

Logiciel RETScreen®

Manuel de l'utilisateur en ligne



Modèle pour projets de
petite centrale hydroélectrique



Contexte

Ce document est la version imprimable du manuel de l'utilisateur en ligne du logiciel RETScreen®. Le manuel de l'utilisateur en ligne est un fichier d'aide intégré au logiciel. L'utilisateur télécharge automatiquement ce fichier d'aide en téléchargeant le logiciel RETScreen.

Reproduction

Ce document peut être reproduit entièrement ou partiellement sous n'importe quelle forme, sans permission spéciale, pour des usages éducatifs ou sans but lucratif, si la reconnaissance de la source est faite. Ressources naturelles Canada apprécierait recevoir une copie des publications utilisant ce document comme source. Cependant, certains éléments se trouvant dans ce document appartiennent à d'autres organismes. Dans de tels cas, certaines restrictions sur la reproduction d'éléments graphiques ou de matériels peuvent s'appliquer; il peut être nécessaire d'obtenir la permission de l'auteur ou du détenteur de ces droits d'auteur avant la reproduction. Pour obtenir de l'information sur les restrictions applicables en cas de reproduction et la propriété des droits d'auteur, veuillez contacter RETScreen International.

Exonération

Cette publication, diffusée à des fins uniquement didactiques, ne reflète pas nécessairement le point de vue du gouvernement du Canada et ne constitue en aucune façon une approbation des produits commerciaux ou des personnes qui y sont mentionnées, quels qu'ils soient. De plus, le gouvernement du Canada, ses ministres, ses fonctionnaires et ses employés ou agents n'offrent aucune garantie et n'assument aucune responsabilité en relation avec cette publication.

ISBN: 0-662-77236-9

Catalogue no.: M39-108/2004F-PDF

© Ministre de Ressources naturelles Canada 1997-2004.

TABLE DES MATIÈRES

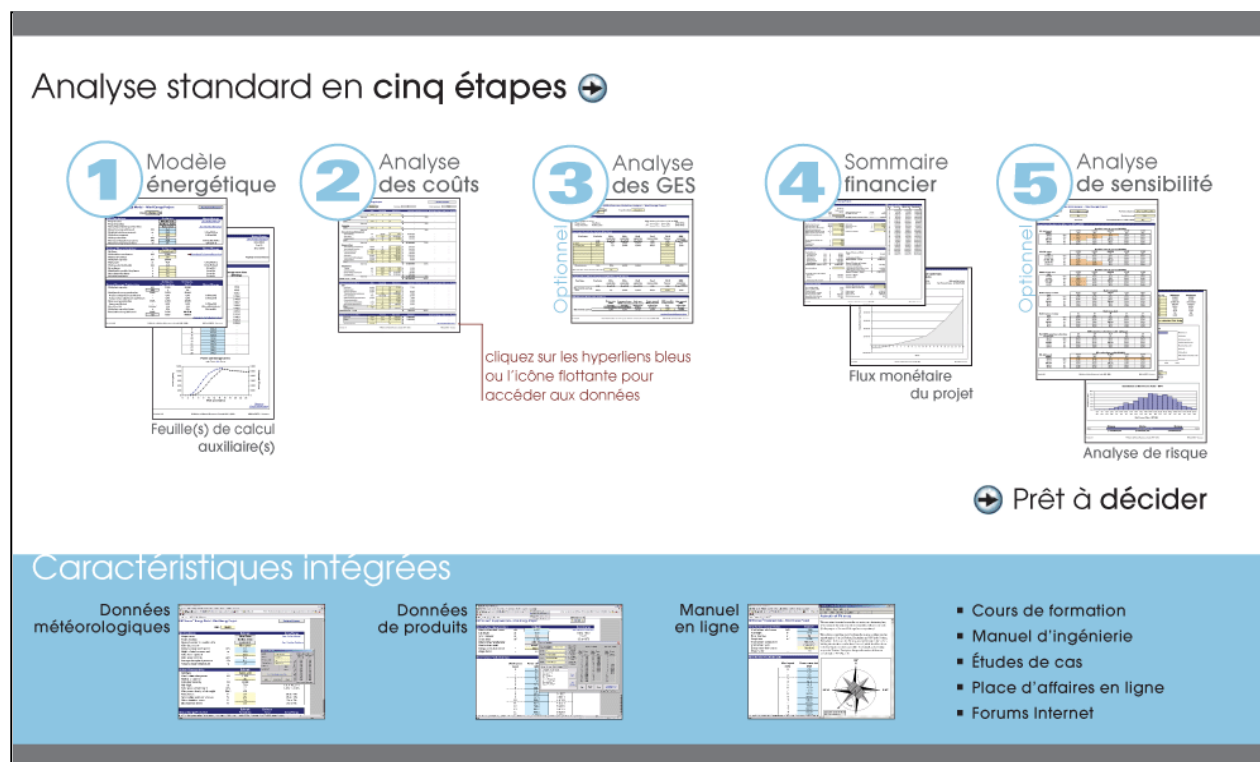
Brève description et organigramme	4
Modèle pour projets de petite centrale hydroélectrique.....	9
Modèle énergétique	10
Analyse hydrologique et calcul de charge	18
Caractéristiques des équipements.....	26
Analyse des coûts	31
Sommaire financier	71
Analyse des réductions d'émissions de gaz à effet de serre (GES).....	92
Analyse de sensibilité et de risque.....	111
Données de produits	121
Données météorologiques sur l'hydrologie.....	122
Données de coûts.....	123
Formation et aide.....	124
Conditions d'utilisation.....	125
Bibliographie.....	127
Sites Web	129
Index	130

Brève description et organigramme

RETScreen® International est à la fois un outil de sensibilisation aux énergies propres, d'aide à la décision et de renforcement des compétences. L'outil consiste en un logiciel standardisé et intégré d'analyse de projets d'énergies propres qui peut être utilisé partout dans le monde pour évaluer la production énergétique, les coûts du cycle de vie et les réductions d'émissions de gaz à effet de serre pour différentes technologies d'efficacité énergétique et d'énergie renouvelable (TÉR). Chaque modèle de technologie d'énergie propre RETScreen (p. ex. projet de petite centrale hydroélectrique, etc.) a été développé dans un classeur Microsoft® Excel individuel. Chaque classeur est ensuite composé d'une série de feuilles de calcul. Ces feuilles de calcul ont un aspect commun et suivent une démarche standardisée, commune à tous les modèles RETScreen. En plus du logiciel, l'outil comprend des bases de données (produits, coûts et données météorologiques), un manuel en ligne, un site Web, un manuel d'ingénierie, des études de cas et un cours de formation.

Organigramme

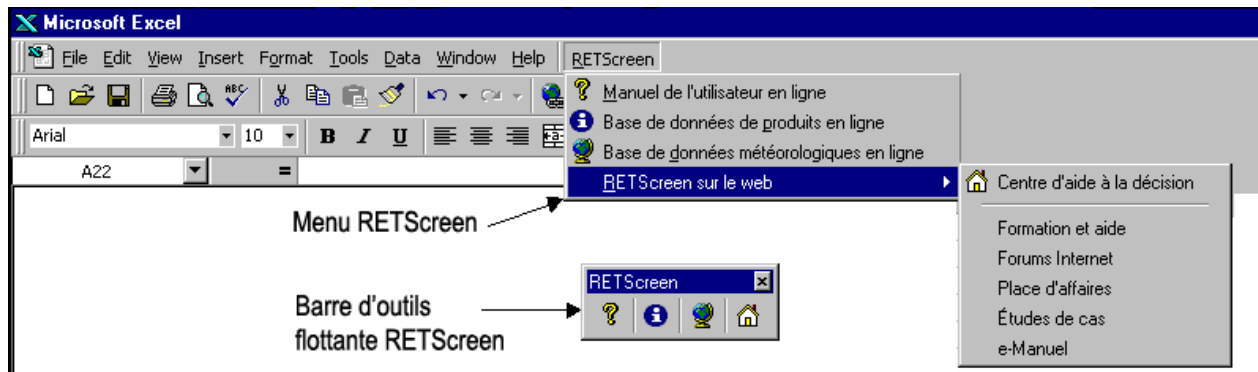
Compléter chaque feuille de calcul ligne par ligne de haut en bas en entrant des valeurs à l'intérieur des cellules de couleur. Pour se déplacer entre les feuilles de calcul, il suffit de cliquer sur les onglets du classeur au bas de l'écran ou de sélectionner les hyperliens (bleus et soulignés) se trouvant dans les feuilles de calcul. L'organigramme du modèle RETScreen est présenté ci-dessous.



Organigramme du modèle RETScreen

Accès aux données et à l'aide

L'utilisateur peut accéder au manuel en ligne, aux bases de données de produits et météorologiques via l'option RETScreen se trouvant dans la barre de menu Excel (voir figure ci-dessous). Les icônes se trouvant sur la barre de menu RETScreen sont aussi disponibles via la barre d'outils flottante RETScreen. Ainsi, l'utilisateur peut accéder aux données et à l'aide en cliquant sur les icônes correspondant du menu ou de la barre d'outils flottante RETScreen. Par exemple, pour accéder au manuel en ligne, l'utilisateur peut cliquer sur l'icône « ? ».



Menu et barre d'outils RETScreen

Le manuel en ligne RETScreen, ou l'option d'aide, est sensible à la position du curseur de la souris et fournit par conséquent l'information associée à la cellule où le curseur se trouve.

Code de couleur des cellules

L'utilisateur doit entrer des données dans les cellules de couleur des feuilles de calcul. Les autres cellules qui ne requièrent pas d'entrée de données sont protégées pour éviter que l'utilisateur efface malencontreusement une formule ou une cellule contenant une référence. Le tableau des codes de couleur des cellules de données d'entrée et de sortie de RETScreen est présenté ci-dessous.

<u>Cellules d'entrée et de sortie</u>	
Blanche	Donnée de sortie - calculée par le modèle.
Jaune	Donnée d'entrée - requise par le modèle.
Bleue	Donnée d'entrée - requise par le modèle et base de données en ligne disponible.
Grise	Donnée d'entrée - pour référence seulement. Non requise par le modèle.

Code de couleur des cellules RETScreen

Options monétaires

L'analyse d'un projet avec RETScreen peut se faire dans n'importe quelle monnaie choisie dans la cellule « Devise » de la feuille de calcul *Analyse des coûts*.

L'utilisateur sélectionne la devise. Ce choix se répercutera sur toutes les cellules où des coûts sont impliqués dans le projet d'analyse. Par exemple, si l'utilisateur choisit « \$ », tous les champs d'ordre monétaire seront exprimés en \$.

L'option « Définie par l'utilisateur » permet d'entrer manuellement un autre symbole monétaire dans une cellule voisine à la liste déroulante « Devise ». L'entrée est limitée à 3 caractères (p. ex. \$US, £, ¥, etc.). Cette option offre aussi la possibilité d'utiliser des facteurs multiplicatifs qui aident la lecture des données financières de projets d'envergure (par exemple k\$ permet d'éliminer un facteur 1 000 dans la présentation des coûts en \$).

L'utilisateur peut également choisir « Aucune » pour n'utiliser aucune devise. Dans le cas des valeurs normalisées (p. ex. \$/kWh), l'unité monétaire sera remplacée par un tiret (-/kWh).

En désignant un pays dans la liste déroulante, on obtient automatiquement le code de devise à trois lettres de l'Organisation internationale de normalisation (ISO), par exemple AFA pour l'Afghanistan. Généralement, les deux premières lettres caractérisent le pays (AF pour Afghanistan) et la dernière la monnaie (A pour Afghani).

Dans certains projets (par exemple lorsque plusieurs équipements sont importés mais que le reste du projet est acheté localement), il peut être pratique d'utiliser deux monnaies différentes. Pour ce faire, l'utilisateur peut utiliser l'option « Deuxième devise » dans la liste déroulante de la cellule « Coûts de référence ». Bien noter que ces colonnes sont données à titre indicatif seulement et n'ont aucune incidence sur les calculs et l'analyse des autres feuilles de calcul RETScreen.

Certains symboles de devises peuvent être difficiles à lire à l'écran (p. ex. €) ; ce problème est causé par la valeur du zoom applicable à la feuille de calcul. L'utilisateur peut augmenter le

Nom de l'unité	Symbole de l'unité
ampère	A
jour	j
degré Celsius	°C
dollar	\$
hectare	ha
hertz	Hz
heure	h
joule	J
kilogramme	kg
kilomètre	km
kilowatt	kW
litre	L
mégawatt	MW
mètre	MW
pascal	Pa
pourcentage	%
jour personne	j-p
voyage personne	voyage-p
année personne	année-p
seconde	s
tonne	t
volt	V
watt	W
semaine	semaine
année	année

Nom du préfixe	Symbole du préfixe
kilo	k
méga	M
giga	G

Liste des unités, des symboles et des préfixes

zoom de façon à voir correctement ces symboles. Habituellement, les symboles sont bien lisibles à l'impression même s'ils n'apparaissent pas correctement à l'écran.

Unités, symboles et préfixes

Le tableau précédent représente la liste des unités, des symboles et des préfixes qui sont utilisés dans les modèles RETScreen.

Choix d'unités

Pour effectuer une analyse de projet RETScreen, l'utilisateur peut choisir les unités « Métriques » ou les unités « Impériales » dans la liste déroulante «Unités».

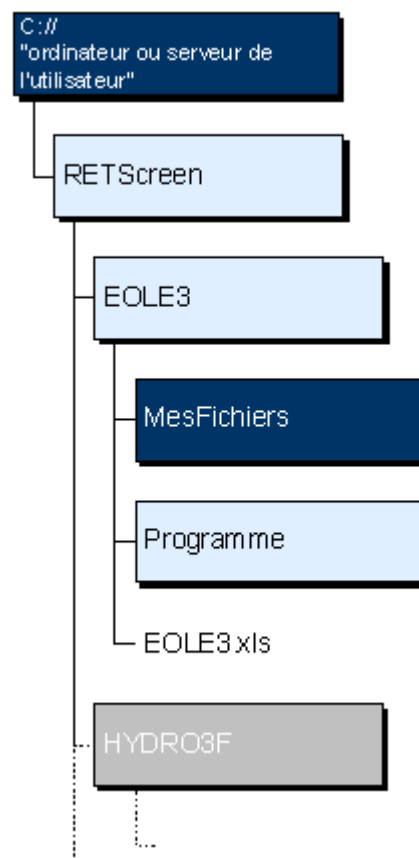
Si l'utilisateur sélectionne « Métriques », toutes les valeurs seront exprimées en unités métriques. Par contre, si l'utilisateur sélectionne «Impériales», les valeurs seront exprimées en unités impériales lorsque le cas s'applique.

Il est à noter que si l'utilisateur alterne entre «Métriques» et «Impériales», les valeurs entrées ne seront pas automatiquement converties en leur équivalent dans le système d'unités choisi. L'utilisateur doit s'assurer que les valeurs entrées soient exprimées dans les mêmes unités que celles affichées.

Sauvegarder un fichier

Pour sauvegarder un classeur RETScreen, il faut utiliser la procédure normale de sauvegarde d'Excel. Les fichiers d'origine des modèles RETScreen ne peuvent pas être sauvegardés sous leur nom de distribution original. Cette procédure a été mise en place pour éviter que l'utilisateur n'écrase son fichier « maître ». Ainsi, l'utilisateur devra utiliser l'option « Fichier, Enregistrer sous ». L'utilisateur pourra donc, de cette façon, sauvegarder le fichier sur un disque dur, une disquette, un cédérom, etc. Toutefois, il est recommandé de sauvegarder les fichiers dans le répertoire « MesFichiers » qui a automatiquement été créé sur le disque dur par le programme d'installation RETScreen.

La procédure de téléchargement est présentée dans la figure ci-contre. L'utilisateur peut aussi visiter le site Web RETScreen à www.retscreen.net pour obtenir plus d'information sur la procédure de téléchargement. Il est important de noter que l'utilisateur ne doit pas changer les noms des répertoires et l'organisation des fichiers qui ont automatiquement été définis par le programme d'installation RETScreen. De plus, l'utilisateur doit éviter de déplacer le fichier du programme principal RETScreen,



Procédure de téléchargement de
RETScreen

ainsi que les autres fichiers du répertoire « Programme », ce qui risquerait de causer une incapacité à accéder au manuel de l'utilisateur en ligne ou aux bases de données météorologiques et de produits RETScreen.

Imprimer un fichier

Pour imprimer un classeur RETScreen, il faut utiliser la procédure normale d'impression d'Excel. Les feuilles de calcul des classeurs ont été configurées à un format d'impression de dimension lettre et une qualité d'impression de 600 dpi. Si l'imprimante utilisée a une différente définition de qualité d'impression, l'utilisateur doit alors sélectionner « Fichier, Mise en page, Page et Qualité d'impression » et choisir la qualité d'impression propre à cette imprimante. Cette procédure devrait éliminer les problèmes de qualité d'impression des feuilles de calcul.

Modèle pour projets de petite centrale hydroélectrique

Le modèle RETScreen® International pour projets de petite centrale hydroélectrique permet d'évaluer la production d'énergie, la viabilité financière et les réductions d'émissions de gaz à effet de serre pour des projets de petite centrale hydroélectrique hors réseau ou raccordés à un réseau isolé ou à un réseau central d'électricité, et ce partout à travers le monde. Ces projets vont des petites et mini-centrales à turbines multiples aux micro-centrales à turbine unique.

Le modèle RETScreen pour projets de petite centrale hydroélectrique contient sept feuilles de calcul : *Modèle énergétique*, *Analyse hydrologique et calcul de charge (Hydrologie et charge)*, *Caractéristiques des équipements (Équipements)*, *Analyse des coûts*, *Analyse des réductions d'émissions de gaz à effet de serre (Analyse des GES)*, *Sommaire financier* et *Analyse de sensibilité et de risque (Sensibilité)*.

Les feuilles de calcul sont remplies dans l'ordre suivant : *Modèle énergétique*, *Hydrologie et charge*, *Équipements*, *Analyse des coûts* et *Sommaire financier*. Les feuilles de calcul *Analyse des GES* et *Sensibilité* sont des analyses optionnelles. La feuille de calcul *Analyse des GES* est fournie pour aider l'utilisateur à évaluer l'atténuation potentielle de gaz à effet de serre engendrée par le projet proposé. La feuille de calcul *Sensibilité* est fournie pour aider l'utilisateur à évaluer la sensibilité de certains indicateurs financiers aux paramètres techniques et financiers importants du projet. En général, les feuilles de calcul sont remplies du haut en bas et le processus peut être répété aussi souvent que nécessaire pour optimiser la conception du projet au niveau des coûts et de l'utilisation de l'énergie.

En plus des feuilles de calcul nécessaires à l'exécution du modèle, une feuille de calcul *Introduction* et des *Feuilles de calcul vierges (3)* sont comprises dans le classeur du projet de petite centrale hydroélectrique. La feuille de calcul *Introduction* donne à l'utilisateur un bref aperçu du modèle. Les *Feuilles de calcul vierges (3)*, quant à elles, permettent à l'utilisateur de préparer avec RETScreen une analyse de projet personnalisée. Par exemple, ces feuilles de calcul peuvent être utilisées pour entrer plus de détails sur le projet pour préparer des graphiques et pour réaliser une analyse de sensibilité plus détaillées.

Modèle énergétique

Dans cette section du logiciel RETScreen d'analyse de projets sur les énergies propres, les feuilles de calcul *Modèle énergétique*, *Analyse hydrologique et calcul de charge* et *Caractéristiques des équipements* aident l'utilisateur à calculer la production annuelle d'énergie d'une petite centrale hydroélectrique en fonction des conditions du site et des paramètres du système. Le modèle présente les résultats en mégawatts-heure (MWh) pour faciliter la comparaison entre différentes technologies.

Unités

Pour effectuer une analyse de projet RETScreen, l'utilisateur peut choisir les unités « Métriques » ou les unités « Impériales » dans la liste déroulante « Unités ».

Si l'utilisateur sélectionne « Métriques », toutes les valeurs seront exprimées en unités métriques. Par contre, si l'utilisateur sélectionne « Impériales », les valeurs seront exprimées en unités impériales lorsque le cas s'applique.

Il est à noter que si l'utilisateur alterne entre « Métriques » et « Impériales », les valeurs entrées ne seront pas automatiquement converties en leur équivalent dans le système d'unités choisi. L'utilisateur doit s'assurer que les valeurs entrées soient exprimées dans les mêmes unités que celles affichées.

Caractéristiques du site

Les paragraphes qui suivent présentent les caractéristiques du site dont le modèle tient compte pour l'estimation de la production annuelle d'énergie annuelle d'une petite centrale hydroélectrique.

Nom du projet

L'utilisateur entre le nom du projet à titre de référence seulement.

Pour plus d'information concernant l'utilisation du manuel en ligne, de la base de données de produits et de la base de données météorologiques RETScreen, voir la section « Accès aux données et à l'aide ».

Lieu du projet

L'utilisateur entre le lieu du projet à titre de référence seulement.

Latitude du lieu du projet

L'utilisateur entre la latitude du lieu du projet à titre de référence seulement. L'utilisateur indique la latitude du site envisagé, exprimée en degrés, positifs pour la latitude Nord et négatifs pour la latitude Sud. Les valeurs sont donc comprises entre -90 (pôle Sud) et +90 (pôle Nord).

Longitude du lieu du projet

L'utilisateur entre la longitude du lieu du projet à titre de référence seulement. L'utilisateur indique la longitude du site envisagé, exprimée en degrés, positifs pour la longitude à l'est du méridien de Greenwich et négatifs pour la longitude à l'ouest du méridien de Greenwich.

Hauteur de chute brute

L'utilisateur entre la hauteur de chute brute, soit la dénivellation entre la surface libre de l'eau et la sortie de la turbine. Cette valeur permet de calculer la puissance potentielle au site. Lorsque l'utilisateur ne connaît pas la hauteur de chute, il peut la trouver dans le « [International Small-Hydro Atlas](#) » publié par l'agence internationale de l'énergie.

Pour déterminer manuellement la hauteur de chute brute, il faut procéder à une visite des lieux, à moins de disposer d'une carte très précise et à très grande échelle. C'est particulièrement important pour les petites centrales de basse chute en raison des faibles dénivellations en cause (10 m ou moins). L'échelle nécessaire pour déterminer une dénivellation aussi faible doit être d'au moins 1:5 000.

Dans les projets avec canal d'amenée d'eau, la hauteur de chute brute est la dénivellation mesurée entre l'extrémité inférieure (aval) du canal et le point de sortie de la turbine. Cela signifie que l'on considère que le dénivelé du canal ne contribue pas au potentiel hydroélectrique du site mais qu'il sert uniquement à compenser les pertes hydrauliques (pertes totales de charge du canal). Si l'utilisateur ne dispose comme données que du dénivelé total entre l'amont du canal et la sortie de la turbine, il devra déduire le dénivelé du canal pour obtenir la valeur appropriée de chute brute. Dans la méthode de la formule d'élaboration des coûts (voir explication plus loin), on estime le dénivelé du canal sur sa longueur en considérant une pente de 1/1 000 (p. ex. 1 m pour un canal de 1 km de long).

Pour les projets avec réservoir, il faut tenir compte des périodes où on soutirera plus d'énergie que l'hydrologie ne le permet, ce qui fait baisser le niveau du réservoir. Pour calculer la hauteur de chute brute nécessaire à l'analyse RETScreen, l'utilisateur peut par exemple utiliser le niveau d'eau moyen prévu dans le réservoir mais non son niveau maximum.

Effet maximal de l'eau de fuite

L'utilisateur indique la hauteur qu'il faut déduire de la hauteur de chute brute pour refléter l'influence des plus hautes crues qui peuvent survenir dans la rivière, en aval de la centrale.

Sur la plupart des sites, le niveau d'eau dans le canal de fuite augmente plus fortement, lors de crues importantes, que le niveau d'eau en amont de la centrale. Cela a comme conséquence que la hauteur de chute brute diminue, d'un point de vue hydraulique, ce qui se traduit par une perte de puissance et d'énergie produites. Ce phénomène est loin d'être négligeable, surtout dans le cas de centrales de basse chute.

Débit résiduel

L'utilisateur entre le débit résiduel dans la feuille de calcul *Hydrologie et charge*, cette donnée est automatiquement copiée dans la feuille de calcul *Modèle énergétique*.

Note : À partir de cet endroit, l'utilisateur doit compléter la feuille de calcul *Hydrologie et charge* afin de préciser les débits d'eau du site étudié et la demande énergétique (dans le cas d'un réseau isolé ou d'une application hors réseau).

Débit garanti

L'utilisateur entre le débit garanti dans la feuille de calcul *Hydrologie et charge*, cette donnée est automatiquement copiée dans la feuille de calcul *Modèle énergétique*.

Charge de pointe

L'utilisateur entre la charge de pointe dans la feuille de calcul *Hydrologie et charge*, cette donnée est automatiquement copiée dans la feuille de calcul *Modèle énergétique*.

Demande énergétique

L'utilisateur entre la demande énergétique dans la feuille de calcul *Hydrologie et charge*, cette donnée est automatiquement copiée dans la feuille de calcul *Modèle énergétique*.

Paramètres du système

Les paramètres du système permettant d'estimer la production annuelle d'énergie d'une petite centrale hydroélectrique sont énumérés ci-dessous.

Type de réseau

L'utilisateur sélectionne le type de réseau dans la feuille de calcul *Hydrologie et charge*, cette donnée est automatiquement copiée dans la feuille de calcul *Modèle énergétique*.

Débit nominal d'équipement

Dans le modèle RETScreen pour projets de petite centrale hydroélectrique, le débit nominal d'équipement est défini comme étant le débit maximum qui peut être utilisé par la turbine.

Le choix du débit nominal de la turbine qui sera installée dans la petite centrale hydroélectrique dépend surtout du débit disponible dans la rivière (hydrologie). Dans les centrales au fil de l'eau, raccordées à un réseau central, le débit nominal d'équipement est généralement optimal lorsque le débit de la rivière est supérieur ou égal à cette valeur pendant 30 % du temps dans l'année. Dans le cas de centrales en réseau isolé ou de systèmes hors réseau, l'utilisateur pourra être amené à envisager une turbine dont le débit nominal permet de répondre à la puissance de pointe appelée par le réseau, à condition que ce débit soit disponible dans la rivière.

Type de turbine

L'utilisateur entre le type de turbine dans la feuille de calcul *Équipements*, cette donnée est automatiquement copiée dans la feuille de calcul *Modèle énergétique*.

Note : À partir de cet endroit, l'utilisateur doit compléter la feuille de calcul *Équipements* afin de préciser les spécifications des équipements envisagés pour le site hydroélectrique étudié.

Nombre de turbines

L'utilisateur entre le nombre de turbines dans la feuille de calcul *Équipements*, cette donnée est automatiquement copiée dans la feuille de calcul *Modèle énergétique*.

Rendement de pointe de la turbine

Le rendement de pointe de la turbine est calculé dans la feuille de calcul *Équipements*, cette donnée est automatiquement copiée dans la feuille de calcul *Modèle énergétique*.

Rendement de la turbine au débit nominal

Le rendement de la turbine au débit nominal est calculé dans la feuille de calcul *Équipements*, cette donnée est automatiquement copiée dans la feuille de calcul *Modèle énergétique*.

Pertes hydrauliques maximales

L'utilisateur entre une valeur (%) qui estime les pertes relatives de charge hydraulique dans les conduites d'eau. Cette valeur est utilisée avec la hauteur de chute brute, le débit nominal d'équipement et le rendement et les pertes pour calculer la puissance hydroélectrique installée.

Dans une petite centrale hydroélectrique, de l'énergie est perdue par perte de charge lorsque l'eau s'écoule dans les conduites d'eau. Une valeur de 5 % est appropriée pour la plupart des petites centrales hydroélectriques. Dans le cas des centrales dont les conduites d'eau sont très courtes, elle est de 2 %. Dans le cas des centrales à faible chute et à longues conduites, le facteur peut être porté à 7 %.

Lorsque l'utilisateur utilise la méthode de calcul des coûts par formules, il faut veiller à ce que les pertes hydrauliques maximales soient bien supérieures ou égales à la somme des pertes hydrauliques causées par chacune des structures d'amenée d'eau, considérées individuellement. Pour plus de détails, consulter la rubrique « Méthode de calcul des coûts par formules » dans la feuille de calcul *Analyse des coûts* ainsi que la rubrique « Hauteur de chute brute ».

Rendement de la génératrice

L'utilisateur entre la valeur (%) correspondant au rendement estimé de la génératrice lorsqu'elle fournit la puissance installée. Cette valeur est utilisée avec la hauteur de chute brute, le débit

nominal d'équipement et le rendement et les pertes pour calculer la puissance hydroélectrique installée.

Le rendement de la génératrice peut varier de 93 à 97 %. Dans les petites centrales hydroélectriques, il faut installer un multiplicateur, ou accélérateur de vitesse, entre la turbine et la génératrice afin d'obtenir pour chacune les vitesses de rotation idéales. Le multiplicateur permet également l'utilisation de génératrices haute vitesse meilleur marché, mais réduit le rendement global de la centrale d'environ 2 %.

Une valeur de 95 % représente le rendement de la plupart des génératrices utilisées dans les petites centrales hydroélectriques. Cette valeur devrait être réduite à 93 % dans le cas des centrales qui nécessitent un multiplicateur (d'après l'information fournie par un fabricant de turbines).

Pertes dans le transformateur

L'utilisateur entre une valeur (%) pour estimer les pertes attribuables au transformateur au niveau de puissance de la centrale. Cette valeur est utilisée de concert avec la hauteur de chute brute, le débit nominal d'équipement et le rendement et les pertes pour calculer la puissance hydroélectrique installée. Les pertes attribuables à la génératrice sont généralement mineures (environ 1 %).

Il faut habituellement un transformateur pour amener la tension de la génératrice à celle de la ligne électrique ou du réseau de distribution à laquelle elle est raccordée.

Pertes parasites d'électricité

L'utilisateur entre une valeur qui estime les pertes dues à la consommation parasite d'électricité (%). Cette valeur est utilisée de concert avec la hauteur de chute brute, le débit nominal d'équipement et le rendement et les pertes pour calculer la puissance hydroélectrique installée.

Une certaine quantité de l'énergie produite par une petite centrale hydroélectrique est utilisée par la centrale même pour faire fonctionner l'équipement auxiliaire (p. ex. les robinets d'isolement, les vannes de dérivation, les systèmes de protection et les commandes, etc.), l'éclairage, le chauffage, etc. Dans le cas des petites centrales hydroélectriques, ces pertes sont typiquement minimales. Ces pertes peuvent varier de 1 à 3 %. Une valeur de 2 % est appropriée pour les petites centrales hydroélectriques.

Autres pertes et arrêts annuels

L'utilisateur entre une valeur (%) représentant le pourcentage estimé du temps au cours duquel la petite centrale hydroélectrique devra être arrêtée pour les travaux d'entretien normaux et d'urgence. Cette valeur est l'un des facteurs utilisés pour calculer la production annuelle d'énergie de la petite centrale hydroélectrique.

Une valeur de 4 % représente environ 15 jours d'arrêt (en supposant un facteur de puissance de 100 %) et constitue une valeur appropriée pour la plupart des petites centrales hydroélectriques. Pour celles qui sont situées dans des régions où l'on peut s'attendre à des exigences accrues en matière d'entretien (p. ex. en raison des glaces), il faut prévoir plus de temps d'arrêt et utiliser une valeur plus grande (p. ex. 6 %).

Production annuelle d'énergie

Les paramètres entrant dans le calcul de la production annuelle d'énergie d'une petite centrale hydroélectrique sont énumérées ci-dessous.

Puissance hydroélectrique installée

Le modèle permet de calculer la puissance de la petite centrale hydroélectrique installée, soit la puissance électrique maximale d'électricité (kW) générée à partir du site. Cette valeur est obtenue à partir de la hauteur de chute brute, du débit nominal d'équipement, ainsi que du rendement et des pertes. La puissance hydroélectrique installée est définie dans RETScreen comme la puissance fournie par la petite centrale au réseau, qu'il soit central ou isolé, ou à l'application hors réseau. En effet, la puissance hydroélectrique tient compte des pertes parasites de puissance du site.

Conversion d'unités : L'utilisateur peut choisir d'exprimer la puissance dans une autre unité en sélectionnant parmi la liste d'unités proposées : « MW », « million Btu/h », « hp chaudière », « tonne de réf. », « hp », « W ». Cette valeur est donnée à titre de référence seulement et n'est pas requise pour exécuter le modèle.

Puissance hydroélectrique garantie

Le modèle calcule la puissance garantie au site (kW), en fonction du débit garanti, de la hauteur de chute brute, du débit nominal d'équipement et du rendement et des pertes. Le résultat de ce calcul est comparé à la puissance hydroélectrique installée, et la plus faible des deux valeurs est retenue à titre de puissance garantie.

Dans le cas d'un réseau isolé ou d'un système hors réseau, la comparaison de la puissance garantie avec la charge de pointe donne une indication de la puissance additionnelle qui doit être assurée par d'autres sources (p. ex. génératrices au diesel). La puissance garantie est copiée dans la feuille de calcul *Sommaire financier* afin d'effectuer l'analyse financière.

Facteur d'ajustement du débit disponible

Le facteur d'ajustement du débit disponible permet de corriger la quantité d'énergie renouvelable disponible. La raison principale qui justifie la présence de ce facteur de correction est de permettre la réalisation d'analyses de sensibilité. L'utilisateur peut facilement, en jouant avec ce facteur, évaluer comment la viabilité financière du projet dépend de l'évaluation du débit disponible qui en a été faite.

Le facteur d'ajustement du débit disponible s'applique à chacune des valeurs de la courbe de débits classés qui a été choisie dans la feuille de calcul *Hydrologie et charge*. Ainsi, un facteur de correction de 1,1 signifie que l'on a augmenté la valeur de débit de chaque point de la courbe de 10 %. Il est à noter que le facteur d'ajustement du débit disponible ne modifie aucune valeur de la feuille de calcul *Hydrologie et charge*.

Facteur d'utilisation de la centrale hydroélectrique

Le modèle calcule le facteur annuel d'utilisation disponible (%) en fonction de l'énergie renouvelable disponible et de la puissance hydroélectrique installée. Les valeurs typiques se situent entre 40 et 95 %.

La production moyenne annuelle d'une petite centrale hydroélectrique, comparée à sa puissance installée, est exprimée sous forme de facteur d'utilisation. Ce facteur est une façon d'exprimer le débit disponible au site et l'efficacité de son utilisation. Dans le cas d'une rivière particulière avec un système donné de petite centrale hydroélectrique, plus le débit nominal d'équipement est élevé, plus le facteur de puissance est faible. La taille optimale de la centrale dépendra principalement de la disponibilité de l'eau (illustrée par la courbe de débits classés), dans la mesure où il n'y a pas de limite supérieure à la production maximale de la petite centrale hydroélectrique. À un certain point, le coût de construction d'une centrale plus grosse ne peut être justifié par l'augmentation conséquente de production d'énergie. Dans le cas des petites centrales au fil de l'eau, ce point se trouve habituellement près du débit moyen au site.

Énergie renouvelable disponible

Pour les réseaux de type « Réseau isolé » ou « Hors réseau », le modèle calcule l'énergie hydroélectrique disponible (MWh) à partir de la petite centrale, en se basant sur le débit disponible ajusté (par le facteur d'ajustement du débit disponible), sur le débit nominal d'équipement, sur le débit résiduel, sur la hauteur de chute brute, sur le rendement et les pertes.

Énergie renouvelable fournie

Le modèle calcule la quantité annuelle d'énergie renouvelable fournie (MWh). Cette valeur est déterminée à partir du débit disponible ajusté (par le facteur d'ajustement du débit disponible), débit nominal d'équipement, le débit résiduel, la charge (courbe de charge classée), la hauteur de chute brute, le rendement et les pertes. Pour calculer la quantité annuelle d'énergie renouvelable fournie, on a aussi pris soin, pour chaque valeur de la courbe de débits classés, de prendre la moindre des deux valeurs suivantes : l'énergie renouvelable disponible et la demande d'électricité telle que caractérisée dans la courbe quotidienne des puissances classées. La quantité d'énergie renouvelable fournie est copiée dans la feuille de calcul du *Sommaire financier* afin d'effectuer l'analyse financière.

Conversion d'unités : L'utilisateur peut choisir d'exprimer la quantité d'énergie dans une autre unité en sélectionnant parmi la liste d'unités proposées : « GWh », « Gcal », « million Btu », « GJ », « therm », « kWh », « hp-h », « MJ ». Cette valeur est donnée à titre de référence seulement et n'est pas requise pour exécuter le modèle.

Excédent disponible d'ÉR (énergie renouvelable)

Pour les réseaux de type « Réseau isolé » ou « Hors réseau », le modèle calcule l'excédent disponible d'énergie renouvelable (MWh), soit la différence entre l'énergie renouvelable disponible et la quantité d'énergie renouvelable fournie. La valeur est copiée sur la feuille de calcul du *Sommaire financier* afin d'effectuer l'analyse financière.

Courbes de débits classés et de puissance

On présente dans un seul graphique le débit disponible au site, le débit utilisé par la petite centrale hydroélectrique, classés par ordre décroissant selon leur probabilité d'occurrence dans l'année et la puissance électrique qu'elle en retire. La puissance électrique produite au cours d'une année par la petite centrale hydroélectrique dépendra des caractéristiques du site d'une part (hauteur de chute brute, effet maximal de l'eau de fuite, débit résiduel) et des paramètres du système installé d'autre part (hauteur de chute brute, type de turbine, rendement et pertes).

Analyse hydrologique et calcul de charge

Dans cette section du logiciel RETScreen d'analyse de projets sur les énergies propres, la feuille de calcul *Analyse hydrologique et calcul de charge* de RETScreen permet de caractériser les débits hydrauliques du site étudié. De plus, pour les sites en réseau isolé ou hors réseau, elle permet de caractériser les besoins d'électricité. Ces données sont nécessaires pour estimer le potentiel d'énergie renouvelable qui peut être exploité et la part qui peut être fournie en réalité. Les résultats de ces calculs sont automatiquement copiés dans la feuille de calcul *Modèle énergétique*. L'utilisateur doit retourner à la feuille de calcul *Modèle énergétique* après avoir complété la feuille de calcul *Analyse hydrologique et calcul de charge*.

Analyse hydrologique

Afin de procéder à une analyse hydrologique, l'utilisateur doit choisir le type de projet, la méthode d'analyse hydrologique ainsi que les paramètres hydrologiques nécessaires à l'analyse.

Type de projet

Une liste déroulante permet de choisir un type de projet. Deux options sont offertes : « Au fil de l'eau » et « Réservoir ». En choisissant un projet avec « Réservoir », l'utilisateur devra entrer directement les données d'une courbe de débits classés qui prendra en compte l'impact du stockage d'eau, c'est-à-dire la régularisation du débit exploitable.

Méthode d'analyse hydrologique

Une liste déroulante permet de choisir une méthode d'analyse hydrologique. Deux options sont offertes : « Écoulement spécifique » et « Définie par l'utilisateur ». Pour pouvoir entrer directement les données d'une courbe de débits classés, l'utilisateur choisira l'option « Définie par l'utilisateur ». La méthode de l'« Écoulement spécifique » s'appuie sur les valeurs de la base de données météorologiques en ligne RETScreen.

Paramètres hydrologiques

Les paramètres hydrologiques nécessaires dépendent du type de projet et de la méthode d'analyse hydrologique qui ont été choisis.

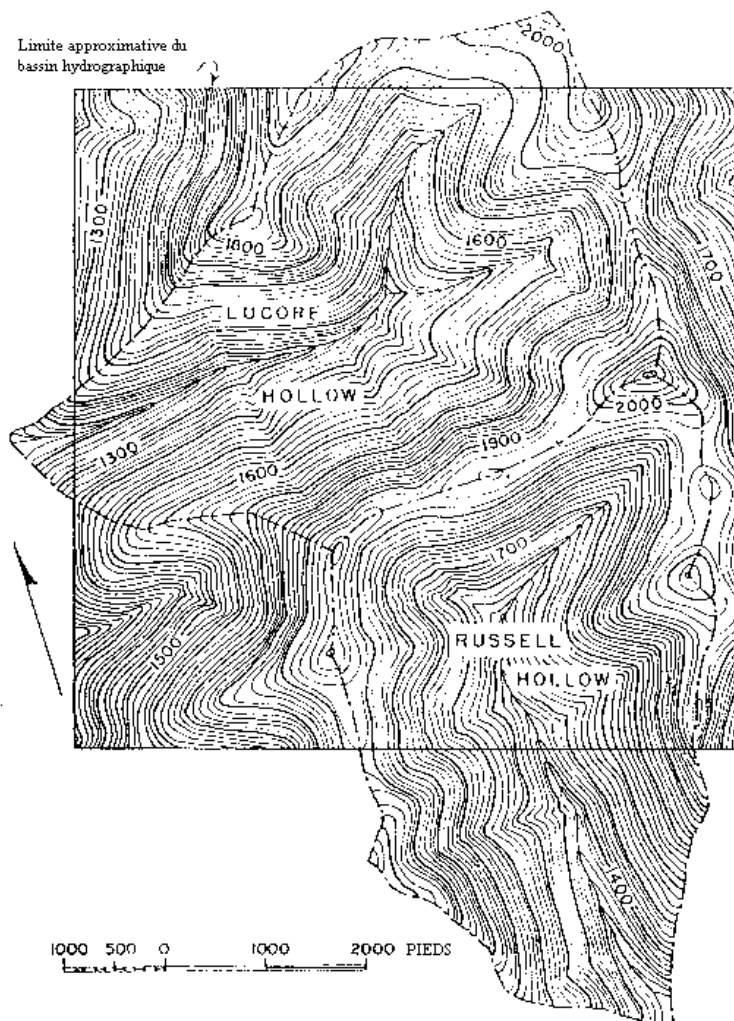
Méthode d'évaluation du débit moyen

Une liste déroulant permet de choisir la méthode d'évaluation du débit moyen. Deux options sont offertes : « Calculée » et « Définie par l'utilisateur ». En choisissant l'option « Calculée », le modèle calcule le débit moyen estimé au site en fonction de la superficie du bassin versant et de l'écoulement spécifique. En choisissant l'option « Définie par l'utilisateur », l'utilisateur entre le débit moyen.

