

# **Prévisionnel économique d'un projet éolien**

## **Notice d'utilisation du tableur-type**

**Mise à jour : février 2013**

**Auteur : Pierre Jourdain – Site à Watts Développement**

# Introduction

## Pourquoi cet outil

Le prévisionnel économique a pour but de projeter sur le long terme les hypothèses technico-économiques d'un projet donné afin d'en vérifier la pertinence. Il n'a pas vocation à prédire l'avenir avec certitude (la réalité sera toujours différente d'un prévisionnel), mais c'est un outil d'aide à la décision qui permet de comparer des hypothèses différentes : prix des turbines, montage financier du projet, évolution du tarif d'achat, impact de l'inflation, ...

C'est un outil indispensable dans l'élaboration d'un projet éolien, puisqu'il s'agit d'engager des capitaux importants sur du long terme. Il est nécessaire à la fois pour évaluer le projet, pour négocier avec les différents interlocuteurs, et pour présenter le projet aux partenaires.

Or de nombreux porteurs de projet éoliens citoyens manquent d'éléments pour évaluer la valeur d'un projet et les besoins de financement qu'il implique. Souvent, un prévisionnel est fourni par l'opérateur avec qui on est en discussion. Mais les éléments contenus dans ce prévisionnel reposent sur des hypothèses que l'on ne maîtrise pas. Or la modification d'un paramètre peut parfois impacter très fortement la rentabilité d'un projet.

Il est donc indispensable que les porteurs de projet puissent élaborer eux-mêmes leur propre prévisionnel. Ils auront ainsi une meilleure évaluation du projet. Ils pourront aussi acquérir une plus grande maîtrise des paramètres de leur projet, qui leur sera indispensable pour en réussir le financement.

## Public visé

Le tableur-type s'adresse donc aux porteurs de projets éoliens citoyens, qui sont rarement des professionnels de l'éolien ou de la finance.

L'outil proposé se veut simple à appréhender et à utiliser, et suffisamment didactique pour que chacun puisse se l'approprier et comprendre les éléments qui en ressortent.

Il présente de façon synthétique les différents paramètres du projet et les principaux résultats économiques. En contrepartie, il reste limité sur certains aspects et ne permet pas de détailler toutes les hypothèses. Au fur et à mesure de l'avancée du projet, les porteurs pourront donc faire évoluer cet outil pour l'adapter à leurs besoins propres. Mais c'est en partant de ce modèle simple que les besoins plus pointus pourront être précisés.

## 1. Présentation générale de l'outil

---

Le modèle de prévisionnel économique se présente sous la forme d'un tableur comprenant 3 feuilles construites sur le même modèle. Elles représentent trois hypothèses de niveau de production, couramment utilisées dans l'analyse des projets éoliens (P90, P75, P50). Une quatrième feuille permet de déterminer la dégressivité du tarif d'achat en fonction de la production.

L'ensemble des données du projet doivent être saisies sur la première feuille. Les résultats sont ensuite générés automatiquement sur les autres feuilles.

Sur la première feuille, trois pavés permettent de saisir les données du projet:

### – un pavé « Paramètres du projet »

Il concerne les paramètres techniques du projet (nombre de turbines, puissance, productible), les paramètres comptables et financiers (amortissement du parc, de l'emprunt, taux d'intérêt, inflation), le tarif d'achat de l'électricité, les paramètres déterminant les charges d'exploitation (OPEX ou *OPerative EXpenditure*)

### –un pavé « Détail QFP »

Il concerne le montant et la structure des Quasi Fonds Propres, c'est-à-dire la répartition entre capital, obligations, compte courant, en précisant les durées et rémunérations de ces derniers.

### –un pavé « CAPEX »

Il résume les *CApital EXpenditure*, c'est-à-dire les coûts d'investissement.

Les données saisies dans ces pavés permettent ensuite de générer un compte d'exploitation prévisionnel sur 15 ans avec les flux de trésorerie associés.

Les formules de calcul sont établies sur une base standard, elles peuvent être modifiées si nécessaire. Cependant, afin d'éviter des modifications inopinées, elles sont protégées par le mot de passe « EPA ».

## 2. Déterminer les paramètres du projet

La qualité et la précision d'un prévisionnel dépendent de la qualité des données utilisées : plus celles-ci sont précises, plus le prévisionnel sera fiable.

