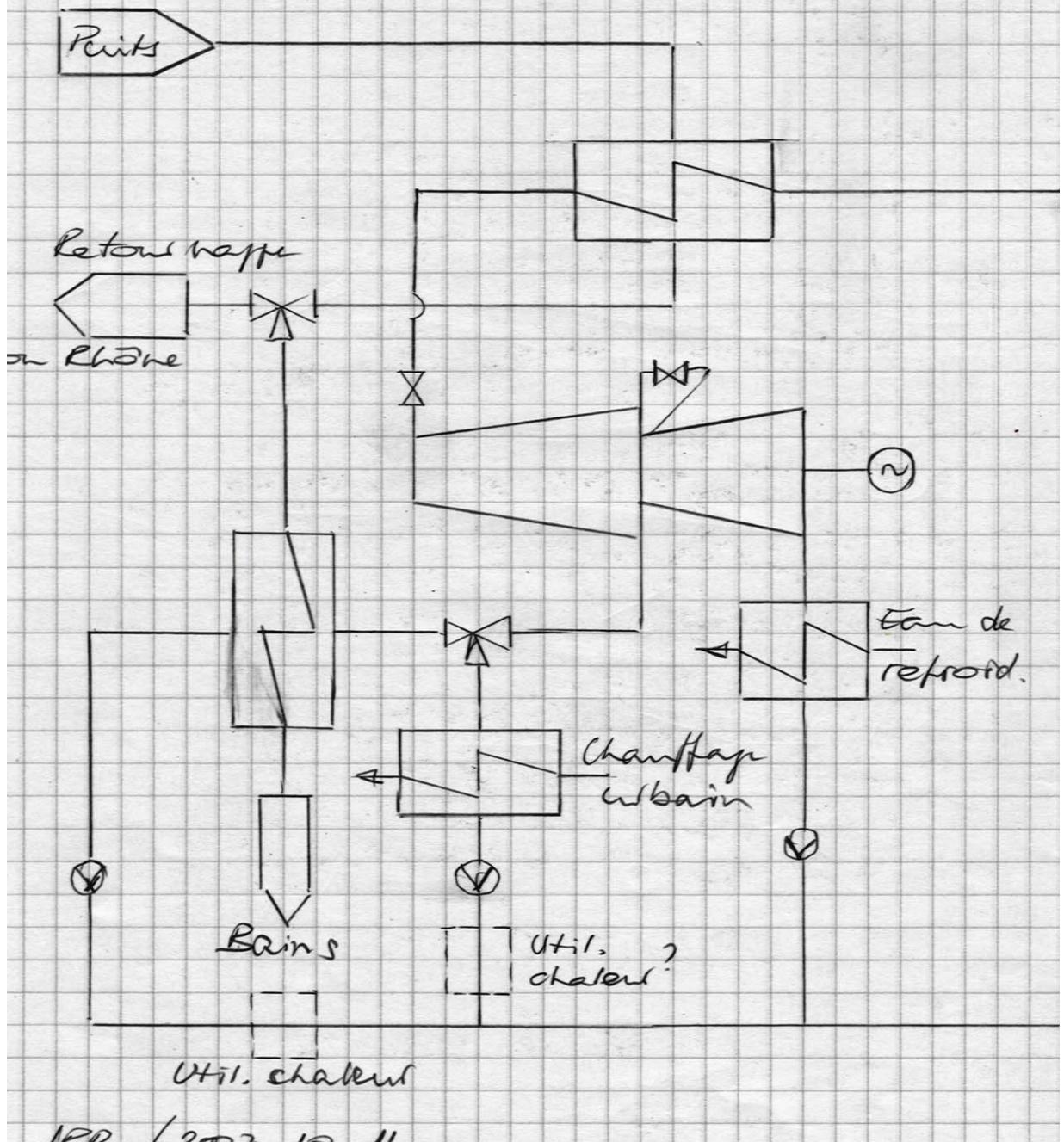
Annexe 2

Complage en série



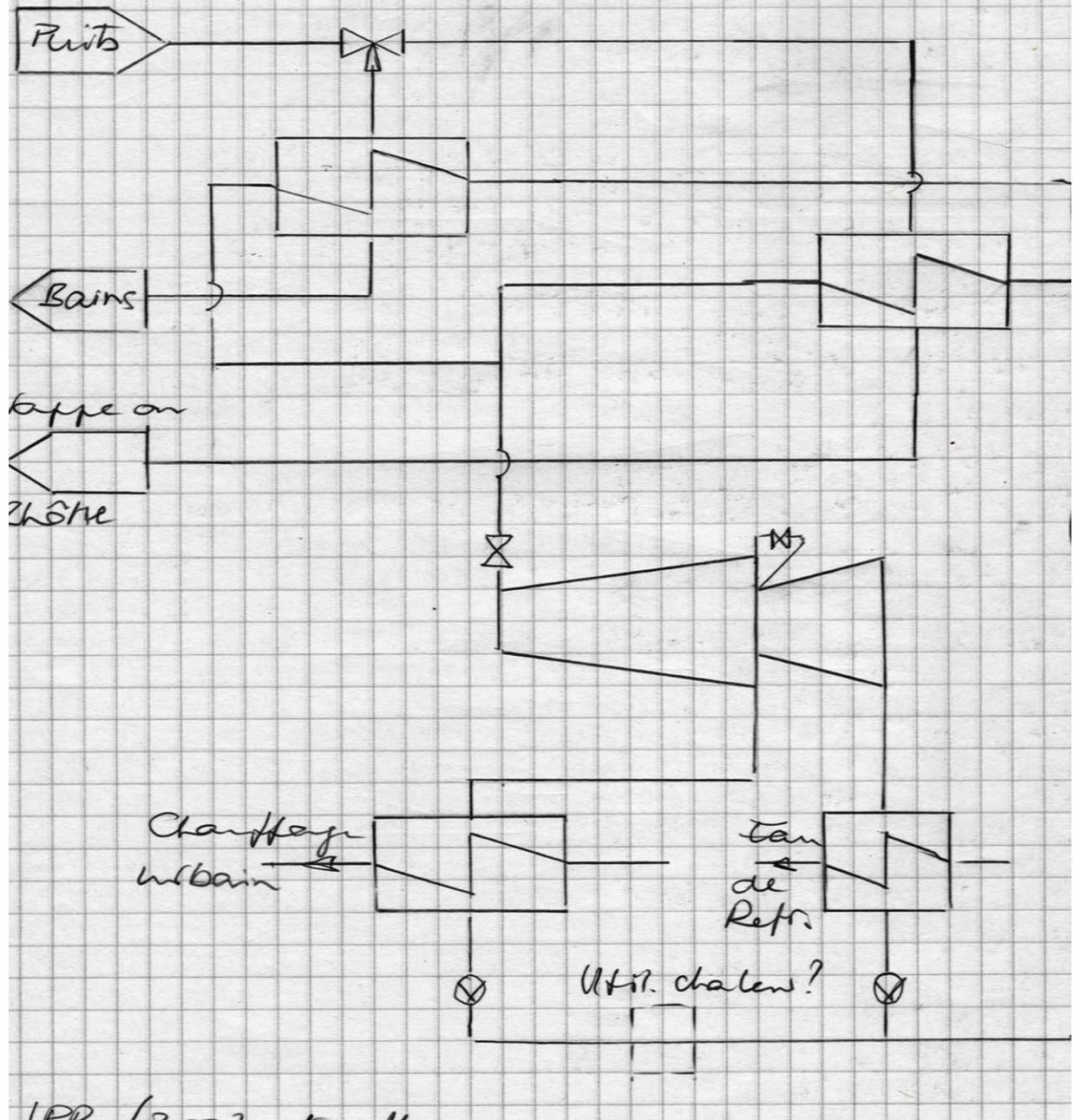
Annex 3

Couplage série / parallèle BP



Annexe 4

Couplage série/parallel



IPD 10 m n° 11

Rapport
JPR-2007009

Auteur: J.-P. Rickli
Date: 2007-10-19

Re: **AGEPP – Module électricité**
Visite de Turboden à Brescia du 18 oct. 2007

Distribution: Eneftech Malick Kane
SIL Frank Reinhardt
Alpgeo Gabriele Bianchetti (prière de distribuer à toute autre personne
concernée)

1. Participants

Turboden:
Roberto Bini / General Manager

AGEPP:
Frank Reinhardt SIL
Malick Kane Eneftech
Gabriele Bianchetti Alpgeo

2. Présentation de Turboden

Turboden a été fondée en 1980 par M. Gaia. Mr. Roberto Bini, membre de la première heure, nous a reçu et a aimablement répondu à toutes nos questions.

A ce jour, 55 installations sont en service et environ 30 en cours de réalisation de commande. Il est prévu d'installer une vingtaine d'unités par année durant les prochaines années. La grande majorité des installations en fonction concerne des applications en biomasse et en récupération de chaleur. Il n'y a que quelques applications en géothermie dont Altheim, que nous avons visitée.

Longtemps (de 1980 jusqu'en 1992), la maison n'a eu que deux employés. Ce n'est que ces dernières années que le personnel a été augmenté de manière significative pour atteindre aujourd'hui 70 personnes, avec une croissance en moyenne de 10 à 15 personnes par année. La majorité des installations sont en Allemagne et en Autriche. Ceci est dû à une législation favorable de garantie du prix de l'électricité produite et fournie au réseau.

3. Concept de Production

Le concept de production suivi par Turboden fait clairement la différence entre les éléments clés du produit et ceux qui sont complémentaires.

Sous la responsabilité directe de Turboden sont placés:

- le choix et l'optimisation du cycle ORC
- le dimensionnement ainsi que la construction de détail de toute la partie turbine.
- le montage de la turbine
- le dimensionnement thermodynamique et la spécification des échangeurs de chaleur. Pour des raisons de délais, une partie importante de la construction des échangeurs est également faite chez eux
- la spécification des autres équipements du cycle
- le montage de tous les équipements sur un "skid" pour les petites unités ou pré-montage en atelier et assemblage des groupes techniques sur site pour les grandes unités
- la mise en service et le suivi des installations.

La fabrication des pièces de la turbine est assurée par leur partenaire à Brescia: ALMA. La construction de détail et la fabrication des échangeurs de chaleur est sous la responsabilité des sous-traitants.

Au moment de notre visite, Turboden était en train d'emménager dans de nouveaux locaux. La halle de montage associée aux bureaux était en cours de finition.

4. Projet AGEPP

Le projet a été courtement présenté ainsi que son planning actuel.

La présentation du cycle prévu a suscité divers commentaires de la part de Turboden. Ceux-ci ont permis de confirmer:

- la justesse de certaines solutions retenues pour le projet AGEPP
 - l'importance d'éléments déjà identifié par le groupe du projet.
- Le niveau de confiance dans le choix des grandes options a ainsi été encore amélioré.

5. Technologie du Cycle

La fourniture de Turboden couvre tous les éléments faisant part du cycle ORC:

- le vaporiseur
- la turbine
- l'alternateur
- le condenseur
- la (les) pompes de condensat
- l'équipement d'évacuation d'air si nécessaire
- le système contrôle/commande du module
- les équipements auxiliaires (lubrification, soupapes, vannes,...) à l'intérieur du module.

Turboden se charge de l'optimisation des paramètres du cycle ce qui inclut le choix du fluide de travail.

Pour les applications à températures plus élevées, les Siloxanes ont la préférence. Pour les

basses températures le Solcatherm de Solvay est utilisé en premier lieu. Un tel fluide est en service à Altheim. Ses caractéristiques en rapport avec un cycle ORC sont très proches de

celles de l'isopentane.

L'utilisation d'hydrocarbures est faite de manière très restrictive car elle exige une installation en extérieur des équipements en raison des risques d'explosion.

Turboden n'a aucune expérience avec de l'ammoniaque. Mr. Bini a parût très critique quant à ce genre d'application (Kalina) et ce pour les raisons suivantes:

- toxicité de l'ammoniac
- les diverses tentatives de réalisations de tels cycles n'ont fait que confirmer les réserves faites quant aux avantages de ce type de cycle
- de nombreux clients excluent explicitement l'usage d'ammoniaque
- doit aujourd'hui être considéré encore à l'état de prototype.

Des rapports de pression de l'ordre de 1 à 5 peuvent être traité par un étage seulement de turbine. Des rapports de 1 à 10 peuvent être possibles de cas en cas pour un étage mais, en général, deux étages sont nécessaires dans ce cas.

Le concept technique de Turboden prévoit une transmission directe entre la turbine et l'alternateur. La vitesse de rotation est donc choisie à 3000 tours par minute pour les alternateurs à deux pôles (asynchrones) et à 1500 tours par minute pour les machines à 4 pôles (synchrones et asynchrones).

Il faut remarquer à ce sujet que le marché n'offre pas de machines synchrones à deux pôles pour des puissances inférieures à 20MW environ.

Si donc une machine synchrone est exigée, elle sera prévue à 1500 tours par minute.

L'obtention de conditions favorables pour un écoulement efficace dans l'ailetage peut également influencer le choix de la vitesse de rotation ainsi que le nombre d'étages.

Récemment, Turboden a développé un module pour les applications en biomasse d'une puissance de 200kW. En raison de la puissance réduite, une solution "haute-vitesse" (8500 tours par minute) a dû être retenue. Les solutions techniques de détail restent les mêmes. En particulier l'absence d'engrenage de réduction de vitesse. Le couplage au réseau se fait par un convertisseur de fréquence.

Le cycle ORC fonctionne en mode "pression glissante". Cela simplifie considérablement le cycle, sa régulation par l'absence d'organe de réglage du côté "vapeur", assure un meilleur rendement en charge partielle et donne un comportement très stable au cycle.

6. Détails technologiques

6.1 Ailetage

L'ailetage a été développé spécialement pour tenir compte des propriétés thermodynamiques particulières au fluides organiques.

Le remplacement de l'ailetage sur l'installation d'Altheim en parallèle au changement de fluide de travail était nécessaire pour des raisons mécaniques. Turboden avait choisi à l'origine une solution mécanique qui n'a pas fait ses preuves et a dû ainsi mettre en place une solution plus fiable.

La synchronisation avec l'arrêt nécessaire au changement de fluide a permis de limiter le temps d'arrêt et le manque de disponibilité de l'installation.

6.2 Etanchéité

L'étanchéité de l'arbre est assurée par des joints mécaniques à double action de construction courante.

Seuls les jeux, les dimensions et le choix des matériaux sont spécifiques.

La vitesse de rotation conservative de ces machines autorise entièrement ce choix.

Néanmoins, Turboden est conscient de l'importance de cet élément de construction et lui apporte toute l'attention nécessaire, particulièrement en service. Leur système de surveillance d'installation comporte les mesures nécessaires pour induire les mesures de maintenance requise pouvant aller jusqu'au remplacement. Celui-ci peut se faire rapidement sans démontage de la turbine.

L'étanchéité des tiges de soupapes est assurée par des presses-étoupe..

6.3 Paliers

Les faibles vitesses de rotation permettent l'emploi de paliers à roulement à billes lubrifiés à l'huile. Ceux-ci permettent une position exacte de la ligne d'arbre, leur maintenance est simple et leur fiabilité élevée.

La poussée axiale est reprise par une butée à roulements.

6.4 Echangeurs de chaleurs

Les échangeurs sont de construction courante:

- tube mandrinés (dudgeonnés) lorsque la correspondance des matériaux des tubes et de la plaque tubulaire le permet
- tubes mandrinés et soudés pour les plaques tubulaires avec plaquage de titane
- tubes en "U" pour les applications en eau propre (traitée)
- tubes droits pour les eaux "sales" (non traitées) afin de faciliter leur nettoyage.

6.5 Pompes et système de dégazage

Les rapports de pression relativement élevés conduisent à l'utilisation d'une (ou plusieurs) pompe centrifuge multi-étage, capable aussi de traiter un fluide à faible viscosité.

Le système d'évacuation d'air utilise un collecteur en présence d'une pompe à vide rotative située au côté froid de l'installation (après le condenseur).

6.6 Système Contrôle-Commande

Le concept de régulation permet une opération indépendante du module du reste de l'installation. Il est basé sur la régulation du niveau de liquide au condenseur par action de la pompe d'alimentation. Au niveau régulation aucune interaction n'est nécessaire entre le module et l'installation de chauffage ou le système de refroidissement.

Il est possible que des signaux de disponibilité opérationnelle doivent être échangés. Ainsi, le choix du système contrôle/commande du chauffage, de l'alimentation des bains et des autres systèmes est libre.

La seule exigence de la part de Turboden est liée aux rampes de changement opérationnels

qui doivent être faits de manière progressive et relativement lentement (quelques minutes) pour donner le temps au cycle ORC d'atteindre un nouvel état opérationnel stable. Le démarrage de l'unité est souvent géré par l'utilisation d'une vanne annexe 3-voies ne faisant pas partie de la livraison de Turboden. La procédure met environ 25 minutes pour permettre au système ORC d'atteindre son régime nominal.

La puissance du cycle ORC peut être variée habituellement dans un rapport de 1 à 10. Un rapport de 1 à 20 est possible sur demande.

6.7 Equipements auxiliaires

Le système de lubrification des paliers est mis sous pression par rapport au fluide de travail pour augmenter l'étanchéité de l'installation. En cas de fuite au niveau du joint d'étanchéité, c'est donc l'huile qui pénètre dans l'installation pour se mélanger avec le fluide de travail ; Ce dernier est choisi de manière à tolérer une certaine concentration d'huile sans perturbation majeur sur le fonctionnement de l'installation.

Les actuateurs utilisés par Turboden sont de type pneumatique et le client doit assumer de satisfaire les besoins d'air comprimé sur site.

6.8 Taille d'un module ORC

L'unité de 800 kW pèse environ 40 tonnes.

7. Marché et références en géothermie

Le marché pour de telles installations est aujourd'hui couvert par plusieurs fournisseurs. Néanmoins, en regardant les parts de marché et l'expérience, seuls deux maisons peuvent être considérées: Turboden et Ormat.

Ces deux entreprises ont une approche du marché très différente:

- Turboden offre ses installations sur demande et apporte un soutien technique dans le choix des solutions au client
- Ormat agit en tant que "developer" c'est-à-dire est déjà actif au niveau de la recherche de projet. Si une application leur paraît prometteuse et en accord avec leur ligne de produits, le projet est poursuivi sinon abandonné, purement et simplement.

Malgré le fait que la technologie est aujourd'hui bien connue et maîtrisée, Turboden a peu de références de centrales pour des applications en géothermie. Ces premières unités en géothermie sont des installations d'essais et de pilote:

- Zambie / Kapisya en 1988, deux fois 100 kW_e, température aller-retour 90/80°C, fluide perchloroéthylène, pas en état de fonctionnement.
- Italie / Enel Castelnuoro Val di Cecina en 1992, 1.3 MWe, 9%, température 114/102°C, pas en situation de fonctionnement.
- Autriche / Altheim en 1992, 1 MWe, 7%, température 106/65°C, en état de fonctionnement.

En association avec CryoStar, Turboden prévoit de livrer en 2008 une nouvelle centrale géothermique en France : Centrale de Soulz, 1.5 MWe, 11.5%, température aller-retour 175/70°C (Hot Dry Rocks), refroidissement par condensation direct à air. La turbine est de type haute vitesse fournie par CryoStar et le reste du système ORC est fourni par Turboden.

8. Planning de réalisation

La fourniture des matières premières des tubes et des plaques tubulaires des échangeurs de chaleur est sur le chemin critique de la réalisation.

La commande de ce matériel doit donc se faire 2 à 3 mois après commande du projet. Durant ce temps, seul de l'ingénierie est faite.

Une optimisation des paramètres de la turbine suite à de nouvelles informations du côté géothermique reste possible jusqu'à un stade très avancé du projet. Cependant, les changements resteront sans influence sur le dimensionnement des échangeurs.

9. Economie

Les coûts des installations pour application en biomasse varient de la manière suivante en fonction de la puissance:

Puissance	Prix	Prix spécifique
200kW	500'000 Euro	2500 Euro/kW
800kW	1'150'000 Euro	1450Euro/kW
2000kW	2'000'000 Euro	1000Euro/kW

Pour une application en géothermie, une estimation de prix budgétaire sera faite sur la base d'un cas de référence pour le projet AGEPP. Les données relatives ont été remises lors de la visite.

Pour une valeur de 15'000.- euros par année, Turboden assure la maintenance de son module ORC standard (en biomasse) avec une garantie de fiabilité de 90% dans la mesure où l'ensemble des autres conditions est réuni pour le fonctionnement de l'unité. Une assurance de fiabilité de 95% est possible sur demande du client pour un montant supplémentaire de 20'000.- euros par année.

10. Conclusions

Cette visite et les discussions intensives qui ont eu lieu ont permis:

- de clarifier diverses options au niveau du cycle déjà envisagée et de les confirmer,
- de vérifier le concept de base,
- de vérifier que la technologie envisagée est mature, expérimentée autant pour des applications générales que celles envisagées,
- de mettre en évidence les éléments constructifs critiques pour la fiabilité,
- d'être au clair sur le concept opérationnel,
- de mettre en évidence les restrictions possibles des paramètres opérationnels,
- de mettre en évidence l'absence de critère "killer" au niveau technologique des équipements. Ces derniers ne peuvent être que le résultat de l'évaluation économique des alternatives choisies en fonction des conditions au niveau géothermique.

4. VALORISATION DE LA CHALEUR DE REJET



Centrale géothermique de Pullach (D)

4. VALORISATION DE LA CHALEUR DE REJET

4.1 RÉSUMÉ DU RAPPORT PRÉPARÉ PAR ENERGIE SOLAIRE SA

4.1.1 INTRODUCTION

Dans cette phase B1, l'étude réalisée par Energie Solaire SA à Sierre avec la collaboration du CREM à Martigny et des Services Industriels de Lausanne (M. Reinhardt), devait permettre de mettre en évidence et d'évaluer les éléments pouvant compromettre la poursuite du projet (critères « killers »), en considérant les aspects liés à la valorisation des rejets thermiques. Le rapport final détaillé se trouve à la suite de ce Résumé.

4.1.2 CONTEXTE INITIAL

L'étude préliminaire (phase A du projet Agepp) a démontré que le site de Lavey présentait des conditions très favorables pour la mise en valeur des rejets thermiques, notamment :

- Un établissement thermal de grande taille, ouvert toute l'année, grand consommateur d'eau thermale et situé à moins de 2 kilomètres du forage projeté,
- Les villes de Lavey et Saint-Maurice dans un rayon de 2 kilomètres présentant un potentiel de consommation de chaleur important.
- Un canal d'évacuation artificiel à proximité du site prévu pour le forage profond, dont les débits sont considérables (entre 40 et 200 m³/s), permettant le refroidissement et le rejet des eaux thermales dans les eaux de surface (exploitation du forage en singlet).

4.1.3 POTENTIEL DE VALORISATION DE LA CHALEUR

Les relevés, réalisés par le CREM sur 200 bâtiments, dans un rayon de 2 km du forage, ont permis de quantifier les consommations d'énergie finale par agent énergétique pour Saint-Maurice et Lavey-Village, ainsi que les niveaux de température nécessaires. La consommation totale des immeubles analysés par le CREM s'élève à 26 GWh/an sans Lavey-les-Bains. Le mazout représente la part la plus importante avec 45%, suivi par le gaz naturel avec 40% des besoins

Une analyse des différentes zones identifiées a permis de déterminer quelle part de la consommation actuelle serait fournie par le réseau de chauffage géothermique. L'hypothèse de base est que 60% des bâtiments actuellement chauffés au mazout passeraient à la géothermie, 30% de ceux qui le sont au gaz et 20% des autres. Le potentiel de fourniture de chaleur atteindrait 8.9 GWh/an pour Saint-Maurice (sans Calorabois) et 1.3 GWh/an pour Lavey-Village

Le réseau de chauffage à distance (CAD) de l'association Calorabois couvre quant à lui 10% de la demande totale. La chaufferie à bois est actuellement à saturation et une variante de raccordement de la chaufferie Calorabois à la géothermie plutôt que l'installation de la deuxième chaudière à bois a été imaginée. Cette variante permettrait également le développement du réseau avec un apport de puissance important en hiver, avec l'avantage d'offrir une alternative intéressante pour l'été.

En effet la puissance fournie par la géothermie est modulable de 0 à 100%, ce qui n'est pas le cas d'une chaudière à bois, pour laquelle seule une accumulation de chaleur permet cette modulation de puissance. L'énergie qui serait fournie par la géothermie en complément au bois pourrait atteindre environ 1.0 GWh/an dans la situation actuelle.

La quantité totale de chaleur valorisable par le chauffage à distance (CAD) Agepp atteindrait donc 11.2 GWh/an. A cette énergie s'ajoute encore celle des Bains-de-Lavey, dont la consommation actuelle dépasse 15 GWh/an. **Les besoins en énergie thermique qui pourraient être couverts par le projet Agepp atteignent donc 27 GWh/an dans un rayon de 2 km autour du futur forage profond (25 GWh/an dans l'hypothèse de pertes estimées à 10% dans le réseau).**

4.1.4 PRIX DE VENTE DE LA CHALEUR

Un comparatif des prix de revient de la chaleur de différents agents énergétiques a mis en évidence qu'un prix de vente de la chaleur Agepp de 10 à 11 ct/kWh serait un prix attractif.

4.1.5 EVALUATION ÉCONOMIQUE DU RÉSEAU CAD

Pour la fourniture de chaleur à Saint-Maurice, la configuration avec un réseau de chauffage à distance conventionnel a été retenue. L'analyse économique du réseau CAD de transport et de distribution de chaleur a conduit à abandonner certaines zones à Saint-Maurice, pour lesquelles le prix de revient du transport et de la distribution de chaleur dépassait 11 ct/kWh.

Le raccordement de Lavey-Village devrait également être abandonné car le prix de revient de la chaleur pour cette branche du réseau s'élève à 14.7 ct/kWh.

Pour la fourniture d'eau thermale aux Bains de Lavey une distribution comprenant des conduites flexibles de qualité alimentaire apparaît comme la seule solution envisageable.

Les coûts totaux du réseau CAD et de la liaison vers Lavey-les-Bains avec maintien de l'alimentation de Lavey-Village s'élèvent à **9.8 Mio CHF**.

Les frais totaux annuels se montent à 1'064'000 CHF/an dont 881'000 CHF/an pour les intérêts (6.5%) et l'amortissement (20 ans).

Ce réseau global permet de fournir 24.9 GWh/an au total dont 9.4 GWh/an à St.-Maurice et Lavey-Village et 15 GWh/an à Lavey-les-Bains et Armasuisse. Le prix de revient moyen de la chaleur serait de 4.3 ct/kWh pour ce réseau CAD global. En abandonnant certains tronçons non rentables à St-Maurice, tout en gardant le CAD de Lavey-Village dont le prix de revient s'élève à plus de 15 cts/kWh, le prix de revient moyen de la chaleur baisserait à 3.5 cts/kWh.

Les projections de l'exploitation du réseau CAD indiquent que selon le prix d'achat de la chaleur de rejet de la centrale Agepp de 2, 4 ou 6 ct/kWh, le prix de vente moyen minimal serait de 6.6, 8.8 et 11.0 ct/kWh. Ces prix seraient donc très attractifs par rapports aux autres agents énergétiques.

4.1.6 BILAN DES CRITÈRES KILLER

Conflit avec les autres agents de réseau

Une coordination du développement des réseaux de gaz naturel, de chauffage à distance à bois et du futur réseau de chauffage à distance Agepp sera indispensable pour la suite du projet. Un plan directeur énergétique pourrait le cas échéant être établi de manière à créer des zones réservées aux différents agents de réseau présents. Ce conflit a été implicitement pris en compte dans cette première phase d'étude.

Température de départ du réseau de chauffage à distance

Certains consommateurs retenus requièrent une température supérieure à 70°C pendant la période de froid extrême. La température devra pouvoir être rehaussée à 90°C. Cependant la durée de ce relèvement de température est très courte puisque elle n'est que de 650 heures par année. Techniquement cette élévation ne pose pas de problèmes particuliers mais elle réduit la production d'électricité pendant cette période.

Risque de dépôt dans les échangeurs de chaleur avec l'eau thermale

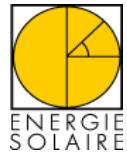
Dans certaines conditions, à préciser dans la phase suivante de l'étude, un dépôt de matière gélatineuse, la « glairine », pourrait se produire dans les échangeurs. Il semble pour l'instant que ce dépôt soit lié à l'aération de l'eau thermale et à son stockage dans des réservoirs en béton dans le cas des Bains. Cependant, si ce dépôt se produit aussi dans d'autres conditions, un équipement adéquat ou un changement de type d'échangeur pourrait induire des coûts supplémentaires.

Nécessité d'une production de chaleur en cas de panne de la centrale Agepp

La création d'un chauffage à distance rend forcément la disponibilité en chaleur, pour les usagers, dépendante de la centrale de chauffe. Celle-ci doit donc pouvoir assurer une production permanente de chaleur. Une chaudière de secours devra donc impérativement être installée. Son emplacement, son type et son coût devront être précisé dans la phase suivante de l'étude. Toutefois, une première estimation des coûts indique que son impact sur le prix de revient de la chaleur est de l'ordre de 0.2 à 0.3 ct/kWh, ce qui ne pose pas de problème majeur.

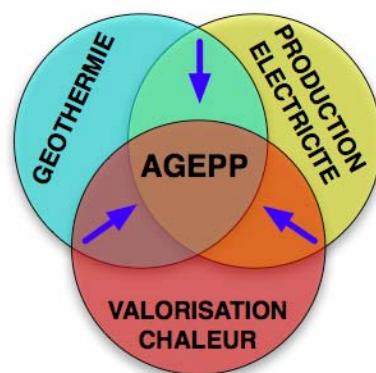
4.1.7 CONCLUSIONS

Les hypothèses de base, qui avaient été retenues dans le cadre de l'étude préliminaire, ont, dans une large mesure, pu être confirmées. Toutes les conditions analysées, dans le cadre de la valorisation de chaleur, indiquent donc qu'aucun élément majeur ne compromet la suite du projet et que la deuxième phase de l'étude de faisabilité (B2) peut être entamée.



PROJET AGEPP

MODULE VALORISATION DE LA CHALEUR



RAPPORT DE LA PHASE B1 « CRITERES KILLERS » DE L'ETUDE DE FAISABILITE

Avec la collaboration du CREM, Martigny

4.2 CONTEXTE INITIAL

L'étude préliminaire, réalisée en 2005 et 2006, a démontré que le site de Lavey présentait les conditions les plus favorables parmi les sites évalués :

- Une connaissance de la géologie très particulière et des conditions géothermiques très intéressantes,
- Une exploitation et un suivi de la ressource géothermique depuis de nombreuses années,
- Un établissement thermal de grande taille, ouvert toute l'année, grand consommateur d'eau thermale et situé à moins de 2 kilomètres du forage projeté,
- Une centrale électrique avec un canal d'évacuation artificiel facilitant le raccordement au réseau électrique et permettant le raccordement à une source froide de grande capacité.
- Les communes de Lavey et Saint-Maurice dans un rayon de 2 kilomètres présentant un potentiel de consommation de chaleur important.

La pertinence de passer à l'étude de faisabilité a donc été démontrée dans cette étude préliminaire. La première phase de l'étude de faisabilité, décrite dans ce rapport, doit permettre de mettre en évidence et d'évaluer les éléments pouvant compromettre la poursuite du projet (critères killers).

4.3 OBJECTIFS DU MODULE « VALORISATION DE LA CHALEUR » POUR LA PHASE B1

- Définir les paramètres déterminants de la valorisation de la chaleur, en collaboration étroite avec les autres modules. (Températures possibles de valorisation, débits d'eau thermale, plage de modulation envisageable, etc)
- Rechercher des consommateurs de chaleur compatibles avec les niveaux de température définis dans un rayon de deux kilomètres du site du forage.
- Définir des variantes possibles de transport et de distribution de l'eau thermale vers les consommateurs.
- Evaluer la faisabilité économique de la valorisation de la chaleur, selon les critères adoptés dans le cadre de l'étude préliminaire. (3 ct/kWh pour le transport de la chaleur + 3 ct/kWh pour la distribution de chaleur + 2 ct/kWh de marge de valorisation au minimum)
- Analyser les risques techniques, légaux, environnementaux et financiers pouvant compromettre la faisabilité ou la réalisation du projet (« critères killers »).
- Evaluer les « critères killers » de la valorisation de la chaleur.

4.4 PARAMETRES DETERMINANTS POUR LA VALORISATION DE LA CHALEUR

La valorisation de la chaleur géothermique est fortement dépendante des paramètres suivants :

Centrale géothermique :

- Température maximale de départ de la centrale, dépendante de la température de sortie du forage.
- Température minimale de départ de la centrale, déterminée par le refroidissement provoqué par la production d'électricité.
- Débits minimum et maximum exploitables.

Réseau de transport et de distribution :

- Type de réseau de distribution (chauffage à distance conventionnel ou distribution d'eau thermale comme Les Bains de Lavey S.A. ou autre). Dans le cas d'un chauffage à distance conventionnel, un échangeur de chaleur entre eau thermale et réseau provoque une chute de température.
- Chute de température due aux pertes de chaleur dans le réseau.

Consommateurs de chaleur :

- Température maximale requise à l'entrée des installations pour assurer la production totale de chaleur
- Température minimale requise à l'entrée des installations pour assurer la production de chaleur pour le chauffage uniquement.
- Température de retour vers la centrale géothermique en phase chauffage uniquement et en phase de production d'eau chaude sanitaire
- Consommation annuelle totale de chaleur et part de consommation requise pour la production d'eau chaude sanitaire uniquement.
- Profil mensuel de consommation permettant de déterminer le profil global des consommateurs analysés.

La figure 4.1 ci-après indique les niveaux requis de température (valeurs de dimensionnement) pour différents types de consommateurs de chaleur et l'évolution des températures correspondantes en centrale. On remarque que la fourniture de chaleur à des installations de chauffage à haute température (Type 90/70) nécessiterait une température de départ réseau de 95 à 100°C lors des périodes de grand froid. Une production préalable d'électricité avec l'eau du forage ne serait pas possible. En revanche, la température de retour du réseau pour ce type de consommateur étant très élevée, une valorisation de la chaleur résiduelle pour pratiquement tous les autres types de consommateurs serait possible.

