

Filière Energie et techniques environnementales

Orientation Energies renouvelables

Travail de bachelor Diplôme 2020



Lucien Schaer

*Évaluation de la valeur potentielle des
aménagements hydroélectriques après les retours
de concession*

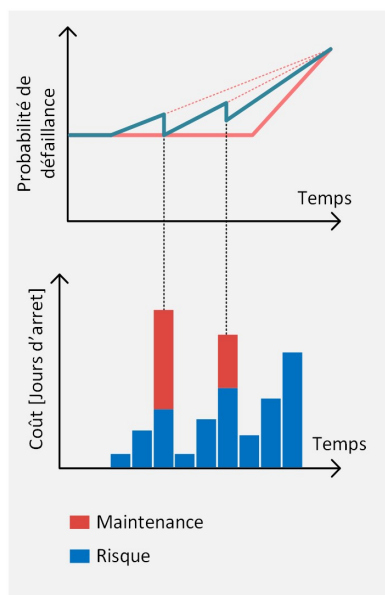
-  Professeur
Samuel Rey-Mermet
-  Expert
Olivier Bernard
-  Date de la remise du rapport
14.08.2020

Filière / Studiengang ETE	Année académique / Studienjahr 2019/20	No TD / Nr. DA ER/2020/82
Mandant / Auftraggeber <input checked="" type="checkbox"/> HES—SO Valais <input type="checkbox"/> Industrie <input type="checkbox"/> Etablissement partenaire Partnerinstitution	Etudiant / Student Lucien Schaer Professeur / Dozent Samuel Rey-Mermet	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) Dr. Olivier Bernard, ob707970@gmail.com	

Titre / Titel Evaluation de la valeur potentielle des aménagements hydroélectriques après les retours de concession
Description / Beschreibung La plupart des aménagements hydroélectriques valaisans arrivent fin de concession. Le but de ce travail est de développer une méthodologie d'analyse permettant d'évaluer la valeur de ces actifs pour une durée d'environ 50 ans après les retours de concessions. Cette valeur devrait comprendre les revenus de la production, les coûts de maintenance estimés en fonction de l'état actuel et les coûts des risques liés à l'exploitation. Le but est de fournir une valeur estimative permettant un arbitrage entre les anciens et les nouveaux concessionnaires et de faciliter la procédure de retour de concession. Ce travail nécessitera l'intégration d'aspects liés à la gestion des actifs hydroélectriques, à leur vieillissement et à la prédiction des prix de l'électricité.
Objectifs / Ziele — Développer une méthodologie simplifiée pour permettre au concessionnaire actuel d'évaluer l'état de l'aménagement hydroélectrique — Développer une fonction de transfert permettant de prédire l'état futur de l'aménagement sur la base de l'état actuel, des coûts de maintenance investis jusqu'à présent et des sollicitations et de la maintenance futures — Tester ces outils sur un « cas réel » avec différents scénarios prix

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: 25.05.2020 Présentation intermédiaire / Zwischenpräsentation Semaine / Woche 26 (22.06 – 26.06.2020) Remise du rapport / Abgabe des Schlussberichts: 14.08.2020, 12:00 Exposition / Ausstellung der Diplomarbeiten: 28.08.2020 (si autorisé / falls genehmigt) Défense orale / Mündliche Verfechtung: Semaine / Woche 36 (31.08 – 04.09.2020)
---	--

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



Évaluation de la valeur potentielle des aménagements hydroélectriques après les retours de concession

Diplômant/e Lucien Schär

Objectif du projet

Développer une méthode de prédiction de la disponibilité future des composants d'une centrale hydroélectrique en se basant sur leur état actuel, l'historique des maintenances et les sollicitations prévues.

Méthodes | Expériences | Résultats

Pour obtenir le taux de disponibilité optimal, il faut trouver le meilleur compromis entre l'indisponibilité liée aux pannes et celle liée aux actions de maintenance. La méthode de prédiction du taux de défaillance se base sur un vieillissement des éléments selon une "courbe en baignoire" qui leur est propre. Les actions de maintenance permettent de faire baisser cette probabilité de défaillance. Les sollicitations futures sont représentées par trois composantes qui sont : le nombre de démarrages annuels, le nombre d'heures de fonctionnement annuelles et l'âge du composant. Ces paramètres permettent de définir un nombre d'années équivalentes en cas d'exploitation différente de l'utilisation standard définie.

Pour trouver le plan de maintenance induisant le moins de jours d'indisponibilité, plusieurs plans aléatoires sont simulés et comparés à l'aide de Matlab, puis les composants sont agrégés pour former la centrale complète en tenant compte de la structure de celle-ci.

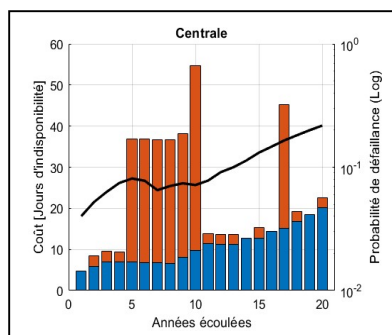
Le modèle implanté permet d'obtenir le nombre de jours minimal d'arrêt de chaque composant ainsi que le plan de maintenance qui permet d'obtenir cet optimum.

Travail de diplôme
| édition 2020 |

Filière
*Énergie et techniques
environnementales*

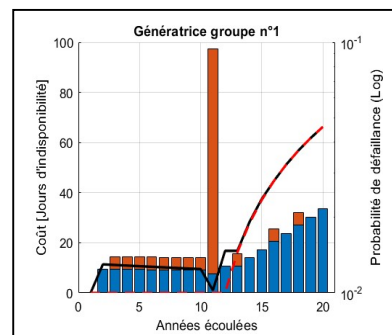
Domaine d'application
*Orientation Énergies
renouvelables*

Professeur responsable
*Rey-Mermet Samuel
samuel.rey-mermet@hevs.ch*



Résultat type à l'échelle de la centrale.

Orange : Coûts de maintenance
Bleu : Coûts du risque
Noir : Probabilité de défaillance



Résultat type à l'échelle d'un composant.

Rouge : Courbe en baignoire

1 Remerciements

En premier lieu, je tiens à remercier mon professeur accompagnant, M. Samuel Rey-Mermet, pour l'aide et la motivation apportée durant ce travail portant sur un sujet qui m'était jusque-là presque inconnu. Je salue également sa disponibilité et la bonne ambiance de travail instaurée tout au long du projet.

Un grand merci à ma sœur Charlotte Schär, pour son temps mis à disposition pour la relecture de mon travail.

Table des matières

1 REMERCIEMENTS	3
2 INTRODUCTION	6
2.1 Problématique	6
2.2 Les marchés de l'hydroélectricité	7
3 MÉTHODOLOGIE.....	9
3.1 Décomposition en sous-éléments	10
3.2 Coût de maintenance.....	10
3.3 Coût du risque.....	10
3.4 Données nécessaires.....	11
3.5 Détermination de la probabilité de défaillance	12
3.6 Impact des différents types de contraintes	14
3.7 Optimisation du plan de maintenance	15
3.8 Agrégation des composants	16
4 APPLICATION DE LA MÉTHODE.....	17
4.1 Présentation de la centrale.....	17
4.2 Paramètres de simulation.....	20
5 RÉSULTATS ET ANALYSES.....	21
5.1 Résultats à l'échelle d'un composant	21
5.2 Résultats à l'échelle de la centrale	24
5.3 Analyse de l'algorithme	25
5.4 Améliorations possibles	26
6 CONCLUSION	27
7 BIBLIOGRAPHIE	28
ANNEXE 1 : FICHIER EXCEL DE RÉCOLE DE DONNÉES.....	30
ANNEXE 2 : RÉSULTATS DES COMPOSANTS DE LA CENTRALE	32
ANNEXE 3 : TABLEAU DES TEMPS DE SIMULATION	35

Table des figures / tableaux / equations

Figure 1 : Merit order des producteurs d'électricité	7
Figure 2 : Définition du coût optimal	9
Figure 3 : Extrait du fichier Excel mis à disposition des exploitants.....	11
Figure 4 : Courbe en baignoire / Courbe bilinéaire	12
Figure 5 : Evolution du taux de pannes sans maintenance	13
Figure 6 : Exemple de maintenances avec 100% d'efficacité.....	13
Figure 7 : Evolution en la courbe en baignoire en fonction des années équivalentes.....	14
Figure 8 : Exemple de représentation des différents coûts	15
Figure 9 : Exemple de détermination du facteur d'importance.....	16
Figure 10 : Facteurs d'importance de la centrale fictive	17
Figure 11 : Distribution normale des heures de fonctionnement annuelles / démarrages annuels	19
Figure 12 : Évolution des heures de fonctionnement annuelles / démarrages annuels de la roue Pelton du groupe n°1	21
Figure 13 : Évolution du nombre d'années équivalentes.....	21
Figure 14 : Comparaison de l'évolution du nombre d'années équivalentes.....	22
Figure 15 : Résultats complets de la roue Pelton du groupe n°1 / groupe n°2.....	22
Figure 16 : Résultats complets de la vanne de tête	23
Figure 17 : Évolution de la disponibilité de production	24
Figure 18 : Résultats complets de la centrale entière	24
Figure 19 : Convergence des résultats de l'optimisation	25
Figure 20 : Temps de simulation de l'optimisation pour la centrale entière	26
Figure 21 : Distribution de l'indisponibilité pour $4 \cdot 10^5$ et 10^7 plans aléatoirement générés	26
 Tableau 1 : Exemples de décomposition en sous-éléments	 10
Tableau 2 : Facteurs de sensibilité des composants de la centrale fictive.....	18
Tableau 3 : Paramètres des courbes en baignoire	19
 Équation 1 : Coût du risque	 10
Équation 2 : Calcul du nombre d'année équivalente	14
Équation 3 : Calcul du nombre de plans de maintenance possible	15
Équation 4 : Calcul de la probabilité de défaillance reportée à la centrale	16
Équation 5 : Calcul du coût du risque reporté à la centrale.....	16
Équation 6 : Calcul du coût de maintenance reporté à la centrale.....	16

2 Introduction

Dans les prochaines années, beaucoup d'exploitants de centrale hydroélectrique devront faire face à la fin de la concession hydraulique leur permettant d'utiliser le cours d'eau. A ce moment-là, les différents acteurs de la concession comme les communes, le canton et l'exploitant actuel, devront se retrouver pour discuter de l'avenir des installations. Le propriétaire du cours d'eau devra alors décider s'il désire renouveler la concession, continuer d'exploiter seul, ou créer une nouvelle concession en participant selon un pourcentage qui sera défini. Cependant, de multiples facteurs rendent les gains futur liés à la production d'énergie incertains. La reprise de la centrale et de ses composants usés par le temps devient alors un risque qu'il est important de considérer.

2.1 Problématique

Pour exploiter un cours d'eau appartenant à une commune ou un canton, les entreprises peuvent passer par la signature d'un acte de concession qui régira toutes les règles de cette utilisation. Lors de l'écriture de ce contrat, les différents acteurs fixent des valeurs comme le débit résiduel, le débit nominal turbiné ou encore les différentes taxes et redevances que l'exploitant devra verser au propriétaire. Selon la loi fédérale sur l'utilisation de la force hydraulique (LFH), la somme de ces taxes et redevances annuelles ne doit pas excéder les 110 CHF/KW théoriques. Les centrales dont la puissance théorique ne dépasse pas les 1000kW ne doivent pas payer de redevance hydraulique. La durée de la concession peut varier mais ne doit pas dépasser 80 ans. La loi stipule également que l'actuelle propriétaire doit effectuer des travaux de renouvellement dans les 10 ans précédant le retour de concession. Le texte ne précise pas la grandeur des travaux ou même les rendements à atteindre après ces opérations.

En Suisse et plus particulièrement en Valais, la majorité des centrales hydroélectriques ont été construites autour des années 1960, ce qui implique la fin de leur concession dans les années à venir. Cet événement est important car selon l'association suisse pour l'aménagement des eaux, la valeur actuelle des installations hydroélectriques en Valais se situe entre 10 et 20 milliards de francs (*Droit de retour et renouvellement de concession des centrales hydroélectriques, Novembre 2012*). Cependant, reprendre une centrale à la fin de sa concession comprend de multiples risques économiques.

Tout d'abord, il faut garder à l'esprit que beaucoup de choses ont évoluées depuis les années 1960 et continueront d'évoluer dans le futur. Par exemple si un agrandissement de la centrale est prévu, il faudra prendre en compte les normes environnementales qui n'existaient pas avant et les coûts que cela engendre de les respecter.