La connaissance des paramètres d'un projet s'affine avec le temps. Au lancement d'un projet on peut partir sur des hypothèses standard.

Les paramètres techniques tels que le nombre et la puissance unitaire des turbines sont normalement assez vite connus. En l'absence de données de vent précises, on peut rester sur un productible standard (environ 2000 h en P90).

Cependant le productible constitue un élément-clé du projet, et le principal déterminant de sa rentabilité. Il doit donc être évalué à partir d'une campagne de mesure sur site réalisée dans de bonnes conditions. Dans le cas du rachat d'un projet, le développeur pourra fournir une estimation du productible. Mais l'évaluation qui servira de référence aux banques devra avoir été établie par un bureau d'étude indépendant. Entre un P50 calculé en interne par le développeur et un P90 bancable établi par la contre-expertise, la perte pourra atteindre 30%.

Par ailleurs les éventuelles pertes pour bridage (acoustique, chauves-souris) doivent être prises en compte, et anticipées quand elles ne sont pas connues. Des pertes de productions supérieures à 10% sont possibles dans certains cas.

OPEX : la maintenance est le principal poste de dépenses dans les charges d'exploitation. Elle est quasi systématiquement assurée par le constructeur. Les conditions contractuelles de la maintenance (rémunération, garantie de disponibilité) font donc partie intégrante de la négociation pour l'achat des turbines. Dans le cas de l'achat d'un parc clé en main, il faut être vigilant sur ce coût.

Le poste Gestion déléguée, même s'il est moins élevé, est souvent surfacturée par les développeurs qui revendent un projet. Ce montant doit faire l'objet d'une négociation, voire d'une mise en concurrence quand c'est possible.

CAPEX : tant qu'on ne connaît pas le détail, on peut prendre les ordres de grandeur de 1,3 à 1,6 M€/MW. Mais attention à la simple analyse du coût/MW. Deux turbines de même diamètre et même hauteur de mât auront une production assez proche même si l'une fait 2MW et l'autre 2,5MW. Il ne sera donc pas justifié de payer la seconde 25% plus cher que la première. La comparaison sera plus pertinente sur l'indicateur « coût d'investissement/KWh annuel produit ».

Dans le cas d'un parc clé en main, on ne disposera que d'un montant global. Il peut néanmoins être utile de chercher à décomposer la structure des coûts, à partir de données standard et des conditions techniques du projet, afin d'évaluer la rémunération du vendeur.

Attention, le budget d'investissement ne prévoit de ligne spécifique pour le montage du projet citoyen. Des honoraires juridiques, des coûts d'ingénierie ou de communication sont à prévoir en plus de l'investissement éolien en lui-même.

QFP : Le niveau de fonds propres est d'abord établi de façon théorique (autour de 20% de l'investissement). On doit ensuite vérifier qu'on respecte les ratios bancaires (à mesure que ceux-ci sont connus). Le montant et la structure des fonds propres dépendront aussi de la capacité à lever des fonds et de la nature des investisseurs.

Enfin on peut affiner cette structure en fonction des objectifs que l'on se donne (retour plus ou moins rapide sur investissement, disponibilité des sommes investie, etc.).

Mais il faut se rappeler que le projet doit d'abord être rentable par lui-même, puis finançable par les banques, avant de chercher à optimiser le rendement des fonds propres.

### 3. Remplir le tableur-type

**Remarque : seul l'onglet « P90 » doit être complété. Les onglets « P75 » et « P50 » se remplissent automatiquement.**

#### 3.1 Pavé « Paramètres du projet »

	B	C	D	E	F	G	H	I
5	Paramètres du projet					P90	P75	P50
6	Nb de turbines		Nb. d'h. ég. pleine puissance					
7	Puissance unitaire		Tarif d'achat N1-10			0,00	0,00	0,00
8	Puissance parc	0,00	Tarif d'achat N11-15			0,00	0,00	0,00
9			Tarif d'achat N15+				0,00	0,00
10	Montant QFP (en K€)	0						
11	Durée amortissement		Paramètres OPEX					
12	Amortissement	Linéaire	Maintenance part fixe/éolienne				K€/WEC	
13	Durée emprunt (années)		Maintenance part variable/MWh				€/MWh	
14	Taux emprunt		Coût gestion déléguée				K€/MW	
15	Amortissement emprunt	Annuaire	Mesures compensatoires				K€/an	
16	Taux inflation		Indexation coût maintenance					
17	Taux actualisation tarif d'achat	0,00%	Base loyers et indemnités				K€/MW	

