

Travail de bachelor 2012

Filière Economie d'entreprise

Le Valais et les énergies renouvelables

Centrales hydrauliques d'Arbaz



Source : (Commune d'Arbaz, 2010)

Etudiante : Régine Lager

Professeur : Serge Imboden

Entreprise : Groupe E Greenwatt SA

www.hevs.ch

Résumé managérial

La Bourgeoisie d'Arbaz ainsi que Groupe E Greenwatt SA œuvrent ensemble au bon déroulement des projets d'énergies renouvelables de la société Comba Energies SA, dont ils sont tous deux actionnaires à hauteur de, respectivement, 60 et 40%.

Comba Energies SA a construit, dans le courant de l'année 2010, une petite centrale hydraulique (PCH1) sur le réseau potable de la commune d'Arbaz. Elle a également installé 920 m² de panneaux solaires photovoltaïques sur le toit de la halle polyvalente du village. La construction de la centrale PCH1 a permis de produire plus d'un million de kWh en 2011. L'analyse des comptes de bilan et d'exploitation à l'aide de plusieurs outils analytiques, notamment un tableau de financement et des ratios financiers, révèle une situation financière satisfaisante de l'exploitation des infrastructures existantes. Toutefois, et à cause de sa faible capitalisation en fonds propres, la société voit son chiffre d'affaires se péjorer fortement après paiement des intérêts sur ses fonds étrangers. Malgré un endettement conséquent, Comba Energies SA a tout de même dégagé, selon les comptes acceptés, un résultat net positif pour l'exercice 2011. Cependant, une prévision imprécise du chiffre d'affaires pour le quatrième trimestre 2011 a eu pour conséquence le report d'une perte d'environ CHF 20'000.- sur les comptes 2012.

Forte de cette première expérience, Comba Energies SA a décidé de prolonger sa première installation PCH1 avec une deuxième petite centrale hydraulique (PCH2). Deux variantes exploitables se sont alors retrouvées à l'étude. Avant de prendre une décision, les deux investissements ont dû être analysés afin d'émettre un jugement objectif sur la rentabilité de chacun d'eux. Malgré les meilleurs résultats financiers de la variante de projet « rive gauche », Comba Energies SA a préféré la variante « rive droite » afin de satisfaire les intérêts de l'agglomération sédunoise dans le cadre du projet *agglöSion*. La variante rive droite représentait cependant également une rentabilité satisfaisante d'un point de vue financier.

Mots-clés : énergie hydraulique, analyse financière, gestion des investissements.

Avant-propos et remerciements

Lors de ma troisième année au sein de la HES-SO, j'ai choisi de suivre une option principale d'Énergie Management. Ce domaine et sa problématique m'intéressent profondément et au vu des enjeux énergétiques futurs auxquels fait face la Suisse et le Valais en particulier, je souhaitais donc, au-delà de l'option de cours, pouvoir apporter ma contribution à la réalisation d'un projet dans un secteur aussi crucial que l'énergie hydraulique. Mon choix de travail de bachelor s'est donc logiquement orienté vers un thème financier en relation avec l'énergie afin d'appliquer mes connaissances économiques et financières à un domaine que j'affectionne particulièrement, celui des énergies renouvelables. Les développements observés dans ce domaine durant les dernières années montrent clairement que la clé de l'avenir énergétique suisse et plus spécialement du Valais se trouve dans la conception et l'implémentation de solutions durables, tant sur le plan environnemental que financier. Doté d'un fort potentiel hydraulique, le Valais apparaît comme un endroit stratégique pour l'implantation de projets locaux tels que les petites centrales hydroélectriques d'Arbaz étudiées dans ce travail.

Dans un premier temps, mon travail s'est orienté sur le fonctionnement du turbinage d'eau potable. Ne possédant pas suffisamment de bagage technique dans le domaine de la production d'énergie hydraulique, j'ai choisi d'axer mon travail essentiellement sur l'aspect financier de la planification et de l'exploitation des infrastructures hydrauliques tout en essayant de rapporter le plus fidèlement possible la réalité technique des projets analysés ici.

L'un des objectifs initiaux du mandat n'a cependant pas pu être mis en place car il s'avérait trop éloigné du but principal de mon travail. Il s'agissait de la démarche suivante : « Inciter l'action des autres communes valaisannes en matières d'énergies renouvelables ». Cet objectif n'étant pas assez concret par rapport au reste de l'étude, il a été finalement mis de côté mais pourrait être sujet d'un travail séparé.

Ce travail a pu être mené à bien grâce à l'aide précieuse apportée par les nombreuses personnes qui m'ont suivie et orientée.

- > Je tiens tout d'abord à remercier Monsieur Pascal Joye, chargé d'affaires nouvelles énergies renouvelables pour m'avoir proposé un sujet répondant parfaitement à mes attentes. Je le remercie également de m'avoir très consciencieusement épaulée et conseillée tout au long de ce travail. Grâce à sa disponibilité et à ces connaissances aussi

bien techniques que financières, j'ai pu remplir les objectifs fixés dans mon mandat avec plus de sérénité.

- > Je tiens également à remercier vivement Monsieur Vincent Rebstein, Président de la commune d'Arbaz, ainsi que Monsieur John Torrent, secrétaire comptable de la même commune, pour leur disponibilité et les réponses offertes aux nombreuses questions survenues tout au long de mon mandat.
- > Mes remerciements vont également à Monsieur Bernard Chabbey, expert-réviseur de la fiduciaire Nofival pour m'avoir éclairée sur la comptabilité de Comba Energies SA.
- > Finalement, je tiens tout spécialement à remercier mon professeur répondant de la HES-SO de Sierre, Monsieur Serge Imboden, professeur entre autre de l'option principale « Énergie Management » ainsi que Madame Evelyne Epiney-Savioz, professeur de comptabilité à la HES-SO et experte diplômée en finance et controlling pour leur aide précieuse sans laquelle mon travail n'aurait pas pu être mené à bien.
- > Je remercie encore ma famille et mes amis m'ayant soutenu pendant mes périodes de doutes.

Table des matières

Résumé managérial.....	ii
Avant-propos et remerciements.....	iii
Tableaux et figures.....	vii
Liste des tableaux.....	vii
Liste des figures.....	viii
Liste des abréviations.....	ix
1. Introduction.....	1
1.1 Objectifs.....	1
1.2 Méthodologie	2
2. Présentation des partenaires	3
2.1 Groupe E Greenwatt SA.....	3
2.2 Bourgeoisie d'Arbaz.....	3
2.3 Comba Energies SA.....	4
3. Enjeux énergétiques de la Suisse et du Valais.....	6
3.1 Turbinage de l'eau potable en Suisse.....	7
4. Centrale hydroélectrique PCH1.....	10
4.1 Présentation du projet	10
4.2 Comparaison économique entre l'étude préliminaire et les chiffres effectifs	11
4.2.1 Investissements	12
4.2.2 Prix de production	13
4.2.3 Chiffre d'affaires et bénéfice	14
4.3 Analyse du chiffre d'affaires.....	14
5. Analyse financière de l'année 2011	19
5.1 Tableau de financement.....	19
5.1.1 <i>Cash flow</i> de l'activité d'exploitation	19

5.1.2	Cash flow de l'activité d'investissement	19
5.1.3	Cash flow de l'activité de financement	19
5.2	Ratios comptabilité 2011.....	22
5.2.1	Rentabilité des opérations	22
5.2.2	Ratios financiers	23
6.	Analyse centrale PCH2.....	29
6.1	Présentation du projet	29
6.1.1	Variante « rive gauche »	31
6.1.2	Variante « rive droite ».....	33
6.2	Comparaison des deux variantes	35
6.2.1	Méthode statique	35
6.2.2	Méthode dynamique	46
6.2.3	Nouvelle rentabilité des fonds propres.....	52
6.3	Résumé des analyses.....	54
7.	Conclusion	56
8.	Références / Webographie.....	58
8.1	Liste des entretiens	60
	Annexes	61
	Annexe I.....	61
	Annexe II.....	62
	Annexe III.....	63
	Annexe IV	64
	Annexe V	66
	Annexe VI	68

Tableaux et figures

Liste des tableaux

Tableau 1 : Investissements PCH1, adapté de la comptabilité 2011	12
Tableau 2 : Prix de production, adapté de la comptabilité 2011	13
Tableau 3 : Chiffre d'affaires PCH1, adapté de la comptabilité 2011	15
Tableau 4 : Chiffre d'affaires effectif PCH1, adapté selon réflexion personnelle	16
Tableau 5 : Comparaison des CA, adapté selon le bulletin météorologique 2011 de Météo Suisse....	18
Tableau 6 : Tableau de flux de trésorerie, adapté de la comptabilité 2011	21
Tableau 7 : Données variante « rive gauche », adapté des estimations de Comba Energies SA.....	31
Tableau 8 : Données variante « rive droite », adapté des estimations de Comba Energies SA.....	33
Tableau 9 : Frais annuels d'exploitation PCH2, adapté de la comptabilité 2011	38
Tableau 10 : Calcul du coût moyen pondéré du capital	39
Tableau 11 : Comparaison des coûts, adapté des estimations de Comba Energies SA	41
Tableau 12 : RPC rive droite, adapté selon la méthode de calcul de Swissgrid	42
Tableau 13 : RPC rive gauche, adapté selon la méthode de calcul de Swissgrid	42
Tableau 14 : Comparaison des bénéfices	43
Tableau 15 : Calcul du <i>cash flow</i>	44
Tableau 16 : Comparaison du délai de récupération	44
Tableau 17 : Comparaison de la rentabilité	45
Tableau 18 : Comparaison des valeurs actuelles nettes	46
Tableau 19 : Comparaison des taux de rendement interne.....	47
Tableau 20 : Délai de récupération variante rive droite	48
Tableau 21 : Délai de récupération variante rive gauche	49
Tableau 22 : Comparaison des annuités	51
Tableau 23 : Résumé des analyses	54

Liste des figures

Figure 1 : Organigramme Comba Energies SA.....	4
Figure 2 : Fonctionnement réseau d'eau potable	8
Figure 3 : Production annuelle 2011, adapté des relevés de Comba Energies SA	10
Figure 4 : Structure bilan Comba Energies SA 2011, adapté de la comptabilité 2011.....	23
Figure 5 : Formule ROE.....	25
Figure 6 : Formule DuPont	26
Figure 7 : ROE, adapté selon la comptabilité 2011	27
Figure 8 : Carte du projet PCH2.....	30
Figure 9 : Répartition des frais d'exploitation 2011, adapté de la comptabilité 2011.....	35
Figure 10 : VPN de contrôle des installations.....	36
Figure 11 : Graphique de l'évolution des <i>cash flows</i>	50
Figure 12 : Formule DuPont	52

Liste des abréviations

ARS :	Association des communes de la Région de Sion
BCF :	Banque Cantonale de Fribourg
CA :	Chiffre d'affaires
CF :	Conseil Fédéral
CO :	Code des Obligations
DETEC :	Département fédéral de l'Environnement, des Transports, de l'Énergie et de la Communication
EBIT :	Earnings Before Interest and Taxe / Bénéfice avant Intérêt et Taxe
EBITDA :	Earnings Before Interest, Taxe, Depreciation and Amortization / Bénéfice avant Intérêt, Taxe, Dépréciation et Amortissement
ESR :	L'Énergie de Sion-Région
gWh :	Gigawatt-heure
kW :	Kilowatt
kWh :	Kilowatt-heure
LFIInfr :	Loi Fédérale sur le fonds d'infrastructure
l/s :	litres par seconde
OFEN :	Office Fédéral de l'Énergie
OFT :	Office Fédéral de Topographie
PCH :	Petite Centrale Hydraulique
ROA :	Return On Assets / Rendement de l'actif investi
ROE :	Return On Equity / Rendement des fonds propres
RPC :	Rétribution à prix coutant
SA :	Société Anonyme
TRI :	Taux de rendement interne
VAN :	Valeur Actuelle Nette
VPN :	Virutal Private Network / Réseau privé virtuel

1. Introduction

«C'est un jour historique, une chance à saisir». (Tribune de Genève, 2012). Ce sont les mots utilisés par la conseillère fédérale, Doris Leuthard, cheffe du Département fédéral de l'Environnement, des Transports, de l'Énergie et de la Communication (DETEC), après la décision prise par le Conseil Fédéral le 25 mai 2011 de sortir progressivement du nucléaire en ne renouvelant pas les centrales lorsqu'elles arriveront en fin de vie. Ainsi, en 2034, tous les réacteurs nucléaires suisses seront éteints.

Le débat lancé aujourd'hui est de savoir comment la Suisse va réussir à se passer de cette importante source d'énergie. Afin de combler le déficit de production, plusieurs projets vont ainsi voir le jour à travers le pays dans le but de profiter des atouts naturels qu'offre la géographie particulière de la Suisse.

C'est donc avec conviction que la société Comba Energies SA a lancé plusieurs projets dans le domaine des énergies renouvelables, principalement la production d'électricité à partir de l'énergie solaire et hydraulique, dans la région d'Arbaz.

1.1 Objectifs

La production d'électricité de la société Comba Energies SA ayant débutée en septembre 2010, il est possible d'établir aujourd'hui une première analyse financière complète de l'exploitation des installations. Le but est de mieux comprendre les facteurs influents sur la rentabilité et la santé financière des activités de l'entreprise. La partie initiale de ce travail est ainsi dédiée à une analyse des comptes 2011 de la société à l'aide de différents outils d'analyse.

Une fois la base de comparaison de l'exploitation de la centrale hydraulique PCH1 établie, la deuxième partie de l'étude s'intéresse aux futurs investissements prévus autour du projet de centrale PCH2. Deux variantes de construction sont analysées à l'aide de différentes méthodes avec pour but de fournir à Comba Energies SA les éléments analytiques nécessaires à une prise de décision basée sur la réalité économique de son activité.

Ce travail permettra donc à l'entreprise de faire un premier bilan financier après plus d'une année d'exploitation. Il sera également un outil d'aide aux décisions concernant son prochain projet de centrale et peut servir de base dans l'analyse d'éventuelles futures installations de production d'énergies renouvelables.

Avant de se lancer dans une discussion des aspects financiers de la société, le travail résume brièvement les entreprises en relation avec les projets de Comba Energies SA ainsi que les actuels et futurs enjeux énergétiques suisses.

1.2 Méthodologie

L'analyse financière de l'activité de Comba Energies SA se base sur les cours d'analyse financière et de gestion des investissements visités durant la deuxième année de cours au sein de la HES-SO. De plus, les connaissances acquises en gestion des investissements ont permis d'analyser les deux variantes de projets de mini-centrales à l'aide de différentes méthodes mathématiques. Enfin, l'ensemble des résultats présentés dans ce travail se base sur la comptabilité 2011 ainsi que les documents mis à disposition par les différentes personnes contactées auprès de Comba Energies SA, l'expert-comptable et la commune d'Arbaz.

Finalement, il est important de noter que tous les tableaux de calculs élaborés et présentés dans cette étude seront mis à disposition de l'entreprise et pourront être utilisés dans le cadre de nouveaux projets. Elle disposera ainsi d'outil de travail supplémentaire.

2. Présentation des partenaires

2.1 Groupe E Greenwatt SA

Afin de présenter la société Groupe E Greenwatt SA (ci-dessous « Greenwatt »), il est tout d'abord nécessaire de présenter brièvement l'entreprise Groupe E, société mère de Greenwatt. Groupe E se positionne en tant que « le numéro un de la distribution d'électricité en Suisse romande ». (Groupe E, 2010) Cette société dessert en électricité plus de 460'000 ménages dans plusieurs cantons romands et fournit également de l'électricité à douze distributeurs partenaires. Parmi les 1260 collaborateurs de Groupe E, neuf travaillent pour le compte de la société fille Greenwatt.

Fondée en 2007, Greenwatt est une société engagée dans la création de projets dans le domaine des énergies renouvelables telles que la petite hydraulique, la biomasse, l'éolien et le solaire photovoltaïque.

Ces projets contribuent à la sécurité de l'approvisionnement en électricité en Suisse et répondent aux critères du développement durable. Groupe E Greenwatt a l'ambition de jouer un rôle prépondérant sur le marché des énergies renouvelables en Suisse. Bien plus qu'une solution de financement, Groupe E Greenwatt apporte son expérience et ses compétences dans chacun des projets. (Groupe E Greenwatt SA).

Greenwatt est détenue majoritairement par Groupe E et à hauteur de 10% par la ville de Sion depuis 2010.

