

Filière Energie et techniques
environnementales
Orientation Energies renouvelables

Travail de bachelor
Diplôme 2021

Sébastien Moulin



*Amélioration de la production d'une petite
centrale hydroélectrique*

- Professeur
Cécile Münch-Alligné
- Expert
Alexandre Gilloz
- Date de la remise du rapport
20.08.2021

Ce rapport est l'original remis par l'étudiant.
Il n'a pas été corrigé et peut donc contenir des inexactitudes ou des erreurs.

Filière / Studiengang ETE	Année académique / Studienjahr 2020/21	No TD / Nr. DA ER/2021/9
Mandant / Auftraggeber <input type="checkbox"/> HES—SO Valais <input type="checkbox"/> Industrie <input checked="" type="checkbox"/> Etablissement partenaire <i>Partnerinstitution</i>	Etudiant / Student Sébastien Moulin Professeur / Dozent Cécile Münch-Alligné	Lieu d'exécution / Ausführungsort <input checked="" type="checkbox"/> HES—SO Valais <input type="checkbox"/> Industrie <input type="checkbox"/> Etablissement partenaire <i>Partnerinstitution</i>
Travail confidentiel / vertrauliche Arbeit <input type="checkbox"/> oui / ja ¹ <input checked="" type="checkbox"/> non / nein	Expert / Experte (données complètes) Alexandre Gillioz, Responsable Technique Eau – Energie ALTIS Place de Curala 5, 1934 Le Châble VS	

Titre / Titel Amélioration de la production d'une petite centrale hydroélectrique
Description / Beschreibung Sur la région du Val de Bagnes, une microcentrale hydroélectrique a été construite en 1997 au col de Lein pour turbiner l'eau potable et l'eau d'irrigation amenées depuis le réservoir de Louvie et utilisées par la commune de Vollèges. Afin d'améliorer la production de la centrale, une pré-étude sera réalisée en évaluant l'intérêt de changer la conduite et en étudiant le bon fonctionnement des ouvrages de mise en charge et de la turbine. Les différentes étapes de ce projet seront les suivantes : — Etat de l'art sur le turbinage de l'eau potable — Récolte des informations de la centrale existante — Analyse de la production de ces dernières années — Réévaluation du potentiel hydroélectrique — Analyse de l'amélioration des différents composants de la centrale — Estimation des coûts — Estimation de la rentabilité des travaux

Signature ou visa / Unterschrift oder Visum Responsable de l'orientation / filière <i>Leiter der Vertiefungsrichtung / Studiengang:</i>  ¹ Etudiant / Student : 	Délais / Termine Attribution du thème / Ausgabe des Auftrags: 10.05.2021 Présentation intermédiaire / Zwischenpräsentation Semaine / Woche 23 (07.06 – 11.06.2021) Remise du rapport / Abgabe des Schlussberichts: 20.08.2021, 12:00 Exposition / Ausstellung der Diplomarbeiten: 25-27.08.2021 (si autorisé / falls genehmigt) Défense orale / Mündliche Verfechtung: Semaines / Wochen 35-36 (30.08 – 09.09.2020)
--	--

¹ Par sa signature, l'étudiant-e s'engage à respecter strictement la directive DI.1.2.02.07 liée au travail de diplôme.
Durch seine Unterschrift verpflichtet sich der/die Student/in, sich an die Richtlinie DI.1.2.02.07 der Diplomarbeit zu halten.



Amélioration de la production d'une petite centrale hydroélectrique

Diplômant/e Sébastien Moulin

Objectif du projet

Le but de ce projet est d'analyser le comportement et la production de la centrale, de modéliser l'installation hydroélectrique actuelle, d'identifier les composants à améliorer et de proposer des solutions d'amélioration en estimant les coûts et la rentabilité du projet.

Méthodes | Expériences | Résultats

La centrale se situe à 1 700m d'altitude au col du Lein dans la commune du Val de Bagnes. Elle a été construite en 1997 et turbine l'eau potable et l'eau d'irrigation du village de Vollèges et des lieux environnants. Les résultats de l'analyse du fonctionnement de l'installation montrent une mauvaise gestion des injecteurs et une saturation de la puissance électrique. Les pertes de charge le long de la conduite forcée actuelle (250mm) correspondent à plus de 0.97 GWh, soit 22 % de l'énergie annuelle théorique. L'amélioration de cet aménagement est proposée selon 4 variantes. Le remplacement des parties hydraulique et électrique est nécessaire.

Le tableau ci-dessous présente les résultats de l'estimation des coûts et de la rentabilité du projet en fonction des variantes. Toutes ces solutions sont rentables sur la durée de vie de l'installation. La première variante se distingue par son meilleur temps de retour sur investissement, la seconde par sa meilleure valeur actuelle nette (VAN). La variante qui offre le meilleur compromis entre la plus grande rentabilité et les pertes est la troisième. Elle coûte un peu plus de 3.51 millions de francs. Cet investissement est récupéré après 11 ans et au bout de 50 ans la VAN se monte à 3.95 millions de francs.

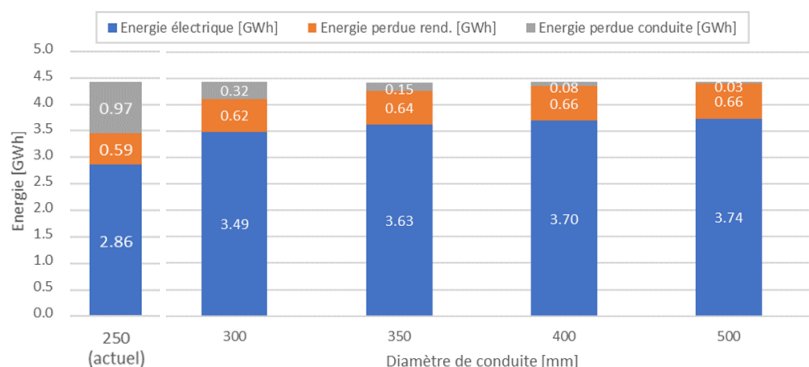
Travail de diplôme
| édition 2021 |

Filière
Energie et techniques
environnementales

Domaine d'application
Energies renouvelables

Professeur responsable
Cécile Münch-Alligné
cecile.muench@hevs.ch

Partenaire
Altis Group SA
Alexandre Gilloz



Description	V1 : 300mm	V2 : 350mm	V3 : 400mm	V4 : 500mm
Puissance du générateur [kW]	600	700	700	700
Investissement total [CHF]	2 540 000	3 010 000	3 510 000	4 750 000
Contribution d'investissement [CHF]	1 520 000	1 800 000	2 110 000	2 850 000
Frais globaux annuels [CHF/an]	122 500	122 500	122 500	122 500
Production annuelle [kWh/an]	3 490 000	3 630 000	3 700 000	3 740 000
Chiffre d'affaire brute [CHF/an]	244 300	254 100	259 000	261 800
TRI [%]	10.85	9.78	8.53	6.04
VAN [CHF]	3 760 000	3 960 000	3 950 000	3 560 000
Retour sur investissement [ans]	9	10	11	15

Energie produite et perdue ainsi que les résultats de rentabilité suivant les 4 variantes

REMERCIEMENTS

Je tiens à remercier toutes les personnes qui m'ont soutenu et aidé pour la réalisation de ce travail. Je remercie particulièrement :

Mme Cécile Münch-Alligné, professeure à la HES-SO Valais, pour sa disponibilité et son suivi durant toute la période de ce travail ainsi que pour les réponses apportées aux questions techniques.

Mme Shadya Martignoni, collaboratrice technique CI à la HES-SO Valais, pour ses nombreux conseils et le partage de sa connaissance en lien avec la partie financière et sa relecture.

M. Decaix Jean, Adjoint-e scientifique à la HES-SO Valais, pour ses remarques pertinentes lors de sa relecture.

M. Alexandre Gilloz, responsable technique eau – énergie chez ALTIS Group SA, qui a pu me fournir les informations nécessaires à la réalisation du modèle de simulation. Je le remercie à nouveau pour la visite organisée sur le site étudié dans ce travail.

Pour terminer, je souhaite encore remercier mes camarades de classe, ma famille, ma copine et mes amis qui m'ont soutenu durant cette période de travail de diplôme.

TABLE DES MATIÈRES

1	Introduction.....	1
1.1	Contexte	1
1.2	Objectifs	3
1.3	Cahier des charges.....	3
1.4	Méthodologie.....	3
2	Turbinage de l'eau potable	5
2.1	Généralité.....	5
2.1.1	Principe d'acheminement de l'eau potable	5
2.1.2	Principe du turbinage de l'eau potable.....	6
2.2	Potentiel sur le réseau EP.....	7
2.2.1	Dans le monde.....	7
2.2.2	En Europe	7
2.2.3	En Suisse.....	8
2.3	Types de turbines	9
2.4	Exemples en Suisse.....	11
2.4.1	Avançon Sublin 2 - Bex	11
2.4.2	Turbine des Réquiers - Chessel.....	11
2.4.3	Mini-centrale de Fang	12
2.4.4	Turbinage STEVT - Finhaut	13
2.5	Contraintes.....	13
2.5.1	Législation et risques sanitaires	13
2.5.2	Corrosion et propriétés mécaniques.....	14
3	Installation actuelle	15
3.1	Situation	15
3.2	Caractéristiques techniques.....	16
3.2.1	Principe de fonctionnement.....	16
3.2.2	Informations générales	17
3.2.3	Données reçues	17
3.2.4	Calcul et récapitulatif des caractéristiques	19
3.3	Analyse de fonctionnement	26
3.3.1	Production et rendement.....	26
3.3.2	Durée de fonctionnement.....	29
3.3.3	Débits.....	29
3.3.4	Pression et hauteur d'eau	30
3.3.5	Pertes de charge.....	31

3.3.6	Puissance électrique et injecteurs.....	31
3.3.7	Journées types.....	32
4	Amélioration de la centrale.....	34
4.1	Identification des facteurs limitants.....	34
4.1.1	La saturation de la puissance	35
4.1.2	La régulation.....	36
4.1.3	Les pertes de charge.....	38
4.2	Modèle de simulation	39
4.2.1	Définition des grandeurs	39
4.2.2	Développement algébrique.....	41
4.2.3	Hypothèses et calculs des grandeurs	42
4.2.4	Description des outils de modélisation	44
4.2.5	Résultats.....	46
4.2.6	Ajustement des modèles.....	52
4.3	Aspiration d'air.....	53
4.3.1	Définition des grandeurs	53
4.3.2	Résultats.....	54
5	Estimation financière	56
5.1	Rétribution	56
5.1.1	Système de Rétribution de l'Injection (SRI).....	56
5.1.2	Financement des Frais Supplémentaires (FFS).....	60
5.2	Contributions d'investissement	61
5.3	Redevance	62
5.4	Définition des variantes.....	63
5.5	Estimation de la rentabilité	64
5.5.1	Coûts.....	64
5.5.2	Production	67
5.5.3	Rentabilité	67
6	Solution proposée	69
7	Conclusion et perspectives.....	70
8	Bibliographie.....	71
9	Annexes	75

LISTE DES FIGURES

Figure 1 : Production d'électricité en 2019 par catégorie de centrale, OFEN [2]	1
Figure 2 : Développement des énergies renouvelable d'ici 2050 [8].....	2
Figure 3 : Arbre méthodologique	4
Figure 4 : Planification récapitulative.....	4
Figure 5 : Principe d'acheminement de l'eau potable.....	5
Figure 6 : Principe du turbinage de l'eau potable, inspiré de [18].....	6
Figure 7 : Évolution du nombre de centrales hydrauliques sur l'eau potable et de l'énergie produite .	9
Figure 8 : Caractéristiques de l'installation Avançon Sublin 2 – Bex [26]	11
Figure 9 : Caractéristiques de l'installation des Réquiers – Chessel [27]	12
Figure 10 : Caractéristiques de l'installation hydro-électrique de Fang [29]	12
Figure 11 : Caractéristiques de l'installation de turbinage STEVT – Finhaut [30]	13
Figure 12 : Plan de situation de la centrale avec les communes limitrophes [42].....	15
Figure 13 : Plan d'acheminement de l'eau à la centrale [43].....	15
Figure 14 : Principe de fonctionnement de l'installation	16
Figure 15 : Schéma de principe de l'installation avec indication des données reçues	19
Figure 16 : Classement des débits moyens journaliers de l'année	20
Figure 17 : Emplacement des 3 points de mesure	21
Figure 18 : Choix les types de turbines en fonction de la vitesse spécifique et de la chute [47].....	23
Figure 20 : Évolution de la production annuelle de 2015 à 2020	26
Figure 21 : Évolution de la température et des précipitations [48].....	27
Figure 22 : Évolution de la population sur la commune de Vollèges de 2015 à 2019 [49].....	27
Figure 23 : Variation de la production électrique suivant les mois et les années.....	28
Figure 24 : Variation du rendement suivant les mois et les années	28
Figure 25 : Évolution annuelle du temps de fonctionnement journalier de la centrale	29
Figure 26 : Évolution annuelle des débits d'entrée et de sortie de la galerie de la Pierre Avoi	29
Figure 27 : Évolution annuelle de la pression dans la conduite et de la hauteur d'eau dans chambre de mise en charge	30
Figure 28 : Évolution annuelle des pertes de charge	31
Figure 29 : Évolution annuelle de la puissance et la position des injecteurs	31
Figure 30 : Représentation du choix des journées types (été et hiver)	32
Figure 31 : Évolution, sur la journée type d'été, de la puissance et la position des injecteurs	33
Figure 32 : Évolution, sur la journée type d'été, de la pression dans la conduite et du débit turbiné.	33
Figure 33 : Évolution, sur la journée type d'été, des pertes de charge	34
Figure 34 : Évolution annuelle de la puissance électrique et du débit turbiné.....	35
Figure 35 : Représentation de la puissance électrique en fonction du débit	35
Figure 36 : Représentation des positions d'injecteurs en fonction du débit	36
Figure 37 : Représentation des périodes sélectionnées pour un zoom des données	37
Figure 38 : Période (1), étude d'oscillation des injecteurs avec le débit.....	37
Figure 39 : Période (1), étude d'oscillation des injecteurs avec la puissance	38
Figure 40 : Approximation de la relation débit-rendement.....	45
Figure 41 : Représentation classée des débits moyens journaliers et des puissances (modèle 1).....	46
Figure 42 : Énergie produite et perdue sans tenir compte des limitations de débit et de puissance (modèle 1)	46
Figure 43 : Évolution des puissances en fonction du débit pour un diamètre de 250mm (modèle 1).	47
Figure 44 : Évolution de la puissance électrique suivant le diamètre de la conduite (sans limitations, modèle 1)	48

Figure 45 : Évolution de la puissance perdue dans les conduites en fonction du débit (sans limitations) 48

Figure 46 : Énergie produite et perdue en tenant compte des limitations de débit et de puissance (modèle 1) 49

Figure 47 : Influence de la limitation sur la puissance électrique pour une conduite de 400mm 49

Figure 48 : Représentation classée des débits moyens journaliers et des puissances (modèle 2) 50

Figure 49 : Énergie produite et perdue sans limitations de débit et de puissance (modèle 2) 50

Figure 50 : Représentation classée des débits moyens journaliers et des puissances (modèle 3) 51

Figure 51 : Énergie produite et perdue sans limitations de débit et de puissance (modèle 3) 51

Figure 52 : Représentation classées des débits moyen journalier et des puissances (modèle 3 ajusté) 52

Figure 53 : Energie produite et perdue sans limitations de débit et de puissance (modèle 3 ajusté) . 52

Figure 54 : Évolution de la hauteur critique suivant le diamètre de la conduite au débit d'équipement 55

Figure 55 : Évolution de la hauteur critique suivant le débit turbiné pour une conduite de 250mm .. 55

Figure 56 : Part de droit à un BE en fonction de la part de l'investissement global [58] 58

Figure 57 : Distinction schématique entre la commercialisation directe et l'injection au prix du marché de référence [55] 59

Figure 58 : Extrait des conditions pour qu'un agrandissement ou une rénovation soient réputés notables [64] 61

Figure 59 : Évolution de la redevance suivant la puissance théorique 62

Figure 60 : Flux des impôts et redevances [68] 63

Figure 61 : Variation et comparaison du prix de la conduite en fonction de leurs tailles 64

Figure 62 : Variation et comparaison du prix du transport des conduites en fonction de leurs tailles 65

Figure 63 : Répartition des coûts de rénovation de la centrale du Lein avec une conduite de 400mm 66

Figure 64 : Estimation d'énergie électrique produite et perdue de la nouvelle centrale du Lein 67

Figure 65 : Représentation de la valeur actuelle nette au fil des années de récupération pour les 4 variantes 69

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Listes de quelques centrales dans le monde installées sur un réseau d'EP [19].....	7
Tableau 2 : Potentiel estimé des pays européens touchant l'Atlantique, en GWh/an [20]	7
Tableau 3 : Résumé du potentiel actuel et futur du turbinage d'eau potable en Suisse.....	8
Tableau 4 : Liste des types de turbines en fonction de leur domaine de fonctionnement [24].....	10
Tableau 5 : Informations générales de la centrale du col du Lein	17
Tableau 6 : Résumé des données reçues et réduites avec les moyennes et valeurs.....	18
Tableau 7 : Récapitulatif des caractéristiques de la centrale du col du Lein	25
Tableau 8 : Paramètres de l'aménagement hydroélectrique utilisé dans le modèle 1	43
Tableau 9 : Caractéristiques de l'installation pour le calcul de vortex.....	54
Tableau 10 : Comparatif des résultats des calculs vortex	54
Tableau 11 : Taux de la rétribution de base par classe de puissance et suivant les années de mise en service [58]	57
Tableau 12 : Taux du bonus de niveau de pression par classe de hauteur de chute et suivant les années de mise en service [58].....	57
Tableau 13 : Taux du bonus d'aménagement des eaux par classe de puissance et suivant les années de mise en service [58].....	58
Tableau 14 : Exemple, prix de marché de référence trimestriels pour les autres technologies (y compris hydraulique) [59].....	59
Tableau 15 : Taux maximum de la contribution en fonction des coûts d'investissement imputables [64]	62
Tableau 16 : Liste des coûts d'investissement par partie pour une conduite de 400mm	66
Tableau 17 : Comparatif financier des différentes variantes	68

LISTE DES ÉQUATIONS

Équation 1 : Calcul du débit à partir du volume cumulé	18
Équation 2 : Calcul de la pression en mètre de colonne d'eau à partir de la pression en bar	18
Équation 3 : Calcul de la durée d'utilisation de la puissance (DUP)	19
Équation 4 : Loi de Bernoulli	20
Équation 5 : Loi de Bernoulli appliquée entre les points 1 et 2	21
Équation 6 : Calcul de la pression statique au point 2	21
Équation 7 : Calcul des pertes de charge dans une conduite à partir de la pression	22
Équation 8 : Loi de Bernoulli appliquée entre les points 1 et 3	22
Équation 9 : Calcul de la vitesse du jet en prenant en compte les pertes	22
Équation 10 : Calcul de la vitesse maximale théorique du jet (sans perte)	22
Équation 11 : Calcul de la vitesse spécifique v_s	23
Équation 12 : Calcul de l'énergie spécifique	23
Équation 13 : Calcul du rayon d'une roue « Pelton »	24
Équation 14 : Calcul de la vitesse d'entraînement	24
Équation 15 : Calcul de la vitesse spécifique N_{QE}	24
Équation 16 : Calcul de la plage de la vitesse spécifique N_{QE}	24
Équation 17 : Calcul de la puissance électrique d'un aménagement hydroélectrique	39
Équation 18 : Calcul de la chute nette	39
Équation 19 : Calcul des pertes de charge	40
Équation 20 : Calcul de la vitesse de l'écoulement	40
Équation 21 : Calcul de la chute brute	40
Équation 22 : Calcul du coefficient de pertes de charge linéaire λ	40
Équation 23 : Calcul du nombre de Reynolds	41
Équation 24 : Calcul de la variable τ	41
Équation 25 : Calcul des variables A et B	42
Équation 26 : Forme d'un polynôme de degré 3	42
Équation 27 : Forme d'un polynôme de degré 3 avec b et d égal à 0	42
Équation 28 : Calcul de l'énergie théorique	47
Équation 29 : Calcul de la puissance hydraulique	47
Équation 30 : Calcul de la puissance électrique	48
Équation 31 : Calcul du nombre de Froude	53
Équation 32 : Calcul de la hauteur critique de « submergence »	53
Équation 33 : Calcul de la hauteur critique du critère basé sur le diamètre	53
Équation 34 : Calcul du taux de rétribution (TR)	57
Équation 35 : Calcul de la prime d'injection (PI) à l'aide du TR et du PMR	59

LISTE DES ABRÉVIATIONS

Terme	Description
BE	Bonus d'aménagement des Eaux
BP	Bonus de niveau de Pression
CD	Commercialisation Directe
cf	Du latin confer, signifiant « reportez-vous à »
DUP	Durée d'Utilisation de la Puissance
EP	Eau Potable
EU	Eau Usée
FFS	Financement des Frais Supplémentaires
GCH	Grande Centrale Hydraulique
IG	Indemnité de Gestion
OFEN	Office Fédéral de l'Énergie
PCH	Petite Centrale Hydraulique
PI	Prime d'Injection
PMN	Prix de Marché Négocié
PMR	Prix du Marché de Référence
PUR	Polyuréthane
PV	Photovoltaïque
RB	Rétribution de Base
RPC	Rétribution à Prix Coutant
RU	Rétribution Unique
SRI	Système de Rétribution de l'Injection
TPCH	Très Petite Centrale Hydraulique
TR	Taux de Rétribution
TRI	Taux de Rendement Interne
VAN	Valeur Actuelle Nette

1 INTRODUCTION

1.1 Contexte

Depuis le siècle passé, la force hydraulique est bien implantée en Suisse et particulièrement en Valais par son relief typique. Aujourd'hui, l'énergie issue du turbinage des eaux s'estime à plus de 40 TWh/an [1] et représente ainsi plus de la moitié (57%) [2] de l'énergie produite en Suisse, selon la Figure 1.

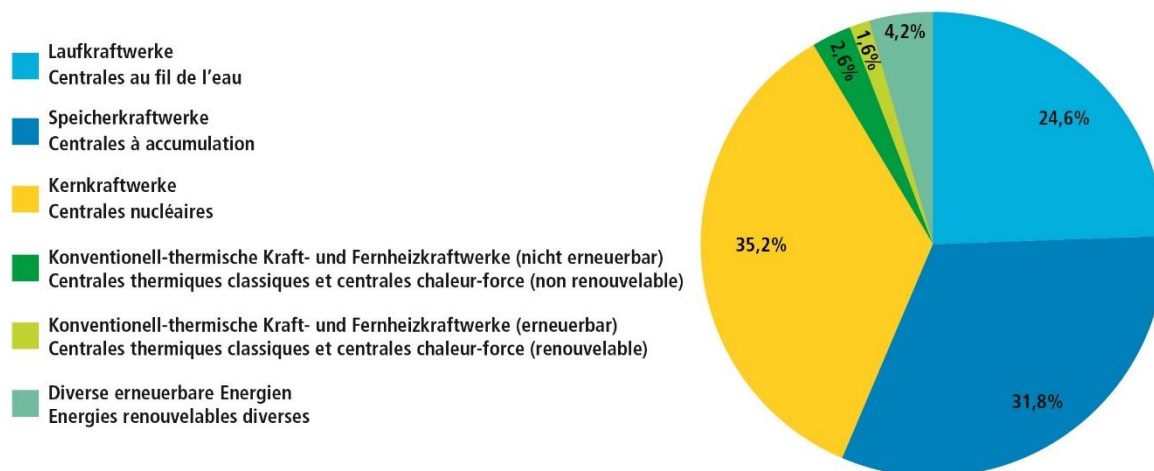


Figure 1 : Production d'électricité en 2019 par catégorie de centrale, OFEN [2]

Le parc hydraulique Suisse est divisé en trois catégories [3]:

- Les grandes centrales hydrauliques (GCH) avec une puissance maximale >10MW
- Les petites centrales hydrauliques (PCH) : <10MW
- Les très petites centrales hydrauliques (TPCH) : <300kW, elle-même divisée en deux groupes : micro (entre 50 et 300kW) et pico-centrales (< 50kW) [4].

Les GCH et PCH répertorient plus de 670 centrales [5] et représentent respectivement 89% et 10% de la production totale d'énergie hydraulique en Suisse. On dénombre plus de 900 TPCH cependant, elles représentent seulement 1% de la production électrique [6] .

Depuis l'acceptation du texte de loi sur la transition énergétique 2050, le 21 mai 2017, la Suisse s'est engagée à améliorer l'efficacité énergétique (bâtiments, mobilité, industrie, appareils), à développer les énergies renouvelables (mesure d'encouragement, modification des conditions-cadres) et à ne plus produire de l'énergie à l'aide de centrale nucléaire [7]. L'énergie hydraulique étant renouvelable, cette étude s'inscrit dans la stratégie de la transition énergétique du pays. En effet, afin de subvenir à ses besoins de consommation malgré l'abandon du nucléaire, la Suisse doit augmenter ses capacités de production en énergie renouvelable d'ici 2050. Pour y parvenir, la production des nouvelles centrales hydrauliques devrait être augmentée de 4 à 5 TWh/an, selon le Conseil Fédéral [8]. Cette part est hachurée en bleu sur la Figure 2.

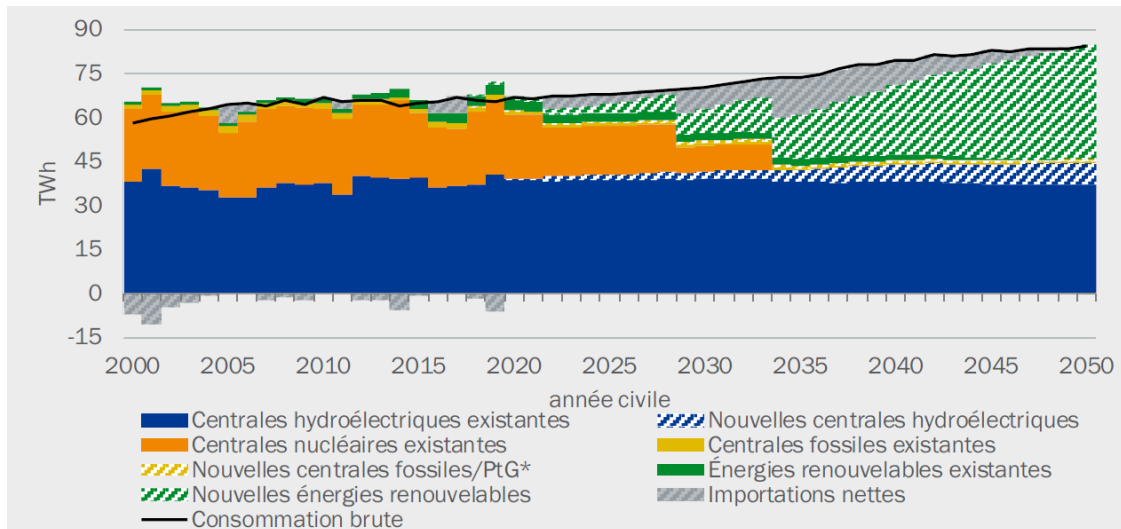


Figure 2 : Développement des énergies renouvelable d'ici 2050 [8]

Dans ce but, l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) prévoit le rehaussement des grands barrages, la rénovation des installations existantes et la mise en service de nouvelles centrales. En comparant le développement prévu des nouvelles énergies renouvelables (photovoltaïque, éolien, ...) avec celui de l'hydraulique, le secteur de l'hydroélectricité a un faible potentiel du fait que la plupart des sites avec un grand potentiel sont déjà exploités.

En 2019 et selon l'OFEN [9], le potentiel d'extension de la production à l'horizon 2050 de nouvelles grandes centrales hydrauliques (GCH) se situe entre 0.8 et 1.4 TWh/an et entre 1 et 1.5 TWh/an pour le potentiel de rénovations et d'agrandissements. En ce qui concerne les PCH, le potentiel estimé est faible entre 0.5 et 0.8 TWh/an. Le potentiel hydraulique final dû aux nouveaux aménagements est estimé à 3.5 TWh/an.

Selon une étude publiée par Swiss Small Hydro en 2019 [10], il est estimé que si les conditions-cadres sont favorables, le potentiel des PCH peut atteindre 5 à 5.5 TWh/an, soit un potentiel de développement d'environ 1 à 1.5 TWh/an. Ce qui est quatre fois supérieur à ce que l'OFEN estime en 2019 pour les PCH.

Une autre étude de l'OFEN datant de 2017 [11], indique un potentiel pour les PCH semblable : entre 4.3 et 5.5 TWh/an soit un potentiel d'extension future de 0.5 à 1.7 TWh/an.

On constate qu'il sera compliqué d'atteindre les 4 à 5 TWh/an voulu par la confédération dans la vision 2050, sans nouvelles mesures d'incitation ou modification des conditions-cadres.

Grâce à la nouvelle loi sur l'énergie acceptée par le peuple en 2018, les petites et grandes centrales hydroélectriques bénéficient de contributions d'investissement pour les rénovations ainsi que le système de rétribution de l'injection (SRI)¹ pour les nouvelles installations [12]. La modification de ces conditions-cadres permet un meilleur avenir de l'hydroélectricité en Suisse.

Malgré les difficultés liées à l'implantation de nouvelles centrales hydroélectriques, il existe deux topologies de PCH ayant un véritable atout : les PCH construites sur un réseau d'eau potable et d'irrigation² ou sur un réseau d'eau usée. Elles disposent déjà de toute l'infrastructure du réseau d'eau, il ne reste plus qu'à installer une turbine pour produire de l'électricité au passage de l'eau. La mise en service de PCH sur un tel réseau ne demande qu'une modification de l'infrastructure existante,

¹ cf. chap.5.1.1 Système de Rétribution de l'Injection (SRI)

² cf. chap.2 Turbinage de l'eau potable

ce qui réduit les coûts et facilite l'acceptabilité du projet en matière de protection de l'environnement [13].

1.2 Objectifs

Dans la région du Val de Bagnes, une microcentrale hydraulique construite en 1997 au Col du Lein doit être rénovée dans le but d'augmenter ses capacités de production d'électricité. Elle turbine l'eau potable et l'eau d'irrigation amenées depuis le réservoir de Louvie puis la restitue afin qu'elle puisse être utilisée par la commune de Vollèges. Cette étude a pour but d'analyser le comportement et d'améliorer la production de la petite centrale hydraulique. L'évaluation des coûts d'investissement et de la rentabilité du projet d'amélioration sont aussi effectuées dans le cadre de ce projet.

1.3 Cahier des charges

Lors de la réception du mandat émit par l'entreprise Altis Group SA et M. Alexandre Gillioz, responsable technique Eaux-Energies, les différentes étapes constituant le cahier des charges de ce projet ont été fixées :

- État de l'art sur le turbinage de l'eau potable
- Récolte des informations de la centrale existante
- Analyse de la production de ces dernières années
- Réévaluation du potentiel hydroélectrique
- Analyse de l'amélioration des différents composants de la centrale
- Estimation des coûts
- Estimation de la rentabilité des travaux

1.4 Méthodologie

Dans un premier temps, il s'agit de mettre en contexte de la force hydraulique en Suisse et d'introduire les points fondamentaux de la stratégie climatique 2050. Puis l'état de l'art au sujet du turbinage de l'eau potable est établi. Le principe général, le potentiel, les types de turbines, les contraintes ainsi que des exemples de centrales y sont détaillés. Ensuite, diverses étapes ont été fixées afin de structurer la manière de procéder dans l'analyse du cas d'étude.

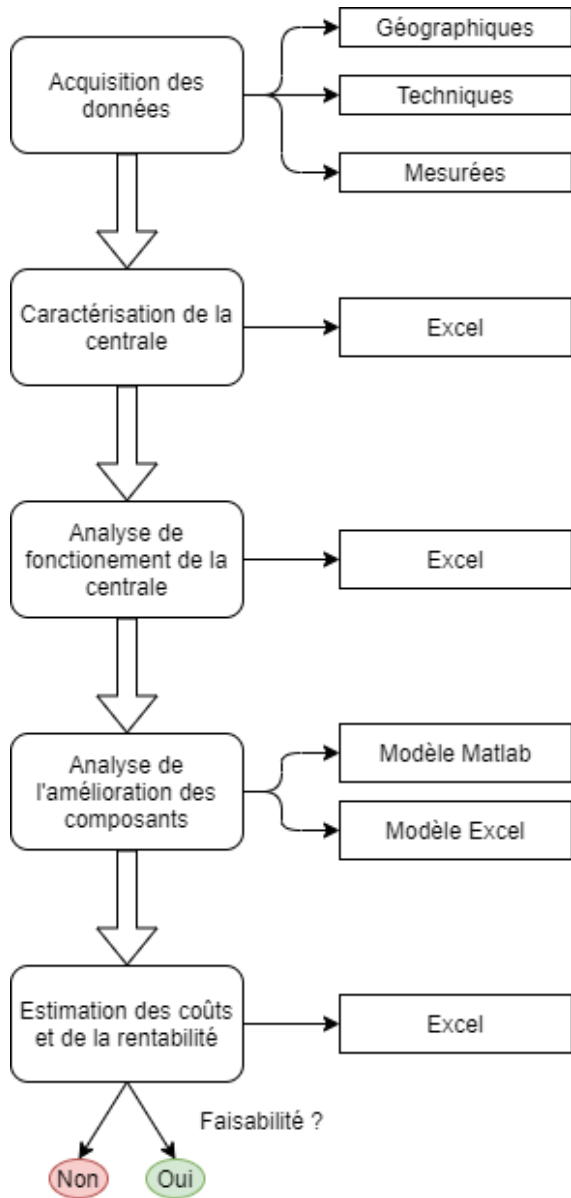


Figure 3 : Arbre méthodologique

Dans la première étape, il s'agit de collecter les informations techniques et géographiques afin de caractériser l'installation. Ces données importantes sont : le lieu d'emplacement de la centrale, les altitudes des différentes infrastructures, la qualité, la matière et les dimensions de ces dernières, la fiche technique de la centrale ainsi que les données de mesures pour une période choisie contenant les débits d'apports et turbinés, la puissance fournie, la pression au pied de la conduite forcée, etc.

Ensuite, il faut analyser la production d'électricité de l'installation en vérifiant le fonctionnement de celle-ci. Ainsi il est possible d'identifier les composants à améliorer. Puis, un potentiel est évalué dans le but d'obtenir des nouveaux objectifs. Pour ces deux étapes, divers outils de calcul sur Excel sont utilisés.

Afin de proposer des améliorations de la centrale, deux modèles sont utilisés. Le modèle Matlab permet d'approximer le fonctionnement réel de l'installation actuelle et le modèle Excel basé sur le premier modèle permet d'évaluer les différentes possibilités d'amélioration et de les quantifier, notamment la production.

Puis, les coûts et la rentabilité de l'installation sont estimés à l'aide d'outils de calcul sur Excel. En fonction des différentes possibilités d'améliorations, de la capacité financière à disposition ainsi que du niveau de rentabilité, plusieurs variantes ont été étudiées et proposées.

Enfin, les résultats de l'étude de ces différentes variantes permettent de définir la faisabilité des travaux. On peut ainsi choisir s'il est intéressant de poursuivre le projet avec l'exécution d'une variante ou non.

Le planning récapitulatif contenant les étapes principales à la réalisation de cette étude est présenté sur la Figure 4. Dans l'Annexe 1, le planning est détaillé avec les sous-tâches et le suivi du travail.

	Date de début	Durée (sem.)	Date de fin	Mai				Juin				Juillet				Août			
				19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	
Prise en main	10.05.2021	1	11.05.2021	■															
Etat de l'art	10.05.2021	3	25.05.2021	■	■	■													
Étude de l'installation actuelle	25.05.2021	2	07.06.2021			■	■												
Amélioration de la centrale	09.06.2021	7	16.07.2021					■	■	■	■	■	■	■					
Coûts et rentabilité	16.06.2021	2	20.08.2021												■	■	■	■	

Figure 4 : Planification récapitulative

2 TURBINAGE DE L'EAU POTABLE

2.1 Généralité

En Suisse, la totalité de l'eau potable provient de trois ressources différentes dans les proportions suivantes [14]:

- 40% de l'eau potable provient de sources ;
- 40% de rivières souterraines/nappes phréatiques ;
- et 20% de l'eau potable est produit à partir des eaux de surface comme les lacs et les fleuves.

L'eau des nappes phréatiques et des lacs doit être pompée afin de pouvoir l'amener jusqu'au consommateur. En principe, ces systèmes sont utilisés en plaine et sur le plateau Suisse. Dans les régions montagneuses, l'eau potable est principalement soutirée de sources.

Une fois l'eau potable captée et dans certains cas filtrée (pour l'eau de surface), elle est conduite jusqu'au réservoir d'eau potable de la ville ou de la commune. Puis l'eau est distribuée par gravité au moyen d'un important réseau de conduites. La différence d'altitude entre le réservoir et les habitations permet d'obtenir une pression d'eau constante (énergie potentielle) à l'intérieur des conduites de distribution ainsi, l'eau coule naturellement lorsque l'on ouvre le robinet et cela sans apport d'énergie supplémentaire.

Le réseau de distribution de l'eau potable totalise plus de 53 000km de conduites sur le territoire Suisse. Avec ce réseau, on pourrait faire 1.25 fois le tour du globe terrestre [15].

2.1.1 Principe d'acheminement de l'eau potable

La Figure 5 présente le schéma de principe de l'adduction et de distribution de l'eau potable à partir d'une source d'eau montagnaise.

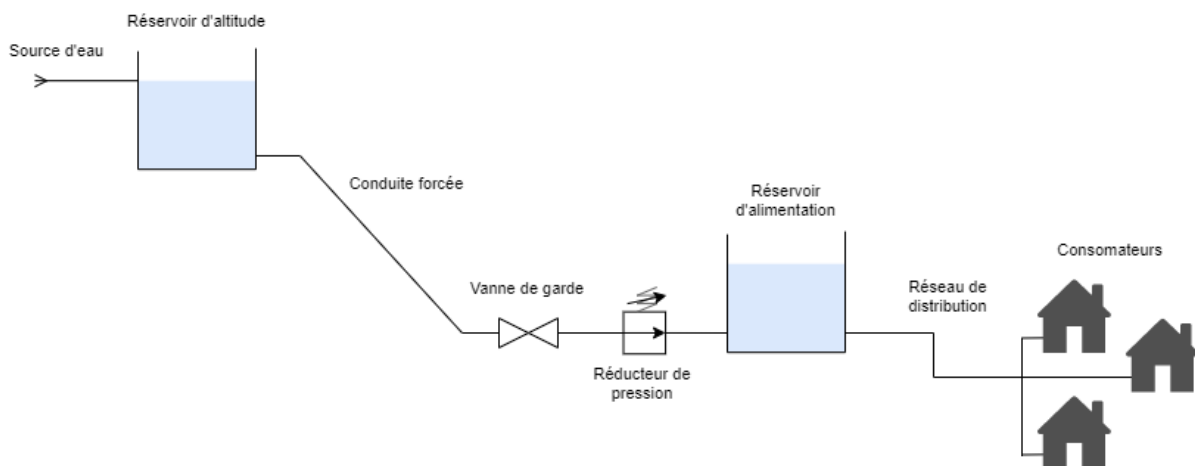


Figure 5 : Principe d'acheminement de l'eau potable

Les éléments qui composent un réseau d'eau potable (EP) [16] sont les suivants :

La source : L'eau de la source s'écoule naturellement. Elle provient de l'infiltration de la pluie ou de la neige dans le sol. L'eau se filtre et se purifie à travers des couches d'humus, de cailloux et de sable, jusqu'à ce qu'elle rencontre une couche d'argile ou de rocher imperméable qui la force à s'écouler vers le lieu de captage.

Le réservoir d'altitude : Il permet la mise sous pression constante et ainsi d'assurer la disponibilité de l'eau dans la conduite forcée. Le réservoir peut aussi intégrer un dessableur afin de séparer les éventuels éléments solides. Il peut faire office de chambre de mise en charge.

La conduite forcée : Elle assure de transport de l'eau potable jusqu'au réservoir d'alimentation proche des consommateurs. La conduite forcée doit aussi supporter les contraintes mécaniques et de pressions liées à différence de hauteurs entre le réservoir d'altitude et celui d'alimentation.

