

Note d'explication du modèle économique d'une STEP

GT STEP UFE

Janvier 2013

Table des matières

Note d'explication du modèle économique d'une STEP	1
GT STEP UFE.....	1
I. Détermination des hypothèses.....	3
1. Paramètres techniques	3
1.1. Puissance et capacité de rétention	3
1.2. Cycle de pompage	3
1.3. Rendement	3
1.4. Période de permitting et de construction	3
2. Paramètres économiques	4
2.1. Modèle de calcul	4
2.2. Calcul des flux de trésorerie	4
2.3. Taux de rentabilité interne (TRI)	4
2.4. Durée de vie et horizon temporel	4
2.5. Devise et inflation	4
3. Investissements	5
4. Revenus	5
4.1. Transfert d'énergie	5
4.2. Services système	6
4.3. Mécanisme d'ajustement (MA)	6
4.4. Marché de capacité.....	7
5. Charges	7
5.1. Charges d'exploitation, hors amortissements	7
5.2. Coûts de l'énergie de pompage	7
5.3. Charges réseau	7
6. Amortissements	8
7. Impôts, taxes et redevances.....	8
7.1. Impôt sur les Sociétés (IS).....	8
7.2. Imposition forfaitaire sur les entreprises de réseaux (IFER)	8
7.3. Taxes foncières (TF).....	9
7.4. Contribution économique territoriale (CET)	9
7.5. Redevance sur les recettes.....	9
7.6. Redevances des Agences de l'Eau	9
8. La Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE)	9
II. Etudes de sensibilité	10

Description du modèle d'évaluation

I. Détermination des hypothèses

1. Paramètres techniques

1.1. Puissance et capacité de rétention

La STEP étudiée est une STEP « moyenne » correspondant à une puissance installée de **800 MW** réversible et une capacité de stockage de 16,4 GWh. Un des deux bassins est supposé préexistant.

1.2. Cycle de pompage

Le modèle de STEP étudiée est de type hebdomadaire, selon le cycle de pompage-turbinage suivant :

Pompage	lundi	mardi	mercredi	jeudi	vendredi	samedi	dimanche	Total
heures par jour	5	5	5	5	6	12	12	50
heures par an	260	260	260	260	312	624	624	2 600

Turbinage	lundi	mardi	mercredi	jeudi	vendredi	samedi	dimanche	Total
heures par jour	8	8	8	8	7	0	0	39
heures par an	416	416	416	416	364	-	-	2 028

Selon les méthodes d'optimisation des prix utilisées (cf. § 4.1), l'optimum économique situe le taux de charge en nombre d'heures équivalent entre 2028 et 2266 heures par an. Les durées de pompage oscillent entre 2612 et 2788 heures pour l'année 2011.

1.3. Rendement

Le ratio turbinage - pompage est pris avec **un rendement de 80%**, valeur jugée conforme pour une STEP neuve, équipée des technologies actuellement disponibles (notamment vitesse variable).

1.4. Période de permitting et de construction

De la demande de permis à la mise en service, il faut généralement compter **10 ans**. Cette période peut être décomposée en deux : six ans pour la phase d'obtention de la concession et 4 ans pour la construction.

Ainsi, la mise en service de la STEP a été fixée à **l'année 2025**, ce qui correspond par ailleurs aux besoins du système électrique face à la croissance des énergies renouvelables intermittentes.

2. Paramètres économiques

2.1. Modèle de calcul

Le modèle de calcul s'attache à la rentabilité interne du projet (TRI), sans considération de ses conditions de financement.

2.2. Calcul des flux de trésorerie

A partir de l'Excédent Brut d'Exploitation (EBE, ou EBITDA), la détermination du résultat d'exploitation hors impôt et charges financières (EBIT) est obtenue en déduisant les dotations aux amortissements et provisions. Le résultat d'exploitation net de l'impôt corrigé¹ se calcule en déduisant les taxes, impôts et redevances de l'EBIT.

