
Faisabilité d'un aménagement de pompage turbinage au barrage de la Gileppe

Auteur : Fonder, Martin

Promoteur(s) : Erpicum, Sebastien; Dewals, Benjamin

Faculté : Faculté des Sciences appliquées

Diplôme : Master en ingénieur civil des constructions, à finalité spécialisée en "civil engineering"

Année académique : 2018-2019

URI/URL : <http://hdl.handle.net/2268.2/6724>

Avertissement à l'attention des usagers :

Tous les documents placés en accès ouvert sur le site le site MatheO sont protégés par le droit d'auteur. Conformément aux principes énoncés par la "Budapest Open Access Initiative"(BOAI, 2002), l'utilisateur du site peut lire, télécharger, copier, transmettre, imprimer, chercher ou faire un lien vers le texte intégral de ces documents, les disséquer pour les indexer, s'en servir de données pour un logiciel, ou s'en servir à toute autre fin légale (ou prévue par la réglementation relative au droit d'auteur). Toute utilisation du document à des fins commerciales est strictement interdite.

Par ailleurs, l'utilisateur s'engage à respecter les droits moraux de l'auteur, principalement le droit à l'intégrité de l'oeuvre et le droit de paternité et ce dans toute utilisation que l'utilisateur entreprend. Ainsi, à titre d'exemple, lorsqu'il reproduira un document par extrait ou dans son intégralité, l'utilisateur citera de manière complète les sources telles que mentionnées ci-dessus. Toute utilisation non explicitement autorisée ci-avant (telle que par exemple, la modification du document ou son résumé) nécessite l'autorisation préalable et expresse des auteurs ou de leurs ayants droit.

Faisabilité d'un aménagement de pompage turbinage au barrage de la Gileppe

Travail de fin d'études réalisé en vue de l'obtention du grade de
Master en Ingénieur Civil des Constructions

Année académique 2018-2019

Résumé

« Faisabilité d'un aménagement de pompage turbinage au barrage de la Gileppe », par FONDER MARTIN, Ingénieur Civil des Constructions, 2018-2019.

Ce rapport présente les résultats concernant la faisabilité technique et économique d'une installation de pompage turbinage, réutilisant des structures déjà en place, au barrage de la Gileppe, ouvrage construit sur la rivière du même nom en 1878 pour alimenter le bassin vervietoise et son industrie lainière en eau potable (actuellement cet ouvrage est exploité par la SPW). L'idée serait d'utiliser le lac créé par la retenue comme bassin supérieur d'une station de transfert d'énergie par pompage (STEP), d'aménager un bassin inférieur en aval du barrage et d'utiliser des conduites existantes pour avoir un système complet tout en limitant les coûts d'installation.

Le rapport est divisé en 3 parties principales.

La première partie présente les enjeux du stockage d'énergie électrique et les technologies actuellement existantes dans un premier temps puis le site de la Gileppe tel qu'il existe aujourd'hui avec ses objectifs et enjeux dans un second temps.

La seconde partie présente toutes les données techniques nécessaires à la création d'un modèle numérique de la STEP sur le site. On y retrouvera entre autres une étude détaillée des pertes de charge dans les conduites, une synthèse des informations collectées par le questionnaire sur le niveau de la retenue et toutes les hypothèses utilisées pour mener les estimations de prix dans le travail.

Enfin la troisième partie permet de chercher la meilleure solution pour rendre cette installation intéressante tant sur un plan économique qu'énergétique. Dans cette ultime partie cinq sections étudient cinq scénarios différents permettant de chercher la méthode d'utilisation de la STEP qui sera la plus intéressante.

Le modèle numérique montre que les pertes de charge sont trop importantes dans les conduites actuelles, ces dernières n'étant pas adaptées pour limiter les dissipations d'énergie. En effet le diamètre des tuyaux, les nombreux coudes, rétrécissements et autres singularités ne permettent pas de construire une installation combinant puissance élevée et rendement élevé.

De ce fait, l'utilisation de ces tuyaux rend l'installation non rentable dans le système de distribution d'électricité actuellement en place en Belgique. En effet, pour la solution la plus intéressante, soit une STEP de 4 MW de puissance en turbinage avec un bassin inférieur de $122\,000\text{ m}^3$, les coûts de construction seraient de l'ordre de 3 380 000 € pour des revenus engendrés qui ne pourraient dépasser 103 500 €/an. Le temps de retour sur investissement serait donc de plus de 30 ans.

Cependant, en utilisant ces conduites avec des débits faibles, il est tout de même possible d'installer une STEP d'une puissance en turbinage de 4 MW avec un bassin inférieur de $500\,000\text{ m}^3$ qui permettrait de s'intégrer dans un micro réseau contenant 4000 foyers. Ce dernier serait alors approvisionné en électricité par 5 éoliennes de 1 MW chacune et $50\,000\text{ m}^2$ de panneaux photovoltaïques posé sur le lac. La STEP permettrait dans cette configuration de stocker l'énergie produite par la production sur des cycles de 24 heures pour la restituer pendant les heures de forte consommation et de cette manière répondre à la demande toute l'année.

Pour limiter les pertes de charges, augmenter les puissances, diminuer le temps de restitution de l'électricité et donc augmenter les revenus, c'est l'installation d'une nouvelle conduite d'un diamètre de 4,5m qui semble être le scénario le plus intéressant. Cette configuration permettrait d'obtenir une STEP d'une puissance de 35 MW en turbinage, capable de générer 1 450 000 €/an. L'enjeu de ce scénario est cependant de trouver une position pour la conduite qui permette à l'installation de fonctionner peu importe le niveau de l'eau dans la retenue pour un coût de construction limité.

Ce document reprend en détail les méthodes implémentées, les hypothèses posées ainsi que l'origine des différentes données utilisées pour trouver ces résultats. Il pose les bases permettant d'orienter d'éventuelles futures investigations sur le sujet.

Abstract

"Feasibility of the implantation of a pumped storage power station on the Gileppe dam site" by Martin Fonder, Construction Civil Engineer, 2018-2019.

This report presents the result about the technical and economic feasibility of implanting a pumped storage power station reusing the already existing infrastructure at the Gileppe dam. This structure was built in 1878 in order to supply clean water to Verviers and its wool industry (nowadays the "Public Society of Wallonia" is in charge of the dam). The idea would be to use the actual lake as the upper reservoir of the storage system, to create an artificial reservoir at the foot of the dam and to reuse the existing linking pipe to have an operational installation while saving money by limiting the installation costs.

This report is divided in 3 main parts.

The first part presents on one hand the issues concerning electricity storage : the storage goals and the already existing technologies. And on the other hand it presents the Gileppe dam site as it looks like today.

The second part is about all the technical data necessary for the creation of the numerical simulation. In this part, the energy losses in the existing pipes are calculated and the evolution of the lake level (based on a set of data given by the actual operator) are analysed. In addition, all the assumptions used for the construction price estimation are listed.

Finally, the third part is about finding the most effective way of using the installation in terms of economic and energy efficiency. In this part, five scenarios are studied and compared to choose the best way of using the station.

The numerical model shows that the losses in the existing pipes are too important, because those pipes are not dimensioned for that purpose. In fact, the diameter of the pipe, the numerous bends, the expansion bends and other singularities don't match with the installation of a station combining high power and high efficiency.

For this reason, this configuration makes the investment not profitable in the current electricity distribution network system. The optimal solution, a 4 MW power station with a 122 000 m^3 lower reservoir, would cost about 3 380 000 € for a yearly income smaller than 103 000 €. Therefore investment return time would be longer than 30 years.

However, if the pipes are used with small discharge, the station could be used in a micro electricity network (independent from the national network) powered by renewable energy. In fact, a 4 MW power station with a 500 000 m^3 lower reservoir, coupled with five 1 MW power wind turbines and 50 000 m^2 of solar panels laid on the lake can provide electricity without failure to 4000 households. In this configuration, the station would store the electricity generated by the production to restore it during high demand period.

To decrease the losses, increase the power of the pumped storage power station, decrease the electricity restitution time and therefore increase the incomes, the best solution would be to install a new 4,5m diameter steel pipe. This configuration enables the installation of a 35 MW power station able to generate 1 450 000 €/year. The biggest challenge for this configuration is to find a way to place the pipe such that the installation can work however the water level in the lake.

This document explains in detail the method, the assumptions and the origin of all the considered data used to obtain all the results. It gives the groundwork and opportunities to start new works on this subject.

Ce travail est le résultat d'un travail de réflexion collectif. Le temps aurait manqué si je n'avais pu bénéficier des avis critiques et constructifs de mes promoteurs Mr Erpicum, Mr Dewals ainsi que de toute l'équipe HECE qui a suivi avec une grande attention l'avancement de mon travail. C'est donc cette équipe que je souhaite remercier en premier.

Je tiens ensuite à remercier Mr Ernst, Mme Korthoudt et Mr Gifgnée pour leur réactivité, leur intérêt pour mon travail et le grand nombre de documents qu'ils ont mis à ma disposition.

Merci également à Mr Docquier pour avoir émis l'idée de ce travail, qui fut intéressant sous bien des aspects.

Je profite de ces lignes pour remercier toutes les personnes que j'ai croisées durant mon parcours supérieur, le corps enseignant de l'Uliège, de l'école des Mines d'Alès,... toutes les personnes qui ont participé de près ou de loin à la réussite de mon parcours.

Merci enfin à ma famille pour le soutien sans limite et les nombreuses relectures.

Table des matières

I	Introduction et contexte	6
1	Introduction	8
1.1	Le stockage d'énergie électrique	8
1.1.1	Solutions de stockage	9
1.1.2	Batterie Lithium-ion	9
1.1.3	Le stockage par pompage turbinage	10
1.1.4	Prix unitaire de stations de pompage/turbinage	12
2	Contexte	13
2.1	Le barrage de la Gileppe	13
2.1.1	Historique	13
2.1.2	Présentation du site	13
2.1.3	Objectifs de l'installation actuelle	14
II	Installation d'une station de stockage hydroélectrique sur le site de la Gileppe	15
3	Contraintes du site	17
3.1	Réseau hydraulique actuel et pertes de charge	17
3.1.1	Pertes en long	18
3.1.2	Pertes de charge singulières	19
3.1.3	Synthèse	25
3.2	Données techniques	25
3.2.1	Relation hauteur volume	25
3.2.2	Niveau d'eau dans la retenue	25
3.2.3	Débit sortant à l'aqueduc	26
3.2.4	Informations supplémentaires	27
4	Autres données pour le modèle	28
4.1	Degrés de liberté	28
4.1.1	Volume du bassin inférieur	28
4.1.2	Débit de pompage et de turbinage	29
4.2	Prix de l'électricité	30
4.3	Prix de construction et d'installation	31
4.3.1	Aménagement du bassin inférieur	31
4.3.2	Achat des pompes/turbines	32
4.3.3	Prix du raccordement	33
4.3.4	Prix d'une conduite en acier	33
4.3.5	Prix d'entretien et aménagement divers	33
5	Synthèse des données, hypothèses et contraintes	34
III	Valorisation d'une installation de pompage turbinage sur le site de la Gileppe	36
6	Méthode 1 : Installation indépendante utilisant les conduites actuelles	38
6.1	Explication des différents scénarios	39
6.1.1	Scénario 1	39
6.1.2	Scénario 2	39
6.1.3	Scénario 3	39

6.2	Méthode d'optimisation	40
6.3	Résultats de la phase 1 : Optimisation sur une journée	42
6.4	Résultats de la phase 2 : Optimisation sur l'année 2018	47
6.5	Sensibilité du revenu aux pertes de charge et au rendement des machines	48
6.6	Conclusion et temps de retour sur investissement	49
7	Méthode 2 : Couplage de l'installation à une production par panneaux photovoltaïques	51
7.1	Hypothèses	52
7.2	Résultats	53
8	Méthode 3 : Couplage de l'installation à une production éolienne	55
8.1	Hypothèses	55
8.2	Résultats	58
9	Méthode 4 : Installation indépendante utilisant une nouvelle conduite	61
9.1	Pertes de charge dans la conduite	63
9.1.1	Pertes de charge en long	63
9.1.2	Pertes de charge singulières	63
9.2	Choix du diamètre de la conduite	64
9.2.1	Vérification de la résistance du tuyau	64
9.3	Vérification de la faisabilité et impact du niveau de l'eau	65
9.4	Simulation sur l'année 2018	66
10	Approche énergétique	68
10.1	Courbe de consommation	68
10.2	Simulation d'un micro-réseau	71
IV	Discussion et conclusion	76
11	Discussion	77
11.1	Quelle solution préférer dans le paysage énergétique actuel ?	77
11.2	Quelle solution préférer dans un paysage énergétique différent ?	78
12	Conclusion	80
V	Annexes et bibliographie	81
12.1	Annexes de la Partie 3	86
12.1.1	Détails du code matlab	86

Table des figures

1.1	Illustration de la répartition de la production électrique en Belgique de 1950 à 2000	8
1.2	Évolution du prix des batteries Lithium Ion depuis 2010	10
1.3	Principe de fonctionnement d'une station de pompage turbinage (source : connaissance-des-energies.org)	11
2.1	Vue générale du barrage [WalOnMap, 2019]	14
3.1	Position des conduites hydrauliques	17
3.2	Profil des grilles à l'entrée du réseau	20
3.3	Géométrie du dessous de la prise d'eau	21
3.4	Géométrie fictive pour le calcul des pertes de charge	21
3.5	Cas de figure théorique	23
3.6	Relation hauteur-volume dans le réservoir	25
3.7	Cote du lac entre 2009 et 2019	26
3.8	Cote moyenne fictive sur une année	26
3.9	Évolution du débit dans l'aqueduc de 2009 à 2019	27
4.1	Espace disponible pour l'implantation du bassin inférieur (source : WalOnMap)	28
4.2	Prix moyen de l'électricité par heure en 2018	31
4.3	Domaine d'utilisation des différentes turbines	32
5.1	Synthèse des données, hypothèses et contraintes utilisées dans le modèle	35
6.1	Représentation des trois différents scénarios	40
6.2	Comparaison entre le prix moyen fictif et un jour normal	41
6.3	Scénario 2 : Puissance et énergie produite par cycle en fonction du débit	43
6.4	Scénario 2 : Hauteur turbinable et à pomper en fonction de l'avancement dans la conduite	44
6.5	Scénario 3 : Déroulement d'un cycle de 24h	46
6.6	Courbe du prix de l'électricité le 21/11/2018	47
6.7	Scénario 2 : Variation des revenus et du rendement en fonction de la hauteur d'eau dans la retenue	48
7.2	Installation sur une retenue au Portugal (source : Linkedin)	52
7.3	Revenus cumulés avec et sans couplage à une batterie	53
7.4	Comparaison entre les revenus cumulés liés à différents scénarios	54
7.5	Comparaison de l'influence du rendement sur les revenus cumulés (temps de restitution : 3h)	54
8.2	Vitesse moyenne de vent à 100m au Sart Tilman (image du dessus) et à la Gileppe (image du dessous) (Source : Wind Atlas)	57
8.3	Courbe de puissance du modèle "Vergnet GEV HP 1000/62" (source : Wind Turbine Models)	58
8.4	Revenus cumulés avec et sans couplage à une batterie	59
8.5	Illustration de l'impact du temps de restitution sur les revenus cumulés	59
8.6	Illustration de l'impact du rendement de la batterie sur les revenus cumulés (temps de restitution 3h)	60
9.1	Position du tuyau sur le barrage	61
9.2	Coupe dans le barrage avec position possible du nouveau tuyau	62
9.3	Temps de retour sur investissement en fonction du diamètre de la conduite	64
9.4	Impact de la cote de la tête du siphon sur le TRI	67
10.1	Répartition de la consommation de l'électricité par usage en 2006 (en %)	69
10.2	Représentation de la consommation d'un ménage sur une journée	70
10.3	Représentation de la répartition de la consommation d'un ménage sur une année	70
10.4	Schéma de fonctionnement du Scénario 2 de la Méthode 1	71
10.5	Différence entre la puissance de production et de consommation	74

10.6	Courbe de consommation et de production moyenne sur une année	75
12.1	Représentation de la structure du code : Martin_fonder_tfe.m	86
12.2	Interface de l'outil d'estimation du potentiel solaire	88

Liste des abréviations utilisées

GRD Gestionnaire de Réseau de Distribution

GRT Gestionnaire de Réseau de Transport

kWh Kilowatt Heure

PV Panneau photovoltaïque

RD Rive Droite

RG Rive Gauche

SPW Service Public de Wallonie

STEP Station de Transfert par Pompage

TRI Temps de Retour sur Investissement

Première partie

Introduction et contexte

Ce rapport est divisé en 4 parties distinctes ayant chacune leurs objectifs.

Dans cette première partie, les enjeux du stockage d'énergie dans le paysage énergétique belge d'aujourd'hui seront expliqués et les différentes alternatives de stockage seront présentées. Il est en effet primordial de comprendre à quel besoin une installation de pompage turbinage au barrage de la Gileppe pourrait répondre.

Ensuite, une brève présentation du barrage de la Gileppe et ses installations actuelles permet au lecteur de se familiariser avec ce site qui sera au centre de tout ce travail. L'objectif de l'étude est en effet de composer avec les éléments en place pour proposer une infrastructure adaptée et donc totalement pertinente par rapport à ce qui existe actuellement sur place.

A la fin de cette première partie, le contexte dans lequel s'inscrit ce travail ainsi que les enjeux de cette étude seront bien définis.

1 Introduction

1.1 Le stockage d'énergie électrique

Le stockage d'énergie électrique est-il "Le prochain défi de la transition énergétique" comme le suggère un article publié par Consoglobe ? Sûrement, si on se penche sur le paysage énergétique de la Belgique.

Ainsi, en 1990, seulement 5 % de l'électricité produite en Belgique provenait de sources renouvelables (la FIGURE 1.1 le montre, plus de 50 % de l'énergie était alors issue des centrales nucléaires), cette part s'élève à 19 % en 2018.

La part des énergies renouvelables a donc quadruplé en 20 ans ([15]). Et cette croissance risque de continuer, puisque la Belgique s'est engagée dans l'accord du "triple objectif" de la COP 21, à savoir diminuer de 40 % les émissions de CO_2 , porter la part des énergies renouvelables à 32 % et améliorer son efficacité énergétique d'au moins 32,5% [23] .

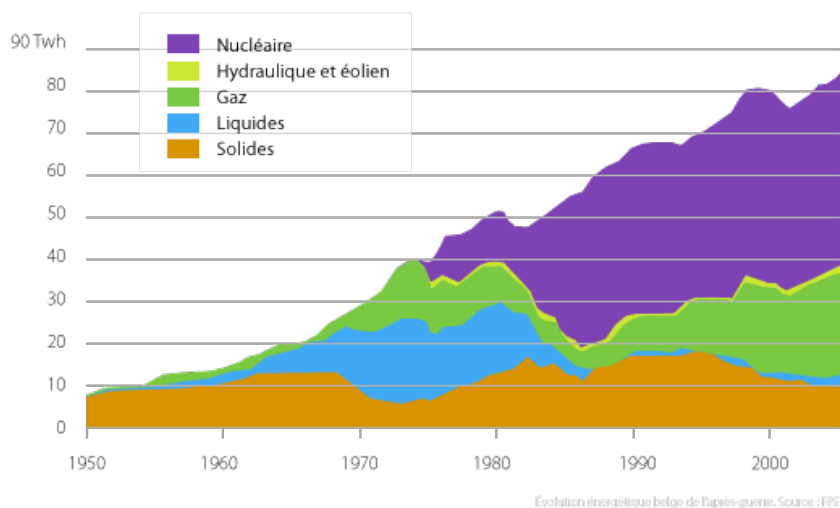


FIGURE 1.1 – Illustration de la répartition de la production électrique en Belgique de 1950 à 2000

Or les sources de production électrique renouvelables (solaire, éolien ...) sont, contrairement aux sources conventionnelles (nucléaire, gaz ...), variables dans le temps. La puissance de ces installations "vertes" est en effet entièrement dépendante de la météo. La production d'électricité provenant des éoliennes par exemple est totalement dépendante de la vitesse du vent. Si cette dernière chute brusquement, il faut être capable de combler le manque. Actuellement, ce sont essentiellement les centrales à gaz qui varient leur production en fonction de la production des sources variables. Mais si l'on souhaite respecter les objectifs fixés, il va falloir prendre les précautions nécessaires pour que la transition s'effectue au mieux.

Parmi ces précautions à prendre, il faudrait [19] :

- Renforcer le réseau européen en renforçant les interconnexions entre les différents pays ainsi que la capacité des lignes à haute tension.
- Gérer la demande et développer les smart grids.
- Développer des systèmes de stockage d'énergie.

Ces précautions sont à prendre en parallèle et sont toutes essentielles.

Cependant, dans cette section et dans ce rapport, c'est la dernière précaution relative aux solutions de stockage qui sera approfondie. Il s'agit là d'un sujet au centre de toutes les attentions ces dernières années, des budgets colossaux étant débloqués pour favoriser l'émergence de nouvelles technologies, ainsi que le développement de celles existantes.

1.1.1 Solutions de stockage

Il existe diverses solutions pour stocker de l'électricité. Là où certaines technologies de stockage sont bien établies et ne progressent plus que très lentement, de nouvelles innovations apparaissent sans cesse et sont étudiées pour potentiellement être développées à grande échelle.

Parmi les solutions actuellement envisageables, citons (référence [19]) :

- Les centrales de pompage turbinage : voir section 1.1.3 (page 10).
- Les volants d'inertie qui stockent l'énergie en énergie cinétique rotationnelle en faisant tourner une masse (généralement en acier) à une vitesse élevée ou faible en fonction du type de volant d'inertie.
- Le stockage par air comprimé : comme son nom l'indique, dans ce système, l'énergie est stockée sous forme d'air comprimé dans des sites souterrains à l'aide de compresseurs. Si ce système présente l'avantage de pouvoir stocker de grandes quantités d'énergie, il est réservé à des sites présentant des conditions géologiques particulières et résistantes.
- Le stockage par hydrogène : grâce à l'électrolyse de l'eau, de l'hydrogène est produit. Dans un second temps, ce dernier est ensuite retransformé (avec un rendement relativement faible de 50 %) en électricité à l'aide d'une pile à combustible.
- Les inductifs supraconducteurs : le principe repose sur une bobine supraconductrice chargée par un convertisseur AC/DC réversible qui produit un champ magnétique dans lequel l'énergie est stockée.
- Les batteries conventionnelles : elles sont constituées de deux électrodes entre lesquelles se trouve un électrolyte et où des réactions d'oxydation et de réduction interviennent. Parmi ces batteries on retrouve les batteries plomb-acide, nickel-cadmium, sodium-soufre ainsi que les batteries lithium-ion.

L'objectif de ce travail n'étant pas la comparaison entre les systèmes de stockage, les détails techniques de toutes les technologies ne seront pas développés. Seul les propriétés de la batterie "lithium-ion" vont être parcourues, cette technologie est en effet actuellement au centre des attentions et est certainement le concurrent actuel principal de la station de pompage turbinage (sur un plan économique).

1.1.2 Batterie Lithium-ion

Dans un premier temps intéressons nous au prix de cette technologie qui ne cesse de décroître. Si l'on en croit une présentation de "Bloomberg New Energy Finance", le prix du kWh stocké devrait descendre à moins de 73 USD d'ici 2030 (65 €). Le prix de cette technologie ne cesse en effet de diminuer ces dernières années comme on l'observe sur la FIGURE 1.2.

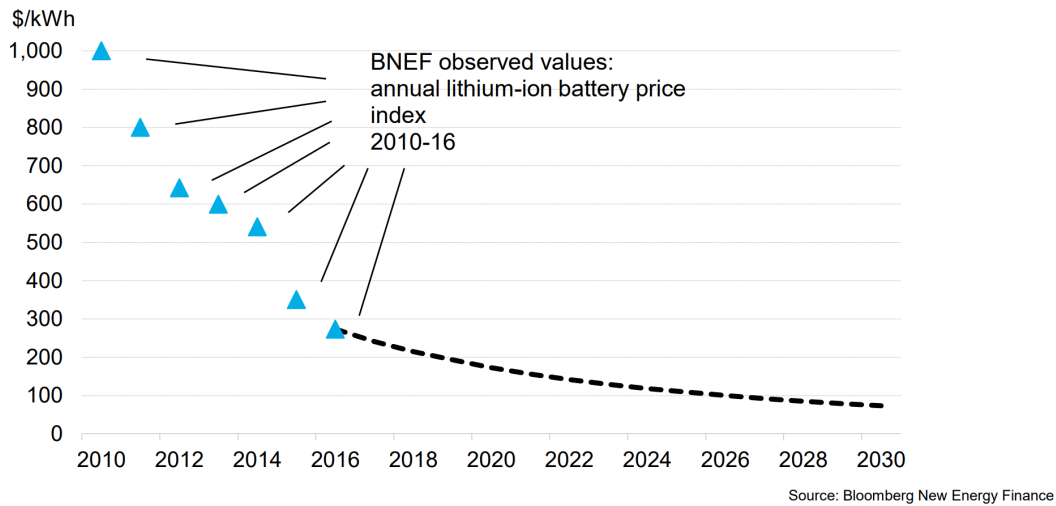


FIGURE 1.2 – Évolution du prix des batteries Lithium Ion depuis 2010

Les propriétés de ces batteries sont reprises dans le TABLEAU 1.1 :

		Batterie Lithium-ion
Coût	€/kWh	200-250
Prix de maintenance	€/kWh/an	15-44
Rendement électrique	%	85-99
Durée de vie	années	5-15
Nombre de cycles sur une vie		1000 - 10000

Tableau 1.1

Les principaux avantages de ces batteries sont :

- Le coût décroissant et déjà faible de la technologie
- La très grande densité énergétique
- Le rendement très élevé
- Le court temps de réponse
- La forte puissance disponible en charge et en décharge

Ces informations seront intéressantes pour situer l'intérêt économique d'un projet de pompage turbinage à la Gileppe.

1.1.3 Le stockage par pompage turbinage

Stocker de l'énergie sous forme d'énergie potentielle en utilisant de l'eau n'est pas une idée nouvelle, puisque la première installation de pompage turbinage, construite en Suisse, date de 1890.

Le principe de cette installation est simple : lorsqu'il y a besoin de stocker de l'énergie, des pompes vont acheminer de l'eau d'un bassin inférieur vers un bassin supérieur, et à l'inverse, lorsqu'il est nécessaire de récupérer de l'électricité, des turbines vont convertir l'énergie potentielle de l'eau du lac supérieur en électricité. Ce principe est synthétisé sur la FIGURE 1.3.

Ce principe justifie l'importance de la différence de hauteur entre les deux bassins, qui est à la base de tout le processus. On peut ainsi calculer qu'un m^3 d'eau à une altitude de 100 m a une énergie potentielle de 0,272 kWh. Les STEP doivent donc mobiliser des grands volumes d'eau pour stocker une quantité significative d'énergie.

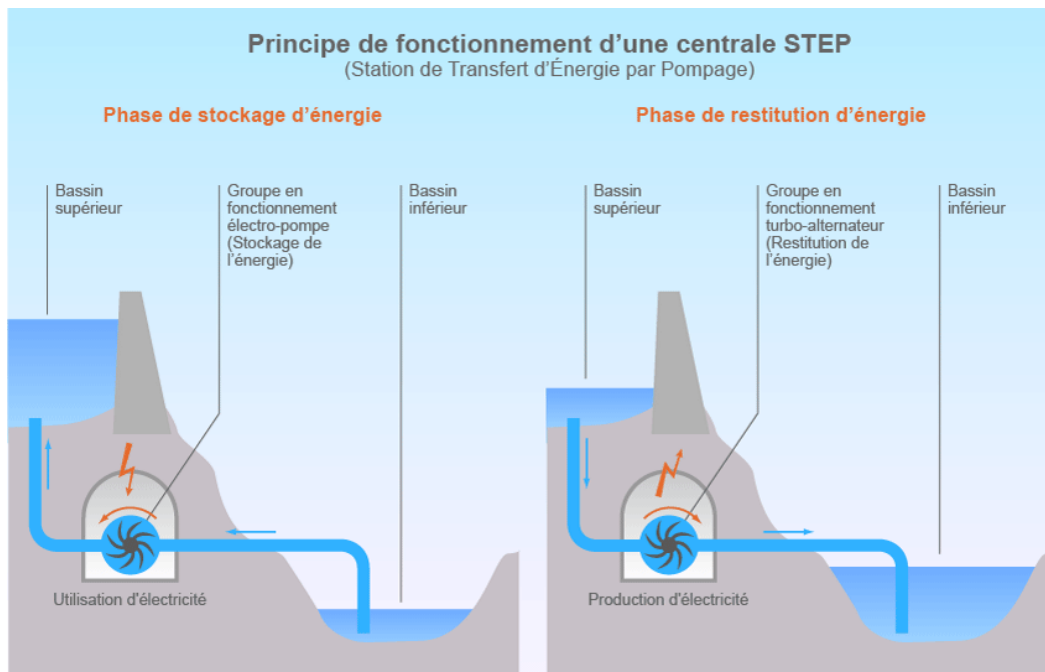


FIGURE 1.3 – Principe de fonctionnement d'une station de pompage turbinage (source : connaissance-des-energies.org)

Aujourd'hui, il existe à travers le monde plus d'une soixantaine de STEP en activité ou en construction, cumulant une puissance supérieure à 127 GW (en 2011 selon [9]).

Ces installations peuvent fonctionner en circuit fermé, sans apport extérieur d'eau, ou en circuit ouvert sur le lit d'une rivière par exemple. La durée de vie d'une telle installation est généralement supérieure à 40 ans, l'usure de certains matériaux (joints, transformateurs, ...) étant évidemment le point faible de ces installations.

Concernant les durées de stockage/restitution, les caractéristiques sont très variables. Là où certaines installations sont capables de stocker et restituer de l'énergie sur des cycles de plusieurs dizaines d'heures, d'autres fonctionnent sur quelques heures uniquement.

En Belgique, deux stations de pompage turbinage existent à ce jour : la première à Coe Trois-Ponts (province de Liège) et la seconde à la Plate Taille (à cheval sur les provinces de Hainaut et de Namur). Leurs propriétés sont reprises dans le TABLEAU 1.2. Ces informations seront intéressantes dans la suite de ce travail pour comparer les résultats obtenus avec les installations existantes et s'inspirer de ce qui existe.

		COO	Plate taille
Année de construction		1979	1981
Chute	m	275	46
Capacité	Mio m^3	8,45	6,5
Puissance maximale en turbinage	MW	1164	172
Puissance maximale en pompage	MW	1035	
Débit dans les turbines	m^3/s	60-100	90
Type de turbines		3 X 200 MW Francis Réversible + 3 X 230 Francis Réversible	4 x 43 MW Francis Réversible
Diamètre conduite	m	6,5 à 8 m	4,5
Rendement	%	75	70

Tableau 1.2 – Informations sur d'autres STEP en Belgique

1.1.4 Prix unitaire de stations de pompage/turbinage

Pour terminer cette section, il est intéressant de chercher des ordres de grandeur associés au prix d'installation de station de pompage turbinage à travers le monde. De nombreuses sources proposent de nombreuses estimations, et il est difficile de trouver véritablement un ordre de grandeur type, comme on peut le faire avec les batteries, chaque STEP présentant ses particularités liées au site, aux travaux nécessaires ...

Le TABLEAU 1.3 reprend des ordres de grandeur de sources qui semblent pertinentes et fiables. Ces ordres de grandeur permettront de vérifier très approximativement que les chiffres associés à notre étude ne sont pas aberrants.

Source	Année	Ref		Prix	Origine de la valeur présentée
Stanford University	2014	[12]	€/kWh	548	Prix moyen calculé sur base du prix de construction de 8 stations de pompage turbinage aux USA (précisons que les valeurs extrêmes vont respectivement de 300 €/kWh à 1900 €/kWh)
Electricity Storage Association	2017	[1]	€/kWh	445 - 1300	Origine de la valeur non expliquée
International Hydropower Association	2018	[2]	€/kWh	180 - 270	Coût unitaire représentant l'investissement de base nécessaire sans prendre en compte l'entretien de l'installation
Toulouse School of Economics	2014	[4]	€/MW	1 300 000	Hypothèse de calcul pour une simulation de rentabilité d'une station possédant déjà un des deux bassins
Travail de fin d'étude	2018	[20]	€/MW	600 000 - 800 000	Coût basé sur le prix et la puissance de 4 installations (Coo, Vianden et un projet fictif à Couvin)

Tableau 1.3 – Comparaison du prix de référence selon différentes sources

Au vu de ces valeurs, nous considérerons pour la comparaison un prix unitaire de 500 €/kWh ou 1 000 000 €/MW, qui semblent être des valeurs dans la moyenne de ce qui peut se faire autour du monde.

