

Energie et techniques environnementales

Energies renouvelables

Travail de bachelor Diplôme 2019

Simon Dussez

Rentabilité d'une petite centrale hydroélectrique

-  *Professeur*
Hubert Abgottspon
-  *Expert*
Fabian Brunner & Nino Brunner
-  *Date de la remise du rapport*
16.08.2019

Filière / Studiengang ETE	Année académique / Studienjahr 2018/19	No TD / Nr. DA er/2019/53
Mandant / Auftraggeber <input type="checkbox"/> HES—SO Valais <input checked="" type="checkbox"/> Industrie <input type="checkbox"/> Etablissement partenaire Partnerinstitution	Etudiant / Student Simon Dussez Professeur / Dozent Hubert Abgottspon	Lieu d'exécution / Ausführungsort <input checked="" type="checkbox"/> HES—SO Valais <input type="checkbox"/> Industrie <input type="checkbox"/> Etablissement partenaire Partnerinstitution
Travail confidentiel / vertrauliche Arbeit <input type="checkbox"/> oui / ja ¹ <input checked="" type="checkbox"/> non / nein	Expert / Experte (données complètes) Fabian Brunner & Nino Brunner Gemeinde Eischoll	

Titre / Titel

Rentabilität eines kleinen Speichersees für ein bestehendes Kleinwasser Kraftwerk

Description / Beschreibung


La commune d'Eischoll exploite deux petites centrales hydroélectriques sur son territoire. Dans le cadre de la révision de la loi sur l'énergie, la rémunération pour la production de ces petites centrales hydroélectriques sera également adaptée. Dans le nouveau régime, la production d'énergie sera mieux rémunérée s'il y a une forte demande d'énergie (par exemple à midi et le soir), mais moins si la demande est faible (par exemple la nuit).

Dans le cas d'une des petites centrales hydroélectriques d'Eischoll, un petit réservoir serait envisageable qui permettrait de reporter la production de la centrale à des périodes rentables. En collaboration avec Eischoll Energie AG, ce potentiel doit être estimé. A cet effet, un outil logiciel permettant d'estimer les rendements supplémentaires d'un lac de stockage doit être développé. Cet outil sera ensuite appliqué à la petite centrale hydroélectrique d'Eischoll.

Objectifs / Ziele:

- Estimation du potentiel économique d'un lac de stockage pour le KWKW Bachtoly
- Création d'un mode de fonctionnement d'un lac de stockage (heuristique)
- Application des travaux aux usines d'Eischoll en tenant compte de l'impact sur le KWKW Chriz
- Évaluation du régime par une optimisation économique et précisions générales sur l'emplacement potentiel possible du réservoir.

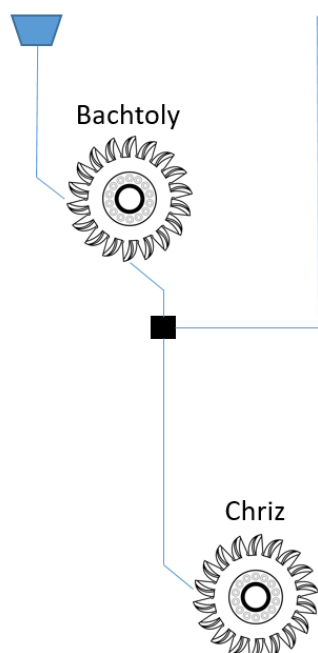
Signature ou visa / Unterschrift oder Visum

Responsable de l'orientation / filière
Leiter der Vertiefungsrichtung / Studiengang:

¹ Etudiant / Student:


Délais / Termine

Attribution du thème / Ausgabe des Auftrags:
13.05.2019Présentation intermédiaire / Zwischenpräsentation
13.06.2019Remise du rapport / Abgabe des Schlussberichts:
16.08.2019, 12:00Expositions / Ausstellungen der Diplomarbeiten:
28, 29 – 30.08.2019Défense orale / Mündliche Verfechtung:
02 – 05.09.2019

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



Rentabilité d'une petite centrale hydroélectrique

Diplômant

Simon Dussez

Objectif du projet

Etudier le potentiel économique de l'ajout d'un lac de stockage pour la centrale hydraulique de Bachtoly située à Eischoll. Créer un mode de fonctionnement qui tienne compte de l'impact du stockage sur la centrale de Chriz située en aval.

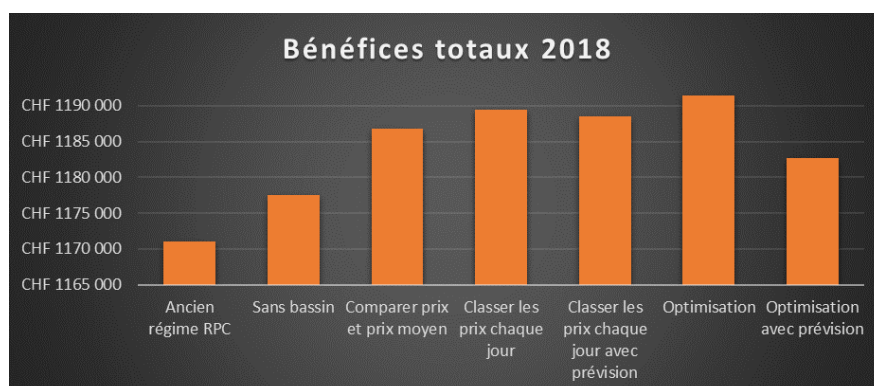
Méthodes | Expériences | Résultats

Le nouveau système de rétribution qui entrera en vigueur en 2020 inclut une part de vente directe de l'énergie produite au prix du marché. Le stockage de l'eau permet d'adapter la production en fonction du prix. Différentes stratégies sont testées sur Excel VBA pour déterminer le meilleur moyen de générer un profit global sur les deux centrales.

Le mode de fonctionnement choisi consiste à classer les prix du marché pour adapter la production aux meilleurs d'entre eux. Lorsque l'on lance la simulation, les périodes de production sont définies pour toute l'année à venir. Les prévisions des prix et des débits servent à définir la stratégie, les bénéfices sont calculés à partir des prix réels.

Les résultats permettent de comparer les stratégies entre elles mais aussi avec les gains réels perçus par les exploitants en 2018. Ce mode de fonctionnement permettrait de générer environ **17'000 CHF** de plus qu'avec le système de rétribution actuel. Etant dépendant des prix, ce montant varie d'une année à l'autre.

Cette méthode est applicable pour des centrales similaires.



Comparaisons des gains cumulés de Bachtoly et de Chriz pour les différentes stratégies, sans bassin et avec le système de rétribution actuel.

Travail de diplôme
| édition 2019 |

Filière
*Energie et techniques
environnementales*

Domaine d'application
Energie renouvelables

Professeur responsable
*Hubert Abgottspon
hubert.abgottspon@hevs.ch*

Partenaire
Eischoll Energie AG

Table des matières

Nomenclature.....	3
Introduction.....	5
Etapes du projet	9
Analyse des courbes des prix	11
Modèle	13
Schéma bloc	13
Traitement des données	13
Dimensionnement du bassin.....	13
Modèle physique du bassin.....	15
Stratégies.....	16
Stratégie 1 : estimation du gain maximal atteignable.....	16
Stratégie 2 : Production quand le prix est supérieur au prix de référence	17
Stratégie 3 : Production aux meilleurs prix journaliers	18
Stratégie 4 : Production aux meilleurs prix journaliers avec prévision	19
Stratégie 5 : Optimisation économique	20
Stratégie 6 : Optimisation avec prévision	20
Cas d'étude : Bachtoly	21
Centrale de Bachtoly	21
Calculs des débits de Bachtoly	21
Calcul des bénéfices	24
Calcul de la production totale	24
Comparaison des stratégies pour Bachtoly.....	24
Influence de la taille du bassin et de la puissance	26
Conclusion	27
Cas d'étude : Bachtoly et Chriz.....	29
Centrale de Chriz	29

Calcul du débit de Chriz.....	30
Comparaison des stratégies pour Chriz.....	32
Influence de la taille du bassin et de la puissance de Bachtoly sur Chriz	33
Conclusion	37
Calculs avec les données 2016-2017	39
Suite du projet.....	41
Conclusion	43
Remerciements	45
Bibliographie	47
Annexes	49

Nomenclature

Valeurs utilisées dans les calculs hydrauliques :

$E = \text{Energie [MWh]}$

$P_{max} = \text{Puissance maximale de production [kW]}$

$V_a = \text{Volume d'apport d'eau dans le bassin [m}^3\text{]}$

$V_r = \text{Volume résiduel d'eau dans le bassin le jour précédent [m}^3\text{]}$

$V_{tu} = \text{Volume d'eau turbiné [m}^3\text{]}$

$V_{t-1} = \text{Volume d'eau dans le bassin l'heure précédente [m}^3\text{]}$

$V(t) = \text{Evolution du volume d'eau dans le bassin dans le temps [m}^3\text{]}$

$Q_a = \text{Débit d'apport à la source de Bachtoly } \left[\frac{l}{s} \right]$

$Q_{tu} = \text{Débit turbiné } \left[\frac{l}{s} \right]$

$Q_{max} = \text{Débit maximal de la centrale de Bachtoly } \left[\frac{l}{s} \right]$

$Q_c = \text{Débit de la centrale de Chriz } \left[\frac{l}{s} \right]$

$Q_B = \text{Débit de la centrale de Bachtoly } \left[\frac{l}{s} \right]$

$Q_s = \text{Débit provenant des autres sources que Bachtoly } \left[\frac{l}{s} \right]$

$Q_{c1} = \text{Nouveau débit calculé de la centrale de Chriz } \left[\frac{l}{s} \right]$

$Q_{B1} = \text{Nouveau débit calculé de la centrale de Bachtoly } \left[\frac{l}{s} \right]$

$\eta_g = \text{rendement global } [-]$

$\eta_{tu} = \text{rendement de la turbine } [-]$

$\eta_{ge} = \text{rendement du générateur } [-]$

$\eta_{tr} = \text{rendement du transformateur } [-]$

Interpolation linéaire :

Q_i = Débit correspondant recherché $\left[\frac{l}{s}\right]$

Q_0 = Débit inférieur dans le tableau correspondant à P_0 $\left[\frac{l}{s}\right]$

Q_1 = Débit supérieur dans le tableau correspondant à P_1 $\left[\frac{l}{s}\right]$

P_i = Puissance de référence [kW]

P_1 = Puissance supérieure dans le tableau [kW]

P_0 = Puissance inférieure dans le tableau [kW]

Calcul financier :

p = Prix du marché $\left[\frac{CHF}{MWh}\right]$

p_{ref} = Prix du marché de référence $\left[\frac{CHF}{MWh}\right]$

pr = Prime d'injection $\left[\frac{CHF}{MWh}\right]$

rpc = Taux de rétribution dépendant de la technologie $\left[\frac{CHF}{MWh}\right]$

G_d = Gain perçu avec la commercialisation directe [CHF]

G_p = Gain perçu avec la prime d'injection [CHF]

G_i = Gain horaire [CHF]

E_i = Production horaire [MWh]

E_{total} = Production annuelle [MWh]

p_i = Prix horaire $\left[\frac{CHF}{MWh}\right]$

pr_i = Prime d'injection horaire $\left[\frac{CHF}{MWh}\right]$

I = Indemnité de gestion : 2.8 $\left[\frac{CHF}{MWh}\right]$

G_{total} = Gain annuel [CHF]

G_s = Gain obtenu par simulation [CHF]

G_{RPC} = Gain obtenu avec l'ancien système de rétribution RPC [CHF]

Introduction

Motivation

A partir du 01.01.2020, les installations hydrauliques d'une puissance supérieure à 500 kW qui touchent la rétribution à prix coûtant du courant injecté (RPC) selon l'ancien système auront l'obligation de participer au nouveau système de rétribution de l'injection (SRI). Actuellement, les exploitants touchent un montant fixe pour chaque kWh produit dans l'année

Avec le SRI, l'exploitant touche une prime d'injection ainsi qu'une indemnité de gestion dépendant de la technologie. De plus, l'énergie produite est vendue au prix du marché, c'est le principe de la commercialisation directe. L'objectif est de motiver les producteurs à injecter lorsque la demande en électricité est forte.

La prime d'injection est définie comme la différence entre le taux de rétribution et le prix du marché de référence. Il y a donc une prime correspondante à chaque trimestre.

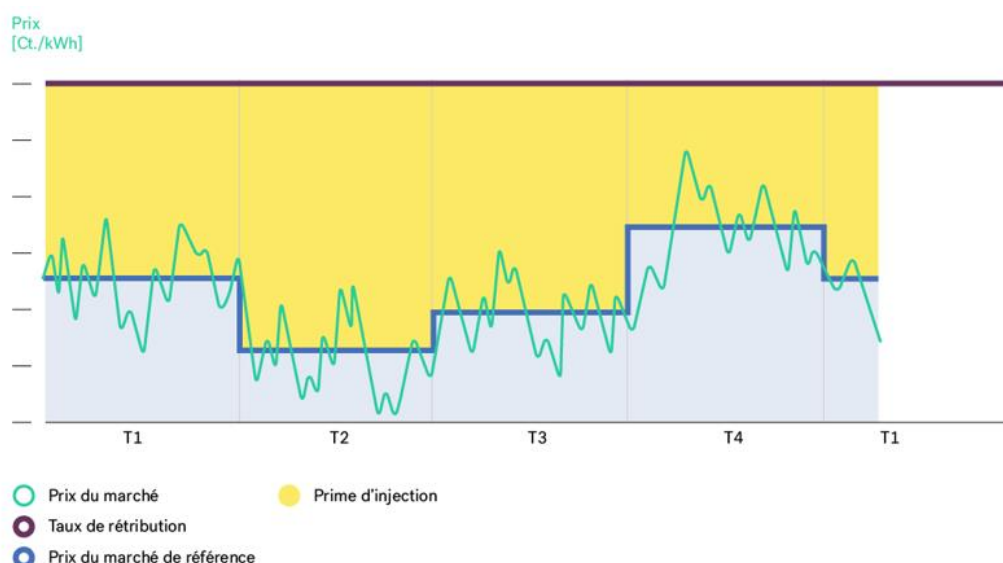
$$pr = rpc - p_{ref}$$

Le prix du marché de référence correspond à la moyenne du prix du marché par trimestre calculée par l'Office fédérale de l'énergie.

Le prix du marché est le prix à la bourse pour le lendemain en Suisse.

Le taux de rétribution est le tarif par kWh de la technologie.

L'indemnité de gestion est un montant fixe par kWh produit.