TEMPERATURE °C

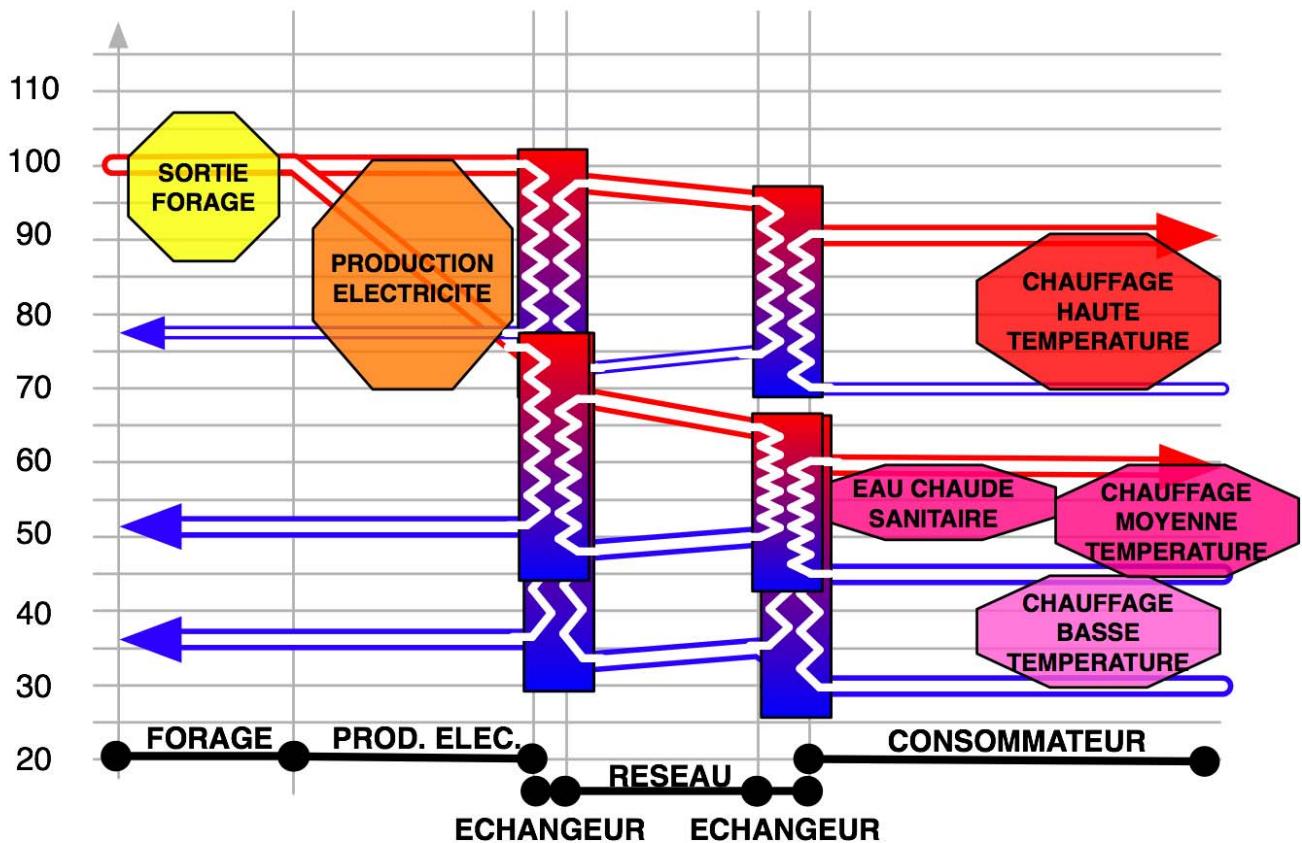


Figure 4.1 : Niveaux requis de température (valeurs de dimensionnement) pour différents types de consommateurs de chaleur

Le niveau de température maximum nécessaire pour ces consommateurs (Type Moyenne ou Basse température) est la plupart du temps imposé par la production d'eau chaude sanitaire dont la température d'utilisation est généralement de 55°C. Ceci implique une température de départ de 65 à 70°C constante. Seule la production d'eau chaude sanitaire par un autre agent énergétique permettrait de moduler la température de départ en fonction de la température extérieure et ainsi de diminuer les pertes de distribution.

La température de retour en centrale, dans la configuration conventionnelle, est assez élevée pour atteindre 50°C avec un chauffage à moyenne température et 35°C dans le meilleur des cas.

4.5 INVENTAIRE DES CONSOMMATEURS POTENTIELS DE CHALEUR

L'inventaire des consommateurs potentiels de chaleur a été réalisé dans un rayon de deux kilomètres du futur forage (figure 4.2). La zone analysée comprend Saint-Maurice, Lavey-Village et Lavey-les-Bains.

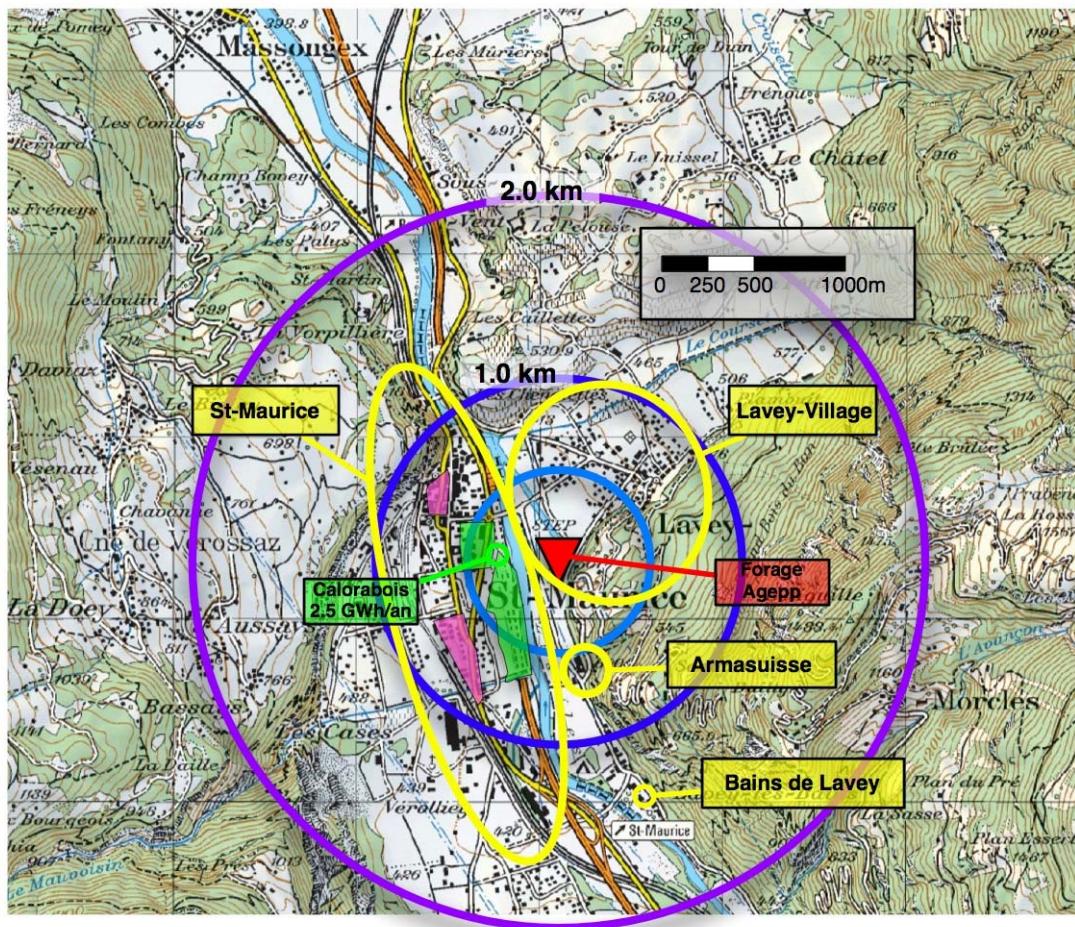


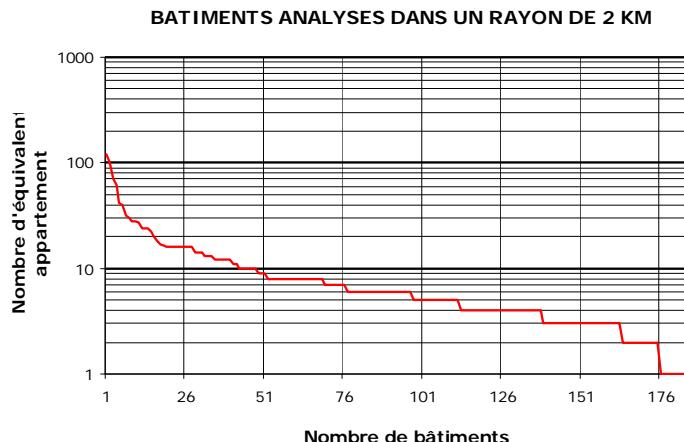
Figure 4.2 : Zone considérée pour évaluer la valorisation de la chaleur

Le CREM de Martigny a participé en 1992 à l'étude Géothermoval, projet d'implantation de forages géothermiques en Valais avec analyse des consommateurs potentiels à proximité des forages. Une analyse du site de Saint Maurice avait été réalisée.

Une actualisation avec complément de ces données pour Lavey-Village, avec l'agent énergétique utilisé, l'âge des équipements, les températures requises par les consommateurs identifiés, leur consommation réelle ou estimée et le mode de production de l'eau chaude sanitaire a été effectuée par le CREM, dans un rayon de deux kilomètres du forage (figure 4.3).

Figure 4.3 :

Nombre d'équivalents appartements répertoriés par le CREM (sans les Bains de Lavey ni les constructions d'Armasuisse).



Certaines consommations ont été estimées, les valeurs effectives n'étant pas disponibles. Ces estimations sont basées sur un indice énergétique choisi en fonction de la période de construction et/ou de rénovation des bâtiments :

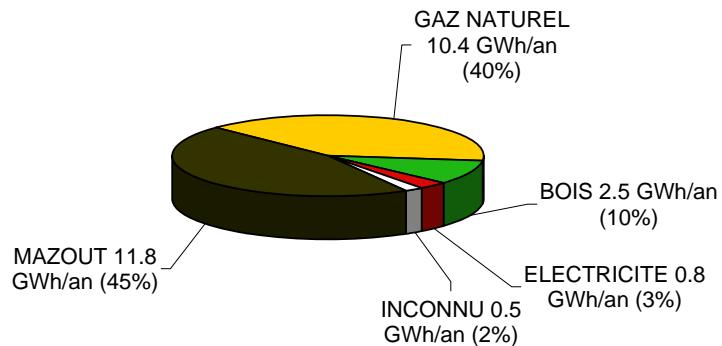
Année de construction	IDC moyen non rénové	IDC moyen après rénovation	IDC moyen après rénovation Minergie
	[MJ/m ² /an]	[MJ/m ² /an]	[MJ/m ² /an]
1920	620	300	210
1950	670	300	210
1970	700	300	210
1980	540	300	210
1990	380		
2000	210		
Minergie	140		
Minergie P	50		

Tableau 4.1 : Indices de consommation en fonction de la période de construction et/ou de la rénovation des bâtiments

Les consommations d'énergie finale par agent énergétique pour Saint-Maurice et Lavey-Village sont indiquées ci-dessous (hors Bains de Lavey, figure 4.4). Le mazout représente la part la plus importante avec 45%, suivi par le gaz naturel, déjà bien implanté dans certains quartiers, qui couvre 40% des besoins. Le réseau de chauffage à distance à bois (Calorabois) couvre quant à lui 10% de la demande totale.

Figure 4.4 :

Répartition des consommations par agents énergétiques (hors Bains de Lavey).



4.5.1 LES BAINS DE LAVEY SA



Source : Site Web des Bains de Lavey SA

Les Bains de Lavey SA consomment actuellement au moins 500'000 m³/an d'eau thermale à 63°C en moyenne (température moyenne à l'entrée du bâtiment). Leurs installations techniques permettent de valoriser la chaleur de cette eau thermale jusqu'à une température de 36°C environ. Cette consommation représente 15.7 GWh/an. Jusqu'à ce jour, une panne majeure, surtout du forage P600, provoque des soucis d'exploitation même en été. Une telle panne, qui se produirait en période de grand froid ou même au printemps et en automne avec du vent fort, ne permettrait probablement pas à l'établissement de poursuivre l'exploitation du grand bassin extérieur.

Une solution permettant d'accroître la sécurité de fourniture représenterait un apport certain pour les Bains et permettrait d'éviter la création d'un troisième forage dans le secteur des puits existants.

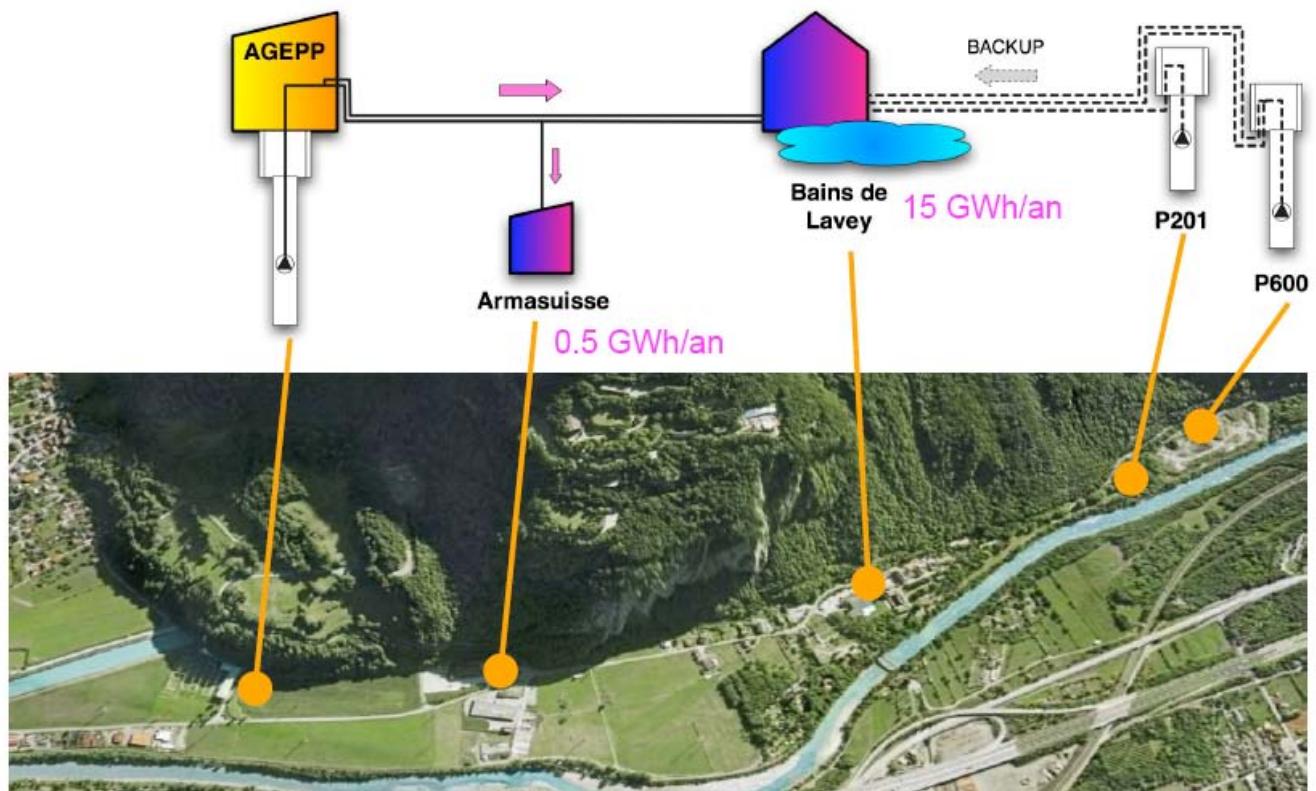


Figure 4.5 : *Futur principe d'alimentation des Bains de Lavey. Le rejet d'eau thermale à 70°C de la centrale géothermique AGEPP est en partie valorisé pour alimenter le site d'Armasuisse et les Bains de Lavey.*

Le pompage dans les forages P201 et P600 n'interviendrait qu'en sécurité, en cas de panne majeure ou d'arrêt de longue durée de la centrale Agepp.

La qualité et le niveau de température de l'eau thermale délivrée devraient correspondre en tout cas à l'état actuel avec éventuellement une température légèrement supérieure.

4.5.2 ARMASUISSE

Armasuisse possède des bâtiments situés à mi-chemin entre l'emplacement envisagé de la centrale Agepp (près de l'usine électrique de Lavey) et les Bains de Lavey. Ils ont manifesté de l'intérêt à pouvoir être fourni en chaleur géothermique pour trois raisons :

- Leur chaufferie actuelle à mazout doit être entièrement revue.
- L'exploitation de ces constructions évolue en fonction des restructurations en cours des sites d'Armasuisse.
- L'évaluation des variantes de production de chaleur qu'effectue Armasuisse favorise les énergies renouvelables.

Si ce projet voit le jour, les études réalisées par le bureau d'ingénieurs TECSA de Sion, indiquent une consommation probable de 450 MWh/an, correspondant à un volume d'eau thermale de 26'000 à 30'000 m³/an.

Le raccordement de ces constructions nécessiterait plus de 900 mètres de conduite, qui ne pourraient pas être amorti, avec une consommation aussi faible, sans la réalisation de la liaison des Bains de Lavey SA à la centrale Agepp. Dans cette configuration, la longueur supplémentaire de conduites n'est que de 80 mètres environ.

4.5.3 SAINT-MAURICE

4.5.4 CHAUFFAGE A BOIS DE LA BOURGEOISIE (CALORABOIS)



Saint Maurice dispose d'un réseau de chauffage à distance, propriété de l'Association Calorabois, qui regroupe la Bourgeoisie et la Commune de Saint-Maurice, alimenté par une centrale à copeaux de bois d'une puissance installée de 1MW. L'infrastructure de la centrale a été prévue dès l'origine pour permettre facilement l'installation d'une seconde chaudière de même puissance.

La centrale de chauffe est située à proximité du pont reliant Lavey Village à St-Maurice. Une séance avec le concepteur de cette installation (M. Michel Anstett – Tecnoservice Engineering SA - Martigny) a permis de réunir les données principales de cet équipement et de discuter des développements futurs envisagés pour ce réseau.

Le réseau alimente actuellement les bâtiments suivants :

- Un immeuble (B1) des années 60-70 propriété de la bourgeoisie situé au sud de la chaufferie.
- Quatre bâtiments (B2 à B5) au standard Minergie
- Le centre sportif qui alimente également le centre scolaire de la Tuilerie.

Un schéma simplifié des équipements est donné ci-dessous (figure 4.6).

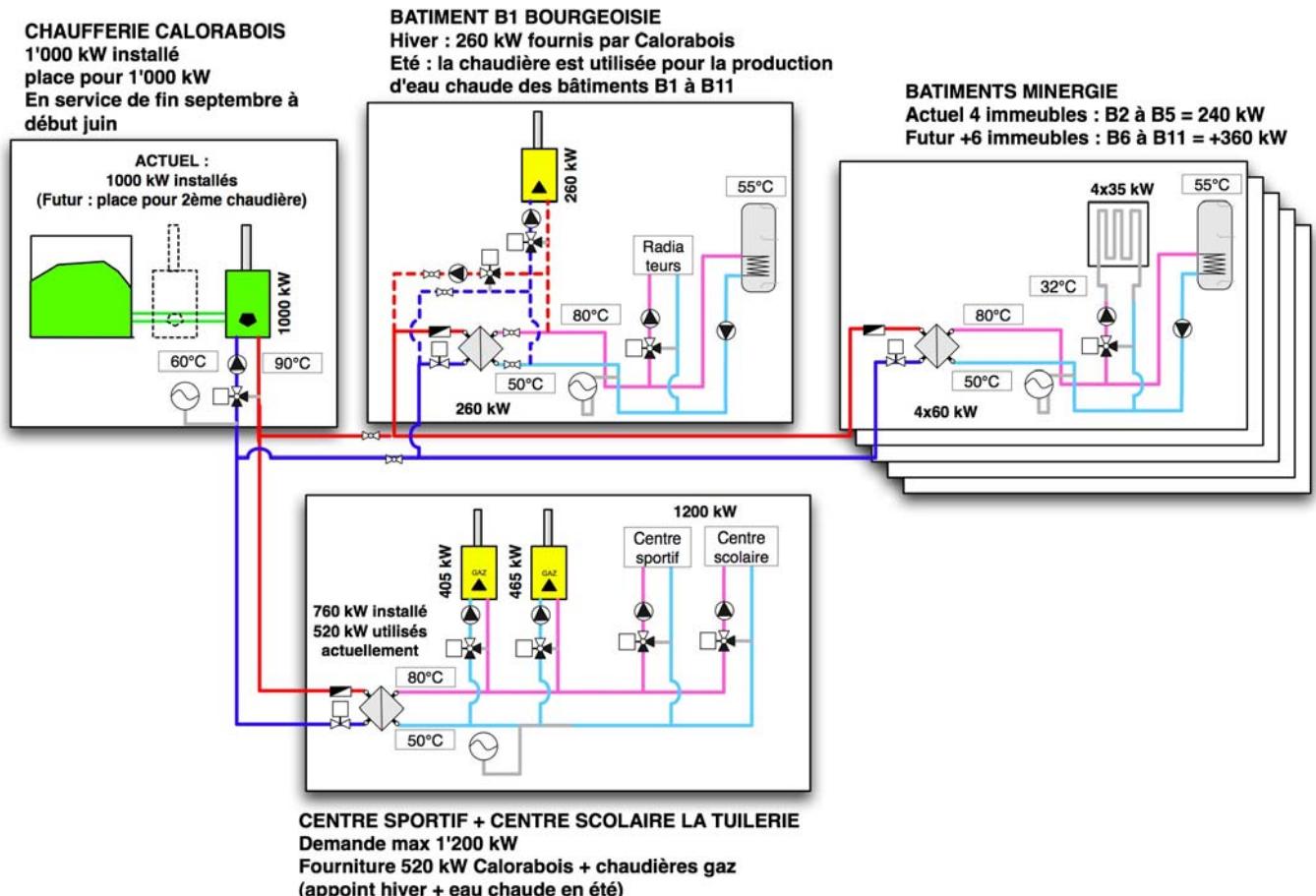


Figure 4.6 : Schéma simplifié des équipements alimentés par le réseau Calorabois.

L'installation fonctionne entre fin septembre et début juin et est arrêtée pendant l'été, la faible demande en chaleur ne permettant pas un fonctionnement correct de la chaudière à bois. Pendant l'été, l'eau chaude sanitaire (ECS) des bâtiments B1 à B5 est produite par la chaudière du bâtiment B1 qui est raccordée sur la conduite à distance par un jeu de vannes. Celle du centre sportif et du centre scolaire est quant à elle produite par les chaudières du centre sportif. Ces chaudières servent d'ailleurs également d'énergie d'appoint en hiver, la puissance totale requise pour ces constructions dépassant la puissance maximale fournie par Calorabois.

Les températures de distribution du chauffage à distance sont élevées en raison d'une part du raccordement du centre sportif et scolaire qui étaient dimensionnés en 80/60°C et d'autre part pour permettre la production d'eau chaude sanitaire avec des équipements économiques à l'achat. Ainsi, même les immeubles Minergie, qui disposent de dalles actives (32°C max. au départ), sont équipés d'échangeurs de chaleur dimensionnés pour une température primaire de 80 à 90°C.

Le prix de revient de la chaleur est actuellement de 8.2 ct/kWh tout compris. Le prix de vente varie selon les clients de 8.0 ct/kWh à 12 ct/kWh. Il est déterminé par l'Association Calorabois.

Le tableau 4.2 fournit les puissances et les consommations pour trois situations :

- Etat 2007 : puissances et consommations actuelles du réseau Calorabois
- Futur « Bois » : valeurs projetées en cas d'installation de la deuxième chaudière à bois et raccordement de tous les futurs immeubles Minergie.
- Futur « Bois+Géothermie » : valeurs projetées en cas de raccordement de la chaufferie Calorabois au réseau de valorisation de chaleur du projet Agepp et raccordement de tous les futurs immeubles Minergie.

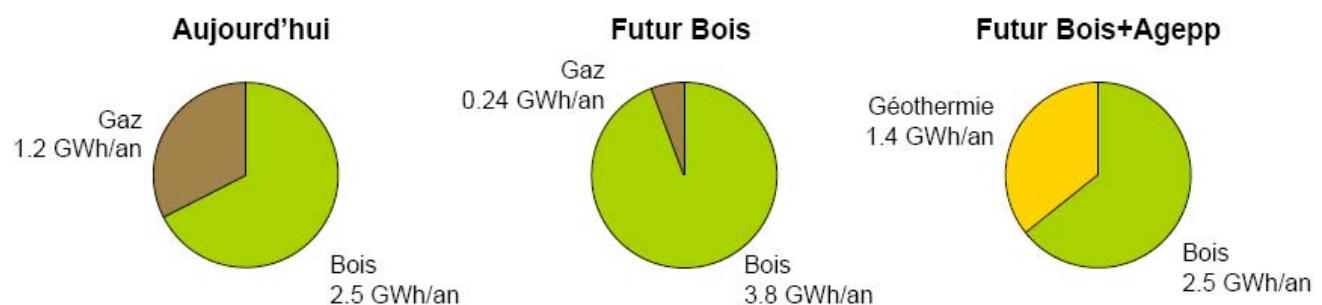


Figure 4.7 : Consommation actuelle de Calorabois en fonction des agents énergétiques et possibilités futures.

Tableau 4.2 : Puissances et consommations de Calorabois pour la situation actuelle et pour deux variantes possibles dans le futur

CALORABOIS	Unités	Consommation	AGENT ENERGETIQUE			Production
			Bois	Fossile	Géothermie	
			sept-avril	hiver+été	hiver+été	
Etat 2007 :						
Puissance installée	kW		1'000	870	0	1'870
Puissance souscrite CAD	kW	1'020				
Puissance requise TOT	kW	1'750				
Energie utile	MWh/an	3'160	2140	1'020		
Energie finale	MWh/an	3'700	2500	1'200		
Futur "Bois"						
Puissance installée	kW		2'000	400	0	2'400
Puissance souscrite CAD	kW	2'010				
Puissance requise TOT	kW	2'110				
Energie utile	MWh/an	3'460	3260	200		
Energie finale	MWh/an	4'071	3835	235		
Futur "Bois+Géothermie"						
Puissance installée	kW		1'000	0	1200	2'200
Puissance souscrite CAD	kW	2'010				
Puissance requise TOT	kW	2'110				
Energie utile	MWh/an	3'460	2140	0	1'320	
Energie finale	MWh/an	3'889	2500	0	1'389	

L'installation de la deuxième chaudière à bois (Futur « Bois ») permettrait d'étendre le réseau de chauffage aux futurs immeubles Minergie et de fournir la totalité de la puissance au complexe sportif et scolaire. Cependant, le problème de la production d'eau chaude sanitaire en été serait toujours là. La consommation d'énergie fossile serait fortement réduite mais pas annulée.

La variante de raccordement de la chaufferie Calorabois à la géothermie permettrait également le développement du réseau avec l'avantage d'offrir une alternative intéressante pour l'été avec un prix de la chaleur certainement compétitif. La consommation d'énergie fossile serait ainsi totalement évitée. L'énergie, qui pourrait être fournie dans la situation actuelle, serait d'environ 1 GWh/an pour atteindre environ 1.3 GWh/an à saturation.

4.5.5 ZONES RETENUES POUR ST-MAURICE

Une analyse par zones des relevés effectués par le CREM a été réalisée. Le plan sur la figure 4.8 illustre les différentes zones déterminées en fonction du type de construction et de leur densité, de l'agent énergétique relevé, ainsi que les températures de départ chauffage maximales actuelles.

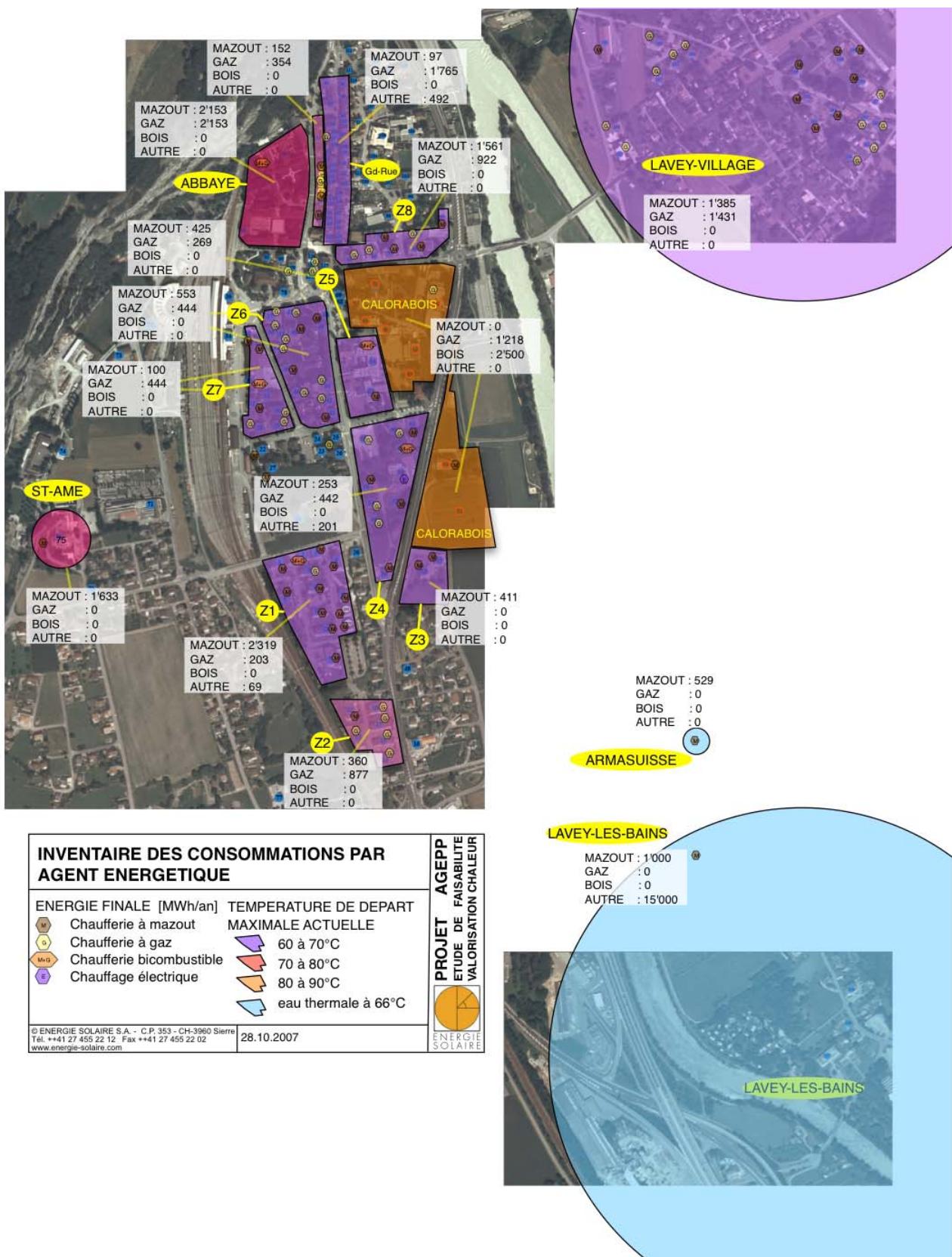


Figure 4.8 : Inventaire des consommations par agent énergétique dans la région de Lavey – St-Maurice.

Tableau 4.3 : Inventaire et bilan des consommations actuelles détaillés en fonction des différents secteurs géographiques analysés

ZONE	Nœud	ENERGIE FINALE [MWh/an]	MAZOUT [MWh/an]	% mazout	GAZ [MWh/an]	% gaz	BOIS [MWh/an]	% bois	AUTRE [MWh/an]	% autre	DC MOYEN [MJ/m ² /an]	°T DEPART MAX CHAUFFAGE	SURFACE DE REFERENCE ESTIMÉE
Z1	M	2'591	2'319	90%	203	8%	0	0%	69	3%	522	57	17'878
Z2	N	1'237	360	29%	877	71%	0	0%	0	0%	547	58	8'144
Z3	K	411	411	100%	0	0%	0	0%	0	0%	700	60	2'112
Z4	J	896	253	28%	442	49%	0	0%	201	22%	391	53	8'256
Z5	G	694	425	61%	269	39%	0	0%	0	0%	431	65	5'800
Z6	H	997	553	55%	444	45%	0	0%	0	0%	592	60	6'061
Z7	I	544	100	18%	444	82%	0	0%	0	0%	677	60	2'896
Z8	D	2'483	1'561	63%	922	37%	0	0%	0	0%	575	55	15'552
75 CLINIQUE ST-AME	O	1'633	1'633	100%	0	0%	0	0%	0	0%	0	65-70	0
ABBAYE	E	4'306	2'153	50%	2'153	50%	0	0%	0	0%	620	60-75	25'000
AGAUNE	T	534	152	29%	354	66%	0	0%	28	5%	462	58	4'160
GRAND-RUE	U	2'871	97	3%	1'765	61%	0	0%	492	17%	0	0	17'480
CALORABOIS	C	3'718	0	0%	1'218	33%	2'500	67%	0	0%	0	90	0
TOTAL ST-MAURICE		22'916	10'017	44%	9'091	40%	2'500	11%	790	3%			113339
LAVEY-VILLAGE	S	2'816	1'385	49%	1'431	51%	0	0%	0	0%	535	53	18'952
ARMASUISSE	Q	529	529	100%	0	0%	0	0%	0	0%		60	
BAINS	R	16'000	1'000	6%		0%		0%	15'000	94%		60	
TOTAL LAVEY-LES-BAINS		16'529	1'529	9%	0	0%	0	0%	15'000	91%	0		
TOTAL GENERAL		42'262	12'932	31%	10'522	25%	2'500	6%	15'790	37%			

La **zone Z1** est intéressante, car elle regroupe 13 immeubles, de taille importante (plus de 10 logements par bâtiment en moyenne), pratiquement tous avec des chaufferies à mazout.

La **zone Z2** comporte 6 immeubles, cependant ils sont majoritairement reliés au réseau de gaz.

La **zone Z3** comporte deux immeubles de 12 appartements chacun, actuellement chauffés au mazout.

La **zone Z5** est également intéressante car elle ne nécessiterait que deux introductions dont le foyer St-Joseph qui consomme actuellement plus de 500 MWh/an (gaz/mazout).

Les **zones Z4, Z6 et Z7** ont été analysées car elles se situent entre les zones les plus intéressantes. Elles ne représentent pas une consommation très importante, ni une densité d'habitation très grande.

La **Zone Z8** présente une forte densité d'habitation avec comme agent énergétique principal le mazout.

La **clinique St-Ame**, bien que située à l'écart présente un intérêt important. Elle consomme en effet 160'000 litres de mazout par année pour une puissance installée de 810 kW et une seule introduction.

L'**Abbaye de Saint-Maurice** représente également un consommateur potentiel très important. La puissance installée atteint 2.9 MW avec une chaufferie centralisée mazout-gaz. Un plan d'assainissement est en cours pour réduire la puissance de moitié. Même après ces travaux, qui visent également à réduire les températures de certains réseaux qui étaient à eau surchauffée, la consommation prévue devrait rester très importante et dépasser 3 GWh/an. La température de départ chauffage maximale du couvent est de 70 à 75°C et celle du collège de 60 à 65°C. Une seule introduction du chauffage à distance serait nécessaire, car la chaufferie est centralisée.

La **Grand-Rue et l'Avenue d'Agaune**, bien que présentant un potentiel de consommation important, sont raccordées majoritairement au réseau de gaz et présentent un taux de difficulté élevé pour la création d'un réseau de chauffage à distance.

4.5.6 LAVEY-VILLAGE

Un inventaire des bâtiments comprenant plusieurs appartements et situés dans le rayon de deux kilomètres du forage a également été réalisé par le CREM à Lavey-Village. Une quarantaine de constructions ont ainsi été relevées.

La consommation totale est évaluée à environ 2'400 MWh/an dont 51% de mazout et 49% de gaz naturel. Les difficultés principales mise en évidence pour la création d'un chauffage à distance à Lavey-Village sont :

- peu de « gros » consommateurs de chaleur
- très faible densité d'habitation
- présence importante du gaz naturel
- distance importante du forage

4.6 POTENTIEL DE FOURNITURE DE CHALEUR

La probabilité de raccorder un immeuble actuellement chauffé au mazout ou à l'électricité en direct est nettement plus grande que pour un immeuble raccordé au gaz naturel. Ceci est encore renforcé par le fait que la construction d'un réseau de chauffage à distance en parallèle à celui du gaz naturel conduirait à un échec commercial des deux réseaux, à moins que le réseau de gaz ne soit vétuste ou qu'un arrangement soit conclu avec le gestionnaire du réseau de gaz (plan directeur énergétique par exemple).