A partir de ce résultat, les dotations aux amortissements et provisions sont rajoutées car elles ne constituent pas un décaissement, puis l'on déduit le Besoin en Fonds de Roulement (BFR) de même que les investissements. Pour synthétiser :

$$\begin{aligned}
 & \text{EBIT} \\
 & - \text{Impôts, taxes et redevances} \\
 & = \text{Résultat brut d'exploitation net de l'impôt corrigé (EBIAT)} \\
 & + \text{Dotation aux amortissements et provisions} \\
 & - \text{Besoin en fonds de roulement (BFR)} \\
 & - \text{Investissements opérationnels} \\
 & = \text{Flux de trésorerie disponible}
 \end{aligned}$$

2.3. Taux de rentabilité interne (TRI)

Afin de constituer un investissement attractif, **le TRI du modèle doit être voisin de 8%**, ce qui est le taux habituellement retenu pour les projets d'investissement industriel.

2.4. Durée de vie et horizon temporel

Nous évaluons ici la rentabilité de la STEP sur une période d'exploitation correspondant à **une durée de concession de 75 ans**.

Aucune variation temporelle des conditions économiques exogènes n'est ici considérée.

2.5. Devise et inflation

¹ L'impôt corrigé est celui que paierait l'entreprise si elle ne déduisait pas les charges d'intérêt.

Le calcul de rentabilité s'effectue en euros courants (valeurs nominales), 2021 représentant l'année de référence. Cette année a été choisie car elle correspond au début des investissements. L'inflation, déjà contenue dans ces valeurs, a été supposée de **2%**. Elle s'applique aux revenus, aux charges, de même qu'aux impôts et taxes. Elle ne s'applique pas aux amortissements.

3. Investissements

L'investissement considéré est de **1 040 M€**, en prenant en compte les hypothèses suivantes :

- Un coût d'investissement de **1 300 k€ par MW installé**, correspondant aux données de la profession ;
- La préexistence d'un des deux bassins (l'influence d'un autre ouvrage hydroélectrique sur le même bassin étant négligée);
- Un investissement uniformément réparti sur une période de 4 années.

La STEP étant sous le régime de concession, la valeur terminale du projet aux différents horizons de temps est considérée comme nulle.

4. Revenus

La STEP modélisée est considérée comme « stand alone », c'est-à-dire qu'elle fonctionne comme si elle était gérée par une société indépendante, en fonction des opportunités de marché et en dehors de toute optimisation possible d'un portefeuille de production d'électricité.

Les revenus d'une telle STEP peuvent être décomposés selon ses services rendus au système électrique :

- transfert d'énergie par stockage
- services système
- mécanisme d'ajustement
- marché de capacité

4.1. Transfert d'énergie

Le modèle est réalisé sans considération de l'évolution du marché de l'énergie. Par convention, la référence de prix de l'énergie appliquée sur la durée du projet est celle des prix du marché spot 2011, qui constituent les dernières données disponibles.

Deux méthodes ont été utilisées pour déterminer les revenus issus du transfert d'énergie entre la vente d'électricité sur le marché par turbinage et l'achat d'énergie pour le pompage :

- Méthode des prix classés hebdomadaire
- Méthode d'optimisation à l'aide d'un outil de recherche opérationnelle

4.1.1 Méthode des prix classés hebdomadaire

La méthode consiste à croiser les prix du marché spot classés par valeur croissante pour chaque semaine, avec les mêmes prix classés par valeur décroissante. Ce croisement détermine l'optimum de fonctionnement hebdomadaire de la STEP d'une part en pompage, d'autre part en turbinage, tout en tenant compte du rendement de l'installation. Les revenus hebdomadaires générés selon cette méthode correspondent au produit des 39 heures les plus chères du marché SPOT de la semaine considérée, par le nombre de MW disponibles (c'est-à-dire 744 MW, soit la puissance totale de la STEP diminuée de la puissance allouée aux services systèmes). A l'inverse les coûts de pompage correspondent aux 50 heures les moins chères de cette même semaine.

Cette méthode sous-estime cependant les revenus de la STEP. Le nombre d'heures de turbinage et de pompage sont en effet imposés chaque semaine indépendamment des prix. C'est la raison pour laquelle nous avons utilisé un outil de recherche opérationnelle pour déterminer les revenus de la STEP.