2 Contexte

2.1 Le barrage de la Gileppe

2.1.1 Historique

Le barrage de la Gileppe est un barrage poids situé dans la commune de Jalhay dans la province de Liège en Belgique.

Construit sur le cours de la Gileppe, cet ouvrage a été inauguré en 1878. Sa fonction initiale était d'assurer au bassin verviétois une alimentation constante en eau pure et potable. Il fut demandé par les acteurs de l'industrie lainière, industrie prospère à cette époque, qui ne voulaient plus dépendre du barrage d'Eupen, appartenant à leurs rivaux. De cette demande naquit un édifice de 47m de haut créant une retenue de près de 13,26 Mio de m^3 .

Après un siècle de service, l'ouvrage commençait à présenter des signes de fatigue, la vétusté se fit remarquer et surtout la capacité du barrage n'était plus adaptée à la demande croissante en eau pour l'industrie. Dès lors, des travaux furent entrepris entre 1967 et 1971 pour rehausser le barrage de 12m, et ainsi augmenter le volume d'eau pour atteindre un volume deux fois plus important de 26,4 Mio de m^3 d'eau.

Actuellement, le barrage culmine à la cote de 305 m et crée une retenue de 130 ha grâce à la masse de ses 1,2 millions de m^3 d'enrochement. Ce bassin artificiel ainsi créé est alimenté principalement par la rivière Gileppe et son affluent le Louba, mais également par un captage sur la Soor qui est relié à la retenue par un tunnel de 2,5 km de long.

2.1.2 Présentation du site

La FIGURE 2.1 (à la page suivante), permet de localiser quelques éléments de l'installation telle qu'elle existe actuellement.

1. Les tours de prise d'eau :

Ces dernières, formées d'un fût cylindrique de 8,9 m et de 75 m de haut, permettent de prélever de l'eau à une profondeur où sa qualité est la meilleure.

Là où avant la modification du site, l'eau était toujours prélevée au fond de la retenue et donc toujours pleine de sédiments, aujourd'hui la qualité de l'eau est contrôlée en continu pour s'assurer d'avoir l'eau la plus pure possible. Chaque tour possède ainsi 2 prises d'eau situées à différents niveaux (290m et 270m pour la rive gauche, 280m et 260m pour la rive droite).

En pratique, des échantillons d'eau prélevés à différentes profondeurs permettent de choisir quotidiennement à quelle profondeur l'eau sera prélevée.

2. Le déversoir :

Deux pertuis, larges de 8m, offrent un passage au surplus d'eau et permettent ainsi de gérer les crues trop importantes. Cette installation permet le passage d'un débit de 185 m^3/s .

3. Le bassin d'amortissement :

Ce bassin d'un volume de 18 000 m^3 est dimensionné pour dissiper l'énergie pouvant potentiellement arriver du déversoir, et d'une éventuelle vidange de fond. Le fond de ce bassin est actuellement à la cote de 237,5 m .

4. La salle des turbines et départ de l'aqueduc :

C'est de cet endroit que part l'aqueduc approvisionnant en eau potable le bassin verviétois. La turbine va utiliser ce débit ainsi que le débit rejeté dans la Gileppe pour produire de l'électricité. L'aqueduc de 2,4m de hauteur pour 2,5m de hauteur s'étend sur 9 km et est construit en maçonnerie. Ce dernier a une pente de 15 cm au km.

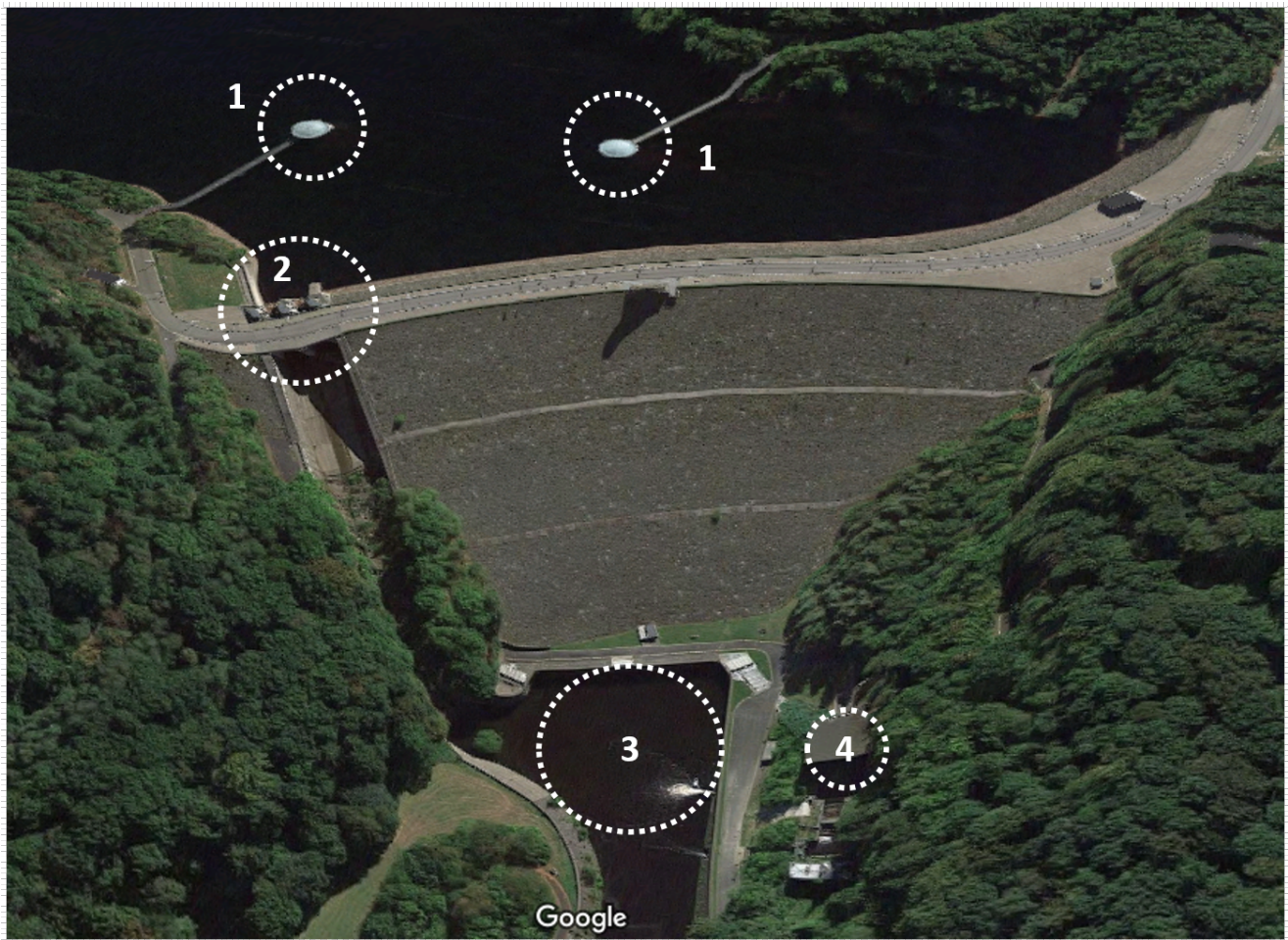


FIGURE 2.1 – Vue générale du barrage [WalOnMap, 2019]

2.1.3 Objectifs de l'installation actuelle

Actuellement le barrage a quatre fonctions :

- Réserve d'eau potilisable
- Réservoir de crue
- Production hydroélectrique
- Soutien d'étiage de la Vesdre

Dans le cadre de ce travail, ces fonctions seront des contraintes, puisqu'il est évidemment impératif qu'une modification du site ne peut entraver les objectifs premiers du barrage.

Il faut composer avec la configuration du site pour proposer un projet pertinent.

Deuxième partie

Installation d'une station de stockage hydroélectrique sur le site de la Gileppe

Après cette brève introduction relative aux solutions de stockage et au site de la Gileppe dans sa configuration actuelle, cette partie porte un regard plus technique sur le site.

L'objectif est en effet dans les pages suivantes de caractériser toutes les informations techniques nécessaires pour estimer le potentiel du site à accueillir une nouvelle installation hydro-électrique.

Les différentes contraintes du site, les variables en jeu pour la suite de l'étude ainsi que les informations techniques utilisées pour modéliser la situation seront explicitées pour permettre de bien comprendre les données prises en compte dans le modèle numérique qui sera construit par la suite.

Les nombreuses hypothèses sont également listées dans cette partie qui permet donc de bien situer les choix posés.

3 Contraintes du site

De par ses fonctions, son emplacement, son âge... le barrage tel qu'il est aujourd'hui présente certaines caractéristiques qui sont des contraintes à prendre en compte dans ce travail.

3.1 Réseau hydraulique actuel et pertes de charge

Actuellement le réseau hydraulique est constitué de deux prises d'eau se présentant sous la forme de tours, qui vont permettre d'acheminer l'eau par deux conduites distinctes à l'aqueduc (la première sur la rive droite et la seconde sur la rive gauche comme on peut l'observer sur la FIGURE 3.1) . Ces deux conduites servent à la fois de structure d'approvisionnement à l'aqueduc, mais aussi de structures pour vidanger le lac en cas de besoin. Les débits de vidange, et les débits d'approvisionnement en eau potable n'étant évidemment pas du même ordre de grandeur, les conduites ne sont que très rarement utilisées au maximum de leur potentiel.

Réutiliser ce réseau existant pour un nouveau projet permettrait de diminuer très fortement le coût d'installation de la STEP, et ainsi diminuer fortement le temps de retour sur investissement.

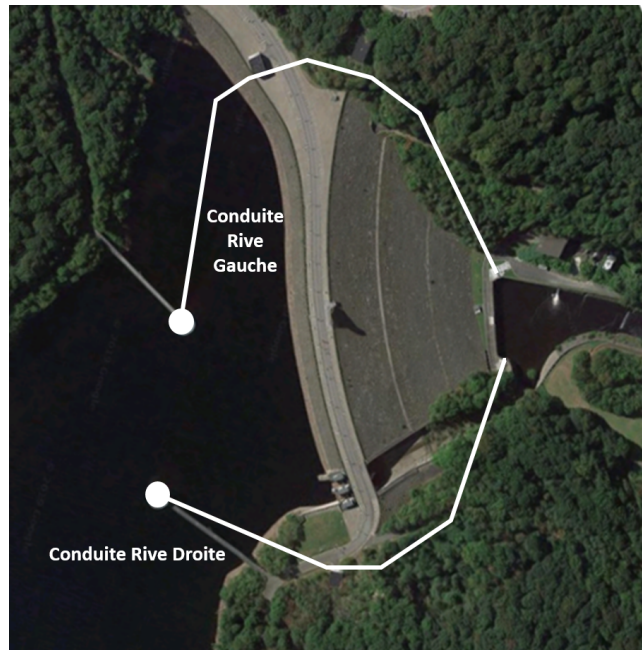


FIGURE 3.1 – Position des conduites hydrauliques

Les pertes de charge sont une donnée déterminante dans ce projet. Plus elles seront élevées, plus de l'énergie sera dissipée pendant un cycle complet de pompage/turbinage. Il est donc capital de déterminer avec le plus de précision possible les différentes sources de pertes de charge.

Cette section repose essentiellement sur :

- Le travail de "Lorraine PESTOUR" [21] qui a étudié dans le cadre d'un travail de fin d'étude les pertes de charge dans les deux rives. L'objectif de son travail était d'évaluer le débit de vidange qui se mettrait en place en fonction de l'ouverture de la vanne de vidange de fond. Dans ce rapport, de nombreux coefficients de pertes de charge nous serviront pour notre étude.
- L'ouvrage "Mémento des pertes de charge" [13] qui permet d'évaluer avec finesse différents coefficients de pertes de charge.

Rappelons que les pertes de charge dans un réseau hydraulique sont fonction de la vitesse de l'écoulement, et s'expriment par :

$$H_{tot} = \sum_{i=1}^n k_i \cdot \frac{v_i^2}{2g} \quad (3.1)$$

H_{tot} [m] : Hauteur totale correspondant aux pertes de charge dans le réseau

n [-] : nombre d'éléments amenant des pertes de charge

v_i [m/s] : vitesse de l'écoulement au droit de l'obstacle

g [m/s²] : gravité (9,81)

k_i [-] : coefficient de pertes de charge

Dans la suite de cette section, les différents coefficients de pertes de charge seront retranscrit ou évalués pour permettre de connaître avec précision les pertes engendrées par le réseau dans deux situations :

- L'eau remonte la conduite : de l'eau est pompée vers l'amont
- L'eau descend la conduite : de l'eau est turbinée vers l'aval

Pour plus de clarté, les coefficients auront des noms en 3 parties permettant de les distinguer :

- La première partie identifie la rive : RD signifie qu'il est associé à un coefficient pour la rive droite, RG pour la rive gauche et GEN pour les deux rives.
- La deuxième partie permet de distinguer le sens de l'écoulement : VB signifie que l'eau va vers le bas, VH vers le haut et GEN signifie que le coefficient est indépendant de la direction de l'écoulement
- La troisième associe simplement un numéro au coefficient

Ex : $k_{RD/VB/02}$ est un coefficient associé à de l'eau qui descend dans la rive droite.

En annexes de ce rapport (V), des tableaux synthétisent tous les coefficients de pertes de charge utilisés pour chaque rive, pour les deux sens d'écoulement et avec l'aire associée pour le calcul de la vitesse de l'écoulement. On y retrouvera également une vue d'ensemble de chaque rive avec les positions des singularités, ainsi que les longueurs des conduites pour les pertes de charge en long. Il est important de noter que les pertes calculées ici sont celles présentes dans le réseau tel qu'il est aujourd'hui. Le branchement des machines pour la STEP au réseau actuel induira lui aussi des pertes de charge qu'il faudrait prendre en compte pour affiner les résultats.

3.1.1 Pertes en long

Les pertes de charge par frottement dans les conduites sans obstacle particulier ne dépendent pas du sens de l'écoulement. Elles dépendent uniquement de la vitesse de l'écoulement qui va déterminer le nombre de Reynolds et donc la nature de l'écoulement et du matériau constituant les conduites qui va déterminer le coefficient de rugosité.

Dans le travail de L. Pestour [21], les pertes de charge en long ont été évaluées pour un débit de 46,5 et 42,5 m³/s pour les rives droite et gauche. Or dans la suite de ce rapport, nous ferons varier le débit pour étudier l'influence de ce dernier sur différents paramètres. Il faut donc s'assurer que le coefficient de pertes de charge ne soit pas incohérent avec d'autres débits. Il faut être certain que l'écoulement soit toujours turbulent, que $Re > 2000$.

Dans notre configuration, pour une conduite de 2,2 m de diamètre, le débit correspondant à $Re = 2000$ est :

$$Q_{min} = \frac{Re \cdot \nu \cdot \pi \cdot D}{4} = 0,003 m^3/s \quad (3.2)$$

Q_{min} [m³/s] : débit minimum pour être en écoulement turbulent

ν [-] : viscosité cinématique de l'eau = 10⁻⁶ m²/s

D [m] : diamètre de la conduite

Dans le cadre de ce travail, nous n'étudierons jamais des débits passant inférieurs à $1 \text{ m}^3/s$, les coefficients évalués dans le travail de L. Pestour[21] peuvent donc être utilisés sans générer d'erreur dans le modèle.

Rappelons que les pertes de charge en long s'obtiennent par :

$$\Delta H = \lambda \cdot \frac{L}{D} \cdot \frac{V^2}{2g} \quad (3.3)$$

$\Delta H [m]$: pertes de charge

$\lambda [-]$: coefficient de pertes de charge (qui est fonction de la rugosité de la conduite et du nombre de Reynolds)

$L [m]$: longueur du tronçon

$v [m/s]$: vitesse de l'écoulement

$g [m/s^2]$: gravité

Si l'on compare cette équation à l'équation 3.1, on a :

$$k_i = \lambda_i \cdot \frac{L_i}{D_i} \quad (3.4)$$

Les coefficients k_i présentés dans le TABLEAU 3.1 correspondent à une rugosité de 0.1 mm ($\lambda = 0.01$) pour les parties en acier, et 2,5 mm ($\lambda = 0.02$) pour les parties en béton.

On obtient ainsi les coefficients suivants pour les différents tronçons :

Rive droite				
	Longueur (m)	Section (m^2)	Nom	k
Perte en long tour	18	33,18	$k_{GEN/GEN/01}$	0,077
Conduite 1	145,1	3,8	$k_{RD/GEN/02}$	0,66
Conduite 2	6,4	3,8	$k_{RD/GEN/03}$	0,029
Conduite 3	2,2	2,5	$k_{RD/GEN/04}$	0,012
Conduite 4	46	2,5	$k_{RD/GEN/05}$	0,256
Conduite 5	57,9	2,5	$k_{RD/GEN/06}$	0,322
Conduite 6	19,2	2,5	$k_{RD/GEN/07}$	0,106
Conduite 7	100,7	2,5	$k_{RD/GEN/08}$	0,559
Rive gauche				
	Longueur (m)	Section (m^2)	Nom	k
Perte en long tour	18	22,18	$k_{GEN/GEN/01}$	0,077
Conduite 1	145,8	3,8	$k_{RG/GEN/02}$	0,66
Conduite 2	28,6	3,8	$k_{RG/GEN/03}$	0,13
Conduite 3	26,4	3,8	$k_{RG/GEN/04}$	0,12
Conduite 4	7,2	3,8	$k_{RG/GEN/05}$	0,033
Conduite 5	39,5	2,5	$k_{RG/GEN/06}$	0,22
Conduite 6	54,6	2,5	$k_{RG/GEN/07}$	0,303
Conduite 7	52	2,5	$k_{RG/GEN/08}$	0,289
Conduite 8	155,5	2,5	$k_{RG/GEN/09}$	0,864

Tableau 3.1 – pertes de charge linéaires dans le réseau

3.1.2 Pertes de charge singulières

Plusieurs singularités dans le réseau vont générer des pertes de charge locales. Ces dernières sont parfois fonction du sens de l'écoulement. Dans cette partie, les différentes causes de pertes de charge seront listées, et les coefficients retranscrits ou calculés si nécessaire.

Grille et entrée dans la tour

À l'entrée de la prise d'eau, deux éléments vont induire des pertes de charge : une grille en acier qui permet d'empêcher l'entrée de corps solides dans le réseau et le changement de section. Cette grille induit des pertes de charge équivalentes peu importe le sens de l'écoulement, le passage aussi. On pose l'hypothèse que la grille est propre.

Les grilles (FIGURE 3.2) sont composées de 12 barreaux arrondis disposés sur une surface de 2,3m x 2.5m avec un espacement de 15 cm entre les barreaux.

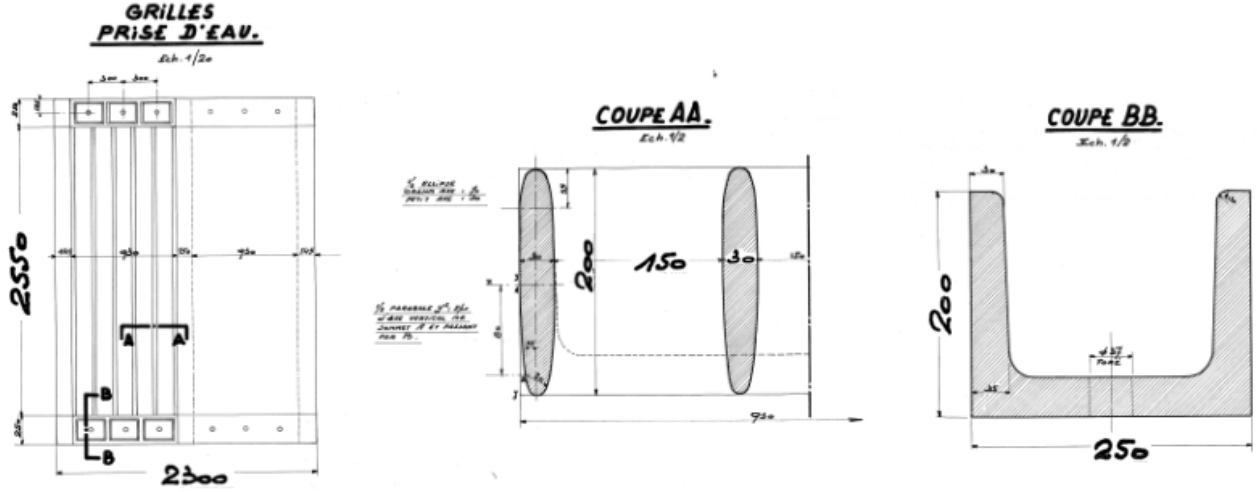


FIGURE 3.2 – Profil des grilles à l'entrée du réseau

Pour ce type de grille (*Mémento des pertes de charge*, p293) :

$$k_{grille} = \beta_2 \cdot \xi' \cdot \sin(\theta) \quad (3.5)$$

Où :

- β_2 est fonction de la forme des barreaux, ici 0.76
- θ est l'angle d'inclinaison d'un barreau par rapport à l'écoulement, ici 90°

Et :

$$\xi' = \left[(0,5 + \tau \cdot \sqrt{1 - \frac{F_0}{F_1}}) (1 - \frac{F_0}{F_1}) + (1 - \frac{F_0}{F_1})^2 + \xi_f \right] \cdot (\frac{F_0}{F_1})^2 = 0,79 \quad (3.6)$$

Avec :

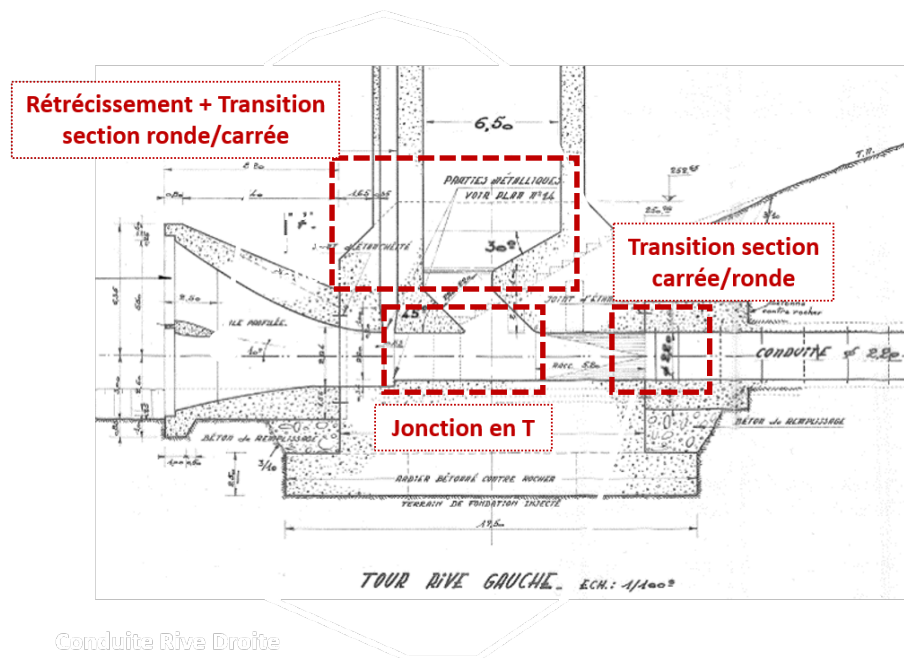
- $F_0 = 4947000 \text{ mm}^2$
- $F_1 = 5865000 \text{ mm}^2$
- $\tau = 0.24$
- $\xi_f = \lambda \cdot \frac{l}{D_h} = 0.021$
- $\lambda = 0.02$
- $D_H = 283 \text{ mm}$
- $l = 300 \text{ mm}$

$$\text{Donc } k_{GEN/GEN/01} = k_{grille} = 0,79 \cdot 0,76 = 0.6$$

Remarque : si l'on compare la FORMULE 3.6 à la formulation de la perte de charge à l'entrée d'un réseau avec une grille de la page 86 de l'ouvrage "Mémento des pertes de charge", on se rend compte que l'on fait implicitement l'hypothèse que la perte de charge liée à l'entrée du réseau vaut 0,5. Dès lors le changement de section est pris en compte dans le calcul de ξ' .

Dessous de la tour de prise d'eau

Le dessous de la prise d'eau de la tour présente une forme complexe, composée d'un rétrécissement, d'un passage d'une section circulaire à une section rectangulaire, d'un changement brusque de direction et d'une jonction en T comme les plans le montrent sur la FIGURE 3.3.



ÉCOULEMENT EN PHASE DE TURBINAGE :

Entrée avec rétrécissement brusque :

Mémento des pertes de charge, p95

$$k_{retrecissement} = \xi' \cdot \left(1 - \frac{F_0}{F_1}\right) = 0,26 \quad (3.7)$$

Avec :

- $F_1 = 33,18 \text{ m}^2$
- $F_0 = 4,84 \text{ m}^2$
- ξ' qui est un coefficient fonction du ratio $\frac{l}{D_H}$ et qui vaut 0,30
- $D_H = 0,56 \text{ m}$
- $l = 1,24 \text{ m}$

Donc : $k_{GEN/VB/01} = k_{retrecissement} = 0,26$

Jonction en T :

Mémento des pertes de charge, p235

Dans cette singularité, l'écoulement dans l'une des branches étant nulle, l'équation de calcul du coefficient se simplifie fortement pour devenir :

$$k_{connection} = A \cdot (1 + 1 - 2 \cdot \cos(\alpha) + K_l) = 0,58 \quad (3.8)$$

Puisque dans cette configuration $\alpha = 45^\circ$, $K_l = 0$ et $A = 1$.

Pertes de charge par frottement :

Nous prendrons ici comme longueur, la longueur totale réelle depuis le début du rétrécissement jusqu'au début de la conduite en acier.

$$k_{frot1} = \lambda \cdot \frac{l}{D} = 0,26 \quad (3.9)$$

Car $l = 8,8 + 2 + 1,24 = 12,04 \text{ m}$, $\lambda = 0,049$ et $D = 2,2 \text{ m}$.

Finalement, dans ce sens d'écoulement, pour la géométrie fictive choisie, les pertes de charge valent :

$$k_{GEN/VB/02} = k_{connection} + k_{frot1} = 0,58 + 0,26 = 0,84 \quad (3.10)$$

Passage d'une conduite carrée à une conduite circulaire :

Dans son travail L. Pestour considère cette transition comme une entrée avec rétrécissement brusque, pour trouver :

$$k_{GEN/VB/02} = 0,107 \quad (3.11)$$

ÉCOULEMENT EN PHASE DE POMPAGE :

"Division" du courant :

Mémento des pertes de charge, p265

Dans cette configuration (représentée sur la FIGURE 3.5), peu importe l'angle α , si $w_R/w_p = 0$, le coefficient de pertes de charge vaut 1, donc $k_{division} = 1$

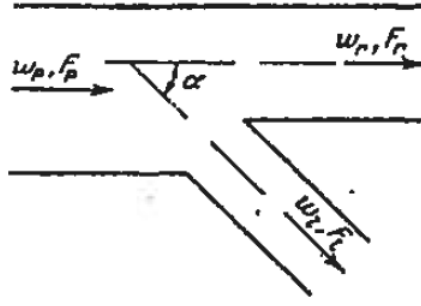


FIGURE 3.5 – Cas de figure théorique

"Diffuseur" intermédiaire :

Mémento des pertes de charge, p163

On va utiliser les formules associées à un diffuseur faisant la transition entre une section carrée et une section ronde. On va donc utiliser la formule :

$$k_{Diffuseur} = \xi_{elargissement} + \xi_f \quad (3.12)$$

Avec un angle α donné par :

$$\alpha = 2 \cdot \tan^{-1} \left(\frac{D_1 - 2 \cdot \sqrt{\frac{a_0 \cdot b_0}{\pi}}}{2 \cdot l_d} \right) = 59^\circ \quad (3.13)$$

Puisque :

- $a_0 = b_0 = 2,2$ m
- $D_1 = 6,5$ m
- $l_d = 1,24$ m

Ayant l'angle α et le rapport $\frac{F_0}{F_1} = 0.15$, on trouve dans les tables $\xi_{elargissement} = 0,79$.
 ξ_f étant négligeable pour les angles $\alpha > 20^\circ$, on a $k_{Diffuseur} = 0,79$.

Perte par frottement :

On considère ici les pertes par frottement depuis la conduite en acier jusqu'à la "division" du courant et, connaissant les différents paramètres, on trouve :

$$k_{frot2} = \lambda \cdot \frac{l}{D} = 0,049 \cdot \frac{8,8}{2,2} = 0.19 \quad (3.14)$$

Donc finalement dans ce sens d'écoulement, les pertes de charge associées valent :

$$k_{GEN/VH/01} = k_{division} + k_{Diffuseur} + k_{frot2} = 1 + 0,79 + 0,19 = 1,98 \quad (3.15)$$

Passage d'une conduite circulaire à une conduite carrée :

On va considérer cette singularité comme un élargissement brusque, avec donc (*Mémento des pertes de charge, p109*) :

$$k_{GEN/VH/02} = \left(1 - \frac{F_0}{F_2} \right) = 0.21 \quad (3.16)$$

$$F_0 = 3,8 \text{ m}^2 \text{ et } F_1 = 4,84 \text{ m}^2$$

Coudes

Toutes les pertes de charge liées aux coudes sont indépendantes du sens de l'écoulement et ont été évaluées dans le travail de L. Pestour. Ces coefficients sont indiqués dans le TABLEAU 3.2

Rive droite			
	Section (m^2)	Nom	k
Coude s11	2,5	$k_{RD/GEN/09}$	0,014
Coude s8	2,5	$k_{RD/GEN/10}$	0,055
Coude s7	2,5	$k_{RD/GEN/11}$	0,051
Coude s6	2,5	$k_{RD/GEN/12}$	0,001
Coude S12	3,8	$k_{RD/GEN/13}$	0,029
Rive gauche			
	Section (m^2)	Nom	k
Coude VG 38	2,5	$k_{RG/GEN/10}$	0,065
Coude S2	2,5	$k_{RG/GEN/11}$	0,061
Coude S3	2,5	$k_{RG/GEN/12}$	0,071
Coude F	3,8	$k_{RG/GEN/13}$	0,077
Coude E	3,8	$k_{RG/GEN/14}$	0,002
Coude D	3,8	$k_{RG/GEN/15}$	0,1

Tableau 3.2 – Coefficient de pertes de charge liés aux coudes dans le réseau

Variation du diamètre de la conduite

Dans le réseau, il y a principalement deux diamètres de tuyaux, des tuyaux de 2,2 m de diamètre et des tuyaux de 1,8 m de diamètre. Le passage d'une taille à l'autre génère des pertes de charge non négligeables.

ÉCOULEMENT EN PHASE DE TURBINAGE :

Dans ce sens d'écoulement, la section se rétrécit pour passer d'un diamètre de 2,2 m à un diamètre de 1,8m avec un "angle de rétrécissement" α de 10° .

On a (*Mémento des pertes de charge*, p93) :

$$k_{GEN/VB/03} = \xi' \cdot \left(1 - \frac{F_0}{F_1}\right) + \xi_f = 0,04 \quad (3.17)$$

F_0 : aire de la plus petite section = $2,5 \text{ m}^2$

F_1 : aire de la plus grande section = $3,8 \text{ m}^2$

ξ' : coefficient de pertes de charge par décollement ≈ 0.1

ξ_f : coefficient de pertes de charge en long = 0.009 (pour $\lambda = 0.01$)

ÉCOULEMENT EN PHASE DE POMPAGE :

Dans ce cas, il s'agit du passage de 1,8m à 2,2m de diamètre.

On a alors (*Mémento des pertes de charge*, p157) :

$$k_{elargissement} = \xi_{elargissement} + \xi_f \quad (3.18)$$

Connaissant :

— $F_0 = 2,5 \text{ m}^2$

— $F_1 = 3,8 \text{ m}^2$

— $n_1 = 1,52$

On trouve $\xi_{elargissement} = 0,03$ et $\xi_f = 0,015$, donc finalement : $k_{GEN/VH/03} = k_{elargissement} = 0,045$

Passage à travers la vanne de garde

A l'endroit où la conduite change de diamètre, une vanne de garde permet de fermer le passage. Cette vanne, ouverte, crée une perte de charge locale, avec un coefficient :

$$k_{GEN/GEN/02} = k_{elargissement} = 0.4 \quad (3.19)$$

Ce coefficient correspond à une ouverture totale de la vanne, les différents coefficients étant donnés par un tableau fourni par la SPW.

3.1.3 Synthèse

Dans les annexes de ce rapport (section V à la page 82) le lecteur trouvera une synthèse de tous les coefficients présentés précédemment et utilisés dans la suite de ce travail.

Sur les pages 84 et 85, deux plans permettent de situer les géométries associées à ces pertes sur les conduites en rive droite et en rive gauche.