Cellule	Intitulé	Contenu	Commentaire / Valeur par défaut
C6	Nb de turbines	Indiquer le nombre d'éoliennes prévues pour le projet	
C7	Puissance unitaire	Indiquer la puissance unitaire des turbines retenue pour le projet, en MW	
C8	Puissance parc	Calcul automatique en fonction des paramètres précédents	
C10	Montant QFP (en K€)	Renvoi automatique sur la somme du détail des Quasi Fonds Propres (QFP), en K€	
C11	Durée amortissement	Indiquer la durée retenue pour l'amortissement du parc	Le modèle ne prévoit pas d'amortissement par composants : la totalité du parc est amortie sur une durée identique. Par défaut on amortit sur la durée du contrat d'achat, soit 15 ans.
C12	Amortissement	Indiquer la modalité d'amortissement retenue à partir du menu déroulant (linéaire/dégressif)	

Cellule	Intitulé	Contenu	Commentaire / Valeur par défaut
<b>C13</b>	Durée emprunt (années)	Indiquer la durée prévue pour l'emprunt bancaire (au maximum la durée du contrat d'achat soit 15 ans)	Le modèle ne prévoit pas un financement avec plusieurs emprunts à des taux, des durées et des modalités d'amortissement différentes
<b>C14</b>	Taux emprunt	Indiquer le taux d'intérêt prévu pour l'emprunt bancaire	Le modèle prévoit uniquement un taux fixe
<b>C15</b>	Amortissement emprunt	Indiquer la modalité d'amortissement de l'emprunt à partir du menu déroulant (Annuitaire/Linéaire)	
<b>C16</b>	Taux inflation	Indiquer l'hypothèse d'inflation retenue pour le projet	
<b>C17</b>	Taux actualisation tarif d'achat	Calcul automatique sur la base de 80% du taux d'inflation	
<b>G6, H6, I6</b>	Nb. d'h. éq. pleine puissance	Indiquer le productible estimé, exprimé en nombre d'heure équivalent pleine puissance. Ce chiffre est obtenu en divisant le productible du parc (en MWh) par la puissance totale du parc (en MW)	Le modèle propose d'étudier trois niveaux de productible : P90, P75, P50 (mais dans la pratique on peut indiquer n'importe quel niveau de production)
<b>G7</b>	Tarif d'achat N1-10	Indiquer le tarif d'achat proposé par EDF-OA en fonction de l'année de demande du tarif, en €/MWh	
<b>G8, H8, I8</b>	Tarif d'achat N11-15	Calcul automatique du tarif d'achat en fonction de la règle d'interpolation linéaire et de la production sur les années 1 à 10	Le calcul se fait dans la feuille « Tarif »
<b>G7</b>	Tarif d'achat N15+	[optionnel] Indiquer le tarif d'achat envisagé après la sortie de l'obligation d'achat, en €/MWh	Le modèle est établi sur 15 ans, mais peut être prolongé pour envisager le rendement sur 20 ans
<b>G12</b>	Maintenance part fixe/éolienne	Indiquer le cas échéant la part fixe prévue dans le contrat de maintenance, en K€/éolienne	Le modèle prévoit un coût de maintenance constant. En cas de coût progressif, le modèle devra être adapté par l'utilisateur.
<b>G13</b>	Maintenance part variable/MWh	Indiquer le cas échéant la part variable prévue dans le contrat de maintenance, en €/MWh	Idem part fixe. En l'absence de données, on peut tabler sur 11€/MWh en part variable, sans part fixe
<b>G14, H14</b>	Coût gestion déléguée	Sélectionner dans le menu déroulant (H14) la base de calcul (K€/MW ou % du CA) puis indiquer le montant retenu (cellule G14)	
<b>G15</b>	Mesures compensatoires	Indiquer le coût des mesures compensatoires tel que prévu dans l'étude d'impact, en K€/an	Par défaut on peut reprendre le taux d'inflation retenu pour le projet (C15)
<b>G16</b>	Indexation coût maintenance	Indiquer le taux d'indexation du coût de la maintenance tel que défini dans le contrat	
<b>G17</b>	Base loyers et indemnités	Indiquer le montant prévu pour les loyers et indemnités dans les promesses de bail, en K€/MW	