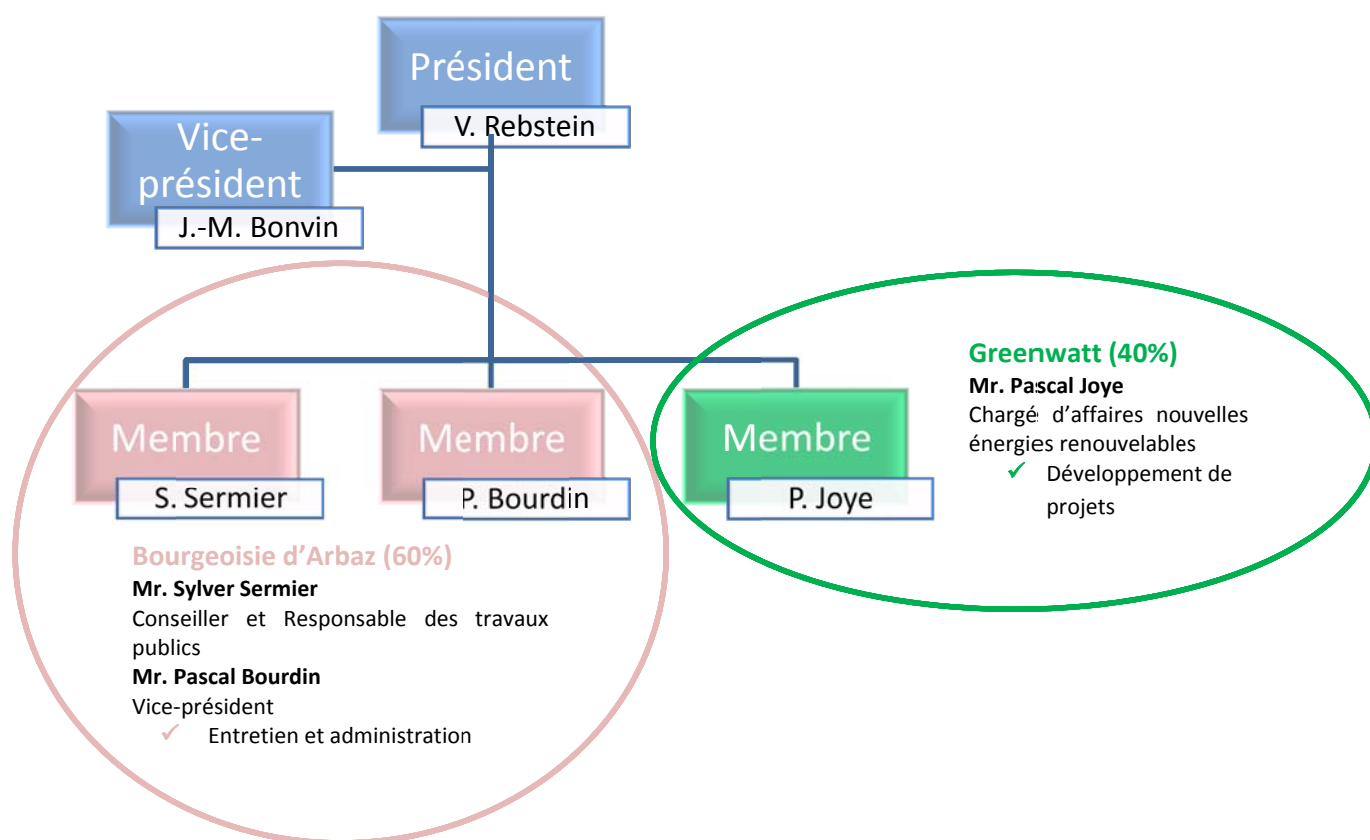
2.2 Bourgeoisie d'Arbaz

La Bourgeoisie d'Arbaz compte, à ce jour, 450 membres. Au sein de la commune d'Arbaz « idéalement située entre la capitale et la station d'Anzère » (Commune d'Arbaz, 2010), la Bourgeoisie gère les anciens bâtiments et terrains bourgeoisiaux, les mayens de la Combe d'Arbaz et du Got par un système de droit de superficie ainsi que les forêts d'environ 900 hectares attenantes à la commune. Elle gère également la livraison d'eau à ses principales communes partenaires, à savoir Grimsuat et Sion, mais également aux communes d'Ayent et Savièse. La vente d'eau constitue la seule entrée de liquidité dans les comptes de la Bourgeoisie. Ainsi, la création de la société Comba Energies SA ainsi que ses projets de production d'énergie lui permettra de bénéficier d'une source de revenu à long terme afin de pouvoir se développer harmonieusement. (V. Rebstein, Président de la Commune d'Arbaz, communication personnelle, 17 avril 2012).

2.3 Comba Energies SA

Forte de ressources d'eau très importantes et d'un ensoleillement exceptionnel, la Bourgeoisie d'Arbaz a décidé de créer, en 2009, en partenariat avec Greenwatt, la société Comba Energies SA dont elle détient 60%¹. Greenwatt possède 40%² de cette nouvelle entreprise et contribue à la bonne gestion des projets grâce à son expérience dans le domaine des énergies renouvelables. Ainsi, Comba Energies SA a d'ores et déjà pu mener à bien un projet d'installation de panneaux solaires sur le toit de l'école d'Arbaz ainsi qu'une petite centrale hydroélectrique.

Figure 1 : Organigramme Comba Energies SA



Source : V. Rebstein, Président de la commune d'Arbaz, communication personnelle, 17 avril 2012

Monsieur Vincent Rebstein, Président de la Bourgeoisie d'Arbaz, est également le Président de Comba Energies SA. Monsieur Jean-Michel Bonvin est vice-président de Comba Energies SA ainsi que directeur de Greenwatt. Les autres membres du Conseil d'Administration sont désignés par les actionnaires principaux.

¹ <http://www.arbaz.ch/commune/energies-198.html>

² Idem

Représentant Greenwatt, où il officie en qualité de chargé d'affaires nouvelles énergies renouvelables, Monsieur Pascal Joye est en charge du développement des projets de Comba Energies SA.

La Bourgeoisie d'Arbaz a désigné Monsieur Sylver Sermier, conseiller et responsable des travaux publics, ainsi que Monsieur Pascal Bourdin, vice-président de la Bourgeoisie d'Arbaz, membres de Comba Energies SA. La Bourgeoisie est responsable des tâches liées à l'entretien et l'administration de Comba Energies SA.

Grâce à cette collaboration entre les deux entités et fortes de leurs expériences autant bien dans l'énergie que dans la gestion d'entreprise, Comba Energies SA est à même de mener à bien ses projets de manière compétente et professionnelle.

3. Enjeux énergétiques de la Suisse et du Valais

Depuis les années 1970, date de la création de la politique énergétique fédérale, les perspectives énergétiques sont régulièrement révisées. Le 23 mars 2011, après les votations pour la sortie du nucléaire, le DETEC (Département fédéral de l'Environnement, des Transports, de l'Énergie et de la Communication) s'est vu mandaté par le Conseil Fédéral afin de mettre à jour les perspectives énergétiques 2035 de 2007.

Ainsi, dans les perspectives énergétiques 2050, le Conseil Fédéral, en collaboration avec le DETEC, présente trois variantes d'offres d'électricité possibles. Lors de la rédaction de ces trois propositions, il a fallu prendre en compte deux critères principaux : l'évolution de la demande et le coût de production de l'électricité présentés ci-après :

La poursuite de la politique énergétique actuelle engendrera une augmentation de la consommation d'électricité jusqu'en 2050, malgré une plus grande efficacité des appareils et des applications. Cette évolution est notamment imputable à la croissance démographique (la Suisse comptera 9 millions d'habitants en 2050), la redondance des équipements (véhicules ou appareils à double) ainsi qu'aux nouveaux appareils et applications. De plus, l'électrification du trafic va fortement augmenter jusqu'en 2050. (CF, 2011, pp. 1-2).

Selon toute probabilité, les coûts de production augmentent jusqu'en 2050 dans les trois variantes d'offre d'électricité. Cette évolution s'explique par la croissance de la demande, qui implique à son tour le recours à des centrales supplémentaires, nettement plus coûteuses que les anciennes. (CF, 2011, p. 2).

Voici ce que la première variante propose : « Maintien de la production d'électricité actuelle avec éventuel remplacement anticipé des trois centrales nucléaires les plus anciennes afin de garantir un maximum de sécurité. » (CF, 2011, p. 2).

La deuxième variante propose : « Pas de remplacement des centrales nucléaires existantes à la fin de leur période d'exploitation prévue par les prescriptions de sécurité » (CF, 2011, p. 2).

Finalement, la troisième variante propose : « Abandon anticipé de l'énergie nucléaire et mise hors service des centrales nucléaires existantes avant la fin de leur période d'exploitation techniquement sûre » (CF, 2011, p. 3).

Le Conseil Fédéral a alors décidé de retenir la deuxième variante qui prévoit de ne pas remplacer les centrales nucléaires. « Le renoncement au remplacement des centrales nucléaires restreint les futures options de production d'électricité. » (CF, 2011, p. 3). « L'électricité nécessaire pour couvrir les besoins est fournie par un mix optimal composé d'énergie hydraulique, de nouvelles énergies renouvelables, d'installations CCF, de centrales TAG-TAV et d'énergie importée. L'énergie

hydraulique joue un rôle crucial, il faut continuer de la développer en conséquence. » (CF, 2011, p. 3).

Au regard des nouvelles perspectives énergétiques 2050, il apparaît que l'une des priorités du Conseil Fédéral est de « Renforcer l'offre d'électricité : il s'agit avant tout de renforcer la production hydroélectrique et issus des nouvelles énergies renouvelables et d'augmenter notablement leur part dans le mix suisse d'électricité. » (Plateforme Energie nucléaire, 2010).

Le but fixé aujourd'hui est de trouver des solutions durables permettant d'augmenter et de maximiser la production d'énergie hydraulique. Actuellement, l'énergie hydraulique fournit 57% de l'électricité suisse³. Cette source d'énergie est donc la pièce maîtresse du portefeuille énergétique suisse. Afin d'augmenter ce pourcentage, des mesures de rénovations et d'agrandissements des centrales existantes seront prises, selon le DETEC. « L'objectif quantitatif des rénovations et agrandissement est d'augmenter, d'ici 2030, la production moyenne escomptée d'au moins 2'000 GWh par rapport au niveau de 2000. » (DETEC - Energie hydraulique, 2011).

3.1 Turbinage de l'eau potable en Suisse

« A ce jour, la Suisse compte plus de 1000 petites centrales hydroélectriques, dont la puissance moyenne installée est d'environ 760 MW et la production annuelles de 3400 GWh. » (OFEN, 2012).

« La petite hydraulique offre encore des possibilités de développement allant jusqu'à 2200 GWh par an,... » (OFEN, 2012). Grâce aux actions en faveur des énergies renouvelables initiées par la Confédération, le nombre de petites centrales connaîtra certainement un essor marqué dans les prochaines années.

Ces petites centrales sont, pour la plupart, des centrales au fil de l'eau. Cependant, de plus en plus de systèmes de turbinage sont installés sur les réseaux d'eau potable.

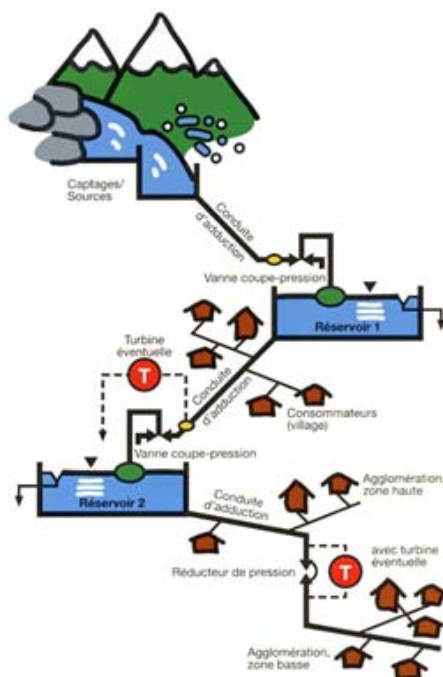
Après 1990, pas moins de 100 nouvelles centrales hydrauliques sur eau potable ont vu le jour en Suisse ; ensemble, elles produisent quelque 60 millions de kWh/ans d'électricité, qui couvrent les besoins de 12'000 ménages. Selon une enquête de l'Office fédéral de l'énergie, il existe encore un potentiel d'importance semblable non exploité. (SuisseEnergie, 2003).

Selon cet article, le potentiel total du turbinage des eaux potables en Suisse s'élèverait à 120'000'000 de kWh, soit l'équivalent de la consommation annuelle de 24'000 ménages.

³ <http://www.uvek.admin.ch/themen/energie/00672/00884/index.html?lang=fr>, Site du DETEC, 2011

Le Valais, région montagneuse, puise une grande partie de ses ressources d'eau en haute altitude. Le dénivelé entre les zones de captages et les zones de distribution qui en découle étant généralement important, le turbinage de l'eau potable profite de cette chute en produisant de l'électricité grâce à une turbine. Le schéma ci-dessous illustre le fonctionnement de cette technique de production.

Figure 2 : Fonctionnement réseau d'eau potable



Source : (Mhylab, 2012)

Les communes alpines et préalpines, comme celles du Valais, sont idéalement positionnées pour profiter de leur réseau d'eau potable à des fins énergétiques en y construisant de telles installations. « Les potentiels sont certes globalement plus élevés en Valais ou dans le Chablais, mais ceux des communes dites de plaines ou jurassiennes sont également intéressantes. » (Bühler, 2007, p. 436). Comme le souligne ce commentaire, les régions montagneuses sont naturellement mieux disposées à accueillir de telles infrastructures mais le potentiel des régions de plaine ne doit pas être sous-estimé.

Les installations de Comba Energies SA seront décrites en détail dans les chapitres suivants. Cependant, les grandes lignes du fonctionnement des deux zones de turbinage du réseau d'eau potable d'Arbaz sont expliquées à l'aide du schéma ci-dessus.

La zone de captage est alimentée par plusieurs sources. Une fois l'eau arrivée dans le premier réservoir, elle continue son chemin dans deux conduites distinctes. La première alimente

directement en eau potable la commune d'Arbaz, alors que l'autre achemine l'eau vers la turbine de la petite centrale PCH1 (voir chapitre suivant). Cette séparation est nécessaire car il n'est pas possible de turbiner l'eau avant de la distribuer aux ménages. En effet, après avoir subi un turbinage, l'eau n'aurait plus la pression nécessaire pour atteindre les ménages de la commune. Une fois franchi le premier palier de turbinage, l'eau arrive dans le deuxième réservoir. A partir de là, le scénario se répète avec une conduite qui amène l'eau potable à la commune de Grimisuat et une autre, qui alimente la deuxième turbine. Cette dernière étape fait justement l'objet d'un projet de petite centrale PCH2 au sein de Comba Energies SA qui sera discuté plus en détail dans le chapitre 6. Selon le projet à l'étude, le deuxième palier de turbinage passé, l'eau sera injectée dans le réseau d'eau potable de Sion ou dans une rivière en aval de la centrale.

4. Centrale hydroélectrique PCH1

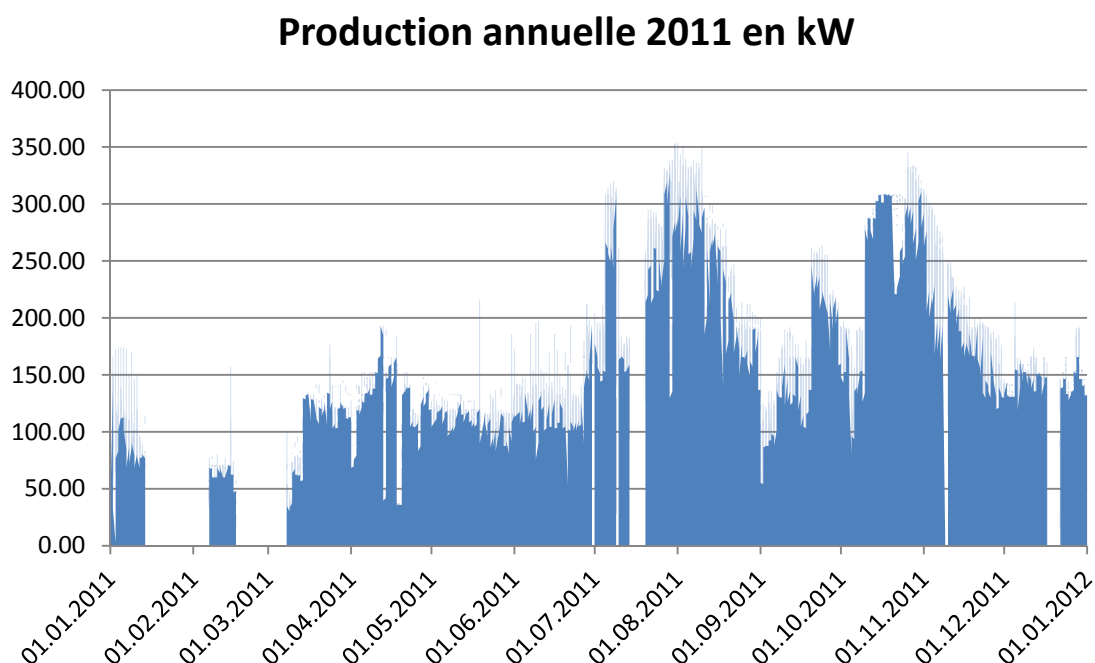
Avant de commencer l'analyse économique de la centrale PCH1, voici en préambule une courte description du projet étudié en janvier 2009 par Monsieur Luca Savoldelli, responsable de projets chez Greenwatt dans une étude préliminaire nommée « Petite centrale hydroélectrique d'Arbaz ».

4.1 Présentation du projet

Le but du projet numéro un est de turbiner l'eau provenant des différentes sources de la Combe vers la chambre de Procatrue à 1460 mètres d'altitude (attenante à la station de filtration), hormis l'eau utilisée pour la consommation d'eau potable de la commune d'Arbaz. À partir de la chambre de Procatrue, une nouvelle conduite est posée afin de diriger l'eau en aval vers la STEP d'Arbaz à 1030 mètres d'altitude. L'installation profite alors d'une chute exploitable non négligeable de 430 mètres. A la STEP, un local de turbinage a été construit, muni d'une turbine Pelton capable de fonctionner aussi bien de manière automatique que manuelle. D'une puissance maximale de 325kW (Savoldelli, 2009, p. 7), la turbine a un débit de 100l/s. (Savoldelli, 2009, p. 7).

Le graphique ci-dessous représente la production d'énergie 2011 de la centrale PCH1 en kW.

Figure 3 : Production annuelle 2011, adapté des relevés de Comba Energies SA



La production a commencé lentement avec une puissance moyenne de 100kW, pour finalement doubler à partir du mois de juillet. Les périodes les plus productives sont celles des mois d'août et

d'octobre. En début d'année, la production a dû être stoppée suite à la rupture d'une vanne d'entrée de la turbine, ce qui a nécessité l'arrêt de la turbine et le remplacement des matériaux défectueux. Cet incident a eu une conséquence directe sur le chiffre d'affaires mais le manque à gagner a pu être compensé par le dédommagement que le fournisseur a versé à Comba Energies SA.

4.2 Comparaison économique entre l'étude préliminaire et les chiffres effectifs

Avant de débiter l'analyse de la situation financière de la centrale PCH1 existante, il est intéressant de comparer les analyses économiques réalisées lors de l'étude préliminaire de 2009 par Monsieur Luca Savoldelli avec les chiffres effectifs provenant des comptabilités 2010-2011 de Comba Energie SA. Notons qu'aucune réserve latente n'a été constituée durant l'exercice 2011, il n'a donc pas été nécessaire d'en apurer les comptes.

Lors de l'étude préliminaire, deux scénarii ont été élaborés selon une production de kWh plus ou moins importante. Le scénario optimiste prévoyait une production annuelle de 1'900'000kWh générant CHF 124'000.- de bénéfice annuel. Le scénario pessimiste prévoyait une diminution des ressources hydrauliques de 30%, soit une production annuelle de 1'360'000kWh et un bénéfice annuel de CHF 34'000.-. Puisque le bénéfice réel de l'année 2011 s'élève à environ CHF 34'420.-, la comparaison entre l'étude préliminaire et les chiffres réels sera faite sur la base du scénario pessimiste. La production réelle d'énergie est également plus proche de la production d'énergie du scénario pessimiste puisqu'elle était prévue à 1'360'000kWh et qu'elle a été, en 2011 d'environ 1'096'123kWh. (Commune d'Arbaz, communication personnelle, 10 mars 2012).