Ensuite, dans les années à venir, la disponibilité et le partage de l'eau sera également un facteur limitant la production. En effet même si aujourd'hui la quantité d'eau disponible n'est pas un problème des études prévoient une diminution globale de précipitations en Suisse (Barry et al., 2015). Cet aspect, mêlé à une augmentation de la population, engendrera des réflexions sur la priorité d'utilisation entre l'eau de boisson, l'irrigation et la création d'énergie. Comme la création d'électricité est possible par d'autres moyens que l'hydraulique, la priorité sera donnée aux besoins vitaux et donc à l'agriculture et à l'eau potable. Nous assisterons aussi à un décalage temporel des précipitations avec de longues périodes sèches suivies de beaucoup de jours de pluie.

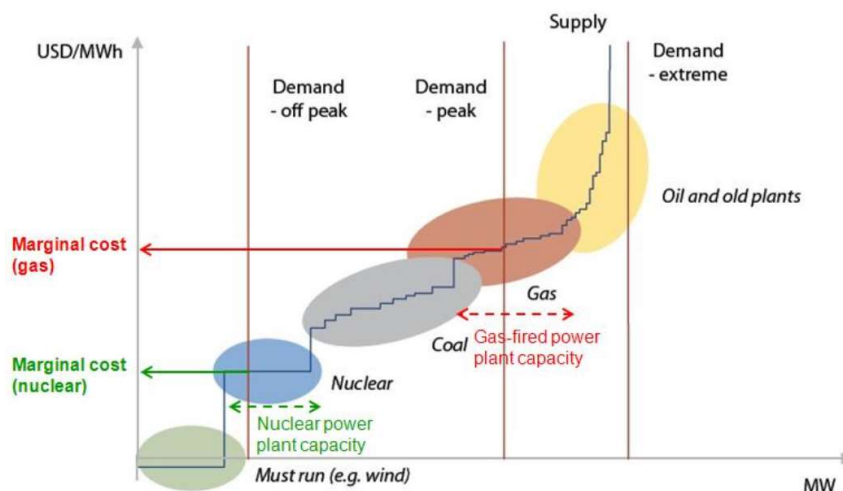
2.2 Les marchés de l'hydroélectricité

Pour générer de l'argent, un exploitant de centrale hydroélectrique peut se positionner sur différents marchés. Le premier est celui de la vente d'énergie selon le prix de la bourse heure par heure ou à l'avance. Dans cette situation-là, il faut faire la différence entre l'hydraulique au fil de l'eau et l'hydraulique à accumulation. Le premier type de centrale s'occupe de la production d'électricité en continu, vendue au tarif de base (BASE PRICE) qui tourne autour des 40 EUR/MWh (2014)(Barry et al., 2015). Concernant l'hydraulique à accumulation, il est plus intéressant de profiter du prix pic (PEAK PRICE) qui peut être plus élevé mais qui est aussi très volatile. Ce tarif est en moyenne de 45 EUR/MWh (2014)(Barry et al., 2015).

Pour savoir si les prix du marché permettent une production rentable, il faut regarder le coût marginal de chaque producteur d'électricité. Le coût marginal de production d'une centrale définit les frais liés à la production d'une nouvelle unité d'énergie. Les centrales au fil de l'eau ont un coût marginal plutôt bas car la disponibilité des cours d'eau est continue et un arrêt de production correspond à une perte d'énergie. La production d'électricité par le charbon a un coût un peu plus élevé car il est nécessaire d'extraire la matière première par des procédés onéreux. Pour l'hydroélectricité à accumulation, le coût marginal est artificiellement élevé pour symboliser la disponibilité limitée de l'eau dans le barrage. Ce coût marginal sert à définir le Merit Order qui lui-même définira quelles unités de production seront appelées en fonction de la demande.

La Figure 1 : Merit order des producteurs d'électricité représente le Merit Order des producteurs d'électricité. Sur ce graphique, l'hydraulique au fil de l'eau se situe dans la zone verte (must run) alors que l'hydraulique à accumulation se trouve dans la zone jaune après le pétrole. L'intersection du coût marginal de production et de la demande fixe le prix du marché. Si le prix du pétrole ou du gaz monte ou que la demande augmente, il est alors possible pour les centrales hydrauliques à accumulation de produire et de vendre de l'électricité. Les acteurs comme le photovoltaïques, l'éolien et l'hydraulique au fil de l'eau produisent de l'électricité dite fatale. S'ils ne produisent pas à l'instant donné, l'énergie est perdue. L'intermittance du solaire et de l'éolien engendre de grandes fluctuations sur les prix du marché.

L'augmentation des nouvelles énergies renouvelables va donc rendre l'utilisation du marché de l'énergie par les centrales à accumulation très compliquée et c'est un aspect à prendre en compte lors de la décision de reprise de concession.



Bernhart, Marie.
2002. « Modèles
de prix non-
Gaussiens pour
les marchés de
l'énergie - Un
modèle de prix
par processus
de Lévy de type
NIG ». : 86.

Figure 1 : Merit order des producteurs d'électricité

Cependant, la rapidité d'allumage et d'extinction d'une unité de turbinage offre aux ouvrages à accumulation une possibilité d'agir sur d'autres marchés et notamment celui de l'équilibrage du réseau. Un réseau est comme une balance et pour éviter les blackouts la production doit en tout temps être égale à la consommation. Pour maintenir l'équilibre en cas de fluctuations de la consommation ou de la production, le distributeur national (SwissGrid) crée des appels d'offre de production en fonction de la vitesse de réaction des différents acteurs. L'hydroélectricité des barrages se positionne surtout sur le réglage secondaire et tertiaire car ils sont capables de fournir beaucoup de puissance en peu de temps mais pendant une courte durée pour éviter de vider le barrage. Comme les centrales hydroélectriques au fil de l'eau sont presque tout le temps en fonctionnement, cela leur permet de modifier très rapidement leur puissance et de jouer sur le réglage primaire. Le pompage permet également de consommer rapidement de l'électricité si la production est trop élevée et donc d'équilibrer le réseau. Le désavantage du marché de l'équilibrage est que l'augmentation du nombre de producteur limite le nombre d'appels d'offres remportés par une centrale hydraulique. La mise en service de centrales comme Nant de Drance va drastiquement affecter les petites installations.

Au-delà de l'impact sur le revenu, les différents marchés vont également affecter l'état futur de la centrale en jouant sur le nombre de démarrages et d'arrêts. Par exemple, une centrale opérant sur un marché d'équilibrage du réseau augmentera significativement son nombre de démarrages ce qui engendre une dégradation plus rapide de certains composants.

3 Méthodologie

Il y a plusieurs façons de prédire l'état futur d'un bien et d'anticiper les maintenances à effectuer afin de le garder en état. La méthode la plus simple est d'effectuer une action de réparation ou de remplacement de façon cyclique. Cette manière de faire se base sur une expérience ou une connaissance du bien qui permet d'en estimer la durée de vie sans prendre en compte son état réel ou l'utilisation qu'il a subi. Ce processus est très efficace pour des composants dont la maintenance ne coûte pas très cher et dont le comportement est connu. L'inconvénient de cette méthode est que si le composant remplacé était encore en bon état, cela représente une perte d'argent. Par exemple, sur une voiture, le contrôle de la pression des pneus peut se faire de manière cyclique car cela ne prend pas beaucoup de temps ni d'argent et il est possible de le faire soi-même.

A l'inverse, certains biens de grande valeur ou grande importance nécessitent des moyens techniques plus avancés et plus onéreux pour effectuer des inspections ou des réparations. Le prix élevé vient souvent de la nécessité d'appeler un spécialiste dans le domaine pour pouvoir déterminer l'état actuel et l'état futur de l'objet. Dans l'exemple de la voiture, le spécialiste serait le garagiste qui est indispensable si l'on veut ouvrir le moteur pour connaître l'usure des pistons ou du vilebrequin.

La méthode imaginée durant ce travail sert d'entre deux aux solutions présentées ci-dessus. L'idée principale est de pouvoir définir l'état futur des composants d'une centrale hydroélectrique en se basant sur le plan de maintenance actuel de l'exploitant et l'utilisation prévue de la centrale. Ce processus a l'avantage de prendre en compte l'état actuel des composants sans avoir besoin d'effectuer une campagne de mesure et d'expertisation ce qui permet d'économiser de l'argent. De plus, la prise en compte de l'utilisation future de la centrale permet d'observer l'effet d'un changement de mode d'exploitation comme une augmentation du nombre de démarrages ou du nombre d'heures de fonctionnement.

Le but de la méthode est d'observer l'effet des maintenances sur la probabilité de défaillance de chaque composant et d'en déduire le plan de maintenance optimal qui engendrera le moins d'arrêt de la centrale tout en prenant le moins de risque possible. Dit autrement, l'objectif principal est de trouver un juste milieu entre une situation dans laquelle aucune maintenance ne serait effectuée ce qui conduirait à des risques élevés de rupture des composants et une autre situation dans laquelle trop de maintenances engendreraient des frais trop importants.

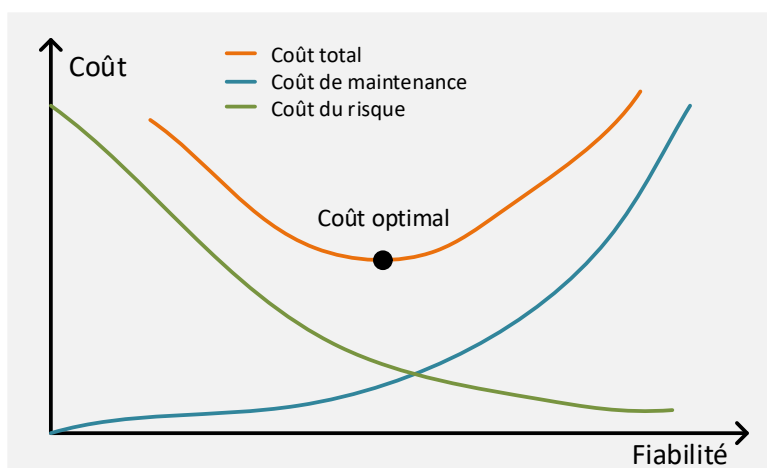


Figure 2 : Définition du coût optimal

3.1 Décomposition en sous-éléments

La stratégie proposée commence par la décomposition de systèmes complexes (Centrale) en sous-systèmes plus standards et homogènes (Composants de la centrale). Cette approche permet de rendre la méthode adaptable à tous les types de centrales, tous les types de biens et à toutes les échelles.

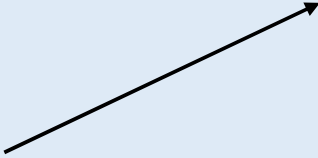
Centrale hydroélectrique		Turbine Pelton
Barrage / Prise d'eau		Augets
Vanne de tête		Injecteurs
Conduite forcée		Distributeur
Turbine Pelton		Défecteur
Génératrice		...

Tableau 1 : Exemples de décomposition en sous-éléments

3.2 Coût de maintenance

Pour garantir le bon fonctionnement d'une unité de production hydroélectrique, il est impératif d'effectuer des actions de maintenance. Pour accomplir cette tâche, les exploitants créent un plan de maintenance indiquant quelles actions entreprendre et à quel moment. Chaque opération implique un arrêt prévu plus ou moins long de la production et engendre donc des pertes financières.

3.3 Coût du risque

Le coût d'un risque est la multiplication de sa probabilité d'occurrence avec sa gravité. Dans le cadre de ce travail, la gravité est représentée par le nombre de jours non disponibles à la production d'électricité suite à la rupture d'un composant. Le côté imprévu d'un accident rend ce nombre de jours bien plus important que lors d'une maintenance car il faut prendre en compte le temps de fabrication et de livraison de la pièce de rechange. En cas de remplacement prévu, seul le temps des travaux sur site impactera le temps de réparation. De plus, un accident sur un composant en amont de la centrale peut engendrer des dommages sur les éléments en aval et donc encore prolonger le temps de réparation.

Dans le cas présent, la probabilité d'occurrence d'un risque correspond à la possibilité de défaillance d'un composant de la centrale. Cette probabilité évolue avec le temps et l'âge des composants et il est important d'effectuer régulièrement des maintenances afin de garantir un bon état.

$$C_r = P * G$$

Équation 1 : Coût du risque

C_r : Coût du risque

P : Probabilité d'occurrence

G : Gravité

3.4 Données nécessaires

L'ensemble de données utilisées dans la méthode provient de deux sources différentes. La première est l'exploitant de la centrale qui doit fournir les informations propres à son aménagement. Ces informations sont récoltées dans un fichier Excel pour ensuite être traitées dans Matlab. La seconde source est une personne qualifiée dans le domaine de la mécanique et de l'hydraulique capable de mettre une valeur sur certains facteurs concernant l'usure des composants.

