

Analyse économique des projets d'énergies renouvelables

Focus sur l'éolien et le photovoltaïque

Rédaction :

Valérian CANTEGRIL, Ingénieur généraliste, Master en énergies renouvelables et modélisation de l'environnement - Responsable du pôle ENR

Supervision/approbation :

Sylvain LE ROUX, Géographe, Docteur en Géographie – Directeur scientifique



Sommaire

INTRODUCTION	3
1. IMPACTS ECONOMIQUES GLOBAUX DES PROJETS	5
1.1. COUT COMPLET DE PRODUCTION D'ENERGIE RENEUVELABLE.....	5
1.1.1. <i>Cadre national</i>	5
1.1.2. <i>Contexte local</i>	7
1.2. RETOMBEEES ECONOMIQUES POUR LES PORTEURS DE PROJETS	8
2. IMPACTS DIRECTS ET INDIRECTS SUR L'ECONOMIE DU TERRITOIRE DES DIFFERENTES ENERGIES ET DE L'EOLIEN ET DU PHOTOVOLTAÏQUE EN PARTICULIER	10
2.1. BIOMASSE ELECTRIQUE	10
2.1.1. <i>Méthanisation</i>	10
2.1.2. <i>Energie bois</i>	11
2.2. HYDROELECTRICITE	12
2.3. PHOTOVOLTAÏQUE.....	12
2.3.1. <i>Phase de développement et construction</i>	12
2.3.2. <i>Phase d'exploitation et de maintenance</i>	14
2.3.3. <i>Modélisation économique d'un projet "type"</i>	15
2.4. EOLIEN	18
2.4.1. <i>Répartition des couts</i>	18
2.4.2. <i>Impact direct pour les porteurs de projets</i>	19
2.4.3. <i>Modélisation économique d'un projet "type"</i>	20
2.4.4. <i>Effets induits sur l'économie du territoire</i>	25
3. SYNTHESE GLOBALE DE L'ANALYSE ECONOMIQUE DES PROJETS D'ENERGIE RENEUVELABLE	29



INTRODUCTION

Les projets d'énergies renouvelables se trouvent à l'origine d'une demande de nombreux produits et services, tant durant le développement du projet que pendant la construction et l'exploitation de l'installation. Ces derniers peuvent être fournis par des entreprises industrielles et/ou de services existants sur le territoire rural qui accueille la centrale. Dans ce cas, les effets socio-économiques peuvent être très intéressants. D'autres savoir-faires, plus spécifiques aux énergies concernées, sont parfois plus difficiles à recruter localement et nécessitent l'intervention de structures nationales voire internationales.

L'analyse économique des projets d'énergies renouvelables nécessite d'identifier les différentes phases d'un projet, ainsi que les intervenants, recettes et dépenses associées à chacune de ces phases. D'une manière générale, on peut distinguer quatre phases sur la durée de vie d'un projet d'énergie renouvelable :

- **Etudes** : cette phase englobe toutes les étapes en amont de la réalisation du projet, de l'identification du site jusqu'à l'obtention des autorisations administratives. Sont également incluses dans cette phase l'évaluation environnementale et le dimensionnement du projet. Les études peuvent durer de quelques mois à plusieurs années en fonction du type de projet et de sa taille.
- **Construction** : de quelques semaines à quelques mois, la construction commence lors de la recherche d'entreprises pour la réalisation des travaux et se termine lors de la réception du chantier et de la mise en service de la centrale d'énergie renouvelable.
- **Exploitation** : la phase d'exploitation court durant toute la durée de vie de la centrale, qui peut durer une quinzaine d'années au minimum pour l'éolien à plusieurs dizaines d'années pour l'hydraulique.
- **Démantèlement** : en fin de vie, l'exploitant est tenu de démanteler la centrale et de remettre le site dans son état initial.