### 3.2 Pavé « Détail QFP »

	K	L	M
5	<b>Détail QFP</b>		
6	Capital		K€
7	CCA		K€
8	<i>durée</i>		années
9	<i>taux</i>		
10	Obligations		K€
11	<i>durée</i>		années
12	<i>taux</i>		
13	<b>Total</b>		<b>0 K€</b>

Cellule	Intitulé	Contenu	Commentaire / Valeur par défaut
<b>L6</b>	Capital	Indiquer le montant de capital retenu pour le projet, en K€	
<b>L7</b>	CCA	Indiquer le cas échéant le montant de Compte Courant d'Associés (CCA) retenu pour le projet	
<b>L8</b>	<i>durée</i>	Indiquer la durée retenue pour les apports en CCA long terme	
<b>L9</b>	<i>taux</i>	Indiquer le taux de rémunération retenue pour le CCA	
<b>L10</b>	Obligations	Indiquer le cas échéant le montant de l'émission obligataire envisagée pour le projet, en K€	
<b>L11</b>	<i>durée</i>	Indiquer la durée retenue pour l'emprunt obligataire	Le modèle ne prévoit pas de conversion des obligations
<b>L12</b>	<i>taux</i>	Indiquer le taux nominal de rémunération de l'emprunt obligataire	Le modèle ne prévoit pas de prime de non conversion
<b>L13</b>	Total	Calcul automatique du montant des Quasi Fonds Propres (QFP), en K€	Ce montant doit généralement représenter au moins 20% du coût total du projet

### 3.3 Pavé « CAPEX »

	O	P	Q	R	S	T	U
5	CAPEX (en K€)			Unitaire	Total		
6	Turbines				0		
7	Fondations				0		
8	Lot électrique				0		
9	Voirie – Plateformes				0		
10	Raccordement ERDF + FT				0		
11	Audits, BE, BC, honoraires				0		
12	Maîtrise d'œuvre				0		
13	Développement				0		
14	Total investissement				0		
15	Frais financiers				0		
16	Compte de réserve					#DIV/0! (6 mois)	
17	Démantèlement			50	0		
18	Total à financer				0 K€		

Cellule	Intitulé	Contenu	Commentaire / Valeur par défaut
R6	Turbines	Indiquer le prix par turbine (livrée, montée, mise en service, toutes options comprises), en K€	Par défaut et en l'absence d'une offre constructeur on peut retenir la base de 2000 K€ pour une éolienne de 2MW
R7	Fondations	Indiquer le coût par fondation	Par défaut on peut retenir le coût de 130 K€/fondation en conditions standards
R8	Lot électrique	Indiquer le coût total du lot électrique (poste de livraison + filtre, câblage inter-éoliennes) s'il est connu, en K€ pour le parc	Si le montant n'est pas connu, une formule calcule automatiquement une estimation en fonction du nombre de turbines (filtre inclus)
R9	Voirie – Plateformes	Indiquer le coût des accès et plateforme, en K€ par éolienne	Si le montant n'est pas connu, on peut partir sur 100K€/éolienne en conditions standards
R10	Raccordement ERDF + FT	Indiquer le coût du raccordement indiqué dans la Proposition Technique et Financière (PTF) transmise par ERDF, et le devis France Télécom, en K€ pour le parc	Le coût du raccordement est très variable d'un projet à l'autre. En l'absence de PTF et à titre indicatif, il faut compter entre 70 et 100K€ par km séparant le parc du poste source
R11	Audits, BE, BC, honoraires	Indiquer le coût total des audits (techniques, juridiques, fiscaux, ...), des bureaux d'études et de contrôle (fondations, CSPS), des honoraires, de l'assurance chantier	Ces montants ne sont connus dans le détail qu'à un stade avancé du projet. On peut les estimer à environ 35 K€/éolienne
R12	Maîtrise d'œuvre	Indiquer le coût de la mission maîtrise d'œuvre (ou assistance à maîtrise d'ouvrage selon les cas), en K€ par éolienne	Si le montant n'est pas connu on peut retenir un coût de 30 K€/éolienne
R13	Développement	Indiquer le coût total du développement du projet avant construction, en K€	Ce montant peut inclure une priedans le cas du rachat d'un permis de construire
S14	Total investissement		
S15	Frais financiers	Calcul automatique, montant estimé forfaitairement à 2% de	Inclut de façon forfaitaire les frais de montage de la dette, les