3.2 Données techniques

3.2.1 Relation hauteur volume

Une courbe liant le volume d'eau dans la retenue et le niveau de l'eau est évidemment nécessaire pour la suite de ce travail.

Un fichier reprend pour chaque niveau (de 270m à 300,5m avec un pas de 0.01m) le volume correspondant dans la retenue. Une interpolation par un polynôme du second degré suffit à obtenir les hauteurs avec une erreur relative inférieure à 0,001%, et les courbes s'épousent parfaitement comme on l'observe sur la FIGURE 3.6.

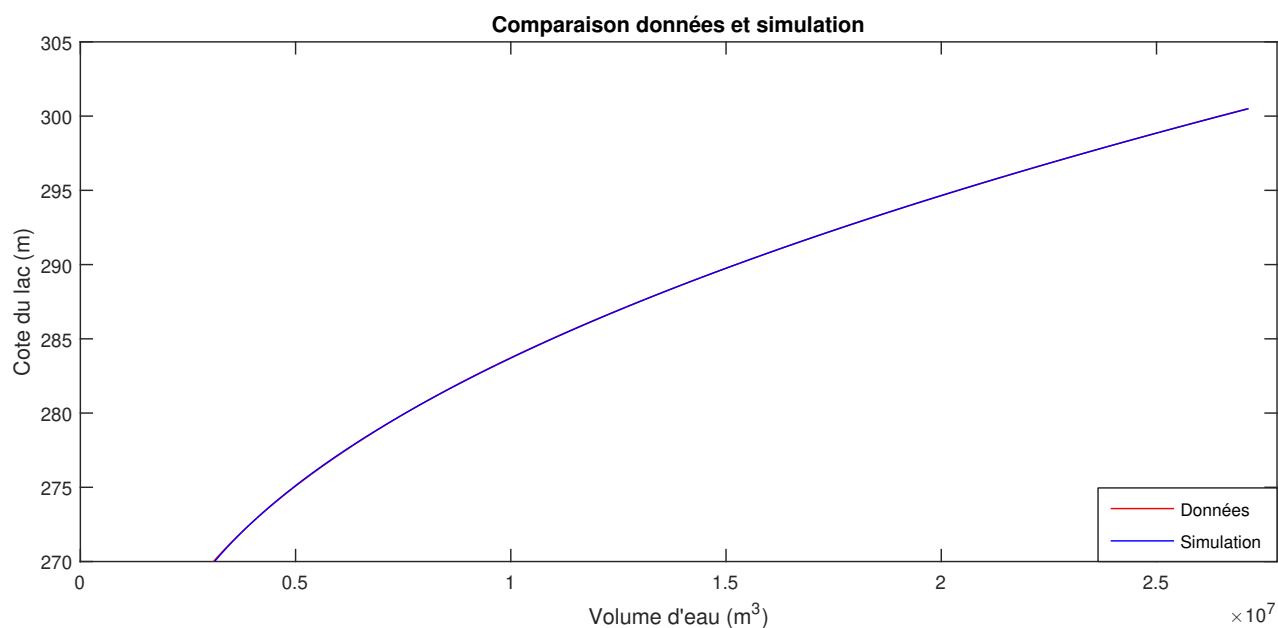


FIGURE 3.6 – Relation hauteur-volume dans le réservoir

3.2.2 Niveau d'eau dans la retenue

La hauteur d'eau dans la retenue ne peut dépasser la cote des plus hautes eaux qui est de 300m. Sur base de données sur le niveau des 10 dernières années (2009 à 2019), on trouve une cote moyenne du bassin supérieur à 292,8m.

La cote du bassin supérieur est-elle liée en partie à la météo et donc indirectement à la saison ? Le graphique de la FIGURE 3.7 semble montrer que si le niveau semble légèrement plus haut en janvier/février, on ne peut pas généraliser de tendance globale sur les 10 courbes.

La cote moyenne semble être assez représentative pour une première approche, et ensuite pour une approche plus réaliste, on pourra au choix utiliser le niveau d'une année, ou une courbe de niveau fictive basée sur la moyenne de chaque année (courbe rouge sur la FIGURE 3.8).

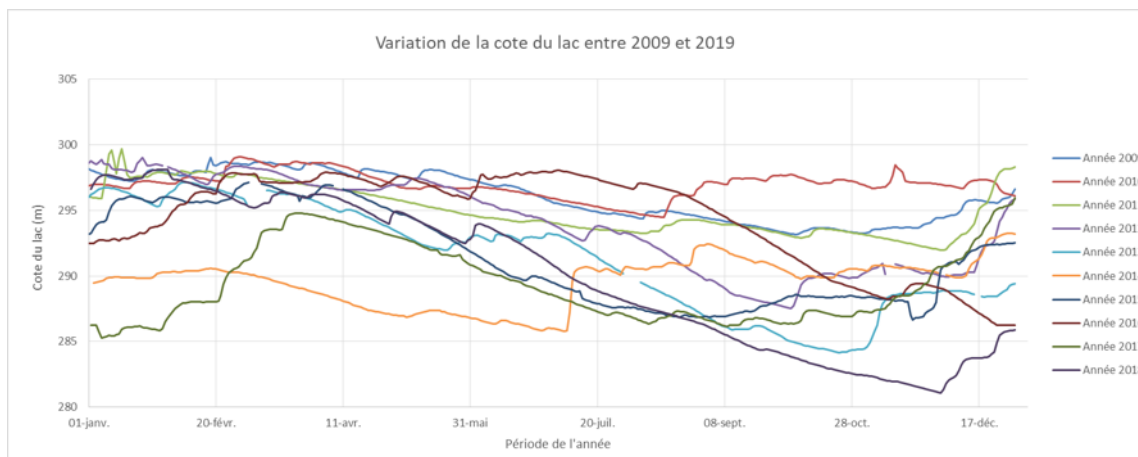


FIGURE 3.7 – Cote du lac entre 2009 et 2019

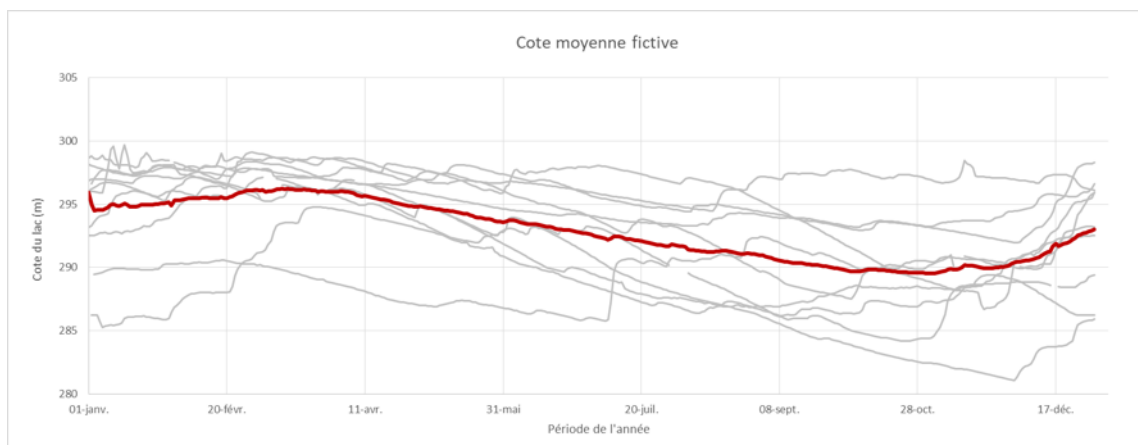


FIGURE 3.8 – Cote moyenne fictive sur une année

3.2.3 Débit sortant à l'aqueduc

Comme énoncé précédemment l'objectif premier de la retenue est l'approvisionnement en eau potable du bassin verviétois. Les données journalières de 2009 à 2019 permettent de constater que, en moyenne, le débit sortant à l'aqueduc est de $0,44 \text{ m}^3/\text{s}$. On observe sur la FIGURE 3.9 que ce débit varie assez fortement en fonction de la période. Cependant pour ce travail, la valeur moyenne sera utilisée.

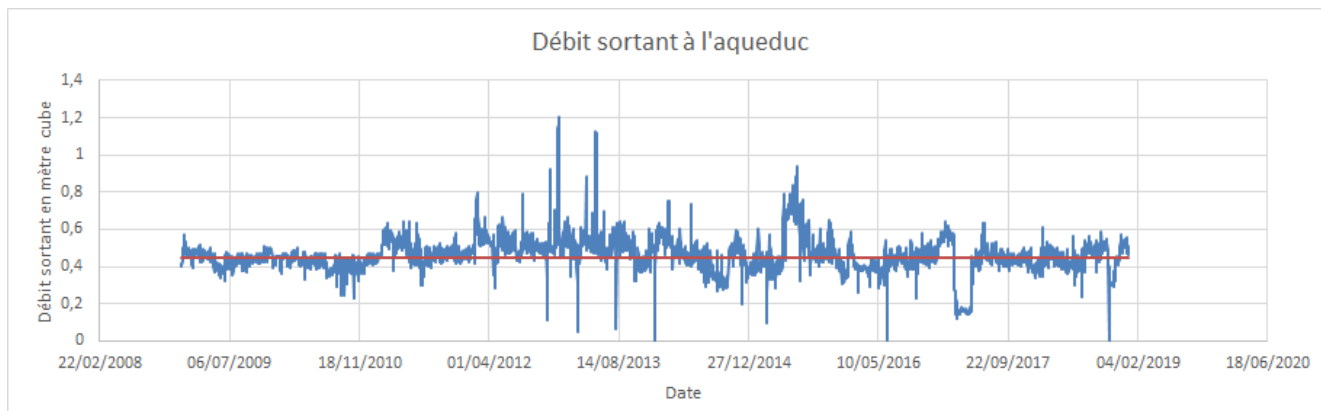


FIGURE 3.9 – Évolution du débit dans l'aqueduc de 2009 à 2019

Un autre débit qui ne peut être utilisé est le débit rendu à la Gileppe. Il est important pour l'écologie, mais aussi pour la laiterie Corman située en aval du barrage qui utilise l'eau de la Gileppe dans son industrie.

Finalement ce sont en moyenne $0,97 \text{ m}^3/\text{s}$ qui sont relâchés en continu en passant par la salle des turbines actuellement en place.

Est-il possible d'anticiper le débit à envoyer dans l'aqueduc ?

L'approvisionnement de l'aqueduc se fait en fonction du niveau de l'eau à hauteur de la station de traitement de Stembert (qui marque la fin de l'aqueduc). L'objectif est d'y maintenir un niveau fixe. Ainsi, si la station pompe plus, plus d'eau sera relâchée au niveau du barrage et inversement si la station pompe moins. La régulation a donc un certain délai, mais celui-ci ne pose aucun souci puisque l'aqueduc permet de jouer le rôle de tampon.

Dans notre projet, cette façon de procéder signifie surtout qu'il est impossible de prédire avec précision la quantité d'eau attendue dans l'aqueduc en fonction de l'heure de la journée. A moins de trouver une solution de stockage intermédiaire en amont de l'aqueduc, l'utilisation de la conduite en rive gauche pour pomper de l'eau (de l'aval vers l'amont) semble donc compromise si l'on ne veut pas interférer avec la fonction première du barrage, l'approvisionnement en eau potable.

3.2.4 Informations supplémentaires

Quelques informations supplémentaires qui seront utilisées par la suite.

Un **drain** récupère l'eau derrière le noyau étanche pour la transférer dans la Gileppe. Il est primordial de ne pas inonder ce drain, ce qui aurait pour conséquence que l'eau ne pourrait plus s'évacuer correctement. La cote de ce drain est à 240,5 m (qui est dès lors la cote maximale pour le niveau d'eau dans le bassin inférieur).

Dans cette étude, le **rendement des pompes** sera fixé à 0,8 et le **rendement des turbines** à 0,9 .

Les différentes constantes utilisées sont :

- $\rho \text{ [kg/m}^3\text{]} : 1000$
- $g \text{ [m/s}^2\text{]} : 9.81$

4 Autres données pour le modèle

4.1 Degrés de liberté

Dans la suite de ce travail, une étude va être menée pour choisir quel type d'installation serait la plus adaptée pour le site sélectionné. Une STEP est généralement définie par sa puissance de pompage/turbinage, son rendement sur un cycle, l'énergie qu'elle peut stocker et restituer ainsi que la durée totale d'un cycle. Ces différentes caractéristiques sont en réalité fonction de trois degrés de liberté principaux détaillés dans cette section.

4.1.1 Volume du bassin inférieur

Le bassin supérieur étant créé par le barrage, son volume, sa courbe "hauteur-volume", sa surface... sont définis et fixes. Il ne s'agit donc pas d'une variable.

Le degré de liberté à exploiter est le volume du bassin inférieur qui se résume actuellement au seul bassin d'amortissement qui a un volume de $18\,000\text{ m}^3$. Ce bassin inférieur sera donc à installer sur l'espace disponible. Cet espace aura une surface maximale de $41\,666\text{ m}^2$ qui est la zone représentée sur la FIGURE 4.1, allant du pied du barrage à la N629. Pour augmenter cette surface, il faudrait en effet modifier la route, ce qui sort du cadre de cette étude.

Concernant la profondeur du bassin inférieur, elle sera fixée par les simulations numériques. Cependant, une limite de 12 m est fixée, afin de ne pas compromettre la stabilité du barrage.



FIGURE 4.1 – Espace disponible pour l'implantation du bassin inférieur (source : WalOnMap)

4.1.2 Débit de pompage et de turbinage

Les débits de turbinage et de pompage auront évidemment un impact sur la durée d'un cycle, mais aussi sur la puissance de l'installation.

En effet la puissance d'une turbine est donnée par :

$$P_{turbine} = \rho \cdot g \cdot H \cdot Q \cdot \eta \quad (4.1)$$

Et celle d'une pompe par :

$$P_{pompe} = \frac{\rho \cdot g \cdot H \cdot Q}{\eta} \quad (4.2)$$

Avec :

- P [kW] : la puissance
- ρ [kg/m³] : la masse volumique de l'eau
- g [m/s²] : la gravité
- H [m] : la hauteur d'eau disponible
- Q [m³/s] : le débit passant dans la turbine/pompe
- η : le rendement de la turbine/pompe

La puissance est donc directement proportionnelle au débit par le terme Q , mais aussi indirectement proportionnelle de par le terme H .

En effet, si on prend l'exemple du turbinage, la hauteur d'eau disponible dans la turbine (H) s'obtient à partir de l'équation de Bernoulli sur une ligne de courant allant du point A au point B.

A chaque instant :

$$Z_A + \frac{v_A^2}{2g} + \frac{p_A}{\rho g} = Z_B + \frac{v_B^2}{2g} + \frac{p_B}{\rho g} + \Delta H_{Pertesdecharge} + H_{turb} \quad (4.3)$$

Avec :

- Z_A [m] : l'altitude du point A
- Z_B [m] : l'altitude du point B
- v_A [m/s] : la vitesse de l'écoulement au point A
- v_B [m/s] : la vitesse de l'écoulement au point B
- p_A [Pa] : la pression au point A
- p_B [Pa] : la pression au point B
- $\Delta H_{pertesdecharge}$ [m] : la hauteur d'eau "dissipée" par les pertes de charge
- H_{turb} [m] : la hauteur disponible pour le turbinage

Dans ce cas précis, nous plaçons les point A et B respectivement à la surface du bassin supérieur et à la surface du bassin inférieur. Ainsi, les vitesses de variation des plans d'eau (v_A et v_B) étant négligeables, les termes $\frac{v^2}{2g}$ peuvent être négligés.

Les pressions au point A et au point B sont égales en A et en B et correspondent à la pression atmosphérique. Les deux termes liés à la pression étant égaux de part et d'autre de l'équation, ils s'annulent pour que finalement l'expression de la hauteur dans la turbine se réduise à :

$$H_{turb} = Z_{bassin-sup} - Z_{bassin-inf} - \Delta H_{pertesdecharge} \quad (4.4)$$

La hauteur disponible pour la turbine est donc bien fonction des pertes de charge dans le réseau, elles-mêmes proportionnelles au débit passant comme en témoigne l'équation 3.1.

Le même raisonnement peut-être appliqué pour le pompage, pour obtenir :

$$H_{pompe} = Z_{bassin-sup} - Z_{bassin-inf} + \Delta H_{pertesdecharge} \quad (4.5)$$

Donc plus, les pertes de charge seront importantes, plus la pompe devra être puissante.

On comprend donc bien à ce stade du rapport que les débits vont avoir un impact déterminant sur la suite du projet.

4.2 Prix de l'électricité

Le prix de l'électricité est une donnée importante dans ce projet. En effet c'est ce dernier qui va servir à évaluer la rentabilité d'une installation dans le contexte actuel.

Pour comprendre le prix de l'électricité, il est intéressant de s'intéresser à la relation entre les acteurs de l'énergie en Belgique.

On retrouve ainsi parmi ces acteurs [20] :

- Les Gestionnaires de Réseau de Transport (GRT) [Elia] , qui sont en charge du transport de l'électricité à haute tension sur de grandes distances.
- Les Gestionnaires de Réseau de Distribution (GRD) [Ores, Sibelga,...], qui sont en charge du transport de la distribution de l'électricité à moyenne et basse tension à un niveau plus local.
- Les grands producteurs [Electrabel, EDF Luminus,...], qui produisent la majorité de l'électricité
- Les auto-producteurs [particuliers], qui produisent l'électricité qu'ils consomment, mais en utilisant le réseau comme outil d'équilibrage entre leur production et leur consommation.
- les traders, qui assurent le lien commercial entre producteurs et fournisseurs.

Ainsi, le prix de l'électricité payé par un consommateur est la somme du prix de production de l'électricité (amortissement d'une installation de production, prix du combustible, ...) et du prix de transport au GRT et au GRD (amortissement des lignes à haute/moyenne/basse tension, frais de maintenance,...).

Le souci pour une installation de stockage comme une STEP est que, actuellement, la législation considère ces structures comme étant des consommateurs (à juste titre puisque le rendement est inférieur à 100%) devant payer des frais de distribution au GRT comme n'importe quel consommateur.

Cette législation est au coeur du débat, puisqu'en réalité elle est défavorable à la rentabilité des installations de stockage et ne favorise dès lors pas les investissements dans ce secteur.

Or ces installations sont absolument indispensables dans un réseau qui doit être à l'équilibre à tout instant (production totale = consommation totale) pour fonctionner. Et plus les années passent, plus la part de production issue de production renouvelable est importante, plus cet équilibre sera difficile à atteindre.

Il ne serait pas absurde de supprimer les frais de distribution pour les installations de stockage qui sont des outils indispensables au paysage énergétique de demain.

Dans ce travail, les frais de transport n'ont de ce fait pas été pris en compte dans les optimisations, mais à chaque fois une attention sera portée pour évaluer l'impact qu'aurait ce prix de distribution sur la rentabilité.

Les prix utilisés sont ceux issus du site "belpex.be", qui est en réalité une bourse d'échange liée à l'énergie (et donc l'électricité) et qui donne le prix du MWh¹ produit sur le réseau belge toutes les heures. Ce prix varie au cours de la journée, en fonction de l'offre et de la demande comme sur tous les marchés, mais aussi en fonction de la saison et de l'année.

La FIGURE 4.2 permet de se faire une idée du prix de l'électricité, puisque cette courbe représente la moyenne pour chaque heure du prix du kWh en 2018 . On observe ainsi une variation du prix allant de 0,0399 €/kWh à 0,0707 €/kWh en fonction de l'heure. On note bien la présence de deux pics de prix forts correspondant aux

1. Ce prix n'intègre pas les coûts de transport

heures de pointes (8-9h et 18-20h) et un creux la nuit (23-5h) là où la demande est faible.

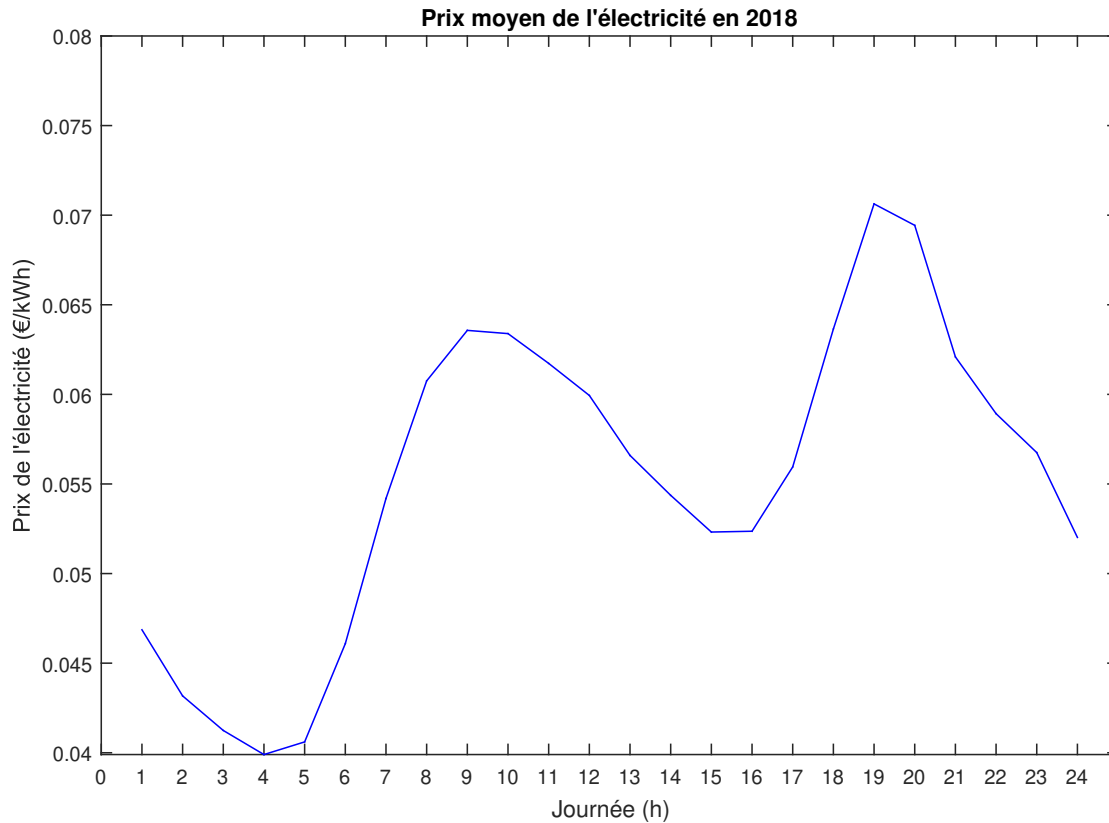


FIGURE 4.2 – Prix moyen de l'électricité par heure en 2018

4.3 Prix de construction et d'installation

Les coûts à prendre en compte lors de l'étude de prix d'une installation de pompage turbinage sont principalement liés à :

- L'installation des deux réservoirs
- L'achat des machines hydrauliques
- L'installation du raccordement au réseau
- L'installation des conduites
- L'entretien de l'installation
- Les aménagements divers liés à l'installation

L'intérêt majeur de la situation présentée dans un premier temps dans ce travail est que les coûts liés au bassin supérieur et aux conduites sont nuls. Un raccordement au réseau existe déjà, et les coûts principaux proviennent essentiellement de l'installation du bassin inférieur et des machines.

4.3.1 Aménagement du bassin inférieur

Dans ce rapport, nous prendrons un coût unitaire de 20 €/m³ pour le terrassement du bassin inférieur. Ce prix prend en compte les coûts d'excavation, d'évacuation des terres ainsi qu'un aménagement du fond du bassin avec des dalles en béton.

4.3.2 Achat des pompes/turbines

Le coût des machines dépend du type d'installation choisie. Il existe en effet plusieurs solutions avec leurs avantages et leurs inconvénients.

Parmi les multitudes de solutions, en voici trois :

- Les pompes sont séparées des turbines : solution assez coûteuse de plus en plus rarement utilisée, où les pompes et les turbines sont totalement indépendantes. Les puissances et les débits sont donc totalement indépendants entre la pompe et la turbine.
- Système ternaire : "Sur un arbre commun, pompe, moteur-alternateur et turbine sont fixés dans une configuration qui peut être soit horizontale ou verticale selon la technologie utilisée pour la machine hydraulique. Puisque la pompe et la turbine sont indépendantes l'une de l'autre, leurs conditions de fonctionnement optimal peuvent leur être attribuées séparément. Ainsi, il est possible de sélectionner une puissance différente, ce qui est régulièrement recherché dans les stations de pompage/turbinage." [19]
- Système réversible : "Le groupe réversible est composé d'une machine hydraulique, qui peut fonctionner en mode pompe ou en mode turbine, ainsi que d'une machine électrique sur le même axe de rotation." [19]

On notera que si la solution ternaire permet d'obtenir une puissance supérieure tant en turbinage qu'en pompage et qu'elle offre d'excellents rendements, cette solution est plus onéreuse que les groupes réversibles. Ces derniers sont eux moins chers, mais la vitesse de rotation étant fixe, la puissance en turbinage et en pompage sera toujours la même.

Dans ce travail, les coûts seront calculés sur base de l'utilisation d'un groupe réversible constitué d'une turbine Francis qui est adaptée aux conditions de débits et de hauteurs que nous retrouverons dans notre étude, comme on peut le constater sur la FIGURE 4.3 (la fiabilité de cette turbine fait qu'aujourd'hui elle est utilisée dans plus de 60% des projets hydrauliques à travers le monde).

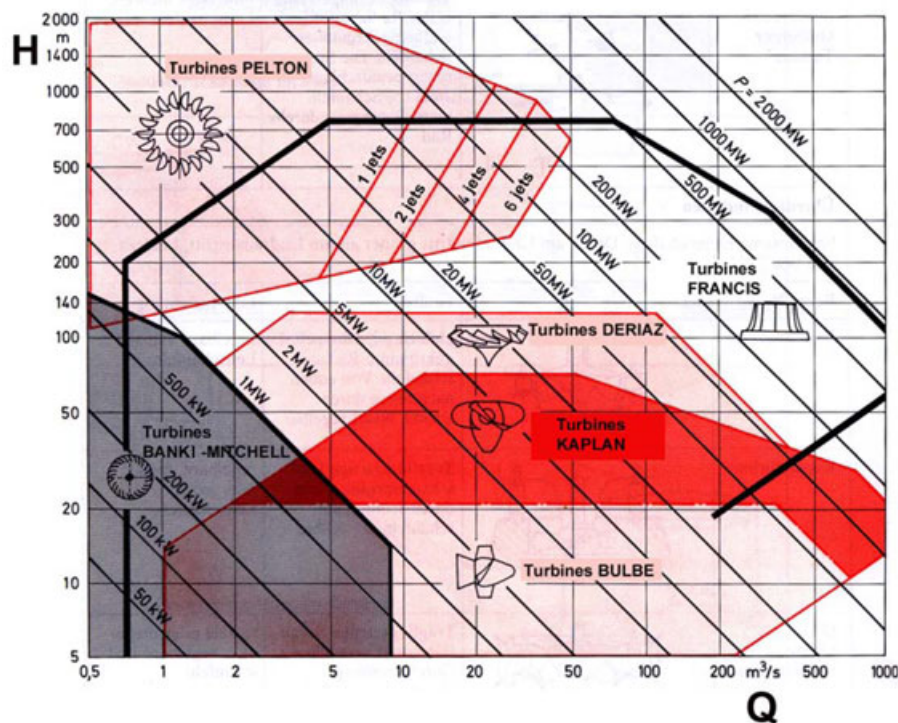


FIGURE 4.3 – Domaine d'utilisation des différentes turbines

Le prix de ce type de machine est difficile à évaluer, chaque machine étant conçue pour une seule installation. Dans ce rapport, le prix est basé sur une étude de cas (référence [19]), et nous considérerons un coût unitaire de 160 000 €/MW installée.

Notons que cet ordre de grandeur de prix a été vérifié avec une autre source [26] qui donne une formule permettant d'évaluer le prix d'une turbine en fonction du débit passant et de la hauteur à turbiner. L'ordre de grandeur est sensiblement pareil. Si le chiffre n'est pas rigoureusement le même, 160 000 €/MW semble être un prix cohérent pour une première approche dans cette étude.

4.3.3 Prix du raccordement

Le prix du raccordement de l'installation au réseau sera dans ce projet de 100 000 € ce qui correspond au prix utilisé dans l'étude d'un cas du même ordre de grandeur que ce projet ([19]).

4.3.4 Prix d'une conduite en acier

Le prix associé à l'installation d'une conduite en acier n'est pas facile à déterminer. En effet les tuyaux utilisés dans ce projet n'ont pas de dimensions standards, et il est dès lors très difficile de trouver des ordres de prix pertinents. Une nouvelle fois, les conduites de la plupart des STEP sont dimensionnées indépendamment pour chaque projet en fonction des propriétés du site.

Le prix qui sera utilisé dans ce rapport est basé sur le prix de construction d'ouvrage d'art en acier (source : [27]). Les coûts associés ont en effet les mêmes origines : coût de l'acier (+/- 1 €/kg), main d'oeuvre, transport, montage, soudure ... Cette approche de prix semble être la méthode la plus cohérente. Nous prendrons dans ce travail un coût unitaire de 3,8 €/kg d'acier utilisé.

4.3.5 Prix d'entretien et aménagement divers

Il est très difficile dans le cadre d'une pré-étude de définir quels aménagements seront nécessaires. De même, les prix d'entretien dépendent énormément de facteurs qui ne peuvent être définis à ce stade.

Ces deux sources de dépenses ne seront dès lors pas prises en compte dans ce travail.

Il sera intéressant de garder à l'esprit le prix unitaire de station de pompage turbinage défini dans l'introduction dans la section 1.1.4 à la page 12, pour comparer les estimations à la littérature.

5 Synthèse des données, hypothèses et contraintes

Sur la page suivante, un schéma reprend toutes les hypothèses et informations utilisées dans le modèle.

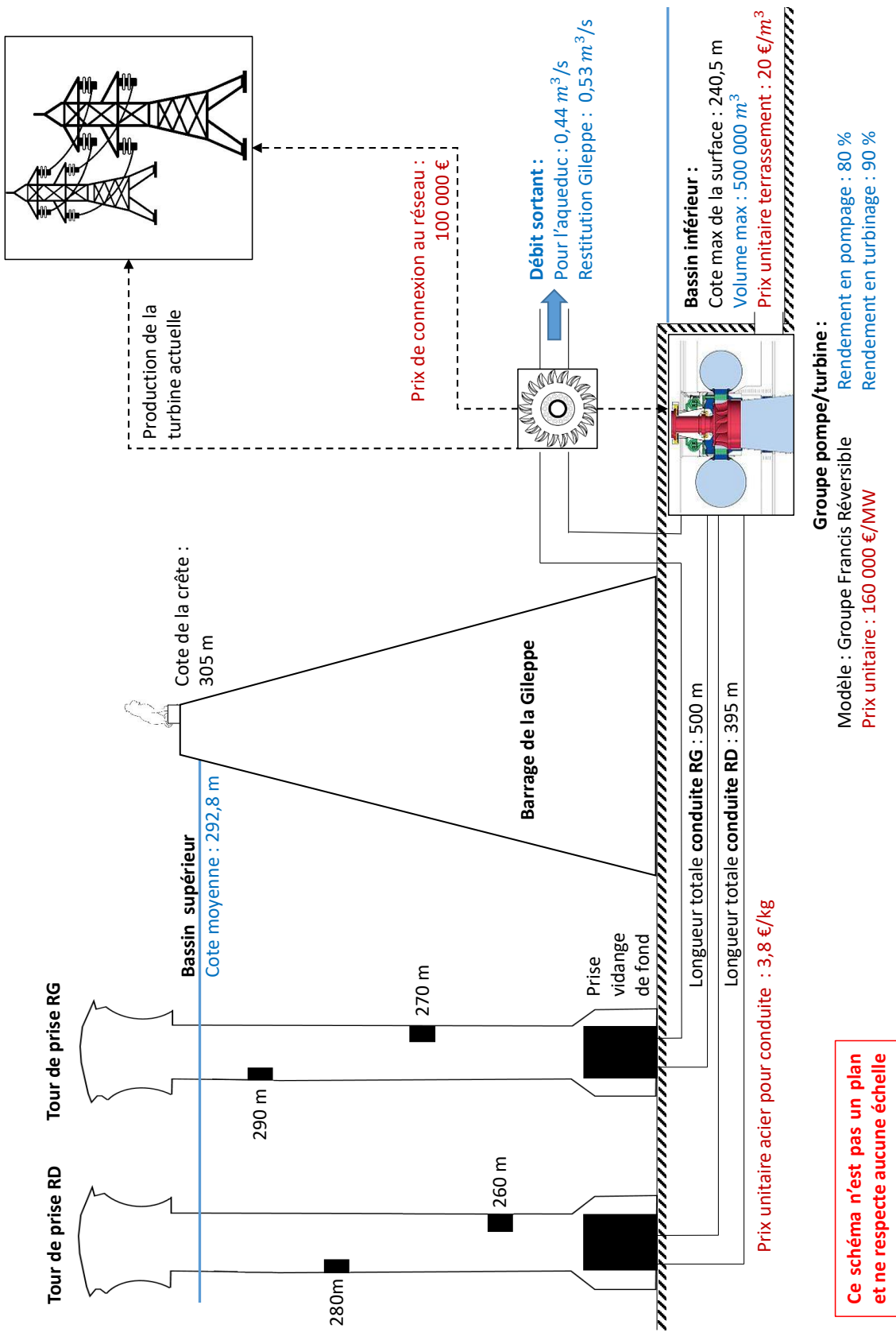
Sur ce schéma, on retrouve :

- **En noir** : des informations de mesures géométriques (cotes, longueurs,...)
- **En rouge** : des informations liées aux prix
- **En bleu** : des informations liées à l'eau et l'hydraulique

Un détail du schéma important à souligner est la connexion de l'aqueduc à la conduite en rive gauche. Cette hypothèse sera utilisée pendant tout le travail, car actuellement c'est effectivement cette conduite qui est majoritairement utilisée pour transférer de l'eau du lac vers l'aqueduc. Cependant cette considération implique qu'il sera impossible d'utiliser les prises d'eau aux cotes 280m et 260m une fois la STEP implantée.