Les principaux acteurs sont les suivants :

- **Porteur de projet** : structure à l'initiative du projet, qui finance et coordonne les études et la construction de la centrale. Une fois la centrale construite, il peut conserver le projet et en devenir l'exploitant ou le revendre à un investisseur qui lui succèdera le cas échéant.
- **Bureaux d'études** : entreprises missionnées par le porteur de projet pour réaliser les études qu'il n'est pas en mesure d'internaliser. Il peut s'agir par exemple d'évaluation environnementale, de négociation foncière, ou encore de dimensionnement.
- **Banques** : participation au financement des projets lors de leur réalisation, une fois qu'ils sont autorisés et prêts à être construits.
- **Entreprises de construction** : sociétés mandatées par le porteur de projet pour la réalisation des travaux (terrassement, génie civil, raccordement, etc.).
- **Fournisseurs et installateurs du matériel** : fabricant des équipements, qui sera chargée de les livrer, les installer et les mettre en service. Généralement, c'est également le fournisseur qui est chargé de la maintenance des unités de production.



- Investisseur : personne physique ou morale qui rachète, dans certains cas, tout ou partie de l'unité de production à la suite de sa construction pour placer des fonds et en tirer des bénéfices sur le long terme.
- Exploitant : entreprise chargée du suivi de l'unité de production durant toute sa durée de vie : suivi des performances, programmation d'interventions de maintenance préventive ou curative le cas échéant, etc. Dans certains cas, l'investisseur choisit d'internaliser cette mission.
- Collectivités locales (communes, communautés de communes...) : collectivités sur lesquelles sont implantées les unités de production, qui percevront les impôts directs locaux. Parfois les collectivités locales sont porteuses de projet et investisseur.

Dans les paragraphes suivants, les impacts économiques globaux des projets seront présentés au travers du coût de production des différentes énergies renouvelables, et des retombées économiques attendues pour les porteurs de projets et les collectivités locales.

Dans un second temps, les coûts des principales technologies seront présentés, avec un focus sur le photovoltaïque et l'éolien.

1. Impacts économiques globaux des projets

1.1. Coût complet de production d'énergie renouvelable

1.1.1. Cadre national

Le coût actualisé de l'énergie (LCOE, en €/MWh) est déterminé par l'ensemble de ces dépenses amorties sur la durée de vie de l'installation. Il permet de comparer les coûts des différentes technologies de production d'énergie :

$$LCOE = \frac{\text{Dépenses}}{\text{Énergie produite}} = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{M_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

I_0 : Investissement initial

M_t : Dépense de maintenance et d'exploitation à l'année t

E_t : Production énergétique à l'année t

R : Taux d'actualisation

n : Durée de vie de l'équipement

Une étude réalisée par l'ADEME en 2016 (« Coûts des énergies renouvelables en France ») évalue des fourchettes du coût complet de production d'énergies renouvelables. Seule l'hydroélectricité n'apparaît pas en raison de son potentiel de développement relativement faible en comparaison aux autres technologies. Les résultats sont synthétisés dans le graphique suivant :

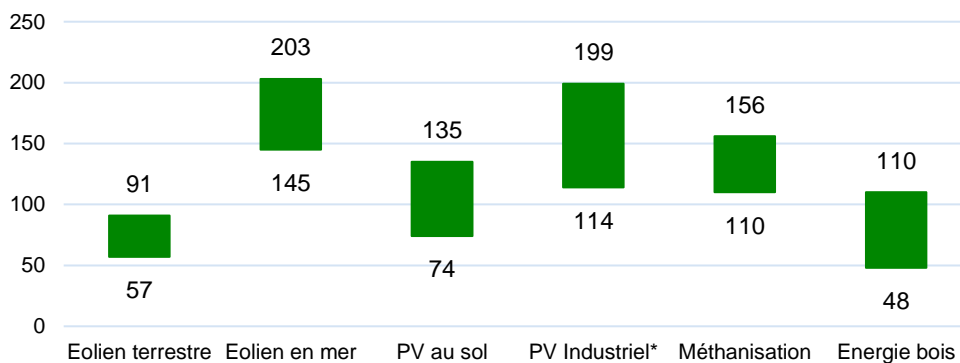


Figure 1 : Coût des énergies renouvelables (ADEME, 2016)