La vanne de garde : Il s'agit d'un organe de sécurité et permet de couper l'arrivée d'eau en cas de problème. Dans un réseau d'eau potable, il y a plusieurs vannes dont des vannes manuelles. Cependant, la Figure 5 schématise uniquement les éléments les plus importants et n'est pas exhaustive.

Le réducteur de pression : C'est un des éléments majeurs de notre système. Il permet de réduire la pression due à l'énergie potentielle en amont en une pression plus petite et adaptée à notre usage. L'énergie potentielle est donc transformée en chaleur et donc détruite et perdue. Les réducteurs de pression peuvent avoir plusieurs formes. Consulter la référence [17] pour le fonctionnement détaillé.

Le réservoir d'alimentation : Il garantit la bonne pression dans le réseau de distribution de l'eau et permet d'avoir l'eau courante sur plusieurs étages d'un bâtiment sans avoir recours à une pompe. Il assure aussi la disponibilité de l'eau potable, en cas de sécheresse, aux consommateurs.

Le réseau de distribution : Il est composé de nombreuses conduites permettant de distribuer l'eau potable à tous les consommateurs.

2.1.2 Principe du turbinage de l'eau potable

Le principe du turbinage de l'eau potable (EP) consiste à récupérer l'énergie potentielle, normalement dissipée par un réducteur de pression, en la transformant en énergie électrique.

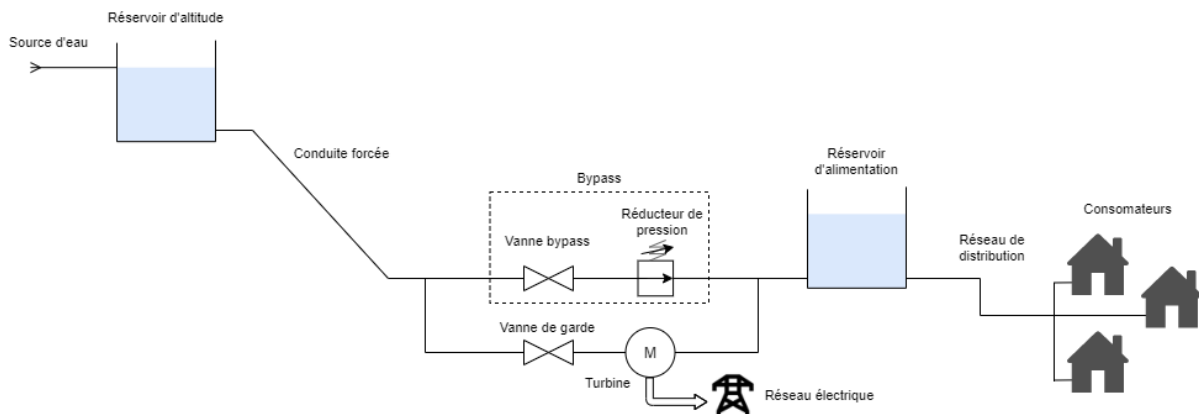


Figure 6 : Principe du turbinage de l'eau potable, inspiré de [18]

Pour ce faire, il suffit de placer une turbine en parallèle, voir Figure 6 au système existant.

Ainsi, la turbine produit de l'énergie électrique qui est injectée dans le réseau électrique. Lorsque la turbine a un défaut ou doit être arrêtée (maintenance, réparation, etc.), l'eau passera par le « Bypass » et le réducteur de pression assurera la disponibilité de l'eau.

2.2 Potentiel sur le réseau EP

2.2.1 Dans le monde

Les installations de turbinage de l'eau potable sont très peu répertoriées à l'échelle mondiale. Le Tableau 1 liste quelques centrales qui ont été installées dans le monde. On remarque que ces systèmes ne sont pas très grands, seules 3 centrales localisées aux USA et en Corée dépassent les 300 kW. Les types de turbines les plus répandues sont la Turgo, Pelton et Francis. La Turgo est une turbine à action comme la Pelton, en revanche, elle est construite pour supporter des petites chutes¹. Le pays de cet échantillon ayant le plus installé de machines est les USA. Le potentiel réel dans le monde pour ce genre d'installation n'a pas l'air d'être atteint, au vu du peu de pays répertoriés.

Année	Lieu	Pays	Type de turbine	Chute [m]	Puissance [kW]
1985	Portland, Washington	USA	Francis	30	175
1986	Springville City, Utah	USA	Turgo	87	500
1990	Tacoma, Washington	USA	Turgo	85	850
1991	Seoul	Corée	Francis	44	500
1998	Seoul	Corée	A hélices	20	200
1999	Monroe City, Utah	USA	Pelton	393	260
2006	Daegu Metropolitan City	Corée	Francis	38	126
2010	Kimberley, British Columbia	Canada	Turgo	35	28
2011	Monroe City, Utah	USA	Pelton	137	37
2013	Fisheries and Oceans Canada, Campbell River	Canada	Pompe inversée	21	40
2015	Ineo Polynésie	Polynésie française	Pelton	267.8	22.3

Tableau 1 : Listes de quelques centrales dans le monde installées sur un réseau d'EP [19]

2.2.2 En Europe

Un potentiel a été estimé pour les pays européens (Irlande, France, Portugal, Espagne et Royaume-Uni) qui sont à proximité de l'Atlantique. Sur la base de site potentiel identifié par chacun des pays, le Tableau 2 présente l'énergie potentielle exploitable du turbinage de l'eau sur un réseau d'EP, d'eau usée (EU), d'irrigation et de processus industriel.

Total Extrapolated Energy Potential for MHP (GWh)					
Country	Drinking Water	Wastewater	Irrigation	Process Industry	Total
Ireland	13.7 – 30.4	1.8	0	2.3	17.8 – 34.4
France	188.0 - 416.0	25.3	0	14.4	227.6 – 455.7
Portugal	29.6 – 65.5	4.0	23.9	2.6	60.1 – 96.0
Spain	135.7 – 300.3	18.2	221.4	12.3	387.6 – 552.2
UK	191.2 – 508.9	25.7	0	15.2	232.0 – 549.8
Total	558.1 – 1321.1	75.0	245.3	46.7	925.1 – 1688.1

Tableau 2 : Potentiel estimé des pays européens touchant l'Atlantique, en GWh/an [20]

¹ cf. chap.2.3 Types de turbines

La méthode de production avec le plus de potentiel est le turbinage de l'eau potable (Drinking Water) et représente 78% du total. Les trois pays plus grands producteurs potentiels sont la France, l'Espagne et le Royaume-Uni avec, au minimum et en moyenne, 171 GWh/an. À titre de comparaison et en 2020 déjà, le nombre de centrales en Suisse est évalué à plus de 170 GWh/an¹. Le turbinage de l'eau potable a donc de beaux jours devant lui et doit être pris en considération dans les pays souhaitant promouvoir les énergies renouvelables.

Le potentiel nul sur le réseau d'irrigation de l'Irlande, la France et le Royaume-Uni est étonnant. Peut-être que l'eau d'irrigation a été considérée comme de l'eau potable ou usée.

2.2.3 En Suisse

À ce jour, deux études présentent un potentiel d'exploitation de l'eau potable en Suisse.

La première est une étude datant de 1994 et effectuée dans le cadre du programme DIANE 10 [21]. La deuxième est une fiche d'information publiée en 2011 [22] par Eawag sur laquelle l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) estime un potentiel.

Année étude	Description	Nombre d'installations	Puissance installée [MW]	Production annuelle [GWh/an]
1994	Potentiel recensé	381	31.1	175
	Utilisation actuelle	56	10.6	53.1
	Potentiel non exploité	325	20.5	121.9
2011	Utilisation actuelle	100	-	-
	Potentiel non exploité	-	-	60

Tableau 3 : Résumé du potentiel actuel et futur du turbinage d'eau potable en Suisse

En 1994, la puissance potentielle du turbinage de l'eau potable est estimée à 31 MW et sa production à 175 GWh/an. À cette période, on dénombrait seulement 56 centrales. Elles produisaient 53 GWh/an pour une puissance installée de 10.6 MW, soit le 1/3 de la puissance totale installable.

En 2011, l'Office fédéral de l'énergie comptabilise plus de 100 centrales de turbinage de l'eau potable. Il indique aussi que le potentiel non exploité restant sur le territoire suisse se monte à 60 GWh/an.

Depuis 2011, il n'y a plus d'informations sur le potentiel de turbinage de l'eau potable. Cependant, à partir de cette année, il est possible de trouver le recensement annuel, des PCH sur le réseau d'eau potable qui reçoivent la rétribution de l'injection (SRI ou RPC) de la confédération². Ce recensement ne liste pas l'entièreté des PCH sur EP, mais uniquement celles qui ont droit à une rétribution. À défaut d'avoir une estimation récente de potentiel de production, cette liste permet de faire une bonne approximation des centrales sur EP actuellement en service en Suisse, car la durée de rétribution de ces installations est de 20 à 25 ans [23].

Par exemple, une centrale mise en service en 2011 sera donc toujours sur la liste de 2020 ainsi qu'une centrale datant de 1990 sera encore visible sur la liste de 2011, puis elle disparaîtra. Le relevé du recensement de ces centrales est présenté sur la Figure 7 et dans l'Annexe 2.

¹ cf. chap.2.2.3 En Suisse

² cf. chap.5.1.1 Système de Rétribution de l'Injection (SRI)

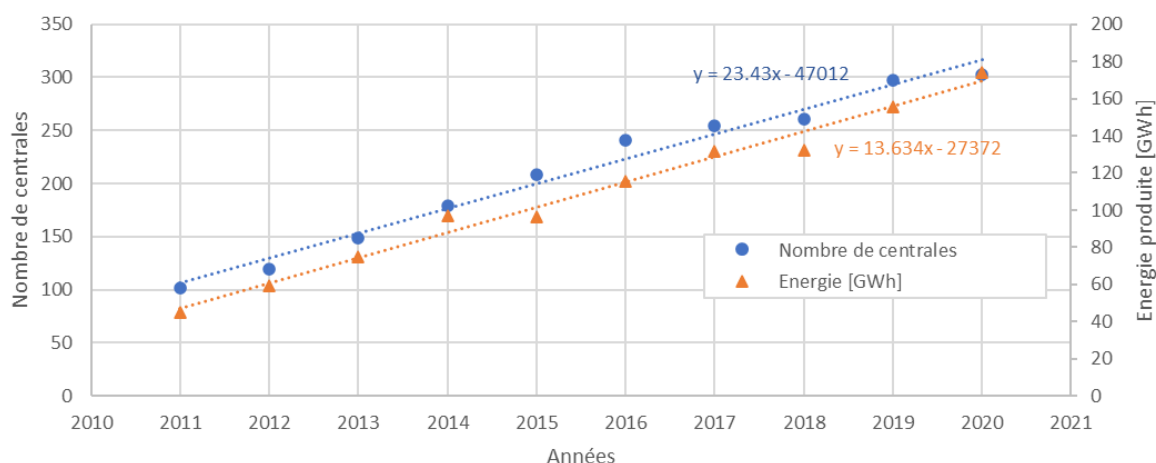


Figure 7 : Évolution du nombre de centrales hydrauliques sur l'eau potable et de l'énergie produite

On constate que le nombre de centrales augmente de manière linéaire durant le temps et la même tendance est remarquée pour l'énergie produite. Tout de même, la tendance a l'air de faiblement s'aplatir sur les dernières années. En consultant le graphique, on peut affirmer que la saturation de la petite hydraulique sur le réseau d'eau potable n'est pas encore atteinte.

En 2020, 303 PCHs sur le réseau d'eau potable produisant une énergie de 174 GWh/an pour une puissance installée de 38 MW ont été recensées. Les données de rétribution et des autres années analysées sont disponibles en Annexe 2.

Les résultats des potentiels exploitables des études de 1994 et 2011 sont déjà dépassés en 2020, sauf en ce qui concerne le nombre de centrales.

En 9 ans, la production est passée de 45 GWh/an à 174 GWh/an. De ce fait, on peut estimer qu'en 2050, en prenant en compte une limite du développement de la petite hydraulique sur le réseau d'eau potable, il sera possible de produire au minimum 200 GWh/an. De plus, la suisse est un pays plus montagneux que la France, l'Espagne et le Royaume-Uni or ces derniers présentes un potentiel supérieur que la Suisse entre 170 et 420 GWh/an en moyenne¹.

La plus grosse centrale de turbinage de l'eau potable de Suisse est la centrale « KW Forces Motrices du l'Avançon Bex - Sublin 2 ». Elle possède une puissance installée de 2.8 MW et produit 9.7 GWh/an².

2.3 Types de turbines

Chaque site potentiel de turbinage de l'eau potable possède des caractéristiques spécifiques : hauteur de chute, débits, variabilité des débits, pertes de charge et coûts d'installations. Ces derniers impliquent l'utilisation de la technologie pour le turbinage la mieux adaptée pour les réseaux d'eau potable. Le tableau suivant liste les différents types de turbines en fonction des domaines de fonctionnement [24].

¹ cf. chap.2.2.2 En Europe

² cf. chap.2.4 Exemples en Suisse

Type de turbine	Domaine de fonctionnement				
	Rendement [%]	Hauteur de chute [m]	Débits [l/s]	Comportement face à la variabilité des débits	Investissement
Pelton	84 à 92	80 à 600	10 à 1200	Très bonne	Elevé
Francis	84 à 90	5 à 100	100 à 10 000	Bonne	Très élevé
Axiale à pales de roue et distributeur mobiles	84 à 92	2 à 30	900	Bonne	Très élevé
Flux traversant	78 à 84	5 à 80	200 à 10 000	Moyenne	Faible à moyen
Pompe inversée	75 à 90	15 à 250	10 à 400	Très mauvais	Faible
Pelton à contre-pression	84 à 90	80 à 600	10 à 1'200	Très bonne	Elevé
Pompe fonctionnant en turbine avec réglage du débit	75 à 88	10 à 100	20 à 500	Moyenne à bonne	Moyen

Tableau 4 : Liste des types de turbines en fonction de leur domaine de fonctionnement [24]

On constate que la turbine de type Pelton (turbine à action) est en principe la plus adaptée face à la variabilité des débits et pour une grande plage de hauteur de chute différente. Le rendement de l'installation est l'un des meilleurs, cependant l'investissement d'une telle centrale est élevé.

La turbine Francis fonctionne pour des hauteurs de chutes plus faibles que la Pelton, elle offre une bonne flexibilité au niveau des débits, mais demande un investissement important.

Les turbines de type axial (Kaplan, Bulb, etc.) sont utilisées pour des petites chutes et des gros débits. La pompe inversée est une technologie à envisager lorsque les autres types de turbines ne sont pas économiquement viables pour le site étudié.

Les technologies à flux traversant sont très peu utilisées et uniquement pour des utilisations spécifiques.

La turbine Pelton à contre-pression a la spécificité de pouvoir maintenir une pression en aval ainsi elle peut, dans certains cas, assurer la pression nécessaire à la distribution de l'eau potable, cependant ce genre de turbine n'est pas très répandue.

La pompe inversée avec réglage de débit est une variante intéressante permettant de mieux optimiser le fonctionnement d'une installation à petit budget ou à rentabilité limitée.

Ces trois derniers types de turbines sont, d'après un constat au niveau national, utilisés pour des petites puissances et ne font pas partie des centrales hydroélectriques les plus installées sur un réseau d'eau potable. De manière générale dans les régions montagneuses, on opte rapidement pour une turbine de type Pelton.

2.4 Exemples en Suisse

Parmi les 300 centrales de turbinage de l'eau potable en Suisse¹, 4 installations sont présentées ci-dessous dans le but de les comparer. Pour compléter la fiche technique de ces centrales, la liste des installations possédant des turbines du constructeur « Häny » [25] ainsi que les statistiques de la confédération de 2020 liées à la rétribution [23] ont été utilisés.

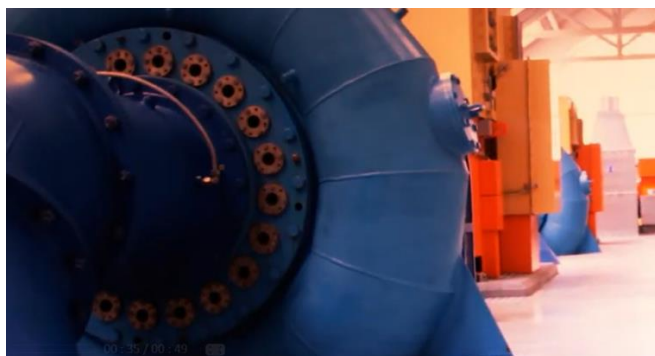
2.4.1 Avançon Sublin 2 - Bex

La centrale de l'Avançon, située à Bex dans le canton de Vaud, est découpée en 2 groupes :

- « Sublin 1 » utilise les eaux des rivières du « l'Avançon » et de la « Vignasse » à l'aide de deux turbines Francis.
- « Sublin 2 » turbine l'eau potable en provenance des sources « Benjamine » et « Lué Mou » qui sont récoltés par le réservoir « Plan Sépey ». Deux turbines Pelton produisent de l'électricité à partir de ces eaux. Des autres petites turbines existent sur ce tracé, mais ne font pas partie du groupe « Sublin 2 ».

Dans notre cas, nous nous intéressons uniquement au groupe « Sublin 2 », car c'est lui qui est situé sur le réseau d'eau potable.

Cette centrale détient, en 2020, le record de Suisse de la plus grosse installation turbinant de l'eau potable. Avec ses machines totalisant une puissance de 2.8 MW, elle produit plus de 9.8 GWh par année, voir la Figure 8.



Forces Motrices du l'Avançon Bex - Sublin 2	
Lieu	Bex (VD)
Groupe	Sublin 2
Type de turbine	Pelton
Nombre	2
Puissance élec.	2 800 [kW]
Energie	9 760 000 [kWh]
Chute brute	672 [m]
Mise en service	2013

Figure 8 : Caractéristiques de l'installation Avançon Sublin 2 – Bex [26]

2.4.2 Turbine des Réquiers - Chessel

La turbine des Réquiers fait partie de la catégorie des microcentrales hydroélectriques². Elle est située dans la commune de Chessel dans le canton de Vaud. Cette turbine a été construite lors de la mise en conformité de réservoir d'eau potable qui datait de 1913.

¹ cf. chap.2.2.3 En Suisse

² cf. chap.1.1 Contexte

Turbine des Réquiers - Chessel	
Lieu	Chessel (VD)
Type de turbine	Pelton
Puissance élec.	75 [kW]
Energie	345 000 [kWh]
Chute brute	283 [m]
Débit	20 [l/s]
Long. conduite	1700 [m]
Coûts	1 350 000 [CHF]
Mise en service	2013
Propriétaire	Commune de Chessel



Figure 9 : Caractéristiques de l'installation des Réquiers – Chessel [27]

En comparaison avec les autres centrales présentées, l'installation, décrite en Figure 9, est relativement petite avec ses 75 kW de puissance électrique. Les coûts totaux des travaux sont très importants au vu de la faible production apportée par la turbine. Ce projet était estimé, en 2009, à environ 600 000 CHF [28]. Les travaux en terrain escarpé, la réfection du réservoir et l'assainissement de la partie génie civil de l'ouvrage ont provoqué ce surcoût. Malgré le fait que l'installation a coûté deux fois plus cher que prévu initialement, le projet a pu être réalisé, car la mise en conformité était obligatoire et que l'eau potable est un bien important et nécessaire. On voit qu'une centrale de turbinage d'eaux potables possède l'avantage d'être implémentée sur un réseau de distribution déjà existant et peut profiter de travaux d'assainissement sur celui-ci afin d'être réalisé.

2.4.3 Mini-centrale de Fang

Dans le canton du Valais, placée au-dessous du village de Chandolin, la mini ou micro-centrale de Fang turbine l'eau potable du village du même nom. Elle est équipée d'une turbine Pelton d'environ 185 kW et produit 900 000 kWh par année. L'installation est récente, car elle a été mise en service en novembre 2019.

Mini-centrale hydro-électrique de Fang	
Lieu	Chandolin (VS)
Type de turbine	Pelton
Puissance élec.	185 [kW]
Energie	900 000 [kWh]
Chute brute	487 [m]
Débit	43.5 [l/s]
Mise en service	2019
Maître d'ouvrage	Mini-centrales d'Anniviers



Figure 10 : Caractéristiques de l'installation hydro-électrique de Fang [29]

Elle est la 3^{ème} mini-centrale sur les réseaux d'eau potable de la commune d'Anniviers. Les deux autres sont situées à Grimentz et à St-Jean [29].

2.4.4 Turbinage STEVT - Finhaut

La Société de turbinage des eaux de la vallée du Trient (STEVT) a mis en service la nouvelle installation hydroélectrique de Finhaut en septembre 2019. Cet aménagement est équipé d'une turbine Pelton de puissance électrique 423kW et fournit un peu moins de 1.9GWh par année. En dépassant les 300kW, celui-ci est classé dans la catégorie des PCHs¹. Cette centrale a la particularité d'avoir été construite sur une pente très importante à même la roche, comme on peut le visualiser sur la Figure 11. Elle est, en termes de puissance, comparable à l'installation étudiée dans ce rapport².



Turbinage STEVT - Finhaut	
Lieu	Finhaut (VS)
Type de turbine	Pelton
Puissance élec.	423 [kW]
Energie	1 880 000 [kWh]
Chute brute	186.5 [m]
Débit	250 [l/s]
Long. conduite	425 [m]
Coûts	3 000 000 [CHF]
Mise en service	2019
Maître d'ouvrage	Groupe SEIC - TELEDIS

Figure 11 : Caractéristiques de l'installation de turbinage STEVT – Finhaut [30]

2.5 Contraintes

2.5.1 Législation et risques sanitaires

Une installation de turbinage de l'eau potable doit respecter les points suivants [31]:

- Elle ne doit en aucun cas provoquer la dégradation de la qualité de l'eau.
- Elle ne doit pas impacter la disponibilité de l'eau.
- Elle ne doit pas permettre la mise en circulation de matériaux ou de produits issus de cet ouvrage dans le réseau d'eau potable.

Des mesures doivent être prises, en particulier, afin d'éviter des contaminations de l'eau à cause :

- des graisses et autres lubrifiants utilisés dans les vérins hydrauliques, les paliers et les organes de commande,
- des acides et métaux lourds des éventuelles batteries,
- des liquides diélectriques des transformateur et/ou condensateur,
- des produits de nettoyage et de désinfection liées aux opérations maintenance.

Plusieurs textes de loi réglementent la qualité et la distribution de l'eau potable :

- La loi fédérale sur la protection des eaux (LEaux) permet de préserver la santé des êtres humains, des animaux et des plantes ainsi que de garantir l'approvisionnement en eau potable [32].
- La Constitution fédérale de la Confédération suisse exige la protection de la santé et des consommateurs [33].

¹ cf. chap.1.1 Contexte

² cf. chap.3 Installation actuelle

- La loi fédérale sur les denrées alimentaires et les objets usuels (LDAI) cadre les mesures pouvant assurer la protection de la santé du consommateur [34].
- L'Ordonnance sur les denrées alimentaires et les objets usuels (ODAIU) détaille les règles à respecter afin de pouvoir utiliser l'eau comme boisson [35].
- L'Ordonnance du DFI sur l'eau potable et l'eau des installations de baignade et de douche accessibles au public (OPBD) règle le traitement, la mise à disposition et la qualité de l'eau potable [36].

Dans l'ordonnance (ODAIU), art. 75, les distributeurs d'eau sont tenus de mettre en place un système d'assurance qualité avec l'application de la méthode de l'analyse des dangers et des points de contrôle critiques (Hasard Analysis Critical Control Point ou HACCP). Les détails concernant la méthode HACCP sont décrits à la référence [37].

De plus, la Société Suisse de l'Industrie du Gaz et des Eaux (SSIGE ou SVGW en allemand) définit, actuellement, des normes, directives, règlements, recommandations et notices [38] pour les distributeurs d'eau potable et les consommateurs dans le but de les aider à mettre en pratique la législation en vigueur.

2.5.2 Corrosion et propriétés mécaniques

Les conduites forcées doivent être résistantes à la corrosion et aux réactifs chimiques pouvant être contenus dans l'eau. Les matières standard suivantes sont utilisées pour la réalisation de conduites d'eau potable : polyvinyle chlorite (PVC), polypropylène (PP), polyéthylène (PE), acier, fonte [39].

Les conduites en matière plastique ont des propriétés des résistances à la corrosion et chimiques plus élevées que l'acier et la fonte, en revanche, il est nécessaire de les enterrer sur les zones à fort ensoleillement, car ils sont vulnérables aux rayons solaires directs (UV). Elles sont relativement légères et acceptent une certaine flexion, cela facilite le transport et la pose. Ces conduites ont une rugosité faible ce qui a pour avantage de réduire les pertes. Cependant elles sont fabriquées, en principe, pour supporter jusqu'à 10-16 bar de pression, car au-delà, l'épaisseur nécessaire pour palier à cette pression devient trop grande dès lors on préfère prendre une conduite en fonte.

Les conduites en fonte sont très rigides et composées d'un alliage de fer et de carbone (2%). Elles sont rendues plus ductiles grâce à une faible adjonction de magnésium. Un revêtement intérieur en polyuréthane (PUR) ou en ciment est ajouté pour éviter la rouille. La paroi extérieure est en général aussi revêtue et protégée. Ces conduites peuvent supporter au maximum jusqu'à 25-85 bar, suivant les différentes classes de pression dépendante de l'épaisseur de la paroi et de la taille de la conduite.

Enfin les conduites en acier sont plus souples que celles en fonte ce qui permet une plus grande résistance aux variations de pression. Elles sont aussi composées d'un alliage de fer et de carbone, mais entre 0.02 à 2% et sont utilisées pour les diamètres et les pressions les plus élevés. Ces derniers sont inoxydables afin d'éviter la corrosion ou revêtues à l'intérieur et à l'extérieur à l'aide de différents matériaux (plastique, ciment, mortier) [40].

3 INSTALLATION ACTUELLE

3.1 Situation

La centrale hydroélectrique qui est étudiée dans le cadre de ce projet se situe à plus de 1 700 mètres d'altitude au col de Lein dans la commune de Vollèges en Valais. Depuis le 1^{er} janvier 2021, la commune de Vollèges a fusionné avec celle de Bagnes pour former la commune de Val de Bagnes [41]. Le plan de la Figure 12 illustre la situation de la centrale avec les communes limitrophes.



Figure 12 : Plan de situation de la centrale avec les communes limitrophes [42]

Depuis que l'installation a été mise en service en 1997, elle turbine l'eau potable et d'irrigation en provenance de l'aqueduc de Verbier. L'eau est ensuite restituée et utilisée par le village de Vollèges.



Figure 13 : Plan d'acheminement de l'eau à la centrale [43]

Afin que l'eau puisse être turbinée, elle doit être mise sous pression à la « chambre de mise en charge » et acheminée à la centrale par la « conduite forcée » ou le « puits blindé ». L'eau provient, par un écoulement gravitationnel et en surface libre, de l'aqueduc de Verbier qui est alimenté par le réservoir de Louvie. Cet aqueduc permet aussi de fournir l'eau potable et d'irrigation du village de Verbier.

3.2 Caractéristiques techniques

3.2.1 Principe de fonctionnement

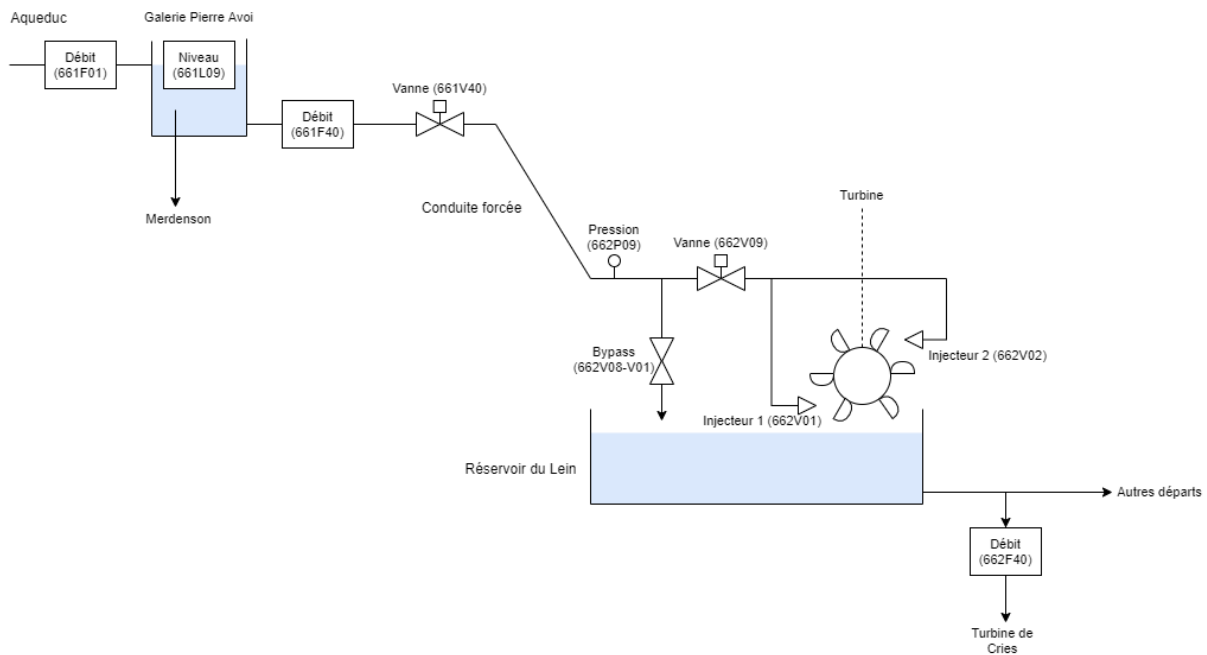


Figure 14 : Principe de fonctionnement de l'installation

L'eau provient de l'aqueduc de Verbier¹ qui se termine dans la galerie de la Pierre Avoi. Une mesure de débit (661F01) est effectuée au début de cette galerie. Au fond de la galerie, lieu où la conduite forcée démarre, un capteur de niveau (661L09) est placé. L'eau est ensuite mise en charge et dirigée vers la centrale hydroélectrique par le biais de la conduite forcée, s'il y a trop d'eau, elle est déversée dans la rivière du « Merdenson ». Au départ de cette conduite forcée se trouve : un débitmètre (661F40) et une vanne de sécurité (661V40). La pression (662P09) est mesurée au niveau de la turbine et au fond de la conduite forcée. Avant la turbine se trouve la vanne de garde (662V09), elle permet de couper l'arrivée d'eau sur la machine. Deux injecteurs (662V01 et -V02) assurent la régulation du débit sur la turbine. En cas de maintenance ou de dysfonctionnement de la turbine, il est possible de dévier l'eau par le « bypass » (662V08-V01). Dans cette étude, l'utilisation du « Bypass » n'a pas été considérée. C'est-à-dire que toute l'eau en provenance de la galerie de la Pierre Avoi est utilisée pour le turbinage et la production d'électricité. Une fois l'eau turbinée, elle est stockée dans le réservoir du Lein. Ensuite, l'eau mesurée par le débitmètre (662F40) part vers la turbine de Cries qui alimente le village de Vollèges. Une autre partie de l'eau est utilisée pour l'irrigation et l'eau potable d'autres villages alentour.

¹ cf. chap.3.1 Situation

3.2.2 Informations générales

Après avoir pu visiter l'installation actuelle, les informations concernant la turbine, la machine et la conduite ont pu être définies sur la base de la plaquette signalétique (Annexe 3), de photos et de croisement de données pour les altitudes (Annexe 4).

Fiche technique de la turbine	
Type	Pelton
Position	Horizontale
Nbre injecteurs	2
Fiche technique de la machine	
Fabricant	Otto Bartholdi
Type	ASO400/355M4
Puissance électrique (P_{elec})	450 [kW]
Tension (Etoile)	420 [V]
Courant	712 [A]
Nbre paires de pôles (zp)	2
Vitesse de rotation (n')	1506 [rpm]

Tracé et caractéristiques de la conduite	
Turbine (altitude)	1 717 [m]
Mise en charge (altitude)	2 153 [m]
Longueur	3 289 [m]
Chute brute (H_b)	436 [m]
Matière de la conduite	Acier
Diamètre de la conduite	0.250 [m]
Section de la conduite	0.049 [m ²]

Tableau 5 : Informations générales de la centrale du col du Lein

Les altitudes ont été estimées en comparant les données issues du système d'information géographique de la confédération [42], les valeurs indiquées sur les plans de construction (Annexe 5) ainsi que de trois applications mobiles (Annexe 4).

3.2.3 Données reçues

L'exploitant de l'installation a fourni un extrait des données collectées par le système de contrôle-commande de la centrale sur une période d'une année environ, du 01.05.2020 au 11.05.2021, avec un intervalle de temps de 15min. De plus, les données liées à la production électrique et au volume turbiné de la centrale ont été fournies sur une période de 5ans, de l'année 2015 à 2020, et découpée en mois et en jours.

Données reçues	Échantillonnage	1 année du 01.05.20 au 11.05.21	5 ans 2015-2021	Moyenne	Unité
661F01 - Débit entrée galerie Pierre Avoi	15min	X		123	[l/s]
661F40 - Volume sortie galerie Pierre Avoi (cumul. journ.)	15min	X		5 325	[m ³]
662F40 - Débit départ vers turbine Cries	15min	X		105	[l/s]
662F40 - Volume vers turbine Cries (cumul. journ.)	15min	X		4 523	[m ³]
661L09 - Niveau galerie Pierre	15min	X		0.65	[m]
662P09 - Pression conduite	15min	X		34.4	[bar]
662G20 - Puissance turbine	15min	X		338	[kW]
662V01 - Position injecteur 1	15min	X		56	[%]
662V02 - Position injecteur 2	15min	X		38	[%]
Energie produite journalière et mensuel	jour/mois		X	2 642 623	[kWh]
Volume turbiné mensuel	mois		X	3 397 792	[m ³]
Données déduites par calcul				Valeur	
661F40 - Débit sortie galerie Pierre Avoi	15min	X		124	[l/s]
Chute nette moyenne (à partir de pression)			Valeur unique	350	[m]
Puissance maximale			Valeur unique	449	[kW]
Durée d'utilisation (DUP)			Valeur unique	5 883	[h]

Tableau 6 : Résumé des données reçues et réduites avec les moyennes et valeurs

Dans le Tableau 6, les moyennes annuelles ont été calculées pour toutes les données reçues. Dans les données reçues, seul, le volume cumulé et journalier à la sortie de la galerie de la Pierre Avoi a été reçu. De ce fait, le débit a pu être déduit à l'aide de l'Équation 1. La chute nette moyenne sur l'année est calculée avec l'Équation 2 et à partir de la moyenne de la mesure de pression au fond de la conduite forcée. À l'aide des mesures de puissance échantillonnées chaque 15min et sur une année, la pression maximale a été isolée. La durée d'utilisation de la puissance (DUP) est estimée en utilisant l'Équation 3. Plus la DUP est grande, meilleure est la compétitivité de l'installation sur le marché de l'électricité, car la production est prévisible ainsi les prix peuvent donc être négociés en avance [44].

Équation 1 : Calcul du débit à partir du volume cumulé

$$Q = \frac{\Delta V}{t}$$

Avec : Q = le débit [m³/s]

ΔV = la différence de volume cumulé durant le pas de temps t [m³]

t = le temps de l'échantillonnage [s]

Équation 2 : Calcul de la pression en mètre de colonne d'eau à partir de la pression en bar

$$p_m = \frac{p_b * 10^5}{\rho * g}$$

Avec : p_m = la pression mesurée dans la conduite [m]

p_b = la pression mesurée dans la conduite [bar]

ρ = la masse volumique de l'eau [kg/m³]

g = l'accélération terrestre [m/s²]

Équation 3 : Calcul de la durée d'utilisation de la puissance (DUP)

$$DUP = \frac{Energie}{P_{max}}$$

Avec : DUP = la durée d'utilisation de la puissance [h]

$Energie$ = l'énergie consommée ou produite sur l'année [kWh]

P_{max} = la puissance maximale sur l'année [kW]

La Figure 15 schématise les données reçues, déduites et non-existantes.

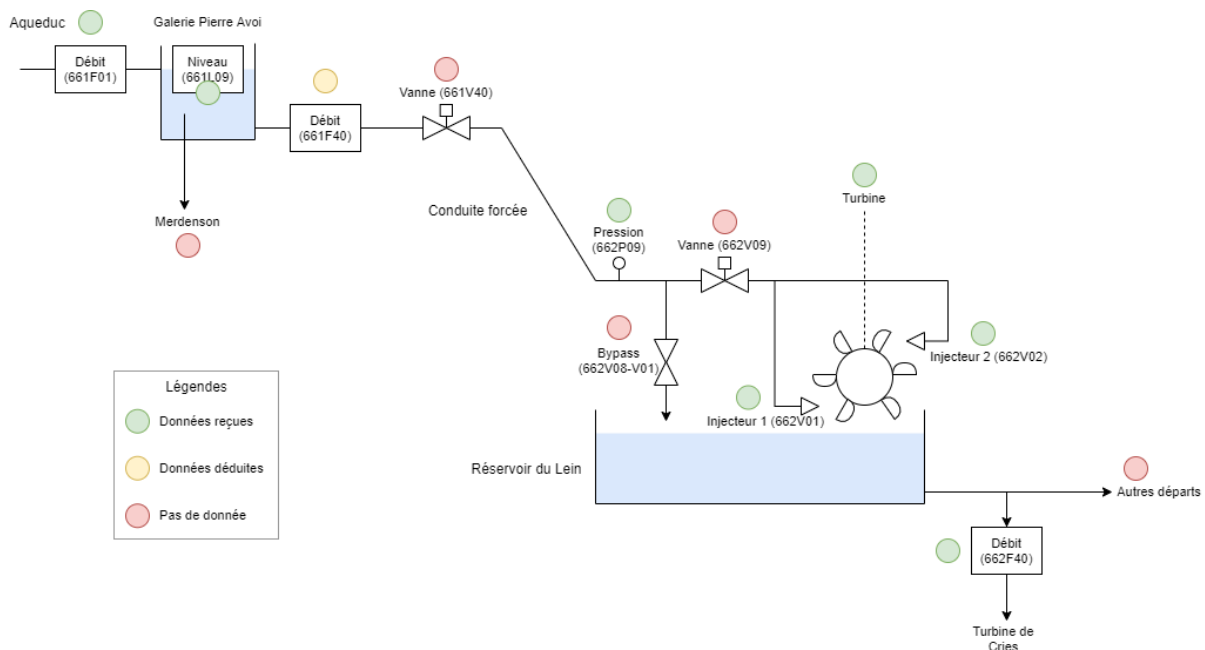


Figure 15 : Schéma de principe de l'installation avec indication des données reçues

3.2.4 Calcul et récapitulatif des caractéristiques

L'aide des informations générales et des données reçues, la plupart des caractéristiques utiles dans notre projet peuvent être calculées et définies.

À partir des données de débit au quart d'heure, une moyenne à la journée a été effectuée. Ces valeurs de débits moyens journaliers sont ensuite classées par ordre décroissant et présentées sur la Figure 16.

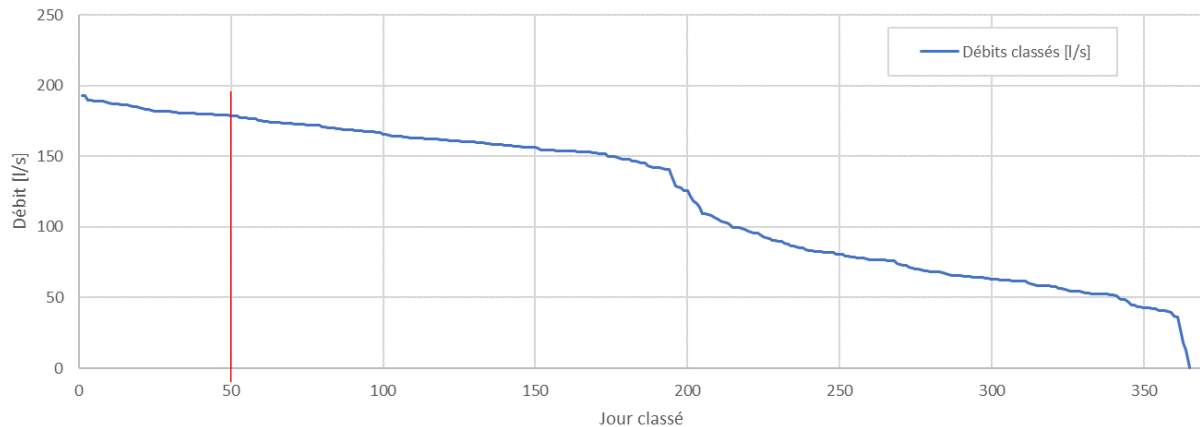


Figure 16 : Classement des débits moyens journaliers de l'année

Selon le cours de M. De Cesare [45], le débit d'équipement (Q_{equip}) est estimé au 50^{ème} jour classé et correspond à un débit de 178.6 l/s.