4.2.1 Investissements

Tableau 1 : Investissements PCH1, adapté de la comptabilité 2011

	Etude préliminaire	Chiffres effectifs
Investissements 2010	CHF 2'995'000	CHF 3'299'000
Investissements 2011	CHF -	CHF 281'613
Total des investissements	CHF 2'995'000	CHF 3'580'613

Les investissements estimés pour l'installation du turbinage PCH1 s'élevaient à CHF 2'995'000.-, dont CHF 2'120'000.- destinés aux ouvrages de génie civil et CHF 875'000.- pour les équipements électromécaniques. Une marge de 10% à 15%, pour des divers et imprévus avait été prise en compte en plus de l'investissement total. Selon les montants d'immobilisations corporelles aux bilans du 31 décembre 2010 et 2011, les investissements totaux entre les deux années se sont montés à CHF 3'580'613.- et se composaient des postes suivants :

Investissements 2010

- Mini centrale PCH1 CHF 3'156'000.-
- Local de mise en charge PCH1 CHF 143'000.-

Investissements 2011

- Mini centrale PCH1 CHF 275'104.-
- Local de mise en charge PCH1 CHF 6'509.-

Les investissements reportés en 2011 font partie intégrante de l'investissement total du projet, car il s'agissait de frais permettant de mener à bien l'installation finale de la centrale. À moins d'événements imprévus, il ne devrait plus y avoir d'investissements importants sur la durée de vie de l'installation qui est estimée à 30 ans. Les quelques modifications probables seront par la suite enregistrées en tant que frais généraux d'entretien et de contrôle.

En comparant les deux investissements, il s'avère que les chiffres budgétés lors de l'évaluation du projet ont été dépassés de CHF 585'613.-, ce qui correspond à un surplus d'environ 19.6%. Par mesure de précaution, l'étude préliminaire avait prévu un surcoût possible se situant entre 10 et 15% des prévisions. Ces coûts d'investissements supplémentaires proviennent principalement du fait que la turbine installée a été finalement dimensionnée pour un débit de 180 litres par seconde au lieu des 100 litres initialement prévu par l'étude.

4.2.2 Prix de production

Tableau 2 : Prix de production, adapté de la comptabilité 2011

Prix de revient	Etude préliminaire		Chiffres effectifs	
Frais d'entretien	CHF	27'000	CHF	23'266
Assurances et frais généraux	CHF	15'000	CHF	16'642
Annuité	CHF	212'503	CHF	90'887
Total des charges annuelles	CHF	254'503	CHF	130'795
Nombre de kWh produits	CHF	1'360'000	CHF	1'096'123

Selon le scénario pessimiste, le total des charges annuelles 2011 devait se monter à CHF 254'503.- contre des chiffres effectifs de CHF 130'794.-. Les coûts annuels sont donc inférieurs d'environ CHF 123'700.-. Alors que les frais d'entretien ont été légèrement surévalués lors de l'étude préliminaire, la principale raison derrière cet écart provient des annuités liés aux capitaux levés auprès des banques.

En effet, selon les contrats des emprunts signés entre Comba Energies SA et la Banque Cantonale de Fribourg, la banque Raiffeisen ainsi que la commune d'Arbaz, l'amortissement des emprunts ne commence qu'à partir de 2012. Pour la commune d'Arbaz, le premier remboursement de CHF 21'000.- s'effectuera en décembre 2012. Le premier remboursement de CHF 70'000.- en faveur de la banque Raiffeisen arrive à échéance en juin 2012 alors que le premier versement de CHF 28'125.- en faveur de la BCF aura lieu fin mars 2012.

Aucun remboursement n'a donc été effectué durant l'année 2011. Les CHF 90'888.- d'annuité proviennent uniquement des intérêts sur emprunts auprès de la commune d'Arbaz et des banques, soit CHF 9'641.- et CHF 81'245.-. Alors que dans l'étude préliminaire, 2.1% des investissements totaux, soit CHF 62'853.-, étaient prévus pour le remboursement d'emprunts. (Savoldelli, 2009, p. annexes).

De plus, le taux d'intérêt fixe a été évalué à 5% dans l'étude préliminaire alors qu'en réalité, les prêts octroyés par les trois différents instituts de financement portent des intérêts moins élevés que prévu avec un taux moyen de 2.9%. (Contrats d'emprunts).

Toujours selon les estimations initiales et sur la base de charges annuelles de CHF 254'503.- et une production de 1'360'000kWh, le prix de revient de production d'un kWh était estimé à CHF 0.187. En réalité, avec des charges annuelles effectives de CHF 130'795.- et une production de 1'096'123kWh, le prix de revient de production réel d'un kWh s'est monté à CHF 0.119 durant la période 2011, nettement inférieur aux prévisions. Le prix de revient de production réel d'un kWh

serait évidemment plus élevé si les remboursements des emprunts avaient débuté comme prévu en 2011.

4.2.3 Chiffre d'affaires et bénéfice

Toujours selon le scénario pessimiste de l'étude préliminaire, le prix de vente d'un kWh, c'est-à-dire la rétribution à prix coûtant (RPC) versée par Swissgrid devrait s'élever à CHF 0.212/kWh dégageant une marge de CHF 0.250/kWh, soit un bénéfice total de CHF 34'000.-.

En réalité, la RPC moyenne perçue par Comba Energies SA durant l'année 2011 était de CHF 0.207/kWh (CHF 0.205 et CHF 0.209), débouchant sur une marge par kWh de CHF 0.90 et un bénéfice avant amortissements de CHF 96'103.-. La suite des calculs concernant le chiffre d'affaires réel fera l'objet d'une discussion séparée dans un chapitre ultérieur en raison de quelques complications survenues lors de l'acceptation des comptes 2011. En effet, le bénéfice avant amortissement atteint est inférieur au bénéfice avant amortissement de CHF 130'795.- enregistré dans le compte d'exploitation 2011 de la société.

Dans l'état actuel des choses, la marge par kWh reste supérieure à celle de l'étude initiale. Il faut cependant garder à l'esprit que le coût moyen de production sera nettement supérieur l'année prochaine à cause des annuités qui vont considérablement augmenter. De plus, le montant des RPC varie selon le nombre de kWh produits. Donc, plus la centrale produit de kWh, plus la rétribution à prix coûtant diminue, ce qui rend une comparaison objective entre les deux marges difficile puisque celles-ci varient selon le niveau de production atteint.

4.3 Analyse du chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires fût l'objet d'une mauvaise prévision lors de l'établissement des comptes 2011. Selon les directives de Swissgrid, le taux de rétribution provisoire (RPC) pour la première année, soit 2011, fût fixé en 2010 sur la base d'estimations fournies par Comba Energies SA quant à sa production d'électricité attendue pour l'année à venir. La production effective d'électricité n'étant pas connue avant la fin de l'année, le taux de rétribution utilisé initialement dans la comptabilité 2011 est provisoire et variera encore en fonction de la production effective de kWh durant cette période. Une correction de ce taux est donc effectuée à la fin de chaque exercice sur la base des chiffres effectifs de production. Ce même taux de rétribution définitif servira ensuite de taux provisoire pour l'année suivante et ainsi de suite pour chaque exercice. La production annuelle moyenne pour la société Comba Energies SA a été évaluée par l'Association Suisse pour les Système de Qualité et de Management à 200'000kWh, ce qui correspond à un taux de rétribution provisoire

de CHF 0.284/kWh. Hors, la production effective du deuxième semestre 2011 fût beaucoup plus élevée, la centrale PCH1 produisant pour cette période 767'073kWh. Cette augmentation a eu pour effet de ramener le taux RPC 2011 à seulement CHF 0.209 contre CHF 0.284/kWh initialement prévus.

Le détail du chiffre d'affaires tel qu'il figure dans les comptes acceptés de 2011 est se présente comme suit :

Tableau 3 : Chiffre d'affaires PCH1, adapté de la comptabilité 2011

Du	Au	Débiteur	Nombre de kWh	Taux RPC	Chiffre d'affaires
21.12.2010	31.12.2010	Groupe E	21'199kWh	CHF 0.205	CHF 4'346
01.01.2011	30.06.2011	Groupe E	307'851kWh	CHF 0.205	CHF 63'109
01.07.2011	30.09.2011	Swissgrid	353'527kWh	CHF 0.284	CHF 100'402
01.07.2011	31.12.2011	Swissgrid	361'884kWh	CHF 0.284	CHF 102'775
				Total	CHF 270'632

Tout d'abord, il faut distinguer deux débiteurs différents. Pour la période du 21.12.2010 à fin juin 2011, la production était payée par Groupe E au taux de CHF 0.205 le kWh. À partir du 1^{er} juillet 2011, Swissgrid, la société nationale pour l'exploitation du réseau d'électricité Suisse, a pris le relais en estimant un taux provisoire de CHF 0.284 pour le 3^{ème} trimestre. Comba Energies SA a donc estimé et comptabilisé le chiffre d'affaires pour le quatrième trimestre, également sur la base de ce taux. Hors, après avoir fait état d'une production effective de 767'073kWh pour la deuxième moitié de l'année, le taux définitif a été fixé à seulement CHF 0.2092/kWh. Cependant, les comptes 2011 de la société ayant été entretemps bouclés et acceptés par la fiduciaire, le chiffre d'affaires est resté inchangé à CHF 270'632.-.

A cela, il faut ajouter :

- Vente d'énergie solaire	CHF	93'323.-
- Produits financiers	CHF	431.-
- <u>Autres produits⁴</u>	CHF	3'000.-
- Total autres sources	CHF	96'754.-
- <u>Total hydraulique</u>	CHF	270'632.-
- Chiffre d'affaires total 2011	CHF	367'386.-

⁴ Facture adressée au fournisseur pour un manque à gagner de quelques jours de turbinage suite à une rupture de vanne.

En incluant la correction du taux de rétribution à prix coûtant à CHF 0.209/kWh pour le deuxième semestre 2011, le chiffre d'affaires provenant de la vente d'énergie hydraulique est de CHF 215'898.-, comme le montre le tableau ci-dessous.

Tableau 4 : Chiffre d'affaires effectif PCH1, adapté selon réflexion personnelle

Du	Au	Débiteur	Nombre de kWh	Taux RPC	Chiffre d'affaires
21.12.2010	31.12.2010	Groupe E	21'199kWh	CHF 0.205	CHF 4'346
01.01.2011	30.06.2011	Groupe E	307'851kWh	CHF 0.205	CHF 63'109
01.07.2011	31.12.2011	Swissgrid	767'073kWh	CHF 0.209	CHF 148'443
				Total	CHF 215'898

En additionnant les trois autres produits, le chiffre d'affaires annuel effective se monte à CHF 312'652.-, soit une différence d'environ CHF 54'733.-. Sur la base de ce chiffre d'affaires et avec des amortissements inchangés, le résultat net de l'exercice 2011 ne serait donc plus de CHF 34'421.- mais ferait état d'une perte de CHF 20'313.-.

Dans le cas où Comba Energies SA avait pris plus tôt connaissance de cet important écart provisionnel, les amortissements consentis sur les actifs immobilisés auraient été réduits afin de ne pas dégager la perte constatée. De plus, dans la mesure où la fiduciaire en charge de la comptabilité de Comba Energies SA n'a été informée de cette erreur qu'en mai 2012, les comptes 2011 furent acceptés sans cette correction. La différence constatée sera donc reportée dans les comptes 2012 et ajoutée à la perte reportée de CHF 37'060.- de l'exercice 2010. L'exercice 2012 de Comba Energies SA débutera donc avec une perte reportée d'environ CHF 57'374.-.

Selon l'article 725 al. 1 et 2 du CO, « S'il ressort du dernier bilan annuel que la moitié du capital-actions et des réserves légales n'est plus couverte, le conseil d'administration convoque immédiatement une assemblée générale et lui propose des mesures d'assainissement. » (Confédération Suisse, 2012).

« S'il existe des raisons sérieuses d'admettre que la société est surendettée, un bilan intermédiaire est dressé et soumis à la vérification d'un réviseur agréé. » (Confédération Suisse, 2012).

Au bénéfice d'un capital-actions de CHF 100'000.- (sans aucune réserve légale), Comba Energies SA a donc une perte supérieure à 50% de ce dernier. La fiduciaire a cependant décidé d'attendre le résultat de l'exercice 2012. Si la situation devait demeurer identique dans les années à venir, elle examinera en temps voulu la question de l'application de l'article 725 du CO. Cependant, comme

l'explique l'alinéa 2 de l'article 725 du CO, plusieurs mesures sont envisageables avant de considérer l'assainissement de la société, notamment la postposition de créances. Dans un tel cas de figure, les deux actionnaires Greenwatt et la Bourgeoisie d'Arbaz accepteraient d'être remboursés une fois les autres créanciers satisfaits et encourent ainsi le risque de voir leurs avances sur fonds propres jamais restituées. Une autre solution serait d'augmenter le capital-actions de la société afin d'élever la limite acceptable de perte.

Le but de cette analyse est de rendre l'entreprise attentive afin que l'erreur ne se reproduise plus lors des prochaines années d'exploitation. Comme vu précédemment, le taux RPC provisoire pour l'année prochaine sera donc le taux définitif de l'année 2011, c'est-à-dire CHF 0.209/kWh.

Afin d'éviter que la différence entre le chiffre d'affaires estimé et le chiffre d'affaires effectivement atteint ne vienne modifier le résultat à la fin de chaque exercice comptable, l'entreprise peut créer un fond dans lequel elle immobilise un certain capital. Dans le cas où la vente d'énergie générerait moins de revenu que prévu durant une période déterminée, elle pourrait prélever le montant manquant auprès de ce fond en début d'exercice suivant afin d'éviter une variation du bénéfice. A contrario, lorsque les RPC dépassent le montant prévu, la différence pourra être reversée dans ce fond. Cette solution comptable permettrait d'éviter le report de variation de bénéfice sur l'année suivante suite à d'éventuelles prévisions trop éloignées de la réalité. Malheureusement et au vu de sa situation financière actuelle, Comba Energies SA n'est pas en mesure de financer la mise en place d'un tel fond, ce qui l'obligera à traiter cette problématique de manière consciencieuse dans les années à venir.

Un second critère à prendre en compte dans l'analyse du chiffre d'affaires et des prévisions futures est celui du climat. En effet, l'année 2011 fût une très bonne année pour l'énergie solaire, mais nettement moins bonne pour l'énergie hydraulique. Selon le bulletin climatologique de cette même période publié le 16 janvier 2012 par Météo Suisse, l'année 2011 fût particulièrement sèche. Dans plusieurs régions dont notamment le Valais, les précipitations mesurées étaient comprises entre 75 et 100% des normes historiques. La production d'énergie hydraulique en a donc été proportionnellement diminuée. Corollaire de cette relative sécheresse, l'année 2011 fût extrêmement ensoleillée. « En Valais, dans les Grisons ainsi qu'au Tessin, des valeurs d'ensoleillement comprises entre 100 et 120% de la norme furent observées. » (Météo suisse, 2012, p. 7). « Pour l'ensemble du pays, la durée d'ensoleillement s'éleva à 125% de la norme 1961-1990. Ainsi, l'année 2011 est la deuxième la plus ensoleillée de la période avec des données retravaillées depuis 1961, soit juste derrière le record de 2033 [sic] et ses 127% » (Météo suisse, 2012, p. 7). Ces

statistiques mettent donc en avant des conditions favorables à la production d'énergie solaire. À Sion, la durée d'ensoleillement était de 2'427 heures, soit 122% de la norme avec des précipitations de 485 mm, soit 19% en retrait des normes historiques.

Au regard de ces valeurs, il apparaît clairement que les chiffres d'affaires provenant de la vente d'énergie hydraulique et solaire peuvent être grandement influencés par la météo. « Selon les statistiques pour une altitude moyenne comme celle d'Arbaz, le solaire est à 113% de la norme et pour l'hydraulique, nous étions à seulement 70% de la norme. » (P. Joye, chargé d'affaires nouvelles énergies renouvelables chez Greenwatt, communication personnelle, 25 avril 2012).

Une ré-indexation du chiffre d'affaires 2011 de Comba Energie SA en se basant sur une année-type équivalente à 100% de la norme 1961-1990 produit les résultats suivants :

Tableau 5 : Comparaison des CA, adapté selon le bulletin météorologique 2011 de Météo Suisse

	Chiffre d'affaires		Chiffre d'affaires 100%	
Vente d'énergie hydraulique 2010	CHF	4'346	CHF	6'208
Vente d'énergie hydraulique 2011	CHF	211'552	CHF	302'217
Vente d'énergie solaire	CHF	93'323	CHF	82'587
Total	CHF	309'221	CHF	391'013
Autres produits	CHF	3'000	CHF	3'000
Produits financiers	CHF	431	CHF	431
Total 2	CHF	312'653	CHF	394'444

Si les précipitations enregistrées en 2010 et 2011 devaient refléter une année moyenne, le chiffre d'affaires généré par l'énergie hydraulique augmenterait d'environ CHF 90'665.-. En recalibrant le chiffre d'affaires des installations photovoltaïques selon des conditions d'ensoleillement conformes à la moyenne historique, celui-ci s'en verrait diminué de CHF 10'736.-. Ces chiffres d'affaires normalisés à 100% de la norme peuvent dès à présent servir de base de calcul pour les prédictions des années futures.

Pour 1% de diminution d'ensoleillement, Comba Energies SA perd environ CHF 826.- de chiffre d'affaire alors qu'une diminution de 1% de précipitations provoque une perte de chiffre d'affaires de CHF 3'022.- Au regard des sensibilités calculées, il apparaît qu'en moyenne une année plutôt riche en précipitations s'avère être avantageuse pour Comba Energies SA puisque l'impact positif d'une météo humide sur la production d'énergie hydraulique compense largement l'effet négatif ressenti au niveau de la production d'énergie solaire.

5. Analyse financière de l'année 2011

5.1 Tableau de financement

Afin de compléter l'analyse du bilan et du compte d'exploitation, le tableau de financement ci-dessous résume les flux de trésorerie de l'année 2011. Il permet d'avoir une vue d'ensemble dynamique sur les mouvements de trésorerie. L'évolution financière de Comba Energies SA y est représentée à l'aide des dépenses et des encaissements effectués au cours de l'exercice 2011.

Le tableau de financement est composé de trois groupes appelés activité d'exploitation, activité d'investissement et enfin activité de financement. (Leimgruber & Prochinig, 2009, p. 19).

5.1.1 Cash flow de l'activité d'exploitation

La première partie du tableau de financement résume les recettes et dépenses monétaires liées à l'activité d'exploitation de Comba Energies SA. Elle permet notamment de connaître la valeur du *cash flow* opérationnel. (Leimgruber & Prochinig, 2009, p. 19).