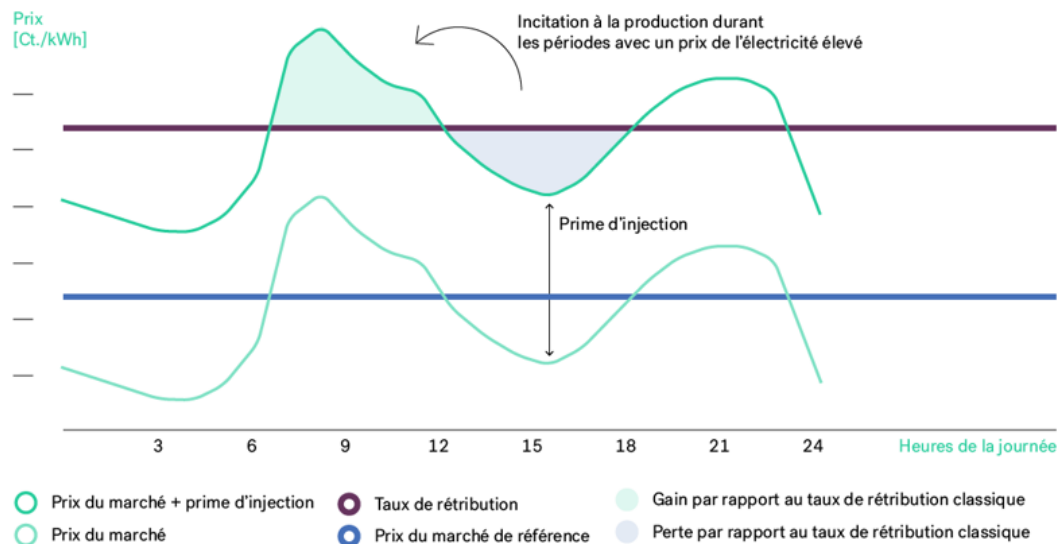


Graphique 1 Principe de la SRI

Source : [1]

Le **Graphique 2** illustre les deux cas dus à la variation du prix du marché :

1. Le prix du marché est plus grand que le prix de référence.
2. Le prix du marché est plus petit que le prix de référence.



Source: Présentation de l'OFEN sur la commercialisation directe, le 3 mars 2014

Graphique 2 Principe de la commercialisation directe

Source : [1]

Comme le montre le **Graphique 2**, il est favorable d'injecter lorsque le prix du marché est plus élevé que le prix du marché de référence. De cette manière, le producteur touche un gain supplémentaire par rapport au taux de rétribution classique.

La commune d'Eischoll a un contrat avec EnAlpin AG, elle touche un montant fixe proportionnel au taux de rétribution. Les bénéfices éventuels dus à une amélioration du moyen de production seront partagés en deux entre la commune d'Eischoll et EnAlpin AG.

But

Le but de ce travail de diplôme est d'étudier le potentiel économique de l'ajout d'un réservoir de stockage afin de pouvoir produire lorsque les prix du marché sont intéressants et comparer ainsi le bénéfice possible avec le montant actuel. Sans réservoir, il est impossible de choisir les périodes de turbinage.

Il est aussi souhaité de faire varier la taille du bassin d'accumulation et d'étudier son influence sur les résultats.

Ensuite l'idée est de créer un mode de fonctionnement du lac de stockage qui permet la gestion de la production. Différentes simulations avec différentes stratégies seront effectuées afin de choisir la meilleure d'entre elles.

De plus, si un mode pratique est réalisé, il serait possible de l'implémenter sur l'installation de Bachtoly.

La commune d'Eischoll souhaite également connaître l'influence du stockage sur la production de la centrale de Chriz qui utilise l'eau turbinée par Bachtoly.

Contraintes

Les débits d'apports ne sont pas constants sur toute une année. Par exemple, durant le printemps la fonte des neiges apporte beaucoup d'eau. Cela implique de devoir vider le bassin lorsqu'il est plein sans prendre en compte le prix.

Le volume du réservoir est limité par la topologie de l'endroit. Il existe un seul emplacement où le terrain est moins pentu qui permet de faire une estimation du volume du bassin. La qualité du terrain, quant à savoir s'il est adéquat pour résister aux contraintes engendrées par l'eau, n'est pas étudiée. De plus, un aménagement trop grand pourrait coûter trop cher à construire par rapport aux bénéfices escomptés.

Dispositions légales

La loi fédérale sur les ouvrages d'accumulation s'applique aux bassins ayant une hauteur de retenue minimale de 5 m et un volume supérieur à 50'000 m³.

Toutefois, l'autorité fédérale de surveillance peut, en cas de risque potentiel particulier, assujettir des ouvrages plus modestes à cette loi. [2]

Le canton du Valais sépare les bassins d'accumulation en deux catégories, les grands et les petits. Pour une hauteur de 5 m, un petit ouvrage d'accumulation peut contenir jusqu'à 500'000 m³ d'eau. Les petits ouvrages restent soumis à la surveillance du canton. [3]

Etapes du projet

Les différentes étapes de ce projet sont énumérées dans ce chapitre.

Documentation sur le nouveau système de rétribution

Se documenter et bien comprendre le principe du nouveau système de rétribution avec la commercialisation directe.

Prise en main du VBA Excel

Les exploitants de la centrale souhaitent que le logiciel utilisé soit Excel. Il est donc nécessaire de consacrer du temps à la prise en main de ce langage de programmation. Il va permettre d'effectuer les calculs nécessaires au dimensionnement du bassin en partant des données reçues. Ensuite, il sera possible de faire une simulation des gains reçus en cas de stockage, puis de les comparer avec les gains reçus avec la RPC.

Séance Eischoll

Une séance avec les exploitants permet de bien comprendre les besoins de ces derniers ainsi que les installations existantes. Une fois les objectifs fixés, il faut connaître les caractéristiques des centrales et repérer les lieux pour étudier l'emplacement possible de l'ouvrage d'accumulation.

Programmation et calculs

La programmation sert à calculer toutes les grandeurs indispensables à l'étude du bénéfice potentiel qui pourrait être fait grâce au stockage. Il faut également définir des stratégies de simulation, à savoir le choix des périodes où l'on veut turbiner. Il est intéressant d'effectuer une première estimation en conditions optimales afin de savoir quel serait le bénéfice maximal possible. Cela influence les choix qui viendront par la suite, comme le dimensionnement du bassin.

Ensuite, un calcul plus précis doit être fait pour définir le gain qu'il est possible d'obtenir dans des conditions plus réalistes. Dans cette partie, le mode de fonctionnement du lac de stockage est défini.

Analyse des résultats

Le résultat est analysé et utilisé pour l'étape suivante. En fonction du résultat, une optimisation peut être réalisée ou, dans le cas où le bénéfice n'est pas significatif, une vérification de la rentabilité d'un aménagement de stockage est à considérer.

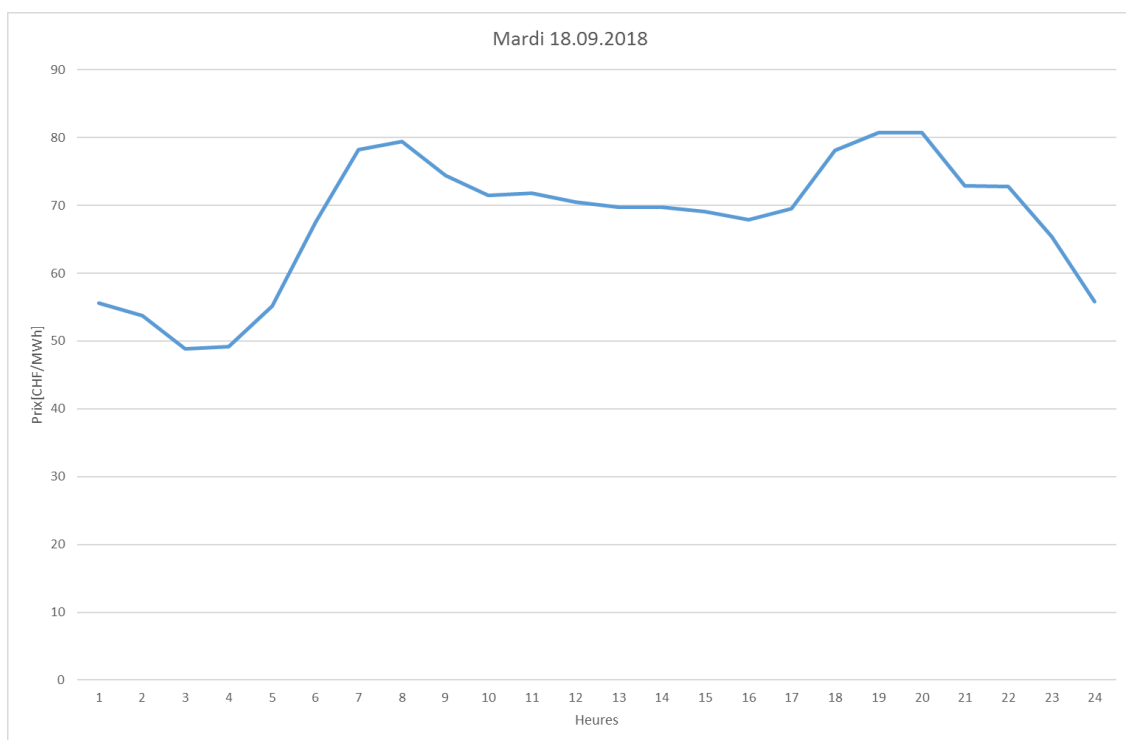
Analyse de l'influence du stockage sur la centrale de Chriz

Pour terminer, l'analyse de l'influence du stockage sur la centrale de Chriz débute. Dans cette partie, le meilleur compromis pour les deux centrales est recherché.

Analyse des courbes des prix

Afin de comprendre comment les prix du marché évoluent, il est nécessaire d'analyser leurs variations journalières, hebdomadaires et annuelles.

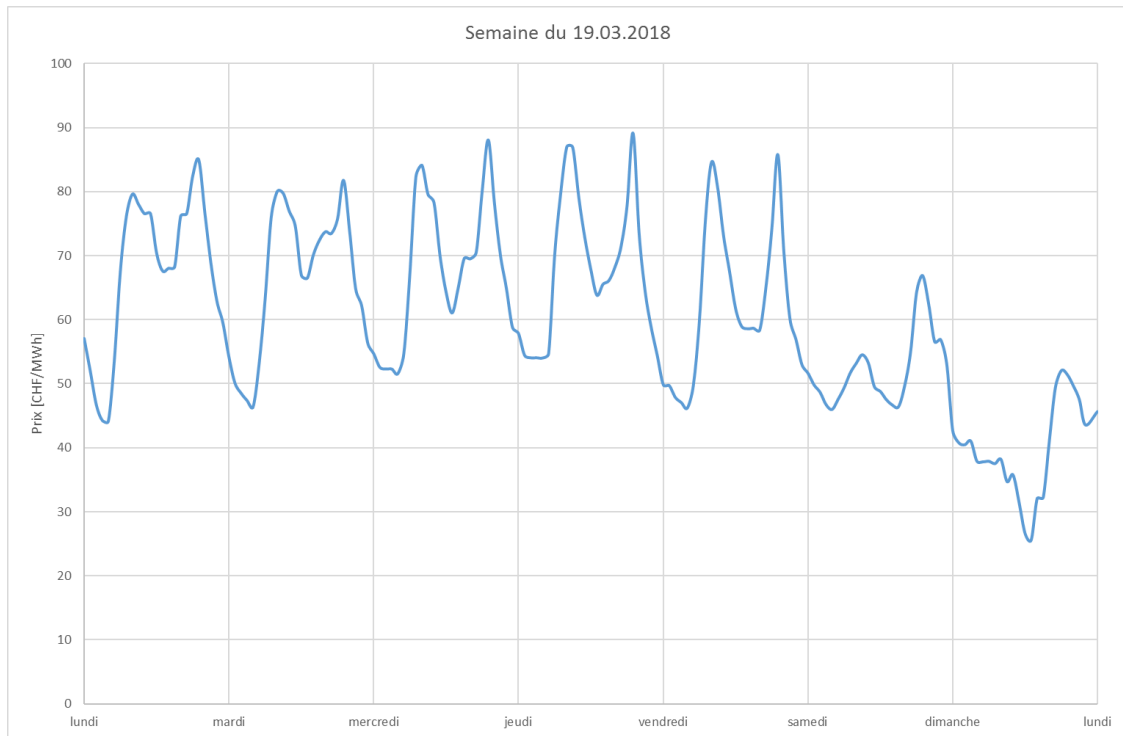
En analysant les tendances des courbes de prix journalières, différentes stratégies peuvent être imaginées. Cela permet de définir les horaires idéals pour le turbinage. Le prix est plus élevé la journée que la nuit et de manière générale, il y a un pique le matin et un le soir, lorsque la demande est la plus élevée. Le **Graphique 3** représente l'évolution du prix durant une journée de semaine typique.



Graphique 3 évolution du prix durant une journée

Source : [4]

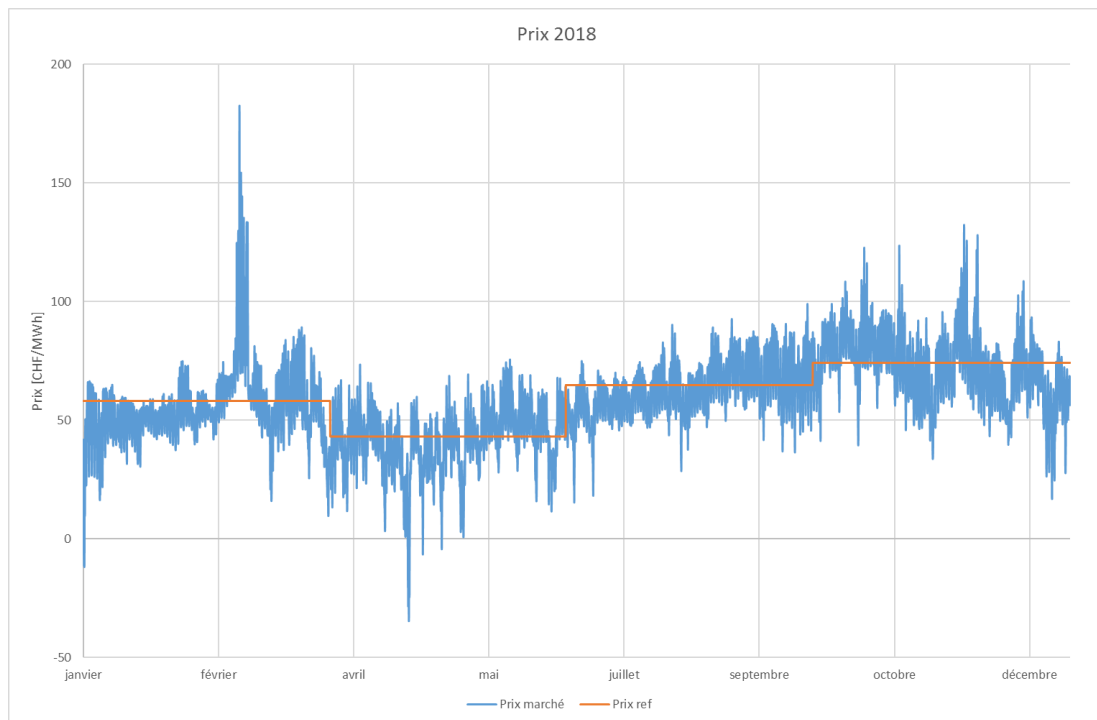
Les jours de la semaine, les prix varient en principe de manière similaire. Le week-end, ces derniers sont en général plus bas, du fait de la demande moins grande. Le **Graphique 4** représente l'évolution du prix durant une semaine typique.