Il est important de bien noter qu'il s'agit d'un schéma et non d'un plan, et que de ce fait **aucune échelle n'est respectée**.

FIGURE 5.1 – Synthèse des données, hypothèses et contraintes utilisées dans le modèle



Troisième partie

Valorisation d'une installation de pompage turbinage sur le site de la Gileppe

A ce stade du rapport, l'utilité d'une solution de stockage d'énergie électrique sur le réseau belge est démontrée, et la disposition du site du barrage ainsi que les informations techniques nécessaires de la Gileppe sont connues.

Dans cette partie, la rentabilité économique et énergétique vont être étudiées pour permettre de quantifier rigoureusement l'intérêt d'une installation de pompage turbinage sur le site de la Gileppe.

L'intérêt énergétique sera quantifié à l'aide de valeurs telles que :

Le rendement d'un cycle [%] : qui sera dans ce travail défini comme étant le rapport entre l'énergie qui est stockée dans le système et l'énergie rendue par ce dernier sur un cycle. Ainsi, un rendement de 100% signifie que le système de stockage est parfait, puisque l'énergie fournie au système est totalement rendue. Un rendement plus faible signifie que de l'énergie est dissipée dans le système en une énergie qui n'est pas de l'énergie électrique.

La durée d'un cycle [h] : qui définit pendant combien de temps on peut stocker et/ou récupérer de l'énergie grâce à ce système.

La quantité d'énergie stockable [kWh] : qui définit avec quelle quantité d'énergie le système fonctionne.

La puissance de pompage/turbinage [MW] : les deux puissances ne sont pas forcément égales, tout dépend du type d'installation hydroélectrique et du choix du concepteur.

L'intérêt économique est lui logiquement défini par la quantité d'argent que peut rapporter l'installation. Une installation intéressante d'un point de vue énergétique, mais non rentable ne sera jamais construite, puisque comme dans tout projet, l'argent oriente le choix des investisseurs. Ainsi, pour avoir un système vraiment intéressant, il faudrait qu'il soit compétitif par rapport à d'autres solutions de stockage présentées dans la première partie de ce rapport.

Il existe plusieurs méthodes utilisant le même système de stockage permettant de générer du profit dans le système actuel. Dans ce travail, quatre méthodes seront présentées :

- La station est indépendante et les bénéfices engendrés par l'installation proviennent de la différence de prix entre l'énergie aux heures creuses et aux heures de forte de demande. Les conduites actuellement en place sur le site sont utilisées pour diminuer les prix d'installation.
- La station est couplée à un moyen de production d'électricité utilisant l'énergie solaire, on stocke ainsi l'énergie quelques heures pour la vendre aux heures où le prix du kWh est le plus élevé.
- La station est couplée à un moyen de production d'électricité utilisant l'énergie éolienne, on réutilise le même principe que précédemment.
- Une nouvelle conduite d'un diamètre plus important est installée, et les impacts sur les revenus sont quantifiés.

Ces quatre méthodes ont pour unique objectif de chercher à maximiser les revenus. Pour compléter ces informations, une dernière section apporte une approche purement basée sur l'énergie, en cherchant comment une installation de pompage turbinage pourrait être valorisée dans un micro-réseau.

Pour toute cette partie, différentes simulations numériques ont été réalisées sur Matlab, sur base des informations présentées dans la partie précédente.

Les méthodes utilisées sont clairement expliquées pour que la pertinence de la réflexion soit la plus explicite possible¹.

A la fin de cette partie, à l'aide des différents développements, l'intérêt d'une telle installation sera donc bien clair et quantifié.

1. La structure des simulations, ainsi que la forme des résultats issus de la simulation sont détaillés dans les annexes 12.1.1. Le code lui-même est disponible.

6 Méthode 1 : Installation indépendante utilisant les conduites actuelles

Dans ce premier cas de figure, l'installation fonctionne comme une batterie connectée au réseau. L'installation prend de l'énergie sur le réseau et la restitue au moment nécessaire. Dans cette configuration, les revenus proviennent dès lors exclusivement de la différence de prix entre l'électricité vendue aux heures de forte consommation et aux heures de faible consommation, puisque comme présenté précédemment le prix fluctue en fonction de la demande.

L'objectif est donc bien d'utiliser de l'électricité bon marché pour pomper de l'eau du lac inférieur au lac supérieur, pour ensuite turbiner cette eau et ainsi générer de l'électricité qui sera vendue à un prix plus important. Il est donc primordial que le rendement de l'installation soit suffisamment élevé, pour que l'argent entrant puisse couvrir le prix de l'énergie dissipée.

Ainsi, puisque :

$$\frac{prix_{min}}{prix_{max}} = \frac{0.0399}{0.0706} = 0,56 \quad (6.1)$$

Avec :

- $preis_{min}$ [€] : prix minimal moyen de l'électricité en 2018
- $preis_{max}$ [€] : prix maximal moyen de l'électricité en 2018

Il faut que le rendement de l'installation sur un cycle soit supérieur à 56 %, puisque en effet :

$$Revenu = E_{prod} \cdot prix_{max} - E_{conso} \cdot prix_{min} > 0 \quad (6.2)$$

Avec :

- E_{prod} [kWh] : quantité d'énergie produite sur un cycle
- E_{conso} [kWh] : quantité d'énergie consommée sur un cycle

Donc :

$$\frac{E_{prod} \cdot prix_{max}}{E_{conso} \cdot prix_{min}} > 1 \quad (6.3)$$

Et finalement :

$$\frac{E_{prod}}{E_{conso}} = \eta > 0,56 \quad (6.4)$$

Dans ce premier modèle de valorisation de l'installation, il est possible d'imaginer différentes configurations pour la future station sur le site en utilisant les installations déjà en place sur le site actuellement. Ces différentes configurations se présentent sous la forme de trois scénarios présentés ci-après. Les différences entre les scénarios se situent au niveau des choix des conduites utilisées dans l'installation.

Ensuite, pour chaque scénario, il faut trouver les valeurs des variables qui vont maximiser les revenus quotidiens et annuels.

Pour rappel les variables sont : le volume du bassin inférieur, le débit de pompage, le débit de turbinage et les heures de pompage/turbinage. Pour ce faire, une méthode d'optimisation simple sera utilisée.

6.1 Explication des différents scénarios

6.1.1 Scénario 1

Dans ce premier scénario, la conduite de la rive gauche est utilisée pour turbiner l'eau, et la conduite en rive droite sert à pomper l'eau du bassin inférieur au bassin supérieur.

Ce premier scénario, comme les 2 autres, permet d'installer un système qui n'affecte en rien les installations en place actuellement, pour ne pas interférer avec les fonctions initiales du barrage. En effet, les gestionnaires pourront continuer à prélever de l'eau potable par la rive gauche pour alimenter l'aqueduc, le sens de l'écoulement n'étant jamais contraire à ce qui se fait actuellement sur le site.

Il faut cependant déduire ce débit du débit allant dans la future turbine, cette dernière se situant après le "T" permettant d'acheminer l'eau vers l'aqueduc.

6.1.2 Scénario 2

Ce deuxième scénario se justifie par les géométries des conduites, la conduite de la rive droite étant en effet légèrement plus courte que la conduite de la rive gauche (395m contre 525m), les pertes de charge induites seront moins importantes.

L'idée de ce deuxième scénario est donc de pomper et de turbiner par la rive droite pour voir quel impact cette configuration pourrait avoir sur les revenus.

Un autre avantage non négligeable de cette configuration, est que l'on ne "perd" pas le débit destiné à l'aqueduc.

6.1.3 Scénario 3

Enfin dans ce troisième scénario, l'eau va être turbinée par la rive droite et la rive gauche en même temps, mais elle ne sera pompée que par la rive droite avec toujours cette volonté de ne pas interférer avec les fonctions de l'actuelle installation.

On considère que les deux conduites (RD et RG) sont assemblées pour envoyer leurs débits ensemble dans la turbine. Cette jonction fictive est évidemment source de pertes de charge supplémentaires, mais elles ne seront pas prises en compte dans cette section, la géométrie des conduites n'étant pas fixée.

Ce scénario semble à priori être bénéfique pour deux raisons :

- Les pertes de charge correspondent à des débits Q passant dans chaque conduite, alors que le débit passant dans la turbine vaut $2Q$. Dès lors l'effet est doublement bénéfique pour la puissance qui sera donc plus importante que dans les scénarios précédents.
- En doublant le débit de turbinage, la durée de turbinage diminue de moitié, ce qui permet de turbiner sur des créneaux plus courts. Ainsi on profitera mieux du "pic" de prix, moment où revendre l'électricité est le plus intéressant.

Les trois différents scénarios sont schématisés synthétiquement sur la FIGURE 6.1.

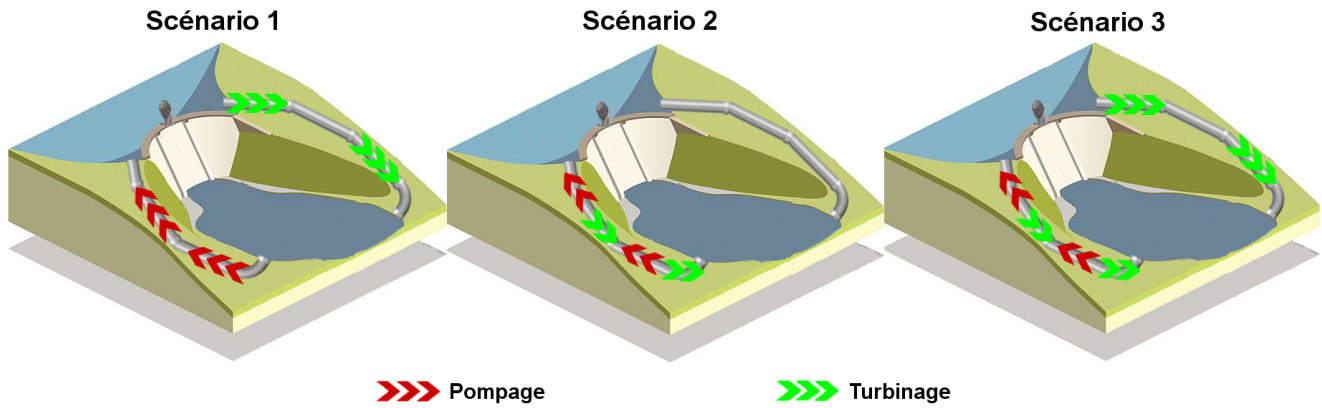


FIGURE 6.1 – Représentation des trois différents scénarios

6.2 Méthode d'optimisation

Il faut maintenant, à l'aide de toutes les données, trouver une méthode pour évaluer le potentiel du site, mettre des chiffres permettant de comparer les scénarios entre eux ainsi que le système par rapport à d'autres solutions techniques...

Pour ce faire, une méthode d'optimisation a été implémentée dans matlab. Gardons à l'esprit qu'il existe autant de façons d'aborder ce problème qu'il existe d'ingénieurs. La méthode présentée dans cette section n'a pas pour vocation d'être la plus efficace, ni la plus poussée, elle permet simplement d'obtenir des premiers résultats permettant d'orienter la suite du travail.

La méthode est réalisée mathématiquement, sans tenir compte du fait qu'en réalité il est impossible d'avoir une vue d'ensemble omnisciente sur les données. L'optimisation est donc "théorique".

Avant de chercher les variables maximisant les revenus, un modèle numérique a été implémenté. Il permet de simuler une journée de fonctionnement de l'installation en place, pour donner à chaque instant les niveaux d'eau dans les deux bassins, la puissance de turbinage et de pompage, le prix de l'électricité ... Le tout pour un pas de temps fixé à 30 secondes. Ce modèle reprend toutes les données présentées précédemment et n'a pour variables que le nombre d'heures où l'on souhaite pomper et turbiner, ainsi que le volume du bassin inférieur. Ces variables sont liées entre elles, puisqu'effectivement on souhaite que l'installation fonctionne avec un rythme de un cycle/jour, ce qui signifie qu'en fin de cycle le niveau est revenu à son niveau initial.

Ainsi :

$$h_{pompage} \cdot D_{pompage} = h_{turbinage} \cdot D_{turbinage} = Volume_{bassininferieur} \quad (6.5)$$

- $h_{pompage/turbinage}$ [h] : nombre d'heures de pompage/turbinage
- $D_{pompage/turbinage}$ [m^3/s] : débit de pompage/turbinage

Ainsi, en ne faisant varier que le nombre d'heures de turbinage, de pompage et le volume du bassin inférieur on fait également varier les débits, et donc les pertes de charge, et donc les puissances.

Ce modèle est ensuite exploité en deux phases :

Dans un premier temps (**phase 1**), on utilise la courbe de prix de l'électricité moyenne en 2018 présentée précédemment, et on fait tourner le modèle pour des volumes compris entre $50\,000\,m^3$ et $500\,000\,m^3$, pour un nombre d'heures de pompage et de turbinage allant de 1h à 12h. Différentes heures de "début de cycle" sont également

testées.

En effet, il y a dans un cycle deux instants précis mieux adaptés pour pomper ou turbiner.

Ainsi, lorsque le bassin inférieur est totalement vide, il est plus avantageux de turbiner puisque la hauteur dans la turbine sera plus importante.

De même, lorsque le bassin inférieur est plein, la hauteur à pomper sera plus faible. Il faut donc regarder si il est plus avantageux de commencer un cycle par pomper lorsque l'électricité est peu chère et que le bassin inférieur est plein, ou si au contraire il vaut mieux commencer un cycle en turbinant au moment où l'électricité est la plus chère.

De cette première phase, on extrait un volume de bassin inférieur optimal, ainsi que des débits de pompage et de turbinage. On obtient également un revenu quotidien fictif correspondant à la courbe de prix introduite dans le modèle.

La seconde phase (**phase 2**) permet d'évaluer le revenu que pourrait engendrer l'installation avec les variables fixées grâce à la phase 1 mais sur une année complète.

Pourquoi ne pas simplement multiplier le revenu obtenu dans la première phase (revenu quotidien) par 365 ? Parce qu'en réalité la courbe de prix moyenne utilisée lisse les écarts de prix sur une journée.

Or, c'est bien la différence de prix sur une journée qui est la source de revenu. Et en prenant la moyenne sur chaque heure pendant l'année, on risque de lisser cette différence. On peut ainsi constater sur la FIGURE 6.2 la différence entre la courbe de prix de la phase 1 et la courbe de prix d'une journée normale. C'est pour étudier l'impact de ce lissage que cette deuxième phase est intéressante.

De plus, à l'aide des données sur le niveau du lac en 2018, on peut faire varier le niveau du lac pour prendre en compte cet impact sur les revenus.

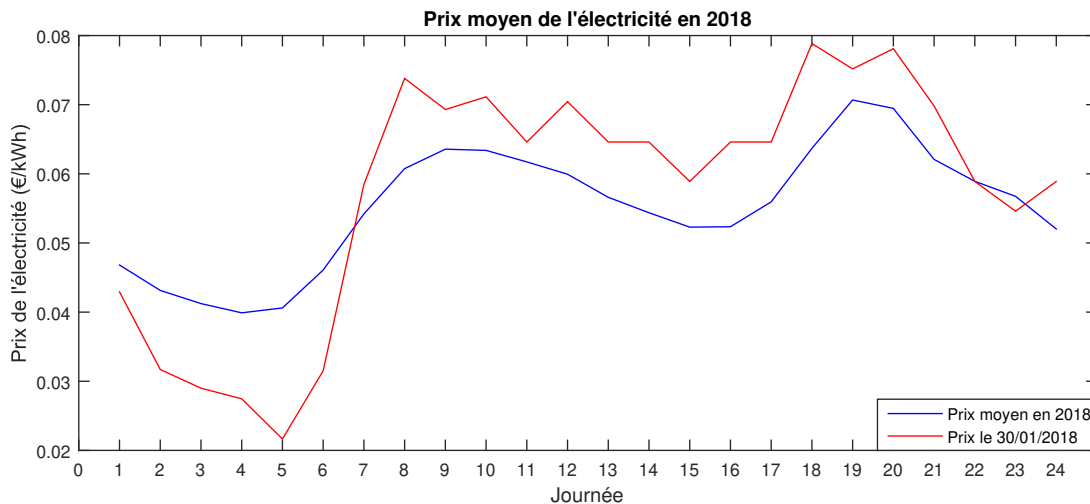


FIGURE 6.2 – Comparaison entre le prix moyen fictif et un jour normal

Dans cette deuxième phase, les débits de pompage et de turbinage sont bien fixés par la phase 1, le volume du bassin inférieur l'est également.

Notons que l'installation n'est pas forcément plus rentable si elle tourne en vidant et remplissant totalement le bassin inférieur à chaque cycle. Certains jours, il sera en effet plus rentable de ne turbiner/pomper qu'un temps très court en fonction du prix de l'électricité. C'est pour cette raison, que dans cette phase 2, toutes les combinaisons de temps de pompage/turbinage sont testées pour sélectionner la plus rentable.

Il est important de préciser que les journées où il n'est pas possible de générer des revenus positifs, malgré les différentes utilisations de l'installation, ne sont pas prises en compte pour le calcul du revenu annuel maximum possible sur l'année 2018.

Cette dernière remarque soulève un point déjà abordé, mais très important à garder à l'esprit. L'optimisation

a été réalisée de façon purement théorique. En pratique il n'est en effet pas possible de connaître le prix de l'électricité pour la journée qui arrive avec autant de précision que ce que fait l'algorithme présenté. On peut bel et bien anticiper les heures de pointe et de creux, mais il n'est pas possible de gérer l'installation pour générer des revenus comme ceux présentés grâce à l'approche explicitée.

Les chiffres qui ressortent de l'optimisation sont dès lors relativement proches d'un "revenu maximum théorique fictif". Il est absolument nécessaire de garder ce filtre lors de la lecture et l'analyse des chiffres qui vont suivre.

6.3 Résultats de la phase 1 : Optimisation sur une journée

Dans cette section, les résultats numériques repris dans le TABLEAU 6.1 seront analysés et discutés. Ils sont obtenus rappelons-le pour des rendements de turbines de 90 % et de pompes de 80 %.

Time step	seconde	Scénario 1	Scénario 2	Scénario 3
		30	30	30
Puissance maximale possible pour une chute de 50 m	MW	8.46	10.01	
Débit associé	m^3/s	28.00	31.00	
Propriétés du bassin inférieur				
Surface	m^2	41 666	41 666	41 666
Volume	m^3	118 000	122 000	135 000
Profondeur du bassin	m	2.83	2.93	3.24
Résultats énergétiques et économiques				
Revenu final moyen par jour	€	89	102	141
Rendement sur un cycle complet	%	68.3	68.2	66.5
Énergie totale entrante sur un cycle	kWh	22 343	23 160	25 857
Énergie totale sortante sur un cycle	kWh	15 278	15 819	17 223
Information sur un cycle				
Heures de turbinage	h	5	4	2
Débit de turbinage	m^3/s	7.5	8.4	19.7
Puissance moyenne de turbinage	MW	3	3.9	8.6
Heures de pompage	h	4	4	4
Débit de pompage	m^3/s	8.1	8.4	9.3
Puissance moyenne de pompage	MW	5.5	5.7	6.4

Tableau 6.1 – Résultats de la première phase d'optimisation

Cette première optimisation permet de mettre en lumière plusieurs phénomènes régissant l'installation.

Commençons par interpréter les résultats associés à un seul scénario.

Un premier résultat intéressant est la différence entre la puissance maximale possible, et la puissance optimale qui est retenue après optimisation. Ainsi, pour le scénario 2, la puissance maximale possible est de 10 MW, alors que la puissance de turbinage est de seulement 3,9 MW. Cette différence est due à l'importance des pertes de charge.

Rappelons que plus le débit augmente, plus les pertes de charge dissipent de l'énergie. Du coup, le rendement sur un cycle diminue et l'énergie dissipée a un coût non négligeable. La puissance de 3,9 MW correspond à un débit faible, ne dissipant que très peu d'énergie en pertes de charge, ce qui a pour effet indirect d'augmenter le revenu qui est la variable à maximiser.

Ainsi la FIGURE 6.3 montre l'évolution de la puissance en fonction du débit (pour le scénario 2). Il y a un maximum, mais on constate bien qu'à ce maximum, l'énergie produite sur un cycle (courbe bleue) est bien plus faible que l'énergie produite associée à un débit plus faible, puisque moins d'énergie est dissipée. Le débit retenu après optimisation ($8,4 \text{ m}^3/\text{s}$) permet de ne dissiper que très peu d'énergie sur un cycle.

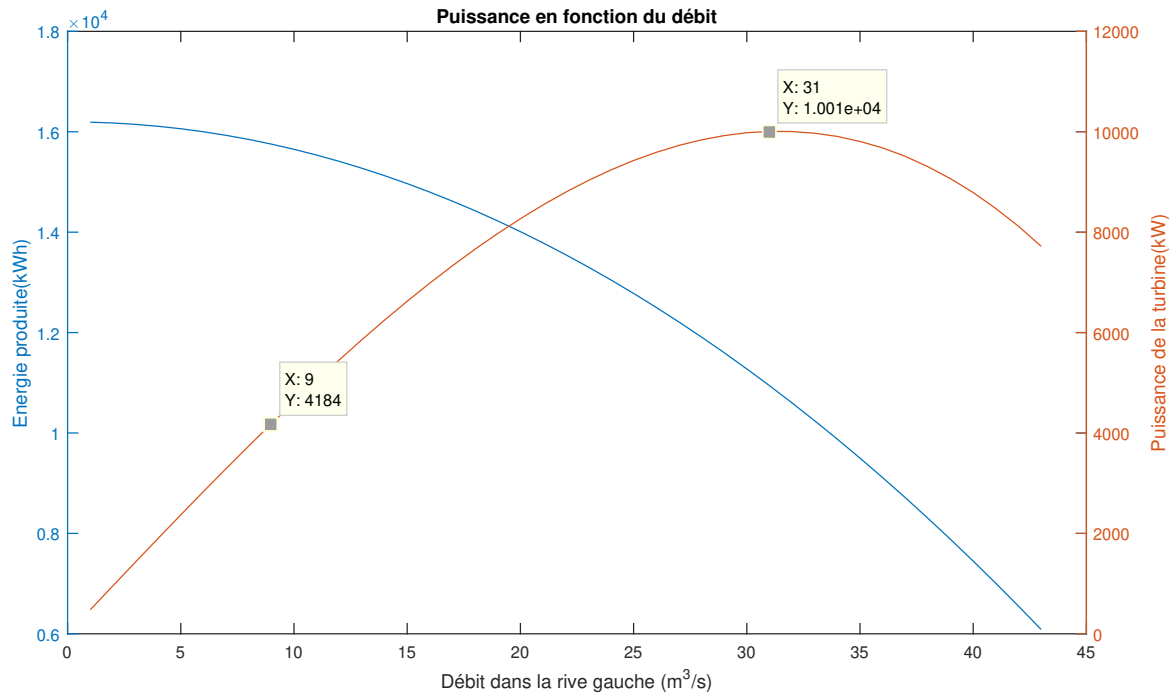


FIGURE 6.3 – Scénario 2 : Puissance et énergie produite par cycle en fonction du débit

Quels sont les éléments qui dissipent le plus d'énergie sous forme de pertes de charge ?

La FIGURE 6.4 qui illustre les pertes de charge associées au pompage et au turbinage pour le scénario 2 (l'eau est bien pompée et turbinée par la rive droite), pour un débit correspondant au débit induisant la puissance maximale ($30 \text{ m}^3/\text{s}$), permet d'identifier dans les deux sens d'écoulement les deux mêmes "cassures" dans la courbe. Ces deux dernières correspondent aux pertes de charge induites par la vanne de garde, ainsi que les pertes associées au dessous de la tour de prise d'eau.

Remarque : sur ce graphique, l'abscisse 0 correspond à la prise d'eau et l'abscisse 395 à la position de la turbine/pompe. En ordonnée, on retrouve respectivement la hauteur turbinable et la hauteur à pomper. Ainsi sur la courbe du dessus, on remarque bien que, initialement, la hauteur turbinable est de 52m, mais plus on avance le long de la conduite, plus les pertes de charge diminuent cette hauteur turbinable jusqu'à la hauteur qui va effectivement être turbinée à l'abscisse 395.

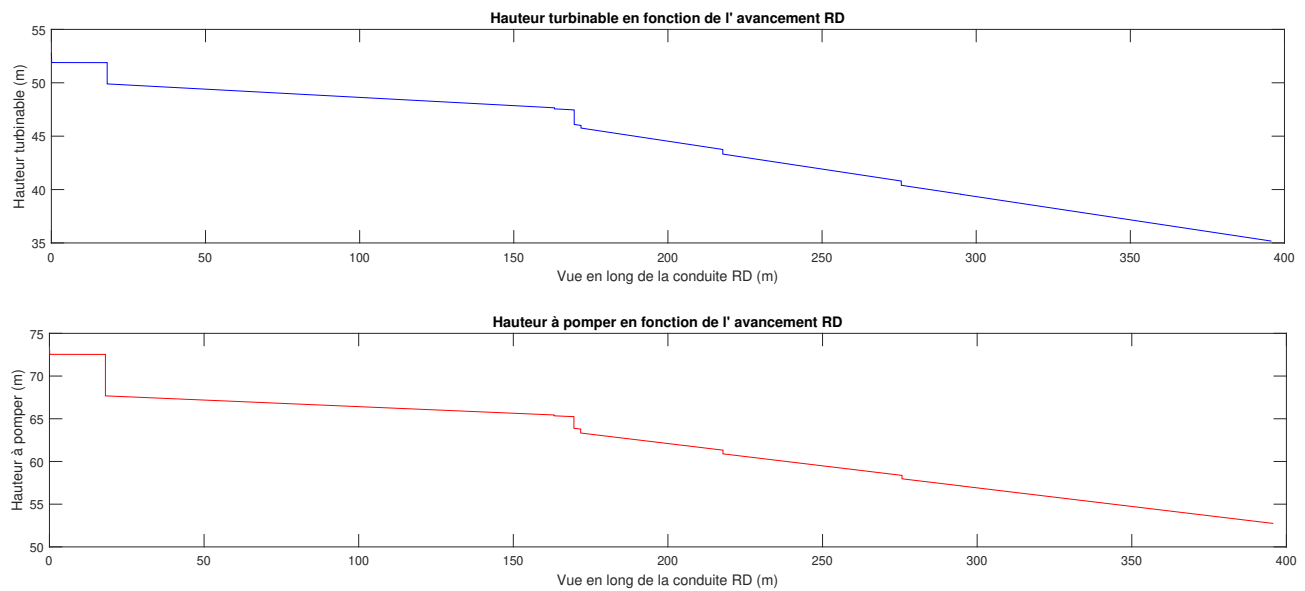


FIGURE 6.4 – Scénario 2 : Hauteur turbinable et à pomper en fonction de l'avancement dans la conduite

On peut ensuite se pencher sur le rendement. Ce dernier a une limite maximale égale à 72 % qui correspond au rendement imposé par les machines (rendement des pompes et des turbines : $80\% \cdot 90\% = 72\%$). Dès lors, un rendement de 68% pour les scénarios 1 et 2, signifie que seulement 4 % de l'énergie est dissipée sous forme de pertes de charge.

Enfin, on constate bien que la puissance de pompage est toujours supérieure à la puissance de turbinage, ce qui est logique et cohérent avec les équations développées précédemment.

Continuons cette analyse en comparant les différents scénarios entre eux.

Entre le scénario 1 et le scénario 2, les différences observables sont dues à deux choses :

- Les pertes de charge induites par la conduite en rive droite sont plus faibles. Cette caractéristique du site explique la différence entre les puissances de turbinage des scénarios 1 et 2.
- En ne travaillant qu'avec la rive droite, on ne "perd" pas le débit qui va être envoyé à l'aqueduc.

L'optimisation sur les deux scénarios à rendement égal permet de souligner clairement que ce débit sortant par la rive gauche a un impact sur les revenus quotidiens envisageables.

Enfin, le scénario 3 permet de profiter de la plage horaire de la journée où l'électricité est plus chère, ce qui a évidemment un impact fort sur les revenus engendrés quotidiennement sans pour autant affecter le rendement.

A ce stade, sans prendre en compte les coûts d'installation, c'est le scénario 3 qui semble être le plus pertinent.

On retrouve sur la FIGURE 6.5 une journée de fonctionnement de l'installation suivant le scénario 3. Sur cette figure 5 courbes permettent de résumer efficacement le fonctionnement de l'installation.

Le point rouge indique le démarrage du cycle. On voit dans cette situation que le cycle commence au moment où l'électricité est la moins chère, pour pomper.

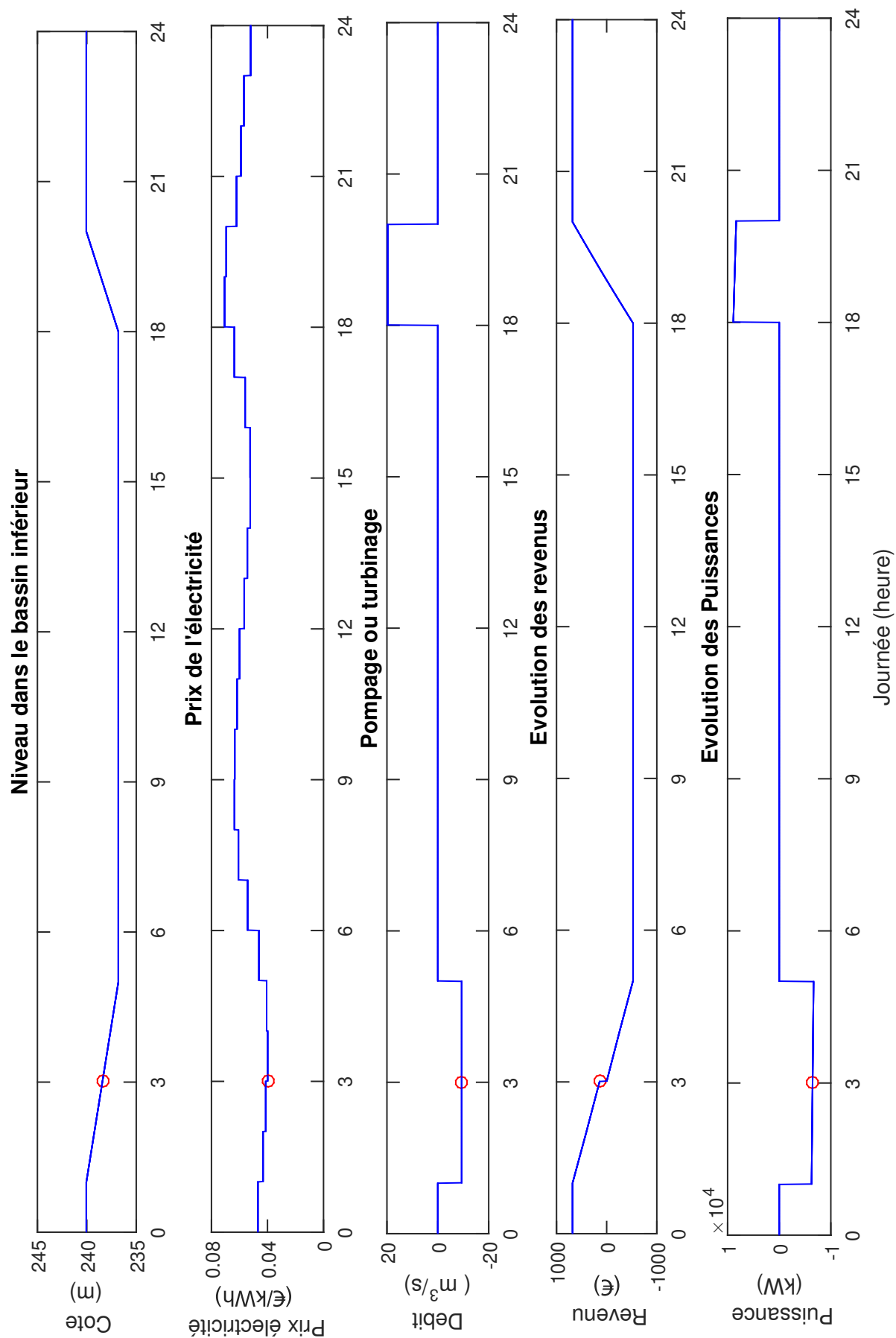
Le niveau de l'eau dans le bassin inférieur évolue en fonction du turbinage et du pompage, et il revient bien à son état initial en fin de cycle. Soulignons que la variation de niveau du bassin supérieur est toujours inférieure à 50 cm (sur un cycle complet).