Il constitue la principale source de liquidité d'une entreprise et est donc un élément indispensable dans l'évaluation de la situation financière parce qu'il fournit des informations sur la capacité d'une entreprise à financer ses investissements à partir de son activité opérationnelle, distribuer des bénéfices, rembourser ses dettes. (Leimgruber & Prochinig, 2009, p. 31).

Le *cash flow* peut être calculé de façon directe ou indirecte. Dans le cas de Comba Energies SA, le *cash flow* (calculé ici selon la méthode directe) est de CHF 343'411.- pour la période 2011, montrant un excédent de recettes monétaires par rapport aux dépenses monétaires.

5.1.2 Cash flow de l'activité d'investissement

La seconde partie du tableau récapitule les flux de trésorerie liés à l'activité d'investissement de Comba Energies SA. Pour l'année 2011, les différents projets d'énergies renouvelables ont engendré d'importants investissements en actifs immobilisés pour un montant de CHF 679'791.-. (Leimgruber & Prochinig, 2009, p. 19).

5.1.3 Cash flow de l'activité de financement

Cette dernière partie du tableau de financement permet de distinguer les éventuelles fluctuations de capitaux financiers de Comba Energies SA. (Leimgruber & Prochinig, 2009, p. 19). La société a vu sa dette courante diminuer de presque 1.5 millions de francs durant 2011. Elle a également amorti une partie de sa dette envers les actionnaires ainsi qu'une partie des échéances

dues à la commune d'Arbaz. Il en résulte un *cash flow* de financement négatif d'environ CHF 103'000.- (voir tableau 6)

Au vu de cette analyse, il apparaît que les plus importantes sorties de liquidité de Comba Energies SA durant 2011 sont liées aux investissements consentis pour les différents projets de production d'énergie. Cette dernière ne générant pas suffisamment de liquidité pour financer les investissements et rembourser une partie des dettes arrivant à échéance, il en résulte une variation de liquidité négative de CHF 439'957.-.

Tableau 6 : Tableau de flux de trésorerie, adapté de la comptabilité 2011

Activité d'exploitation				
CA vente d'énergie hydraulique 2011	CHF	270'631.6		
CA vente d'énergie solaire 2011	CHF	93'323.4		
Autres produits	CHF	3'000.0		
Produits financiers	CHF	431.3		
./. Augmentation des débiteurs	CHF	100'761.9		
CA total	CHF	266'624.4		CHF 266'624.4
./. Electricité	CHF	4'780.1	CHF -	CHF -596.7 CHF 4'183.5
./. Entretien et contrôle	CHF	23'265.9	CHF -	CHF -14'250.0 CHF 9'015.9
./. Primes d'assurances	CHF	1'701.0	CHF -1'701.0	CHF - CHF -
./. Taxes et autorisations	CHF	3'897.0	CHF -	CHF - CHF 3'897.0
./. Frais d'administration et de gestion	CHF	5'200.0	CHF -	CHF -3'200.0 CHF 2'000.0
./. Honoraires fiduciaire	CHF	4'970.0	CHF -	CHF -2'000.0 CHF 2'970.0
./. Frais divers	CHF	781.6	CHF -	CHF - CHF 781.6
./. Frais bancaires	CHF	92.0	CHF -	CHF - CHF 92.0
./. Intérêts sur emprunt	CHF	9'641.7	CHF -	CHF - CHF 9'641.7
./. Intérêts sur emprunt bancaires	CHF	81'245.6	CHF -	CHF - CHF 81'245.6
./. Impôts	CHF	600.0	CHF 217.0	CHF -300.0 CHF 517.0
./. TVA à payer	CHF	1'819.7	CHF -	CHF - CHF 1'819.7
Total des charges monétaires	CHF	137'994.4		CHF 116'163.7
Encaissement TVA à récupérer	CHF	192'950.3		CHF 192'950.3
CF Direct	CHF	321'580.3	CHF -1'484.1	CHF -20'346.7 CHF 343'411.0
Activité d'investissement				
./. Investissements mini centrale PCH1				CHF -97'584.8
./. Investissements local de mise en charge				CHF -6'508.9
./. Investissements mini centrale PCH2				CHF -575'697.3
Total des investissements				CHF -679'790.9
Activité de financement				
Augmentation de la dette financière				CHF 1'770'000.0
./. Diminution de la dette courante				CHF -1'433'647.9
./. Remboursement dettes actionnaires				CHF -60'115.9
./. Remboursement autres dettes				CHF -379'814.0
Total de financement				CHF -103'577.8
Variation de liquidité				CHF -439'957.7

5.2 Ratios comptabilité 2011⁵

Le but de l'analyse des ratios est de disséquer les comptes 2011 de l'entreprise et d'identifier les forces et les faiblesses de son modèle d'affaire ainsi que d'analyser la structure du bilan.

5.2.1 Rentabilité des opérations

Il s'agit d'analyser la répartition du chiffre d'affaires à l'aide des ratios de rentabilité pour la période 2011 en se basant sur le compte « Pertes & Profits » de cette même année.

La marge bénéficiaire brute se situe à 98.1% du chiffre d'affaires. Ce niveau très élevé est dû aux charges d'exploitation qui ne se montent qu'à CHF 4'780.-. En prenant en compte les frais généraux de l'entreprise (CHF 39'907.-), la marge au niveau de l'EBITDA reste également élevée à 87.8%. Ces résultats restent typiques d'une entreprise dont l'activité ne se base pas sur la production de biens industriels. En effet, contrairement à une activité manufacturière, le modèle d'affaire de Comba Energies SA ne nécessite pas l'achat de matières premières ou de produits semi-finis, mais requière d'importants investissements en actifs immobilisés, notamment la centrale hydraulique PCH1 construite en 2010.

Cette intensité des actifs immobilisés se reflète donc dans la marge de l'EBIT. Avec une valeur de 34.2%, celle-ci est nettement inférieure à la marge EBITDA. Cet écart s'explique par les gros amortissements consentis sur l'importante masse d'actifs immobilisés.

Finalement, la marge bénéficiaire nette est elle aussi fortement diminuée suite aux importants investissements liés aux différents sites de production. Le financement de ces projets a nécessité d'importants apports de fonds étrangers levés auprès de banques et autres partenaires. Il en découle d'importants frais d'intérêts qui grèvent le bénéfice net de l'entreprise, laissant apparaître une faible marge bénéficiaire nette de seulement 9.4%.

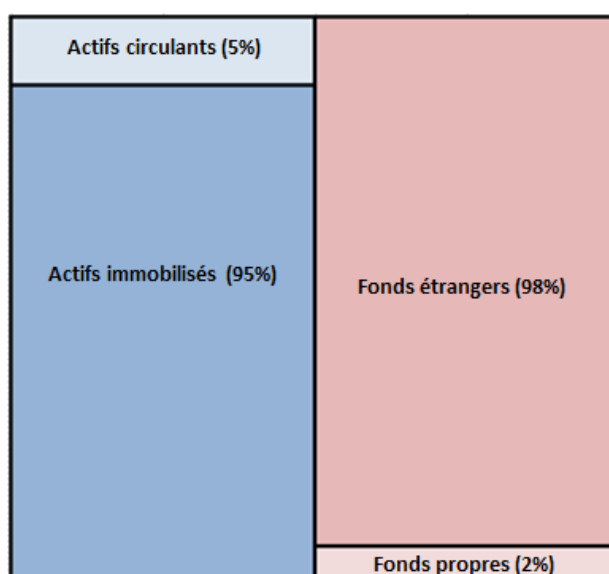
⁵ Le détail des calculs des ratios est présenté dans l'annexe I

5.2.2 Ratios financiers

Une discussion des différents ratios financiers permettra d'analyser plus en détail l'effet des importants actifs immobilisés sur la structure du bilan ainsi que les implications sur la rentabilité financière de l'entreprise.

Une première analyse du bilan révèle une fois de plus l'importance des actifs immobilisés mais également la forte part des fonds étrangers, laissant les fonds propres à seulement 2% du total du bilan 2011 (voir figure 4).

Figure 4 : Structure bilan Comba Energies SA 2011, adapté de la comptabilité



Actifs

Du côté des actifs, l'importance des biens immobilisés ainsi que leur répercussion sur les ratios de rentabilité ont déjà été discutés plus haut. Autre poste figurant aux actifs, les 5% d'actifs circulants, dont 3% de liquidité, servent à couvrir les dettes à court terme (passifs transitoires et créanciers). Celles-ci s'élevant respectivement à 1% et 3% des passifs, les échéances à court terme ne présentent donc pas de déséquilibre important.⁶

En incluant les débiteurs aux liquidités, le degré de liquidité 2 est de 163% des fonds étrangers à court terme, ce qui confirme que la société est à même de couvrir ces dettes à court terme. Toutefois, ces valeurs n'offrant pas une grande marge de manœuvre, il est important de connaître la

⁶ Les débiteurs se montent à 2% des actifs. Les actifs transitoires et la TVA à récupérer ne représentent qu'une infime partie des actifs et sont omis du calcul.

vitesse de paiement des débiteurs et des créanciers afin de s'assurer que les échéances à court terme puissent être respectées.

Afin de calculer la vitesse de paiement des débiteurs, il a fallu prendre en compte le solde du compte débiteur, soit CHF 102'775.-, que Comba Energies SA avait provisionné pour le chiffre d'affaires de la période d'octobre à décembre 2011. Hors ce montant s'est avéré incorrect puisque seulement CHF 48'041.20 ont été encaissés pour la période en question. En tenant compte de cet ajustement, le nouveau chiffre d'affaires se monte à CHF 312'653.-, ce qui correspond à une vitesse de paiement des débiteurs de 6.4. Comba Energies SA reçoit donc 6.4 encaissements par année⁷, soit un paiement tous les 57 jours.

Puisque l'entreprise produit de l'énergie en se servant de la force hydraulique, aucun achat d'*input* (entrée de matière) n'est effectué au court de l'année, ce qui rend l'analyse du poste « créanciers » (fournisseurs) redondante. En revanche, comme l'a montré le tableau de financement (voir tableau 6), la plus grosse dépense à échéance régulière se résume aux paiements des intérêts bancaires et des intérêts sur l'emprunt à la Commune d'Arbaz. Le délai de paiement des débiteurs sera donc comparé aux échéances des intérêts dans le chapitre suivant afin de voir si la liquidité récupérée auprès des débiteurs permet de respecter les engagements auprès des banques.

Passifs

La première analyse a déjà mis en avant le rôle important joué par les fonds étrangers pour le financement des projets de Comba Energies SA. Selon l'article 663a al. 3 du Code des Obligations, « Les fonds étrangers se subdivisent en dettes sur achats et prestations de services, autres dettes à court terme, dettes à long terme et provisions pour risques et charges; les fonds propres en capital-actions, réserves légales et autres réserves, et en bénéfice résultant du bilan. » (Confédération Suisse, 2012). Bien que les avances sur fonds propres proviennent des deux actionnaires de la société, ils doivent être comptabilisés, selon le Code des Obligations, dans les fonds étrangers en tant que dettes à long termes. Cette somme est importante puisqu'elle représente 19% des fonds étrangers mais ne génère aucune dépense d'intérêts.

Comme mentionné lors de la discussion sur la rentabilité des opérations de l'entreprise, les différents projets énergétiques ont nécessité la levée d'importants capitaux. La source principale de financement provient de fonds étrangers sous forme de dettes contractées auprès de diverses

⁷ En ne tenant pas compte des ajustements du chiffre d'affaires et des débiteurs, la vitesse de paiement est de 3.5 ou d'environ 101 jours.

institutions financières. Il en résulte un degré d'endettement d'environ 98%, soit un ratio de levier d'environ 48 fois les fonds propres.

Les dettes contractées engendrent d'importantes dépenses en intérêts et amortissements comme analysé précédemment. Cependant, la majorité de ses fonds étrangers étant à long terme (87%), l'entreprise ne s'expose pas à d'importants problèmes financiers du moment où elle continue à couvrir les intérêts et amortissements périodiques arrivant à échéance. Grâce à un *cash flow* de CHF 343'411.-⁸, Comba Energies SA n'a actuellement aucun mal à payer ses intérêts puisque le ratio *cash flow* sur dépenses d'intérêt (ou facteur de couverture) s'élève à 4.8. De plus, les intérêts échus ayant en moyenne un délai de paiement de 158 jours⁹, les encaissements des débiteurs (57 jours) devraient permettre à l'entreprise de couvrir ces dépenses monétaires.

Sur une perspective à plus long terme, Comba Energies SA se trouvera confrontée au remboursement de ses emprunts, et ce à partir de mars et juin 2012 respectivement.¹⁰ Si l'on compare le montant des dettes existantes au *cash flow* de l'activité 2011 (CHF 343'411.-), il apparaît que le facteur d'endettement est de 13 ans. En l'état actuel des choses, l'entreprise devra dégager 13 ans de *cash flow* pour rembourser l'ensemble des fonds étrangers, ce qui paraît réaliste si l'on considère la stabilité et la visibilité de la rentabilité des opérations de l'entreprise.

ROE – Return On Equity

Comme mis en avant tout au long de cette analyse, la source principale de financement de la société demeure les fonds étrangers. Au vue de la nature de ses activités et des besoins en capitaux qui en découlent ainsi que de sa rentabilité, la situation n'est pas préoccupante. Cependant et afin de pouvoir émettre un jugement objectif sur la situation des passifs, il paraît judicieux d'analyser la rentabilité des fonds propres à l'aide du « ROE », en français « rendement des fonds propres ». Le calcul se présente comme suit :

Figure 5 : Formule ROE

$$\text{ROE} = \frac{\text{Bénéfice}}{\text{Fonds propres}}$$

Source : (Leimgruber & Prochinig, 2009, p. 76)

⁸ Voir tableau de financement

⁹ Moyenne pondérée entre les montants des emprunts et les échéances de paiement des intérêts

¹⁰ Contrats d'emprunt Banque Cantonale de Fribourg et Raiffeisen

Dans le cas de Comba Energies SA, le ROE est de 35.4% pour 2011, ce qui peut être qualifié de satisfaisant. Cela signifie que CHF 100.- investis sous forme de fond propre au début 2011 engendra un retour sur investissement de CHF 35.-. Pour la Suisse un ROE entre 8 et 10% est considéré comme bon. (Leimgruber & Prochinig, 2009). Afin de mieux interpréter la nature de cette valeur, la formule de DuPont ci-dessous permet de décortiquer le ROE et d'en comprendre les moteurs.

Figure 6 : Formule DuPont

$$\text{ROE} = \frac{\text{CA}}{\text{Total des actifs}} \times \frac{\text{Total des actifs}}{\text{Fonds propres}} \times \frac{\text{Bénéfice}}{\text{CA}}$$

Source : (Leimgruber & Prochinig, 2009, p. 80)

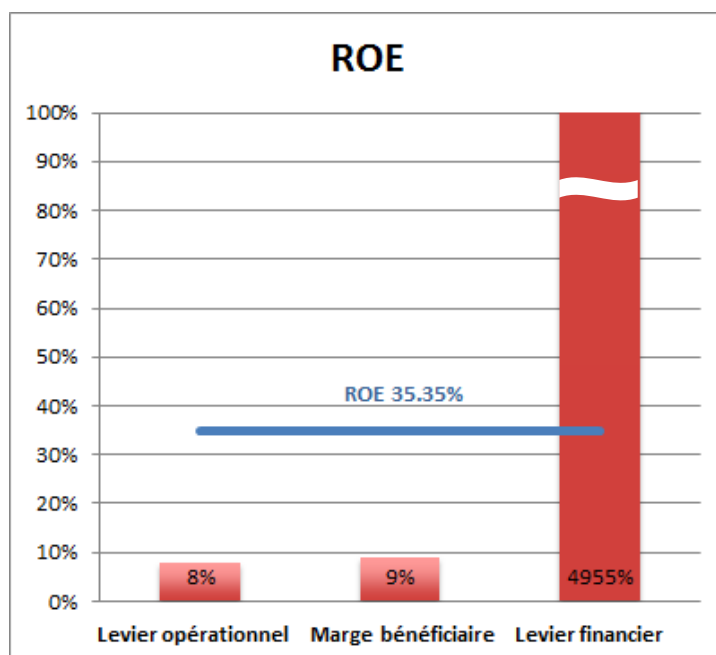
La première composante de la formule permet de calculer le levier opérationnel qui s'élève à 8% dans ce cas. L'intensité des actifs est encore une fois la raison principale derrière cette valeur relativement faible et ne semble pas être la source principale du rendement constaté.

La dernière composante illustre la marge bénéficiaire dégagée par le chiffre d'affaires. Comme analysé plus haut, la marge bénéficiaire reste faible à 9.4% et n'explique pas non plus à elle seule le ROE de 35%.

Enfin, la deuxième composante de la formule résume le levier financier de l'entreprise. Le total des actifs étant très élevé alors que les fonds propres restent minimes, le levier financier de 49.5 joue, ici, tout son rôle et explique le retour sur investissement relativement élevé dont jouissent les fonds propres de Comba Energies SA.

Bien que le ROE soit très satisfaisant, il est important de saisir la nature risquée de ce retour sur fonds propres puisqu'il s'appuie presque uniquement sur le levier financier alors que les mesures liées à la productivité et la rentabilité (première et deuxième composantes de la formule Dupont) des activités de Comba Energies SA ne supporteraient pas à elles seules ce ROE (voir figure 7).

Figure 7 : ROE, adapté selon la comptabilité 2011



Cette valeur doit donc être prise dans son contexte et ne peut être jugée comme positive, notamment dans une perspective de durabilité et d'équilibre financier.

Afin de présenter une situation financière plus équilibrée, la société devrait sensiblement diminuer ses fonds étrangers en faveur de plus de fonds propres. Un tel rééquilibrage aurait pour effet principal de réduire les charges d'intérêt bancaire qui grèvent le bénéfice net et de réduire les risques liés à l'insolvabilité et au surendettement. Il en résulterait un ROE plus robuste, supporté par des facteurs opérationnels et moins vulnérable aux problèmes de financement.

ROA – Return on Assets

Le ROA, en français « rendement de l'actif investi », permet de mesurer la relation entre les investissements et le bénéfice qu'ils permettent de dégager. Ce ratio est calculé en divisant le bénéfice avant déduction des intérêts sur capitaux étrangers et impôts de l'année analysée par le total des actifs. Il permet à l'entreprise de connaître sa capacité à « créer de la valeur » (Leimgruber & Prochinig, 2009), par le capital qu'elle engage sous forme d'actifs.