Bassin versant du site

L'utilisateur indique le bassin versant du site, soit la superficie du bassin hydrographique en amont du site. Il s'agit de l'étendue des terres qui reçoivent les précipitations qui se déversent dans la rivière étudiée. Cette valeur permet d'évaluer le débit moyen au site.

La superficie du bassin hydrographique en amont du site peut se trouver dans des documents tels que l'atlas des petits sites hydroélectriques de l'Agence internationale de l'énergie ([International Small-Hydro Atlas](#)) ou dans des études hydrologiques antérieures. Si la superficie est inconnue, elle peut être calculée manuellement à l'aide de cartes topographiques au 1:250 000 ou de cartes à plus grande échelle. En partant du site, on trace une ligne qui représente la limite approximative du bassin hydrographique. Les terres qui se trouvent à l'extérieur de ces limites contribuent au débit d'autres cours d'eau. Un exemple est donné à la figure suivante [Leopold, 1974]. L'utilisateur peut se référer à [Acres, 1984] pour avoir plus d'information. Dans le cas où il serait difficile de délimiter et de préciser les courbes de niveau et de définir les limites du bassin versant (cas des terrains plats), l'aide d'un expert sera probablement nécessaire.



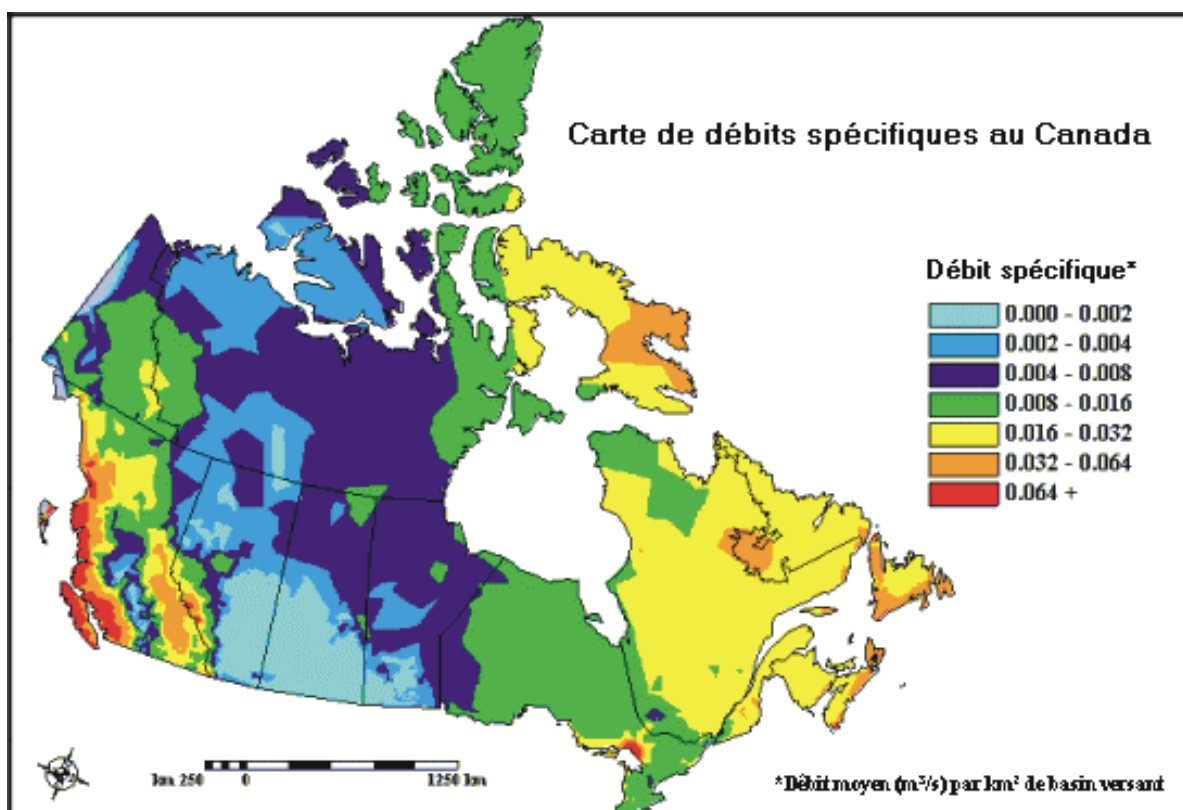
Exemple de délimitation d'un bassin hydrographique

Écoulement spécifique

L'utilisateur indique l'écoulement spécifique du site de bassin versant. Dans le cas de projets où des études hydrologiques sont déjà disponibles, l'utilisateur indiquera directement les valeurs de la courbe de débits classés en choisissant la méthode d'analyse hydrologique « Définie par l'utilisateur ».

Carte des débits spécifiques au Canada

Pour des projets au Canada, l'utilisateur peut utiliser la carte ci-dessous qui permet d'obtenir l'écoulement spécifique de petits sites hydroélectriques.



Carte des débits spécifiques au Canada

Débit moyen

Si l'option « Calculée » est sélectionnée pour la « Méthode d'évaluation du débit moyen », le modèle calcule le débit moyen estimé au site en fonction de la superficie du bassin versant et de l'écoulement spécifique. Si l'option « Définie par l'utilisateur » est sélectionnée pour la « Méthode d'évaluation du débit moyen », l'utilisateur entre cette valeur.

Débit résiduel

L'utilisateur indique le débit qui ne peut pas être utilisé par les turbines, c'est-à-dire le débit qui doit être maintenu tout au long de l'année dans la rivière, sans passer à travers les turbines de la centrale électrique, pour différentes raisons liées à l'environnement. Le débit résiduel, soit l'écoulement naturel à maintenir, doit donc être déduit du débit disponible pour calculer le potentiel hydroélectrique du site.

Le débit résiduel a une grande influence sur le potentiel d'énergie hydroélectrique que l'on peut exploiter à partir d'un petit site. De plus, il est difficile de déterminer cette valeur sans procéder à une étude environnementale. L'utilisateur peut, dans un premier temps mettre une valeur égale à 0, tout en sachant que les résultats obtenus seront probablement optimistes. Il est donc fortement recommandé d'utiliser cette variable dans une étude de sensibilité.

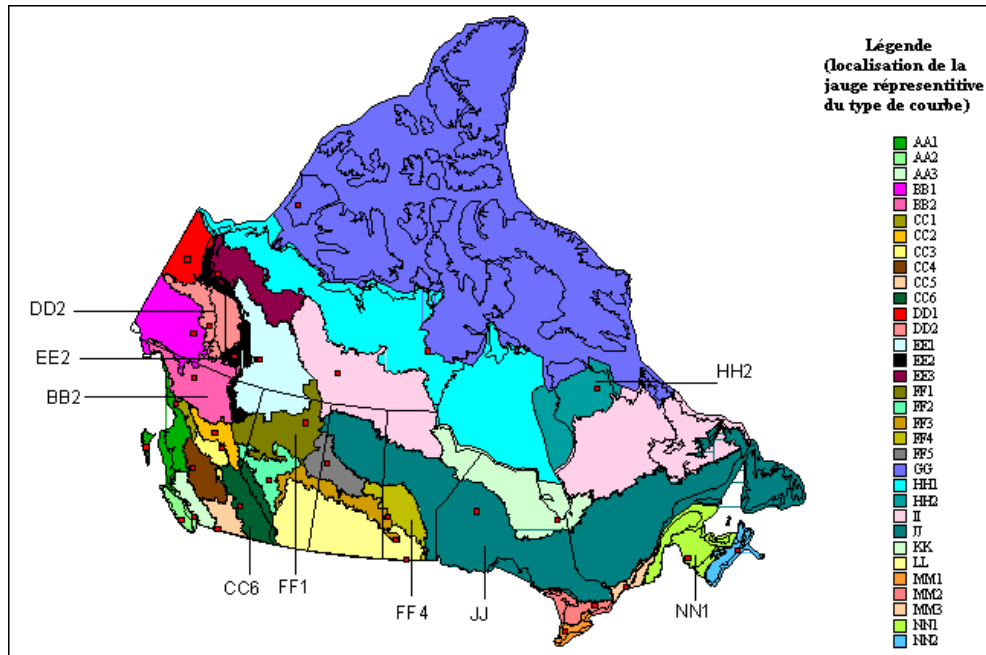
Type de CDC / # jauge représentative

La courbe de débits classés (CDC) est la courbe donnant le débit en fonction du pourcentage du temps où le débit est supérieur ou égal à ce débit. L'utilisateur doit indiquer le type de courbe de débits classés ou le numéro de la jauge de débit représentative. Pour ce faire, l'utilisateur utilisera la base de données météorologiques RETScreen ou d'autres sources de données. Si l'utilisateur évalue que l'hydrologie d'un site peut être plus précisément évaluée à l'aide d'une jauge de débit représentative qu'avec un des types proposés de courbe de débits classés, l'utilisateur ira choisir cette jauge dans la base de données météorologiques RETScreen.

Si l'utilisateur connaît l'hydrologie d'un site, il peut directement donner les valeurs de la courbe de débits classés du site en choisissant l'option « Définie par l'utilisateur » comme méthode d'analyse hydrologique.

Répartition régionale des types de courbes de débits classés au Canada

La figure suivante est utile car elle permet d'établir une courbe estimée des débits classés sur un petit site hydroélectrique au Canada. Ces courbes sont normalisées à partir de moyennes quotidiennes. Cela signifie que ce ne sont pas les débits d'un site qui y figurent, mais les rapports (débit moyen journalier / débit moyen annuel).



Répartition régionale des types de courbes de débits classés au Canada

% de disponibilité du débit garanti

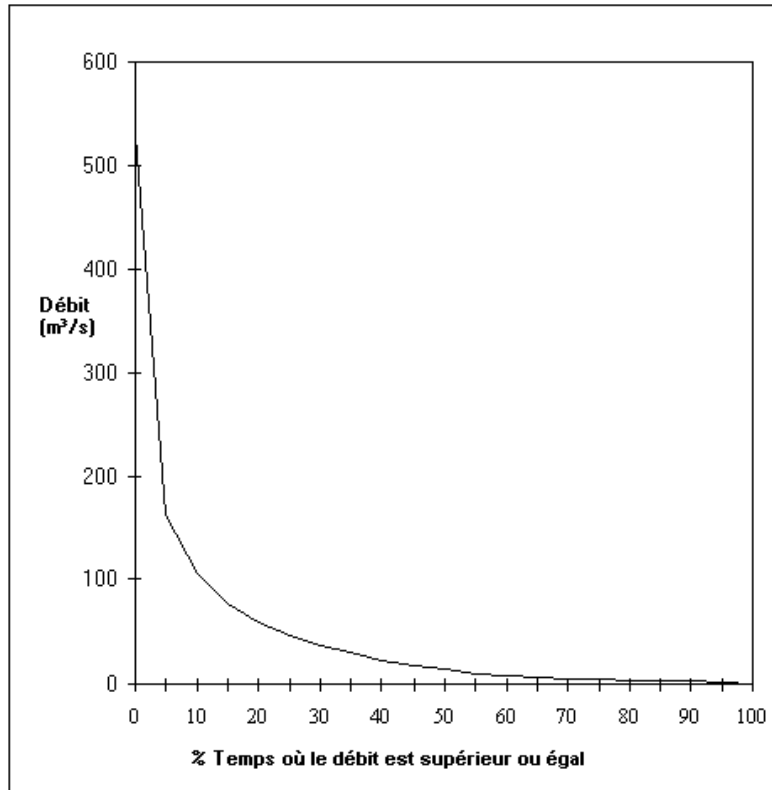
L'utilisateur indique le pourcentage de disponibilité du débit garanti, c'est-à-dire le pourcentage du temps où le débit de la rivière est égal ou supérieur au débit garanti. Les valeurs sont généralement entre 90 et 100 %.

Débit garanti

Le modèle calcule le débit garanti disponible pour la production d'hydroélectricité. Cette valeur est obtenue à partir des valeurs de la courbe de débits classés, du pourcentage de disponibilité du débit garanti et du débit résiduel. Le débit garanti est souvent défini comme étant le débit disponible qu'un site offre 95% du temps.

Courbe de débits classés

La courbe de débits classés est la courbe donnant l'historique des débits moyens quotidiens d'un site, classés en fonction du pourcentage (%) du temps où le débit est supérieur ou égal à ce débit. La figure suivante est un exemple d'une telle courbe. La courbe de débits classés permet d'évaluer la régularité du débit d'un site, ou encore la disponibilité d'un débit minimum au cours d'une année, et par conséquent, d'évaluer à la fois la puissance et la quantité d'énergie qu'un site hydroélectrique permettra de garantir.



Exemple de courbe de débits classés d'un site

On doit bien avoir en tête que chaque site hydroélectrique est unique. Si l'on ne dispose pas de données hydrologiques fiables d'un site, nous rappelons que la méthode des Écoulements spécifiques, proposée par le modèle RETScreen, permet une première approximation du potentiel d'un site. Pour plus d'information l'utilisateur peut aussi consulter la base de données météorologiques en ligne RETScreen.

Caractéristiques de la charge

Dans cette section, on réunit l'information nécessaire pour caractériser la charge électrique, c'est-à-dire la puissance et la quantité d'énergie que le réseau pourra absorber en fonction de la puissance et de la quantité d'énergie que la centrale hydroélectrique produira.

Type de réseau

L'utilisateur sélectionne le type de réseau parmi les trois options de la liste déroulante : « Réseau central », « Réseau isolé » et « Hors réseau ». Avec l'option « Réseau central », l'utilisateur ne doit pas fournir plus d'information et peut directement retourner à la feuille de calcul *Modèle énergétique*.

Paramètres de la charge

Pour les applications en réseau isolé et hors réseau, l'utilisateur doit sélectionner le type de courbe de charge classée et entrer la valeur de la charge de pointe.

Courbe de charge classée

La courbe de charge classée est la courbe donnant le niveau de charge en fonction du pourcentage du temps où la charge appelée est supérieure ou égale à cette valeur dans l'année. Pour les applications en réseau isolé et hors réseau, on suppose, pour les besoins d'une telle analyse préliminaire de faisabilité, que le profil quotidien de la demande électrique est identique tous les jours de l'année. Le graphique qui apparaît présente donc le profil estimé de la charge, au cours d'une journée typique d'exploitation d'une application en réseau isolé ou hors réseau. Les charges appelées sont classées de la plus élevée à la plus faible.

Une liste déroulante permet de choisir entre deux options de type de courbe de charge classée : « Typique » et « Définie par l'utilisateur ». L'option « Typique » laisse le modèle calculer un profil typique de la demande, en fonction de la charge de pointe. Avec l'option « Définie par l'utilisateur », l'utilisateur devra entrer les données caractérisant une courbe de charge classée.

Dans les cas des réseaux isolés ou des applications hors réseau en régions éloignées, où il y a de fortes variations à la fois de la demande d'énergie et de l'offre d'énergie (énergie hydroélectrique disponible) au cours de l'année, il faut faire des corrections de l'énergie renouvelable qui sera effectivement livrée. Pour ce faire, l'utilisateur modifiera, dans la feuille de calcul *Modèle énergétique* le « facteur d'ajustement du débit disponible ».

Charge de pointe

Si dans la cellule précédente « Courbe de charge classée », l'utilisateur a choisi l'option « Typique », il doit indiquer ici, en kW, la charge de pointe de l'application en réseau isolé ou hors réseau. Il s'agit de la demande maximale de charge au cours d'une année. C'est la valeur qui apparaît en tête de la liste des points (0%) de la courbe de charge classée. Si dans la cellule précédente, l'utilisateur a choisi l'option « Définie par l'utilisateur », la première valeur entrée dans le tableau des données de la courbe de charge classée est copiée dans cette cellule.

Demande énergétique

Le modèle calcule la moyenne quotidienne et la valeur annuelle de la quantité d'énergie qui doit être fournie afin de satisfaire la demande (MWh). Ce calcul tient compte de la charge de pointe et du profil de la courbe de charge classée.

Facteur de charge moyen

Le modèle calcule la valeur moyenne du facteur de charge du réseau (%). Il s'agit du rapport entre la charge moyenne et la charge de pointe. Cette valeur est indicative du caractère variable de la charge. Plus le facteur de charge est faible, plus les variations de charge sont importantes.

Note : L'utilisateur doit retourner à la feuille de calcul *Modèle énergétique*.

Caractéristiques des équipements

Dans cette section du logiciel RETScreen d'analyse de projet sur les énergies propres, la feuille de calcul *Caractéristiques des équipements* permet de préciser les caractéristiques des turbines que l'on envisage installer. Les résultats de cette feuille de calcul sont copiés dans la feuille de calcul *Modèle énergétique*. L'utilisateur doit retourner à la feuille de calcul *Modèle énergétique*, après avoir complété la feuille de calcul *Caractéristiques des équipements*.

Caractéristiques des turbines hydroélectriques

Dans cette section, l'utilisateur entre les différents paramètres qui permettent de caractériser les différents composants d'une turbine d'une petite centrale hydroélectrique.

Hauteur de chute brute

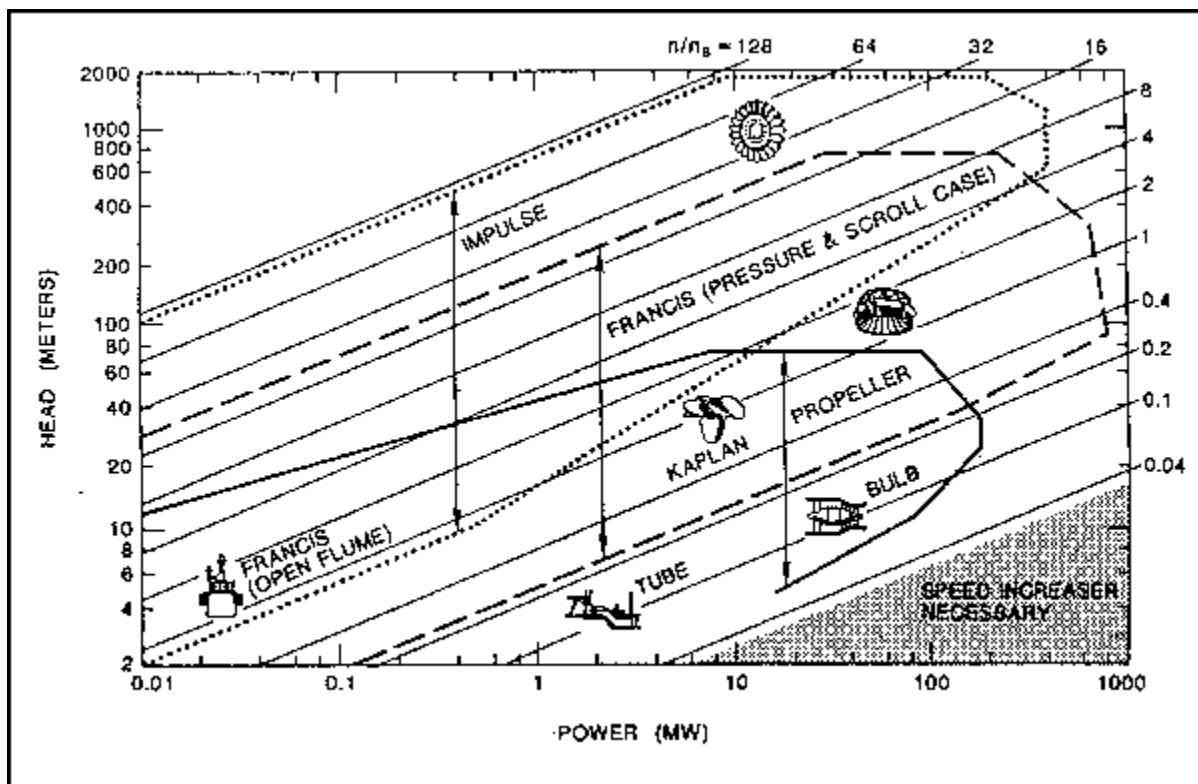
L'utilisateur entre la hauteur de chute brute dans la feuille de calcul *Modèle énergétique*, cette donnée est automatiquement copiée dans la feuille de calcul *Équipements*.

Débit nominal d'équipement

L'utilisateur entre le débit nominal d'équipement dans la feuille de calcul *Modèle énergétique*, cette donnée est automatiquement copiée dans la feuille de calcul *Équipements*.

Type de turbine

L'utilisateur doit choisir un type de turbine parmi les différentes options proposées dans la liste déroulante : « Kaplan », « Francis », « À hélice », « Pelton », « Turgo », « À écoulement transversal » et « Autre ». Plusieurs de ces types de turbines ont été mis au point afin de répondre aux diverses conditions d'un site, définies par la hauteur de chute et le débit. La figure suivante [Gulliver, 1991] aide l'utilisateur à choisir le type de turbine le plus approprié. Dans la figure suivante, les turbines « à impulsion » comprennent les turbines Pelton, Turgo et à écoulement transversal. Les turbines à écoulement transversal ont généralement des puissances inférieures à 1 MW. Pour plus d'information, l'utilisateur peut aussi consulter la base de données de produits en ligne RETScreen.



Explication des termes de la figure	
Impulse	Turbine à impulsion
Francis (Pressure and Scroll Case)	Turbine de type Francis (pressurisée à bêche spirale)
Francis (Open Flume)	Turbine de type Francis (à canal ouvert)
Kaplan	Turbine de type Kaplan
Propeller	Turbine à hélice
Bulb	Turbine à bulbe
Tube	Petite turbine bulbe
Speed Increaser	Multiplicateur de vitesse

Guide de sélection d'un type de turbine [Gulliver, 1991]

Note : Si l'utilisateur a choisi « Autre » comme type de turbine, la feuille de calcul *Analyse des coûts* sera automatiquement configurée pour la méthode de calcul des coûts détaillée.

Source de la courbe de rendement de la turbine

L'utilisateur doit choisir une source de données pour établir la courbe de rendement de la turbine. Pour ce faire, une liste déroulante offre deux options : « Standard » et « Définie par l'utilisateur ». Cette dernière option est recommandée lorsque le fabricant des turbines fournit les performances détaillées de ses machines. L'utilisateur entre alors les valeurs de la courbe de performance dans la colonne appropriée. L'option « Standard » permet au modèle d'adopter une courbe de

performance représentative du type de turbine qui a été choisi, sauf dans le cas de « Autre ». Avec l'option « Autre » type de turbine, il faut entrer les valeurs de la courbe de performance point par point.

Note : Dans le cas d'une turbine de type « Francis », la courbe de rendement « Standard » s'applique à des projets offrant une tête de pression entre 30 et 1 000 m (la tête de pression est la hauteur de chute brute moins les pertes hydrauliques maximales). L'utilisateur peut choisir des turbines de type « À hélice » ou « Kaplan » pour des projets ayant des têtes de pression inférieures à 60 m.

Nombre d'injecteurs des turbines à impulsion

Si l'utilisateur a choisi les types de turbine « Pelton » ou « Turgo », il doit indiquer le nombre d'injecteurs dont elles sont équipées. Ce nombre varie entre 1 et 6 et a une influence sur le rendement de la turbine. Par défaut, on suggère d'indiquer 2.

Nombre de turbines

L'utilisateur indique le nombre envisagé de turbines. Le modèle considère que toutes les turbines sont identiques. La courbe de rendement de la turbine qui apparaît dans cette feuille de calcul est modifiée pour tenir compte du nombre de turbines. Les modifications de la courbe de rendement de la turbine en fonction du nombre de turbines s'expliquent par le fait qu'un plus grand nombre de turbines de plus faible puissance facilite la gestion optimale d'une centrale hydroélectrique. Selon le débit disponible dans la rivière ou la demande d'électricité, l'utilisateur peut adapter la production d'énergie en modulant le nombre de turbines. Les turbines restant en opération travaillent alors à un débit plus proche de leur débit nominal, c'est-à-dire à leur rendement optimal. Par exemple, un site de 400 kW ne produisant que 150 kW en période d'étiage, le fera avec un bien meilleur rendement s'il est équipé de 2 turbines de 200 kW, la turbine en opération de 200 kW produisant 150 kW à un bien meilleur rendement que si c'était la turbine unique de 400 kW.

En plus d'avoir une influence sur l'énergie renouvelable disponible, le nombre de turbines aura une influence sur le coût des équipements énergétiques (voir la feuille de calcul *Analyse des coûts*).

Manufacturier de turbines hydroélectriques

L'utilisateur entre, à titre de référence seulement, le nom du manufacturier de la turbine envisagée pour le projet de petite centrale hydroélectrique. Pour plus d'information, l'utilisateur peut aussi consulter la base de données de produits en ligne RETScreen.

Modèle de turbine hydroélectrique

L'utilisateur entre, à titre de référence seulement, le nom ou le numéro du modèle de la turbine envisagée pour le projet de petite centrale hydroélectrique. Pour plus d'information, l'utilisateur peut aussi consulter la base de données de produits en ligne RETScreen.

Coefficient de conception/fabrication de turbines

L'utilisateur indique le coefficient de conception/fabrication de turbines. Ce coefficient permet de corriger le rendement de turbines en fonction des techniques de production du manufacturier. Ce coefficient est un nombre sans dimension utilisé dans les formules pour calculer le rendement maximum estimé des turbines. Typiquement, un coefficient élevé sera attribué à une fabrication plus soignée donnant un meilleur rendement de turbine. Des valeurs indicatives du coefficient de conception de fabrication de turbines sont données dans le tableau ci-dessous. Une valeur de 4,5 peut être choisie par défaut. Les valeurs typiques se situent entre 2,8 et 6,1.

Matériaux ou procédés utilisés pour la fabrication de la turbine	Coefficient de conception/fabrication de turbines
Rotor en fonte ou en acier au carbone usiné, venant d'un petit fabricant	2,8
Rotor en fonte d'acier au carbone avec doublure en acier inoxydable aux points critiques, venant d'un petit fabricant	3,8
Rotor en acier inoxydable moulé ou usiné, venant d'un petit ou d'un grand fabricant (valeur par défaut)	4,5
Rotor en acier inoxydable moulé ou usiné, venant d'un fabricant important, utilisant un outil informatique pour optimiser la dynamique des fluides et des pales incurvées selon le profil idéal, au moyen d'une presse	5,0
Rotor en acier inoxydable moulé ou usiné, venant d'un fabricant important utilisant un outil informatique pour optimiser la dynamique des fluides, des pales moulées ou incurvées au moyen d'une presse, selon un profil idéal, et ayant en plus subi un surfaçage de finition au moyen d'une machine à cinq axes	5,6
Rotor en acier inoxydable usiné, venant d'un fabricant important utilisant un outil informatique pour optimiser la dynamique des fluides, puis ayant confirmé la conception par un modèle hydraulique, fabricant utilisant des pales moulées ou incurvées, au moyen d'une presse, selon un profil idéal, et ayant en plus subi un surfaçage de finition au moyen d'une machine à cinq axes	6,1

Coefficient de conception/fabrication de turbines

Ajustement du rendement

On indique un facteur de correction du rendement de turbine (%). Ce facteur n'est pas multiplicatif mais une valeur fixe déduite de toutes les valeurs de la courbe de rendement. Ainsi, une valeur de -2 % réduira le rendement de turbine de 2 % sur toute sa plage d'opération.

Le facteur de correction du rendement de turbine devrait faire partie d'une analyse de sensibilité

pour bien saisir l'influence du rendement de turbine sur la viabilité du projet. Une telle étude de sensibilité permet, si nécessaire, de corriger les valeurs calculées de la courbe de rendement de turbine. L'utilisateur peut utiliser des valeurs d'ajustement entre -5 et +5 %.

Rendement de pointe de la turbine

Le modèle donne, à titre de référence seulement, la valeur maximale (%) de la courbe de rendement de la turbine.

Débit au rendement de pointe

Le modèle donne, à titre de référence seulement, le débit pour lequel la turbine fonctionne à son rendement maximum.

Rendement de la turbine au débit nominal

À partir de la courbe de rendement qui a été retenue pour le modèle de turbine utilisé, le modèle donne, à titre indicatif, le rendement de la turbine (%) lorsqu'elle fonctionne au débit nominal. Normalement, cette valeur se situe entre 80 et 90 % ou plus.

Note : Si l'option « Définie par l'utilisateur » est sélectionnée pour la « Source de la courbe de rendement de la turbine » ou si le type de turbine « Autre » est sélectionné, l'utilisateur entre directement les données dans la colonne des données de la courbe de rendement de la turbine. Si l'option « Standard » est sélectionnée pour la « Source de la courbe de rendement de la turbine », le modèle calcule la courbe de rendement pour la turbine sélectionnée, l'utilisateur doit donc retourner à la feuille de calcul *Modèle énergétique*.

Données de la courbe de rendement de la turbine

Les données permettant d'établir la courbe de rendement d'une turbine sont présentées sous la forme d'un tableau. Les valeurs de la courbe sont établies sur la pleine plage de débit (c'est-à-dire de 0 à 100 % du débit nominal). Lorsqu'il y a plusieurs turbines dans une même centrale, la courbe indique les valeurs des rendements combinés.

Les modifications de la courbe de rendement de la centrale hydroélectrique en fonction du nombre de turbines s'expliquent par le fait qu'un plus grand nombre de turbines de plus faible puissance facilite la gestion optimale d'une centrale hydroélectrique. Selon le débit disponible dans la rivière ou la demande d'électricité, l'utilisateur peut adapter la production d'énergie en modulant le nombre de turbines. Les turbines restant en opération travaillent alors à un débit plus proche de leur débit nominal, c'est-à-dire à leur rendement optimal. Par exemple, un site de 400 kW ne produisant que 150 kW en période d'étiage, le fera avec un bien meilleur rendement s'il est équipé de 2 turbines de 200 kW, la turbine en opération de 200 kW produisant 150 kW à un bien meilleur rendement que si c'était la turbine unique de 400 kW.

Note : L'utilisateur doit retourner à la feuille de calcul *Modèle énergétique*.

Analyse des coûts¹

Dans cette section du logiciel RETScreen d'analyse de projets sur les énergies propres, la feuille de calcul *Analyse des coûts* aide l'utilisateur à estimer les coûts liés à un projet de petite centrale hydroélectrique. Le modèle considère les coûts initiaux d'investissement et les frais annuels. L'utilisateur peut consulter la base de données de produits en ligne RETScreen pour contacter des fournisseurs et ainsi obtenir des prix ou toute autre information.

Il existe deux façons de calculer le coût du projet proposé de petite centrale hydroélectrique : par « Formule » (méthode de calcul des coûts par formules) et « Détaillée » (méthode de calcul des coûts détaillée). L'utilisateur choisit la méthode à utiliser à partir de la liste déroulante.

Méthode d'évaluation des coûts

L'utilisateur choisit la méthode d'évaluation des coûts du projet de petite centrale hydroélectrique à partir des deux options de la liste déroulante : « Formule » ou « Détaillée ».

Note : Si l'utilisateur choisit « Autre », pour le type de turbine dans la feuille de calcul *Équipements*, la feuille de calcul *Analyse des coûts* est automatiquement configurée pour la méthode de calcul des coûts détaillée.

Devise

L'analyse d'un projet avec RETScreen peut se faire dans n'importe quelle monnaie choisie dans la cellule « Devise » de la feuille de calcul *Analyse des coûts*.

L'utilisateur sélectionne la devise. Ce choix se répercutera sur toutes les cellules où des coûts sont impliqués dans le projet d'analyse. Par exemple, si l'utilisateur choisit « \$ », tous les champs d'ordre monétaire seront exprimés en \$.

L'option « Définie par l'utilisateur » permet d'entrer manuellement un autre symbole monétaire dans une cellule voisine à la liste déroulante « Devise ». L'entrée est limitée à 3 caractères (p. ex. \$US, £, ¥, etc.). Cette option offre aussi la possibilité d'utiliser des facteurs multiplicatifs qui aident la lecture des données financières de projets d'envergure (par exemple k\$ permet d'éliminer un facteur 1 000 dans la présentation des coûts en \$).

L'utilisateur peut également choisir « Aucune » pour n'utiliser aucune devise. Dans le cas des valeurs normalisées (p. ex. \$/kWh), l'unité monétaire sera remplacée par un tiret (-/kWh).

En désignant un pays dans la liste déroulante, on obtient automatiquement le code de devise à trois lettres de l'Organisation internationale de normalisation (ISO), par exemple AFA pour l'Afghanistan. Généralement, les deux premières lettres caractérisent le pays (AF pour Afghanistan) et la dernière la monnaie (A pour Afghani).

¹ Un rappel à l'utilisateur que la plage de coût indicative donnée dans cette version de RETScreen est exprimée en \$ canadiens, basés sur les prix de 2000. Certains prix peuvent fortement varier dans le temps, aussi, l'utilisateur doit s'assurer de leur validité. (1 dollar canadien valait environ 0,68 \$US et 0,68 €au 1^{er} janvier 2000).

Dans certains projets (par exemple lorsque plusieurs équipements sont importés mais que le reste du projet est acheté localement), il peut être pratique d'utiliser deux monnaies différentes. Pour ce faire, l'utilisateur peut utiliser l'option « Deuxième devise » dans la liste déroulante de la cellule « Coûts de référence ».

Certains symboles de devises peuvent être difficiles à lire à l'écran (p. ex. €); ce problème est causé par la valeur du zoom applicable à la feuille de calcul. L'utilisateur peut augmenter le zoom de façon à voir correctement ces symboles. Habituellement, les symboles sont bien lisibles à l'impression même s'ils n'apparaissent pas correctement à l'écran.

Coûts de référence

Dans la feuille de calcul *Analyse des coûts*, l'utilisateur peut choisir différentes bases de référence pour l'aider à estimer les coûts d'implantation d'un projet. Il a ainsi la possibilité de modifier les colonnes « Plage/quantité » et « Plage/coût » en utilisant l'une des 3 options suivantes : « Canada – 2000 », « Aucun », « Deuxième devise », ou un choix de 8 options définies par l'utilisateur (« Entrée 1 », « Entrée 2 », etc.).

Si l'utilisateur choisit « Canada – 2000 » les plages de valeurs données dans les colonnes « Plage/quantité » et « Plage/coût » concernent des projets au Canada, avec des coûts en \$ canadiens, valides en 2000.

Si l'utilisateur choisit « Aucun », les colonnes « Plage/quantité » et « Plage/coût » sont cachées. Cela permet d'alléger la présentation d'un rapport utilisant les feuilles de calcul RETScreen.

Si l'utilisateur choisit « Deuxième devise », deux nouvelles cellules d'entrée de données apparaissent à la ligne suivante : « Deuxième devise » et « Taux : 1^{re} devise / 2^e devise ». De plus, les colonnes « Plage/quantité » et « Plage/coût » sont chacune remplacées par « % étranger » et « Montant étranger ». Cette option permet à l'utilisateur d'exprimer certains coûts du projet en une seconde devise, tenant ainsi compte des montants qui doivent être payés dans une devise autre que celle choisie pour l'analyse de projet. Bien noter que ces colonnes sont données à titre indicatif seulement et n'ont aucune incidence sur les calculs et l'analyse des autres feuilles de calcul.

Si l'utilisateur choisit « Entrée 1 » (ou un quelconque des 8 autres choix possibles), il peut entrer manuellement d'autres valeurs de quantités ou de coûts, spécifiques à la région d'implantation du projet, ou pour une autre année de référence des coûts. L'utilisateur peut ainsi personnaliser le contenu des colonnes « Plage/quantité » et « Plage/coût ». Au lieu d'entrer « Entrée 1 » l'utilisateur peut écrire ce qu'il veut (p. ex. Japon - 2001) pour décrire de nouvelles plages de coûts et de quantités. L'utilisateur peut aussi utiliser plusieurs plages de coûts et quantités dans un même projet (on peut en choisir jusqu'à 8 différentes), permettant d'évaluer en parallèle jusqu'à 8 scénarios différents de coûts et quantités qui peuvent être utilisés à titre de référence pour des analyses ultérieures avec RETScreen, créant ainsi une nouvelle base locale de données de référence.

Deuxième devise

Dans certains projets (par exemple lorsque plusieurs équipements sont importés mais que le reste du projet est acheté localement), il peut être pratique d'utiliser une deuxième unité monétaire. Pour ce faire, l'utilisateur choisira « Deuxième devise » dans la liste déroulante de la cellule « Coûts de référence ».

L'option « \$ » fait apparaître « \$ » comme unité monétaire dans la colonne « Montant étranger ».

L'option « Définie par l'utilisateur » permet d'entrer manuellement d'autres symboles monétaires dans la cellule de la liste déroulante. L'utilisateur devra se limiter à 3 caractères (p. ex. \$US, £, ¥, etc.). Cette option offre aussi la possibilité d'utiliser des facteurs multiplicatifs qui aident la lecture des données financières de projets d'envergure (par exemple k\$ permet d'éliminer un facteur 1 000 dans la présentation des coûts en \$).

En choisissant « Aucune », il n'y a aucun symbole monétaire qui apparaîtra dans la colonne « Montant étranger ».

En désignant un pays dans la liste déroulante, on obtient automatiquement le code de devise à trois lettres de l'Organisation internationale de normalisation (ISO), par exemple AFA pour l'Afghanistan. Généralement, les deux premières lettres caractérisent le pays (AF pour Afghanistan) et la dernière la monnaie (A pour Afghani).

Certains symboles de devises peuvent être difficiles à lire à l'écran (p. ex. €); ce problème est causé par la valeur du zoom applicable à la feuille de calcul. L'utilisateur peut augmenter le zoom de façon à voir correctement ces symboles. Habituellement, les symboles sont bien lisibles à l'impression même s'ils n'apparaissent pas correctement à l'écran.

Taux : 1er devise / 2e devise

L'utilisateur indique le taux de change entre la monnaie choisie dans « Devise » et celle de « Deuxième devise ». Ce taux de change sert uniquement à calculer les montants de la colonne « Montant étranger » et n'affecte aucunement les résultats des autres feuilles de calcul. Ce taux de change exprime la quantité d'argent de la première unité monétaire nécessaire à l'achat d'une unité de la deuxième monnaie.

Par exemple, pour un projet en Afghanistan, la « Devise » choisie pour le projet (la « première » monnaie) serait (AFA). Si l'utilisateur choisit les États-Unis (USD) comme « Deuxième devise », le « Taux : AFA/USD » est la quantité d'AFA nécessaire pour obtenir 1 USD. En utilisant ensuite la colonne « % étranger », l'utilisateur pourra automatiquement calculer les coûts de ce projet qui devront être payés en USD.

% étranger

L'utilisateur entre le pourcentage du coût d'un composant qui doit être payé dans une autre monnaie. La deuxième devise est choisie dans la liste déroulante qui est offerte dans la nouvelle cellule « Deuxième devise ».

Montant étranger

Le modèle calcule le montant d'un composant ou d'un service qui devra être payé dans la deuxième devise. Cette valeur dépend du taux de change et du pourcentage du coût d'un composant qui doit être payé dans une autre monnaie tel que spécifiés par l'utilisateur.

Méthode de calcul des coûts par formules

La méthode de calcul des coûts par formules évalue les coûts du projet à l'aide de règles générales obtenues de nombreux projets de petites centrales hydroélectriques déjà réalisées. Cette méthode permet à l'utilisateur de réduire le plus possible la quantité de renseignements nécessaires pour compléter l'analyse des coûts. C'est cette méthode que l'utilisateur devrait suivre, à moins de disposer de suffisamment d'information pour recourir à la méthode de calcul des coûts détaillée. La méthode de calcul des coûts par formules est particulièrement intéressante pour évaluer les coûts de plusieurs projets dans la même région afin de déterminer le plus intéressant.

Intrants

Les intrants sont utilisés pour estimer les coûts du projet de petite centrale hydroélectrique avec la méthode de calcul des coûts par formules.

Pays hôte du projet

L'utilisateur choisit le pays hôte du projet à partir des deux options de la liste déroulante : « Canada » et « Entrer un nom ». L'option « Canada » est sélectionnée pour estimer le coût d'un projet de petite centrale hydroélectrique situé au Canada. L'option « Entrer un nom » est sélectionnée pour tous les autres pays. La méthode de calcul par formules utilise des projets canadiens comme base de calcul et permet à l'utilisateur d'ajuster les résultats en fonction des conditions locales.

Si l'option « Entrer un nom » est sélectionnée, l'utilisateur peut entrer le nom du pays hôte du projet de petite centrale hydroélectrique. La différence de coût entre un projet situé au Canada et un autre situé à l'extérieur du Canada va dépendre en grande partie de la différence de coût entre les équipements, le combustible, la main-d'œuvre et la fabrication des équipements. Pour les projets situés à l'extérieur du Canada, les coûts sont ajustés selon leur coût relatif.

Coûts locaux des équipements par rapport aux coûts canadiens

L'utilisateur entre les coûts locaux relatifs des équipements par rapport aux coûts canadiens. La valeur entrée est donc un ratio, exprimé en décimal. (Il est à noter que le ratio doit être calculé à partir des coûts (non canadien/canadien) ramenés sous la même devise.) Le ratio est utilisé pour ajuster les coûts d'équipements calculés par le modèle pour le pays hôte du projet. Pour plus d'information sur les coûts d'équipements, l'utilisateur peut se référer à la revue statistique trimestrielle, [Engineering News Record](#).