Le potentiel de production de chaleur par le réseau Agepp a donc été défini sur la base des hypothèses suivantes :

Agent énergétique actuel	Probabilité de raccordement au réseau Agepp
Mazoût	60%
Gaz naturel	30%
Autre	20%
Rendement admis de 85% entre énergie annuelle finale (combustible) et énergie annuelle utile (chaleur)	

Ces hypothèses, appliquées aux relevés effectués par le CREM, conduisent au tableau 4.4 ci-après

ZONE	Nœud	CHALEUR UTILE TOTALE [MWh/an] Hyp : rendement transformation 85%	CHALEUR UTILE AGEPP [MWh/an] Hyp : 60% du mazout 30% du gaz 20% des autres sauf bois	PART AGEPP ENVISAGEABLE	ÉNERGIE FINALE [MWh/an]	ET DÉPART MAX CHAUFFAGE	SURFACE DE RÉFÉRENCE ESTIMÉE
Z1	M	2'202	1'466	67%	2'591	57	17'878
Z2	N	1'052	479	46%	1'237	58	8'144
Z3	K	349	246	71%	411	60	2'112
Z4	J	762	325	43%	896	53	8'256
Z5	G	590	336	57%	694	65	5'800
Z6	H	848	465	55%	997	60	6'061
Z7	I	463	193	42%	544	60	2'896
Z8	D	2'111	1'213	57%	2'483	55	15'552
75 CLINIQUE ST-AME	O	1'388	1'388	100%	1'633	65-70	0
ABBAYE	E	3'660	1'938	53%	4'306	60-75	25'000
AGAUNE	T	454	203	45%	534	58	4'160
GRAND-RUE	U	2'441	686	28%	2'871	0	17'480
CALORABOIS	C	3'160	1'035	33%	3'718	90	0
TOTAL ST-MAURICE		19'479	9'974	51%	22'916		113339
LAVEY-VILLAGE	S	2'394	1'260	53%	2'816	53	18'952
ARMASUISSE	Q	450	450	100%	529	60	
BAINS	R	15'000	15'000	100%	16'000	60	
TOTAL LAVEY-LES-BAINS		15'450	15'450	100%	16'529		
TOTAL GENERAL		37'323	26'684	71%	42'262		

Tableau 4.4 : Potentiel de fourniture de chaleur par le réseau CAD Agepp détaillé par secteurs géographiques

La quantité d'énergie utile totale, qui pourrait être fournie par le réseau de valorisation de chaleur Agepp, dans les zones identifiées, atteint 26.7 GWh/an. La répartition entre les différents secteurs est la suivante :

Secteur	St-Maurice	Calorabois	Lavey-Village	Bains de Lavey *
Energie tot. utile	8.9 GWh/an	1.0 GWh/an	1.3 GWh/an	15.0 GWh/an

* y.c. armasuisse

Pour évaluer quelles zones sont économiquement rentables, il s'agit maintenant de déterminer par quel type de réseau et à quel prix cette énergie peut être transportée.

4.7 TRANSPORT ET DISTRIBUTION DE LA CHALEUR

4.7.1 VARIANTE 1 : CHAUFFAGE A DISTANCE CONVENTIONNEL

Cette variante est la solution classique pratiquée dans la plupart des réseaux de chauffage à distance. Elle consiste en un réseau de conduites doubles (aller et retour), en circuit fermé, qui est alimenté en chaleur par un échangeur qui prélève la chaleur de l'eau thermale. Chez les utilisateurs, un deuxième échangeur fournit l'énergie demandée par le circuit de chauffage du client.

Ces deux niveaux d'échangeur diminuent cependant la plage de valorisation de la chaleur contenue dans l'eau thermale, augmentant ainsi sa température de rejet. Un compteur de chaleur comptabilise l'énergie consommée par les utilisateurs.

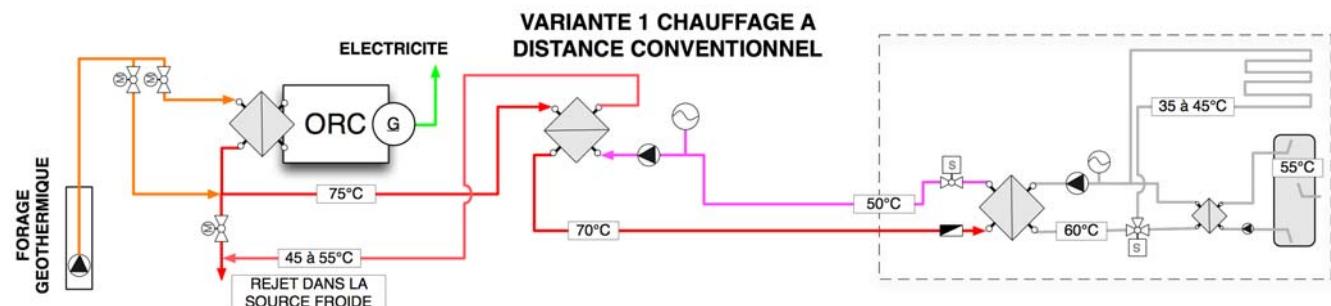


Figure 4.9 : Schéma qui illustre la variante "CAD conventionnel" (variante 1).

4.7.2 VARIANTE 2 : DISTRIBUTION D'EAU THERMALE

Cette variante consiste à fournir directement de l'eau thermale par le biais d'une seule conduite. Chez les utilisateurs, une hiérarchisation des installations selon leur niveau de température requis, permet de valoriser la chaleur contenue dans l'eau thermale. Généralement plusieurs échangeurs de chaleur sont nécessaires. L'eau thermale refroidie est ensuite rejetée. Ce type d'installation est très simple et ne requiert qu'un seul niveau d'échangeur. La plage de valorisation est maximale, car l'eau thermale est vendue au volume, ce qui encourage les utilisateurs à optimiser les performances de leurs installations pour valoriser son contenu énergétique au maximum. Les installations des Bains de Lavey fonctionnent sur ce principe depuis les années 1970. Dans leur cas, l'eau thermale refroidie est bien évidemment utilisée pour les différents bassins avant son rejet. Elle nécessiterait cependant un rejet de l'eau chez les utilisateurs dans le réseau des eaux claires.



Figure 4.10 : Schéma qui illustre la variante "Chauffage par distribution d'eau thermales" (variante 2).

4.7.3 VARIANTE 3 : CIRCULATION D'EAU THERMALE

Cette variante représente un « mélange » des deux variantes précédentes. Elle reprend le principe d'une circulation d'eau entre la centrale et les utilisateurs de la variante 1 mais par un circuit ouvert d'eau thermale. Elle présente l'avantage de ne nécessiter qu'un seul niveau d'échangeur, comme la variante 2. La plage de valorisation s'en trouve légèrement augmentée par rapport à la variante 1, mais reste inférieure à celle de la variante 2.

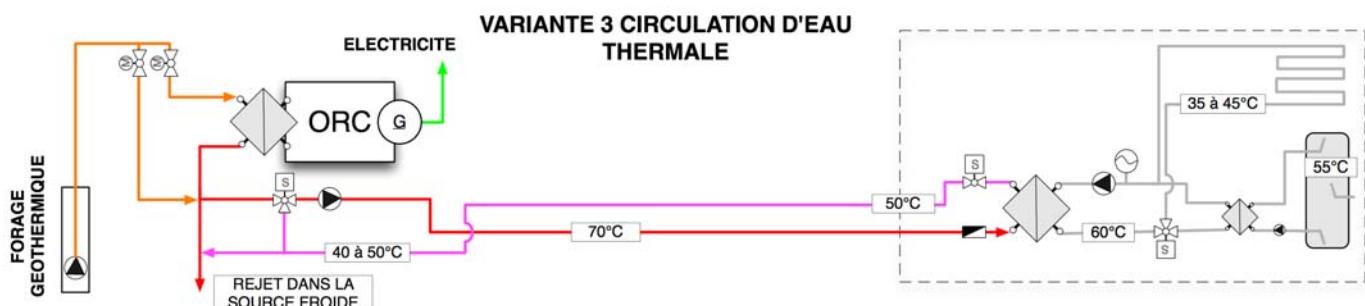


Figure 4.11 : Schéma qui illustre la variante "CAD par circulation d'eau thermale" (variante 3).

4.7.4 AVANTAGES ET INCONVENIENTS DES VARIANTES

Le tableau ci-dessous donne un comparatif des trois variantes de réseau de valorisation de chaleur. Les critères de comparaison sont pondérés et une note leur est attribuée.

Tableau 4.5 : Comparatif des trois variantes de valorisation de la chaleur

Descriptif variante	Chauffage à distance classique			Distribution d'eau thermale			Circulation d'eau thermale			
	VARIANTE 1			VARIANTE 2			VARIANTE 3			
Pondération	Appréciation	Note pondérée (1 à 3 x pondération)	Remarques	Appréciation	Note pondérée (1 à 3 x pondération)	Remarques	Appréciation	Note pondérée (1 à 3 x pondération)	Remarques	
Technique éprouvée	3	+	9		+	9		+/-	6	Réseaux d'eau chaude sanitaire
Dépôts / encrassement des échangeurs des clients	3	+	9	eau morte contrôlée	-	3	eau agressive envers les métaux et risque de dépôt de glairine	-	3	eau agressive envers les métaux et risque de dépôt de glairine
Coûts du réseau	3	+/-	6	double conduite	+	9	simple conduite	-	3	double conduite inox pour gros diamètres
Pertes de chaleur	1	-	1	double conduite + ΔT faible	+	3	simple conduite	-	1	double conduite + ΔT moyen
Nombre d'étages d'échangeurs	2	-	2	1 en centrale + 1 chez le client	+	6	1 chez le client	+	6	1 chez le client
Encourage une valorisation optimale de la chaleur géothermique	2	-	2	non car vente de chaleur	+	6	oui car vente de m3 d'eau thermale	-	2	non car vente de chaleur
Adaptation nécessaire des installations des clients	3	+	9	généralement pas	-	3	oui	+	9	généralement pas
Production d'eau chaude sanitaire en semi-direct	1	+/-	2	oui mais puissance limitée	+	3	oui	+/-	2	oui mais puissance limitée
Sous-stations préfabriquées disponibles	3	+	9	oui	-	3	primaire en inox	-	3	primaire en inox
Note moyenne pour chauffage et eau chaude uniquement			5.4			5.0			3.9	
Adapté pour établissement thermal	3	-	3	non	+	9	oui	-	3	non eau thermale polluée
Note moyenne pour chauffage, eau chaude et eau thermale			4.2			7.0			3.4	

Pour la production de chaleur et d'eau chaude sanitaire, le chauffage à distance classique (Var. 1) obtient la meilleure note, suivi de très près par la distribution d'eau thermale (Var. 2). Bien que présentant de nombreux avantages, la variante 2 présente les défauts et/ou risques suivants :

- La nature agressive de l'eau thermale impose l'utilisation de composants en acier inoxydable pour le primaire des sous-stations. Des sous-stations préfabriquées ne sont donc pas utilisables.
- Pour exploiter de manière optimale la chaleur contenue dans l'eau thermale, les installations des clients doivent être modifiées dans la majorité des cas.
- L'eau thermale de Lavey provoque actuellement un dépôt de « glairine » (substance organique gélatineuse liée à la présence de silice) dans les échangeurs du centre thermal, imposant à l'exploitant un nettoyage des échangeurs chaque année. Si un tel dépôt se produisait dans les échangeurs des clients, il pourrait compromettre l'exploitation d'un tel réseau en nécessitant des interventions à répétitions.

En revanche la variante 2 est la seule compatible avec les Bains de Lavey, qui ont besoin d'eau thermale neuve et des conduites de qualité alimentaire. Quant à la variante 3, elle n'a que peu d'intérêts car elle reprend les défauts principaux des variantes 1 et 2.

4.7.5 VARIANTE RETENUE

L'analyse ci-dessus conduit donc à ne retenir que la variante de chauffage à distance classique pour la valorisation de la chaleur à St-Maurice et Lavey-Village et celle de distribution d'eau thermale imposée par les Bains pour Armasuisse et les Bains-de-Lavey. Le schéma de principe simplifié retenu est indiqué ci-dessous.

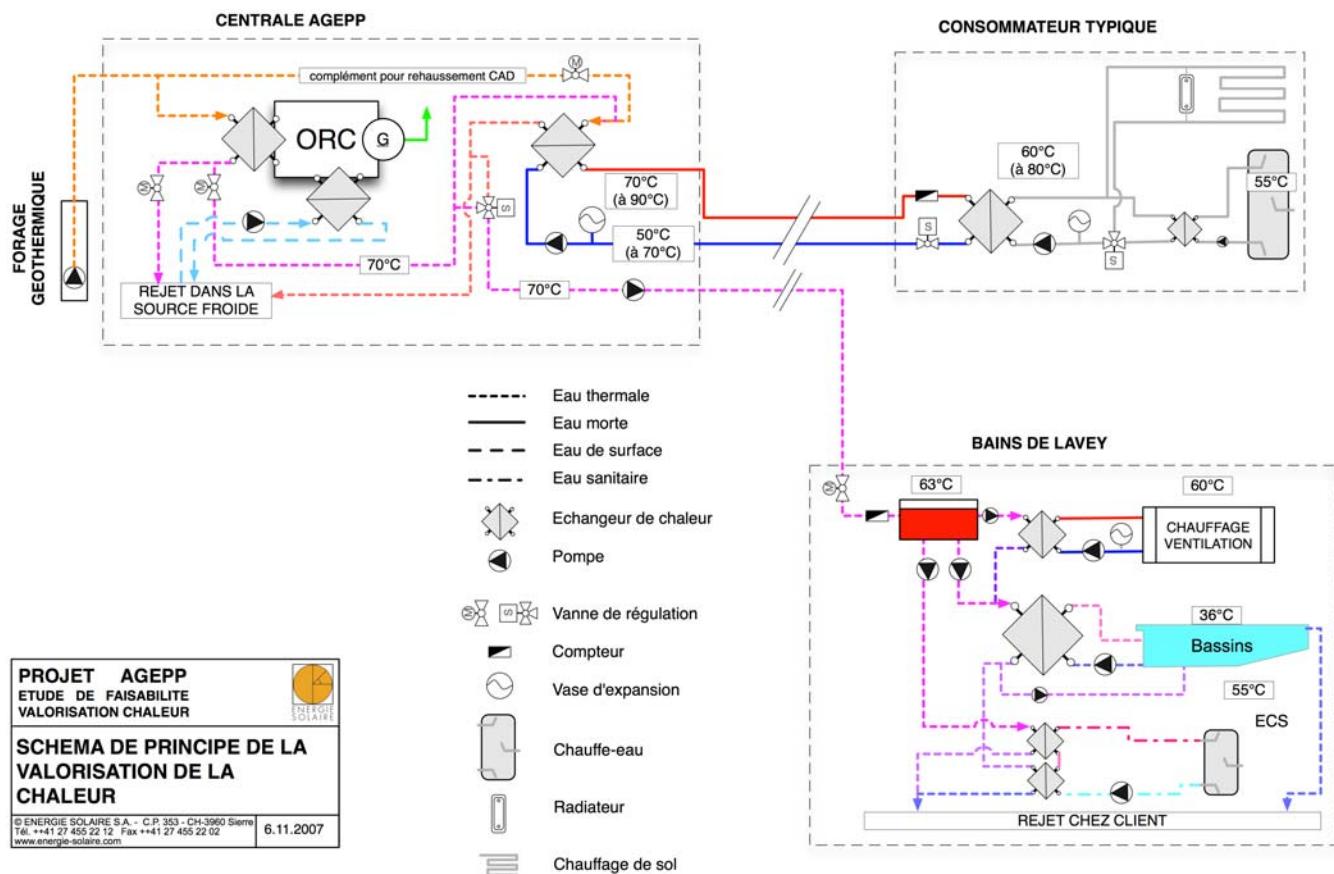


Figure 4.12 : Schéma qui illustre la variante de CAD retenue.

4.8 ÉVALUATION ECONOMIQUE

4.8.1 MÉTHODE

Le principe adopté pour l'évaluation économique reprend celui de l'étude préliminaire. Celui-ci proposait d'évaluer le réseau de chauffage à distance sur la base d'un prix de revient de la chaleur à l'introduction chez les usagers de 8 ct/kWh. Ce prix était décomposé selon la règle suivante :

- 3 ct/kWh pour le réseau de transport (conduites principales sans raccordement des bâtiments)
- 3 ct/kWh pour les conduites de raccordement et les introductions dans les bâtiments
- 2 ct/kWh de marge minimale de valorisation de la chaleur

Une esquisse du réseau de transport alimentant les différentes zones identifiées a été établie de manière à déterminer les diamètres nécessaires et les longueurs de conduites. Les coûts ont été déterminés pour les diamètres supérieurs à 125 mm à l'aide des prix indicatifs établis par les Services Industriels de Lausanne pour des conduites en acier isolées et pour les petits diamètres et les conduites d'eau thermales, en conduites plastiques flexibles isolées, sur la base de tarifs indicatifs de génie civil et des prix des fournitures.

Dans une ville comme Lausanne, les Services Industriels attribuent un budget similaire aux conduites de transport et aux conduites de branchement des bâtiments.

Pour St-Maurice, la configuration est relativement différente. En effet, les zones retenues présentent une densité d'habitation relativement importante sans toutefois atteindre celle d'une ville comme Lausanne. La part des conduites de transport s'en trouve donc augmentée. De plus certaines zones (Calorabois, Abbaye, St-Ame) ne comportent qu'un seul branchement à l'extrémité de la conduite de transport. Enfin, certains tronçons n'ont aucun branchement.

Cette analyse a donc pris en compte ces particularités en incluant l'estimation du coût des branchements des immeubles.

Un amortissement sur 20 ans avec un taux d'intérêt de 6.5% a permis de déterminer les annuités (9%) à prendre en compte pour le calcul du prix spécifique par kilowattheure.

4.8.2 ANALYSE DU RESEAU GLOBAL

La première analyse a pour objectif de déterminer quels segments du réseau ne pourront pas être amortis dans des conditions normales et doivent par conséquent être abandonnés ou reportés dans le temps.

Le tableau ci-dessous indique pour chaque tronçon, le prix de revient cumulé de la chaleur en fonction de la topologie du réseau.

Attention : ce prix ne comprend pas la maintenance et l'entretien du réseau, ni les frais de pompage et d'exploitation et pas non plus le prix d'achat de la chaleur ! Il ne s'agit que de l'augmentation du prix de la chaleur engendré par la distribution entre centrale et usager.

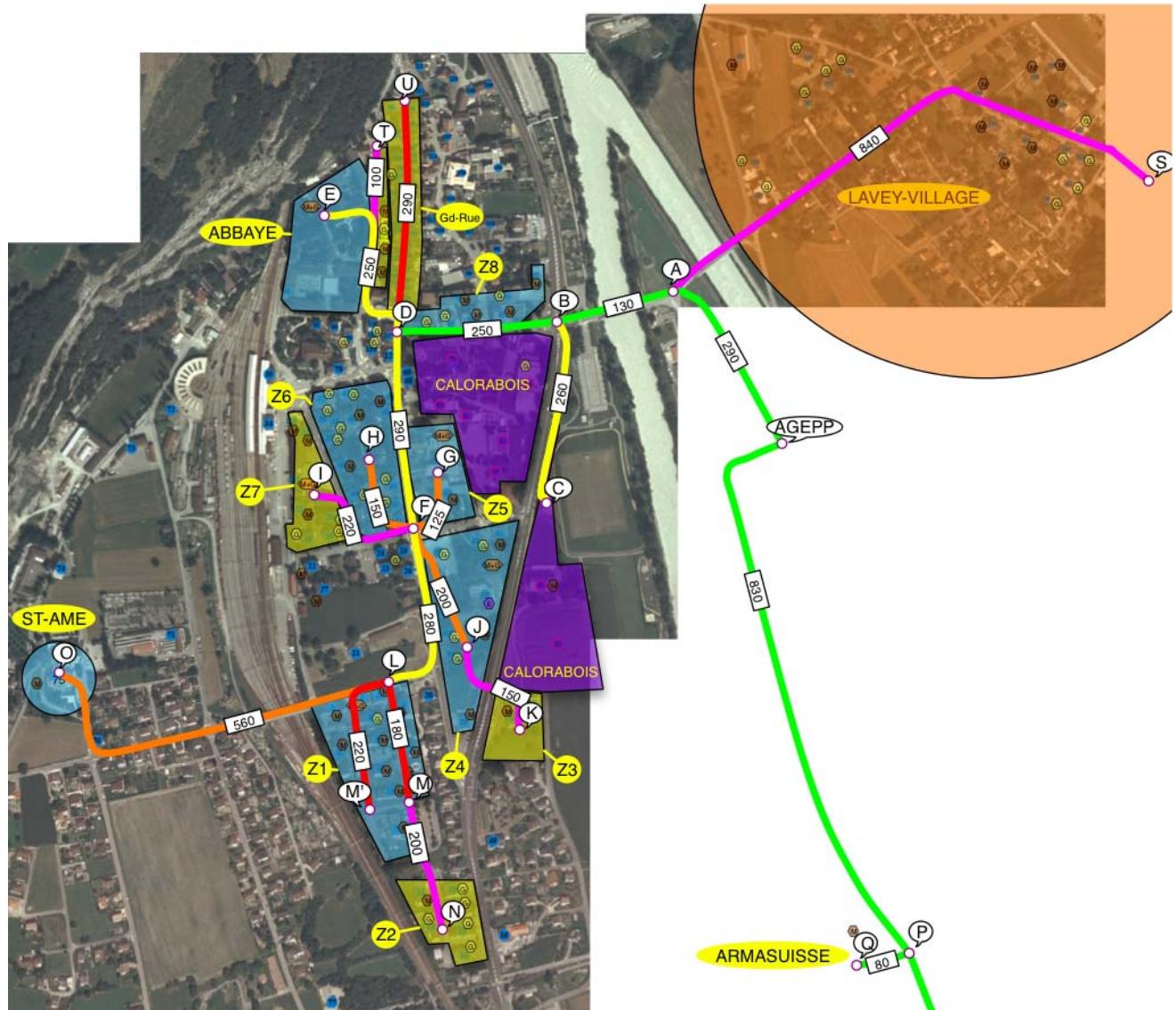
Tableau 4.6 : *Prix de revient cumulé de la chaleur en fonction de la typologie du réseau (situation avec l'ensemble des zones identifiées).*

TOPOLOGIE RESEAU CAD			TRANSPORT								DISTRIBUTION		RESEAU TRANSPORT+DISTRIBUTION VARIANTE ECO (MIXTE)					
Tronçon	Début	Fin	Longueur [m]	Consommateurs [MWh/an]	Consom Cumul [MWh/an]	P max [MW]	Type	prix réseau [CHF/m]	Coût [CHF]	annuités (I=6.5% Am=20 ans taux 9%)	prix de revient [ct/kWh]	Plus value pour distribution fine et introductions [% du transport]	Coût total [CHF]	annuités (I=6.5% Am=20 ans taux 9%)	prix de revient [ct/kWh]			
1	AGEPP	A	290	193	11'234	11'234	6.8	CAD	2'800	812'000	73'080	0.65	5% réserve	40'600	852'600	76'734	0.7	
2	A	B	130	193	9'974	9'974	6.2	CAD	2'800	364'000	32'760	0.98	5% réserve	18'200	382'200	34'398	1.0	
3	B	C	CALORABOIS	260	1'035	1'035	1.0	NAP	1'501	390'294	35'126	4.37	10% 1 branch.	39'029	429'323	38'639	4.8	
4	B	D	Z8	250	1'213	8'939	8'939	5.2	CAD	2'800	700'000	63'000	1.68	40% 5 branch.	280'000	980'000	88'200	2.0
5	D	E	ABBAYE	250	1'938	1'938	1.5	NAP	1'501	375'282	33'775	3.43	15% 1 branch.	56'292	431'575	38'842	4.0	
6	D	F		290	193	4'899	4'899	2.7	CAD	2'400	696'000	62'640	2.96	5% réserve	34'800	730'800	65'772	3.4
7	D	U	GRAND-RUE	290	686	686	686	0.3	NAP	846	245'410	22'087	4.90	200% multiples bran	490'819	736'229	66'261	11.7
8	E	T	AGAUNE	100	203	203	203	0.1	NAP	846	84'624	7'616	7.17	200% multiples bran	169'248	253'872	22'848	15.3
9	F	G	Z5	125	336	336	336	0.2	NAP	846	105'780	9'520	5.80	70% 2 branch.	74'046	179'826	16'184	8.2
10	F	H	Z6	150	465	465	465	0.2	NAP	846	126'936	11'424	5.42	160% 5 branch.	203'098	330'034	29'703	9.7
11	F	I	Z7	220	193	193	193	0.1	NAP	846	186'173	16'756	11.62	160% 5 branch.	297'876	484'049	43'564	25.9
12	F	J	Z4	200	325	571	571	0.3	NAP	846	169'248	15'232	5.63	120% 5 branch.	203'098	372'346	33'511	9.2
13	J	K	Z3	150	246	246	246	0.1	NAP	846	126'936	11'424	10.27	70% 2 branch.	88'855	215'791	19'421	17.1
14	F	L		280	479	3'334	3'334	2.0	CAD	2'400	672'000	60'480	4.78	5% réserve	33'600	705'600	63'504	5.3
15	L	M	Z1	395	1'466	1'945	1'945	1.2	NAP	1'501	592'946	53'365	7.52	100% 10 branch.	592'946	1'185'892	106'730	10.7
16	M	N	Z2	200	479	479	479	0.2	NAP	846	169'248	15'232	10.70	130% 5 branch.	220'022	389'270	35'034	18.1
17	L	O	CLINIQUE ST-AME	560	1'388	1'388	1'388	0.8	NAP	846	473'894	42'650	7.85	10% 1 introduction	47'389	521'284	46'916	8.6
TOTAL SAINT-MAURICE			4'140		9'974	9'974			6'290'771	566'169	5.68	46%		2'889'920	9'180'691	826'262	8.3	
18	A	S	LAVEY-VILLAGE	840	1'260	1'260	1'260	0.6	NAP	846	710'842	63'976	5.73	100% multiples bran	1'344'000	2'054'842	184'936	15.4
19	AGEPP	P		830	450	15'450	15'450	5.9	NAP	835	693'303	62'397	0.40	10% réserve	69'330	762'634	68'637	0.4
20	P	Q	ARMASUISSE	80	450	450	450	0.2	NAP	469	37'501	3'375	1.15	80% 1 introduction	30'001	67'501	6'075	1.8
21	P	R	BAINS	680	15'000	15'000	15'000	5.8	NAP	835	568'008	51'121	0.74	15% 1 introduction	85'201	653'209	58'789	0.8
TOTAL LAVEY-LES-BAINS			1'590		15'450	15'450			1'298'812	116'893	0.76	14%		184'532	1'483'344	133'501	0.9	
TOTAL GENERAL			6'570		26'684	26'684			8'300'424	747'038	2.80	53%		4'418'452	12'718'876	1'144'699	4.3	

Cinq zones, dans le secteur de Saint-Maurice, (Grand-Rue, Agaune, Z2, Z3 et Z7) présentent un prix de revient supérieur à 11 ct/kWh pour le transport et la distribution de la chaleur. Ces zones sont donc abandonnées pour la suite de l'analyse. La zone de Lavey-Village pose également un problème de prix de revient très élevé (>15 ct/kWh) en raison de la faible demande de chaleur relevée et d'une densité de consommation trop faible.

Le secteur de Lavey-les-Bains, grâce à une consommation très élevée, permet d'atteindre un prix de revient de moins de 1 ct/kWh malgré une longueur de réseau de plus de 1'500 mètres. Le prix moyen de revient du transport de chaleur, si on prend en compte les Bains de Lavey, est de 2.8 ct/kWh et celui incluant la distribution de 4.3 ct/kWh.

La carte ci-dessous illustre le réseau analysé et quelles zones et tronçons de réseau sont abandonnés.



ANALYSE ECONOMIQUE DES CONDUITES DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION		PROJET AGEPP ETUDE DE FAISABILITE VALORISATION CHALEUR
Prix de revient [CHF/kWh]		
de 0 à 3	Zone Calorabois	
de 3 à 6	Zone Lavey-Village	
de 6 à 10	Zone retenue	
de 10 à 15	Zone abandonnée	
plus de 15		

© ENERGIE SOLAIRE S.A. - C.P. 353 - CH-3960 Sierre
Tél. +41 27 455 22 12 Fax +41 27 455 22 02
www.energie-solaire.com 16.11.2007



Figure 4.13 : Plan qui illustre l'analyse économique en fonction des conduites de transport et de distribution.

4.8.3 ANALYSE DU RESEAU OPTIMISE

Le tableau ci-dessous indique que le prix de revient de la chaleur fournie par le réseau de chauffage à distance (transport et distribution) est de 6.9 ct/kWh en moyenne pour le secteur de Saint-Maurice, il est de plus de 15 ct/kWh pour Lavey-Village et n'est que de 0.9 ct/kWh pour Les Bains de Lavey.

Attention : ce prix ne comprend pas la maintenance et l'entretien du réseau, ni les frais de pompage et d'exploitation et pas non plus le prix d'achat de la chaleur ! Il ne s'agit que de l'augmentation du prix de la chaleur engendré par la distribution entre centrale et usager.

Tableau 4.7 : Prix de revient cumulé de la chaleur en fonction de la typologie du réseau (situation avec les zones retenues).

TOPOLOGIE RESEAU CAD			TRANSPORT										DISTRIBUTION			RESEAU TRANSPORT+DISTRIBUTION VARIANTE ECO (MIXTE)			
Tronçon	Début	Fin	Longueur [m]	Consommateurs [MWh/an]	Consom Cumul [MWh/an]	P max [MW]	Type	prix réseau [CHF/m]	Coût [CHF]	annuités (i=6.5% Am=20 ans -> taux 9%)	prix de revient [ct/kWh]	Plus valeur pour distribution fine et introductions [% du transport]	Coût [CHF]	Coût total [CHF]	annuités (i=6.5% Am=20 ans -> taux 9%)	prix de revient [ct/kWh]			
1	AGEPP	A	290	325	9'426	9'426	5.7	CAD	2'800	812'000	73'080	0.78	5%	réserve	40'600	852'600	76'734	0.8	
2	A	B	130	325	8'166	8'166	5.1	CAD	2'800	364'000	32'760	1.18	5%	réserve	18'200	382'200	34'398	1.2	
3	B	C CALORABOIS	260	1'035	1'035	1'035	1.0	NAP	1'501	390'294	35'126	4.57	10%	1 branch.	39'029	429'323	38'639	5.0	
4	B	D Z8	250	1'213	7'131	7'131	4.1	CAD	2'600	650'000	58'500	2.00	40%	5 branch.	260'000	910'000	81'900	2.4	
5	D	E ABBAYE	250	1'938	1'938	1'938	1.5	NAP	1'501	375'282	33'775	3.74	15%	1 branch.	56'292	431'575	38'842	4.4	
6	D	F	290	325	3'980	3'980	2.0	CAD	2'400	696'000	62'640	3.57	5%	réserve	34'800	730'800	65'772	4.0	
9	F	G Z5	125	336	336	336	0.2	NAP	846	105'780	9'520	6.41	70%	2 branch.	74'046	179'826	16'184	8.9	
10	F	H Z6	150	465	465	465	0.2	NAP	846	126'936	11'424	6.03	160%	5 branch.	203'098	330'034	29'703	10.4	
12	F	J Z4	200	325	325	325	0.2	NAP	846	169'248	15'232	8.26	120%	5 branch.	203'098	372'346	33'511	14.4	
14	F	L	280	1'388	2'854	2'854	1.5	NAP	1'501	420'316	37'828	4.90	5%	réserve	21'016	441'332	39'720	5.4	
15	L	M Z1	395	1'466	1'466	1'466	0.7	NAP	846	334'265	30'084	6.95	100%	10 branch.	334'265	668'530	60'168	9.5	
17	L	O CLINIQUE ST-AME	560	1'388	1'388	1'388	0.8	NAP	846	473'894	42'650	7.97	10%	1 introduction	47'389	521'284	46'916	8.8	
TOTAL SAINT-MAURICE			3'180		8'166	8'166			4'918'015	442'621	5.42	27%		1'331'833	6'249'848	562'486	6.9		
															5'820'529	523'847			
18	A	S LAVEY-VILLAGE	840	1'260	1'260	1'260	0.6	NAP	846	710'842	63'976	5.08	100%	multiples bran	1'344'000	2'054'842	184'936	15.5	
19	AGEPP	P		830	450	15'450	15'450	5.9	NAP	835	693'303	62'397	0.40	10%	réserve	69'330	762'634	68'637	0.4
20	P	Q ARMASUISSE	80	450	450	450	0.2	NAP	469	37'501	3'375	1.15	80%	1 introduction	30'001	67'501	6'075	1.4	
21	P	R BAINS	680	15'000	15'000	15'000	5.8	NAP	835	568'008	51'121	0.74	15%	1 introduction	85'201	653'209	58'789	0.4	
TOTAL LAVEY-LES-BAINS			1'590		15'450	15'450			1'298'812	116'893	0.76	14%		184'532	1'483'344	133'501	0.9		
TOTAL GENERAL			5'610		24'876	24'876			6'927'669	623'490	2.51	41%		2'860'365	9'788'034	880'923	3.5		
TOT. GENERAL SANS LAVEY			4'770		23'616	23'616			6'216'827	559'514	2.37	24%		1'516'365	7'733'192	695'987	2.9		
TOT. GENERAL SANS BAINS			4'020		9'426	9'426			5'628'857	506'597	5.37	48%		2'675'833	8'304'690	747'422	7.9		

Le prix moyen global, très fortement influencé par Les Bains de Lavey qui représentent les 2/3 de la consommation, est de 3.5 ct/kWh, ce qui est très nettement inférieur à la cible de 6 ct/kWh.

Si on ne prend en compte que St-Maurice et Lavey-Village, le prix moyen passe à 7.9 ct/kWh.

4.8.4 COMPARAISON AVEC D'AUTRES AGENTS ENERGETIQUES

Une comparaison avec d'autres agents énergétiques aux prix actuels mais en intégrant la taxe sur le CO₂ qui entrera en vigueur en 2008, donne les résultats ci-dessous. Les prix indiqués ne comprennent pas les éventuelles taxes de raccordement ni l'amortissement des installations en aval de l'équipement de production de chaleur et ni l'amortissement des locaux privés affectés au chauffage. Ils indiquent le prix à la sortie de l'appareil de production de chaleur (chaudière ou échangeur) :

Tableau 4.8 : Comparaison avec d'autres agents énergétiques, afin d'évaluer le prix de vente de la chaleur.