Étant donné que le bénéfice avant intérêt et impôt dégagé par l'exercice 2011 est de CHF 125'908.- et que le total des actifs est de CHF 4'823'898.-, le ROA de Comba Energies SA se monte à 2.61%. Cela signifie que 100.- d'investissement ne dégager, à ce jour, uniquement CHF 2.61

de bénéfice. Généralement, ce ratio devrait se situer entre 6 et 10% afin d'être jugé correct. (Leimgruber & Prochinig, 2009).

Cette rentabilité est relativement basse, mais il faut prendre en compte l'importance des investissements initiaux consentis en 2011. Durant les années à venir, le ROA tendra à augmenter puisque les investissements resteront stables, mais leur rendement croissant devrait avoir une répercussion positive sur les bénéfices de Comba Energies SA.

6. Analyse centrale PCH2

La deuxième partie de cette étude se concentre sur l'analyse du projet de construction d'un second palier de turbinage dans la région d'Arbaz, initié en 2011. Afin d'exploiter au maximum les ressources hydrauliques disponibles tout au long du réseau d'eau potable et d'en augmenter la productivité, Comba Energies SA a décidé d'étendre le projet original de turbinage à partir de l'année 2013.

6.1 Présentation du projet

L'actuel local de turbinage se situe au niveau de la STEP d'Arbaz à 1030 mètres d'altitude, comme expliqué dans le chapitre 4.1. Le second palier de turbinage prévu prendra son départ à partir de ce point et pourra s'appuyer sur une conduite forcée d'environ 900 mètres déjà installée lors de la construction du premier palier (segment noir sur la carte ci-dessous). En effet, lors de l'analyse des comptes 2011, il est apparu qu'un investissement de CHF 630'000.- figurait déjà au bilan dans les immobilisations corporelles (mini-centrale PCH2).

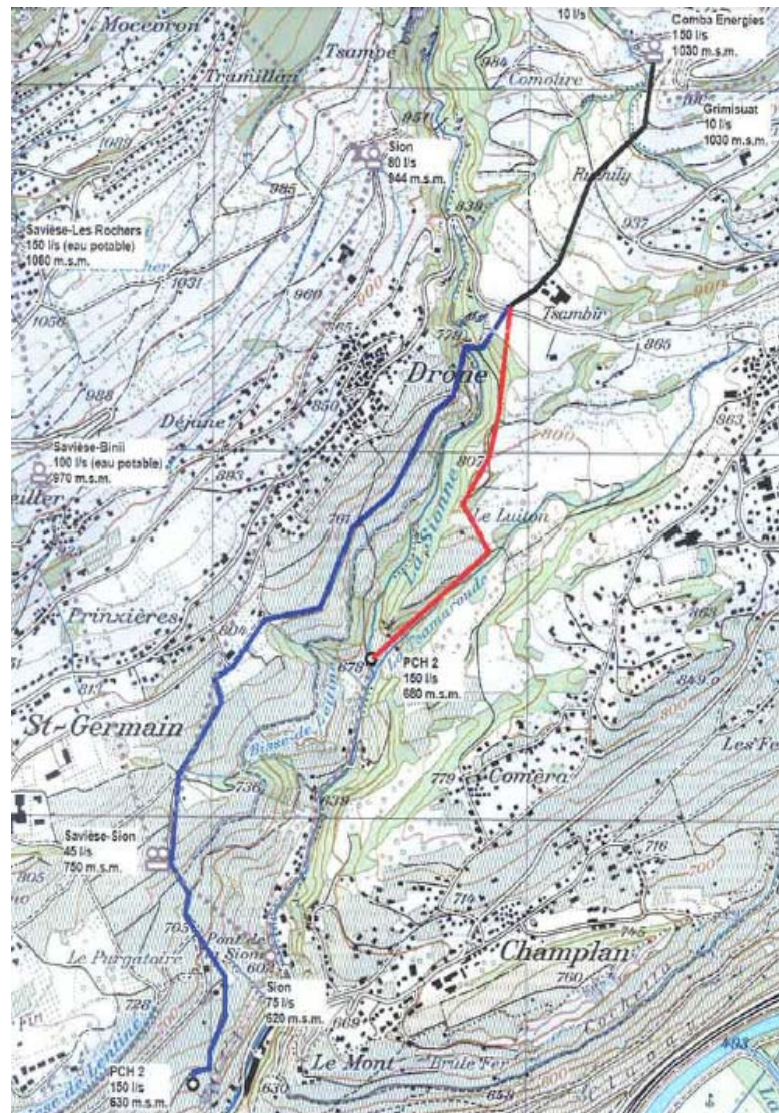
Le reste des infrastructures nécessaires au deuxième palier de turbinage, dont la future centrale PCH2, sera construit en aval de la conduite forcée selon deux variantes de prolongement envisagées aujourd'hui par le consortium Bourgeoisie d'Arbaz – Greenwatt. L'analyse qui suit présente les avantages et inconvénients économiques et géographiques de chacune des variantes afin d'apporter une base de décision aux deux entreprises.

La spécificité de ce second palier de turbinage est qu'il implique les communes de Sion et Savièse. La commune de Sion cherche à diversifier la provenance de son eau potable. Elle est donc intéressée à trouver des moyens d'alimentation complémentaires. Quant à la commune avoisinante de Savièse, elle est aujourd'hui uniquement alimentée par son réseau de sources propres, souvent limité entre janvier et mars. S'il s'avérait que les eaux soient, un jour, touchées par un problème de pollution ou ne soient tout simplement pas suffisantes afin d'alimenter tous les habitants, la commune ne disposerait d'aucune source de secours. Ce second palier de turbinage représenterait donc pour elle une bonne opportunité d'abaisser les risques liés à son alimentation en eau potable.

Les deux variantes étudiées sont les suivantes :

- **Rive gauche de la Sionne (en rouge sur la carte ci-dessous) :** exploitation d'une chute brute de 350 mètres de long d'une conduite forcée de 1.3 kilomètres entre 850 et 680 mètres d'altitude se terminant par une salle de turbinage.
- **Rive droite de la Sionne (en bleu sur la carte ci-dessous) :** exploitation d'une chute brute de 400 mètres de long d'une conduite forcée de 2.7 kilomètres à partir de 850 jusqu'à 630 mètres d'altitude se terminant par une salle de turbinage.

Figure 8 : Carte du projet PCH2



(OFT, 2012) adapté par Greenwatt

Une séance entre les représentants de la commune de Sion, d'ESR (L'Énergie Sion-Région) et d'Arbaz a eu lieu le 16 avril 2012 durant laquelle les parties ont donné leur accord de principe sur les deux variantes. Un groupe de travail sera mis en place afin d'étudier la faisabilité technique des

projets respectifs. Cependant, aucune rencontre officielle n'a encore été agendée avec les représentants de la commune de Savièse.

6.1.1 Variante « rive gauche »

Présentation

Le tableau ci-dessous résume les informations financières et techniques concernant la variante rive gauche du projet de centrale PCH2.

Tableau 7 : Données variante « rive gauche », adapté des estimations de Comba Energies SA

Variante rive gauche		
Détail technique		
Chute brute (m)		350
Production (kWh/an)		1'500'000
Comba Energie		
Conduite forcée 1	CHF	630'000
Conduite forcée	CHF	900'000
Bâtiment et groupe	CHF	1'400'000
Total investissements	CHF	2'930'000
Sion		
Raccordement Sion	CHF	1'100'000
Total investissements	CHF	1'100'000
Savièse		
Raccordement Savièse	CHF	50'000
Total investissements	CHF	50'000

Cette première variante propose une chute brute de 350 mètres pour une production annuelle estimée à 1'500'000kWh. Comme expliqué précédemment, une conduite de 900 mètres a déjà été installée. A partir de cette conduite, le projet nécessiterait encore la construction d'une conduite forcée de 1.3 kilomètre pour un montant de CHF 900'000.- ainsi que d'une centrale de turbinage budgétée à CHF 1'400'000.-. Cette centrale, appelée centrale PCH2, sera munie d'une turbine avec un débit de 150 litres par seconde.

Pour Sion, cette variante nécessiterait un investissement considérable afin de raccorder son réseau d'eau à partir de la centrale PCH2, celle-ci se situant en amont du réseau d'eau potable de Sion. La commune devra donc investir un montant de CHF 1'100'000.- dans la construction d'une conduite de raccordement de 900 mètres.

Dans le cas de la commune de Savièse, cette variante nécessiterait seulement un investissement supplémentaire de CHF 50'000.- en raccordement, mais ne représente qu'un faible secours en cas de pollution des eaux puisque l'installation ne serait pas fixe. Alors, par rapport à l'investissement conséquent, la commune ne porte pas d'intérêt particulier à cette solution.

Financement de Comba Energies SA

Le coût total de la variante rive gauche pour Comba Energies SA est de CHF 2'930'000.-. Cet investissement incluant les CHF 630'000.- de la conduite forcée déjà installée, cette somme n'est donc pas à prendre en considération lors des calculs de financement.

Selon l'article 632 du CO, « Lors de la constitution de la société, les souscripteurs doivent avoir libéré 20% au moins de la valeur nominale de chaque action. » (Confédération Suisse, 2012, p. 220). Aussi, la Bourgeoisie d'Arbaz, actionnaire à 60% de Comba Energies SA ainsi que Greenwatt, détenteur des 40% restant, vont devoir être amenés à investir 20% de fonds propres afin d'obtenir le financement nécessaire auprès des banques.

Le plan de financement se présente ainsi :

Bourgeoisie d'Arbaz :	$(2'300'000.- \times 20\%) \times 60\% =$	CHF 276'000.-
<u>Greenwatt :</u>	<u>$(2'300'000.- \times 20\%) \times 40\% =$</u>	<u>CHF 184'000.-</u>
Total besoins en fonds propres		CHF 460'000.-

Le reste des fonds requis, soit CHF 1'840'000.-, sera emprunté auprès de banques. Les contrats n'ayant pas encore été négociés, les détails de l'emprunt ne sont pas disponibles à l'heure actuelle. Selon Monsieur Rebstein, les demandes de crédit seront probablement réalisées en juin 2013.

Le projet PCH2 engendrera une hausse des avances sur fonds propres de CHF 460'000.- et des dettes bancaires de CHF 1'840'000.-. Ces changements auront ainsi une influence sur la structure du bilan ainsi que sur le ROE, dont la nouvelle situation sera présentée ultérieurement.

6.1.2 Variante « rive droite »

Le tableau ci-dessous résume les informations financières et techniques concernant la variante rive droite du projet de centrale PCH2.

Tableau 8 : Données variante « rive droite », adapté des estimations de Comba Energies SA

Variante rive droite		
Détail technique		
Chute brute (m)		400
Production (kWh/an)		1'800'000
Comba Energie		
Conduite forcée 1	CHF	630'000.00
Conduite forcée	CHF	2'000'000.00
Bâtiment et groupe	CHF	1'400'000.00
Total investissements	CHF	4'030'000.00
Sion		
Raccordement Sion	CHF	50'000.00
Total investissements	CHF	700'000.00
Savièse		
Raccordement Savièse	CHF	150'000.00
Total investissements	CHF	300'000.00

Cette deuxième variante propose une chute de 400 mètres pour une production annuelle estimée à 1'800'000kWh. Dans cette variante, la conduite forcée nécessaire au raccordement serait nettement plus longue, puisque 2.7 kilomètres supplémentaires devraient être construits, portant ainsi sa longueur totale à 3.6 kilomètres. Le coût de ce travail s'élèverait à CHF 2'000'000.-. À ce montant, il faut ajouter la construction de la centrale PCH2 de CHF 1'400'000.-.

De la perspective de la commune de Sion, les coûts liés au raccordement seraient nettement inférieurs à ceux de la variante analysée plus haut, puisqu'ils se montent seulement à CHF 50'000.-. Malgré la participation de CHF 700'000.- qui lui sera toutefois demandée, l'investissement total consenti s'en trouve minimisé tout en permettant à la commune de Sion de disposer de 2 millions de m³ d'eau par an à un prix concurrentiel. En effet, elle pourrait initialiser des projets avec d'autres communes afin d'assurer son approvisionnement en eau, mais les coûts d'un tel raccordement seraient bien plus élevés que dans la variante avec la commune d'Arbaz considérée ici.

Pour la commune de Savièse, cette variante est nettement plus intéressante puisque l'installation lui ferait profiter, cette fois-ci, d'une alimentation de secours fixe. Bien que l'investissement soit plus conséquent, il reste néanmoins raisonnable comparé à l'opportunité qu'il

représente. Les investissements se monteraient à CHF 300'000.-, avec un montant de CHF 150'000.- pour le raccordement de secours.

Financement de Comba Energies SA

Pour la variante rive droite, l'investissement total consenti par Comba Energies SA se monte à CHF 3'400'000.-, après déduction des CHF 630'000.- de conduite forcée déjà construite en 2010. Comme pour la variante rive gauche, les actionnaires doivent contribuer au projet à hauteur de 20% des fonds propres.

Le plan de financement se présente donc ainsi :

Bourgeoisie d'Arbaz :	$(3'400'000.- \times 20\%) \times 60\% =$	CHF 408'000.-
<u>Greenwatt :</u>	<u>$(3'400'000.- \times 20\%) \times 40\% =$</u>	<u>CHF 272'000.-</u>
Total besoins en fonds propres		CHF 680'000.-

Le reste de la somme, soit CHF 2'720'000.-, devra être emprunté auprès d'institutions bancaires. Les contrats n'étant, là non plus, pas négociés, les informations concernant les différents emprunts ne sont pas disponibles.

Cette variante coûte environ 28% de plus que la variante rive gauche et fera augmenter les avances sur fonds propres de CHF 680'000.- et les fonds étrangers de CHF 2'720'000.-. Le projet ayant un impact sur les finances de la société, son ROE va s'en retrouver modifié, comme il sera analysé dans un prochain chapitre.

Les détails techniques et financiers du projet de la centrale PCH2 ayant été exposés, la suite de l'analyse permettra d'approfondir l'étude de l'impact financier des différentes variantes du projet et de fournir à Comba Energies SA et ses partenaires des critères de décision objectifs.

6.2 Comparaison des deux variantes

6.2.1 Méthode statique

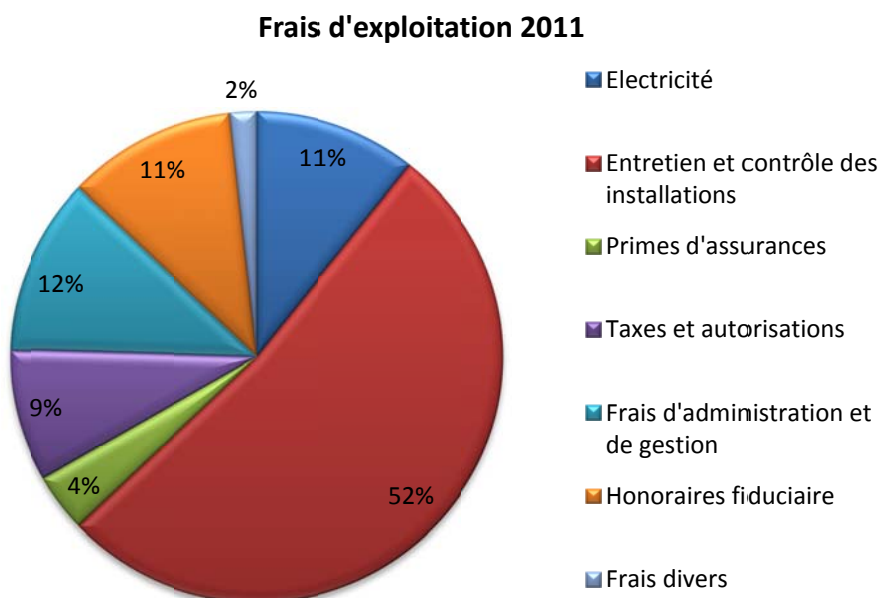
« Les méthodes statiques de calcul proviennent directement des principes de la comptabilité d'exploitation. Elles reposent sur une considération périodisée et moyenne, [...]. » (Leimgruber & Prochinig, 2009, p. 129).

Les deux variantes vont être comparées selon différentes techniques de gestion des investissements. Avant débiter cette analyse, il est important de préciser comment sont définis les paramètres clés.

Les frais d'exploitation annuels

Forte de l'expérience acquise durant la construction de la première centrale PCH1, Comba Energies SA peut aujourd'hui estimer plus précisément les frais d'exploitation annuels de la future centrale sur la base du compte d'exploitation 2011 (voir figure 9).

Figure 9 : Répartition des frais d'exploitation 2011, adapté de la comptabilité 2011



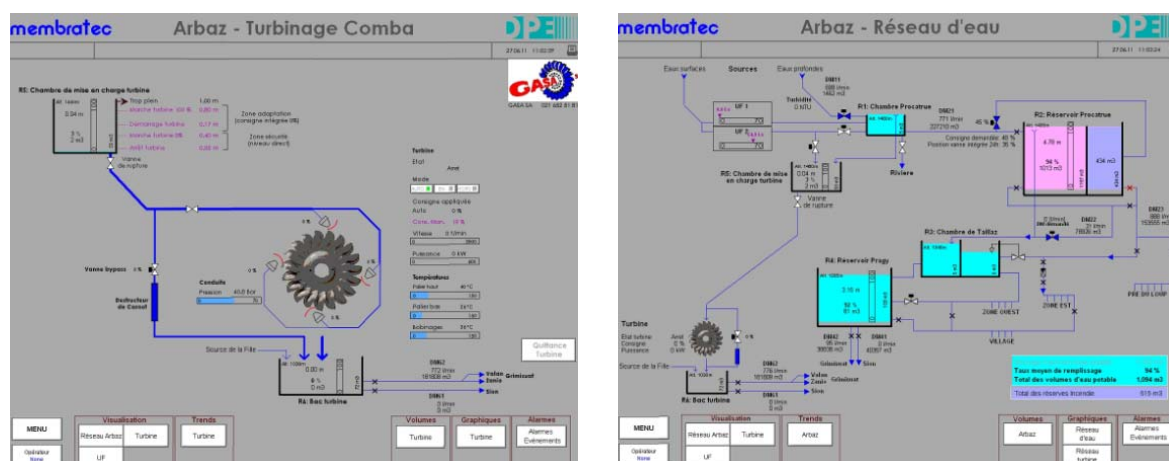
Les frais d'entretien et de contrôle des installations représentent la charge la plus importante avec plus de 50% du total des frais d'exploitation 2011, et ce uniquement pour la centrale PCH1. En accord avec Comba Energies SA, un coefficient de 1.5x les frais de PCH1 a été choisi au moment de budgéter les frais de la centrale PCH2. Les installations à entretenir (nettoyage) et à contrôler sont deux fois plus importantes mais des économies d'échelle au niveau du personnel (par exemple

déplacement, fournitures) vont permettre d'éviter une multiplication systématique des coûts par deux.