Graphique 4 évolution des prix durant une semaine

Source : [4]

Durant l'année, les prix évoluent également. En moyenne, les prix les plus élevés sont atteints en fin d'année, comme le montre le **Graphique 5**. Les piques observés dépendent de phénomènes imprévisibles.



Graphique 5 évolution du prix durant une année

Source : [4]

Modèle

Il a été décidé d'effectuer des simulations sur une année complète avec les données de production et de prix de 2018. Il est possible de simuler différentes stratégies en gardant le même modèle. Les valeurs de production et du bénéfice seront comparées dans les résultats.

Schéma bloc

Les datas sont fournies telles qu'elles, il n'y a aucun calcul à faire. En partant de ces données on peut se diriger vers les étapes suivantes jusqu'aux résultats souhaités.

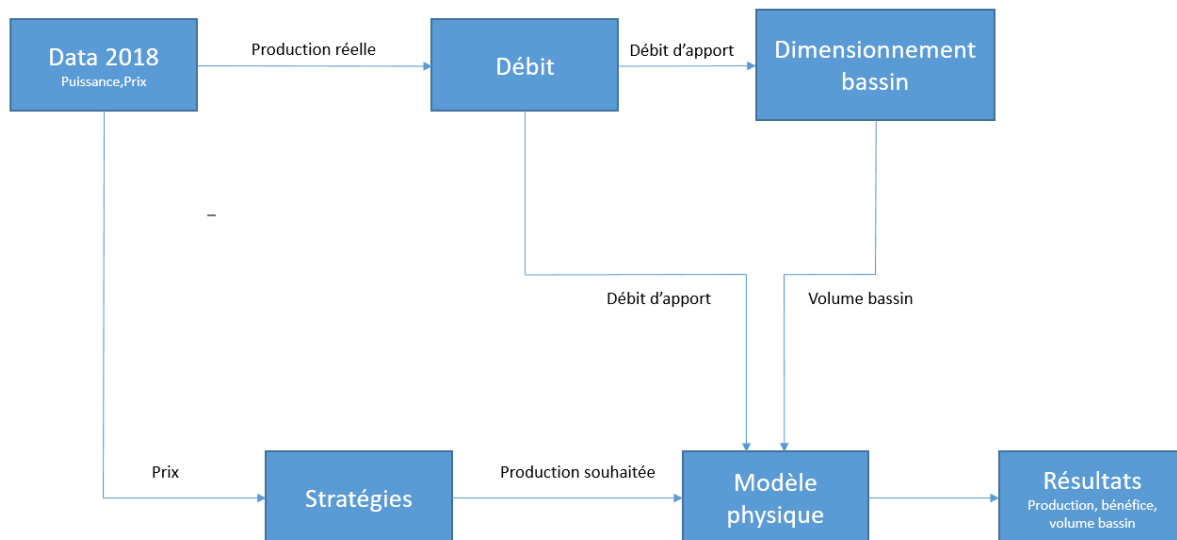


Figure 1 schéma bloc pour l'estimation du potentiel économique du lac de stockage

Traitement des données

La première chose à faire afin de travailler avec les données consiste à les rassembler. Les prix du marché horaire ont été obtenus sur le marché Swissix. [4] Les valeurs de production quant à elles sont au quart d'heure. Afin de les faire correspondre, il faut faire des moyennes de la production par heure. Les prix du marché de référence sont fournis par l'Office fédérale de l'énergie. [5]

Sur le site de la Confédération, il est possible d'accéder à un fichier comprenant la production des deux centrales ainsi que leurs gains respectifs afin de déterminer leurs taux de rétributions. Les valeurs de 2018 seront utilisées pour ce projet. Il est alors possible de calculer le montant de la prime d'injection par trimestre. [5]

Les données principales sont rassemblées pour effectuer les premiers calculs.

Dimensionnement du bassin

En allant sur place, la topographie du terrain à proximité de la source de la centrale de Bachtoly est observée. La place approximative disponible pour l'ouvrage d'accumulation peut être estimée.

Elle permet de calculer le volume potentiel de stockage :

$$V = \frac{(b + B)}{2} * h * P = \frac{40 + 20}{2} * 30 * 3 = 2700 m^3$$

Avec :

V : le volume [m^3]

b : la petite base [m]

B : la grande base [m]

h : la hauteur [m]

P : la profondeur [m]

Cette valeur correspond donc au volume maximal.

Le second point à contrôler concerne le volume turbiné à puissance maximale. Lorsque la centrale de Bachtolz fonctionne à pleine puissance pendant 1 heure, elle turbine un volume d'eau d'environ 650 m^3 . Cela correspond au volume minimal envisageable.

$$V_{tu} = Q_{\max} * 3.6 = 180.3 * 3.6 = 649 m^3$$

L'influence de la taille du bassin sur la production sera analysée dans les résultats.

Il est cependant avantageux de le faire plus grand pour avoir une plus grande marge de stockage.

Il faut donc prendre une valeur entre 650 et 2700 m^3 .

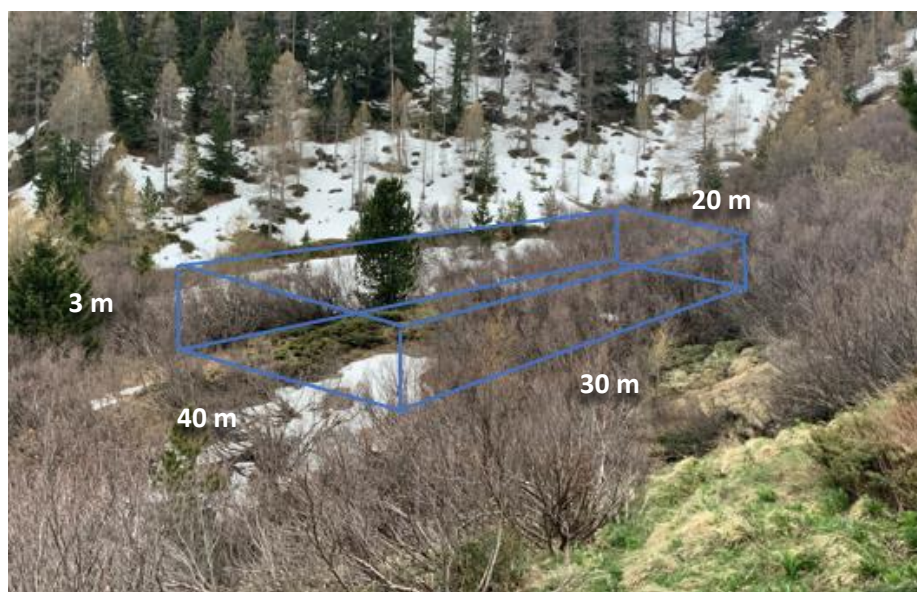


Figure 2 Approximation du volume du réservoir

Modèle physique du bassin

L'objectif du bloc du modèle physique est de créer une fonction qui caractérise les grandeurs physiques telles que l'évolution du volume du bassin, la production réelle et le débit réel turbiné. Elle est de ce fait utilisable pour chaque stratégie que l'on souhaite simuler. C'est ici que les limites de taille du bassin sont fixées. Ce bloc reçoit en entrée les valeurs de production horaire souhaitées, les débits d'apports, la taille du bassin et son niveau de remplissage. Si le niveau d'eau dans le bassin n'est pas suffisant pour suivre la consigne de production souhaitée par la stratégie, le programme laisse l'eau s'accumuler jusqu'à la prochaine consigne. Il permet de sortir des valeurs de production réalisables en tenant compte de l'eau disponible dans le réservoir.

Le calcul de l'évolution du volume d'eau dans le bassin s'effectue de la manière suivante :

$$V(t) = V_a + V_{t-1} - V_{tu}$$

Cette formule est appliquée pour chaque heure de l'année.

Le volume d'apport est calculé avec les débits d'apports de la manière suivante :

$$V_a = Q_a * 3.6$$

Le débit correspondant à la puissance développée est calculé par l'interpolation linéaire décrite dans le chapitre « Calcul des débits de Bachtoly ». Le volume d'eau turbiné pendant une heure se calcule comme suit :

$$V_{tu} = Q_{tu} * 3.6$$

Lorsque le volume d'eau dans le réservoir atteint son maximum, le surplus est directement turbiné. Cela permet de ne pas perdre de l'eau. Lorsqu'il atteint son minimum, on stoppe la production puis on le laisse accumuler de l'eau.

Stratégies

Dans cette partie, différentes stratégies permettent de définir quelles sont les périodes de production souhaitées. Les sorties fournies par ces fonctions sont des valeurs de production horaire. Les stratégies abordées sont les suivantes :

1. Estimation du gain maximal atteignable
2. Production quand le prix est supérieur au prix de référence
3. Production aux meilleurs prix journaliers
4. Production aux meilleurs prix journalier avec prévision des prix
5. Optimisation économique
6. Optimisation économique avec prévision des prix

Stratégie 1 : estimation du gain maximal atteignable

Dans le but de comparer des résultats, les valeurs des bénéfices touchés en 2018 selon l'ancien système ainsi que celui qui aurait été touché avec le nouveau système de rétribution sont calculées. Le montant avec la RPC est fourni sur le site de la Confédération. [5] Concernant le gain sans stratégie, les valeurs de production reçues par Eischoll ont été utilisées telles quelles.

Une première stratégie est définie afin de faire une estimation. Elle consiste à faire un classement décroissant des prix de la bourse sur toute l'année. Ensuite le calcul du nombre d'heures de fonctionnement à puissance maximale pour produire la même quantité d'énergie qu'en 2018 est fait. Le résultat suivant est obtenu :

$$\#H = \frac{E}{P_{max}} = \frac{2191}{887.63} = 2469 \text{ h}$$

Les 2469 meilleurs prix seront donc utilisés pour l'estimation du bénéfice. L'hypothèse est faite pour ce premier calcul que l'on peut turbiner à puissance maximale quand on le souhaite, sans prendre en compte le niveau du bassin d'accumulation.

Les résultats se trouvent dans le **Tableau 1**. Le revenu total est séparé en deux parties, les gains perçus à l'aide de la prime d'injection et ceux perçus par la commercialisation directe.

$$G_d = p * E$$

$$G_p = pr * E$$

A cela s'ajoute l'indemnité de gestion qui ne varie pas avec les stratégies. Le montant est fixé dans l'Ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables. [6] Il s'élève à 0,28 ct/kWh. Pour l'année 2018, le calcul est le suivant :

$$I = 2.8 \left[\frac{\text{CHF}}{\text{MWh}} \right] * E = 2.8 * 2191 = 6135 \text{ CHF}$$

Le gain total se calcule ensuite de la manière suivante :

$$G_t = G_d + G_p + I$$

2018	Comm. Directe	Prime	Total
Ancien système [RPC]			CHF 477 682
Sans stratégie	CHF 118 407	CHF 355 934	CHF 480 476
Stratégie 1 (Classement prix)	CHF 177 873	CHF 325 797	CHF 509 806

Tableau 1 résultats des premières estimations

Avec la stratégie 1, le montant touché grâce à la prime d'injection est plus petit car la majorité des prix du marché les plus élevés sont en fin d'année, c'est durant ce trimestre que la valeur de la prime est la plus petite. Elle est compensée par l'augmentation du gain fait grâce à la commercialisation directe due à la sélection des meilleurs prix du marché.

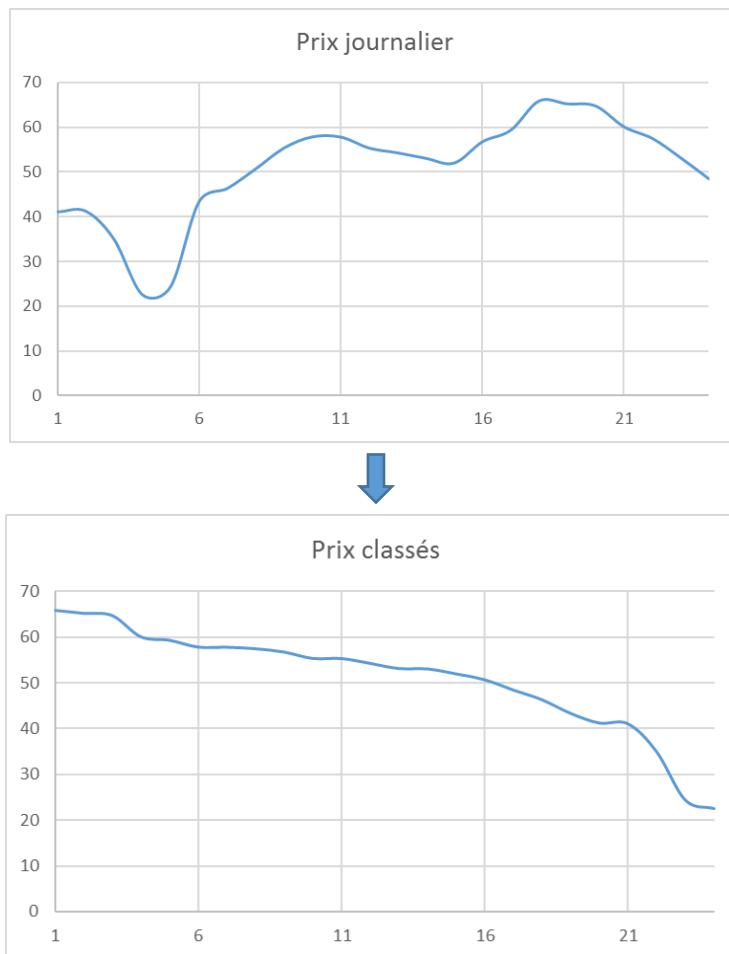
Cela permet de se faire une idée du bénéfice qu'il est possible de toucher. Il est d'environ **30'000 CHF** au maximum. En réalité, il sera plus réduit dû à la contrainte du volume du bassin non prise en compte ici. Cependant, la modification des débits turbinés peut entraîner une augmentation de la production et donc du bénéfice également. En effet, cette dernière peut être augmentée si l'on turbine uniquement à un débit correspondant à un meilleur rendement de la turbine Pelton. Le rendement sera pris en compte plus tard dans la simulation.