Agent énergétique		Gaz (CICG)	Gaz SI Lausanne	Mazout	CAD Unterhaching	CAD SI Lausanne	CAD	CAD
							SI	Neuchâtel
							Calorabois	St-Maurice
Fraction utile chauffage	[\cdot]	0.9	0.9	0.8	0.95	0.95	0.95	0.95
Fraction utile ECS	[\cdot]	0.7	0.7	0.65	0.8	0.8	0.8	0.8
Energie finale chauffage	[kWh/an]	104'938	104'938	118'056	99'415	99'415	99'415	99'415
Energie finale eau chaude	[kWh/an]	48'571	48'571	52'308	42'500	42'500	42'500	42'500
Energie finale totale	[kWh/an]	153'510	153'510	170'363	141'915	141'915	141'915	141'915
Puissance installée	[kW]	77	77	85	71	71	71	71
Fraction utile globale	[\cdot]	0.84	0.84	0.75	0.91	0.91	0.91	0.91
Indice dépense énergie	[MJ/m ² /an]	406	406	451	376	376	376	376
Prix énergie finale HT	[ct/kWh]	9.63	9.56	8.90	7.93	8.10	11.48	9.3 à 11.2
Abonnement/Loc. compteur	[CHF/an]	120	120		364	compris	compris	compris
Taxe Puissance	[CHF/an]	compris	compris		2986	compris	compris	compris
tonnes de CO ₂ produit	[t/a]	30.4	30.4	44.8	0.0	0.0	0.0	0.0
Taxe CO ₂ (2008)	[CHF/an]	365	365	538	0	0	0	0
Coût énergie finale	[CHF/an]	15'264	15'153	15'168	14'608	11'495	16'289	15'611
Entretien chaud+brûl	[CHF/an]	550	550	700	200	200	200	200
Ramonage	[CHF/an]	80	80	155	0	0	0	0
Cout total	[CHF/an]	15'894	15'783	16'023	14'808	11'695	16'489	15'811
Prix total du kWh HT	[ct/kWh]	10.4	10.3	9.4	10.4	8.2	11.6	9.4 à 11.3
Prix total du kWh TTC	[ct/kWh]	11.1	11.1	10.1	11.2	8.9	12.5	10 à 12

On constate que mis à part le chauffage à distance de Lausanne extrêmement bon marché, le prix de la chaleur, frais et taxes compris, est supérieur à 10 ct/kWh et atteint 11 ct/kWh en moyenne pour les chauffages à distance analysés.

Le prix de vente de la chaleur pourrait donc être supérieur aux 8 ct/kWh retenus lors de l'étude préliminaire. Un prix de vente de 10 ct/kWh rendrait le chauffage à distance Agepp encore attractif par rapport aux énergies fossiles avec l'avantage d'une stabilité de prix indéniable en regard de l'évolution du prix du mazout et du gaz et de l'introduction de la taxe sur le CO₂.

4.8.5 EXPLOITATION DU RESEAU

4.8.5.1 HYPOTHESES

L'exploitation du réseau comprend en plus des annuités d'intérêt et d'amortissement des investissements du réseau, les frais d'entretien des infrastructures ainsi que les frais de pompage. Les frais d'entretien du réseau de 2%, selon les normes SIA, ont été réduits à 1.5% compte tenu que la part très importante des conduites de transport qui ne nécessitent pratiquement pas d'entretien. La durée d'amortissement avait en revanche été réduite à 20 ans alors que la valeur usuelle de la norme est de 30 ans. Les pertes de chaleur du réseau ont été admise à 10% à ce stade de l'étude.

4.8.5.2 RESULTATS

Le prix d'achat de la chaleur de rejet de la centrale Agepp n'est pas encore déterminé, car il dépend de l'exploitation de cette centrale qui est analysé par le module « Production d'électricité ». Les résultats d'exploitation ci-dessous n'indiquent donc que l'évolution du prix minimum de vente de la chaleur pour différents prix d'achat de la chaleur de rejet.

Tableau 4.9 : *Evolution du prix minimum de vente de la chaleur pour différents prix d'achat de la chaleur de rejet.*

EXPLOITATION DU RESEAU CAD COMPLET		Prix d'achat de la chaleur de rejet de la centrale Agepp		
		Var 1	Var 2	Var 3
Investissement réseau CAD	[CHF]	10'000'000	10'000'000	10'000'000
Energie annuelle achetée (hypoth. pertes de 10%)	[MWh/an]	27'778	27'778	27'778
Energie annuelle vendue	[MWh/an]	25'000	25'000	25'000
Annuités CAD	[CHF/an]	900'000	900'000	900'000
Frais de maintenance et d'entretien	[CHF/an]	150'000	150'000	150'000
Frais de pompage	[CHF/an]	36'000	36'000	36'000
Total des frais annuels de transport et de distribution	[CHF/an]	1'086'000	1'086'000	1'086'000
Prix de revient transport et distribution chaleur	[ct/kWh]	4.3	4.3	4.3
Prix d'achat de la chaleur de rejet	[ct/kWh]	2.0	4.0	6.0
Achat chaleur à la centrale Agepp	[CHF/an]	555'556	1'111'111	1'666'667
Coûts totaux annuels	[CHF/an]	1'641'556	2'197'111	2'752'667
Prix de vente moyen minimal de la chaleur	[ct/kWh]	6.6	8.8	11.0

4.9 ANALYSE DES RISQUES POUVANT COMPROMETTRE LA FAISABILITE (CRITERES « KILLERS »)

4.9.1 CONFLIT AVEC LE RESEAU DE GAZ NATUREL

Le réseau de gaz est très présent à Saint-Maurice et à Lavey-Village. La mise en place dans les mêmes rues d'une infrastructure de distribution de gaz et de chauffage à distance conduirait inévitablement à un échec commercial des deux réseaux.

Une coordination du développement de ces deux réseaux sera indispensable pour gérer ce conflit. Un plan directeur énergétique pourrait le cas échéant être établi de manière à créer des zones réservées aux différents agents de réseau présents. Ce conflit a été implicitement pris en compte pour la détermination du potentiel de valorisation de chaleur. Une probabilité de raccordement de 30% seulement, des bâtiments actuellement chauffés au gaz naturel, a été admise contre 60% de ceux chauffés au mazout.

4.9.2 TEMPERATURE DE DEPART DE L'EAU THERMALE ET DU CHAUFFAGE A DISTANCE

Une température de départ du chauffage à distance de 70°C suffit à satisfaire plus de 80% de la demande.

Seuls les 20% restants requièrent une température de départ supérieure pendant la période de grand froid pouvant atteindre 90°C. Cependant cette élévation de température ne concerne qu'un faible nombre d'heures par année comme le montre la figure ci-après.

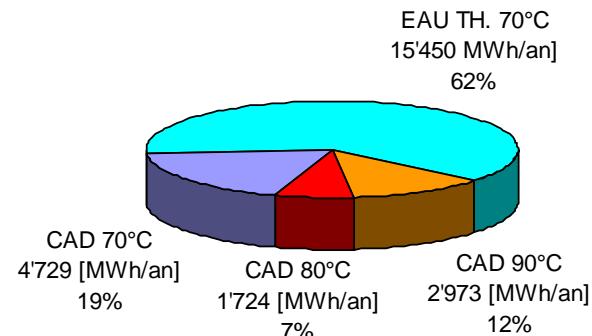


Figure 4.14 : Répartition des consommations annuelles en fonction des températures de départ actuelles du CAD.

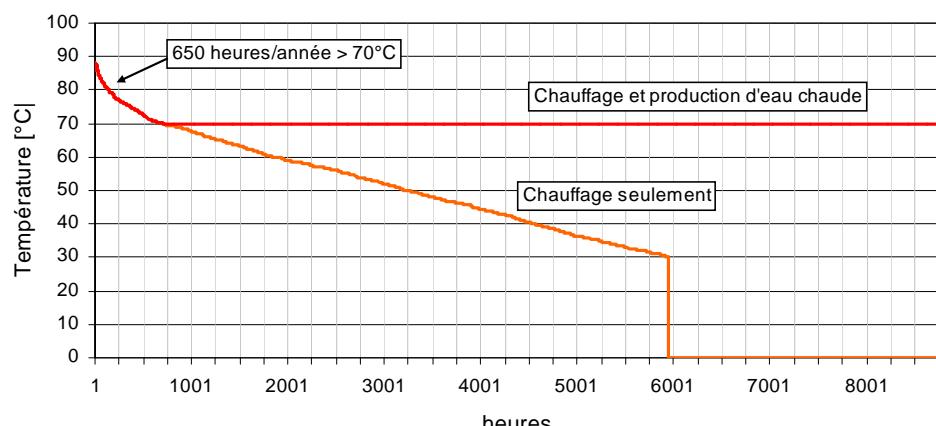


Figure 4.15 : Températures de départ CAD classées.

4.9.3 RISQUE DE DEPOT DANS LES ECHANGEURS DE CHALEUR

Comme évoqué dans le comparatif des variantes de transport de chaleur, un dépôt de « glairine » se produit dans les échangeurs de chaleur du centre thermal. Ce dépôt engendre une diminution des performances des échangeurs, nécessitant un démontage pour nettoyage chaque année. Ce risque a conduit à mettre de côté la variante de chauffage à distance utilisant l'eau thermale comme fluide caloporteur.

Après analyse plus fine des installations existantes des Bains, il apparaît que le dépôt de « glairine » ne se produit qu'en aval du réservoir d'entrée en béton, dans lequel les eaux sont mélangées et mises à l'air libre. Dans l'ensemble des conduites et armatures qui ont été inspectées lors du remplacement de la pompe immergée du puits P600, aucun dépôt n'a été observé.

Dans la phase suivante de l'étude de faisabilité, une analyse des conditions de formation de ce dépôt devra être faite, car un système de nettoyage des échangeurs raccordés à l'eau thermale pourrait le cas échéant être nécessaire.

4.9.4 NECESSITE D'UNE PRODUCTION DE CHALEUR EN CAS DE PANNE DE CENTRALE AGEPP

La création d'un réseau de chauffage à distance implique également une sécurité de fourniture de la chaleur. En cas de panne majeure de la centrale géothermique, une chaufferie à gaz devra pouvoir la remplacer. Les Bains disposent des forages existants donc sont indépendants. La puissance requise serait de 4 MW si un maintien en place de certaines chaufferies existantes était envisageable à 6 MW si ce n'est pas le cas. Le prix estimatif d'un tel équipement peut être estimé entre 40 et 70 CHF/kW soit, pour une chaudière de 5 MW, un montant de 200'000 CHF à 350'000 CHF y compris raccordement, accessoires et régulation. A ce montant, il faut encore ajouter le raccordement au réseau de gaz qui devra être évalué pour la suite de l'étude de faisabilité avec la Société du Gaz de la Plaine du Rhône.

Si l'on considère en première hypothèse un coût total maximal de 500'000 CHF, les annuités de cet équipement seraient de 45'000 CHF/an. Ces frais supplémentaires engendrent une légère augmentation du prix de revient du kWh de 0.18 à 0.34 ct/kWh sans prise en compte du prix d'achat du combustible.

4.10 CONCLUSIONS

4.10.1 POTENTIEL DE VALORISATION

Les relevés, réalisés par le CREM sur 200 bâtiments, ont permis de quantifier les consommations d'énergie finale par agent énergétique pour Saint-Maurice et Lavey-Village. La consommation totale des immeubles analysés par le CREM s'élève à 26 GWh/an sans Lavey-les-Bains. Le mazout représente la part la plus importante avec 45%, suivi par le gaz naturel avec 40% des besoins.

Une analyse des différentes zones identifiées a permis de déterminer quelle part de la consommation actuelle serait fournie par le réseau de chauffage géothermique. L'hypothèse de base est que 60% des bâtiments actuellement chauffés au mazout passeraient à la géothermie, 30% de ceux qui le sont au gaz et 20% des autres. Le potentiel de fourniture de chaleur atteindrait 8.94 GWh/an pour Saint-Maurice (sans Calorabois) et 1.26 GWh/an pour Lavey-Village

Le réseau de chauffage à distance (CAD) de l'association Calorabois couvre quant à lui 10% de la demande totale. La chaufferie à bois est actuellement à saturation et une variante de raccordement de la chaufferie Calorabois à la géothermie plutôt que l'installation de la deuxième chaudière à bois a été imaginée. Cette variante permettrait également le développement du réseau avec un apport de puissance important en hiver, avec l'avantage d'offrir une alternative intéressante pour l'été. En effet la puissance fournie par la géothermie est modulable de 0 à 100%, ce qui n'est pas le cas d'une chaudière à bois, pour laquelle seule une accumulation de chaleur permet cette modulation de puissance. L'énergie qui serait fournie par la géothermie en complément au bois pourrait atteindre environ 1.04 GWh/an dans la situation actuelle.

La quantité totale de chaleur valorisable par le chauffage à distance (CAD) Agepp atteindrait donc 11.2 GWh/an. A cette énergie s'ajoute encore celle des Bains-de-Lavey et de Armasuisse, dont la consommation totale dépasse 15 GWh/an.

4.10.2 PRIX DE VENTE DE LA CHALEUR

Un comparatif des prix de revient de la chaleur de différents agents énergétiques a mis en évidence qu'un prix de vente de la chaleur Agepp de 10 à 11 ct/kWh serait un prix attractif.

4.10.3 EVALUATION ECONOMIQUE DU RESEAU CAD

Pour la fourniture de chaleur à Saint-Maurice, la configuration avec un réseau de chauffage à distance conventionnel a été retenue. L'analyse économique du réseau CAD de transport et de distribution de chaleur a conduit à abandonner certaines zones à Saint-Maurice, pour lesquelles le prix de revient du transport et de la distribution de chaleur dépassait 11 ct/kWh.

Le raccordement de Lavey-Village devrait également être abandonné car le prix de revient de la chaleur pour cette branche du réseau s'élève à 14.7 ct/kWh.

Pour la fourniture d'eau thermale aux Bains de Lavey une distribution comprenant des conduites flexibles de qualité alimentaire apparaît comme la seule solution envisageable.

Les coûts totaux du réseau CAD et de la liaison vers Lavey-les-Bains avec maintien de l'alimentation de Lavey-Village s'élèvent à 9'800'000 CHF.

Les frais totaux annuels se montent à 1'064'000 CHF/an dont 881'000 CHF/an pour les intérêts (6.5%) et l'amortissement (20 ans).

Ce réseau permet de fournir 24.9 GWh/an au total dont 9.4 GWh/an à St.-Maurice et Lavey-Village et 15 GWh/an à Lavey-les-Bains et Armasuisse. Le prix de revient moyen de la chaleur serait de 4.3 ct/kWh.

Les projections de l'exploitation du réseau CAD indiquent que selon le prix d'achat de la chaleur de rejet de la centrale Agepp de 2, 4 ou 6 ct/kWh, le prix de vente moyen minimal serait de 6.6, 8.8 et 11.0 ct/kWh. Ces prix seraient donc très attractifs par rapports aux autres agents énergétiques.

4.10.4 BILAN DES CRITERES "KILLERS"

Conflit avec les autres agents de réseau

Une coordination du développement des réseaux de gaz naturel, de chauffage à distance à bois et du futur réseau de chauffage à distance Agepp sera indispensable pour la suite du projet. Un plan directeur énergétique pourrait le cas échéant être établi de manière à créer des zones réservées aux différents agents de réseau présents. Ce conflit a été implicitement pris en compte dans cette première phase d'étude.

Température de départ du réseau de chauffage à distance

Certains consommateurs retenus requièrent une température supérieure à 70°C pendant la période de froid extrême. La température devra pouvoir être rehaussée à 90°C. Cependant la durée de ce relèvement de température est très courte puisque elle n'est que de 650 heures par année. Techniquement cette élévation ne pose pas de problèmes particuliers mais elle réduit la production d'électricité pendant cette période.

Risque de dépôt dans les échangeurs de chaleur avec l'eau thermale

Dans certaines conditions, à préciser dans la phase suivante de l'étude, un dépôt de matière gélatineuse, la « glairine », pourrait se produire dans les échangeurs. Il semble pour l'instant que ce dépôt soit lié à l'aération de l'eau thermale et à son stockage dans des réservoirs en béton dans le cas des Bains. Cependant, si ce dépôt se produit aussi dans d'autres conditions, un équipement adéquat ou un changement de type d'échangeur pourrait induire des coûts supplémentaires.

Nécessité d'une production de chaleur en cas de panne de la centrale Agepp

La création d'un chauffage à distance rend forcément la disponibilité en chaleur, pour les usagers, dépendante de la centrale de chauffe. Celle-ci doit donc pouvoir assurer une production permanente de chaleur. Une chaudière de secours devra donc impérativement être installée. Son emplacement, son type et son coût devront être précisé dans la phase suivante de l'étude. Toutefois, une première estimation des coûts indique que son impact sur le prix de revient de la chaleur est de l'ordre de 0.2 à 0.3 ct/kWh, ce qui ne pose pas de problème majeur.

Les hypothèses de base, qui avaient été retenues dans le cadre de l'étude préliminaire, ont, dans une large mesure, pu être confirmées. Toutes les conditions analysées, dans le cadre de la valorisation de chaleur, indiquent donc qu'aucun élément majeur ne compromet la suite du projet et que la deuxième phase de l'étude de faisabilité peut être entamée.

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

Les études réalisées durant la présente phase B1 ont permis de mettre en évidence et d'analyser les principales incertitudes et les risques majeurs dans les trois principaux domaines qui concernent le PROJET AGEPP À LAVEY, à savoir le captage et le rejet des eaux thermales, la production d'électricité avec des fluides de moyenne enthalpie (100 à 120°C), ainsi que la valorisation de la chaleur de rejet.

Aucun critère killer, susceptible de compromettre de manière définitive la poursuite du projet, n'a été mis en évidence.

La faible minéralisation (< 2 g/l), la concentration minime en métaux lourds, ainsi que les niveaux de température attendus pour le fluide profond (entre 100°C et 120°C) ont été confirmées par la simulation géochimique. La faisabilité de rejeter les eaux thermales, après les avoir mélangées avec les eaux de refroidissement du module de conversion électrique, a été prouvée pour le cas d'exploitation le plus défavorable. Par contre, des incertitudes majeures subsistent quant à la localisation effective du réservoir profond et à la présence éventuelle de formations sédimentaires aquifères pincées au sein des roches cristallines, à l'état de la fissuration à 3 km de profondeur, ainsi qu'à l'estimation des coûts de perforation d'un forage incliné long d'environ 3'800 m.

La faisabilité du module de conversion électrique a été démontrée, en particulier par rapport à la puissance (800 à 1'400 kW), aux conditions opérationnelles, aux dimensions, aux matériaux, ainsi qu'aux coûts des équipements requis (entre 14 et 16 Mio CHFr, y.c. coûts du forage profond). Les risques principaux ont été identifiés et des solutions ont déjà été trouvées et évaluées pour une grande partie d'entre eux. Ils se situent notamment au niveau du système de refroidissement (conditions de prélèvement pour éviter un pompage, qualité de l'eau de refroidissement) et des échangeurs (corrosion, érosion, fuites du liquide organique binaire, croissance organique). La variante recommandée est celle d'une cogénération avec une température de départ CAD à 70°C. L'emplacement idéal pour la future centrale géothermique se situe à proximité de l'usine hydroélectrique de Lavey.

La faisabilité technique du futur réseau CAD Agepp a été démontrée, aussi bien au niveau du potentiel de fourniture de la chaleur que du concept de transport et de distribution de la chaleur, de type conventionnel à l'exception de l'eau thermale fournie aux Bains de Lavey et à Armasuisse avec des conduites souples en PE. Les besoins en énergie thermique qui pourraient être couverts par le réseau CAD Agepp dans un rayon de 2 km autour de la future centrale géothermique, ont été estimés de manière prudente à 25 GWh par an, en tenant compte de pertes estimées à 10%.

Les évaluations économiques montrent que les coûts de production d'électricité pourraient varier entre 12 cts/kWh (exploitation de 120°C à 70°C avec valorisation de la chaleur de rejet à 4 cts/kWh_{th}) et 35 cts/kWh (de 100°C à 70°C avec valorisation de la chaleur uniquement pour les Bains de Lavey). Ces coûts ont été calculés avec un prix du forage estimé à 8 Mio CHFr, qui ne tient pas compte d'éventuels surcoûts engendrés par des problèmes majeurs lors de la perforation. Les projections d'exploitation du réseau CAD, indépendants du prix du forage qui serait entièrement affecté aux producteurs d'électricité, indiquent un investissement de l'ordre de 10 Mio CHFr. Le prix de vente moyen de la chaleur pourrait être très attractif par rapport aux autres agents énergétiques. Il pourrait varier, en fonction d'un prix d'achat de la chaleur de rejet compris entre 2 et 6 cts/kWh_{th}, entre environ 7 et 11 cts/kWh_{th}.

Les incertitudes majeures pour la réussite du projet Agepp à Lavey sont donc les suivantes :

- Débit d'exploitation et dans une moindre mesure température de l'eau en tête de forage;
- Localisation et dans une moindre mesure nature du réservoir profond;
- Etat de la fissuration à 3 km de profondeur, orientation des fissures aquifères;
- Coûts du forage profond, liés aux risques techniques et aux inconnues géologiques.

L'importance de réduire ces incertitudes par des études et des investigations ciblées en phase B2 du projet est ressortie lors du workshop technique qui s'est tenu à Lausanne le 27 novembre 2007 avec les experts du comité scientifique (cf. Annexe C). Le programme provisoire des études à réaliser présenté par le Chef de projet (tableau 5.1) a été discuté et commenté. Il a été proposé d'établir pour chaque étude un cahier des charges et un budget détaillés, en collaboration avec les futurs mandataires. Le programme détaillé pour la phase B2 devra faire l'objet d'une présentation au Comité de pilotage (COPIL) et au Comité scientifique (COSCIEN) lors d'un workshop technique prévu en janvier 2008 à Lausanne. Il a été recommandé de donner la priorité aux études du module "Captage et rejet des eaux thermales", étant donné que la faisabilité technique de la cogénération et de la valorisation de la chaleur de rejet ont été en grande partie déjà prouvées en phase B1.

D'ores et déjà, des pistes ont été évoquées pour obtenir des informations significatives supplémentaires sur l'aquifère profond et pour connaître de manière plus précise les coûts de forage :

- Connaissance de l'aquifère profond : vérifier la fissuration régionale (orientation des fractures majeures aquifères, inclinaison, persistance et pénétration en profondeur);
- Modèle géologique 3D : vérifier la possibilité de réinterpréter la ligne de sismique réflexion réalisée dans le cadre du projet PNR 20 (ligne W5), localiser de manière plus précise la structure sédimentaire pincée dans le massif cristallin;
- Sismicité : établir un inventaire des séismes dans la région, si possible, caractériser et localiser les séismes liés à une fracturation hydraulique (profondeur), préciser le champ des contraintes;
- Forage profond : définir une stratégie de forage, établir le design du futur puits profond, analyser divers scénarii, préparé une soumission afin d'obtenir un prix indicatif.

Tableau 5.1 : *Programme des études proposées pour la phase B2 du projet Agepp (décembre 2007 – juin 2008), comparé à celles déjà effectuées durant la phase B1*

	PHASE B1					PHASE B2					Workshop	Rapport final	
	07.07	08.07	09.07	10.07	11.07	déc.07	janv.08	févr.08	mars.08	avr.08	mai.08	juin.08	2008
Montage projet et requêtes													
Direction et coordination projet													
CAPTAGE ET REJET EAUX PROFONDES	Coordination module, séances, rapports												
	Connaissances de l'aquifère profond												
	Géologie et modélisation 3D												
	Géochimie												
	Sismicité, simicité induite												
	Environnement												
	Analyse des risques												
	Stratégie + dimensionnement du forage												
	Soumission forage + coûts												
PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ	Coordination module, séances, rapports												
	Systèmes ORC ou autres (état de l'art)												
	Potentiel de production d'électricité												
	Risques de faisabilité												
	Optimisation de la production d'électricité												
	Planification installations + coûts												
	Injection courant dans réseau												
	Refroidissement système ORC + coûts												
	Coûts de production (prix du kWh _e)												
VALORISATION DE LA CHALEUR	Coordination module, séances, rapports												
	Besoins thermiques (cadastre utilisateurs)												
	Potentiel de production de chaleur												
	Risques de faisabilité												
	Planification installations + coûts												
	Réseau de distribution												
	Optimisation de la valorisation												
	Refroidissement et rejets												
	Coûts de production (prix du kWh _{th})												
AUTORISATIONS COMMUNICATION SPONSORING	Aspects juridiques												
	Information et communication												
	Autorisations et conventions												
	Supports pour présentations, site WEB												
	Articles, publications, presse												
	Montage financier, recherche sponsors												
	Finalisation du rapport et édition												
	Workshop (2x) + contrôle de qualité												
	Business Plan												

Pour le module "Production d'électricité", les performances du module ORC devront être précisées sur la base de la variante d'exploitation retenue (cogénération avec départ CAD à 70°C), en optimisant le fluide de travail. Le cycle KALINA devra aussi être pris en considération et comparé au niveau technique et économique avec le cycle ORC (une visite de l'installation de Unterhaching est à prévoir).

Pour le module "Valorisation de la chaleur", il s'agit de planifier et de vérifier la faisabilité d'une mise en place par étapes du futur CAD Agepp. Des visites de réseaux CAD installés récemment en Suisse romande sont à prévoir pour vérifier d'éventuels problèmes majeurs et pour profiter de l'expérience pratique acquise par les exploitants.

Pour terminer, en phase B2 une analyse de sensibilité devra être réalisée pour déterminer l'impact du prix du forage sur la rentabilité de la future centrale géothermique.



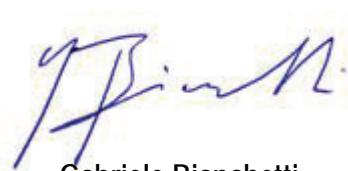
Alpgeo Sàrl – Hydrogéologues Conseils
SIERRE



eneftech innovation SA
LAUSANNE



Energie Solaire SA
SIERRE



Gabriele Bianchetti
Hydrogéologue dipl. CHYN



Dr. Malik Kane
Ingénieur EPFL



Olivier Graf
Ingénieur ETS

Lavey, le 17 décembre 2007

[\Serveur-alpgeo\le\MANDATS-ACTUELS\Agepp\3-Phase B (faisabilité)\Rapports\Rapport phase B1\Rapport final Word\Rapp-phase B1.doc]

Décision

Lors de sa séance du 3 décembre 2007 à Lausanne, le Comité de pilotage, après avoir pris connaissance du rapport de phase B1, de ses conclusions et des remarques et recommandations que les experts ont formulé lors du workshop technique du 27 novembre 2007 à Lausanne, **a décidé à l'unanimité de recommander la poursuite de l'étude de faisabilité du projet Agepp par la phase B2.**

Lors du workshop technique prévu en janvier 2008, le programme détaillé des études à réaliser dans la phase B2 du projet devra faire l'objet d'une présentation au COPIL et au COSCIEN pour approbation.

Distribution du rapport (proposition au 6.12.2007) :

RA = dossier en couleur relié

VE = version électronique (CD ou mail)

- 1) CESLA SA, à/i. M. J.-M. Narbel, 1009 PullyRA
- 2) OFEN, à/i. M. M. Geissmann, 3003 BernRA
- 3) OFEN - EnergieSuisse, à/i. M. M. Kaufmann, 3003 BernVE
- 4) OFEN (représentant), à/i. M. R. Minder, 8917 OberlunkhofenRA
- 5) Etat de Vaud, SEVEN, à/i. M. H. Rollier, 1066 EpalingesRA
- 6) Etat de Vaud, SEVEN, à/i. M. F. Schaller, 1066 EpalingesRA
- 7) Etat de Vaud, SESA, à/i. M. A. Lathion, 1014 LausanneVE
- 8) Ville de Lausanne, SIL, à/i. M. J.-M. Rouiller, 1002 LausanneRA
- 9) Ville de Lausanne, SIL, à/i. M. Frank Reinhardt, 1002 LausanneRA
- 10) ALPGEO Sàrl, à/i. M. G. Bianchetti, 3960 SierreRA
- 11) ALPGEO Sàrl, à/i. M. G. Crestin, 3960 SierreVE
- 12) ALPGEO Sàrl, archives, 3960 SierreRA
- 13) Eneftech SA, à/i. M. M. Kane, 1015 LausanneRA
- 14) Energie Solaire SA, à/i. M. O. Graf, 3960 SierreRA
- 15) JPR Conception&Innovation, à/i. M. J.-P. Rickli, 8610 UsterRA
- 16) Hydro-Concept Sàrl, à/i. M. J.-P. Richoz, 1400 Yverdon-les-BainsRA
- 17) LENI-EPFL, à/i. Prof. D. Favrat, 1015 LausanneVE
- 18) CREGE, à/i. M. F.-D. Vuataz, 2009 NeuchâtelVE
- 19) Geothermal Explorers Ltd, à/i. M. M. Häring, 4133 PrattelnVE
- 20) Projet Soultz, à/i. M. J.-J. Graff, F- 67250 KutzenhausenVE
- 21) Projet Soultz, à/i. M. A. Gérard, F- 67250 KutzenhausenVE
- 22) GeoThermal Engineering GmbH, à/i. M. H. Kreuter, D- 76133 KarlsruheVE
- 23) CREM, a/i. M. S. Storelli, 1920 MartignyVE
- 24) ECOTEC, a/i. M. F. Hofmann, 1203 GenèveVE
- 25) a/i. M. M. Sartori, 1965 SavièseVE
- 26) Etat de Vaud, SESA, a/i. M. M. Marrel, 1014 LausanneVE
- 27) Etat de Vaud, SESA, a/i. M. J.-D. Dubois, 1014 LausanneVE
- 28) Etat du Valais, Service de l'énergie, a/i. M. M. Steiner, 1950 SionVE
- 29) Etat du Valais, SRCE Géologue cantonal, a/i. M. J.-D. Rouiller, 1950 SionVE
- 30) Etat du Valais, Service de la protection de l'environnement, a/i. M. F. Zuber, 1950 SionVE
- 31) a/i. M. H. Gorhan, 5600 LenzburgVE
- 32) Bains de Lavey SA, a/i. Mme C. Leprat, 1890 LaveyVE
- 33)
- 34)
- 35)
- 36)
- 37)
- 38)
- 39)
- 40)
- 41)
- 42)

ANNEXE A

Etude de la demande potentielle de chaleur

(rapport du CREM à Martigny, novembre 2007)



Ville de Martigny



Centre de Recherches Énergétiques et Municipales



Centre de Recherches Énergétiques et Municipales

Etude de faisabilité du projet AGEPP à Lavey

Etude de la demande potentielle de chaleur

Note de synthèse



[www.google.com]

Mireille Monnard
Stéphane Storelli
Jean-Marc Revaz

Introduction

Afin de fournir aux promoteurs du projet Agepp (forage géothermique de 3 km pour production combinée d'électricité et de chaleur) de Lavey les bases de décision pour la valorisation de la chaleur résiduelle, le Centre de Recherches Energétiques et Municipales (CREM) a mené un travail de relevés d'enquête sur le territoire des communes de Saint-Maurice et Lavey.

L'objet de cette démarche a consisté à définir pour les principaux bâtiments consommateurs de chaleur sis dans un rayon de l'ordre de 2 km du futur forage de Lavey-les-Bains quelles étaient les caractéristiques de la demande potentielle en chaleur. Les informations prioritaires collectées et agencées portent sur la puissance thermique installée, la consommation annuelle de chaleur, l'agent thermique utilisé et le niveau de température utile à l'exploitation.

Une précédente étude du CREM, menée en 1992 pour le compte du projet Géothermoval, a servi de base à ce travail.

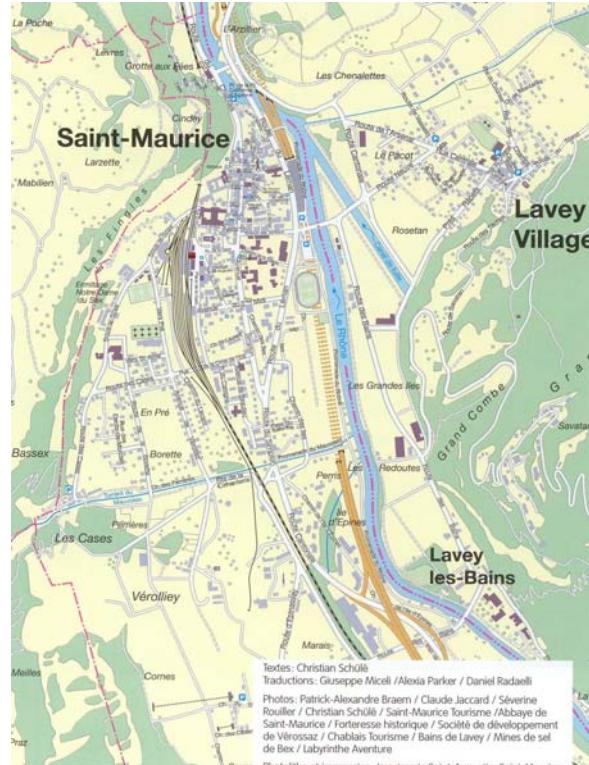
Méthodologie

La récolte des informations préliminaires s'est développée sur une période de trois semaines. En premier lieu, le nombre d'appartements et l'ancienneté de chacun des immeubles consommateurs ont été relevés et géo-référencés. Dans un second temps, des contacts ont été établi afin auprès des usagers considéré afin de connaître l'agent énergétique utilisé pour le chauffage (mazout, gaz, électricité, bois ainsi que le mode de diffusion de chaleur dans l'immeuble (radiateurs, sol). Ces premiers relevés ont permis de dresser une première carte théorique de la demande à partir d'hypothèses de puissance, de consommation et de niveaux de températures. Les hypothèses sont susceptibles d'évoluer.

Les valeurs utilisées sont les suivantes :

- 2.2 habitants par appartements
- 40 m² de surface de référence énergétique par habitant
- 80 Watts de puissance thermique installée par m² (de la SRE)
- 2'000 heures de taux d'utilisation annuel

Pour un immeuble de 10 appartements, on obtient une population de 22 habitants, une SRE de 880 m² une puissance thermique installée de l'ordre de 70 kW et une consommation annuelle de 140'000 kWh (soit l'équivalent de 16'500 litres de mazout).



Pour les niveaux de températures utile à l'exploitation du système de chauffage, des données plus délicates à déterminer mais essentielle à la valorisation de la chaleur géothermique, nous avons retenus les hypothèses suivantes :

- Immeubles datant d'avant 1980 et chauffés par radiateurs : 60 C
- Immeubles datant d'après 1980 et chauffés par radiateurs : 50 C
- Immeubles chauffés par chauffage de sol : 40 C
- Immeubles chauffés par ventilation : 35 C
- Immeubles MINERGIE : 30 C

Compte tenu de la difficulté à obtenir des informations fiables sur les puissances installées et les consommations annuelles des immeubles, les informations collectées auprès des gérances d'immeubles a été confrontée aux données déterminées sur la base des hypothèses. Il faut bien admettre, qu'à part les gros consommateurs spécifiés (comme l'Abbaye qui a fait l'objet d'une attention particulière), peu d'informations sur les consommations réelles ont pu être rassemblées à ce jour.

Cartes de la demande

Une représentation géographique de la demande potentielle de chaleur a ainsi pu être élaborée. Cette carte représente chaque immeuble par un cercle dont la surface est proportionnelle à la puissance thermique installée et dont la couleur se réfère à l'agent énergétique utilisé. Les étiquettes indiquent la température du circuit de départ (en haut), la puissance thermique installée (en bas).

Cette visualisation (*Figures pages suivantes*) permet l'analyse suivante :

Le gaz naturel est déjà bien implanté à Saint-Maurice puisque sur les 200 immeubles considérés, 88 sont raccordés au réseau gazier. Le gaz est présent dans l'ensemble des zones à fortes densités (centre-ville, quartiers d'immeubles).

Un tiers des immeubles considérés, soit au total une puissance de l'ordre de 18 MW, sont consommateurs de mazout. Peu d'immeubles du centre-ville sont alimentés par le mazout.

Le complexe de l'Abbaye de St-Maurice représente un « client » potentiel intéressant en termes de puissance (2,9 MW actuel – 1,2 à 1,6 MW visé après assainissement). Consommateur de mazout, l'Abbaye est cependant raccordé au réseau de gaz naturel et les niveaux de températures actuels (75 C) mentionnés restent élevés pour une valorisation de la chaleur géothermique. Cependant un assainissement énergétique important est en cours et pourrait amener une diminution significative de la consommation et des niveaux de températures.



Le quartier Catogne-Beaulieu comporte 22 immeubles construit entre 1950 et 1980 et représente un potentiel intéressant en termes de puissance (env. 2,4 MW). Ce quartier est en majorité (près de 70 %) consommateur de mazout.