De plus, Comba Energies SA dispose d'une liaison VPN (« virtual private network » ou « réseau privé virtuel ») qui permet un contrôle à distance des installations. Ce réseau permet d'avoir une liaison sécurisée entre les machines et les techniciens chargés du bon fonctionnement de l'installation. « Nos collaborateurs techniques sont reliés au réseau et peuvent ainsi quittancer les pannes ou "dysfonctionnements" éventuels puis se rendre sur place en cas de besoin. » (V. Rebstein, Président de la commune d'Arbaz, communication personnelle, 17 avril 2012).

Ce système permet donc de minimiser les déplacements et le temps de réaction des techniciens puisqu'ils peuvent intervenir directement sur la panne depuis le réseau privé virtuel, diminuant ainsi les coûts de contrôle des opérations. La liaison entre les installations et le moniteur de la commune d'Arbaz permet une connexion entièrement sécurisée (voir figure 10 pour un exemple d'écran de contrôle).

Figure 10 : VPN de contrôle des installations



Source : V. Rebstein, Président de la commune d'Arbaz, communication personnelle, 17 avril 2012

Les primes d'assurances, représentant 4% des frais d'exploitation 2011, vont augmenter avec les nouvelles constructions prévues. Cependant, les primes d'assurances figurant au compte « Pertes & Profits » 2011 concernent également les installations de panneaux solaires de Comba Energies SA. Après discussion avec Comba Energies SA, il a été convenu qu'un montant approximatif de CHF 1'500.- conviendrait aux besoins de l'étude.

Bien que les frais d'électricité ne soient pas enregistrés dans les frais généraux, mais en tant que charges, ils font partie intégrante de l'exploitation. Ils représentent 11% des frais d'exploitation 2011 et devraient doubler avec la deuxième centrale. Pour ces raisons, ils ont été inclus dans les frais

d'exploitation pour les analyses qui suivront. Les charges d'électricité englobent un montant dédié à l'exploitation des panneaux solaires. Les frais d'électricité destinés à la centrale PCH1 s'élèvent donc à CHF 3'100.-, ce montant est repris pour la future centrale PCH2, sous les conseils de Comba Energies SA.

Le projet PCH2 n'ayant pas encore été mis à l'enquête, les taxes et autorisations ne peuvent pas être définies avec précision. Puisque le projet PCH1 a nécessité environ CHF 4'000.- de charge auprès de la Confédération pour l'examen et l'approbation du projet, ce montant sera repris à l'identique pour le projet PCH2. Il s'agit là d'une dépense de moindre importance dont les éventuelles fluctuations n'auraient pas une grande influence sur l'analyse des investissements qui va suivre.

Les frais d'administration et de gestion ont été calculés de la même façon que les frais d'entretien et de contrôle, soit avec un coefficient de 1.5x les frais de la centrale PCH1. Puisqu'il n'est pas prévu d'engager une personne supplémentaire, ces frais ne vont pas nécessairement doubler mais devraient tout de même augmenter partiellement car le travail sera effectivement supérieur.

Les honoraires et les frais divers ne devraient pas augmenter de manière significative avec la construction de la deuxième centrale. Ces coûts n'étant pas très élevés, une petite augmentation ne sera pas déterminante pour la suite de l'analyse et ne sont donc pas inclus dans le calcul des frais d'exploitation.

En résumé, les frais d'exploitation pour la nouvelle centrale PCH2, identiques pour les deux variantes, ont été estimés comme suit :

Tableau 9 : Frais annuels d'exploitation PCH2, adapté de la comptabilité 2011

	Coefficient	Montant
Coûts variables		
Electricité	-	CHF 3'100
Entretien et contrôles des installations	1.5	CHF 12'500
Primes d'assurances	-	CHF 1'500
Frais d'administration et de gestion	1.5	CHF 2'500
Coûts fixes		
Honoraires fiduciaire	0	0
Taxes et autorisations	0	0
Total frais d'exploitation annuels	CHF	19'600

Les investissements

Ils prennent en compte uniquement la partie concernant Comba Energies SA et omettent les dépenses liées aux raccordements des communes de Sion et Savièse. Ils résument donc les deux conduites forcées ainsi que le bâtiment abritant les turbines ainsi que le groupe. Il est important de noter ici que les investissements mentionnés doivent être utilisés avec précaution, car, comme il a été notifié dans le chapitre 4.1.2, les investissements liés au projet de la centrale PCH1 se sont avérés, environ 20% supérieurs aux chiffres estimés lors de l'étude préliminaire. Les investissements prévus pour la centrale PCH2 pourraient également dépasser les estimations établies.

CMPC – Coût moyen pondéré du capital

Ce coût représente la rentabilité du capital investi attendue par les actionnaires et les créanciers de Comba Energies SA. Ce taux représente la rentabilité annuelle moyenne espérée lorsqu'ils investissent dans le projet. Par conséquent, il représente également, pour Greenwatt et la Bourgeoisie d'Arbaz, un bon indicateur sur le risque de l'investissement. Pour Comba Energies SA, ce taux représente le coût annuel total du financement des investissements, ou, combien le financement du projet lui coûtera en intérêts. (ActuFinance)

Le calcul moyen pondéré du capital a été calculé à l'aide de plusieurs données. Il a fallu prendre en compte le taux d'intérêt sans risque prévalant actuellement sur les marchés financiers, la prime de risque du marché des actions, la prime de risque obligataire, le facteur « beta » ainsi que le taux d'imposition.

Le taux sans risque a été choisi en fonction du taux utilisé sur le marché suisse des taux, il en va de même pour la prime de risque du marché des obligations. La prime de risque obligataire est celle utilisée par Greenwatt lors de ces différentes études de projets. Le facteur « beta » est quant à lui tiré d'une comparaison avec la société Alpic, entreprise cotée en bourse avec une activité semblable à celle de Comba Energies SA. Le taux d'imposition a été repris de la taxation cantonale 2010 de Comba Energies SA. Le tableau 10 présente le calcul effectué à l'aide de ces différentes données.

Tableau 10 : Calcul du coût moyen pondéré du capital

Calcul du CMPC	
Taux sans risque	0.66%
Prime de risque marché des actions	8%
Prime de risque obligataire	1%
Facteur «beta»	0.50
Taux d'impôts	2%
Coût de la dette	1.63%
Coût des fonds propres	4.33%
CMPC	2.2%

Source : (V. Lager, gérant de fond actions, Swiss Global Asset Management, communication personnelle, 15 juin 2012)

Ce taux calculé de 2.2% paraissant trop faible pour un tel projet, notamment à cause d'une prime de risque obligataire certainement trop basse, il a été discuté et accepté par Greenwatt à 6%. L'influence de ce taux sur le résultat de l'analyse reste cependant secondaire pour autant que les deux variantes d'investissements soient comparées avec la même base. (Leimgruber & Prochinig, 2009).

Amortissements

Étant donné que la valeur des installations de Comba diminue de manière linéaire et que leur durée de vie s'élève à 30 ans, les amortissements ont été calculés sans valeur résiduelle et selon un schéma linéaire sur 30 ans.

Augmentation des actifs circulants

Selon les renseignements obtenus auprès de Comba Energies SA, il ne devrait pas y avoir d'augmentation des actifs circulants suite aux investissements liés à la centrale PCH2.

Grande révision

Aucune grande révision n'est prévue à ce jour, ce qui explique l'absence de tels coûts dans les analyses qui suivent. De plus, les contrôles courants sont enregistrés en tant que charge

d'exploitation. Si une grande révision venait à être entreprise au cours de la durée de vie des installations, elle serait la même pour les deux variantes. Les répercussions sur le résultat des analyses ne seraient par conséquent pas décisives.

Comparaison des coûts

La première comparaison se base sur une estimation des coûts d'investissements afin de définir quelle variante est la plus attractive.

Tableau 11 : Comparaison des coûts, adapté des estimations de Comba Energies SA

	Variante rive droite		Variante rive gauche	
Production annuelle en kWh	CHF	1'800'000	CHF	1'500'000
Frais d'exploitation annuels	CHF	19'600	CHF	19'600
Investissements	CHF	4'030'000	CHF	2'930'000
Durée d'utilisation (ans)		30		30
Valeur résiduelle		0		0
Taux d'intérêt calculé		6%		6%
	Variante rive droite		Variante rive gauche	
Frais d'exploitation annuels	CHF	19'600	CHF	19'600
Amortissements annuels	CHF	134'333	CHF	97'667
Intérêts sur le capital moyen	CHF	120'900	CHF	87'900
Frais totaux annuels	CHF	274'833	CHF	205'167
Ordre de priorité	2		1	

En tenant compte des frais d'exploitation annuels, des amortissements annuels et des intérêts sur le capital moyen, les frais totaux annuels sont de CHF 205'167.- pour la variante rive gauche et de CHF 274'833.- pour la variante rive droite.

Cette première analyse conclut donc à un avantage en faveur de la variante rive gauche. Celle-ci nécessitant moins d'investissement, les amortissements annuels seront, par conséquent, moindres. Cette différence des coûts d'environ CHF 70'000.- s'explique également par des intérêts sur le capital moyen plus bas pour la variante rive gauche étant donné que l'investissement nécessaire reste inférieur, le coût du financement du projet sera plus faible que pour la variante rive droite.

Comparaison des bénéfices

Avant de comparer les bénéfices prévisionnels des deux variantes, il faut tout d'abord calculer à quel prix Comba Energies SA peut espérer vendre ses kWh. Pour ce faire, Monsieur Rebstein a fourni un tableau permettant de calculer le montant de rétribution à prix coûtant (RPC) selon le modèle de Swissgrid.

Variante rive droite

Tableau 12 : RPC rive droite, adapté selon la méthode de calcul de Swissgrid

Calcul RPC		
Chute brute	1.12	cts/kWh
Production	16.13	cts/kWh
Bonus aménagement	3.37	cts/kWh
Total RPC RD	20.62	cts/kWh

Variante rive gauche

Tableau 13 : RPC rive gauche, adapté selon la méthode de calcul de Swissgrid

Calcul RPC		
Chute brute	1.12	cts/kWh
Production	16.46	cts/kWh
Bonus aménagement	3.37	cts/kWh
Total RPC RG	20.95	cts/kWh

Comme discuté dans le chapitre 4.2.3, plus le nombre de kWh est élevé plus les RPC sont faibles. C'est pourquoi le prix de vente des kWh produits par la variante rive gauche est légèrement supérieur car la production est moindre. Les chiffres d'affaires sont obtenus en multipliant les RPC par la production de kWh annuelle estimée.

Recettes variante rive gauche : 1'500'000kWh à CHF 0.2095 = **CHF 314'250.-**

Recettes variante rive droite : 1'800'000kWh à CHF 0.2062 = **CHF 371'160.-**

Sur la base de ces calculs, il est maintenant possible de comparer les bénéfices.

Tableau 14 : Comparaison des bénéfices

	Variante rive droite	Variante rive gauche
Production annuelle en kWh	CHF 1'800'000	CHF 1'500'000
Chiffres d'affaires annuels	CHF 371'160	CHF 314'250
Frais d'exploitation annuels	CHF 19'600	CHF 19'600
Investissements	CHF 4'030'000	CHF 2'930'000
Durée d'utilisation	30	30
Valeur résiduelle	0	0
Taux d'intérêt calculé	6%	6%
	Variante rive droite	Variante rive gauche
Chiffres d'affaires annuels	CHF 371'160	CHF 314'250
./. Frais d'exploitation annuels	CHF 19'600	CHF 19'600
./. Amortissements annuels	CHF 134'333	CHF 97'667
./. Intérêts sur le capital moyen	CHF 120'900	CHF 87'900
Bénéfices annuels	CHF 96'327	CHF 109'083
Ordre de priorité	2	1

Bien que le prix RPC soit plus élevé pour la rive gauche, les 1'800'000kWh de production estimée pour la variante rive droite permettent de dégager un chiffre d'affaires supérieur. Cependant, étant donné que les investissements nécessaires sont beaucoup plus élevés, le bénéfice final de la variante rive droite se trouve grevé d'importants amortissements et dépenses en intérêts sur le capital moyen.

Même si la variante rive gauche dégage un bénéfice supérieur et devrait être favorisé, les deux variantes sont rentables puisque chacune d'elles dégagent un résultat positif.

Délais de récupération du capital / Pay back statique

Dans le cadre des analyses qui suivent, il est nécessaire de calculer le *cash flow* dégagé par l'investissement de la centrale PCH2. Les calculs sont résumés dans le tableau ci-dessous :

Tableau 15 : Calcul du *cash flow*

	Variante rive droite		Variante rive gauche	
Chiffre d'affaires annuels	CHF	371'160	CHF	314'250
./. Frais d'exploitation	CHF	19'600	CHF	19'600
Cash Flow	CHF	351'560	CHF	294'650

Le *cash flow* dégagé par la variante rive droite est d'environ CHF 350'000.- alors que celui de la variante rive gauche est inférieur à environ CHF 295'000.-. Cet avantage en faveur de la rive droite est dû à un chiffre d'affaires plus élevé, généré par la production supérieure alors que les frais d'exploitation restent égaux.

Le délai de récupération, aussi appelé *pay back*, mesure l'efficacité des investissements en terme de liquidités dégagées. « Plus le délai de récupération est faible, plus les moyens investis par l'entreprise seront à nouveau disponibles. » (Leimgruber & Prochinig, 2009, p. 135).

Tableau 16 : Comparaison du délai de récupération

Variante rive droite		Variante rive gauche	
Production annuelle en kWh	1'800'000.00		1'500'000.00
Chiffres d'affaires annuels	CHF 371'160.00	CHF	314'250.00
Frais d'exploitations annuels	CHF 19'600.00	CHF	19'600.00
Investissements	CHF 4'030'000.00	CHF	2'930'000.00
Durée d'utilisation	30		30
Valeur résiduelle	0		0
Taux d'intérêt calculé	6%		6%
Variante rive droite		Variante rive gauche	
Calcul	Investissements	Investissements	
	Cash flow	Cash flow	
Délais de récupération		11.5 ans	9.9 ans
Ordre de priorité		1	2

Cependant, et bien que le *cash flow* donne l'avantage à la variante rive droit, ses investissements étant nettement plus élevés rallongent son délai de récupération d'environ 2 ans par rapport à la

variante rive gauche. Ainsi, la société récupérera plus rapidement son investissement en choisissant la variante rive gauche.

Comparaison de la rentabilité

Tableau 17 : Comparaison de la rentabilité

	Variante rive droite	Variante rive gauche
Production annuelle en kWh	1'800'000	1'500'000
Chiffres d'affaires annuels	371'160	314'250
Frais d'exploitation annuels	19'600	19'600
Investissement	4'030'000	2'930'000
Durée d'utilisation (ans)	30	30
Valeur résiduelle	0	0
Taux d'intérêt calculé	6%	6%
	Variante rive droite	Variante rive gauche
Calcul	(Bénéfice+Intérêts)	(Bénéfice+Intérêts)
	(Investissement moyen)	(Investissement moyen)
Rentabilité	11%	13%
Ordre de priorité	2	1

La rentabilité donne ici l'avantage à la variante rive gauche avec un taux de rentabilité relativement élevé. Les deux variantes dépassent cependant l'exigence de 6% du taux de rentabilité annuel attendu par Comba Energies SA, le rendement des deux projets peut donc être considéré comme acceptable.

6.2.2 Méthode dynamique

VAN, Valeur Actuelle Nette

La valeur actuelle nette dynamique permet de savoir si les *cash flows* actualisés générés tout au long de la durée de vie des installations permettent de couvrir l'investissement initial. (Leimgruber & Prochinig, 2009, p. 143).

Tableau 18 : Comparaison des valeurs actuelles nettes

	Variante rive droite		Variante rive gauche	
Production annuelle en kWh	CHF	1'800'000	CHF	1'500'000
Cash flow	CHF	351'560	CHF	294'650
Investissements	CHF	4'030'000	CHF	2'930'000
Durée d'utilisation		30		30
Taux d'intérêt calculatoire		6%		6%
Valeur d'actualisation		13.765		13.765
Cash flow actualisé	CHF	4'839'223	CHF	4'055'857
- Investissements	CHF	4'030'000	CHF	2'930'000
VAN	CHF	809'223	CHF	1'125'857
Ordre de priorité		2		1

Dans le cas du futur projet de Comba Energies SA, les deux variantes dégagent une valeur actuelle nette positive, ce qui signifie que les deux investissements sont rentables. Etant donné que la VAN de la variante rive gauche est plus grande que celle de la rive droite, elle devrait être privilégiée.

TRI, Taux de Rentabilité Interne

Le calcul du taux de rentabilité interne est un complément de l'analyse de la rentabilité présentée en amont (voir tableau 19). Tout comme pour la rentabilité, l'investissement est considéré comme avantageux lorsqu'il dépasse le taux de 6% exigé par l'entreprise. À la différence de la rentabilité, le TRI propose un taux de rendement pour toute la période de vie de l'investissement, c'est-à-dire, 30ans. (Leimgruber & Prochinig, 2009, p. 150).

Tableau 19 : Comparaison des taux de rendement interne

	Variante rive droite	Variante rive gauche
Production annuelle en kWh	1'800'000	1'500'000
Investissements	4'030'000	2'930'000
Cash flow	351'560	294'650
Valeur d'actualisation	11.46	9.94
Taux d'actualisation 1	6	8
Valeur d'actualisation 1	13.765	11.258
Cash flow actualisé	CHF 4'839'223	CHF 3'317'170
Investissements	CHF 4'030'000	CHF 2'930'000
VAN	CHF 809'223.40	CHF 387'169.70
Taux d'actualisation 2	8	10
Valeur d'actualisation	11.258	9.427
Cash flow actualisé	CHF 3'957'862	CHF 2'777'666
Investissements	CHF 4'030'000	CHF 2'930'000
VAN	CHF -72'138	CHF -152'334
	1.84	1.44
TRI	7.84%	9.44%
Ordre de priorité	2	1

Comme pour l'analyse statique de la rentabilité, le TRI donne également l'avantage à la variante rive gauche. Le taux de rentabilité interne de la variante rive droite est cependant lui aussi supérieur au taux de rentabilité visé par Comba Energies SA. La rentabilité dynamique de l'investissement est donc bonne pour les deux variantes.