La puissance est ici représentée comme négative lorsque l'on pompe et positive lorsque l'on turbine. Il apparaît

assez distinctement que dans ce scénario 3, la puissance de turbinage est deux fois plus importante que la puissance de pompage. Et ces phases sont bien alignées sur la courbe de prix : on pompe lorsque l'électricité est peu chère et on turbine lorsque l'électricité est chère.

Enfin le revenu diminue ou augmente en fonction de l'action en cours. Le revenu final en fin de journée, est la valeur du revenu en fin de cycle. On voit que ce revenu passe par des extrêmes, pour finalement revenir à une valeur relativement faible (141 €).

FIGURE 6.5 – Scénario 3 : Déroulement d’un cycle de 24h



6.4 Résultats de la phase 2 : Optimisation sur l'année 2018

En gardant le volume du bassin inférieur et les débits de pompage/turbinage fixés par la phase 1 de l'optimisation, on va pouvoir étudier l'impact de différents paramètres sur les revenus qui auraient pu être engendrés sur l'année 2018.

Ainsi le tableau 6.2 permet de constater que les revenus moyens équivalents, correspondant simplement au revenu annuel divisé par 365, sont dans les trois scénarios supérieurs aux revenus évalués dans la phase 1 (TABLEAU 6.1). On imagine dès lors clairement l'impact qu'a la courbe de prix de l'électricité sur les revenus.

		Scénario 1	Scénario 2	Scénario 3
Revenu annuel (basé sur 2018)	€	46 962	103 557	122 911
Revenu quotidien équivalent	€	128	283	336
Nombre de jours rentables		225	341	326
Nombre de jours non rentables		140	24	39

Tableau 6.2 – Revenus calculés sur base de 2018

Pour quantifier cet impact, regardons les revenus qui auraient pu être réalisés le jour où l'écart de prix entre différents moments de la journée était le plus important en 2018. Ainsi en 2018, la courbe de prix du 21/11 est représentée sur la FIGURE 6.6 . Les revenus associés à cette journée sont repris dans le TABLEAU 6.3. On constate ainsi qu'en un seul jour, pour le scénario 1, 8 % des revenus de l'année proviennent de cette journée où le prix de l'électricité a été favorable.

On constate aussi que c'est le scénario 2 qui présente le moins de jours non rentables. Le scénario 1 n'est quant à lui rentable que 61 % des jours de l'année.

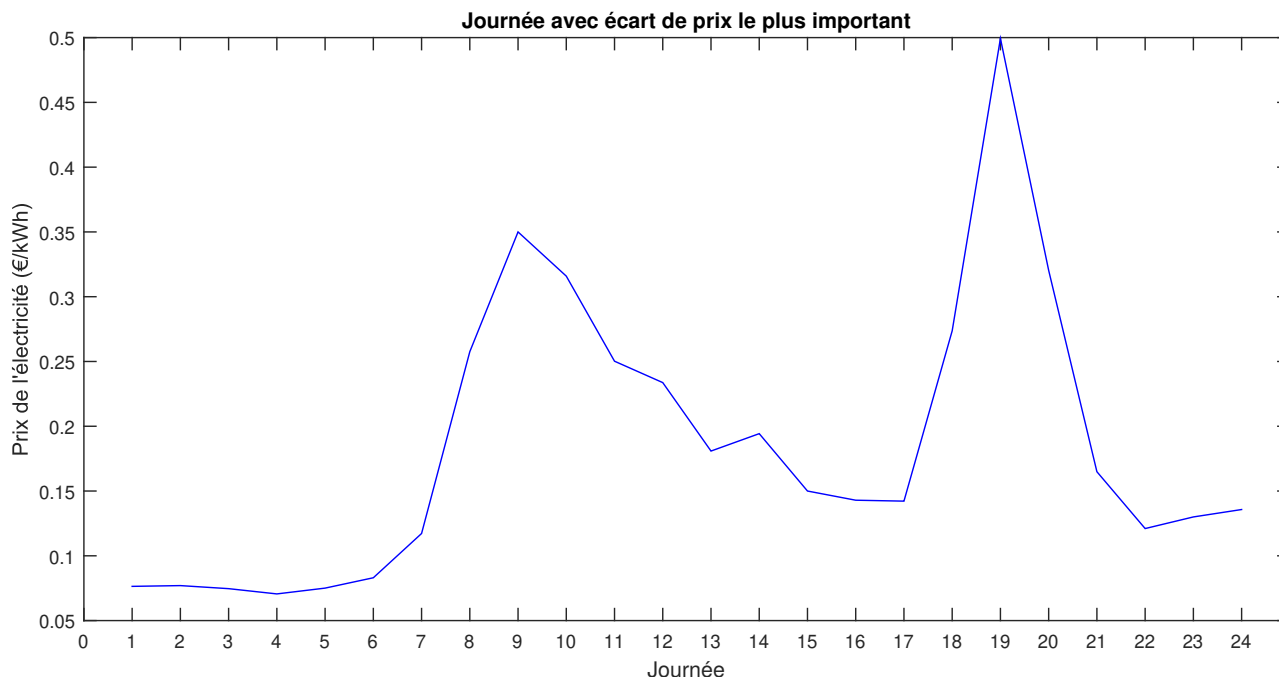


FIGURE 6.6 – Courbe du prix de l'électricité le 21/11/2018

		Scénario 1	Scénario 2	Scénario 3
Revenus engendrés le 21/11	€	3 718	4 158	5 380
Proportion du revenu annuel (basé sur 2018)	%	7,9	4,0	4,4

Tableau 6.3 – Revenu réalisé le 21/11/2018

Quant à l’impact de la hauteur d’eau dans la retenue supérieure, on s’attend à ce que plus le niveau soit bas, plus la quantité d’énergie que l’on peut tirer soit faible et donc plus les revenus soient faibles. Concernant le rendement, les pertes de charge vont être proportionnellement plus importantes et on devrait donc observer une chute du rendement avec une baisse du niveau du lac supérieur.

Ces hypothèses se vérifient effectivement comme on peut le constater sur la FIGURE 6.7 qui illustre l’impact de la variation du niveau du lac supérieur pour le scénario 2, sur un cycle et avec le prix moyen sur 2018 (utilisé dans la phase 1).

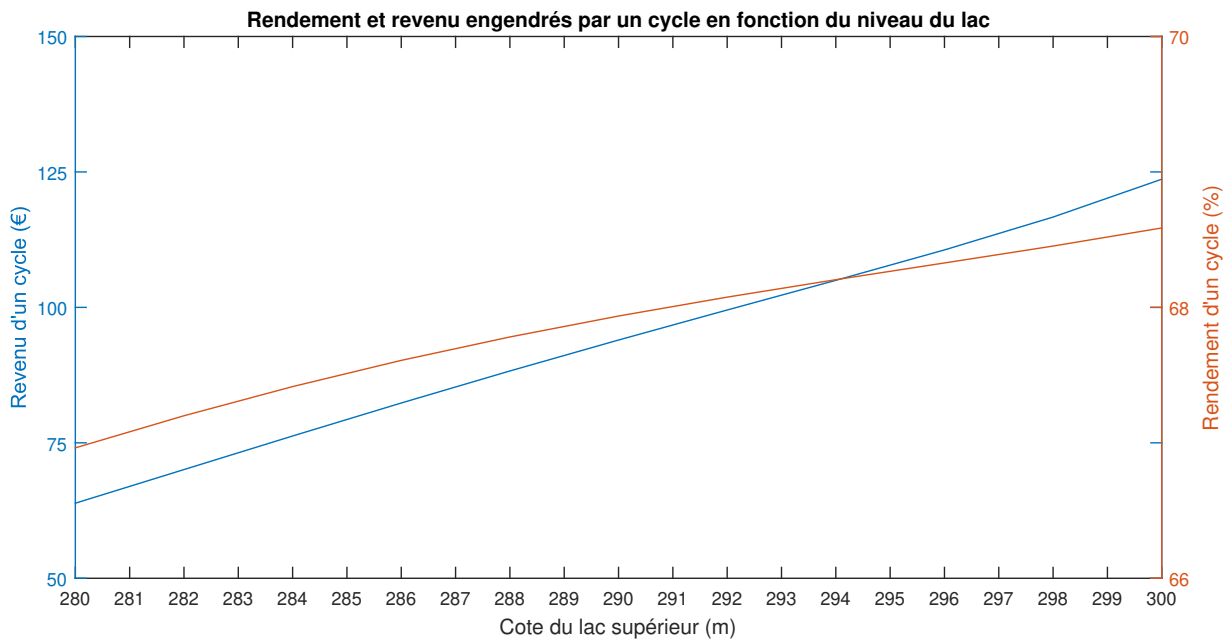


FIGURE 6.7 – Scénario 2 : Variation des revenus et du rendement en fonction de la hauteur d’eau dans la retenue

Soulignons dans cette section, que le niveau du lac n’est pas impacté du tout par l’installation de pompage turbinage, la variation de niveau entre deux cycles étant maximum de 50 cm.

6.5 Sensibilité du revenu aux pertes de charge et au rendement des machines

Le TABLEAU 6.4 montre l’impact sur les revenus calculés sur base de 2018 (phase 2 de l’optimisation), de deux modifications dans le modèle numérique :

- On imagine que l’on amène une modification au niveau de la vanne de garde, permettant de supprimer cette perte de charge locale ($k_{GEN/GEN/02} = 0$).
- On augmente le rendement de la pompe de 80 à 83 % pour avoir ainsi un rendement des machines passant de 72 % à 75% (rendement que l’on retrouve sur l’installation en place à Coö).

		Scénario 1	Scénario 2	Scénario 3
Sans vanne de garde				
Revenu annuel	€	47 379	104 736	124 140
Augmentation	%	1	1	1
Rendement pompe turbine 75%				
Revenu annuel	€	51189	113 012	133 488
Augmentation	%	9	9	9

Tableau 6.4 – Impact de la suppression de la vanne de garde et du rendement des machines

On observe que si l'impact de la diminution de pertes de charge est négligeable, l'impact du rendement est lui important.

Le rendement des machines est donc une donnée importante dans le calcul de la rentabilité de l'installation. Ce rendement sera une variable clé à définir avec précision si l'on souhaite affiner les résultats.

6.6 Conclusion et temps de retour sur investissement

A ce stade, il apparaît que c'est le scénario 3 qui semble être le plus rentable. Mais un raisonnement plus pratique mène à la conclusion que l'investissement initial pour le scénario 3 est largement plus élevé puisqu'il faut connecter les deux conduites entre elles jusqu'à une turbine, et qu'il faut avoir une pompe indépendante pour pomper l'eau (les différences de puissance entre la pompe et la turbine étant trop importantes).

Cette solution est donc en pratique bien plus chère à mettre en place, et le calcul du prix des machines ne peut se baser sur la partie 4.3 (hypothèses pour le prix de construction), qui est basé sur l'utilisation de machines hydrauliques réversibles.

Les scénarios 1 et 2 sont compatibles avec une machine réversible, et c'est le scénario 2 qui semble engendrer le plus de revenus (en plus d'être l'installation à priori la plus simple à mettre en place). Regardons ces 2 scénarios plus en détails.

Les coûts présentés dans le TABLEAU 6.5 (basé sur les hypothèses de la section 4.3) qui rappelons le, ne prennent pas en compte le prix de maintenance, sont certainement sous estimés et permettent une première idée.

		Scénario 1	Scénario 2
Prix du bassin inf	€	2 360 000	2 440 000
Prix des machines	€	907 500	940 500
Prix du raccordement	€	100 000	100 000
Prix total	€	3 367 500	3 480 500
Prix unitaire ¹	€/MW	594 000	593 000
Temps de retour sur investissement	années	70	33
Prix par kWh stocké ¹	€/kWh	214	214

Tableau 6.5 – Conclusions sur le mode de rentabilité 1

On observe déjà que même en sous estimant les coûts (par comparaison aux prix unitaires présentés dans la section 4.3), et pour un **revenu fictif maximum**, le temps de retour sur investissement ne descend **pas en dessous de 30 ans**, là où actuellement les investisseurs préfèrent ne pas investir pour plus de 15 ans.

On remarque par contre que le prix du kWh stocké est du même ordre de grandeur que ce que l'on pourrait retrouver si l'on investissait dans des batterie au lithium (200 à 250 €/kWh). Seulement ces batteries ont un rendement de 90 % et elles ont des coûts d'entretien plus faibles (et donc un TRI < 30 ans).

1. Ces prix sont à comparer aux prix unitaires présentés dans la section 4.3 à la page 12 de ce rapport)

Le TABLEAU 6.6 synthétise l'installation qui semble être la plus optimale pour ce mode de rentabilité, avec les **revenus maximums fictifs** envisageables.

		SCENARIO 2
Bassin inférieur		
Surface (en m ²)	m^2	41 666
Volume	m^3	122 000
Profondeur du bassin (en m)	m	2.93
Energie		
Rendement	%	68
Energie totale produite	kWh	32 078
Energie totale consommée	kWh	46 930
Nombre d'heures de turbinage max	h	4
Débit de turbinage	m^3/s	8.47
Puissance moyenne de turbinage	MW	3.95
Nombre d'heures de pompage max	h	4
Débit de pompage	m^3/s	8.47
Puissance moyenne de pompage	MW	5.79
Sur l'année 2018		
Revenu annuel	€	103 557
Nombre de jours rentables		341
Investissement		
Prix total	€	3 380 500
Prix par kWh stocké	€/kWh	214

Tableau 6.6 – Données de la configuration optimale

A l'aide d'un outil en ligne mis en place par Elia (référence : [10]), il est possible d'évaluer les coûts de transport qui seraient à payer si l'installation fonctionnait selon les législations actuelles.

Cette simulation permet d'évaluer le prix du transport en fonction de différents paramètres :

- La puissance maximale de consommation [MW]
- La puissance moyenne de consommation mois par mois [MW]
- Les heures auxquelles on consomme (heure creuse ou heure pleine)
- La quantité d'énergie consommée annuellement [MWh]
- La quantité d'énergie utilisée mois par mois [MWh]
- La tension nécessaire pour alimenter le consommateur [kV]
- La région où se trouve le consommateur

Pour souscrire à une puissance de consommation de 6 MW, l'opérateur de la station devrait payer de l'ordre de 110 000 € par an. Cette somme étant supérieure aux bénéfices annuels engendrés, ces coûts rendraient l'installation extrêmement coûteuse.

Connaissant la configuration la plus intéressante pour cette méthode de valorisation, explorons d'autres méthodes pour les comparer.

7 Méthode 2 : Couplage de l'installation à une production par panneaux photovoltaïques

Le pic de prix de l'électricité dans une journée ne correspond en moyenne pas au pic de production de panneaux photovoltaïques, comme on peut le constater sur la FIGURE 7.1.

L'idée explorée dans cette section est donc assez logiquement de stocker l'énergie produite par les panneaux à l'aide de la STEP pour la restituer au moment où l'électricité est chère.

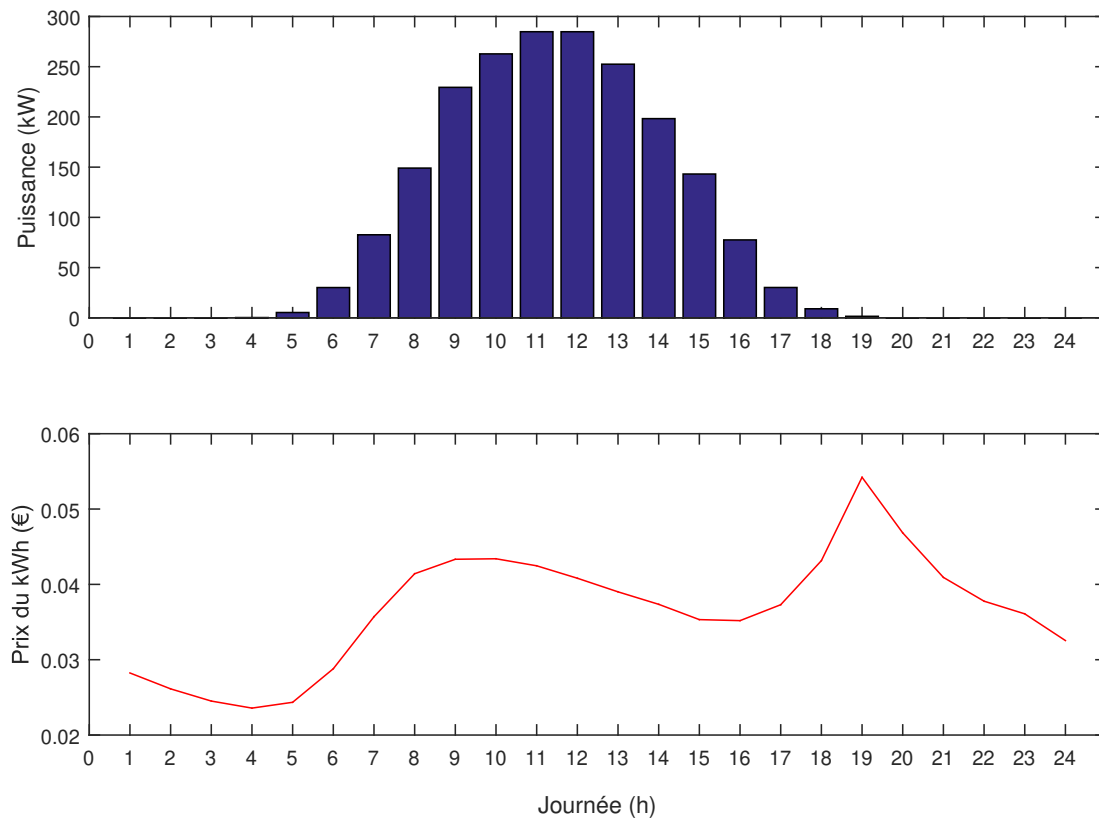


FIGURE 7.1 – Prix moyen de l'électricité et puissance moyenne d'un PV sur une journée (en 2016)

Une idée intéressante serait de valoriser la surface du lac pour accueillir des panneaux solaires. Rentabiliser la surface d'une retenue en y installant des panneaux photovoltaïques est une idée défendue par la société "Where Sun Meets Water" (référence : [31]) qui présente de nombreux avantages. Parmi ces derniers, citons ceux qui sont applicables à la retenue de la Gilleppe :

- L'inertie thermique de l'eau de la retenue permet de refroidir les panneaux photovoltaïques augmentant ainsi leur rendement.
- L'eau diminue la présence de poussière.
- Les panneaux solaires diminuent l'évaporation de l'eau.
- L'ombre générée par les installations limite le développement d'algues, qui ont un impact négatif sur la qualité de l'eau de la retenue.
- En plaçant correctement les installations, les panneaux sont très exposés et peu sujets à des problèmes d'ombre.
- Installation rapide et peu coûteuse, les frais de terrassement étant totalement nuls.



FIGURE 7.2 – Installation sur une retenue au Portugal (source : LinkedIn)

7.1 Hypothèses

Pour le calcul de la production d'électricité par des panneaux photovoltaïques heure par heure sur une année, on va utiliser un outil en ligne "re.jrc.ec.europa.eu" (interface de l'outil dans les annexes 12.1.1 page 88). Il s'agit d'un outil existant depuis 10 ans, créé par le Centre de Recherches de la Commission Européenne qui utilise de nombreuses données pour permettre de connaître le potentiel d'un site pour une installation photovoltaïque. Il permet également de retrouver les informations d'ensoleillement de 2007 à 2016, partout en Europe et même dans le monde entier.

Dans ce travail nous utiliserons cet outil pour chercher les données de puissance par tranches horaires en 2016 avec les hypothèses suivantes :

- Localisation des panneaux : sur la surface du lac de la Gileppe ; latitude 50,589, longitude 3,975 et altitude 300m
- Mobilité des panneaux : nulle, les panneaux ont une orientation et une inclinaison fixes
- Pente et orientation optimales définies par l'algorithme de l'outil
- Technologie utilisée : panneaux solaires au silicium cristallin
- Pertes : 14 %
- Rendement des panneaux solaires : 15 %

Concernant ces hypothèses, il est important de souligner la différence entre les pertes et le rendement. Le rendement d'un panneau solaire est défini par le fabricant. Cette valeur définit la quantité d'énergie solaire que le panneau sera capable de retransformer en énergie électrique à $25^{\circ}C$ pour une irradiation constante de $1000W$. Ce rendement est propre à la technologie utilisée dans le panneau. Si aujourd'hui certaines marques arrivent à proposer des installations avec un rendement proche de 20%, 15 % reste une valeur plus réaliste. Les pertes sont elles liées à l'alternateur, aux câbles ... Et la valeur de 14 % est basée sur des analyses d'installations en place.

Concernant le prix de l'électricité, nous nous baserons une nouvelle fois sur la base de données "belpex.be".

7.2 Résultats

Les résultats correspondent à une installation de 5500 m^2 de panneaux, ayant la puissance moyenne présentée sur la FIGURE 7.1.

Comparons dans un premier temps 2 scénarios :

- Scénario 1 : dès que les panneaux photovoltaïques produisent de l'électricité, cette dernière est vendue directement au prix auquel est le kWh à cet instant.
- Scénario 2 : on couple l'installation de production à une batterie ayant une capacité infinie et un rendement de 70 % (comme une installation de pompage turbinage) capable de restituer toute l'énergie produite par les panneaux en une journée sur seulement 3h.

Regardons ainsi les résultats pour une installation ayant une surface de 5500m^2 pour une puissance effective de 825 kW.

Les revenus cumulés sur l'année 2016 (représentés sur la FIGURE 7.3) montrent que coupler la production avec la batterie décrite précédemment ne permet pas d'augmenter les gains.

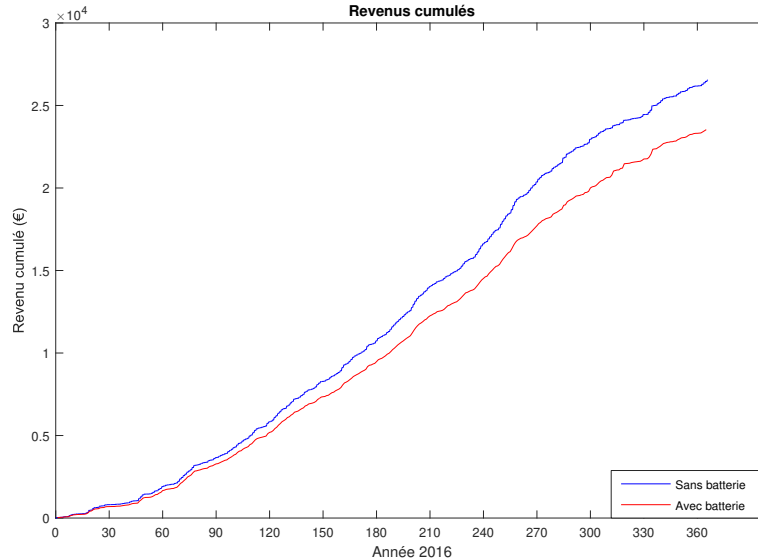


FIGURE 7.3 – Revenus cumulés avec et sans couplage à une batterie

Il faudrait donc idéalement modifier le rendement de la batterie (ce que l'on peut difficilement faire) ou diminuer le temps de restitution pour profiter des heures où l'électricité est la plus chère.

La FIGURE 7.4 permet de comparer les revenus cumulés de 4 scénarios, les scénarios 1 et 2 présentés précédemment, le scénario 3 où l'on restitue l'électricité en 2h et le scénario 4 où l'on restitue l'électricité en 1 heure.

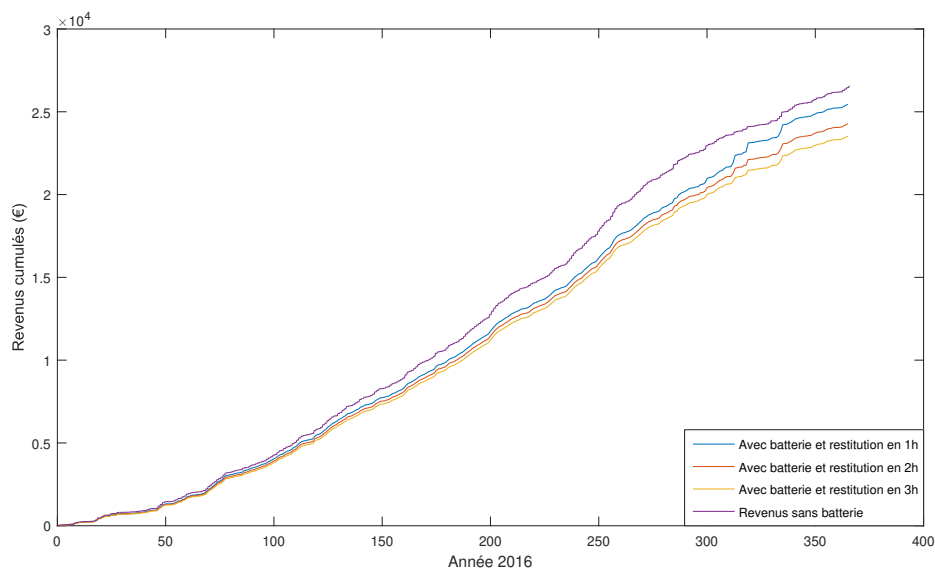


FIGURE 7.4 – Comparaison entre les revenus cumulés liés à différents scénarios

Cette figure semble prouver, que peu importe le temps de restitution, c'est le rendement de la STEP qui n'est pas suffisamment élevé pour rendre son investissement rentable, même si elle était couplée à une installation de production électrique utilisant des panneaux photovoltaïques.

Quel rendement serait nécessaire ?

Si l'on prend un temps de restitution de 3h, on peut observer sur le graphique de la FIGURE 7.5 que, si un rendement de 80% permet d'augmenter très légèrement les revenus, il faudrait un rendement de 90% pour que l'intérêt soit réellement marqué.

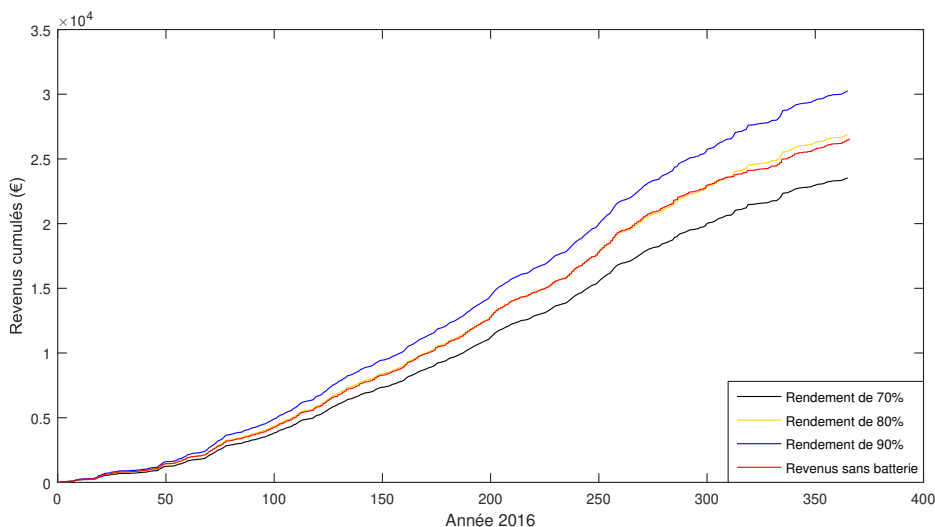


FIGURE 7.5 – Comparaison de l'influence du rendement sur les revenus cumulés (temps de restitution : 3h)

Au vu de ces résultats, il est donc inutile de continuer à explorer cette voie selon cet angle. Pour que le couplage soit plus rentable, il faudrait en fait que les panneaux produisent plus à des moments où l'électricité est vraiment peu chère.

C'est cette affirmation qui amène assez logiquement à tester une nouvelle méthode utilisant cette fois une production par éolienne.

8 Méthode 3 : Couplage de l'installation à une production éolienne

La puissance d'une éolienne est évidemment relative au vent. Il en résulte que certains jours, le pic de production ne correspond pas au pic du prix de l'électricité. Parfois, l'éolienne produit la nuit, moment où l'électricité est la moins chère sur le réseau.

Il serait donc intéressant de stocker l'électricité quelques heures pour la restituer aux heures où la demande est importante, c'est l'objectif de cette méthode de valorisation.

La FIGURE 8.1 illustre la production moyenne d'une éolienne en 2016 (sur base des hypothèses présentées à la section 8.1)par rapport au prix de l'électricité moyen heure par heure cette année là.

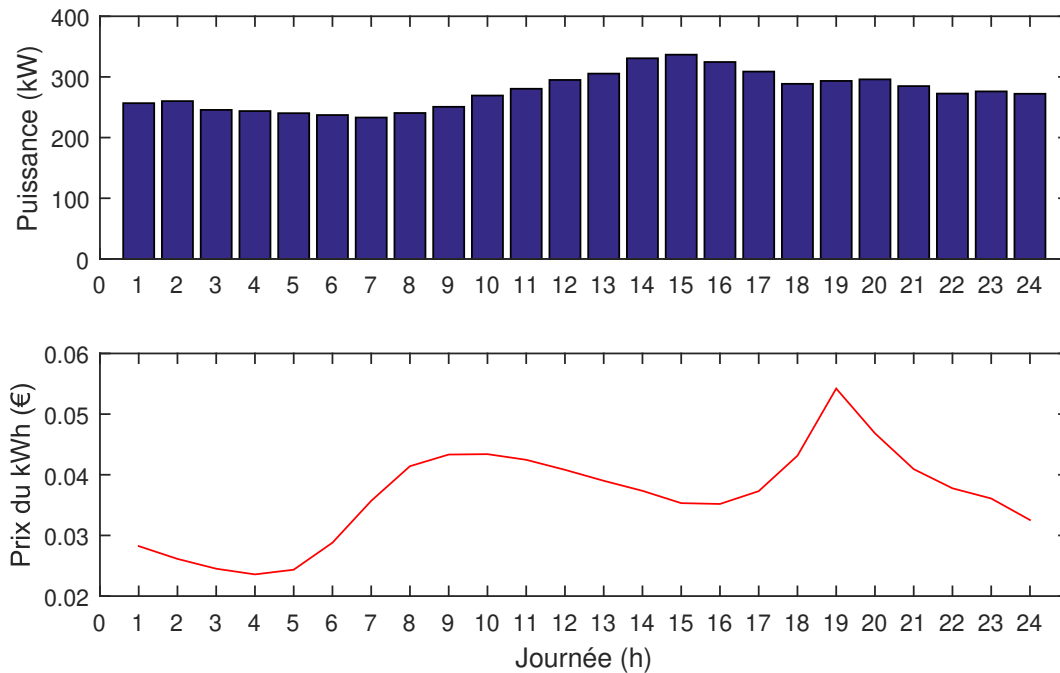


FIGURE 8.1 – Prix moyen de l'électricité et puissance moyenne d'une éolienne sur une journée (en 2018)

8.1 Hypothèses

La puissance d'une éolienne est donnée à chaque instant par :

$$P_{\text{éolienne}} = \frac{1}{2} \cdot S \cdot \rho \cdot C_p \cdot v^3 \quad (8.1)$$

Avec :

- $S [m^2]$: la surface du cercle de rayon égal à la longueur d'une pale de l'éolienne
- $\rho [kg/m^3]$: la masse volumique de l'air ($1,225 kg/m^3$)
- $C_p [/]$: le coefficient de puissance
- $v [m/s]$: la vitesse du vent

Notons que le coefficient de puissance C_p est défini comme étant le rapport entre la puissance de l'éolienne et la puissance du vent. On pourrait comparer ce coefficient au coefficient de rendement présenté dans le cadre de

l'étude des panneaux photovoltaïques. Ce coefficient est limité par "la limite de Betz" à 0,593. Il s'agit d'une limite théoriquement impossible à dépasser.