Le fichier Excel fourni à l'exploitant demande des précisions sur les valeurs suivantes pour chaque élément de l'aménagement :

- **Année de mise en service** : Sert à estimer l'état actuel si celui-ci n'est pas communiqué par l'exploitant.
- **Nombre de démarrages annuels prévus** : Permet de définir les contraintes futures. Si le propriétaire n'exprime pas l'envie de changer de mode d'exploitation, la valeur historique est conservée.
- **Nombre d'heures de fonctionnement annuelles prévues** : Permet également de définir les contraintes futures.
- **Durée d'indisponibilité pour défaillance** : Représente le coût du risque en jours d'indisponibilité.

Il est également demandé à l'exploitant de fournir les deux actions de maintenances les plus coûteuses pour chaque élément. Ses actions doivent contenir les informations suivantes :

- **Efficacité de la maintenance** : Sert à définir l'effet de l'action sur la probabilité de défaillance.
- **Durée d'indisponibilité pour maintenance** : Représente le coût de la maintenance en jours d'indisponibilité.
- **Périodicité** : Donne une information sur l'efficacité de la maintenance si celle-ci n'est pas précisée. Une maintenance très efficace est souvent moins souvent utilisée car également plus coûteuse.

De son côté, l'ingénieur qualifié s'occupe de déterminer des grandeurs propres à chaque composant qui pourront être réutilisées si une autre centrale possède le même type d'équipement. Ces grandeurs sont :

- Les différents facteurs de sensibilité face à un type de contrainte comme le nombre de démarrages ou les heures de fonctionnement.
- Les probabilités de défaillances initiales basées sur l'âge de l'élément et sa courbe en baignoire (voir tableau 3).

Centrale fictive		Redondance	
Unité		1	2
Prises d'eau			
1.01 Année de mise en service		1970	1970
1.02 Démarrages annuels prévus	[-/an]	100	100
1.03 Heures des fonctionnement annuelles prévues	[h/an]	2 000	2000
1.04 Durée d'indisponibilité pour défaillance	[Jours]	730	730
Action de maintenance n°1 : Révision des vannes			
1.11 Efficacité de la maintenance	[%]	25	25
1.12 Durée d'indisponibilité pour maintenance	[Jours]	30	30
1.13 Périodicité	[an]	10	10
Action de maintenance n°2 : Révision génie civil			
1.21 Efficacité de la maintenance	[%]	50	50
1.22 Durée d'indisponibilité pour maintenance	[Jours]	30	30
1.23 Périodicité	[an]	20	20

Figure 3 : Extrait du fichier Excel mis à disposition des exploitants

3.5 Détermination de la probabilité de défaillance

Avec le temps, même en étant bien entretenu, les objets finissent par se dégrader et présenter une probabilité de plus en plus élevée de rupture. L'évolution de cette probabilité peut se représenter de manière simplifiée à l'aide d'une courbe en baignoire (bathtub curve) découpée en trois zones.

Première zone : Le composant est neuf mais la probabilité de défaillance est plutôt élevée et commence à décroître car c'est une période de rodage.

Deuxième zone : Le composant est dans sa période de vie productive et la probabilité de défaillance est faible et constante.

Troisième zone : Le composant commence à vieillir et le taux de panne augmente avec le temps.

Comme la plupart des aménagements hydrauliques ont été construits il y a plus de 40 ans, les composants de ces centrales se situent tous dans la zone 2 ou 3. C'est pourquoi, pour la suite de la méthode, il a été décidé de ne pas prendre en compte les défauts de jeunesse (zone 1). La courbe en baignoire se transforme alors en courbe bilinéaire (Figure 4).

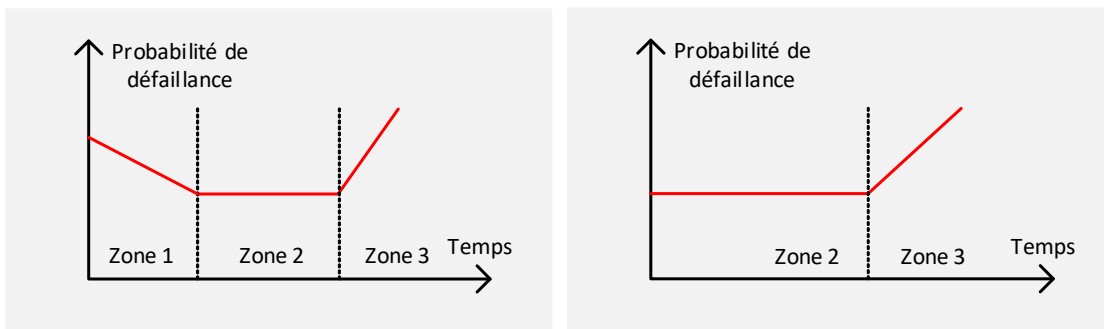


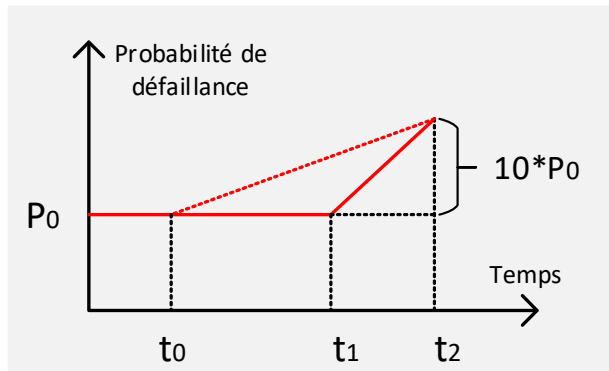
Figure 4 : Courbe en baignoire / Courbe bilinéaire

Il existe de multiples façons de déterminer cette probabilité et l'une des méthodes étudiées pour ce projet est celle de Monte-Carlo. En mécanique, cette technique consiste à représenter la résistance d'un composant sous la forme d'une distribution normale et de la confronter à une limite qui représente les efforts subis par cette pièce. Il faut ensuite tirer une valeur de résistance selon la courbe normale et la comparer avec la contrainte subie. Si la résistance est plus petite que l'effort, cela signifie que la pièce se casse. En répétant ce processus plusieurs fois et en comptant les ruptures, il est possible d'en tirer la probabilité d'occurrence de celles-ci. Cette méthode a été mise de côté car la répétition de ce processus des milliers de fois ralentit fortement l'exécution d'un programme informatique.

La représentation simplifiée de la probabilité de défaillance des composants permet de s'imaginer l'état futur d'un composant en cas d'utilisation habituelle. Les valeurs P_0 , t_1 et t_2 (Figure 5) de chaque composant d'une centrale hydroélectrique peuvent se trouver dans la documentation ou à l'aide d'une personne qualifiée dans le domaine.

Comme énoncé précédemment, la courbe en baignoire reflète la probabilité de défaillance si les opérations de maintenances effectuées sur le composant continuent de la même manière qu'avant. En réduisant le nombre d'actions, il est possible de diminuer les coûts liés à la maintenance mais cela augmentera la probabilité de défaillance du composant.

L'approche développée dans ce travail représente l'absence de maintenance sur un composant par une augmentation immédiate de la probabilité de rupture. Le taux de panne se désolidarise alors de la courbe en baignoire avec une pente proportionnelle à l'âge du composant (Ligne pointillée rouge). Cette pente est déterminée par une droite reliant la probabilité lors de l'arrêt des maintenances et la probabilité à l'instant t_2 . Cette méthode permet de prendre indirectement en compte l'âge du composant, ce qui est cohérent car, sans révisions, l'usure d'un vieux composant est significativement plus rapide que celle d'un plus jeune.



P_0 : Probabilité de défaillance lors de la période productive.

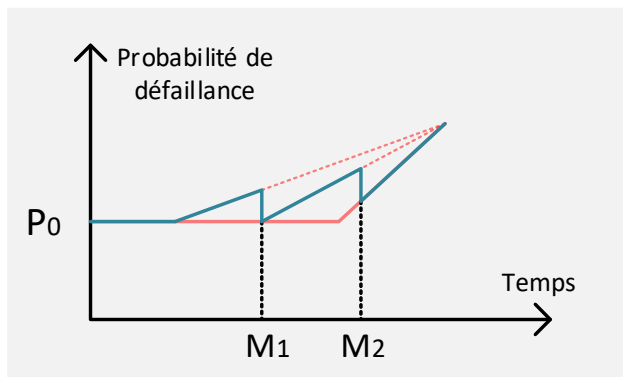
t_0 : Instant de l'arrêt total des maintenances.

t_1 : Début de la période de vieillissement.

t_2 : Temps nécessaire pour arriver à une probabilité de $10 \times P_0$.

Figure 5 : Evolution du taux de pannes sans maintenance

L'effet des maintenances sur le taux de panne se traduit par une diminution instantanée de la probabilité. Cette réduction dépend de l'efficacité de la maintenance effectuée. Pour simplifier la démarche, l'efficacité des actions de maintenance se présente sous la forme d'un pourcentage compris entre zéro et cent. Un taux de 100% correspond à une réparation permettant de remonter le rendement de production à son maximal (as good as new). Comme il est impossible de faire chuter la probabilité de défaillance plus bas que la courbe en baignoire, celle-ci sert d'asymptote. Cela permet de garder en considération le vieillissement global du composant.



M1 : Maintenance 1, efficacité de 100%

M2 : Maintenance 2, efficacité de 100%

Figure 6 : Exemple de maintenances avec 100% d'efficacité

3.6 Impact des différents types de contraintes

Pour rendre le modèle plus réaliste, il est primordial de tenir compte des contraintes subies par chaque composant et de l'impact que celles-ci auront sur sa durée de vie. Dans ce modèle, trois facteurs sont pris en compte : l'âge du composant, les démarrages subits et le nombre d'heures de fonctionnement. Chacune de ces valeurs est déterminée annuellement pour les années à venir et comparée à des grandeurs d'exploitations standards d'une centrale. Il faut également définir un facteur pour exprimer la sensibilité de chaque élément face à une situation. Par exemple, une conduite forcée sera très sensible aux démarrages et arrêts de production car ceux-ci provoquent des coups de bélier qui induisent de grandes contraintes sur la structure.

Les facteurs de sensibilités peuvent être déterminés par des spécialistes dans le domaine et leur somme doit être égale à 1 pour chaque élément.

L'impact de ces contraintes est rassemblé sous la forme d'années équivalentes. Si la centrale fonctionne dans les conditions d'exploitation standard définies, une année passée réellement aura un équivalent d'une année. Si l'exploitant double le nombre d'heures de fonctionnement et de démarrages, une année réelle vaudra deux années équivalentes.

Les années équivalentes permettent de simuler une avance plus rapide par rapport au vieillissement réel. La figure 7 montre la courbe en baignoire pour des cas d'usure plus rapide ou plus lente liée à l'exploitation de la centrale.

$$An. Eq = \frac{S_{réel} * fs}{S_{standard}} + \frac{H_{réel} * fh}{H_{standard}} + \frac{fa * 1}{1}$$

$$fh + fs + fa = 1$$

Équation 2 : Calcul du nombre d'année équivalente

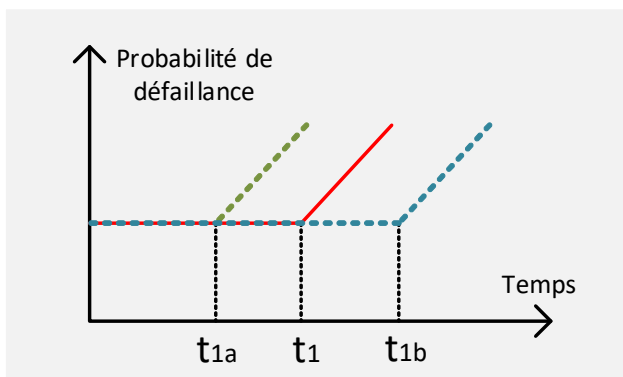
S : Nombre de démarrages annuels

H : Nombre d'heures de fonctionnement annuelles

fs : Facteur de sensibilité au démarrage

fh : Facteur de sensibilité aux heures de fonctionnement

fa : Facteur de sensibilité lié à l'âge



t1 : Début du vieillissement, exploitation standard

t1a : Début du vieillissement, surexploitation

t1b : Début du vieillissement, sous-exploitation

Figure 7 : Evolution en la courbe en baignoire en fonction des années équivalentes

3.7 Optimisation du plan de maintenance

La Figure 8 montre l'évolution dans le temps d'un composant de la centrale et les coûts qui lui sont liés. Dans cet exemple, la maintenance 1 (M1) a une efficacité de 100% et permet donc de baisser la probabilité de défaillance à son minimum. La maintenance 2 (M2) est moins efficace mais également moins coûteuse. L'objectif de l'optimisation est de réduire au mieux le nombre de jours sans production en jouant sur le moment et le type de maintenance effectuée. Cette optimisation est réalisée sur l'ensemble des composants.