3.2.4.1 Développement

Afin de compléter la fiche technique et les caractéristiques de la centrale hydroélectrique étudiée, plusieurs grandeurs ont été définies par calcul. Les résultats de ces calculs sont présentés sous forme de tableau dans le chapitre suivant¹. Les grandeurs suivantes sont calculées à l'aide des relations étudiées dans le cadre du cours d'hydraulique [46]. Certains calculs ou changements d'unité considérés comme triviaux n'ont pas été détaillés.

Équation 4 : Loi de Bernoulli

$$\rho * g * z + p + \rho * \frac{C^2}{2} = const$$

Avec : ρ = la masse volumique de l'eau [kg/m³]

g = l'accélération terrestre [m/s²]

z = l'altitude du cas d'étude [m]

p = la pression statique du cas d'étude [Pa]

C = la vitesse moyenne de l'écoulement [m/s]

Pour appliquer la loi de Bernoulli à notre cas d'étude, 3 points de mesure sont définis sur la Figure 17.

¹ cf. chap.3.2.4.2 Récapitulatif

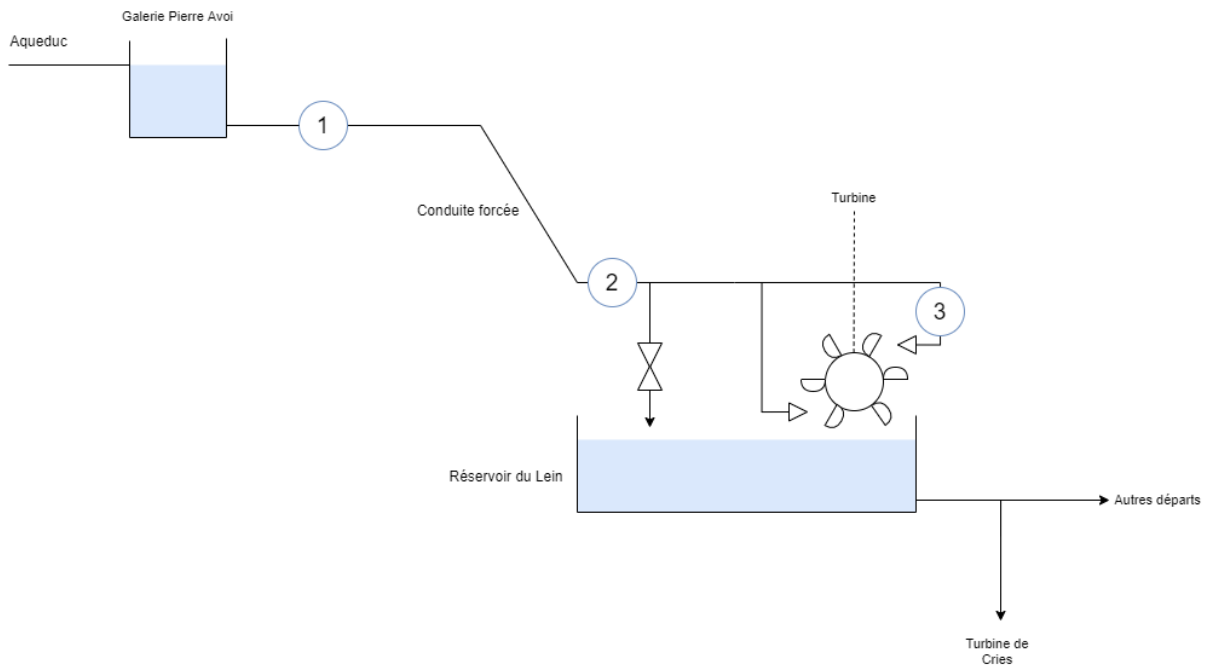


Figure 17 : Emplacement des 3 points de mesure

Équation 5 : Loi de Bernoulli appliquée entre les points 1 et 2

$$\rho * g * z_1 + p_1 + \rho * \frac{C_1^2}{2} = \rho * g * z_2 + p_2 + \rho * \frac{C_2^2}{2} + \Delta p_{1 \rightarrow 2}$$

Avec : z_1 = l'altitude du point 1 [m] p_1 = la pression statique au point 1 [Pa] C_1 = la vitesse moyenne de l'écoulement au point 1 [m/s] z_2 = l'altitude du point 2 [m] p_2 = la pression statique au point 2 [Pa] C_2 = la vitesse moyenne de l'écoulement au point 2 [m/s] $\Delta p_{1 \rightarrow 2}$ = les pertes de charge entre le point 1 et 2 [Pa]

À l'aide de l'Équation 5, la pression statique ou maximale dans la conduite peut être calculée. En statique, le débit (Q) est nul, donc les vitesses C_1 et C_2 le sont aussi. Vu qu'il n'y a pas d'écoulement, les pertes ($\Delta p_{1 \rightarrow 2}$) sont égales à 0. En pression relative, p_1 est égal à la pression atmosphérique qui correspond à 0.

Équation 6 : Calcul de la pression statique au point 2

$$p_{2stat} = \rho * g * (z_1 - z_2) = \rho * g * H_{brute}$$

Avec les définitions citées dans les Équation 4 et Équation 5

À l'aide de l'Équation 5, les pertes de charge dans la conduite peuvent être calculées, lors du fonctionnement de l'installation. Le débit au débit d'équipement ($Q_{\text{éq}}^{\text{quip}}$). Les sections de conduites A_1 et A_2 sont égales. Donc les vitesses C_1 et C_2 le sont aussi. En pression relative, p_1 est égal à la pression atmosphérique qui correspond à 0.

Équation 7 : Calcul des pertes de charge dans une conduite à partir de la pression

$$\Delta p_{1 \rightarrow 2} = \rho * g * H_{brute} - p_{2dyn}$$

Avec : les mêmes définitions que l'Équation 6

p_{2dyn} = la pression dynamique mesurée au point 2 [Pa]

Dans notre cas, des pertes de charge moyennes annuelles voulaient être calculées ainsi p_{2dyn} est aussi une pression moyenne annuelle. Ces pertes sont ensuite converties en mètre de colonne d'eau à l'aide de l'Équation 2.

Équation 8 : Loi de Bernoulli appliquée entre les points 1 et 3

$$\rho * g * z_1 + p_1 + \rho * \frac{C_1^2}{2} = \rho * g * z_3 + p_3 + \rho * \frac{C_3^2}{2} + \Delta p_{1 \rightarrow 3}$$

Avec : z_1, p_1, C_1 , les mêmes définitions que l'Équation 5

z_3 = l'altitude du point 3 [m]

p_3 = la pression statique au point 3 [Pa]

C_3 = la vitesse moyenne de l'écoulement au point 3 [m/s]

$\Delta p_{1 \rightarrow 3}$ = les pertes de charge entre le point 1 et 3 [Pa]

À l'aide de l'Équation 8, la vitesse du jet prenant en compte les pertes peut être calculée. En pression relative, p_1 et p_2 sont égales à la pression atmosphérique qui correspond à 0. La vitesse au point 1 est très petite, on admet qu'elle est de 0. On suppose que les altitudes z_2 et z_3 sont les mêmes, la chute nette est donc la même que celle utilisée dans l'Équation 6.

Équation 9 : Calcul de la vitesse du jet en prenant en compte les pertes

$$C_3 = \sqrt{2 * (g * H_{brute} - \frac{\Delta p_{1 \rightarrow 3}}{\rho})} = \sqrt{2 * g * H_{nette}}$$

Avec : les mêmes définitions que l'Équation 8

C_3 = la vitesse du jet avec les pertes [m/s]

H_{nette} = la chute nette [m]

Équation 10 : Calcul de la vitesse maximale théorique du jet (sans perte)

$$C_{3max} = \sqrt{2 * g * H_{brute}}$$

Avec : les mêmes définitions que l'Équation 6

C_{3max} = la vitesse du jet sans les pertes [m/s]

Étant donné que la taille de la roue Pelton, actuellement en fonction, n'a pas pu être mesurée ni l'information retrouvée, le choix de la turbine et le dimensionnement de celle-ci ont été définis par calcul [47] et à l'aide d'un graphique.

Équation 11 : Calcul de la vitesse spécifique v_s

$$v_s = n * 2\sqrt{\pi} \frac{\sqrt{Q}}{(2 * E)^{3/4}}$$

Avec : v_s = la vitesse spécifique [-]

n = la vitesse de rotation du générateur [tr/s]

Q = le débit [m³/s]

E = l'énergie spécifique [J/kg]

Équation 12 : Calcul de l'énergie spécifique

$$E = g * H_{nette}$$

Avec : E = l'énergie spécifique [J/kg]

g = l'accélération terrestre [m/s²]

H_{nette} = la chute nette [m]

La vitesse spécifique et la chute permettent de définir le type de turbine à choisir pour cette installation, voir la Figure 18.

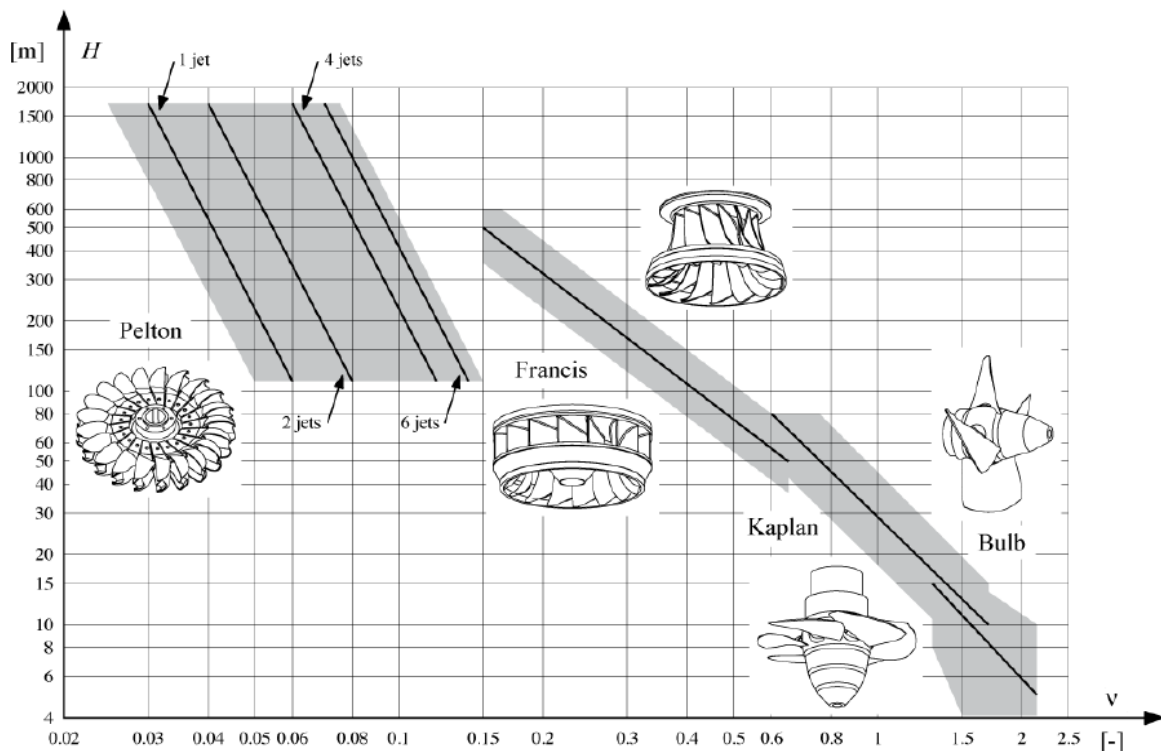


Figure 18 : Choix les types de turbines en fonction de la vitesse spécifique et de la chute [47]

Dans notre cas, on sait qu'une turbine « Pelton » avec deux injecteurs est actuellement installée. Le résultat du calcul de la vitesse spécifique v_s $(0.05)^1$ permet de justifier ce choix. Il est possible ensuite de retrouver le rayon de la roue « Pelton » et de vérifier le choix du nombre d'injecteurs.

Équation 13 : Calcul du rayon d'une roue « Pelton »

$$R_1 = \frac{U_1}{\omega}$$

Avec : R_1 = le rayon de la roue Pelton [m]

U_1 = la vitesse d'entraînement [m/s]

ω = la vitesse de rotation du générateur [rad/s]

Équation 14 : Calcul de la vitesse d'entraînement

$$U_1 = C_0 * 0.45$$

Avec : U_1 = la vitesse d'entraînement [m/s]

C_0 = la vitesse du jet avec les pertes (C_3) [m/s]

Si le choix du nombre d'injecteurs est bon, la vitesse spécifique N_{QE} de la machine doit se trouver entre la vitesse spécifique minimale n_{QEmin} et maximale n_{QEmax} .

Équation 15 : Calcul de la vitesse spécifique N_{QE}

$$n_{QE} = n * \frac{\sqrt{Q}}{E^{3/4}}$$

Avec : n_{QE} = la vitesse spécifique [-]

n = la vitesse de rotation du générateur [tr/s]

Q = le débit [m³/s]

E = l'énergie spécifique [J/kg]

Équation 16 : Calcul de la plage de la vitesse spécifique N_{QE}

$$n_{QEmin} = 0.005z_0^{0.5} \leq n_{QE} \leq 0.025z_0^{0.5} = n_{QEmax}$$

Avec : n_{QE} = la vitesse spécifique [-]

n_{QEmin} = la vitesse spécifique minimale [-]

n_{QEmax} = la vitesse spécifique maximale [-]

z_0 = le nombre d'injecteurs

¹ cf. chap.3.2.4.2 Récapitulatif

3.2.4.2 Récapitulatif

Les résultats des équations décrites dans le chapitre précédent¹ sont récapitulés dans le Tableau 7.

L'Annexe 6 comporte le fichier de calcul de ces résultats.

Fiche technique de la turbine		Hypothèses et paramètres de l'installation	
Type	Pelton	Débit d'équipement (Q_{equip})	178.6 [l/s]
Position	Horizontale		0.1786 [m ³ /s]
Nbre injecteurs (z_0)	2	Pression conduite (moyenne mesurée $P_{2\text{dyn}}$)	34.4 [bar]
Rayon de la roue (R_1)	0.24 [m]		3 440 000 [Pa]
Diamètre de la roue (D_1)	0.48 [m]	Masse volumique eau (ρ)	1 000 [kg/m ³]
Nbre augets	21.4	Accélération gravitation (g)	9.81 [m/s ²]
Vitesse spécifique (n_{QE})	0.02362 [-]	Caractéristiques globales	
Vitesse spécifique (v_s)	0.04978 [-]	Vitesse maximale (sans perte)	92.5 [m/s]
Fiche technique de la machine		Vitesse du jet (avec perte)	82.9 [m/s]
Fabricant	Otto Bartholdi	Débit par injecteur	0.089 [m ³ /s]
Type	ASO400/355M4	Section d'un injecteur	0.001077 [m ²]
Puissance électrique (P_{elec})	450 [kW]	Diamètre d'un injecteur	0.037024 [m]
Tension (Etoile)	420 [V]	Vitesse moyenne ou débitante	3.64 [m/s]
Courant	712 [A]	Puissance max. théorique	764 [kW]
Nbre paires de pôles (z_p)	2	Pression max. (statique : $P_{2\text{stat}}$)	43 [bar]
Vitesse de rotation (n')	1506 [rpm]	Pertes de charge calc. à partir de la pression mesurée moy.	
Vitesse de rotation (n)	25.1 [tr/s]	Pertes de charge moyenne	85 [m]
Vitesse de rotation (ω)	158 [rad/s]		19.6 [%]
Energie spécifique (E)	3440 [J/kg]	Chute nette	351 [m]
Tracé et caractéristiques de la conduite		Puissance dispo. (hydraulique)	614 [kW]
Turbine (altitude)	1 717 [m]	Rendement conduite moy.	80.4 [%]
Mise en charge (altitude)	2 153 [m]		
Longueur	3 289 [m]		
Chute brute (H_b)	436 [m]		
Matière de la conduite	Acier		
Diamètre de la conduite	0.250 [m]		
Section de la conduite	0.049 [m ²]		

Tableau 7 : Récapitulatif des caractéristiques de la centrale du col du Lein

¹ cf. chap.3.2.4.1 Développement

3.3 Analyse de fonctionnement

Les analyses de fonctionnement présentées dans ce chapitre font référence aux données reçues, sur une période d'une année, échantillonnées toutes les 15min du 01.05.2020 au 30.04.2021¹.

3.3.1 Production et rendement

À l'aide des données mesurées sur 5ans et transmises par Altis, l'évolution de la production annuelle, mensuelle et du rendement ont été tracés.

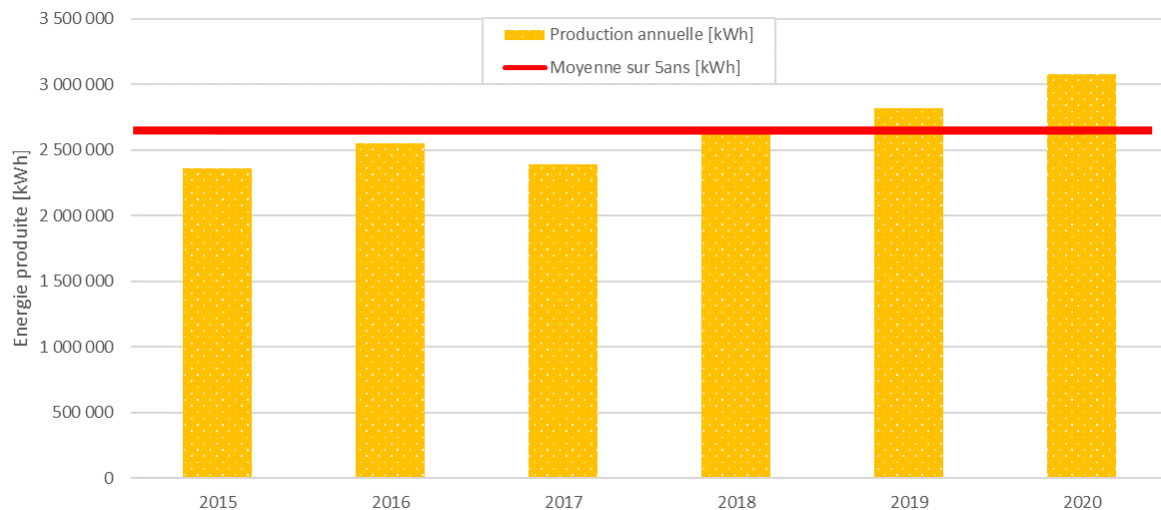


Figure 19 : Évolution de la production annuelle de 2015 à 2020

Une augmentation de la production de la centrale est constatée sur ces 3 dernières années de 2018 à 2020, soit une augmentation relative entre 2017 et 2020 de 28.5%. La moyenne annuelle de ces 5 années est de 2.64 GWh.

À première vue, cette augmentation de la production semble due à l'augmentation de la température moyenne annuelle des années 2018 et 2019. Les précipitations ont aussi légèrement augmenté durant ces deux années. En revanche, en 2020, la production est encore plus élevée alors que la température moyenne et les précipitations ont baissé (Figure 20). Apparemment, ces derniers n'exercent pas une influence directe sur la production d'électricité.

La production électrique annuelle sur la période du 01.05.2020 au 30.04.2021 est de 2.85 GWh.

¹ cf. chap.3.2.3 Données reçues

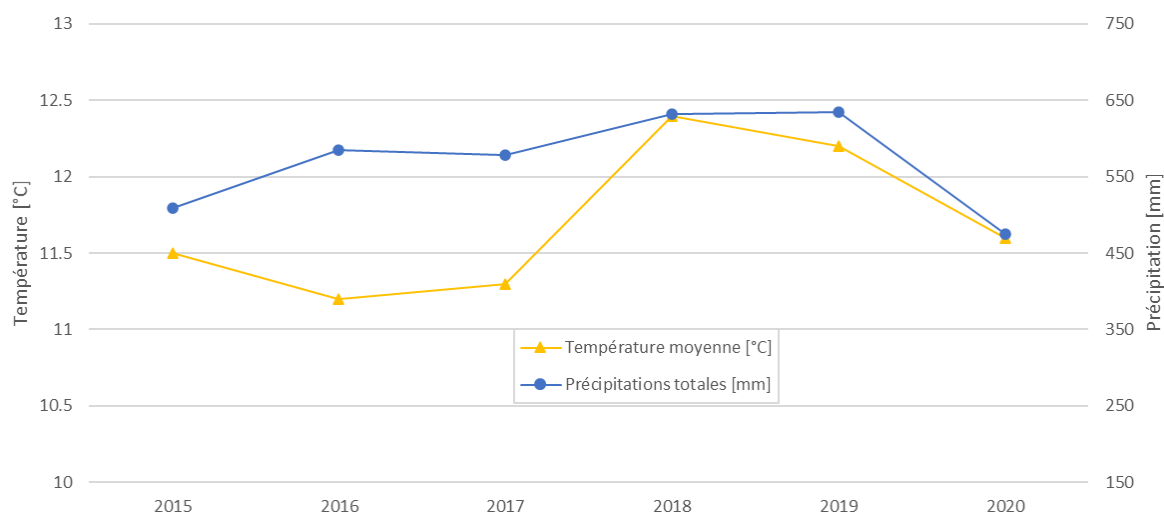


Figure 20 : Évolution de la température et des précipitations [48]

Si on s'intéresse à l'évolution démographique de la commune de Vollèges (Figure 21), on constate uniquement une augmentation de 2% entre les années 2017 et 2019. Visiblement, l'augmentation de la population joue un rôle, mais ce n'est pas le principal acteur de cette hausse.

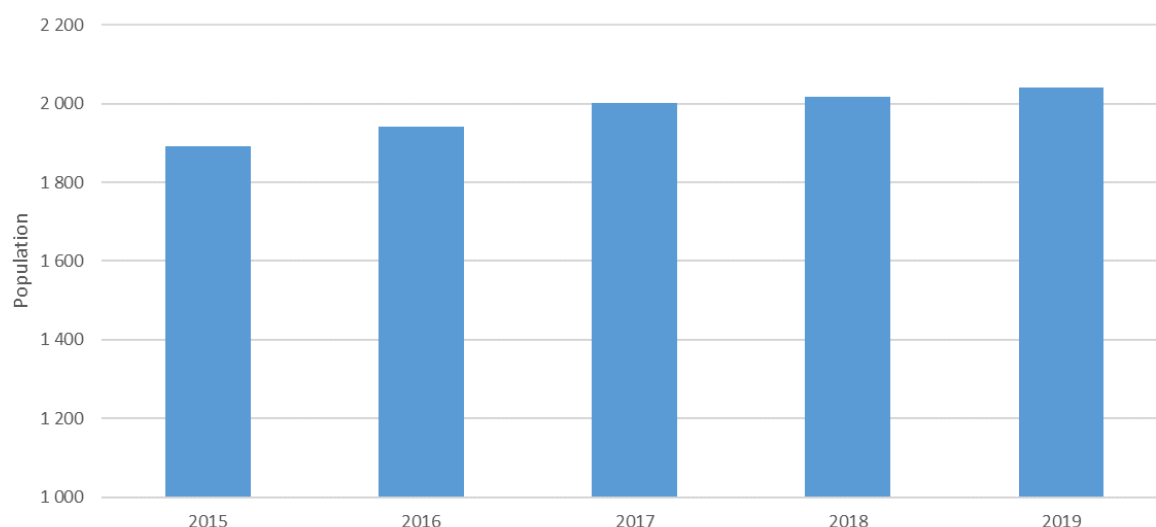


Figure 21 : Évolution de la population sur la commune de Vollèges de 2015 à 2019 [49]

Les pistes de réflexion pouvant expliquer cet effet sont peut-être les suivantes, toutefois, elles ne sont pas plus détaillées dans cette étude : les consommateurs d'eau potable et d'irrigation ont augmenté leur utilisation d'eau lors des années chaudes de 2018 et 2019 puis ils ont poursuivi cette façon de consommer pour les années suivantes ou est-ce une tendance générale de l'augmentation de la consommation d'eau ?

Il est aussi intéressant d'analyser l'évolution de la production d'énergie suivant les mois de l'année et en comparaison avec les 5 dernières années (Figure 22). L'hiver, la production moyenne est 80% plus basse que celle de l'été. Janvier et février sont les mois produisant le moins d'électricité. Cela ne paraît pas étonnant, car l'hiver, il n'y a pas de besoin en eau d'irrigation et donc la quantité d'eau turbinée dans le but de produire de l'énergie est aussi réduite. On en déduit que le 80% de l'eau passant par la turbine du Lein est utilisé à des fins d'agriculture.

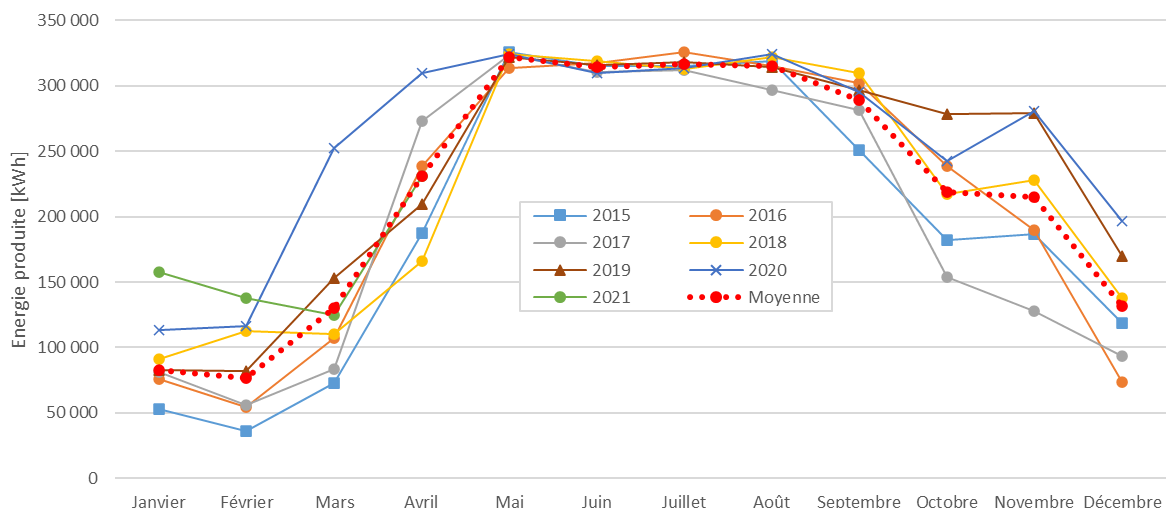


Figure 22 : Variation de la production électrique suivant les mois et les années

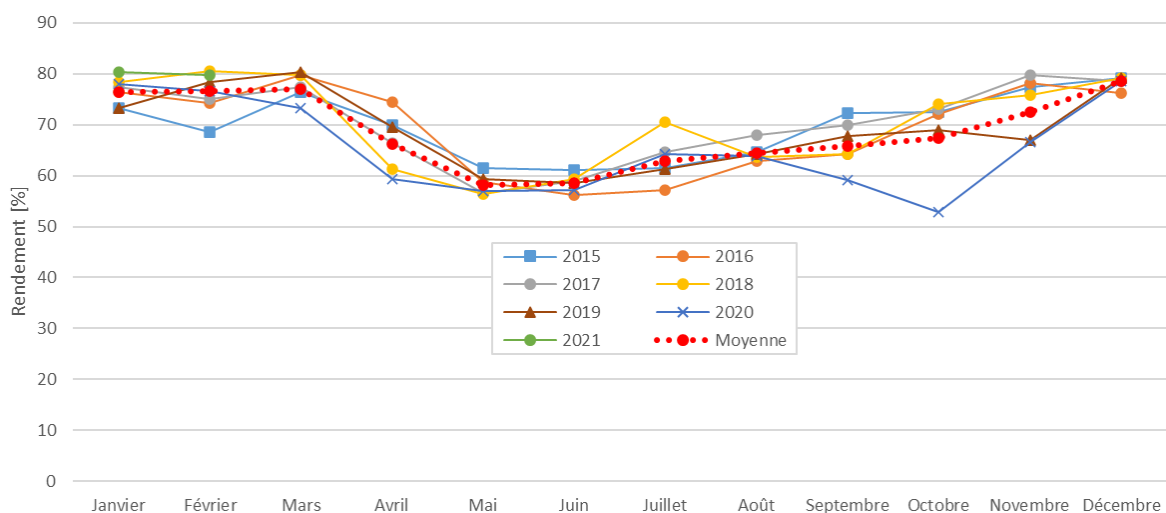


Figure 23 : Variation du rendement suivant les mois et les années

Étonnement, le rendement global moyen de l'installation est plus faible en été qu'en hiver. Pourtant, en hydraulique, le rendement d'une turbine évolue dans le même sens que le débit. C'est-à-dire que plus le débit augmente, ce qui est le cas en été¹, meilleur est le rendement. Un autre facteur pouvant induire une baisse de rendement lorsque le débit augmente est les pertes de charge, elles sont dues au frottement de l'eau contre les parois de la conduite.

Dans notre cas, on remarque que le rendement n'évolue pas normalement.

¹ cf. chap.3.3.3 Débits

3.3.2 Durée de fonctionnement

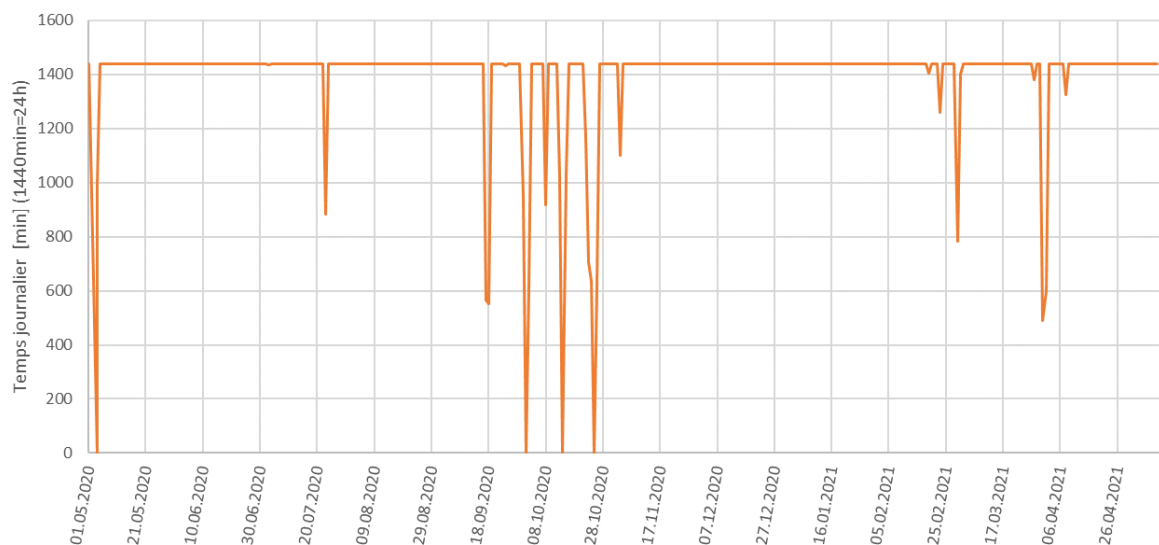


Figure 24 : Évolution annuelle du temps de fonctionnement journalier de la centrale

L'installation hydroélectrique fonctionne quasiment en continu sur l'année. 8451 sur 8760 heures sont comptabilisées sur la période du 01.05.2020 au 30.04.2021. Les quelques arrêts ou durées de fonctionnement plus court de la centrale peuvent être en partie expliqués. Durant les mois de septembre et d'octobre 2020, Altis a procédé à la réparation d'une fuite de la conduite forcée et à une inspection de la galerie d'adduction de la Pierre Avoi. De plus, en octobre, la foudre est tombée sur l'aménagement et a ainsi provoqué l'arrêt momentané de la centrale. Les autres coupures n'ont pas été expliquées, mais peuvent être simplement dues à des maintenances.

3.3.3 Débits

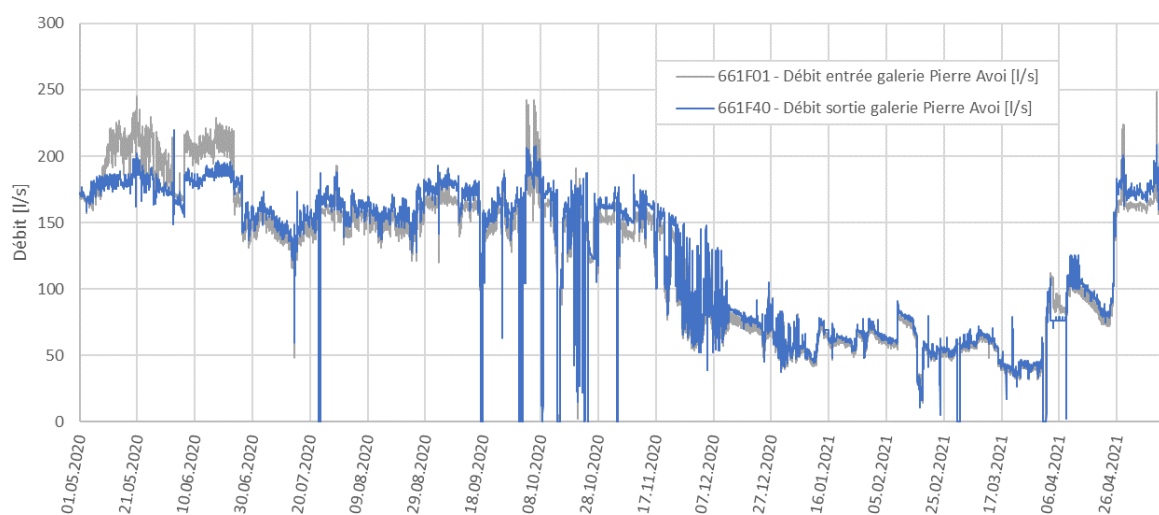


Figure 25 : Évolution annuelle des débits d'entrée et de sortie de la galerie de la Pierre Avoi

Les débits d'entrée et de sortie varient beaucoup en fonction des périodes de l'année (Figure 25). Le débit d'entrée est plus élevé que celui de sortie durant les mois de mai et de juin, sachant qu'il n'est pas possible de stocker de l'eau dans la galerie, ce phénomène n'est pas normal. Il s'avère que ces deux mesures de débits utilisent deux technologies de capteurs différents et la mesure 661F01 est

faite par un capteur de type « venturi » et la mesure de débit en sortie par un capteur électromagnétique. Ce dernier est, en principe, plus précis que le premier capteur. Altis a effectué un étalonnage de ce capteur (661F01) vers la fin du mois de juin, ainsi on voit qu'aux alentours du 30 juin, la mesure du capteur « venturi » est confondue avec celui du capteur électromagnétique (661F40).

Une différence d'environ 100 l/s est constatée entre la période d'été et d'hiver. Cela correspond à environ 50% de débit en moins en hiver par rapport à l'été sur la période étudiée (01.05.20-30.04.21). C'est une plus faible réduction que la moyenne de ces cinq dernières années (2.64 GWh)¹, la tendance montre une augmentation de la consommation d'eau sur l'année.

On remarque aussi que les arrêts de fonctionnement présentés au chapitre précédent² ont un effet sur les débits d'entrée et de sortie de la galerie.

Le débit de sortie de la galerie (661F40) est considéré comme le débit turbiné de l'installation³.

3.3.4 Pression et hauteur d'eau

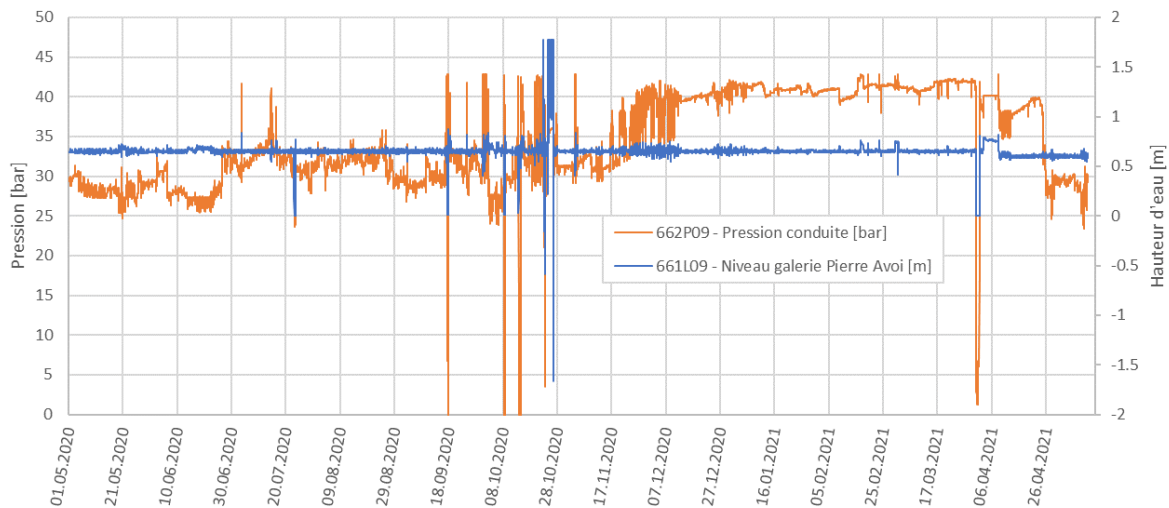


Figure 26 : Évolution annuelle de la pression dans la conduite et de la hauteur d'eau dans chambre de mise en charge

Le niveau de la surface libre dans la galerie de la Pierre Avoi (ou chambre de mise en charge) est stable sur toute l'année, car le fonctionnement de l'installation régule cette hauteur d'eau afin de toujours garantir la pression dans la conduite. La hauteur d'eau moyenne dans la chambre de mise en charge est de 65cm. En hydraulique, la pression évolue inversement au débit⁴. 27 bar est mesuré en été et la pression peut atteindre les 42 bar en hiver lorsque le débit est faible. Les pics et valeurs aberrantes sont en partie expliqués par des dysfonctionnements et des maintenances⁵.

¹ cf. chap.3.3.1 Production et rendement

² cf. chap.3.3.2 Durée de fonctionnement

³ cf. chap.3.2.1 Principe de fonctionnement

⁴ cf. chap.3.3.3 Débits

⁵ cf. chap.3.3.2 Durée de fonctionnement

3.3.5 Pertes de charge

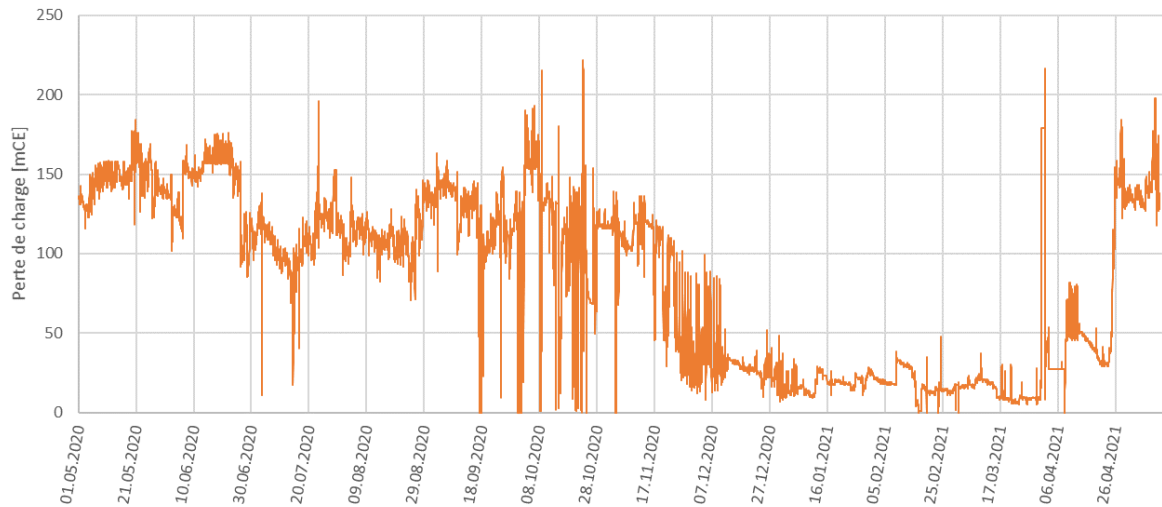


Figure 27 : Évolution annuelle des pertes de charge

Les pertes de charges sont estimées à l'aide de l'Équation 7 du chapitre Développement¹. Elles varient avec le débit et inversement à la pression dans la conduite. Sur la Figure 27, on relève, aux mois de mai-juin, des pertes moyennes de 150mCE ce qui représente 34.4% de perte sur la chute brute². L'hiver, ces pertes ne représentent plus que 4.3%. Pour estimer rapidement la rentabilité d'une centrale hydraulique, on évalue, au débit d'équipement, des pertes de charge pouvant aller jusqu'à 10% de la chute brute. Dans notre cas, les pertes de charge dépassent principalement ce critère.