Coûts locaux en combustible par rapport aux coûts canadiens

L'utilisateur entre les coûts locaux relatifs en combustible par rapport aux coûts canadiens. La valeur entrée est donc un ratio, exprimé en décimal. (Il est à noter que le ratio doit être calculé à partir des coûts (non canadien/canadien) ramenés sous la même devise.) Le ratio est utilisé pour ajuster les coûts de carburant calculés par le modèle pour le pays hôte du projet.

Coûts locaux de la main-d'œuvre par rapport aux coûts canadiens

L'utilisateur entre les coûts locaux relatifs de la main-d'œuvre par rapport aux coûts canadiens. La valeur entrée est donc un ratio, exprimé en décimal. (Il est à noter que le ratio doit être calculé à partir des coûts (non canadien/canadien) ramenés sous la même devise.) Le ratio est utilisé pour ajuster les coûts de main-d'œuvre calculés par le modèle pour le pays hôte du projet. Pour plus d'information sur les coûts de main-d'œuvre, l'utilisateur peut se référer à la revue statistique trimestrielle, [Engineering News Record](#).

Coefficient du coût de fabrication des équipements

L'utilisateur entre les coûts relatifs de fabrication locale des équipements par rapport à la fabrication canadienne des équipements équivalents. La valeur entrée est donc un ratio, exprimé en décimal. (Noter que le ratio doit être calculé à partir des coûts (non canadien/canadien) ramenés sous la même devise.) Le ratio est utilisé dans le modèle pour ajuster les coûts de fabrication des équipements pour le pays hôte du projet (p. ex. équipements énergétiques, poste de raccordement et transformateur, conduite forcée, travaux de génie civil et ingénierie).

Taux de change

L'utilisateur entre le taux de change nécessaire pour convertir le coût du projet, calculé par le modèle en dollars canadien, vers la devise choisie par l'utilisateur. La valeur de la devise entrée doit être équivalente à un dollar canadien.

Climat froid?

L'utilisateur indique à partir de la liste déroulante, si le projet de petite centrale hydroélectrique est situé dans un climat froid. Le coût d'un projet situé dans un climat froid est plus élevé à cause des plus grandes difficultés de construction (c.-à-d. coûts de transport plus élevés, saison de construction plus courte, coût plus élevé des équipements, du matériel et de la main-d'œuvre, etc.). Dans le cas particulier du modèle RETScreen, un site est considéré comme étant situé en climat froid si on y compte au moins 180 jours de gel par année (température sous 0 °C).

L'utilisateur peut se rendre à l'item « Nombre moyen de jours de gel au site » afin de consulter les cartes qui l'aideront à vérifier si le projet est situé en climat froid.

Nombre moyen de jours de gel au site

Si le projet est situé dans un climat froid, l'utilisateur entre le nombre moyen annuel de jours de gel du site. Ce nombre est utilisé comme indicateur de zones isolées dans le Nord ou en altitude. Dans la méthode de calcul des coûts par formules, les coûts sont augmentés en fonction de cet indicateur. Ce nombre peut être déterminé à partir de cartes fournies par les services de l'environnement et les services météorologiques, ou en visitant le site Web de données satellitaires de la NASA : [NASA Surface Solar meteorology and Energy Data Set](#). Pour les projets au Canada, des cartes sont disponibles dans le manuel (voir les sujets ci-dessous). La valeur minimum qui peut être entrée est 180. Une valeur inférieure à 180 n'a pas d'influence sur les coûts du projet.

Nombre moyen de jours de gel pour le Canada

L'utilisateur peut consulter la première figure qui suit pour estimer le nombre moyen annuel de jours de gel pour un projet situé au Canada.

Nombre de turbines

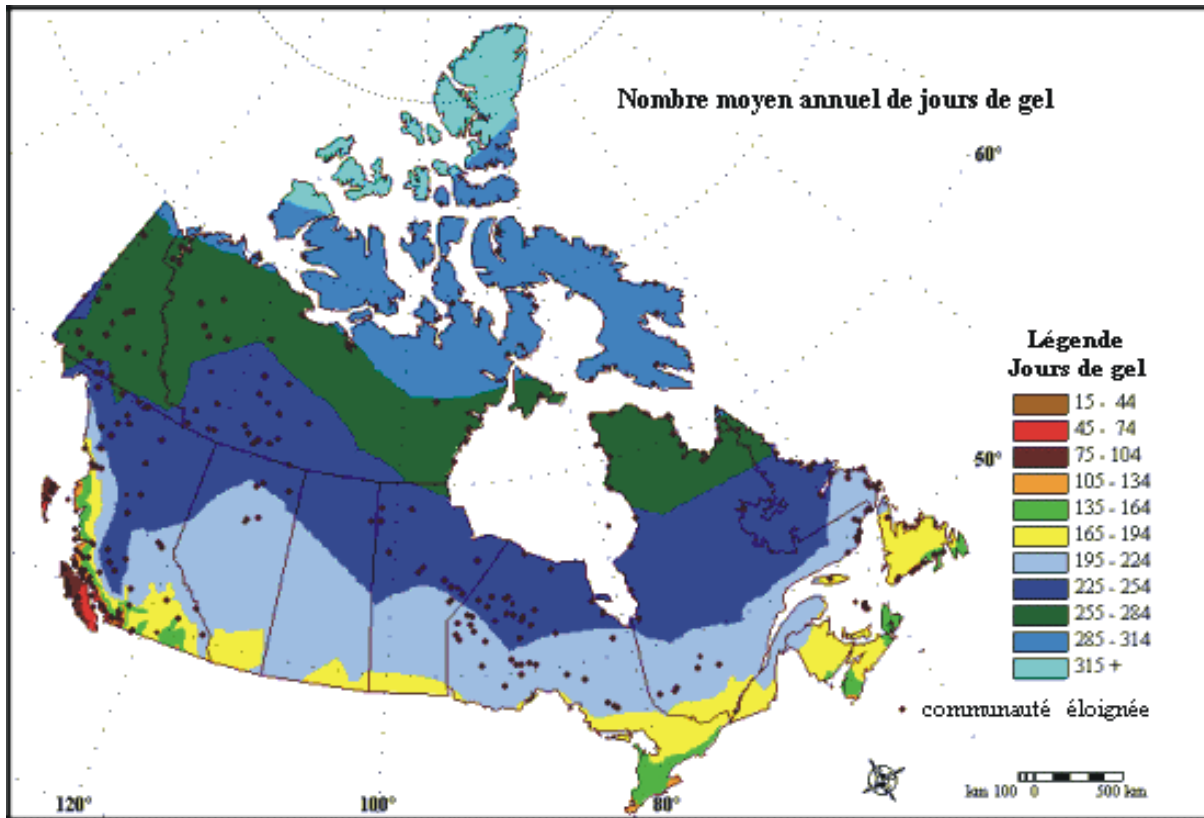
L'utilisateur entre le nombre de turbines dans la feuille de calcul *Équipements*, cette donnée est automatiquement copiée dans la feuille de calcul *Analyse des coûts*.

Nombre moyen de jours de gel pour la Colombie-Britannique

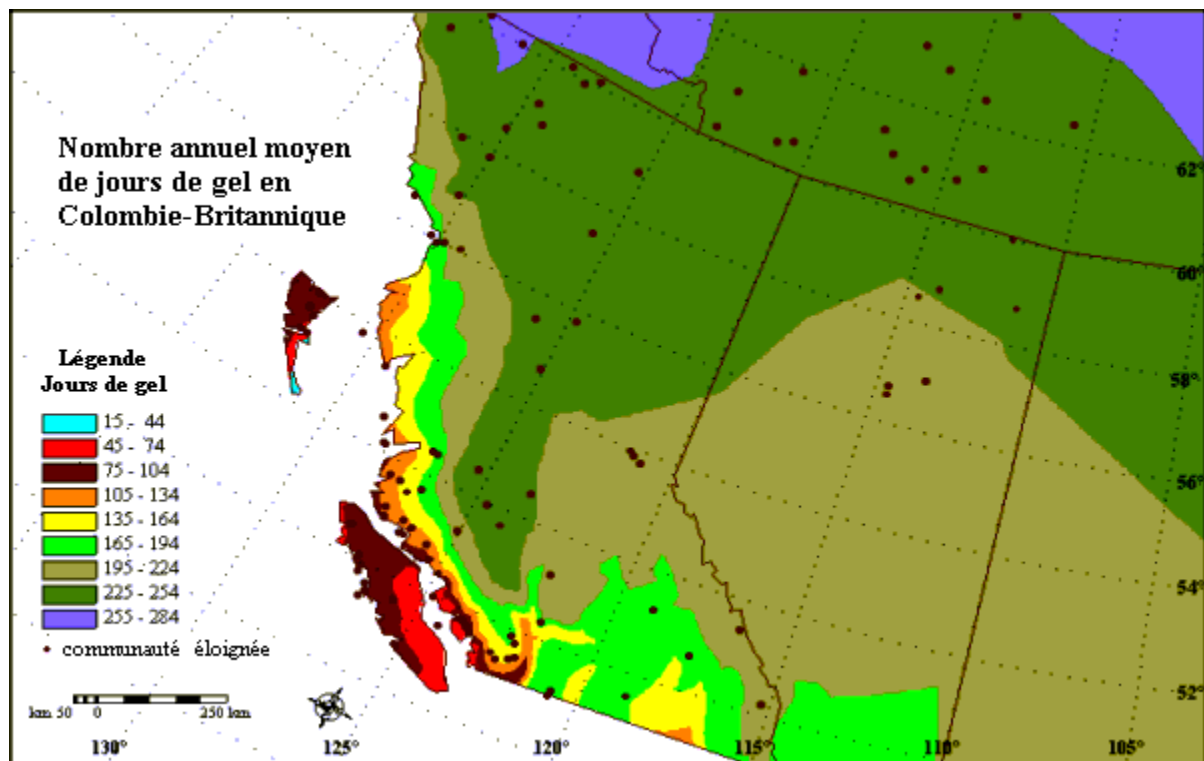
L'utilisateur peut consulter la deuxième figure qui suit pour estimer le nombre moyen annuel de jours de gel pour un projet situé en Colombie-Britannique, Canada.

Débit par turbine

Le modèle calcule le débit par turbine en se basant sur le débit nominal d'équipement et sur le nombre de turbines.



Nombre moyen de jours de gel pour le Canada



Nombre moyen de jours de gel pour la Colombie-Britannique, Canada

Diamètre approximatif de l'aube (par unité)

Le modèle calcule le diamètre approximatif de l'aube de chaque turbine en supposant qu'elles sont identiques. Le diamètre de l'aube donne une indication de la grosseur de chaque turbine, et ainsi, de la puissance requise de la centrale.

Classification du projet

Classification suggérée

Le modèle détermine par calcul la classification du projet : micro, mini ou petite centrale hydroélectrique. Dans le modèle RETScreen, une micro-centrale est constituée d'une turbine dont l'aube a un diamètre inférieur à 0,3 m et dont le débit maximum est d'environ 0,4 m³/s. Une mini-centrale a une aube de turbine d'un diamètre de 0,8 m ou moins; cette limite de 0,8 m a été choisie parce que c'est le plus gros ensemble turbine-génératrice qui puisse être assemblé sur palette et transporté par camion jusqu'à un endroit isolé.

Le coût de quatre « mini » unités turbine-génératrice hydroélectrique est à peu près égal à celui d'une « petite » centrale hydroélectrique ayant la même puissance totale. Le débit maximum approximatif dans une turbine dont l'aube a un diamètre de 0,8 m est égal à 3,2 m³/s. Ainsi, le modèle RETScreen définit les mini-centrales hydroélectriques comme des centrales dont le débit nominal total varie de 0,4 à environ 12,8 m³/s.

Classification choisie

L'utilisateur choisit la classification du projet à partir des trois options de la liste déroulante : « micro », « mini » ou « petite ». La classification choisie influe la formule utilisée pour calculer les coûts de certains travaux et composants du projet, et plus particulièrement pour les travaux de génie civil. En effet, pour les plus gros projets, à cause des risques associés plus importants, la conception est plus conservatrice, spécialement pour tenir compte des conditions d'inondation.

La classification choisie par l'utilisateur devrait être la même que celle suggérée par le modèle (dans la cellule précédente) à moins des circonstances suivantes. L'utilisateur peut choisir une autre classification de projet à partir de la liste déroulante, pour faire par exemple, une étude de sensibilité. Cette étude de sensibilité est plus particulièrement intéressante lorsque le débit nominal s'approche des limites de classification. De plus, dans certaines circonstances, il peut s'avérer préférable de classer un projet différemment que celui proposé par le modèle (par exemple un projet de mini-centrale hydroélectrique où il y a des risques importants d'inondation et/ou un projet qui requiert une conception particulièrement complexe peut amener à classer les autres composants du projet comme « petite » centrale hydroélectrique.

Barrage existant?

L'utilisateur indique à partir de la liste déroulante, s'il y a un barrage existant sur le site du projet de petite centrale hydroélectrique. La présence ou l'absence d'un barrage sur le site influe considérablement le coût d'un projet. On en tient compte dans la formule utilisée pour calculer le

coût des travaux de génie civil. À noter que si le barrage existant est vieux, il peut ne pas rencontrer les standards de sécurité d'aujourd'hui. Dans ce cas, un ajustement approprié des coûts peut être fait dans la cellule « Génie civil (autres) ».

Il est à noter que le logiciel RETScreen suppose qu'un nouveau barrage sera construit pour dévier l'eau et non pas pour développer une tête de pression d'eau. Si ce n'est pas le cas (par exemple, un barrage est construit pour créer un réservoir avec une tête de pression d'eau) un ajustement approprié des coûts peut aussi être fait dans la cellule « Génie civil (autres) ».

Longueur de crête du nouveau barrage

L'utilisateur entre la longueur estimée de la crête du barrage. Cette valeur est utilisée dans la formule pour calculer le coût des travaux de génie civil. Il faut généralement se rendre sur place pour évaluer la longueur prévue du barrage requis, à moins de pouvoir compter sur des cartes détaillées.

Roc sur le site du barrage?

L'utilisateur indique à partir de la liste déroulante, s'il y a du roc sur le site du projet de petite centrale hydroélectrique. La présence ou l'absence sur le site de roc propice à la construction influe sur le coût du projet et est prise en compte dans la formule pour calculer le coût des travaux de génie civil.

Il est possible de déterminer la présence de roc sur un site où l'on prévoit construire un barrage en vérifiant l'information géologique disponible sur la région ou en se rendant sur place. Si la présence de roc est inconnue, choisir « Non ».

Pertes hydrauliques maximales

L'utilisateur entre les pertes hydrauliques maximales dans la feuille de calcul *Modèle énergétique*, cette valeur est automatiquement copiée dans la feuille de calcul *Analyse des coûts*. Ce facteur aide l'utilisateur à déterminer les pertes de charge admissibles dans les différentes conduites hydrauliques du système (tunnel, conduite forcée...).

Pertes diverses et pertes à l'entrée de la conduite

L'utilisateur entre un facteur (%) qui représente la perte de charge hydraulique à l'entrée de la conduite et des autres pertes sauf celles générées dans le tunnel, le canal et/ou dans la ou les conduites forcées. On tiendra compte de ces dernières pertes séparément.

Chemin d'accès requis?

L'utilisateur indique à partir de la liste déroulante, s'il est nécessaire de construire un chemin d'accès jusqu'au site du projet. Durant la construction, il faut un chemin d'accès au site pour transporter l'équipement et les matériaux de construction, ainsi que pour l'entretien une fois la centrale terminée.

Pour estimer le coût du chemin d'accès, l'utilisateur doit spécifier sa longueur et la difficulté du terrain sur lequel il sera construit. Il doit aussi spécifier si le chemin sera construit en permanence ou temporairement pour la construction de la centrale seulement.

Longueur

L'utilisateur entre la longueur estimée du chemin d'accès nécessaire pour relier le site du projet à la route existante (et convenable) la plus proche. La longueur prévue peut être déterminée à partir de cartes topographiques.

Chemin pour la construction seulement?

L'utilisateur indique à partir de la liste déroulante, si le chemin d'accès sera construit pour la construction de la centrale seulement.

Difficulté du terrain

L'utilisateur entre un facteur entre 1 et 6 qui tient compte de la difficulté du terrain sur lequel sera construit le chemin d'accès. Se référer au tableau ci-dessous pour choisir la valeur la plus adéquate.

Type de terrain	Difficulté du terrain
Terrain plat ou légèrement ondulé, sans émergence rocheuse	1
Terrain vallonné, quelques émergences rocheuses	2
Terrain vallonné avec émergences rocheuses	3
Terrain vallonné, beaucoup d'émergences rocheuses	4
Terrain vallonné, essentiellement en roche, nécessitant des nivellements et des remblais	5
Terrain montagneux nécessitant d'importants nivellement et remblais	6

Guide de sélection pour déterminer la difficulté du terrain

Tunnel requis?

L'utilisateur indique, à partir de la liste déroulante, si un tunnel est requis pour le projet de petite centrale hydroélectrique. Cette donnée ne s'applique pas aux projets de micro-centrale hydroélectrique car on suppose que si un tunnel est requis pour un tel projet, il ne sera pas viable financièrement.

Longueur

L'utilisateur entre la longueur estimée du tunnel. La longueur du tunnel peut être déterminée à partir des plans préliminaires du projet sur une carte topographique. Cette valeur est utilisée,

avec la perte de charge admissible du tunnel et avec le pourcentage de la longueur cuvelée du tunnel, pour calculer le coût total du tunnel.

Facteur de perte de charge admissible

L'utilisateur entre un facteur, exprimé en pourcentage, qui représente la perte de charge admissible du tunnel. Ce facteur représente le ratio entre la perte de charge admissible du tunnel et la hauteur de chute brute du projet. Des valeurs de 4 à 7 % sont typiques.

Si la somme de tous les facteurs de perte de charge du circuit hydraulique de la centrale (pertes diverses et pertes à l'entrée de la conduite, facteur de perte de charge admissible du tunnel et facteur de perte de charge admissible de la conduite forcée) dépasse le facteur entré dans la cellule « Pertes hydrauliques maximales » (*Modèle énergétique*), un message apparaît dans la colonne Notes/plage. Ce message indique par combien les pertes hydrauliques maximales doivent être augmentées dans le *Modèle énergétique* pour que les calculs énergétiques coïncide avec les coûts du projet.

Pourcentage de la longueur cuvelée du tunnel

L'utilisateur entre le pourcentage de la longueur du tunnel qui doit être cuvelée. Ce pourcentage correspond au ratio de la longueur de tunnel qui requiert un cuvelage (revêtement intérieur) sur la longueur totale du tunnel. Des valeurs comprises entre 15 et 100 % sont typiques.

Méthode d'excavation du tunnel

L'utilisateur sélectionne, à partir de la liste déroulante, la méthode d'excavation du tunnel. Les deux options offertes dans la liste déroulante sont: « Manuellement » et « Mécaniquement ». Le choix entre ces deux options a un impact sur le calcul du diamètre du tunnel.

Diamètre du tunnel

Le modèle calcule le diamètre approximatif du tunnel en se basant sur sa longueur et sur sa perte de charge admissible. Un tunnel construit manuellement aura un diamètre minimum de 1,8 m. Pour un projet canadien, le diamètre minimum d'un tunnel construit avec des équipements mécaniques sera de 2,4 m.

Canal requis?

L'utilisateur sélectionne, à partir de la liste déroulante, si un canal est requis pour le projet de petite centrale hydroélectrique.

Longueur dans le roc

L'utilisateur entre la longueur estimée du canal qui sera construit dans le roc. Pour un canal construit dans des types de terrains différents, on ne tient compte que de la somme des longueurs de canal construit dans le roc. La longueur de canal peut être déterminée à partir des plans préliminaires du projet sur une carte topographique.

Pente du terrain dans le roc (moyenne)

L'utilisateur entre la pente moyenne du terrain dans le roc sur lequel le canal sera construit. Typiquement, un canal construit dans le roc n'est pas viable économiquement si sa pente dépasse 45° car le volume d'excavation est trop important.

Longueur dans un sol imperméable

L'utilisateur entre la longueur estimée du canal qui sera construit dans un sol imperméable. Pour un canal construit dans des types de terrains différents, on ne tient compte que de la somme des longueurs de canal construit dans le sol imperméable. La longueur de canal peut être déterminée à partir des plans préliminaires du projet sur une carte topographique.

Pente du terrain dans la terre (moyenne)

L'utilisateur entre la pente moyenne du terrain dans la terre sur lequel le canal sera construit. Typiquement, un canal construit dans la terre n'est pas viable économiquement si la pente dépasse 15°.

Perte totale de charge du canal

Le modèle calcule la perte totale de charge du canal en supposant une pente moyenne du canal d'environ 0,001 (1 000 m horizontal pour 1 m vertical). La perte de charge totale du canal est utilisée pour aider l'utilisateur à déterminer une hauteur appropriée de chute brute (*Modèle Énergétique*) du canal. La perte totale de charge du canal doit faire partie de la hauteur de chute brute du site (la différence entre le niveau d'eau du réservoir supérieur et celui du canal de fuite). En effet le modèle déduira la dénivellation du canal du potentiel hydroélectrique du site. La hauteur de chute brute est donc bien à considérer entre le niveau d'eau à l'entrée du canal d'amenée d'eau et le niveau d'eau dans le canal de fuite à la sortie de la centrale.

Conduite forcée requise?

L'utilisateur sélectionne, à partir de la liste déroulante, si une conduite forcée est requise pour le projet de petite centrale hydroélectrique. Pour les projets qui incluent plusieurs conduites forcées en parallèle, l'utilisateur entre la longueur estimée des conduites, le nombre de conduites forcées identiques installées en parallèle et leur facteur de perte de charge admissible. Ces valeurs sont utilisées pour calculer le coût des conduites forcées.

Longueur

L'utilisateur entre la longueur estimée des conduites forcées. La longueur des conduites forcées peut être déterminée à partir des plans préliminaires du projet sur une carte topographique. L'utilisateur doit ajuster la longueur du ou des conduites pour tenir compte la pente du terrain. Généralement, un projet qui comporte une conduite forcée courte est associé à une faible hauteur de chute et vice versa.

Nombre de conduites forcées identiques

L'utilisateur entre le nombre de conduites forcées identiques installées en parallèle, qui seront utilisées dans le projet.

Facteur de perte de charge admissible

L'utilisateur entre un facteur (%) qui représente le facteur de perte de charge admissible de la conduite forcée. Des valeurs comprises entre 1 et 4 % sont typiques.

Si la somme de tous les facteurs de perte de charge du circuit hydraulique de la centrale (pertes diverses et pertes à l'entrée de la conduite, facteur de perte de charge admissible du tunnel et facteur de perte de charge admissible de la conduite forcée) dépasse la valeur entrée dans la cellule « Pertes hydrauliques maximales » (*Modèle énergétique*), un message apparaît dans la colonne Notes/plage. Ce message indique par combien les pertes hydrauliques maximales doivent être augmentées pour que les calculs énergétiques coïncide avec les coûts du projet.

Diamètre de la conduite

Le modèle calcule le diamètre approximatif des conduites forcées identiques installées en parallèle. Cette valeur est donnée à titre de référence seulement.

Épaisseur moyenne de la paroi de la conduite

Le modèle calcul l'épaisseur moyenne approximative de la paroi de la conduite. Ce calcul est basé sur plusieurs critères, entre autres, la résistance à la manutention et la pression maximum de conception (plus 50 % pour la résistance à la pression dynamique (coups de bélier)).

Distance des sites d'emprunt

L'utilisateur entre la distance estimée moyenne du site jusqu'aux lieux d'emprunt les plus proches (p. ex. pour le sable, le gravier, l'argile, les matériaux de remblayage, etc.) nécessaires pour la construction du projet. Cette distance peut être déterminée à partir des cartes topographiques et la connaissance qu'a l'utilisateur de l'endroit. Si la distance est inconnue, on suggère une valeur de 8 km. Ce paramètre ne s'applique pas aux projets de micro-centrale hydroélectrique.

Ligne électrique

L'utilisateur entre la longueur estimée de la ligne électrique pour raccorder le site à la ligne électrique existante la plus proche ayant les niveaux appropriés de tension et de capacité (c.-à-d. suffisants pour transporter l'énergie produite par la petite centrale hydroélectrique). L'utilisateur entre un facteur qui tient compte de la difficulté du terrain sur lequel sera construit la ligne électrique ainsi que sa tension (kV).

Longueur

L'utilisateur entre la longueur prévue de la ligne électrique. La longueur de la ligne électrique peut être déterminée à partir des plans préliminaires du projet sur des cartes topographiques.

Difficulté du terrain

L'utilisateur entre un facteur entre 1 et 2 qui tient compte de la difficulté du terrain sur lequel sera construit la ligne électrique. Un (1) représente un terrain plat et deux (2) représente un terrain montagneux. Ce facteur s'applique directement pour calculer le coût de la ligne électrique.

Tension

L'utilisateur entre la tension de la ligne électrique en kV. La tension dépend de la puissance installée de la centrale et de la longueur de la ligne électrique. L'information présentée dans le tableau suivant peut être utilisée à titre de référence pour déterminer la tension de la ligne électrique. Des tensions standards intermédiaires (p. ex. 13,8 kV et 69 kV) peuvent aussi être utilisées. Des lignes électriques à basses tensions (p. ex. 0,6 kV ou moins) peuvent être appropriées pour certaines micro-centrales hydroélectriques. Le modèle utilise la valeur de la tension pour calculer le coût de la ligne électrique et des postes de raccordement (incluant des transformateurs).

Puissance (MW)	Tension (kV)	Coût (\$/km)	Poste (\$)	Distance (km)
0 - 2	25	55,000	250,000	< 50
2 - 5	44	65,000	600,000	< 70
> 5	115	100,000	2,000,000	> 70

Coûts estimés de la ligne électrique et des postes de raccordement

Taux d'intérêt

L'utilisateur entre le taux d'intérêt (%) prévu pour financer la construction tout au long des travaux. Cette valeur est utilisée pour estimer les coûts divers. Ce taux est généralement d'au moins 2,5 % supérieur au taux préférentiel des banques. Dans le cas où des conditions très avantageuses ou une subvention sont disponibles, un taux d'intérêt plus bas peut être utilisé.

Coûts d'investissement (méthode de calcul des coûts par formules)

Les coûts initiaux de mise en œuvre du projet seront exposés plus en détail à la section « Coûts d'investissement » de la méthode d'évaluation des coûts détaillée. En général, ils entrent dans les grandes catégories suivantes : exécution de l'étude de faisabilité, développement, travaux d'ingénierie, achat et installation des équipements énergétiques, implantation des infrastructures connexes et coûts divers.

Étude de faisabilité

Le coût estimatif des études de faisabilité et des études environnementales requises est calculé par le modèle.

Développement

Le modèle évalue les coûts de développement, qui comprennent les coûts des services juridiques, le financement et la supervision du projet.

Droits fonciers

L'utilisateur entre le coût estimatif de l'achat des droits fonciers nécessaires pour la construction du chemin d'accès, de la ligne électrique et pour la centrale elle-même.

Ingénierie

La plupart des petites centrales hydroélectriques sont maintenant aménagées dans le cadre de contrats clefs en main pour ce qui est des travaux de génie civil et de l'équipement électromécanique. Le coût estimé des travaux d'ingénierie et du contrôle de la qualité durant les travaux est calculé par le modèle comme étant une fonction de la puissance installée de la centrale et de la hauteur de chute brute. Ce coût ne comprend pas les coûts d'ingénierie des équipements clefs en main autres que la préparation des devis.

Équipements énergétiques

Le modèle évalue le coût de tous les équipements électromécaniques d'une centrale hydroélectrique. Le coût estimatif comprend le coût de la ou des turbines, de la ou des génératrices, du régulateur et des commandes. Ce coût est basé sur le type de turbine sélectionné dans la feuille de calcul *Équipements*.

Dans le cas d'un projet relié au réseau central avec une génératrice de moins de 1,5 MW, on suppose qu'une génératrice à induction, moins dispendieuse, sera utilisée.

Infrastructures connexes

Les infrastructures en périphérie d'une petite centrale hydroélectrique comprennent généralement un certain nombre d'éléments, tels qu'un chemin d'accès, une ligne électrique, un ou des postes de raccordement avec transformateur, une ou des conduites forcées, un canal, un tunnel et d'autres travaux de génie civil, dont les coûts sont décrits ci-dessous.

Chemin d'accès

Pour estimer le coût du chemin d'accès, l'utilisateur doit spécifier sa longueur. L'utilisateur doit aussi spécifier si le chemin sera construit pour la construction de la centrale seulement et tenir compte des difficultés du terrain sur lequel il sera construit.

Le coût estimé du chemin d'accès est calculé en tenant compte de sa longueur, de la difficulté du terrain sur lequel il sera construit et sur son type de construction (chemin temporaire construit pour la construction de la centrale seulement ou en permanence). Dans les régions isolées, les routes permanentes en gravier coûtent très cher et, pour les projets de mini-centrale hydroélectrique, on n'opte pour ce genre de route que lorsqu'elle est courte (moins de 4 km environ). Les routes plus longues peuvent être construites et reconstruites toutes les années où on en a besoin, selon la durée des travaux et les exigences en matière d'entretien à long terme de la centrale.

Ligne électrique

Le calcul du coût estimé de la ligne électrique est basé sur sa longueur, sur la difficulté du terrain sur lequel il sera construit et sur la tension de la ligne. On suppose, pour une ligne électrique de moins de 69 kV, qu'on peut utiliser une ligne avec poteaux en bois. Pour des tensions plus élevées, on suppose l'installation d'une ligne avec pylônes d'acier.

Poste et transformateur

Le coût du poste de raccordement et du transformateur est calculé en se basant sur la puissance installée de la centrale et de la tension de la ligne électrique. La même formule de calcul des coûts est utilisée pour toutes les classifications de projet.

Conduite forcée

Le coût de la conduite forcée est calculé en se basant sur le poids de la conduite en supposant une construction en acier. Le modèle calcul l'épaisseur moyenne approximative de la paroi de la conduite pour qu'elle puisse résister à la manutention et à la pression maximum de conception (plus 50 % pour résister à la pression dynamique (coups de bélier)). La même formule de calcul des coûts est utilisée pour toutes les catégories de projet.

Canal

Le coût du canal est calculé en se basant sur le volume approximatif d'excavation dans le roc et la terre. La même formule de calcul des coûts est utilisée pour toutes les catégories de projet.

Tunnel

Le coût du tunnel est calculé en se basant sur le volume approximatif d'excavation dans le roc et sur le couvage requis du tunnel. Le modèle calcul le diamètre du tunnel en se basant sur le facteur de perte de charge admissible du tunnel (ce facteur représente le ratio entre la perte de charge admissible du tunnel et la hauteur de chute brute du projet). La même formule de calcul des coûts est utilisée pour tous les projets de petite et mini-centrale. Pour les micro-centrale, un tunnel ne peut pas être sélectionné.

Génie civil (autres)

Le coût relié aux autres travaux de génie civil est basé sur une formule dont les coefficients sont différents selon le diamètre de l'aube de la turbine (c.-à-d. en fonction de la classification du site). Cela est dû à l'utilisation de plans plus simples pour les micro et mini-centrales que pour les petites centrales hydroélectriques. Par exemple, dans le cas des mini-installations hydroélectriques, le barrage consiste généralement en un simple déversoir en travers de la rivière, sans aucun ouvrage de régularisation du niveau ou du débit. Dans le cas des petites centrales, le barrage est plus compliqué et comprend habituellement des batardeaux ou des vannes pour régulariser le cours d'eau.

Divers

Dans la « méthode de calcul des coûts par formules », les coûts divers comprennent les frais imprévus et les intérêts durant les travaux.

Il faut compter 10 % des autres coûts du projet (à l'exclusion des droits fonciers) dans le calcul des coûts divers pour tenir compte des imprévus.

L'intérêt durant les travaux est fonction du taux d'actualisation et de la durée des travaux. Dans le cas des mini et des petites centrales hydroélectriques, l'intérêt est calculé en fonction du coût total du projet (y compris les frais imprévus), de l'ampleur du projet (définie par le débit nominal d'équipement) et du taux d'intérêt choisi. Dans le cas des micro-centrales, on a supposé que la construction peut se faire en quelques mois et que l'ampleur du projet n'influe pas sur le coût.

Autres

Ces cellules permettent de regrouper tous les coûts ou les crédits d'une étape du projet qui ne sont pas couverts ailleurs. L'utilisateur peut y entrer une « Quantité » et un « Coût unitaire ». Le « Coût unitaire » doit toujours être un nombre positif. Plutôt que d'affecter un signe positif ou négatif, l'utilisateur doit choisir dans la liste déroulante offerte dans la colonne « Unité » entre « Coût » ou « Crédit ».

L'utilisateur peut entrer un nom pour identifier le coût d'un produit ou d'un service à considérer dans la cellule grise de la première colonne. Il suffit ensuite de sélectionner l'option « Coût » dans la liste déroulante de la colonne « Unité ». Ce poste budgétaire sert à tenir compte des différences entre les projets, les technologies ou les régions qui n'ont pas été expressément signalées dans l'information générale fournie.

Dans cette même cellule grise un crédit peut être imputé à un produit ou à un service. L'utilisateur choisit pour cela l'option « Crédit » dans la liste déroulante de la colonne « Unité ». En effet, un projet peut être crédité des coûts en matériel ou main-d'œuvre qui auraient dû être de toute façon consacrés au projet de référence ou à la source conventionnelle d'énergie. Un crédit apparaîtra comme négatif dans la colonne « Montant ».

Coûts d'investissement (crédits)

La méthode de calcul des coûts détaillée permet d'évaluer les coûts en fonction des quantités et des coûts approximatifs à l'unité. Pour utiliser cette méthode, l'utilisateur doit évaluer les dimensions et consulter les plans du projet. Le texte donne certaines lignes directrices pour l'évaluation des quantités et des coûts unitaires. Étant donné que les projets de petite centrale hydroélectrique sont relativement importants, il faut habituellement, pour bien utiliser cette méthode, procéder à une conception préliminaire du projet, tâche qui fait normalement partie d'une étude de faisabilité plus détaillée.

Les coûts initiaux associés à la construction du projet sont détaillés ci-dessous. Les coûts incluent généralement l'étude de faisabilité, le développement, l'ingénierie, l'achat et l'installation des équipements énergétiques, la construction des infrastructures connexes et selon le projet, d'autres coûts complémentaires.

Étude de faisabilité

Quand l'analyse de pré-faisabilité effectuée à l'aide du modèle RETScreen révèle que le projet de petite centrale hydroélectrique peut être rentable, on recommande de passer à une étude de faisabilité plus détaillée. En général, l'étude de faisabilité comporte l'inspection du site, l'évaluation détaillée du potentiel hydraulique, une évaluation environnementale, des travaux de conception préliminaire, l'estimation détaillée des coûts, l'étude du scénario de référence et plan de surveillance des GES, et la production d'un rapport final. De plus, il faut habituellement prendre aussi en compte les coûts de gestion, de voyages et d'hébergement liés à l'étude de faisabilité. Les paragraphes ci-dessous décrivent en détail les coûts de tous les aspects de cette étude.

Note : Le logiciel RETScreen d'analyse de projets sur les énergies propres peut servir à préparer une analyse de faisabilité.

Inspection du site

Les inspections du site nécessaires dans le cadre de l'étude de faisabilité d'un projet de petite centrale hydroélectrique comprennent des levés géotechniques (études de la surface et du sous-sol dans les zones reconnues pour poser des problèmes) et la cartographie topographique préliminaire dans la zone de construction du projet proposé.

Le coût de l'inspection du site est calculé en fonction d'une estimation du temps requis par les experts pour mener à bien les travaux nécessaires. Le coût moyen varie de 200 à 800 \$ par jour-personne.

Le temps nécessaire à ce genre d'inspection pour un projet de petite centrale hydroélectrique dépend en grand partie de l'ampleur du projet. La réduction de la portée des inspections du site augmente nécessairement le risque de difficultés lors de la construction (et donc de dépassement des coûts); toutefois, un petit projet ne justifie habituellement pas le coût de travaux intensifs à ce chapitre. Si on réduit la portée des inspections du site, il faut prévoir une somme additionnelle

pour les dépenses imprévues/diverses (au sujet Divers) pour tenir compte du risque ajouté. Le nombre de jours-personnes nécessaires peut varier de 10 à 400. En général, le coût de ces inspections est d'environ 0,9 % du coût total du projet.

Évaluation du potentiel hydraulique

Une évaluation hydrologique détaillée fait partie intégrante de l'étude de faisabilité d'un projet de petite centrale hydroélectrique et elle est nécessaire pour évaluer le débit disponible pour la production d'électricité et la probabilité des conditions extrêmes (c.-à-d. inondations et sécheresses) sur le site visé.

Le calcul du coût d'une évaluation hydrologique repose sur une estimation du temps nécessaire à un spécialiste pour effectuer les travaux requis. Le coût des services professionnels nécessaires va de 200 à 800 \$ par jour-personne. La durée de ces travaux dépendra principalement de la disponibilité des données hydrologiques appropriées. Lorsque le site se trouve à proximité d'une station de mesure adéquate, la portée de l'évaluation est beaucoup moindre que dans le cas d'un site qui se trouve sur une rivière pour laquelle il n'existe aucune donnée débitométrique. Le nombre de jours-personnes nécessaires peut varier de 5, lorsqu'il existe des données sur le débit, jusqu'à 100 pour les gros projets demandant d'importants capitaux pour lesquels on n'a aucune donnée. En général, le coût de l'évaluation hydrologique est d'environ 0,3 % du coût total du projet.

Évaluation environnementale

L'évaluation d'impact environnemental est un élément essentiel de l'étude de faisabilité. Les petites centrales hydroélectriques peuvent habituellement être implantées sans impact négatif sur l'environnement (on peut souvent avoir des installations qui ont un impact positif), mais ces impacts doivent quand même être évalués.

Le calcul du coût d'une évaluation environnementale repose sur une estimation du temps nécessaire à un spécialiste pour effectuer les travaux requis. Le coût des services professionnels nécessaires va de 200 à 800 \$ par jour-personne.

Le coût de ce type d'évaluation varie selon le site et dépend du temps nécessaire aux experts pour mener à bien leurs travaux : collecte des données (p. ex. études sur les poissons, entrevues auprès des habitants de l'endroit et des groupes d'intérêt, etc.), analyse, préparation d'un rapport recommandant des mesures d'atténuation, consultation publique et documentation finale. En général, le coût d'une telle évaluation est d'environ 1 % du coût total du projet.

Conception préliminaire

La conception préliminaire permet de déterminer la puissance optimale de la centrale, l'envergure et la disposition des équipements et d'estimer les quantités de matériaux de construction en vue de l'estimation détaillée des coûts. Comme dans le cas de l'inspection du site, on limite les travaux de conception des petits projets afin de réduire les coûts. Le cas échéant, il faudra un budget pour frais imprévus plus important pour tenir compte du risque additionnel de dépassement des coûts pendant la construction.

Le calcul du coût de la conception préliminaire repose sur une estimation du temps nécessaire à un spécialiste pour effectuer les travaux requis. Le coût des services professionnels nécessaires va de 200 à 800 \$ par jour-personne.

Comme dans le cas de l'inspection du site, le temps que prend la conception préliminaire dépend dans une grande mesure de l'envergure du projet et du niveau correspondant de risque acceptable; il varie de 10 à 100 jours-personnes. En général, le coût de la conception préliminaire est d'environ 0,3 % du coût total du projet.

Estimation détaillée des coûts

L'estimation détaillée des coûts du projet de petite centrale hydroélectrique est fondée sur les résultats de la conception préliminaire et des autres travaux exécutés pendant l'étude de faisabilité. Le calcul du coût de cette estimation repose sur une estimation du temps d'exécution par un spécialiste.

Dans le cas d'un projet de petite centrale hydroélectrique, le coût des services d'ingénierie nécessaires à l'estimation détaillée des coûts va de 200 à 800 \$ par jour-personne, et il faut prévoir 5 à 50 jours-personnes, selon l'ampleur du projet et le niveau de risque acceptable. En général, le coût de la conception préliminaire représente environ 0,3 % du coût total du projet.

Étude du scénario de référence et plan de surveillance des GES

De façon à ce que la réduction d'émissions de gaz à effet de serre (GES) liée à un projet puisse être reconnue et vendue sur les marchés domestiques et internationaux des droits d'émission, plusieurs documents doivent être produits; les principaux étant l'étude du scénario de référence et le plan de surveillance. Une étude du scénario de référence permet de déterminer et de justifier un niveau de référence crédible pour le projet fondé sur l'étude de renseignements pertinents comme les plans d'expansion du réseau, les modèles d'utilisation des capacités de production, la consommation de combustible à la marge, la répartition de la consommation actuelle de combustible et les facteurs d'émissions de GES. L'étude du scénario de référence définit le périmètre du projet et identifie toutes les sources d'émissions de GES qui seraient présentes dans le scénario de référence, c.-à-d. le scénario le plus probable si le projet n'était pas réalisé. Un plan de surveillance identifie les données à récolter de manière à mesurer et vérifier les réductions d'émissions réalisées à la suite de l'implantation du projet et propose une méthode pour quantifier ces réductions et les comparer au niveau de référence.