Stratégie 2 : Production quand le prix est supérieur au prix de référence

La deuxième stratégie simulée consiste à produire de l'énergie dès que le prix du marché est supérieur au prix du marché de référence. Elle permet en théorie de gagner plus d'argent qu'avec l'ancien taux de rétribution standard. Cette stratégie ne sélectionne pas les prix, mais la consigne de production est donnée dès que le prix du marché est supérieur au prix moyen. Une fonction est donc créée avec comme sorties des valeurs de production horaire à puissance souhaitée et les débits turbinés correspondant. Le débit correspondant à la puissance est calculé selon l'interpolation linéaire décrite plus loin dans le rapport. Elles seront utilisées comme entrée pour le bloc suivant « modèle physique ».

Stratégie 3 : Production aux meilleurs prix journaliers

Cette stratégie consiste à effectuer un classement des prix chaque 24 heures puis de produire aux meilleurs d'entre eux.



La difficulté est de trouver une solution qui s'adapte tout au long de l'année. En effet, en été, lorsqu'il y a beaucoup d'eau, l'installation doit fonctionner toute la journée pour minimiser les pertes d'eau. A contrario, en hiver, il serait possible de se contenter de turbiner par exemple au 5 meilleurs prix journaliers.

Une bonne solution consiste à calculer par jour la somme des débits d'apports pour savoir combien d'heures il est possible de turbiner. On ajoute à cela le volume résiduel dans le bassin, c'est-à-dire le volume d'eau dans le bassin à minuit.

Calcul du nombre d'heures de production par jour :

$$\#H = \frac{V_a + V_r}{V_{tu}} = \frac{Q_a * 3.6 + V_r}{Q_{tu} * 3.6}$$

Le volume d'apport journalier se calcule comme suit :

$$V_a = \sum_{i=1}^{24} Q_{a i} * 3.6$$

Le programme fait ensuite correspondre le nombre d'heures de turbinage avec les heures auxquelles les meilleurs prix sont relevés. Cela permet d'adapter la production sur tous les jours de l'année.

Ainsi, une production journalière et un bénéfice journalier sont obtenus et additionnés sur toute l'année pour avoir le résultat annuel.

Stratégie 4 : Production aux meilleurs prix journaliers avec prévision

Dans les simulations précédentes, uniquement les données de 2018 ont été utilisées. Ce n'est donc pas une prévision mais un calcul plus réaliste. En réalité, si l'on souhaite connaître les horaires de production pour l'année à venir, il est obligatoire de faire une prévision des prix. Le schéma bloc est donc un peu modifié. Cette fois, les données des prix et des débits de 2017 sont prises en référence pour définir la stratégie car ils sont connus. En revanche, les données de 2018 sont toujours fournies pour le modèle physique. Cela permet par exemple de définir la stratégie en début d'année. Les prix réels de 2018 permettent ensuite de calculer le bénéfice final. Le calcul avec la prévision est couplé à la stratégie de classement des prix journalier.

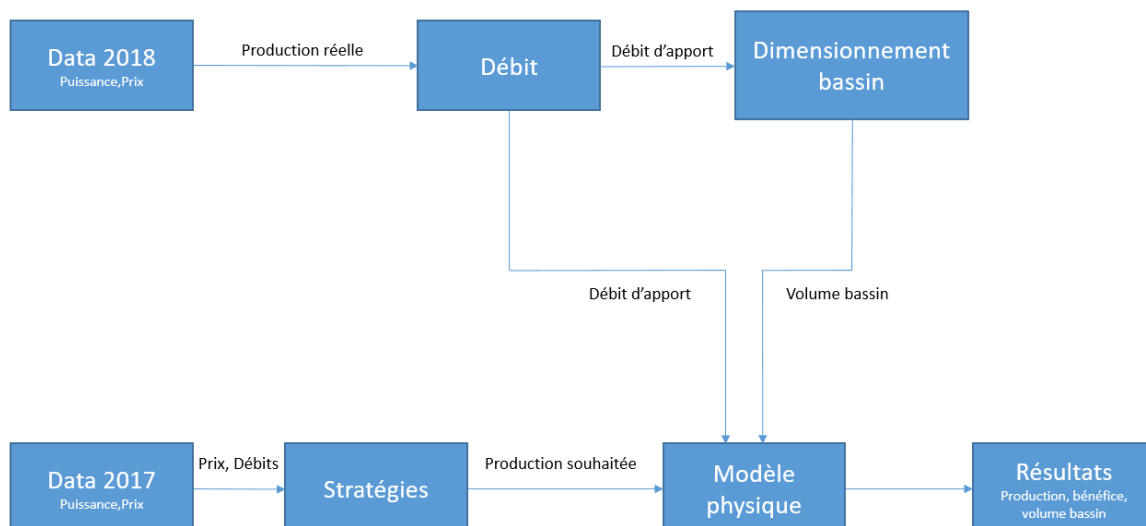


Figure 3 schéma bloc pour l'estimation du potentiel économique de stockage avec la prévision

Stratégie 5 : Optimisation économique

A l'aide d'un solveur Excel, il est possible d'optimiser la valeur du bénéfice cumulé des deux centrales en fonction de la production de Bachtoly et celle de Chriz. Le solveur utilise l'algorithme du simplexe qui teste toutes les combinaisons possibles puis garde la plus efficace. Ce dernier est utilisable uniquement pour résoudre des problèmes linéaires. Pour qu'il fonctionne, les contraintes qu'il ne peut pas dépasser doivent lui être transmises. Il faut donc contraindre par les puissances maximales et minimales des deux centrales mais également par les volumes maximums et minimums du réservoir.

Le solveur adapte chaque jour la production de Bachtoly pour maximiser le gain, il fait le calcul pour tous les jours de l'année.

Stratégie 6 : Optimisation avec prévision

Dans ce scénario de simulation, le même principe de prévision que cité précédemment est employé. Toutes les données utilisées par le solveur pour définir la meilleure stratégie sont celles de 2017. Le solveur reçoit donc les valeurs de la prédiction des prix et de la prédiction des débits. A nouveau, les données de débit de 2018 sont utilisées pour le modèle physique et les prix 2018 pour calculer le bénéfice total.

Cas d'étude : Bachtoly

La première étude de cas consiste à optimiser le mode de fonctionnement uniquement pour la centrale de Bachtoly. Ce chapitre présente la situation et les caractéristiques de cette dernière et les différentes étapes effectuées pour obtenir un résultat.

Centrale de Bachtoly

La commune d'Eischoll est propriétaire de la centrale de Bachtoly, elle a été mise en service en 2010. Elle se situe dans le village d'Eischoll, la prise d'eau se trouve 656 mètres plus haut dans les alpages. Sa seule source provient du Gorbachbach. Il n'y a aucun stockage, la production se fait donc en continu sur toute l'année. La centrale est composée d'une turbine Pelton avec deux injecteurs. Le débit nominal est de 150 l/s et la puissance maximale est de 888 kW. En 2018, la centrale de Bachtoly a produit environ 2 GWh.

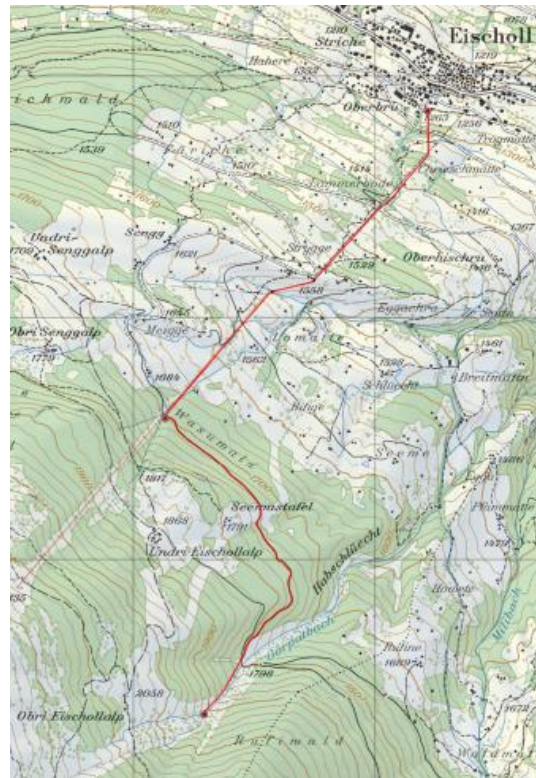


Figure 4 Plan situation installation Bachtoly

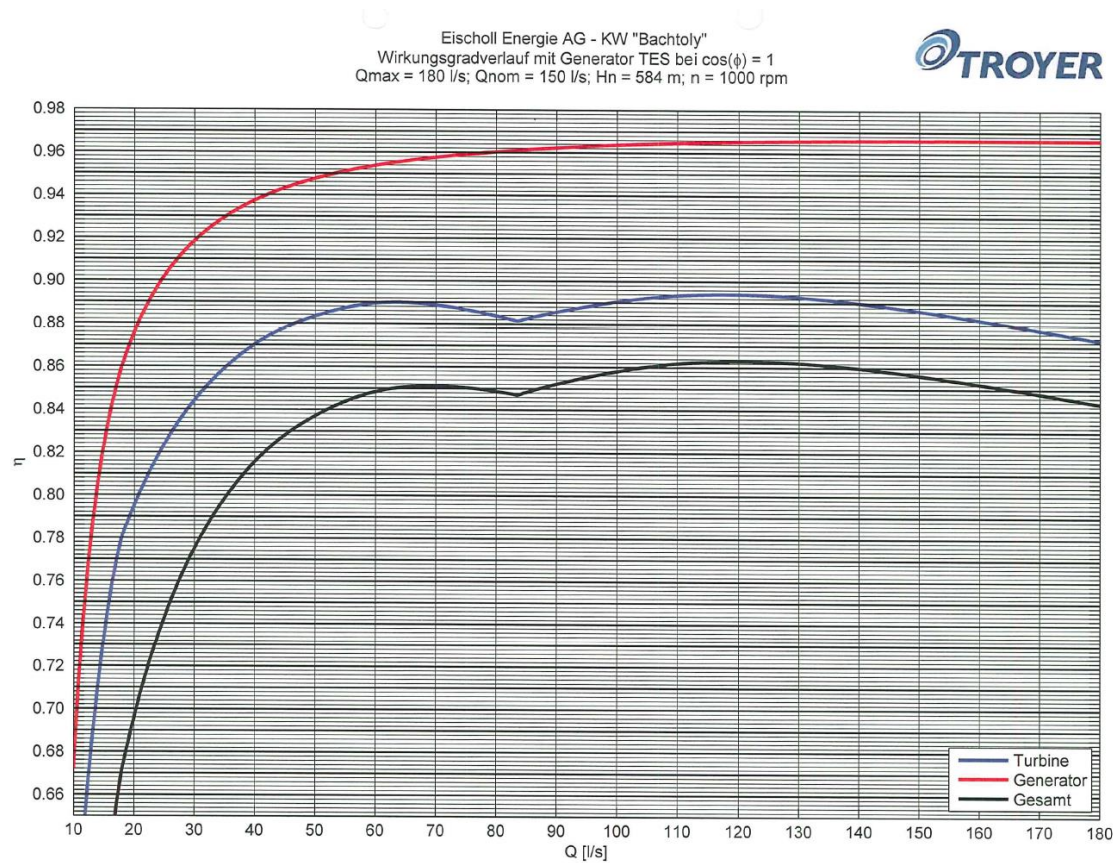
Source : [7]

Calculs des débits de Bachtoly

Ce calcul permet de connaître les débits d'apport à la prise d'eau. N'ayant pas de stockage, le débit turbiné correspond au débit d'apport à la source. Grâce à la courbe rendement-débit de la turbine reçue du constructeur (voir **Graphique 6**), l'idée est de calculer le débit à partir de la puissance. La capacité du bassin d'accumulation dépend de son apport d'eau.

En effet, si les débits sont trop élevés par rapport au volume disponible de stockage, aucune stratégie ne sera applicable. C'est la raison pour laquelle ces derniers sont calculés.

Le **Graphique 6** représente la caractéristique de la turbine Pelton et du générateur fournie par le constructeur.



Graphique 6 Rendements de la turbine et du générateur en fonction du débit

Source : [7]

L'écoulement maximal est de 180 l/s, il faut éviter de produire à un point de fonctionnement où le rendement est mauvais.

En entrant les valeurs de rendement en fonction du débit dans un tableau Excel (voir **Tableau 2**), il est possible de tracer la courbe de puissance en fonction du débit (voir **Graphique 7**). Le rendement pris en compte est la courbe noire sur le **Graphique 6**, c'est-à-dire le rendement global car la puissance reçue dans les données correspond à celle injectée sur le réseau.