4.1.2 Méthode d'optimisation à l'aide d'un outil de recherche opérationnelle

Cette méthode d'optimisation par outil de recherche opérationnelle basé sur la chronique des prix du marché spot 2011 donne un **temps de turbinage de 2 226 heures par an**, pour un **temps de pompage de 2 788 heures**.

Les outils de recherche opérationnelle utilisés par les membres du groupe de travail à partir des mêmes données concordent sur les résultats.

4.2. Services système

L'évaluation inclut la participation aux services systèmes, en dédiant **7%** de la puissance totale de la centrale (2.5% pour la RPF² et 4.5% pour la RSF³), soit 56 MW de capacité réservée en moyenne. Les tarifs utilisés sont ceux de la rémunération actuelle de **17.72 €/h.MW** contenus dans les contrats de participation aux Services Système valables jusqu'à fin 2013.

Les revenus issus de la part capacité des SSY sont calculés comme suit :

$$\text{Revenus SSY} = 17.72 \times 56 \text{ MW} \times \text{heures de fonctionnement}$$

Les revenus issus de la part énergie des réserves primaire et secondaire sont considérés comme négligeables, la sollicitation en énergie des services système étant en moyenne centrée autour de 0.

Une étude de sensibilité a par ailleurs été réalisée à partir des valeurs du modèle économique de valorisation des services système proposé par l'UFE (**28.7 €/h.MW**).

4.3. Mécanisme d'ajustement (MA)

La valorisation du mécanisme d'ajustement apparaît dans le modèle économique car les STEP sont un des acteurs significatifs du mécanisme d'ajustement.

² RPF : Réserve primaire de fréquence

³ RSF : Réserve secondaire de fréquence

Cependant, il est très difficile d'en évaluer les revenus sur la durée du projet. En effet, la profondeur du marché actuel étant très faible, l'entrée d'une ou de plusieurs STEP sur ce marché en bouleverserait les prix. Leur utilisation sur le mécanisme d'ajustement vient également modifier l'optimisation réalisée sur la base des prix de marché en j-1.

La valeur retenue par l'UFE pour décider de l'opportunité de l'investissement dans une STEP est donc nulle.

4.4. Marché de capacité

La rémunération de la capacité, via le marché de capacité tel que prévu dans la loi NOME et le décret relatif à l'instauration d'un mécanisme de capacité dans le secteur de l'électricité, est calculée pour une puissance disponible certifiée de :

$$(100-7)\% \times 800 \text{ MW} = 744 \text{ MW}$$

Sur la période considérée, la valeur de référence retenue est 30 k€/MW/an, soit un revenu annuel de :

$$30.000 \times 744 \text{ MW} = 22.32 \text{ M€}$$

5. Charges

Les charges considérées dans le modèle sont les suivantes :

5.1. Charges d'exploitation, hors amortissements

Les charges de personnel, d'exploitation, de maintenance, d'administration, les frais d'assurance et de gestion ont été définis à **5 000 €/MW/an**.

5.2. Coûts de l'énergie de pompage

A l'instar des revenus du turbinage, le coût de l'énergie de pompage résulte de l'optimum de fonctionnement (cf. § 4.1).

5.3. Charges réseau

Etant donnée la puissance considérée (800 MW), la STEP est raccordée au Réseau Public de Transport d'électricité en **domaine de tension HTB3**.

Les charges résultantes sont issues des valeurs du Tarif d'Utilisation du Réseau de Transport d'Electricité (TURPE) au 1^{er} août 2012⁴ et comprennent:

⁴ Ces charges ont été augmentées de 0.8%/an (hors inflation), en accord avec les projections de l'UFE sur l'évolution du TURPE.

5.3.1 La composante annuelle des injections (CI)

Par site d'injection, le mécanisme européen de compensation conduit à une charge à l'injection de **0.19 €/MWh** en HTB3.