Pour trouver la stratégie optimale, le plus simple serait de créer tous les plans de maintenance possibles de réaliser la simulation pour chacun de ces plans et d'en tirer le meilleur pour chacun des composants. Le nombre de combinaisons possibles dépend alors de la période simulée et peut atteindre des très grandes valeurs ce qui ralentit considérablement l'exécution d'un programme informatique. Par exemple, pour une simulation sur 20 ans d'un composant avec un choix entre 2 maintenances, le nombre de combinaisons se chiffre à 3.48×10^9 . De plus, il est nécessaire de réitérer l'opération pour chaque composant de l'aménagement.

La création de plans de maintenance aléatoires permet de réduire grandement le nombre de calcul tout en convergeant vers la bonne solution. Le nombre de combinaisons simulés ne dépend plus que du nombre d'essais désirés par l'utilisateur. Plus ce nombre d'essais est grand, plus la valeur se rapprochera de l'optimum. La meilleure solution s'obtient en gardant l'essai qui engendre la plus petite somme de jours indisponibles au niveau de l'aménagement.

$$C = (n + 1)^k$$

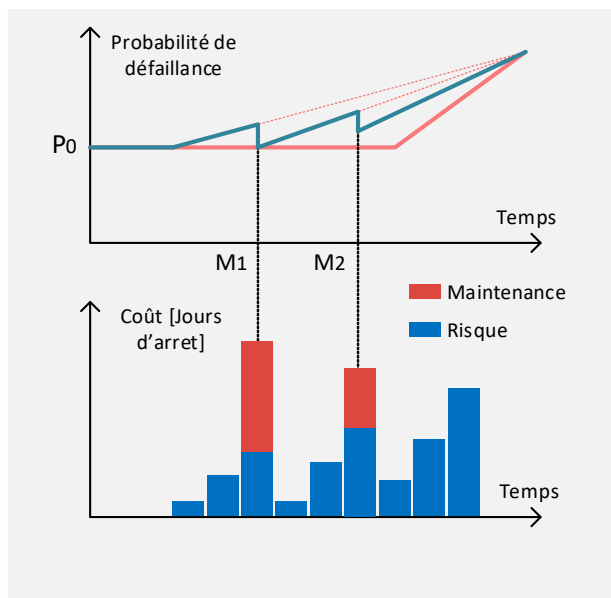
Équation 3 : Calcul du nombre de plans de maintenance possible

C : Nombre de Combinaisons

n : Nombre de choix de maintenance

k : Nombre d'années de la période simulée

Nb. Le « +1 » représente le choix de ne pas faire de maintenance.



M1 : Maintenance 1, efficacité de 100%

M2 : Maintenance 2, efficacité de 50%

Figure 8 : Exemple de représentation des différents coûts

3.8 Agrégation des composants

Pour modéliser la centrale complète, il faut maintenant regrouper les éléments en tenant compte de leur effet sur le fonctionnement global. Pour cela, les éléments sont notés selon un facteur d'importance qui va de 0 à 1. Cette note correspond au pourcentage de perte de production en cas d'arrêt du composant. Un facteur de 1 correspond à une partie sans redondance qui empêchera toute la production en cas de défaillance. Si un élément possède un système parallèle permettant de continuer la production en cas de rupture, le facteur d'importance est partagé entre ces deux pièces et pondéré en fonction de la puissance de production de chacune. Cette méthode est très efficace pour représenter plusieurs turbines fonctionnant en simultanément (Figure 9). La somme des facteurs des composants en parallèle doit être égale à 1.

La probabilité de défaillance, le coût de maintenance ainsi que le coût du risque au niveau global se calculent en faisant la somme des produits de chacun avec le facteur d'importance. Si deux composants doivent faire une maintenance la même année, le nombre de jours d'arrêt total de la centrale pour cette année correspond celui de l'action de maintenance la plus longue. Cela permet de prendre en compte la réparation simultanée de plusieurs éléments.

$$P_{centrale} = \sum_{i=1}^n (P_i * I_i)$$

Équation 4 : Calcul de la probabilité de défaillance reportée à la centrale

$$C_{r_centrale} = \sum_{i=1}^n (C_{r_i} * I_i)$$

Équation 5 : Calcul du coût du risque reporté à la centrale

$$C_{m_centrale} = \sum_{i=1}^n (C_{m_i} * I_i)$$

Équation 6 : Calcul du coût de maintenance reporté à la centrale

n : Nombre de composants de la centrale

I : Importance du composant

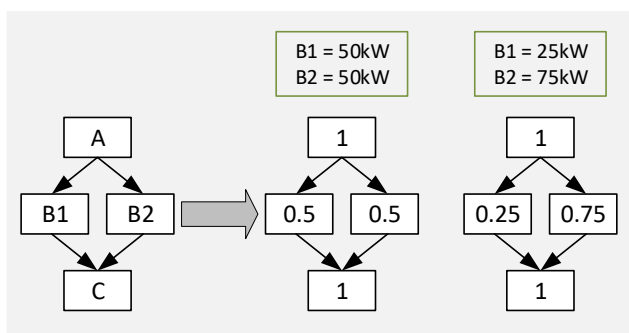


Figure 9 : Exemple de détermination du facteur d'importance

4 Application de la méthode

La centrale hydroélectrique utilisée pour l'application de la méthode est une centrale fictive. Les paramètres concernant ses composants et son utilisation ont été déterminés selon des valeurs type et ne représentent aucune installation existante.

4.1 Présentation de la centrale

La centrale utilisée est un aménagement au fil de l'eau qui comprend deux prises d'eau, une vanne de tête, une conduite forcée et deux groupes de puissance équivalente eux-mêmes composés d'une roue et d'un alternateur. La puissance de chaque groupe, le débit ou la chute ne rentrent pas en compte dans le calcul d'optimisation et n'ont donc pas été définis.

Les paramètres fournis par l'exploitant se présentent sous la forme d'un fichier Excel (Figure 3). Chaque élément a ses propres paramètres et le tableau entier peut être consulté en annexe 1. Pour l'exemple, les redondances sont exactement les mêmes mais ce n'est pas toujours le cas dans la pratique. La case périodicité représente la fréquence habituelle de l'action de maintenance. Cette valeur sert à donner une idée de l'efficacité de chaque maintenance si celle-ci n'est pas fournie car si l'action n'est pas fréquente, elle est surement plus poussée et donc plus efficace.

La structure de la centrale définit le facteur d'importance de chaque composant (Figure 10). Pour des groupes différents mais de puissance égale, le facteur est équitablement réparti.

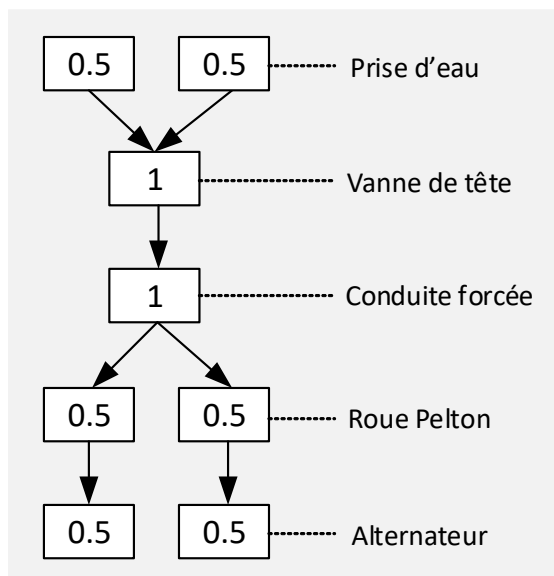


Figure 10 : Facteurs d'importance de la centrale fictive

Les conditions d'exploitations standard de l'aménagement sont arbitrairement définies par un nombre de démarrages annuel de 100 pour un nombre d'heures de fonctionnement de 2000 heures. Comme l'exploitant ne prévoit pas d'augmentation de cadence, les années à venir sont simulées avec ces mêmes paramètres. Une distribution normale est cependant ajoutée autour des valeurs pour créer une variation qui symbolise les effets du marché de l'électricité sur la production (Figure 11).

Les facteurs de sensibilité des composants sont déterminés selon les principes mécaniques et hydrauliques s'appliquant aux différents éléments. Le tableau de ces valeurs a été construit avec l'aide du professeur Samuel Rey-Mermet.

Prise d'eau : Les prises d'eau sont les premiers éléments touchés par les corps flottant et les sédiments dans la rivière. Leur temps d'utilisation va donc fortement jouer sur la quantité de ces objets les traversant. La fermeture de la vanne engendre également de grandes contraintes sur l'édifice.

Vanne de tête : L'écoulement de l'eau dans la vanne provoque de l'érosion ce qui use le composant lorsqu'il est utilisé. Les parties sèches de la vanne peuvent être soumises à des conditions d'humidité ou de température qui pourraient altérer son état avec le temps.

Conduite forcée : Les contraintes les plus grandes dans un puit blindé sont observée lors d'un arrêt car cela provoque des variations des pression à l'intérieur même si ce n'est pas un arrêt d'urgence.

Roue Pelton : A chaque passage devant l'injecteur les augets subissent un effort dû à l'impact de l'eau. Le temps d'utilisation de la roue va donc grandement influencer son état. Les démarrages induisent un grand couple sur l'axe de la roue mais pendant un temps plutôt court.

Génératrice : Les génératrices subissent le même impact que la roue durant le démarrage mais une fois en rotation, le moteur ne subit plus beaucoup de contraintes.

Type de sensibilité	Démarrages	Heures de fonctionnement	Age
Prise d'eau	0.5	0.5	0
Vanne de tête	0	0.8	0.2
Conduite forcée	0.9	0.05	0.05
Roue Pelton	0.2	0.8	0
Génératrice	0.8	0.2	0

Tableau 2 : Facteurs de sensibilité des composants de la centrale fictive

Pour mieux définir la courbe en baignoire des différentes parties de la centrale, les éléments sont séparés en deux catégories : les composants mécaniques ou électriques et les éléments de génie civil. Les infrastructures comme les prises d'eau et la conduite forcée se dégradent moins vite que les autres éléments et ils sont donc classés dans la catégorie génie civil. Les valeurs définissant l'allure de la courbe en baignoire peuvent être trouvées dans la documentation ou avec l'aide d'une personne qualifiée.

Les composants d'une centrale hydroélectrique s'usent lentement ce qui permet aux propriétaires d'effectuer les grosses actions de maintenance avec une périodicité généralement comprise entre 10 et 20 ans. Pour cette étude, il a été décidé de simuler le vieillissement durant 20 ans et il est alors très probable que la solution optimale soit de n'opérer aucune maintenance durant cette période. Pour remédier à cela, les probabilités de défaillance initiales ont été artificiellement augmentées.