Généralement, les services d'un consultant ou d'une firme externe sont retenus pour effectuer l'étude du scénario de référence et le plan de surveillance. Par contre, à mesure que les exemples de projets deviennent disponibles et que des méthodes standardisées sont acceptées, ces études deviennent davantage à la portée des promoteurs. Le coût de ces travaux varie en fonction de la complexité du scénario de référence, de la taille du projet et de la disponibilité de références sectorielles ou régionales et de méthodes de surveillance standardisées. Les coûts associés au développement d'un scénario de référence et d'un plan de surveillance pour un projet d'envergure vont de 30 000 à 40 000 \$ US selon l'étude du Fonds prototype pour le carbone (FPC).

Les exigences pour les projets relevant du Mécanisme pour un développement propre (MDP) sont généralement plus rigoureuses que pour celles associées aux projets de Mises en œuvre conjointes (MOC)¹ ou autres projets. À titre d'exemple, les projets relevant du MDP doivent aussi être surveillés en regard à leur contribution au développement durable du pays dans lequel ils sont implantés. Les règles encadrant les niveaux de référence et la surveillance à propos des projets relevant du MDP peuvent être consultées sur le [site Web du MDP de la CCNUCC](#)². Pour des projets de faible ampleur (projets d'énergie renouvelable ayant une puissance installée de 15 MW ou moins), il pourrait ne pas être nécessaire de fournir une étude de scénario de référence complète puisque des méthodes simplifiées de détermination du niveau de référence et des méthodologies de surveillance sont disponibles.

Note : La feuille de calcul *Analyse des GES* de RETScreen peut faciliter l'élaboration d'une étude du scénario de référence.

Préparation du rapport

Un rapport sommaire est le produit final de l'étude de faisabilité et contient les résultats des analyses techniques et financières du projet. Le temps nécessaire à la préparation du rapport dépend de l'envergure des travaux durant l'étude de faisabilité.

Le calcul du coût de préparation du rapport est basé sur une estimation du temps dont un spécialiste a besoin, soit de 3 à 50 jours-personnes, à raison de 200 à 800 \$ par jour-personne. En général, le coût de la préparation du rapport est d'environ 0,2 % du coût total du projet.

Gestion du projet

L'estimation du coût de gestion du projet devrait porter sur toutes les phases de l'étude de faisabilité, y compris les consultations menées auprès des intervenants concernés. Ces consultations sont nécessaires si l'on veut obtenir l'appui et la collaboration de tous les intervenants tout en permettant de repérer toute opposition le cas échéant, dès le début du projet.

Le calcul du coût de gestion de l'étude de faisabilité est basé sur une estimation du temps qu'y consacre le spécialiste. Le temps lié à la gestion du projet peut varier de 5 à 50 jours-personnes, à raison de 300 à 800 \$ par jour-personne (il faut également ajouter le temps de déplacement).

Voyages et hébergement

Cette rubrique comprend tous les frais de déplacement (exception faite du temps) engagés pour l'exécution de toutes les phases de l'étude de faisabilité par les divers membres de l'équipe, pour chaque voyage nécessaire : prix des billets d'avion, frais de location de véhicules et d'hébergement, indemnités journalières pour frais divers.

Les tarifs de transport aérien vers les régions isolées varient grandement, mais ils équivalent généralement au double des tarifs exigés pour des trajets comparables dans les régions peuplées.

¹ L'appellation Application conjointe (AC) est aussi utilisée.

² La [documentation en français](#) est aussi disponible.

Étant donné que les déplacements entrent pour une part importante dans les coûts des travaux dans ces régions isolées et que les tarifs sont très variables, il est conseillé de recourir aux services d'un agent de voyages ayant l'expérience de ce genre de destination. De même, à ces endroits, les tarifs d'hébergement de catégorie moyenne sont en général deux fois plus élevés que ceux pratiqués dans les régions peuplées, soit de 180 à 250 \$ par jour.

Autres

Ces cellules permettent de regrouper tous les coûts ou les crédits d'une étape du projet qui ne sont pas couverts ailleurs. L'utilisateur peut y entrer une « Quantité » et un « Coût unitaire ». Le « Coût unitaire » doit toujours être un nombre positif. Plutôt que d'affecter un signe positif ou négatif, l'utilisateur doit choisir dans la liste déroulante offerte dans la colonne « Unité » entre « Coût » ou « Crédit ».

L'utilisateur peut entrer un nom pour identifier le coût d'un produit ou d'un service à considérer dans la cellule grise de la première colonne. Il suffit ensuite de sélectionner l'option « Coût » dans la liste déroulante de la colonne « Unité ». Ce poste budgétaire sert à tenir compte des différences entre les projets, les technologies ou les régions qui n'ont pas été expressément signalées dans l'information générale fournie.

Dans cette même cellule grise un crédit peut être imputé à un produit ou à un service. L'utilisateur choisit pour cela l'option « Crédit » dans la liste déroulante de la colonne « Unité ». En effet, un projet peut être crédité des coûts en matériel ou main-d'œuvre qui auraient dû être de toute façon consacrés au projet de référence ou à la source conventionnelle d'énergie. Un crédit apparaîtra comme négatif dans la colonne « Montant ».

Développement

Lorsque l'étude de faisabilité montre que le projet de petite centrale hydroélectrique est valable, on peut entreprendre la phase de développement. Dans certains cas, l'étude de faisabilité et les activités de développement et d'ingénierie peuvent se dérouler en même temps, selon le niveau de risque et de rendement de l'investissement que le promoteur juge acceptable.

En général, les activités de développement d'un projet de petite centrale hydroélectrique comprennent les coûts liés à des postes budgétaires comme les négociations de contrats d'achat d'électricité, les permis et approbations, les droits fonciers, l'arpentage, la validation et enregistrement pour les GES, le financement du projet, les services juridiques et comptables, la gestion du développement du projet et les déplacements. Ces coûts sont décrits en détail ci-après.

Négociation du CAÉ

Si le promoteur du projet n'est pas un service public d'électricité, la négociation du contrat d'achat d'électricité (CAÉ) est l'une des premières étapes de la phase de développement, d'autant plus si la centrale n'appartient pas à l'entreprise publique d'électricité. De plus, ce processus implique la prestation de services juridiques et autres, notamment des services financiers et comptables. L'ampleur des activités varie selon que les conditions de vente d'électricité sont déjà fixées (par

exemple, si la compagnie d'électricité a établi une politique d'achat d'électricité des producteurs privés).

Le calcul du coût de la négociation du CAÉ est basé sur une estimation du temps qu'y consacreront les spécialistes et qui peut atteindre 5 à 200 jours-personnes ou davantage selon la complexité du contrat. Le prix des services professionnels fournis pour la négociation du CAÉ varie de 300 à 1 500 \$ par jour-personne.

En règle générale, le coût de ces négociations est d'environ 0,6 % du coût total du projet.

Approbations et permis

L'exécution du projet peut nécessiter plusieurs approbations et permis. Il peut s'agir d'approbations relatives à l'environnement (autorité fédérale/nationale ou provinciale/régionale), à l'utilisation de l'eau (autorité provinciale/régionale), à l'exploitation de la centrale (autorité provinciale/régionale), à la location du terrain (autorités provinciale/régionale), à l'utilisation des eaux navigables (autorité fédérale/nationale) et aux travaux de construction (autorité provinciale/régionale ou municipale).

Le calcul du coût d'obtention des autorisations et des permis nécessaires repose également sur une estimation du temps que prendra un spécialiste pour exécuter le travail, soit de 5 à 100 jours-personnes, à raison de 200 à 800 \$ par jour-personne, selon la complexité du projet du point de vue des autorisations. En règle générale, ce coût devrait être d'environ 0,5 % du coût total du projet.

Droits fonciers

Les terrains sur lesquels se trouvera le projet hydroélectrique, comprenant le chemin d'accès, la ligne électrique, le barrage, les conduites d'eau et la centrale, sont assujettis à des droits fonciers. Un droit de passage peut être accordé pour le chemin d'accès et les lignes électriques, et on peut louer ou acheter les terrains nécessaires à la mise en place des infrastructures du projet.

L'utilisateur du modèle entre le coût estimé total d'acquisition, y compris les frais juridiques, des terrains qui ne peuvent être ni loués ni utilisés en vertu d'un droit de passage. Il est à noter que le coût estimé de la négociation de baux de location et de droits de passage devrait être inclus sous la rubrique « Approbations et permis » décrite ci-dessus. Le coût de l'acquisition des droits fonciers nécessaires est propre à chaque site.

Arpentage

La conception finale du projet nécessite l'arpentage détaillé du terrain, ce qui prend entre 20 et 200 jours-personnes, à raison de 400 à 600 \$ par jour-personne. En règle générale, le coût de l'arpentage s'élève à environ 0,4 % du coût total du projet.

Validation et enregistrement pour les GES

Les projets visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES) peuvent nécessiter une validation provenant d'une organisation indépendante dans le but de garantir que tous les documents relatifs à la conception du projet, incluant l'étude du scénario de référence et le plan de surveillance, rencontrent les exigences prévues. Le processus de validation inclut la confirmation que les réductions d'émissions prévues par le promoteur sont réalistes. Les projets doivent ensuite être enregistrés par une organisation certifiée.

La validation est obligatoire pour les projets relevant du Mécanisme pour un développement propre (MDP) et doit être effectué par une entité opérationnelle désignée par la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (CCNUCC). Pour les détails, veuillez consulter le [site Web du MDP de la CCNUCC](#). En ce qui concerne les autres projets, la validation par un tiers peut rassurer les investisseurs quant à l'atteinte des objectifs de réduction des émissions.

Le coût du processus de validation varie essentiellement en fonction de la taille du projet. Dans le cas des projets relevant du MDP, les travaux de validation sont réalisés au taux prescrit de 400 \$ US par jour pour le personnel d'une entité opérationnelle désignée ou de 1 200 \$ US par jour par groupe de trois personnes. Le Fonds prototype pour le carbone (FPC) estime le coût de la validation à 30 000 \$ US pour les projets d'envergure.

Les projets relevant du MDP devront aussi payer des frais d'enregistrement à la CCNUCC pour fins administratives. Ces frais d'enregistrement varient en fonction de la taille du projet comme suit :

<i>Réduction moyenne de tonnes de CO₂e / année</i>	<i>Frais d'enregistrement en \$ US</i>
<= 15 000	5 000
> 15 000 et <= 50 000	10 000
> 50 000 et <= 100 000	15 000
> 100 000 et <= 200 000	20 000
> 200 000	30 000

Frais d'enregistrement pour les projets du MDP

Financement du projet

Le financement d'un projet, même de petite ampleur, peut exiger beaucoup de temps et d'énergie. Les projets de petite centrale hydroélectrique nécessitent généralement d'importants investissements en capitaux et à long terme. Le coût du financement comprendra les frais facturés par des spécialistes pour faire les démarches nécessaires, trouver des investisseurs et solliciter des fonds. En règle générale, ces frais représentent un pourcentage des capitaux obtenus, mais ils peuvent comprendre des frais fixes pour l'ouverture du dossier.

Le calcul du coût du financement du projet repose sur une estimation des services nécessaires à l'acquisition des fonds, dette et capital-actions, ce qui prendra de 5 à 100 jours-personnes, à raison

de 500 à 1500 \$ par jour-personne, selon la complexité de la structure de financement proposée. En général, le coût du financement devrait représenter environ 1,5 % du coût total du projet.

Services comptables et juridiques

Des services comptables et juridiques devront être assurés à l'occasion pendant la phase de développement d'un projet de petite centrale hydroélectrique. Le coût de ces services couvre les activités de nature comptable et juridique non prévues à d'autres postes, par exemple : la création d'une société pour le développement du projet, la production d'états financiers mensuels et annuels, la comptabilité du projet, etc. L'importance du soutien juridique nécessaire dépendra des dispositions à prendre pour le financement, l'acquisition du terrain et les assurances, du degré de responsabilité et de la complexité des contrats et des ententes.

Le calcul du coût des services comptables et juridiques est basé sur une estimation du temps que prennent des spécialistes pour fournir ces services tout au long de la phase de développement du projet, soit de 5 à 200 jours-personnes, à raison de 300 à 1500 \$ par jour-personne, selon la complexité et l'envergure du projet. En général, le coût de ces services devrait représenter environ 0,9 % du coût total du projet.

Gestion du projet

Le coût de gestion du projet devrait comprendre les frais estimés de gestion à toutes les étapes de la phase de développement, ce qui exclut la surveillance des travaux de construction. Il comprend également le coût des activités de relations publiques, qui compte pour une grande part dans la réussite du projet. La phase de développement, depuis l'étude de faisabilité jusqu'à la fin, peut prendre 5 ans. Le temps de gestion du projet totalisera de 0,2 à 2 années-personnes, à raison de 130 000 à 180 000 \$ par année-personne, selon la portée du projet.

En général, le coût de la gestion du projet en dollars devrait représenter environ $70\,000 \$ \times ((P/h^{0,3})^{0,54})$, où « P » est la puissance installée en MW et « h », la hauteur de chute brute en mètres.

Voyages et hébergement

La phase de développement nécessitera plusieurs visites sur le terrain, principalement pour les réunions. Ce sujet comprend tous les coûts reliés aux déplacements, sauf le temps, pendant la phase du développement.

Autres

Ces cellules permettent de regrouper tous les coûts ou les crédits d'une étape du projet qui ne sont pas couverts ailleurs. L'utilisateur peut y entrer une « Quantité » et un « Coût unitaire ». Le « Coût unitaire » doit toujours être un nombre positif. Plutôt que d'affecter un signe positif ou négatif, l'utilisateur doit choisir dans la liste déroulante offerte dans la colonne « Unité » entre « Coût » ou « Crédit ».

L'utilisateur peut entrer un nom pour identifier le coût d'un produit ou d'un service à considérer dans la cellule grise de la première colonne. Il suffit ensuite de sélectionner l'option « Coût » dans la liste déroulante de la colonne « Unité ». Ce poste budgétaire sert à tenir compte des différences entre les projets, les technologies ou les régions qui n'ont pas été expressément signalées dans l'information générale fournie.

Dans cette même cellule grise un crédit peut être imputé à un produit ou à un service. L'utilisateur choisit pour cela l'option « Crédit » dans la liste déroulante de la colonne « Unité ». En effet, un projet peut être crédité des coûts en matériel ou main-d'œuvre qui auraient dû être de toute façon consacrés au projet de référence ou à la source conventionnelle d'énergie. Un crédit apparaîtra comme négatif dans la colonne « Montant ».

Ingénierie

Les coûts d'ingénierie comprennent les frais engagés pour la conception du projet, la gestion des appels d'offres et des contrats et la surveillance des travaux. Ces frais sont décrits en détail ci-après.

Conception et appels d'offres

Ce sujet résume les coûts des services d'ingénierie nécessaires pour compléter la conception détaillée du projet et émettre les documents d'appels d'offres afin de choisir les entrepreneurs chargés des travaux. Selon l'approche adoptée en ce qui a trait au développement, ces travaux sont exécutés par un consultant indépendant (approche classique) ou par un entrepreneur (approche clés en main).

La préparation des documents de conception et d'appels d'offres nécessitera de 0,6 à 6 années-personnes, à raison de 130 000 à 180 000 \$ par année-personne, selon la complexité du projet.

En général, le coût en \$ des documents de conception et d'appels d'offres devrait représenter environ $200\,000 \$ \times ((P/h^{0,3})^{0,54})$, où « P » est la puissance installée en MW et « h », la hauteur de chute brute en mètres.

Émission des contrats

Ce sujet résume les coûts estimés reliés aux négociations et à l'établissement des relations nécessaires à l'exécution du projet, soit 5 à 200 jours-personnes, à raison de 500 à 1500 \$ par jour-personne, selon l'ampleur du projet et la complexité des contrats de construction.

Surveillance des travaux

Les coûts de surveillance des travaux comprennent tous les coûts qu'on engagera pour que les installations soient construites conformément à la conception; cette surveillance est habituellement faite par un ingénieur-conseil indépendant. Les gros projets peuvent justifier une surveillance à plein temps. Dans le cas des petits projets, la surveillance des travaux se résume souvent en une inspection périodique afin de réduire les coûts.

La surveillance des travaux nécessitera entre 0,2 et 2 années-personnes, à raison de 130 000 à 180 000 \$ par année-personne, selon la durée des travaux de construction.

En général, les coûts de surveillance des travaux, en dollars, devraient représenter environ $100\,000 \$ \times ((P/h^{0,3})^{0,54})$, où « P » est la puissance installée en MW et « h », la hauteur de chute brute en mètres.

Autres

Ces cellules permettent de regrouper tous les coûts ou les crédits d'une étape du projet qui ne sont pas couverts ailleurs. L'utilisateur peut y entrer une « Quantité » et un « Coût unitaire ». Le « Coût unitaire » doit toujours être un nombre positif. Plutôt que d'affecter un signe positif ou négatif, l'utilisateur doit choisir dans la liste déroulante offerte dans la colonne « Unité » entre « Coût » ou « Crédit ».

L'utilisateur peut entrer un nom pour identifier le coût d'un produit ou d'un service à considérer dans la cellule grise de la première colonne. Il suffit ensuite de sélectionner l'option « Coût » dans la liste déroulante de la colonne « Unité ». Ce poste budgétaire sert à tenir compte des différences entre les projets, les technologies ou les régions qui n'ont pas été expressément signalées dans l'information générale fournie.

Dans cette même cellule grise un crédit peut être imputé à un produit ou à un service. L'utilisateur choisit pour cela l'option « Crédit » dans la liste déroulante de la colonne « Unité ». En effet, un projet peut être crédité des coûts en matériel ou main-d'œuvre qui auraient dû être de toute façon consacrés au projet de référence ou à la source conventionnelle d'énergie. Un crédit apparaîtra comme négatif dans la colonne « Montant ».

Équipements énergétiques

Les équipements énergétiques incluent tous les équipements électromécaniques du projet, incluant les coûts reliés à l'achat des turbines-génératrices, du régulateur et des contrôles. Les coûts sont basés sur le type de turbine sélectionné dans la feuille de calcul *Équipements*. L'utilisateur peut consulter la base de données de produits en ligne RETScreen pour contacter des fournisseurs et ainsi obtenir des prix ou toute autre information.

Turbines/génératrices, contrôles

Ce sujet résume les coûts reliés à l'achat de tout l'équipement électromécanique, notamment les turbines-génératrices, le régulateur et les contrôles, la protection et les commandes électriques (y compris le système de télésurveillance et l'équipement électrique de la centrale), les pompes, les vannes et la grue de la centrale.

Le coût des turbines/génératrices, commandes et équipements auxiliaires d'une petite centrale hydroélectrique varie considérablement selon l'ampleur du projet et la hauteur de chute brute et l'importance de l'équipement auxiliaire nécessaire. Pour une même puissance, les projets dont la hauteur de chute brute est élevée ont des coûts par kW installé pour cet équipement inférieurs aux

projets dont la hauteur de chute brute est faible, en raison du faible débit d'eau utilisé (c.-à-d. turbines plus petites).

Ces coûts peuvent varier d'un minimum d'environ 500 \$/kW pour une petite centrale à hauteur de chute élevée nécessitant un minimum d'équipement auxiliaire (p. ex. pas de grue ni de vanne d'entrée) à plus de 4 000 \$/kW pour les grosses centrales à faible hauteur de chute qui peuvent nécessiter d'importants équipements auxiliaires et de coûteux systèmes de fusible et de commande de haute tension.

L'utilisateur peut consulter la base de données de produits en ligne RETScreen pour contacter des fournisseurs et ainsi obtenir des prix ou toute autre information.

Installation des équipements

Un sujet indépendant couvre le coût de l'installation des équipements énergétiques, qui est un pourcentage du coût estimé des turbines/génératrices et contrôles.

Ce coût varie de 5 à 45 % du coût d'achat des turbines/génératrices, des contrôles et de l'équipement auxiliaire et dépend principalement de l'ampleur de l'équipement installé. Les gros équipements doivent être transportés en pièces détachées et assemblés sur place, ce qui augmente considérablement le coût de l'installation pour les projets dans les endroits isolés.

Transport

Ce sujet résume le coût du transport de tout l'équipement électromécanique jusqu'au site, et représente un pourcentage du coût estimé des turbines/génératrices et contrôles. Les coûts du transport varient considérablement selon l'importance de l'expédition, l'emplacement du site et le moment de l'année, et peuvent varier entre 1 et 20 % du coût de l'équipement.

Autres

Ces cellules permettent de regrouper tous les coûts ou les crédits d'une étape du projet qui ne sont pas couverts ailleurs. L'utilisateur peut y entrer une « Quantité » et un « Coût unitaire ». Le « Coût unitaire » doit toujours être un nombre positif. Plutôt que d'affecter un signe positif ou négatif, l'utilisateur doit choisir dans la liste déroulante offerte dans la colonne « Unité » entre « Coût » ou « Crédit ».

L'utilisateur peut entrer un nom pour identifier le coût d'un produit ou d'un service à considérer dans la cellule grise de la première colonne. Il suffit ensuite de sélectionner l'option « Coût » dans la liste déroulante de la colonne « Unité ». Ce poste budgétaire sert à tenir compte des différences entre les projets, les technologies ou les régions qui n'ont pas été expressément signalées dans l'information générale fournie.

Dans cette même cellule grise un crédit peut être imputé à un produit ou à un service. L'utilisateur choisit pour cela l'option « Crédit » dans la liste déroulante de la colonne « Unité ». En effet, un projet peut être crédité des coûts en matériel ou main-d'œuvre qui auraient dus être de

toute façon consacrés au projet de référence ou à la source conventionnelle d'énergie. Un crédit apparaîtra comme négatif dans la colonne « Montant ».

Infrastructures connexes

Typiquement, les infrastructures connexes incluent les coûts du chemin d'accès, de la ligne électrique et du poste de raccordement, de la conduite forcée, du canal, du tunnel et d'autres coûts reliés aux travaux de génie civil. Les prix sont détaillés ci-dessous.

Chemin d'accès

Ce sujet résume les coûts de la construction des chemins d'accès nécessaires au projet; ces coûts peuvent varier de 20 000 à 500 000 \$/km selon le type de terrain et l'importance des traversées de rivière requises.

Défrichage

Le coût du défrichage du terrain sur lequel sera construit le projet est basée sur la surface à défricher. Le coût peut varier de 20 000 à 500 000 \$/ha selon le type de terrain et le type et l'importance de la végétation.

Excavation de la terre

Le coût de l'excavation de la terre associé au projet (excluant l'excavation du canal) est basé sur le volume de matériaux excavés. Le coût peut varier de 5 à 15 \$/m³.

Excavation du roc

Le coût de l'excavation du roc associé au projet (excluant l'excavation du canal) est basé sur le volume de matériaux excavés. Le coût peut varier de 30 à 70 \$/m³.

Barrage en béton

Si L'utilisateur prévoit construire un barrage en béton, les coûts reliés à cette construction sont basés sur une estimation du volume total de béton nécessaire. L'évaluation de ce volume nécessitera une visite du site afin de choisir l'emplacement approprié du barrage et mesurer les dimensions estimatives de celui-ci. Il faudra probablement demander conseil à un expert en barrages.

Le coût de la construction d'un barrage en béton peut varier de 400 à 1 600 \$/m³ selon la quantité de béton (les grandes quantités réduisent les coûts unitaires) et la complexité de la construction.

Barrage en gabions de bois

Si L'utilisateur prévoit construire un barrage en gabions de bois, les coûts reliés à cette construction sont basés sur une estimation du volume total de bois nécessaire. L'évaluation de ce volume nécessitera une visite du site afin de choisir l'emplacement approprié du barrage et

mesurer les dimensions estimatives de celui-ci. Il faudra probablement demander conseil à un expert en barrages.

Le coût de la construction d'un barrage en gabions de bois peut varier de 100 \$/m³, lorsqu'il y a du bois sur place, à 500 \$/m³, lorsque le bois doit être transporté jusqu'au site.

Barrage en remblais

Si L'utilisateur prévoit construire un barrage en remblais, les coûts reliés à cette construction sont basés sur une estimation du volume total nécessaire de remblais. L'évaluation de ce volume nécessitera une visite du site afin de choisir l'emplacement approprié du barrage et mesurer les dimensions estimatives de celui-ci. Il faudra probablement demander conseil à un expert en barrages.

Le coût de la construction d'un barrage en terre, y compris la préparation des fondations et le perré, peut varier de 30 à 90 \$/m³, selon l'emplacement et la distance jusqu'aux lieux d'emprunt appropriés.

Assèchement

Ce sujet couvre les coûts des travaux d'assèchement nécessaires pendant les travaux de construction d'un barrage. Ces coûts peuvent varier d'un site à l'autre et comprennent la construction d'importants ouvrages temporaires de dérivation (batardeaux, canaux ou tunnels, etc.).

Ces coûts peuvent varier de 5 à 15 % du coût du barrage, plus le coût de tous les canaux ou tunnels de dérivation nécessaires (associés à la construction de gros barrages dans les rivières à gros débit).

Évacuateur de crues

Le coût de l'évacuateur de crues est évalué séparément de celui du barrage, puisque chaque type de barrage a ses propres exigences à ce chapitre. Le coût estimatif d'un évacuateur de crues est basé sur le volume de béton nécessaire. Il faudra probablement demander conseil à un expert en barrages.

Le coût de la construction d'un évacuateur de crues en béton peut varier de 400 à 1 600 \$/m³, selon la quantité de béton (les grandes quantités réduisent les coûts unitaires) et la complexité de la construction.

Canal

Un projet de petite centrale hydroélectrique peut inclure un canal, ce qui implique l'excavation de terre et de roc. Le coût du canal est basé sur le volume excavé, qui dépend de la longueur et de la section du canal. La longueur peut être évaluée à partir de cartes topographiques détaillées ou de mesures faites sur le terrain. Pour un projet situé dans un climat froid, la section du canal peut

être estimée en supposant une vitesse maximale d'écoulement d'environ 0,5 m/s afin de permettre la formation d'un couvert de glace en hiver.

Le coût de l'excavation de la terre associé à la construction du canal peut varier de 20 à 200 \$/m³. L'excavation du roc peut coûter entre 40 et 400 \$/m³. Le coût d'excavation dépend principalement de l'emplacement et du volume de matériaux excavés (les grands volumes réduisent les coûts unitaires).

Conduite d'amenée

Il faut une entrée d'eau pour diriger l'eau dans la conduite forcée ou directement dans la ou les turbines. Le coût de l'entrée d'eau est basé sur une estimation du volume de béton nécessaire. Ce volume est évalué à 15 fois le débit nominal d'équipement en une seconde. Les coûts peuvent varier de 400 à 1 600 \$/m³, selon la quantité de béton (les grandes quantités réduisent les coûts unitaires) et la complexité de la construction.

Tunnel

Un projet de petite centrale hydroélectrique peut également inclure un tunnel. Le coût du tunnel peut varier en fonction de l'emplacement, du diamètre du tunnel et de la dureté du roc excavé. Il faudra probablement demander conseil à un expert en barrages. Le coût du tunnel peut varier de 40 à 150 \$/m³ de matériau excavé.

Pipeline/conduite forcée

Un projet de petite centrale hydroélectrique peut inclure un pipeline ou une conduite forcée. Le coût varie en fonction du matériau choisi et du terrain sur lequel l'ouvrage est construit. Il faudra probablement demander conseil à un expert en pipelines/conduites forcées. Ces coûts sont propres à chaque site en raison de la variété des matériaux et de la complexité de la construction. L'utilisateur peut évaluer le poids d'un pipeline ou d'une conduite forcée en acier à l'aide de la formule suivante :

$$P = L (0,39 d^2 h_w + 12,3 d^{2,3} + 92,5 d)$$

où :

P = le poids de l'acier en kg

L = la longueur du pipeline/de la conduite forcée en m

d = le diamètre du pipeline/de la conduite forcée en m

h_w = la pression dynamique à l'entrée de la turbine, exprimée en hauteur d'eau équivalente

= 1,50 x hauteur de chute brute pour les turbines à réaction

= 1,25 x hauteur de chute brute pour les turbines à impulsion

Dans l'évaluation des coûts de la conduite forcée, on peut supposer qu'on utilisera de l'acier; ces coûts (matériaux et installation) peuvent varier de 5 à 10 \$/kg.

Centrale - Génie civil

Les coûts des travaux de génie civil reliés à la construction de la centrale sont basés sur une estimation du volume de béton nécessaire; ces coûts peuvent varier de 400 à 1 600 \$/m³ (en supposant une construction en béton), selon la quantité de béton (les grandes quantités réduisent les coûts unitaires) et la complexité de la construction.

On peut évaluer le volume de béton nécessaire pour les fondations de la centrale à l'aide de la formule suivante :

$$V_f = k (n + 0,5) D^{2.3}$$

où :

k = 140 pour les turbines à axe vertical
 = 90 pour les turbines à axe horizontal

D = le diamètre de l'aube de turbine*

n = le nombre de turbines

V_f = le volume approximatif de béton nécessaire pour les fondations en m³

Les coûts de construction du bâtiment de la centrale (murs et toiture) peuvent être estimés en augmentant le volume du béton pour les fondations de 15 à 20 %.

* Note : D peut être évalué comme suit : $D = 0,46Q^{0,473}$, où Q est le débit maximum de la turbine en m³/s

Échelle à poissons

Un projet de petite centrale hydroélectrique peut inclure une échelle à poissons (passe migratoire). Le coût d'une telle échelle peut être évalué en fonction de la hauteur à monter (c.-à-d. la distance verticale entre les niveaux aval et amont). Le coût de la construction d'une échelle à poissons peut varier de 4 000 à 20 000 \$ par mètre de dénivellation.

Ligne électrique

Le coût de la ligne électrique varie selon le site et la puissance de la petite centrale hydroélectrique, ainsi que selon le type, la longueur, la tension et l'emplacement de la ligne. Il peut être indiqué de faire appel à un spécialiste de la conception ou de la construction de lignes électriques pour estimer ce coût. Le tableau ci-dessous donne une indication des coûts approximatifs pour un site d'accessibilité raisonnable. Ces coûts doivent être corrigés en fonction des conditions du site.

Puissance (MW)	Tension (kV)	Coût/km (\$)	Distance (km)
0 - 2	25	55 000	< 50
2 - 5	44	65 000	< 70
> 5	115	100 000	> 70

Coût approximatif de la ligne électrique

Poste de raccordement

Le coût du poste de raccordement varie selon le site et la puissance de la petite centrale hydroélectrique. Le tableau ci-dessous donne une indication des coûts approximatifs pour un site d'accessibilité raisonnable. Ces coûts doivent être corrigés en fonction des conditions du site.

Puissance (MW)	Tension (kV)	Poste (\$)
0 - 2	25	250 000
2 - 5	44	600 000
> 5	115	2 000 000

Coût approximatif du poste de raccordement

Transport

Ce sujet couvre les coûts du transport des matériaux et des équipements reliés à la construction des infrastructures connexes et représente un pourcentage du coût total estimatif de ces infrastructures (à l'exclusion des « Autres coûts »). Ces coûts varient considérablement selon l'emplacement du site et le moment de l'année.

Autres

Ces cellules permettent de regrouper tous les coûts ou les crédits d'une étape du projet qui ne sont pas couverts ailleurs. L'utilisateur peut y entrer une « Quantité » et un « Coût unitaire ». Le « Coût unitaire » doit toujours être un nombre positif. Plutôt que d'affecter un signe positif ou négatif, l'utilisateur doit choisir dans la liste déroulante offerte dans la colonne « Unité » entre « Coût » ou « Crédit ».

L'utilisateur peut entrer un nom pour identifier le coût d'un produit ou d'un service à considérer dans la cellule grise de la première colonne. Il suffit ensuite de sélectionner l'option « Coût » dans la liste déroulante de la colonne « Unité ». Ce poste budgétaire sert à tenir compte des différences entre les projets, les technologies ou les régions qui n'ont pas été expressément signalées dans l'information générale fournie.

Dans cette même cellule grise un crédit peut être imputé à un produit ou à un service. L'utilisateur choisit pour cela l'option « Crédit » dans la liste déroulante de la colonne « Unité ». En effet, un projet peut être crédité des coûts en matériel ou main-d'œuvre qui auraient dû être de toute façon consacrés au projet de référence ou à la source conventionnelle d'énergie. Un crédit apparaîtra comme négatif dans la colonne « Montant ».

Divers

Cette catégorie regroupe tous les frais engagés pendant l'exécution d'un projet qui n'ont pas été pris en compte dans les autres sections. Pour les projets de petite centrale hydroélectrique, il

s'agit de l'équipement spécial, des frais généraux des entrepreneurs, des coûts de formation, des frais imprévus et des intérêts durant les travaux.

Équipements spéciaux

L'utilisateur peut entrer le coût de tout équipement spécial nécessaire dans le cadre d'un projet de petite centrale hydroélectrique.

Frais généraux de l'entrepreneur

Ces coûts dépendent de l'éloignement du site et des contraintes de logement du personnel sur le chantier de construction. Ce sujet devrait prévoir les primes d'assurance et des cautions associées à la construction.

Les frais généraux de l'entrepreneur sont évalués en fonction d'un pourcentage, choisi par l'utilisateur, des coûts des infrastructures connexes. Ils peuvent varier de 10 à plus de 100 % des coûts des infrastructures connexes, selon l'éloignement du site et les contraintes de logement du personnel sur le chantier de construction.

Formation

Le coût de formation du personnel d'exploitation et d'entretien de la centrale est fonction de l'envergure, de la complexité et de l'isolement des installations. En régions isolées, il est nécessaire d'avoir des techniciens qualifiés sur place pour éviter les longues interruptions.

En ce qui concerne les petites centrales hydroélectriques, une personne seule peut s'occuper des tâches quotidiennes d'exploitation et des travaux d'entretien. Toutefois, pour certaines réparations périodiques, comme le remplacement d'un roulement à billes, il faut compter sur un personnel spécialisé. Le coût de formation comprend les honoraires. Le cas échéant, les frais de déplacement sont inscrits à la rubrique « Voyages et hébergement », dans la section « Développement ». Selon l'ampleur et l'emplacement du projet, la formation peut nécessiter de 5 à 100 jours-personnes, à raison de 200 à 800 \$ par jour-personne.

Frais imprévus

La provision pour les frais imprévus dépend du degré d'exactitude des estimations des coûts. L'estimation des frais imprévus est basée sur un pourcentage, déterminé par l'utilisateur, du coût total du projet, à l'exclusion des intérêts durant les travaux. Il est à noter que les frais imprévus sont calculés non pas sur le coût total du projet, mais sur le coût net, c'est à dire une fois que les crédits en ont été déduits.

La provision pour les coûts impondérables devrait être basée sur le degré d'exactitude des estimations des coûts du projet par le modèle RETScreen au stade de l'analyse de pré-faisabilité, qui comporte généralement une marge d'erreur de 40 à 50 %. Toutefois, le degré d'exactitude dépend du savoir-faire de l'équipe chargée de l'analyse, de l'envergure du projet examiné, de l'énergie consacrée à l'exécution de cette analyse, de la précision et de la fiabilité des données recueillies. Néanmoins, si l'utilisateur du modèle a l'expérience des projets de petite centrale

hydroélectrique, il pourrait certainement produire des estimations présentant une marge d'erreur de 5 à 40 % du coût initial du projet.

Intérêts durant les travaux

Les intérêts à payer durant les travaux (financement à court terme des travaux) varient suivant la durée des travaux et le taux d'intérêt. L'utilisateur entre le taux d'intérêt (%) et la durée de la construction en mois. Le coût des intérêts durant les travaux est ensuite calculé en supposant que la dette moyenne sur la durée totale du projet (en mois) représente 50 % du sous-total de tous les coûts associés au projet. À titre d'exemple, si 1 million \$ en équipement doit être financé sur 12 mois à un taux d'intérêt annuel de 10 %, l'utilisateur devrait entrer 10 % comme taux d'intérêt durant les travaux. Le coût calculé des intérêts durant les travaux est : $1\,000\,000 \$ \times 50 \% \times 12 \text{ mois} / 12 \text{ mois/année} \times 10 \% / \text{année} = 50\,000 \$$.

Le coût des intérêts à payer pendant la construction peut varier de 3 à 15 % du coût total du projet.

Autres

Ces cellules permettent de regrouper tous les coûts ou les crédits d'une étape du projet qui ne sont pas couverts ailleurs. L'utilisateur peut y entrer une « Quantité » et un « Coût unitaire ». Le « Coût unitaire » doit toujours être un nombre positif. Plutôt que d'affecter un signe positif ou négatif, l'utilisateur doit choisir dans la liste déroulante offerte dans la colonne « Unité » entre « Coût » ou « Crédit ».

L'utilisateur peut entrer un nom pour identifier le coût d'un produit ou d'un service à considérer dans la cellule grise de la première colonne. Il suffit ensuite de sélectionner l'option « Coût » dans la liste déroulante de la colonne « Unité ». Ce poste budgétaire sert à tenir compte des différences entre les projets, les technologies ou les régions qui n'ont pas été expressément signalées dans l'information générale fournie.

Dans cette même cellule grise un crédit peut être imputé à un produit ou à un service. L'utilisateur choisit pour cela l'option « Crédit » dans la liste déroulante de la colonne « Unité ». En effet, un projet peut être crédité des coûts en matériel ou main-d'œuvre qui auraient dû être de toute façon consacrés au projet de référence ou à la source conventionnelle d'énergie. Un crédit apparaîtra comme négatif dans la colonne « Montant ».

Frais annuels (crédits)

Divers aspects de l'exploitation d'une petite centrale hydroélectrique comportent des frais annuels : location du terrain, taxes foncières, droits hydrauliques, primes d'assurance, entretien de la ligne électrique, pièces de rechange, main-d'œuvre, surveillance et vérification des GES, voyages et hébergement, frais généraux et administratifs et frais imprévus. Ces coûts sont détaillés plus loin.

La viabilité financière d'un projet de petite centrale hydroélectrique est particulièrement sensible aux variations des frais annuels d'exploitation et d'entretien; il faut donc porter une attention particulière à l'estimation de chacun des coûts énumérés ci-dessous.

À remarquer que les frais annuels décrits dans ce chapitre sont utilisés par les deux méthodes de calcul des coûts (c.-à-d. par « formules » et « détaillée »). En général, les coûts d'exploitation et d'entretien totaux représentent environ 4 % des coûts initiaux, avec un minimum d'environ 50 000 \$.

Exploitation et entretien

Location du terrain

Les coûts annuels de location du terrain sont propres à chaque site et dépendent de la superficie et de la valeur du terrain loué; ils varient de 0 à 2 000 \$ par site.

Taxes foncières

Ce sujet couvre le coût annuel des taxes sur la propriété que certaines administrations peuvent prélever et représente un pourcentage du coût total d'investissement. Les revenus générés proviennent à la fois de l'énergie électrique vendue et de la puissance garantie au réseau. Le montant des taxes, qui doit être estimé au cas par cas, est fonction de la valeur de la propriété que constitue la centrale et/ou des revenus que celle-ci génère.

En règle générale, les taxes sur la propriété peuvent varier de 0 à 0,6 % des coûts initiaux du projet.

Droits hydrauliques

Les autorités de la région peuvent exiger le paiement d'un coût annuel pour l'utilisation de l'eau de la rivière en fonction de l'ampleur du projet. Dans ce cas, les droits hydrauliques annuels sont propres à chaque site et dépendent de la puissance installée et de la production annuelle d'électricité; ils peuvent varier de 0 à 20 \$/kW de puissance installée.

Primes d'assurance

Ce sujet couvre le coût annuel des primes d'assurance, lesquelles doivent couvrir au minimum la responsabilité civile, les dommages matériels, les défauts des équipements et l'interruption des activités, et représente un pourcentage du coût total d'investissement. Ce coût annuel, qui peut être important, devrait être estimé par un courtier d'assurance.

En règle générale, ce coût annuel peut varier de 0,25 à 1,0 % des coûts d'investissement du projet.

Entretien de la ligne électrique

L'utilisateur entre le pourcentage du coût d'investissement affecté à l'entretien de la ligne électrique d'énergie, qui comporte l'émondage des arbres, s'il y a lieu, et le remplacement de pièces (p. ex. des poteaux, des conducteurs et des isolateurs) endommagés par la foudre, le verglas, des accidents, etc.

L'estimation du coût annuel d'entretien de la ligne électrique est basée sur le coût d'investissement de cette ligne et du poste de raccordement. Ce coût représente généralement de 3 à 6 % du coût d'investissement selon l'endroit et l'équipement de communication qu'il faut utiliser (p. ex. quand il y a des endroits difficiles d'accès ou des arbres, quand il faut utiliser un réseau de communication VHF, etc.).

Pièces de rechange

Il faut prévoir une somme annuelle pour le coût des pièces de rechange et des lubrifiants, soit entre 0,5 et 1 % des coûts d'investissement du projet.

Main-d'œuvre

Ce poste comptable englobe les coûts de la main-d'œuvre nécessaire pour les travaux d'entretien et d'exploitation de routine et d'urgence d'une petite centrale hydroélectrique. Les activités d'exploitation comprennent la surveillance quotidienne (par télécommunication), l'inspection régulière des équipements (dont la lubrification et les réglages périodiques), le déneigement, le dégivrage, l'entretien systématique (inspection interne et entretien de la turbine et des conduites d'eau), etc.

Le coût de la main-d'œuvre peut varier de 40 000 à 80 000 \$ par année-personne. Le nombre d'années-personnes peut varier de 0,2 à 1,0 et dépend du degré d'automatisation de la petite centrale hydroélectrique.