Ce quartier comporte plusieurs blocs locatifs, comme par exemple les bâtiments n° 2 et n° 3 ci-contre sis à Rue Cime de l'Est.

Le réseau de chauffage CALORABOIS (plus de 2 MW de puissance) est alimenté par du bois (1 MW) par des chaudières à gaz (plus de 1 MW) et alimente en chaleur (80 à 90 C) les bâtiments publics (centre sportif, école primaire, garderie et Collège) ainsi que les 7 immeubles de la Bourgeoisie (1 ancien bâtiment, 4 immeubles Minergie et 2 immeubles Minergie en construction).



Le Centre sportif avec piscine (nº 70)



Le Collège de la Tuilerie (nº 206)

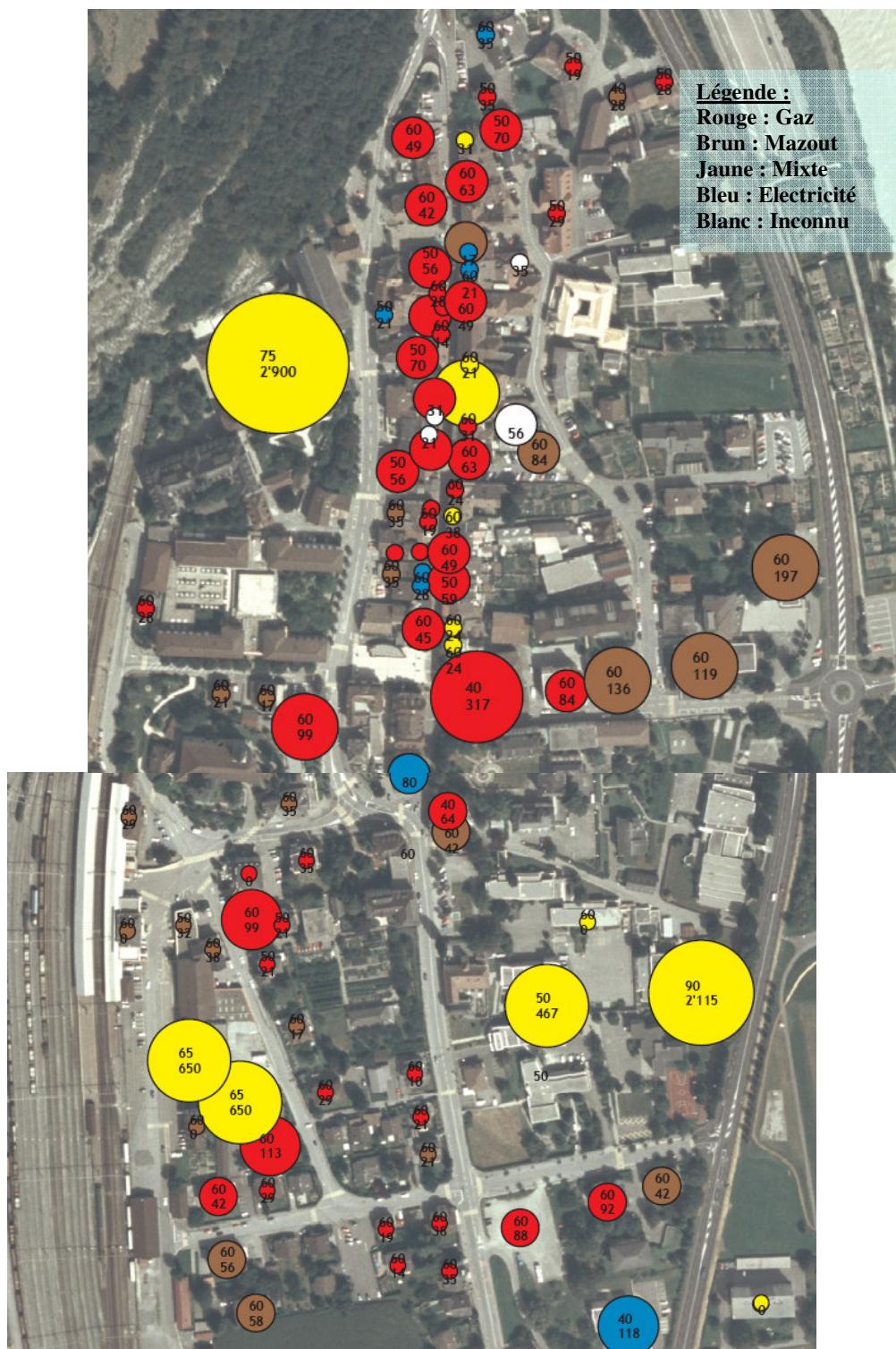


Les bâtiments MINERGIE (nº 51)

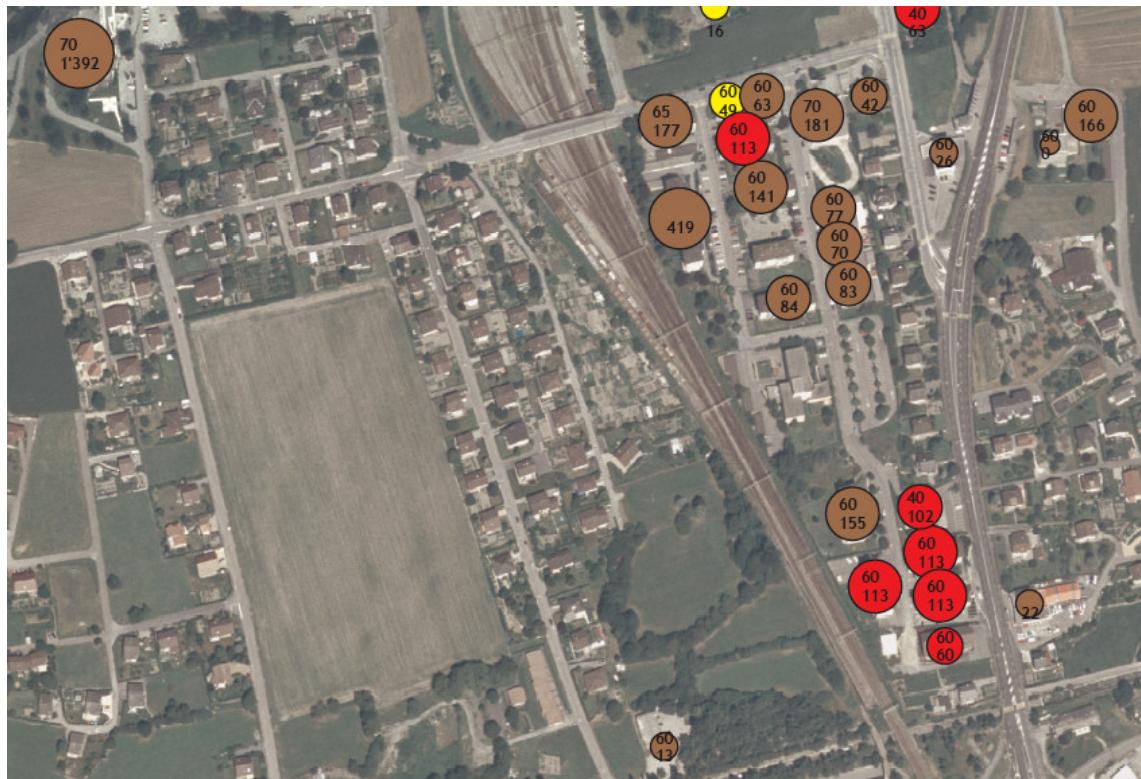
Le chauffage électrique ou par pompe à chaleur (PAC) est peu présent sur la zone considérée, puisque seule une dizaine d'immeuble (dont l'un équipé d'une PAC de 100 kW thermique – nº 58) ont été recensés.

Illustrations des puissances thermiques installées :

Abbaye, Grand-Rue, Centre-ville, Collège et Ecoles à Saint-Maurice :



La Clinique Saint-Amé et le quartier Catogne-Beaulieu de Saint-Maurice :



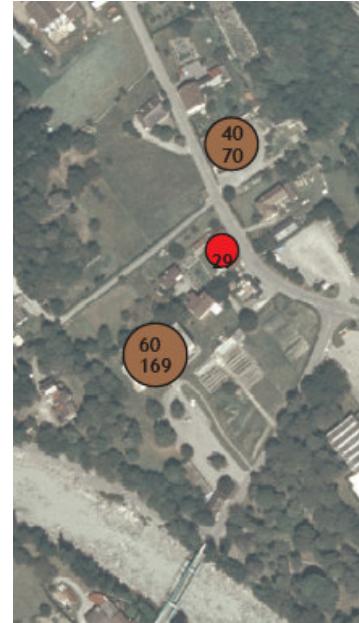
Lavey-Village (Illustration partielle du Village) :



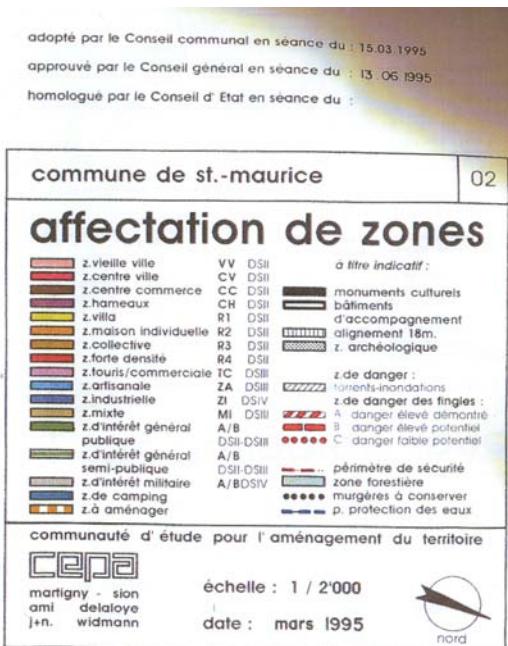
A Lavey, les densités de construction sont moindres et le gaz y est bien présent. Les 7 bâtiments (anciens) propriétés de la Société coopérative immobilière et regroupés au centre du village, sont alimentés au mazout et totalisent quelques 300 kW de puissance.

Lavey-les-Bains

(Sans ArmaSuisse et les Bains de Lavey) :



Evolution de la demande



Légende du plan de zones de la Commune de Saint-Maurice

Selon le plan de zone de 1995 (légende ci-contre) et l'état actuel des constructions, on constate que les zones à fortes densités sont proches de la saturation mise à part la zone des îles, abritant la construction de deux futurs immeubles Minergie par la Bourgeoisie. Cette zone, desservie par Calorabois, pourrait encore accueillir quelque 2'000 habitants pour une puissance thermique installée supplémentaire totale de l'ordre de 4 MW.

Nous pouvons également considérer la zone de friche industrielle de l'usine de ciment (notée « zone à aménager » dans le plan de 1995) qui, si elle était destinée à l'habitat de forte densité, permettrait d'accueillir quelques 4'000 personnes, pour une puissance thermique installée totale de l'ordre de 8 MW. Un concept pour un « Quartier 2'000 Watts » devrait être défini et permettrait alors de privilégier les ressources géothermiques.

Compatibilité de l'offre et de la demande

Si l'on entend valoriser la chaleur géothermique en milieu urbain, il apparaît essentiel de gérer la concurrence entre le réseau de gaz naturel, le réseau de chauffage à bois et un futur réseau géothermique. Près de 50 % de la demande actuelle est couverte par le gaz et le bois. Il paraît donc impératif pour la commune de Saint-Maurice d'élaborer un plan directeur des énergies renouvelables et des énergies de réseaux qui définit les objectifs en matière de rejets de CO₂. Ce plan devra énoncer le concept de valorisation des énergies renouvelables et délimiter les zones desservies par le réseau de gaz, par le réseau Calorabois et par un futur réseau géothermique.

Les niveaux de températures des installations sont déterminants pour la valorisation de la chaleur d'origine géothermique. S'il s'avère difficile pour les installations anciennes d'être adaptées au chauffage basse température, il est beaucoup aisé pour de futurs immeubles de s'y conformer. À l'exemple des bâtiments Minergie de la Bourgeoisie dont les températures de chauffage sont de l'ordre de 30 C. Une adaptation du règlement des constructions dans ce sens servirait à terme l'intégration des énergies renouvelables.

Les travaux de réhabilitation de l'Abbaye ont été initiés. Il serait opportun à ce stade d'engager le dialogue entre le projet AGEPP et les gestionnaires de cet assainissement afin que les niveaux de températures futurs planifiés soient compatibles avec la valorisation de rejets renouvelables, comme la géothermie.

Dans le cas de l'aménagement d'un nouveau quartier (développement du quartier des Iles ou réaffectation des friches de l'usine de ciment), l'élaboration d'un concept « Quartier 2'000 Watts » permettrait d'offrir une nouvelle opportunité pour le projet AGEPP.

La cohabitation entre les agents énergétiques à combustion (mazout, gaz, bois) et les énergies alternatives (solaire, géothermie) peut s'avérer pertinente dans le cas de la couverture des besoins en eau chaude sanitaire (ECS) par les rejets renouvelables.



Centre de Recherches Énergétiques et Municipales

Etude de faisabilité du projet AGEPP à Lavey

Etude de la demande potentielle de chaleur

Annexes



[www.google.com]

Mireille Monnard
Stéphane Storelli
Jean-Marc Revaz

Annexes

Annexe 1 – Projets géothermiques individuels à Saint-Maurice et Lavey

Annexe 2 – Fiche de prise de données du projet AGEPP

Annexe 3 – Situation des bâtiments

Annexe 4 – Bâtiment n° 1, mesure de la chaufferie

Annexe 5 – Décompte des charges (mazout) du bâtiment n° 1

Annexe 6 – Décompte des charges (mazout) du bâtiment n° 11

Annexe 7 – Email de l'administratrice des bâtiments n° 1 et n° 11

Annexe 8 – Email de l'administrateur de l'Abbaye, n° 84

Annexe 9 – Email à Olivier Graf (extrait), concernant la complexité de la récolte des données

Annexe 10 – Email concernant le CAD Calorabois (extrait), avec les consommations annuellement

Annexe 11 – Données du Foyer Saint-Jacques, n° 64

Annexe 12 – Extrait du cahier des charges pour zones à aménager, de la Commune de Saint-Maurice

Annexe 13 – Règlement de zone, annexe à l'art. 97, de la Commune de Saint-Maurice

Annexe 1- Projets géothermiques individuels à Saint-Maurice et Lavey

L'Abbaye (nº 84), le *Foyer Franciscain* combiné avec le *Couvent des Capucins* (nº 105 + 106) et *ArmaSuisse* ont assurés lors d'entretiens téléphoniques qu'ils étaient tous trois à différent stade dans leur projet d'utiliser la géothermie pour leur propre utilisation.

ArmaSuisse est « sûr à 90 % » d'aboutir leur projet. Quant au *Foyer Franciscain*, ils ont lancé leur projet le 3 septembre 2007 et sont certains de poursuivre le projet d'étude. *L'Abbaye*, de son côté, garde une possibilité de forage géothermique qu'elle pourrait combiner avec les assainissements en cours.

Outre ces trois projets, le responsable du *bâtiment Artisane* (nº 58) est très intéressé par le projet AGEPP. Ce bâtiment est le seul connu de tous les relevés à posséder déjà une Pompe a Chaleur combiné avec la géothermie. Sa sonde géothermique datant de la construction initiale du bâtiment, il y a 15 ans, M. Frossard pense sérieusement à changer les sondes géothermiques d'ici quelques années, ou si l'intérêt se porte, d'être raccordé à la centrale géothermique. Le *bâtiment Artisane* se situe d'ailleurs favorablement entre les zones raccordées au CAD Calorabois, en face du bâtiment nº 50.

Annexe 2 – Fiche de prise de données du projet AGEPP

Nom bat	Rue, no	Situation no	Appartement	Nature	Aspect	Mode prop	Nbre Logen	Nbre Habitants	Nbre Envir	Nbre Pers	Surf Hab	SPR	EP_Th_Instal	Agent_Th	Type_prod	Code_Cn	Mode Diffusion	T_départ	V_citerne	kWh/an	Taux d	Remarques	Photo_Bat	Photo_Cn	Contacts			
Hypotheses																												
Mauvoisin	Côte de J. Est 9/11	Quartier Catogne Beaulieu	Mote	199	Mixte		2	2	2	2	61.0	2440	84	84	Chauffage_E	CS combine	Radiateur	61	40000	13673			Luigi et Danielle Melcane concierge au n. 9, Tel 024.485.24.42, 079.337.28.44, 079.532.42.81.					
	Côte de J. Est 7	Quartier Catogne Beaulieu	Habitat	198/PPE			2	15.4	0	15.4	61.0	49	49	49	Mote		Radiateur	60			2 apparts au gaz, 6 apparts à 1 électrique			Gérard Righes Tel 024.485.25.25				
	Côte de J. Est 5	Quartier Catogne Beaulieu	Mote	196	Location		0	17.6	2	19.6	800	784	62	62	Mazout		Chauffage_E	CS combine	Radiateur	60			Christian Berno pas trop intéressé par la centrale géothermique. Il dit que dans quelques années, il est possible qu'il vendra ses bâtiments avec la vente de la Bourgogne, il n'est pas intéressé par ce projet. Mais il est intéressé à connecter ses 3 bat le n° 3, 10 et 205 au CAD Calabria.			Propriétaire Christian Berno, tel 024.485.28.55. Il est le père de Sébastien, gérant du café-restaurant LA CHARBONNIÈRE, tel 024.485.29.81. Dans ce bâtiment il y a 3 appartements, 10 logements et 4 surfaces habilitées.		
Beaulieu 1	4	Quartier Beaulieu	Mixte	199	Location		11	24.2	23	47.2	0	2266	181	181	Mazout		Mixte	70	40000			Le Propriétaire est l'Etat du Valais. Il y a le Service de la circulation routière et de la navigation. le service de la concession de mazout env. 30000L pour 2006 et en 2006 du à l'avenir env. 35000L pour 2007. Il y a 1 mode de chauffage comprenant les radiateurs, la ventilation et 1 aérochauffage. Il y a 7600m3 chauffé la dernière fois en 2006. W153R date de 10 ans, sans grand changement			Police tel 024.486.90.05, fax 024.486.06.09. Camille Arcay imprimeur énergétique des bâtiments de l'Etat du VS			
Beaulieu 3	3	Quartier Beaulieu	Habitat	198/PPE			13	24.0	0	24.0	1000-3_stud	960	77	77	Mazout		Radiateur	60	20000			100m3 par appart à 3 studios. La citerne est à l'extérieur entrée. Jacqueline Berno n. est pas contre la géothermie. La consommation de mazout est de 20000L au maximum.			La Propriétaire Jacqueline Berno, tel 024.485.33.93. Ses 2 enfants sont dans l'immeuble. Elle est la sœur de Christian Berno autre Propriétaire de 3 immeubles dans le Quartier Catogne Beaulieu			
Beaulieu 5	209	Quartier Beaulieu	Habitat	198	Location		10	22.0	0	22.0	888	70	70	70	Mazout	Chaudière	Radiateur	60			Sebastien Berno, le fils du propriétaire Christian Berno habite l'immeuble. Il y a des familles			Propriétaire Christian Berno, tel 024.485.28.55				
Beaulieu 7	203	Quartier Beaulieu	Habitat	199	Location		10	26.0	0	26.0	900	1040	85	85	Mazout		Chauffage_E	CS combine	Radiateur	60	25000		10 14000 litres de consommation de mazout par an. Le total relatif à 90.07.07. Joëlle Berno, belle fille de Propriétaire Christian Berno, est pour la géothermie. Ils réfléchissent pour changer dans quelques années la chaudière et réduire la géothermie			Propriétaire Christian Berno, tel 024.485.28.55. Résidence Joëlle et Pascal Berno 076.598.10.77, 024.485.15.15 son fils et sa belle fille		
Catogne 1_3_5	4	Quartier Catogne	Habitat	197	Location		30	103.0	6	109.0	2430	4389	416	416	Mazout		Chauffage_E	CS combine	Radiateur	57.60	60000		20000-40000 de v.citerne, 45000 litres de mazout de consommation minimum. Il y a environ 10 appart. A 4-5 personnes par appartement. La consommation de 75m3. Il y a 7 sur 7, 56 personnes. En moyenne il y a 47 pers. Qui viennent 2, nuite sur 7, du 15 juin au 15 juillet. 1 appartement à 3 étages			Mme Rappaz administration 079.263.58.32. Jacky Philpons locataire 024.485.17.47		
Catogne 7	3	Quartier Catogne	Mixte	198			58	2.8	58	52.0	100	1300	104	104	Mazout		chauffage_E	CS combine	Radiateur	55	0	P. m. installe 2x entre 200 et 440L/h, 1'8000L de v.citerne mazout utilisé pour un moteur en appont. Avoir l'avis de l'électricien pour l'env. avec Laver. Il y a 1 sous sol, 3 étages, 1 appart pour le garage plus 100m2 bureau			Pascal Urdet 079.251.84.18. Maurice Bujard 024.486.06.20. Jean-Jacques Barman concierge remplace 077.203.68.38			
Catogne 4_Beaulieu 2	3	Quartier Catogne Beaulieu	Habitat	198	Mixte		10	35.2	0	35.2	1200	1400	112	112	Gaz		Chauffage_E	CS combine	Radiateur	60		Avanthrey est contre la géothermie, said si c'est grâce			Gérard Avanthrey administrateur, Catogne 4, 024.486.24.03			
Beaulieu_6_Catogne_8	3	Quartier Catogne Beaulieu	Habitat	198/Location			10	45.0	0	45.0	1800	141	141	141	Mazout		Chauffage_E	CS combine	Radiateur	60		8 y a plusieurs familles. Rameau et Joëlle Chesaux.			Mme Brigitte concierge, Catogne 8, 024.486.12.47. Françoise Buttin gestionnaire du bâtiment. Bureau technique Ray-Bellet 024.486.06.20			
Beaulieu 10	10	Quartier Beaulieu	Habitat	198/Location			12	26.4	0	26.4	1052	84	84	84	Mazout			60			Propriétaire 024.486.18.87 et 024.486.20.00 pour l'entretien des 6 mois de juillet, et que pour les parties communes. Pas pour les logements qui ont leurs propres compteurs et factures. La chaudière date de 1999. n. 25, cts le kW. 40000 litres de mazout par an. Il y a 1 appartement à 1 appart de 3.5p. il y a 3 étages et un rez avec à chaque entrée 2x entre 1.3p et 1.4.5p. 750 L de chauffe eau			Propriétaire Christian Berno, tel 024.485.28.55				
Salentin	Beaulieu_12_A_12	11	Quartier Beaulieu	Habitat	198	Location	10	47.0	0	47.0	1268	1888	136	136	Mazout		Chauffage_E	CS combine	Radiateur	60	40000	7716	1. entrée commune pour l'immeuble. Sale de lavage au 1 er. 2. ascenseurs.			Jose C. Carvalho Rodrigues concierge 024.485.29.04. Beaulieu_12, La garde du bat. 1 et bat. 1 est Mme Michèle Berger 027.934.27.27		
Beaulieu 18	12	Quartier Beaulieu	Habitat	197	Location		22	48.4	6	48.4	1938	150	150	150	Mazout		Chauffage_E	CS combine	Radiateur	60		Le bâtiment comprend Sport Service. Il y a 4 apparts sur 8 qui sont inoccupés			Dina et Alvaro Goncalves Concierge 024.485.40.64. Propriétaire GTI St Maurice			
Beaulieu 20	13	Quartier Beaulieu	Habitat	198/PPE			10	35.2	0	35.2	1400	110	110	110	Gaz			60			Georges Andre 024.486.08.00 pour la partie privée			Carmen Soberon concierge 024.485.29.09				
Beaulieu 11	14	Quartier Beaulieu	Habitat	198	Mixte		8	17.6	1	18.6	1'80	744	60	60	Gaz		Radiateur	60		Le Tufic concierge principal. Simplon 58. Kunzle SA Fiduciaire Gérance à Monthey.			Weber et Crettonaud concierge 024.485.58.07					
Simplon 58_60	15		Mote	198	Mixte		10	35.2	0	35.2	1400	110	110	110	Gaz			60			Garage du Bost, N° SA. Bossuet Yves et Denis. 024.485.12.66							
Simplon 39	16		Mote	194/PPE			34	4	7.0	134	298	22	22	22	Mazout		Chauffage_E	CS combine	Mote	6000		jeudi 30. aout. 07 Réseau BT de St. Maurice secteur des îles. arrêt de courant pour cause de travaux. Direction des services techniques, aménagement hydroélectrique tel 024.486.08.00 pour la partie privée			Bernard Concierge, Simplon 54 024.485.28.41. Gérant, Gér. SA Martigny, la secrétaire est Florence			
Simplon 54_56	17		Habitat	198	Mixte		10	35.2	0	35.2	360+3pieces	1400	110	110	Gaz		Radiateur	60		Georges Andre 024.487.26.74. Changement de mazout à gaz il y a env. 10 ans			Jean, Michel et Mary_Laure Wullemain 024.485.17.70					
Beaulieu 9	18		Habitat	198/PPE			3	32.0	0	32.0	1288	108	108	108	Gaz		CS combine	bat		024.486.22.22. fax			Etat Automobile SA, tel 024.486.22.22.					
Simplon 27	19		Mote	198/Location			3	3.0	5	8.0	320	26	26	26	Mazout		Radiateur	60		C. est un garage. Tamail Proprio			Arnold Gonzales Contes. Rameau et Joëlle Chesaux Massongex 024.471.70.54. Administrateur Marco Gerillard 024.485.19.54					
St. Laurent	Simplon 32	20		Habitat	198	Mixte	0	13.2	0	13.2	0	520	42	42	Mazout		Radiateur	60										

Rue du Glane 4-8	100	Miete	2001	4,9	1	99	598	240	240	Radiateur	50			
Place du Glane 6	100	Habitat	2000	8,8	0	89	350	240	240	Sol	40		Laurent Gambetta 024.485.12.21	
Place du Glane 2	100	Habitat	2000	8,8	0	89	350	240	240	Radiateur	50			
Place du Glane 4	111	Miete	2001	6,5	0	81	240	240	240	Radiateur	50			
Fontaine Vive_4_a_Ruelle_des_Chevaux	111	Habitat	1981	PPE	0	11,0	0	11,0	440	36	Electricite	60	Christophe Duc est interesse par la geothermie	
Grand Rue 86	112	Admin	1992	11,0	0	11,0	440	36	240	Radiateur	50		Christophe Duc 024.485.32.88 ou 079.366.03.45	
Grand Rue 24	112	Habitat	1990	Location	0	11,0	0	11,0	440	36	Electricite	60		
Grand Rue 26	120	Miete	1991	0	15,4	2	182	720	240	240	Radiateur	50	1 logements et 2_commerces	
													Proprio Gibert Farquet	
Grand Rue 23	128	Habitat	1954	0	4,4	2	16	250	240	240	Radiateur	40		
Grand Rue 33	128	Habitat	1954	0	4,4	2	16	250	240	240	Radiateur	40	2 logement et 1 commerce, la Pinte aegnaise	
Grand Rue 34	130	Miete	1950	8,8	2	118	472	240	240	Radiateur	60			
Grand Rue 36	130	Miete	1950	6,8	1	78	304	240	240	Radiateur	60	Proprio Andre Mottet		
Grand Rue 41_43	130	Habitat	1951	0	6,8	2	132	320	240	240	Radiateur	60	Proprio Andre Mottet, Grand Rue 34	
Grand Rue 47_49	141	Habitat	1951	0	6,8	1	68	240	240	240	Radiateur	60		
Grand Rue 46	145	Miete	1950	8,8	1	98	392	240	240	Radiateur	60			
Rue St Francois 1_a	113	Habitat	1980	PPE	0	17,8	0	178	704	36	Electricite	60	Joel Chesaux contrôleur ramoneur	
Place_Site_Marie_Sous_le_bourg_1	114	Habitat	1990	0	11,0	0	11,0	440	36	240	Radiateur	50	concierge R. Farquet 024.485.25.01	
Fontaine Vive 1	115	Habitat	1990	Location	0	22,0	0	220	680	24	2 gaz	60		
Grand Rue 79	116	Admin	2001	0	17,8	0	178	704	240	240	Radiateur	50		
Av. d'Aquaine 40	120	Miete	1981	PPE	0	8,8	0	88	320	240	Radiateur	50		
Av. d'Aquaine 38_b_des_Petites_Fontaines_67_Gran_d_Rue_69	111	Miete	2000	Location	0	13,2	0	132	508	24	2 gaz	60	Pliens Andre D. Andries 024.485.27.05	
Av. d'Aquaine_34	115	Miete	1981	Mixte	4	8,8	3	11,8	472	36	Aspirail	60	12 semaines apres le 5_sept_07, le chauffage va etre modifie.	
Av. d'Aquaine_26	120	Habitat	2000	Location	0	15,4	2	172	596	24	2 gaz	60		
Av. d'Aquaine_22	120	Habitat	1950	0	6,8	0	68	240	240	240	Radiateur	60	Chafres Salamandre	
Av. du Commerce	120	Miete	1950	0	1,0	0	8	240	240	240	Radiateur	60		
Rue_du_Carro_27_Grand_Rue_2	120	Habitat	1954	0	2,2	2	44	168	240	240	Radiateur	60		
Rue_Cle_du_Bon_37	120	Habitat	1954	0	2,2	2	44	168	240	240	Radiateur	60		
Grand Rue_35_Ave_d_Aquaine_24	120	Miete	1950	0	5,0	1	68	240	240	240	Radiateur	60		
Place Val de Marne 6_8_10	120	Miete	1950	0	13,2	2	162	548	240	240	Radiateur	60	Raffaisen au gaz, habitations au mazout il y a aussi un impianto St. Augustin	
Grand Rue_9	120	Miete	1950	0	17,8	0	178	704	240	240	Radiateur	60		
Grand Rue_2_3_5	120	Miete	1950	0	22,0	2	256	1000	240	240	Moteur	60		
Grand Rue_18	120	Miete	1950	0	2,2	0	8	240	240	240	Radiateur	60		
Grand Rue_15	120	Miete	1950	Location	0	13,2	1	142	568	24	2 gaz	60		
Grand Rue_19_21	120	Miete	1950	0	6,8	2	88	344	240	240	Radiateur	60		
Grand Rue_49_51_53_Ave_d_A_mazout	140	Miete	1950	0	8,8	1	98	350	240	240	Radiateur	60	1 commerce, 2 studios, 1 appart	
Grand Rue_85_57	140	Miete	2000	0	17,8	2	198	784	240	240	Radiateur	60	Proprio Baud Fredy et Andre	
Grand Rue_48_St_Francis_3_5	140	Miete	1950	PPE	0	25,0	0	250	1400	11	Moteur	60		
Grand Rue_50_52	140	Habitat	1950	0	6,8	0	68	240	240	240	Radiateur	60		
Grand Rue_54_56	140	Miete	1950	0	15,2	1	142	568	240	240	Radiateur	60	en renovation	
Grand Rue_71	140	Miete	1950	0	4,4	0	44	176	140	240	Radiateur	60	le commerce est vide. Bal gare per la Commune, Mme Duc	
Grand Rue_73_75	150	Armstrong	1950	Location	0	0,0	2	58	140	200	240	Radiateur	60	Giacop Januz locataire
Grand Rue_58	150	Miete	1950	PPE	0	13,2	2	162	548	24	2 gaz	60	1 logement, 1 commerce, 1 bureau	
Grand Rue_77	204	Habitat	1950	0	8,8	0	88	350	240	240	Radiateur	60		
Grand Rue_66	150	Habitat	1950	0	6,8	0	68	240	240	240	Radiateur	60		
Grand Rue_70	150	Habitat	1950	0	6,8	0	68	240	240	240	Radiateur	60		
Av. d'Aquaine_4	150	Habitat	1950	Location	0	6,8	0	68	240	24	2 gaz	60		
Av. d'Aquaine_2	150	Miete	1950	Mixte	0	6,8	0	68	240	24	2 gaz	60		