	Mécanique	Génie civil		Mécanique	Génie civil
	Réalité			Simulation	
P0 [-]	10^{-4}	10^{-6}		10^{-2}	10^{-4}
t1 [années]	40 - 60	80 - 100		40 - 60	80 - 100
t2 [années]	t1 + 20	t1 + 20		t1 + 20	t1 + 20

Tableau 3 : Paramètres des courbes en baignoire

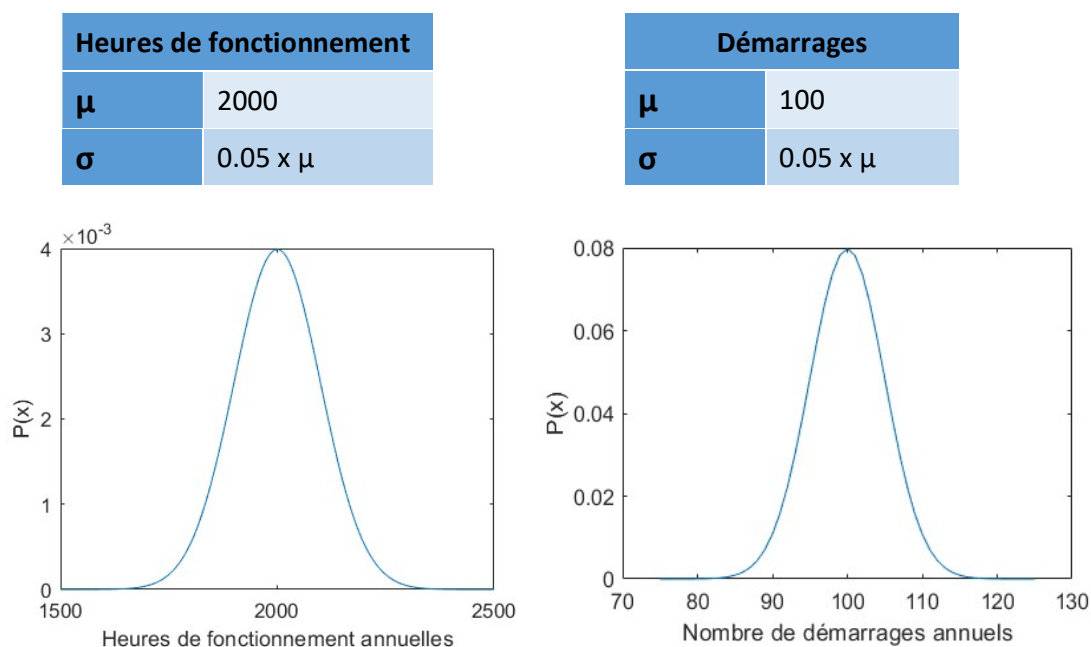


Figure 11 : Distribution normale des heures de fonctionnement annuelles / démarrages annuels

4.2 Paramètres de simulation

Comme énoncé dans la problématique, la loi sur l'utilisation de la force hydraulique demande à l'exploitant de procéder à des rénovations au cours des 10 années qui précèdent la fin de la concession (LFH Art. 69a). A ce moment, le propriétaire des installations doit alors établir un état global qui est une bonne base d'information pour déterminer l'état futur. Le choix a été fait d'effectuer la simulation sur 20 ans pour illustrer les dix années restantes jusqu'à la fin de la concession et les dix suivantes.

Pour des gains de temps, le nombre de plans de maintenance généré aléatoirement par composant a été fixé à 5000 et cela même si l'étude de convergence de l'algorithme révèle que ce n'est pas la meilleure solution. Cette étude sera présentée au chapitre 5,3. Il faut aussi savoir que la simulation offre toujours le choix du plan de maintenance sans aucune action. Cela permet de contrôler que l'optimisation propose de faire des réparations uniquement si c'est plus rentable que de ne rien faire.

5 Résultats et analyses

5.1 Résultats à l'échelle d'un composant

Les heures de fonctionnement annuelles de la roue Pelton du groupe numéro 1 (Figure 12) sont déterminées grâce à une distribution normale avec les paramètres d'exploitation standards (Voir tableau 3). Les années avec un nombre d'heures plus élevés que la moyenne peuvent correspondre à des années particulièrement humides et inversement pour des années avec moins d'heures de production. Le nombre de démarrages annuels des composants reflète les fluctuations des prix du marché de l'électricité. Ce facteur dépend beaucoup du modèle économique de la centrale et du marché sur lequel l'exploitant désire opérer. Dans la situation exposée ici, il a été choisi de poursuivre l'exploitation de la centrale selon les valeurs standards constantes mais il est possible de faire évoluer la moyenne de la distribution avec le temps. La sensibilité de la roue Pelton par rapport à ces deux paramètres (voir tableau 2) justifie l'allure des années équivalentes dont la courbe ressemble fortement à celle des heures de fonctionnement.

Le nombre d'années équivalentes maximal a un écart de 0.05 avec la moyenne ce qui représente une utilisation annuelle équivalente à une année et 18 jours. La valeur minimale correspond à une utilisation équivalente à 329 jours.

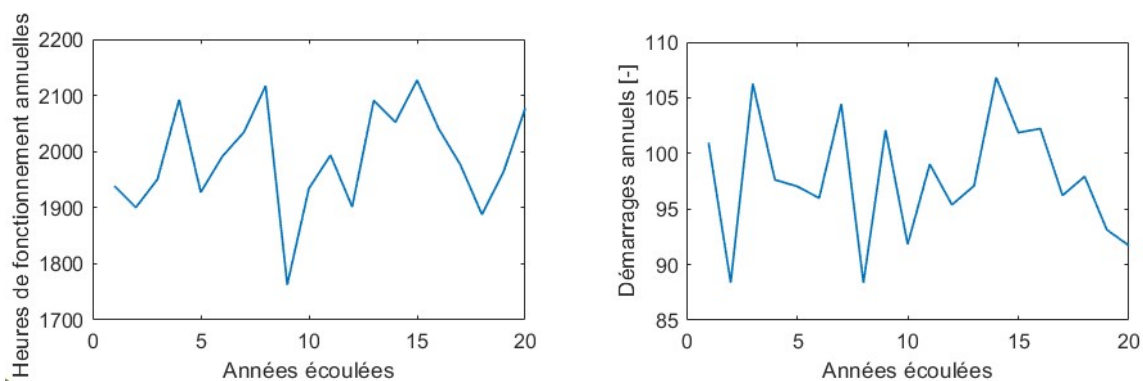


Figure 12 : Évolution des heures de fonctionnement annuelles / démarrages annuels de la roue Pelton du groupe n°1

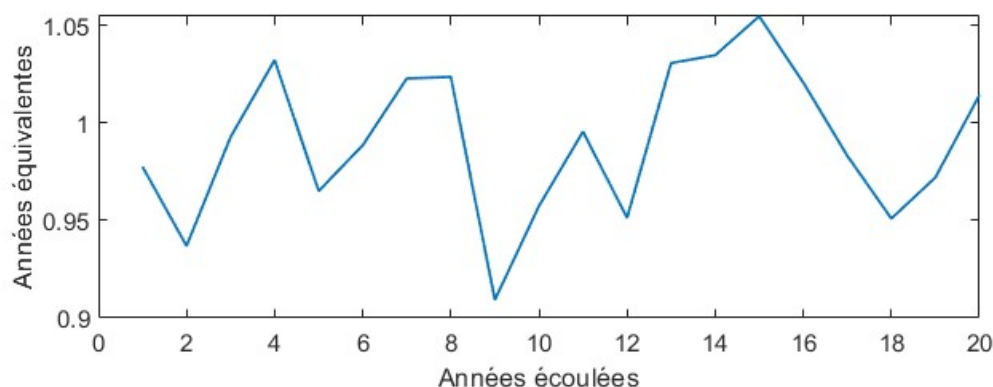


Figure 13 : Évolution du nombre d'années équivalentes

Pour représenter l'effet d'une augmentation du nombre d'heures de fonctionnement d'une roue Pelton, la turbine du groupe deux a été paramétrée pour fonctionner deux fois plus de temps que la première. Ce changement engendre une augmentation de la moyenne des années équivalentes qui se situe alors proche des 2 années équivalentes. L'impact est aussi visible sur la courbe en baignoire du composant numéro deux qui commence la période de vieillissement presque 5 ans avant le groupe numéro un (Figure 15). Ce résultat est cohérent car en doublant le nombre d'années équivalentes, le vieillissement apparaît deux fois plus rapidement. Et comme le nombre d'heures de fonctionnement est la principale faiblesse de ce composant, la multiplication par deux de celles-ci induit presque le même facteur de multiplication sur les années équivalentes. On observe alors une augmentation des coûts totaux sur 20 ans liés au risque avec une valeur de 578 jours contre 447 dans le premier cas.

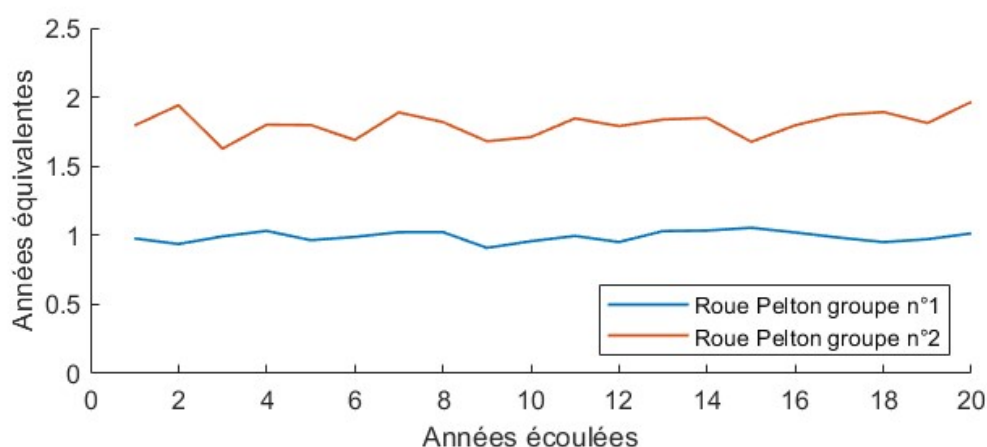


Figure 14 : Comparaison de l'évolution du nombre d'années équivalentes

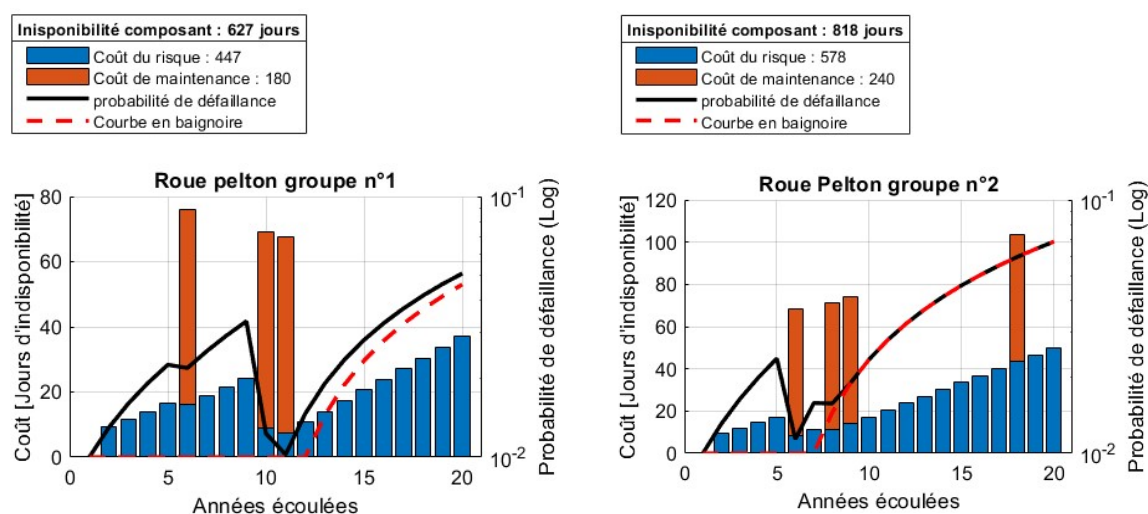


Figure 15 : Résultats complets de la roue Pelton du groupe n°1 / groupe n°2

Le résultat final à l'échelle d'un composant est présenté dans la figure 16. En orange on observe le coût en jours de d'indisponibilité dus à des maintenances effectuées sur l'élément. Celles-ci permettent de réduire la probabilité de défaillance en fonction de leur efficacité. Pour la vanne de tête, une seule action de maintenance a été proposée et celle-ci a une efficacité de 100%. C'est la raison pour laquelle le taux de panne retombe à sa valeur minimale, qui correspond à la courbe en baignoire. Les barres bleues représentent le coût du risque, également quantifié en jours d'arrêts de la production. Celui-ci est défini par la multiplication de la probabilité de défaillance avec sa gravité.

Des résultats similaires ont été simulés pour tous les composants. Ils sont disponibles en annexe 2.