		l'investissement	commissions, les intérêts intercalaires (phase chantier) et le crédit TVA
<b>S16</b>	Compte de réserve	Calcul automatique impossible pour des raisons de référence circulaire. Indiquer en S15 le montant inscrit en T15	Le compte de réserve est calculé sur la base de 6 mois de remboursement moyen de la dette. A préciser en fonction des exigences bancaires
<b>S17</b>	Démantèlement	Calcul automatique sur la base de 50K€/mât, tel que défini par l'arrêté ministériel relatif au démantèlement	Il est possible de souscrire une assurance garantissant la capacité de démantèlement, ce qui dispense de cette provision. Dans ce cas le montant peut être ramené à zéro, et le coût de l'assurance doit être intégré dans l'OPEX.
<b>S18</b>	<b>Total à financer</b>	Calcul automatique sur la base des éléments indiqués au-dessus	

## 4. Compte d'exploitation et flux de trésorerie prévisionnels

Le compte d'exploitation prévisionnel est établi automatiquement à partir des paramètres fournis pour le projet.

Ligne	Intitulé	Contenu	Commentaire
1		Années de production	Le modèle permet d'intégrer des dépenses sur les deux années précédant la mise en service.
2		Année	A titre indicatif
3	Production d'électricité	Donne la production annuelle en MWh, à partir des paramètres « Puissance parc » et « Nb. D'h. éq. Pleine puissance »	La production ne tient pas compte d'une baisse éventuelle de la disponibilité garantie dans le temps
4	Tarif EDF	Tel qu'indiqué dans les paramètres, en €/MWh	Le tarif est actualisé selon le taux correspondant. En année 11 il évolue le cas échéant en fonction de la production du parc
5	Vente d'électricité	Production d'électricité x tarif EDF, en K€	
6	Autres produits	Peut permettre d'inclure d'autres recettes annexes à la production d'électricité	Il est possible de prévoir une rémunération de la trésorerie, mais le modèle ne permet pas un calcul automatique des disponibilités, qui dépendent des choix de gestion
7	<b>Chiffre d'affaire</b>	Somme des lignes 5 et 6	
8	OPEX		Faut-il faire apparaître le coût global ?
9	Maintenance turbines	Coût annuel de la maintenance des éoliennes	
10	Maintenance autre	Frais de maintenance pour le poste de livraison et l'entretien du site	Montant forfaitaire : 10 K€ + 1K€/turbine
11	Loyers et indemnités	Coût de la location des terrains, sur la base du montant/MW	
12	Gestion déléguée		
13	Ligne FT + compteur ERDF	Coût d'abonnement et location de compteur	Forfait de 5K€ annuel
14	Consommations électriques	Electricité soutirée sur le réseau pour l'alimentation des turbines et du poste de livraison	Le coût est variable selon les turbines et selon les parcs. Montant forfaitaire de 2K€ + 1K€/turbine
15	Assurances (RC + bris et perte)	Responsabilité civile, bris de machine (réparation), perte de recettes (compensation du chiffre d'affaire en cas d'arrêt du parc)	Montant forfaitaire de 2,5K€/MW
16	Honoraires	Expert-comptable, commissaire aux comptes, avocat	Montant forfaitaire de 6K€/an