3.3.6 Puissance électrique et injecteurs

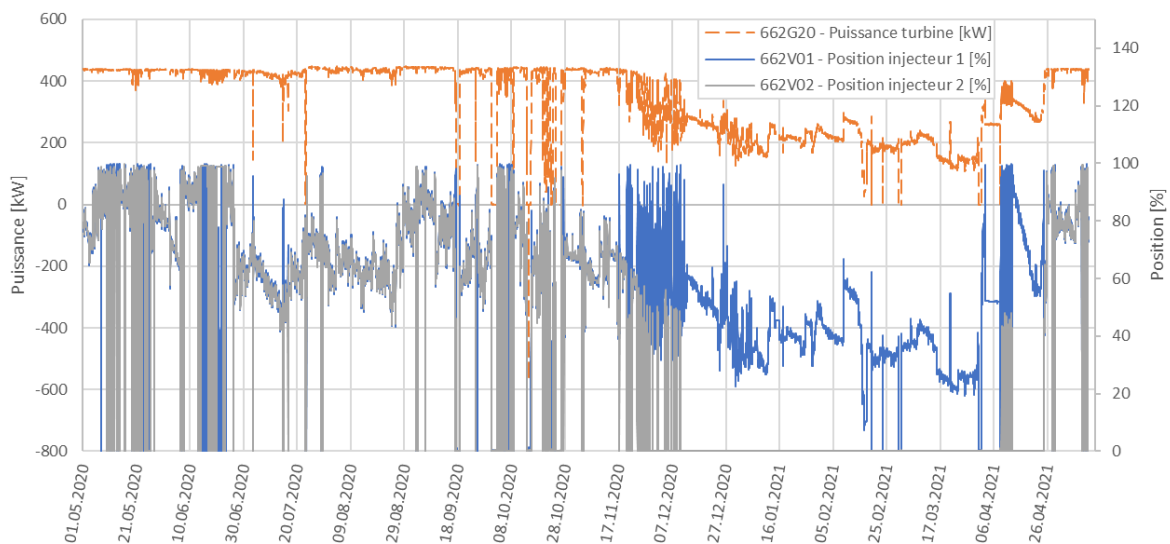


Figure 28 : Évolution annuelle de la puissance et la position des injecteurs

Sur la Figure 28, on constate que l'été, une saturation de la puissance électrique fournie par la turbine apparaît. Elle sature dans les alentours de 440-450 kW, ce qui paraît cohérent, car la puissance

¹ cf. chap.3.2.4.1 Développement

² cf. chap.3.2.4.2 Récapitulatif

maximale du transformateur est de 450 kW. L'hiver, on a toujours cette baisse de 50% de la production qui vient du débit plus faible¹.

Sur l'axe de droite se lit le pourcentage d'ouverture des pointeaux des deux injecteurs installés sur la machine. On remarque que le premier injecteur (662V01) travaille seul lorsque le débit est faible en hiver et de manière symétrique avec le deuxième injecteur (662V02) le reste de l'année. Des oscillations sont visibles dans les périodes de transition entre la régulation avec un injecteur et celle avec deux injecteurs. Les injecteurs oscillent aussi lorsque la puissance électrique arrive au point de saturation et lorsque le débit augmente encore, voir la Figure 25 en parallèle.

3.3.7 Journées types

Afin de pouvoir mieux comprendre le fonctionnement de l'installation, deux journées types (une en été et une en hiver) ont été extraites des données annuelles. Elles ont été choisies dans un intervalle de fonctionnement stable, se référer à la Figure 29.

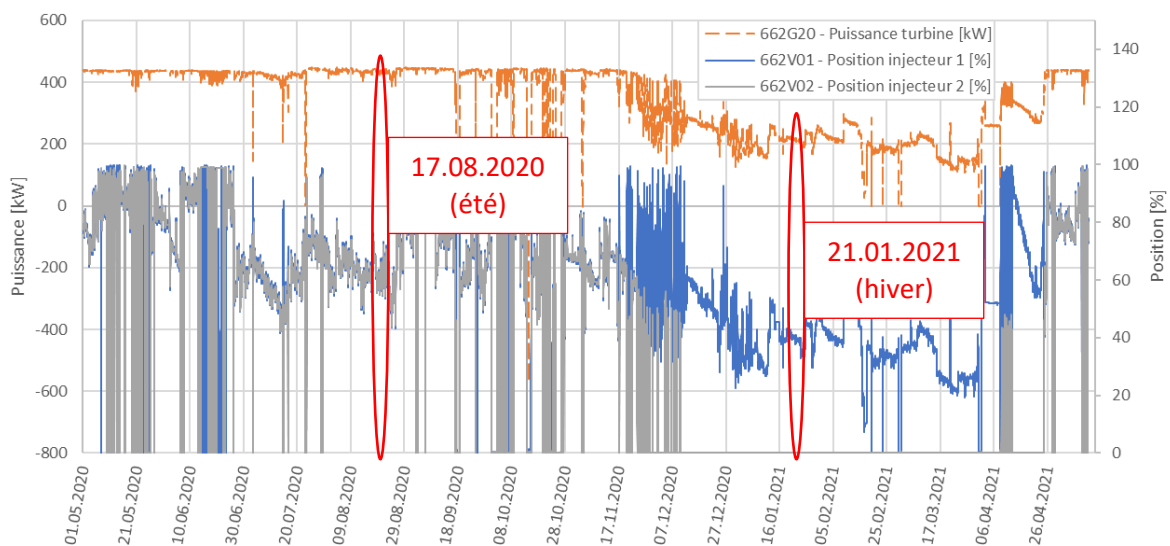


Figure 29 : Représentation du choix des journées types (été et hiver)

3.3.7.1 En été

La journée type d'été choisie est le lundi 17.08.2020. La puissance électrique délivrée par le générateur est stable tout au long de la journée. Les injecteurs assurent l'équilibre de la roue en injectant le même débit, à l'aide de la même ouverture de pointeaux, de chaque côté de la celle-ci. La constance du débit turbiné (ou débit de sortie Pierre Avoi) est bien visible sur la Figure 31. Cela indique que le réservoir aval est très bien dimensionné et permet de compenser parfaitement les variations de consommations d'eau journalière des habitants.

¹ cf. chap.3.3.3 Débits

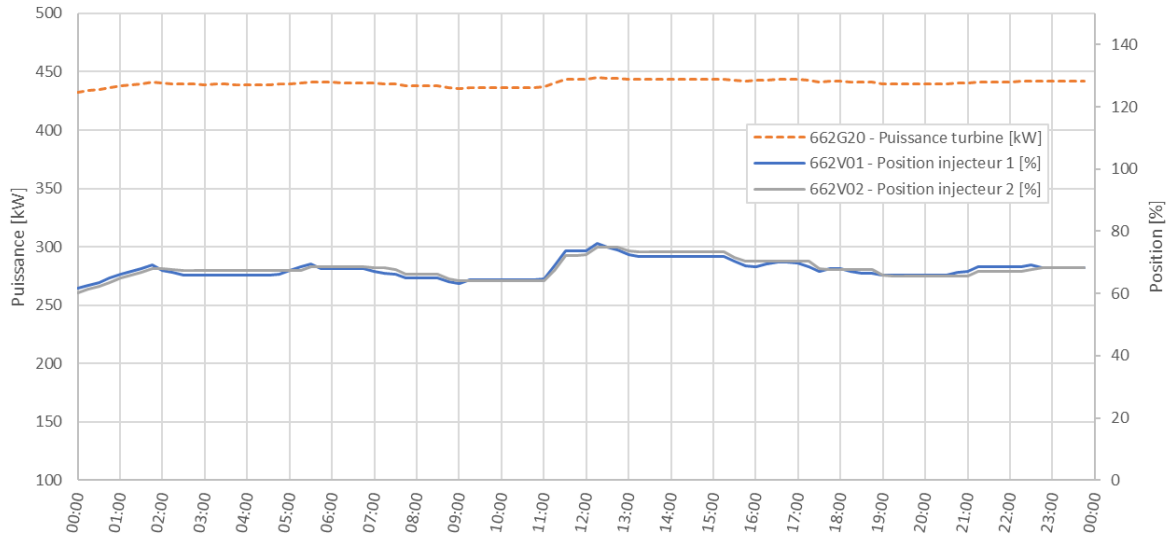


Figure 30 : Évolution, sur la journée type d'été, de la puissance et la position des injecteurs

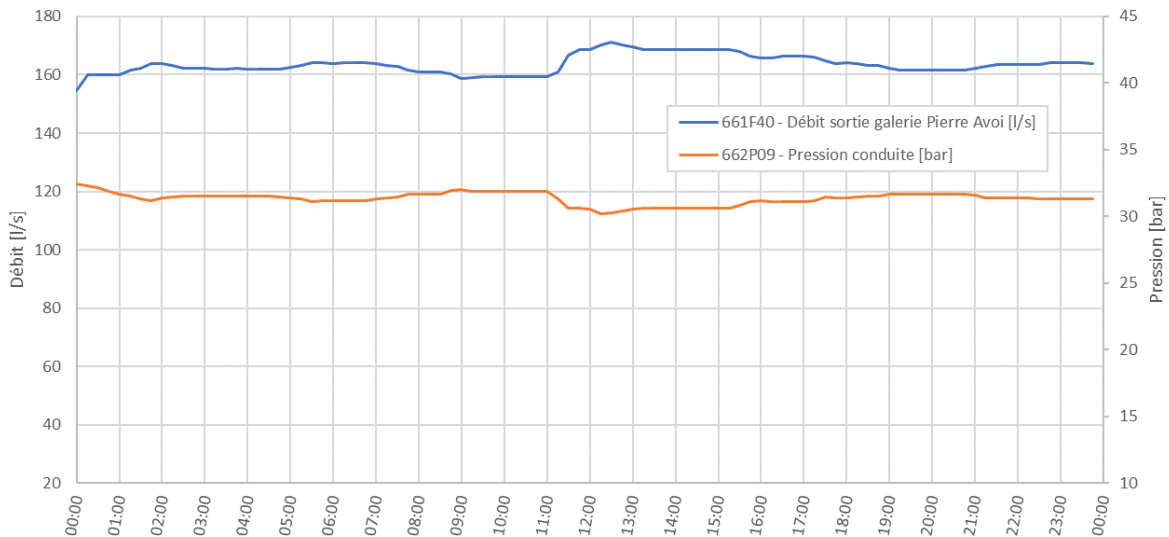


Figure 31 : Évolution, sur la journée type d'été, de la pression dans la conduite et du débit turbiné

Les pertes de charge varient avec le débit et sont d'environ 27% de la chute brute pour cette journée type d'été.

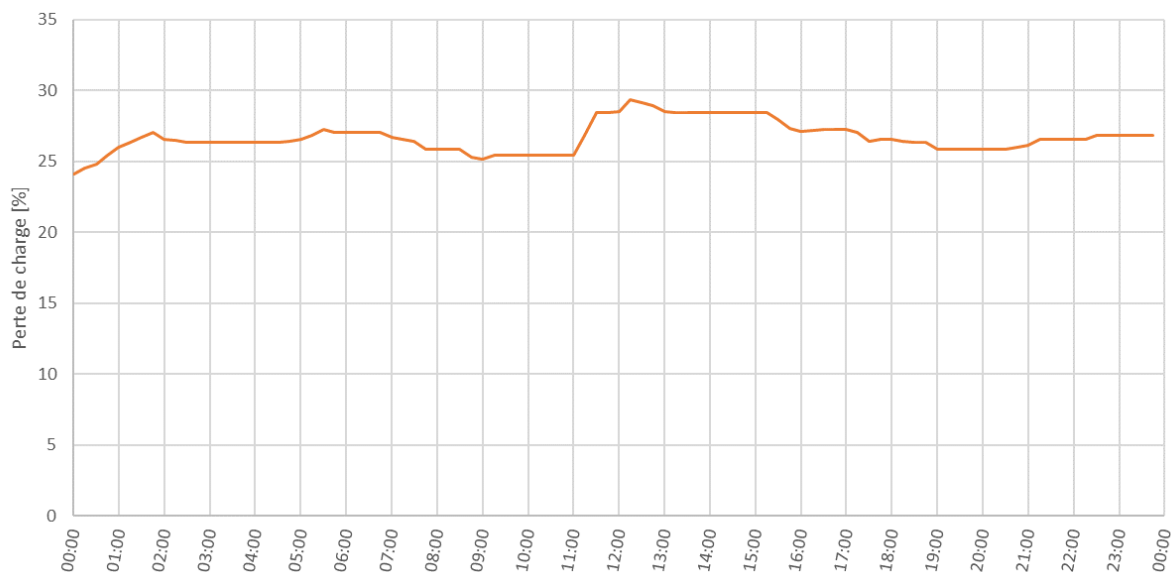


Figure 32 : Évolution, sur la journée type d'été, des pertes de charge

3.3.7.2 En hiver

La journée type d'hiver choisie est le jeudi 21.01.2021. Les graphiques démontrent les mêmes tendances que pour la journée d'été, mais le débit turbiné est plus faible sur la journée d'hiver et cela a pour avantage d'avoir des pertes plus faibles (4.4%). Ces graphiques se trouvent en Annexe 7.

4 AMÉLIORATION DE LA CENTRALE

4.1 Identification des facteurs limitants

Dans le chapitre précédent¹, plusieurs éléments ont montré des comportements qui ne correspondent pas au fonctionnement optimal d'une installation hydroélectrique.

¹ cf. chap.3.3 Analyse de fonctionnement

4.1.1 La saturation de la puissance

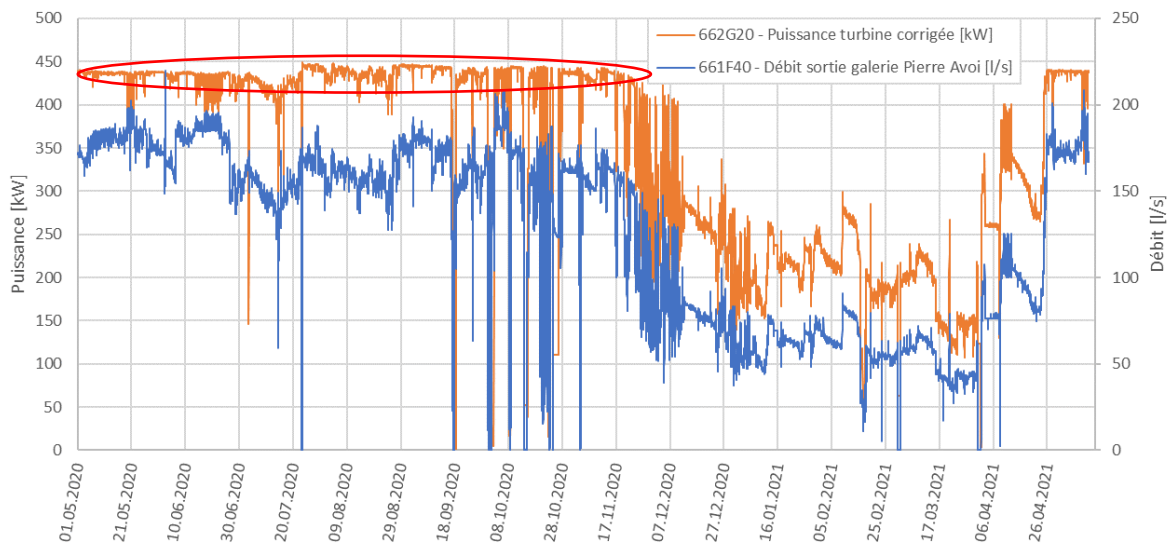


Figure 33 : Évolution annuelle de la puissance électrique et du débit turbiné

Comme il a été constaté auparavant, la puissance sature à un point juste inférieur à 450 kW qui est la puissance maximale pouvant être délivrée par le transformateur actuellement installé, malgré le fait que le débit (661F40) augmente.

La caractéristique (Figure 34) de la puissance électrique en fonction du débit représente très clairement le phénomène. À partir de 170 l/s, on remarque que la puissance électrique atteint un plateau (450 kW). Dès 185 l/s et jusqu'au débit maximum (210 l/s), la puissance baisse. Cette étrange diminution de la puissance provient certainement d'un problème de régulation¹.

Les solutions à considérer pour ce facteur limitant sont le changement du transformateur, la révision de la programmation ou la rénovation de la centrale.

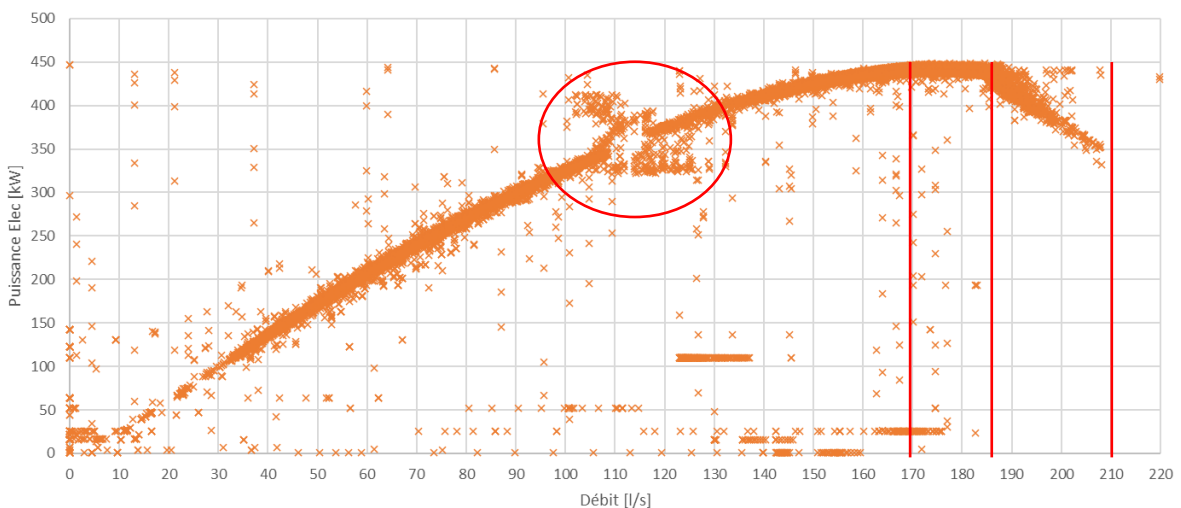


Figure 34 : Représentation de la puissance électrique en fonction du débit

¹ cf. chap.4.1.2 La régulation

4.1.2 La régulation

Pour vérifier le bon fonctionnement de la régulation de la turbine, la position de l'ouverture des injecteurs 1 et 2 en fonction du débit a été tracée (Figure 35).

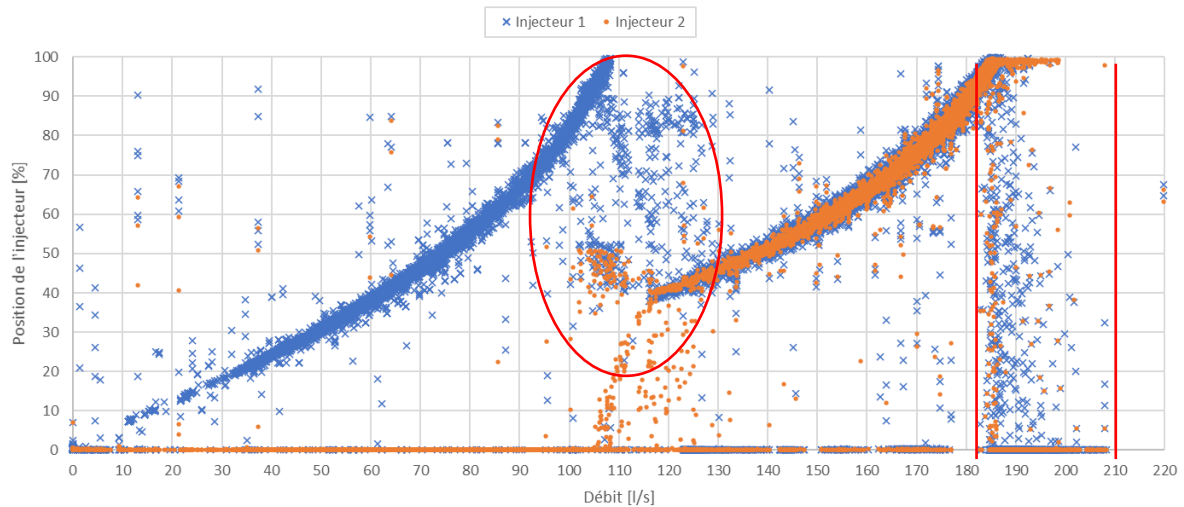


Figure 35 : Représentation des positions d'injecteurs en fonction du débit

Lorsque le débit est faible (<100 l/s), seul l'injecteur 1 est utilisé. Quand on exploite une centrale hydraulique équipée d'une turbine « Pelton » à deux injecteurs, une alternance entre ces deux injecteurs doit être créée afin de ne pas trop user le même injecteur. On relève aussi une zone incertaine où les deux injecteurs sont enclenchés dans une position intermédiaire et parfois l'injecteur 1 travaille tout seul à son maximum (100%). On voit que la transition (entre 100 et 120 l/s) pour passer de la régulation à 1 injecteur à 2 injecteurs est mauvaise, les points sont très éparpillés. Il faudrait créer un chevauchement de l'utilisation des injecteurs dans la plage de débit liée à la transition. De plus que cette transition provoque une réelle influence sur la production d'électricité, voir la zone entourée sur la Figure 34.

Exemple de chevauchement possible : lorsque le débit est en train d'augmenter, l'injecteur travaille seul jusqu'à l'ouverture de son pointeau de 80%. Une fois ce palier dépassé, les deux injecteurs travaillent ensemble jusqu'au débit maximum. Si le débit redescend au-dessous de 80 l/s, la centrale sera, à nouveau, régulée par un seul injecteur. Ainsi, un chevauchement de sécurité est créé et les oscillations d'injecteurs seront peu nombreuses.

Dans les grands débits, on constate que les injecteurs sont à leur maximum. Voilà pourquoi la puissance électrique sature, sur la Figure 34, aux alentours des 185 l/s. Cependant, un autre phénomène est observé : à partir de ce stade (185 l/s), les injecteurs commencent à se refermer...

Selon M. Gilloz, certaines valeurs mesurées de position des injecteurs à l'état de 0% correspondent réellement à une valeur de 100%. Or, dans notre cas, on voit bien que d'autres positions sont représentées dans cette plage de débit (de 185 à 210 l/s). Ce phénomène anormal engendre aussi une chute de la puissance électrique visualisée sur cette même plage de débit, voir la Figure 34.

Ainsi on peut se convaincre aisément que la régulation n'est pas optimale et doit être révisée.

Les oscillations des injecteurs peuvent être visualisées « de plus proches » en effectuant un zoom dans les données annuelles.

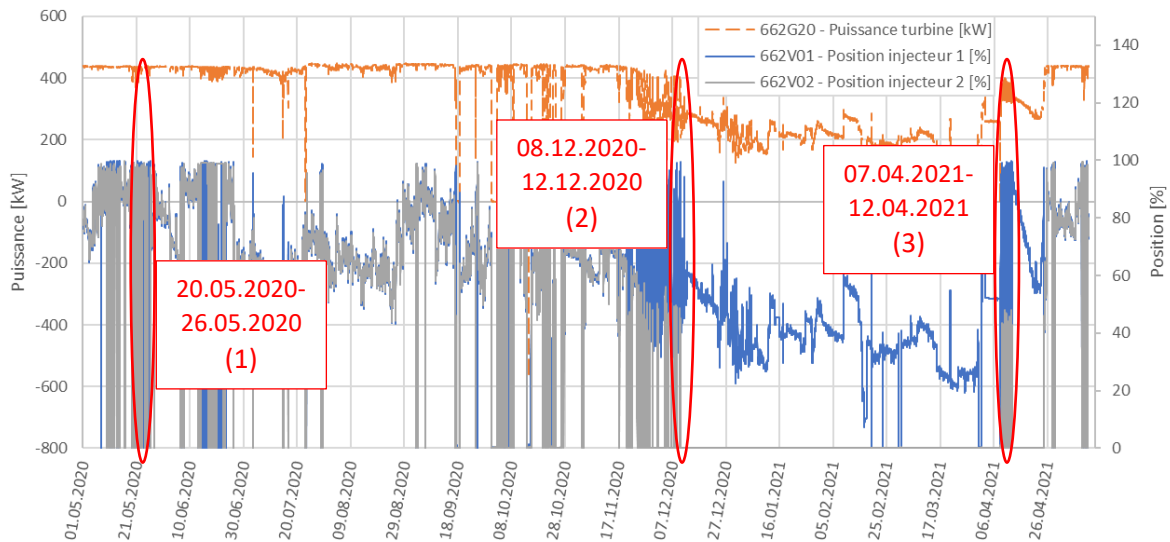


Figure 36 : Représentation des périodes sélectionnées pour un zoom des données

La période (1) du 20.05.2020 au 26.05.2020 montre que lorsque le débit « haut » de 185 l/s (Figure 37) est atteint, les injecteurs commencent à osciller entre 100 et 0%. Cet effet est répercuté sur la puissance électrique, elle baisse de plusieurs dizaines de kW, voir la Figure 38.

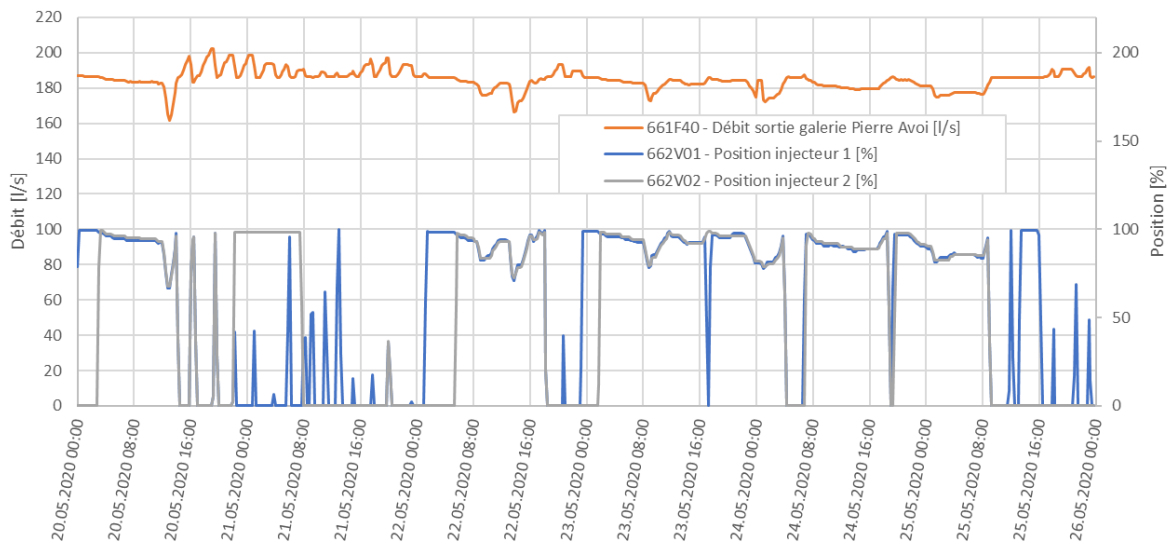


Figure 37 : Période (1), étude d'oscillation des injecteurs avec le débit

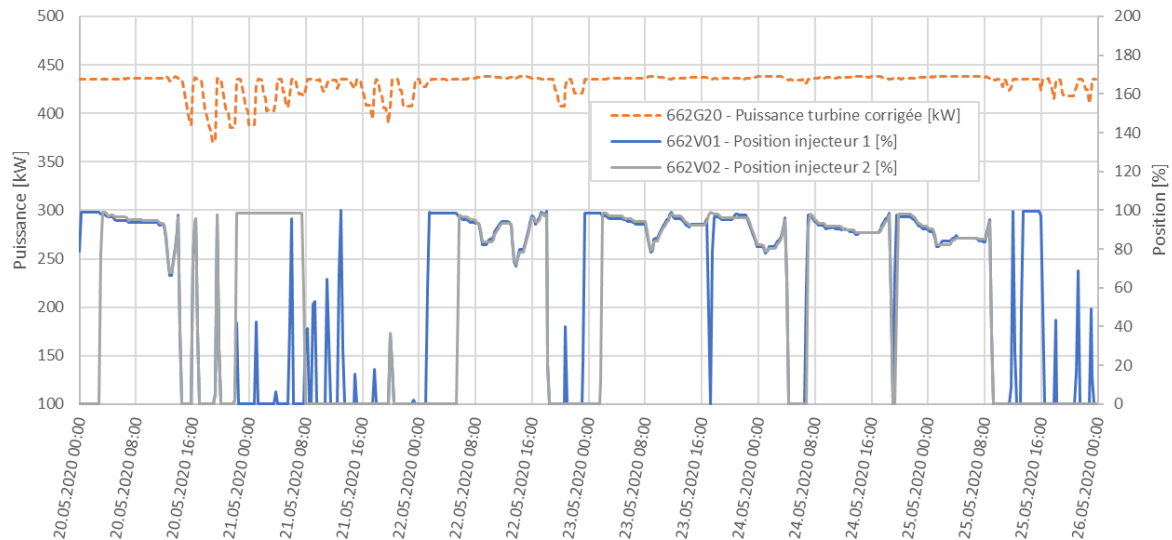


Figure 38 : Période (1), étude d'oscillation des injecteurs avec la puissance

La période (2) du 08.12.2020 au 12.12.2020 indique que lorsque le débit dépasse le seuil des 105-110 l/s, il provoque les oscillations des injecteurs. Comme il est bien visible sur la Figure 35, il s'agit de la zone de transition qui doit être améliorée. Évidemment, la puissance est aussi impactée de la même manière que sur la période (1). Les graphiques sont en Annexe 8.

La période (3) du 07.04.2021 au 12.04.2021 présente le même phénomène d'oscillation qui est due à la zone transitoire. Le nombre d'oscillations est cependant très important durant cette période étudiée et représente environ une oscillation par heure dans les moments les plus intenses. Les graphiques sont en Annexe 9.

Ces oscillations augmentent la fatigue des injecteurs et perturbent la production d'électricité. Elles doivent être minimisées.

4.1.3 Les pertes de charge

Lorsqu'on exploite une centrale hydroélectrique, des pertes de charge dites « linéaire » et « singulière » apparaissent et influencent le rendement global de l'installation.

Les pertes de charge linéaire correspondent à toutes les pertes liées au frottement de l'eau contre les parois sur toute la longueur de la conduite. Les pertes de charge singulière correspondent elles à toutes les pertes liées aux coudes de la conduite forcée, aux embouchures et aux changements de section.

Comme expliqué dans le chapitre précédent¹, sur la période étudiée, les pertes de charge varient entre 5 et 34.4% de la chute brute, ce qui est élevé.

Selon l'Équation 19 présentée dans le chapitre suivant², pour limiter les pertes de charge, il faudrait :

- réduire les coefficients de pertes de charge en améliorant les rugosités de la conduite et éviter de nombreux coudes ;
- réduire la vitesse de l'écoulement ;
- réduire la longueur de la conduite ;
- augmenter le diamètre de la conduite.

¹ cf. chap.3.3.5 Pertes de charge

² cf. chap.4.2.1 Définition des grandeurs

Avec la relation définie par l'Équation 20, le fait d'augmenter le diamètre de la conduite permet non seulement de réduire directement les pertes de charge, mais aussi de réduire la vitesse de l'écoulement ce qui contribue doublement à la réduction des pertes. Réduire la longueur de la conduite et les coudes est pratiquement impossible, car pour des raisons de coûts et de facilité d'accès, le tracé est déjà bien défini. Enfin la rugosité de la conduite peut être améliorée en la changeant et/ou en utilisant des nouveaux matériaux. La solution de changer la conduite contre une plus grande et avec une meilleure rugosité permet d'améliorer 3 critères sur 4 qui limitent les pertes de charge.

4.2 Modèle de simulation

Le modèle de simulation s'appuie sur l'approximation de la relation physique entre la puissance électrique mesurée après le générateur et le débit turbiné par une courbe polynomiale de degré 3 dans le but de pouvoir connaître la rugosité de la conduite existante ainsi que le rendement global de l'installation. L'outil de simulation permet finalement de comparer et d'estimer les énergies produites et perdues en fonction de divers diamètres de conduite.

4.2.1 Définition des grandeurs

Les grandeurs suivantes sont définies à l'aide des relations étudiées dans le cadre du cours d'hydraulique [50].

La puissance électrique d'un aménagement hydroélectrique peut être exprimée selon l'Équation 17.

Équation 17 : Calcul de la puissance électrique d'un aménagement hydroélectrique

$$P_{elec} = \eta_{gen} * \eta_{turb} * \rho * g * H_{nette} * Q$$

Avec : P_{elec} = la puissance électrique [W]

η_{gen} = le rendement de la génératrice [-]

η_{turb} = le rendement de la turbine [-]

ρ = la masse volumique de l'eau [kg/m³]

g = l'accélération terrestre [m/s²]

H_{nette} = la chute nette [m]

Q = le débit [m³/s]

Équation 18 : Calcul de la chute nette

$$H_{nette} = H_{brute} - \Delta H_r$$

Avec : H_{nette} = la chute nette [m]

H_{brute} = la chute brute [m]

ΔH_r = les pertes de charge [m]

Ces deux variables sont, elles-mêmes, définies par les Équation 19 et Équation 21.

Équation 19 : Calcul des pertes de charge

$$\Delta H_r = \lambda \frac{L}{D} \frac{C^2}{2g} + \xi \frac{C^2}{2g}$$

Avec : ΔH_r = les pertes de charge [m]

λ = le coefficient de pertes de charge linéaire [-]

L = la longueur de la conduite forcée [m]

C = la vitesse moyenne de l'écoulement [m/s]

D = le diamètre de la conduite forcée [m]

g = l'accélération terrestre [m/s²]

ξ = le coefficient de pertes de charge singulière [-]

Équation 20 : Calcul de la vitesse de l'écoulement

$$C = \frac{Q}{A}$$

Avec : C = la vitesse moyenne de l'écoulement [m/s]

Q = le débit [m³/s]

A = la section de la conduite forcée [m²]

Équation 21 : Calcul de la chute brute

$$H_{brute} = Z_{sup} - Z_{inf}$$

Avec : H_{brute} = la chute brute [m]

Z_{sup} = l'altitude de la surface libre après la turbine, dans le cas d'une turbine Pelton cela correspond à l'altitude des injecteurs [m]

Z_{inf} = l'altitude de la surface libre dans la chambre de mise en charge [m]

Les coefficients de pertes de charge linéaire λ et singulière ξ sont calculés respectivement suivant l'Équation 22 et les tableaux disponibles dans l'Annexe 11.

Équation 22 : Calcul du coefficient de pertes de charge linéaire λ

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -2 \log\left(\frac{2.51}{Re * \sqrt{\lambda}} + 0.27 \frac{K}{D}\right)$$

Avec : λ = le coefficient de pertes de charge linéaire [-]

Re = le nombre de Reynolds de l'écoulement [-]

K = la rugosité de la conduite forcée [m]

D = le diamètre de la conduite forcée [m]

Équation 23 : Calcul du nombre de Reynolds

$$Re = \frac{C * D}{\nu}$$

Avec : Re = le nombre de Reynolds [-]

C = la vitesse moyenne de l'écoulement [m/s]

D = le diamètre de la conduite forcée [m]

ν = la viscosité cinématique de l'écoulement [m²/s]

4.2.2 Développement algébrique

Afin d'approximer la relation entre la puissance électrique et le débit, un développement algébrique détaillé, suivant les étapes 1 à 9, a été exécuté.

À partir de l'Équation 17, on substitue, l'une dans l'autre, les Équation 18, Équation 19 et Équation 20 présentées dans les étapes 1 à 4.

Étape 1 : Équation 17

$$P_{elec} = \eta_{gen} * \eta_{turb} * \rho * g * H_{nette} * Q$$

Étape 2 : Équation 18 → Équation 17

$$P_{elec} = \eta_{gen} * \eta_{turb} * \rho * g * (H_{brute} - \Delta H_r) * Q$$

Étape 3 : Équation 19 → Étape 2

$$P_{elec} = \eta_{gen} * \eta_{turb} * \rho * g * (H_{brute} - (\lambda \frac{L}{D} \frac{C^2}{2g} + \xi \frac{C^2}{2g})) * Q$$

Étape 4 : Équation 20 → Étape 3

$$P_{elec} = \eta_{gen} * \eta_{turb} * \rho * g * (H_{brute} - (\lambda \frac{L}{D} \frac{Q^2}{2gA^2} + \xi \frac{Q^2}{2gA^2})) * Q$$

Afin de simplifier cette grande équation, on définit une nouvelle variable τ selon l'Équation 24. Ainsi on se trouve à l'étape 5.

Équation 24 : Calcul de la variable τ

$$\tau = \lambda \frac{L}{D} \frac{Q^2}{2gA^2} + \xi \frac{Q^2}{2gA^2}$$

Étape 5 : Équation 24 → Étape 4

$$P_{elec} = \eta_{gen} * \eta_{turb} * \rho * g * (H_{brute} - \tau Q^2) * Q$$

Étape 6 : Développement de la parenthèse

$$P_{elec} = \eta_{gen} * \eta_{turb} * \rho * g * H_{brute} * Q - \eta_{gen} * \eta_{turb} * \rho * g * \tau * Q^3$$

Étape 7 : Deux nouveaux coefficients, A et B, sont définis.

Équation 25 : Calcul des variables A et B

$$A = \eta_{gen} * \eta_{turb} * \rho * g * H_{brute}$$

$$B = \eta_{gen} * \eta_{turb} * \rho * g * \tau$$

Ainsi « A » représente une constante liée à l'exploitation hydraulique et « B » une constante contenant les pertes de charge de l'aménagement hydroélectrique. Si les pertes de charge sont nulles, « B » l'est aussi. De ce fait, l'équation de l'étape 9 devient purement linéaire.

Étape 8 : Ces derniers sont introduits dans l'équation de l'Étape 6, pour ne garder que les deux grandeurs souhaitées, soit P et Q.

$$P_{elec} = A * Q - B * Q^3$$

Étape 9 : Réorganisation des termes

$$P_{elec} = -B * Q^3 + A * Q$$

Sur la représentation des données mesurées de puissance électrique en fonction du débit, on distingue une relation qui peut être approximée avec un polynôme de degré 3, voir la Figure 34 discutée dans le chapitre précédent¹.

À l'aide du logiciel Matlab et l'extension « Curve Fitting Toolbox », il est possible d'approximer une courbe de la forme souhaitée. Dans notre cas, on aimerait la même forme que l'équation de l'étape 9. Pour ce faire, l'approximation sera faite en forçant le coefficient de degré 2 et 0, soit les lettres « b » et « d » de l'Équation 26 à une valeur de zéro, se référer à l'Annexe 10. Ainsi la forme finale de l'approximation sera l'Équation 27.

Équation 26 : Forme d'un polynôme de degré 3

$$y = a * x^3 + b * x^2 + c * x + d$$

Équation 27 : Forme d'un polynôme de degré 3 avec b et d égal à 0

$$y = a * x^3 + c * x$$

Le résultat de l'approximation exécutée par le logiciel Matlab est le suivant, voir l'Annexe 10 :

$$a = -3.446 * 10^7 [-] \quad \text{et} \quad c = 3.542 * 10^6 [-]$$

Par comparaison avec l'équation de l'étape 9, on trouve les relations et valeurs suivantes :

$$B = -a = 3.446 * 10^7 [-] \quad \text{et} \quad A = c = 3.542 * 10^6 [-]$$

4.2.3 Hypothèses et calculs des grandeurs

Dans ce premier modèle, on émet plusieurs hypothèses :

- La rugosité des conduites est constante (perte charge linéaire λ).
- Le nombre de Reynolds ne varie pas avec le débit.
- Le rendement de la turbine et de la génératrice reste constant en fonction du débit.