La puissance est calculée avec la formule suivante :

$$P_{elec} = \varphi * Q * g * H_{nette} * \eta$$

Avec :

φ : la densité de l'eau : $1000 \left[\frac{kg}{m^3} \right]$

g : l'accélération terrestre : $9.81 \left[\frac{m}{s^2} \right]$

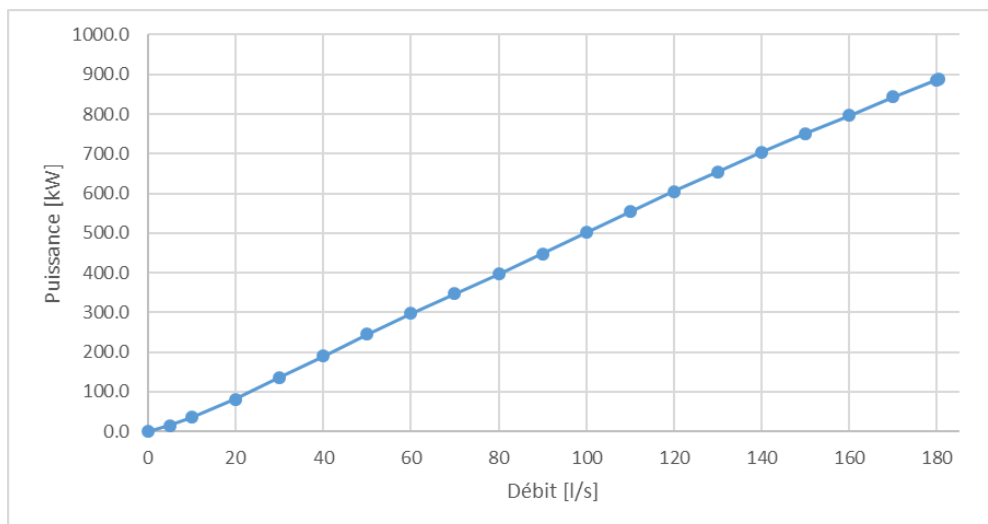
Q : le débit en $\left[\frac{m^3}{s} \right]$

H_{nette} : la chute nette : $596[m]$

η : le rendement global $[-]$

Q[l/s]	eta[-]	Puissance[kW]	Q[l/s]	eta[-]	Puissance[kW]
0	0	0.0	100	0.859	502.2
5	0.5	14.6	110	0.861	553.7
10	0.6	35.1	120	0.862	604.8
20	0.695	81.3	130	0.861	654.4
30	0.775	135.9	140	0.86	703.9
40	0.815	190.6	150	0.856	750.7
50	0.837	244.7	160	0.851	796.1
60	0.849	297.8	170	0.849	843.9
70	0.85	347.9	180	0.842	886.1
80	0.849	397.1	180.3	0.842	887.625
90	0.851	447.8			

Tableau 2 calcul de la puissance en fonction du débit Bachtoly



Graphique 7 puissance en fonction du débit Bachtoly

Nous procédons ensuite par interpolation linéaire de cette courbe pour définir les débits correspondant aux puissances fournies.

$$Q_i = Q_0 + \frac{(P_i - P_0) * (Q_1 - Q_0)}{P_1 - P_0}$$

Les débits d'apport sur toute l'année 2018 peuvent être connus par calculs à l'aide d'une fonction sur Excel.

Calcul des bénéfices

Chaque heure, un gain est calculé en fonction de la production, du prix et de la prime. Une fois que le programme a simulé toutes les heures de l'année, ces bénéfices horaires sont sommés sur l'année complète.

$$G_i = E_i * (Px_i + Pr_i + I)$$

$$G_{total} = \sum_{i=1}^{8760} G_i$$

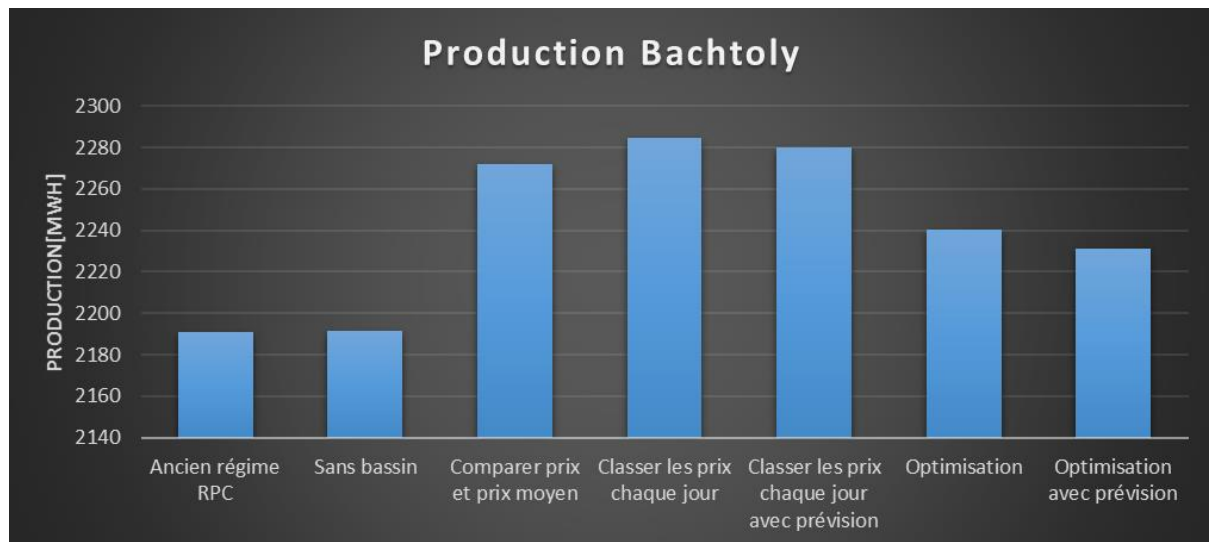
Calcul de la production totale

Les productions horaires sont additionnées afin de trouver l'énergie totale produite annuellement.

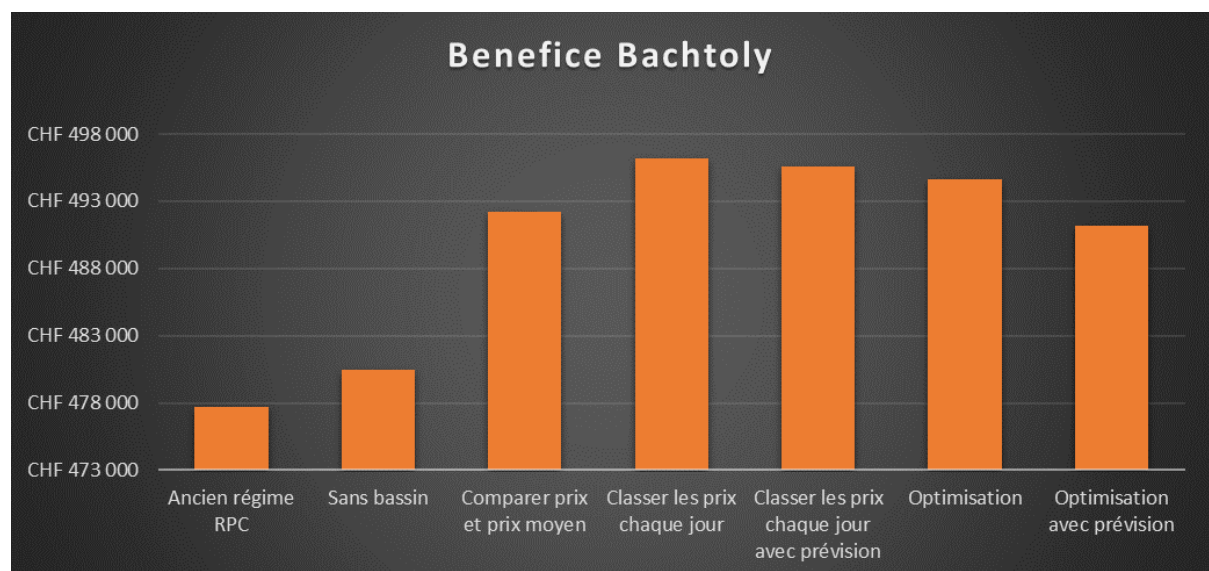
$$E_{total} = \sum_{i=1}^{8760} E_i$$

Comparaison des stratégies pour Bachtoly

Les premières simulations effectuées pour Bachtoly donnent comme résultats la production annuelle ainsi que le bénéfice annuel. Pour débiter, les différentes stratégies sont testées afin de comparer leurs efficacités. Dans ce cas, la valeur de puissance et le volume de bassin est identique pour toutes les stratégies. La puissance est fixée à 600 kW et le bassin à un volume de 2000 m³. Ces valeurs sont choisies de manière aléatoire tout en restant dans les plages possibles. La puissance est choisie de façon à se trouver à un point de fonctionnement intéressant, du fait de son rendement correspondant. Il est également possible de choisir un niveau de remplissage du réservoir au début de la simulation, il est de 0 % dans notre cas.



Graphique 8 Comparaison de la production en fonction des stratégies

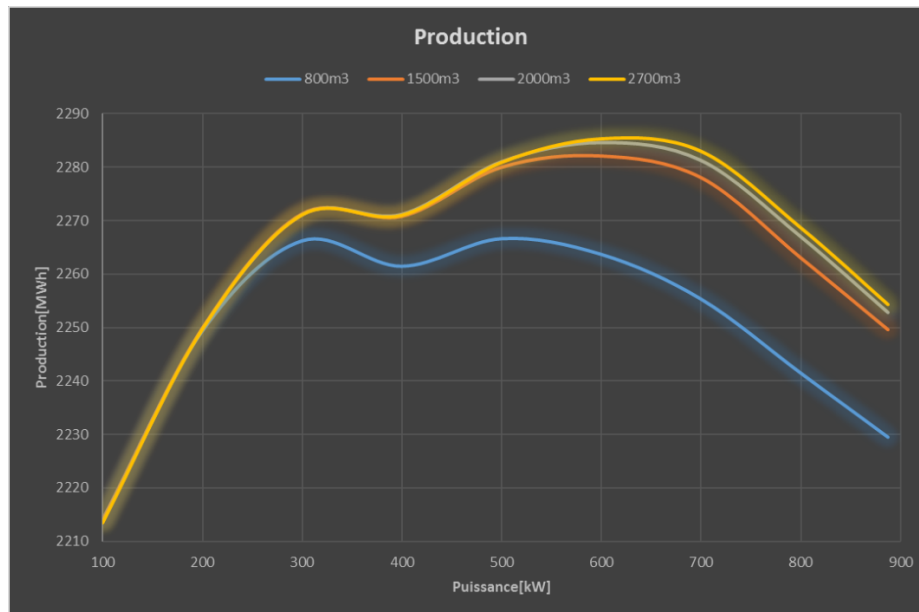


Graphique 9 Comparaison du bénéfice en fonction des stratégies

Comme on peut le voir sur les **Graphique 8** et **Graphique 9**, la stratégie la plus efficace au niveau de la production et du bénéfice est celle qui classe les prix chaque jour. Elle sera donc choisie comme mode de fonctionnement. La production est plus élevée par rapport à l'ancien régime car lorsque la turbine fonctionne à 600 kW, le rendement est le plus optimal. La différence entre la stratégie de « comparaison des prix » et celle qui « classe les prix chaque jour » s'explique par le fait que, par classement, les meilleurs prix sont sélectionnés. Concernant l'optimisation, elle n'est pas idéale pour Bachtoly car elle est faite pour optimiser le gain cumulé des deux centrales.

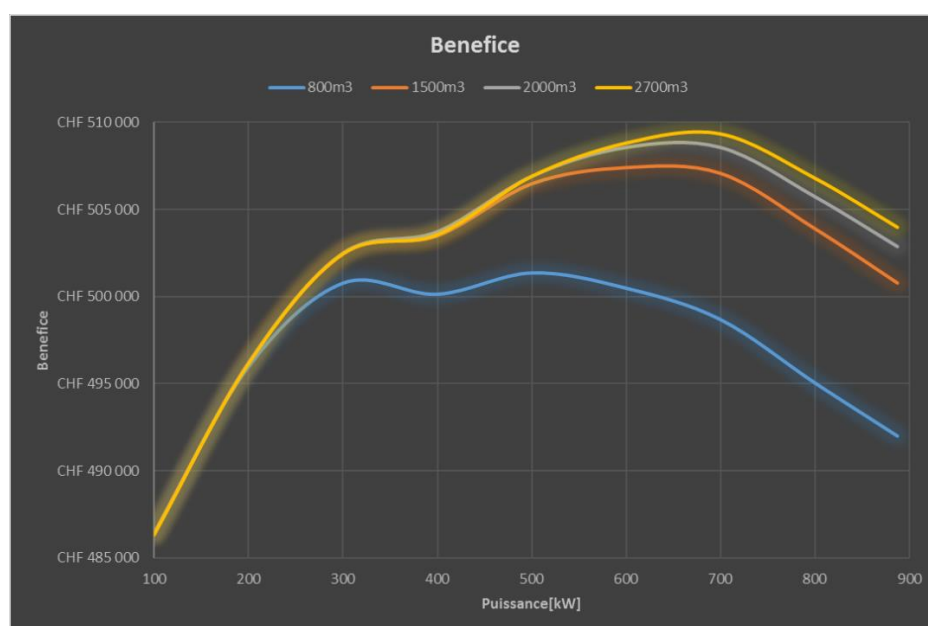
Influence de la taille du bassin et de la puissance

Une fois la stratégie la plus efficace sélectionnée, l'influence de la taille du bassin et de la puissance de fonctionnement peut être étudiée.



Graphique 10 Production annuelle en fonction de la puissance

Le **Graphique 10** permet de constater que plus le bassin est grand, plus la production annuelle est grande. Ce graphique permet également de démontrer à quelle puissance il faut turbiner en fonction de la taille du bassin pour optimiser la production. Si le réservoir n'est pas égal à 800 m^3 , la puissance choisie serait de 600 kW, ce qui correspond à un débit turbiné de 120 l/s. C'est à ce point de fonctionnement que le rendement est le plus élevé. (Voir **Graphique 6**)



Graphique 11 Bénéfice annuel en fonction de la puissance

Concernant le bénéfice, la même conclusion est faite pour la taille du bassin. Cependant, une puissance de 700 kW serait plus adéquate pour optimiser le bénéfice. Les variations restent minimales entre 600 kW et 700 kW.

Conclusion

Pour rappel, en 2018 la centrale de Bachtoly avait généré un gain de **477'682 CHF** avec l'ancien régime RPC et avait produit **2191 MWh**.

En faisant une simulation avec un bassin de 2700 m³ et une puissance de 700 kW pour maximiser le bénéfice, la centrale génère en théorie un gain de **509'335 CHF** et produit **2283 MWh**. La différence entre les deux est donc de :

$$G_s - G_{RPC} = 509'335 - 477'682 = 31'653 \text{ CHF}$$

Ce bénéfice correspond à un cas de prévision des prix idéal impossible à réaliser. Avec le modèle de prédiction simulé, la centrale génère en théorie un gain de **506'601 CHF** et produit **2280 MWh**. Cette fois le gain est de :

$$G_s - G_{RPC} = 506'601 - 477'682 = 28'919 \text{ CHF}$$

Cela représente un résultat intéressant pour la centrale de Bachtoly. Le modèle de prévision choisi fonctionne bien pour ce mode de fonctionnement.

Les détails des résultats se trouvent dans le **Tableau 3**. A chaque stratégie correspond une production et un bénéfice. Elles sont valables pour une puissance de Bachtoly de 700 kW avec un bassin de 2700 m³.