Délai de récupération du capital / Pay back dynamique

Comme son nom l'indique, le *pay back* dynamique est un complément du *pay back* statique puisqu'il permet de savoir le temps nécessaire pour atteindre une rentabilité d'investissement positive, mais sur la base des *cash flows* actualisés (nommés « CF » dans les tableaux 20 et 21). Le délai de récupération dynamique est généralement plus long que celui de la méthode statique puisqu'il prend en compte l'actualisation des *cash flows* qui perdent de la valeur au fil des années comme on peut le constater dans les tableaux ci-dessous. (Leimgruber & Prochinig, 2009, p. 153).

Délai de récupération variante rive droite

Tableau 20 : Délai de récupération variante rive droite

Années	CF		Valeur d'actualisation	CF actualisés		Somme CF
1	CHF	351'560	0.943	CHF	331'521	CHF 331'521
2	CHF	351'560	0.890	CHF	312'888	CHF 644'409
3	CHF	351'560	0.840	CHF	295'310	CHF 939'720
4	CHF	351'560	0.792	CHF	278'436	CHF 1'218'155
5	CHF	351'560	0.747	CHF	262'615	CHF 1'480'771
6	CHF	351'560	0.705	CHF	247'850	CHF 1'728'621
7	CHF	351'560	0.665	CHF	233'787	CHF 1'962'408
8	CHF	351'560	0.627	CHF	220'428	CHF 2'182'836
9	CHF	351'560	0.592	CHF	208'124	CHF 2'390'960
10	CHF	351'560	0.558	CHF	196'170	CHF 2'587'130
11	CHF	351'560	0.527	CHF	185'272	CHF 2'772'402
12	CHF	351'560	0.497	CHF	174'725	CHF 2'947'127
13	CHF	351'560	0.469	CHF	164'882	CHF 3'112'009
14	CHF	351'560	0.442	CHF	155'390	CHF 3'267'399
15	CHF	351'560	0.417	CHF	146'601	CHF 3'413'999
16	CHF	351'560	0.394	CHF	138'515	CHF 3'552'514
17	CHF	351'560	0.371	CHF	130'429	CHF 3'682'943
18	CHF	351'560	0.350	CHF	123'046	CHF 3'805'989
19	CHF	351'560	0.331	CHF	116'366	CHF 3'922'355
20	CHF	351'560	0.312	CHF	109'687	CHF 4'032'042
21	CHF	351'560	0.294	CHF	103'359	CHF 4'135'400
22	CHF	351'560	0.278	CHF	97'734	CHF 4'233'134
23	CHF	351'560	0.262	CHF	92'109	CHF 4'325'243
24	CHF	351'560	0.247	CHF	86'835	CHF 4'412'078
25	CHF	351'560	0.233	CHF	81'913	CHF 4'493'991
26	CHF	351'560	0.220	CHF	77'343	CHF 4'571'335
27	CHF	351'560	0.207	CHF	72'773	CHF 4'644'108
28	CHF	351'560	0.196	CHF	68'906	CHF 4'713'013
29	CHF	351'560	0.185	CHF	65'039	CHF 4'778'052
30	CHF	351'560	0.174	CHF	61'171	CHF 4'839'223

CHF 4'030'000.00

L'investissement de la variante rive droite sera, selon le *pay back* dynamique, rentabilisé entre la 19^e et la 20^e année d'exploitation. Grâce à une simple règle de trois, il est possible de déterminer précisément le délai de récupération, soit 19 ans et 353 jours, soit quasiment 20 ans. Etant donné que la durée de vie de l'installation est de 30 ans, Comba Energies SA pourra théoriquement dégager un profit pendant 10 ans et 7 jours d'exploitation.

Délai de récupération variante rive gauche

Tableau 21 : Délai de récupération variante rive gauche

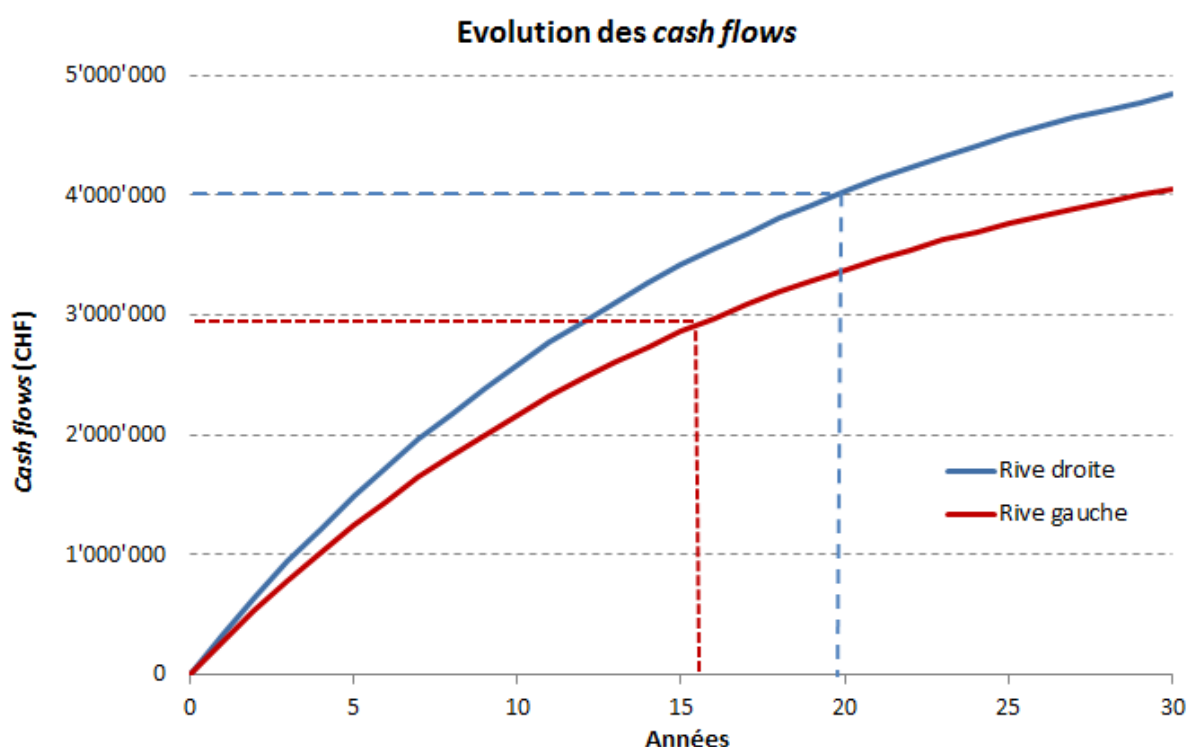
Années	CF		Valeur d'actualisation	CF actualisés		Somme CF
1	CHF	294'650	0.943	CHF	277'855	CHF 277'855
2	CHF	294'650	0.890	CHF	262'239	CHF 540'093
3	CHF	294'650	0.840	CHF	247'506	CHF 787'599
4	CHF	294'650	0.792	CHF	233'363	CHF 1'020'962
5	CHF	294'650	0.747	CHF	220'104	CHF 1'241'066
6	CHF	294'650	0.705	CHF	207'728	CHF 1'448'794
7	CHF	294'650	0.665	CHF	195'942	CHF 1'644'736
8	CHF	294'650	0.627	CHF	184'746	CHF 1'829'482
9	CHF	294'650	0.592	CHF	174'433	CHF 2'003'915
10	CHF	294'650	0.558	CHF	164'415	CHF 2'168'329
11	CHF	294'650	0.527	CHF	155'281	CHF 2'323'610
12	CHF	294'650	0.497	CHF	146'441	CHF 2'470'051
13	CHF	294'650	0.469	CHF	138'191	CHF 2'608'242
14	CHF	294'650	0.442	CHF	130'235	CHF 2'738'477
15	CHF	294'650	0.417	CHF	122'869	CHF 2'861'346
16	CHF	294'650	0.394	CHF	116'092	CHF 2'977'438
17	CHF	294'650	0.371	CHF	109'315	CHF 3'086'753
18	CHF	294'650	0.350	CHF	103'128	CHF 3'189'881
19	CHF	294'650	0.331	CHF	97'529	CHF 3'287'410
20	CHF	294'650	0.312	CHF	91'931	CHF 3'379'341
21	CHF	294'650	0.294	CHF	86'627	CHF 3'465'968
22	CHF	294'650	0.278	CHF	81'913	CHF 3'547'881
23	CHF	294'650	0.262	CHF	77'198	CHF 3'625'079
24	CHF	294'650	0.247	CHF	72'779	CHF 3'697'858
25	CHF	294'650	0.233	CHF	68'653	CHF 3'766'511
26	CHF	294'650	0.220	CHF	64'823	CHF 3'831'334
27	CHF	294'650	0.207	CHF	60'993	CHF 3'892'327
28	CHF	294'650	0.196	CHF	57'751	CHF 3'950'078
29	CHF	294'650	0.185	CHF	54'510	CHF 4'004'588
30	CHF	294'650	0.174	CHF	51'269	CHF 4'055'857

CHF 2'930'000.00

Pour la variante rive gauche, le délai de récupération est plus court puisqu'il se situe au cours de la 15^e année de fonctionnement de la centrale, plus exactement, après 15 ans et 212 jours. Cela signifie que sur la durée de vie de 30 ans, l'investissement sera profitable durant les derniers 14 ans et 148 jours.

Le délai de récupération de l'investissement donne donc l'avantage à la variante rive gauche puisque la période de récupération est plus courte et la fenêtre potentielle de profit plus longue. Il est cependant important de noter que durant les années de rentabilité qui suivent la période de récupération, la variante rive droite dégagera plus de *cash flow* comme le montre la figure 11.

Figure 11 : Graphique de l'évolution des *cash flows*



Le ratio calculant la marge de *cash flow* permet de vérifier plus précisément quelle variante dégage le plus de liquidité pendant les 30 années. En calculant cette marge pour la première année de mise en marche de l'installation, il en ressort que 95% du chiffre d'affaires de la variante rive droite est « conservé en tant que flux de trésorerie », contre 94% pour la variante rive gauche. (Leimgruber & Prochinig, 2009). Cette différence peut paraître faible, mais elle représente tout de même un montant annuel d'environ CHF 57'000.-. Ces grands pourcentages de marge de *cash flow* sont dus à la faible augmentation des coûts d'exploitation en plus de la centrale PCH1.

Le tableau de financement verra, après la première année de production de la nouvelle centrale, son *cash flow* d'exploitation augmenter de manière significative puisque le chiffre d'affaires doublera, selon l'estimation de la production d'électricité, alors que l'augmentation des frais d'exploitation sera nettement moins rapide.

Annuités

La méthode des annuités est un prolongement de la comparaison statique des bénéfices. L'annuité va déterminer le coût de l'emprunt nécessaire aux investissements de la nouvelle centrale. (Leimgruber & Prochinig, 2009, p. 147).

Tableau 22 : Comparaison des annuités

	Variante rive droite		Variante rive gauche	
Investissements	CHF	4'030'000	CHF	2'930'000
Valeur d'actualisation	CHF	13.765	CHF	13.765
Annuité	CHF	292'772	CHF	212'859
Cash flow	CHF	351'560	CHF	294'650
Excédent	CHF	58'788	CHF	81'791

Pour que l'investissement soit rentable, le *cash flow* annuel doit être égal ou supérieur à l'annuité. (Leimgruber & Prochinig, 2009, p. 149). Les deux variantes montrent que les *cash flows* annuels couvrent largement les amortissements et les intérêts composés demandés par les deux différents investissements, ils sont donc rentables, avec un avantage pour la variante rive gauche.

6.2.3 Nouvelle rentabilité des fonds propres

Lors de l'analyse de la santé financière de Comba Energies SA fin 2011, la rentabilité des fonds propres était très correcte puisqu'elle se situait aux alentours de 35%¹¹. Ce ROE était supporté principalement par un important levier financier, puisque Comba Energies SA possède des fonds propres extrêmement faibles comparé à ces actifs totaux. Il est donc intéressant d'analyser l'évolution de ce ratio de rentabilité une fois pris en compte l'investissement dans la seconde centrale hydroélectrique.

Figure 12 : Formule DuPont

$$\text{ROE} = \frac{\text{CA}}{\text{Total des actifs}} \times \frac{\text{Total des actifs}}{\text{Fonds propres}} \times \frac{\text{Bénéfice}}{\text{CA}}$$

Source : (Leimgruber & Prochinig, 2009, p. 80)

Pour la variante rive gauche, en ajoutant le chiffre d'affaires d'environ CHF 360'000.- et l'augmentation du total des actifs de CHF 2'930'000.-, le levier opérationnel passe de 8 (voir chapitre 5.2.2) à 9%, ce qui ne représente pas une amélioration significative.

La marge bénéficiaire a, quant à elle, plus que doublé puisqu'elle se situe maintenant à 21%, contre 9% (voir chapitre 5.2.2) avant l'investissement de la centrale PCH2. Cette amélioration-ci est due aux faibles coûts annuels d'exploitation variables supplémentaires. En effet, les coûts additionnels n'ont pas tous doublés puisque certains ne dépendent pas des investissements (voir tableau 9). La répercussion des coûts annuels d'exploitation pèse ainsi moins le bénéfice, laissant apparaître une marge bénéficiaire plus conséquente.

Finalement, le levier financier, a cependant encore augmenté suite au nouveau projet, car Comba Energies SA doit mobiliser des fonds étrangers supplémentaires afin de pouvoir construire son deuxième palier de turbinage. La centrale PCH1 étant en fonction depuis moins de 2 ans, elle ne dégage pas encore suffisamment de *cash flow* pour contribuer au financement de ce deuxième investissement. De plus, les investissements des actionnaires étant comptabilisés dans les fonds étrangers, ils ne font pas augmenter les fonds propres. L'exercice 2012 verra donc une grosse augmentation des actifs immobilisés mais aucun fonds propres supplémentaires, ce qui aura pour conséquence d'élever le levier financier à un niveau légèrement inférieur à 80.

En résumé, la variante rive gauche dégage donc une très forte rentabilité des fonds propres avec 145%, mais cette valeur est à nouveau due à un levier financier dangereusement élevé.

¹¹ Voir chapitre 5.2.2

En ce qui concerne la variante rive droite, le constat est identique, avec un levier opérationnel de 8% et une marge bénéficiaire, légèrement inférieure, de 17%. Étant donné que les investissements sont nettement plus conséquents que pour la variante rive gauche, le levier financier est encore plus haut puisqu'il est d'environ 90 avec toujours aucune augmentation des fonds propres. Il en résulte une rentabilité des fonds propres pour la variante rive droite légèrement inférieure de 131%.

La situation financière de Comba Energies SA demeure identique après considération du nouveau projet. Si la société ne dilue pas très rapidement sa part de fonds étrangers, elle n'arrivera plus à assumer les intérêts et les amortissements des dettes arrivant à échéance et s'expose à des risques d'insolvabilité et de faillite.

6.3 Résumé des analyses

Le tableau ci-dessous résume les résultats obtenus lors de l'analyse des deux variantes.

Tableau 23 : Résumé des analyses

	Variante rive droite	Variante rive gauche
Production annuelle	1800000 kWh	1500000 kWh
Investissements	CHF 4'030'000	CHF 2'930'000
Méthode statique		
Coûts annuels	CHF 274'833	CHF 205'167
Bénéfices annuels	CHF 96'327	CHF 109'083
Cash flows annuels	CHF 351'560	CHF 294'650
Délai de récupération	11.5 ans	9.9 ans
Rentabilité	10.8%	13.4%
Méthode dynamique		
Valeur actuelle nette	CHF 809'223	CHF 1'125'857
Taux de rentabilité interne	7.8%	9.4%
Annuité	CHF 292'772	CHF 212'859
Délai de récupération	19 ans et 353 jours	15 ans et 212 jours

Il en ressort que la variante rive gauche obtient les meilleurs résultats sur la plupart des comparaisons. Cependant, la variante rive droite dégage un *cash flow* supérieur et atteint tout de même de bons résultats sur les autres mesures. En résumé, les deux investissements sont rentables à plus ou moins court terme au niveau financier avec un délai de récupération plus court pour la variante rive gauche.

Il y a tout de même un critère indépendant de l'analyse financière à prendre en compte. En effet, en décembre 2011, l'Association des communes de la Région de Sion (ARS) a terminé la rédaction d'un projet d'agglomération. Ce projet vise à améliorer la qualité de vie et le bien être des habitants de l'agglomération sédunoise à travers plusieurs réaménagements au niveau de l'urbanisation, des transports et du paysage en prenant en compte l'évolution démographique future de la région sédunoise. (agglöSion, 2012).

Le projet d'agglomération sédunois vise un objectif général qui peut être énoncé comme suit : A l'horizon 2030, le projet d'agglomération sédunoise redessine le centre du Valais, agrandi, accessible et animé. En plaine, il vise à contenir l'étalement urbain, à structurer le tissu bâti et à répartir les activités entre le centre et les périphéries. Sur les coteaux, il vise à équilibrer et améliorer les relations avec la plaine tout en exploitant les qualités propres du territoire. (agglöSion, 2012).

Selon la Loi fédérale sur le fonds d'infrastructure (LFIInfr) de janvier 2008, un cofinancement est alloué pour les projets d'agglomération approuvés par les cantons ainsi que par la Confédération. (agglöSion, 2012).

Le projet aggroSion regroupe 13 communes des alentours, dont celle d'Arbaz. Afin de mener à bien ce projet et de bénéficier des contributions fédérales, toutes les communes concernées doivent « assurer le développement harmonieux de l'agglomération en coordonnant, sur le territoire des communes partenaires, aménagement du territoire et mobilité. » (TEAM+, Nomad, & Hintermann&Weber, 2011, p. 23).

En prenant part à ce projet, la commune d'Arbaz doit donc, dès à présent, prendre en considération les plans d'aménagement global de l'agglomération sédunoise. C'est pourquoi, indépendamment des résultats analysés lors de ce travail, Comba Energies SA devrait privilégier la variante rive droite qui faciliterait l'approvisionnement en eau potable de la région sédunoise.

Etant donné que les résultats de l'analyse des investissements montrent que les deux variantes sont rentables, Comba Energies SA a décidé, en accord avec les communes de Sion et Savièse, de sélectionner la variante rive droite. Ainsi, elle effectue un investissement rentable tout en amenant une contribution non-négligeable au développement durable de l'agglomération de Sion.