On observe des coûts très variables en fonction des technologies utilisées, de leur maturité, et de la taille des unités de production. D'après cette étude, l'éolien terrestre et l'énergie-bois sont les énergies les plus compétitives avec des coûts de production inférieures à 100 €/MWh. Le photovoltaïque est la technologie qui présente les coûts les plus variables, en raison de la grande disparité entre les tailles des installations, les technologies de panneaux et les techniques de pose. Les centrales au sol les plus importantes présentent ainsi des coûts de production similaires à ceux de l'éolien terrestre et de l'énergie bois, alors que le coût double pour

* PV Industriel : installation photovoltaïque sur toiture de plus de 36 kWc (environ 200 m2 de panneaux)



des petites installations sur toiture. La méthanisation et l'éolien en mer présentent encore des coûts relativement importants, principalement liés au manque de maturité des filières et aux rendements faibles de la conversion du biométhane en électricité.

L'hydroélectricité, non présentée dans l'étude de l'ADEME, présente des coûts variables, compris entre 30 et 50 €/MWh pour les grandes installations au fil de l'eau, 70 et 90 €/MWh pour les installations de forte puissance exploitant des hautes chutes, et entre 70 et 160 €/MWh pour les installations de plus faible puissance (Ministère de la Transition écologique et solidaire, 2019). La première période de l'appel d'offre de la CRE portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations hydroélectriques a permis de retenir 14 dossiers avec un prix moyen sur l'ensemble des projets de 89,6 €/MWh.

A titre indicatif, le coût de production du nucléaire existant est estimé à 62 €/MWh en considérant un allongement de la durée d'exploitation des réacteurs de 40 à 50 ans (Cours des Comptes, 2014). Dans ce même rapport, la Cour s'avouait incapable de chiffrer le coût de production des réacteurs de 3ème génération (EPR) mais indiquait qu'à priori ils seraient légèrement supérieurs à ceux du parc actuel. Le réacteur d'Hinkley Point vendra son électricité à 114€/MWh. Une étude plus récente pilotée par l'ADEME estime ces coûts à 85 €/MWh pour un développement de l'EPR en série (FOURNIE, et al., Rapport sur les données utilisées dans le cadre de l'étude « Trajectoires d'évolution du mix électrique 2020 – 2060 », 2018).

Il est important de préciser que les coûts des énergies renouvelables suivent une tendance à la baisse depuis plusieurs années rendue possible par deux facteurs, le développement massif des installations et les évolutions technologiques, en particulier pour les énergies éoliennes et solaires.

Ainsi, l'Agence Internationale de l'Energie (AIE) dans son rapport « World Energy Outlook 2017 » met en évidence une baisse du LCOE moyenne de 70 % pour le solaire photovoltaïque et de 25% pour l'éolien terrestre entre 2010 et 2016.

Ces tendances se confirment en France avec les résultats aux derniers appels d'offre de la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) :

- Pour le photovoltaïque au sol, le coût de l'électricité vendue était de 213 €/MWh en 2012. Il a chuté à 142 €/MWh en 2013, puis 99 €/MWh en 2015, 63 €/MWh en 2017 et 59 €/MWh mi-2018.
- Pour le photovoltaïque sur toiture industrielle, le tarif proposé fin 2018 était de 84,65 €/MWh
- Pour l'éolien terrestre, le coût de revente de l'électricité était de 82 €/MWh jusqu'à fin 2016. Depuis, le passage au système d'appels d'offres a permis de baisser le coût de revente de l'électricité à 66,9 €/MWh et 65,4 €/MWh sur les deux premières périodes.
- Pour l'éolien en mer, les appels d'offres de 2012 et 2014 avaient fixé un tarif d'achat d'environ 200 €/MWh, il a été revu à la baisse en 2018 et est finalement de 150 €/MWh. Le projet de PPE rappelle également qu'en Europe les coûts de l'éolien en mer posé en Europe est aujourd'hui compris entre 70 €/MWh et 100 €/MWh.