	Rue_Centrale	156	Lavey_Village	Habitat	2000		4	8.8	0	8.8		352	26_Mazout		Radiateur	56	2000		8000 litres de mazout de consommé pour 2006	Daniel Tonney tel pro 024.485.28.27; fax pro 024.485.17.35		
Maison_de_Commune_Poste	Rue_Centrale	157	Lavey_Village	Admin	1995		4	0.0	4	4.0		160	19_Gaz	Chaudage_E CS combine Radiateur	Radiateur	56	1000		comprend aussi un garage	Dominique Morisot Municipale des travaux et des batiments de Lavey 079.611.62.43		
Celia_A	Celia_Village	158	Lavey_Village	Habitat	1985		4	13.2	0	13.2		528	42_Mazout		Radiateur	66				Proprio Societe Cooperative Immobiliere de Lavey_Village 024.466.40.24		
Celia_B	Celia_Village	159	Lavey_Village	Habitat	1995		4	13.2	0	13.2		528	42_Mazout		Radiateur	66				Proprio Societe Cooperative Immobiliere de Lavey_Village 024.466.40.25		
Maison_Parciale	Rue_Centrale_24	160	Lavey_Village	Habitat	2000		4	6.4	0	6.4		264	21_Mazout		Radiateur	56				Proprio Parciale Catholique de Lavey		
Rue_de_Vasselain_2_a	Rue_de_Vasselain_2_a	161	Lavey_Village	Habitat	1995		4	13.2	0	13.2		528	42_Mazout		Radiateur	66				Proprio Societe Cooperative Immobiliere de Lavey_Village 024.466.40.26		
Rue_de_Vasselain_2_b	Rue_de_Vasselain_2_b	162	Lavey_Village	Habitat	1985		4	13.2	0	13.2		528	42_Mazout		Radiateur	66				Proprio Societe Cooperative Immobiliere de Lavey_Village 024.466.40.25		
Rue_de_Vasselain_22	Rue_de_Vasselain_22	163	Lavey_Village	Habitat	1995	PPE		8.8	0	8.8		352	26_Muze		Muze				agent_th_gaz et bois. Bois 2 cheminées pour 4 appart. Mode diff_th sol 1 parie d'un appart. Radiateur tous. Autres récupérations chaleur des cheminées.	Christiane Dominico Chirelli 024.485.39.68		
Rue_de_Vasselain_28	Rue_de_Vasselain_28	164	Lavey_Village	Habitat	1985	Mixte		8.8	0	8.8		352	26_Gaz		Radiateur	56	2000			conceierge Bonny Patricia Vasselain_32_079.760.65.29		
Rue_de_Vasselain_30	Rue_de_Vasselain_30	165	Lavey_Village	Habitat	1985	PPE	4	8.8	0	8.8		352	26_Gaz		Radiateur	56				conceierge Bonny Patricia Vasselain_32_079.760.55.30		
Rue_de_Vasselain_32	Rue_de_Vasselain_32	166	Lavey_Village	Habitat	1995		4	8.8	0	8.8		352	26_Gaz		Radiateur	66				conceierge Bonny Patricia Vasselain_32_079.760.55.30		
Rue_des_Champs	Rue_des_Champs	167	Lavey_Village	Habitat	1995		4	6.4	0	6.4		264	21_Muze		Radiateur	66				Proprio Jean Pierre Ansemet 024.485.24.65		
La_Rocaille_La_Cime_de_l_Est	Cime_de_l_Est	168	Lavey_Village	Muze	1975		4	8.8	1	9.8		392	31_Muze		Radiateur	66				2 proprio. René Chesaix et Charles Chesaix. Atelier expo de May Elen Chesaix 079.342.83.84		
Pro du Stand	Pro du Stand	170	Lavey_Village	Muze	2000		4	4.4	1	5.4		216	17_Gaz		Radiateur	56				William et Claude Grossenbacher. Camille et chenille. Gilbert et Claude Grossenbacher. 024.485.36.36		
Rte_du_Stand	Rte_du_Stand	171	Lavey_Village	Muze	1995	Location	4	4.4	2	6.4		256	26_Gaz		Radiateur	66				Mme Gerber 024.485.36.13 boulangerie privée. Proprio Joseph Maradan route du Courset 1892 Lavey_Village 024.485.32.80		
Fondation_Decker	Rte_du_Stand	172	Lavey_Village	Habitat	1995	Location	4	6.4	0	6.4		264	21_Muze		Radiateur	66				3 logements. Telle de perron et des caves : la salle de paroisse a 1 électricité, le mazout pour le resto et le bois pour 1, repas en appoint		
Salle_Polyvalente	Rte_du_College	173	Lavey_Village	Admin	1995		4	0.0	0	0.0		0	6_Mazout	Chaudage_E CS combine			1		installation commune pour la salle polyvalente et le Collège	Dominique Morisot. Municipale des travaux et des batiments de Lavey 079.611.62.43		
College	Rte_du_College	174	Lavey_Village	Admin	1995		4	0.0	0	0.0		4	6_Mazout	Chaudage_E CS combine	Radiateur	66				consommation annuelle de 23000 litres de mazout et de 3000 litres d'eau. installation commune pour la salle polyvalente et le Collège. 024.485.36.44		
Rue_Centrale	Rue_Centrale	175	Lavey_Village	Habitat	1995		4	11.0	0	11.0		448	35_Gaz		Radiateur	66				Plémire Gros 024.485.40.41		
Rue_Centrale_3	Rue_Centrale_3	176	Lavey_Village	Habitat	1995		4	8.8	0	8.8		352	26_Gaz		Radiateur	56				Jordan Bertrand proprio 1853 Vorme 079.288.32.32		
Vieux_College	Rte_des_Teches	177	Lavey_Village	Habitat	1795	Location	4	11.0	0	11.0		448	35_Gaz		Radiateur	66	746	nouvelle installation mise en service depuis sept 07	Dominique Morisot. Municipale des travaux et des batiments de Lavey 079.611.62.43			
Les_Teches	Rte_des_Teches	178	Lavey_Village	Muze	1995		4	11.0	1	12.0		480	36_Mazout		Radiateur	66				Proprio Ansemet litres 024.485.10.33 locataire Kelly Campbell 024.485.18.63, 079.230.21.19		
Rte_des_Teches	Rte_des_Teches	179	Lavey_Village	Habitat	2000		4	6.4	0	6.4		264	21_Muze		Radiateur	56	6000	3'2000 litres pour v. chêne. Refait 1905 renove en 2007	Proprio Delaunay 078.880.26.60			
Rue_Centrale	Rue_Centrale	180	Lavey_Village	Muze	1995		4	13.2	2	15.2		608	74_Gaz		Radiateur	66				Resto Chez Dany et Le National. Proprio Ansemet Rene. Danielle Troscamp 024.485.14.91		
Rte_Pres_Rapets	Rte_Pres_Rapets	181	Lavey_Village	Habitat	1995	PPE	5	11.0	0	11.0		448	35_Gaz		Muze				Barbara Skupinski 024.485.33.33. Durgnat Jean et Françoise 024.463.32.02			
Rue_Centrale	Rue_Centrale	182	Lavey_Village	Habitat	1992		4	13.2	2	15.2		608	49_Gaz		Radiateur	66				proprio Robert Matthey 024.485.14.43		
Riant_Val	Rue_Centrale	183	Lavey_Village	Muze	1992		4	13.2	2	15.2		608	49_Gaz		Radiateur	66				proprio Robert Matthey 024.485.14.44		
Rue_Centrale	Rue_Centrale	184	Lavey_Village	Muze	2000	Location	14	14.0	0	14.0		560	49_Gaz		Radiateur	56				ferme le lundi		
Ch_de_la_Tourelle	Ch_de_la_Tourelle	185	Lavey_Village	Habitat	1995		4	6.8	0	6.8		264	21_Muze		Radiateur	66				Dominique 078.76.70.82. la proprio au Tessin resident Christian Reinhard		
Residence_Ideale	Rte_Neuve	187	Lavey_Village	Habitat	1994	PPE	4	15.4	0	15.4		616	49_Gaz		Radiateur	66				administration Sandrine Loewenberg 079.31.42.85 concierge Anne Marie Heitz 024.485.31.36		
Les_Embles	Rue_Centrale	188	Lavey_Village	Habitat	1995	Muze	4	11.0	0	11.0		448	35_Gaz		Radiateur	56				Andre Heitz 024.485.50.22, 079.214.21.50		
les_Floriales	Rte_du_Arsenal	189	Lavey_Village	Habitat	2000		10	26.4	0	26.4		1056	84_Gaz		Muze				Secrétariat Concierge habitation Lazarine. Rue des Plaines du Loup 32, CP 231, 1018 Lausanne 021.544.00.00. concierge famille Azrovski 078.672.16.38 bat 190			
Le_Courset	Rte_du_Arsenal	190	Lavey_Village	Habitat	1995		4	17.6	0	17.6		704	56_Gaz		Radiateur	56				Secrétariat Concierge habitation Lazarine. Rue des Plaines du Loup 32, CP 231, 1018 Lausanne 021.544.00.00. concierge famille Azrovski 078.672.16.38 bat 191		
Le_Pacot_2	Rte_du_Arsenal	191	Lavey_Village	Habitat	1985		4	17.6	0	17.6		704	56_Gaz		Radiateur	56				Secrétariat Concierge habitation Lazarine. Rue des Plaines du Loup 32, CP 231, 1018 Lausanne 021.544.00.00. concierge famille Azrovski 078.672.16.38 bat 192		
Le_Pacot_1	Rte_du_Arsenal	192	Lavey_Village	Habitat	1981		4	17.6	0	17.6		704	56_Gaz		Radiateur	56				Secrétariat Concierge habitation Lazarine. Rue des Plaines du Loup 32, CP 231, 1018 Lausanne 021.544.00.00. concierge famille Azrovski 078.672.16.38 bat 193		
Securite_Militaire	Rue_Centrale	193	Lavey_Village	Admin	1995		4	0.4	26	30.4		1208	96_Mazout	Chaudage_E CS combine	Radiateur	66	24			Pascal Udot 079.251.84.19 Maurice Bujard 024.486.92.20		
Les_Clos_A	Rue_Centrale	194	Lavey_Village	Habitat	1995		4	13.2	0	13.2		528	42_Mazout		Radiateur	66				M. Vacheron ancien secrétaire communal. Proprio Societe Cooperative Immobiliere de Lavey_Village		
Les_Clos_B	Rue_Centrale	195	Lavey_Village	Habitat	1995		4	13.2	0	13.2		528	42_Mazout		Radiateur	66				Proprio Societe Cooperative Immobiliere de Lavey_Village		
Les_Bains_de_Lavey	Rue_Centrale	196	Lavey_Bains	Muze	1995		4	0.0	22.0	22.0		688	42_Mazout		Muze				Mme Ronchard concierge 024.485.39.15			
La_Pinode		197	Lavey_Bains	Muze	1975		24	52.8	0	52.8		2112	169_Mazout		Radiateur	66	26000			Proprio Les Bains de Lavey. Concierge Michaud 024.485.25.68		
Le_Chalet_Restaurant		198	Lavey_Bains	Artisanat	2000	Location	4	0.4	8	9.4		364	26_Gaz		Muze				Proprio Les Bains de Lavey			
Les_Bains_de_Lavey		199	Lavey_Bains	Muze	1995		4	0.0	0	0.0		10	1							Renove septembre 2006. une possible maximum d'avr 55 personnes. couvert		
Arsenal_Federal_de_Lavey	Rte_du_Arsenal	200	Lavey_Village	Artisanat	1995		4	0.0	0	0.0		900	4	0_Mazout	chaudiere_e cs electrique		2			Batiment destine principalement comme surface d'entreposage Bureau a Savatan.		
Totaux								924	8507.4	722	10.527.4		162157	1776								Pascal Udot 079.251.84.19 Maurice Bujard 024.486.92.20

Annexe 3 – Situation des bâtiments

Les bâtiments sont identifiés par des numéros. Ces numéros servent de références pour les situer ainsi que faire le lien avec la table de prise de données. Ci-dessous la partie « Nord », avec le quartier de la Vieille-ville, la Grand-Rue, l'Abbaye (nº 84) incluant le Collège de l'Abbaye, le Foyer Franciscain (nº 105) et le Couvent des Capucins (nº 106).



Ci-dessous, la partie « Centre », avec la Gare CFF (nº 34), le CAD Calorabois (nº 50 + 65 + 70), les écoles primaires et le Collège de la Tuilerie.



La partie « Sud », avec le Quartier Catogne-Beaulieu [n° 1 à 20 + 202 + 205].

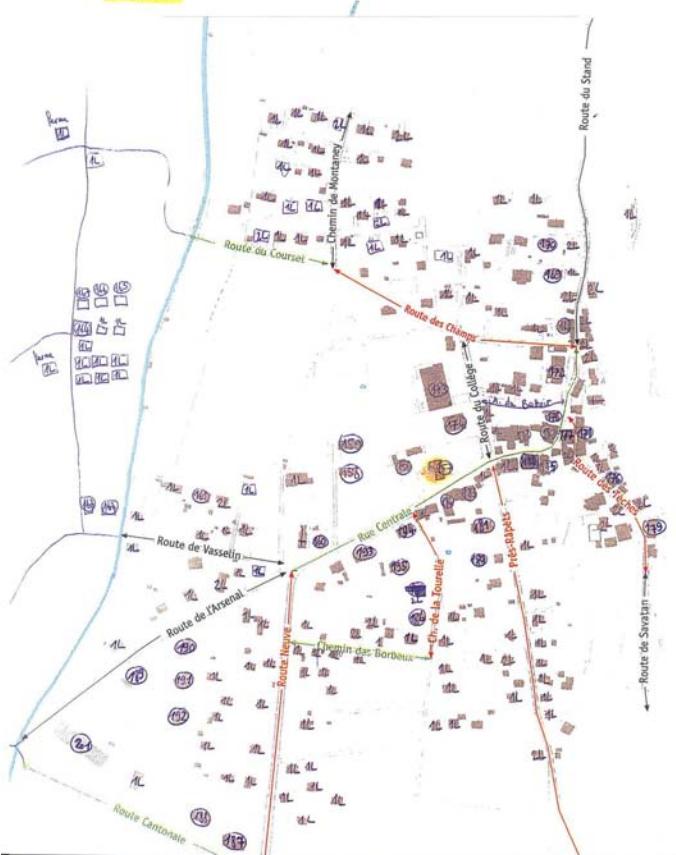


Le Plan géographique de Lavey-Village avec La Maison de Commune et la Poste, ainsi que les bâtiments de la Société Coopérative Immobilière de Lavey-Village (n° 158-159 + 194 – 195).



Commune de Lavey-Morcles

janvier 2001



L'ortho-photo de Lavey-Village ne permettant pas une vision globale du Village, un plan des bâtiments a été annoté à la main.

Les situations des bâtiments de Lavey-les-Bains : avec au n° 196 Les Clappez (habitat), au n° 197, la Pinède (habitat) et au n° 198 le Restaurant le Chalet.

Les bâtiments d'ArmaSuisse et des Bains de Lavey SA n'ont pas été relevés dans la prise cette prise de données comme mentionnée dans le cahier des charges.



Annexe 4 – Bâtiment n° 1, mesure de la chaufferie

Bâtiment no 1

- ◆ Rue Cime de l'Est 9, 11
- ◆ Concierge : Danielle Melcarne
- ◆ Ramoneur : Joël Chesaux
- ◆ Mesures prises le 23.07.2007 à 10h39'21''

MESURES :

- ◆ TG 141°C
- ◆ TA 28 °C
- ◆ TG-TA 113 °C
- ◆ O₂ 4.4 %
- ◆ CO₂ 12.3 %
- ◆ CO 4mg 3 % O₂
- ◆ NO₂+ 160mg 3%O₂
- ◆ Lambda 1.26
- ◆ qA 5.4 %
- ◆ qA-F/ME 4.9 %

A 16 °C extérieur le chauffage s'enclanche.

P. Th. installée de 177kW.

T. départ de 65 °C

Annexe 5 – Décompte des charges (mazout) du bâtiment n° 1

Mme Melcarte Danielle - concierge
b2-①

SI Mauvoisin SA - St-Maurice
Cime de l'Est 9/11

Décompte de charges 2006/2007

Période du 1.7.06 au 30.06.07

désignation	litres	prix unitaire	Montant
Mazout, stock au 30.06.06	16'500	0.75	12'375.00
Migrol 28.09.06	20'192	0.787	15'891.10
Migrol 29.12.06	10063	0.666	6'701.95
Piota 29.06.07	10014	0.742	7'430.40
TOTAL	56'769		42'398.45
stock au 30.06.07	-28'000	0.704	-19'712.00
Combustible utilisé	28'769		22'686.45

Entretien chaudière, brûleur, citerne	1'167.55
Ramonage	209.50
Électricité	3'988.55
Eau, égouts, taxe épuration	5'039.15
Dipan - maintenance (anti-calcaire production d'eau chaude)	1'325.65
Nettoyage des écoulements	1'619.15
Ascenseurs abonnement entretien	2'649.30
Conciergerie et charges sociales	12'378.15
Participation aux frais de décompte	2'000.00
TOTAL	53'063.45

<u>Répartition :</u>	<u>montant</u>	<u>m3</u>	<u>valeur /unité</u>
a) eau chaude 20 %	10'612.70	721.37	14.71
b) chauffage 80%	42'450.00	: 100'000	0.425

St-Maurice, 10 septembre 2007

SI Mauvoisin SA

Annexe 6 – Décompte des charges (mazout) du bâtiment n° 11

bâtiment (11) Mme Meules concierge

SI Salentin SA St-Maurice

Décompte de charges 2006 - 2007

Période du 01.07.06 au 30.06.07

désignation	litres	prix unitaire 100lt	Montant
Mazout, stock au 30.06.06	33'000	72.15	23'809.50
29.12.06 Migrol	10'024	66.60	6'676.00
29.06.07 Piota	10'201	74.20	7'569.15
TOTAL	53'225		38'054.65
stock au 30.06.07	36'700	70.98	26'049.65
Combustible utilisé	16'525		12'005.00
Entretien chaudière, brûleur			1'361.45
Ramonage			156.20
Electricité			2'101.40
Eau, égouts, taxe épuration			3'603.15
Dipan anti-calcaire production eau chaude			1'325.65
Ascenseurs abonnement entretien			2'509.55
Conciergerie et charges sociales			7'493.70
Participation frais de décompte			1'200.00
TOTAL			31'756.10
Répartition :	1'268.08		25.04
St-Maurice, le 10 septembre 2007			
			S.I. Salentin S.A.
			<i>W. M. Jon</i>

Annexe 7 – Email de l'administratrice des bâtiments n° 1 et n° 11

de Michèle Borgeat-Jordan <michele.borgeat@bluewin.ch>
à mireille.monnard@gmail.com
date 8 nov. 2007 16:01
objet votre demande de renseignements
envoyé par SI Salentin SA
et SI Mauvoisin SA St-Maurice
bluewin.ch

Madame,

Suite à votre demande, je vous prie de trouver ci-dessous les informations suivantes :

SI Salentin -

surface des appartements selon mesures prises par le Concierge :

appart.

3 pièces 1/2	80.20 m ²	8x
4 pièces 1/2	90.30m ²	8x

Population : 47 personnes

Nouvelle chaudière à mazout 1999 : puissance 84 KW chauffe-eau 550lt

SI Mauvoisin

surface des appartements selon mesures prises par le Concierge

Magasin 127m² 1x

studio rez	31m ²	1x
3 1/2 rez	66 m ²	1x
2 pièces	42.20 m ²	5x
2 pièces 1/2	49m ²	5x
3 pièces 1/2	77.5 m ²	10x
4 pièces 1/2	93 m ²	5x

Population : 59 personnes

Nouvelle chaudière à mazout: selon facture du 12.05.99, puissance 135 KW chauffe-eau 750lt

Espérant avoir ainsi répondu à votre demande, je vous présente, Madame, mes salutations distinguées
M.Borgeat

Michèle Borgeat-Jordan
1905 Dorénaz
tél./fax 027/764.27.27
michele.borgeat@bluewin.ch

Annexe 8 – Email de l'administrateur de l'Abbaye, n° 84

Alain Roduit <alain.roduit@stmaurice.ch> [masquer les détails](#) 15 oct.
à Mireille
Monnard <mireille.monnard@gmail.com>
date 15 oct. 2007 09:54
objet Compléments d'informations

Madame,

Suite à notre téléphone de ce jour, voici quelques informations chiffrées :

Ces données sont approximatives, bien évidemment, mais quand même assez proche de la réalité.

Internat : 90 pers. (NB. Il y a 650 pers en plus durant le temps de midi (11h25 à 12h55)

Collège : 1300 pers. (NB. Chaque soir, il y a env. 30 pour des activités sportives)

Procure : 6 pers dont 2 qui y habitent

Abbaye : 50 pers dont 30 qui y habitent

Aumônerie : 15 pers dont 9 y habitent. (NB. Passage de 100 élèves chaque jour)

St-Jacques : 10 pers

Meilleures salutations.

A.Roduit

Avec les compliments de la Procure.

Alain Roduit
Administrateur
Procure de l'Abbaye de St-Maurice
Av. d'Agaune 11
Case Postale 34
1890 St-Maurice VS

Tél 024/486.04.02
Fax 024/486.04.03
Natel 079/337.93.92

@mail pro alain.roduit@stmaurice.ch
@mail pri roduitsa@freesurf.ch

P Please consider the environment before printing this email

Annexe 9 – Email à Olivier Graf (extrait), concernant la complexité de la récolte des données

Mireille Monnard <mireille.monnard@gmail.com> [masquer les détails](#) 23 oct. 
à Olivier Graf <olivier.graf@energie-solaire.com>
cc Storelli
date Stéphane <stephane.storelli@crem.ch>
objet 23 oct. 2007 16:31
envoyé par Prise de Donnée AGEPP St-Maurice
gmail.com

Bonjour,

Voici des informations en complément aux prises de données :

J'ai téléphoné à Christian Berno. Il était extrêmement expéditif et à dit que la géothermie ne l'intéressait pas, et qu'il y a de fortes chances que d'ici quelques années La Bourgeoise et "son gros truc (le CAD) tire des tuyaux sous la Cantonale à ses bâtiments". Il a tourné cours à la discussion disant qu'il n'est pas intéressé, sans répondre à mes questions concernant la SRE, surface habitable, etc. Pour rappel, C.Berno est proprio des bâtiments ayant pour numéros 10, 202, 205, tous dans le quartier Catogne-Beaulieu.

La concierge du bat_1 m'a conseillé de laisser aller Stéphane parler avec Christian Berno, chose que je lui laisse avec plaisir :) Selon elle, il faut un Homme AVEC de la poigne et qui "présente" bien, pour obtenir qqch de lui (si l'espoir existe). De C.Berno lui-même il faut 1. prendre Rendez-vous et 2. se déplacer. Toujours selon la concierge, il convoiterait d'acheter un des bâtiments entre le 8, 9 ou 11. Mais rien de "sûr". Notons que le quartier en presque totalité avait été construit par le père de C.Berno et de Jacqueline Berno.

Jacqueline Berno, la soeur de Christian Berno est en vacances jusqu'à mi-novembre. elle est proprio du bâtiment 5. Ce bât. a eu des rénovation récemment.

Concernant les bâtiments des CFF Place de la Gare, l'employée au guichet ne sachant me répondre, elle m'a donné le numéro de Pierre-André Genoud (tél. [051.224.26.66](tel:051.224.26.66)) pour n'informer. Genoud contacté, il refuse de répondre aux questions. Au passage, il est parti 3 semaines en vacances depuis cette semaine. il faut contacter Marco Ammann à l'adresse suivante ci-dessous :

CFF Immobilier
c/o Marco Ammann
Chef Surface
CP 345
1005 Lausanne

Sinon je suis en attente de réponse de plusieurs contacts, dont le bâtiment no 48, la Congrégation St-Augustin.

Après un téléphone au Franciscain, pour les bat. 105 et 106, il vont sauf catastrophe installer une PAC et une sonde géothermique. Selon Frère Marcel Durrer, le responsable des installations thermiques, il y a de l'eau à 200 m. Il cite un précédent forage exploratoire à l'école primaire (bât. 70) de (env. 200 m) qui a été abandonné au profit du mazout moins cher à l'époque.

Voilà pour les infos à ce jour.

Meilleures salutations,

Mireille

Annexe 10 – Email concernant le CAD Calorabois (extrait), avec les consommations annuellement

de **Mireille Monnard** <mireille.monnard@gmail.com> [masquer les détails](#) 6 nov. (il y a 6 jours)
à Olivier Graf <olivier.graf@energie-solaire.com>
cc Storelli Stéphane <stephane.storelli@crem.ch>
date 6 nov. 2007 12:33
objet consommation bois - Calorabois
envoyé par gmail.com

Salut,

Voici les données fournies par téléphone par Diego Clément, concierge au centre sportif.
Les données relatives au gaz [m3] suivront dans un prochain email une fois qu'il me contactera.

Consommation et prix du bois :

Tous les chiffres sont des moyennes.

Consommation de bois/jour = 20 m3 (sur 8 mois de fonctionnement)

Production de chaleur/jour = 11'700 kWh

Production de chaleur/mois = 350'000 kWh

Consommation de bois/mois = entre 600 et 630 m3

Prix coûtant du kWh = 8.20 cts (tout compris de A à Z)

Prix de vente du kWh = 10 cts en moyenne

Prix de vente du kWh aux bâtiments scolaires = 08 cts (vente à perte)

Prix de vente du kWh des 2 bâtiments MINERGIE de 2003 = 10 cts

Prix de vente du kWh des 2 bâtiments MINERGIE de 2007 = 12 cts

Futur Prix de vente des 2 nouveaux bâtiments MINERGIE actuellement en construction = 12 cts

Le Prix de vente est aléatoire, selon le type de bâtiment. Le choix se fait par l'Association Calorabois qui regroupe La Bourgeoisie et La Commune.

Les directeurs :

Tous les 4 ans (législature) il y a une alternance Bourgeoisie-Commune du Directeur.

L'actuel Directeur de Calorabois de la Commune jusqu'en 2008 est Christian Moinnat.

Il est aussi le Chef de Diego Clément.

En 2008 il y aura des élections et le Directeur sera de la Bourgeoisie pour 4 ans.

M. Rimet est le Président de la Bourgeoisie. Il est aussi cadre à la BCVS de Saint-Maurice.

Chauffage uniquement des écoles (Collège de la Tuilerie, Ecole Primaire et garderie) sans le centre sportif :

janvier 2006 - janvier 2007 = 1'407'983 kWh

janv - avril 2006 = 853'444 kWh

mai - sept 2006 = 99'234 kWh

oct 2006 - janv 2007 = 455'305 kWh

Compteurs :

Il y a plusieurs compteurs.

Un pour la chaleur de Calorabois

un pour les écoles

un général pour les kWh

et des comptages pour chaque bâtiment de la Bourgeoisie.

De plus, en été le vieux bâtiment de la Bourgeoisie, n 50, fournit l'Eau Chaude Sanitaire pour lui et les 4 bâtiments MINERGIE.

Voici une partie des données. Concernant les bâtiments de la Bourgeoisie, les chiffres ne peuvent être fournis par Diego Clément.

info complémentaire :

1année de conso de gaz CALORABOIS (par Diego Clément)

02/01/2006 à 02/01/2007 = 93'529 m3 de gaz consommé

janvier-mai 2006 = 40'470 m3 de gaz consommé

juin-août 2006 = 45'330 m3 de gaz consommé

septembre 2006 -janvier 2007= 7'729 m3 de gaz consommé

Annexe 11 – Données du Foyer Saint-Jacques, n° 64

REGULATION EMS ST-JACQUES A ST-MAURICE

Notre régulation de chauffage a les paramètres suivants :

Pour une température extérieure de - 15°, la température de départ de l'eau est de 72°.

Pour une température extérieure de - 10°, la température de départ de l'eau est de 68°.

Pour une température extérieure de 0°, la température de départ de l'eau est de 55°.

Pour une température extérieure de + 10°, la température de départ de l'eau est de 40°.

Pour une température extérieure de + 15°, la température de départ de l'eau est de 35°.

CONSOMATION DE GAZ EMS ST-JACQUES A ST-MAURICE

Période prise en compte : 01.01.2006 au 31.12.2006.

53'168 m³ de gaz multiplié par un facteur de conversion moyen de 10,4 donne une consommation annuelle de 552'947 KWH.

Jbb/22.10.2007

DIVERS EMS ST-JACQUES A ST-MAURICE

Nombre de résidents : 61

Nombre d'employés : 85 collaborateurs au total ce qui correspond à 52,5 postes à plein temps.

Jbb/22.10.2007

Annexe 11 – Données du Foyer Saint-Jacques, n° 64

EMS ST-JACQUES A ST-MAURICE

H+	HVS	Centres de charges auxiliaires														Centres de charges principaux														Total	Services de soins semi-hospitaliers	Total	Services de soins amb.	Exploit. Annexes			
		Centres de charges auxiliaires														Centres de charges principaux																					
		Total		Bâtiments	Energie	Services techniques (t. c.洁厕, jardinage)	Service de transport (véhicules)	Direction / Administratio	Service de maison	Buanderie / Lingerie	Nettoyage	Magasin central	Restauration	Pharmacie	Hôtellerie	Activités	Soins	Physio-thérapie	Ergo-thérapie	Service médical	Matériel selon LIMA	Medicaments selon LS	Hospitalisation Home médicalisé	Home de jour	Clinique de nuit												
U0100	U10	Entretien bâtiments	mo	4350	129	268	32	88	0	120	52	0	881	0	2439	132	131																				
U0110	U11	Entretien électricité	mo	429	0	268	32	88	0	120	52	0	881	0	2439	132	131																				
U0120	U20	Service techniques	mo	4082	129	32	88	0	120	53	0	881	0	2438	132	131																					
U0130	U30	Service des transports (véhicules)	Reportant	4450	0	174										160	4076	40																			
U0400	U40	Direction / Administration	% salariés	98		5				5	6	2			0	5	75																				
U0600	U60	Service de restauration	Reportant	141																																	
U0610	U41	Buanderie lingerie	kg	43271	0	433	0	0	887	1	9108	1	881	1	31228	1	1735	1																			
U0630	U42	Nettoyage	mo	4078	0	268	88	0	120						2438	132	131																				
U0680	U60	Magasin central	Achat	0																																	
U1400	U60	Restauration	Journées de résident	21778												21778																					
U1900	U70	Pharmacie	Achat	0																																	

Annexe 11 – Données du Foyer Saint-Jacques, n° 64

LOCAUX EMS ST-JACQUES

Généralités	Hall d'entrée Réception, secrétariat Economat Bureau direction Conférence Local électrique Local centrale téléphonique, appel-malades Local technique ventilation générale 3 vestiaires femmes 1 vestiaires hommes WC visites hommes WC visites femmes 3 Locaux techniques ascenseurs Chauferie Local citerne mazout Local technique sanitaire
Soins	Bureau infirmier-chef Local rangement soins général Local rangement protections général 2 bureaux infirmières 2 vidoirs d'étage 2 locaux rangement d'étage (matériel de buanderie) Local stérilisation Salon de coiffure 2 salles de bains 2 WC personnel 2 salles à manger d'étage 2 salons d'étage 2 locaux dépôt chariots nettoyage
Animation	Local animation avec coin cuisine Local TV, bibliothèque Local rangement animation
Entretien	Bureau concierge, atelier Local rangement produits d'entretien Buanderie Local de couture Local technique ventilation Local séchoir Local rangement matériel réserve (papier WC etc.) Local rangement aménagements extérieurs (tondeuse, tables terrasse, etc.)
Aumônerie	Chapelle combinée avec salle d'animation Chapelle ardente, lieu de recueillement
Cuisine et restauration	Cuisine Economat cuisine (réserve nourriture) avec congélateurs Chambre froide Local ventilation cuisine et technique froid Local produits de nettoyage Local matériel réserve Cafétéria Séjour Local rangement cafétéria Salle à manger commune WC hommes WC dames Local pause personnel
Logements	35 chambres à 1 lit 13 chambres à 2 lits

jb/22.10.2007

Annexe 11 – Données du Foyer Saint-Jacques, n° 64

répartition des mètres/carré																							
Lieu	nb de locaux	ch x	ch xx	nb lits	surface m ² unit.	total m ²	Energie 011	service techni 020	service transp. 021	direction admini. 030	Service maison 040	Buande. linge 041	Nettoy. 042	Maga. central 090	Rest. 060	Pharm. 095	hôtel 100	animat. 110	soins 131	ergo 130	CMS 180	Exploit. annexe 900	total
Toiture (3ème étage)																							
(du nord au sud)																							
Local technique / chaufferie	1	0	0	0	0	30	30		30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	30		
TOTAL Toiture	1	0	0	0	0	30	30		30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	30		
2ème étage																							
(du nord au sud)																							
Chambre 224	1	1		1	29	29															29		
Chambre 223	1	1		1	29	29															29		
Chambre 222	1	1		1	29	29															29		
Chambre 221	1	1		1	29	29															29		
Chambre 220	1	1		1	29	29															29		
Chambre 219	1	1		1	30	30															30		
Salon de coiffure	1				13	13															13		
Vidoir nord	1				8	8															8		
Lingerie matériel nord	1				8	8															8		
Chambre 218	1	1		1	24	24															24		
Chambre 217	1	1		1	30	30															30		
Chambre 216	1			2	30	30															30		
Chambre 215	1	1		1	30	30															30		
Chambre 214	1			2	30	30															30		
WC nord 1er	1				3	3															3		
Infirmérie 2ème	1				20	20															20		
Salle à manger 2ème	1				36	36															36		
Dégagement 2ème	1				11	11															11		
Séjour 2ème	1				52	52															52		
Couloir	1				201	201															201		
Bain 2ème	1				21	21															21		
WC sud 2ème	1				3	3															3		
Chambre 213	1	1		2	30	30															30		
Chambre 212	1			2	30	30															30		
Chambre 211	1			2	30	30															30		
Chambre 210	1			2	30	30															30		
Chambre 209	1	1		1	24	24															24		
Lingerie mat. sud / chariot	1				6	6															6		
Office / récupération	1				8	8															8		
Vidoir sud	1				7	7															7		
Chambre 208	1	1		1	30	30															30		
Chambre 207	1			1	29	29															29		
Chambre 206	1			1	29	29															29		
Chambre 205	1			1	29	29															29		
Chambre 204	1			1	29	29															29		
Chambre 203	1			1	29	29															29		
Chambre 202	1			1	29	29															29		
Chambre 201	1			1	29	29															29		
TOTAL 2ème étage	38	18	6	30	1'091	1'091	0	0	0	0	0	8	29	0	36	0	1'018	0	0	0	1'091		

répartition des mètres/carré																							
Lieu	nb de locaux	ch x	ch xx	nb lits	surface m ² unit.	total m ²	Energie 011	service techni 020	service transp. 021	direction admini. 030	Service maison 040	Buande. linge 041	Nettoy. 042	Maga. central 090	Rest. 060	Pharm. 095	hôtel 100	animat. 110	soins 131	ergo 130	CMS 180	Exploit. annexe 900	total
1er étage																							
(du nord au sud)																							
Chambre 124	1	1		1	29	29															29		
Chambre 123	1	1		1	29	29															29		
Chambre 122	1	1		1	29	29															29		
Chambre 121	1	1		1	29	29															29		
Chambre 120	1	1		1	29	29															29		
Chambre 119	1	1		1	30	30															30		
Local stérilisation	1				13	13															13		
Vidoir nord	1				8	8															8		
Lingerie matériel nord	1				8	8															8		
Chambre 118	1	1		1	24	24															24		
Chambre 117	1			2	30	30															30		
Chambre 116	1	1		1	30	30															30		
Chambre 115	1			2	30	30															30		
Chambre 114	1			2	30	30															30		
WC nord 1er	1				3	3															3		
Infirmérie 1er	1				20	20															20		
Salle à manger 1er	1				36	36															36		
Dégagement 1er	1				11	11															11		
Séjour 1er	1				52	52															52		
Couloir	1				201	201															201		
Bain 1er	1				21	21															21		
WC sud 1er	1				3	3															3		
Chambre 113	1			2	30	30															30		
Chambre 112	1			2	30	30															30		
Chambre 111	1			2	30	30															30		
Chambre 110	1	1		1	30	30															30		
Chambre 109	1	1		1	24	24															24		
Lingerie mat. sud / chariot	1				6	6															6		
Office / récupération	1				8	8															8		
Vidoir sud	1				7	7															7		
Chambre 108	1	1		1	30	30															30		
Chambre 107	1	1		1	29	29															29		
Chambre 106	1	1		1	29	29															29		
Chambre 105	1	1		1	29	29															29		
Chambre 104	1	1		1	29	29															29		
Chambre 103	1	1		1	29	29																	

répartition des mètres carré																								
Lieu	nb de locaux	ch x	ch xx	nb lits	surface m ² unit.	total m ²	Energie 011	service techni 020	service transp. 021	direction 030	Service maison 040	Buanderie 041	Nettoy. 042	Maga. central 090	Rest. 060	Pharm. 095	hôtel 100	animat. 110	soins 131	ergo 130	CMS 180	Exploit. annexe 900	total	
Rez-supérieur																								
(du nord au sud)																								
Dépôt / Atelier concierge	1					64	64														64			
Rangement mat. auxiliaire	1					20	20														20			
Chapelle ardente	1					14	14														14			
WC handicapés 1	1					5	5														5			
WC handicapés 2	1					4	4														4			
WC hommes	1					5	5														5			
Réduit / chariot ménage	1					4	4														4			
Bureau infirmier-chef	1					13	13													13				
Consultation	1					14	14													14				
Chapelle	1					96	96													96				
Bibliothèque	1					24	24													24				
Dégagement rez-supérieur	1					16	16													16				
Couloir	1					119	119													119				
Bar	1					17	17													17				
Cafétéria	1					51	51													51				
Séjour cafétéria	1					51	51													51				
Citerne	1					17	17	17												17				
Local ECS / adoucisseur	1					17	17	17												17				
Salle de manut.	1					151	151													151				
Office / local pause pers.	1					30	30													30				
Hall WC cafétéria	1					1	1													1				
WC cafétéria	1					3	3													3				
Cave cafétéria	1					4	4													4				
Salle d'animation	1					60	60													60				
TOTAL rez-supérieur	24	0	0	0	0	799	799	34	64	0	0	0	0	4	0	254	0	204	120	120	0	0	0	799

répartition des mètres carré																								
Lieu	nb de locaux	ch x	ch xx	nb lits	surface m ² unit.	total m ²	Energie 011	service techni 020	service transp. 021	direction 030	Service maison 040	Buanderie 041	Nettoy. 042	Maga. central 090	Rest. 060	Pharm. 095	hôtel 100	animat. 110	soins 131	ergo 130	CMS 180	Exploit. annexe 900	total	
Rez-Inférieur																								
(du nord au sud)																								
Rangement ménage/animat.	1					23	23													23				
Rangement soins	1					18	18													18				
Bureau concierge	1					23	23													23				
Local produits de nettoyage	1					14	14													14				
Salle de conférence	1					24	24													24				
Centrale TT & Serveur	1					7	7	7												7				
Vestiaire hommes	1					8	8													8				
Bureau direction	1					24	24													24				
Local électrique & archives	1					26	26	10												26				
Secrétariat	1					24	24													24				
Vestiaire Femmes 1	1					12	12													12				
WC Femmes	1					5	5													5				
WC Hommes	1					4	4													4				
Vestiaire Femmes 2	1					11	11													11				
Dégagement rez-inférieur	1					16	16													16				
Hall d'entrée	1					47	47													47				
Sas d'entrée est	1					10	10													10				
Couloir	1					77	77													77				
Local ventilation	1					27	27	27												27				
Couture / bureau	1					24	24													24				
Vestiaire Femmes 3	1					14	14													14				
Lavage / mach. à laver	1					24	24													24				
Buanderie / repassage	1					33	33													33				
Local container / verres	1					9	9													9				
Etendage	1					23	23													23				
Local ventilation buanderie	1					7	7	7												7				
Garage	1					32	32	32												32				
Ventilation cuisine	1					31	31	31												31				
Congélateur	1					6	6													6				
Economat	1					11	11													11				
Chambre froide viande	1					6	6													6				
Chambre froide pr. Laitiers	1					7	7													7				
Chambre froide boissons	1					14	14													14				
Magasin vaisselle	1					8	8													8				
Cuisine	1					67	67													67				
Stewarding / lave-vaisselle	1					24	24													24				
Bureau cuisine	1					7	7													7				
Réduit cuisine / prod. Nett.	1					3	3													3				
Réception march. Cuisine	1					15	15													15				
SOUS-TOTAL Rez-Inf.	39	0	0	0	0	765	765	65	40	32	88	0	104	32	0	177	0	204	5	18	0	0	0	765

répartition des mètres/carré																							
Lieu	nb de locaux	nb ch x	nb ch xx	nb lits	surface m ² unit.	total m ²	Energie	service techni jardin	service transp.	direction admini.	Service maison	Buanderie lingerie	Nettoy.	Magas. central	Rest.	Pharm.	hôtel	animat.	soins	ergo	CMS	Exploit. annexe	total
SUITE Rez-inf.																							
Sous-TOTAL Rez-inf.	39	0	0	0		765	65	40	32	88	0	104	32	0	177	0	204	5	18	0	0	0	765
Ascenseur cuisine 320kg	1					3	3															3	
Machinerie ascenseur	1					3	3															3	
Vide technique prod. Nett.	1					0	0															0	
Vide techn. Câbles électr.	1					2	2															2	
TOTAL Rez-inférieur	43	0	0	0		773	65	46	32	88	0	104	32	0	177	0	204	5	18	0	0	0	773
Sous-sol																							
(du nord au sud)																							
Abri 9 fsj	1					48	48														48		
Abri 8 fsj	1					47	47														47		
Abri 7	1					52	52														52		
Abri 6	1					53	53														53		
Cuisine						12	12														12		
Sas 1						6	6														6		
Sas 2						6	6														6		
Ech / réservoir abri	1					17	17														17		
Machinerie ascenseur 1	1					5	5														5		
Machinerie ascenseur 2	1					5	5														5		
Ascenseur 600kg	1					7	7														7		
Ascenseur 630kg	1					4	4														4		
Vide techn. Ascenseur 630kg	1					1	1														1		
Hall sous-sol	1					44	44														44		
Sas 3						6	6														6		
Abri 5	1					37	37														37		
Abri 4	1					58	58														58		
Abri 3	1					53	53														53		
Abri 2	1					30	30														30		
Abri 1	1					54	54														54		
TOTAL sous-sol	20	0	0	0		545	0	156	0	0	0	0	0	0	0	0	6	5	0	0	0	378	545
Cages ascenseurs 1 niveau						0																0	
TOTAL DES SURFACES BAT.	164	36	12	60		4'330	129	268	32	88	0	120	93	0	503	0	2438	130	151	0	0	378	4'329
tot animation+soins 281 m ²																							

!!! FORMULES G187 & G229 MODIFIEES !!!