Surveillance et vérification des GES

La surveillance des émissions de gaz à effet de serre (GES) est habituellement la responsabilité du promoteur du projet et doit être exécutée conformément aux données et aux méthodes décrites dans le plan de surveillance. Si des données supplémentaires doivent être collectées pour estimer les émissions de GES, les coûts de la cueillette de ces données et de la quantification des réductions d'émissions devraient être estimés. Dans le cas des projets relevant du Mécanisme pour un développement propre (MDP), des indices de développement durable doivent aussi être mesurés. Pour les projets de faible ampleur relevant du MDP (15 MW ou moins), les exigences en termes de surveillance seront simplifiées, ainsi, les coûts prévus doivent être réduits en conséquence (voir le [site Web du MDP de la CCNUCC](#) pour les exigences détaillées en matière de surveillance des projets relevant du MDP).

Pour la majorité des projets de réduction des émissions de GES, la vérification par un tiers est exigée sur une base annuelle ou périodique. En ce qui concerne les projets de Mises en œuvre

conjointes (MOC), la vérification doit confirmer de manière indépendante la réduction d'émissions suite à la mise en place du projet et quantifier les unités de réduction des émissions (URE).

Dans le cas des projets relevant du MDP, la réduction des émissions doit être vérifiée et certifiée par une entité opérationnelle désignée avant l'attribution des unités de réduction certifiées des émissions (URCE). Le taux prescrit est de 400 \$ US par jour pour le personnel des entités opérationnelles désignées ou 1 200 \$ US par jour pour les groupes de vérification de trois personnes. Les projets relevant du MDP se verront imposés des frais d'administration et d'adaptation par la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (CCNUCC). Certains pays qui accueillent les projets peuvent aussi exiger un pourcentage de la valeur des URCE sous forme de frais d'administration (l'utilisateur peut tenir compte de ce pourcentage en l'entrant dans la feuille de calcul *Analyse des GES*).

Il peut être jugé pertinent de regrouper et encourir les dépenses liées à la surveillance et à la vérification des GES périodiquement (p. ex. de façon bisannuelle) plutôt qu'annuellement, en particulier pour les petits projets. Dans ce cas, l'utilisateur devrait remplir la section « Coûts périodiques » au bas de la feuille de calcul *Analyse de coûts* et inscrire « 0 » dans le champ correspondant de la section « Frais annuels - Exploitation et entretien ».

Voyages et hébergement

Il faudrait prévoir des coûts pour les voyages et l'hébergement du personnel assurant l'entretien annuel des centrales situées dans des endroits isolés.

Ces coûts dépendront de l'emplacement du site du coût du transport et de l'hébergement et peuvent varier de 500 \$ (journée partielle, site local) à plus de 10 000 \$ (deux semaines, site isolé) par voyage-personne. Il faut prévoir 2 à 10 voyages-personnes par année.

Frais généraux et administratifs

Les frais généraux et administratifs annuels comprennent, entre autres, les sommes affectées à la tenue des livres, à la préparation des états financiers annuels, aux frais bancaires et aux communications. Ils varient d'un projet à l'autre et dépendent du statut juridique de l'entreprise (p. ex. une entreprise privée fournissant de l'énergie en vertu d'un simple contrat d'achat d'électricité ou une entreprise appartenant à l'État ou à un service public et desservant plus d'un client). Ces frais peuvent varier de 1 à 20 % des coûts annuels (à l'exclusion des autres coûts).

Autres

Ces cellules permettent de regrouper tous les coûts ou les crédits d'une étape du projet qui ne sont pas couverts ailleurs. L'utilisateur peut y entrer une « Quantité » et un « Coût unitaire ». Le « Coût unitaire » doit toujours être un nombre positif. Plutôt que d'affecter un signe positif ou négatif, l'utilisateur doit choisir dans la liste déroulante offerte dans la colonne « Unité » entre « Coût » ou « Crédit ».

L'utilisateur peut entrer un nom pour identifier le coût d'un produit ou d'un service à considérer dans la cellule grise de la première colonne. Il suffit ensuite de sélectionner l'option « Coût » dans la liste déroulante de la colonne « Unité ». Ce poste budgétaire sert à tenir compte des différences entre les projets, les technologies ou les régions qui n'ont pas été expressément signalées dans l'information générale fournie.

Dans cette même cellule grise un crédit peut être imputé à un produit ou à un service. L'utilisateur choisit pour cela l'option « Crédit » dans la liste déroulante de la colonne « Unité ». En effet, un projet peut être crédité des coûts en matériel ou main-d'œuvre qui auraient dû être de toute façon consacrés au projet de référence ou à la source conventionnelle d'énergie. Un crédit apparaîtra comme négatif dans la colonne « Montant ».

Frais imprévus

Il faudrait établir une provision pour dépenses annuelles imprévues, dont le montant dépend du degré d'exactitude de l'estimation des coûts annuels d'exploitation et d'entretien. Cela est particulièrement valable dans les endroits isolés. Il est courant d'établir une provision pour imprévus au moins pour le composant le plus coûteux pouvant connaître une panne totale. Le calcul est basé sur un pourcentage estimé, habituellement de 10 à 20 %, des autres coûts d'exploitation et d'entretien.

Coûts périodiques (crédits)

Dans cette section, l'utilisateur peut préciser les coûts ou les crédits périodiques qui sont à prévoir au cours de la durée de vie du projet. Dans les cellules grises de la première colonne, l'utilisateur peut entrer un nom pour identifier le coût (ou le crédit) à considérer à intervalles réguliers ou prévisibles. L'utilisateur doit toujours entrer une valeur positive dans la colonne « Coût unitaire ».

Un coût périodique est une dépense nécessaire qu'il faut prévoir à intervalles réguliers ou prévisibles au cours de la durée de vie du projet pour assurer la production d'énergie. Cette dépense est entrée dans la cellule grise de la colonne « Coût unitaire ». Pour préciser qu'il s'agit bien d'une dépense (et non d'un crédit) l'utilisateur doit choisir l'option « Coût » dans la liste déroulante offerte dans la colonne « Unité ». Enfin, dans la troisième colonne, l'utilisateur doit préciser à quel intervalle périodique (en années) cette dépense doit être engagée.

Le projet peut aussi être crédité des coûts qu'il aurait fallu prévoir à intervalles périodiques pour assurer la production d'énergie de manière conventionnelle. Ce crédit est entré comme une valeur positive dans la cellule grise de la colonne « Coût unitaire ». Pour préciser qu'il s'agit bien d'un crédit (et non d'une dépense) l'utilisateur doit choisir l'option « Crédit » dans la liste déroulante offerte dans la colonne « Unités ». Enfin, dans la troisième colonne, l'utilisateur doit préciser à quel intervalle périodique (en années) ce crédit peut être appliqué. Un crédit apparaîtra comme une valeur négative dans la colonne « Montant ».

Valeur résiduelle du projet

L'utilisateur indique la valeur résiduelle du projet. Il s'agit soit d'une valeur réelle du projet à la fin de sa durée de vie, soit d'une dépense à prévoir pour son démantèlement. La valeur indiquée dans la colonne « Coût unitaire » doit toujours être positive. Si le projet a une valeur réelle (négociable) à la fin de sa durée de vie, l'utilisateur choisira l'option « Crédit » dans la liste déroulante de la colonne « Unité » et la valeur résiduelle apparaîtra comme une valeur négative dans la colonne « Montant ». Cependant, si les coûts de démantèlement excèdent la valeur résiduelle des équipements, la valeur résiduelle devient un coût. L'utilisateur choisira alors l'option « Coût » de la liste déroulante.

Note : Arrivé à cette étape, l'utilisateur peut passer à la feuille de calcul *Analyse des GES*.

Sommaire financier

Dans le logiciel RETScreen d'analyse de projets sur les énergies propres, chaque projet évalué dispose d'une feuille de calcul *Sommaire financier*. Cette feuille de calcul commune se divise en cinq sections : **Bilan énergétique annuel, Paramètres financiers, Coûts du projet et économies générées, Analyse financière et Flux monétaires annuels**. Les rubriques « Bilan énergétique annuel » et « Coûts du projet et économies générées » fournissent un résumé des feuilles de calcul *Modèle énergétique*, *Analyse des coûts* et *Analyse des GES* de chaque projet examiné. En plus de ce résumé d'information, la rubrique « Analyse financière » donne des indicateurs financiers du projet. Ces indicateurs sont établis à partir des données entrées par l'utilisateur dans la rubrique « Paramètres financiers ». La rubrique « Flux monétaires annuels » permet à l'utilisateur de connaître les flux de trésorerie nets (avant impôt et après impôt) et le flux cumulé liés au projet durant la totalité de la durée de vie de ce dernier. La feuille de calcul *Sommaire financier* de chaque projet a été élaborée selon un schéma commun, de manière à simplifier la tâche de l'utilisateur dans l'analyse de la viabilité des projets. Il en résulte que les descriptions des paramètres sont les mêmes pour la plupart des postes de la feuille de calcul.

Pour les décideurs, **l'un des principaux avantages du logiciel RETScreen est qu'il simplifie le processus d'évaluation des projets**. Grâce à ses données d'entrée de paramètres financiers (coûts évités en énergie, taux d'actualisation, ratio d'endettement, etc.) et aux données résultant de l'analyse financière (Taux de rendement interne (TRI), retour simple, valeur actualisée nette (VAN), etc.), la feuille de calcul *Sommaire financier* offre aux décideurs les divers paramètres financiers utiles à leur analyse. Les différentes rubriques, avec des commentaires sur leur importance dans l'analyse préliminaire de faisabilité, sont décrites ci-dessous.

Bilan énergétique annuel

Les rubriques du Bilan énergétique annuel sont calculées ou entrées dans la feuille de calcul *Modèle énergétique* et *Analyse des GES*, ces données sont automatiquement copiées dans la feuille de calcul *Sommaire financier*.

Nom du projet

Le nom du projet est donné à titre de référence seulement, tel qu'entré par l'utilisateur dans la feuille de calcul *Modèle énergétique*.

Lieu du projet

Le lieu du projet est donné à titre de référence seulement, tel qu'entré par l'utilisateur dans la feuille de calcul *Modèle énergétique*.

Énergie renouvelable fournie

Le *Modèle énergétique* calcule la production annuelle (MWh) d'énergie renouvelable fournie par le projet. L'énergie renouvelable fournie par le système d'exploitation d'énergie renouvelable est la quantité d'énergie économisée et qui aurait été dû être fournie annuellement par le système

conventionnel ou de référence. Dans le cas d'un raccordement électrique à un réseau central, on considère que la totalité de la production d'énergie renouvelable est utile, donc absorbée par le réseau.

Dans le cas d'un raccordement électrique à un réseau isolé ou d'un système hors réseau, il est possible qu'il y ait des excédents d'énergie renouvelable disponible par ce que la demande de l'ensemble des charges raccordées au réseau ne correspond pas à la puissance fournie par la centrale. Le modèle considère qu'il n'est pas possible de stocker de tels excédents. Dans ce cas, l'énergie renouvelable fournie est égale à l'énergie renouvelable disponible moins l'excédent disponible.

Excédent disponible d'ÉR

Quand l'utilisateur a spécifié dans le *Modèle énergétique* un raccordement électrique à un « Réseau isolé » ou « Hors réseau », le modèle calcule les excédents disponibles d'énergie renouvelable. Il s'agit de la quantité d'énergie qui ne peut être absorbée par le réseau ou la charge hors réseau et qui est donc disponible, comme un surplus, pour d'autres utilisations éventuelles, telles que le chauffage.

Puissance garantie en ÉR

La puissance garantie est la puissance minimale que la centrale d'énergie renouvelable s'engage à fournir en tout temps et sur demande au réseau. Cette donnée est calculée dans la feuille de calcul *Modèle énergétique* et est automatiquement copiée dans la feuille de calcul *Sommaire financier*. Pour les projets de petite centrale hydroélectrique, l'utilisateur peut entrer un « coût évité en puissance » qui a été négocié avec le distributeur local d'électricité. Ce coût évité en énergie dépendra du profil de la demande locale d'électricité et des conditions de production de l'énergie renouvelable.

Type de réseau

Le type de réseau est sélectionné dans la feuille de calcul *Hydrologie et charge*, cette donnée est automatiquement copiée dans la feuille de calcul *Sommaire financier*.

Charge de pointe

Dans le cas d'un « Réseau isolé » ou d'un système « Hors réseau », l'utilisateur doit entrer, en kW, dans la feuille de calcul *Hydrologie et charge* la charge de pointe de l'application en réseau isolé ou hors réseau. Il s'agit de la demande maximale de la charge au cours d'une année.

Demande énergétique

La demande énergétique correspond à la demande énergétique annuelle (MWh) pour les applications en réseau isolé ou hors réseau. Cette donnée est calculée dans la feuille de calcul *Hydrologie et charge* et est automatiquement copiée dans la feuille de calcul *Sommaire financier*.

Réduction nette d'émissions de GES - durée du crédit

Le modèle calcule la réduction cumulative nette des émissions de gaz à effet de serre (GES) pour toute la durée du crédit. Cette valeur est exprimée en tonnes équivalentes de CO₂ (t_{CO2}). Cette réduction découle de l'utilisation de la centrale proposée plutôt que du système conventionnel, ou de référence, de production d'électricité. Cette valeur est obtenue en multipliant la réduction annuelle nette d'émissions de GES par la durée du crédit pour réduction de GES.

Réduction nette d'émissions de GES [année 1 à x (1ère période)]

Le modèle calcule la réduction annuelle moyenne nette des émissions de gaz à effet de serre (GES). Cette valeur est exprimée en tonnes équivalentes de CO₂ par année (t_{CO2}/année). Cette réduction découle de l'utilisation de la centrale proposée plutôt que du système conventionnel, ou de référence, de production d'électricité. Cette donnée est calculée dans la feuille de calcul *Analyse des GES* et est automatiquement copiée dans la feuille de calcul *Sommaire financier*. Si un changement du niveau de référence a été indiqué dans la feuille de calcul *Analyse des GES*, le modèle établira la réduction annuelle moyenne nette des émissions de GES pour les années antérieures au changement.

Réduction nette d'émissions de GES - années x+1 et suivantes (2e période)

Le modèle calcule la réduction annuelle moyenne nette des émissions de gaz à effet de serre (GES) en tonnes équivalentes de CO₂ par année (t_{CO2}/année) pour les années ultérieures au changement du niveau de référence. Cette réduction découle de l'utilisation de la centrale proposée plutôt que du système conventionnel, ou de référence, de production d'électricité. Cette donnée est calculée dans la feuille de calcul *Analyse des GES* et est automatiquement copiée dans la feuille de calcul *Sommaire financier*.

Réduction nette d'émissions de GES - durée de vie du projet

Le modèle calcule la réduction cumulative nette des émissions de gaz à effet de serre (GES) pendant toute la durée de vie du projet. Cette valeur est exprimée en tonnes équivalentes de CO₂ (t_{CO2}). Cette réduction découle de l'utilisation de la centrale proposée plutôt que du système conventionnel, ou de référence, de production d'électricité. Cette valeur est obtenue en multipliant la réduction annuelle nette d'émissions de GES par la durée de vie du projet.

Paramètres financiers

Ces paramètres permettent d'effectuer les calculs de la feuille de calcul *Sommaire financier*. Les valeurs attribuées à chaque paramètre dépendront du point de vue de l'utilisateur. Ainsi, un service public d'électricité utilisera probablement d'autres valeurs qu'un propriétaire de centrale privée de production d'électricité.

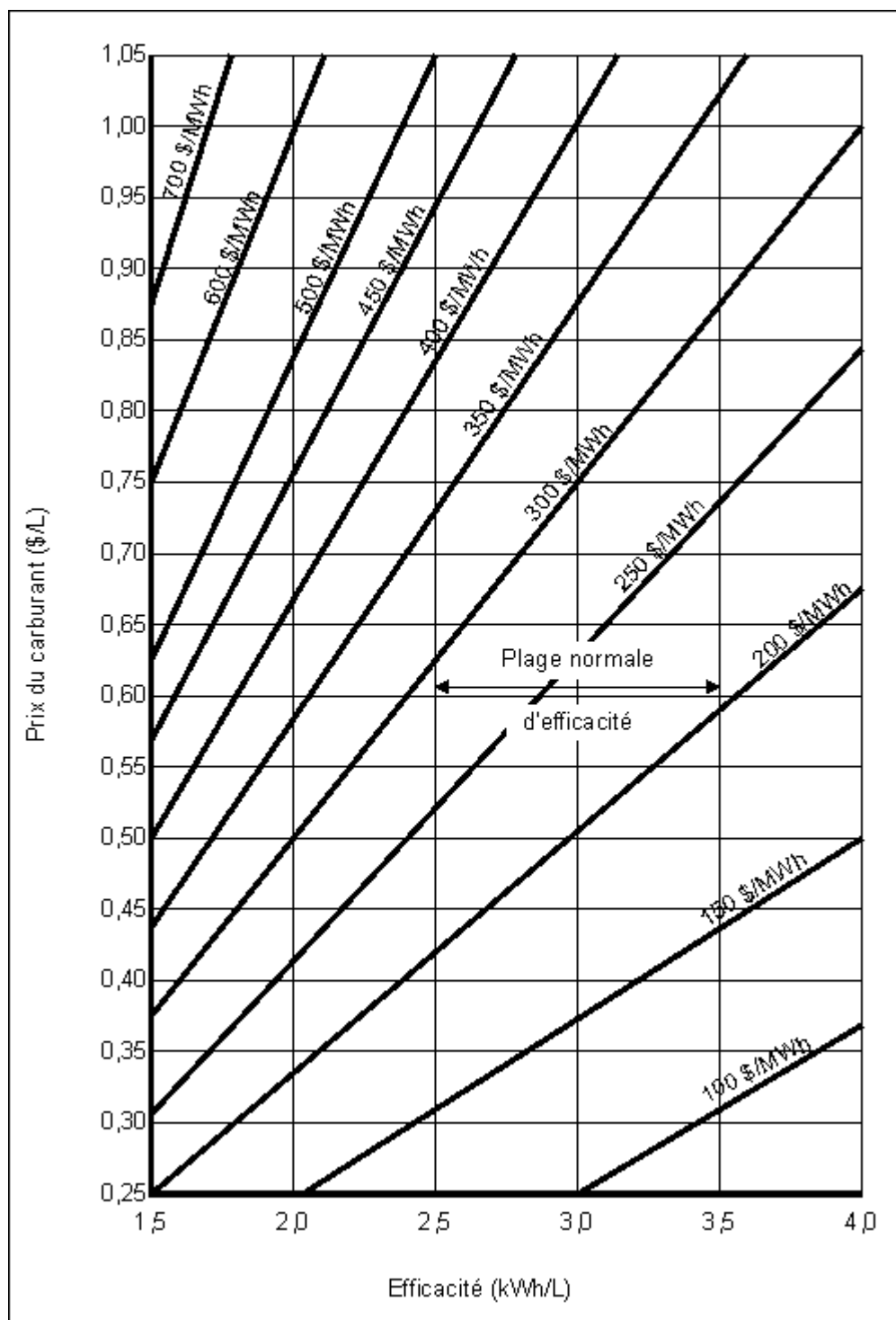
Coût évité en énergie

L'utilisateur indique le coût évité pour chaque kWh d'énergie produite. Généralement, le coût évité en énergie est soit le prix de revient marginal, soit le prix de revient moyen du kWh qu'il aurait fallu produire de manière conventionnelle. Le prix de revient de l'énergie produite dans la centrale électrique de référence dépend directement du coût des sources d'énergie primaire et du rendement de conversion de l'énergie de la centrale électrique. Il y a plusieurs moyens de définir la centrale électrique de référence. Par exemple, on peut décider de prendre une nouvelle centrale électrique au gaz naturel à cycle combiné, telle qu'en installent actuellement plusieurs compagnies d'électricité. Dans ce cas, l'utilisateur devra obtenir auprès du service public local le prix de revient de l'énergie produite ou déterminer lui-même le prix de revient pour une telle centrale.

Le coût évité en énergie, soit le prix de revient de l'énergie électrique (kWh) produite dans une centrale électrique de référence, demande des calculs assez détaillés [Leng, 1993]. Normalement, les compagnies d'électricité connaissent cette valeur pour la zone qu'elles desservent. Cette valeur peut aussi être le coût du kWh que le distributeur local d'électricité accepte de payer aux producteurs indépendants d'électricité. Quand il y a des économies dues à la production décentralisée d'électricité, les services publics acceptent de payer une surprime sur l'énergie qu'ils achètent [Leng, 1994]. Pour plus de détails, nous invitons l'utilisateur à consulter d'autres sources (par exemple Johansson, 1993). À titre indicatif, voici quelques moyens d'obtenir des ordres de grandeur.

La gamme de valeurs du prix de revient de l'énergie électrique (kWh) dépend de plusieurs facteurs. Par exemple, les exploitants d'une centrale éolienne de 100 MW construite récemment en Amérique du Nord pourront vendre aux services publics à un taux de l'ordre de 5,84 ¢/kWh (\$0,058/kWh) leur production d'énergie électrique, en tant que producteurs indépendants raccordés à un réseau central. En revanche, dans le cas d'un réseau isolé d'un territoire éloigné du continent Nord-américain, où l'électricité est produite par des génératrices diesel, la valeur de l'énergie électrique produite par des éoliennes peut dépasser 20 ¢/kWh (\$0,20/kWh). En effet, dans ce dernier cas, les services publics sont tributaires de coûts beaucoup plus élevés pour leur approvisionnement en énergie primaire, à cause des contraintes de transport et de stockage du carburant.

La figure suivante [Sigma, 1985] permettra d'estimer des ordres de grandeur du prix de revient de l'électricité produite par génératrice diesel dans des applications de type «Réseau isolé» ou « Hors réseau ». Ces ordres de grandeur tiennent compte de frais d'entretien de la centrale diesel, estimés à 20 % des coûts en combustible. Ainsi, dans cette figure, avec un rendement moyen typique d'une génératrice diesel et un prix du carburant de 0,60 \$/L, le coût évité en énergie serait de 200 à 300 \$/MWh, soit de 0,20 à 0,30 \$/kWh.



Coûts évités de la production d'énergie électrique dans une centrale diesel [Sigma, 1985]

Crédit pour ÉR fournie

L'utilisateur peut entrer un crédit par kWh d'énergie renouvelable (ÉR) fournie. Il s'agit souvent d'une prime versée en contrepartie de la quantité d'énergie renouvelable produite, un montant qui peut être crédité au projet sur une base annuelle pendant la durée où ces crédits s'appliquent. Ce

montant est multiplié par la quantité d'énergie renouvelable fournie pour obtenir le revenu annuel dû au crédit pour ÉR fournie.

De tels crédits sont fréquents quand il s'agit de production d'électricité par énergie renouvelable. Aux États-Unis, ces crédits d'impôt peuvent être de l'ordre de 1,5 ¢/kWh, lorsqu'il s'agit d'énergie éolienne ou de valorisation de la biomasse végétale ou de fumiers. L'existence de tels crédits dépend des politiques locales.

La valeur indiquée représente le taux perçu pour l'an 0 du projet, c'est-à-dire pour l'année qui précède la mise en service de la centrale à énergie renouvelable (an 1). Pour fins d'impôt, le crédit pour énergie renouvelable fournie est considéré comme un revenu supplémentaire. Ce crédit est indexé selon le taux d'indexation du crédit pour ÉR fournie. Le total des sommes perçues avec ce crédit est comptabilisé à partir de l'an 1 et pour la durée indiquée comme durée du crédit pour ÉR fournie.

Durée du crédit pour ÉR fournie

L'utilisateur indique, en années, la durée pendant laquelle le projet bénéficiera du crédit pour énergie renouvelable (ÉR) fournie. Cette valeur indique pendant combien d'années on peut calculer le montant annuel des sommes perçues à titre de crédit pour ÉR fournie. Elle est utilisée dans le calcul du revenu annuel dû au crédit pour ÉR fournie.

Taux d'indexation du crédit pour ÉR

L'utilisateur entre, en %, une estimation du taux moyen annuel d'indexation du crédit pour énergie renouvelable fournie, pendant la durée du crédit pour énergie renouvelable fournie. Cette donnée permet à l'utilisateur d'appliquer, pour les prochaines années, une augmentation de la valeur du crédit pour énergie renouvelable fournie, différente du taux global d'inflation.

Crédit pour réduction d'émissions de GES

L'utilisateur indique, par tonne de CO₂ (t_{CO2}), le crédit accordé pour réduction d'émissions de GES. Cette valeur permet, avec la réduction annuelle nette d'émissions de GES, de calculer le revenu annuel dû au crédit pour réduction d'émissions de GES.

Aux USA, on prévoit que ces crédits pourraient s'élever au cours des prochaines années à des valeurs de l'ordre de 5 à 8 \$US par tonne de CO₂ [Sandor, 1999]. Mais les prédictions varient autant que de 4 à 95 \$US par tonne de CO₂. Jusqu'en 2003, le prix sur les marchés mondiaux est typiquement demeuré à l'intérieur de la plage de 3 à 5 \$US par tonne de CO₂.

La valeur indiquée représente le taux perçu pour l'an 0, c'est-à-dire pour l'année qui précède la mise en service du projet (an 1). Le crédit pour réduction d'émissions de GES est indexé selon le taux d'indexation du crédit pour réduction d'émissions de GES. Le montant annuel des sommes perçues par ce crédit est comptabilisé à partir de l'an 1 et pour la durée du crédit pour réduction d'émissions de GES.

Durée du crédit pour réduction de GES

L'utilisateur indique, en années, la durée pendant laquelle le projet bénéficiera du crédit pour réduction d'émissions de GES. Cette valeur permet de calculer le revenu annuel dû aux crédits pour réduction d'émissions de GES.

Pour les projets relevant du Mécanisme pour un développement propre (MDP), deux options sont offertes quant à la durée du crédit (i) une durée de crédit fixe de 10 ans ou (ii) une durée de crédit de 7 ans qui peut être renouvelée jusqu'à deux fois (pour un crédit d'une durée maximale de 21 ans). Si la durée fixe de 10 ans est choisie, une fois le projet validé et enregistré, les unités de réduction certifiée d'émissions (URCE) sont accordées pour les 10 années du projet sans réévaluation du niveau de référence. Par contre, pour la période de crédit renouvelable, le projet devra être validé à nouveau après chaque période de 7 ans pour pouvoir obtenir les URCE des 7 années suivantes.

Donc, lors du choix de la durée du crédit, les avantages associés à la plus longue durée de crédit (p. ex. jusqu'à 21 ans) doivent être soupesés par rapport aux frais de transaction additionnels reliés au processus de revalidation du projet à tous les 7 ans et au risque que le projet ne rencontre pas les exigences à ce moment.

Taux d'indexation du crédit pour GES

L'utilisateur entre, en %, une estimation du taux moyen annuel d'indexation du crédit pour réduction d'émissions de GES pour la durée du crédit pour réduction d'émissions de GES. Cette donnée permet à l'utilisateur d'appliquer, pour les prochaines années, une augmentation de la valeur du crédit pour réduction d'émissions de GES, différente du taux global d'inflation.

Valeur potentielle de l'excédent

L'utilisateur indique la valeur potentielle de chaque kWh produit en excédent par la centrale à énergie renouvelable. Cette valeur varie de 0, si cette énergie excédentaire n'a aucune utilité, mais pourrait être proche du prix local de détail de l'électricité dans certains contextes particuliers.

Coût évité en puissance

L'utilisateur indique le coût évité en puissance, en $\$/(\text{kW}\cdot\text{année})$. À moins que l'utilisateur ne connaisse réellement cette valeur, il est plus prudent d'entrer 0 puisque celle-ci est souvent incluse dans la valeur du « coût évité en énergie ». Si la « puissance garantie en ÉR », cette cellule n'apparaît pas dans la feuille de calcul. Généralement, le coût évité en puissance est soit le prix de revient « marginal », soit le prix de revient « moyen » du kW de puissance garantie au niveau du réseau électrique de référence.

L'estimation du coût évité en puissance, soit le prix de revient de la puissance garantie dans une centrale électrique de référence, demande des calculs assez détaillés. Normalement, les compagnies d'électricité connaissent cette valeur pour la zone qu'elles desservent. Cette valeur

peut aussi être le coût du kW de puissance garantie que le distributeur local d'électricité accepte de payer aux producteurs indépendants d'électricité. Quand il y a des économies sur la capacité des lignes électriques et de distribution d'électricité, dues à la production décentralisée d'électricité, les services publics acceptent de payer une surprime sur l'énergie qu'ils achètent [Leng, 1994]. Pour plus de détails, nous invitons l'utilisateur à consulter d'autres sources (par exemple Johansson, 1993).

A titre indicatif, une compagnie d'électricité de Nouvelle-Angleterre aux USA, évalue le coût évité en puissance à environ 100 \$/(kW-année) quand on considère une turbine à gaz comme élément de référence. À ces coûts s'ajoutent des économies sur la capacité marginale des lignes électriques et de distribution qui s'élèvent à 250 \$/(kW-année) dans le cas d'un réseau central [Leng, 1993].

Taux d'indexation de l'énergie

L'utilisateur entre, en %, le taux d'indexation du coût de l'énergie, qui est la prévision du taux annuel moyen d'augmentation du coût évité en énergie pendant la durée de vie du projet. Il peut ainsi appliquer aux coûts énergétiques un taux d'indexation différent du taux moyen général d'inflation. Par exemple, les compagnies d'électricité nord-américaines utilisent actuellement des taux d'indexation de l'énergie variant entre 0 et 5 %, la plage de 2 à 3 % étant la plus fréquemment retenue.

Taux d'inflation

L'utilisateur entre, en %, le taux d'inflation, qui est le taux d'inflation annuel moyen prévu sur la durée de vie du projet. Par exemple, on prévoit actuellement que l'inflation générale sur les 25 prochaines années devrait, en Amérique du Nord, se situer entre 2 et 3 %.

Taux d'actualisation

L'utilisateur entre, en %, le taux d'actualisation, qui est le taux utilisé pour actualiser les flux monétaires futurs, afin d'obtenir leur valeur actualisée. Le taux généralement considéré comme le plus approprié est le coût moyen des différentes sources de financement de l'entreprise. Pour une organisation, le coût en capital n'est pas seulement le taux d'intérêt exigé pour la dette à long terme. En fait, la notion de taux d'actualisation ou coût du capital est assez vaste, et fait intervenir un mélange des coûts de toutes les sources de fonds d'investissement, dette et capitaux propres investis. Le coût du capital est aussi appelé « taux de rendement minimal », « taux limite de rentabilité » et « taux de rendement requis ». Le modèle utilise le taux d'actualisation pour calculer les économies annuelles sur la durée de vie du projet. Par exemple, les compagnies d'électricité nord-américaines utilisent actuellement des taux d'actualisation variant de 3 à 18 %, la plage de 6 à 11 % étant la plus fréquemment retenue.

Durée de vie du projet

L'utilisateur entre la durée de vie du projet en années, soit la période sur laquelle on évalue sa faisabilité financière. Selon les circonstances, ce peut être la durée de vie prévue des équipements énergétiques, la durée de l'emprunt ou la durée du contrat d'achat d'énergie. Le

modèle peut prendre en compte des durées de vie allant jusqu'à 50 ans. Cependant, la durée de vie d'une petite centrale hydroélectrique bien conçue sera généralement entre 25 et 50 ans.

Ratio d'endettement

L'utilisateur entre, en %, le ratio d'endettement, qui est le rapport entre la dette et la somme de la dette et des capitaux propres investis dans le projet. Ce ratio reflète l'effet de levier financier créé pour le projet; plus le ratio d'endettement est élevé, plus important est le levier financier. Le modèle utilise le ratio d'endettement pour calculer les capitaux propres investis pour financer le projet. Par exemple, les ratios d'endettement types se situent généralement entre 0 et 90 %, la plage de 50 à 90 % étant la plus fréquente.

Taux d'intérêt sur la dette

L'utilisateur entre, en %, le taux d'intérêt sur la dette, qui est le taux d'intérêt annuel payé au créancier, à la fin de chaque année du terme de la dette. Le modèle utilise ce taux pour calculer les paiements de la dette. Par exemple, au minimum, le taux d'intérêt sur la dette correspondra au rendement des obligations d'état ayant le même terme que la dette. Le supplément normalement ajouté à ce taux reflète le risque que l'on attribue au projet.

Durée de l'emprunt

L'utilisateur entre, en années, la durée de l'emprunt, soit le nombre d'années au bout desquelles la dette est remboursée. Ce terme est égal, ou inférieur, à la durée de vie du projet. En général, plus il est long, meilleure est la viabilité financière du projet d'exploitation d'énergie. Le modèle utilise ce terme pour calculer les paiements de la dette et les flux monétaires annuels. La durée de l'emprunt est généralement comprise entre 1 et 25 ans; elle ne devrait pas dépasser la durée de vie estimée du projet.

Analyse d'impôt sur le revenu?

Grâce à la liste déroulante proposé dans cette cellule, l'utilisateur sélectionne si l'impôt sur les revenus de l'entreprise doit être pris en compte dans l'analyse financière. En choisissant « Oui », certaines nouvelles cellules apparaîtront de manière à adapter l'analyse financière à différents contextes. Dans certains cas, la rentabilité financière d'un projet donne de meilleurs cas de figures dans une analyse après impôt que dans une analyse avant impôt.

L'analyse incluant l'impôt sur les revenus permet de calculer les flux monétaires et les indicateurs financiers après impôt. Dans tous les cas, le modèle ne considère qu'un seul taux d'imposition, constant tout au long de la durée de vie du projet. Ce taux s'applique aux revenus nets (ou bénéfiques) générés par le projet. Le calcul des impôts sur les bénéfiques tient compte des investissements et des frais annuels nets, c'est-à-dire que les crédits dans la feuille de calcul *Analyse des coûts* ne sont pas traités séparément. On obtient ainsi une analyse fiscale assez précise à moins que les crédits appliqués aux coûts d'investissement ou annuels ne soient du même ordre de grandeur que ce sur quoi ils s'appliquent et qu'ils soient, aux fins de l'amortissement fiscal, dans des catégories de biens différentes.

Taux d'imposition sur le revenu

L'utilisateur entre, en %, le taux d'imposition qui s'applique aux revenus nets (ou bénéfiques) des sociétés. Il s'agit du taux global qui s'applique aux revenus nets du projet. Par taux global, on entend la somme de tous les impôts qui s'appliquent aux bénéfices des sociétés dans une juridiction donnée (p. ex. fédéral, provincial et local). Le bénéfice est le bilan annuel des revenus et dépenses du projet comptabilisés à la fin de l'année où ils ont lieu.

Dans tous les cas, le modèle ne considère qu'un seul taux d'imposition, constant tout au long de la durée de vie du projet. Dans cette rubrique on ne parle que de l'impôt sur le revenu net des sociétés. Ainsi, la taxe de vente qui peut s'être appliquée aux investissements initiaux doit être comptabilisée dans les « Coûts d'investissement » et la taxe foncière doit être prise en compte dans les « Frais annuels ».

Report des pertes?

Grâce à la liste déroulante de la cellule, l'utilisateur indique si les pertes (un revenu imposable négatif) peuvent être reportées d'une année à l'autre. Le principe est que les pertes peuvent être utilisées pour réduire les impôts de l'année courante ou elles peuvent être reportées à une année ultérieure et donc contribuer à réduire les impôts à payer lorsque des bénéfices seront dégagés.

En choisissant « Oui », l'utilisateur autorise le report des pertes qui se déduisent donc, jusqu'au total de leur valeur cumulée, des revenus imposables des années suivantes, ce qui réduit en conséquence les impôts à payer. En choisissant « Non », les pertes ne sont pas reportées et sont perdues, n'étant jamais utilisées pour réduire le revenu imposable d'une autre année. En choisissant « Transfert accréditif », les pertes ne sont pas reportées et s'appliquent uniquement aux revenus de la même année, sauf qu'elles serviront à réduire les bénéfices imposables provenant de sources autres que le projet (ou elles peuvent être admissibles à des crédits d'impôt remboursables). Ainsi, c'est véritablement l'impôt à payer pour l'année où les pertes sont encourues qui s'en trouve réduit.

Ce sont les lois fiscales en vigueur au lieu du projet qui déterminent si des pertes peuvent être reportées d'une année à l'autre. Le choix de ne pas reporter les pertes, mais plutôt d'utiliser un transfert accréditif est généralement le plus avantageux pour l'investisseur et peut contribuer à rendre un projet rentable même si l'analyse avant impôt indiquait le contraire.

Le modèle ne permet pas le report des pertes sur les profits d'années antérieures. Le modèle ne prévoit pas non plus de limite au nombre d'années pendant lesquelles des pertes peuvent être reportées.

Méthode d'amortissement

La liste déroulante propose trois méthodes différentes d'amortissement des coûts d'investissement : « Aucune », « Dégressive » et « Linéaire ». Selon l'option choisie, le modèle calcule différemment les impôts à payer et les indicateurs financiers calculés après impôt. Le choix de la méthode d'amortissement est déterminé par les lois fiscales en vigueur au lieu de

réalisation du projet. À la fin de la durée du projet, la différence entre la « Valeur résiduelle du projet » et le capital initial non amorti, sera considérée comme un revenu, si elle est positive, et comme une perte, si elle est négative.

Avec l'option « Aucune », le modèle considère que le projet est entièrement capitalisé dès le début, qu'il ne bénéficie d'aucun amortissement, et que, par conséquent, il conserve entièrement sa valeur initiale non amortie tout au long de sa durée de vie.

Avec l'option « Dégressive », le modèle considère que les coûts capitalisés du projet, tels que définis à partir de l'allocation du coût en capital, sont dépréciés au taux d'amortissement. La portion de l'investissement qui n'est pas capitalisée est considérée comme une dépense durant l'année 0 de réalisation du projet.

Avec l'option « Linéaire », le modèle considère que les coûts capitalisés du projet, tels que définis à partir de l'allocation du coût en capital, sont dépréciés à un taux d'amortissement constant pendant toute la période d'amortissement. La portion de l'investissement qui n'est pas capitalisée est considérée comme une dépense durant l'année 0 de réalisation du projet.

Dans les deux formules d'amortissement, dégressive ou linéaire, le modèle considère que l'on bénéficie chaque année de la totalité du montant autorisé pour amortissement du capital. Le modèle ne prend pas non plus en compte la règle de calcul fiscal de la demi-année, telle qu'elle est pratiquée dans certains pays et qui ne permet d'amortir le capital que sur la moitié de sa valeur lors de la première année d'exploitation des immobilisations.

Allocation du coût en capital

L'utilisateur indique, en %, l'allocation du coût en capital. Cette valeur indique quelle portion des coûts d'investissement peut être capitalisée et donc être sujette à amortissement au sens fiscal. La portion de l'investissement qui n'est pas capitalisée est considérée comme une dépense durant l'année 0 de réalisation du projet.

Prenons le cas d'un projet dont le développement et l'étude de faisabilité coûtent 20 000 \$ alors que la conception (ingénierie) et la réalisation s'élèvent à 80 000 \$. On peut prendre 80 % comme allocation en capital de manière à amortir les immobilisations (conception, équipements énergétiques et connexes, divers). Les frais de développement et d'étude de faisabilité sont considérés comme des dépenses encourues durant l'an 0.

Taux d'amortissement

L'utilisateur indique, en %, le taux d'amortissement. Ce taux est celui auquel le capital non encore amorti du projet, est amorti chaque année. Le taux d'amortissement peut varier considérablement selon la catégorie de biens en jeu et les lois fiscales qui s'appliquent au lieu du projet.

Période d'amortissement

L'utilisateur indique, en années, la période d'amortissement. Il s'agit du nombre d'années pendant lesquelles les coûts d'investissement capitalisés du projet sont dépréciés à taux constant. La période d'amortissement peut varier considérablement selon la catégorie de biens en jeu et les lois fiscales qui s'appliquent au lieu du projet.

Congé fiscal disponible?

La liste déroulante permet de choisir si le projet bénéficiera d'un congé fiscal, c'est-à-dire d'une exonération totale d'impôts. L'option « Oui » indique que le congé fiscal s'applique dès l'an 1 d'exploitation du projet et pour toute la durée du congé fiscal. Le calcul des impôts sur le revenu pendant l'an 0 de développement et de réalisation du projet n'est pas affecté.

Durée du congé fiscal

L'utilisateur indique, en années, la durée du congé fiscal. Il s'agit du nombre d'années pendant lesquelles le projet bénéficie du congé fiscal, à partir de l'an 1 inclus. Ainsi, en Inde, certains projets d'exploitation des énergies renouvelables bénéficient d'un congé fiscal d'une durée de 5 ans.

Coûts du projet et économies générées

La plupart des valeurs de ces rubriques sont calculées ou entrées dans la feuille de calcul *Analyse de coûts*, ces données sont automatiquement copiées dans la feuille de calcul *Sommaire financier*. Certains calculs sont effectués dans la feuille de calcul *Sommaire financier*.

Coûts d'investissement

Les coûts d'investissements représentent l'investissement total à consentir pour mettre en service le système d'exploitation d'énergie, avant qu'il ne commence à générer des économies (ou des revenus). C'est la somme des coûts estimés imputables à l'étude de faisabilité, au développement, aux travaux d'ingénierie, aux équipements énergétiques, aux infrastructures connexes et aux frais divers. C'est une donnée entrée pour les calculs du retour simple, de la valeur actualisée nette, des capitaux propres investis et de la dette du projet.

Il est important de noter que les plages de coûts possibles indiquées dans RETScreen **n'incluent pas les taxes de vente**. Dans certains cas, les coûts liés aux projets d'exploitation d'énergie propre ne sont pas assujettis aux taxes de vente. L'utilisateur doit établir ce qu'il en est dans sa région au moment de préparer son évaluation. Par exemple, si, dans une région donnée, le coût d'un projet est assujetti à la taxe de vente, l'utilisateur doit ajouter le montant de cette taxe au coût du projet, tiré des valeurs fournies.