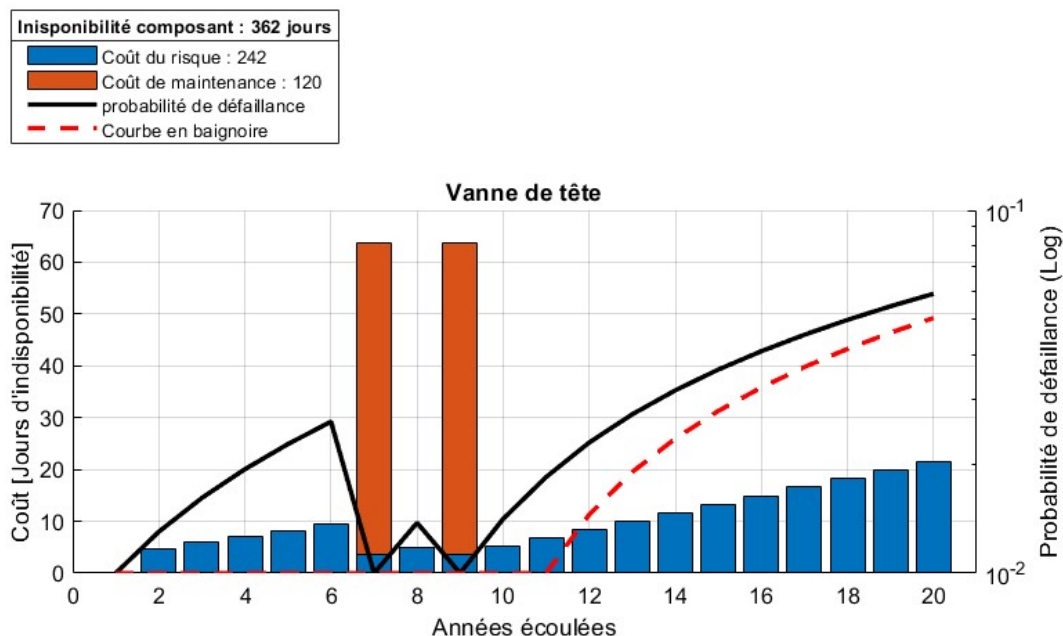


Figure 16 : Résultats complets de la vanne de tête

5.2 Résultats à l'échelle de la centrale

Le résultat final à l'échelle de la centrale se présente sous la même forme que pour les composants. Les différents coûts et la probabilité de défaillance sont calculés en fonction de l'importance de chaque élément dans l'aménagement. Avant la période de vieillissement qui se situe autour des 10 ans, les maintenances permettent de garder le taux de pannes stable. Passé cette date, la probabilité de défaillance ne fait que d'augmenter, et cela malgré les actions entreprises. Il est important de rappeler que les probabilités caractérisant les différentes courbes en baignoire ont été artificiellement augmentées pour accélérer le vieillissement des composants et ainsi observer une réelle optimisation des jours d'indisponibilité. Dans le cas contraire, l'algorithme aurait proposé de faire très peu de maintenance, ce qui est compréhensible car les centrales hydroélectriques ne nécessitent pas souvent de grosses réparations.

La prédiction de la disponibilité par années met en évidence le nombre de jours de l'année disponibles à la production d'électricité. La tendance indique une légère réduction avec le temps mais une simulation de plus longue durée permettrait de préciser cette prédiction.

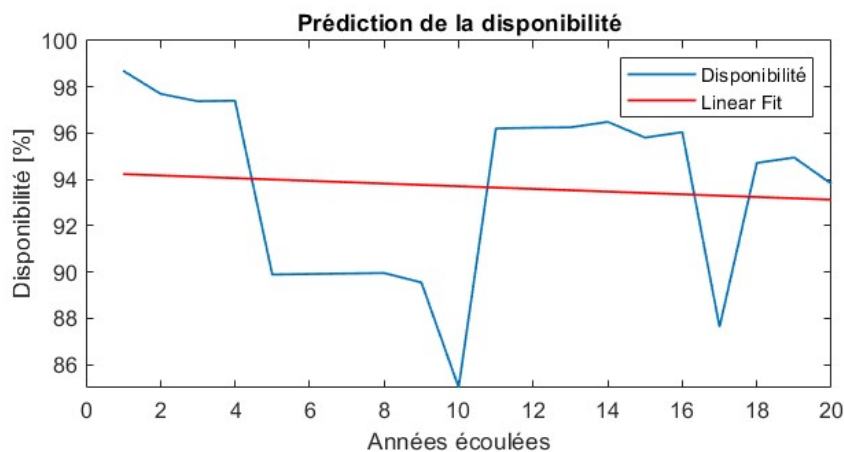


Figure 17 : Évolution de la disponibilité de production

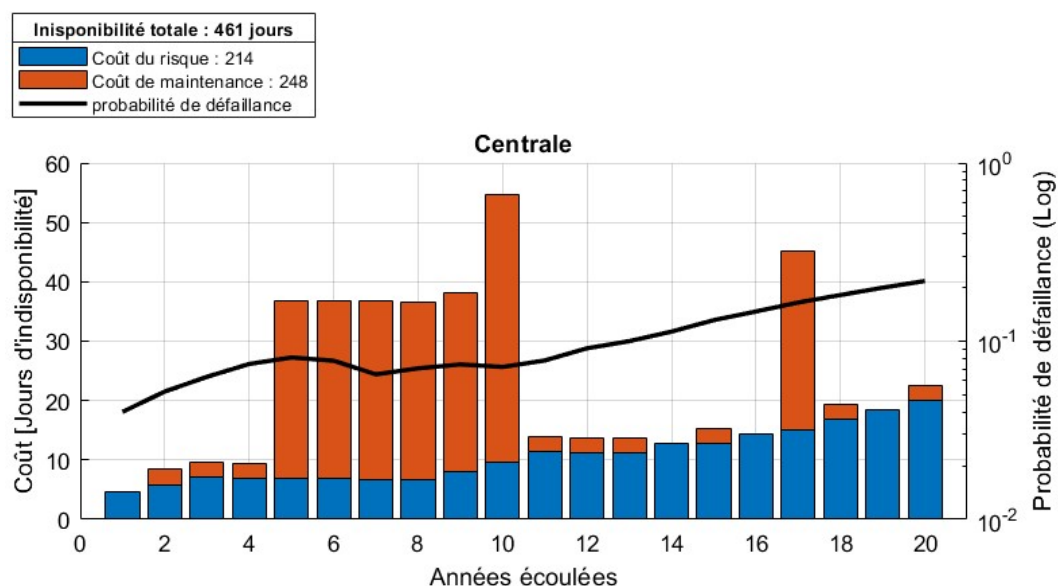


Figure 18 : Résultats complets de la centrale entière

5.3 Analyse de l'algorithme

La méthode implantée présente encore beaucoup d'effets aléatoires liés à la génération des plans de maintenance. La figure 19 montre que même après 10^7 plans générés, la plage entre la valeur minimale et maximale pour la vanne de tête atteint les 100 jours. Cela signifie que même en générant ce nombre de plans, la solution ne convergera pas plus précisément que dans un écart de 100 jours, ce qui correspond également à l'écart des valeurs pour une génération de 10^5 plans. Vu que la même valeur minimale peut être atteinte en créant 10^5 ou 10^7 plans, on pourrait penser que la première solution est préférable car moins longue à simuler. Cela serait vrai si l'on ne tient pas compte des probabilités. Le taux d'occurrence des jours d'indisponibilité optimisés en fonction du nombre de plans aléatoires générés montre que la plage de solutions est la même dans les deux cas et que le minimum trouvé est d'environ 305 jours (figure 21). La seule différence réside donc dans la probabilité d'obtenir ce minimum parmi les choix aléatoires. Pour améliorer les résultats, il est donc préférable de générer 10^6 ou 10^7 plans bien que cela demande beaucoup de temps de simulation. Comme la méthode des plans aléatoires a été inventée pour ne pas avoir à inspecter tous les plans et ainsi gagner du temps, il est légitime de se poser la question de l'avantage de celle-ci si le nombre de plans nécessaires se rapproche du nombre défini au chapitre 3.7. L'analyse de la durée de la simulation indique que le temps nécessaire pour faire tourner l'algorithme pour toute la centrale augmente de manière quadratique avec le nombre de plans (figure 20). Les valeurs exactes des différents temps de simulation sont indiquées dans l'annexe 3. Les temps induits montrent qu'une simulation pour 10^5 plans générés est un bon compromis. Le temps que prend l'algorithme pour effectuer les calculs dépend évidemment de l'ordinateur utilisé. Dans ce cas-ci, l'appareil utilisé est un ordinateur portable muni d'un processeur Intel Core i7-7500U @ 2.7GHz et de 8Go de RAM.

Pour résumer, l'optimisation fonctionne correctement mais au prix de simulations plutôt longues ce qui est cohérent car l'algorithme se base sur une distribution aléatoire des instants de maintenance. La tendance générale des résultats est une augmentation de la probabilité d'obtenir des valeurs minimales avec le nombre de plans de maintenance générés. La méthode permet d'énormément écourter le temps de simulation par rapport à une solution qui viserait à tester toutes les combinaisons.

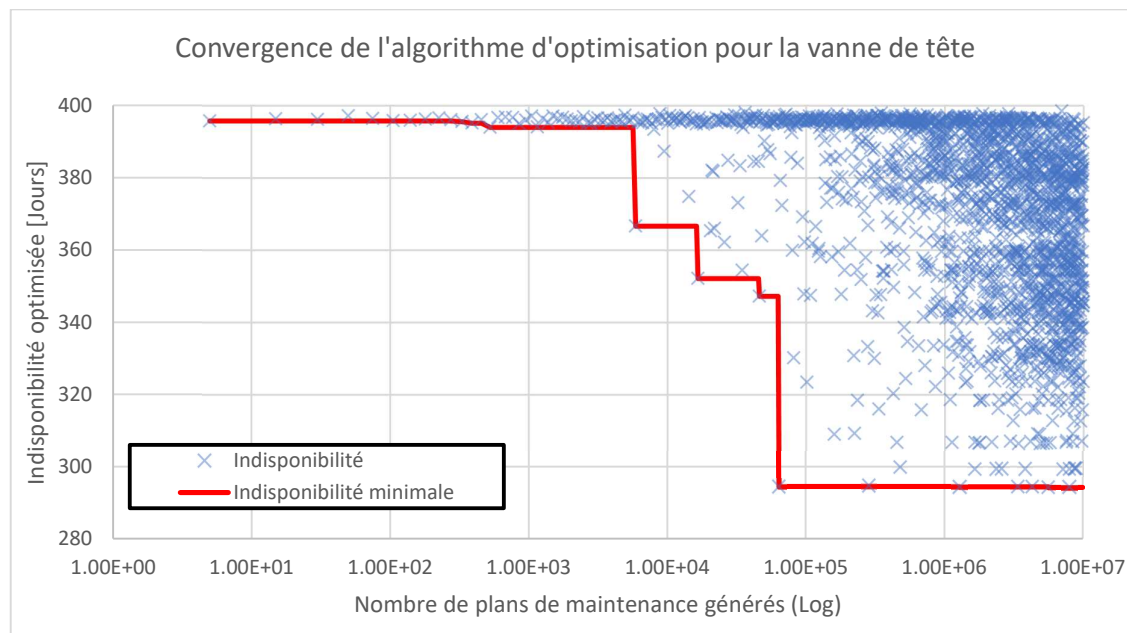


Figure 19 : Convergence des résultats de l'optimisation

5.4 Améliorations possibles

La méthode appliquée ici s'apparente à une méthode dite "force brute" car l'objectif est de tester un très grand nombre de solutions ce qui prend beaucoup de temps. Une piste pour améliorer la rapidité d'exécution serait de rendre l'algorithme plus "intelligent". Cela peut par exemple être réalisé en effectuant une première optimisation aléatoire puis en essayant d'affiner le résultat en tournant autour de cette valeur à l'aide de petites variations. Une autre méthode possible serait celle de l'utilisation d'optimisation / programmation linéaire permettant de minimiser un résultat en fonction des valeurs entrées. L'incorporation des distributions normales liées aux conditions d'exploitation rendent la création de cet algorithme d'autant plus compliquée.

Pour les deux alternatives proposées, la principale raison qui empêche leur implantation est le manque de compétence de l'étudiant dans le domaine de la programmation et de l'optimisation. L'aide d'une personne mieux qualifiée pourrait rendre l'implantation de ces méthodes possible.

Comme la méthodologie est adaptable à presque tous les objets, il serait idéal de vérifier la convergence des résultats sur un composant dont l'optimum est connu. Cela permettrait de quantifier la précision de l'algorithme et de définir une plage d'erreur.