¹ cf. chap.4.1.1 La saturation de la puissance

- Les pertes de charge singulières sont ignorées.
- Les oscillations des injecteurs ne sont pas prises en compte.

En prenant en compte ces hypothèses, les paramètres de l'aménagement hydroélectrique modélisé sont définis dans le Tableau 8.

Tableau 8 : Paramètres de l'aménagement hydroélectrique utilisé dans le modèle 1

Paramètres	Abrév.	Valeur	Unité
Chute brute	H_{brute}	436	[m]
Masse vol. eau	ρ	1 000	[kg/m ³]
Accél. Terrestre	g	9.81	[m/s ²]
Longeur	L	3 289	[m]
Diamètre conduite	D	0.25	[m]
Section conduite	A	0.049	[m ²]
Coeff. perte sing.	ξ	0	[-]
Nombre Reynolds	Re	909 602	[-]

À partir de la définition de la variable « A », Équation 25, on peut connaître le rendement global de l'installation :

$$\eta_{global} = \eta_{gen} * \eta_{turb} = \frac{A}{H_{brute} * \rho * g} = 0.828 [-]$$

À partir de la définition de la variable « B », Équation 25, on peut connaître la variable τ :

$$\tau = \frac{B}{\eta_{gen} * \eta_{turb} * \rho * g} = 4\,266 [-]$$

Puis le coefficient de pertes de charge linéaires λ avec la définition de la variable τ , Équation 24 :

$$\lambda = \frac{\tau - \frac{\xi}{2gA^2}}{\frac{L}{D} \frac{1}{2gA^2}} = 0.01533 [-]$$

Et à partir de la définition du coefficient de pertes de charge linéaire λ , Équation 22, on peut trouver la rugosité de la conduite forcée :

$$K = \frac{D}{0.27} * \left(10^{\frac{1}{2 * \sqrt{\lambda}}} - \frac{2.51}{Re * \sqrt{\lambda}} \right) = 0.0642 [\text{mm}]$$

Selon le tableau de l'Annexe 12, cette valeur de rugosité indique un état de conduite en acier proche du neuf avec soudure axiale (entre 0.04 et 0.1mm). Ce résultat est un peu étonnant, car centrale a été mise en service en 1997 et les conduites qui redirige l'eau vers le col du Lein ont été posée en même temps que l'aqueduc de Verbier, en 1967 [51]. Ces conduites ont donc à ce jour déjà 54ans. Du fait que l'approximation effectuée possède deux degrés de liberté, soit le rendement global et la rugosité de la conduite, il se peut que les valeurs trouvées ici décrivent bien de comportement de l'installation, mais n'est pas exactement représentatif de la réalité, car d'autres facteurs extérieurs n'ont pas été prise en compte dans cette démarche. Cela étant dit, ces valeurs sont gardées pour la suite de l'étude.

4.2.4 Description des outils de modélisation

L'outil de modélisation a été développé sur le logiciel « Excel » et est constitué de trois versions. La première version que l'on appelle « modèle 1 » se base sur le développement algébrique et les hypothèses décrites ci-dessus¹. Les versions 2 et 3, soit les modèles 2 et 3, sont respectivement des améliorations du premier et deuxième modèle.

De manière générale, ces outils de calcul permettent de représenter significativement le comportement de l'installation actuelle ainsi que de connaître les énergies ainsi que l'évolution des puissances théoriques, hydrauliques, électriques et perdues. Ils permettent aussi d'analyser de comportement de la centrale suivant le type et la taille de la conduite forcée.

Le détail du fonctionnement de chaque modèle est expliqué ci-après.

4.2.4.1 Modèle 1

L'outil de calcul basé sur le modèle 1 (Annexe 13) contient une première page « Paramètres » sur laquelle, l'utilisateur peut faire varier plusieurs composantes. Si l'une des valeurs est modifiée, les calculs s'actualisent automatiquement. En revanche, pour mettre à jour les graphiques avec les données classées, situés sur la page « Résultats », il faut cliquer sur le bouton « Classer les données » (veillez à ce que vous ayez activé les macros sur Excel). Les paramètres comme les limites de débits turbinables ainsi que la puissance maximale délivrée par la machine peuvent être saisis.

Cette deuxième page « Résultats » regroupe les résultats des calculs d'énergie et les graphiques de puissance. Si vous changez les tailles de conduites sur la page « Paramètres », assurez-vous que les légendes des graphiques soient correctes, car ceux-ci ne se mettent pas à jour automatiquement.

Les autres feuilles sont des pages de calcul et ne doivent pas être modifiées ! Les seules autres pages qui peuvent être modifiées avec précaution et en respectant la structure mise en place sont :

- les deux premières colonnes de la page « Calcul date » contenant l'ensemble des débits mesurés journalièrement sur l'année ;
- la page « Pmes » contenant la puissance journalière mesurée et classée issue des données transmises (Annexe 16).
- la première colonne de la page « Calculs P-Q » contenant la plage de débit que l'on souhaite simuler en puissance.

Les résultats de la simulation suivant le modèle 1 sont présentés dans le chapitre suivant².

4.2.4.2 Modèle 2

Le but de ce modèle est d'améliorer le premier. Pour le faire, l'hypothèse du rendement de la turbine et de la génératrice émis précédemment³ est modifiée.

La relation entre le débit et le rendement d'une turbine « Pelton » est définie à l'aide de constantes et de formule vue dans le cadre du cours d'hydraulique [52]. Le rendement global en fonction du débit est approximé avec un polynôme de degré 4, voir la Figure 39 et l'Annexe 14.

¹ cf. chap.4.2.3 Hypothèses et calculs des grandeurs

² cf. chap.4.2.5.1 Modèle 1

³ cf. chap.4.2.3 Hypothèses et calculs des grandeurs

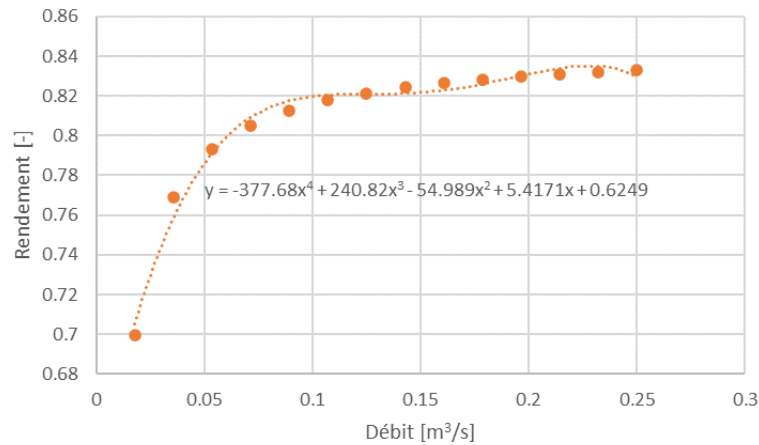


Figure 39 : Approximation de la relation débit-rendement

Ce deuxième modèle est disponible en Annexe 14 et les résultats sont présentés dans le chapitre suivant¹.

4.2.4.3 Modèle 3

Ce dernier modèle prend en compte la variation du nombre de Reynolds en fonction du diamètre de la conduite et de la vitesse de l'écoulement ainsi que la rugosité de la conduite, en plus de la variation du rendement de la turbine déjà contenu dans le modèle 2.

Le nombre de Reynolds et la rugosité de la conduite sont définis dans le chapitre² respectivement par l'Équation 23 et Équation 22.

Le fichier de simulation se trouve en Annexe 15 et ses résultats sont détaillés dans le prochain chapitre³.

¹ cf. chap.4.2.5.2 Modèle 2

² cf. chap.4.2.1 Définition des grandeurs

³ cf. chap.4.2.5.3 Modèle 3

4.2.5 Résultats

4.2.5.1 Modèle 1

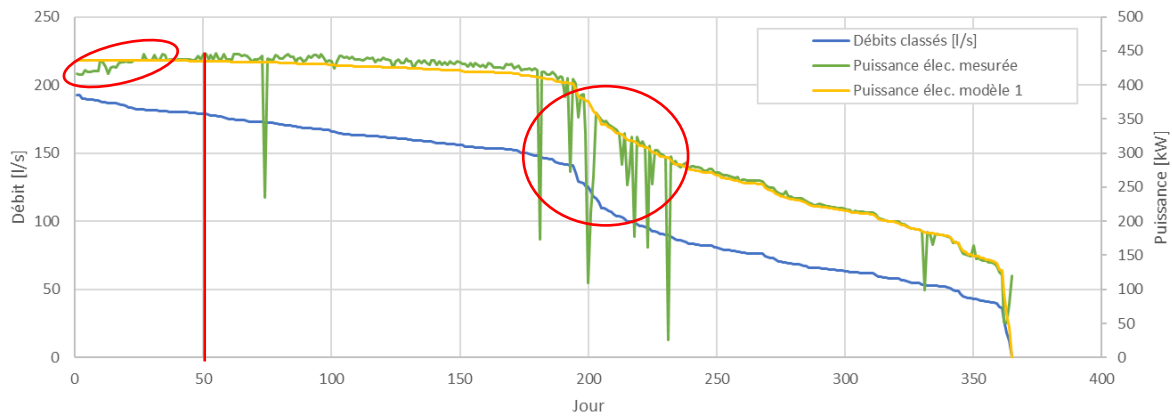


Figure 40 : Représentation classée des débits moyens journaliers et des puissances (modèle 1)

Pour vérifier que la modélisation soit bonne, on compare la puissance électrique mesurée et la puissance électrique issue du modèle 1 (Figure 40). On relève que dans les grands débits la puissance de l'installation actuelle baisse et qu'elle oscille dans les alentours du 200^{ème} jour. Ces effets n'ont pas été pris en compte dans le modèle de simulation vu qu'il ne s'agit pas d'un comportement optimal d'un aménagement hydroélectrique¹ et vu que l'on souhaite utiliser le modèle pour une future et nouvelle installation. La différence entre la puissance mesurée (2.85 GWh) et celle du modèle 1 (2.86 GWh) est donc faible (0.01 GWh), ce qui indique que la modélisation est bien représentative de la réalité.

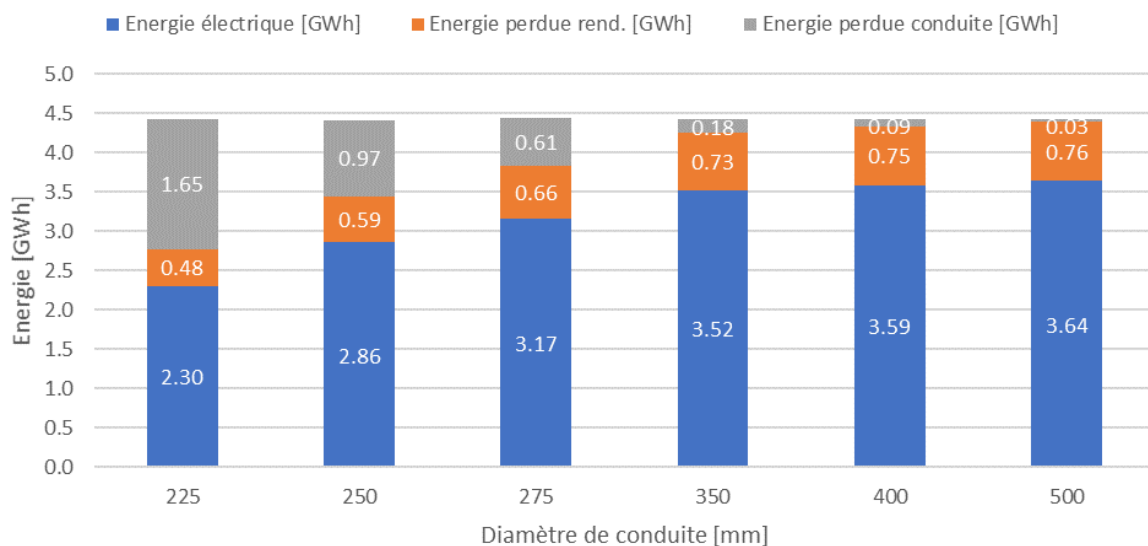


Figure 41 : Énergie produite et perdue sans tenir compte des limitations de débit et de puissance (modèle 1)

L'énergie produite annuelle est influencée par les parties liées à la taille de la conduite forcée ainsi aux rendements des machines.

¹ cf. chap.4.1 Identification des facteurs limitants

A titre comparatif, six diamètres de conduites différentes ont été simulés. La conduite à 250mm est le diamètre actuellement installé sur l'aménagement hydroélectrique.

On relève que plus le diamètre augmente, plus les pertes dans les conduites sont faibles. En revanche, les pertes dues au rendement des machines augmentent avec l'énergie électrique produite, car plus on produit d'énergie, plus d'électricité passe dans les appareils donc plus de pertes sont engendrées à cause d'eux. Ces pertes sont directement liées à l'énergie électrique selon l'Équation 17.

En remplaçant une conduite de 250mm par une conduite de 400mm, sans tenir compte des éventuelles limitations et avec un état de conduite actuel, il est possible d'augmenter la production d'électricité de 20%.

L'énergie théorique de l'installation est d'environ 4.43 GWh et définie par l'Équation 28.

Équation 28 : Calcul de l'énergie théorique

$$E_{théo} = E_{élec} + \sum E_{perdue}$$

Avec : $E_{théo}$ = l'énergie théorique [Wh]

$E_{élec}$ = l'énergie électrique [Wh]

$\sum E_{perdue}$ = la somme des énergies perdues (conduites, rendement, limitations) [Wh]

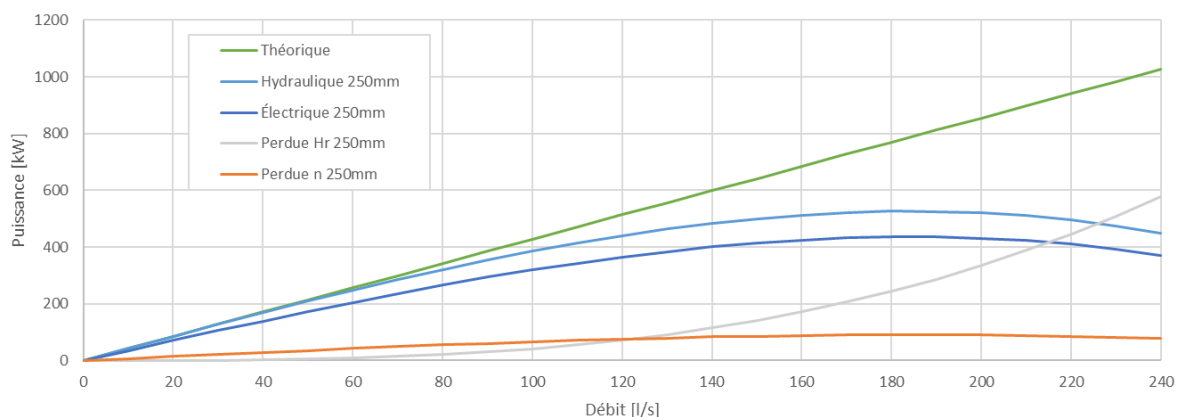


Figure 42 : Évolution des puissances en fonction du débit pour un diamètre de 250mm (modèle 1)

Si on s'intéresse uniquement aux puissances en jeu pour le cas de l'installation actuelle, on remarque que la puissance électrique atteint un maximum à environ 180 l/s, ensuite les pertes deviennent tellement importantes que même si le débit augmente la puissance électrique diminue. Le point de croisement entre la puissance électrique et la puissance perdue dans la conduite (Hr) représente le moment où, l'on perd autant de puissance que ce que l'on produit.

Les puissances hydraulique et électrique peuvent être déduites selon les Équation 29 et Équation 30.

Équation 29 : Calcul de la puissance hydraulique

$$P_{hydro} = P_{théo} - P_{perdueHr}$$

Avec : P_{hydro} = la puissance hydraulique (puissance du jet avant la turbine) [W]

$P_{théo}$ = la puissance théorique (puissance disponible sans aucune perte) [W]

$P_{perdueHr}$ = la puissance perdue dans la conduite (perte linéaire) [W]

Équation 30 : Calcul de la puissance électrique

$$P_{elec} = P_{hydro} - P_{perdue\eta} - P_{perdue\text{elecLimite}}$$

Avec : P_{elec} = la puissance électrique (puissance injectée sur le réseau) [W]

P_{hydro} = la puissance hydraulique [W]

$P_{perdue\eta}$ = la puissance perdue due au rendement de la turbine et du générateur [W]

$P_{perdue\text{elecLimite}}$ = la puissance perdue due à la limitation de la puissance électrique du transformateur [W]

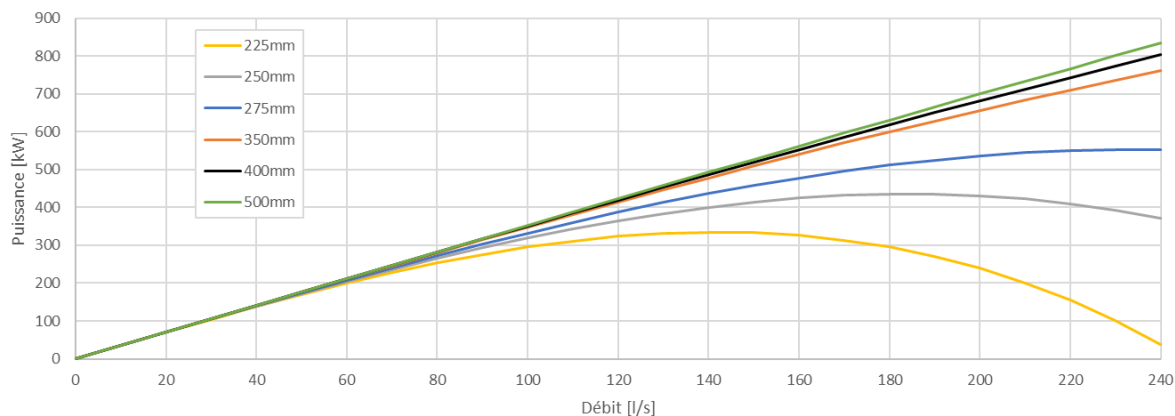


Figure 43 : Évolution de la puissance électrique suivant le diamètre de la conduite (sans limitations, modèle 1)

Lorsque le diamètre de la conduite est grand et que le débit augmente, la puissance électrique augmente aussi et se rapproche de la puissance théorique. Ce n'est pas le cas pour les diamètres de conduite de 225 et 250mm, car les pertes de charge dans leur conduite sont trop élevées.

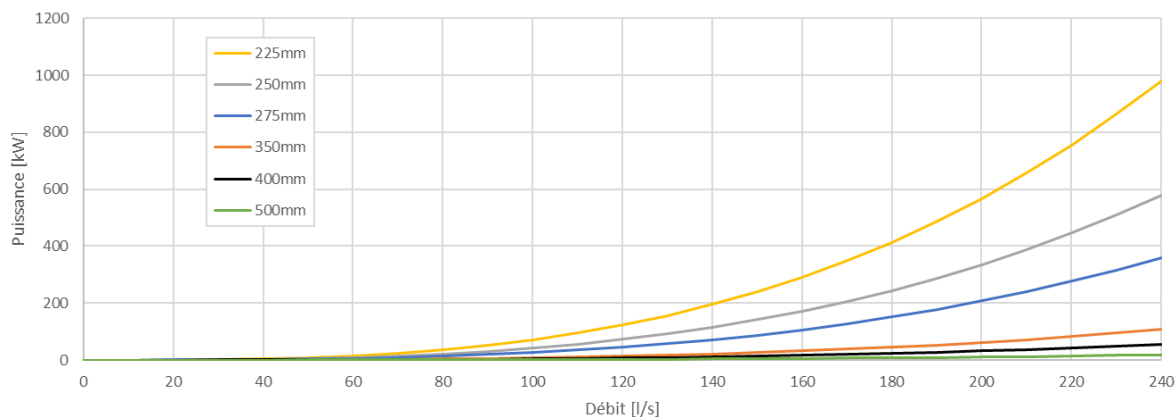


Figure 44 : Évolution de la puissance perdue dans les conduites en fonction du débit (sans limitations)

La Figure 44 montre bien que lorsque le diamètre de la conduite est petit et que les débits deviennent élevés, la puissance perdue dans les conduites est grande. Cette perte a bien un effet négatif sur la puissance électrique (Figure 43).

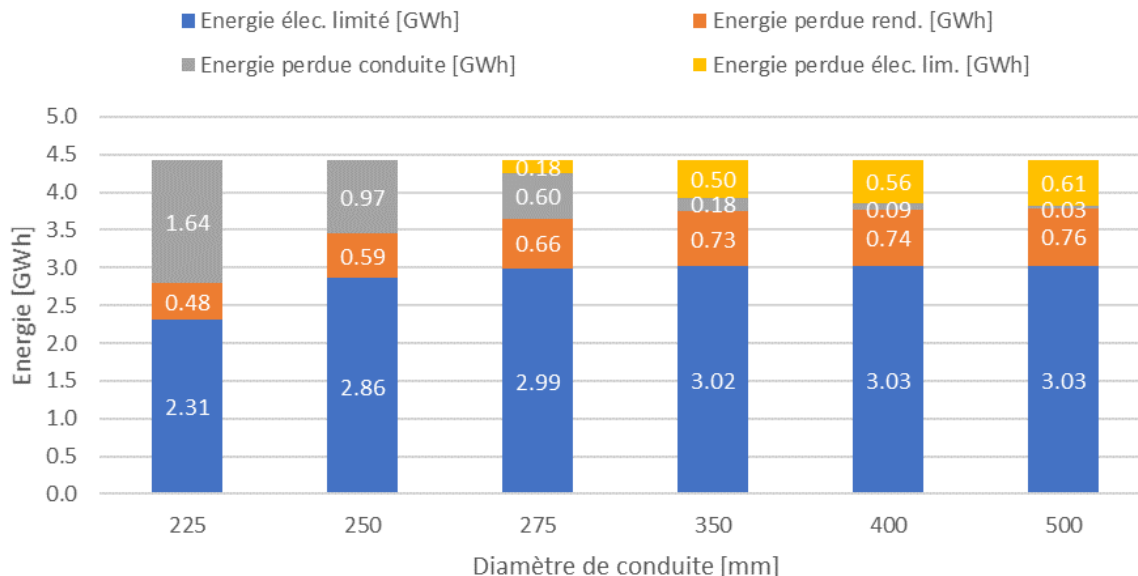


Figure 45 : Énergie produite et perdue en tenant compte des limitations de débit et de puissance (modèle 1)

Les résultats de la simulation permettent aussi de calculer l'effet de la limitation de débit et de puissance sur la production électrique de l'installation.

En remplaçant une conduite de 250mm par une conduite de 400mm, en tenant compte des limitations, il est possible d'augmenter la production d'électricité de 5.6% au lieu de 20% (sans limitations), voir la Figure 41.

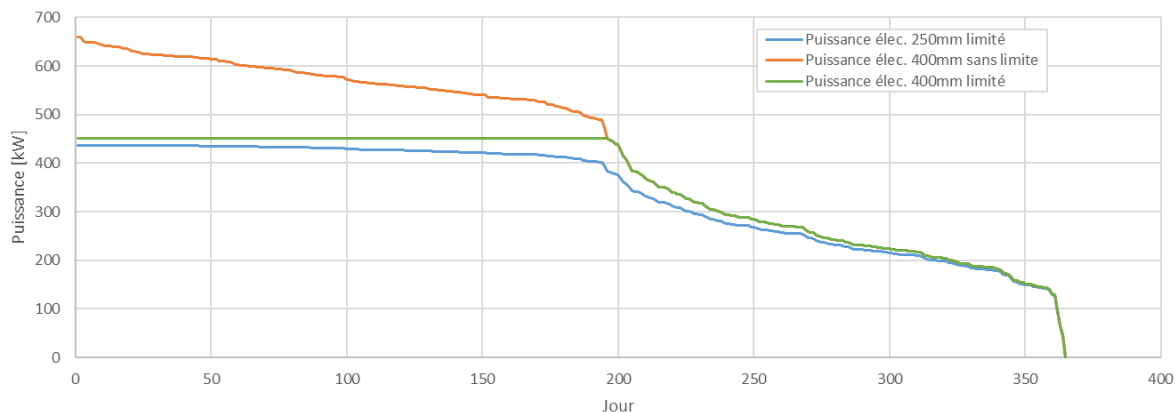


Figure 46 : Influence de la limitation sur la puissance électrique pour une conduite de 400mm

Cet effet est d'autant plus visible sur la Figure 46, avec une conduite de 400mm, la puissance est à saturation durant les 190 premiers jours avec le plus de débits. Avec la conduite actuelle (250mm), on constate la limitation cependant est la plus progressive. L'installation actuelle est bien dimensionnée pour cet aménagement, mais pas du tout dans le cas de changement de la conduite uniquement.

4.2.5.2 *Modèle 2*

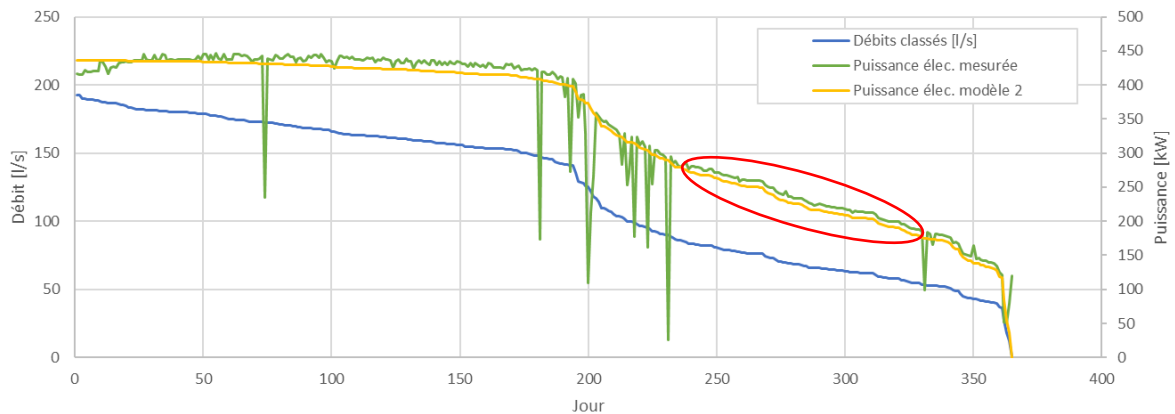


Figure 47 : Représentation classée des débits moyens journaliers et des puissances (modèle 2)

En vérifiant le modèle 2, la puissance électrique simulée par celui-ci est plus basse que la puissance mesurée. Cela est dû au fait que le rendement est moins bon dans les bas débits que dans les grands. Afin de prendre en compte ces pertes et de ne pas influencer sur la qualité du modèle, le modèle 2 sera ajusté manuellement¹.

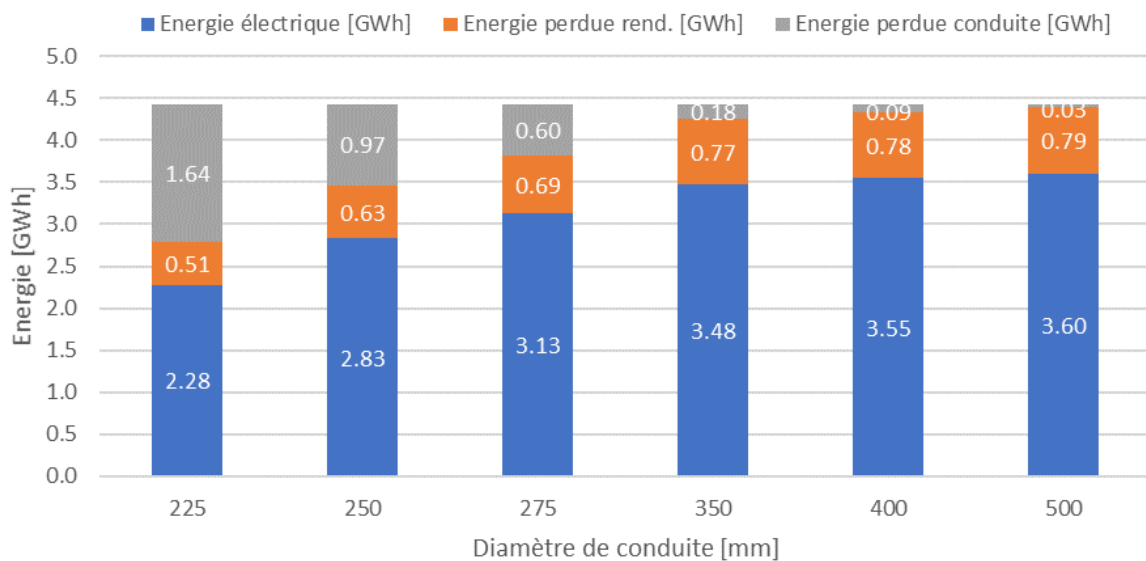


Figure 48 : Énergie produite et perdue sans limitations de débit et de puissance (modèle 2)

La différence entre le modèle 1 et 2 pour un diamètre de 250mm est de 0.03 GWh, cette énergie a été perdue à cause du rendement plus faible. Même chose pour le diamètre de 400mm, 0.04 GWh est perdu.

¹ cf. 4.2.6 Ajustement des modèles

4.2.5.3 Modèle 3

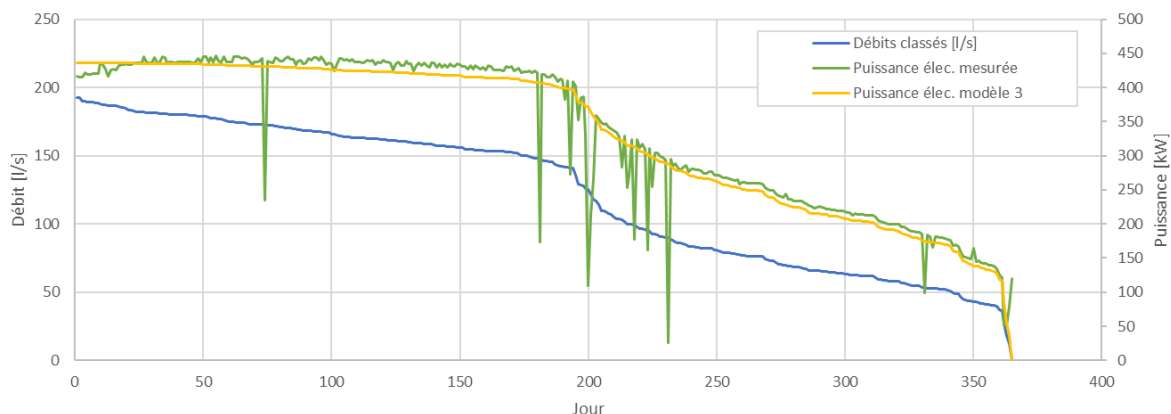


Figure 49 : Représentation classée des débits moyens journaliers et des puissances (modèle 3)

Dans le dernier modèle, la tendance est exactement la même que dans le modèle 2¹ : les pertes sont plus grandes et influencent la qualité de la modélisation.

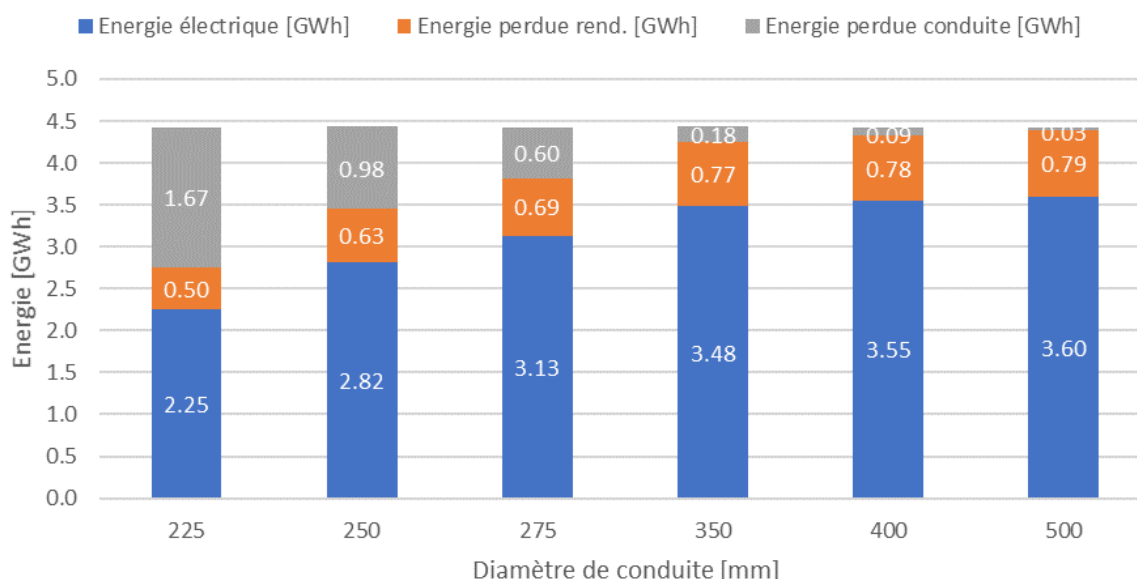


Figure 50 : Énergie produite et perdue sans limitations de débit et de puissance (modèle 3)

La variation du nombre de Reynolds ne crée pas beaucoup de pertes supplémentaires en comparaison avec le modèle 2, seulement 0.01 GWh est perdu dans la conduite en plus.

Ce modèle 3 ainsi que le deuxième modèle font l'objet d'un ajustement² pour prendre en compte les pertes dues à la variation du nombre de Reynolds ainsi que du rendement. En d'autres termes, le modèle 3 calcule une production électrique annuelle de seulement 2.82 GWh alors que l'énergie électrique mesurée est de 2.85 GWh.

¹ cf. chap.4.2.5.2 Modèle 2

² cf. chap.4.2.6 Ajustement des modèles

4.2.6 Ajustement des modèles

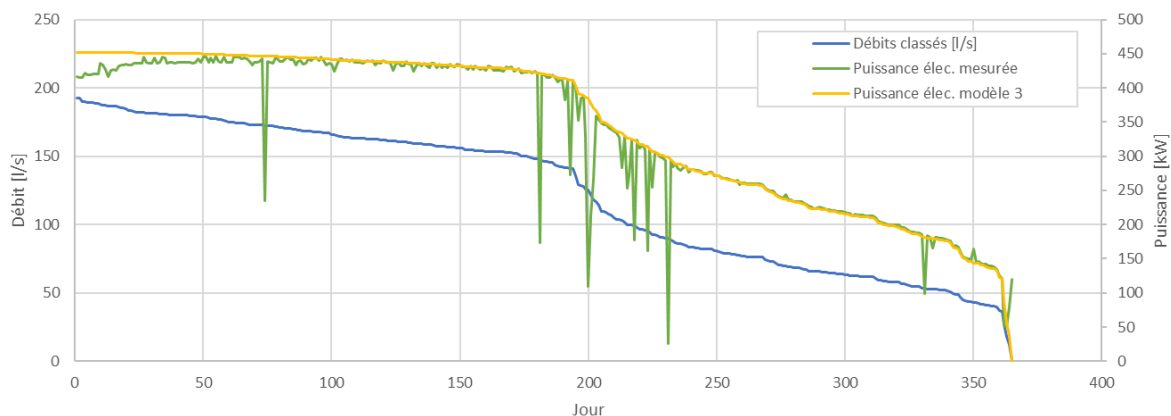


Figure 51 : Représentation classées des débits moyen journalier et des puissances (modèle 3 ajusté)

Afin de prendre en compte la variation du rendement et du nombre de Reynolds sans perturber la qualité de la modélisation, le rendement des modèles a été ajusté de manière itérative. Celui-ci passe de 82.8% à 85.8%. Ainsi le modèle 3 présente une courbe de puissance classée parfaitement ajustée avec les mesures (Figure 51).

Cependant, l'énergie électrique produite de la simulation du « modèle 3 ajusté » est plus grande de 0.11 GWh (Figure 52) par rapport au modèle 3 de base (Figure 50). Cela s'explique du fait que les mesures sont perturbées par les oscillations des injecteurs ainsi que la saturation de la puissance¹ et que les modèles utilisés pour la simulation ne prennent pas en compte ces effets, comme il est visible sur la Figure 51. La Figure 52 montre que si la centrale fonctionnait parfaitement, elle produirait 2.93 GWh, soit 0.08 GWh (1.8%) de plus qu'actuellement et aurait des pertes totales de 1.5 GWh (33.9%) soit 0.98 (22.1%) de pertes dans les conduites et 0.52 (11.7%) dues au rendement de la machine. Le rendement des trois modèles a été ajusté. Ces modèles ajustés sont disponibles en Annexe 17.

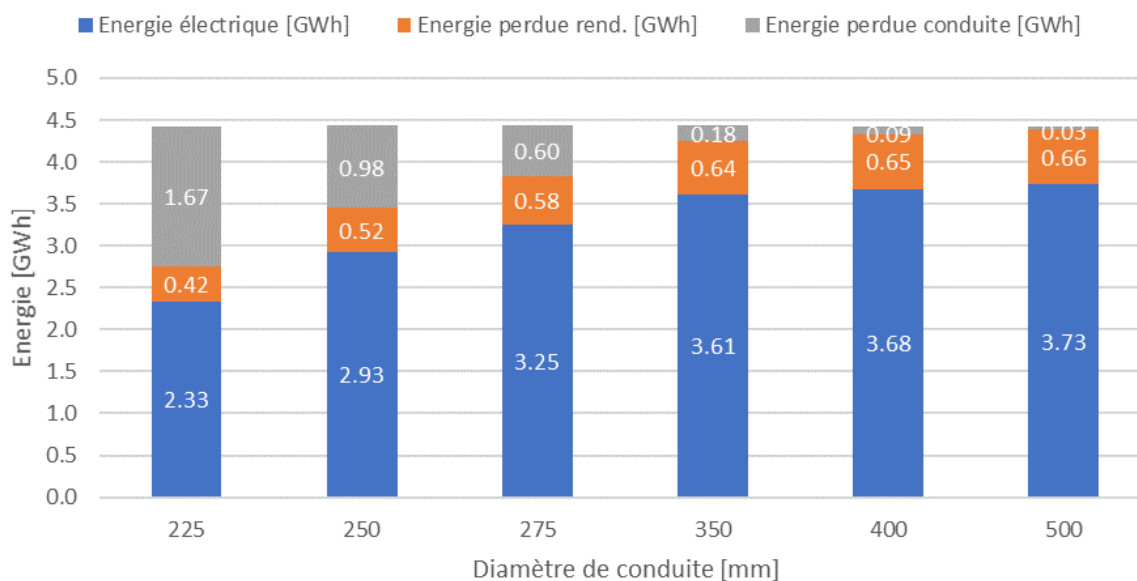


Figure 52 : Energie produite et perdue sans limitations de débit et de puissance (modèle 3 ajusté)

¹ cf. chap.4.1 Identification des facteurs limitants

4.3 Aspiration d'air

Lors de l'exploitation d'une installation hydroélectrique, la conduite forcée, dirigeant l'eau vers la turbine, doit toujours rester « en charge ». C'est-à-dire qu'elle doit contenir de l'eau sous pression. Si cela n'est pas respecté, des phénomènes tourbillonnants dits « vortex » peuvent apparaître. Ces derniers provoquent une aspiration d'air dans l'eau. De l'air dans un écoulement sur lequel est située une pompe ou une turbine peut entraîner son usure prématurée. Pour éviter ce phénomène, la hauteur de « submergence » peut être calculée et respectée [53].

Ce phénomène de vortex est étudié, car lors de la visite de la centrale, celui-ci a été constaté (se référer à l'Annexe 4).

4.3.1 Définition des grandeurs

Les relations et critères d'appréciation discutés dans ce chapitre sont tirés de l'étude de M. Möller en 2013 [54].

Équation 31 : Calcul du nombre de Froude

$$F_D = \frac{C}{\sqrt{g * D}}$$

Avec : F_D = le nombre de Froude [-]

C = la vitesse moyenne [m/s]

g = l'accélération terrestre [m/s²]

D = le diamètre hydraulique [m]

À l'aide de l'Équation 32, la hauteur critique de « submergence » peut être calculée. Cette hauteur fixe le niveau minimum de l'eau qui doit être contenue dans la chambre de mise en charge afin d'éviter qu'un vortex se crée.