Étude de faisabilité

Le poste étude de faisabilité représente la somme des coûts engagés pour évaluer la faisabilité d'un projet. Ce montant est net de tout crédit, c'est-à-dire qu'il est déjà réduit de tous les coûts

qu'il aurait fallu engager si on avait réalisé un projet conventionnel plutôt que le projet d'énergie propre.

De nombreux détails sont donnés dans la feuille de calcul *Analyse des coûts* sur la façon d'évaluer les coûts des études de faisabilité. En effet, cela aide le promoteur du projet à mieux estimer les coûts du prochain investissement requis, soit celui dans l'étude de faisabilité. Il est possible que l'analyse RETScreen suffise comme analyse de faisabilité, surtout dans le cas de projets de faible envergure, et que l'on puisse passer directement à la phase d'ingénierie ou même directement à la réalisation du projet.

Note : Le logiciel RETScreen d'analyse de projets sur les énergies propres peut être utilisé pour réaliser des études de faisabilité.

Développement

Le poste développement représente typiquement la somme des coûts engagés pour passer au stade de la conception détaillée et de la construction, une fois la faisabilité du projet établie. Ce montant est net de tout crédit, c'est-à-dire qu'il est déjà réduit de tous les coûts qu'il aurait fallu engager si on avait réalisé un projet conventionnel plutôt que le projet d'énergie propre.

Ingénierie

Le poste ingénierie représente typiquement la somme des coûts engagés pour passer du stade du développement à celui de la construction. Ce montant est net de tout crédit, c'est-à-dire qu'il est déjà réduit de tous les coûts qu'il aurait fallu engager si on avait réalisé un projet conventionnel plutôt que le projet d'énergie propre.

Équipements énergétiques

Le poste équipements énergétiques représente typiquement la somme des coûts engagés pour l'achat et l'installation du matériel de production d'énergie moins les « crédits » qui pourraient être alloués en raison du fait qu'il ne sera pas nécessaire d'acheter ou d'installer l'équipement de référence.

Infrastructures connexes

Le poste infrastructures connexes représente la somme des coûts engagés pour l'achat, la construction et l'installation de tous les éléments du système d'exploitation d'énergie, qui ne sont pas considérés comme des équipements de production d'énergie. Les « crédits » qui pourraient être alloués en raison du fait qu'il ne sera pas nécessaire d'acheter ou d'installer l'équipement de référence doivent également être déduits de la somme.

Divers

Le poste divers inclut tous les coûts qui ne sont pas pris en compte dans les autres catégories, et qui sont nécessaires à la mise en service opérationnel d'un projet.

Encouragements/subventions

L'utilisateur peut indiquer tout montant versé à titre d'encouragements ou de subventions à l'adoption d'un projet énergétique. Ce montant s'applique aux coûts d'investissement. Il sera considéré comme une subvention non remboursable et il sera traité comme un revenu de l'an 0 (phase de développement et d'implantation) dans le calcul de l'impôt sur les bénéfices.

Frais annuels et dette

Il s'agit des déboursements totaux annuels du projet. Cette valeur calculée par le modèle, représentent les frais annuels engagés pour exploiter, entretenir et financer le projet. C'est la somme des frais d'exploitation et d'entretien et des paiements de la dette. Il est à noter que les déboursements annuels totaux incluent le remboursement de la partie « principal » de la dette, qui n'est pas, à strictement parler, un frais, mais une sortie de fonds. Ils sont décrits rapidement ci-après.

Exploitation et entretien

Les frais d'exploitation et entretien sont la somme des frais annuels qui doivent être engagés pour exploiter et entretenir le système d'énergie, en sus de ceux qu'exigerait le système de référence. Le modèle utilise les frais d'exploitation et d'entretien pour calculer le total des frais annuels et les flux monétaires annuels.

Paiements de la dette - durée de l'emprunt

Le modèle calcule les montants annuels à verser pour le remboursement du capital emprunté. Ces montants sont considérés comme constants pendant toute la durée de l'emprunt, cependant la partie de ce montant destinée au remboursement du capital (principal) augmente au cours du temps, alors que la partie consacrée aux intérêts diminue. Ils peuvent se comparer aux paiements d'un versement hypothécaire constant pendant toute la durée de l'emprunt. Les paiements de la dette sont calculés à partir du taux d'intérêt sur la dette, de la durée de l'emprunt et de la dette du projet.

Économies ou revenus annuels

On entend par total annuel des économies les économies que l'on peut réaliser chaque année grâce à la mise en place du projet d'exploitation d'énergie. Du point de vue d'un producteur indépendant d'électricité, ces économies peuvent être considérées comme des revenus. Elles sont directement liées aux « coûts évités en énergie » grâce à l'implantation du projet. Elles constituent une donnée d'entrée pour le calcul du retour simple et du recouvrement de la dette.

Économies ou revenus annuels en énergie

Les économies ou revenus annuels en énergie sont égaux au produit de « l'Énergie renouvelable fournie » par le « Coût évité en énergie ». Dans le cas des centrales en réseau isolé et hors réseau, on ajoute à cette valeur le produit de « l'Excédent disponible d'ÉR » par la « Valeur potentielle de

l'excédent ». La valeur des économies ou revenus annuels en énergie est indexée selon le taux d'indexation de l'énergie.

Économies ou revenus annuels en puissance

Les économies ou revenus annuels en puissance sont égaux au produit de la « Puissance garantie en ÉR » par le « Coût évité en puissance ». La valeur des économies ou revenus annuels en puissance est indexée selon le taux d'inflation.

Crédit pour ÉR fournie - durée du crédit

Le modèle calcule les revenus annuels du crédit pour ÉR fournie. Il s'agit des revenus (ou économies) générés par la vente ou l'échange de crédits pour ÉR fournie pendant la durée du crédit pour ÉR fournie. Cette valeur est calculée à partir de la quantité d'énergie renouvelable fournie et du crédit pour ÉR fournie. La valeur annuelle du crédit pour ÉR fournie est indexé selon son propre taux, soit le taux d'indexation du crédit pour ÉR fournie.

Crédit pour réduction de GES - durée du crédit

Le modèle calcule les revenus annuels du crédit pour réduction d'émissions de GES. Il s'agit des revenus (ou économies) générés par la vente ou l'échange de crédits pour réduction d'émissions de GES pendant la durée du crédit pour réduction d'émissions de GES. Cette valeur est calculée à partir de la réduction nette d'émissions de GES et du crédit pour réduction d'émissions de GES. Elle est indexée selon le taux d'indexation du crédit pour réduction d'émissions de GES.

Coûts périodiques (crédits)

Les coûts et les crédits périodiques sont entrés dans la feuille de calcul *Analyse des coûts*, ces données sont automatiquement copiées dans la feuille de calcul *Sommaire financier*.

Le modèle applique aux coûts ou crédits périodiques un taux d'indexation égal au taux d'inflation, pour chaque année écoulée à partir de l'an 1 du projet et pour toute sa durée de vie. Du point de vue des impôts sur les revenus, les coûts ou crédits périodiques ne sont pas considérés comme des dépenses en capital, mais plutôt comme des frais d'exploitation et d'entretien, entièrement dépensés pendant l'année où ils ont lieu.

Valeur résiduelle du projet - Coût/Crédit

La valeur résiduelle du projet est entrée dans la feuille de calcul *Analyse des coûts*, cette donnée est automatiquement copiée dans la feuille de calcul *Sommaire financier*. Il s'agit soit d'une valeur réelle du projet à la fin de sa durée de vie, soit d'une dépense à prévoir pour son démantèlement.

La valeur entrée est présumée représentative de l'an 0, l'année de développement et de construction précédant la première année d'exploitation (an 1). Le modèle applique à la valeur

résiduelle le taux d'inflation de l'an 1 jusqu'à la fin de vie du projet qui a été indiquée dans le modèle.

D'un point de vue fiscal, la différence entre la valeur résiduelle du projet et les coûts d'investissement non encore amortis à la fin du projet, est traitée comme un revenu si elle est positive, et comme une perte si elle est négative.

Analyse financière

Les résultats donnent au décideur divers indicateurs sur la viabilité financière du projet considéré.

Taux de rendement interne et retour sur investissement avant impôt

Le modèle calcule, en %, le taux de rendement interne (TRI) avant impôt, qui représente le rendement réel du projet pendant sa durée de vie avant impôt. On parle aussi à ce sujet de « rendement du capital propre investi » ou de « taux de rentabilité interne ». Ce taux est calculé en trouvant le taux d'actualisation qui ramène à 0 la valeur nette actualisée du projet. Il n'est donc pas nécessaire de choisir un taux d'actualisation d'une entreprise pour évaluer le taux de rendement interne. Les entreprises intéressées par un projet peuvent comparer le taux de rendement interne de celui-ci avec le taux requis (souvent, le coût du capital). Le TRI est calculé en tenant compte de l'inflation.

Si le taux de rendement interne du projet est égal ou supérieur au taux de rendement requis de l'entreprise, le projet peut être jugé financièrement acceptable, à risque équivalent. S'il est inférieur, le projet est habituellement rejeté. Une entreprise peut avoir différents taux de rendement souhaités, qui varient selon le risque attribué aux projets. L'avantage le plus évident qu'il y a à utiliser l'indicateur de taux de rendement interne pour évaluer un projet est que son issue ne dépend pas d'un taux d'actualisation particulier à une organisation donnée. Au contraire, le taux de rendement interne obtenu est propre au projet et vaut pour tous ceux qui investissent dans ce projet. Le modèle utilise les flux monétaires annuels avant impôt et la durée de vie du projet pour calculer le taux de rendement interne.

Taux de rendement interne et retour sur investissement après impôt

Le modèle calcule, en %, le taux de rendement interne (TRI) après impôt, qui représente le rendement réel du projet pendant sa durée de vie après impôt. On parle aussi à ce sujet de « rendement du capital propre investi » ou de « taux de rentabilité interne ». Ce taux est calculé en trouvant le taux d'actualisation qui ramène à 0 la valeur nette actualisée du projet. Il n'est donc pas nécessaire de choisir un taux d'actualisation d'une entreprise pour évaluer le taux de rendement interne. Les entreprises intéressées par un projet peuvent comparer le taux de rendement interne de celui-ci avec le taux requis (souvent, le coût du capital). Le TRI est calculé en tenant compte de l'inflation.

Si le taux de rendement interne du projet est égal ou supérieur au taux de rendement requis de l'entreprise, le projet peut être jugé financièrement acceptable, à risque équivalent. S'il est inférieur, le projet est habituellement rejeté. Une entreprise peut avoir différents taux de rendement souhaités, qui varient selon le risque attribué aux projets. L'avantage le plus évident qu'il y a à utiliser l'indicateur de taux de rendement interne pour évaluer un projet est que son issue ne dépend pas d'un taux d'actualisation particulier à une organisation donnée. Au contraire, le taux de rendement interne obtenu est propre au projet et vaut pour tous ceux qui investissent dans ce projet. Le modèle utilise les flux monétaires annuels après impôt et la durée de vie du projet pour calculer le taux de rendement interne.

Retour simple

Le modèle calcule le retour simple, soit le temps, en années, qu'il faut pour récupérer le coût initial du projet d'investissement grâce aux recettes qu'il génère. L'hypothèse de base de la méthode de la période de retour est la suivante : plus vite on peut récupérer le coût de l'investissement, plus celui-ci est souhaitable. Par exemple, dans le cas de la mise en place d'une petite centrale hydroélectrique, une période de remboursement négative indiquerait que les coûts annuels engagés sont plus élevés que les économies annuelles réalisées.

La méthode du retour simple ne permet pas de déterminer si un projet est plus rentable qu'un autre. C'est plutôt une mesure de temps, dans le sens qu'elle indique combien d'années de plus demandera le remboursement d'un projet, par rapport à un autre. **Le retour simple ne devrait pas être utilisé comme indicateur primaire pour l'évaluation d'un projet**, bien qu'il ait son utilité comme indicateur du degré de risque d'un investissement. De plus, la méthode du retour simple a le désavantage de ne pas tenir compte de la valeur temporelle de l'argent, ni de l'inflation.

D'un autre côté, la période de retour est souvent importante pour les petites entreprises qui ne disposent pas de beaucoup de liquidités. Dans ce cas, on pourra préférer un projet à courte période de retour, mais de faible taux de rendement, à un projet à taux de rendement plus élevé, mais demandant une période de retour plus longue. En effet, l'entreprise peut simplement désirer un retour plus rapide de son investissement en capital. Le modèle utilise les coûts totaux d'investissement, le total des frais annuels (excluant les paiements de la dette) et les économies annuelles totales pour calculer le retour simple. Ce calcul est basé sur des montants avant impôt et comprend d'éventuelles mesures d'encouragements ou de subventions.

Année de flux monétaire nul

Le modèle calcule le nombre d'années qui s'écouleront avant que le flux monétaire cumulé soit nul, soit le temps qu'il faudra au propriétaire du projet pour récupérer son investissement initial à même les recettes générées par le projet. L'année de flux monétaire nul est calculée en utilisant les flux monétaires à partir de l'an 1. Elle prend donc en compte l'effet de levier financier créé par le montant emprunté, ce qui donne un meilleur indicateur des avantages du projet que le retour simple. Le modèle utilise le numéro de l'année et le flux monétaire cumulé après impôt pour calculer cette valeur.

L'année de flux monétaire nul est différente de la période de retour sur l'investissement actualisé car elle considère les valeurs nominales des flux monétaires futurs et non leur valeur actualisée.

Valeur actualisée nette (VAN)

Le modèle calcule la valeur actualisée nette (VAN) du projet, qui est la valeur de tous les flux monétaires futurs, actualisés selon le taux d'actualisation, en dollars courants. La VAN est donc calculée au temps 0 correspondant à la jonction entre la fin de l'an 0 et le début de l'an 1. Il s'agit de la différence entre la valeur actualisée des entrées et des sorties de fonds associées au projet. Une VAN positive est une indication que le projet est financièrement viable. En utilisant la méthode de la valeur actualisée nette, il faut choisir le taux d'actualisation qui permettra de convertir des flux monétaires en leurs valeurs présentes. Dans la pratique, les entreprises et organismes consacrent beaucoup de temps et d'études à ce choix. Le modèle calcule la VAN à partir des flux monétaires indiqués dans la colonne « après impôt », cumulés. Il est à noter que si l'utilisateur choisit de ne pas tenir compte des impôts, les valeurs des flux après impôt sont égales à celles avant impôt.

Économies annuelles sur la durée de vie

Le modèle calcule les économies annuelles sur la durée de vie (économies globales annuelles), soit la valeur équivalente d'économies annuelles constantes, qui, sur une durée égale à celle du projet, donneraient la même valeur actualisée nette. Les économies annuelles sur la durée de vie sont calculées à partir de la valeur actualisée nette, du taux d'actualisation et de la durée de vie du projet.

Ratio avantages-coûts

Le modèle calcule le ratio avantages-coûts net, qui est le rapport des bénéfices nets tirés du projet par les coûts afférents au projet. Les bénéfices nets représentent la valeur actualisée des revenus (ou économies) annuels moins les coûts annuels; alors que les coûts afférents au projet sont définis comme étant les capitaux propres investis.

Des ratios supérieurs à 1 sont représentatifs de projets rentables. Le ratio avantages-coûts net, semblable à l'indice de rentabilité, conduit aux mêmes conclusions que l'analyse de la valeur actualisée nette (VAN).

Calcul du coût de revient de l'énergie?

Une liste déroulante permet d'indiquer si l'on désire connaître le coût de revient de l'énergie fournie. Le coût de revient de l'énergie fournie est une façon indirecte de savoir à partir de quelle valeur de coût évité en énergie un projet devient rentable. Afin de calculer la vraie valeur économique (et non financière) du coût de revient de l'énergie, certains paramètres doivent être choisis égaux à 0. Les paramètres qui doivent être fixés à 0 sont les suivants : crédit pour ÉR fournie, crédit pour réduction d'émissions de GES, coût évité en puissance, valeur potentielle de l'excédent, etc. De plus, il faut choisir « Non » à la rubrique « Analyse d'impôt sur les revenus ? » et mettre à 0 toutes les valeurs de taxes, impôts ou dettes. Le coût de revient de

l'énergie s'adresse surtout aux économistes car il demande une analyse rigoureuse des hypothèses nécessaires au calcul.

Coût de revient de l'énergie

Le modèle calcule le coût de revient du kWh fourni. Cette valeur est définie comme étant le coût évité en énergie qu'il faudrait pour que le projet soit rentable. Il s'agit donc de la valeur du coût évité en énergie qui donne une valeur actualisée nette (VAN) du projet égale à 0, et donc un taux de rendement interne (TRI) après-impôt égal au taux d'actualisation. On calcule le coût de revient du kWh d'ÉR en prenant comme hypothèse que tous les paramètres financiers autres que le coût évité en énergie sont constants.

Calcul du coût de réduction de GES?

Une liste déroulante permet d'indiquer si l'on désire connaître le coût de réduction d'émissions de GES. Afin de calculer la vraie valeur économique (et non financière) du coût de réduction d'émissions de GES, certains paramètres doivent être choisis égaux à 0. Les paramètres qui doivent être fixés à 0 sont les suivants : frais de transaction pour les crédits de GES, crédit pour réduction d'émissions de GES, ratio d'endettement, etc. De plus, il faut choisir « Non » à la rubrique « Analyse d'impôt sur le revenu ? » et mettre à 0 toutes les valeurs de taxes ou d'impôts. Le calcul de ce coût s'adresse surtout aux économistes car il demande une analyse rigoureuse des hypothèses nécessaires au calcul.

Coût de réduction d'émissions de GES

Le modèle calcule le coût de réduction d'émissions de GES. On obtient cette valeur en divisant les économies annuelles sur le cycle de vie par la réduction annuelle nette d'émissions de GES. Cette valeur étant en fait la valeur moyenne évaluée sur toute la durée de vie du projet de la réduction annuelle nette d'émissions de GES. Pour les projets avec une augmentation nette d'émissions de GES, cette donnée n'est pas pertinente et n'est donc pas calculée.

Capitaux propres investis

Le modèle calcule les capitaux propres investis dans le projet, soit la portion de l'investissement total du projet qui est financée directement par son ou ses propriétaires. Cette somme est considérée comme versée à la fin de l'an 0, soit à la fin de la phase de développement et de réalisation. Cette valeur est calculée à partir des coûts d'investissements totaux, des montants versés à titre d'encouragements ou subventions et du ratio d'endettement.

Dettes du projet

Le modèle calcule la dette du projet, soit la partie de l'investissement total du projet qui est financée par un emprunt. La dette du projet intervient dans le calcul des paiements sur la dette et la valeur actualisée nette. Elle est calculée à partir des coûts d'investissements totaux et des capitaux propres investis dans le projet.

Paiements de la dette

Le modèle calcule les paiements de la dette, soit la somme du principal et des intérêts payés chaque année sur la dette. Alors que les paiements sont constants pendant le terme de la dette, la partie « principal » augmente et la partie « intérêts » diminue avec le temps. À cet égard, la situation est semblable à celle des remboursements annuels d'une hypothèque résidentielle. Les paiements sur la dette sont calculés à partir du taux d'intérêt sur la dette, de la durée de l'emprunt et de la dette du projet.

Recouvrement de la dette

Le modèle calcule le recouvrement de la dette pour chaque année du projet et ne retient que la valeur la plus faible pendant la durée du remboursement de l'emprunt. Il s'agit du rapport entre les bénéfices ou les économies d'exploitation du projet (revenus annuels nets) et les paiements de la dette (capital et intérêts).

Cette valeur reflète la capacité du projet à générer les liquidités nécessaires pour honorer les paiements sur la dette. Le recouvrement de la dette est donc un rapport très utilisé par les prêteurs potentiels pour juger du risque financier d'un projet. Le modèle considère que les flux monétaires cumulés sont d'abord utilisés pour constituer une réserve suffisante pour rembourser la dette avant d'être distribués aux actionnaires.

Flux monétaires annuels

Avant impôt

Le modèle calcule pour chaque année de la vie du projet, les flux monétaires nets avant impôt, c'est-à-dire l'estimation des sommes d'argent qui sont déboursées ou récoltées, avant impôt, tout au long de la vie du projet. On considère que les coûts d'investissement sont effectués à la fin de l'an 0, et que l'an 1 est la première année d'exploitation du projet. Par conséquent, les frais ou économies annuels de la feuille de calcul *Sommaire financier* sont indexés d'une année.

Après impôt

Le modèle calcule pour chaque année de la vie du projet, les flux monétaires nets après impôt, c'est-à-dire l'estimation des sommes d'argent qui sont déboursées ou récoltées, après impôt, tout au long de la vie du projet. On considère que les coûts d'investissement sont effectués à la fin de l'an 0, et que l'an 1 est la première année d'exploitation du projet. Par conséquent, les frais ou économies annuels de la feuille de calcul *Sommaire financier* sont indexés d'une année.

Cumulatif

Le modèle calcule les flux monétaires cumulatifs qui représente les flux monétaires nets après impôt cumulés depuis l'année 0.

Graphique des flux monétaires cumulatifs

Le graphique des flux monétaires donne les flux monétaires cumulés en fonction du temps tels que présentés dans le tableau des flux monétaires cumulatif pour chaque année.

Feuilles de calcul vierges (3)

Les trois feuilles de calcul vierges permettront à l'utilisateur de préparer une version personnalisée de présentation d'une analyse RETScreen. Par exemple, l'utilisateur pourra y indiquer plus de données ou de détails sur un projet, y préparer des graphiques, y présenter les résultats d'études de sensibilité plus détaillée, ou encore y bâtir une base de données personnelle. L'utilisateur peut aussi développer et inclure dans ces feuilles de calcul son propre modèle d'analyse des résultats de RETScreen.

Analyse des réductions d'émissions de gaz à effet de serre (GES)

Dans cette section du logiciel RETScreen d'analyse de projets sur les énergies propres, la feuille de calcul *Analyse des GES* permet d'estimer le potentiel de réduction d'émissions de gaz à effet de serres (GES) du projet analysé. Cette feuille de calcul comprend quatre sections principales : **Information générale, Réseau de référence, Centrale proposée (projet) et Sommaire des réductions d'émissions de GES**. La section « Information générale » présente de l'information générale sur le projet ainsi que des données relatives à l'impact sur le réchauffement global du climat (appelé « réchauffement planétaire ») de différents GES. La section « Réseau de référence » décrit le profil des émissions de GES du système de référence, la base de comparaison de l'analyse. La section « Centrale proposée » décrit le profil des émissions de GES du système proposé. La section « Sommaire des réductions d'émissions de GES » estime les réductions d'émissions de GES, d'après les données entrées par l'utilisateur dans les sections précédentes et d'après les valeurs entrées ou calculées dans les autres feuilles de calcul RETScreen (p. ex. énergie annuelle fournie). Les résultats sont calculés en tonnes équivalentes de CO₂ évitées par année. Cette analyse est optionnelle - les valeurs entrées dans cette feuille de calcul n'affecteront pas les résultats présentés dans les autres feuilles de calcul, sauf pour les rubriques reliées aux GES qui apparaissent dans les feuilles de calcul *Sommaire financier* et *Sensibilité*.

Les gaz à effet de serre comprennent la vapeur d'eau (H₂O), le dioxyde de carbone (CO₂), le méthane (CH₄), l'oxyde nitreux (N₂O), l'ozone (O₃) et différents gaz de la famille des organochlorés (c.-à-d. les produits chimiques qui contiennent du carbone associé à du fluor, du chlore ou du brome). Les gaz à effet de serre permettent au rayonnement solaire d'entrer dans l'atmosphère terrestre, mais empêchent le rayonnement infrarouge émis par la surface terrestre de s'échapper en l'absorbant. Les gaz à effet de serre ré-émettent alors partiellement cette énergie vers la terre, sous forme de radiation thermique, ce qui la réchauffe. Les gaz à effet de serre qui sont les plus pertinents aux projets d'analyse énergétique sont le dioxyde de carbone (CO₂), le méthane (CH₄) et l'oxyde nitreux (N₂O); RETScreen ne considère donc que ces gaz dans son analyse des réductions d'émissions de GES.

La feuille de calcul *Analyse des GES* de chaque projet a été élaborée selon un schéma commun, de manière à simplifier la tâche de l'utilisateur dans l'analyse de la viabilité des projets. Ainsi, la description de chaque paramètre est commune à la plupart des rubriques qui apparaissent dans les feuilles de calcul *Analyse des GES*. Le logiciel RETScreen permet à l'utilisateur de faire l'évaluation d'un projet à la fois sur les marchés domestiques et internationaux. Il permet aussi d'évaluer les projets qui relèvent du Mécanisme pour un développement propre (MDP) et des Mises en œuvre conjointes (MOC), deux programmes issus du protocole de Kyoto. Ce manuel en ligne fournit de l'information et des liens vers des sites Web qui traitent des règlements et directives relatifs aux projets du MDP et de la MOC, particulièrement de ceux qui concernent les scénarios et niveaux de référence et les frais de transaction associés à ces projets. En fonction des données entrées par l'utilisateur, RETScreen estime le nombre de crédits que le projet peut générer et incorpore la valeur de ces crédits à l'analyse financière du projet.

Pour les décideurs, un des principaux avantages du logiciel RETScreen est qu'il facilite le processus d'évaluation de projets. Par ces différentes rubriques, la feuille de calcul *Analyse des*

GES permet aux décideurs d'évaluer relativement facilement l'impact de plusieurs variables (p. ex. proportion des modes de production, rendement de conversion de l'énergie) sur les émissions de GES à l'aide des résultats (p. ex. facteur d'émissions de GES) d'un projet particulier. Cependant, l'utilisateur doit savoir que cette facilité d'évaluation peut présenter au promoteur une vue d'ensemble simplifiée et trop optimiste du projet en matière d'exigences encadrant la détermination du niveau de référence d'un projet. Il est donc suggéré à l'utilisateur de **prendre une approche conservatrice dans le calcul du facteur d'émissions de GES du niveau de référence**, particulièrement au stade de l'analyse de pré faisabilité. Pour évaluer les bénéfices nets découlant d'un financement par l'utilisation des crédits d'émissions du projet, l'utilisateur devrait évaluer le projet deux fois; une première fois en tenant compte de la valeur des crédits d'émissions et des frais de transaction associés et une seconde fois sans en tenir compte, pour pouvoir comparer les résultats.

L'organigramme de la feuille de calcul *Analyse des GES* de RETScreen est présenté ci-contre.

Utiliser la feuille d'analyse des GES?

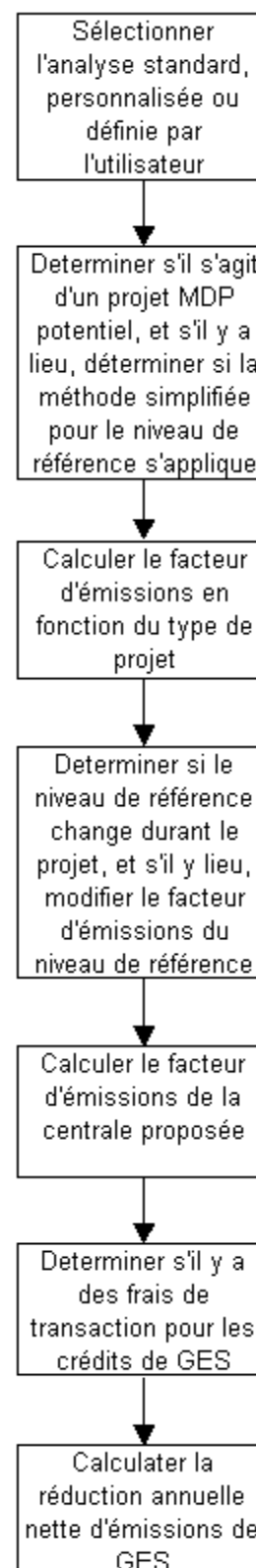
L'utilisateur indique s'il utilise la feuille de calcul *Analyse des GES* pour faire une analyse des réductions d'émissions de GES en sélectionnant la réponse appropriée dans la liste déroulante de la cellule d'entrée.

Si l'utilisateur sélectionne « Oui », il devra alors compléter la feuille de calcul *Analyse des GES*. Certaines valeurs d'entrées seront ajoutées à la feuille de calcul *Sommaire financier* afin de calculer d'éventuels crédits ou coûts liés aux réductions d'émissions de GES.

Si l'utilisateur sélectionne « Non », il peut aller directement à la feuille de calcul *Sommaire financier*.

Type d'analyse

L'utilisateur sélectionne le type d'analyse désirée à partir des trois options offertes dans la liste déroulante : « Standard », « Personnalisé » et « Défini par l'utilisateur ». Pour une analyse « Standard », le logiciel utilisera plusieurs paramètres prédéfinis pour faire ces calculs. Pour une analyse de type « Personnalisé » ou « Défini par l'utilisateur », ces paramètres devront être entrés par l'utilisateur.



Organigramme de la feuille de calcul *Analyse des GES*

Projet MDP potentiel?

Le logiciel RETScreen a été amélioré dans le but de mieux tenir compte des nouvelles règles de financement par les crédits d'émissions qui émergent dans le contexte du **protocole de Kyoto** et qui sont établies en collaboration avec le [programme des Nations Unies pour l'environnement \(PNUE\)](#) et le [Fonds prototype pour le carbone \(FPC\) de la Banque mondiale](#). Le protocole de Kyoto a été adopté en 1997 à la troisième conférence des parties (CP 3) de la [Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques \(CCNUCC\)](#). En vertu du protocole de Kyoto, les pays industrialisés (définis dans l'annexe I) s'engagent à atteindre leurs objectifs de réduction des gaz à effet de serre (GES) au cours de la période allant de 2008 à 2012. Ces objectifs représentent en moyenne des niveaux d'émissions 5 % plus faibles que ceux de 1990.

Le protocole de Kyoto prévoit aussi trois mécanismes pour permettre aux parties impliqués de réduire les émissions ou de renforcer les puits de carbone à l'étranger : **le Mécanisme pour un développement propre (MDP)**, **les Mises en œuvre conjointes (MOC)**¹ et **les systèmes d'échanges des droits d'émission**. Les coûts pour limiter les émissions varient considérablement d'une région à une autre; il est donc logique sur le plan économique de réduire les émissions là où le coût est moindre, étant donné qu'en ce qui concerne l'atmosphère, les émissions évitées peuvent l'être n'importe où.

L'utilisateur indique à l'aide de la liste déroulante s'il désire que le projet soit évalué à titre de projet MDP potentiel. L'utilisateur devrait choisir « Oui » si **le projet est situé dans un pays en développement** et s'il possède un bon potentiel pour **satisfaire les exigences relatives aux projets relevant du MDP**. Ces exigences sont brièvement décrites dans ce document, mais sont détaillées dans les documents officiels présents sur le [site Web du MDP](#), lequel est accessible depuis celui de la CCNUCC. L'utilisateur devrait choisir « Non » pour tout autre projet local ou international de réduction des GES, incluant ceux qui pourraient se qualifier pour les Mises en œuvre conjointes. Les exigences relatives aux MOC sont décrites plus loin dans ce document.

Si l'utilisateur choisit « Oui » dans la liste déroulante, RETScreen évalue automatiquement, à l'aide des valeurs entrées sur les autres feuilles de calcul, si l'activité de projet peut être considérée comme une **activité de projet de faible ampleur admissible au titre du MDP** (c.-à-d. la puissance installée d'un système d'énergie renouvelable n'excède pas 15 MW ou encore les économies totales d'énergie provenant d'un projet d'amélioration de l'efficacité énergétique n'excèdent pas l'équivalent de 15 GWh par année). Si le projet répond aux critères de projet de faible ampleur admissible au titre du MDP, l'utilisateur peut alors profiter de la méthode simplifiée pour déterminer le niveau de référence et aussi de certaines règles et procédures s'appliquant à de tels projets.

Le concept sur lequel s'appuie le [Mécanisme pour un développement propre](#) est que les pays industrialisés (ou entreprises) investissent dans des projets visant à réduire les émissions de GES dans les pays en développement et obtiennent des crédits de ces projets qu'ils peuvent utiliser pour respecter leurs propres engagements concernant la réduction des GES tel que convenu dans le cadre du protocole de Kyoto.

¹ L'appellation Application conjointe (AC) est aussi utilisée.

L'article 12 du protocole de Kyoto définit les buts du MDP comme suit :

- Aider les pays en développement à atteindre un développement durable et contribuer à l'objectif global de la convention;
- Aider les pays industrialisés à atteindre leurs objectifs en termes de réduction d'émissions de GES.

Le protocole de Kyoto prescrit aussi que les réductions d'émissions seront certifiées seulement si :

- Le projet de faible ampleur relevant du MDP est approuvé par le pays hôte;
- Le projet permet des améliorations réelles, mesurables et à long terme au niveau des GES;
- Les réductions d'émissions sont additionnelles à toute autre réduction qui aurait existé en l'absence de l'activité de projet certifiée.

En vertu du protocole de Kyoto, un comité exécutif (CE) a été mis sur pied pour superviser et contrôler le MDP. Le comité exécutif est responsable d'accréditer les entités opérationnelles désignées (EOD) qui valident les activités de projets admissibles au titre du MDP, vérifient et certifient les réductions d'émissions. Les crédits certifiés générés par les projets relevant du MDP se nomment « unités de réduction certifiée d'émissions » ou URCE. Une URCE est l'équivalent d'une tonne métrique de dioxyde de carbone (CO₂) et doit être certifiée par une entité opérationnelle désignée.

En novembre 2001, à la CP 7 à Marrakech, au Maroc, les parties se sont entendues sur le texte légal nécessaire à la mise en application du protocole de Kyoto. Un point important de la conférence à Marrakech fut l'accord sur les règles de base qui allaient régir le MDP. Ces règles sont décrites dans la section « Modalités et procédures d'application d'un Mécanisme pour un développement propre » de l'accord de Marrakech. Les principaux points d'entente ressortant de cet accord incluent les approches permises pour déterminer le niveau de référence d'un projet relevant du MDP, les procédures d'approbation des méthodes de détermination du niveau de référence et le format du [descriptif de projet \(DP\)](#). La rencontre de Marrakech a aussi permis de définir des procédures simplifiées pour les projets de faible ampleur et d'identifier les types de projets qui pourraient être considérés comme étant de faible ampleur.

Tous les projets admissibles au titre du MDP doivent être « additionnels à tout projet qui verrait le jour en l'absence de l'activité de projet proposée » pour être éligibles aux crédits, c'est ce qu'on appelle le « **principe de complémentarité** ». Tous les projets admissibles au titre du MDP requièrent donc une estimation ou une mesure des émissions pour déterminer leur niveau de référence - la quantité d'émissions qui auraient été dégagées en l'absence du projet proposé - et le niveau d'émissions prévu une fois le projet réalisé. Des directives sont disponibles sur le [site Web du MDP de la CCNUCC](#) à propos de la manière de démontrer le principe de complémentarité pour le projet proposé.

L'**approche adoptée pour évaluer le niveau de référence** est en fait à la base de la méthode de détermination du niveau de référence. La conférence des parties a permis d'en venir à une entente sur les trois approches admissibles pour les activités de projet de MDP :

1. Le niveau des émissions actuel ou historique, selon le cas.
2. Le niveau des émissions obtenu en utilisant une technologie qui représente une solution attrayante du point de vue économique, compte tenu des barrières à l'investissement.
3. Le niveau moyen des émissions de projets comparables mis en œuvre au cours des cinq années antérieures, dans des conditions sociales, économiques, environnementales et technologiques comparables, et dont les résultats les classent parmi les meilleurs 20 % de leur catégorie.

La feuille de calcul *Analyse des GES* de RETScreen peut être utilisée pour n'importe laquelle de ces approches d'évaluation du niveau de référence.

Bien que le conseil exécutif ait approuvé ces trois approches, elles ne demeurent que des règles de référence. Pour enregistrer un projet admissible au titre du MDP, le niveau de référence doit avoir été évalué à l'aide d'une méthode reconnue.

La **méthode de détermination du niveau de référence** est en fait la mise en application d'une des approches permises à un projet particulier et le reflet des particularités d'un secteur d'activité et de la région d'application. Les méthodes de détermination du niveau de référence pour les projets admissibles au titre du MDP doivent être approuvées par le conseil exécutif. Le promoteur peut utiliser une nouvelle méthode, à condition que celle-ci soit soumise au processus d'approbation. Des méthodes déjà approuvées sont détaillées sur le [site Web du MDP de la CCNUCC](#).

Les projets de [Mises en œuvre conjointes \(ou d'Application conjointe\)](#) sont quant à eux réalisés dans des pays qui se sont engagés à poursuivre les objectifs de réduction d'émissions du protocole de Kyoto (annexe I). À l'instar du MDP, le concept de base des MOC est l'investissement de pays industrialisés (ou entreprises) dans des projets de réduction d'émissions de GES dans d'autres pays de l'annexe I où les réductions sont moins coûteuses à réaliser que dans leur propre pays. Encore une fois, les crédits obtenus à partir de ces projets peuvent être appliqués en contrepartie de leurs propres engagements de réductions des GES, dans le cadre de Kyoto. En pratique, les projets de Mises en œuvre conjointes sont davantage susceptibles d'avoir lieu dans des pays dits d'économie en transition, où il existe plus d'opportunités de diminuer les émissions à faible coût.

Les projets de Mises en œuvre conjointes doivent être approuvés par toutes les parties impliquées et doivent conduire à une élimination ou à une réduction d'émissions qui est additionnelle à ce qui aurait eu lieu sans la construction du projet. Une unité de réduction des émissions (URE) équivaut à une tonne métrique de dioxyde de carbone (CO₂) économisée par l'implantation d'un projet de MOC.

À partir de l'an 2000, les projets qui respectent les règles mentionnées ci-dessus peuvent être inscrits en tant que projets de Mises en œuvre conjointes. Cependant, les URE ne pourront être délivrées qu'après 2008².

² Des parties de ce texte ont été rédigées sur la base du document de la CCNUCC : « *Guide to the Climate Convention and its Kyoto Protocol* », disponible sur le [site Web de la CCNUCC](#).

Utiliser la méthode simplifiée pour déterminer le niveau de référence?

À l'aide des valeurs entrées dans les autres feuilles de calcul, RETScreen évalue automatiquement si le projet peut être qualifié de **projet de faible ampleur admissible au titre du MDP** (c.-à-d. la puissance installée d'un système d'énergie renouvelable n'excède pas 15 MW ou encore les économies totales d'énergie provenant d'un projet d'amélioration de l'efficacité énergétique n'excèdent pas l'équivalent de 15 GWh par année). Il est à noter que cette option demeurera cachée pour les projets ne relevant pas du MDP ou pour les projets potentiellement admissibles au titre du MDP qui sont d'ampleur plus importante.

Les projets de faible ampleur peuvent profiter de règles et de procédures simplifiées s'il peut être démontré qu'un des obstacles identifiés par la CCNUCC a été franchi pour mettre en œuvre le projet. Ces simplifications permettent au promoteur d'utiliser des scénarios de référence standardisés, des procédures de surveillance rationalisées, un descriptif de projet simplifié et de réduire les frais d'enregistrement du projet. Toutes ces mesures contribuent à diminuer les frais de transaction de manière à ce que les projets de faible ampleur relevant du MDP puissent offrir des URE à des prix plus compétitifs. En choisissant « Oui » dans la liste déroulante, l'utilisateur fait le choix d'utiliser les méthodes simplifiées pour déterminer le niveau de référence du projet potentiel de faible ampleur admissible au titre du MDP.

À l'aide de la feuille de calcul *Analyse des GES* de RETScreen, il est possible de déterminer le niveau de référence pour un projet de faible ampleur admissible au titre du MDP directement en accord avec l'appendice B du document « [Modalités et procédures simplifiées pour des activités de projet de faible ampleur admissibles au titre du MDP](#) » disponible sur le [site Web du MDP de la CCNUCC](#). Cet appendice contient des méthodes simplifiées pour la détermination du niveau de référence et des méthodes de surveillance pour un certain nombre de catégories d'activités de projet de faible ampleur admissibles au titre du MDP. Il contient également des recommandations pour évaluer les limites du projet, les fuites, le niveau de référence et la surveillance. Il est à noter que les projets de faible ampleur relevant du MDP ne doivent pas constituer une partie d'un projet de plus grande ampleur, tel qu'expliqué dans l'appendice C.

En vertu des modalités et procédures simplifiées pour des activités de projet de faible ampleur admissibles au titre du MDP, une méthode simplifiée pour déterminer le niveau de référence et le plan de surveillance peut être utilisés si le promoteur du projet peut démontrer à une entité opérationnelle désignée que l'activité de projet n'aurait autrement jamais été mise en œuvre à cause d'un ou plusieurs des obstacles suivants :

- (a) Obstacle financier : une alternative plus rentable que l'activité de projet aurait conduit à des émissions plus élevées;
- (b) Obstacle technologique : une alternative moins avancée technologiquement présenterait un risque plus faible à cause de l'incertitude sur la performance et de la faible part de marché de la nouvelle technologie adoptée dans le cadre du projet proposé. Cette alternative mènerait cependant à des émissions plus élevées;

- (c) Obstacle lié à la pratique courante : la pratique habituelle ou les politiques existantes auraient conduit à la mise en œuvre de technologies générant plus d'émissions;
- (d) Autres obstacles : sans le projet, les émissions auraient été plus élevées pour une raison spécifique identifiée par le promoteur telle que des barrières institutionnelles, des limites en matières d'information, de ressources en gestion, de capacités organisationnelles, de ressources financières ou bien la résistance à adopter de nouvelles technologies.