Dans une étude récente, l'ADEME a simulé l'évolution du LCOE des énergies éoliennes et photovoltaïques et tenant compte des évolutions technologiques et du marché attendues :

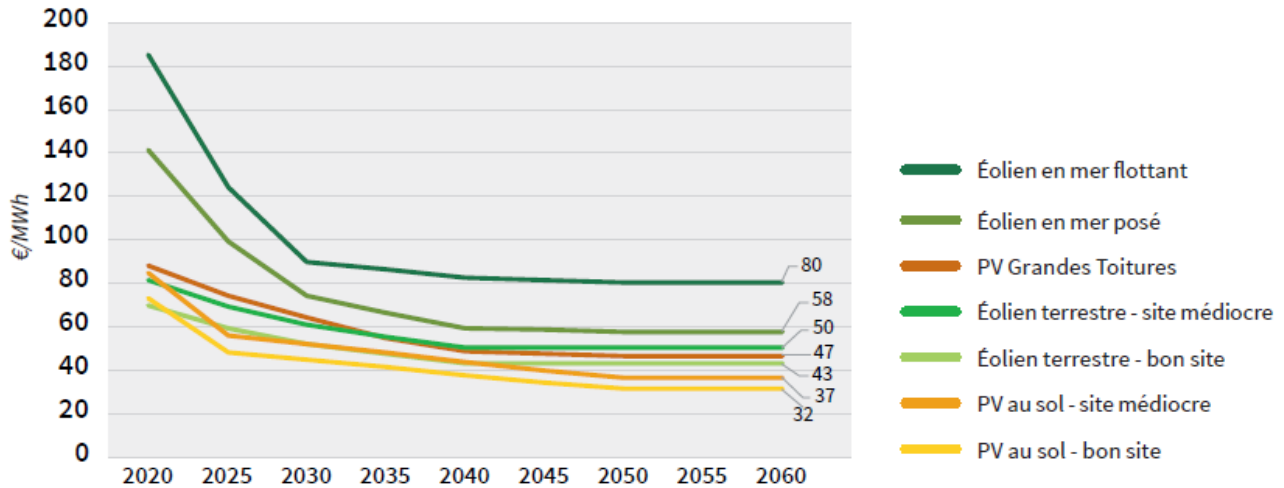


Figure 2 : Évolution des LCOE des énergies renouvelables
(FOURNIE, et al., Trajectoires d'évolution du mix électrique 2020-2060 - Synthèse de l'étude, 2018)

1.1.2. Contexte local

Ces coûts de l'électricité peuvent varier en fonction :

- Des porteurs de projets, qui peuvent bénéficier de coûts de matériel, de mise en œuvre et de fonctionnement variables. Ces coûts sont propres à chaque opérateur et lissés dans les études précédemment. Ils sont donc applicables à l'échelle du Département de l'Aveyron
- De leur localisation géographique, qui influe en particulier sur les coûts de raccordement et sur le gisement.

Le réseau de distribution d'électricité doit être adapté pour pouvoir accueillir l'électricité produite par les nouvelles installations de production renouvelable. Les coûts associés au renforcement du réseau de transport et des postes sources sont à la charge des gestionnaires de réseau et relèvent des investissements financés par le tarif d'utilisation du réseau public d'électricité. Cependant, les coûts liés à la création d'ouvrages sont eux répartis entre les producteurs sur un périmètre Régional de mutualisation par un calcul de quote-part. Ces quotes-parts variaient en décembre 2018 de 0 € / MW dans les Régions où les capacités d'accueil sont suffisantes par rapport aux objectifs de développement des énergies renouvelables à 69,2 k€/MW lorsque des renforcements importants sont nécessaires. La quote-part moyenne est d'environ 25 k€/MW :