Ligne	Intitulé	Contenu	Commentaire
17	Communication, réception	Frais de communication + organisation d'AG	Montant minimum de 3K€/an, mais dans le cas d'un projet citoyen on peut penser que des moyens plus importants seront nécessaires sur la communication et la vie de la société.
18	Mesures compensatoires	Coût annuel selon paramètres projet	Le modèle prévoit un coût fixe annuel, bien qu'il puisse y avoir de mesures qui ne portent que sur les premières années (suivi avifaune, étude acoustique, ...)
19	<b>Valeur ajoutée</b>	Chiffre d'affaire - OPEX	Permet une lecture en Solde Intermédiaires de Gestion
20	Fiscalité locale + C3S	CFE + CVAE + IFR (= CET, ex TP) + taxe foncière + contribution sociale de solidarité des entreprises (ex Organic)	Montant forfaitaire de 10K€/an en fiscalité locale, qui peut varier selon les taux effectifs. Montant actualisé selon l'inflation par simplicité
21	<b>Excédent Brut d'Exploitation</b>	VA – impôts et taxes	Permet une lecture en Solde Intermédiaires de Gestion
22	Amortissement	Amortissement annuel selon l'option retenue (linéaire ou dégressif)	Le modèle prévoit un amortissement global de l'ensemble de l'investissement sur une durée unique, sans possibilité de distinguer les composants
23	<i>Montant restant à amortir</i>	Solde de l'année N-1 – montant amorti en année N	
24	<b>Résultat d'exploitation</b>	Résultat avant impact des choix de financement	
25	Intérêts sur dette sénior	Intérêts de l'emprunt bancaire, tels que calculés en ligne 36	Le modèle calcule les intérêts sur la base d'un remboursement théorique annuel
26	Intérêts sur CCA et obligations	Rémunération des CCA et obligations quand ils existent	
27	Résultat fiscal	Assiette pour le calcul de l'IS	
28	Impôt sur les sociétés	Calculé sur la base de 33,33%	
29	<b>Résultat net</b>	Résultat d'exploitation, déduction faite des frais financiers et de l'IS	
30	<i>Report à nouveau</i>	Cumul des résultats	Permet d'intégrer les déficits éventuels des exercices précédents (cellules E51 et F51) dans le calcul de l'impôt. Fait aussi apparaître le cumul des résultats dans l'hypothèse d'une non distribution.
31	Total des flux entrants	= chiffre d'affaire à partir de N1	En N0, montant QFP+emprunt
32	Total des flux sortants	= OPEX – frais financiers – IS – remboursement du capital de l'emprunt	Les flux réellement sortants sont différents des charges, qui intègrent l'amortissement (simple écriture comptable) mais pas le remboursement du capital de l'emprunt

Ligne	Intitulé	Contenu	Commentaire
33	Solde annuel Cash-flows	Différence entre ligne 31 et ligne 32	Au-delà du résultat, qui dépend beaucoup des hypothèses retenues pour le financement du projet, le solde des cash-flows (ou flux de trésorerie) permet de voir les sommes réellement disponibles tous les ans
34	Emprunt : capital restant à rembourser	Montant de l'emprunt, déduction faite des remboursements déjà effectués	
35	Capital	Montant du capital remboursé pour l'année N	
36	Intérêts	Montant des intérêts de l'emprunt pour l'année N	
37	DSCR	$= (EBE - IS)/(K + \text{intérêts})$	Le DSCR ( <i>Debt Service Cover Ratio</i> ou taux de couverture du service de la dette) permet de mesurer la capacité à faire face aux annuités de l'emprunt. Il doit être positif, avec une marge de manœuvre comprise entre 10 et 25% selon les projets, soit un DSCR mini de 1,1 à 1,25
38	TRI projet avt financement, après IS, 15 ans	Calcule le TRI du projet sur 15 ans, avec comme flux sortant l'investissement total hors frais financiers, et comme flux entrants les EBE – IS, l'IS étant calculé sur la base : $(EBE - \text{amortissement})/3$	Le TRI (taux de rendement interne) du projet permet de mesurer le rendement d'un projet à des fins de comparaisons. C'est le taux d'actualisation pour lequel la valeur actuelle nette (VAN) de l'investissement s'annule
39	TRI sur capital, après IS – 15 ans	Calcule le TRI avec comme flux sortant les capitaux propres, et comme flux entrants le solde annuel des cash-flows	Donne une indication sur la rentabilité du capital, mais doit être manié avec précaution car il évalue surtout la disponibilité des flux financiers
39	<b>Rendement annuel/action</b>	Résultat annuel net/capital	Ce rendement théorique ne tient pas compte des réserves légales (mini 5%). Les dividendes distribuables sont donc inférieurs

## 5. Analyse des résultats

---