À titre d'exemple de l'utilisation de RETScreen en conformité avec l'appendice B du document « Modalités et procédures simplifiées pour des activités de projet de faible ampleur admissibles au titre du MDP », selon le paragraphe 28 de ce document, pour un système de production d'électricité fonctionnant à l'huile ou au diesel, le niveau de référence serait l'énergie annuelle en kWh générée par un système de production d'électricité à partir d'énergie renouvelable multipliée par le coefficient d'émissions d'un groupe électrogène au diesel de puissance correspondante opérant sous charge optimale. Voir à ce sujet le tableau qui suit³ :

Type de réseau	Mini-réseau avec service continu	i) Mini-réseau avec service de 4 à 6 heures ii) Applications productives iii) Pompage de l'eau	Mini-réseau avec stockage
Facteur de charge	25%	50%	100%
< 15 kW	2,4	1,4	1,2
>= 15 à < 35 kW	1,9	1,3	1,1
>= 35 à < 135 kW	1,3	1,0	1,0
>= 135 à < 200 kW	0,9	0,8	0,8
>= 200 kW ***	0,8	0,8	0,8

**Facteurs d'émissions pour des génératrices au diesel (en kg CO₂équ/kWh *)
pour trois différents niveaux de facteur de charge****

- *) Un facteur de conversion de 3.2 kg CO₂ par kg de diesel a été utilisé (respectant les *Lignes directrices du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre*, version révisée 1996).
- **) Les valeurs proviennent des courbes de combustible du manuel en ligne du modèle PV 2000 de RETScreen international.
- **) Valeurs par défaut

Dans cet exemple, l'utilisateur sélectionnerait le type d'analyse « Défini par l'utilisateur » en haut de la feuille de calcul *Analyse des GES* de RETScreen et entrerait « Mini réseau diesel » en tant que système électrique dans la section « Réseau électrique de référence ». Ensuite, il devrait entrer le coefficient de GES approprié à partir du tableau ci-dessus. La CCNUCC a déjà utilisé RETScreen pour calculer les facteurs d'émission à divers niveaux de charge selon le tableau ci-dessus.

³ Des parties de ce texte proviennent de l'appendice B du document « Modalités et procédures simplifiées pour des activités de projet de faible ampleur admissibles au titre du MDP », disponible sur le [site Web du MDP de la CCNUCC](#).

Information générale

Nom du projet

Le nom du projet est donné à titre de référence seulement, tel qu'entré par l'utilisateur dans la feuille de calcul *Modèle énergétique*.

Lieu du projet

Le lieu du projet est donné à titre de référence seulement, tel qu'entré par l'utilisateur dans la feuille de calcul *Modèle énergétique*.

Puissance installée

La puissance installée du projet est calculée dans la feuille de calcul *Modèle énergétique*, cette donnée est copiée dans la feuille de calcul *Analyse des GES*.

Type de réseau

Le type de réseau est sélectionné dans la feuille de calcul *Hydrologie et charge*, cette donnée est automatiquement copiée dans la feuille de calcul *Analyse des GES*.

Potentiel de réchauffement planétaire des GES

Le modèle indique le potentiel de réchauffement planétaire du méthane (CH₄) et de l'oxyde nitreux (N₂O). Si l'utilisateur a sélectionné l'analyse de type « Personnalisé », d'autres valeurs que celles proposées par défaut par le logiciel peuvent être entrées. Des valeurs de « potentiel de réchauffement planétaire » de différents gaz à effet de serre sont proposées par des experts pour permettre de comparer leur capacité relative à piéger l'énergie thermique dans l'atmosphère. Plus le potentiel de réchauffement d'un gaz est élevé, plus sa contribution à favoriser l'effet de serre est élevée. Par exemple, l'oxyde nitreux (N₂O) a 310 fois plus d'efficacité que le dioxyde de carbone (CO₂) pour piéger l'énergie thermique dans l'atmosphère.

Le potentiel de réchauffement planétaire est donné par rapport au dioxyde de carbone (CO₂) qui a une valeur de référence de 1 (c.-à-d. que le potentiel de réchauffement planétaire du CO₂ est 1 et celui du N₂O est 310). Les valeurs par défaut proposées par le logiciel sont tirées de la version révisée des Lignes Directrices du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) pour les inventaires de gaz à effet de serre, 1996.

Réseau électrique de référence (niveau de référence)

Pour réaliser une analyse RETScreen des réductions d'émissions de GES pour un projet, l'utilisateur doit définir un réseau électrique de référence.

Ainsi, en Amérique du Nord, lorsque l'on prépare une analyse des réductions d'émissions de GES d'une petite centrale hydroélectrique raccordée au réseau, on peut la comparer à une centrale au gaz naturel à cycle combiné. Dans ce cas, l'utilisateur n'a qu'à sélectionner « Gaz naturel » comme mode de production (source d'énergie) avec une valeur de 100 % comme proportion des modes. La valeur par défaut de 8 % peut être utilisée sous la rubrique « Pertes de transport et de distribution ». Dans le cas d'une application hors réseau, on peut considérer une génératrice diesel comme centrale équivalente avec « Diesel (mazout #2) » comme source d'énergie.

On peut aussi simuler un réseau de plusieurs centrales électriques interconnectées, en réalisant une moyenne pondérée en fonction de leur production électrique, de leurs diverses sources d'énergies et de leurs pertes de transport et de distribution (p. ex. des installations photovoltaïques décentralisés auront, en général, des pertes de transport et de distribution inférieures aux autres centrales). Ce genre d'information est habituellement disponible auprès de la régie locale de l'énergie ou du gouvernement. Ainsi, l'« United States Environmental Protection Agency (US-EPA) » tient à jour une banque de données nommée E-GRID, « The Emissions & Generation Resource Integrated Database ». Cette banque de données présente les caractéristiques environnementales des centrales électriques, incluant leurs sources respectives d'énergie primaire. Cette banque de données est disponible gratuitement sur le [site Web E-GRID](#).

Pour illustrer cette méthode d'analyse, prenons l'exemple d'un projet de centrale reliée au réseau en Nouvelle-Écosse au Canada. Le gouvernement provincial pourrait déterminer que le niveau de référence doit être basé sur une moyenne pondérée selon les proportions des modes de production. Ceci peut être calculé en entrant simplement les proportions des modes dans le réseau avec les coefficients d'émissions appropriés. L'information fournie par Ressources naturelles Canada, permet de dresser la répartition suivante des sources d'énergie primaire : charbon 78 %, hydroélectricité 9 %, mazout #6 5 %, gaz naturel 5 % et biomasse 3 %, avec une moyenne globale de 8 % de pertes pour le transport et la distribution d'électricité. Cette méthode peut aussi être utilisée pour les projets d'énergie renouvelable de faible ampleur relevant du MDP qui sont reliés à un réseau qui comprend des systèmes de production d'électricité autres que ceux au diesel ou à l'huile.

Certains utilisateurs préféreront réaliser des analyses des réductions d'émissions de GES plus détaillées pour leur projet (p. ex. un économiste travaillant pour une commission publique). Le modèle permet des analyses plus détaillées en sélectionnant « Personnalisé » dans la liste déroulante de la rubrique « Type d'analyse ». L'utilisateur pourra alors définir ses propres valeurs de facteurs d'émissions, etc.

Si le promoteur du projet peut avoir accès aux modèles d'utilisation des capacités de production de la compagnie d'électricité, il pourra utiliser les données du réseau électrique de référence pour déterminer la consommation de combustible à la marge sur le réseau. De cette façon, le carburant et les émissions qui seraient déplacés par la mise sur pied du projet pourraient être évalués avec plus d'exactitude. Par exemple, si le modèle d'utilisation des capacités de production de la compagnie d'électricité montre que les combustibles utilisés à la marge sont le gaz naturel, 85 % du temps et l'huile, 15 % du temps, l'utilisateur pourrait entrer ces renseignements dans le tableau du scénario de référence avec les coefficients d'émission de GES correspondants. Le niveau de référence résultant est souvent qualifié de « marge de fonctionnement ou d'opération ».

Une autre option de référence appelée « marge à la construction » peut être évaluée en modélisant les installations énergétiques récemment construites; par exemple : les 5 centrales les plus récentes à avoir été ajoutées au réseau. Pour modéliser la marge à la construction, il faut entrer dans les données du réseau électrique de référence, les installations énergétiques récentes accompagnées de leur puissance relative (ramenée à un total de 100 %) et de leurs coefficients d'émissions de GES.

Il est conseillé de suivre une approche conservatrice dans le calcul des facteurs de référence des émissions, particulièrement à l'étape de l'analyse de pré faisabilité.

Mode de production

(Analyse de type personnalisée ou standard)

L'utilisateur sélectionne le mode de production à partir des options offertes dans la liste déroulante. Le logiciel RETScreen peut modéliser les émissions de GES de n'importe quelle centrale de production d'électricité. La rubrique mode de production fait référence aux sources d'énergie qui seront déplacées par le projet proposé. Lorsque l'utilisateur sélectionne une source d'énergie dans la liste déroulante de cette rubrique, des valeurs par défaut de facteurs d'émissions et une valeur par défaut de rendement de conversion de l'énergie sont automatiquement insérées dans les colonnes correspondantes du tableau. Ces valeurs par défaut sont données dans le tableau ci-dessous [Fenhann, J., 1999], [Fenhann, J., 2000] et [The Danish Energy Agency, 1999].

Pour un projet de type « Personnalisé », si la source d'énergie n'est pas disponible dans la liste déroulante, l'utilisateur choisit « Autre » et entre manuellement les valeurs dans les colonnes correspondantes. L'ordre dans lequel les sources d'énergie sont entrées dans le tableau n'a pas d'importance.

Source d'énergie	Facteur d'émissions de CO ₂ (kg/GJ)	Facteur d'émissions de CH ₄ (kg/GJ)	Facteur d'émissions de N ₂ O (kg/GJ)	Rendement de conversion de l'énergie %
Charbon	94.6	0.0020	0.0030	35%
Gaz naturel	56.1	0.0030	0.0010	45%
Nucléaire	0	0	0	-
Grande hydroélectricité	0	0	0	-
Mazout #6	77.4	0.0030	0.0020	30%
Diesel (mazout #2)	74.1	0.0020	0.0020	30%
Géothermique	0	0	0	-
Biomasse	0	0.0320	0.0040	25%
Petite hydroélectricité	0	0	0	-
Éolien	0	0	0	-
Solaire	0	0	0	-
Propane	63.1	0.0010	0.0010	45%

Facteurs d'émissions et rendements de conversion par défaut

Mode de production

(Analyse de type définie par l'utilisateur)

L'utilisateur entre la source d'énergie du réseau électrique de référence dans la cellule grise.

Proportion des modes

L'utilisateur entre la proportion (%) de chaque mode de production du réseau électrique de référence. La proportion correspond à un pourcentage du total de l'énergie électrique fournie au réseau. L'utilisateur doit vérifier que la somme des proportions soit égale à 100 %.

Facteur d'émissions de CO₂, CH₄ et N₂O

(Analyse de type personnalisée)

L'utilisateur entre les facteurs d'émissions de CO₂, CH₄ et N₂O pour chacun des différents modes de production d'électricité du réseau de référence. Les facteurs sont exprimés en masse de GES émis par unité d'énergie thermique. Les facteurs d'émissions varieront selon le type et la qualité de la source d'énergie, et selon le type et la grosseur de la centrale de production d'électricité. Pour les projets avec raccordement à un réseau central, l'utilisateur devra entrer des facteurs d'émissions de GES qui seront représentatifs de ce réseau, c'est-à-dire, pour une assez grosse centrale électrique. Le modèle calcule, par unité d'électricité fournie, la moyenne pondérée du facteur global d'émissions de toutes les centrales utilisant des sources différentes d'énergie primaire. Le modèle présente les résultats dans la ligne mélange d'électricité située dans le bas du tableau. Le mélange d'électricité ainsi calculé tient compte du rendement de conversion de l'énergie et des pertes de transport et de distribution pour chaque mode de production.

Pour chaque mode de production sélectionné, les unités sont exprimées en kilogrammes de gaz émis par gigajoule d'énergie thermique générée (kg/GJ). Pour le mélange d'électricité global situé dans la ligne au bas du tableau, les unités sont exprimées en kilogrammes de gaz émis par gigajoule d'électricité nette fournie au réseau électrique.

Pour plus d'information sur la façon de déterminer les facteurs d'émissions de GES, consulter le guide « [Lignes Directrices du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre](#) ». Les facteurs d'émissions de CO₂ de plusieurs sources d'énergie sont donnés à la [page 1.13 du manuel de référence](#) « IPCC Reference Manual » (disponible en anglais seulement). Les facteurs d'émissions de CH₄ et de N₂O de différentes sources d'énergie primaire sont donnés dans les [pages 1.35 et 1.36 du manuel de référence](#) « IPCC Reference Manual ». De plus, des facteurs d'émissions plus récents peuvent être disponibles pour le pays d'intérêt dans les « *National Communications* » du [site Web de la CCNUCC](#).

Facteur d'émissions de CO₂, CH₄ et N₂O

(Analyse de type standard)

Le modèle propose des facteurs d'émissions de CO₂, CH₄ et N₂O pour les modes de production d'électricité sélectionnés. Les facteurs sont exprimés en masse de GES émis par unité d'énergie

thermique. Les facteurs d'émissions varieront selon le type et la qualité de la source d'énergie, et selon le type et la grosseur de la centrale de production d'électricité. Les facteurs d'émissions proposés par défaut par le modèle sont représentatifs de centrale de production d'électricité de taille importante qui alimenterait un réseau central. Le modèle calcule la moyenne pondérée du facteur global d'émissions de tous les modes de production des différentes centrales par unité d'électricité fournie et présente les résultats dans la ligne mélange d'électricité située dans le bas du tableau. Le mélange global d'électricité ainsi calculé tient compte du rendement de conversion de l'énergie et des pertes de transport et de distribution pour chaque mode de production.

Pour chaque mode de production sélectionné, les unités sont exprimées en kilogrammes de gaz émis par gigajoule d'énergie thermique générée (kg/GJ). Pour le mélange d'électricité global situé dans la ligne au bas du tableau, les unités sont exprimées en kilogrammes de gaz émis par gigajoule d'électricité nette fournie au réseau électrique.

Pour plus d'information sur la façon de déterminer les facteurs d'émissions de GES, consulter le guide [« Lignes Directrices du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre »](#). Les facteurs d'émissions de CO₂ de plusieurs sources d'énergie sont donnés à la [page 1.13 du manuel de référence](#) « IPC Reference Manual » (disponible en anglais seulement). Les facteurs d'émissions de CH₄ et de N₂O de différentes sources d'énergie primaire sont donnés dans les [pages 1.35 et 1.36 du manuel de référence](#) « IPC Reference Manual ». De plus, des facteurs d'émissions plus récents peuvent être disponibles pour le pays d'intérêt dans les « *National Communications* » du [site Web de la CCNUCC](#).

Les valeurs par défaut proposées par le modèle sont présentées dans le tableau « Facteurs d'émissions et rendements de conversion par défaut ».

Rendement de conversion

(Analyse de type personnalisée)

L'utilisateur entre le rendement de conversion de l'énergie pour chaque mode de production du réseau électrique de référence. Le rendement de conversion représente l'efficacité de conversion de l'énergie primaire en électricité. Cette valeur est utilisée pour calculer le facteur global d'émissions de GES pour chaque mode de production, ainsi, elle n'est pertinente que pour les modes de production qui produisent des GES (c.-à-d. avec des valeurs non nulles de facteurs d'émissions de CO₂, CH₄ ou N₂O).

Par exemple, une centrale typique de production d'électricité alimentée au charbon peut avoir un rendement de conversion de l'énergie de 35 %. Cela indique que seulement 35 % de l'énergie thermique que génère le charbon est transformée en électricité utile.

Les unités sont exprimées en pourcentage et représentent le rapport entre l'énergie électrique utile (gigajoules d'électricité) et l'énergie primaire nécessaire à sa production (gigajoules d'énergie thermique). Les modes de production électrique qui ne produisent pas de GES (p. ex. le solaire) ont une valeur par défaut de 100 %.

Rendement de conversion

(Analyse de type standard)

Le modèle propose un rendement de conversion pour le mode de production sélectionné. Le rendement de conversion représente l'efficacité de conversion de l'énergie primaire en électricité utile. Cette valeur est utilisée pour calculer le facteur global d'émissions de GES pour chaque mode de production, ainsi, elle n'est pertinente que pour les modes de production qui produisent des GES (c.-à-d. avec des valeurs non nulles de facteurs d'émissions de CO₂, CH₄ ou N₂O).

Par exemple, une centrale typique de production d'électricité alimentée au charbon peut avoir un rendement de conversion de l'énergie de 35 %. Cela indique que seulement 35 % de l'énergie thermique que génère le charbon est transformée en électricité utile.

Les unités sont exprimées en pourcentage et représente le rapport entre l'énergie électrique utile (gigajoules d'électricité) et l'énergie primaire nécessaire à sa production (gigajoules d'énergie thermique). Les modes de production de l'énergie qui ne produisent pas de GES (p. ex. le solaire) ont une valeur par défaut de 100 %.

Les valeurs par défaut proposées par le modèle sont présentées dans le tableau « Facteurs d'émissions et rendements de conversion par défaut ».

Pertes de transport et de distribution

L'utilisateur entre les pertes de transport et de distribution (%) du réseau électrique de référence, qui incluent toutes les pertes d'énergie entre la centrale électrique et le point de consommation. Cette valeur varie selon la tension des lignes électriques, la distance entre le point de production et le site d'utilisation, les charges de pointe, la température ambiante et même le vol possible

d'électricité. De plus, le type de système utilisé pour le transport (p. ex. CA ou CC) et la qualité de l'onde peuvent aussi influencer les pertes. Le modèle calcule la moyenne pondérée des pertes globales de transport et de distribution de tous les modes de production électrique et présente les résultats dans la ligne mélange d'électricité située dans le bas du tableau.

Les unités sont exprimées en pourcentage et représentent le rapport entre toutes les pertes électriques et l'électricité générée. En première approximation, les pertes de transport et de distribution sont de l'ordre de 8 à 10 % pour un réseau moderne et de 10 à 20 % pour un réseau situé dans un pays en développement.

Facteur d'émissions de GES

(Analyse personnalisée ou standard)

Le modèle calcule le facteur d'émissions de GES pour chaque mode de production à partir des valeurs individuelles des facteurs d'émissions de CO₂, CH₄ et N₂O, du rendement de conversion de l'énergie et des pertes de transport et de distribution. Le modèle calcule ensuite le facteur moyen pondéré d'émissions de GES du mélange global d'électricité et présente le résultat dans la ligne au bas du tableau.

Les unités sont exprimées en tonnes équivalentes de CO₂ par mégawatt-heure d'électricité utile fournie (t_{CO2} / MWh).

Facteur d'émissions de GES

(Analyse définie par l'utilisateur)

L'utilisateur entre le facteur d'émissions de GES pour le réseau électrique de référence spécifié.

Unités : l'utilisateur peut choisir d'exprimer le facteur d'émissions en termes de kg CO₂ / kWh ou de t_{CO2} / MWh (lesquels sont équivalents).

Facteur d'émissions de GES de référence

Le modèle calcule le facteur d'émissions de GES pour le système électrique spécifié. Le calcul s'appuie sur les pertes de transport et de distribution et sur le facteur d'émissions de GES entré par l'utilisateur.

Les unités sont exprimées en tonnes équivalentes de CO₂ par mégawatt-heure d'électricité utile fournie (t_{CO2}/MWh).

Changement du niveau de référence durant le projet?

L'utilisateur indique à partir de la liste déroulante si le niveau de référence change durant le projet. En effet, il est possible que le niveau de référence ne demeure pas constant durant le projet pour différentes raisons telles des changements de réglementation dans le secteur de

l'électricité, l'ajout prévu de nouvelles centrales au réseau (p. ex. projets hydroélectriques de grande ampleur) ou le démantèlement prévu de centrales existantes.

Le présent modèle permet un seul changement du niveau de référence durant le projet. Celui-ci sera entré par l'utilisateur et sera exprimé en pourcentage d'augmentation ou de diminution du niveau de référence initial. Les émissions du niveau de référence varieront donc en fonction du nouveau niveau de référence pour l'année du changement et toutes les années suivantes.

Changement du facteur d'émissions de GES

L'utilisateur entre le pourcentage d'augmentation (pourcentage positif) ou de diminution (pourcentage négatif) par lequel les émissions du niveau de référence vont être modifiées à la suite du changement du niveau de référence.

Par exemple : si une nouvelle centrale hydroélectrique, déjà en construction, réduira les émissions de 10 % lors de la 5^e année du projet, alors l'utilisateur entre moins 10 %. Le modèle réduira alors les émissions du niveau de référence de 10 % pour la cinquième année et pour toutes les années suivantes.

Année du changement

L'utilisateur entre le nombre d'années après lequel le changement du niveau de référence surviendra.

Si l'intégration au réseau d'une nouvelle centrale est prévue au cours de la 5^e année suivant le début du projet proposé par l'utilisateur, celui-ci entre la valeur 5.

Facteur d'émissions de GES pour la X^e année et les suivantes

Le modèle calcule le facteur d'émissions de GES pour les années suivant le changement de niveau de référence. Les valeurs sont calculées en appliquant le changement de facteur d'émissions au facteur d'émissions de GES du mélange d'électricité correspondant au du niveau de référence initial.

Les unités sont exprimées en tonnes équivalentes de CO₂ par mégawatt-heure d'électricité utile fournie (t_{CO2} / MWh).

Raison du changement

L'utilisateur entre la raison qui motive le changement du niveau de référence, c.-à-d. l'événement qui provoque le changement. Ce renseignement ne servira qu'à titre de référence.

Par exemple, si l'ajout d'une centrale hydroélectrique est la raison du changement du niveau de référence, l'utilisateur pourrait entrer dans ce champ : « Ajout d'une nouvelle centrale hydro déjà planifié ».

Centrale électrique proposée (projet de petite centrale hydroélectrique)

La centrale électrique proposée comme mesure d'atténuation (pour employer le terme communément employé par les économistes) est le projet proposé. L'émission des GES est alors considérée égale à 0.

Mode de production

On considère que la source d'énergie des projets proposés n'émet aucun GES. Par conséquent, le facteur d'émissions de GES est égal à 0.

Proportion des modes

On considère que les projets proposés n'ont qu'une source d'énergie et donc qu'un mode de production, d'où une proportion de 100 %.

Facteur d'émissions de CO₂, CH₄ et N₂O

(Analyse de type personnalisé)

L'utilisateur entre les facteurs d'émissions de CO₂, CH₄ et N₂O correspondant au mode de production proposé.

Les unités sont exprimées en kilogrammes de gaz émis par gigajoule d'énergie générée (kg/GJ).

Facteur d'émissions de CO₂, CH₄ et N₂O

(Analyse de type standard)

Le modèle propose des facteurs d'émissions de CO₂, CH₄ et N₂O pour le mode de production proposé.

Les unités sont exprimées en kilogrammes de gaz émis par gigajoule d'énergie générée (kg/GJ).

Rendement de conversion

Si l'utilisateur sélectionne une analyse de type « Standard » pour le projet proposé, le rendement de conversion de l'énergie est automatiquement fixé à 100 %. Pour une analyse de type « Personnalisé », l'utilisateur a le choix d'entrer sa propre valeur de rendement de conversion de l'énergie.

Cette valeur est utilisée, conjointement avec les facteurs d'émissions de CO₂, CH₄ et N₂O et les pertes de transport et de distribution, pour calculer le facteur global d'émissions de GES pour le projet.

Pertes de transport et de distribution

L'utilisateur entre les pertes de transport et de distribution (%) du projet proposé, qui comprennent toutes les pertes d'énergie entre la centrale et le point de consommation. Cette valeur varie en fonction de la tension des lignes électriques, de la distance entre le point de production et le site d'utilisation, des charges de pointe, de la température ambiante et même du vol possible d'électricité. De plus, le type de technologie utilisée pour le transport d'électricité (p. ex. CA ou CC) et la qualité de l'onde peuvent aussi influencer les pertes.

Les unités sont exprimées en pourcentage et représentent le rapport entre toutes les pertes électriques et l'électricité générée. En première approximation, les pertes de transport et de distribution sont de l'ordre de 8 à 10 % pour un réseau moderne et de 10 à 20 % pour un réseau situé dans un pays en développement.

Facteur d'émissions de GES

Le modèle calcule le facteur d'émissions de GES pour le projet à partir des valeurs individuelles des facteurs d'émissions de chacun des GES : CO₂, CH₄ et N₂O et du rendement de conversion de l'énergie.

Les unités sont exprimées en tonnes équivalentes de CO₂ émis par mégawatt-heure d'électricité utile fournie (t_{CO2}/MWh).

Facteur d'émissions de GES du cas proposé

L'utilisateur entre le facteur d'émissions de GES pour le projet proposé.

Conversion d'unités : L'utilisateur peut choisir d'exprimer le facteur d'émissions en kg_{CO2}/ kWh ou en t_{CO2}/MWh (lesquels sont équivalents).

Sommaire des réductions d'émissions de GES

Le modèle calcule la réduction annuelle d'émissions de GES lorsque le réseau électrique de référence est remplacé par le projet proposé. Ce calcul est basé sur les données entrées d'émissions de GES.

Si le niveau de référence change durant la vie du projet, le modèle calcule les réductions annuelles nettes d'émissions de GES pour les deux périodes, donc pour les années avant le changement de niveau de référence et pour les années suivant le changement de niveau de référence.

Années d'occurrence

Si l'utilisateur a indiqué que le niveau de référence du projet changeait, le modèle affiche les plages d'années définissant les deux périodes caractérisées par des facteurs d'émissions de GES avant et après le changement du niveau de référence.

Facteur d'émissions de GES de référence

Le modèle transfère sous cette rubrique le facteur d'émissions de GES du niveau de référence qui a été calculé dans la section « Réseau électrique de référence ». Cette valeur représente la quantité de GES émise par unité d'électricité utile fournie pour le cas de référence.

Conversion d'unités : L'utilisateur peut choisir d'exprimer le facteur d'émissions en $\text{kg}_{\text{CO}_2}/\text{kWh}$ ou en $\text{t}_{\text{CO}_2}/\text{MWh}$ (lesquels sont équivalents).

Facteur d'émissions de GES du cas proposé

Le modèle transfère sous cette rubrique le facteur d'émissions de GES du projet proposé qui a été calculé (ou entré par l'utilisateur) dans la section « Centrale électrique proposée ».

Conversion d'unités : L'utilisateur peut choisir d'exprimer le facteur d'émissions en $\text{kg}_{\text{CO}_2}/\text{kWh}$ ou en $\text{t}_{\text{CO}_2}/\text{MWh}$ (lesquels sont équivalents).

Énergie annuelle utile fournie

Le modèle calcule la quantité d'énergie de la centrale qui se rend chaque année jusqu'aux utilisateurs à travers le réseau électrique (ou la charge dans le cas des systèmes hors réseau). Il s'agit donc de la valeur de l'énergie produite (donnée dans la feuille de calcul *Modèle énergétique*) moins les pertes de transport et de distribution.

Les unités sont exprimées en mégawatt-heure d'électricité utile fournie (MWh).

Réduction annuelle brute d'émissions de GES

Le modèle calcule la réduction annuelle brute d'émissions de GES lorsque le réseau électrique de référence est remplacé par le projet proposé. Ce calcul est basé sur les facteurs d'émissions comparés du réseau électrique de référence et du projet proposé, ainsi que sur l'énergie annuelle utile fournie par le projet.

Les unités sont exprimées en tonnes équivalentes de CO_2 émises par année ($\text{t}_{\text{CO}_2}/\text{an}$).

Frais de transaction pour les crédits de GES

L'utilisateur entre le pourcentage des crédits qui sera payé annuellement à titre de frais de transaction. Pour pouvoir obtenir des crédits dans le cadre d'un projet de réduction des GES, une portion des crédits pourrait devoir être soustraite en tant que frais de transaction et payée annuellement à une agence créancière (p. ex. la CCNUCC) et/ou le pays hôte du projet.

Quant aux projets relevant du MDP, 2 % des URCE générées par chaque projet seront versés dans le *fonds d'adaptation* qui aidera les pays en développement les plus vulnérables à s'adapter aux changements climatiques. Dans le but de promouvoir une distribution équitable des projets, les projets proposés dans les pays les moins développés sont cependant exemptés de cette mesure.

Le conseil exécutif du MDP, ainsi que plusieurs pays hôtes, exigent également un pourcentage des crédits pour couvrir leurs frais administratifs (p. ex. pour l'approbation d'un projet, etc.). L'utilisateur peut consulter [le site Web du MDP de la CCNUCC](#) pour savoir si l'autorité nationale désignée du pays hôte exige un pourcentage des crédits⁴.

Le modèle diminue alors les crédits pour les GES par ce pourcentage avant de calculer le total des crédits pour les GES et leur valeur.

Réduction annuelle nette d'émissions de GES

Le modèle calcule la réduction annuelle nette d'émissions de GES lorsque le réseau électrique de référence est remplacé par le projet proposé. Ce calcul est basé sur la réduction annuelle brute d'émissions de GES et sur les frais de transaction des crédits pour les GES.

Les unités sont exprimées en tonnes équivalentes de CO₂ émises par année (t_{CO2}/an).

Note : À cette étape, l'utilisateur peut compléter la feuille de calcul *Sommaire financier*.

⁴ Une liste des autorités nationales désignées est disponible sur le [site Web du MDP de la CCNUCC](#).

Analyse de sensibilité et de risque

La feuille de calcul *Analyse de sensibilité et de risque*, du logiciel RETScreen d'analyse de projets sur les énergies propres, permet à l'utilisateur d'évaluer la sensibilité des indicateurs financiers importants aux variations des paramètres techniques et financiers clés. Cette feuille de calcul contient deux sections principales : **l'analyse de sensibilité** et **l'analyse de risque**. Chaque section fournit des renseignements sur les relations entre les paramètres clés et les indicateurs financiers importants, illustrant quels paramètres ont le plus d'impact sur les indicateurs financiers. L'analyse de sensibilité est prévue pour un usage général alors que l'analyse de risque, laquelle exécute une simulation de type Monte Carlo, s'adresse à des utilisateurs qui possèdent des connaissances en statistiques.

Les deux analyses sont optionnelles. Les données entrées sur cette feuille de calcul n'affecteront pas les résultats des autres feuilles de calcul.

Utiliser la feuille d'analyse de sensibilité?

En sélectionnant à partir de la liste déroulante, l'utilisateur indique s'il désire utiliser la feuille de calcul optionnelle *Analyse de sensibilité et de risque* pour réaliser une analyse de sensibilité sur les indicateurs financiers importants.

Si l'utilisateur choisi « Oui » dans la liste déroulante, la section d'analyse de sensibilité s'ouvrira et l'utilisateur pourra compléter la partie supérieure de la feuille de calcul. L'utilisateur devra cliquer sur le bouton « Cliquer ici pour calculer l'analyse de sensibilité » afin d'obtenir les résultats.

Effectuer aussi l'analyse de risque?

En sélectionnant à partir de la liste déroulante, l'utilisateur indique s'il désire utiliser la section optionnelle d'analyse de risque pour réaliser une telle analyse en plus de l'analyse de sensibilité. Dans la section d'analyse de risque, l'impact de chaque donnée d'entrée sur l'indicateur financier sélectionné est calculé en appliquant une régression linéaire multiple normalisée sur l'indicateur financier.

Si l'utilisateur choisi « Oui » dans la liste déroulante, la section d'analyse de risque s'ouvrira et l'utilisateur pourra compléter la partie inférieure de la feuille de calcul. L'analyse effectuée portera sur l'indicateur financier sélectionné par l'utilisateur dans le champ « Effectuer l'analyse sur » en haut à droite. L'utilisateur devra cliquer sur le bouton « Cliquer ici pour calculer l'analyse de risque » de la section Analyse de risque dans la partie inférieure de la feuille de calcul afin d'obtenir les résultats.

Nom du projet

Le nom du projet est donné à titre de référence seulement, tel qu'entré par l'utilisateur dans la feuille de calcul *Modèle énergétique*.

Lieu du projet

Le lieu du projet est donné à titre de référence seulement, tel qu'entré par l'utilisateur dans la feuille de calcul *Modèle énergétique*.

Effectuer l'analyse sur

Parmi les trois options de la liste déroulante, l'utilisateur choisit l'indicateur financier à utiliser pour l'analyse de sensibilité et l'analyse de risque. Modifier cette sélection entraînera un changement des résultats sur toute la feuille de calcul.

Plage de sensibilité

L'utilisateur entre la valeur de la plage de sensibilité (%) qui définit le pourcentage maximal de variation appliquée aux paramètres clés dans les tableaux des résultats de l'analyse de sensibilité. Chaque valeur des paramètres est variée de l'une des fractions suivantes de la plage de sensibilité : -1, -1/2, 0, 1/2, 1. Ce seuil est uniquement utilisé dans la section d'analyse de sensibilité.

La plage de sensibilité entrée par l'utilisateur doit être un pourcentage compris entre 0 et 50 %.

Seuil

L'utilisateur entre la valeur de seuil pour l'indicateur financier sélectionné. Le seuil est la valeur sous laquelle (pour le « TRI et RI après impôt » et la « Valeur actualisée nette –VAN ») ou au-dessus de laquelle (pour l'« Année de flux monétaire nul ») l'utilisateur considère que le projet n'est pas financièrement viable. Des résultats qui indiquent un projet non viable, tel que défini par le seuil, apparaîtront dans des cellules de couleur orange à l'intérieur des tableaux de résultats de l'analyse de sensibilité. Ce seuil est uniquement utilisé dans la section d'analyse de sensibilité.

Cliquer ici pour calculer l'analyse de sensibilité

Le bouton « Cliquer ici pour calculer l'analyse de sensibilité » permet de mettre à jour les calculs de l'analyse de sensibilité avec les paramètres entrés par l'utilisateur (c.-à-d. les paramètres entrés dans les champs « Effectuer l'analyse sur » et « Plage de sensibilité »). Les résultats dans les tableaux de l'analyse de sensibilité sont mis à jour seulement si l'utilisateur clique sur ce bouton.

Les calculs reliés à l'analyse de sensibilité peuvent prendre jusqu'à 15 secondes à s'effectuer selon la version d'Excel et la vitesse de l'ordinateur. Lorsque l'analyse de sensibilité est mise à jour, le bouton disparaît.

Si l'utilisateur modifie un paramètre ou s'il navigue dans une autre feuille de calcul du modèle, le bouton réapparaît. L'utilisateur pourra alors cliquer de nouveau sur celui-ci de façon à ce que l'analyse de sensibilité soit actualisée et qu'elle reflète les modifications apportées.

Analyse de sensibilité sur ...

Cette section affiche les résultats de l'analyse de sensibilité. Chaque tableau présente les changements de l'indicateur financier sélectionné (p. ex. TRI et RI après impôt) suites aux variations, selon les pourcentages indiqués, de deux paramètres (p. ex. coûts d'investissement et coût évité en énergie). Les paramètres varient en fonction des fractions suivantes de la plage de sensibilité : -1, -1/2, 0, 1/2, 1. Les valeurs nominales (celles qui apparaissent dans le *Sommaire financier*) sont affichées en gras dans les tableaux des résultats de l'analyse de sensibilité.

Des résultats qui indiquent un projet non viable, tel que défini par le seuil entré par l'utilisateur, apparaîtront dans des cellules de couleur orange à l'intérieur des tableaux de résultats de l'analyse de sensibilité.

Toutes les valeurs des paramètres utilisés dans les calculs de l'analyse de sensibilité proviennent de la feuille de calcul *Sommaire financier*. Cela représente une certaine limitation pour la feuille d'analyse de sensibilité puisque certains paramètres sont calculés à partir de données en provenance d'autres feuilles de calcul du modèle et dont on suppose qu'ils sont constant. Cela dit, cette restriction est généralement sans conséquence. Si nécessaire, l'utilisateur peut se servir d'une feuille de calcul vierge (Feuille1, etc.) pour effectuer une analyse plus détaillée.

Analyse de risque sur ...

Cette section permet à l'utilisateur d'effectuer une analyse de risque en spécifiant l'incertitude associée à plusieurs paramètres clés pour évaluer l'impact qu'a cette incertitude sur le TRI et RI après impôt, l'année de flux monétaire nul ou la valeur actualisée nette (VAN).

L'analyse de risque exécute une simulation de type Monte Carlo avec 500 combinaisons possibles de variables d'entrée pour générer 500 valeurs de TRI et RI après impôt, d'années de flux monétaire nul ou de valeur actualisée nette (VAN). En observant la distribution des résultats possibles, l'utilisateur peut évaluer si la variabilité de l'indicateur financier est acceptable ou non. Si elle n'est pas acceptable, il devra s'efforcer de réduire l'incertitude associée aux paramètres identifiés comme ayant le plus grand impact sur l'indicateur financier choisi.

Coût évité en énergie

Le coût évité en énergie est automatiquement copié de la feuille de calcul *Sommaire financier* dans la feuille de calcul *Sensibilité*.

L'utilisateur entre la plage de variation du coût évité en énergie. La plage, exprimée en pourcentage, représente l'incertitude associée à l'estimation du coût évité en énergie. Plus le pourcentage est élevé, plus l'incertitude est grande. La plage d'incertitude entrée par l'utilisateur doit être comprise entre 0 et 50 %. Cette plage délimite l'intervalle des valeurs possibles que le coût évité en énergie pourrait prendre.

Par exemple : une plage d'incertitude de 10 % associée à un coût évité en énergie de 0,09 \$/kWh indique que le coût évité en énergie peut prendre n'importe quelle valeur entre 0,081 et

0,099 \$/kWh. Puisque la valeur estimée est de 0,09 \$/kWh, cette valeur sera considérée comme étant la plus probable dans l'analyse de risque, alors que les valeurs minimales et maximales seront considérées comme étant les moins probables, le tout selon une distribution normale.

Si le coût évité en énergie est connu de façon précise par l'utilisateur (aucune incertitude), alors celui-ci devrait entrer une plage de 0 %.

Énergie renouvelable fournie

L'énergie renouvelable fournie est automatiquement copiée de la feuille de calcul *Sommaire financier* dans la feuille de calcul *Sensibilité*.

L'utilisateur entre la plage de variation de l'énergie renouvelable fournie. La plage, exprimée en pourcentage, représente l'incertitude associée à l'estimation de l'énergie renouvelable fournie. Plus le pourcentage est élevé, plus l'incertitude est grande. La plage d'incertitude entrée par l'utilisateur doit être comprise entre 0 et 50 %. Cette plage délimite l'intervalle des valeurs possibles que l'énergie renouvelable fournie pourrait prendre.

Par exemple : une plage d'incertitude de 10 % associée à une énergie renouvelable fournie de 40 000 MWh indique que l'énergie renouvelable fournie peut prendre n'importe quelle valeur entre 36 000 et 44 000 MWh. Puisque la valeur estimée est de 40 000 MWh, cette valeur sera considérée comme étant la plus probable dans l'analyse de risque, alors que les valeurs minimales et maximales seront considérées comme étant les moins probables, le tout selon une distribution normale.

Si l'énergie renouvelable fournie est connue de façon précise par l'utilisateur (aucune incertitude), alors celui-ci devrait entrer une plage de 0 %.

Coûts d'investissement

Les coûts d'investissement sont automatiquement copiés de la feuille de calcul *Sommaire financier* dans la feuille de calcul *Sensibilité*.

L'utilisateur entre la plage de variation des coûts d'investissement. La plage, exprimée en pourcentage, représente l'incertitude associée à l'estimation des coûts d'investissement. Plus le pourcentage est élevé, plus l'incertitude est grande. La plage d'incertitude entrée par l'utilisateur doit être comprise entre 0 et 50 %. Cette plage délimite l'intervalle des valeurs possibles que les coûts d'investissement pourraient prendre.

Par exemple : une plage d'incertitude de 10 % associée à des coûts d'investissement de 30 000 000 \$ indique que les coûts d'investissement peuvent prendre n'importe quelle valeur entre 27 000 000 \$ et 33 000 000 \$. Puisque la valeur estimée est de 30 000 000 \$, cette valeur sera considérée comme étant la plus probable dans l'analyse de risque, alors que les valeurs minimales et maximales seront considérées comme étant les moins probables, le tout selon une distribution normale.

Si les coûts d'investissement sont connus de façon précise par l'utilisateur (aucune incertitude), alors celui-ci devrait entrer une plage de 0 %.

Frais annuels

Les frais annuels sont automatiquement copiés de la feuille de calcul *Sommaire financier* dans la feuille de calcul *Sensibilité*.

L'utilisateur entre la plage de variation des frais annuels. La plage, exprimée en pourcentage, représente l'incertitude associée à l'estimation des frais annuels. Plus le pourcentage est élevé, plus l'incertitude est grande. La plage d'incertitude entrée par l'utilisateur doit être comprise entre 0 et 50 %. Cette plage délimite l'intervalle des valeurs possibles que les frais annuels pourraient prendre.

Par exemple : une plage d'incertitude de 10 % associée à des frais annuels de 80 000 \$ indique que les frais annuels peuvent prendre n'importe quelle valeur entre 72 000 \$ et 88 000 \$. Puisque la valeur estimée est de 80 000 \$, cette valeur sera considérée comme étant la plus probable dans l'analyse de risque, alors que les valeurs minimales et maximales seront considérées comme étant les moins probables, le tout selon une distribution normale.

Si les frais annuels sont connus de façon précise par l'utilisateur (aucune incertitude), alors celui-ci devrait entrer une plage de 0 %.