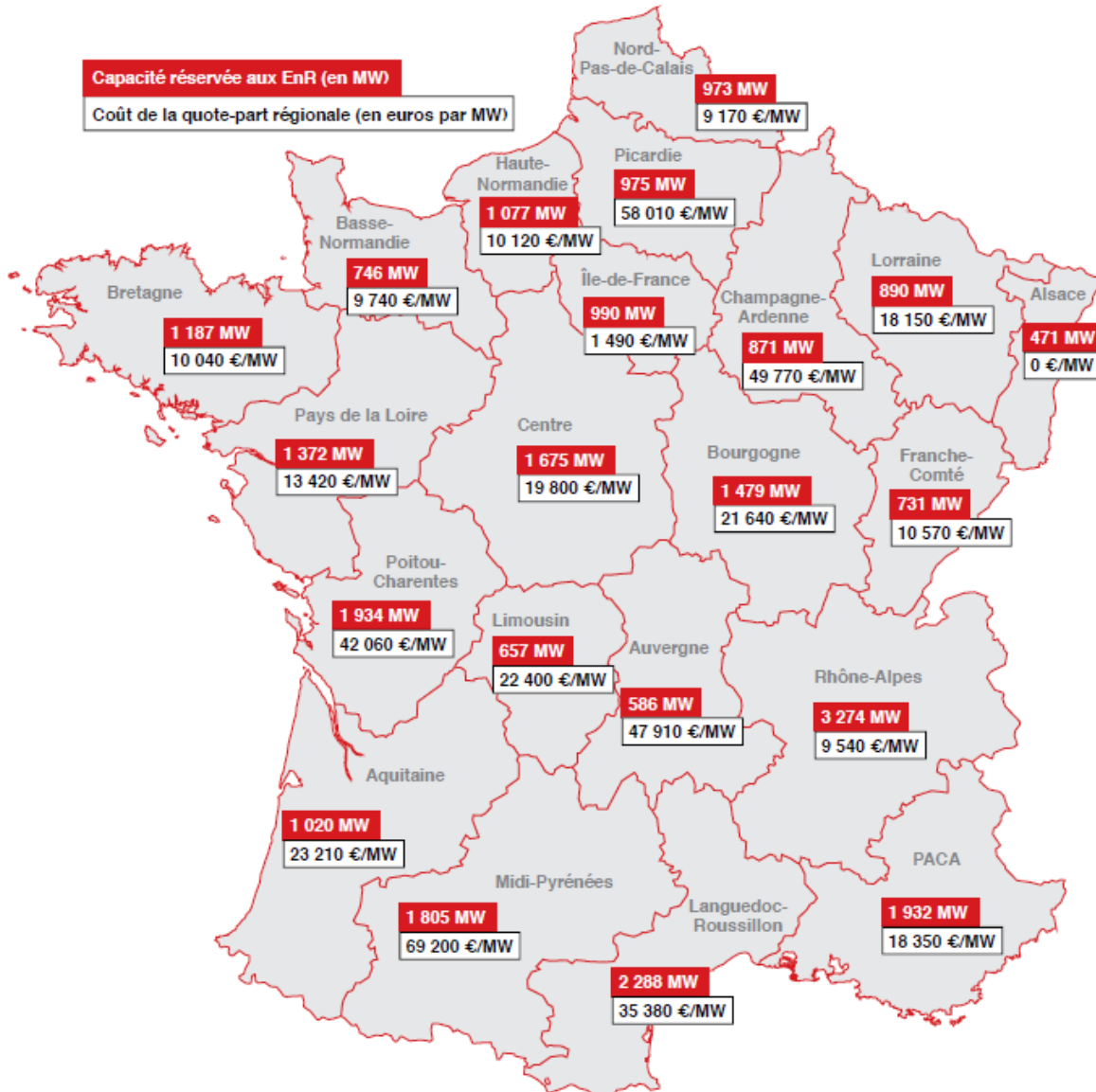


Figure 3 : Synthèse des S3REnR à fin 2018
(Observ'ER, 2018)

En plus de cette quote-part, les porteurs de projets doivent payer le coût du raccordement de leur projet au réseau électrique, qui est proportionnel à la distance entre le poste de livraison et le poste source le plus proche de capacité suffisante. La saturation des réseaux dans certains Départements, comme c'est le cas en Aveyron, peut entraîner des délais de raccordement et des surcoûts importants.

1.2. Retombées économiques pour les porteurs de projets

Le porteur de projet, grâce à la revente de l'énergie produite, amortit durant toute la durée de vie de la centrale son investissement pour financer les études et la construction du projet et cherche à réaliser une plus-value. Un moyen d'évaluer la rentabilité d'un projet est d'en évaluer son Taux de Rentabilité Interne (TRI). Il s'agit d'un des indicateurs permettant de juger de l'attractivité d'un investissement ; il caractérise la plus-value réalisée par rapport à l'investissement de départ.