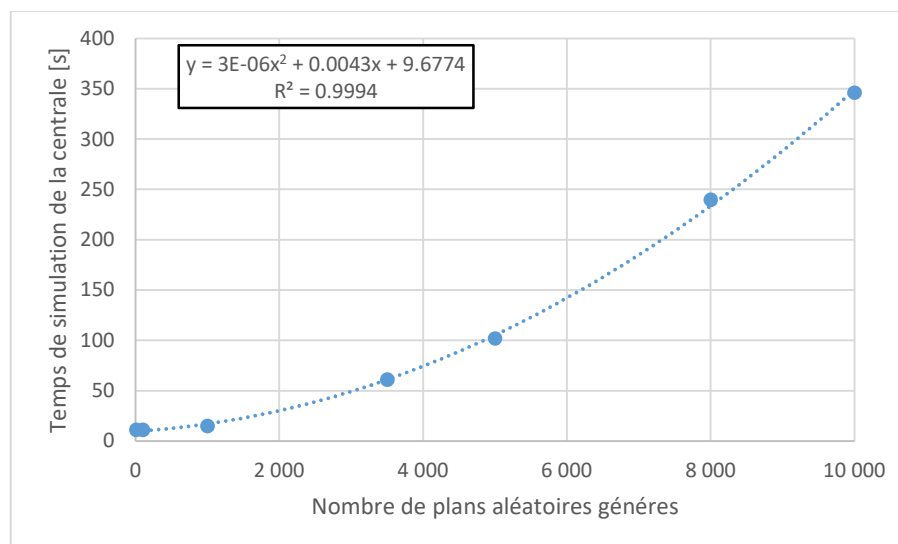


Figure 20 : Temps de simulation de l'optimisation pour la centrale entière

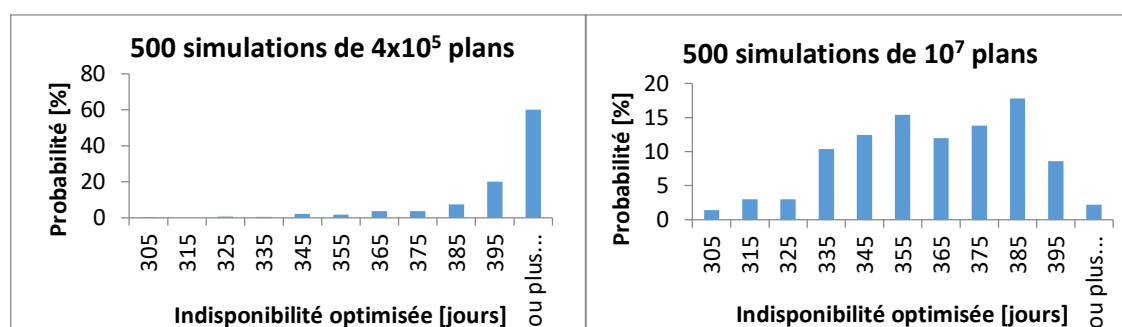


Figure 21 : Distribution de l'indisponibilité pour 4*10⁵ et 10⁷ plans aléatoirement générés

6 Conclusion

La méthodologie développée permet aux propriétaires d'aménagements hydrauliques de prendre conscience de l'état actuel des installations sans devoir prendre de mesures ni faire appel à un spécialiste. Des informations comme l'âge des différentes parties de la centrale et les maintenances précédemment effectuées permettent de caractériser une "courbe en baignoire" qui définit l'état actuel et l'état futur de chaque élément. Les composants sont agrégés pour former la centrale et un facteur d'importance permet de prendre en compte le poids que chaque partie a sur l'ensemble.

La mise en place d'un principe d'années équivalentes permet de mettre en lumière l'impact des contraintes comme le nombre de démarrages annuels ou le nombre d'heures de fonctionnement. Cela donne la possibilité à l'exploitant de mieux se préparer en cas de changement de régime de production, lié par exemple au marché de l'électricité.

L'état futur des équipements présents dans une centrale dépend forcément des actions de maintenance qui sont effectuées. L'algorithme d'optimisation permet de trouver le moment et l'action idéale pour minimiser le nombre de jours d'indisponibilité dus aux pannes ou aux révisions. Malgré une convergence difficile, l'algorithme permet de trouver le plan de maintenance optimal parmi un ensemble de plans aléatoirement générés.

La méthodologie a été ensuite testée sur une centrale fictive composée de deux prises d'eau, d'une vanne, d'une conduite forcée et de deux groupes de production comprenant chacun une roue Pelton et une génératrice. Les différents résultats obtenus témoignent du bon fonctionnement de la méthode ainsi que de la prise en compte des différents paramètres rentrés par l'exploitant.

7 Bibliographie

- Barry, M., Baur, P., Gaudard, L., Giuliani, G., Hediger, W., Romerio, F., Schillinger, M., Schumann, R., Voegeli, G., & Weigt, H. (2015). The Future of Swiss Hydropower—A Review on Drivers and Uncertainties. *SSRN Electronic Journal*. <https://doi.org/10.2139/ssrn.2663879>
- Bernhart, M. (2002). *Modèles de prix non-Gaussiens pour les marchés de l'énergie—Un modèle de prix par processus de Lévy de type NIG*. 86.
- Hydropower Asset Management Partnership. *Using Condition Assessments and Risk-Based Economic Analyses*. (Septembre 2006).
- Choudhary, D. (2017, mars 2). MAINTENANCE MANAGEMENT. <https://doi.org/10.13140/RG.2.2.25257.80485>
- Control-energy-market-fr.pdf*. (s. d.). Consulté 7 juillet 2020, à l'adresse <https://www.swissgrid.ch/dam/swissgrid/about-us/newsroom/dossiers/control-energy-market-fr.pdf>
- Determine-business-risk.pdf*. (s. d.). Consulté 24 juillet 2020, à l'adresse <https://www.epa.gov/sites/production/files/2016-01/documents/determine-business-risk.pdf>
- Dijoux, Y., & Idee, E. (2008). *Nouveaux modèle d'âge virtuel pour des intensités de défaillance en baignoire*. 25.
- Électricité : Définition de la logique du « merit order ». (2012, février 14). <https://www.connaissancedesenergies.org/electricite-qu-est-ce-que-la-logique-de-merit-order-120215>
- Association suisse pour l'aménagement des eaux. *Droit de retour et renouvellement de concession des centrales hydroélectriques*. (Novembre 2012)
- Gaudard, L., Gabbi, J., Bauder, A., & Romerio, F. (2016). Long-term Uncertainty of Hydropower Revenue Due to Climate Change and Electricity Prices. *Water Resources Management*, 30(4), 1325-1343. <https://doi.org/10.1007/s11269-015-1216-3>
- IEEE Xplore Full-Text PDF: (s. d.). Consulté 24 juillet 2020, à l'adresse <https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=954523>
- Mihalache, A. G. (s. d.). *Modélisation et évaluation de la fiabilité des systèmes mécatroniques : Application sur système embarqué*. 208.
- Moïsio, G. (2016). Bloc Diagramme de Fiabilité. In *Méthodologies Appliquées*. <https://methodes.pressbooks.com/chapter/bloc-diagramme-de-fiabilite/>
- Peyras, L., Royet, P., Boissier, D., & Vergne, A. (2004). *Diagnostic et analyse de risques liés au vieillissement des barrages—Développement de méthodes d'aide à l'expertise*. 11.
- Rey-Mermet Samuel, Géhant Benoît, Gazeau Franz. *Analyse d'état des centrales hydroélectriques*. (novembre 2013)
- Rey-Mermet, S., & Valais-Wallis, H.-S. (s. d.). *Comment évaluer la durée de vie résiduelle des aménagements hydroélectriques ?* 14.
- Ringler, J. (1981). Une modélisation bayésienne du taux de défaillance en fiabilité. *Revue de Statistique Appliquée*, 29(1), 43–56.

Schillinger, M., Weigt, H., Barry, M., & Schumann, R. (2017). Hydropower Operation in a Changing Market Environment A Swiss Case Study. *SSRN Electronic Journal*. <https://doi.org/10.2139/ssrn.3110605>

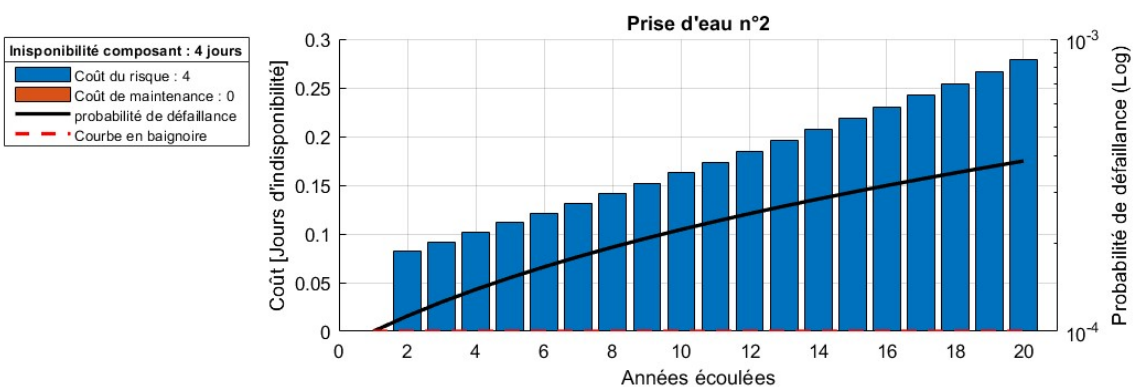
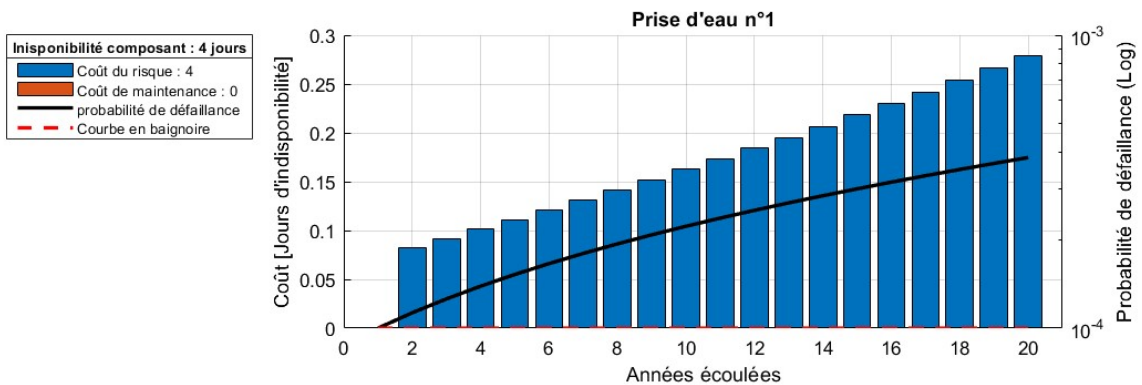
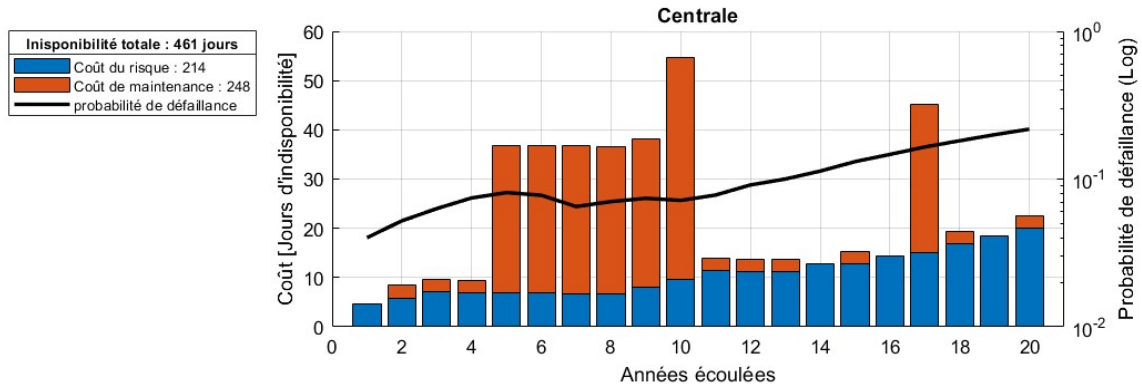
Voegeli, G. (2015). *Future of Swiss Hydropower : Regional Impact analysis and Sustainability Assessment of Hydropower*. <https://doi.org/10.13140/RG.2.2.18070.96320>