5.3.2 La composante de soutirage (CS)

Cette composante se décline en une part fixe, qui est fonction de la puissance, et une part variable, fonction du taux de charge. Pour la STEP considérée, la part fixe s'élève à **4 800 000 €**, tandis que la valeur variable se situe aux alentours de **2 €/MWh**. Selon la méthode de classement des prix utilisée, le total de la composante soutirage oscille **entre 8 et 9 M€/an**.

5.3.4 La composante annuelle de gestion (CG)

Elle couvre les coûts de gestion du GRT. Elle est de **7700 €/an** pour le domaine de tension HTB3.

5.3.5 La composante annuelle de comptage (CC)

Elle représente un montant de **2 662 €/an**, avec pour hypothèse un seul dispositif de comptage, propriété du GRT.

Les composantes mensuelles des dépassements de puissance souscrite (CMDPS) de même que la composante annuelle des alimentations complémentaires et de secours (CACS) sont ici considérées comme négligeables.

6. Amortissements

Les amortissements sont calculés de façon linéaire et la période d'amortissement est de **75 années**.

7. Impôts, taxes et redevances

7.1. Impôt sur les Sociétés (IS)

La base imposable de l'IS est calculée à partir de l'EBIT, diminué de :

- La contribution économique territoriale (CET)
- Les Taxes foncières (TF)
- La redevance proportionnelle au chiffre d'affaire des concessions hydroélectriques sur les ventes d'électricité moins les frais d'énergie liées au pompage
- L'IFER

7.2. Imposition forfaitaire sur les entreprises de réseaux (IFER)

L'imposition forfaitaire sur les entreprises de réseaux (IFER) est constituée de 9 composantes, dont l'imposition forfaitaire sur les centrales de production d'énergie électrique d'origine hydraulique. Elle s'applique à compter des impositions dues au titre de 2010, et son montant est fixé à **2913€/MW/an**. Elle est due chaque année par l'exploitant de l'installation au 1^{er} janvier de l'année d'imposition.

7.3. Taxes foncières (TF)

Les parties au contrat de concession peuvent déroger aux règles de détermination du débiteur légal et décider contractuellement que la taxe foncière sera à la charge de l'une ou de l'autre (généralement du concessionnaire).

Sur la base des données constatées et très diverses du parc existant, sa valeur a été fixée à **9 000 €/MW**.

7.4. Contribution économique territoriale (CET)

La CET est composée de:

- La Contribution Foncière des Entreprises (CFE).
- La Cotisation sur la Valeur Ajoutée des Entreprises (CVAE).

La CET est plafonnée à 3% de la Valeur Ajoutée (VA), qui se calcule comme l'EBE (EBITDA) diminué des taxes sur le chiffre d'affaires et assimilées.

7.5. Redevance sur les recettes

La « redevance proportionnelle au chiffre d'affaires des concessions hydroélectriques » se calcule à partir du chiffre d'affaires, duquel est déduite la somme des achats d'électricité pour les cycles de pompage. Elle s'exprime en pourcentage de ce montant.

S'agissant d'un projet nouveau dont l'équation économique est déficiente, **sa valeur a été retenue comme nulle**.

7.6. Redevances des Agences de l'Eau

Les redevances perçues par les Agences de l'Eau, telles que la redevance pour prélèvement sur la ressource en eau, n'ont pas été prises en compte dans cette évaluation. Il a en effet été considéré que la STEP étudiée fonctionnait en cycle hydraulique fermé sans prélèvement sur le milieu naturel.

8. La Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE)

La valeur retenue correspond au plafond de **559 350 €/an/site de consommation**.

II. Etudes de sensibilité

Des études de sensibilité accompagnent les hypothèses de base pour évaluer l'impact des paramètres à disposition de la puissance publique sur la rentabilité de la STEP et donc sur la faisabilité du projet, à savoir :

- Une adaptation de la composante soutirage du TURPE sur l'ensemble de la durée de la concession (évaluation de l'impact d'un aménagement maximal représenté dans le graphique ci-dessous avec une composante soutirage nulle)
- Une revalorisation des services système à 28.7€/h.MW
- Une exemption des taxes foncières pendant les 15 premières années d'exploitation.

L'accumulation des trois leviers résulte en un taux de rendement interne de **6%**.