Le vent est aléatoire et dépend de nombreux paramètres tels que : la topographie du terrain, la hauteur de l'éolienne, la présence ou non d'autres éoliennes,... Pour notre étude, nous avons besoin de trouver une base de données fournissant les vitesses de vent heure par heure sur une année.

Dans ce travail, nous utiliserons les données enregistrées par une station météo du laboratoire de Thermodynamique (référence : [17]) sur le site du Sart Tilman. Les mesures sont enregistrées toutes les minutes par l'installation qui est située à 5m du sol.

Cependant, le vent est très sensible à la hauteur par rapport au sol, et c'est pour cette raison qu'il est nécessaire de corriger les vitesses de vent, pour avoir l'information à une altitude de 80 m (qui est une hauteur moyenne pour une éolienne).

La formule :

$$\frac{V_{70}}{V_5} = \left(\frac{H_{70}}{H_5} \right)^n \quad (8.2)$$

Avec :

- V_x [m/s] : la vitesse du vent pour une hauteur de x m au dessus du sol
- H_x [m] : la hauteur de x m par rapport au sol
- n [-] : un coefficient prenant en compte la "rugosité" de l'environnement (prairie, forêt, bâtiment...). Il s'approche de 0,3 dans notre situation.

Ainsi corrigée, la moyenne de vitesse de vent est de 6 m/s à 70 m. A l'aide du "Global Wind Atlas", qui est un outil permettant de connaître une vitesse de vent moyenne pour un endroit donné, la vitesse de vent moyenne trouvée est vérifiée et on vérifie que l'ordre de grandeur est cohérent avec la vitesse de vent sur le site de la Gileppe, ce qui permet de justifier l'utilisation de cette base de données pour notre étude.

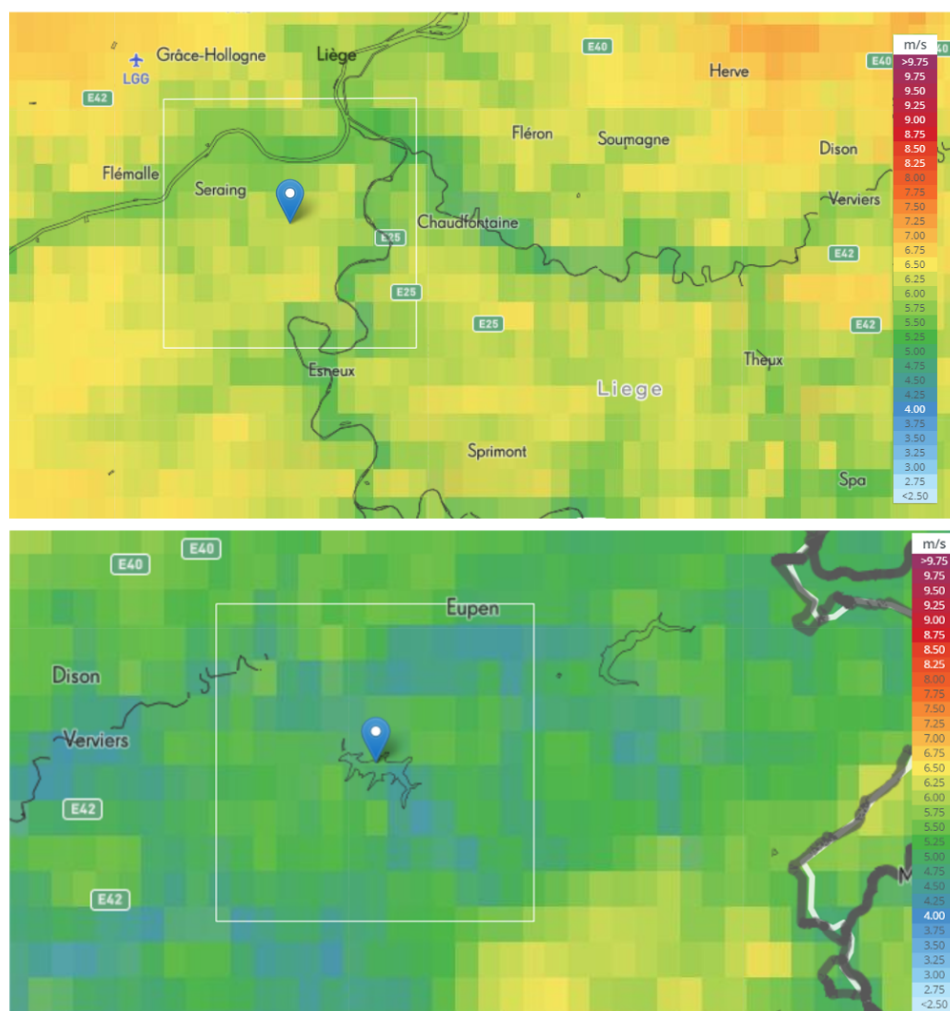


FIGURE 8.2 – Vitesse moyenne de vent à 100m au Sart Tilman (image du dessus) et à la Gileppe (image du dessous) (Source : Wind Atlas)

Il faut maintenant convertir ces vitesses de vent en puissance. Pour ce faire il faut choisir un modèle d'éolienne, et à l'aide de sa courbe de puissance convertir les vitesses en puissance.

Dans ce travail, une éolienne "Vergnet GEV HP 1000/62" ([25]) a été utilisée. Il s'agit d'un modèle de puissance optimale de 1 MW dont les caractéristiques sont reprises dans le TABLEAU 8.1 et dont la courbe de puissance est présentée sur la FIGURE 8.3. L'utilisation croisée de cette éolienne avec les données de vent choisies permet de connaître la puissance de l'éolienne heure par heure et d'établir la courbe de puissance moyenne annuelle de représentée sur la FIGURE 8.1.

Puissance	MW	1
Diamètre	m	60
Aire des pales	m^2	3 019
Nombre de pales	—	2
Hauteur	m	70

Tableau 8.1 – Propriétés de l'éolienne

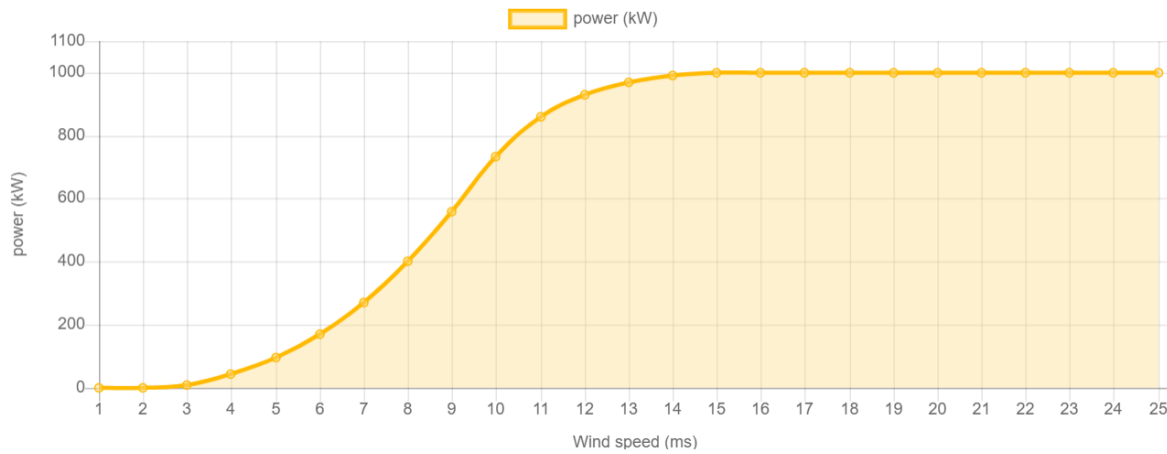


FIGURE 8.3 – Courbe de puissance du modèle "Vergnet GEV HP 1000/62" (source : Wind Turbine Models)

En utilisant ce modèle dans notre situation, le taux de charge est de 27 %, ce qui est l'ordre de grandeur du taux de charge moyen en France (24,5 % en 2015 [14]).

Concernant le prix de l'électricité, la base de donnée "belpex.be" sera une nouvelle fois utilisée.

8.2 Résultats

Les résultats de cette section sont relatifs à l'éolienne présentée précédemment ayant la courbe de puissance moyenne illustrée sur la FIGURE 8.1.

Comparons dans un premier temps 2 scénarios :

- Scénario 1 : dès que l'éolienne produit de l'électricité, cette dernière est vendue directement au prix auquel est le kWh à cet instant.
- Scénario 2 : on couple l'installation de production à une batterie ayant une capacité infinie et un rendement de 70 % (comme une installation de pompage turbinage) capable de restituer toute l'énergie produite par l'éolienne en une journée sur seulement 3h.

Les revenus cumulés sur l'années 2016 (représentés sur la FIGURE 8.4) montrent que coupler la production avec la batterie décrite précédemment ne permet pas d'augmenter les gains.

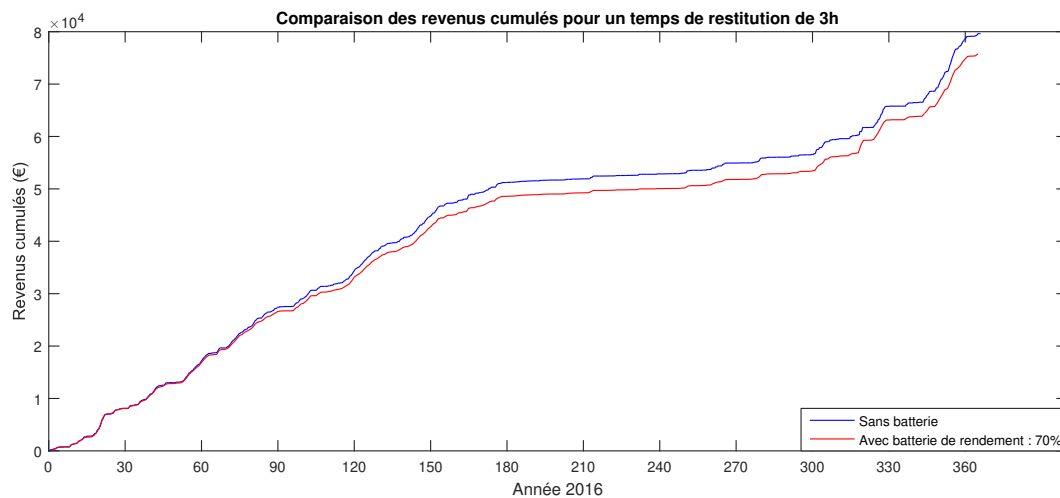


FIGURE 8.4 – Revenus cumulés avec et sans couplage à une batterie

Comme pour la production par panneaux photovoltaïques, il faudrait soit diminuer le temps de restitution de l'énergie pour profiter des heures où l'électricité est plus chère, soit augmenter le rendement de la batterie.

Les courbes sur la FIGURE 8.5 permettent d'illustrer l'impact du temps de restitution (pour une batterie au rendement de 70 %) et la FIGURE 8.6 illustre l'impact du rendement de la batterie pour un temps de restitution de 3h.

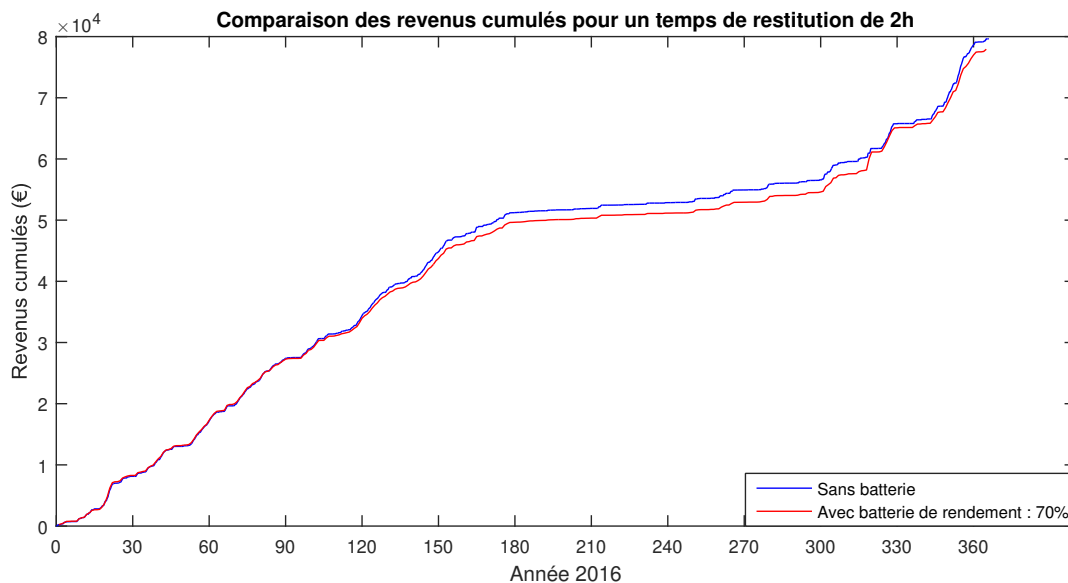


FIGURE 8.5 – Illustration de l'impact du temps de restitution sur les revenus cumulés

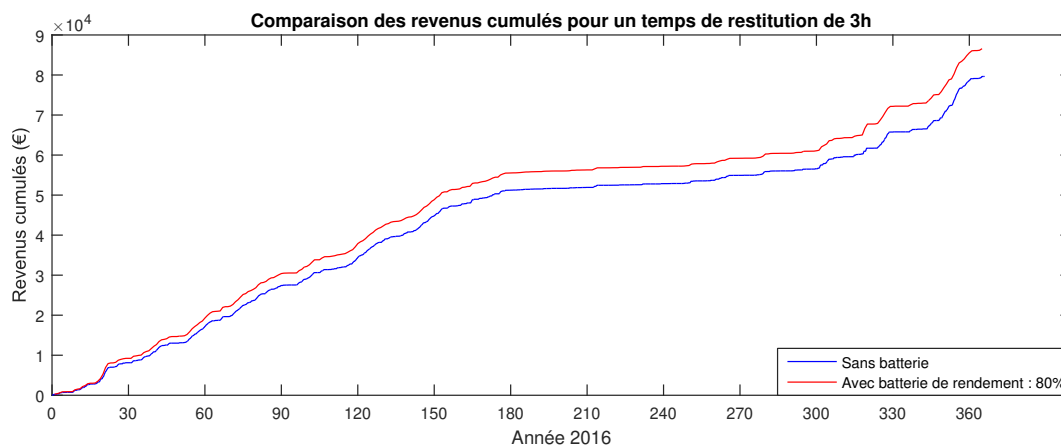


FIGURE 8.6 – Illustration de l'impact du rendement de la batterie sur les revenus cumulés (temps de restitution 3h)

Les résultats sont plus positifs que ceux obtenus avec une installation par panneaux solaires, puisque comme l'illustre la FIGURE 8.5, amener le temps de restitution à 2h permettrait d'augmenter les revenus cumulés. Cependant en pratique, diminuer ce temps de restitution signifierait augmenter les débits dans les conduites et donc augmenter les pertes de charge pour finalement impacter le rendement.

Il serait donc intéressant de trouver une solution pour diminuer le temps de restitution sans pour autant affecter le rendement.

9 Méthode 4 : Installation indépendante utilisant une nouvelle conduite

Des différentes méthodes de rentabilisation présentées jusqu'ici, c'est finalement la première méthode (installation indépendante utilisant les conduites actuelles) qui semble la plus intéressante. Cependant, les pertes de charge dans les conduites conduisent l'algorithme à ne travailler qu'avec un débit très faible pour limiter autant que possible les dissipations d'énergie. Il en résulte que la puissance de l'installation est faible, et dès lors les revenus engendrés le sont aussi.

Il est intéressant de constater que, pour une même différence de niveau entre les deux bassins, les conduites de la Plate-Taille ont un diamètre de 4,5 m pour une puissance de totale de 172 MW (il y a 4 conduites). On pourrait donc déduire de cette comparaison que les conduites actuellement en place à la Gileppe sont de diamètre trop faible, et avec des géométries peu adaptées à l'usage que l'on leur attribue dans ce projet.

C'est pour cette raison que, dans cette section, une nouvelle méthode de rentabilisation est présentée. L'intérêt d'investir dans un nouveau tuyau, qui limiterait les pertes de charge pour ainsi augmenter la puissance et donc les revenus, va être quantifié.

Un nouveau tuyau d'un diamètre plus important pourrait également diminuer le temps de restitution de l'énergie sans impacter pour autant le rendement, ce qui correspondrait à une installation intéressante pour un couplage avec une éolienne.

La barrage étant en enrochement, il va être techniquement très compliqué et surtout très cher de forer un passage pour une conduite à travers l'ouvrage. Une galerie contournant le barrage serait techniquement plus simple à réaliser, mais resterait très onéreuse.

C'est pour cette raison, que dans cette section une installation utilisant une conduite remontant au dessus de la crête de l'ouvrage, utilisant dès lors le principe de siphon, va être étudiée. Cette configuration présentée sur la FIGURE 9.1 permet de s'affranchir du prix de creusement d'une galerie à travers ou le long de l'ouvrage en place.



FIGURE 9.1 – Position du tuyau sur le barrage

La FIGURE 9.1 montre une conduite passant au dessus de la chaussée (sur la crête du barrage), mais en pra-

tique, pour des raisons d'esthétisme, d'accès et d'hydraulique (voir paragraphe suivant), la conduite passera sous la chaussée comme on peut l'observer sur le schéma de la FIGURE 9.2 .

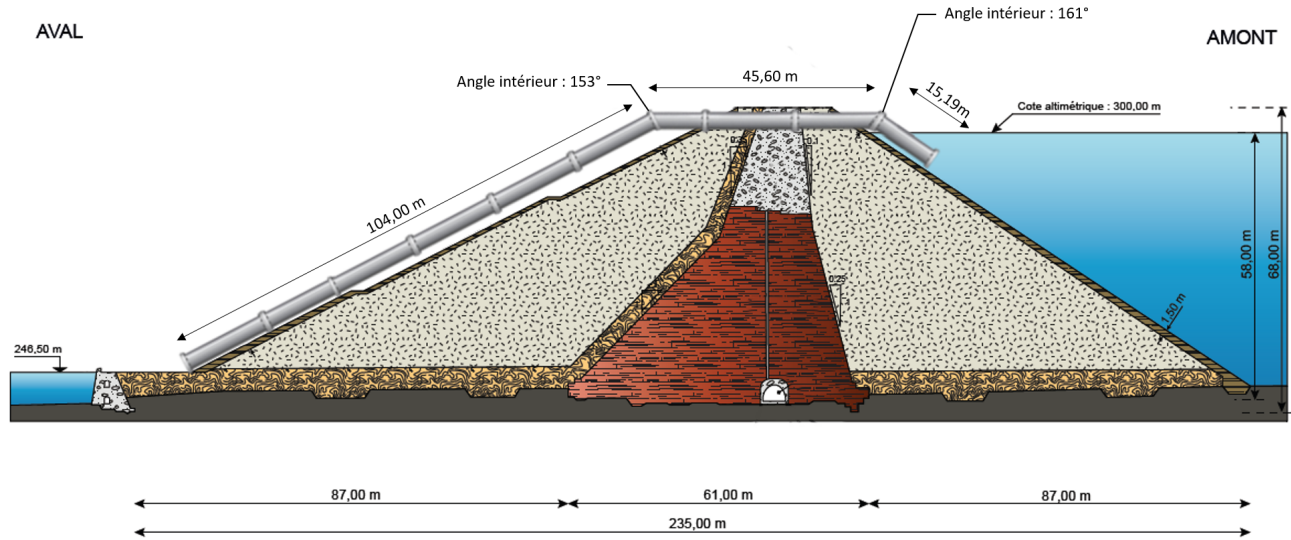


FIGURE 9.2 – Coupe dans le barrage avec position possible du nouveau tuyau

Dans cette configuration, une attention particulière doit être portée à la pression sur le "dessus du siphon". Il faut en effet que la pression reste partout supérieure à la pression de vapeur saturante de l'eau. En effet, si on descend en dessous de cette limite, l'eau pourrait localement passer à l'état gazeux, ce qui générerait alors des problèmes d'usure prématurée des conduites en acier.

Cette condition impose une cote inférieure limite au bassin supérieur. En effet, si l'on considère que le tuyau passe au niveau de la crête du barrage (305m), on peut définir la cote inférieure limite. En utilisant l'équation de Bernouilli (en négligeant les pertes de charge) sur une ligne d'eau allant de la cote du bassin supérieur au point haut du siphon (qui correspond à la crête du barrage), connaissant la pression de vapeur saturante (2 300 Pa à 20 C°) et la pression atmosphérique (101 325 Pa au niveau de la mer) :

$$Z_{lim} + \frac{v_A^2}{2g} + \frac{p_A}{\rho g} = Z_{siphon} + \frac{v_B^2}{2g} + \frac{p_B}{\rho g} \quad (9.1)$$

Avec :

- Z_{lim} [m] : la cote inférieure limite du bassin supérieur
- Z_{siphon} [m] : l'altitude du point haut du siphon
- v_A [m/s] : la vitesse de l'écoulement de la surface du bassin supérieur
- v_B [m/s] : la vitesse de l'écoulement dans la conduite
- p_A [Pa] : la pression atmosphérique
- p_B [Pa] : la pression dans le siphon, qui sera ici égale à la pression de vapeur saturante

En posant des vitesses d'écoulement nulles (pour trouver la borne inférieure théorique), on trouve :

$$Z_{lim} = 305 + \frac{2300}{1000 \cdot 9,81} - \frac{101325}{1000 \cdot 9,81} = 294.9m \quad (9.2)$$

Il ne sert donc à rien de faire descendre le tuyau plus bas que cette cote dans le bassin supérieur, puisque dans tous les cas, la vitesse d'écoulement dans la conduite ne sera pas nulle et fera donc chuter la pression dans la conduite.

Soulignons aussi l'importance de protéger la conduite du soleil, puisque la pression de vapeur saturante augmente avec la température.

Faire passer la conduite sous la route permettrait donc :

- De cacher l'installation
- De descendre le tuyau pour limiter la différence de hauteur entre la surface du bassin supérieur et le haut du siphon
- D'isoler le tuyau pour limiter une augmentation de température trop importante.

9.1 Pertes de charge dans la conduite

Dans cette section, le calcul des coefficients de pertes de charge utilisés dans le modèle sont retranscrit. La méthode utilisée est la même que celle utilisée dans la section 3.1 liée aux pertes dans le réseau actuel.

9.1.1 Pertes de charge en long

La FIGURE 9.2 permet d'identifier 3 segments rectilignes. Sur le segment en aval, 22 m seront ajoutés, longueur permettant d'atteindre le fond d'un bassin de 10m.

Le coefficient de pertes de charge étant fonction de la section du tuyau, le TABLEAU 9.1 ne reprend que les longueurs ainsi que les coefficients de pertes en long utilisés.

	Longueur en m	λ
Section 1	126	0,01
Section 2	45,6	0,01
Section 3	15,9	0,01

Tableau 9.1 – Hypothèses pour le calcul des pertes de charge en long

9.1.2 Pertes de charge singulières

Pour la simulation, un coefficient de pertes de charge en entrée du réseau égal à 0,5 sera utilisé, et une perte de charge équivalente sera prise en compte pour la jonction entre le tuyau et la turbine/pompe.

Pour les coefficients de pertes de charge liés aux coudes, utilisons la formule (*Mémento des pertes de charge*, p184) :

$$k = C_1 \cdot A \cdot k' \quad (9.3)$$

Avec :

- $C_1 = 1$ (car la section est circulaire)
- $A = 1.2$ (car les deux angles sont compris entre 150° et 180°)
- $k' = 0.95 \cdot \sin^2 \frac{\alpha}{2} + 2.05 \cdot \sin^4 \frac{\alpha}{2}$

Le TABLEAU 9.2 reprend les valeurs des différents coefficients de pertes de charge :

	k
Entrée du réseau	0,5
Connection conduite/machine hydraulique	0,5
Coude de 153°	0,069
Coude de 161°	0,032

Tableau 9.2 – Coefficient de pertes de charge singulières

9.2 Choix du diamètre de la conduite

En utilisant la même méthode d'optimisation que précédemment (explication dans la section 6.2 à la page 40), avec les mêmes hypothèses sur les prix d'installation (section 4.3 à la page 31) les résultats obtenus avec différents diamètres de tuyaux peuvent être comparés.

On obtient ainsi la FIGURE 9.3 qui présente le temps de retour sur investissement d'une installation utilisant une nouvelle conduite en fonction du diamètre de la conduite.

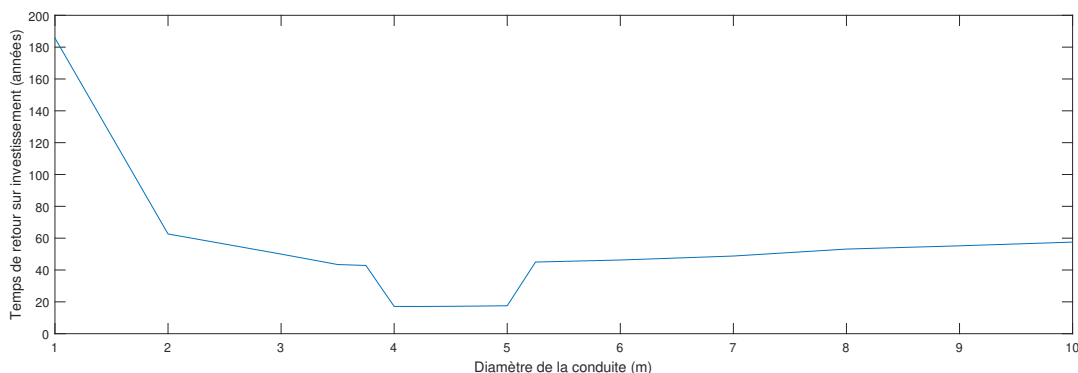


FIGURE 9.3 – Temps de retour sur investissement en fonction du diamètre de la conduite

Le diamètre a une influence sur le prix de l'installation. En effet un diamètre plus important permettra d'installer une plus grande puissance et donc de générer plus de revenus chaque année. Mais d'autre part, la conduite sera plus chère, tout comme les pompes et les turbines. C'est pour ces raisons qu'un optimum apparaît sur la FIGURE 9.3.

Il apparaît clairement que c'est entre 4 et 5m de diamètre que l'installation sera la plus rentable. En affinant la recherche, il s'avère que c'est une conduite de 4,25m de diamètre qui minimiserait le temps de retour sur investissement et l'amènerait à 13 ans.

Les coûts associés à cette installation se répartissent comme présenté dans le TABLEAU 9.3 :

Prix de terrassement pour le bassin inférieur	€	10 000 000
Prix de la conduite en acier (4 cm d'épaisseur)	€	2 500 000
Prix de la machine hydraulique	€	5 500 000
Prix de raccordement au réseau	€	100 000
Prix total	€	18 000 000

Tableau 9.3 – Détail du prix de l'installation

A ce diamètre, ce sont les débits et puissances présentés dans le TABLEAU 9.4 qui maximisent les revenus.

Débit de pompage	m^3/s	64
Puissance de pompage	MW	34
Débit de turbinage	m^3/s	46
Puissance de turbinage	MW	33

Tableau 9.4 – Débit et puissance associés au tuyau de 4,25m

9.2.1 Vérification de la résistance du tuyau

Dans les résultats présentés précédemment, les coûts sont calculés pour un tuyau en acier d'une épaisseur de 4 cm. Il est important de vérifier cette hypothèse pour valider l'ordre de grandeur proposé.

L'épaisseur du tuyau peut être déterminée en isolant le terme t dans la formule des chaudières :

$$\sigma = \frac{P_{tot} \cdot r}{t} \quad (9.4)$$

Avec :

- σ [Pa] : contrainte dans le tuyau
- P_{tot} [Pa] : pression totale à l'intérieur de la conduite
- r [m] : rayon intérieur du tuyau
- t [m] : épaisseur du tuyau

La pression dans ce cas précis correspond à la pression de l'eau à laquelle on ajoute une surpression envisageable due à un coup de bélier.

$$P_{tot} = P_{eau} + \Delta P_{belier} \quad (9.5)$$

- P_{tot} [Pa] : Pression totale à prendre en compte
- P_{eau} [Pa] : Pression hydrostatique correspondant à une hauteur d'eau de 45 m
- ΔP_{belier} [Pa] : Variation de pression due à un éventuel coup de bélier dans la conduite

La variation de pression peut se trouver à l'aide de la formule de Joukowski qui s'écrit comme suit :

$$\Delta P_{belier} = \frac{\sqrt{\rho \cdot B_{eff}}}{A} \cdot Q \quad (9.6)$$

Avec :

- B_{eff} [Pa] : le module de compressibilité effectif de l'eau ($2,2 \cdot 10^9$ Pa)
- A [m^2] : la section du tuyau ($14 \text{ } m^2$)
- Q [m^3/s] : le débit passant dans le tuyau ($64 \text{ } m^3/s$)

Donc finalement on trouve :

$$P_{tot} = 421\,674 + 6\,691\,501 = 7\,113\,175 \text{ Pa} \quad (9.7)$$

Connaissant la limite d'élasticité de l'acier de nuance S355 : 355 Mpa, on peut aisément vérifier que l'épaisseur minimale nécessaire dans notre tuyau doit être de :

$$t = \frac{7113175 \cdot 2,25}{355 \cdot 10^6} = 0,042m$$

Donc l'épaisseur considérée dans les résultats précédents semble cohérente avec le résultat trouvé ci-dessus..

9.3 Vérification de la faisabilité et impact du niveau de l'eau

Avant d'aller plus loin dans la démarche, il faut vérifier que la condition concernant la pression dans le tuyau est vérifiée. Il faut donc qu'à tout moment cette dernière soit supérieure à la pression de vapeur saturante : 2 300 Pa.

Le débit de turbinage étant de $64 \text{ } m^3/s$, et la section du tuyau de $14,18 \text{ } m^2$, la vitesse de l'écoulement vaut : $5,52 \text{ m/s}$.

En réutilisant le même raisonnement que précédemment :

$$\begin{aligned}
 P_{tuyaux} &= \left(Z_A + \frac{P_A}{\rho \cdot g} - Z_B - \frac{v_{tuyaux}^2}{2 \cdot g} \right) \cdot \rho \cdot g \\
 &= \left(298 + \frac{101325}{1000 \cdot 9,81} - 305 - \frac{5,52^2}{2 \cdot 9,81} \right) \cdot 1000 \cdot 9,81 \\
 &= 17400 Pa
 \end{aligned}$$

Il faut maintenant regarder quelle est la hauteur minimale nécessaire dans le bassin supérieur pour cette vitesse d'écoulement, pour s'assurer que la pression soit toujours suffisamment importante.

En utilisant l'équation 9.1, avec la vitesse d'écoulement définie, une limite inférieure est fixée à la cote de 295,18 m.

Dès lors, dès que le niveau dans la retenue sera inférieur à cette cote, l'installation sera inutilisable.

9.4 Simulation sur l'année 2018

Terminons l'étude de cette méthode en implémentant dans la simulation numérique la condition sur la hauteur dans le bassin supérieur pour tenir compte de la condition de pression. Et calculons les revenus fictifs qu'aurait pu engendrer une installation de pompage turbinage sur l'année 2018 en utilisant les données du barrage et les prix du site : "Belpex.be" comme précédemment.

Dans cette section, une installation utilisant le principe de siphon est comparée à une installation classique (sans siphon).

Le TABLEAU 9.5 permet de constater que si l'utilisation du principe de siphon permettrait de diminuer très fortement le prix d'installation, la condition sur la pression rend la station de pompage turbinage inutilisable plus de 70 % du temps, ce qui la rend totalement inintéressante.

On constate en effet l'impact important de cette faible utilisation sur les revenus annuels qui sont plus de 3 fois supérieurs dans une configuration sans siphon.

La conséquence est sans appel sur le temps de retour sur investissement (TRI) qui, contrairement à ce qui est présenté sur la FIGURE 9.3, est de l'ordre de 40 ans pour une installation utilisant un siphon (en négligeant une nouvelle fois les frais d'entretien qui seraient certainement plus élevés pour une installation utilisant un siphon).

Il pourrait éventuellement être intéressant de "creuser" sur la crête du barrage, pour descendre le sommet du siphon, et ainsi diminuer la cote limite nécessaire dans le bassin supérieur. Ainsi le nombre de jours rentables pourrait augmenter et les revenus avec.

La sensibilité du nombre de jours rentables et dès lors des revenus engendrés sur une année par rapport à la hauteur du sommet du siphon est présentée sur la FIGURE 9.4.