7. Conclusion

En conclusion, la santé financière de Comba Energies SA n'est, à ce jour, pas optimale, au regard de la forte proportion de fonds étrangers dans son bilan 2011. Il serait donc conseillé d'augmenter la base de fonds propres. Il a été montré que cette situation est due à de gros investissements consentis lors de la construction de la centrale hydraulique PCH1 en 2010. Etant donné que la société a décidé de se lancer dans l'investissement d'un deuxième palier de turbinage, la situation va perdurer encore durant les prochaines années. Cependant, la liquidité générée par l'activité de production permet d'assurer un niveau acceptable de couverture des dépenses courantes. De plus, il est important d'analyser la situation financière de Comba Energies SA dans le contexte du secteur de la production d'énergie. En effet, ce domaine nécessite beaucoup d'investissements durant la phase initiale de projets mais ceux-ci restent stables durant toute la durée de vie des installations pendant que la production d'énergie génère des *cash flows* réguliers. Par conséquent, la situation financière de Comba Energies SA n'est pas inhabituelle et devrait s'améliorer d'une fois les investissements achevés.

L'analyse des futurs investissements de la société a démontré un avantage certain pour la variante rive gauche de la Sionne, même si les deux investissements sont considérés rentables. D'un point de vue strictement financier sur la base des résultats obtenus, la variante rive gauche serait à préférer. Malgré ces critères objectifs et afin de respecter son implication dans le projet aggroSion, Comba Energies SA devrait privilégier la variante rive droite. Un tel projet lui permettrait de tenir ses engagements envers toutes les communes participant au projet d'agglomération.

Au regard de la décision en matière d'énergie nucléaire prise par le Conseil Fédéral en 2011 et des buts fixés dans la stratégie énergétique 2050, il apparaît de plus en plus nécessaire de considérer les aspects liés au développement durable de la politique énergétique suisse au moment d'investir dans de futurs projets tels que celui de Comba Energies SA. Dans cette perspective, il serait préférable de favoriser la variante rive droite malgré des résultats comptables légèrement inférieurs.

La principale difficulté de la partie financière de ce travail fût d'appliquer les outils assimilés en cours à la réalité d'une comptabilité déjà existante. Beaucoup de temps a été investi dans la lecture du grand journal de Comba Energies SA ainsi que dans la recherche des données nécessaires aux calculs présentés dans cette étude.

Je déclare, par ce document, que j'ai effectué le travail de bachelor ci-annexé seul, sans autre aide que celles dûment signalées dans les références, et que je n'ai utilisé que les sources expressément mentionnées. Je ne donnerai aucune copie de ce rapport à un tiers sans l'autorisation conjointe du RF et du professeur chargé du suivi du travail de bachelor, y compris au partenaire de recherche appliquée avec lequel j'ai collaboré, à l'exception des personnes qui m'ont fourni les principales informations nécessaires à la rédaction de ce travail et que je cite ci-après :

- Monsieur Vincent Rebstein

Régine Lager

8. Références / Webographie

Commune d'Arbaz. (2010). Consulté le Juin 10, 2012, sur site Web de la Commune d'Arbaz:
<http://www.arbaz.ch>

Groupe E. (2010). Récupéré sur site Web de Groupe E: <http://www.groupe-e.ch/groupe-e-sa>

Plateforme Energie nucléaire. (2010). Récupéré sur site de BKW FMB Energie SA:
<https://kernenergie.bkw-fmb.ch/la-politique-energetique-suisse.html>

DETEC - Energie hydraulique. (2011, Avril 19). Récupéré sur site de la Confédération suisse:
<http://www.uvek.admin.ch/themen/energie/00672/00884/index.html?lang=fr>

aggloSion. (2012-a). Récupéré sur site Web d'aggloSion:
<http://agglosion.ch/index.php/presentation/le-projet-agglomeration-cest-quoi/le-fonds-infrastructure>

aggloSion. (2012-b). Récupéré sur site Web d'aggloSion:
<http://agglosion.ch/index.php/presentation/le-mot-de-la-presidente>

aggloSion. (2012-c). Récupéré sur site Web d'aggloSion: <http://agglosion.ch/index.php/le-projet/les-objectifs/objectif-general>

Mhylab. (2012). Récupéré sur site Web de Mhylab: <http://www.mhylab.ch/petite-hydro/turbinage/eau-potable.html>

ActuFinance. (s.d.). *ActuFinance.* Récupéré sur site Web d'ActuFinance:
<http://definition.actufinance.fr>

Bühler, T. (2007). *Turbinage dans les réseaux d'eau*. SuisseEnergie pour les infrastructures.

CF. (2011, Mai 25). *Perspectives énergétiques 2050*. Récupéré sur site de la Confédération Suisse:
<http://www.news.admin.ch/NSBSubscriber/message/attachments/23129.pdf>

Confédération Suisse. (2012). *Code des Obligations*.

Contrats d'emprunts. (s.d.). *Conventions pour prêts*. Suisse.

Groupe E Greenwatt SA. (s.d.). Récupéré sur site Web de Groupe E Greenwatt SA:
<http://www.greenwatt.ch/fr/greenwatt.html>

Groupe E Greenwatt SA. (2012). *Proposition des deux variantes d'investissements*. Sion.

Leimgruber, J., & Prochinig, U. (2009). *La comptabilité comme instrument de gestion*. Zurich: Verlag SKV.

Météo suisse. (2012). *Bulletin climatologique année 2011*.

OFEN. (2012, 04 17). *Office Fédéral de l'Énergie*. Récupéré sur site de l'Office Fédéral de l'Énergie: <http://www.bfe.admin.ch/themen/00490/00491/00493/index.html?lang=fr>

OFT, O. F. (2012). *Swisstopo*. Récupéré sur site de Swisstopo: <http://www.swisstopo.admin.ch>

Rebstein, V. (2012, Juin). Calcul RPC. Suisse.

Savoldelli, L. (2009). *Petite centrale hydroélectrique d'Arbaz*. Granges-Paccot: Greenwatt SA.

SuisseEnergie. (2003, Mars 01). *Office fédérale de l'énergie*. Récupéré sur site de l'Office fédérale de l'énergie: http://www.bfe.admin.ch/infrastrukturanlagen/01078/01132/index.html?lang=fr&dossier_id=01692

TEAM+, Nomad, & Hintermann&Weber. (2011). *Projet d'Agglomération Sédunois*.

Tribune de Genève. (2012, Juillet 12). *Tribune de Genève*. Récupéré sur site Web de la Tribune de Genève: <http://archives.tdg.ch/actu/suisse/jour-historique-chance-saisir-2011-05-26>

8.1 Liste des entretiens

Une première rencontre a eu lieu le **14 février** avec Monsieur Pascal Joye, chargé d'affaires nouvelles énergies renouvelables chez Greenwatt, afin de poser la problématique du travail. Cet entretien a également été l'occasion d'obtenir tous les renseignements nécessaires afin de pouvoir débiter mon travail sur de bonnes bases.

Le **27 février**, lors d'une séance du Comité de Comba Energies SA, il a fallu présenter une première table des matières sur les divers points qui seraient traités lors des futures analyses afin de la faire valider par le comité.

Une première rencontre a ensuite été nécessaire le **17 avril** avec Monsieur Vincent Rebstein, Président de Comba Energies SA ainsi que Monsieur John Torrent, secrétaire comptable de la commune d'Arbaz, afin d'obtenir plus de précision sur la comptabilité de Comba Energies SA.

Ensuite, plusieurs rencontres avec le mandant, Monsieur Pascal Joye, ont été fixées à intervalles réguliers afin de suivre l'avancée du travail, le **25 avril**, le **22 mai** et le **20 juin**.

Annexes

Annexe I

L'annexe une présente le détail des ratios utilisés dans le chapitre 5.2 adapté de la comptabilité 2011.

Degré d'endettement	Fonds étrangers	=	CHF 4'726'538.15	=	0.98
	Total passif	=	CHF 4'823'898.22	=	
Degré de financement propre	Fonds propres	=	CHF 97'360.07	=	0.02
	Total passif	=	CHF 4'823'898.22	=	
Ratio de levier	Fonds étrangers	=	CHF 4'726'538.15	=	48.55
	Fonds propres	=	CHF 97'360.07	=	
Intensité de l'actif circulant	Actifs circulants	=	CHF 246'698.22	=	0.05
	Total actif	=	CHF 4'823'898.22	=	
Intensité de l'actif immobilisé	Actifs immobilisés	=	CHF 4'577'200.00	=	0.95
	Total actif	=	CHF 4'823'898.22	=	
Rapport d'investissement	Actifs circulants	=	CHF 246'698.22	=	0.05
	Actifs immobilisés	=	CHF 4'577'200.00	=	
Degré de couverture des imm.	Fonds propres	=	CHF 97'360.07	=	0.02
	Actifs immobilisés	=	CHF 4'577'200.00	=	
Couverture d'immobilisation 2	Capitaux permanents	=	CHF 4'217'360.07	=	0.92
	Actifs immobilisés	=	CHF 4'577'200.00	=	
Degré de liquidité 2	(Disponibles + réalisables à ct)	=	CHF 238'561.02	=	1.63
	Fonds étrangers à court terme	=	CHF 146'691.50	=	

Cadence de paiement des débiteurs	CA	=	CHF 367'386.29	=	
	Débiteurs		CHF 103'418.50		3.55
Délais de paiement des débiteurs	Jour/an	=	360	=	101.3
	Cadence de paiement		3.55		
Rentabilité du capital	Résultat 2011	=	CHF 34'420.57	=	0.02
	Capital engagé		CHF 2'137'806.35		
ROE	Bénéfice	=	CHF 34'420.57	=	0.35
	Fonds propres		CHF 97'360.07		
ROA	Bénéfice	=	CHF 34'420.57	=	0.02
	Capital investi		CHF 2'137'806.35		

Annexe II

La deuxième annexe présente le développement permettant de trouver l'EBITDA et l'EBIT à partir de la comptabilité 2011.

Produits	CHF 367'386.29
./. Charges d'exploitation	CHF 4'780.10
Bénéfice brut	CHF 362'606.19
./. Frais généraux	CHF 39'907.43
EBITDA	CHF 322'698.76
./. Amortissements	CHF 196'790.94
EBIT	CHF 125'907.82
./. Intérêts	CHF 90'887.25
Bénéfice avant impôts	CHF 35'020.57
./. Impôts	CHF 600.00
Bénéfice	CHF 34'420.57

Annexe III

L'annexe trois représente le tableau excel utilisé afin de calculer de manière rapide, la rétribution à prix coutante qu'une centrale peut espérer encaisser par kWh. Cet outil a été adapté par Mr. Vincent Rebstein selon le modèle de Swissgrid.

Calcul de la rétribution à prix coutant (RPC) selon Appendice 1.1 ch 3.2 OEnE			
Eau de dotation	non		
Cout de la part hydraulique			
Coût total			
Chute	m		
Energie produite	kWh		
mise en service	PROVISOIRE		
Swissgrid dès			
Durée d'exploitation	j h		
puissance équivalente	KW		
niveau de puissance	Rétribution de base		
Classe de puissance	10	26	
(kW)	50	20	
	300	14.5	
	1000	11	
	10000	7.5	
			cts/KWh
Hauteur de chute effective	430	Rétribution de base	
Classe de hauteur de	5	4.5	
chute (m)	5	2.7	
	10	2	
	30	1.5	
	50	1	
			cts/KWh
Bon d'aménagement des eaux			
taux de couverture			
droit au bon d'aménagement des eaux			
	cts/KWh		
Total RPC	0.00 cts/KWh		

Source : (Rebstein, 2012), adapté du calculateur RPC de Swissgrid

Annexe IV

La quatrième annexe présente le résumé du scénario pessimiste de l'étude préliminaire effectuée en janvier 2009 par Monsieur Luca Salvoldelli utilisé dans le chapitre 4.2.

Scénario pessimiste		
Hypothèses: <ul style="list-style-type: none"> - Hydrologie défavorable -30% par rapport au scénario probable) - Remboursement de l'emprunt basée sur des annuités constantes. - Taux d'intérêt fixe sur 25 ans. - Totalité de l'investissement provenant soit d'un emprunt bancaire, soit de capitaux propres rémunérés au même taux. 		
Taux d'intérêt	[%]	5.00%
Durée amortissement GC	[ans]	25
Coeff. d'annuité pondéré GC	[%]	7.10%
Caractéristiques de l'aménagement		
Q _{eq}	[l/s]	100.0
Q moy turbiné	[l/s]	58.2
Chute brute max	[m]	430.0
Puissance électrique max	[kW]	323
Puissance apparente altern.	[kVA]	380
Puissance électrique moy	[kW]	188
Production	[kW/an]	1'358'802
Investissement GC		
Installations de chantier	[CHF]	230'000
Chambre de mise en charge (1460 m sm)	[CHF]	35'000
Conduite forcée (L=2310 m)	[CHF]	1'385'000
Local turbo-groupe	[CHF]	100'000
Prestations d'ingénieurs GC	[CHF]	175'000
Divers et imprévus	[CHF]	195'000
Coût total GC	[CHF]	2'120'000

Investissement EM		
Groupe turbine-alternateur	[CHF]	520'000
Armoires de commande électrique	[CHF]	105'000
Frais de raccordement et inspectorat	[CHF]	83'000
Equ. manutention, ventilation, inst. électr.	[CHF]	15'000
Prestations d'ingénieurs EM	[CHF]	72'300
Divers et imprévus	[CHF]	79'530
Coût total EM (arrondi)	[CHF]	875'000

Investissement total		
Ouvrages GC	[CHF]	2'120'000
Equipement électromécanique	[CHF]	875'000
Total GC + EM	[CHF]	2'995'000

Frais annuels d'exploitation		
Frais d'entretien	[CHF]	27'000
Assurances et frais généraux	[CHF]	15'000
Total frais d'exploitation	[CHF]	42'000

Prix de revient		
Annuité	[CHF/an]	212'503
Frais exploitation	[CHF/an]	42'000
Total des charges annuelles	[CHF/an]	254'503
Prix de revient	[cts./kWh]	18.70

Prix de rachat selon Oene	[cts./kWh]	21.20
----------------------------------	-------------------	--------------

Bénéfice (avant impôts et TVA)	[cts./kWh]	2.50
---------------------------------------	-------------------	-------------

Bénéfice annuel (avant impôts et TVA)	[CHF/an]	34'000
--	-----------------	---------------

Source : (Savoldelli, 2009)

Annexe V

L'annexe cinq présente les deux variantes d'investissements pour la construction du deuxième palier de turbinage avec les motivations de Sion et Savièse pour chacune des deux propositions.

Variante Rive Gauche

2ème palier de turbinage Arbaz-Grimisuat (900m de conduite installés)

Chute brute [m] 350

Production [GWh/an] 1.5

Investissement



Projet PCH 2 Solde Conduite forcée, l=1.3km 900'000

Centrale (Bâtiment et groupe) 1'400'000

Total 2'300'000.0

Raccordement Conduite eau potable, l=0.9km 1'100'000

Raccordement Savièse 50'000

Total 3'450'000.0

Répartition Comba Energies 2'300'000

Sion 1'100'000

Savièse en fixe 1'000'000, en prov. 100'000 50'000

Comba Energies

Forces	Processus de décision simplifié et rapide	Faiblesses	Utilisation partielle de la chute
	Investissement minimisé		
Opportunités	Valorisation énergétique du captage inférieur des eaux de la Fille	Risques	

Bourgeoisie d'Arbaz

Forces	Valorisation de la fourniture de l'eau potable	Faiblesses	
Opportunités		Risques	Valorisation liée à un gros investissement de Sion Conduite dans la route de la Sionne

Commune de Sion

Forces	Arrêt des investissements nécessaires pour l'adduction supérieure de l'eau potable rive gauche	Faiblesses	Capacité de transit du réseau le long de la Sionne
	2 mio m3/an d'eau potable à un prix concurrentiel		Investissement uniquement dédié à l'eau potable
Opportunités	Diminution des coûts d'exploitation des adductions	Risques	Charges d'entretien réseau
			Investissement conséquent en rive gauche sans valorisation énergétique

Commune de Savièse

Forces		Faiblesses	Pas d'intérêt particulier
Opportunités		Risques	Investissement conséquent pour augmenter la capacité de raccordement au réseau de la ville

Variante Rive Droite

2ème palier de turbinage Arbaz-Savièse-Sion (900m de conduite installés)

Chute brute (m)	400
Production (GWh/an)	1.8

Investissement



Projet PCH 2	
Solde Conduite forcée, l=2.7km	2'000'000
Centrale (Bâtiment et groupe)	1'400'000
Total	3'400'000

Raccordement eau potable Sion	50'000
Raccordement Savièse	150'000
Total	3'600'000

Répartition Comba Energies 2'600'000

Sion 700'000

Savièse 300'000

Comba Energies

Forces	Chute brute maximale, env. 400m	Faiblesses	Longueur de la conduite forcée 3.6km, perte de charge conséquente
	Amélioration de la productivité		2 siphons (aération et vidange à prévoir)
Opportunités	Valorisation du captage supérieur des eaux de la Fille	Risques	Processus de décision lié aux partenaires
	Potentiel futur de la valorisation des eaux (brute et potable)		

Bourgeoisie d'Arbaz

Forces	Valorisation de la fourniture de l'eau potable	Faiblesses	
Opportunités	Valorisation du secours à Savièse	Risques	

Commune de Sion

Forces	Investissement minimisé	Faiblesses	
	2 mio m3/an d'eau potable à un prix très concurrentiel		
Opportunités	Revenu du turbinage des eaux supérieures de la Fille	Risques	
	Réaffectation du réseau actuel rive droite		
	Diminution des coûts d'investissement et d'exploitation des adductions		

Commune de Savièse

Forces	Installation fixe pour l'alimentation de secours	Faiblesses	
	Investissement minimisé		
	Redondance d'alimentation (Morge et Sionne)		
Opportunités	Potentiel futur de la valorisation des eaux (brute et potable)	Risques	

Source : (Groupe E Greenwatt SA, 2012)

Annexe VI

Cette dernière annexe est dédiée au nombre d'heures effectuées afin de pouvoir terminer ce travail de bachelor. Les heures destinées à la recherche du thème et la rédaction du mandat ne sont pas prises en compte dans ce tableau.

Activités	Semaines	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
Séances	2			2																			
Rencontres	12	2									2	3				3				2			
Calculs	36									4					6		12	6	8				
Recherches	44	5	5	4		5	16		4	5													
Analyses	87			10	10	2	5	15	10		16	17	2										
Rédaction	131					4			5	10			5	12	12	14	9	11	12	8	16	6	7
Corrections	52												5	6						10	6	17	8
Total des heures	364	7	5	16	10	11	21	15	19	19	18	20	12	18	18	17	21	17	20	20	22	23	15