Bachtoly 2018		
Stratégie	Production [MWh]	Bénéfice
Ancien régime RPC	2191	CHF 477 682
Sans bassin	2191	CHF 480 485
Comparer prix et prix moyen	2273	CHF 501 910
Classer les prix chaque jour	2283	CHF 509 335
Classer les prix chaque jour avec prévision	2280	CHF 506 601
Optimisation	2240	CHF 494 650
Optimisation avec prévision	2231	CHF 491 220

Tableau 3 résultats détaillés pour Bachtoly

Cas d'étude : Bachtoly et Chriz

Dans ce cas d'étude, l'influence sur la centrale de Chriz située en aval est prise en compte. Ce chapitre présente la situation et les caractéristiques de cette dernière ainsi que les différentes étapes effectuées pour obtenir un résultat optimal.

Centrale de Chriz

Cette centrale qui a été mise en service en 2008 se situe en aval de Bachtoly. Plusieurs sources l'alimentent dont l'eau rejetée par Bachtoly. C'est pourquoi le stockage éventuel au niveau du Gorbatbach (source de Bachtoly) peut influencer la production de Chriz. Elle a produit environ 3,8 GWh en 2018. La centrale est équipée d'une turbine Pelton avec 3 injecteurs. Sa puissance maximale est de 560 kW et son débit maximal de 130 l/s. Sa hauteur de chute est de 520 m.

Les données de production au quart d'heure ont été fournies pour les deux centrales. [7] L'année 2017 est un parfait exemple d'une faible production, à l'inverse en 2018 beaucoup d'énergie a été produite.

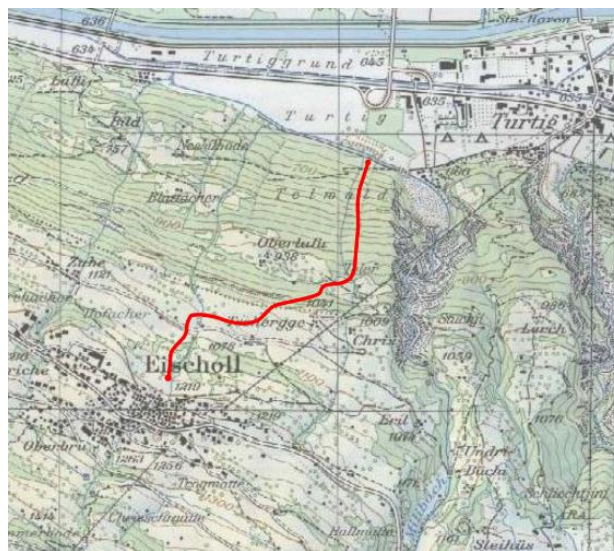


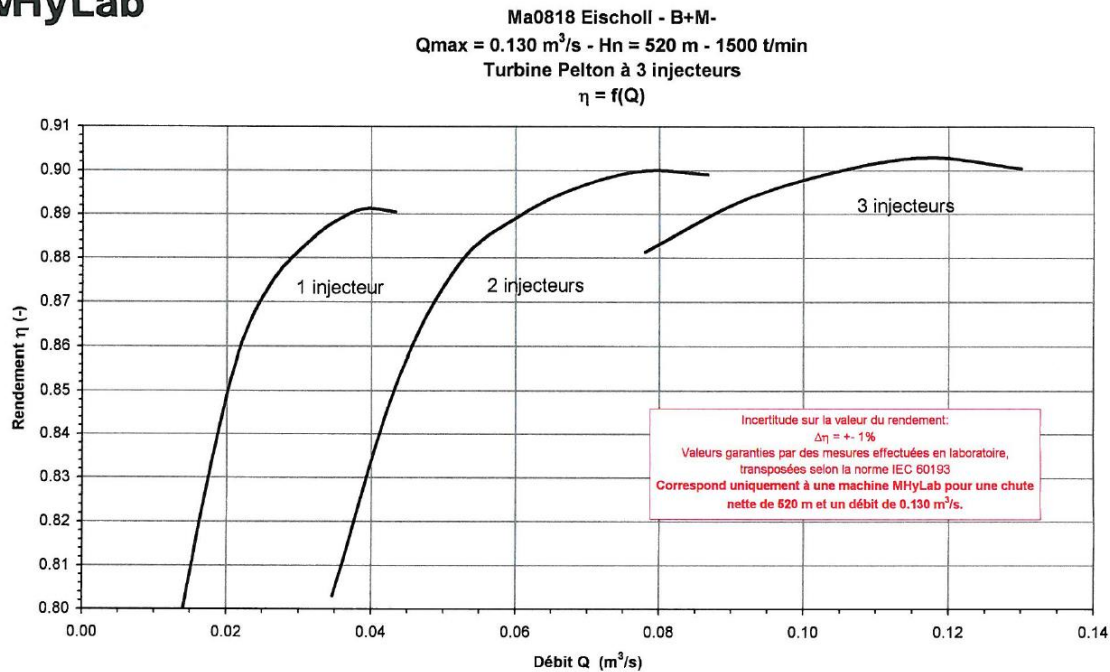
Figure 5 Plan de situation de Chriz

Source : [7]

Une fois qu'un mode de fonctionnement a été simulé pour Bachtoly, il est important de vérifier l'influence que cela peut avoir sur la production de la centrale de Chriz située en aval.

Calcul du débit de Chriz

La même méthode de calcul que pour Bachtoly est appliquée afin de calculer les débits de la centrale de Chriz. Une caractéristique du rendement de la turbine en fonction du débit a été fournie par Eischoll Energie AG.



Graphique 12 Rendement de la turbine de Chriz en fonction du débit

Source : [7]

A l'aide du **Graphique 12**, les valeurs sont entrées dans un tableau qui permet de tracer la puissance en fonction du débit (Voir **Graphique 13**). Il faut ajouter ici les valeurs de rendement du générateur et du transformateur car les données de production reçues sont au niveau du réseau. Elles sont fournies par la commune d'Eischoll.

$$\eta_{ge} = 0.94$$

$$\eta_{tr} = 0.96$$

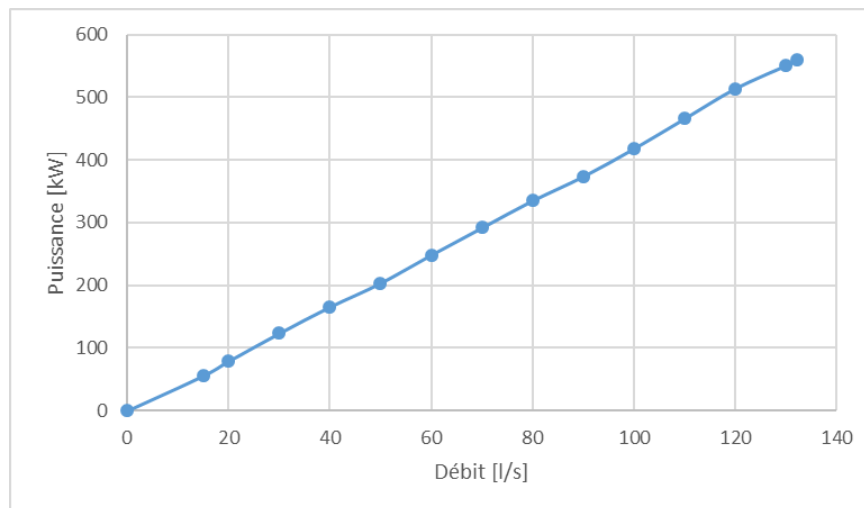
Le rendement global est obtenu de la manière suivante :

$$\eta_g = \eta_{tu} * \eta_{ge} * \eta_{tr}$$

Nbre inj.	Q[l/s]	Eta turbine	Pelec[kW]	Eta global
1	0	0	0	0.000
1	15	0.8	55.88	0.722
1	20	0.85	79.16	0.767
1	30	0.885	123.63	0.799
1	40	0.89	165.77	0.803
2	50	0.875	203.72	0.790
2	60	0.89	248.65	0.803

Nbre inj.	Q[l/s]	Eta turbine	Pelec[kW]	Eta global
2	70	0.896	292.05	0.809
2	80	0.9	335.26	0.812
3	90	0.892	373.82	0.805
3	100	0.898	418.15	0.810
3	110	0.91	466.11	0.821
3	120	0.92	514.07	0.830
3	130	0.91	550.86	0.821
3	132.1	0.91	559.75	0.821

Tableau 4 calcul de la puissance en fonction du débit Chriz



Graphique 13 puissance en fonction du débit Chriz

Nous procédons ensuite par interpolation linéaire afin de définir les débits correspondants à chaque valeur de production fournie. Une nouvelle fonction est donc faite pour les débits de Chriz.

A partir de là, il est possible de calculer les débits provenant des sources autres que Bachtoly pour Chriz.

$$Q_s = Q_C - Q_B$$

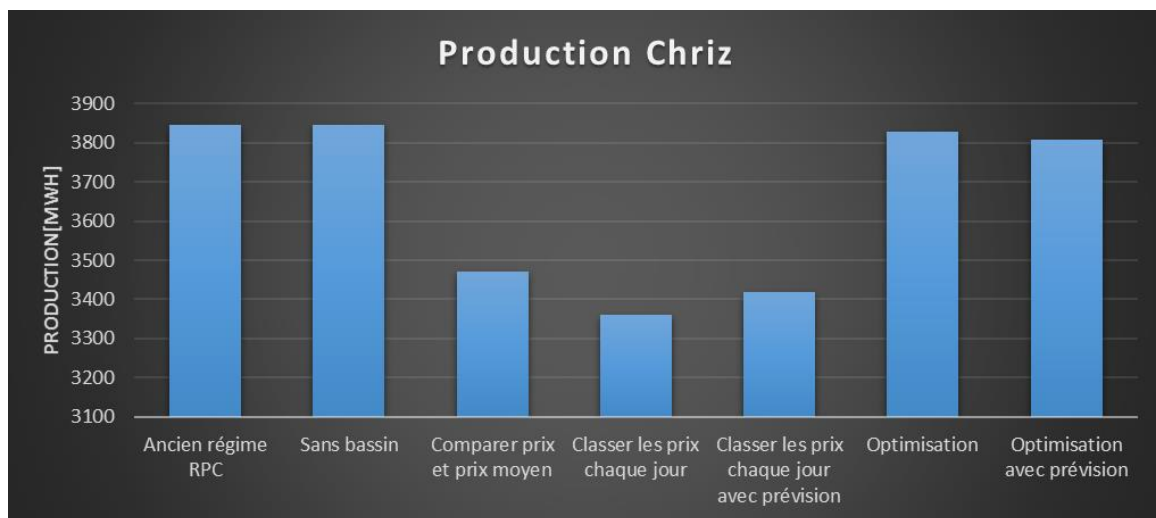
Pour trouver la nouvelle production de Chriz, les nouveaux débits finaux sont calculés.

$$Q_{C1} = Q_s + Q_{B1}$$

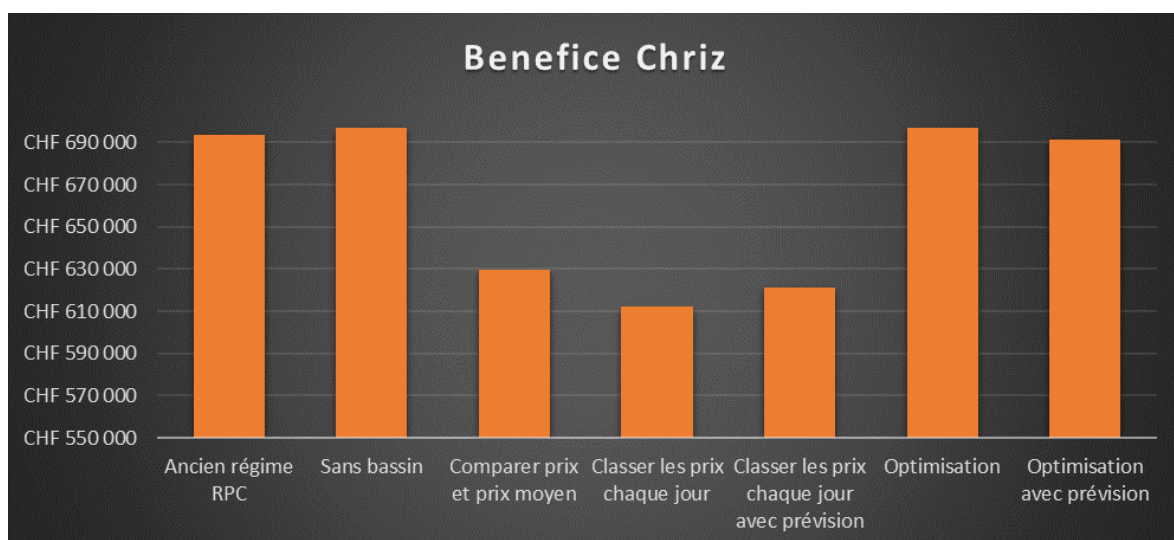
Il est maintenant possible de calculer la nouvelle production de Chriz pour chaque heure grâce à la fonction trouvée par interpolation linéaire. La production annuelle et le bénéfice total sont calculés de la même manière que pour Bachtoly. A noter que la valeur de la prime d'injection n'est pas similaire entre Chriz et Bachtoly car leur montant du taux de rétribution est différent. [5]

Comparaison des stratégies pour Chriz

Pour débiter, les paramètres choisis pour optimiser Bachtoly sont gardés, puis l'influence sur Chriz est analysée.