Ce graphique montre que descendre le siphon de 10 mètres suffirait à rendre l'installation utilisable 262 jours. Mais, si les revenus venaient à augmenter, les coûts d'installation aussi. Les résultats sont donc intéressants, mais ils sont à relativiser.

Si, comme pour la méthode 1, les frais de transport à payer à Elia sont évalués, il apparaît que pour une puissance de 35 MW, les coûts de transport associés sont de l'ordre de 670 000 €/an. Les conclusions sont les mêmes, les coûts de transport limitent fortement la rentabilité de l'installation.

		Avec siphon	Sans siphon
Bassin inférieur			
Surface (en m ²)	<i>m²</i>	41 666	
Volume	<i>m³</i>	500 000	
Profondeur du bassin (en m)	<i>m</i>	12	
Energie			
Rendement en %	%	68	
Energie totale produite (en kWh)	kWh	69 754	
Energie totale consommée (en kWh)	kWh	101 589	
Heure turbinage	h	2	
Débit de turbinage	<i>m³/s</i>	64,9	
Puissance moyenne turbinage en MW	MW	34,88	
Heure pompage	h	3	
Débit de pompage	<i>m³/s</i>	46,3	
Puissance moyenne pompage	MW	33,86	
SUR L'ANNÉE 2018			
Revenu annuel	€	416 463	1 451 461
Nombre de jours rentables		108	365
Nombre de jours non rentables		257	0

Tableau 9.5 – Résultats pour une installation avec et sans siphon

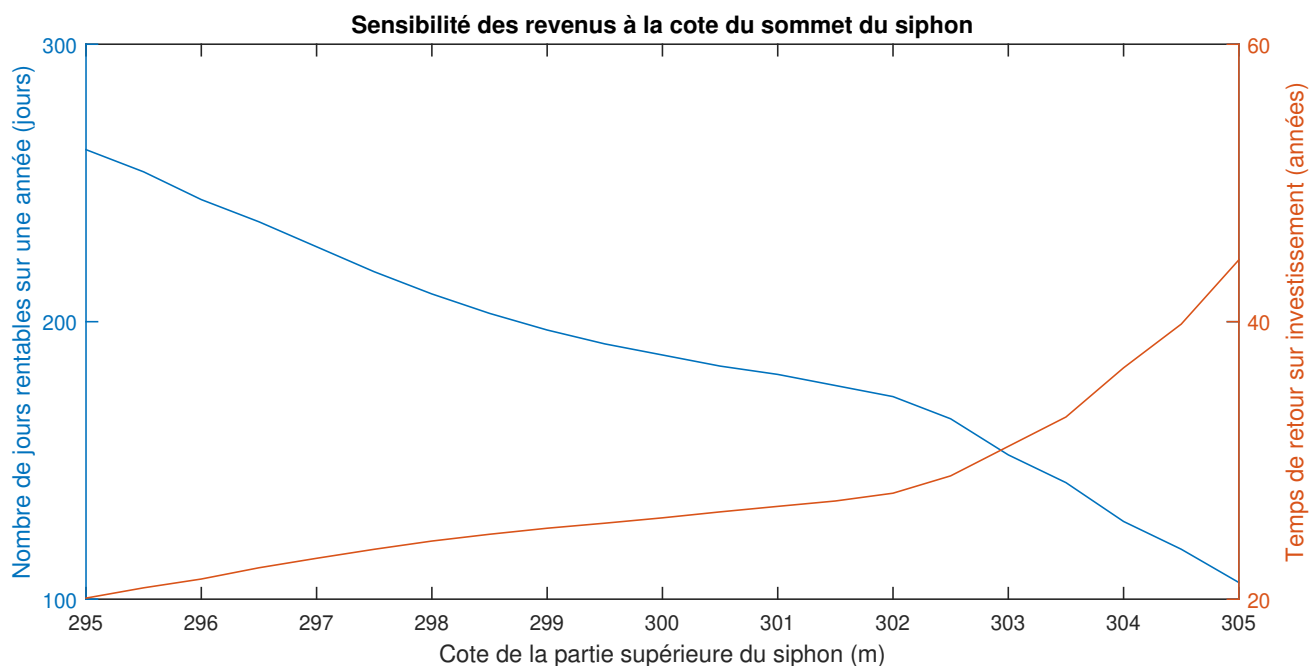


FIGURE 9.4 – Impact de la cote de la tête du siphon sur le TRI

10 Approche énergétique

Après avoir parcouru différentes configurations permettant d'évaluer l'intérêt économique d'une installation dans le modèle de distribution d'électricité actuel, ce dernier chapitre développe une vision centrée sur les intérêts énergétiques que présenterait une station de pompage turbinage à la Gileppe.

Là où l'objectif de toutes les méthodes précédentes était de maximiser les revenus, l'objectif ici sera de quantifier combien de ménages pourraient vivre en dehors du réseau actuel, sur un micro réseau, en utilisant des sources de production renouvelables couplées à un outil de stockage.

Il n'est actuellement pas légal de se couper du réseau électrique, ce qui rend le développement tenu dans ce chapitre purement théorique.

Dans la continuité de ce qui a été présenté jusqu'ici dans le travail, il s'agit de réfléchir à s'affranchissant des règles pour proposer de nouvelles façons de fonctionner.

Ce chapitre est divisé en 2 parties :

- Dans un premier temps la méthode de construction d'une courbe de consommation heure par heure est expliquée.
- Dans un second temps, les résultats d'une simulation présenteront comment une station de pompage turbinage utilisant les conduites actuellement en place (comme dans la Méthode 1) peut être correctement intégrée dans un micro réseau.

10.1 Courbe de consommation

Une donnée qui va avoir un impact important sur le modèle est la courbe de consommation sur une année, heure par heure. Si les sources pour définir la consommation annuelle moyenne d'un ménage ne manquent pas, les informations concernant la répartition de la consommation sont plus difficiles à obtenir.

Dans ce travail, la courbe de consommation a été établie à l'aide d'un document danois [16] qui permet de définir la répartition de la consommation de l'électricité sur une année en fonction de la consommation annuelle électrique liée à différentes sources de consommation.

Ainsi dans ce modèle, la consommation d'électricité totale est divisée en 4 pôles, qui incluent différentes utilisations de l'énergie :

- Chauffage : chauffage de la maison et eau chaude pour les sanitaires.
- Froid : réfrigérateur, frigo, ...
- Lavage : lave vaisselle, lave linge, sèche linge, ...
- Autres : éclairage, plaques de cuisson, divertissement (télévision, ordinateur, console ...), ...

Les chercheurs ont établi différents coefficients qui vont permettre de générer une courbe tenant compte de l'allure de la consommation des différents pôles prenant en compte différents paramètres. Ainsi ces coefficients tiennent compte :

- Du jour de la semaine : est-ce un jour de travail ou un jour de week-end ?
- Du mois de l'année : est-ce un mois froid, chaud, ...
- De l'heure de la journée

Sur base de la consommation réelle, les coefficients ont été calibrés, et on peut ainsi obtenir une courbe de consommation typique pour une année, heure par heure en fonction de la consommation annuelle totale du ou des

ménages considérés.

Regardons ensuite quelle est la consommation électrique d'un ménage en Belgique (en Wallonie), et surtout comment se présente la répartition entre les différentes catégories de consommation.

Concernant la consommation moyenne annuelle d'un ménage (composé donc de 2,3 personnes en moyenne en Wallonie), à l'aide de différentes sources officielles (références : [8], [7], [30]), la valeur de 4 400 kWh de consommation annuelle semble être pertinente.

Pour ce qui est de la répartition, le graphique de la FIGURE 10.1 issu du "Bilan énergétique wallon 2006 sur la consommation du secteur domestique" ([7]) permet de répartir la consommation comme suit :

- Chauffage : 38 %
- Froid : 12 %
- Lavage : 14 %
- Autres : 36 %

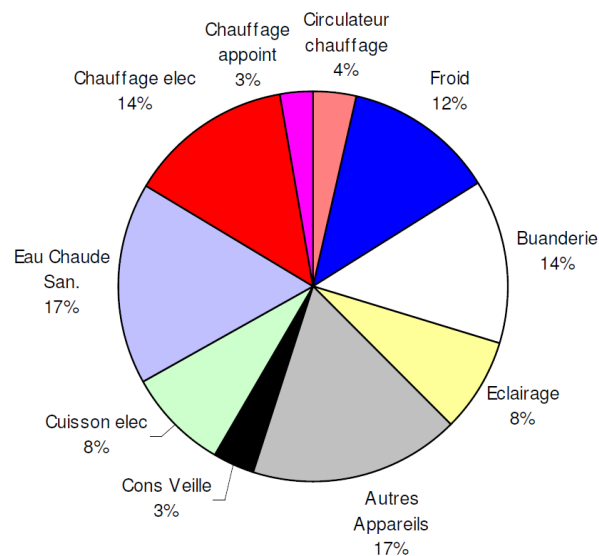


FIGURE 10.1 – Répartition de la consommation de l'électricité par usage en 2006 (en %)

En couplant ces données de consommation avec la méthode présentée, on obtient la FIGURE 10.2 qui illustre la consommation moyenne d'un ménage sur une journée.

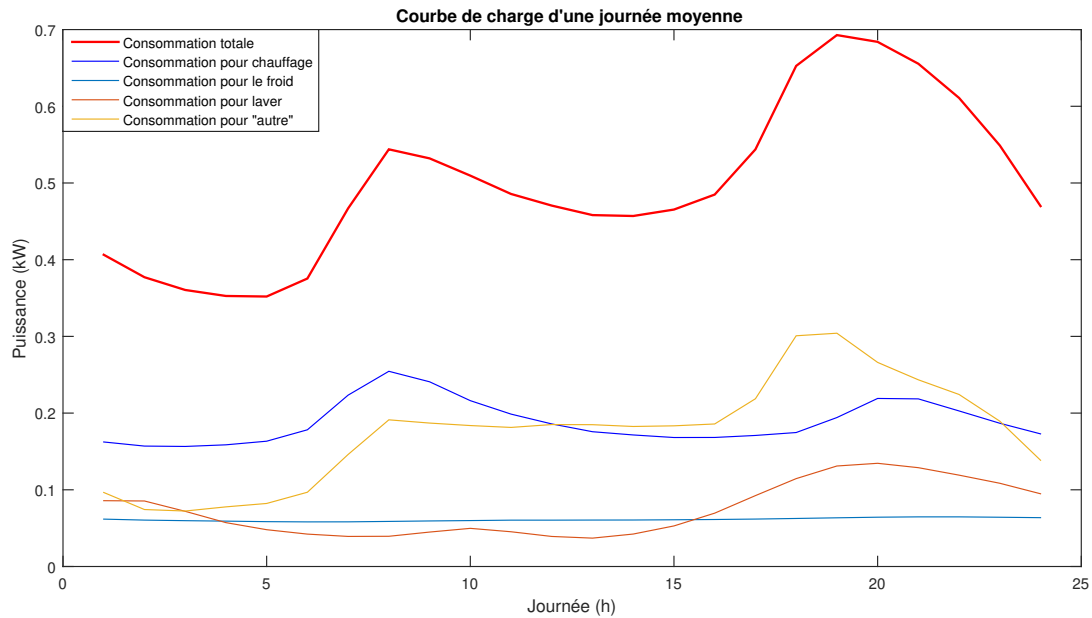


FIGURE 10.2 – Représentation de la consommation d'un ménage sur une journée

On observe que :

- La courbe liée au chauffage présente deux pics correspondant aux heures où les membres du ménage sont actifs dans la maison.
- La courbe de froid est relativement constante sur la journée (et même sur l'année).
- La courbe liée au lavage présente un pic correspondant à l'heure à laquelle une journée de travail se finit.
- La courbe "autre" présente sensiblement la même allure que la courbe liée au chauffage.

La courbe de la FIGURE 10.3 illustre les variations à l'échelle annuelle.

Il apparait sans surprise que la consommation est maximale pendant les mois d'hiver, ce qui se justifie aisément, par un besoin plus important en énergie pour le chauffage et l'éclairage principalement.

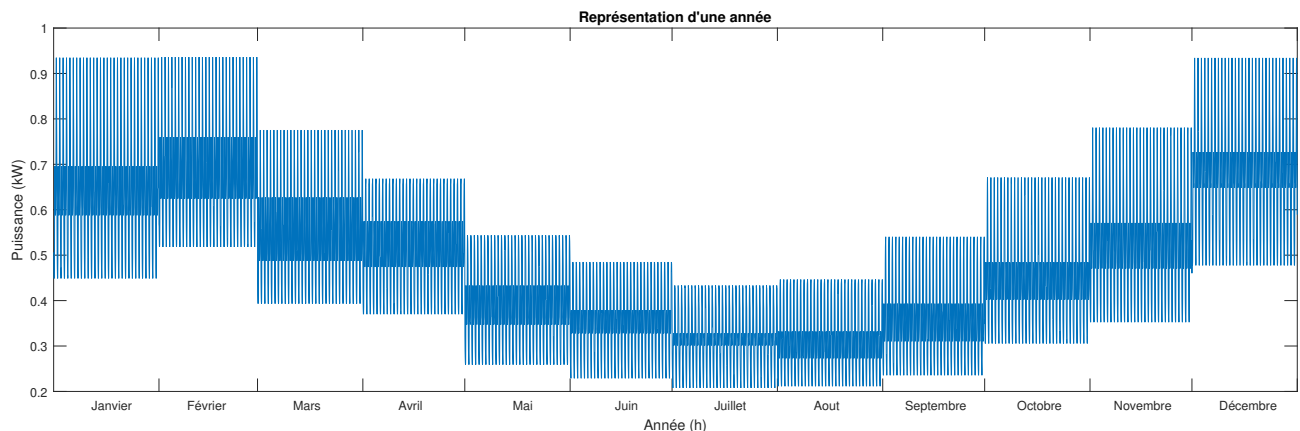


FIGURE 10.3 – Représentation de la répartition de la consommation d'un ménage sur une année

Pour plus de détails concernant les coefficients qui servent à la construction de cette courbe, consulter la référence [16].

10.2 Simulation d'un micro-réseau

Combien de ménages une installation de pompage turbinage couplée à des sources de production renouvelables peut-elle approvisionner ?

Pour cette simulation, c'est la configuration du "Scénario 2" de la Méthode 1 (49) qui sera utilisée, avec un bassin inférieur de 12 m de profondeur permettant d'amener la capacité de la "batterie" à 100 000 kWh.

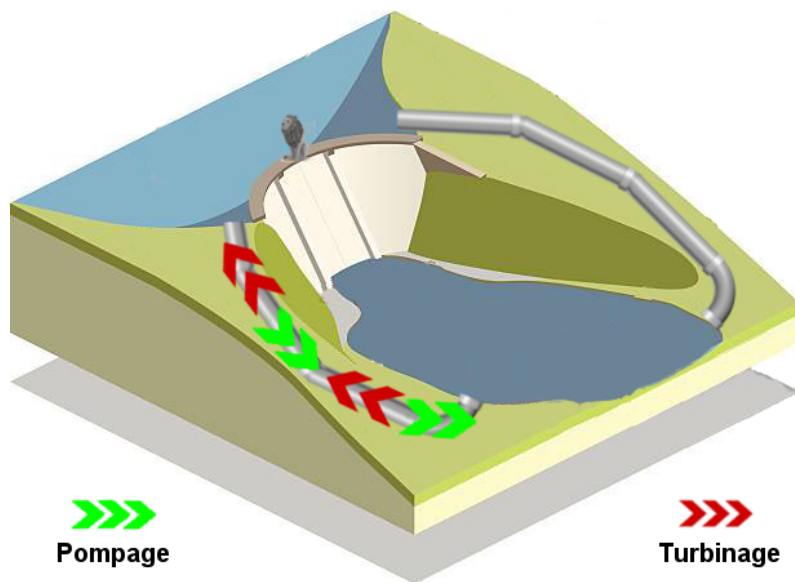


FIGURE 10.4 – Schéma de fonctionnement du Scénario 2 de la Méthode 1

Les différentes caractéristiques de cette installation sont reprises dans le TABLEAU 10.1.

		Propriétés de la station utilisée
Bassin inférieur		
Volume	m^3	500 000
Profondeur du bassin (en m)	m	12
Énergie		
Capacité totale	kWh	100 000
Rendement	%	70
Débit de turbinage	m^3/s	8.5
Puissance moyenne turbinage	MW	4
Débit de pompage	m^3/s	8.5
Puissance moyenne pompage	MW	6

Tableau 10.1 – Données de la STEP utilisée

En croisant les données de ce tableau avec les données de consommation d'un ménage (FIGURE 10.3), il apparaît qu'il ne sera pas possible de fournir plus de 4000 ménages. En effet, la puissance maximale de la STEP étant de 4 MW, et la demande maximale instantanée de l'ordre de 1 kW pendant les mois d'hiver, la puissance demandée serait trop importante et ne pourrait être satisfaite si on dépassait ces 4000 ménages.

A l'aide d'un modèle numérique, nous allons chercher la combinaison : nombre de ménages/nombre d'éoliennes/surface de panneaux photovoltaïques optimale qui permet de limiter autant que possible les "blackout"

dans le réseau.

Un "blackout" serait ici défini par une situation où il n'est pas possible de répondre à la demande, la production étant inférieure à la demande et la STEP n'étant pas capable de combler la différence.

Pour ce modèle numérique, les hypothèses suivantes ont été utilisées :

- Les données de la batterie sont issues du TABLEAU 10.1
- Les 30 % de perte sont distribués à hauteur de 15 % en pompage et 15 % en turbinage.
- Les données sur la puissance des éoliennes sont issues de la section 8 (page 55)
- Les données sur la puissance des panneaux photovoltaïques sont issues de la section 7 (page 51)

Une première simulation nous donne les résultats repris dans le TABLEAU 10.2.

Nombre de ménages	[-]	4000
Nombre d'éoliennes	[-]	5
Surface de PV	[m ²]	55000
Heures de blackout	[h]	1259
Proportion de blackout sur une année	[%]	15

Tableau 10.2 – Propriétés du micro-réseau

On constate que cette configuration, bien qu'étant celle qui minimise les heures de blackout, n'est pas adaptée, puisque 15 % de l'année, la demande n'est pas satisfaite. Cette solution n'est donc en pratique pas applicable.

L'avantage qu'aurait une STEP à la Gileppe, est qu'elle se situerait sur un bassin supérieur alimenté par une rivière en continu (fonctionnement en circuit ouvert).

Or si l'on analyse les données enregistrées sur les 10 dernières années, on réalise qu'en moyenne 13 mio de m^3 sont chaque année relâchés dans la Gileppe, ce qui signifie que c'est un volume qui n'est pas envoyé dans l'aqueduc et qui permettrait donc d'alimenter les turbines de la STEP.

Une analyse plus approfondie de ces données, montre que ce volume d'eau "non-utilisé" est très variable d'une année à l'autre, ainsi en 2016 ce volume n'était que de 4 000 000 de m^3 . Le but de ce chapitre étant de montrer que le micro réseau pourrait fonctionner sans interruption, peut importe l'année, regardons quel impact pourraient avoir ces 4 mio de m^3 sur le micro-réseau.

Nombre de ménages	[-]	4000
Nombre d'éoliennes	[-]	5
Surface de PV	[m ²]	55000
Heures de blackout	[h]	156
Proportion de blackout sur une année	[%]	1,8

Tableau 10.3 – Propriétés du micro-réseau en exploitant le débit non utilisé

En gardant la même configuration, mais en utilisant ce volume d'eau inexploité, le temps de blackout serait 8 fois plus petit. Mais reste cependant non nul.

Une idée pertinente serait de limiter l'utilisation de l'électricité pour le chauffage. En effet les courbes de consommation sont définies pour un ménage moyen. Il n'est pas incohérent d'imaginer que 10 % des ménages arrêteraient d'utiliser l'électricité comme chauffage dans ce genre de micro réseau (puisque le micro-réseau serait conçu pour lisser au maximum la courbe de demande). En diminuant la part d'électricité destinée au chauffage, la variation annuelle de la demande se lisse et les pics de consommation hivernaux diminuent (moment où les blackouts surviennent).

Si l'on combine cette mesure à la mesure précédente, en gardant toujours la même configuration, on obtient les résultats du TABLEAU 10.4.

Nombre de ménages	[-]	4000
Nombre d'éoliennes	[-]	5
Surface de PV	[m ²]	55000
Heures de blackout	[h]	60
Proportion de blackout sur une année	[%]	0,7

Tableau 10.4 – Propriétés du micro-réseau en utilisant le débit "non-utilisé" et en diminuant la part de chauffage

Ainsi le nombre d'heures de dysfonctionnement est encore divisé par deux.

Enfin, en augmentant la taille de la batterie de 15 % (profondeur de bassin de 13,8m à la place de 12m), et en appliquant les différentes mesures, on obtient un système capable de fonctionner en autonomie toute l'année. Il faudrait cependant s'assurer qu'un bassin aval de près de 14m de profondeur n'impacterait en rien la stabilité du barrage actuel.

Une approche du prix de ce que coûteraient ces installations en considérant les hypothèses de prix suivantes est menée :

- 1 Mio €/MW de puissance pour la STEP (référence :1.1.4 à la page 12)
- 1,4 Mio €/éolienne (référence : [22])
- 300 €/m² de PV (référence : [24])

En divisant ce prix par le nombre de ménages connectés dans le micro-réseau, et en comptant que la durée de vie de panneaux photovoltaïques assurée par les fournisseurs est de 15 ans, on peut trouver un prix de revient par ménage par an dans le micro réseau.

Nombre de ménages	[-]	4000
Nombre d'éoliennes	[-]	5
Surface de PV	[m ²]	55000
Heures de blackout	[h]	0
Proportion de blackout sur une année	[%]	0
Prix total de l'installation	Mio €	29,5
Prix de revient par an par ménage	€/an/ménage	500

Tableau 10.5 – Installation finale et prix de revient

Ce prix de revient de 500 € par ménage par an est évidemment à interpréter avec beaucoup de recul. Il ne tient en effet pas compte du prix d'installation du réseau, du prix d'entretien des installations, ... et est dès lors certainement fortement sous-estimé. Il est cependant encourageant, puisqu'ici seule la durée de vie des PV est remise en question après 15 ans. Une centrale de pompage turbinage peut fonctionner plus de 50 ans, et la durée de vie des éoliennes varie entre 20 et 30 ans.

Ainsi si on refait le calcul de revient, en comptant que l'installation vit 30 ans (en remplaçant une fois les PV), ce prix tombe à 380 €/an là où actuellement en moyenne un ménage va payer 1100 €/an pour sa facture d'électricité.

La FIGURE 10.5 illustre la différence entre la puissance de production et la puissance demandée pour chaque heure d'une année.

Cette figure permet de montrer que jamais la différence ne descend en dessous de 4 MW, ce qui signifie que la STEP est à tout moment capable de répondre à la demande (si elle est "chargée"). Elle permet aussi de souligner que tous les pics de puissance supérieurs à 6 MW sont inutiles. En effet, la puissance maximale de pompage étant de 6 MW, toute puissance supérieure se révèle être de l'énergie perdue.

On remarque que la configuration retenue, permet d'avoir une installation bien dimensionnée plus de 90 % du temps.

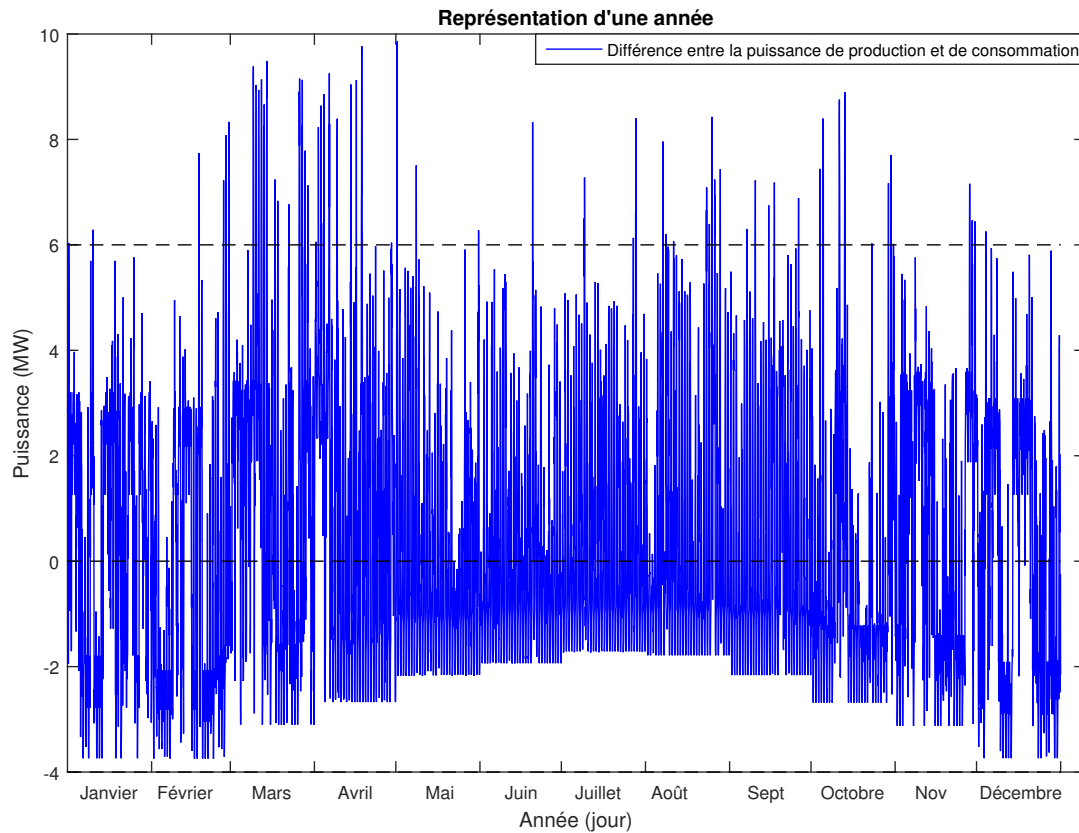


FIGURE 10.5 – Différence entre la puissance de production et de consommation

Enfin la FIGURE 10.5 permet de comparer la production moyenne et la consommation moyenne. L'aire entre les deux courbe représente :

- L'énergie à stocker dans la STEP si la production est supérieure à la consommation (A).
- L'énergie que la STEP doit restituer si la production est inférieure à la consommation (B).

Dans la configuration présentée dans le TABLEAU 10.5, l'énergie moyenne à stocker (A) est de 15 000 kWh et l'énergie à restituer (B) est de 10 000 kWh, ce qui correspond bien à un rendement de 70 % de l'installation. Cette figure permet de souligner qu'en moyenne sur l'année la batterie est utilisée à seulement 15 % de sa capacité totale. Il faut en effet une grande capacité pour pouvoir faire face aux mois énergivores, mais en moyenne seule une petite part de la batterie est utilisée.

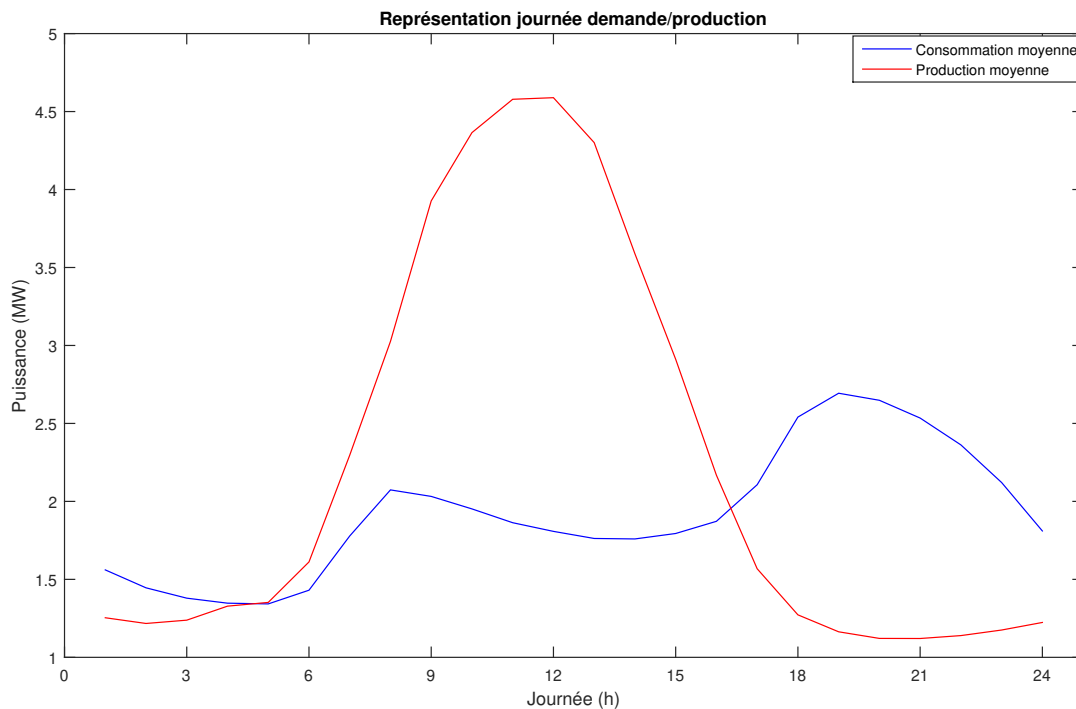


FIGURE 10.6 – Courbe de consommation et de production moyenne sur une année

Pour conclure ce chapitre, citons quelques mesures qui permettraient d'augmenter le nombre de ménages dans le micro réseau. L'objectif serait de lisser au maximum la courbe de consommation à l'échelle d'une année, mais surtout à l'échelle d'une journée.

A l'échelle d'une année, il faudrait vraiment limiter la part d'électricité liée au chauffage le plus possible, cette source de consommation étant à l'origine de l'augmentation de la demande en hiver. L'idéal serait donc de diversifier les source d'énergie pour le chauffage des foyers.

A l'échelle d'une journée, le développement de smart grid serait parfaitement approprié. Il s'agirait de lisser les variations quotidiennes en utilisant des appareils connectés qui se lanceraient automatiquement à des heures creuses. Ces applications auraient par exemple un effet très bénéfique pour la courbe liée à la source "lavage". Le lave vaisselle pourrait ainsi démarrer automatiquement à midi, pour ainsi profiter de la production solaire et diminuer le pic de 17-18h.

Cette approche énergétique semble intéressante et permet d'amener un regard différent sur l'installation.

Quatrième partie

Discussion et conclusion

11 Discussion

Si la faisabilité technique de l'implantation d'une station de pompage turbinage sur le site de la Gileppe est confirmée, l'intérêt économique est lui discutable.

En effet la construction d'une telle installation n'est en rien techniquement insurmontable. Le site se prête bien à la mise en place d'un bassin inférieur et les conduites existantes pourraient être utilisées. Les deux points qui pourraient être étudiés plus en détail concerneraient l'impact éventuel de l'implantation d'un bassin inférieur sur la stabilité du barrage existant, ainsi que l'impact d'une installation sur le débit maximum pouvant passer au travers des conduites de vidange.

Cependant sur le plan économique, l'intérêt est à nuancer et c'est pour cette raison que cette section de discussion est divisée en deux parties : la première vise à étudier quelle solution serait préférable si dans le paysage énergétique actuel une décision était prise pour construire une station de pompage turbinage à la Gileppe. La seconde partie est plus détachée de la réalité, et propose un scénario pour un paysage énergétique différent, autorisant la création de micro réseaux indépendants et autonomes.

11.1 Quelle solution préférer dans le paysage énergétique actuel ?

Actuellement, c'est la courbe de prix de l'électricité qui régit les investissements. C'est en effet cette courbe qui définit la rentabilité ou non d'une installation de stockage.

Des différentes solutions envisagées, pour rappel :

1. Utilisation de conduites existantes pour la création de la STEP
2. Couplage de l'installation à une production par panneaux photovoltaïques
3. Couplage de l'installation à une production éolienne
4. Installation d'une nouvelle conduite

C'est la quatrième solution qui semble la plus intéressante dans le paysage énergétique existant actuellement en Belgique.

En effet, la première solution est bridée par les pertes de charge induites par le réseau actuel. Ces dernières n'étant absolument pas étudiées pour une utilisation autre que vidanger le lac. Des coudes, des rétrécissements,... sont autant de singularités qui limiteraient la puissance d'une STEP sur le site. Pour augmenter les puissances il faudrait en effet augmenter les débits de pompage/turbinage, donc dissiper plus d'énergie dans les conduites, ce qui a un impact très fort sur le rendement de l'installation. Si les coûts de construction d'une telle installation sont compétitifs (214 €/kwh), les revenus engendrés sont très faibles (103 500 €/an), voire nuls si les frais de transport à payer au grand distributeur (Elia) sont pris en compte (110 000 €/an).