Ratio d'endettement

Le ratio d'endettement est automatiquement copié de la feuille de calcul *Sommaire financier* dans la feuille de calcul *Sensibilité*.

L'utilisateur entre la plage de variation du ratio d'endettement. La plage, exprimée en pourcentage, représente l'incertitude associée à l'estimation du ratio d'endettement. Plus le pourcentage est élevé, plus l'incertitude est grande. La plage d'incertitude entrée par l'utilisateur doit être comprise entre 0 % et la plus petite valeur exprimée en pourcentage qui garde le ratio d'endettement dans l'intervalle 0 à 100 %. Cette plage délimite l'intervalle des valeurs possibles que le ratio d'endettement pourrait prendre.

Par exemple : une plage d'incertitude de 10 % associée à un ratio d'endettement de 70 % indique que le ratio d'endettement peut prendre n'importe quelle valeur entre 63 et 77 %. Puisque la valeur estimée est de 70 %, cette valeur sera considérée comme étant la plus probable dans l'analyse de risque, alors que les valeurs minimales et maximales seront considérées comme étant les moins probables, le tout selon une distribution normale.

Si le ratio d'endettement est connu de façon précise par l'utilisateur (aucune incertitude), alors celui-ci devrait entrer une plage de 0 %.

Taux d'intérêt sur la dette

Le taux d'intérêt sur la dette est automatiquement copié de la feuille de calcul *Sommaire financier* dans la feuille de calcul *Sensibilité*.

L'utilisateur entre la plage de variation du taux d'intérêt sur la dette. La plage, exprimée en pourcentage, représente l'incertitude associée à l'estimation du taux d'intérêt sur la dette. Plus le pourcentage est élevé, plus l'incertitude est grande. La plage d'incertitude entrée par l'utilisateur doit être comprise entre 0 et 50 %. Cette plage délimite l'intervalle des valeurs possibles que ce taux d'intérêt pourrait prendre.

Par exemple : une plage d'incertitude de 10 % associée à un taux d'intérêt sur la dette de 20 % indique que le taux d'intérêt peut prendre n'importe quelle valeur entre 18 et 22 %. Puisque la valeur estimée est de 20 %, cette valeur sera considérée comme étant la plus probable dans l'analyse de risque, alors que les valeurs minimales et maximales seront considérées comme étant les moins probables, le tout selon une distribution normale.

Si le taux d'intérêt sur la dette est connu de façon précise par l'utilisateur (aucune incertitude), alors celui-ci devrait entrer une plage de 0 %.

Durée de l'emprunt

La durée de l'emprunt est automatiquement copié de la feuille de calcul *Sommaire financier* dans la feuille de calcul *Sensibilité*.

L'utilisateur entre la plage de variation de la durée de l'emprunt. La plage, exprimée en pourcentage, représente l'incertitude associée à l'estimation de la durée de l'emprunt. Plus le pourcentage est élevé, plus l'incertitude est grande. La plage d'incertitude entrée par l'utilisateur doit être comprise entre 0 % et la plus petite valeur exprimée en pourcentage qui garde la durée de l'emprunt dans l'intervalle de 1 an jusqu'à la durée de vie du projet. Cette plage délimite l'intervalle des valeurs possibles que la durée de l'emprunt pourrait prendre.

Par exemple : une plage d'incertitude de 10 % associée à une durée de l'emprunt de 20 ans indique que la durée de l'emprunt peut prendre n'importe quelle valeur entre 18 et 22 ans. Puisque la valeur estimée est de 20 ans, cette valeur sera considérée comme étant la plus probable dans l'analyse de risque, alors que les valeurs minimales et maximales seront considérées comme étant les moins probables, le tout selon une distribution normale.

Si la durée de l'emprunt est connue de façon précise par l'utilisateur (aucune incertitude), alors celui-ci devrait entrer une plage de 0 %.

Crédit pour réduction d'émissions de GES

Le crédit pour la réduction d'émissions de GES est automatiquement copié de la feuille de calcul *Sommaire financier* dans la feuille de calcul *Sensibilité*.

L'utilisateur entre la plage de variation du crédit pour la réduction d'émissions de GES. La plage, exprimée en pourcentage, représente l'incertitude associée à l'estimation du crédit pour la réduction d'émissions de GES. Plus le pourcentage est élevé, plus l'incertitude est grande. La plage d'incertitude entrée par l'utilisateur doit être comprise entre 0 et 50 %. Cette plage délimite l'intervalle des valeurs possibles que le crédit pour la réduction d'émissions de GES pourrait prendre.

Par exemple : une plage d'incertitude de 10 % associée à un crédit pour la réduction d'émissions de GES 5 \$/t_{CO2} indique que le crédit peut prendre n'importe quelle valeur entre 4,5 et 5,5 \$/t_{CO2}. Puisque la valeur estimée est de 5 \$/t_{CO2}, cette valeur sera considérée comme étant la plus probable dans l'analyse de risque, alors que les valeurs minimales et maximales seront considérées comme étant les moins probables, le tout selon une distribution normale.

Si le crédit pour la réduction d'émissions de GES est connu de façon précise par l'utilisateur (aucune incertitude), alors celui-ci devrait entrer une plage de 0 %.

Crédit pour l'énergie renouvelable fournie

Le crédit pour l'énergie renouvelable fournie est automatiquement copié de la feuille de calcul *Sommaire financier* dans la feuille de calcul *Sensibilité*.

L'utilisateur entre la plage de variation du crédit pour l'énergie renouvelable fournie. La plage, exprimée en pourcentage, représente l'incertitude associée à l'estimation du crédit pour l'énergie renouvelable fournie. Plus le pourcentage est élevé, plus l'incertitude est grande. La plage d'incertitude entrée par l'utilisateur doit être comprise entre 0 et 50 %. Cette plage délimite l'intervalle des valeurs possibles que le crédit pour l'énergie renouvelable fournie pourrait prendre.

Par exemple : une plage d'incertitude de 10 % associée à un crédit pour l'énergie renouvelable fournie de 0,05 \$/kWh indique que le crédit peut prendre n'importe quelle valeur entre 0,045 et 0,055 \$/kWh. Puisque la valeur estimée est de 0,05 \$/kWh, cette valeur sera considérée comme étant la plus probable dans l'analyse de risque, alors que les valeurs minimales et maximales seront considérées comme étant les moins probables, le tout selon une distribution normale.

Si le crédit pour l'énergie renouvelable fournie est connu de façon précise par l'utilisateur (aucune incertitude), alors celui-ci devrait entrer une plage de 0 %.

Cliquer ici pour calculer l'analyse de risque

Le bouton « Cliquer ici pour calculer l'analyse de risque » permet de mettre à jour les calculs de l'analyse de risque avec les paramètres entrés par l'utilisateur. Le fait de cliquer sur ce bouton démarre une simulation de type Monte Carlo sur la base de 500 combinaisons possibles des variables d'entrée pour calculer 500 valeurs de l'indicateur financier sélectionné. Le graphique d'impacts, la médiane, les minimum et maximum de l'intervalle de confiance ainsi que le graphique de distribution sont calculés à partir de ces résultats et sont actualisés à chaque fois que l'utilisateur clique sur le bouton « Cliquer ici pour calculer l'analyse de risque ».

Les calculs reliés à l'analyse de risque peuvent prendre jusqu'à 1 minute à s'effectuer selon la version d'Excel et la vitesse de l'ordinateur. Lorsque l'analyse de risque est à jour, le bouton disparaît.

Si l'utilisateur modifie un paramètre ou s'il navigue dans une autre feuille de calcul du modèle, le bouton réapparaîtra. L'utilisateur pourra alors cliquer de nouveau sur celui-ci de façon à ce que l'analyse de risque soit actualisée et qu'elle reflète les modifications apportées.

Graphique d'impact

Le graphique d'impact présente la contribution relative des incertitudes associées aux paramètres clés sur la variabilité de l'indicateur financier sélectionné. L'axe des X au bas du graphique n'a pas d'unités puisque l'on y représente seulement les indices du poids relatif de la contribution de chaque paramètre clés.

Pour un paramètre donné, plus la barre horizontale est longue, plus l'impact de ce paramètre sur la variabilité de l'indicateur financier est grand.

Les paramètres entrés sont automatiquement triés selon leur impact sur l'indicateur financier. Le paramètre situé en haut du graphique (axe des Y) est celui qui contribue le plus aux variations de l'indicateur financier, alors que celui situé en bas du graphique est celui qui y contribue le moins. Ce graphique de type « tornade » peut aider l'utilisateur à identifier les paramètres qui méritent une analyse plus approfondie.

La direction de la barre horizontale (positive ou négative) indique la façon dont l'indicateur financier varie en fonction du paramètre en question. La relation entre les deux est positive lorsqu'une augmentation de la valeur du paramètre entraîne l'augmentation de la valeur de l'indicateur financier. Par exemple, il y a habituellement une relation négative liant les coûts d'investissement et la valeur actualisée nette (VAN), car une diminution des coûts d'investissement entraîne une augmentation de la VAN.

Dans certains cas, les données sont insuffisantes pour afficher correctement le graphique. Par exemple, lorsque l'année de flux monétaire nul est atteinte immédiatement, le résultat n'est pas une valeur numérique et les valeurs dans le graphique ne peuvent être affichées.

Médiane

Le modèle calcule la médiane de l'indicateur financier. La médiane de l'indicateur correspond au 50^e centile des 500 valeurs générées par la simulation Monte Carlo. La valeur de la médiane sera généralement proche de la valeur de l'indicateur financier calculée dans la feuille de calcul *Sommaire financier*.

Niveau de risque

L'utilisateur sélectionne à partir de la liste déroulante le niveau de risque acceptable pour l'indicateur financier évalué. Les choix sont : 5 %, 10 %, 15 %, 20 % et 25 %.

Le niveau de risque permet d'établir un intervalle de confiance (défini par des limites maximales et minimales) à l'intérieur duquel devrait se trouver l'indicateur financier. En fait, le niveau de risque représente la probabilité que l'indicateur financier se retrouve à l'extérieur de cet intervalle de confiance.

Les limites de l'intervalle de confiance sont calculées automatiquement en fonction de la médiane et du niveau de risque et sont présentées en tant que « Minimum de l'intervalle de confiance » et « Maximum de l'intervalle de confiance ».

Il est recommandé de choisir un niveau de risque de 5 ou 10 % puisque ces valeurs sont typiques pour les analyses de risque.

Minimum de l'intervalle de confiance

Le modèle calcule le « Minimum de l'intervalle de confiance » qui est la limite inférieure de l'intervalle de confiance à l'intérieur duquel devrait se trouver l'indicateur financier. Le minimum est le centile de la distribution de l'indicateur financier correspondant à la moitié du niveau de risque sélectionné. Par exemple : pour un minimum de l'intervalle de confiance de 15 % dans le cas du TRI, un niveau de risque de 10 % implique que 5 % (la moitié du niveau de risque) des valeurs possibles de TRI sont inférieures à 15 %.

Maximum de l'intervalle de confiance

Le modèle calcule le « Maximum de l'intervalle de confiance » qui est la limite supérieure de l'intervalle de confiance à l'intérieur duquel devrait se trouver l'indicateur financier. Le maximum est le centile de la distribution de l'indicateur financier correspondant à 100 % moins la moitié du niveau de risque. Par exemple : pour un maximum de l'intervalle de confiance de 25 % dans le cas du TRI, un niveau de risque de 10 % implique que 95 % des valeurs possibles de TRI sont inférieures à 25 %.

Graphique de distribution

Cet histogramme présente la distribution des valeurs possibles pour l'indicateur financier résultant de la simulation Monte Carlo. La hauteur des colonnes représente la fréquence (%) à laquelle on retrouve les valeurs comprises dans la plage définie par la largeur de chaque colonne. La valeur au centre de la plage définie par chaque colonne est affichée sur l'axe des X.

En observant la distribution de l'indicateur financier, l'utilisateur peut rapidement évaluer sa variabilité.

Dans certains cas, les données sont insuffisantes pour afficher correctement le graphique. Par exemple, lorsque l'année de flux monétaire nul est atteinte immédiatement, le résultat n'est pas une valeur numérique et les valeurs dans le graphique ne peuvent être affichées.

Graphique de l'intervalle de confiance

Le graphique de l'intervalle de confiance décrit les valeurs minimale et maximale de l'indicateur financier auxquelles on peut s'attendre en fonction du niveau de risque choisi.

Données de produits

Certaines des exigences du modèle en matière de données sur les produits sont présentées dans la base de données de produits en ligne de RETScreen. Pour savoir comment accéder à la base de données de produits en ligne, l'utilisateur peut consulter la section « Accès aux données et à l'aide ». Cette base de données donne des renseignements sur l'équipement associé au projet. Depuis la boîte de dialogue de la base de données de produits en ligne RETScreen, l'utilisateur peut obtenir des données sur le rendement et les spécifications des produits, ainsi que de l'information sur les fournisseurs de ces produits.

La base de données de produits est classée premièrement par le « Type de turbine » qui a été choisi par l'utilisateur dans la feuille de calcul *Équipements*. À partir de la boîte de dialogue de la base de données de produits, l'utilisateur choisit d'abord la région puis le fournisseur. Le nom du fournisseur sélectionné peut être collé de la boîte de dialogue à la feuille de calcul, en activant le bouton « Coller les données ». Seules les données en **gras** sont collées dans les feuilles de calcul ; toutes les autres données sont fournies à titre de référence seulement. Les données saisies à l'aide de la base de données de produits en ligne RETScreen peuvent être **modifiées**; c.-à-d. que l'utilisateur peut utiliser d'autres données et saisir manuellement des valeurs dans les feuilles de calcul. Les « Autres informations » tels le poids et/ou les dimensions du produit sont aussi fournies afin d'aider l'utilisateur à préparer l'étude. La base de données contient un lien vers les sites Web de certains fournisseurs de produits. Dans le cas où le lien du site Web ne pourrait être activé, l'utilisateur devrait essayer avec un autre fureteur ou tenter de communiquer avec le fournisseur par d'autres moyens (courrier électronique, télécopieur, etc.).

Note : Pour accéder à la liste complète des fournisseurs contenus dans la base de données de produits, et à leurs coordonnées, l'utilisateur doit choisir l'option « Tous » à partir de la liste déroulante « Type de turbine » de la boîte de dialogue.

La base de données de produits est diffusée à des fins de renseignements et ne représente pas nécessairement le point de vue du Gouvernement du Canada ni ne constitue une quelconque acceptation d'un produit commercial ou d'une personne en particulier. Ni le Canada, ni ses ministres, représentants, employés ou agents n'assurent une garantie à l'égard de cette base de données ou n'assument une quelconque responsabilité à propos de celle-ci.

Les fabricants de produits qui aimeraient voir les renseignements sur leurs produits inscrits dans la base de données de produits doivent contacter RETScreen[®] International à :

RETScreen[®] International
Centre de la technologie de l'énergie de CANMET - Varennes
Ressources naturelles Canada
1615, boul. Lionel-Boulet, C.P. 4800
Varennes, QC, CANADA J3X 1S6

Tél : +1-450-652-4621
Fax : +1-450-652-5177
Courriel : rets-pdb@nrcan.gc.ca

Données météorologiques sur l'hydrologie

Le modèle RETScreen pour projets de petite centrale hydroélectrique peut être utilisé partout à travers le monde. Pour des projets au Canada, l'utilisateur peut utiliser la base de données météorologiques sur l'hydrologie RETScreen. Pour des projets dans d'autres endroits du monde, l'utilisateur entrera directement dans la feuille de calcul les données hydrologiques obtenues d'autres sources.

La base de données RETScreen comprend les données hydrologiques nécessaires au modèle, pour des projets réalisés au **Canada**. De plus, des cartes facilitent l'analyse et l'interprétation de ces données. Pour savoir comment accéder à la base de données météorologiques l'utilisateur peut consulter la section « Accès aux données et à l'aide ».

Depuis la boîte de dialogue, l'utilisateur choisit une « Région » du monde (p. ex. Amérique du N. et centrale), puis un « Pays » (p. ex. Canada), puis « Carte ou Province / État » et enfin « Type de courbe de débits classés / # jauge représentative ». Si l'utilisateur choisit l'option « Carte de courbes de débits classés », plutôt que la province, alors le type de courbe de débits classés doit être identique à celui de la région où le projet hydroélectrique sera situé. Depuis la boîte de dialogue, l'utilisateur peut coller les données de la courbe de débits classés dans les feuilles de calcul en activant, le bouton « Coller les données ». Seules les données en **gras** sont collées dans les feuilles de calcul; toutes les autres données sont fournies à titre de référence seulement. Les données saisies à l'aide de la base de données de produits en ligne RETScreen peuvent être **modifiées**; c.-à-d. que l'utilisateur peut utiliser d'autres données et saisir manuellement des valeurs dans les feuilles de calcul.

Dans RETScreen, on a établi la base de données hydrologiques puis calculé les valeurs des courbes de débits classés, à partir de différentes références dont HYDAT (Hydrological Database) une base de données d'[Environnement Canada](#). Si l'utilisateur a besoin de données plus détaillées sur un site, il peut contacter ces organisations pour acheter des données supplémentaires. L'utilisateur a également la possibilité d'acheter auprès d'Environnement Canada - [Archives nationales des données hydrologiques](#), des données de jauges de débit, installées au Canada et qui ne seraient pas présentes dans la base de données RETScreen.

Les données des courbes de débits classés, nécessaires au fonctionnement du modèle, sont disponibles à partir de la plupart des registres des stations de mesure de débits de rivières (jauges de débits). Par exemple, pour la Grande-Bretagne et l'Espagne, il existe la base de données HYDATA, publiée par le « [Centre for Ecology and Hydrology](#) ».

De plus, des données pourraient être disponibles sur le site Web de l'« [International Small-Hydro Atlas](#) » qui peut être accéder à partir du bouton « Consulter le "IEA Small-Hydro Atlas" » de la boîte de dialogue.

Le CTEC-Varenes désire ajouter des données à la base de données météorologique sur l'hydrologie RETScreen et l'élargir à d'autres régions du monde. Si vous disposez de telles données et que vous désirez les partager en les intégrant à la base de données, contactez RETScreen International.

Données de coûts

Des données sur les coûts typiques nécessaires à la préparation des études RETScreen peuvent être obtenues en consultant la base de données des coûts et le manuel en ligne RETScreen. Cette base de données est intégrée à la « colonne de droite » de la feuille de calcul *Analyses des coûts*. Les coûts sont fondés sur les tarifs en vigueur au Canada et l'année de référence 2000. L'utilisateur peut également de créer sa propre base de données personnalisée.

Dans la feuille de calcul *Analyse des coûts*, l'utilisateur peut choisir différentes bases de référence pour l'aider à estimer les coûts d'implantation d'un projet. Il a ainsi la possibilité de modifier les colonnes « Plage/quantité » et « Plage/coût » en utilisant l'une des 3 options suivantes : « Canada – 2000 », « Aucun », « Deuxième devise », ou un choix de 8 options définies par l'utilisateur (« Entrée 1 », « Entrée 2 », etc.).

Si l'utilisateur choisit « Canada – 2000 » les plages de valeurs données dans les colonnes « Plage/quantité » et « Plage/coût » concernent des projets au Canada, avec des coûts en \$ canadiens, valides en 2000.

Si l'utilisateur choisit « Aucun », les colonnes « Plage/quantité » et « Plage/coût » sont cachées. Cela permet d'alléger la présentation d'un rapport utilisant les feuilles de calcul.

Si l'utilisateur choisit « Deuxième devise », deux nouvelles cellules d'entrée de données apparaissent à la ligne suivante : « Deuxième devise » et « Taux : 1^{re} devise / 2^e devise ». De plus, les colonnes « Plage/quantité » et « Plage/coût » sont chacune remplacées par « % étranger » et « Montant étranger ». Cette option permet à l'utilisateur d'exprimer certains coûts du projet en une seconde devise, tenant ainsi compte des montants qui doivent être payés dans une devise autre que celle choisie pour l'analyse de projet. Bien noter que ces colonnes sont données à titre indicatif seulement et n'ont aucune incidence sur les calculs et l'analyse des autres feuilles de calcul de RETScreen.

Si l'utilisateur choisit « Entrée 1 » (ou un quelconque des 8 autres choix possibles), l'utilisateur peut entrer manuellement d'autres valeurs de quantités ou de coûts, spécifiques à la région d'implantation du projet, ou pour une autre année de référence des coûts. L'utilisateur peut ainsi personnaliser le contenu des colonnes « Plage/quantité » et « Plage/coût ». Au lieu d'entrer « Entrée 1 » l'utilisateur peut écrire ce qu'il veut (p. ex. Japon - 2001) pour décrire de nouvelles plages de coûts et de quantités. L'utilisateur peut aussi utiliser plusieurs plages de coûts et quantités dans un même projet (on peut en choisir jusqu'à 8 différentes), permettant d'évaluer en parallèle jusqu'à 8 scénarios différents de coûts et quantités qui peuvent être utilisés comme référence pour des analyses ultérieures avec RETScreen, créant ainsi une nouvelle base locale de données de référence.

Formation et aide

L'utilisateur peut obtenir l'information à jour concernant la formation et l'aide RETScreen à l'adresse Web suivante : <http://www.retscreen.net/f/training/>.

Conditions d'utilisation

Exonération et indemnisation

Le logiciel **RETScreen[®] International** est fourni uniquement à des fins d'examen. Ni Ressources naturelles Canada, ni son ministre, ses cadres, ses employés ou ses agents ne font d'allégations ni ne donnent de garanties, explicites ou implicites, découlant de la loi ou autres, incluant mais sans s'y limiter des garanties de commerciabilité ou d'adéquation à un objectif particulier, ou à l'effet que l'utilisation du logiciel n'empiète pas sur les droits de propriété intellectuelle de tierces parties. En aucun cas, Ressources naturelles Canada, ni son ministre, ni ses représentants, agents ou employés n'ont d'obligations ni de responsabilités quant à des torts, des pertes de revenus ou de profits, ou des dommages indirects, particuliers, incidents ou consécutifs à l'utilisation faite du logiciel.

En échange du droit de charger, d'exécuter et d'utiliser **RETScreen[®] International**, l'utilisateur (détenteur de licence), garantira de toute responsabilité Ressources naturelles Canada (donneur de licence), ainsi que ses employés et agents, et sera responsable pour tous revendications, demandes, pertes, coûts, y compris les coûts d'avocat et de client, dommages ou poursuites découlant de l'utilisation de RETScreen International par le détenteur de licence, ou liés à celle-ci ou occasionnés par elle. Le donneur de licence aura le droit de se défendre de toute action ou poursuite de ce genre en recourant aux services du procureur de son choix.

Droits d'auteur et marque de commerce

Le logiciel **RETScreen[®] International** d'analyse de projets sur les énergies propres, ainsi que le manuel et les bases de données qui l'accompagnent sont la propriété intellectuelle du ministère de Ressources naturelles Canada (1997 - 2004). Toute forme de reproduction est interdite à moins d'autorisation écrite préalable, que l'on peut obtenir auprès de :

RETScreen[®] International
Centre de la technologie de l'énergie de CANMET - Varennes
Ressources naturelles Canada
1615, boul. Lionel-Boulet, C.P. 4800
Varennes, QC, CANADA J3X 1S6

Tél : +1-450-652-4621
Fax : +1-450-652-5177
Courriel : rets@nrcan.gc.ca

© Ministre de Ressources naturelles Canada 1997 - 2004.
RETSCREEN est une marque de commerce enregistrée du Ministre de Ressources naturelles Canada.

Contrat de licence

L'utilisation de **RETScreen® International** est sujette aux conditions détaillées dans le contrat de licence du logiciel RETScreen qui est disponible à l'adresse Web suivante : <http://www.retscreen.net/licence.html>.

L'utilisateur est encouragé à s'inscrire correctement sur le site Web RETScreen, de sorte que le Centre puisse périodiquement informer l'utilisateur des mises à jour du produit et rendre compte de l'utilisation globale de RETScreen.

Bibliographie

Acres International Limited, Hydrologic Design Methodologies for Small-Scale Hydro at Ungauged Sites - Phase I, préparé pour Environnement Canada, Direction générale des eaux intérieures, réalisé pour Énergie, Mines et Ressources Canada, 1984.

Bennett, K., Small Hydro in Canada: An Overview, préparé pour Industrie, Science and Technologie Canada, Programmes économiques des autochtones, 1990.

Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (CCNUCC) Mécanisme pour un développement propre (MDP) Conseil exécutif, appendice B - Méthode simplifiée de détermination du niveau de référence et de surveillance pour un certain nombre de catégories d'activités de projets de faible ampleur admissibles au titre du MDP, décembre 2002.

The Danish Energy Agency, Engerstatistics 1995, 1999.

Énergie, Mines et Ressources Canada (EMR), Small power production in remote communities: a shared opportunity, 1988.

Fenhann, J., Communication personnelle, janvier 2000.

Fenhann, J., Projections of Emissions of Greenhouse Gases, Ozone precursors and Sulphur Dioxide from Danish Sources until 2010, The Danish Energy Agency, décembre 1999.

Gordon, J. L., What we must not forget, 1991.

Gordon, J. L., Black boxing hydro costs, 1989.

Gulliver, J.S., et Arndt, E.A., Hydropower Engineering Handbook, 1991.

Johansson et al., Renewable Energy - Sources for Fuels and Electricity, Island Press, 1993.

Leng, G., RETScreen International: A Decision-Support and Capacity-Building Tool for Assessing Potential Renewable Energy Projects, UNEP Industry & Environment, 3rd Quarter, 2000.

Leng, G., et Martin, J., Distributed Photovoltaic Demand-Side Generation: An Economic Evaluation For Electric Utilities, première conférence mondial de l'IEEE sur la conversion à l'énergie photovoltaïque, décembre 1994.

Leng, G., Distributed Photovoltaic Demand-Side Generation: An Economic Evaluation For Electric Utilities - Master Degree Thesis, University of Massachusetts Lowell, novembre 1993.

Leopold, L.B., Water: A Primer, 1974.

Martinot, E. et McDoom, O., Promoting Energy Efficiency and Renewable Energy: GEF Climate Change Projects and Impacts, October 1999 Pre-Publication Draft, Global Environment Facility, 1999.

Sandor, R., Walsh, M. et Leblanc, A., Creating a Market for Carbon Emissions: Gas Industry Opportunities, publié dans Natural Gas, juin 1999.

Sigma Engineering Ltd, Energy Overview Study of Remote Communities in Canada, préparé pour le Programme de démonstration dans les collectivités éloignées, Énergie, Mines et Ressources Canada, mars 1985.

Sites Web

Bureau canadien du Mécanisme pour un développement propre (MPD) :

<http://www.dfait-maeci.gc.ca/cdm-ji/cleandev-fr.asp>

Bureau canadien de l'Application conjointe (AC) :

<http://www.dfait-maeci.gc.ca/cdm-ji/joint-fr.asp>

Cartes topographiques du Canada : <http://maps.nrcan.gc.ca/topographique.html>

Engineering News Record : <http://www.enr.com/>

Environnement Canada - CD-ROM HYDAT :

http://www.msc-smc.ec.gc.ca/wsc/products/hydat/main_f.cfm?cname=hydat_f.cfm

Environnement Canada - Archives nationales des données hydrologiques :

http://www.msc-smc.ec.gc.ca/wsc/products/hydat/main_f.cfm?cname=archive_f.cfm

Institute of Hydrology - Centre for Ecology and Hydrology : <http://www.nwl.ac.uk/ih/>

IPCC Reference Manual : <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gl/invs6a.htm>

International Energy Agency - International Small-Hydro Atlas : <http://small-hydro.com/>

Lignes Directrices du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre :

<http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gl/french.htm>

NASA Surface meteorology and Solar Energy Data Set :

<http://eosweb.larc.nasa.gov/sse/RETScreen/>

Noms géographiques du Canada : <http://geonames.nrcan.gc.ca/>

Prototype Carbon Fund (PCF) at World Bank : <http://prototypecarbonfund.org/>

RETScreen : www.retscreen.net

Équipe de développement RETScreen : www.retscreen.net/f/partners/

Contrat de licence du logiciel RETScreen : www.retscreen.net/licence.html

Formation et aide RETScreen : www.retscreen.net/f/training/

United Nations Environment Programme (UNEP) : <http://www.unepie.org/energy/>

United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC) : <http://unfccc.int/>

UNFCCC Clean Development Mechanism (CDM) : <http://cdm.unfccc.int/>

U.S. Environmental Protection Agency - Emissions and Generation Resource Integrated Database :

<http://www.epa.gov/cleanenergy/egrid/index.html>

Index

A

Accès aux données et à l'aide	5, 10, 121, 122
Ajustement du rendement.....	29
Allocation du coût en capital.....	81
Analyse de risque sur	113
Analyse de sensibilité et de risque	9, 111
Analyse de sensibilité sur	113
Analyse des coûts .. 6, 9, 13, 27, 28, 31, 32, 36, 39, 71, 79, 83, 85, 123	
Analyse des réductions d'émissions de gaz à effet de serre (GES).....	92
Analyse d'impôt sur le revenu?	79
Analyse financière.....	71, 86
Analyse hydrologique	9, 10, 18
Analyse hydrologique et calcul de charge.....	9, 10, 18
Année de flux monétaire nul	87, 112
Année du changement	106
Années d'occurrence.....	108
Approbations et permis	53
Après impôt.....	90
Arpentage	53
Assèchement	60
Autres	14, 47, 52, 55, 57, 58, 63, 65, 68, 98, 121
Autres pertes et arrêts annuels.....	14
Avant impôt.....	90

B

Barrage en béton	59
Barrage en gabions de bois.....	59
Barrage en remblais.....	60
Barrage existant?.....	38
Bassin versant du site	19
Bibliographie.....	127
Bilan énergétique annuel.....	71
Brève description et organigramme	4

C

Calcul du coût de réduction de GES?.....	89
Calcul du coût de revient de l'énergie?.....	88
Canal	41, 46, 60
Canal requis?.....	41
Capitaux propres investis	89
Caractéristiques de la charge.....	23
Caractéristiques des équipements.....	9, 10, 26
Caractéristiques des turbines hydroélectriques	26
Caractéristiques du site	10
Carte des débits spécifiques au Canada.....	20
Centrale - Génie civil	62

Centrale électrique proposée (projet de petite centrale hydroélectrique).....	107
Changement du facteur d'émissions de GES	106
Changement du niveau de référence durant le projet?	105
Charge de pointe.....	12, 24, 72
Chemin d'accès	39, 45, 59
Chemin d'accès requis?.....	39
Chemin pour la construction seulement?.....	40
Choix d'unités	7
Classification choisie.....	38
Classification du projet.....	38
Classification suggérée.....	38
Climat froid?.....	36
Cliquer ici pour calculer l'analyse de risque .. 111, 117	
Cliquer ici pour calculer l'analyse de sensibilité... 111, 112	
Code de couleur des cellules.....	5
Coefficient de conception/fabrication de turbines ...	29
Coefficient du coût de fabrication des équipements	35
Conception et appels d'offres.....	56
Conception préliminaire	49
Conditions d'utilisation	125
Conduite d'amenée.....	61
Conduite forcée	42, 46
Conduite forcée requise?	42
Congé fiscal disponible?.....	82
Contrat de licence	126, 129
Courbe de charge classée.....	24
Courbe de débits classés	22
Courbes de débits classés et de puissance	17
Coût de réduction d'émissions de GES	89
Coût de revient de l'énergie	89
Coût évité en énergie	74, 84, 113
Coût évité en puissance	77, 85
Coûts de référence	6, 32, 33
Coûts d'investissement.....	44, 48, 80, 82, 114
Coûts d'investissement (crédits)	48
Coûts d'investissement (méthode de calcul des coûts par formules).....	44
Coûts du projet et économies générées.....	71, 82
Coûts périodiques (crédits).....	69, 85
Crédit pour ÉR fournie	75, 85
Crédit pour ÉR fournie - durée du crédit	85
Crédit pour l'énergie renouvelable fournie	117
Crédit pour réduction de GES - durée du crédit	85
Crédit pour réduction d'émissions de GES	76, 116
Cumulatif.....	90

D

Débit au rendement de pointe.....	30
Débit garanti	12, 22
Débit moyen	20

Débit nominal d'équipement	12, 26
Débit par turbine	36
Débit résiduel	12, 21
Défini par l'utilisateur.....	93, 98
Défrichage.....	59
Demande énergétique.....	12, 24, 72
Dettes du projet.....	89
Deuxième devise	6, 32, 33, 34, 123
Développement	45, 52, 64, 83
Devise	6, 31, 33
Diamètre approximatif de l'aube (par unité).....	38
Diamètre de la conduite	43
Diamètre du tunnel.....	41
Difficulté du terrain.....	40, 44
Distance des sites d'emprunt	43
Divers	47, 49, 63, 65, 83
Données de coûts.....	123
Données de la courbe de rendement de la turbine.....	30
Données de produits.....	121
Données météorologiques sur l'hydrologie	122
Droits d'auteur et marque de commerce	125
Droits fonciers.....	45, 53
Droits hydrauliques	66
Durée de l'emprunt	79, 116
Durée de vie du projet	78
Durée du congé fiscal.....	82
Durée du crédit pour ÉR fournie.....	76
Durée du crédit pour réduction de GES	77

E

Échelle à poissons	62
Économies annuelles sur la durée de vie.....	88
Économies ou revenus annuels	84, 85
Économies ou revenus annuels en énergie	84
Économies ou revenus annuels en puissance	85
Écoulement spécifique	18, 20
Effectuer aussi l'analyse de risque?.....	111
Effectuer l'analyse sur	111, 112
Effet maximal de l'eau de fuite.....	11
Émission des contrats.....	56
Encouragements/subventions	84
Énergie annuelle utile fournie	109
Énergie renouvelable disponible	16
Énergie renouvelable fournie	16, 71, 84, 114
Entretien de la ligne électrique.....	67
Épaisseur moyenne de la paroi de la conduite.....	43
Équipements énergétiques.....	45, 57, 83
Équipements spéciaux	64
Estimation détaillée des coûts	50
Étude de faisabilité.....	45, 48, 82
Étude du scénario de référence et plan de surveillance des GES.....	50
Évacuateur de crues.....	60
Évaluation du potentiel hydraulique.....	49

Évaluation environnementale	49
Excavation de la terre	59
Excavation du roc	59
Excédent disponible d'ÉR.....	17, 72, 84
Excédent disponible d'ÉR (énergie renouvelable) ...	17
Exonération et indemnisation	125
Exploitation et entretien.....	66, 68, 84

F

Facteur d'ajustement du débit disponible.....	15
Facteur de charge moyen	25
Facteur de perte de charge admissible	41, 43
Facteur d'émissions de CO ₂ , CH ₄ et N ₂ O	102, 107
Facteur d'émissions de GES	105, 106, 108, 109
Facteur d'émissions de GES de référence.....	105, 109
Facteur d'émissions de GES du cas proposé..	108, 109
Facteur d'émissions de GES pour la Xe année et les suivantes	106
Facteur d'utilisation de la centrale hydroélectrique .	16
Feuilles de calcul vierges (3)	9, 91
Financement du projet	54
Flux monétaires annuels	71, 90
Formation	64, 124, 129
Formation et aide	124, 129
Frais annuels.....	65, 68, 80, 84, 115
Frais annuels (crédits).....	65
Frais annuels et dette	84
Frais de transaction pour les crédits de GES	109
Frais généraux de l'entrepreneur.....	64
Frais généraux et administratifs.....	68
Frais imprévus	64, 69

G

Génie civil (autres)	39, 47
Gestion du projet	51, 55
Graphique de distribution	119
Graphique de l'intervalle de confiance.....	120
Graphique des flux monétaires cumulatifs	91
Graphique d'impact.....	118

H

Hauteur de chute brute.....	11, 13, 26
-----------------------------	------------

I

Imprimer un fichier.....	8
Information générale.....	92, 99
Infrastructures connexes	45, 59, 83
Ingénierie.....	45, 56, 83

Inspection du site.....	48
Installation des équipements	58
Intérêts durant les travaux	65
Intrants	34

L

Latitude du lieu du projet	10
Lieu du projet	10, 71, 99, 112
Ligne électrique.....	43, 46, 62
Location du terrain	66
Longitude du lieu du projet	11
Longueur	39, 40, 41, 42, 44
Longueur dans le roc	41
Longueur dans un sol imperméable.....	42
Longueur de crête du nouveau barrage	39

M

Main-d'œuvre	67
Manufacturier de turbines hydroélectriques.....	28
Maximum de l'intervalle de confiance	119
Médiane.....	118
Méthode d'amortissement.....	80
Méthode d'analyse hydrologique.....	18
Méthode de calcul des coûts par formules	13, 34
Méthode d'évaluation des coûts.....	31
Méthode d'évaluation du débit moyen	18, 20
Méthode d'excavation du tunnel.....	41
Minimum de l'intervalle de confiance	119
Mode de production	101, 102, 107
Modèle de turbine hydroélectrique.....	28
Modèle énergétique... 9, 10, 12, 13, 18, 23, 24, 25, 26, 30, 39, 41, 43, 71, 72, 99, 109, 111, 112	
Modèle pour projets de petite centrale hydroélectrique	9
Montant étranger	32, 33, 34, 123

N

Négociation du CAÉ	52
Niveau de risque.....	118
Nom du projet	10, 71, 99, 111
Nombre de conduites forcées identiques.....	43
Nombre de turbines	13, 28, 36
Nombre d'injecteurs des turbines à impulsion.....	28
Nombre moyen de jours de gel au site	36
Nombre moyen de jours de gel pour la Colombie-Britannique	36, 37
Nombre moyen de jours de gel pour le Canada	36, 37

O

Options monétaires	6
Organigramme	4

P

Paiements de la dette	84, 90
Paiements de la dette - durée de l'emprunt	84
Paramètres de la charge	24
Paramètres du système.....	12
Paramètres financiers.....	71, 73
Paramètres hydrologiques.....	18
Pays hôte du projet	34
Pente du terrain dans la terre (moyenne)	42
Pente du terrain dans le roc (moyenne)	42
Période d'amortissement	82
Personnalisé.....	93, 99, 100, 101, 107
Perte totale de charge du canal	42
Pertes dans le transformateur.....	14
Pertes de transport et de distribution.....	100, 104, 108
Pertes diverses et pertes à l'entrée de la conduite	39
Pertes hydrauliques maximales.....	13, 39, 41, 43
Pertes parasites d'électricité	14
Pièces de rechange.....	67
Pipeline/conduite forcée	61
Plage de sensibilité	112
Poste de raccordement	63
Poste et transformateur	46
Potentiel de réchauffement planétaire des GES.....	99
Pourcentage de la longueur cuvelée du tunnel.....	41
Préparation du rapport	51
Primes d'assurance.....	66
Production annuelle d'énergie.....	15
Projet MDP potentiel?	94
Proportion des modes	102, 107
Puissance garantie en ÉR.....	72, 85
Puissance hydroélectrique garantie.....	15
Puissance hydroélectrique installée	15
Puissance installée	99

R

Raison du changement.....	106
Ratio avantages-coûts	88
Ratio d'endettement	79, 115
Recouvrement de la dette	90
Réduction annuelle brute d'émissions de GES.....	109
Réduction annuelle nette d'émissions de GES.....	110
Réduction nette d'émissions de GES - années x+1 et suivantes (2e période).....	73
Réduction nette d'émissions de GES - durée de vie du projet.....	73

Réduction nette d'émissions de GES - durée du crédit	73
Réduction nette d'émissions de GES [année 1 à x (1ère période)]	73
Rendement de conversion	104, 107
Rendement de la génératrice	13
Rendement de la turbine au débit nominal	13, 30
Rendement de pointe de la turbine	13, 30
Répartition régionale des types de courbes de débits classés au Canada	21, 22
Report des pertes?	80
Réseau électrique de référence (niveau de référence)	99
Retour simple	87
Roc sur le site du barrage?	39

S

Sauvegarder un fichier	7
Services comptables et juridiques	55
Seuil	112
Sites Web	129
Sommaire des réductions d'émissions de GES	92, 108
Sommaire financier	9, 15, 16, 17, 71, 72, 73, 82, 85, 90, 92, 93, 110, 113, 114, 115, 116, 117, 118
Source de la courbe de rendement de la turbine	27, 30
Standard	27, 28, 30, 93, 107
Surveillance des travaux	56
Surveillance et vérification des GES	67

T

Taux	
1er devise / 2e devise	33
Taux d'actualisation	78
Taux d'amortissement	81
Taux de change	35
Taux d'imposition sur le revenu	80

Taux d'indexation de l'énergie	78
Taux d'indexation du crédit pour ÉR	76
Taux d'indexation du crédit pour GES	77
Taux d'inflation	78
Taux d'intérêt	44, 79, 116
Taux d'intérêt sur la dette	79, 116
Taxes foncières	66
Tension	44
Transport	58, 63
TRI et RI après impôt	112, 113
Tunnel	40, 46, 61
Tunnel requis?	40
Turbines/génératrices, contrôles	57
Type d'analyse	93, 100
Type de CDC / # jauge représentative	21
Type de projet	18
Type de réseau	12, 23, 72, 99
Type de turbine	13, 26, 121

U

Unités	7, 10, 69, 105
Unités, symboles et préfixes	7
Utiliser la feuille d'analyse de sensibilité?	111
Utiliser la feuille d'analyse des GES?	93
Utiliser la méthode simplifiée pour déterminer le niveau de référence?	97

V

Valeur actualisée nette (VAN)	88
Valeur potentielle de l'excédent	77, 85
Valeur résiduelle du projet	70, 81, 85
Valeur résiduelle du projet - Coût/Crédit	85
Validation et enregistrement pour les GES	54
Voyages et hébergement	51, 55, 64, 68

NOTES :