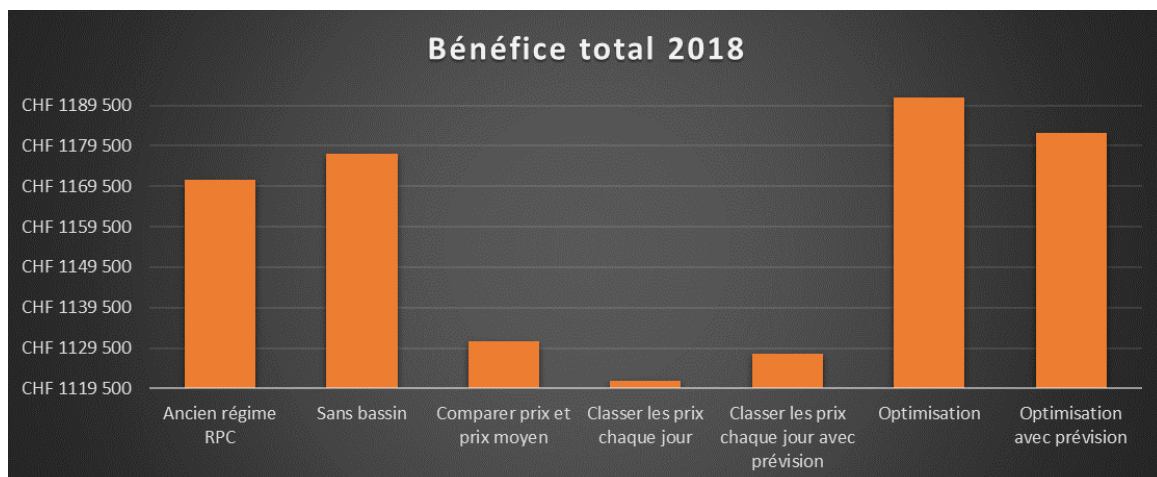


Graphique 14 Production de Chriz en fonction des stratégies



Graphique 15 Bénéfice de Chriz en fonction des stratégies

Les **Graphique 14** et **Graphique 15** démontrent que le modèle le plus performant pour Bachtoly est le moins bon pour Chriz. Une vérification des bénéfices totaux entre Chriz et Bachtoly peut être faite afin de vérifier si le modèle est meilleur que l'ancien régime.



Graphique 16 Bénéfices additionnés de Bachtoly et de Chriz pour $P = 600\text{kW}$ et $V = 2700\text{ m}^3$

Le constat que le mode de fonctionnement choisi n'est pas adéquat est fait. (Voir **Graphique 16**) En effet, avec ce modèle il y a des pertes d'eau entre les deux centrales. Le débit maximal turbinable de Chriz s'élève à 130 l/s. Lorsque Bachtoly produit à une puissance de 600 kW, elle turbine 120 l/s. Lorsque l'on additionne ces 120 l/s aux débits d'apport des autres sources de Chriz, le débit maximal de 130 l/s est très vite atteint, ce qui engendre des pertes d'eau qui ne peuvent pas être utilisées pour la production.

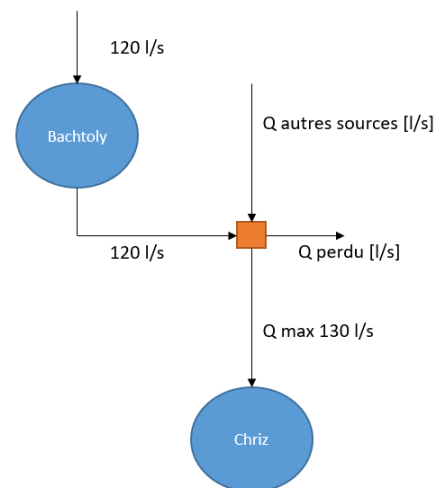


Figure 6 schéma explicatif des pertes d'eau

Les bénéfices cumulés de Bachtoly et de Chriz selon l'ancien régime s'élèvent à **1'171'037 CHF**.

Avec le modèle simulé, ils s'élèvent à **1'121'492 CHF**.

Il en résulte une perte de :

$$Perte = G_{RPC} - G_S = 49'545 \text{ CHF}$$

Ce montant est considérable, ce n'est donc pas acceptable d'avoir ce mode de fonctionnement sur la centrale de Bachtoly. Il faut donc analyser l'influence des paramètres qui peuvent être modifiés. C'est-à-dire la taille du bassin et la puissance de Bachtoly.

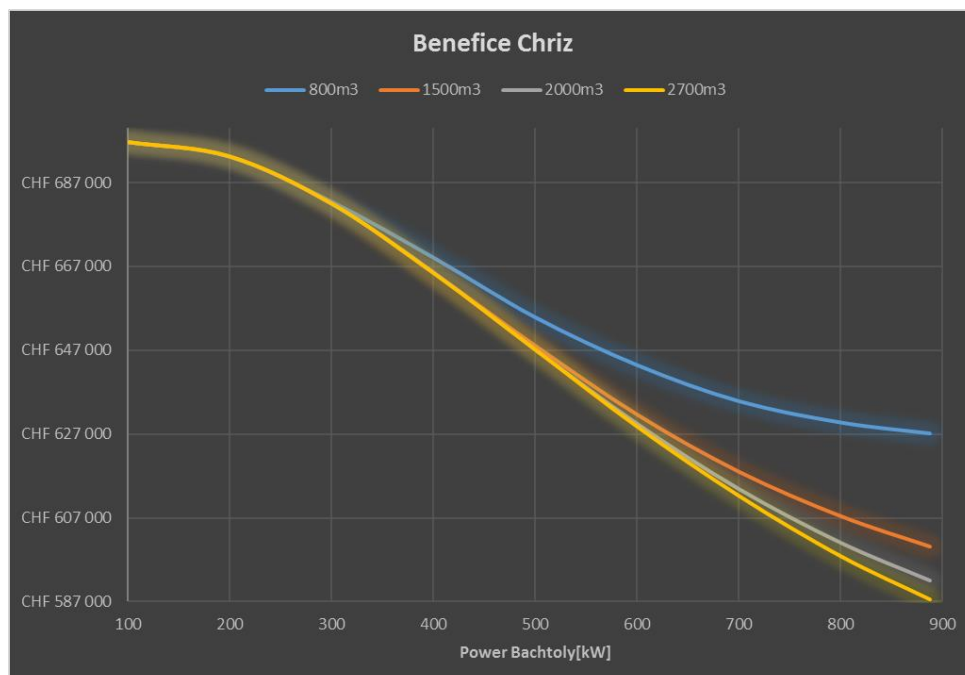
Influence de la taille du bassin et de la puissance de Bachtoly sur Chriz

Il faut analyser l'influence de la puissance choisie pour Bachtoly ainsi que le taille du bassin sur la production et le bénéfice de Chriz afin de savoir s'il est possible de combler les pertes.



Graphique 17 Production de Chriz en fonction de la puissance de Bachtoly

Comme le montre le **Graphique 17**, plus la puissance de Bachtoly est grande, plus la production de Chriz est petite. Il en est de même pour la taille du réservoir. Ce phénomène s'explique par le fait qu'avec un plus petit bassin, on turbine plus fréquemment le surplus d'eau à une plus faible puissance à Bachtoly et cela occasionne donc moins de pertes d'eau.



Graphique 18 Bénéfice de Chriz en fonction de la puissance de Bachtoly

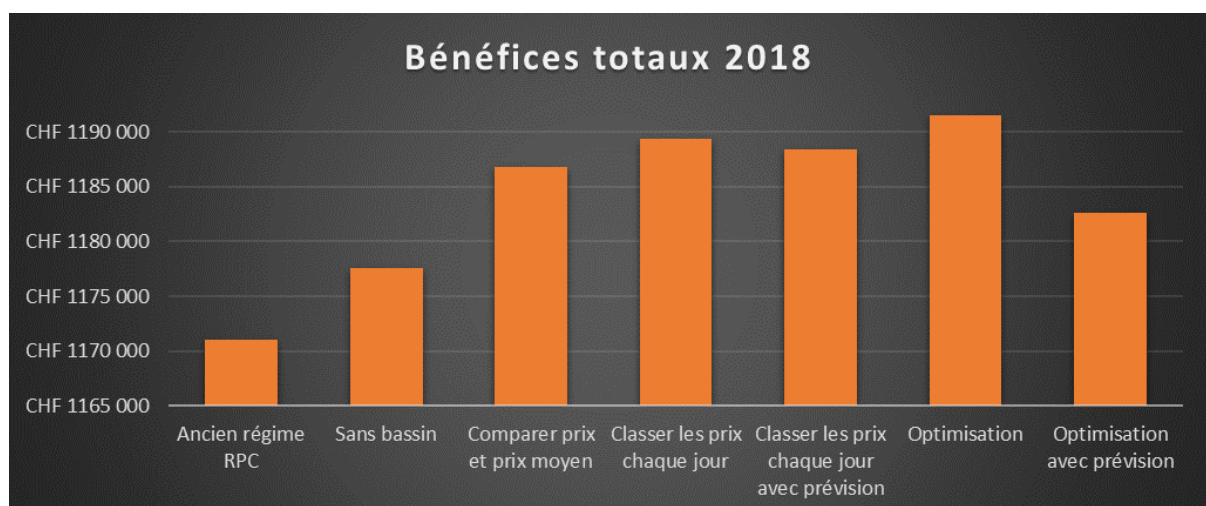
La tendance est la même pour le bénéfice. (Voir **Graphique 18**)

Il est intéressant de faire varier la puissance de Bachtoly et la taille du bassin pour augmenter les bénéfices globaux. L'optimum obtenu par simulation consiste à avoir un bassin de 1500 m^3 et une puissance fixée à 200 kW à Bachtoly. Cette fois, le bénéfice pour le modèle de classement de prix sans prévision est de **1'189'399 CHF**. Le gain par rapport à l'ancien système est donc de :

$$\text{Gain} = G_s - G_{RPC} = 1'189'399 - 1'171'037 = 18'362 \text{ CHF}$$

Cela représente un résultat intéressant pour les deux centrales. L'influence de la puissance de Bachtoly est considérable et il est indispensable de l'adapter pour obtenir un résultat intéressant. Avec ce résultat, il est nécessaire de faire une simulation avec le modèle de prévision afin d'être au plus proche de la réalité. Cela permet également de vérifier l'impact de la prévision sur le bénéfice prévu avec les données réelles.

Le **Graphique 19** représente les résultats des simulations avec les nouveaux réglages.



Graphique 19 résultats des simulations optimisées pour 2018 pour $P = 200 \text{ kW}$ et $V = 1500 \text{ m}^3$

Analyse

Les résultats des stratégies sont analysés afin d'expliquer les différences obtenues.

Classer les prix chaque jour avec la prévision :

La différence entre le modèle réaliste et le modèle de prévision n'est pas significative. Cela veut dire que ce modèle n'est pas très dépendant d'une bonne prévision. C'est une méthode relativement simple à mettre en place mais il est important de fixer la puissance de Bachtoly à 200 kW avec un bassin de 1500 m^3 .

Avec le modèle de classification des prix avec prévision, le gain total estimé se monte à **17'427 CHF**.

Optimisation :

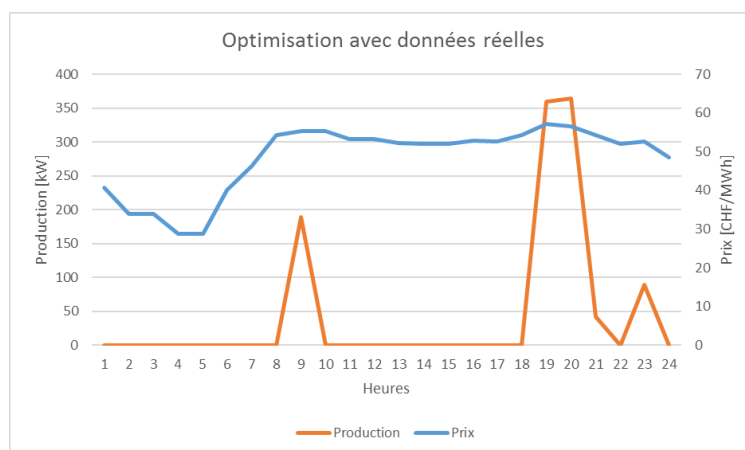
Ce résultat représente le bénéfice maximal possible de gagner. Cela correspond à une prévision parfaite et est donc impossible à réaliser. Toutefois, elle permet de constater que le modèle fonctionne et peut être utilisé.

Le gain estimé avec cette méthode se monte à **20'452 CHF**.

Optimisation avec prévision :

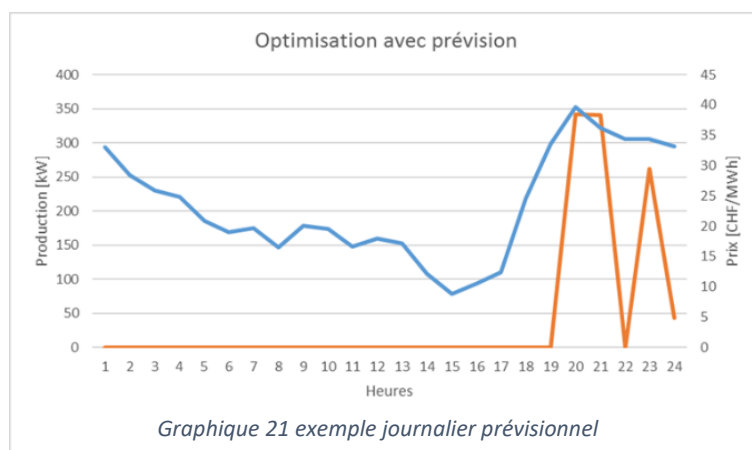
Dans le cas de l'optimisation, la prévision a plus d'impact qu'avec une méthode plus simple comme celle simulée précédemment. Dans le but d'améliorer ce résultat, il est nécessaire de faire une prévision plus précise. En théorie, avec une meilleure prédiction, le résultat de l'optimisation avec prévision devrait être meilleur que la classification des prix avec prévision. Dans notre cas, l'optimisation n'est pas applicable de manière optimale et provoque donc un surapprentissage, c'est-à-dire qu'elle n'est pas plus performante que le modèle plus simple. Il est donc conclu que le modèle de classification des prix est adéquat.

Le gain estimé est de **11'639 CHF** pour ce modèle.



Graphique 20 exemple journalier réel

Pour visualiser la différence entre un modèle réel et un modèle prévisionnel, deux graphiques sont tracés. Pour le même jour, les prix n'évoluent pas de la même manière et influencent donc la production. Les **Graphique 21** et **Graphique 20** représentent la même journée et illustrent l'influence de la prédiction du prix sur la production souhaitée.



Graphique 21 exemple journalier prévisionnel

Conclusion

La stratégie la plus adéquate est donc celle de classer les prix chaque jour et d'utiliser les prix de l'année précédente comme prédiction pour définir les horaires de production.

Bénéfices détaillés

Le **Tableau 5** représente les valeurs exactes des bénéfices possible en 2018.

Stratégies	Bénéfices Bachtoly + Chriz	Bénéfice-RPC
Ancien régime RPC	CHF 1 171 037	CHF 0
Sans bassin	CHF 1 177 577	CHF 6 540
Comparer prix et prix moyen	CHF 1 186 807	CHF 15 770
Classer les prix chaque jour	CHF 1 189 399	CHF 18 362
Classer les prix chaque jour avec prévision	CHF 1 188 464	CHF 17 427
Optimisation	CHF 1 191 489	CHF 20 452
Optimisation avec prévision	CHF 1 182 676	CHF 11 639

Tableau 5 résultats des simulation 2018

Les **Tableau 6** et **Tableau 7** représentent les résultats de production et de bénéfice détaillés pour les deux centrales.