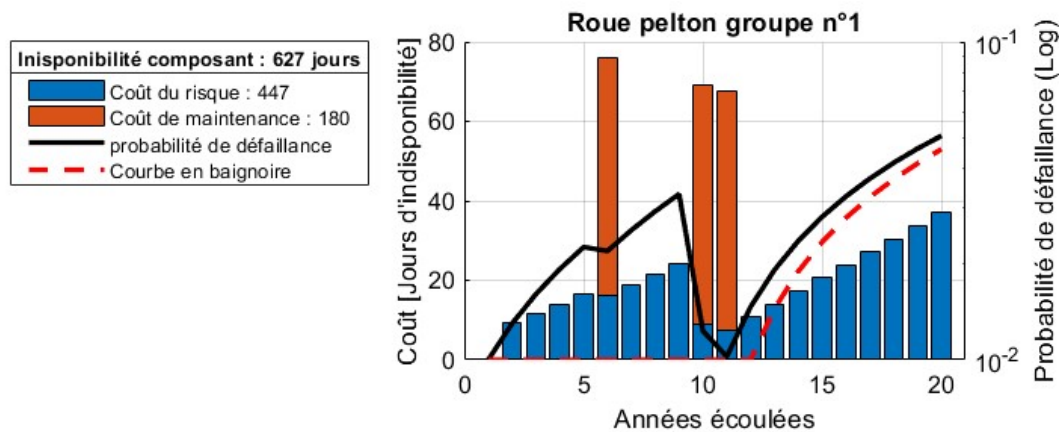
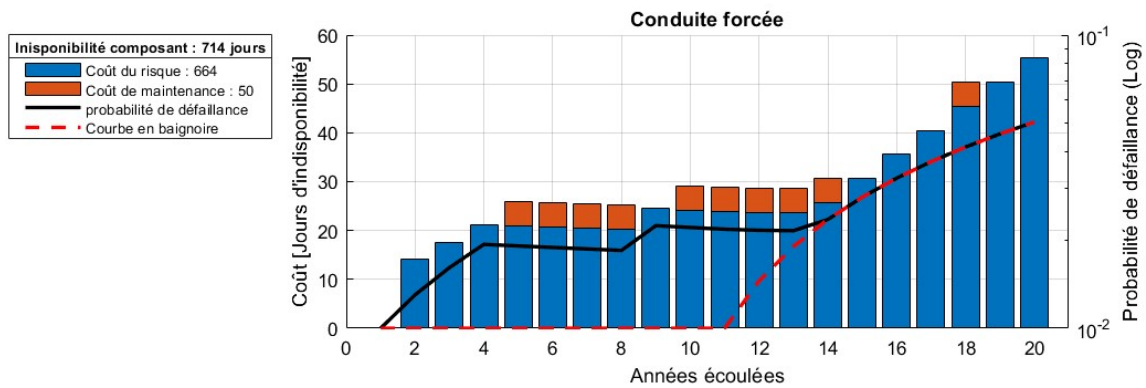
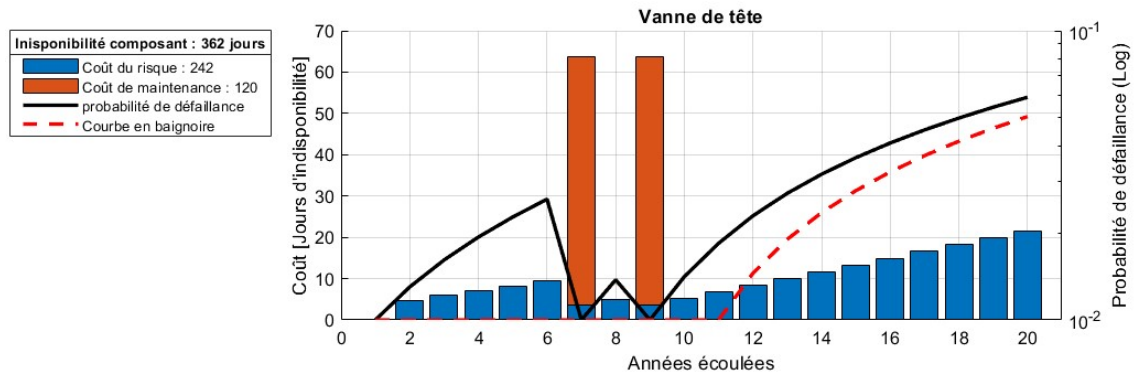
Annexe 1 : Fichier Excel de récolte de données

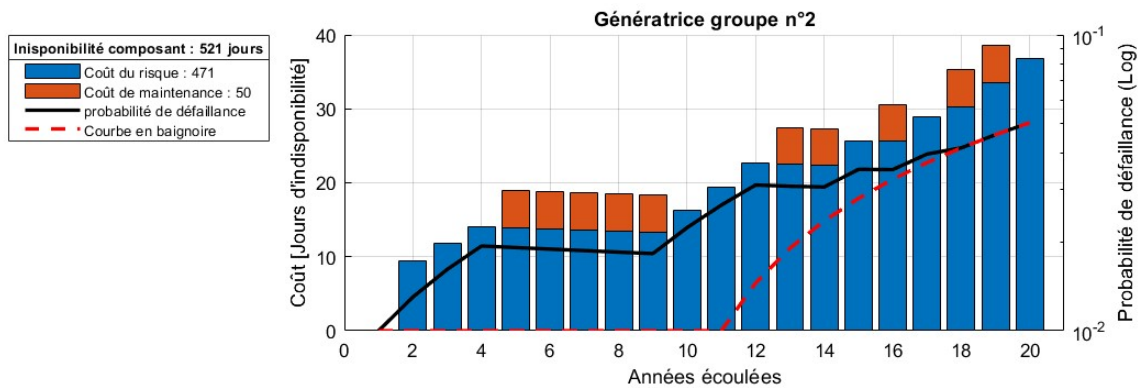
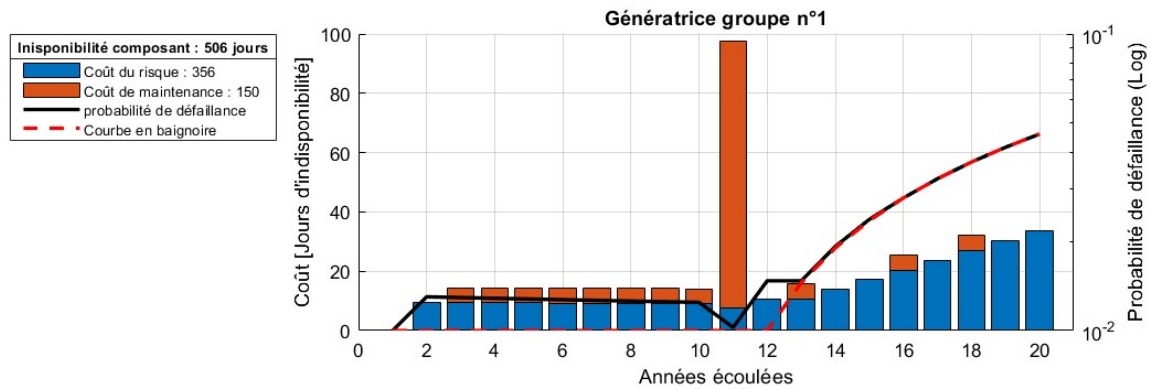
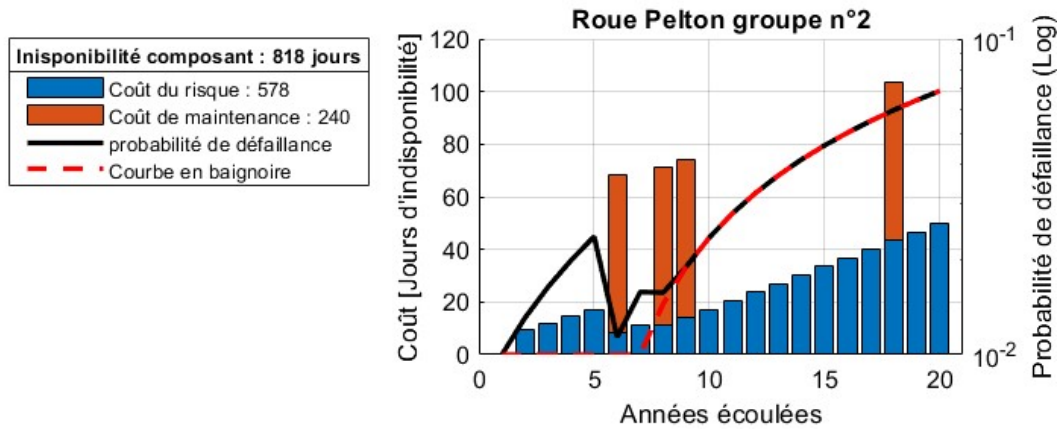
Centrale fictive		Redondance	
Unité		1	2
Prises d'eau			
1.01 Année de mise en service		1970	1970
1.02 Démarrages annuels prévus	[-/an]	100	100
1.03 Heures des fonctionnement annuelles prévues	[h/an]	2 000	2000
1.04 Durée d'indisponibilité pour défaillance	[Jours]	730	730
Action de maintenance n°1 : Révision des vannes			
1.11 Efficacité de la maintenance	[%]	25	25
1.12 Durée d'indisponibilité pour maintenance	[Jours]	30	30
1.13 Périodicité	[an]	10	10
Action de maintenance n°2 : Révision génie civil			
1.21 Efficacité de la maintenance	[%]	50	50
1.22 Durée d'indisponibilité pour maintenance	[Jours]	30	30
1.23 Périodicité	[an]	20	20
Vannes de tête			
2.01 Année de mise en service		1970	
2.02 Démarrages annuels	[-/an]	100	
2.03 Heures des fonctionnement annuelles	[h/an]	2 000	
2.04 Durée d'indisponibilité pour défaillance	[Jours]	365	
Action de maintenance n°1 : Révision Vanne			
2.11 Efficacité de la maintenance	[%]	100	
2.12 Durée d'indisponibilité pour maintenance	[Jours]	60	
2.13 Périodicité	[an]	20	
Action de maintenance n°2 : (Aucune)			
2.21 Efficacité de la maintenance	[%]		
2.22 Durée d'indisponibilité pour maintenance	[Jours]		
2.23 Périodicité	[an]		
Conduite Forcée			
3.01 Année de mise en service		1970	
3.02 Démarrages annuels	[-/an]	100	
3.03 Heures des fonctionnement annuelles	[h/an]	2 000	
3.04 Durée d'indisponibilité pour défaillance	[Jours]	1095	
Action de maintenance n°1 : Inspection			
3.11 Efficacité de la maintenance	[%]	2.5	
3.12 Durée d'indisponibilité pour maintenance	[Jours]	183	
3.13 Périodicité	[an]	5	
Action de maintenance n°2 : Peinture anticorrosion			
3.21 Efficacité de la maintenance	[%]	80	
3.22 Durée d'indisponibilité pour maintenance	[Jours]	5	
3.23 Périodicité	[an]	40	

Roue Pelton				
4.01 Année de mise en service		1970	1970	
4.02 Démarrages annuels	[-/an]	300	100	
4.03 Heures des fonctionnement annuelles	[h/an]	2 000	2000	
4.04 Durée d'indisponibilité pour défaillance	[Jours]	730	730	
Action de maintenance n°1 : Recharge des augets				
4.11 Efficacité de la maintenance	[%]	5	5	
4.12 Durée d'indisponibilité pour maintenance	[Jours]	20	20	
4.13 Périodicité	[an]	5	5	
Action de maintenance n°2 : Révision totale				
4.21 Efficacité de la maintenance	[%]	90	90	
4.22 Durée d'indisponibilité pour maintenance	[Jours]	20	20	
4.23 Périodicité	[an]	10	10	
Génératrice				
5.01 Année de mise en service		1970	1970	
5.02 Démarrages annuels	[-/an]	100	100	
5.03 Heures des fonctionnement annuelles	[h/an]	2 000	2000	
5.04 Durée d'indisponibilité pour défaillance	[Jours]	730	730	
Action de maintenance n°1 : Nettoyage du stator				
5.11 Efficacité de la maintenance	[%]	90	90	
5.12 Durée d'indisponibilité pour maintenance	[Jours]	90	90	
5.13 Périodicité	[an]	12	12	
Action de maintenance n°2 : Diagnostic du bobinage				
5.21 Efficacité de la maintenance	[%]	2.5	2.5	
5.22 Durée d'indisponibilité pour maintenance	[Jours]	5	5	
5.23 Périodicité	[an]	3	3	

Annexe 2 : Résultats des composants de la centrale







Annexe 3 : Tableau des temps de simulation

Nombre de plans	Temps simulation [s]
10	11
100	11
1000	15
3500	61
5000	102
8000	239
10000	346
1×10^4	3.53×10^2
1×10^5	3.04×10^4
1×10^6	3×10^6
1×10^7	3×10^8
3.48×10^9	3.6×10^{13}