Équation 32 : Calcul de la hauteur critique de « submergence »

$$\left(\frac{h}{D}\right)_{cr} = \xi * F_D + 0.5$$

$$\rightarrow h_{crSub} = (\xi * F_D + 0.5) * D$$

Avec : h_{crSub} = la hauteur critique de « submergence » [m]

ξ = le paramètre ksi avec une approche symétrique = 1.7 [-]

F_D = le nombre de Froude [-]

D = le diamètre hydraulique [m]

Deux autres critères recommandés peuvent être calculés afin d'évaluer la hauteur critique.

Équation 33 : Calcul de la hauteur critique du critère basé sur le diamètre

$$h_{crD} = 2.5 * D$$

Avec : h_{crD} = la hauteur critique du critère basé sur le diamètre (Critère D) [m]

D = le diamètre hydraulique [m]

$$h_{crC} = \frac{C^2}{2 * g}$$

Avec : h_{crC} = la hauteur critique du critère basé sur la vitesse (Critère C) [m]

C = la vitesse moyenne [m/s]

g = l'accélération terrestre [m/s²]

4.3.2 Résultats

En calculant les trois hauteurs critiques présentées dans le chapitre précédent¹ en fonction des caractéristiques de notre installation (Tableau 9), les résultats des calculs de vortex sont visibles dans le Tableau 10.

Tableau 9 : Caractéristiques de l'installation pour le calcul de vortex

Nom	Abrév.	Valeur	Unité
Hauteur d'eau moy.	h	0.65	[m]
Diamètre hydraulique	D	0.25	[m]
Section	S	0.0491	[m ²]
Vitesse moy.	C	3.64	[m/s]
Gravité	g	9.81	[m/s ²]
Débit (Q _{équip})	Q	0.1786	[m ³ /s]
Pente moy.	S	0.1326	[-]
ksi	ξ	1.7	[-]

Tableau 10 : Comparatif des résultats des calculs vortex

Hauteur d'eau [m]	Equation	$h_{critique}$ [m]
0.65	$> h_{crSub} =$	1.112
	$> h_{crD} =$	0.625
	$> h_{crC} =$	0.675

La lecture des résultats se fait par ordre de priorité. En premier, la hauteur d'eau doit être supérieure à la hauteur critique de « submergence » puis vérifiée par les deux autres critères recommandés.

Sur les trois calculs effectués avec les paramètres indiqués dans le Tableau 9 dont un diamètre de 250mm ainsi qu'un débit de 178.6 l/s, seule la hauteur critique du critère du diamètre est dans une plage de valeur convenable. D'après ces résultats, le vortex, visible lors de la visite, est compréhensible.

Plusieurs paramètres interviennent dans ce calcul. Mais uniquement, trois paramètres peuvent être modifiés : la hauteur du niveau de l'eau de la chambre de mise en charge, le diamètre de la conduite ainsi que le débit turbiné. Lors de la rénovation de cette installation, un ou plusieurs de ces 3 caractéristiques peuvent être modifiées.

¹ cf. chap.4.3.1 Définition des grandeurs

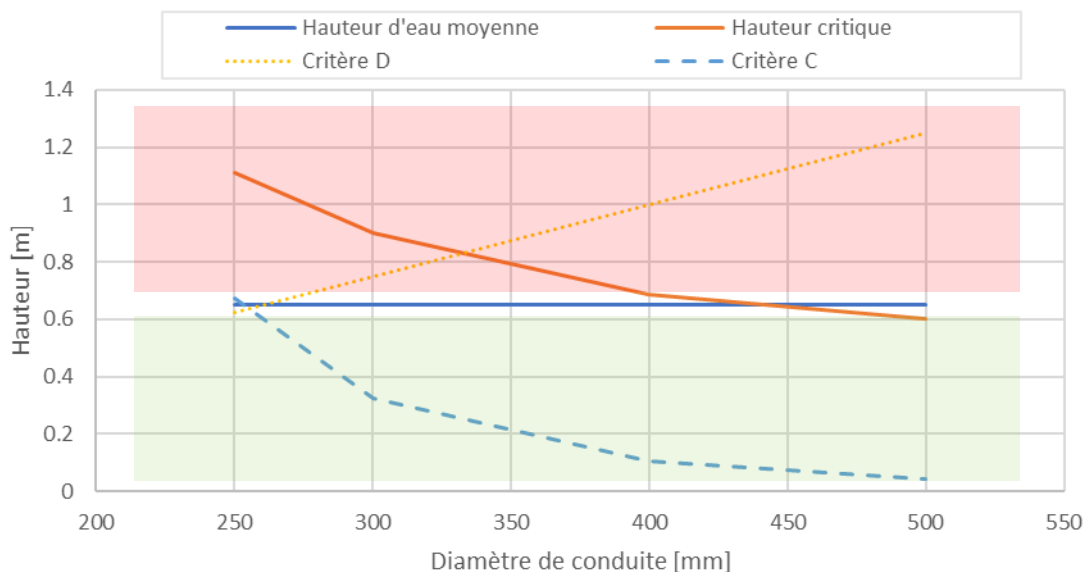


Figure 53 : Évolution de la hauteur critique suivant le diamètre de la conduite au débit d'équipement

L'agrandissement du diamètre a un effet positif sur l'évolution de la hauteur critique. Sur la Figure 53, lorsqu'un élément se trouve en zone inférieure à la hauteur d'eau moyenne, cela indique que le phénomène d'aspiration de l'air ne devrait pas être existant et au contraire, lorsqu'on se trouve en zone supérieure, un vortex peut être créé.

La tendance montre que les critères D et C n'évoluent pas dans le même sens avec l'augmentation du diamètre de conduite pourtant, cette augmentation a réellement un effet sur la hauteur critique. Soit le critère D n'est pas déterminant pour l'aspiration d'air, soit celui-ci se définit inversement, ce qui serait plus logique. Dans la suite de cette analyse, ce critère sera donc ignoré.

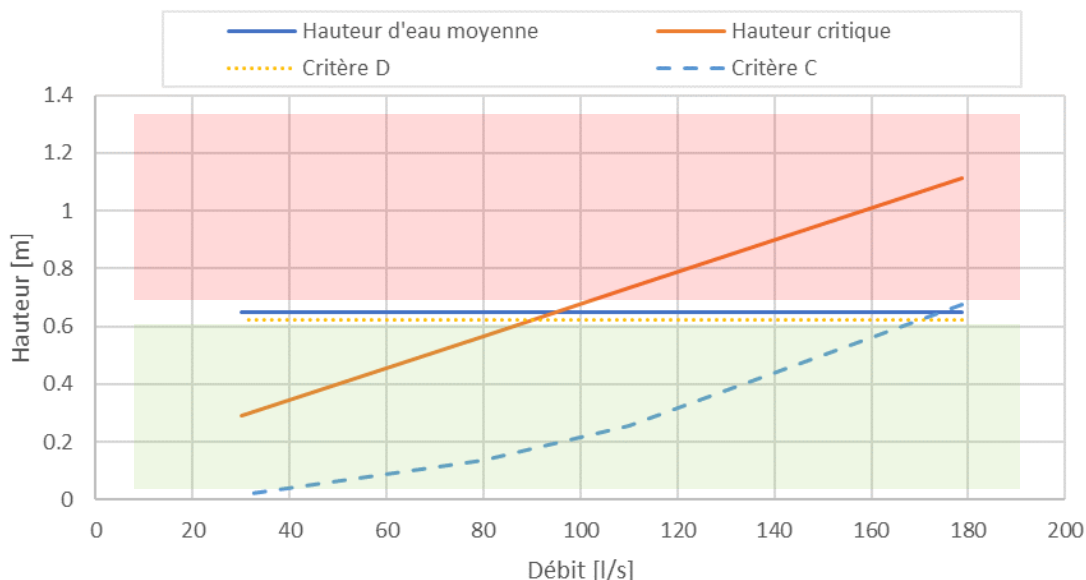


Figure 54 : Évolution de la hauteur critique suivant le débit turbiné pour une conduite de 250mm

En variant le débit de turbinage, on remarque que la hauteur critique baisse proportionnellement au débit ainsi dans les faibles débits (de 0 à 90 l/s) la hauteur critique n'atteint pas la hauteur moyenne et ne créer donc pas de vortex. Dans les plus grands débits, en revanche, ce n'est pas le cas.

Ces résultats permettent de montrer l'effet positif de l'agrandissement de la conduite sur le phénomène d'aspiration d'air. Cependant pour les grands débits une conduite de 400mm n'est pas suffisante ainsi il faudrait approfondir la chambre de mise en charge à l'endroit de la prise d'eau afin d'y élever le niveau de l'eau.

5 ESTIMATION FINANCIÈRE

5.1 Rétribution

En Suisse, l'organisme de certification accrédité pour la saisie de garanties d'origine et le traitement des programmes d'encouragement de la Confédération concernant les énergies renouvelables, notamment l'hydraulique, est Pronovo [55].

Il existe 3 programmes d'encouragement : Système de Rétribution de l'Injection (SRI), Rétribution unique (RU), Financement des Frais Supplémentaires (FFS).

La RU est uniquement éligible pour les installations photovoltaïques et ne sera donc pas abordé dans ce rapport.

5.1.1 Système de Rétribution de l'Injection (SRI)

Le système de rétribution de l'injection est le nouveau programme de promotion des énergies renouvelables. Le SRI s'applique aux technologies suivantes :

- Hydraulique de 1 MW à 10 MW (sauf exception)
- Photovoltaïque > 100 kWc
- Éolien
- Biomasse
- Géothermie

Pour l'hydraulique, il y a plusieurs exceptions d'aménagements [56] qui peuvent bénéficier de ce programme malgré leur puissance installée inférieure à 1 MW :

- Les installations hydroélectriques liées aux installations d'approvisionnement en eau potable et aux installations d'évacuation des eaux usées ;
- Les centrales de dotation ;
- Les installations sur canaux d'évacuation des crues artificiels, canaux industriels et canaux de dérivation ou canaux de fuite existants ;
- Les installations hydroélectriques sur l'eau d'irrigation ou les centrales électriques en relation avec des installations d'enneigement ou avec l'utilisation de l'eau des tunnels.

La durée de rétribution est de 15ans, à l'exception de la biomasse qui est de 20ans.

Dans les prochaines lignes de ce chapitre, on se concentra uniquement sur la technologie qui nous intéresse, soit l'hydraulique. Le SRI a été révisé pour la dernière fois en 2018 et a remplacé, à cette date-là, l'ancien système qui se nommait la rétribution à prix coutant (RPC). Seule cette dernière version sera détaillée.

Les dernières installations de production d'énergie renouvelable peuvent déposer une demande de subvention avec le SRI jusqu'en 2022 [57]. Ensuite, à l'état actuel, plus aucune subvention ne sera accordée par la confédération. C'est un vrai problème quant au développement des énergies

renouvelables. La confédération devra rapidement proposer un nouveau système afin de continuer à les promouvoir et respecter son engagement de la transition énergétique...

Dans le SRI, on distingue deux modèles de rétribution différents :

- La commercialisation directe
- L'injection au prix du marché de référence

Pour calculer la rétribution d'une installation, ces deux modèles utilisent le taux de rétribution.

5.1.1.1 Taux de rétribution

Pour la technologie hydraulique, le taux de rétribution (TR) est composé d'une rétribution de base (RB), d'un bonus de niveau de pression (BP) et d'un bonus d'aménagement des eaux (BE). Le TR est recalculé toutes les années selon l'Équation 34.

Équation 34 : Calcul du taux de rétribution (TR)

$$TR = RB + BP + BE$$

La rétribution de base (RB) varie en fonction des classes de puissances et est définie selon le Tableau 11.

Classe de puissance	Rétribution de base (ct./kWh)	
	1.1.2013–31.12.2016	à partir du 1.1.2017
≤ 30 kW	28,4	28,4
≤100 kW	18,8	18,8
≤300 kW	14,8	12,7
≤ 1 MW	11,2	9,0
≤ 10 MW	6,9	6,6

Tableau 11 : Taux de la rétribution de base par classe de puissance et suivant les années de mise en service [58]

Le bonus de niveau de pression (BP) varie suivant la hauteur de chute brute de l'installation hydroélectrique. Il est défini avec le Tableau 12.

Classe de hauteur de chute (en m)	Bonus (ct./kWh)
≤ 5	5,6
≤10	3,3
≤20	2,4
≤50	1,9
>50	1,2

Tableau 12 : Taux du bonus de niveau de pression par classe de hauteur de chute et suivant les années de mise en service [58]

Le bonus d'aménagement des eaux (BE), n'est pas disponible pour les centrales de dotation.

Les installations d'exploitation accessoire d'une puissance supérieure à 100 kW n'ont droit au bonus d'aménagement des eaux que pour la part allant jusqu'à une puissance équivalente de 100 kW.

Si la part de l'aménagement des eaux, y compris les conduites sous pression, réalisée selon l'état de la technique est inférieure à 20 % de l'ensemble des coûts d'investissement du projet, il n'y a pas de droit à un bonus d'aménagement des eaux. Dans le cas contraire, la part des droits à un BE repose sur une interpolation linéaire selon le graphique de la Figure 55.

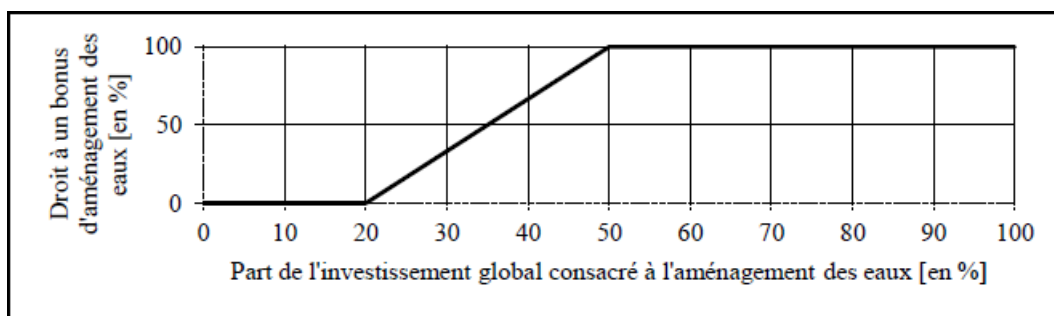


Figure 55 : Part de droit à un BE en fonction de la part de l'investissement global [58]

Les autres aménagements ont droit à un BE de 100% selon leur classe de puissance, voir le Tableau 13.

Classe de puissance	Bonus d'aménagement des eaux (ct./kWh)	
	Mise en service:	
	1.1.2013–31.12.2016	à partir du 1.1.2017
≤ 30 kW	6,2	6,2
≤100 kW	4,5	4,5
≤300 kW	3,6	2,9
>300 kW	3,0	1,6

Tableau 13 : Taux du bonus d'aménagement des eaux par classe de puissance et suivant les années de mise en service [58]

Le TR maximum en comprenant les bonus BE et BP est de 32.4 ct./kWh.

5.1.1.2 L'injection au prix du marché de référence

L'injection au prix du marché de référence correspond au tarif actuel de la rétribution à prix coûtant (RPC) du courant injecté avec le taux de rétribution fixe. Depuis le 1^{er} janvier 2020, seules les installations inférieures à 100 kW, faisant partie de la liste des exceptions¹ peuvent bénéficier de ce modèle de rétribution, au-delà, il est obligatoire de suivre le modèle de la commercialisation directe.

La Figure 56 présente les différences entre les deux modèles cités ci-dessus.

¹ cf. chap.5.1.1 Système de Rétribution de l'Injection (SRI)

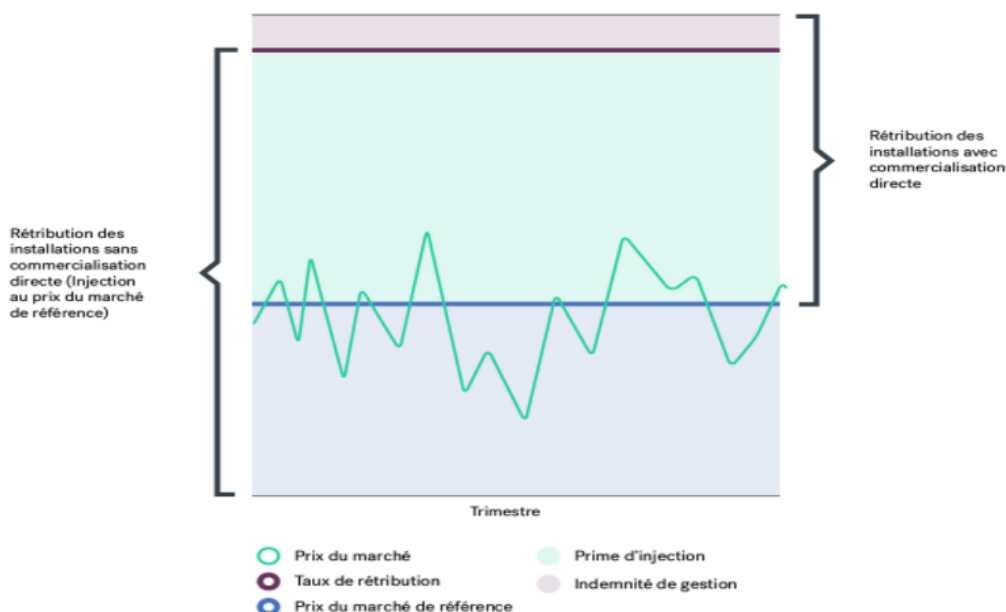


Figure 56 : Distinction schématique entre la commercialisation directe et l'injection au prix du marché de référence [55]

L'injection au prix du marché de référence comprend 2 variables, le prix du marché de référence (PMR) et la prime d'injection (PI). La commercialisation directe comprend, elle, une indemnité de gestion en plus et est basée sur le prix du marché (négocié) au lieu du PMR. Cette méthode est présentée dans le chapitre suivant¹.

Finalement, le producteur d'énergie est rémunéré au prix du taux de rétribution, calculé chaque année, et est assuré contre les fluctuations du prix du marché. Pour connaître le montant de la rétribution annuelle, il suffit de multiplier l'énergie produite par le taux de rétribution.

Pour connaître le montant de la prime d'injection (PI), on doit savoir le prix du marché de référence (PMR). Il est publié tous les trimestres par la confédération, voir des exemples sur le Tableau 14. Ainsi pour chaque trimestre de l'année, on calcule la PI selon l'Équation 35.

Équation 35 : Calcul de la prime d'injection (PI) à l'aide du TR et du PMR

$$PI = TR - PMR$$

Trimestre	Prix trimestriel Fr./MWh	Nombre de jours
2018/1	58.10	90
2018/2	43.11	91
2018/3	64.80	92
2018/4	74.21	92
2019/1	55.43	90
2019/2	40.79	91
2019/3	39.90	92
2019/4	46.28	92
2020/1	36.64	91
2020/2	21.11	91
2020/3	40.86	92
2020/4	47.12	92
2021/1	62.09	90

Année	Prix annuel Fr./MWh	Nombre de jours
2018	60.05	365
2019	45.60	365
2020	36.47	366
2021	62.09	90

Tableau 14 : Exemple, prix de marché de référence trimestriels pour les autres technologies (y compris hydraulique) [59]

¹ cf. chap.5.1.1.3 La commercialisation directe

5.1.1.3 La commercialisation directe

Le programme de rétribution avec la commercialisation directe (CD) comprend 3 composantes : le prix de marché négocié (PMN), la prime d'injection (PI) et l'indemnité de gestion (IG).

Comme le montre la Figure 56, la CD demande plus de responsabilités aux exploitants de centrale électrique. Ils doivent conclure, eux-mêmes, des contrats individuels avec des distributeurs d'énergie afin de prévoir un prix de marché pour la revente de leur énergie. Ainsi ce prix est un prix de marché négocié (PMN).

Avec ce modèle, Pronovo verse, au producteur, uniquement la PI et l'IG. La PI est calculée de la même manière qu'elle est présentée dans l'Équation 35 du chapitre précédent¹. L'IG est définie en fonction des technologies utilisées. Dans notre cas, une installation hydroélectrique est rétribuée à hauteur de 0.28ct/kWh, voir Art.26 [58].

Ainsi, les exploitants négociant au mieux le prix du marché ont la possibilité de gagner plus d'argent que dans le premier modèle. Cependant, il est aussi possible d'avoir un prix du marché inférieur au PMR, de ce fait, les producteurs d'énergie reçoivent moins d'argent comparativement au premier modèle. Ces derniers doivent optimiser leur capacité de prédiction de production afin de s'assurer un PMN suffisamment intéressant.

De manière générale, si la centrale construite permet de suivre le modèle de l'injection au prix du marché de référence, les exploitants préfèrent ce modèle, car il est plus simple à mettre en place. En revanche, s'ils possèdent déjà des installations sous le modèle de commercialisation direct, ce deuxième modèle peut être intéressant pour eux. Il est possible, avec un préavis et sous un délai de 3 mois, de passer du modèle du PMR au modèle de CD. En revanche, le chemin inverse est impossible.

5.1.2 Financement des Frais Supplémentaires (FFS)

Le financement des frais supplémentaires (FFS) est un des premiers programmes pour l'encouragement des énergies renouvelables en Suisse.

Aujourd'hui, seules les centrales déjà existante et mise en service avant le 1^{er} janvier 2006 sont encore éligibles à ce programme. Le FFS continue de soutenir une installation après une rénovation ou un agrandissement, mais seulement si l'équipement initial reste en service. Si l'aménagement est détruit par le feu ou un autre phénomène naturel ou exceptionnel, le FFS peut être reconduit sous l'objet d'une discussion préalable avec pronovo.

Le programme de rétribution prend fin le :

- 31 décembre 2035 pour les installations hydroélectriques ;
- 31 décembre 2025 pour les autres installations d'énergie renouvelable.

Le producteur d'énergie est rétribué à un taux fixe de 15 ou 16 ct./kWh. En principe, il reçoit 15 ct./kWh et si l'installation a été mise en service entre 1992 et 1999, il obtient 16 ct./kWh [60].

Ce taux est multiplié par l'énergie produite durant l'année en kWh, puis on trouve le montant de la rétribution.

¹ cf. chap.5.1.1.2 L'injection au prix du marché de référence

5.2 Contributions d'investissement

Les contributions d'investissement ont pour but de soutenir les rénovations ou agrandissements notables de toutes les installations hydroélectriques ainsi que les nouvelles grandes installations hydroélectriques (>10MW) [61]. Les installations de biomasse, usines d'incinération des ordures ménagères (UOM), installations au gaz d'épuration et centrales à bois peuvent aussi recevoir cette contribution [62].

Pour obtenir une contribution d'investissement, l'aménagement ne doit pas déjà être soutenu par les programmes d'encouragement SRI et FFS. Il doit également être exploité durant 15ans au minimum [63].

Dans notre cas, il s'agit une petite centrale (<10MW). La contribution d'investissement ne soutient que les rénovations ou agrandissements notables. Les conditions permettant de considérer un agrandissement ou rénovation notable sont détaillées sur la Figure 57, issue de l'Ordonnance (OEneR) [64].

Art. 47 Agrandissement ou rénovation notable

¹ L'agrandissement d'une installation est réputé notable lorsque des mesures de construction permettent:

- a. d'accroître le débit équipé du cours d'eau déjà exploité d'au moins 20 %;
- b. d'augmenter la hauteur de chute brute moyenne d'au moins 10 %;
- c. d'utiliser davantage d'eau, à hauteur d'au moins 10 % de la quantité annuelle moyenne d'eau utilisée au cours des cinq dernières années complètes d'exploitation précédant la mise en service de l'agrandissement;
- d. d'augmenter le volume d'accumulation utilisable d'au moins 15 %, ou
- e. d'augmenter la moyenne annuelle de la production nette d'au moins 20 % ou 30 GWh par rapport à la moyenne des cinq dernières années complètes d'exploitation avant le dépôt de la demande de contribution d'investissement.

² La rénovation d'une installation est réputée notable:

- a. si au moins une composante principale de l'installation, telle que la prise d'eau, les pompes d'alimentation, le barrage, le réservoir, la conduite forcée, les machines ou l'équipement électromécanique, est remplacée ou fait l'objet d'un assainissement total, et
- b. si l'investissement s'élève à au moins 7 ct./kWh par rapport à la production nette sur une année en moyenne des cinq dernières années complètes d'exploitation.

Figure 57 : Extrait des conditions pour qu'un agrandissement ou une rénovation soient réputés notables [64]

Pour que l'agrandissement d'une installation soit réputé notable, il faut que les travaux effectués permettent au **moins une** des conditions citées au point « a » jusqu'au « e ». Pour une rénovation, les **deux** conditions doivent être remplies.

Afin de pouvoir fixer le montant de la contribution d'investissement, l'exploitant doit soumettre une liste détaillée des coûts d'investissement. Des instructions et une aide pour la préparation de cette liste ont été publiées par la confédération [65]. Certains coûts sont imputables au calcul de la contribution d'investissement et d'autres non, en particulier, les coûts de planification ne peuvent représenter que 15% des coûts de construction imputables et les parties de l'installation dédiée à un pompage-turbine ne le sont pas, voir les articles de l'ordonnance [66].

La contribution ne dépasse cependant pas un certain taux de ces coûts d'investissement imputables. Le Tableau 15 permet de définir ces taux maximums.

Taux maximum de la contribution par rapport aux coûts d'investissement imputables	Puissance de l'installation	
Type de mesure de construction	<= 10 MW	> 10 MW
Agrandissements notables	60%	35%
Rénovations notables	40%	20%
Nouvelles installations	-	35%
Nouvelles installations et Agrandissements notables qui peuvent stocker 10 GWh d'énergie additionnelle	-	40%

Tableau 15 : Taux maximum de la contribution en fonction des coûts d'investissement imputables [64]

Selon l'art. 3 de l'OEnER [64], une installation est réputée comme « nouvelle » lorsque le potentiel hydraulique est utilisé pour la première fois. Cependant, il est aussi indiqué que si l'on remplace complètement l'installation existante, elle est considérée comme nouvelle. Finalement, c'est l'organe d'exécution en accord avec l'OFEN qui décide s'il s'agit ou non d'une nouvelle installation.

5.3 Redevance

La redevance hydraulique est une taxe annuelle que payent les exploitants d'aménagement d'hydroélectricité aux cantons et aux communes afin d'indemniser l'utilisation de l'eau. Elle ne s

La redevance est calculée à partir de la puissance théorique de l'installation en kW et ne peut dépasser les 110 CHF/kW. Les aménagements dont la puissance n'excède pas 1 MW sont exemptés de la redevance hydraulique annuelle. Pour ceux dont la puissance se trouve entre 1 et 2 MW, l'augmentation de la taxe est linéaire, et ce jusqu'au maximum prévu [67], selon la Figure 58.

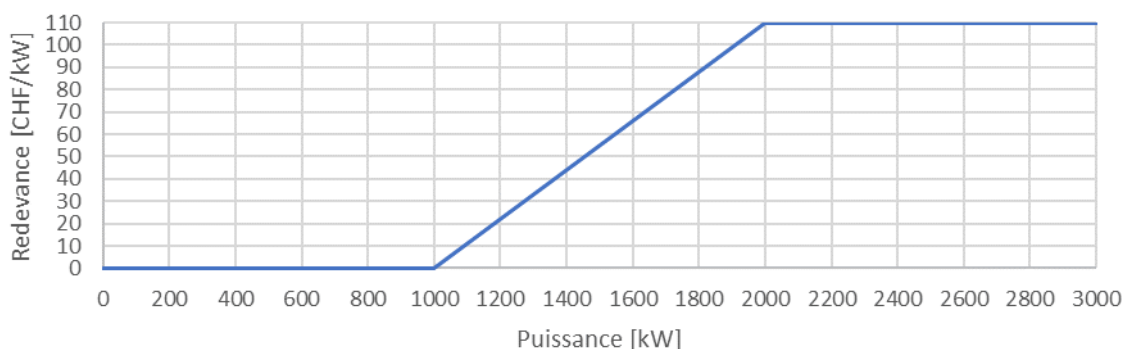


Figure 58 : Évolution de la redevance suivant la puissance théorique

La Figure 59 schématise les proportions de distribution de la redevance entre le canton et les communes.

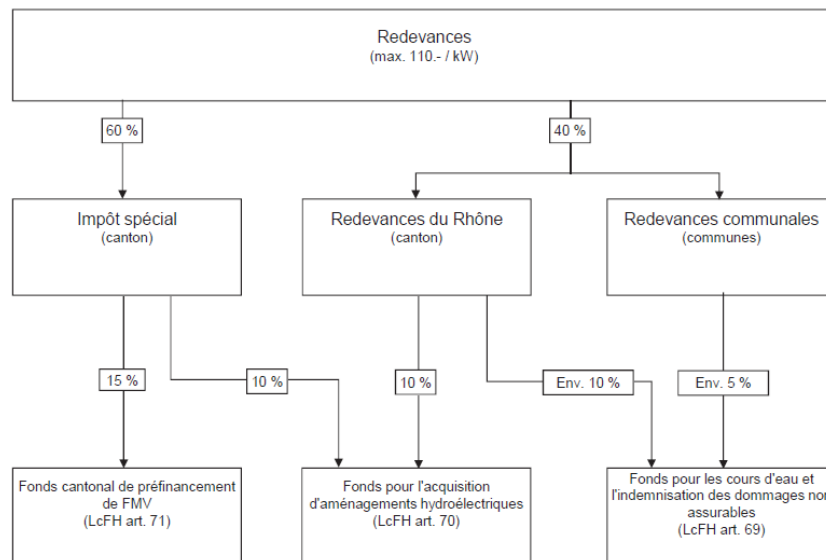


Figure 59 : Flux des impôts et redevances [68]

5.4 Définition des variantes

Dans le but d'étudier uniquement les variantes les plus économiquement intéressantes pour ce projet, quelques exclusions ont été faites suite aux résultats de la simulation, aux résultats souhaités par le mandant ainsi que des données du constructeur.

Les pertes dues à la limitation de la puissance électrique à cause du transformateur actuellement installé sont trop importantes pour choisir de ne changer que la conduite et non le reste de l'installation. De plus la régulation de cette centrale n'a pas l'air d'être des plus optimales.

Le projet de rénovation prend donc en compte :

- le remplacement de la conduite et des organes de contrôle ;
- le remplacement de la turbogénératrice ;
- le remplacement du transformateur ;
- et la rénovation du système de contrôle-commande.

Selon notre mandant et du fait que les conduites en acier doivent être soudées entre-elles, qui peut prendre du temps lors de la construction de la conduite forcée, que cette matière première est plus onéreuse que de la fonte et que les fabricants de conduites en fonte ont nettement amélioré leurs produits à l'aide de revêtements, les conduites en acier ont été exclues de l'étude. Seules les conduites en fonte avec un revêtement intérieur et extérieur et un système d'emboîture automatique ont été sélectionnées.

De par cette limitation du type de conduite, les diamètres standards supérieurs à 250mm disponibles chez le fournisseur sont les DN 300, 350, 400, 500mm. Les diamètres plus grands que 500mm n'ont pas été pris en compte, car leur gain en termes de pertes de charge est moindre¹.

Finalement, il reste plus que quatre variantes qui tiennent en compte du projet de rénovation cité ci-dessus et qui font l'objet du calcul de rentabilité décrit dans la suite de ce chapitre.

Respectivement, les quatre variantes étudiées possèdent une conduite en fonte de :

¹ cf. chap.4.2.5 Résultats

1. 300mm ;
2. 350mm ;
3. 400mm ;
4. et de 500mm.

5.5 Estimation de la rentabilité

5.5.1 Coûts

Pour chacune des variantes étudiées, les coûts d'investissement ont été estimés à l'aide d'un outil de calcul vu dans le cadre du cours d'aménagements d'hydroélectriques et disponible en Annexe 18. Le modèle se base sur des tarifs et des offres d'éléments de centrales hydroélectriques issues de projets réalisés par le département hydraulique de la HES-SO Valais.

Afin de renforcer et de vérifier ce modèle, une demande d'offre pour les conduites en fonte (Annexe 19) ainsi qu'une facture de transport de matériel par hélicoptage (Annexe 20) ont été utilisées.

Ces deux paramètres, uniquement, ont été vérifiés, car ce sont les plus impactant sur les coûts d'investissement totaux du projet ¹. Tous les paramètres utilisés pour estimer les coûts d'investissement de l'installation sont disponibles dans l'Annexe 18.

Dans ce modèle, les coefficients de difficulté d'accès ont été estimés au maximum du fait de l'altitude et la pente du lieu de la fouille. Cependant les travaux ne sont pas particulièrement importants. La construction de la nouvelle conduite, la mise en place de nouvelles vannes et de la nouvelle turbogénératrice avec un transformateur ainsi que la rénovation de la prise d'eau a été prise en compte. Le local et le raccordement au réseau électrique restent inchangés. Les autres paramètres sont les caractéristiques de la centrale².

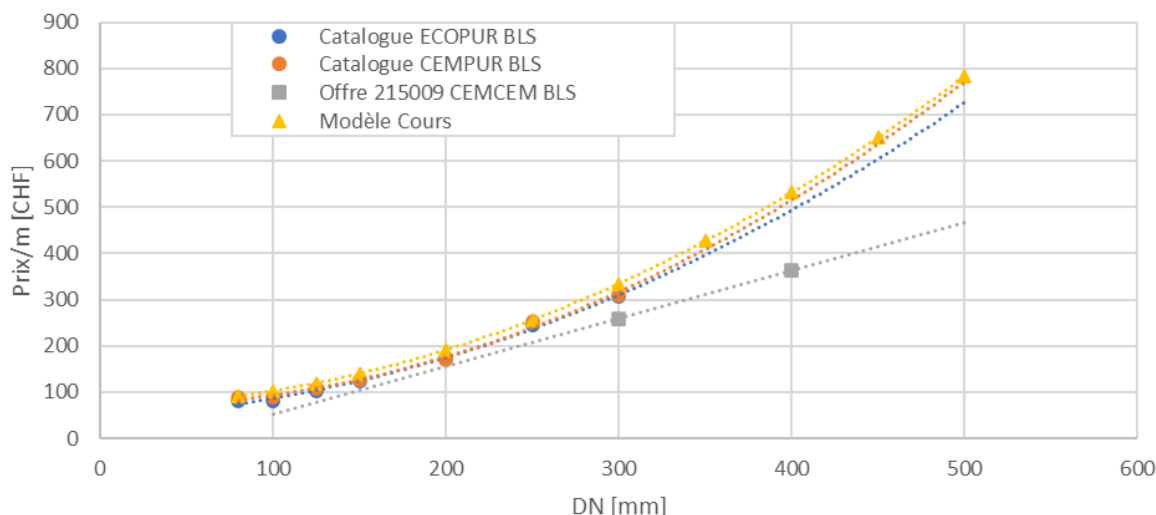


Figure 60 : Variation et comparaison du prix de la conduite en fonction de leurs tailles

Le modèle utilisé dans les cours et par le département hydraulique (Modèle Cours) possède des prix par mètre linéaire des conduites en fonte légèrement plus grand que les prix trouvés dans le catalogue du fournisseur [69]. Les variations de prix du catalogue entre les différents types de conduites,

¹ cf. chap.5.5.3 Rentabilité

² cf. chap.3.2.4.2 Récapitulatif

revêtement intérieur et extérieur en polyuréthane (ECOPUR) ou revêtement intérieur en polyuréthane et extérieur en ciment (CEMPUR), sont insignifiantes. Cependant, la Figure 60 montre que l'offre fournie par le fournisseur propose des tarifs un peu plus bas que celui qui était indiqué dans le dernier catalogue. Éventuellement que le prix des composants des conduites en question a baissé dans le temps. Le modèle vu en cours d'hydraulique à l'air d'être un peu pessimiste quant aux prix des conduites en fonte, mais il présente une bonne estimation.

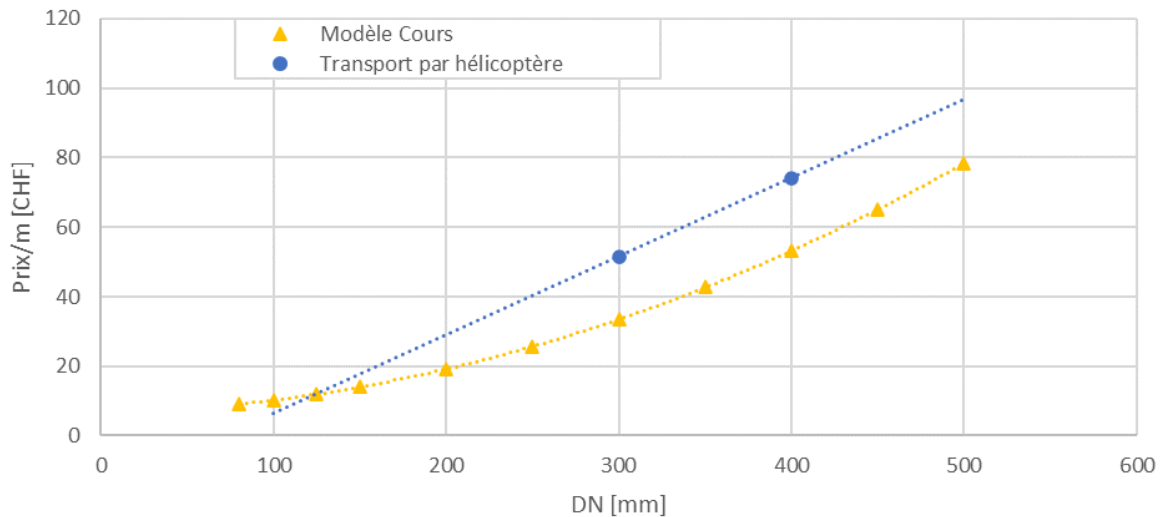


Figure 61 : Variation et comparaison du prix du transport des conduites en fonction de leurs tailles

La Figure 61 présente l'évolution du prix, rapporté au mètre linéaire, pour le transport des conduites. Les prix estimés à l'aide d'une facture de transport de matériel par hélicoptère sont 1.5 fois plus élevés que les prix considérés par le modèle vu en cours. Dans ce modèle les coûts de transport sont estimés à 10% du prix des conduites. Cela paraît cohérent dans le cas de l'utilisation de moyen de transport commun (camion, tracteur, grue, câble-grue, ...) pour la construction de la conduite forcée.

Pour notre cas d'étude, la conduite actuelle se situe sous ou à proximité d'une route forestière sur plus de 3km. Les quelques 200m restants sont plus difficiles d'accès et devraient peut-être nécessiter un transport par hélicoptère. Ainsi, le « Modèle Cours » estime les prix des conduites et de leur transport de manière suffisante pour le calcul de la rentabilité d'un avant-projet.