Les couplages à une production solaire ou éolienne ne permettent pas d'augmenter les bénéfices significativement, le rendement de l'installation de pompage turbinage ayant un impact trop important.

C'est donc l'installation d'une nouvelle conduite qui semble être la solution à approfondir si l'on souhaite installer une station actuellement. Il faudrait cependant étudier comment positionner cette conduite de 4,5m de diamètre de façon à ce qu'elle permette à la STEP d'être rentable, sans pour autant amener des coûts d'installation trop importants.

En théorie la solution la plus adaptée est évidemment de faire passer cette conduite de façon directe et rectiligne à travers l'ouvrage existant, en limitant autant que possible les singularités amenant des pertes de charge.

Si une telle solution était implémentée, la station permettrait de générer ou 830 000 €/an en prenant les frais de transport en compte. Tout l'enjeu étant de trouver une solution pour placer la conduite sans rendre les coûts d'installation démesurés.

Les caractéristiques d'une telle installation sont synthétisée dans le TABLEAU 11.1.

Bassin inférieur		
Surface (en m ²)	m^2	41 666
Volume	m^3	500 000
Profondeur du bassin (en m)	m	12
Energie		
Rendement en %	%	68
Energie totale produite	kWh	69 754
Energie totale consommée	kWh	101 589
Débit de turbinage	m^3/s	64,9
Puissance moyenne turbinage	MW	34,88
Débit de pompage	m^3/s	46,3
Puissance moyenne pompage	MW	33,86
Sur base de l'année 2018		
Revenu annuel	€	1 451 461
Nombre de jours rentables		365

Tableau 11.1 – Propriétés de la configuration la plus intéressante dans le paysage énergétique actuel

Il s'agit vraisemblablement de la solution la plus adaptée au modèle de distribution d'électricité actuellement en place en Belgique.

11.2 Quelle solution préférer dans un paysage énergétique différent ?

Les possibilités qui se cachent derrière l'appellation "paysage énergétique différent" sont nombreuses. La direction que devrait prendre la politique énergétique en Belgique varie selon les acteurs du milieu et les sensibilités, et sont très variables.

La dénomination "paysage énergétique différent" fait ici référence à un scénario permettant la création de micro-réseaux indépendants du réseau global. Ce scénario permet de s'affranchir du prix de l'électricité dans l'étude pour avoir une approche purement énergétique de l'intérêt d'une station de pompage turbinage sur le barrage de la Gileppe.

Dans ce contexte, la solution la plus adaptée serait de construire une STEP utilisant les conduites actuelles. Pour être plus exact, il s'agirait d'utiliser la conduite de la rive droite pour pomper et turbiner (cette dernière étant plus courte, les pertes de charge sont plus faibles). En procédant de cette façon, la construction de la STEP n'interfère absolument pas avec les objectifs actuels de la retenue : l'eau potable pouvant être prélevée sans interruption par la conduite en rive gauche.

En couplant ce système de stockage à 55 000 m^3 de panneaux photovoltaïques posés sur le lac et 5 éoliennes de 1MW de type "Verget GEV HP 1000/62", on pourrait permettre à 4 000 ménages de s'alimenter en électricité toute l'année dans une configuration totalement indépendante du réseau.

Un ménage est dans cette étude composé de 2,3 personnes et consomme 4400 kWh/an. Cette consommation totale se répartit en 4 pôles de consommation : le chauffage 38 % (maison et eau chaude), le froid 12 % (réfrigérateur

et congélateur), le lavage 14 % (lave-linge, sèche linge et lave-vaisselle) et "autre" 36 % (divertissement, lumière, ...).

Les propriétés de ce micro-réseau sont synthétisées dans le TABLEAU 11.2.

		Propriétés du micro-réseau
Caractéristiques de la STEP		
Volume du bassin inférieur	m^3	500 000
Capacité totale	kWh	115 000
Rendement	%	70
Puissance moyenne turbinage	MW	4
Puissance moyenne pompage	MW	6
Caractéristiques de la production		
Nombre d'éoliennes de 1 MW	[-]	5
Surface de panneaux photovoltaïques	$[m^2]$	55 000
Caractéristiques de la consommation		
Nombre de ménages sur le micro réseau	[-]	4000
Consommation annelle totale d'un ménage	[kWh]	4 400
Consommation annelle pour le chauffage (-10%)	[kWh]	1 500
Consommation annelle pour le froid	[kWh]	530
Consommation annelle pour le lavage	[kWh]	615
Consommation annelle pour "autre"	[kWh]	1 580

Tableau 11.2 – Propriétés du micro-réseau

Il s'agit du résultat de l'optimisation menée dans le travail, permettant de répondre à la demande à tout moment, sans pour autant surdimensionner les installations de production.

12 Conclusion

En conclusion, l'installation d'une station de pompage turbinage sur le site de la Gileppe est techniquement réalisable. Il est possible d'installer une station sans interférer avec les objectifs actuels du barrage. Cependant, l'utilisation des conduites actuelles ne permet pas de rendre le projet rentable.

De toutes les simulations menées, c'est l'idée d'installer une nouvelle conduite sur le site qui semble être la plus pertinente. Celle-ci permettrait en effet d'augmenter les puissances et par conséquent les revenus. Un travail d'optimisation a permis de fixer différentes variables et caractéristiques permettant de maximiser les revenus. Ces dernières sont reprises dans le TABLEAU 12.1.

Volume du bassin inférieur	m^3	500 000
Diamètre de la conduite	m	4,5
Capacité de la STEP	kWh	100 000
Rendement en %	%	68
Débit de turbinage	m^3/s	64,9
Puissance moyenne de turbinage	MW	34,88
Débit de pompage	m^3/s	46,3
Puissance moyenne de pompage	MW	33,86
Revenu annuel brut simulé (sans les frais de transport)	€/an	1 500 000
Revenu annuel net simulé	€/an	830 000

Tableau 12.1 – Caractéristiques de la STEP pour le scénario le plus avantageux

Cependant, le système actuellement en place est tel que les frais de transport à payer au GRD sont importants et limitent fortement l'intérêt économique de l'investissement.

Les législations actuellement en vigueur ne permettent pas encore la création de micro-réseaux indépendants du réseau global, cependant il est intéressant d'étudier un micro-réseau créé autour de la station de pompage turbinage. Couplée à des installations de production renouvelables (55 000 m^2 de panneaux photovoltaïques et 5 éoliennes de 1 MW), la STEP permettrait en effet la création d'un micro-réseau comptant 4000 ménages (ayant une consommation moyenne de 4400 kWh/an) fonctionnant en autonomie électrique totale.

En s'affranchissant des frais de transport, et n'étant pas soumise à la courbe du prix de l'électricité, cette configuration pourrait s'avérer intéressante pour des ménages qui rembourseraient alors eux-mêmes cette installation à hauteur de moins de 1000 € par an pendant 15 ans.

L'approche économique de la faisabilité d'une station de pompage turbinage au barrage de la Gileppe est donc à nuancer. Investir dans une installation dans le contexte actuel ne s'avérerait pas intéressant, mais l'intérêt énergétique est bien démontré par l'approche axée sur la création d'un micro-réseau.

Dans le cadre d'une politique énergétique favorisant les énergies renouvelables, les systèmes de stockage étant des éléments clés de cette transition, il est dommage que les législations en vigueur ne favorisent pas de tels systèmes de stockage.

Cinquième partie

Annexes et bibliographie

Annexes de la partie 2

Tables des pertes de charge et plans associés

Element	Section (m^2)	Nom	Valeurs
Grille et entrée	5,86	$k_{GEN/GEN/01}$	0,6
Perte en long tour	22,18	$k_{GEN/GEN/01}$	0,077
Rétrécissement brusque	33,18	$k_{GEN/VB/01}$	0,26
Passage conduite carrée/ronde	4,84	$k_{GEN/VB/02}$	0,107
Jonction T	4,84	$k_{GEN/VB/02}$	0,84
Conduite 1	3,8	$k_{RG/GEN/02}$	0,66
Conduite 2	3,8	$k_{RG/GEN/03}$	0,13
Conduite 3	3,8	$k_{RG/GEN/04}$	0,12
Conduite 4	3,8	$k_{RG/GEN/05}$	0,033
Conduite 5	2,5	$k_{RG/GEN/06}$	0,22
Conduite 6	2,5	$k_{RG/GEN/07}$	0,303
Conduite 7	2,5	$k_{RG/GEN/08}$	0,289
Conduite 8	2,5	$k_{RG/GEN/09}$	0,864
Coude VG 38	2,5	$k_{RG/GEN/10}$	0,065
Coude S2	2,5	$k_{RG/GEN/11}$	0,061
Coude S3	2,5	$k_{RG/GEN/12}$	0,071
Coude F	3,8	$k_{RG/GEN/13}$	0,077
Coude E	3,8	$k_{RG/GEN/14}$	0,002
Coude D	3,8	$k_{RG/GEN/15}$	0,1
Vanne	3,8	$k_{GEN/GEN/02}$	0,401
Cone convergent	3,8	$k_{GEN/VB/03}$	0,04

Tableau 12.2 – Pertes de charge associées à du turbinage dans la rive gauche

Element	Section (m^2)	Nom	Valeurs
Grille et sortie	5,86	$k_{GEN/GEN/01}$	0,6
Perte en long tour	22,18	$k_{GEN/GEN/01}$	0,077
"Division" + Élargissement	4,84	$k_{GEN/VH/01}$	1,98
Passage conduite ronde/carrée	3,8	$k_{GEN/VH/02}$	0,21
Conduite 1	3,8	$k_{RG/GEN/02}$	0,66
Conduite 2	3,8	$k_{RG/GEN/03}$	0,13
Conduite 3	3,8	$k_{RG/GEN/04}$	0,12
Conduite 4	3,8	$k_{RG/GEN/05}$	0,033
Conduite 5	2,5	$k_{RG/GEN/06}$	0,22
Conduite 6	2,5	$k_{RG/GEN/07}$	0,303
Conduite 7	2,5	$k_{RG/GEN/08}$	0,289
Conduite 8	2,5	$k_{RG/GEN/09}$	0,864
Coude VG 38	2,5	$k_{RG/GEN/10}$	0,065
Coude S2	2,5	$k_{RG/GEN/11}$	0,061
Coude S3	2,5	$k_{RG/GEN/12}$	0,071
Coude F	3,8	$k_{RG/GEN/13}$	0,077
Coude E	3,8	$k_{RG/GEN/14}$	0,002
Coude D	3,8	$k_{RG/GEN/15}$	0,1
Vanne	3,8	$k_{GEN/GEN/02}$	0,401
Cône divergent	2,5	$k_{GEN/VH/03}$	0,045

Tableau 12.3 – Pertes de charge associées à du pompage dans la rive gauche

Élément	Section (m^2)	Coefficient	Valeurs
Grille et sortie	5,86	$k_{GEN/GEN/01}$	0,6
Perte en long tour	22,18	$k_{GEN/GEN/01}$	0,077
"Division" + Élargissement	4,84	$k_{GEN/VH/01}$	1,98
Passage conduite ronde/carrée	3,8	$k_{GEN/VH/02}$	0,21
Conduite 1	3,8	$k_{RD/GEN/02}$	0,66
Conduite 2	3,8	$k_{RD/GEN/03}$	0,029
Conduite 3	2,5	$k_{RD/GEN/04}$	0,012
Conduite 4	2,5	$k_{RD/GEN/05}$	0,256
Conduite 5	2,5	$k_{RD/GEN/06}$	0,322
Conduite 6	2,5	$k_{RD/GEN/07}$	0,106
Conduite 7	2,5	$k_{RD/GEN/08}$	0,559
Coude s11	2,5	$k_{RD/GEN/09}$	0,014
Coude s8	2,5	$k_{RD/GEN/10}$	0,055
Coude s7	2,5	$k_{RD/GEN/11}$	0,051
Coude s6	2,5	$k_{RD/GEN/12}$	0,001
Coude S12	3,8	$k_{RD/GEN/13}$	0,029
Vanne	3,8	$k_{GEN/GEN/02}$	0,401
Cone divergent	2,5	$k_{GEN/VH/03}$	0,045

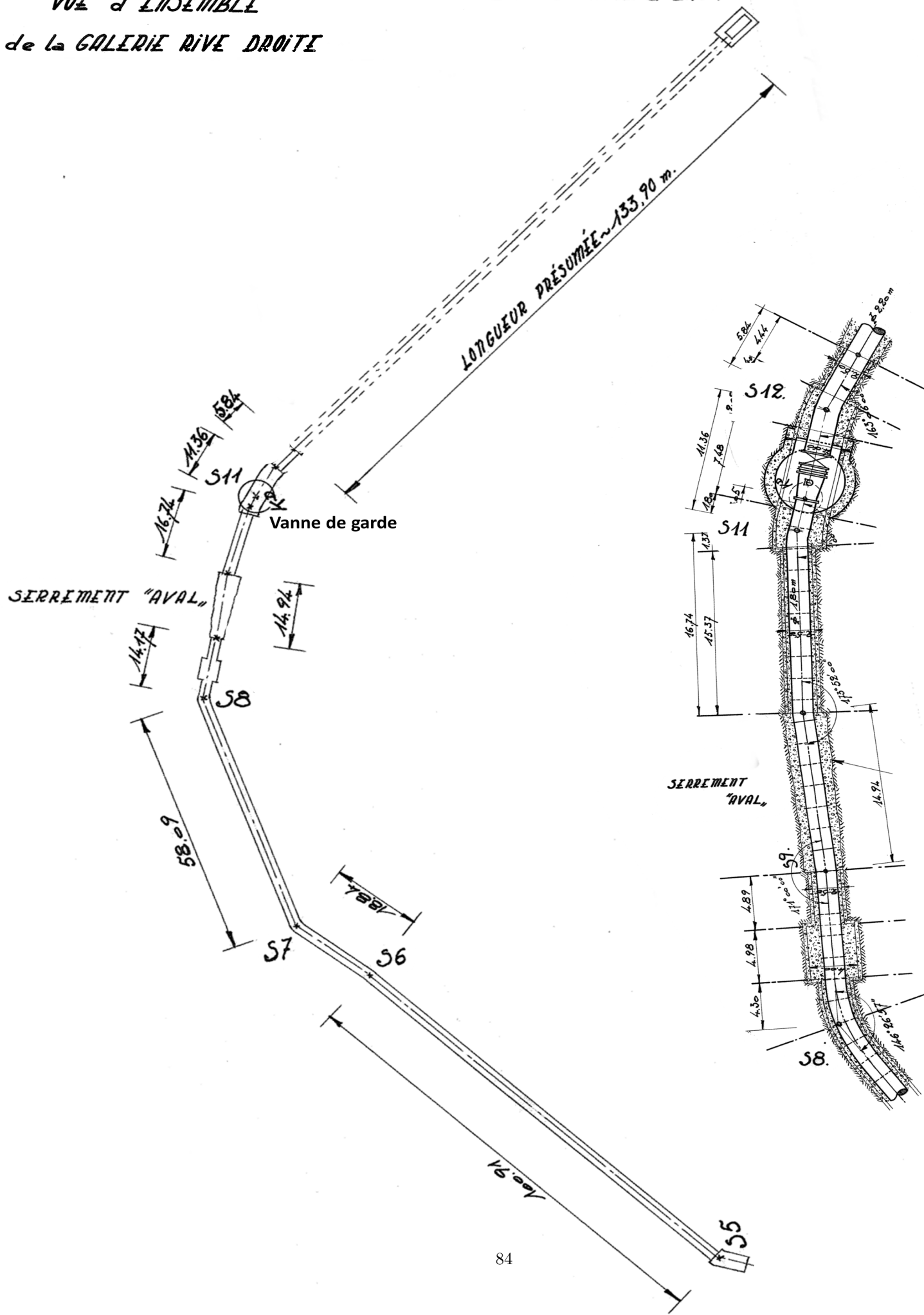
Tableau 12.4 – Pertes de charge associées à du pompage dans la rive droite

Element	Section (m^2)	Coefficient	Valeurs
Grille et entrée	5,86	$k_{GEN/GEN/01}$	0,6
Perte en long tour	22,18	$k_{GEN/GEN/01}$	0,077
Rétrécissement brusque	33,18	$k_{GEN/VB/01}$	0,26
Passage conduite carrée/ronde	4,84	$k_{GEN/VB/02}$	0,107
Jonction T	4,84	$k_{GEN/VB/02}$	0,84
Conduite 1	3,8	$k_{RD/GEN/02}$	0,66
Conduite 2	3,8	$k_{RD/GEN/03}$	0,029
Conduite 3	2,5	$k_{RD/GEN/04}$	0,012
Conduite 4	2,5	$k_{RD/GEN/05}$	0,256
Conduite 5	2,5	$k_{RD/GEN/06}$	0,322
Conduite 6	2,5	$k_{RD/GEN/07}$	0,106
Conduite 7	2,5	$k_{RD/GEN/08}$	0,559
Coude s11	2,5	$k_{RD/GEN/09}$	0,014
Coude s8	2,5	$k_{RD/GEN/10}$	0,055
Coude s7	2,5	$k_{RD/GEN/11}$	0,051
Coude s6	2,5	$k_{RD/GEN/12}$	0,001
Coude S12	3,8	$k_{RD/GEN/13}$	0,029
Vanne	3,8	$k_{GEN/GEN/02}$	0,401
Cone convergent	3,8	$k_{GEN/VB/03}$	0,04

Tableau 12.5 – Pertes de charge associées à du turbinage dans la rive droite

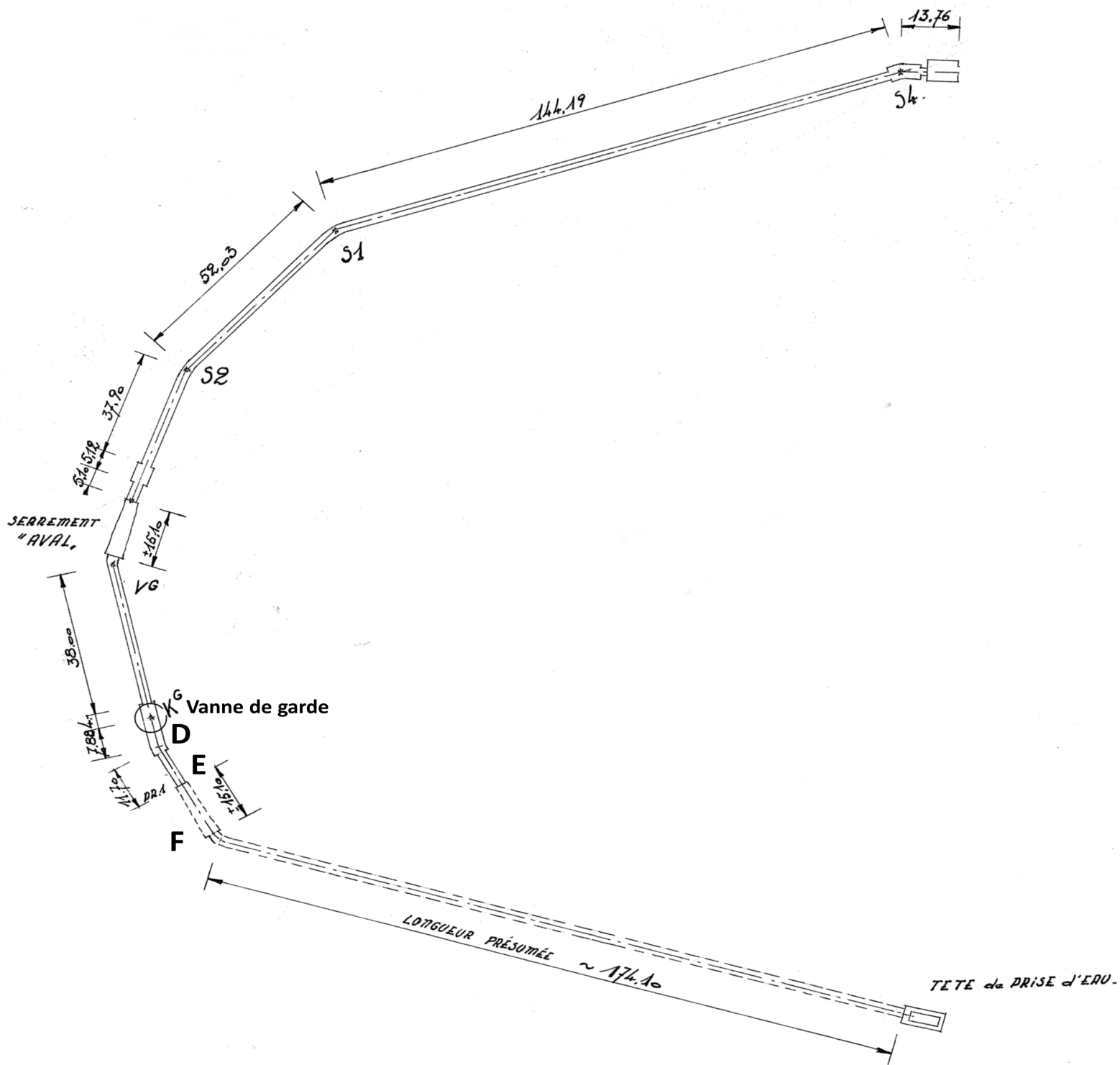
VUE d'ENSEMBLE
de la GALERIE RIVE DROITE

TETE de PRISE d'EAU.



VUE D'ENSEMBLE

de la GALERIE RIVE GAUCHE.



12.1 Annexes de la Partie 3

12.1.1 Détails du code matlab



FIGURE 12.1 – Représentation de la structure du code : `Martin_fonder_tfe.m`

L'arbre de la FIGURE 12.1 permet d'illustrer les choix que pourra faire l'utilisateur du code "Martin_fonder_tfe.m". Après avoir choisi parmi les différentes options, l'utilisateur aura accès aux résultats dans différents sous-dossiers. Les différents résultats ont servi de base pour ce rapport, et la pertinence des résultats peut être vérifiée par le lecteur s'il le souhaite.

Pour la **méthode 1**, les résultats se trouvent dans le sous-dossier "Résultats METHODE 1", et on y trouvera un sous-dossier pour chaque Scénarios, et dedans :

- **Méthode_1_Scenario_x_1.png** : représentation de la puissance possible en fonction du débit dans la conduite (FIGURE 6.3 dans le rapport)
- **Méthode_1_Scenario_x_2.png** : représentation de la hauteur turbinable en fonction du débit passant dans la conduite
- **Méthode_1_Scenario_x_3.png** : représentation de la hauteur turbinable et à pomper en fonction de l'avancement dans la conduite (FIGURE 6.4 dans le rapport)
- **Méthode_1_Scenario_x_4.png** : représentation de la hauteur turbinable en fonction du débit passant dans la conduite.
- **Méthode_1_Scenario_x_5.png** : représentation de l'impact de la cote du bassin supérieur sur les revenus et le rendement d'un cycle (FIGURE 6.7 dans le rapport)
- **Méthode_1_Scenario_x_6.png** : représentation de l'évolution de différentes variables : cote du bassin inférieur, prix de l'électricité, débit dans la turbine, revenu cumulés et puissance instantanée sur un cycle de 24h (FIGURE 6.5 dans le rapport)
- **Méthode_1_Scenario_x_7.png** : Prix moyen de l'électricité en 2018 (FIGURE 4.2 dans le rapport)
- **Méthode_1_Scenario_x_8.png** : Prix de l'électricité sur la journée présentant l'écart de prix le plus important en 2018 (FIGURE 6.6 dans le rapport).
- **Méthode_1_Scenario_x_9.png** : Représentation des revenus engendrés sur un cycle en fonction du nombre d'heures de pompage ou de turbinage.
- **Résultats_methode_1_SCENARIO_x.txt** : Fichier reprenant les résultats numériques issu de la simulation : puissance moyenne de turbinage, revenus sur un cycle, temps de retour sur investissement, ...

Pour la **méthode 2**, les résultats se trouvent dans le sous-dossier "Résultats METHODE 2", et on y trouvera :

- **Methode_2_1.png** : Comparaison des revenus cumulés pour une installation utilisant des panneaux photovoltaïques avec et sans système de stockage pour le temps de restitution et le rendement de batterie qui sont choisis par l'utilisateur (FIGURE 7.3 dans le rapport).
- **Methode_2_2.png** : Comparaison entre la puissance de l'éolienne sélectionnée et le prix de l'électricité moyen sur une journée (FIGURE 7.1 dans le rapport).

Pour la **méthode 3**, les résultats se trouvent dans le sous-dossier "Résultats METHODE 3", et on y trouvera :

- **Methode_3_1.png** : Comparaison des revenus cumulés pour une installation utilisant une production par éolienne avec et sans système de stockage pour le temps de restitution et le rendement de batterie qui sont choisis par l'utilisateur (FIGURE 8.4 dans le rapport).
- **Methode_3_2.png** : Comparaison entre la puissance de l'éolienne sélectionnée et le prix de l'électricité moyen sur une journée (FIGURE 8.1 dans le rapport).

Pour la **méthode 4**, les résultats se trouvent dans le sous-dossier "Résultats METHODE 4", et on y trouvera :

- **Resultats_methode_4_sans_siphon.txt** : Résultats numériques pour une installation sans siphon
- **Resultats** : Résultats numériques intéressants

Pour la **méthode 5**, les résultats se trouvent dans le sous-dossier "Résultats METHODE 5", et on y trouvera :

- **Méthode_5_1.png** : Représentation de la consommation d'un ménage sur la journée avec le pic de consommation le plus haut de l'année.
- **Méthode_5_2.png** : Représentation de la consommation moyenne d'un ménage sur une journée (FIGURE 10.2 dans le rapport)
- **Méthode_5_3.png** : Représentation de la consommation moyenne d'un ménage sur une année (FIGURE 10.3 dans le rapport)
- **Méthode_5_4.png** : Représentation des courbes de production (solaire et éolienne) et consommation sur une journée

- **Méthode_5_5.png** : Représentation de la puissance moyenne d'une éolienne sur une journée
- **Méthode_5_6.png** : Représentation de la différence entre la puissance de production et de consommation heure par heure sur une année (FIGURE 10.5 dans le rapport)
- **Méthode_5_7.png** : Représentation de la consommation et de la production pour le scénario choisi sur un cycle de 24h (FIGURE 10.6 dans le rapport)
- **Méthode_5_8.png** : Représentation du niveau de la batterie en fin de cycle pour chaque jour d'une année ainsi que les heures posant éventuellement un problème.
- **Resultats_methode_4_avec_siphon.txt** : Résultats numériques pour une installation avec siphon

Interface de l'outil de calcul du potentiel solaire

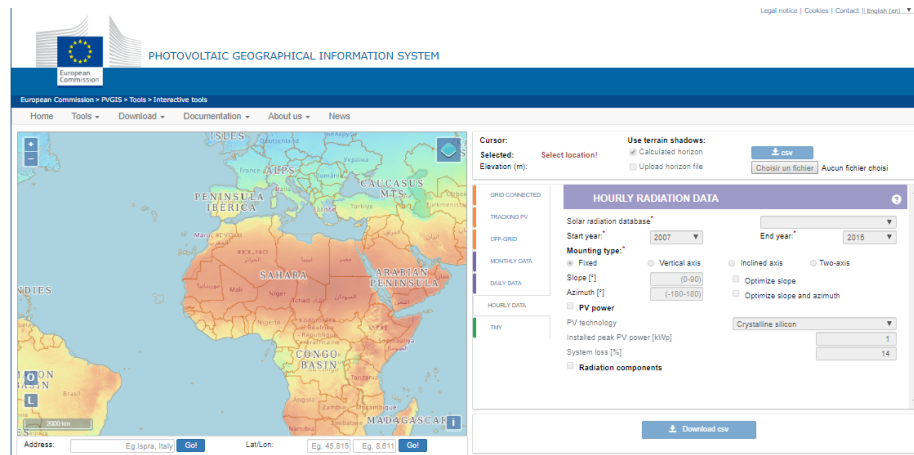


FIGURE 12.2 – Interface de l'outil d'estimation du potentiel solaire

Bibliographie

- [1] Energy Storage Association. Pumped hydroelectric storage. <http://energystorage.org/energy-storage/technologies/pumped-hydroelectric-storage>, 2014.
- [2] International Hydropower Association. The world's water battery : Pumped hydropower storage and the clean energy transition. <http://large.stanford.edu/courses/2014/ph240/galvan-lopez2/>, 2018.
- [3] European Commission. Photovoltaic geographical information system. http://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html#PVP, May 2019.
- [4] C. Crampes. Les stations de transfert d'énergie par pompage (step). <http://www.cuepe.ch/html/enseigne/pdf/trp-14-15-05.pdf>, 2014.
- [5] C. Curry. Lithium-ion battery costs and market. *Bloomberg New Energy Finance*, 2017.
- [6] O. Danielo. *Stockage d'énergie : le vrai défi de demain*. Techniques de l'Ingénieur, 2016.
- [7] Ministère de la Région Wallonne DGTRE. Bilan énergétique wallon 2006 sur la consommation du secteur domestique, 2006.
- [8] Etat de l'environnement Wallon. Consommation résidentielle d'énergie. <http://etat.environnement.wallonie.be/contents/indicatorsheets/MEN%20Focus%201.html>, 2018.
- [9] Connaissance des énergies. Hydroélectricité : stations de transfert d'énergie par pompage (step). <https://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/hydroelectricite-stations-de-transfert-d-energie-par-pompage-step>, 2013.
- [10] ELIA. Simuler facture 2008-2009. http://www.elia.be/~media/files/Elia/Products-and-services/Aansluiting2/Simuler_facture_20082009.xls, May 2019.
- [11] Energysage. What are the most efficient solar panels on the market? <https://news.energysage.com/what-are-the-most-efficient-solar-panels-on-the-market/>, April 2019.
- [12] O. Galvan-Lopez. The cost of pumped hydroelectric storage. <http://large.stanford.edu/courses/2014/ph240/galvan-lopez2/>, 2014.
- [13] I.E Idelcik. *Memento des pertes de charges, Coefficients de pertes de charge singulières et de pertes de charge par frottement*. Eyrolles, 1960.
- [14] Eco Infos. Taux de charge globale d'une éolienne. <https://www.les-energies-renouvelables.eu/conseils/eolienne/realiser-projet-eolienne/taux-charge-global-eolienne/>, May 2019.
- [15] B. Wilkin J. D'Hernoncourt, S. Delhay. 19 % de renouvelables dans l'électricité consommée en belgique en 2018. *Renouvelle*, 2018.
- [16] Frits Moller Andersena Mattia Baldinia Lars Garn Hansenb Carsten Lynge Jensenb. Households' hourly electricity consumption and peak demand in denmark, 2017.
- [17] Thermodynamics Laboratory. Sun2power, université de liège. <http://meteo.labothonap.eu/>, May 2019.
- [18] J.L. Lilien. Quelle politique énergétique en belgique pour les 30 prochaines années, aout 2017.
- [19] K. Bergeron P. Hendrick, O. Watteuw. *Le stockage d'énergie par pompage/turbinage en région wallonne*. Université Libre de Bruxelles, 2011.
- [20] C. Pesesse. *Faisabilité de projets de pompage-turbinage basés sur d'anciennes galeries minières*. PhD thesis, Université de Liège, 2013.
- [21] L. Pestour. Vérification du dimensionnement et procédures de manoeuvres des vannes – barrage de la gileppe, 2016. Promotion Paris.
- [22] Economie Solidaire. Coût d'installation d'une éolienne industrielle. <http://www.economiesolidaire.com/2011/11/07/le-prix-dune-eolienne-industrielle/>, November 2011.
- [23] G. Toussaint. La belgique a un plan national energie-climat, a minima. *La Libre*, 2018.
- [24] Prix travaux m².com. Prix des panneaux solaires au m2 en 2019. <https://www.prix-travaux-m2.com/prix-panneaux-solaires.php>, January 2019.
- [25] Wind turbine models.com. Vergnet gev hp 1000/62. <https://en.wind-turbine-models.com/turbines/435-vergnet-gev-hp-1000-62>, May 2019.

- [26] Lancaster University. Hydro resource evaluation tool. www.engineering.lancs.ac.uk/lureg/nwhrm/engineering/turbine_costs.php, fevrier 2019.
- [27] V. De Ville. Conception des structures, 2018.
- [28] P. Viollet. *Stockage d'énergie par pompage hydraulique : STEP*. Techniques de l'Ingénieur, 2014.
- [29] Service Public Wallonie. L'état de l'environnement wallon. <http://environnement.wallonie.be/enviroentreprises/pages/etatenviindustrie.asp?doc=syn-ele-pro>, 2015.
- [30] Commission wallonne pour l'énergie. La consommation moyenne de clients résidentiels types, 2003.
- [31] Where Sun Meets Water. Floating solar market report. 2018.