← Les totaux de ces deux colonnes doivent être égaux, la répartition est correcte →

LA SURFACES DES LOCAUX CORRESPOND A LA SURFACE NETTE, SURFACE AU PLANCHER, SANS TENIR COMPTE DE L'EPATTEUR DES MURS

COLONNES :

Energie = locaux du chauffage, citerne, électricité, brûleurs,etc

Service technique = local du technicien, stockage technique, ne pas prendre en compte les m² à l'extérieur (jardin, etc.)

Service transport = garage, etc

Service maison Utiliser cette colonne si vous avez un petit EMS, avec une organisation simple, c.à.d. que vous n'avez pas de département séparé pour le ménage, lingerie, service salle à manger, etc et que votre personnel est polyvalent.

Si vous prenez cette option, toutes les charges de ces service (ménage, lingerie, etc.) se retrouvent dans cette colonne

Si vous avez des départements séparés (ménage, lingerie, service, etc.) ne mettez rien dans cette colonne, mais utilisez les colonnes suivantes (buanderie, nettoyage, rest..).

Nettoyage département du ménage ou service de nettoyage des chambres, locaux communs (pas la cuisine et salle à manger)

Magasin central est valable pour les grands établissements avec un magasin central.

Restauration Tout ce qui concerne la cuisine, salle à manger, éventuellement cafétéria, économat, frigos, etc.

Pharmacie pour les EMS qui ont une pharmacie type hospitalière, sinon rien dans cette colonne

Hôtel Les chambres, couloirs, salons, salles de bain

Soins Locaux utilisés spécifiquement par le pers. soignants (soins, stockage, coloques, etc.)

Exploit annexe Concerne des locaux dont l'exploitation est complètement hors de l'exploitation de l'EMS.

Si vous n'êtes pas sûrs, ne stressez pas c'est facile de corriger et d'adapter par la suite !!

Annexe 12 – Extrait du cahier des charges pour zones à aménager, de la Commune de Saint-Maurice

Cahier des charges de la Commune de Saint-Maurice [www.st-maurice.ch]

CAHIER DES CHARGES POUR ZONES A AMENAGER

Annexe au RCC

Les cahiers des charges font partie intégrante du règlement communal sur les constructions.

Les règles impératives doivent être respectées dans leur principe et dans leur détail.

Les règles dispositives doivent être respectées dans leur principe ; avec l'accord du Conseil municipal les bâtiments et les aménagements projetés peuvent s'en écarter dans le détail.

Les règles indicatives ont valeur de proposition.

4. LES ILES – ZONE HABITAT COLLECTIF R4

Objectif d'aménagement :

- Organiser un quartier résidentiel à forte densité utilisant au mieux les possibilités de cette zone proche du centre ville et des aménagements de la couverture RN9.

Règles impératives :

- Appliquer le plan étudié par la Commune pour l'ensemble de la zone, ou
- Legaliser un plan d'aménagement détaillé jugé équivalent, tenant compte des constructions réalisées et définissant l'organisation des constructions, accès, parkings, infrastructures et équipements collectifs.

Règles dispositives :

Etapes C, D, G

- Appliquer les plans de quartier étudiés par la Commune ;

Etapes B, E, F

- Legaliser un plan détaillé s'intégrant au plan d'ensemble ;

- Organiser une structuration des constructions ;

- Utiliser tout la capacité de bâtir du secteur ;

- Intégrer les équipements collectifs du quartier.

5. USINE DE CIMENT – ZONE MIXTE

Objectifs d'aménagement :

- Préciser l'affectation et organiser les constructions pour une bonne utilisation de la zone ;
- Définir les caractéristiques des constructions pour garantir une volumétrie et un aspect satisfaisant à cet ensemble très visible.

Règles impératives :

- Legaliser un plan d'aménagement détaillé définissant :

- a) L'affectation de la zone de construction,
- b) L'organisation, l'affectation et la volumétrie des bâtiments,
- c) Les accès, les parkings et les infrastructures.

Annexe 13 – Règlement de zone, annexe à l'art. 97, de la Commune de Saint-Maurice

Saint-Maurice

REGLEMENT DE ZONE

annexe à l'art. 97

N° Couleur		VV violet	CV bordeaux	CC brun	CH mauve	R1 jaune	R2 orange	R3 ocre	R4 rouge	TC rose	ZA bleu clair	ZI bleu	ZM belge	HZ blanc
Définition	Nom	Vieille ville	Centre ville	Centre comm.	Hameaux	Villas	Individuelle	Collective	Forté densité	Commerciale	Artisanat	Industrielle	Mixte	Hors zone
Ordre	Contigu 1)	Contigu 1)	Contigu 5)	Dispersé 10)	Disp. Obl. 9)	Dispersé 10)	Dispersé 10)	Dispersé 10)	Dispersé 10)	Dispersé 10)	Dispersé 10)	Dispersé 10)	-	
Alignement	Obligatoire													
Destination	Habitat	Oui	Oui	Oui	Oui	Individuel	Individuel	Collectif	Collectif	Limité 2)	Limité 2)	Limité 17)	Oui 2)	Non 2)
Travail	Oui 8)	Oui 8)	Commerce	Artisanat	Limité 8)	Tour. / comm.	Oui	Oui	Artisanat	Non 11)				
Ruraux	Non	Non	Non	Oui 8)	Non	Non	Non	Non	Non	Non	Non	Non	Commerce	Oui
Densité	Indice	-	0 . 8	0 . 8 3)	-	0 . 2	0 . 3 20)	0 . 5	0 . 7	0 . 2	-	-	-	0 . 05
Parc. Min.	Parc. Min.	-	-	-	900 M2 9)	700 M2 10)	-	-	-	900 M2	-	-	A	5'000 M2
Hauteur	Niveaux	3	3 13)	4	2	-	2	3 13)	6 6)	-	2	2 15)	-	
	Haut. Max.	10 M 4)	12 M	15 M	9 M	8 M	9 M	12 M	21 M	8 M 18)	10 M	10 M	Définir	8 M
	Long. Max.	12 M 5)	12 M 5)	-	9 M 5)	-	14 M 5)	-	40 M	-	-	-	-	-
Distances	Minimum	3 M 12)	3 M	3 M	3 M 12)	5 M	4 M	4 M	4 M	5 M	5 M	5 M	Dans	5 M
	Normale d	1/3 h	1/3 h	1/3 h	1/3 h	-	-	1/2 h	1/2 h	-	-	-	-	-
	Princip. D	1/1 h	1/3 h	1/1 h	6 M	-	1/1 h	2/3 h	1/1 h	-	-	-	Un plan	-
Esthétique	Toit	2 pans // rue	2 pans // rue	Mansarde	2 pans	2 – 4 pans	2 – 4 pans	2 – 4 pans	2 – 4 pans	-	-	-	-	2 pans
	Couverture	Tulle / ard. nat	Tulle	Tulle / ardoise	-	-	-	D'affection	-					
	Façades	Caract. exist.	-	Caract. exist.	Maçon. / bols	Maçon. / bols	Maçon. / bols	Maçonnerie	Maçonnerie	-	-	-	-	-
	Site	Intégration	-	-	Intégration	16)	21)	-	-	-	7)	-	Spécial	Maintien
Sensibilité	Au bruit	II	II	II	II 19)	II	II	II	II	III	III	IV	-	III
Plan de quartier	Surf. Min.	-	2'500 M2	3'000 M2	-	10'000 M2	5'000 M2	5'000 M2	8'000 M2	10'000 M2	-	-	-	-
	Indice Max.	1.2	1	1.2	0.8	0.2	0.4	0.6	0.8	0.2	-	-	-	-

REMARQUES

- 1) Ordre dispersé par convention ou plan de quartier
- 2) Habitat lié à l'exploitation autorisé
- 3) Rez commercial non compté dans la densité
- 4) Hauteur mesurée sur la sablière, côté rue
- 5) Longueur maximum par élément de façade
- 6) Beaulieu : 5 niveaux, hauteur maximum 18 M
- 7) Espace vert 10 % : Voir art. 109 et 110
- 8) Voir définition de la zone
- 9) Voir art. 105 C
- 10) Constructions en bande et mitoyennes autorisées, sans surf.min.sur la base d'un plan de quartier
- 11) Constructions autorisées dans les limites des lois fédérales et cantonales en la matière
- 12) Dérogation pour conservation de constructions intéressante, art. 85
- 13) Midi : Hauteur et étages mesurés à partir de la route cantonale limitrophe
- 14) Annexes en rez et étages intégrés au bâtiment autorisés avec toiture-terrasse aménagée
- 15) Zone Sud du Bois Homogen entre la voie CFF et l'autoroute : 3 niveaux et 12 M. max.
- 16) Maintien des haies et murgères
- 17) Habitat indispensable à la surveillance de l'exploitation autorisé
- 18) Dérogation de hauteur selon art. 106
- 19) Les Preyses : DS III
- 20) Entreprises existantes et leurs extensions : 0 . 6
- 21) Entreprises existantes et leurs extensions : voir Z.A.
- 22) Chalets exclus

ANNEXE B

Documents reçus lors de la visite
de la centrale géothermique de Altheim (Autriche)

(juin 2007)

DOCUMENTATION VISITE ALTHEIM (juin 2007)

Geothermische Wärmeversorgungsanlage Altheim, Oberösterreich

Gerhard Pernecker, Leiter des Stadtamtes, Stadtgemeinde Altheim/Geothermische Energieversorgung, 4950 Altheim, Braunauer Straße 7, Tel +43 (0) 7723 422 55 81, Fax DW 87, geothermics@altheim.ooe.gv.at, www.altheim.eu

EINLEITUNG

Schon seit Anfang 1980 gab es in Altheim, einer ca. 5000 Einwohner zählenden Stadt im oberösterreichischen Innviertel, Überlegungen, den Zentralbereich des Ortes geothermisch mit Wärme zu versorgen.

Den Anstoß für diese Überlegungen hatte eine Erdölgesellschaft gegeben. Diese wollte aus einer aufgegebenen Erdölbohrung im ca. 4 km entfernten Nachbarort Geinberg Thermalwasser nach Altheim leiten, die dafür notwendigen Leitungen bauen und auch ein Fernwärmennetz für den Zentralbereich des Ortes errichten.

Dieses Projekt fand aber aus mehreren Gründen keine Zustimmung der Gemeinde.

Man hielt es für vernünftiger, eine eigene Bohrung niederzubringen und selbst eine Wärmeversorgung aufzubauen.

Noch im Juli des gleichen Jahres besuchte eine Gemeindedellegation Geothermianlagen in Frankreich und Ungarn, um sich dort über die geologischen, technischen und wirtschaftlichen Verhältnisse zu informieren.

Betreffend die Problematik der Rückführung der energetischen genutzten Tiefenwässer – die Kardinalfrage, wie sich später noch herausstellen sollte – nahm die Delegation das Wissen mit nach Hause, dass in Frankreich reinjiziert wird, und dass man es Ungarn zwar nicht tut, aber weiß, dass es notwendig ist. (Die Repräsentanten der ungarischen Anlagen sagten den Altheimern, dass ein Nachlassen von Druck und Ergiebigkeit schon feststellbar ist.).

Im Juli 1986 wies die für die Nutzung des Tiefenwassers zuständige Wasserrechtsabteilung beim Amt der oberösterreichischen Landesregierung die Gemeinde im Zuge der Überprüfung des von ihr mittlerweile eingebrachten Antrages auf Bewilligung zur Durchführung eines Pumpversuchs darauf hin, „**dass nach Abschluss des Pumpversuches die vorzunehmende Probebohrung zu verschließen sein wird und dass zukünftige Entnahmen nur unter gleichzeitiger Anordnung einer Reinjektionsbohrung und Rückführung des entnommenen Wassers in den Entnahmehorizont möglich sein wird.**“

Das Fündigkeitsrisiko der beabsichtigten Bohrung versuchte die Gemeinde durch eine Versicherung abzudecken; allerdings fand sich keine Gesellschaft dafür.

Dennoch gab es für dieses Problem eine Lösung: Die österreichische Firma AOWS Stoffner Ges.m.b.H. und die ungarische Firma Nikex boten der Gemeinde als BOHR-ARGE an, das Fündigkeitsrisiko zu übernehmen: Die Bohrung Altheim Thermal 1 sollte dann als fündig gelten, wenn eine Fördermenge von mindestens 10 Liter pro Sekunde mit einer Temperatur von mindestens 85 ° C bei einer maximalen (stationären) Absenkung von 100 m im Bohrloch Übertage produziert werden kann. Bei Nichtfündigwerden im definierten Ausmaß sollte die Gemeinde nur die Anzahlungskosten für den Bohrplatz – umgerechnet € 26.200,00 – bezahlen.

Im Dezember 1988 gab es eine umfangreiche Diskussion im Gemeinderat, in der die Frage der Reinjektion eine große Rolle spielte. Für das so genannte kleine Projekt, sei die Reinjektion nicht vorgesehen, so wurde festgestellt, weil nicht finanziert und nicht notwendig. Eine Entscheidung fiel nicht – es sollten die offenen Fragen noch geklärt werden; so hatten es einzelne skeptische Gemeinderatsmitglieder verlangt.

Einen Monat später, bei gleichem Sachverhalt, beschloss der Gemeinderat dann aber doch einstimmig, (nur) die Produktionsbohrung niederzubringen und das Fernwärmeprojekt auf den Weg zu bringen.

Der Gemeinderat stellte in seinem Beschluss u. a. fest, „..... dass, wenn die Schüttung im Bereich von 10 – 15 l/sek liegt, davon auszugehen ist, dass eine Reinjektion des Thermalwassers in den Entnahmehorizont nicht gemacht werde; das Wasser neutralisiert.... werden müsse bzw. so behandelt und abgekühlt werden ... müsse, dass es in die örtliche Abwasserbeseitigungsanlage eingeleitet werden kann.“

Am 1.2.1989 unterfertigten die Gemeindevorsteher den Bohrvertrag mit der BOHR-ARGE und damit begann in Altheim das Geothermiezeitalter.

FINANZIELLES

Für die Produktionsbohrung und das Fernwärmennetz mit einer Anschlussleistung von 2500 kW wurde folgende Kalkulation erstellt:

a) Errichtungskosten/Finanzierung:

AUSGABEN	ATS	Umgerechnet €
Fernwärmennetz	10.257.000	745.405
Bohrung	15.000.000	1.090.093
Planung und Bauüberwachung für die Bohrung	500.000	36.336
Neutralisationsanlage und Kühlturn	1.000.000	72.673
SUMME	26.757.000	1.944.507

Bedeckung der Ausgaben		
Fernwärmeförderung Bund	2.008.000	145.927
Fernwärmeförderung Land	669.000	48.618
Sonstige Förderung Land	3.000.000	218.019
Bankdarlehen	21.080.000	1.531.943

b) Jährliche Einnahmen und Ausgaben

	ATS	Um	gerechnet €
Grundgebühr	625.000		45.421
Arbeitspreis bei 1500 Volllaststunden pro Jahr	1.850.500		134.481
Betriebskosten inkl. Investitionsrücklage	950.000		69.039
Verbleibender Rest zur Darlehensrückzahlung	1.525.500		110.863

Für die Wärmelieferungsverträge wurde eine Laufzeit von 20 Jahren festgelegt. Die Laufzeit für die Rückzahlung des Darlehens musste auf Grund des verbleibenden geringen Differenzbetrages, der für die Rückzahlung des Bankdarlehens zur Verfügung stand, aber mit 30 Jahren angesetzt werden.

Die Entgelte für die Wärmelieferung wurden wie folgt bestimmt:

	ATS	Um	gerechnet in €
Arbeitspreis je kWh	0,493		0,0358
Grund je kW und Jahr	250,00		18,19
Mess- und Regeleinrichtung pro Jahr	1,5% vom Wert		
Wärmezählergebühr monatlich	max. 65,00		4,723
Eichgebühr	nach Gesetz		

Für die Berechnung der Wärmemenge wurde eine fixe Temperaturspreizung von 30° C festgelegt. Daher wurden nicht Wärmemengenzähler bei den Kunden installiert, sondern Wasserzähler.

Kunden mit entsprechend ausgelegter Zentralheizung sollten also z. B. eine Temperaturdifferenz von 40° C nutzen können und dennoch nur für 30° C bezahlen müssen. Diese Regelung sollte Kunden die Entscheidung zum Anschluss an die geothermale Wärmeversorgung erleichtern, ihnen einen Anreiz bieten.

Die Gemeinde verzichtete dadurch natürlich auf Einnahmen. So wurde beispielsweise ein Mehrfamilienwohnhaus in der Heizperiode 1993/1994 mit 168.938 kWh Wärmeenergie beliefert, aufgrund des Modus mit der fixen Temperaturdifferenz von 30° C konnten aber nur 124.138 kWh in Rechnung gestellt werden, also gewissermaßen ein Nachlass von mehr als 25 % gewährt.

Darüber hinaus errichtete die Gemeinde nicht nur die Hausanschlussleitungen kostenlos, sondern stellte auch noch die Wärmeübergabestation ohne Berechnung eines Entgeltes bei.

Wie eingangs erwähnt, beinhalteten die Annahmen bzw. Berechnungen nicht die nach dem Stand der Technik notwendige Reinjektionsbohrung. Dazu hatte die BOHR-ARGE auch ein Angebot gelegt, welches sich auf ca. ATS 10.900.000 bzw. umgerechnet ca. € 792.130 belief. Ausgaben für weitere notwendige Leistungen, wie die Herstellung einer ca. 2 km langen Verbindungsleitung zwischen den beiden vertikalen Bohrungen, Tests und ein Grundstück für die zwei-

te Bohrung wurden nicht ermittelt.

Die kundenfreundliche Preisgestaltung und das Nichtberücksichtigen der Reinjektion des genutzten Thermalwassers in der Wärmepreiskalkulation sollte die Gemeinde schon sehr bald in eine sehr schwierige finanzielle Situation führen.

(Für Anschlüsse, die nach dem 28.9.1995 hergestellt wurden, gelten neue vertragliche Regelungen: Die Hausanschlussleitung und der Wärmetauscher werden nicht mehr kostenlos hergestellt bzw. beigestellt, ein moderater Anschlusspreis ist zu bezahlen, und es ist die tatsächlich gelieferte Wärmemenge zu bezahlen.)

Verschärfend wirkte sich auch noch der Umstand aus, dass auf Grund technischer Probleme („Die Katastrophe im Dezember 1989“) das Bohrloch Altheim Thermal 1 noch vor der geplanten Inbetriebnahme des Fernwärmennetzes im Herbst/Winter 1989/1990 aufgegeben und in Form einer Ablenkungsbohrung mit einem weiteren (vorher nicht kalkulierbarem) Aufwand von ca. ATS 5.000.000 bzw. umgerechnet ca. € 363.400 saniert werden musste.

ANLAGENBESCHREIBUNG/FUNKTIONSWEISE

Das Thermalwasser wird von der Produktionsbohrung in die, nur wenige Meter entfernte, Heizzentrale geleitet, durchströmt dort 4 Plattenwärmetauscher mit einer Gesamtleistung von 7.500 kW, mittels derer das im Fernwärmennetz befindliche voll entsalzte Wasser auf eine Temperatur von bis zu ca. 85° C aufgeheizt wird. Das Fernwärmennetz besteht aus isolierten Stahlrohren; für die Hausanschlussleitungen wurden isolierte Stahlrohre und isolierte Kupferrohre verwendet. Für neue Hausanschlussleitungen werden ausschließlich Stahlrohre verwendet, da Kupferrohre nicht in das Leckwarnsystem einbezogen werden können. Die Vor-lauf-/Rücklauftemperaturen im Netz liegen bei ca. 80° C bis ca. 90° C bzw. bei ca. 55° C bis ca. 60° C. Nach der Auskühlung wird das Thermalwasser über die Reinjektionsbohrung in den Aquifer zurück gepumpt.

Die Anschlussleistung der Wärmeversorgungsanlage beträgt derzeit ca. 11.000 kW.

Die Gesamtzahl der Fernwärmekunden beläuft sich auf ca. 700. In den versorgten Gebäuden wohnen etwa 40 % der Bevölkerung von Altheim. Größter Einzelabnehmer ist die Gemeinde selbst (Volksschule, Hauptschule, Sporthalle – Anschlussleistung ca. 1.000 kW. Im Sommer wird das öffentliche Schwimmbad versorgt. Die Badewassertemperatur beträgt von Mai bis September 28 bis 29° C. Dafür sind ca. 1.000.000 kWh Energie pro Saison erforderlich. Die Kosten dafür werden nicht in Rechnung gestellt.

Das Fernwärmennetz hat eine Länge von ca. 14,5 km. Die Länge der Hausanschlussleitungen beträgt ca. 9 km. Die Anschlussdichte im Trassenverlauf liegt bei ca. 85 %.

AUSGABEN UND FINANZIERUNG (DERZEITIGER STAND)

Für die Produktionsbohrung, das Fernwärmennetz und die Kundenanlagen (Hausanschlussleitungen und Wärmeübergabestationen) wurden ca. € 8.248.400,00 ausgegeben.

Die Finanzierung erfolgt/e durch Bankdarlehen (ca. € 4.651.100,00), durch Landes- und Bundesförderungen (insgesamt ca. € 2.107.500,00, wobei nahezu 80 % vom Land Oberösterreich

gewährt wurden) und Beiträge der Kunden, überwiegend in Form von Grundgebührvorauszahlungen (ca. € 1.489.800,00).

Die (verrechnete) Jahresenergiemenge beläuft sich auf durchschnittlich ca. 15.000.000 kWh.

Der Arbeitspreis je kWh beträgt € 41,79 und der Anschlusspreis je kW € 38,55, mindestens jedoch € 385,50. Die Preise wurde zuletzt im September 2001 erhöht.

Die FernwärmeverSORGUNG wird nach wie vor von der Gemeinde im Rahmen des Gemeindehaushaltes geführt uzw. als „Betrieb mit marktbestimmter Tätigkeit“ in Sinne der Maastricht-Kriterien. Für die Betreuung der Anlage sind 2 vollbeschäftigte Personen angestellt. Diese betreuen allerdings auch die geothermische Stromerzeugungsanlage. Die administrativen Tätigkeiten (Verrechnung, Buchhaltung) erfolgt durch die vorhandenen Bediensteten in der Verwaltung. Zusätzliches Personal wurde dafür nicht eingestellt. Das Gesamtbudget der Gemeinde hat im Jahr 2005 ein Volumen von ca. 7.226.000 €, auf die Geothermie entfallen davon ungefähr 910.000 €.

UMWELTAUSWIRKUNGEN

Durch den Betrieb der geothermalen FernwärmeverSORGUNG werden ca. 2.500 Tonne fossile Brennstoffe eingespart, und die örtliche Umweltsituation konnte erheblich verbessert werden:

SCHLUSSBEMERKUNG:

Der Ausbau der FernwärmeverSORGUNG ist im Wesentlichen abgeschlossen. Möglich sind nur mehr Netzverdichtungen im kleineren Ausmaß. Limitierender Faktor ist vor allem das Fernwärmennetz: Die Leitungsquerschnitte lassen keine größeren Leistungen mehr zu, außerdem ergeben sich an Leitungsendpunkten auch Druckprobleme. Die Heizzentrale ist ebenfalls am Limit – hier muss, schon beim jetzigen Umfang des Netzes – eine Erweiterung ins Auge gefasst werden. Die Heizzentrale wurde seinerzeit für eine Anschlussleistung von 2.500 kW ausgelegt; mittlerweile beträgt sie aber 11.000 kW!

Geothermische Stromerzeugung mit ORC-Prozess – die Demonstrationsanlage in Altheim, Oberösterreich

Gerhard Pernecker, Leiter des Stadtamtes, Stadtgemeinde Altheim/Geothermische Energieversorgung, 4950 Altheim, Braunauer Straße 7, Tel +43 (0) 7723 422 55 81, Fax DW 87, geothermics@altheim.ooe.gv.at, www.altheim.eu

Ausgangslage

Bis in das Jahr 1998 wurde das für die Wärmeversorgung entnommene Thermalwasser – bis zu 500.000 m³ pro Jahr – nach der Auskühlung nicht reinjiziert, sondern in einen nahe gelegenen Fluss abgeleitet. Die notwendige Reinjektionsbohrung hatte man aus Kostengründen – gegen den ausdrücklichen Willen der Wasserrechtsbehörde – nicht errichtet. Da an der Reinjektionsbohrung kein Weg vorbeiführte, das Geld dafür aus der Wärmeversorgung aber nicht vorhanden war, wurde gemeinsam mit der Geothermischen Vereinigung e.V., BRD, die Idee geboren, die Geothermieanlage um eine Stromerzeugung zu erweitern. Gemeinsam mit den Firmen Turboden Srl., Italien, Terrawat GmbH, BRD und Geotherma SA (nunmehr Gaudriot SA), Frankreich reichte die Stadt 1996 einen entsprechenden Vorschlag bei der Europäischen Kommission ein, der positiv bewertet wurde.

Anlagenbeschreibung

Bohrungen:

Die vertikale Produktionsbohrung hat eine Endteufe von ca. 2.300 m (Top Malm). Die Kopftemperatur liegt bei ca. 104 ° C. Die Reinjektionsbohrung ist abgelenkt ausgeführt. Die vertikale Endteufe beträgt 2.165 m, die Gesamtlänge beläuft sich auf 3.078 m. In der Produktionsbohrung ist einer Tiefe von ca. 290 m eine 350-kW-Tauchkreiselpumpe installiert, welche bis zu 100 l/s (bei 16 bar Druckverlust) fördern kann. An der Reinjektionsbohrung befindet sich zusätzlich eine Drucksteigerungspumpe.

Stromerzeugungsanlage:

Die Anlage besteht aus folgenden Hauptkomponenten:

- Turbine (Einstufige Axialturbine, Nominalgeschwindigkeit: 1500 U/Minute)
- Generator (1 MW, synchron, 1375 kVA, 400 V, 50 Hz)
- Vorwärmer (Plattenwärmetauscher-SMO)
- Verdampfer/Seperator (Röhrenwärmetauscher-CrNiMoTi)
- Kondensator (Röhrenwärmetauscher-SF-Cu)
- Arbeitsmitteltank (3000 Liter)

Auslegungsdaten (Nominalbedingungen):

Thermalwassereintrittstemperatur	106 ° C
Thermalwasseraustrittstemperatur	70 ° C
Thermalwasserfließrate	81,7 kg/s
Thermische Leistung	12.400 kW
Kühlwassereintrittstemperatur im Mittel	10 ° C
Kühlwasseraustrittstemperatur	18 ° C

Kühlwasserfließrate	340 kg/s
Abgegebene elektrische Nettoleistung	1.000 kW

Grundkonzept/Betriebsweise:

Wegen der Thermalwassertemperatur von nur ca. 100 ° C wird ein niedrig siedendes Arbeitsmittel (Siedepunkt 36 ° C) verwendet, welches für einen guten Wirkungsgrad der Turbine sorgt. Darüber hinaus greift das Arbeitsmittel weder die Turbinenschaufeln noch die Ventilsitze an, ist für Mensch und Umwelt ungefährlich, unschädlich für die Ozonschicht und unbrennbar. Die Anlage ist einfach aufgebaut und kann vollkommen ohne Bedienung geführt werden („Betrieb ohne ständige Beaufsichtigung“). Die Drehzahl der Turbine und die Drücke in der Turbine und in den Wärmetauschern sind im Vergleich zu herkömmlichen Dampfkraftwerken niedrig.

Die Steuerung erfolgt durch eine **SpeicherProgrammierbareSteuerung**, welche die analogen und digitalen Signale der Anlage verarbeitet: Daher ist die Anwesenheit einer Bedienungsperson nur zum Ingangsetzen der Anlage – durch bloßes Drehen eines Schlüssels – und zur regelmäßigen Kontrolle des Zustandes erforderlich. Alle signifikanten Variablen, wie die Temperaturen, der Dampfdruck, die Turbinendrehzahl usw. werden ständig kontrolliert. Die Notfall-Prozeduren werden ebenfalls automatisch von der SPS verwaltet. Bei Vorliegen von ungewöhnlichen oder potentiell gefährlichen Bedingungen wird die Anlage unverzüglich stillgesetzt.

Das für die Kondensation notwendige Kühlwasser kommt aus einem ca. 170 m entfernten Werkskanal.

Ausgaben für den Ausbau der Geothermieanlage:

Reinjektionsbohrung und Ausbau der Produktionsbohrung	2.076.344
ORC-Turbogenerator	1.289.473
Planung, Gutachten, Behördenverfahren etc.	405.057
Unterwasserpumpe, Pumptests	372.191
Leitungsbau	284.353
Krafthaus	268.716
Kühlwasserbauwerk	220.603
Steuerungssystem	167.353
Gesamtausgaben	5.084.090

Finanzierung:

Gesamtausgaben	5.084.090
Beitrag EU	1.565.184
Beitrag Energie AG OÖ	981.083
Beitrag Land und Bund	792.969
Beitrag Stadt Altheim	367.610
Darlehen	1.377.245

Die finanzielle Beteiligung der Europäischen Kommission erfolgte aus Mitteln des 4. Rahmenprogramms. Der Zuschuss betrug 34,70 % der förderbaren Kosten.

Der Beitrag der Energie AG Oberösterreich wurde im Jahr 1999 als Ausgleich für einen nicht erhöhten Einspeisetarif vereinbart. Mittlerweile beträgt die gesetzliche Mindesteinspeisevergütung je kWh 10,48 Euro-Cent im Winter und 9,12 Euro-Cent im Sommer.

Probleme:

Als Hauptproblem im Betrieb erwies bzw. erweist sich die Kühlwasserseite: Die Nominal-Eintrittstemperatur von 10 ° C ist in der Praxis nicht sehr häufig gegeben. Außerhalb der Heizperiode (es werden nur ca. 10 l/s benötigt) stünde zwar die Nominal-Thermalwassermenge von 81,7 kg/s zur Verfügung, allerdings betragen dann die Kühlwassereintrittstemperaturen bis zu 19 ° C; damit steigt die Thermalwasseraustrittstemperatur in der ORC-Anlage bzw. die Reinjektionstemperatur an – die Folge ist ein höherer Energieaufwand für die Verpressung des Thermalwassers. Die Reinigung des Kühlwassers bereitet ebenfalls Probleme – speziell zu Hochwasserzeiten. Ein weiteres Problem stellen Frostperioden dar.

Inbetriebnahme/Betriebserfahrung:

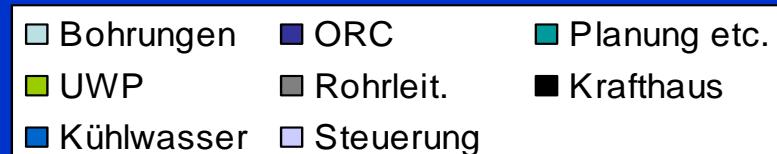
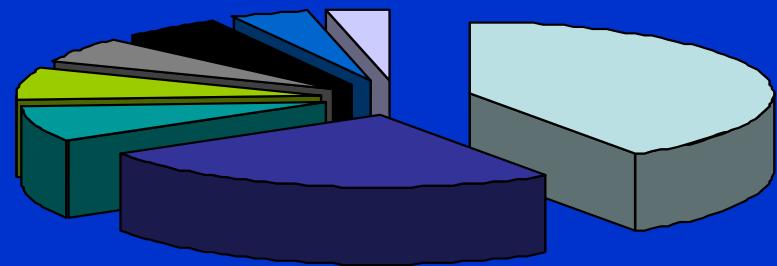
Die erstmalige Inbetriebnahme erfolgte Ende 2000. Nach diversen Stillständen in 2000 und 2001 (Erneuerung des Rohrbündels im Kondensator) läuft die Anlage seit November 2001 zufriedenstellend. 2002 und 2003 war die Anlagen jeweils ca. 7.500 Stunden am Netz. Die eingespeiste Strommenge betrug 2.020.742 kWh bzw. 1.819.408 kWh. Die durchschnittliche Einspeiseleistung lag bei ca. 270 bzw. ca. 240 kW (Spitzeneinspeiseleistung 487 kW). Diese relativ niedrige Leistung ergibt sich daraus, dass eine geringere als die Nominal-Thermalwassermenge eingespeist wurde, was einerseits mit dem höheren Bedarf der Wärmeversorgungsanlage und andererseits mit dem höheren Pumpstromverbrauch auf der Reinjektionsseite zusammenhängt.