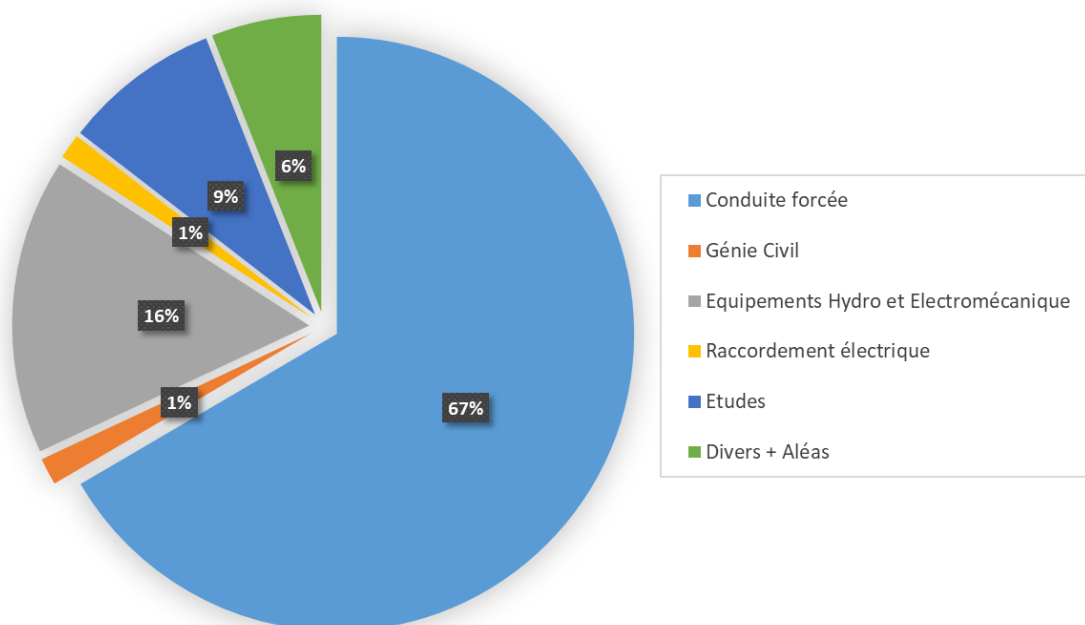


Figure 62 : Répartition des coûts de rénovation de la centrale du Lein avec une conduite de 400mm

<i>Investissement par partie</i>		
Conduite forcée	CHF	2 338 690
Génie Civil	CHF	51 610
Equipements Hydro et Electromécanique	CHF	565 050
Raccordement électrique	CHF	47 310
Etudes	CHF	300 270
Divers + Aléas	CHF	210 190
Total général	CHF	3 513 120
Marge d'incertitude ($\pm 15\%$)	CHF	526 968

Tableau 16 : Liste des coûts d'investissement par partie pour une conduite de 400mm

La Figure 62 et le Tableau 16 montrent la répartition et les coûts d'investissement pour la rénovation de la centrale hydroélectrique du col du Lein avec une conduite de 400mm. On voit que la plus grosse partie des coûts est liée à la mise en place de la nouvelle conduite avec plus de deux tiers des coûts totaux, soit 2.3 millions de francs. La nouvelle turbine et toute la partie électrique ne représentent que 16% (565 050 frs), des 3.5 millions de CHF. Les autres parties ont très peu d'influence sur le montant final des travaux, de plus que la marge d'incertitude est aussi grande que leur proportion cumulée.

L'estimation des coûts des autres variantes (V1 : 300mm, V2 : 350mm et V3 : 500mm) est en Annexe 18.

5.5.2 Production

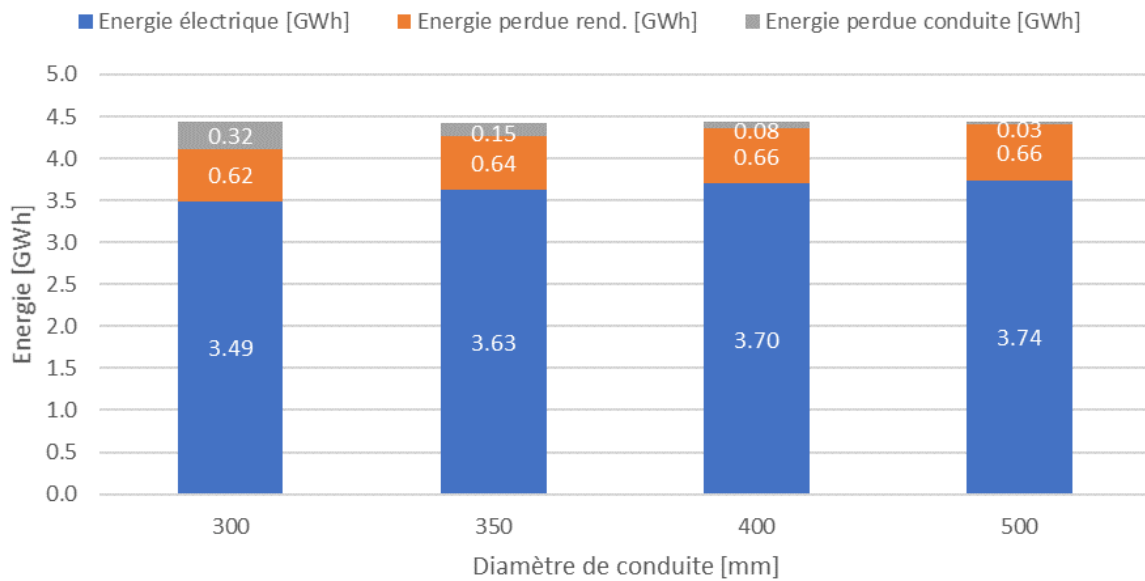


Figure 63 : Estimation d'énergie électrique produite et perdue de la nouvelle centrale du Lein

Dans le cas du choix d'une conduite de 300mm de diamètre, la production électrique annuelle s'élève à 3.49 GWh et les pertes totales sont de 0.94 GWh (21.2%), soit 0.62 GWh de pertes dues au rendement et 0.32 GWh de pertes dans la conduite représentant respectivement 14% et 7.2% de l'énergie théorique (Équation 28).

Si le choix se porte sur une conduite de 400mm, la production est de 3.7 GWh soit un gain de 6% par rapport à une nouvelle conduite de 300mm. Les pertes liées à la conduite ne représentent plus que 1.8%. Voir les résultats entiers de la simulation dans l'Annexe 21.

Par rapport à la production d'électricité (2.85 GWh/an) relevée sur la période de mesure (01.05.2020 au 30.04.2021)¹, la production augmente de 22% avec une conduite de 300mm et de 30% avec une de 400mm. C'est 0.02 GWh de plus que se prédisait le modèle 3 ajusté². Cette différence est due au fait que dans le modèle 3 ajusté la rugosité ($k=0.064$ mm) était celle de la conduite actuelle de 250mm vu que ce modèle était conçu pour représenter l'installation actuelle. Ce modèle 3 ajusté a été ensuite utilisé pour estimer la production d'énergie électrique des 4 variantes mais, avec un coefficient de rugosité différent ($k=0.0014$ mm) afin de représenter l'état de la conduite neuve vendue par le fournisseur [70].

5.5.3 Rentabilité

L'investissement total et la production annuelle pour chacune des variantes étudiées ont été estimés dans les deux chapitres précédents.

Aujourd'hui, la centrale hydroélectrique est rétribuée par le système de financement des Frais Supplémentaires (FFS)³. Étant donné que le contrat FFS arrive à échéance sans possibilité de renouvellement, il faut s'intéresser à la possibilité d'obtenir une rétribution pour la rénovation de cette

¹ cf. chap.4.2.5.1 Modèle 1

² cf. chap.4.2.6 Ajustement des modèles

³ cf. chap.5.1.2 Financement des Frais Supplémentaires (FFS)

installation. Vu qu'il s'agit d'une pré-étude, ce projet de rénovation ne pourra pas proposer une demande de subvention avec le système SRI à temps¹.

La seule possibilité de recevoir une subvention est de demander une contribution d'investissement². Sur la Figure 57, l'article 47, alinéa 1.e, indique que la production doit augmenter d'au moins 20% par rapport aux 5 dernières années d'exploitation pour que les travaux soient considérés comme un agrandissement notable. Selon le Tableau 17, l'augmentation de la production par rapport au 5 dernières années d'exploitation varie entre 32 et 42 % suivant les variantes choisies. Cet aménagement a donc le droit à une contribution d'investissement pour toute les variantes étudiées. Il est aussi considéré comme un agrandissement notable, la contribution d'investissement se monte ainsi à 60 % de l'investissement total (Tableau 15). Aucune redevance hydraulique ne peut être perçue par le canton, car la puissance installée est de 600 à 700kW et donc inférieure à 1MW³.

Enfin, la commune de Val de Bagnes rachète l'électricité issue d'énergie renouvelable à un tarif de 7.2 cts/kWh [71], pour le calcul de rentabilité, un prix de revente moyen de 7 cts/kWh est retenu afin de prévenir des éventuelles fluctuations. La durée d'amortissement du projet est estimée à 50ans, soit la durée de vie estimée des principaux éléments de la centrale.

Description	V1 : 300mm	V2 : 350mm	V3 : 400mm	V4 : 500mm
Puissance du générateur [kW]	600	700	700	700
Investissement total [CHF]	2 540 000	3 010 000	3 510 000	4 750 000
Augmentation de la production [%]	32	37	40	42
Contribution d'investissement [CHF]	1 520 000	1 800 000	2 110 000	2 850 000
Frais globaux annuels [CHF/an]	122 500	122 500	122 500	122 500
Heure de fonctionnement [h]	8 451			
Taux de production [%]	96			
Production annuelle [kWh/an]	3 490 000	3 630 000	3 700 000	3 740 000
Prix de vente [cts/kWh]	7			
Chiffre d'affaire brute [CHF/an]	244 300	254 100	259 000	261 800
Durée d'amortissement projet [ans]	50			
Taux d'actualisation [%]	1			
TRI [%]	10.85	9.78	8.53	6.04
VAN [CHF]	3 760 000	3 960 000	3 950 000	3 560 000
Retour sur investissement [ans]	9	10	11	15

Tableau 17 : Comparatif financier des différentes variantes

Toutes les variantes étudiées (V1 à V4) sont rentables en au moins 15ans. C'est un très bon point, la faisabilité du projet est donc excellente. Malgré un taux de rendement interne (TRI) plus élevé et un retour sur investissement rapide, la valeur actuelle nette (VAN) est plus faible pour la variante 1 pour que les variantes 2 et 3, se référer au Tableau 17.

La variante 4 démarre avec un investissement total important (4.75 millions de francs) ainsi ce montant est difficile à récupérer avec le temps. Cette variante a logiquement la plus longue durée de récupération de l'investissement ainsi que le plus faible TRI et VAN.

En se référant à la Figure 64, on voit que les variantes 1 et 2 deviennent de moins en moins intéressantes avec les années. Les variantes 3 et 4 montrent une évolution semblable et après 50ans d'exploitation, la troisième variante possède une VAN plus élevée que la quatrième.

¹ cf. chap.5.1.1 Système de Rétribution de l'Injection (SRI)

² cf. chap.5.2 Contributions d'investissement

³ cf. chap.5.3 Redevance

Le détail de l'estimation de la rentabilité des 4 variantes citées ci-dessus est disponible en Annexe 22.

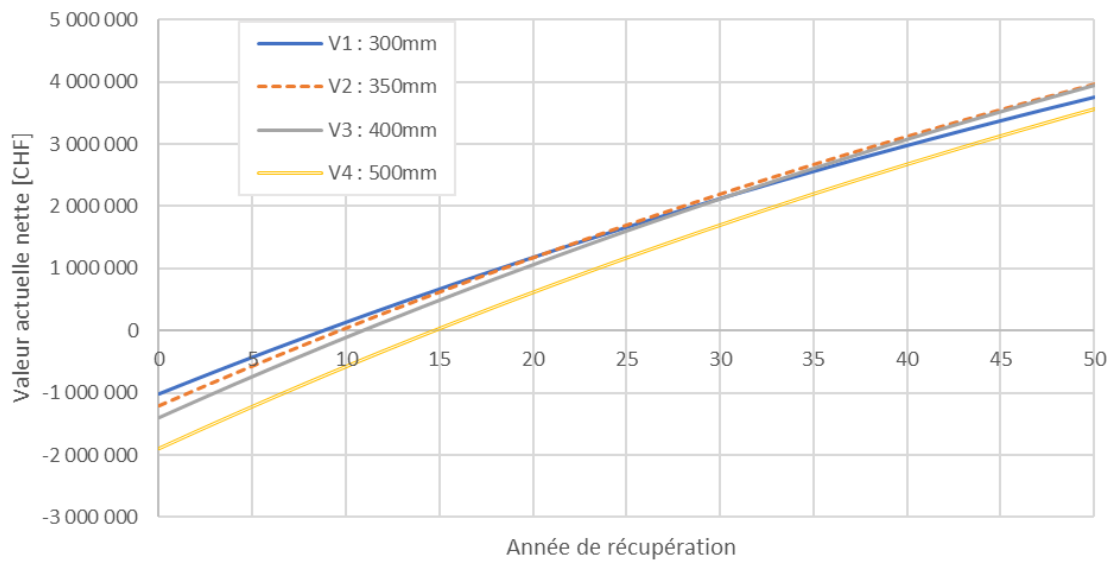


Figure 64 : Représentation de la valeur actuelle nette au fil des années de récupération pour les 4 variantes

6 SOLUTION PROPOSÉE

La variante choisie est un compromis entre le pourcentage d'énergie perdue et les gains dégagés grâce à cette installation. Ce choix est purement subjectif et n'engage que son auteur.

Logiquement, les variantes 1 et 4 ne proposent pas le meilleur compromis et ne seront pas retenues dans la proposition finale. Il reste donc les variantes 2 et 3 qui sont constituées respectivement d'une conduite de 350mm et 400mm.

La variante avec une conduite forcée d'un diamètre de 350mm est à première vue, après 50ans d'exploitation, la meilleure proposition du point vu financier : le meilleur TRI, la meilleure VAN et le meilleur retour sur investissement. La variante 3 est cependant très proche et si l'installation est exploitée quelques années de plus, on voit bien que la pente de récupération est plus grande que la variante 2, ce qui indique une potentielle VAN plus élevée. De plus, le pourcentage d'énergie perdue est plus faible pour une conduite de 400mm qu'un de 350mm¹. Pour des raisons écologiques et sociales, un gain de 10 000 CHF supplémentaire après 50ans d'exploitation ne vaut pas une diminution de 2% des pertes dans les conduites.

Après discussion avec le fournisseur, les conduites avec un diamètre standard de 350mm sont très peu utilisées et de ce fait, les pièces de raccordement peuvent créer un surcoût non souhaité et ainsi baisser la compétitivité de cette variante.

À la suite de la pesée des intérêts de ces deux dernières variantes, le choix se porte sur la variante 3 dont le diamètre de la conduite en fonte est de 400mm.

¹ cf. chap.5.5.2 Production

7 CONCLUSION ET PERSPECTIVES

Dans un contexte où la transition énergétique est enclenchée, favoriser le développement et améliorer la production de centrales hydroélectriques en Suisse deviennent nécessaires. Depuis la fin des constructions des grands barrages, le potentiel hydraulique arrive à saturation. Pourtant, le turbinage de l'eau potable et d'irrigation est une topologie d'aménagement hydraulique qui peut être encore plus exploitée, un potentiel d'extension de plus de 1.5 TWh/an¹ est relevé. En Suisse, de nombreuses exploitations hydrauliques situées sur un réseau d'eau potable sont des exemples de réussites techniques et économiques.

Dans le cadre de cette étude, la centrale du col du Lein construite en 1997 située dans la commune de Val de Bagnes et exploitée par Altis présente un fonctionnement non optimal et plusieurs éléments peuvent être changés afin d'en améliorer la production d'électricité (actuellement 2.85 GWh/an). Lorsque la centrale turbine des débits élevés (proche du débit d'équipement, 178 l/s) et lorsque les deux injecteurs doivent être enclenchés, la régulation et le contrôle-commande des injecteurs provoquent des pertes de puissances². Dans les grands débits, une saturation de puissance est aussi constatée. Elle est due au fait que le générateur est limité à une puissance de 450 kW et que la chambre de mise en charge ne possède pas une assez grande hauteur d'eau alors, de l'air est entraîné dans la conduite³. Ces pertes sont relativement faibles, elles sont de 0.08 GWh, soit 1.8 % de la production théorique⁴. En revanche, la conduite forcée actuellement installée est le principal élément limitant l'exploitation du potentiel hydraulique de cet aménagement. Elle représente des pertes de plus de 22 % de l'énergie théorique soit 0.97 GWh⁵.

Le choix s'est ensuite porté sur la rénovation et le remplacement de toute la partie électrique et hydraulique de la centrale actuelle⁶. Quatre variantes ont été proposées et font l'objet d'une estimation de la rentabilité. Sur ces quatre variantes, la troisième variante se distingue en ayant un bon compromis entre les pertes d'énergie et la meilleure rentabilité. Ses pertes de charge linéaire (dans la conduite) sont de seulement 1,8 %, le retour sur investissement est de 11 ans, son taux de rendement interne se monte à 8,5 %, sa valeur actuelle nette au bout de 50 ans d'exploitation s'élève à 3.95 millions de francs, sa production électrique annuelle estimée est de 3.51 GWh ainsi son augmentation de production par rapport aux cinq dernières années de production est de 40%, voir le tableau récapitulatif ci-dessus⁷. Cependant, les quatre variantes comparées ont chacune des intérêts particuliers et le choix final est laissé au mandant.

À la suite de cette étude de faisabilité, le mandant est invité à poursuivre le projet, dont tous les voyants sont au vert, en contactant les entreprises compétentes pour la réalisation d'un tel projet.

Il dispose aussi d'un outil de calcul d'énergie et de puissance relativement complet et flexible qui peut être utilisé dans des futurs projets à des fins estimatifs. Ce modèle est bien évidemment une première version d'un outil de calcul et pourrait être amélioré en créant, par exemple, une véritable application de bureau afin de simplifier l'interface utilisateur et de réduire le risque de fausses manœuvres.

¹ cf. chap.1.1 Contexte

² cf. chap.4 Amélioration de la centrale

³ cf. chap.4.3 Aspiration d'air

⁴ cf. chap.4.2.6 Ajustement des modèles

⁵ cf. chap.4.2.5.1 Modèle 1

⁶ cf. chap.5.4 Définition des variantes

⁷ cf. chap.5.5.3 Rentabilité

8 BIBLIOGRAPHIE

- [1] Office fédéral de l'énergie (OFEN), « Statistique Suisse de l'électricité 2019 ». Tableau 1, P.2, 2019. Consulté le : 06.01.2021. [En ligne]. Disponible sur : <https://www.bfe.admin.ch/bfe/fr/home/approvisionnement/statistiques-et-geodonnees/statistiques-de-lenergie/statistique-de-l-electricite.html>
- [2] Office fédéral de l'énergie (OFEN), « Statistique globale de l'énergie ». Graphiques Fig.1, 2019. Consulté le : 05.20.2021. [En ligne]. Disponible sur : <https://www.bfe.admin.ch/bfe/fr/home/versorgung/statistik-und-geodaten/energiestatistiken/gesamtenergiestatistik.html>
- [3] Swiss Small Hydro, « Fiche technique de la petite hydraulique en Suisse ». Chap. Terminologie, 01.01.2019.
- [4] Hanspeter Leutwiler, ITECO Ingenieurunternehmung AG, « MANUEL PETITES CENTRALES HYDRAULIQUES ». P.5. Suisse énergie, Office fédéral de l'énergie (OFEN), 12.2012.
- [5] Office fédéral de l'énergie (OFEN), « Force hydraulique ». 31.12.2020. Consulté le : 06.01.2021. [En ligne]. Disponible sur : <https://www.bfe.admin.ch/bfe/fr/home/versorgung/erneuerbare-energien/wasserkraft.html>
- [6] SuisseEnergie, « Module I : Vue d'ensemble de la petite hydraulique et de ses acteurs ». P.18. Swiss Small Hydro, 01.2020.
- [7] Office fédéral de l'énergie (OFEN), « La stratégie énergétique 2050 après l'entrée en vigueur de la nouvelle loi sur l'énergie ». P.5, 18.01.2018. Consulté le : 06.01.2021. [En ligne]. Disponible sur : <https://www.bfe.admin.ch/bfe/fr/home/politik/energiestrategie-2050.html>
- [8] Le Conseil fédéral, « Stratégie climatique à long terme de la Suisse ». P.29. Confédération Suisse, 27.01.2021.
- [9] Office fédéral de l'énergie (OFEN), « Étude concernant le potentiel de développement hydroélectrique en Suisse ». 02.09.2019. Consulté le : 06.01.2021. [En ligne]. Disponible sur : <https://www.admin.ch/gov/fr/accueil/documentation/communiques.msg-id-76258.html>
- [10] Swiss Small Hydro, « Fiche technique de la petite hydraulique en Suisse ». Chap. Potentiel de la petite hydraulique, 01.01.2019.
- [11] Office fédéral de l'énergie (OFEN), « Potentiels, coûts et impact environnemental des technologies de production de l'électricité d'ici 2050 ». 11.2017. Consulté le : 06.01.2021. [En ligne]. Disponible sur : <https://www.admin.ch/gov/fr/accueil/documentation/communiques.msg-id-68703.html>
- [12] Swiss Small Hydro, « Conditions cadre ». Chap. Système de la rétribution de l'injection. Consulté le : 06.01.2021. [En ligne]. Disponible sur : <https://swissmallhydro.ch/fr/infostelle-kleinwasserkraft-2/rahmenbedingungen/>
- [13] Swiss Small Hydro, « Applications ». Chap. Centrales hydrauliques sur l'eau potable. Consulté le : 06.01.2021. [En ligne]. Disponible sur : <https://swissmallhydro.ch/fr/infostelle-kleinwasserkraft-2/kleinwasserkraft-allgemein/anwendungen/>
- [14] SVGW, « Captage d'eau ». 2018. Consulté le : 06.01.2021. [En ligne]. Disponible sur : <http://trinkwasser.svgw.ch/index.php?id=837&L=1>
- [15] Association intercommunale pour l'alimentation en eau des communes vaudoises et fribourgeoises de la Broye et du Vully (ABV), « La distribution d'eau potable en Suisse ». 2021. Consulté le : 06.01.2021. [En ligne]. Disponible sur : <https://a-b-v.ch/leau/en-suisse>
- [16] Services cantonaux de l'énergie et de l'environnement, « Eau potable - Schéma de principe ». Consulté le : 06.01.2021. [En ligne]. Disponible sur : <https://www.energie-environnement.ch/maison/eau-potable-et-eaux-usees/eau-potable>
- [17] Frédéric Burguière, « Poser un réducteur de pression d'eau sur une canalisation ». Chap. Comment régler la pression d'eau sur un réducteur avec manomètre ? Consulté le : 06.01.2021. [En ligne]. Disponible sur : <https://www.systemed.fr/plomberie/installer-reducteur-pression-d-eau,92.html>

- [18] Cécile Münch, Vlad Hasmatuchi, Shadya Martignon, Sébastien Luisier, « L'eau potable, source d'énergie ». Fig. 1, 17.01.2017. Consulté le : 06.01.2021. [En ligne]. Disponible sur : <https://www.bulletin.ch/fr/news-detail/leau-potable-source-denergie.html>
- [19] Dependable Turbines Ltd., « Hydro Turbines in Potable Water Systems ». Consulté le : 06.03.2021. [En ligne]. Disponible sur : http://www.dtlhydro.com/turbines_potable.htm
- [20] Terry WAUGH, Trinity College Dublin, University of Cordoba, « REDAWN WP4 report : Micro-hydropower resource assessment in the Atlantic area ». P.47 Table.17. REDAWN, Interreg Atlantic Area, 03.2021.
- [21] M. Hintermann, Hydro Solar AG, « L'eau potable génératrice d'électricité (DIANE 10) ». P.8 Vue d'ensemble. n°805.752, 03.1994.
- [22] Andri Bryner, Eawag, « L'eau et l'énergie – Fiche d'information ». Chap. Possibilités d'action, 10.2011. [En ligne]. Disponible sur : https://www.eawag.ch/fileadmin/Domain1/Beratung/Beratung_Wissenstransfer/Publ_Praxis/Fiches_info/fi_eau_et_energie_oct2011.pdf
- [23] Office fédéral de l'énergie (OFEN), « Rétribution de l'injection ». Rapport, Liste 2011-2020, 2020. Consulté le : 06.01.2021. [En ligne]. Disponible sur : <https://www.bfe.admin.ch/bfe/fr/home/foerderung/erneuerbare-energien/einspeiseverguetung.html>
- [24] Thomas Bühler, « Turbinage dans les réseaux d'eau ». P.440. GWA, 06.2007.
- [25] Häny AG, « Liste de référence : Turbines ». 05.2020. [En ligne]. Disponible sur : https://www.haeny.com/fileadmin/user_upload/Referenzen/Turbinen/Referenzliste_Turbinen.pdf
- [26] Forces Motrices de l'Avançon SA, « FMA Forces Motrices de l'Avançon - Production d'énergie ». Consulté le : 06.09.2021. [En ligne]. Disponible sur : <http://www.fma-sa.ch/site/fr/production2/>
- [27] Y. Jordan, « Commune de Chessel - Assainissement réservoir EP et turbinage ». Fiche de projet. RWB Groupe SA. Consulté le : 06.10.2021. [En ligne]. Disponible sur : <https://www.rwbgroupe.ch/energie/references/turbinage>
- [28] Daniel Willi SA, « TURBINE DES RÉQUIERS ». P.9. Office fédéral de l'énergie (OFEN), 21.01.2009. [En ligne]. Disponible sur : <https://www.osti.gov/etdeweb/servlets/purl/22125287>
- [29] OIKEN, « Une mini centrale, un maximum d'avantages ». Consulté le : 06.10.2021. [En ligne]. Disponible sur : <https://oiken.ch/je-construis/entreprise/entretien-de-reseaux/une-mini-centrale-un-maximum-davantages>
- [30] Groupe SEIC-Télédis, « Le nouvel aménagement hydroélectrique de Finhaut en service ». 13.09.2019. Consulté le : 06.10.2021. [En ligne]. Disponible sur : <https://www.seic-teledis.ch/fr/actualite-entreprise/energie-renouvelable/le-nouvel-amenagement-hydroelectrique-de-finhaut-en-service-1137>
- [31] Antoine Montiel, « Lignes directrices pour l'installation de turbines hydroélectriques sur des canalisations d'eaux (EAUX) ». Agence française de sécurité sanitaire des aliments (afssa), 10.2008.
- [32] « Loi fédérale du 24 janvier 1991 sur la protection des eaux (LEaux) ». (Etat le 1er janvier 2021), 814.20, Berne.
- [33] « Constitution fédérale du 18 avril 1999 de la Confédération suisse ». Art. 118 et 97. (Etat le 7 mars 2021), 110, Berne.
- [34] « Loi fédérale du 20 juin 2014 sur les denrées alimentaires et les objets usuels (LDAI) ». (Etat le 1er mai 2021), 817.0, Berne.
- [35] « Ordonnance du 16 décembre 2016 sur les denrées alimentaires et les objets usuels (ODAIous) ». (Etat le 1er juillet 2020), 817.02, Berne.
- [36] « Ordonnance du 16 décembre 2016 du DFI sur l'eau potable et l'eau des installations de baignade et de douche accessibles au public (OPBD) ». (Etat le 1er juillet 2020), 817.022.11, Berne.

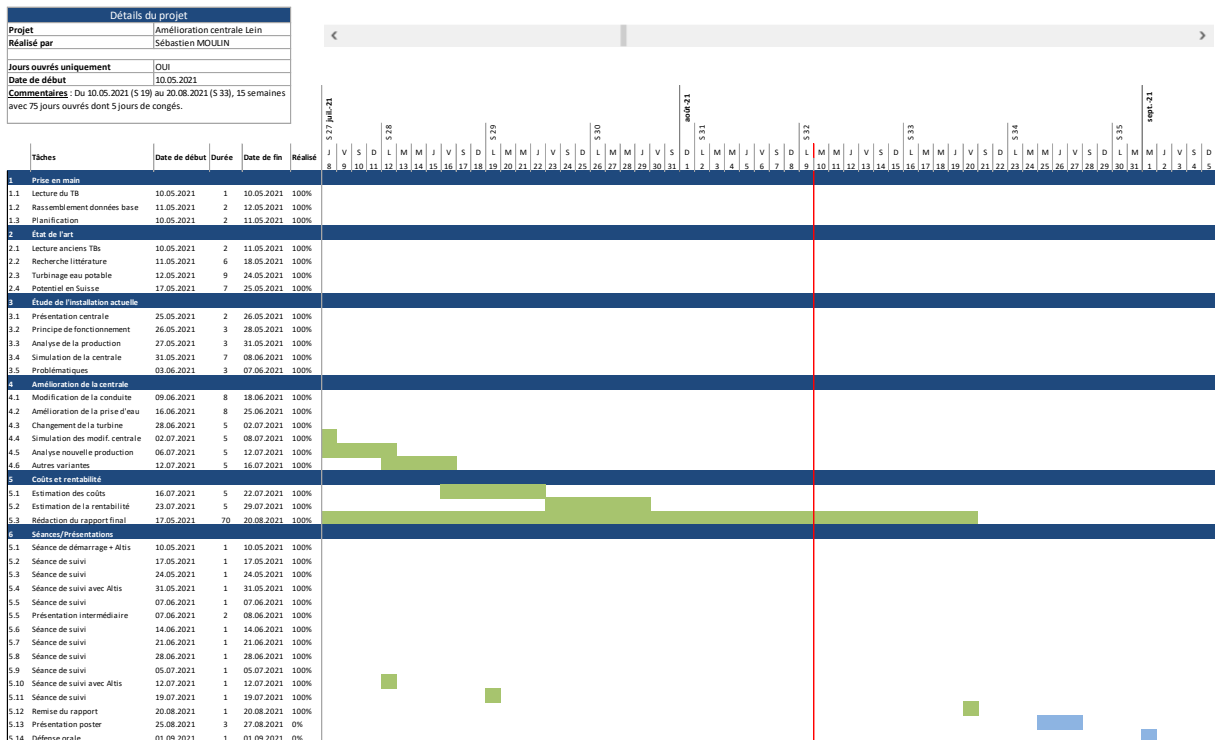
- [37] Permis d'Exploitation et d'Hygiène Alimentaire, « Formation HACCP : Méthode, définition et norme. » Consulté le : 06.02.2021. [En ligne]. Disponible sur : <https://www.permis-de-exploitation.com/589-l-definition-haccp.html>
- [38] SSIIGE, « Boutique/Réglementation/ePaper ». 30.03.2020. Consulté le : 06.02.2021. [En ligne]. Disponible sur : <https://www.svgw.ch/fr/boutiquer%C3%A9glementation/>
- [39] Marie Musolla, Cécile Münch-Alligné, « Turbinage des eaux usées du Haut-Plateau de Crans-Montana ». P.10 Conduites. HES-SO Valais, 2019.
- [40] Michel Dubas, Yves Pigueron, « Guide pour l'étude sommaire de petites centrales hydrauliques ». Chap. 2.3 Types de tuyaux. HES-SO, blueark, Regio+net, Canton du Valais, 10.2009.
- [41] Communes de Bagnes et de Vollèges, « Contrat de fusion ». 20.03.2019. Consulté le : 07.13.2021. [En ligne]. Disponible sur : https://www.valdebagnes.ch/_docn/2991493/01_DOC_Contrat_de_fusion_Bagnes_et_Volleges.pdf
- [42] Confédération suisse, « Système d'information géographique ». Limite de commune. Consulté le : 07.13.2021. [En ligne]. Disponible sur : <https://s.geo.admin.ch/91cb886c27>
- [43] Confédération suisse, « Système d'information géographique ». Réseau d'irrigation, Ciges Bagnes. Consulté le : 07.13.2021. [En ligne]. Disponible sur : <https://s.geo.admin.ch/91cbaafe6f>
- [44] Romande Energie, « Tarifs d'électricité 2020, Professionnels ». P.4, 2020. [En ligne]. Disponible sur : https://www.romande-energie.ch/images/files/prix-electricite/2020_fiche_explicative_pro_re.pdf
- [45] Giovanni De Cesare, « Cours : Aménagements hydroélectriques, partie : Génie civil ». P.59. Plateforme de constructions hydrauliques, EPFL, 2021.
- [46] Cécile Münch-Alligné, « Cours : Hydraulique ». P.29-34. HES-SO Valais, 09.2020.
- [47] Cécile Münch-Alligné & Shadya Martignoni, « Cours : Aménagements hydroélectriques, PCH & Etude préliminaire ». P.14-18. HES-SO Valais, 12.04.2021.
- [48] Météo Suisse, « Récapitulatif du climat pour Sion ». Consulté le : 07.26.2021. [En ligne]. Disponible sur : <https://www.prevision-meteo.ch/climat/annuel/sion>
- [49] Office fédéral de la statistique, « Population résidante permanente selon l'âge, par canton, district et commune, de 2010 à 2019 ». Commune de Vollèges, 27.08.2020. Consulté le : 07.26.2021. [En ligne]. Disponible sur : <https://www.bfs.admin.ch/bfs/fr/home/statistiques/catalogues-banques-donnees/tableaux.assetdetail.13707294.html>
- [50] Cécile Münch-Alligné, « Cours : Hydraulique ». P.55 à 59. HES-SO Valais, 09.2020.
- [51] David Aubin, « L'eau en partage : activation des règles dans les rivalités d'usages en Belgique et en Suisse ». P.164. Peter Lang, 2007.
- [52] Cécile Münch-Alligné, Shadya Martignoni, Jean Decaix, « Cours : Aménagements hydroélectriques, Projet 1 ». Caractéristique Pelton. HES-SO Valais, 2021.
- [53] Hydro Group, « La submergence, un phénomène hydraulique peu connu ». Chap. En conclusion, 11.05.2021. Consulté le : 08.03.2021. [En ligne]. Disponible sur : <https://hydro-group.com/blog/la-submergence-un-phenomene-hydraulique-peu-connu/>
- [54] Georg Möller, « Vortex-induced air entrainment rate at intakes ». P.38 Équation 2.16. ETH Zurich, 2013.
- [55] « Pronovo AG – Vollzugstelle für Förderprogramme Erneuerbare Energien ». Subvention. Consulté le : 06.10.2021. [En ligne]. Disponible sur : <https://pronovo.ch/fr/>
- [56] « Ordonnance du 1er novembre 2017 sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables (OEneR) ». Art.9. (Etat le 1er janvier 2021), 730.03, Berne.
- [57] Suisse next, « Qu'est-ce que le système de rétribution de l'injection (SRI) ? » Chap. Avenir du SRI... Consulté le : 08.10.2021. [En ligne]. Disponible sur : <https://www.suisse-next.ch/fr/glossaire/systeme-retribution-injection-sri/>
- [58] « Ordonnance du 1er novembre 2017 sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables (OEneR) ». Annexe 1.1. (Etat 1er janvier 2021), 730.03, Berne.

- [59] Office fédéral de l'énergie (OFEN), « Prix de marché de référence selon l'art. 15, OEnER ». Confédération suisse, Berne, 20.04.2021.
- [60] Pronovo, « Directive relative au financement des frais supplémentaires (FFS) ». Chap. 2 et 5, 01.01.2020.
- [61] Office fédéral de l'énergie (OFEN), « Contributions d'investissement pour la force hydraulique ». Confédération suisse, Berne, 12.11.2020. Consulté le : 07.07.2021. [En ligne]. Disponible sur : <https://www.bfe.admin.ch/bfe/fr/home/foerderung/erneuerbare-energien/investitionsbeitraege-wasserkraft.html>
- [62] Office fédéral de l'énergie (OFEN), « Contributions d'investissement pour la biomasse ». Confédération suisse, Berne, 12.11.2020. Consulté le : 07.07.2021. [En ligne]. Disponible sur : <https://www.bfe.admin.ch/bfe/fr/home/foerderung/erneuerbare-energien/investitionsbeitraege-biomasse.html>
- [63] « Ordonnance du 1er novembre 2017 sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables (OEnER) ». Art. 31 et 33. (Etat le 1er janvier 2021), 730.03, Berne.
- [64] « Ordonnance du 1er novembre 2017 sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables (OEnER) ». Art. 47 et 48. (Etat le 1er janvier 2021), 730.03, Berne.
- [65] Office fédéral de l'énergie (OFEN), « Instructions pour la préparation de la liste des coûts d'investissement ». Confédération suisse, Berne, 25.02.2021. Consulté le : 07.07.2021. [En ligne]. Disponible sur : <https://www.bfe.admin.ch/bfe/fr/home/foerderung/erneuerbare-energien/investitionsbeitraege-wasserkraft.html>
- [66] « Ordonnance du 1er novembre 2017 sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables (OEnER) ». Art. 61 et 62. (Etat le 1er janvier 2021), 730.03, Berne.
- [67] « Loi fédérale du 22 décembre 1916 sur l'utilisation des forces hydrauliques (Loi sur les forces hydrauliques, LFH) ». Art.49. (Etat le 1er janvier 2021), 721.80, Berne.
- [68] Javier García, « Cours : Redevances hydrauliques ». Service de l'énergie et des forces hydrauliques, Canton du Valais, 24.03.2021.
- [69] Hagenbucher, Von Roll Hydro, « TUYAUX & RACCORDS, Catalogue complet avec les prix ». P.7-8, 2020.
- [70] Von Roll Hydro, « CEMPUR – L'innovation en matière de combinaison des revêtements ». P.2. Consulté le : 08.09.2021. [En ligne]. Disponible sur : <https://www.vonroll-hydro.ch/files/content/downloads/Broschueren/rohre-und-formstuecke/cempur/vonRoll-Rohre-CEMPUR-FR.pdf>
- [71] VESE, « Tarifs de rachat de l'électricité, Carte interactive des rétributions ». 2021. Consulté le : 08.10.2021. [En ligne]. Disponible sur : <https://www.vese.ch/fr/pvtarif/#MapTitle>

9 ANNEXES

Annexe 1 : Planning détaillé du projet	76
Annexe 2 : Liste des bénéficiaires de la SRI et RPC suivant les années.....	77
Annexe 3 : Plaquette signalétique de la machine	77
Annexe 4 : Résumé de la visite de la centrale du 29.06.2021.....	78
Annexe 5 : Plans de construction de la centrale	78
Annexe 6 : Caractéristiques de l'installation.....	78
Annexe 7 : Évolution (journée type d'hiver) de la puissance, des injecteurs, de la pression, du débit et des pertes.....	78
Annexe 8 : Période (2), étude d'oscillation des injecteurs avec le débit et la puissance.....	79
Annexe 9 : Période (3), étude d'oscillation des injecteurs avec le débit et la puissance.....	80
Annexe 10 : Résultat de l'approximation de la relation P-Q avec Matlab	81
Annexe 11 : Détermination du coefficient de perte de charge singulière [50].....	82
Annexe 12 : Rugosité ou Hauteur de sable équivalente K pour quelques matériaux [50]	83
Annexe 13 : Modèle 1	83
Annexe 14 : Modèle 2	84
Annexe 15 : Modèle 3	84
Annexe 16 : Données reçues avec graphiques.....	85
Annexe 17 : Modèles 1, 2, 3 ajustés.....	85
Annexe 18 : Estimation des coûts d'investissement projet hydraulique	86
Annexe 19 : Offre fournisseur achat de conduites en fonte	89
Annexe 20 : Facture d'Air Glacier.....	91
Annexe 21 : Estimation d'énergie électrique produite et perdue de la nouvelle centrale du Lein	91
Annexe 22 : Estimation de la rentabilité des variantes 1 à 4	91

Annexe 1 : Planning détaillé du projet



Annexe 2 : Liste des bénéficiaires de la SRI et RPC suivant les années

Bénéficiaires SRI et RPC : turbinage eau potable					
Années	Nombre de centrales	Puissance [kW]	Energie [kWh]	Energie [GWh]	Rémunération [CHF]
2011	102	10 938	44 681 122	45	9 848 316
2012	120	11 972	59 426 350	59	12 072 619
2013	149	17 507	74 626 220	75	15 022 713
2014	179	21 174	97 104 912	97	19 219 394
2015	208	22 491	96 370 453	96	19 514 044
2016	241	28 824	115 408 835	115	23 500 380
2017	254	33 177	131 725 330	132	26 061 877
2018	261	33 096	132 425 283	132	28 686 812
2019	297	37 374	155 626 073	156	30 943 209
2020	303	38 343	174 056 583	174	32 403 205



Annexe 3 : Plaquette signalétique de la machine



Annexe 4 : Résumé de la visite de la centrale du 29.06.2021

Voir le fichier PDF :

Résumé de la visite du 29 juin.pdf

Annexe 5 : Plans de construction de la centrale

Voir les fichiers PDF suivant :