Bachtoly 2018		
Stratégies	Production [MWh]	Bénéfices
Ancien régime RPC	2191	CHF 477 682
Sans bassin	2191	CHF 480 485
Comparer prix et prix moyen	2237	CHF 492 194
Classer les prix chaque jour	2250	CHF 496 174
Classer les prix chaque jour avec prévision	2249	CHF 495 544
Optimisation	2240	CHF 494 650
Optimisation avec prévision	2231	CHF 491 220

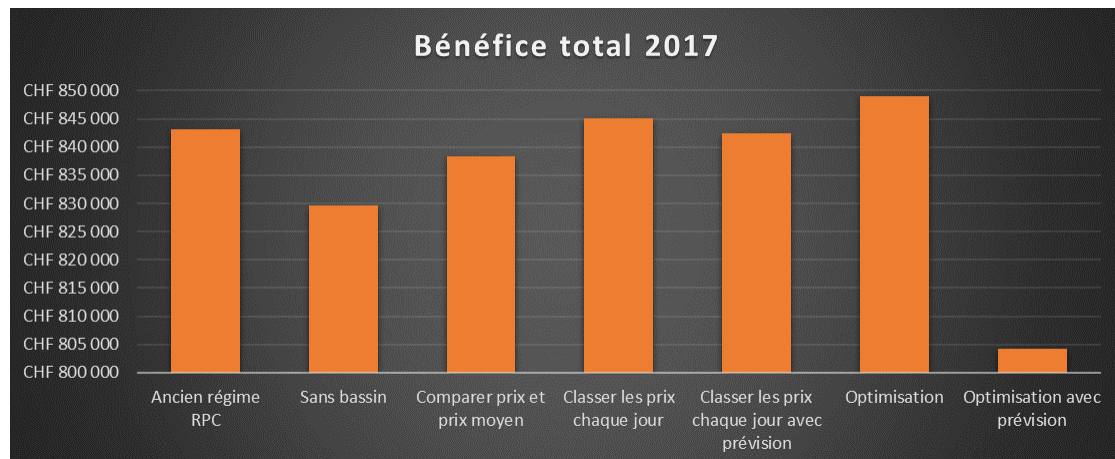
Tableau 6 résultats détaillés pour Bachtoly

Chriz 2018		
Stratégies	Production [MWh]	Bénéfices
Ancien régime RPC	3847	CHF 693 355
Sans bassin	3847	CHF 697 092
Comparer prix et prix moyen	3827	CHF 694 613
Classer les prix chaque jour	3813	CHF 693 224
Classer les prix chaque jour avec prévision	3813	CHF 692 920
Optimisation	3830	CHF 696 839
Optimisation avec prévision	3807	CHF 691 456

Tableau 7 résultats détaillés de Chriz 2018

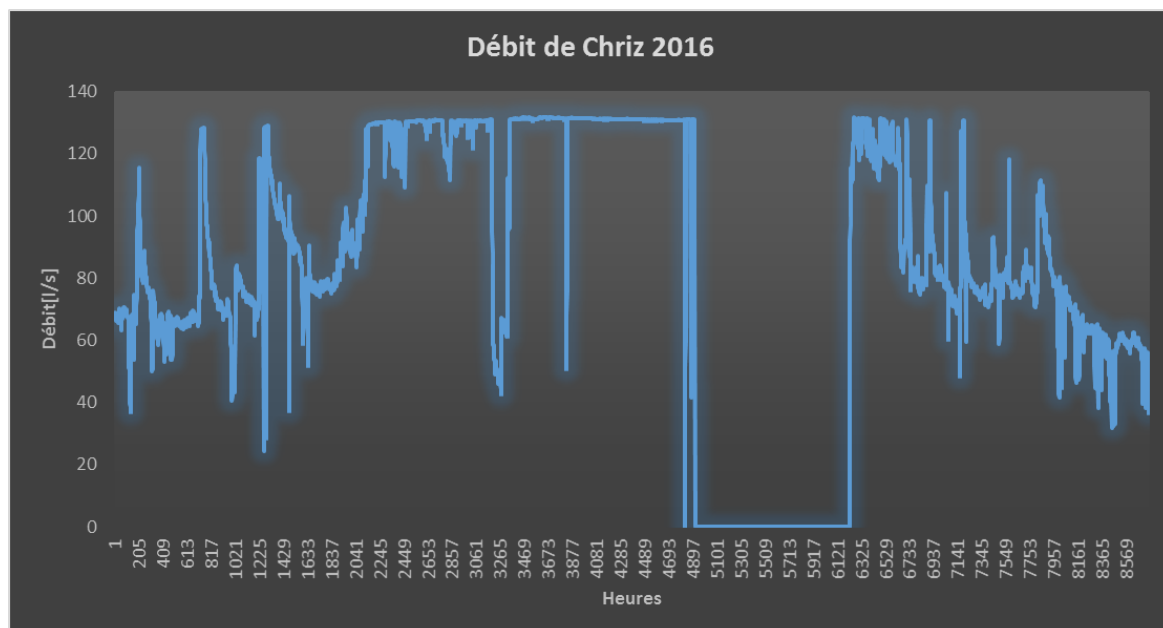
Calculs avec les données 2016-2017

Afin de vérifier les résultats, une seconde simulation est faite avec les données de 2016 pour la prévision et les données de 2017 pour le modèle physique. Le but est de voir si les modèles simulés fonctionnent également avec des données différentes.



Graphique 22 résultats des simulations pour 2017

Le **Graphique 22** démontre que le modèle optimisé avec prévision n'est pas performant. La cause de ce résultat provient des données de production de Chriz 2016. En effet, durant une période relativement longue visible sur le **Graphique 23**, la production a été stoppée pour des raisons inconnues. Cela inclut des valeurs de débits nulles durant cette période qui influencent grandement le résultat final.



Graphique 23 Courbe des débits de Chriz en 2016

Source : [7]

Concernant les autres stratégies, les résultats correspondent à ceux obtenus en 2018. Ce qui veut dire que les modèles simulés sont crédibles. Le plus grand bénéfice est obtenu à l'aide de l'optimisation. Malheureusement, il est impossible de prendre en compte le résultat du modèle de prévision optimisé. Toutefois, le bénéfice sera moins élevé qu'avec l'optimisation qui correspond à une prévision parfaite. Cependant, il est impossible de savoir si cela générerait un gain ou une perte.

Cette fois, le résultat est moins satisfaisant car il y aurait une perte de **714 CHF** par rapport à l'ancien régime RPC. Il est intéressant de noter que ce modèle est tout de même plus performant que celui sans bassin de stockage. Le **Tableau 8** représente les résultats détaillés des différentes simulations.

Stratégies	Bénéfices Bachtoly+Chriz	Bénéfice-RPC
Ancien régime RPC	CHF 843 184	CHF 0
Sans bassin	CHF 829 598	-CHF 13 586
Comparer prix et prix moyen	CHF 838 421	-CHF 4 763
Classer les prix chaque jour	CHF 845 164	CHF 1 980
Classer les prix chaque jour avec prévision	CHF 842 470	-CHF 714
Optimisation	CHF 849 060	CHF 5 876
Optimisation avec prévision	CHF 804 240	-CHF 38 944

Tableau 8 résultats des simulations 2017

Les **Tableau 9** et **Tableau 10** représentent les résultats détaillés pour les deux centrales en 2017.

Bachtoly 2017		
Stratégies	Production [MWh]	Bénéfices
Ancien régime RPC	1152	CHF 216 555
Sans bassin	1152	CHF 213 815
Comparer prix et prix moyen	1190	CHF 222 138
Classer les prix chaque jour	1231	CHF 231 653
Classer les prix chaque jour avec prévision	1230	CHF 230 065
Optimisation	1222	CHF 230 605
Optimisation avec prévision	1223	CHF 228 784

Tableau 9 résultats détaillés de Bachtoly 2017

Chriz 2017		
Stratégies	Production [MWh]	Bénéfices
Ancien régime RPC	3365	CHF 626 629
Sans bassin	3365	CHF 615 784
Comparer prix et prix moyen	3362	CHF 616 283
Classer les prix chaque jour	3336	CHF 613 511
Classer les prix chaque jour avec prévision	3337	CHF 612 405
Optimisation	3361	CHF 618 455
Optimisation avec prévision	3136	CHF 575 456

Tableau 10 résultats détaillés de Chriz 2017

Suite du projet

Il est possible de procéder à une suite concernant ce projet. D'autre part, certains éléments n'ont pas pu être abordé. Voici ces éléments :

- Une meilleure prévision donnerait la possibilité de visualiser les résultats de l'optimisation et de savoir si elle est réellement performante.
- Une étude plus précise quant à la construction du bassin permettrait de savoir s'il est réellement possible d'ajouter un réservoir à l'emplacement repéré.
- Une estimation du coût de construction d'un bassin révélerait si la rentabilité du projet est bonne ou mauvaise.
- En cas de bonne rentabilité, l'implémentation sur site peut être envisagée.
- Il serait nécessaire de procéder à la préparation pour l'implémentation sur site. Il faut définir le moyen le plus adéquat afin d'appliquer le code dans un automate qui gèrera la production toute l'année.

Conclusion

L'objectif principal de ce travail de diplôme était d'étudier le potentiel économique de l'ajout d'un lac de stockage pour la centrale de Bachtoly située à Eischoll en Haut-Valais. En effet, le système de rétribution actuel sera remplacé en 2020 par le nouveau système de rétribution de l'injection qui inclus une part de vente directe de l'énergie produite au prix du marché. N'ayant pas de bassin, la production se fait en continu à Bachtoly. Le stockage est donc intéressant afin de pouvoir adapter les périodes de production en fonction des prix du marché. Aux vues de la configuration des installations sur place, c'est-à-dire de l'emplacement de la centrale de Chriz en aval de celle de Bachtoly, il était nécessaire d'étudier l'influence des modifications sur Bachtoly pour Chriz.

Différentes stratégies ont été simulées afin de définir laquelle serait la plus performante. Après les premières simulations, le constat a été fait qu'il n'est pas possible d'optimiser le bénéfice pour une seule centrale puis de regarder l'influence sur l'autre. Il a donc été décidé de faire des simulations qui augmenteraient le plus possible le bénéfice global des deux centrales.

Le mode de fonctionnement choisi consiste à faire un classement des prix journalier et d'adapter la production chaque jour de l'année. Le modèle de prévision appliqué est relativement simple, les prix de l'année précédente sont utilisés pour définir la stratégie. Le bénéfice quant à lui, est calculé à partir des prix de l'année simulée. De cette manière, le résultat obtenu pour l'année 2018 est intéressant. Il permettrait de faire un bénéfice global de **17'000 CHF** par rapport à l'ancien système RPC.

A noter que le résultat est très dépendant des prix d'une année à l'autre. Une simulation pour l'année 2017 a été effectuée mais, par manque de données, il est difficile de vérifier la viabilité de cette dernière.

Ce projet a permis de démontrer qu'il est intéressant de pousser les recherches plus loin afin de savoir si les bénéfices estimés sont suffisants. Il serait nécessaire de pouvoir faire des simulations sur plusieurs années pour vérifier l'efficacité du mode de fonctionnement. De plus, une étude approfondie quant à la construction du bassin permettrait d'étudier la rentabilité d'un tel projet.

Ce travail donne un exemple de mode de fonctionnement possible pour des petites centrales hydroélectriques similaires à celles d'Eischoll.

Remerciements

M. Hubert Abgottspon, pour sa disponibilité et son encadrement

M. Jérémy Schmid, pour son aide et ses réponses rapides en cas de questions

M. Fabian Brunner, pour sa collaboration et la transmission rapide de toutes les données

M. Nino Brunner, pour sa présentation des installations d'Eischoll

Bibliographie

- [1] «Pronovo,» [En ligne]. Available: <https://pronovo.ch/fr/>. [Accès le 20 Juin 2019].
- [2] Loi fédérale sur les ouvrages d'accumulation.
- [3] Loi cantonale sur les ouvrages d'accumulation.
- [4] «Swissix,» [En ligne]. Available: <https://www.epexspot.com/fr/>. [Accès le 22 Juin 2019].
- [5] «Office fédérale de l'énergie,» [En ligne]. Available:
<https://www.bfe.admin.ch/bfe/fr/home/mesures-d-encouragement/energies-renouvelables/retribution-de-linjection.html>. [Accès le 25 Juin 2019].
- [6] «Ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables,» [En ligne]. Available: <https://www.admin.ch/opc/fr/classified-compilation/20162947/index.html>. [Accès le 25 Juin 2019].
- [7] *Eischoll Energie AG*.

Annexes

Feuilles des résultats sur Excel

Bachtoly 2018		
Stratégie	Production[MWh]	Bénéfice
Ancien régime RPC	2191	CHF 477 682
Sans bassin	2191	CHF 480 485
Comparer prix et prix moyen	2237	CHF 492 194
Classer les prix chaque jour	2250	CHF 496 174
Classer les prix chaque jour avec prévision	2249	CHF 495 544
Optimisation	2240	CHF 494 650
Optimisation avec prévision	2231	CHF 491 220
Chrüz 2018		
Stratégie	Production[MWh]	Bénéfice
Ancien régime RPC	3847	CHF 693 355
Sans bassin	3847	CHF 697 092
Comparer prix et prix moyen	3827	CHF 694 613
Classer les prix chaque jour	3813	CHF 693 224
Classer les prix chaque jour avec prévision	3813	CHF 692 920
Optimisation	3830	CHF 696 839
Optimisation avec prévision	3807	CHF 691 456
Bénéfice Bachtoly		
Stratégie	Bénéfice Bachtoly	Bénéfice RPC
Ancien régime RPC	CHF 1 171 037	CHF 0
Sans bassin	CHF 1 177 577	CHF 6 540
Comparer prix et prix moyen	CHF 1 186 807	CHF 15 770
Classer les prix chaque jour	CHF 1 189 399	CHF 18 362
Classer les prix chaque jour avec prévision	CHF 1 188 464	CHF 17 427
Optimisation	CHF 1 191 489	CHF 20 452
Optimisation avec prévision	CHF 1 182 676	CHF 11 639

Compare prices	Class prices every 24h	Optimisation
Run of river	Prices Prevision	Optimisation avec prévision

Power turbine	200 kW
Bassin size	1500 m3
Bassin volume	0 %