2004 war die Anlage nur ca. 6.000 Stunden am Netz. Die ins Netz eingespeiste Strommenge betrug ca. 1.000.000 kWh. Die geringere Laufzeit/Netzeinspeisung im Vergleich zu 2002 und 2003 hat ihre Ursache großteils in einem behördlich angeordneten Thermalwasser-Pumpversuch, der einen Stillstand der ORC-Anlage von ca. 1.000 Stunden verursachte. Der Pumpversuch war nach Auffassung der Behörde notwendig, um feststellen, ob Auswirkungen auf benachbarte Sondenbetreiber (vor allem in Bayern) auftreten bzw. wie sich der Wasserspiegel/-druck im Aquifer – in einer Tiefe von ca. 2.300 m - bei großen Entnahmen- und Verpressmengen (290 m³ pro Stunde) verhält.

Bis zu ca. 60 % der Generatorleistung werden in das Netz eingespeist. Der Rest wird für den Betrieb der Unterwasserpumpe (die auch für den Betrieb der Wärmeversorgung notwendig ist), die Kühlwasserpumpen und die Verpresspumpe verbraucht.

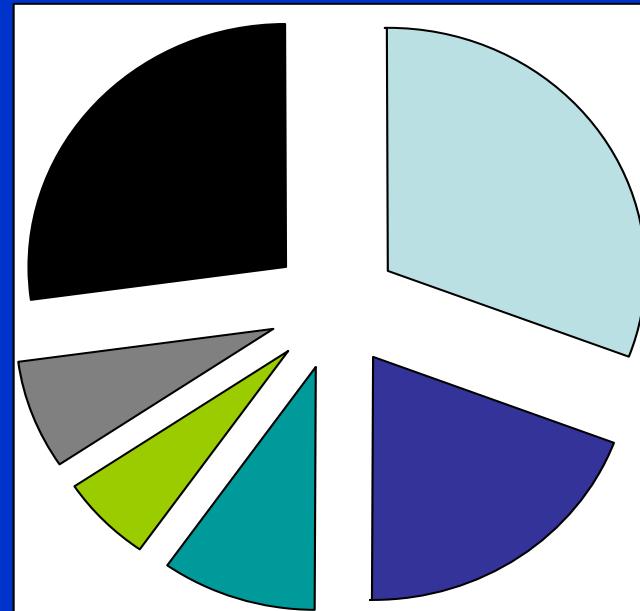
Ausgaben für den Ausbau

Reinjektionsbohrung und Ausbau der Produktionsbohrung	2.076.344
ORC-turbogenerator	1.289.473
Planung, Gutachten, Gebühren u.a.	405.057
Unterwasserpumpe, Pumptests	372.191
Rohrleitungsbau	284.353
Krafthaus	268.716
Kühlwasseranlage	220.603
Steuerung	167.353
Total	5.084.090 €



Finanzierung des Ausbaues

EU	1.565.184
Energie AG OÖ	981.083
Land OÖ	490.543
Bund	302.426
Eigenmittel	367.610
Bankdarlehen	1.377.245



EC	EAG	Land
Bund	Eigenmittel	Darlehen

GEOTHERMISCHE ANLAGE ALTHEIM

**ORC-Anlage mit 1 MW Leistung,
gespeist mit Thermalwasser**



1 Grundkonzept

Die Geothermieanlage Altheim wurde für die Erzeugung von elektrischer Energie unter Ausnutzung von Thermalwasser mit einer Temperatur von 106 °C als Wärmequelle entwickelt. Da der Wirkungsgrad eines herkömmlichen, auf dem Rankine-Prozess basierenden Dampfkraftwerks bei einer derart niedrigen Arbeitstemperatur nicht sehr hoch wäre, wird eine organische Verbindung mit hoher Molekülmasse als Arbeitsmedium verwendet, die einen guten Wirkungsgrad der Turbine ergibt. Darüber hinaus greift das Arbeitsfluid im Gegensatz zu den sonst in geothermischen Kraftwerken verwendeten Fluids weder die Turbinenschaufeln noch die Ventilsitze an, ist für Mensch und Umwelt ungefährlich, unschädlich für die Ozonschicht und unbrennbar.

Die Anlage ist trotz des innovativen Projekts einfach aufgebaut, extrem leicht zu führen und zu warten und kann vollkommen ohne Bedienung betrieben werden. Die Drehzahl der Turbine und die Drücke in der Turbine und in den Wärmetauschern sind im Vergleich zu herkömmlichen Dampfkraftwerken niedrig, so dass eine sehr hohe Zuverlässigkeit gewährleistet ist.

2 Thermodynamischer Zyklus

Das Arbeitsmedium arbeitet in einem geschlossenen Kreislauf, der als "Rankine-Prozess" bezeichnet wird. Der Turbogenerator verwendet das Thermalwasser zum Vorwärmen und Verdampfen des Arbeitsmediums im Verdampfer. Das verdampfte Arbeitsmedium treibt die Turbine an, die über eine elastische Kupplung direkt mit dem Generator gekoppelt ist. Nach der Ausdehnung in der Turbine wird der Dampf in einem Wärmetauscher kondensiert, der mit kaltem Wasser aus einem kleinen Fluss gespeist wird. Das niedrigsiedende Arbeitsmedium wird schließlich zum Vorwärmer und anschließend zum Verdampfer gepumpt, wodurch der Arbeitszyklus im geschlossenen Kreislauf schließt.

Die nachstehende Abbildung zeigt eine vereinfachte Darstellung der Anlage.

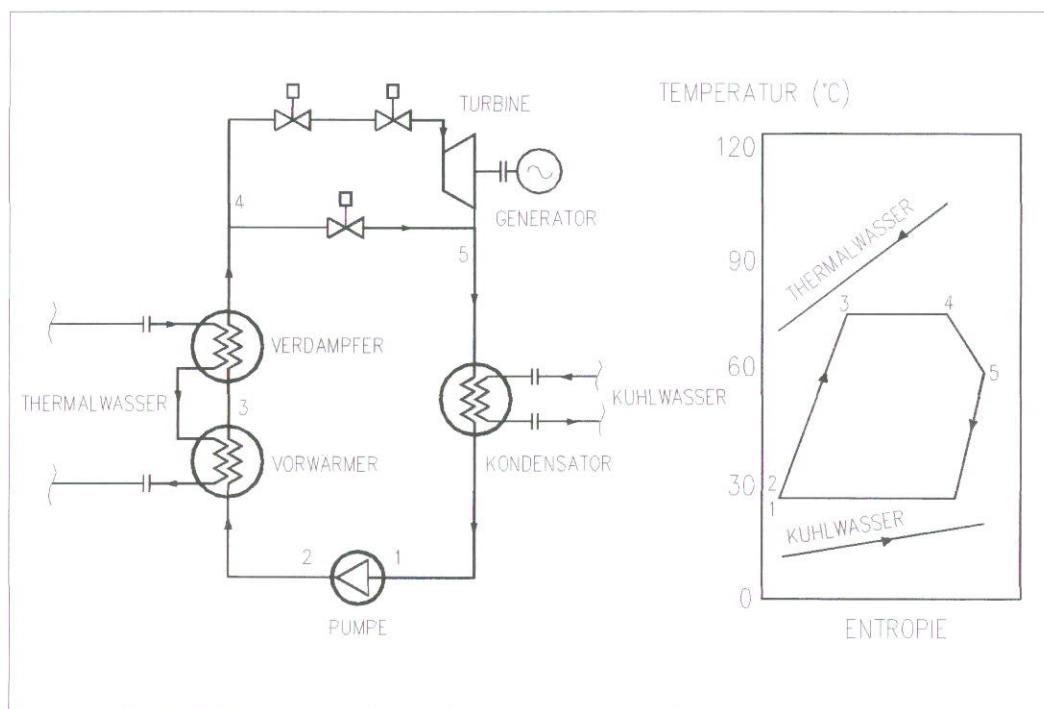


Abbildung 1: Eine vereinfachte Darstellung des Kreislaufes des Arbeitsmediums (links) und des thermodynamischen Zyklus in einem Temperatur-Entropie-Diagramm (rechts)

3 Beschreibung der Anlage

Die wichtigsten Komponenten der Geothermieanlage Altheim werden nachstehend kurz beschrieben:

Vorwärmer: Im Vorwärmer erwärmt das Thermalwasser das Arbeitsmedium auf eine Temperatur nahe der Verdampfungstemperatur. Der Vorwärmer ist ein Plattenwärmetauscher, der den hohen Wirkungsgrad des Wärmetauschprozesses auf geringem Raum gewährleistet.

Verdampfer-Abscheider: In diesem Wärmetauscher wird das Arbeitsmedium durch das durch kleine Edelstahlrohre im Behälter fließende heiße Thermalwasser verdampft. Der Dampf strömt in den oberen Behälter, der einen Feuchtigkeitsabscheider enthält, und dann über geeignete Einlassventile zum Turbineneinlauf.

Turbine-Generator: Die Turbine wandelt die Druckenergie des Dampfes durch Ausdehnung in mechanische Energie um, wobei der Eingangsdruck auf einen Wert knapp unter dem atmosphärischen Druck gesenkt wird. Der wassergekühlte Synchrongenerator mit einer Drehzahl von 1500 U/min ist direkt an die Turbine angeschlossen und wandelt die mechanische Energie in elektrische Energie um, die ins Netz eingespeist wird. Die Bemessungsleistung des Generators beträgt 1000 kW.

Kondensator: Der Dampf wird bei seinem Austritt aus der Turbine in diesem Wärmetauscher kondensiert, wo er durch Wasser mit einer Temperatur von ungefähr 10-15 °C abgekühlt wird und wieder in den flüssigen Zustand zurückkehrt. Beim Kondensator handelt es sich um einen Rohrbündelwärmetauscher (wie auch der Verdampfer) mit rund 5.000 kleinen Kupferrohren, die den guten Wärmetausch zwischen dem Wasser und dem kondensierenden Arbeitsmedium gestatten.

Förderpumpe: Nach dem Kondensator wird das flüssige Arbeitsmedium von einer Kreiselpumpe zum Vorwärmer gepumpt, wo der Zyklus von neuem beginnt. Da die Förderpumpe zur Gewährleistung des regelmäßigen Betriebs eines Mindesteingangsdrucks bedarf, befindet sie sich in gut vier Meter Tiefe unter dem Kondensator.

Vorratstank: Der Vorratstank neben der Pumpe kann das gesamte in der Anlage enthaltene Arbeitsfluid aufnehmen. Er ist normalerweise nicht mit dem Kreislauf des Arbeitsmediums verbunden, doch dank einer kleinen umkehrbaren Pumpe kann das

Arbeitsmedium automatisch vom Anlagenkreislauf in den Tank und wieder zurück in die Anlage gepumpt werden.

Die Anlage verfügt außerdem über ein Vakuumsystem zum Evakuieren der ggf. im Arbeitsfluidkreislauf enthaltenen Luft, da das Vorhandensein von Luft zu einer Beeinträchtigung der Wärmetauschprozesse und zu einer Minderung der Turbinenleistung führen kann.

4 Normale Betriebsbedingungen

Die Anlage wurde für den einfachen und vollständig automatisierten Betrieb konzipiert. Sie kann durch das bloße Drehen eines Schlüssels in Betrieb gesetzt werden und läuft automatisch, ohne dass Bedienungspersonal erforderlich ist. Die Stillsetzung erfolgt durch einen einfachen Knopfdruck.

Wenn der Verdampferdruck wegen einer Abnahme der vom Thermalwasser erbrachten Wärmeleistung absinkt, nimmt die erzeugte elektrische Energie entsprechend und automatisch ab. Die Turbine wurde speziell so konzipiert, dass sie auch bei Teillast einen hohen Wirkungsgrad beibehält, so dass der bestmögliche Wirkungsgrad im Jahresdurchschnitt erzielt werden kann. Darüber hinaus kann die Turbine dank ihrer verstellbaren Düsen mühelos an die unterschiedlichen im Sommer und im Winter verfügbaren Wasserliefermengen angepasst werden.

Die Steuerung des Turbogenerators erfolgt durch eine SPS, welche die analogen und die digitalen Signale der Anlage verarbeitet: daher ist die Anwesenheit einer Bedienungsperson nur zum Ingangsetzen der Anlage und zur regelmäßigen Kontrolle ihres Zustands erforderlich.

5 Steuer- und Überwachungssystem

Die SPS steuert den normalen Betrieb der Anlage sowie die Start- und Ausschaltprozeduren. Alle signifikanten Variablen wie die Temperaturen des heißen Wassers und des Kühlwassers, der Dampfdruck, die Turbinendrehzahl usw. werden ständig durch das Steuersystem kontrolliert. Die Notfall-Prozeduren werden ebenfalls automatisch von der SPS des Turbogenerators verwaltet, so dass die Sicherheit beim unbedienten Betrieb gewährleistet ist. Bei Vorliegen von ungewöhnlichen oder potentiell gefährlichen Bedingungen wird die Anlage unverzüglich stillgesetzt. Auch bei Ausfall des Steuersystems wird die Anlage in jedem Fall sicher abgeschaltet.

Die Anlage schließt eine umfangreiche Instrumentierung und ein fortschrittliches PC-gestütztes Überwachungs- und Datenerfassungssystem ein, das dem Bedienungspersonal die Kontrolle zahlreicher relevanter Parameter durch bloßen Mausklick erlaubt. Historische Daten werden ebenfalls gesammelt und können problemlos in Form von Entwicklungsdiagrammen ausgelesen werden, um das globale Betriebsverhalten der Anlage zu kontrollieren.

Die Instrumentierung und die Erfassungssoftware haben keinen Einfluss auf die Zuverlässigkeit des Steuersystems, da sie völlig unabhängig voneinander sind.

Die Hauptbildschirmseite des Überwachungssystems ist unten abgebildet.

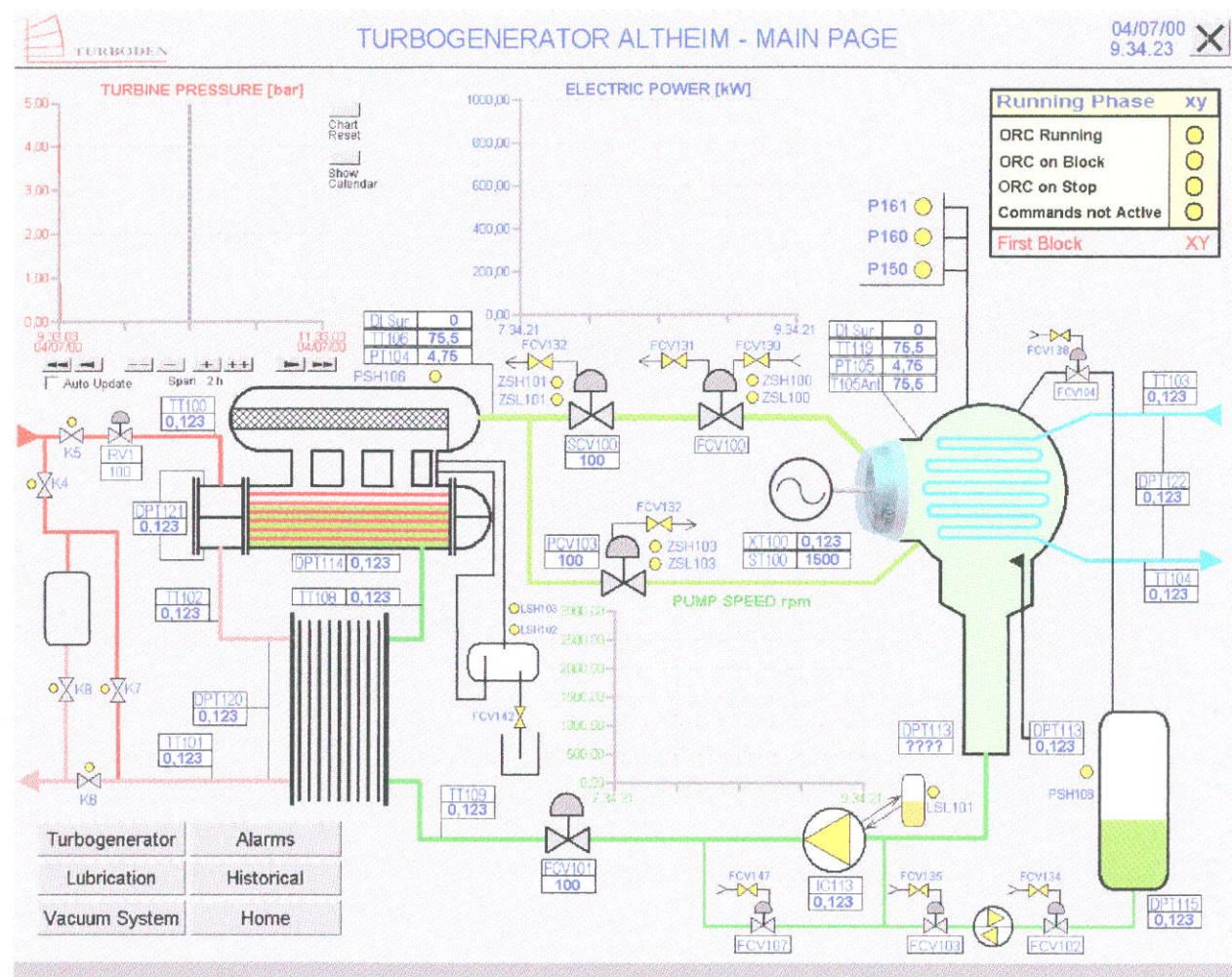


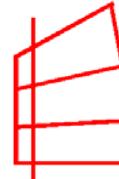
Abbildung 2 : Die Hauptbildschirmseite des Steuersystems der Anlage (nicht endgültig).

6 Datenblatt

Die Bemessungswerte der Geothermieanlage Altheim sind in der folgenden Tabelle angegeben:

Eingangswärmeleistung vom Thermalwasser	12,4 MW _{th}
Eintrittstemperatur des Thermalwassers	106 °C
Austrittstemperatur des Thermalwassers (ungefähr)	70 °C
Liefermenge des Thermalwassers	81,7 kg/s
Eintrittstemperatur des Kühlwassers	10 °C
Austrittstemperatur des Kühlwassers	18 °C
Liefermenge des Kühlwassers (ungefähr)	340 kg/s
Abgegebene elektrische Nettoleistung (*)	1000 kW _{el}
Generatorenspannung	400 V

(*) Diese Angabe berücksichtigt schon den Energieverbrauch der internen Hilfseinrichtungen des Turbogenerators, jedoch nicht den Stromverbrauch der Pumpen für das heiße Wasser und das Kühlwasser.



Turboden in geothermal energy

Characteristics of Altheim fluid

An azeotropic mixture

- HFC 365 mfc: Hydrofluorocarbon
- PFPE : Perfluoro-poliether

Boiling point: 35,6 °C

Critical point: 177,5 °C

Molecular weight: 184,5 °C

Thermal stability: up to 225 °C

Excellent turbine fluid-dynamics

Good heat transfer properties

Low viscosity

Non flammable

ALTHEIM . INFOS CONCERNANT LA POMPE IMMERGEE

(copié de l'e-mail reçu le 4 juin 2007)

Sehr geehrter Herr Bianchetti!

Im Anhang reiche ich Ihnen noch die Beschreibung des Arbeitsmittels nach und nachstehend finden Sie die Adressen/Ansprechpartner für Unterwasserpumpen:

Centrilift (Baker Hughes):

Herr Aad Castricum, Velsen-Noord, Niederlande, Tel +31 251 26 05 13,
E-Mail: aad.castricum@centrilift.com

Woodgroup:

Herr Peter Todd, Tel +968 24605501, www.woodgroup-esp.com,
E-Mail: peter.todd@wgesp-oman.com

Mit freundlichen Grüßen
Gerhard Pernecker



Tiefen-Geothermie: Daten zu zwei Nutzungen tiefer Aquifere

	Unterhaching (D)		Altheim (A)
Bohrungen:			
Beginn 1. Bohrung (Förderung)		2003	
Beginn 2. Bohrung (Rückgabe)		2006	
Tiefe 1. Bohrung	m	3446 m	
Tiefe 2. Bohrung	m	3577 m	
Entfernung Bohrungen	km	3.5 km	
Inbetriebnahme		Sommer 2007 (geplant)	
Lithologie		Malm-Kalke, verkarstet	
Wasserförderung:			
Fördermenge (Bohrung 1) ca.	l/sec.	150 l/sec.	70 l/sec. maximal: 103 l/sec.
Temperatur (Bohrung 1) ca.	°C	122 °C	104 °C
Fördermenge (Bohrung 2) ca.	l/s		71 l/sec. frei auslaufend
Temperatur (Bohrung 2) ca.	°C	127 °C	93 °C
Leistung/Energie:			
erwartete Leistung elektrisch	MW el	3.36 MW (maximal)	0.5 bis 1 MW maximal: 1.027
erwartete Leistung thermisch	MW th	38 MW	11 MW
Energieerzeugung Normalbetrieb	kWh		3'825'000 kWh bisher max.: 2'020'000 kWh
CO2-Reduktion	t CO2/a		4500 t CO2/a
Technologie Stromerzeugung		KALINA	ORC
Finanzierung:			
EU	Mio. €		1.6
Staat	Mio. €		0.8
regionaler Energieversorger	Mio. €		1
weitere	Mio. €	45.2	1.7
Gesamtkosten	Mio. €	50	5.1
Bemerkung:			ca. 2000 Einwohner mit Fernwärme bedient

Links:

Unterhaching:

http://www.geothermie-unterhaching.de/cms/geothermie/geothermie_web.nsf/id/pa_projekt_philosophie.html
<http://www.geothermie.de/gte/gte42/02-geothermie.unterhaching.htm>
<http://www.energetik-leipzig.de/Geothermie/Portal/Projekte/Unterhaching.htm>
<http://www.bmu.de/foerderprogramme/doc/3609.php>
<http://www.geothermieprojekte.de/projektbeispiel-unterhaching-1/projektanfang>
<http://www.geothermieprojekte.de/resolveUid/a20178690e94e8c05e3558abbfe2c4c4>

Altheim:

http://www.geothermie.de/gte/gte36-37/altheim_uhlig.htm
http://www.vistaverde.de/news/Wirtschaft/0210/01_geothemie.htm
http://www.innovations-report.de/html/berichte/agrar_forstwissenschaften/bericht-13277.html
<http://www.eva.ac.at/opet/opet-b15.htm>
http://ec.europa.eu/energy/res/publications/doc1/rej_11.pdf
<http://root.riskommunal.net/gemeinde/altheim/gemeindeamt/download/InfoGeothermie.pdf>
<http://conferences-engine.brgm.fr/contribAuthorDisplay.py?authorId=pernecker+gerhard+gerhard.pernecker%40altheim.ooe.gv.at&confId=6>

ANNEXE C

Synthèse des questions et remarques formulées lors du Workshop technique organisé avant la remise du rapport de phase B1

(Lausanne, 27 novembre 2007)

Projet Agepp : Eléments de réflexion

Document de travail réalisé à l'attention de M. Gabriele Bianchetti



SOMMAIRE

1. Objectif.....	2
2. Remarque préliminaire.....	2
3. Questions et remarques d'ordre général.....	2
4. Questions sur les conditions de production/exploitation.....	3
5. Questions concernant le forage	4
6. Questions sur le budget	4
7. Conclusions.....	4

Document établi par André Gérard et Jean-Jacques Graff

Le 19 novembre 2007

1. Objectif

Le présent document a pour objectif de mettre en relief un certain nombre de domaines dans lesquels il serait nécessaire soit d'apporter des éclaircissements, soit de mener des investigations complémentaires de manière à donner les meilleures chances de succès au projet de géothermie profonde Agepp.

2. Remarque préliminaire

Sur la base des documents fournis (Diaporama « Projet Agepp-0710 » et « Evaluation du potentiel géothermique du canton de Vaud »), le projet apparaît dans son ensemble comme cohérent et doté de réelles chances de succès. Cependant, pour permettre de vraiment apprécier les risques qu'il comporte et dans le même temps contribuer à quelques propositions d'adaptations ou d'investigations susceptibles d'en réduire quelques uns, il serait souhaitable de pouvoir disposer de quelques éclaircissements sur certains points du projet.

3. Questions et remarques d'ordre général

Si l'on considère que c'est la ressource hydrothermale espérée qui, tant en quantité (débits, pressions, pérennité) qu'en qualité (chimie des eaux, température), constitue la clé de voute du projet, l'examen des éléments sur lesquels reposent les espoirs actuels semble stratégiquement prioritaire.

Sur ce sujet fondamental on peut lister ci-après (sans prétendre à l'exhaustivité) quelques remarques et questions suscitées « à chaud » par les documents examinés¹.

Q 1 : Sur quelles bases repose le « modèle géologique conceptuel » du réservoir recherché² ?

Et plus particulièrement :

Q 2 : Comment a-t-on estimé sa profondeur, son épaisseur, sa structure interne ?

On mentionne dans l'Evaluation du potentiel géothermique du canton de Vaud l'existence de profils sismiques dans le voisinage. Dans quelle mesure sont-ils utilisables³ ? au prix de retraitements éventuels ? Ont-ils été déjà utilisés et, si oui, dans quelles conditions ? Serait-il possible si nécessaire de trouver les moyens pour faire exécuter une campagne de vibroseismique dédiée au projet ?

¹ Peut-être des éléments de réponses à certaines de ces questions existent-ils dans d'autres documents ?

² De ce point de vue on pourrait ici suggérer de mettre en cohérence les diapos 4, 10 et 11 quand à la nature géologique du réservoir recherché : Gneiss ? (diapo 4) Calcaire ? (diapo 10) Sandwich Calcaire-Schistes-Grés-Marnes (diapo 11)

³ C'est-à-dire bien situés et accessibles

Q 3 : De quels éléments tectoniques dispose-t-on qui permettraient d'apprécier ou de pronostiquer ce que pourrait être la fracturation naturelle vers 3000m de profondeur ?

Densité du réseau ?, orientations et pendages dominants ?, contraintes ? La productivité prévisionnelle des ouvrages ainsi que l'optimisation de leurs trajectoires et complétions en dépendent étroitement.

Q 4 : Sur quelles bases repose le schéma hydrogéologique présenté sur la diapo 11 ?

Analyses isotopiques et de certains éléments dans les fluides captés à Lavey les Bains⁴? (pour la géothermométrie, origine des eaux ? et/ou relations eaux-roche ?)

La circulation des eaux en profondeur ne peut elle suivre des modes de cheminements très différents de ceux que l'on peut considérer comme dominants vers 500m à Lavey les Bains ?

Q 5 : Sur quelle base repose l'estimation de la salinité prévisionnelle des eaux (<5g/l) (diapo 7) ?

Q 6 : Sur quelles base repose l'espoir d'eaux peu incrustantes (diapo 7) quoique produites à partir d'un réservoir complexe à dominante calcaire (diapo 11) ?

4. Questions sur les conditions de production/exploitation

Q 7 : Pourquoi la prévision d'une pompe immergée à faible profondeur ?

Ce n'est malheureusement pas parce qu'un forage sera artésien (bien qu'indubitablement ce soit un facteur favorable) qu'il ne sera pas nécessaire de placer une pompe immergée à plus ou moins grande profondeur pour obtenir le débit voulu. (Diapo 7) Tout dépend de l'indice de productivité du puits et de ses variations éventuelles en fonction de la pression du réservoir au voisinage du puits en cours d'exploitation.

Q 8 : Pourquoi faire reposer la nécessité éventuelle d'une réinjection sur la seule notion de débit ?

Pour les aspects environnementaux ce serait plutôt la salinité et le produit (débit x salinité) ainsi que la température de rejet⁵ qui sont déterminants. Cependant il sera peut être aussi nécessaire de réinjecter tout ou partie du fluide produit pour maintenir la productivité du réservoir au niveau voulu au voisinage du puits de production.

Q 9 : Dans l'état actuel du projet ne serait-il pas judicieux de laisser « ouverte » la question de la profondeur d'un éventuel puits de réinjection ?

Celle-ci pourrait être comprise entre quelques centaines de mètres seulement (si le facteur environnemental est dominant) et la profondeur minimale suffisante pour réalimenter le réservoir en cas de nécessité. (de 1000m à 3000m selon la situation hydrogéologique réelle, observable lorsque le forage d'exploitation sera réalisé) (La diapo 3 ne serait-elle pas à revoir en ce sens ?)

⁴ Questions au passage : La production actuelle à Lavey les Bains est elle de 30l/s sur un seul puits (diapo 8) ?

Comment explique-t-on dans le puits P600 de Lavey les Bains une température vers 375m supérieure de 3°C à la température vers 500m ? (Page 124 « Evaluation du potentiel géothermique du canton de Vaud ») ?

⁵ Ce point particulier mérirait peu t être une solution « originale » adaptée à la situation réelle en cas de succès?

5. Questions concernant le forage

Q 10 : Quid des choix qui conditionneront la gestion et les choix des fluides et paramètres de forage ?

Ce point peut s'avérer particulièrement important au vu du type de roche à traverser et aussi lors de la traversée du réservoir.

Q 11 : Sur quelles complétions « types » des ouvrages reposent les budgets proposés ?

(Diamètres, alliages,

6. Questions sur le budget

Q 12 : L'enveloppe prévue dans l'étude de faisabilité est-elle suffisante pour les investigations à faire ?

Est-il vraiment possible de construire une étude de faisabilité d'un projet, certes très attractif mais encore entouré de zones d'ombres méritant l'attention, en n'envisageant de ne consacrer que 100 000FRS de budget au module fondamental « Captage et rejet des eaux profondes » qui devra fournir :

- *d'une part pour ce qui concerne la « ressource » un pronostic (aussi fortement argumenté que raisonnablement possible) sur l'ensemble des risques et des moyens à engager pour les réduire,*
- *d'autre part des propositions (modulables de façon interactive avec les résultats concrets des opérations au fur et à mesure de leur progression) de stratégies de forage et de gestion de la ressource sur la base de divers « scenarios de base » envisageables.*

7. Conclusions

Bien évidemment tout ce qui précède ne constitue qu'un document de travail « interne » dans le seul but de commencer à réfléchir ensemble. Beaucoup des points abordés ci-dessus demanderaient des éclaircissements qui dépasseraient le cadre de cette première « revue ». Nous restons à ta disposition pour en discuter sachant que tu n'as certainement pas attendu nos questions pour te poser toi-même bon nombre d'entre elles, collecter des éléments de réponse et réfléchir à des solutions possibles.

Remarques effectués lors du Workshop technique du 27 novembre 2007

1. Liste des participants

Projet Agepp :

- M. Jean-Marc Narbel, Président de CESLA et Président du Comité de pilotage Agepp (COPIL)
- M. Henri Rollier, Etat de Vaud, Chef de Service SEVEN et membre du COPIL
- M. Rudolf Minder, Minder Energy Consulting, représentant de l'OFEN et membre du COPIL
- M. Gabriele Bianchetti, ALPGEO Sàrl, chef de projet Agepp
- M. Frank Reinhardt, Services industriels de Lausanne, coordinateur modules ELEC et CHAL
- M. Malik Kane, ENEFTECH Innovation SA, module "Production d'électricité"
- M. Jean-Pierre Rickli, JPR Concept&Innovation, module "Production d'électricité"
- M. Olivier Graf, Energie Solaire SA, module "Valorisation de la chaleur"
- M. Jean-Pierre Richoz, Hydro-Concept Sàrl, module "Production d'électricité"

Experts :

- M. François-David Vuataz, Directeur du Centre de géothermie de Neuchâtel
- M. Markus Häring, Geothermal Explorers Ltd et chef de projet DHM Bâle
- M. Jean-Jacques Graff, co-gérant projet géothermie profonde à Soultz
- M. André Gérard, ancien chef de projet géothermie profonde à Soultz

Invités :

- M. François Schaller, Etat de Vaud, SEVEN

2. Remarques, commentaires, suggestions

a) Module "Captage et rejet des eaux thermales"

Investigations supplémentaires pour mieux connaître l'aquifère profond et la fissuration :

- Si possible, réinterpréter la ligne sismique réalisée dans le cadre du PNR20 (pour la tranche 0 – 5 km)
- Acquisition de nouvelles données sismiques : pas utile, les structures verticales et les roches cristallines ne vont ressortir avec la sismique réflexion!
- Sismicité : analyse de l'état zéro quant à la sismicité régionale, connaissance du champ des contraintes, év. direction des plans de fissuration principaux
- Étude de la fissuration régionale pour déterminer orientations et pendages
- Modèle 3D, mieux définir la structure sédimentaire profonde pincée dans les gneiss

Principales incertitudes du projet :

- Débit d'exploitation, dans une moindre mesure température du fluide profond
- Ouverture des fissures à 3 km de profondeur
- Coûts du forage profond

Financement du forage :

- Financement à risque par pétrolier
- Subsides à fond perdu (motion Theiler, projet pilote, etc.)
- Garantie du risque géologique
- Création d'une société pour la phase d'exploration
- Assurance pour risques technologiques de forage (rupture tiges) : en France, 5% à 7% des coûts
- Contrat avec assurance
- Analyse de sensibilité pour vérifier surcoûts d'un approfondissement pour améliorer température et débit
- Ne pas sous-dimensionner la machine de forage

Ne pas sous-estimer la sensibilité des riverains au bruit

b) Module "Production d'électricité"

Les études sont allées au-delà de ce qui était attendu pour la phase B1, faisabilité technique démontrée

Le montant de 28 cts/kWh pour le rachat de l'électricité au prix coûtant n'est pas encore sûr

Vérifier si le prix de rachat précité est appliqué pour une production brute ou nette

Le prix de revient de l'électricité reste cher. La vente de chaleur à l'exploitant du CAD permet de baisser de manière appréciable ces coûts.

c) Module "Valorisation de la chaleur"

Les études sont allées au-delà de ce qui était attendu pour la phase B1, faisabilité technique démontrée

Il faudra déterminer la composition chimique des dépôts gélatineux qui se forment dans les échangeurs des Bains de Lavey ("glaire")

CAD : le rapport prend en compte l'entier des raccordement. Toutefois, le réseau va se mettre en place progressivement. Vérifier une mise en place par étapes et donner les priorités

CAD : en phase B2, il faudra contacter des société qui ont mis en place un réseau depuis zéro, pour profiter de leur expérience, connaître la procédure et vérifier les problèmes rencontrés

Le prix de 11 cts/kWh_{th} est très concurrentiel

Pour mieux valoriser la vente des rejets thermiques, il faudra trouver de grands consommateurs à un niveau industriel : serres, séchages, etc. Plus grandes longueurs de transport avec optimisation des conduites.

3. Conclusions, décision

Pas de critères killer à ce stade de l'étude, on peut passer à la phase B2

Les études de phase B2 doivent être axées de manière prioritaire sur le module "Rejet et captage des eaux thermales", afin d'obtenir le plus d'informations utiles pour réduire les risques de forage

Il faut préparer un appel d'offre simplifié pour obtenir des offres indicatives. Toutefois, celles-ci n'engageront pas les entreprises.

Le programme d'études pour la phase B2 doit être revu et précisé par le chef de projet

Décision est prise de convoquer un workshop technique à fin janvier 2008, pour présenter, discuter et valider le programme et le budget détaillé de la phase B2

Le cahier des charges des diverses études sera présenté par les futurs mandataires. Le chef de projet est chargé de les contacter avant le 15 janvier 2008.