AVP701B --- Croquis en plan Sortie galerie Pierre Avoi.pdf

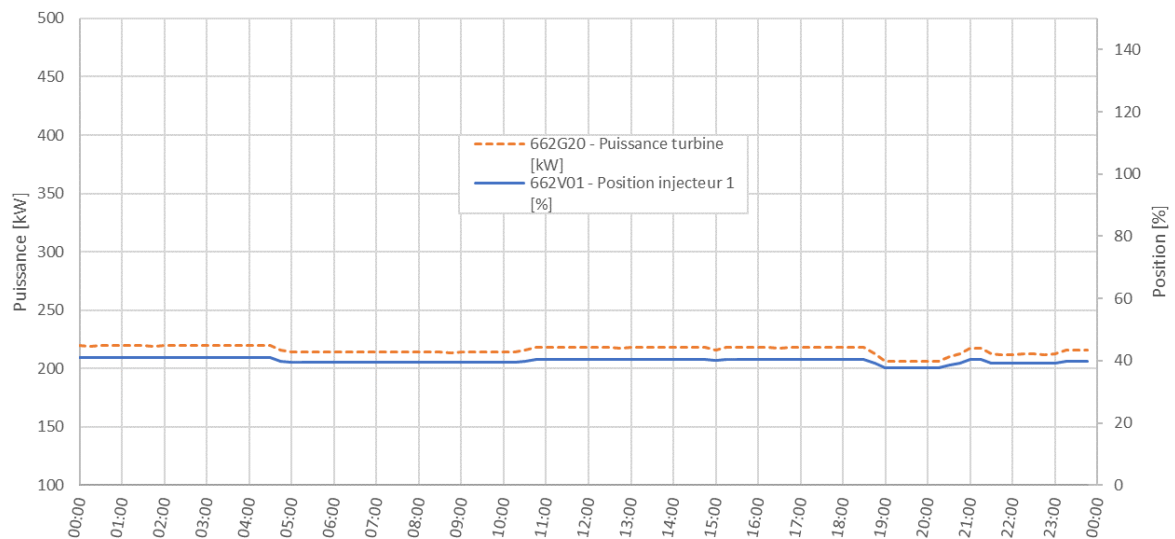
AVP703B --- Croquis en plan bassins du Lein.pdf

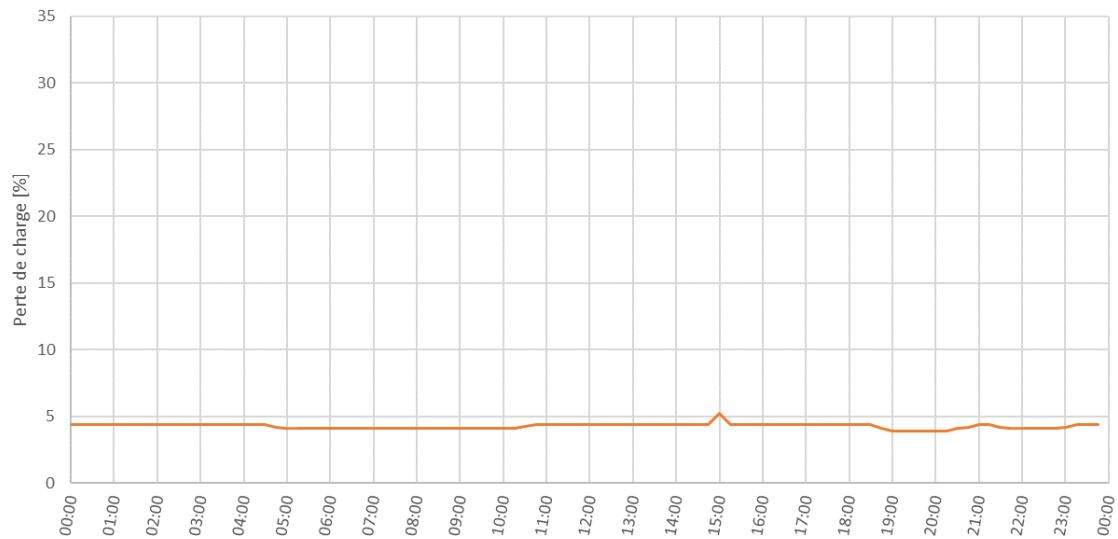
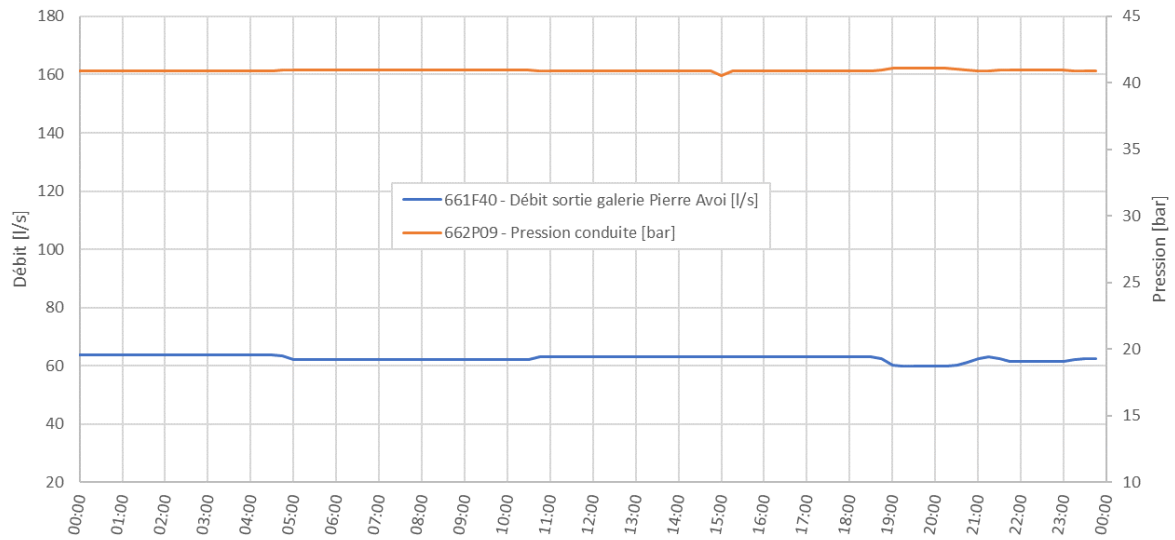
Annexe 6 : Caractéristiques de l'installation

Voir le fichier PDF :

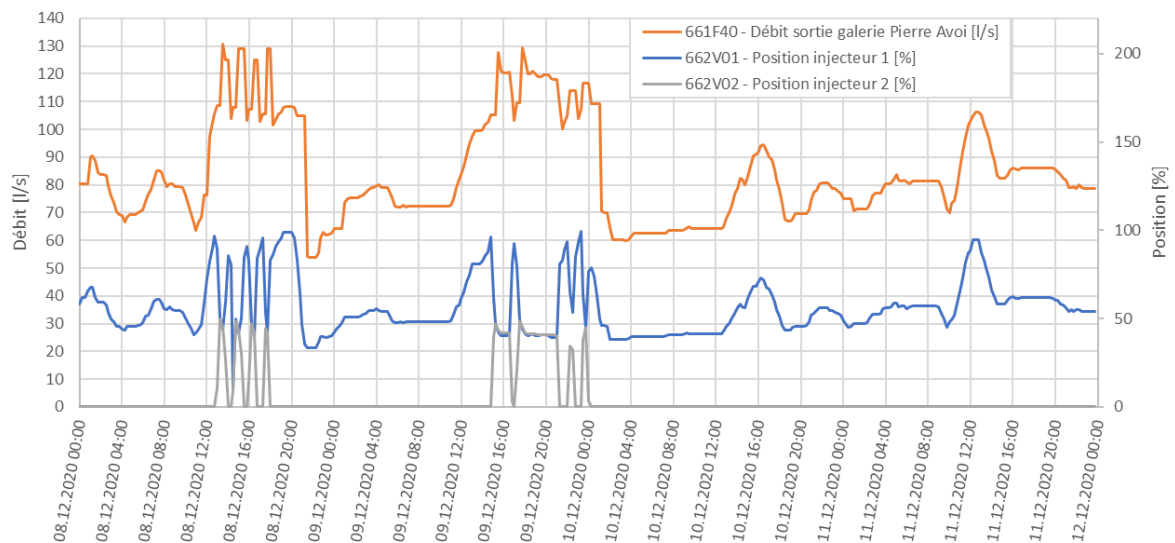
Caractéristiques_Installation.xlsx

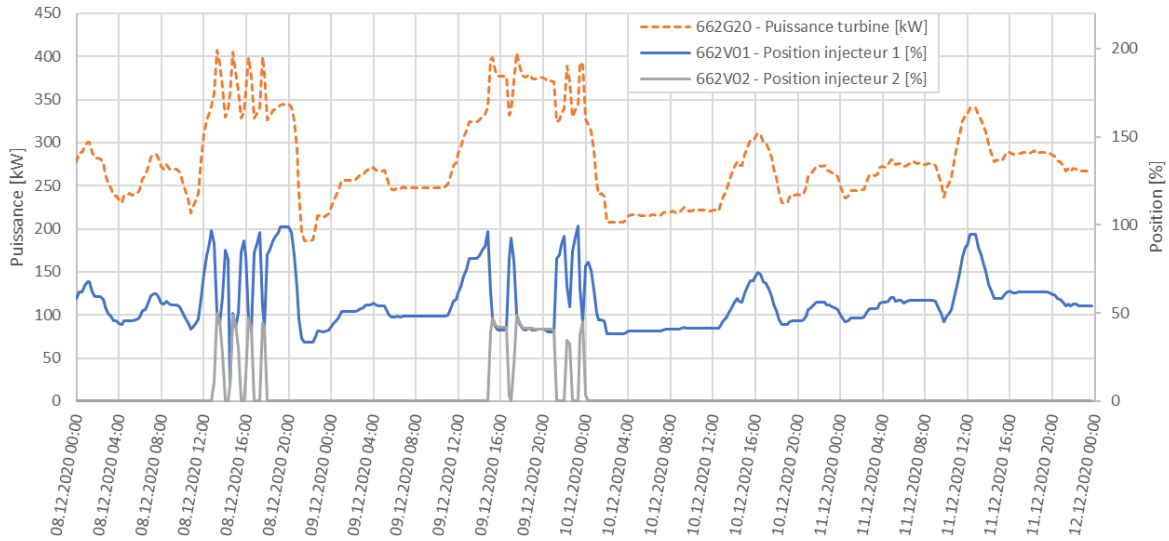
Annexe 7 : Évolution (journée type d'hiver) de la puissance, des injecteurs, de la pression, du débit et des pertes



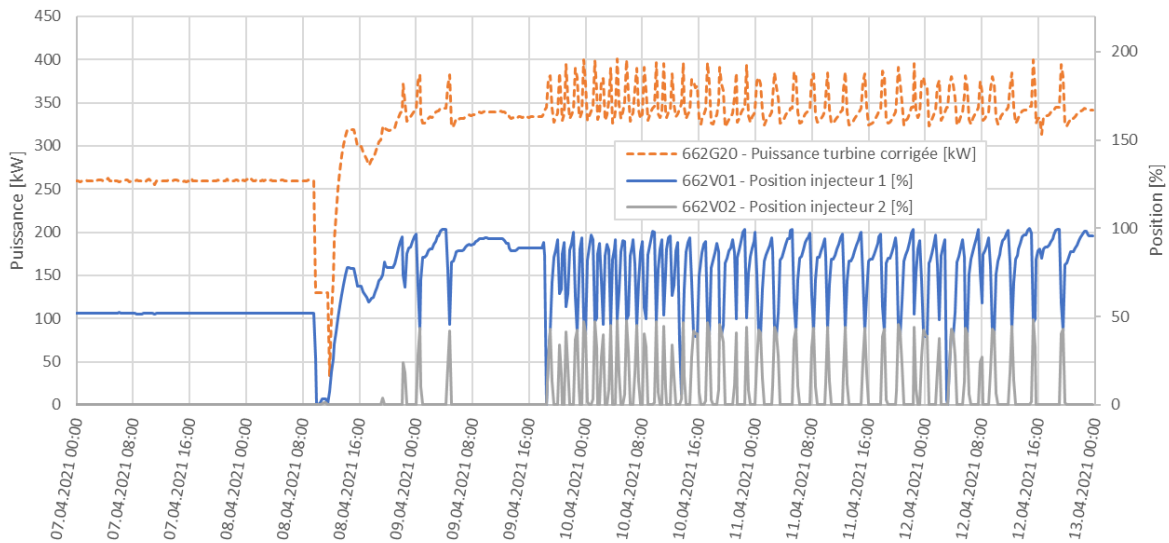
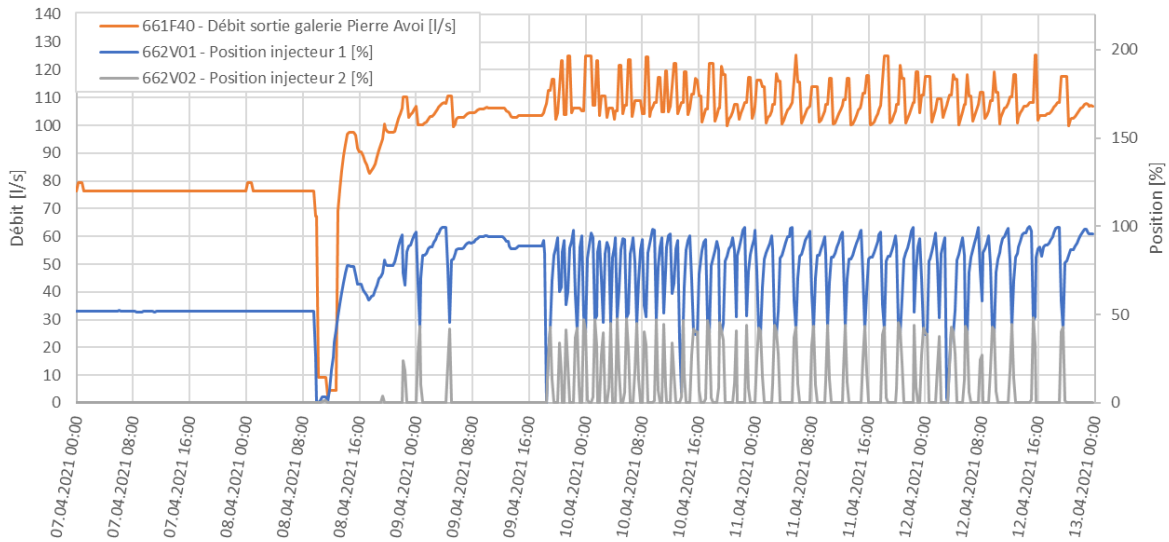


Annexe 8 : Période (2), étude d'oscillation des injecteurs avec le débit et la puissance

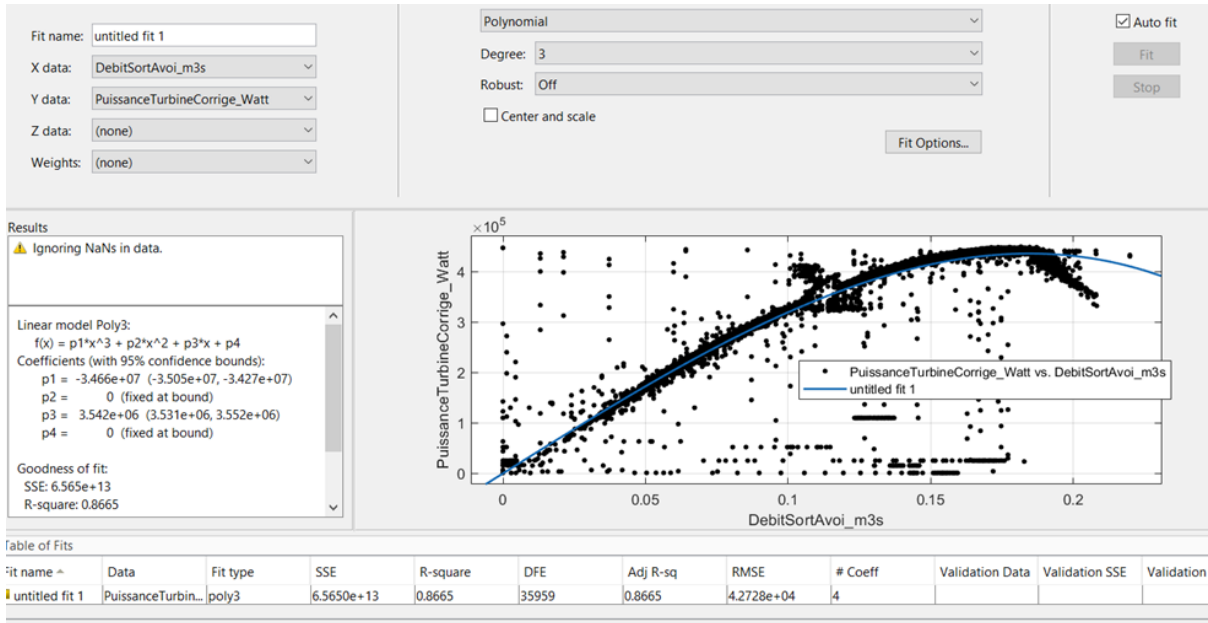




Annexe 9 : Période (3), étude d'oscillation des injecteurs avec le débit et la puissance

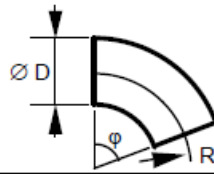


Annexe 10 : Résultat de l'approximation de la relation P-Q avec Matlab



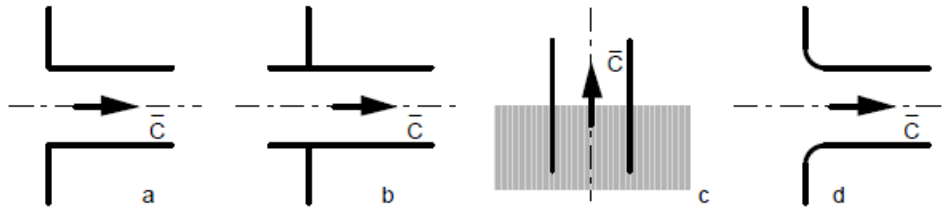
Annexe 11 : Détermination du coefficient de perte de charge singulière [50]

Coude



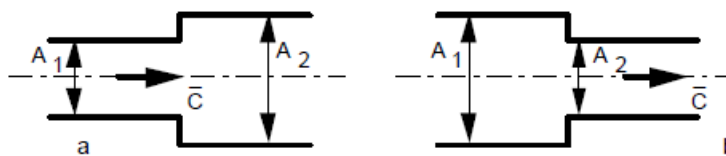
		R/D	1	2	4	6	10
$\varphi = 90^\circ$: $\zeta=90^\circ$	lisse		0,21	0,14	0,11	0,09	0,11
	rugueux		0,51	0,30	0,23	0,18	0,20
$\varphi \neq 90^\circ$: $\zeta = k \zeta_{90^\circ}$	φ		30°	60°	120°	150°	180°
	k		0,4	0,7	1,25	1,5	1,7

Embouchures



- a) arêtes vives: $\zeta = 0,5$;
 arêtes brisées: $\zeta = 0,25$
- b) et c) arêtes vives: $\zeta = 3,0$;
 arêtes brisées: $\zeta = 0,6 \dots 1,0$
- d) selon rugosité: $\zeta = 0,01 \dots 0,05$

Changements de section



a) $\zeta = (1 - A_1/A_2)^2$	b) A_2/A_1	0,2	0,4	0,6	0,8	1,0
	ζ	0,43	0,34	0,24	0,14	0

Annexe 12 : Rugosité ou Hauteur de sable équivalente K pour quelques matériaux [50]

Tuyau	Etat	K [mm]
étiré ou extrudé, en cuivre, laiton, bronze, aluminium, verre, plastique	neuf, techniquement lisse	0,001 ... 0,0015
caoutchouc	neuf, techniquement lisse	~ 0,0016
fonte	neuf	0,25 ... 0,5
	légèrement rouillé	1,0 ... 1,5
	très rouillé	1,5 ... 5,0
acier	neuf, sans soudure	0,02 ... 0,06
	neuf, soudure axiale	0,04 ... 0,1
	légèrement rouillé	0,15 ... 0,4
	très rouillé	2,0 ... 4,0
	avec bitume	~ 0,05
	avec ciment	~ 0,18
béton	lisse	0,3 ... 0,8
	moyen	1,0 ... 2,0
	rugueux	2,0 ... 3,0

Annexe 13 : Modèle 1

Voir fichier Excel :

Outil_calcul_Energie_modèle1_macro.xlsm

Aperçu de la page « Paramètres » :

Modèle 1 : A partir de l'approximation de la courbe P-Q						
Constantes						
Accél. Gravit.	9.81	[m/s ²]				
Rho eau	1000	[kg/m ³]				
Longueur	3289	[m]				
Chute brute	436	[m]				
Fonctionnement	8451	[heure/an]				
Rendement G+T.	0.828119593	[-]	Hypothèse : Constant !			
Perte charge lin. λ	0.01533139	[-]	Hypothèse : Constant !			
Conduites						
Diamètre [mm]	225	250	275	350	400	500
Limites des débits de turbinage						
Débit maximum	185	[l/s]	Voir courbe injecteur-débit			
Débit minimum	10	[l/s]				
Limite de puissance de la machine						
Pélec maximum	450	[kW]				
Classer les données		Cliquez sur le bouton uniquement si les valeurs ont changés ! Voir les résultats sur la feuille suivante ! Ne pas modifier les autres pages !				

Annexe 14 : Modèle 2

Voir fichier Excel :

Outil_calcul_Energie_modèle2_macro.xlsm

Le détail du rendement de la turbine Pelton se trouve sur la page « Rendement ».

Aperçu de la page « Paramètres » :

Modèle 2 : A partir de l'approximation de la courbe P-Q, rendement variable						
Constantes						
Accél. Gravit.	9.81	[m/s ²]				
Rho eau	1000	[kg/m ³]				
Longueur	3289	[m]				
Chute brute	436	[m]				
Rayon roue R1	0.24	[m]				
Vitesse rotation n	1500	[tr/min]				
Fonctionnement	8451	[heure/an]				
Débit équip.	178.6	[l/s]				
Rendement G+T.	0.828119593	[-]	Pour le Q _{équip} = 178.6 l/s, voir la page "Rendement"			
Perte charge lin. λ	0.01533139	[-]	Hypothèse : Constant !			
Conduites						
Diamètre [mm]	225	250	275	350	400	500
Limites des débits de turbinage						
Débit maximum	185	[l/s]				
Débit minimum	10	[l/s]				
Limite de puissance de la machine						
Pélec maximum	450	[kW]				
Classer les données		Cliquez sur le bouton si les valeurs ont changés ! Voir les résultats sur la feuille suivante ! Ne pas modifier les autres pages !				

Annexe 15 : Modèle 3

Voir fichier Excel :

Outil_calcul_Energie_modèle3_macro.xlsm

Le détail du calcul du nombre de Reynold se trouve sur la page « Calculs date » pour chaque taille de conduite.

Aperçu de la page « Paramètres » :

Modèle 3 : A partir de l'approximation de la courbe P-Q, rendement et Re variable						
Constantes						
Accél. Gravit.	9.81	[m/s ²]				
Rho eau	1000	[kg/m ³]				
Longueur	3289	[m]				
Chute brute	436	[m]				
Rayon roue R1	0.24	[m]				
Vitesse rotation n	1500	[tr/min]				
Fonctionnement	8451	[heure/an]				
Débit équip.	178.6	[l/s]				
Rendement G+T.	0.828119593	[-]	Pour le Q _{équip} = 178.6 l/s, voir la page "Rendement"			
Conduites						
Diamètre [mm]	225	250	275	350	400	500
Rugosité K [mm]	0.064176512	0.06417651	0.06417651	0.06417651	0.06417651	0.06417651
Limites des débits de turbinage						
Débit maximum	185	[l/s]				
Débit minimum	10	[l/s]				
Limite de puissance de la machine						
Pélec maximum	450	[kW]				
Classer les données		Cliquez sur le bouton si les valeurs ont changés ! Voir les résultats sur la feuille suivante ! Ne pas modifier les autres pages !				

Annexe 16 : Données reçues avec graphiques

Voir fichier Excel :

LIS_Donnees_traitée_Turbine_Lein_graphe.xlsx

La puissance mesurée moyenne journalière et classée sur la page « Débit classé 365 ».

Annexe 17 : Modèles 1, 2, 3 ajustés

Voir les 3 fichiers Excel :

Outil_calcul_Energie_modèle1_macro_Ajusté.xlsm

Outil_calcul_Energie_modèle2_macro_Ajusté.xlsm

Outil_calcul_Energie_modèle3_macro_Ajusté.xlsm

Aperçu de la page « Paramètres » du modèle 3 :

Modèle 3 : A partir de l'approximation de la courbe P-Q, rendement et Re variable						
Constantes						
Accél. Gravit.	9.81	[m/s ²]				
Rho eau	1000	[kg/m ³]				
Longueur	3289	[m]				
Chute brute	436	[m]				
Rayon roue R1	0.24	[m]				
Vitesse rotation n	1500	[tr/min]				
Fonctionnement	8451	[heure/an]				
Débit équip.	178.6	[l/s]				
Rendement G+T.	0.858	[-]	Pour le Q _{equip} = 178.6 l/s	Ajusté sur les mesures (au lieu de 0.828)		
Conduites						
Diamètre [mm]	225	250	275	350	400	500
Rugosité K [mm]	0.064176512	0.06417651	0.06417651	0.06417651	0.06417651	0.06417651
Limites des débits de turbinage						
Débit maximum	185	[l/s]				
Débit minimum	10	[l/s]				
Limite de puissance de la machine						
Pélec maximum	450	[kW]				
Classer les données			Cliquez sur le bouton si les valeurs ont changés !			
			Voir les résultats sur la feuille suivante !			
			Ne pas modifier les autres pages !			

Annexe 18 : Estimation des coûts d'investissement projet hydraulique

Voir les 2 fichiers Excel :

Estim_Cout_INV_final_mtn_300mm_350mm.xlsx

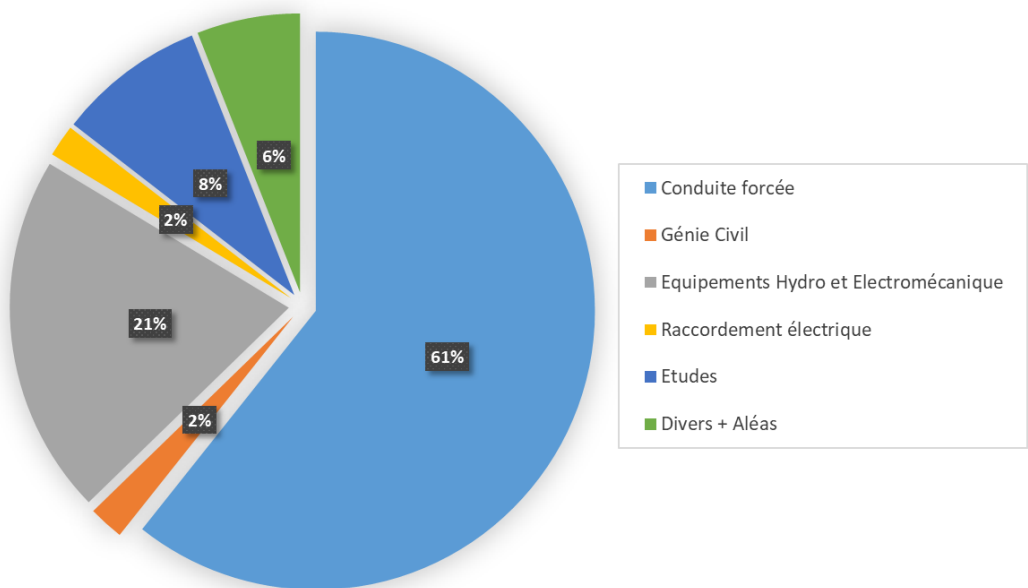
Estim_Cout_INV_final_400mm_500mm.xlsx

L'aperçu de la liste des paramètres de la page « Données » du deuxième fichier est visible sur la page suivante.

L'aperçu des coûts d'investissement de la page « Synthèse » des variantes 1, 2 et 4 est visible sur la page encore d'après.

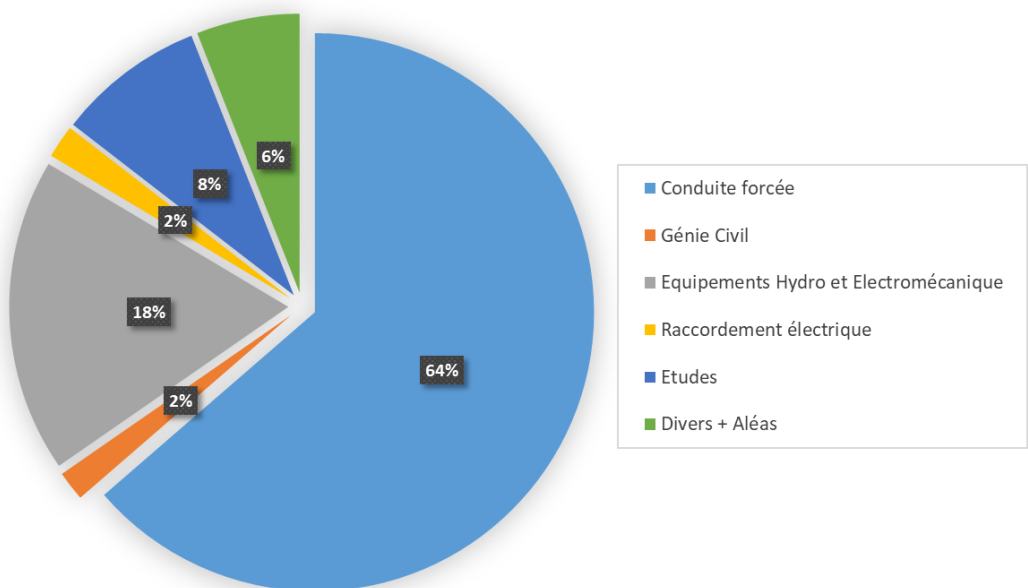
		3 (400mm)	4 (500mm)
Variantes (fonte)			
Caractéristiques Technique			
Données générales			
0.01	Accélération pesanteur	9.81	9.81
0.02	masse volumique eau (kg/m3)	1 000.00	1 000.00
0.03	Rendement turbine (-) + générateur	0.858	0.858
0.04	Rendement Moteur/Alternateur + convertisseur (-)	1.000	1.000
0.06	Rendement Conduite Turbinage (-)	0.964	0.843
0.07	Dénivellation (m)	436.00	436.00
0.08	Débit d'équipement conduite (m ³ /s)	0.1786	0.1786
Etendue des travaux			
2.01	Travaux importants	non	non
Conduite forcée			
4.01	A construire (oui/non)	oui	oui
4.02	Type de conduite	Fonte	Fonte
4.03	Longueur conduite (m)	3 289.00	3 289.00
4.04	Diamètre conduite (mm)	400.00	500.00
4.05	perte de charge (m)	15.49	4.92
4.06	Installation	Enterré	Enterré
4.07	Coefficient de difficulté d'accès (facil=1 ; difficil=1.5)	1.50	1.50
Prise d'eau, dessableur, grille, chambre de mise en charge			
5.01	Nombre	1.00	1.00
5.02	Dessableur (oui/non)	oui	oui
5.03	Coefficient de difficulté d'accès (facil=1 ; difficil=1.5)	1.50	1.50
Vanne de maintenance			
6.01	Nombre	1.00	1.00
6.02	Coefficient de difficulté d'accès (facil=1 ; difficil=1.5)	1.50	1.50
Local			
7.01	Construction (oui/non)	non	non
7.02	Dimensions connues ?		
7.03	L (m)		
7.04	l (m)		
7.05	Coefficient de difficulté d'accès (facil=1 ; difficil=1.5)		
Turbine (ou PAT)			
8.01	Turbine (oui/non)	oui	oui
8.02	Type de turbine	Pelton	Pelton
8.03	axe	Horizontal	Horizontal
8.04	nombre de machine	1.00	1.00
8.05	Vitesse de rotation (tr/min)	1 500.00	1 500.00
8.06	Diamètre Roue (mm)		
8.07	Nombre d'étages		
8.08	Nombre d'ouïes		
8.09	Puissance moteur électrique requise (kW)		
8.1	Coefficient de difficulté d'accès (facil=1 ; difficil=1.5)	1.40	1.40
Vannes de garde			
10.01	Type de vanne	Sphérique	Sphérique
10.02	Coefficient de difficulté d'accès (facil=1 ; difficil=1.5)	1.40	1.40
Connexion au réseau			
11.01	Construction d'un local (oui/non)	non	non
11.02	Distance par rapport au point de raccordement MT/BT(m)	0.00	0.00
11.03	Tube au même endroit que la conduite d'eau (oui/non)	non	non
11.04	Tension de raccordement (V)	400.00	400.00
11.05	Transformateur	oui	oui
11.06	Coefficient de difficulté d'accès (facil=1 ; difficil=1.5)	1.40	1.40
Autres			
12.01	Transport	10.00%	10.00%
12.02	Montage + mise en service	3.00%	3.00%

Estimation des coûts d'investissement pour une conduite de 300mm :



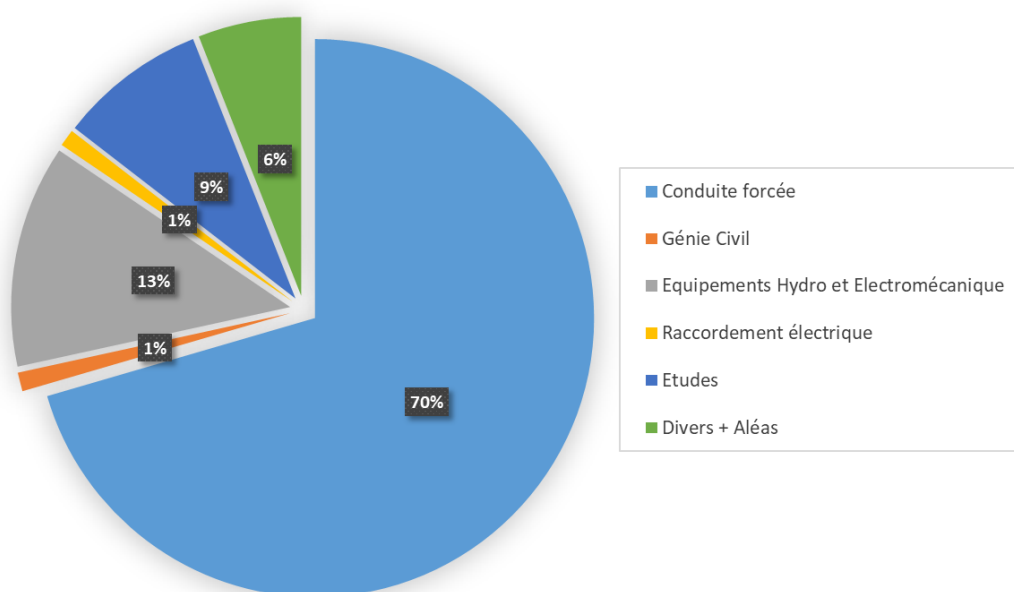
Investissement par partie		
Conduite forcée	CHF	1 539 720
Génie Civil	CHF	51 610
Equipements Hydro et Electromécanique	CHF	530 200
Raccordement électrique	CHF	46 810
Etudes	CHF	216 840
Divers + Aléas	CHF	151 790
Total général	CHF	2 536 970
Marge d'incertitude (± 15%)	CHF	380 546

Estimation des coûts d'investissement pour une conduite de 350mm :



Investissement par partie		
Conduite forcée	CHF	1 913 350
Génie Civil	CHF	51 610
Equipements Hydro et Electromécanique	CHF	547 260
Raccordement électrique	CHF	57 540
Etudes	CHF	256 980
Divers + Aléas	CHF	179 890
Total général	CHF	3 006 630
Marge d'incertitude ($\pm 15\%$)	CHF	450 995

Estimation des coûts d'investissement pour une conduite de 500mm :



Investissement par partie		
Conduite forcée	CHF	3 345 510
Génie Civil	CHF	51 610
Equipements Hydro et Electromécanique	CHF	612 840
Raccordement électrique	CHF	46 810
Etudes	CHF	405 680
Divers + Aléas	CHF	283 980
Total général	CHF	4 746 430
Marge d'incertitude ($\pm 15\%$)	CHF	711 965

Annexe 19 : Offre fournisseur achat de conduites en fonte

Cette offre provient du fournisseur Suisse de pièces hydrauliques : Hagenbucher AG.

(voir sur la page suivante)

CAN Constr Texte complet		Projet: 215009 - Val de Bagnes Descriptif: 215009 - Centrale hydroélectrique			Page 1 6.8.2021	
Article	Texte	Quantité	Un	Prix	Montant	
412F/20	Conduites enterrées, robinetterie eau et gaz (V'21)					
000	Conditions générales					
	<p>Domaine individuel (fenêtre de réserve): seul endroit où l'introduction d'un article modifié ou ajouté par l'utilisateur est autorisée. Les articles personnalisés sont reconnaissables à la lettre "R" précédant leur numéro.</p> <p>Descriptif abrégé: descriptif dans lequel seules les 2 premières lignes des remarques préliminaires, des articles principaux et des sous-articles fermés sont reprises. Dans tous les cas, ce sont les textes complets du CAN qui font foi.</p> <p>Conformément à la norme SIA 118, art.10, la fourniture des matériaux est comprise dans le prix unitaire, sauf dispositions contraires dans le descriptif.</p>					
200	Conduites en fonte					
210	Tuyaux					
.200	Hagenbucher/BLS/FZM mortier de ciment fibreux. TMH Hagenbucher AG Zurich					
214	Tuyaux à pression en fonte avec manchons à emboîter, manchon avec cordon de soudure, avec chambre de sécurité séparée.					
.300	Extérieur zingué, revêtu de mortier de ciment.					
.310	Intérieur revêtu de mortier de ciment.					
.317	DN 300. FZM/BLS K9 PFA 40 bars	W	par	m	193.00	
.318	DN 400. FZM/BLS K9 PFA 30 bars	W	par	m	282.30	
.381	DN 300. FZM/BLS K14 PFA 83 bars	W	par	m	246.40	
.382	DN 400. FZM/BLS K12 PFA 40 bars	W	par	m	326.80	
.383	DN 400. FZM/BLS K13 PFA 45 bars	W	par	m	343.20	
230	Raccords avec manchons à emboîter					
.100	Sauf indication contraire, revêtement extérieur:					
.110	Epoxy.					
.200	Sauf indications contraires, revêtement intérieur en:					
.210	Epoxy.					
.300	Sauf indications contraires, exécution:					
.320	Avec cordon de soudure. Hagenbucher/EWS/BLS. TMH Hagenbucher AG Zurich					
231	Courbe en fonte avec manchons à emboîter.					
.100	1 manchon (1).					
.130	Degrés 45.					
.137	DN 300. MK/BLS	W	par	p	860.00	
.150	Degrés 30.					
.157	DN 300. MK/BLS	W	par	p	932.00	
.158	DN 400. MK/BLS	W	par	p	1'428.00	
.170	Degrés 22.					
.177	DN 300. MK/BLS	W	par	p	910.00	
.178	DN 400. MK/BLS	W	par	p	1'398.00	
.200	1 manchon (2).					
.210	Degrés 11.					
.217	DN 300. MK/BLS	W	par	p	891.00	
.218	DN 400. MK/BLS	W	par	p	1'392.00	

Annexe 20 : Facture d'Air Glaciers

Air-Glacières SA
Sion

CHE-105.760.320 TVA

Sion, le 30.04.2021

N° de la facture
N° client

Transport hélicoptère

Date : 01.04.2021
Région : Arolla
Rapport(s) de travail no

AIR-GLACIERS
COMPAGNIE D'AVIATION
MAISON FRANÇOIS-XAVIER BAGNOUD DU SAUVETAGE
SINCE 1965

AIR-GLACIERS SA - Rte de l'Aéroport 60 - 1950 Sion - Suisse

Designation	Qté	Unité	Prix	TVA	Mont. CHF
<u>Matin</u>					
Survol	1.00	Forfait	455.00	7.7	455.00
Transport passagers	1.00	Rot.	220.00	7.7	220.00
Transport matériel	4.00	Rot.	270.00	7.7	1080.00
<u>Après-midi</u>					
Survol	1.00	Combiné	220.00	7.7	220.00
Transport passagers	1.00	Rot.	220.00	7.7	220.00
Transport matériel	1.00	Rot.	270.00	7.7	270.00
Montant net HT					2'465.00
TVA taux normal 7.7% de 2'465.00					189.85
Total					2'654.85

Conditions de paiement 30 jours net

Cette facture de transport par hélicoptage a été fournie par M. Thurre et provient de son travail de Bachelor « Stockage d'énergie longue durée pour une cabane d'altitude » effectué à la HES-SO Valais en 2021.

Annexe 21 : Estimation d'énergie électrique produite et perdue de la nouvelle centrale du Lein

L'estimation a été effectuée à l'aide du modèle 3 ajusté et en y modifiant quelques paramètres (taille de conduite, rugosité, limite, ...).

Voir le fichier Excel :

Outil_calcul_Energie_modèle3_macro_Ajusté_Estim.xlsm

Annexe 22 : Estimation de la rentabilité des variantes 1 à 4

Voir le fichier Excel :

Rentabilité_V1 à V4.xlsx