Il est important de différencier le « TRI actionnaires », qui représente uniquement la rentabilité de l'investissement pour le porteur de projet, au « TRI projet » qui intègre également la rémunération de la dette (banque). Le TRI projet peut varier de 2 ou 3 % pour un projet moyen à plus de 10 % pour un projet bien situé, utilisant une technologie mature et avec des coûts bien maîtrisés. Ces revenus sont partagés entre les différents acteurs ayant participé au projet (banques, fonds d'investissements, porteurs de projets) selon des règles de répartition mises en place durant la phase de financement. D'une manière générale, la rentabilité pour les porteurs de projets dépend de nombreux paramètres :

- Energie utilisée (méthanisation, hydroélectrique, etc.).
- Gisement (ensoleillement, vitesse de vent, etc.).
- Coûts de développement, de construction et d'exploitation (inclus frais généraux).
- Montage financier du projet (taux d'endettement, taux d'emprunt, etc.).
- Mode de rémunération de l'électricité produite (tarif d'achat, appel d'offre, marché, etc.).
- Risque.

Ainsi, la rentabilité pourra être beaucoup plus élevée pour un porteur de projet ayant accès à de meilleures conditions d'emprunt (intérêt bas et fort taux d'endettement).

Cette rémunération peut prendre plusieurs formes. Généralement, une société de projet, filiale à 100% du porteur de projet, est créée pour porter l'ensemble des démarches auprès de l'administration. En cas de co-développement, la société de projet peut appartenir à plusieurs personnes physiques ou morales. Plusieurs solutions existent alors pour rémunérer les porteurs de projet en fonction du modèle de développement choisi :

- Le porteur de projet revend la centrale à un investisseur avant la fin de son exploitation et réalise une plus-value. Cette plus-value est inversement proportionnelle au risque que présente le projet de voir le jour et d'atteindre ses objectifs opérationnels. Ainsi, plus la vente intervient tard dans la vie du projet, plus la plus-value sera importante. Dans ce cas, la vente peut intervenir une fois les autorisations administratives obtenues, mais également en cours de développement ou après la mise en service de la centrale d'énergie renouvelable. La rémunération recherchée par l'investisseur sur la durée de vie de la centrale est proportionnelle au risque que présente le projet, et sera donc de quelques pourcents si le projet est acheté "clé en main", prêt à construire, mais plus élevé si les autorisations administratives ne sont pas encore obtenues.
- Le porteur de projet conserve la centrale d'énergie renouvelable à la suite du développement et l'exploite durant toute sa durée de vie. Dans ce cas, la rémunération est directement liée à l'énergie produite et est reversée durant toute la durée de vie du projet (ex : dividendes, comptes courants d'associés, obligations, etc.).

Une étude publiée par la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) en avril 2014 évalue les coûts et rentabilité des énergies renouvelables (éolien terrestre, biomasse, solaire photovoltaïque) en France métropolitaine. Cette étude met en évidence une grande disparité dans les TRI actionnaires des différents projets, variant de 1 à 2 % à plus de 30 % dans certains cas. Une évaluation plus fine de l'éolien avec une étude de cas est présentée en partie 4.4

2. Impacts directs et indirects sur l'économie du territoire des différentes énergies et de l'éolien et du photovoltaïque en particulier

2.1. Biomasse électrique

2.1.1. Méthanisation

Les projets de méthanisation présentent des coûts très variables, de l'ordre de 5 000 € / kWe pour une installation de 500 kWe à plus de 10 000 € / kWe pour des installations de moins de 35 kWe (ADEME, 2019). Ces coûts sont répartis entre plusieurs postes, avec une ventilation assez variable en fonction des caractéristiques du projet. En moyenne, environ 60 % de ces dépenses sont partagés entre les coûts des équipements et du génie civil. Les coûts de la cogénération et de la valorisation de la chaleur représentent environ 22 % des dépenses globales, le reste est utilisé pour le raccordement, les études et les dépenses annexes :

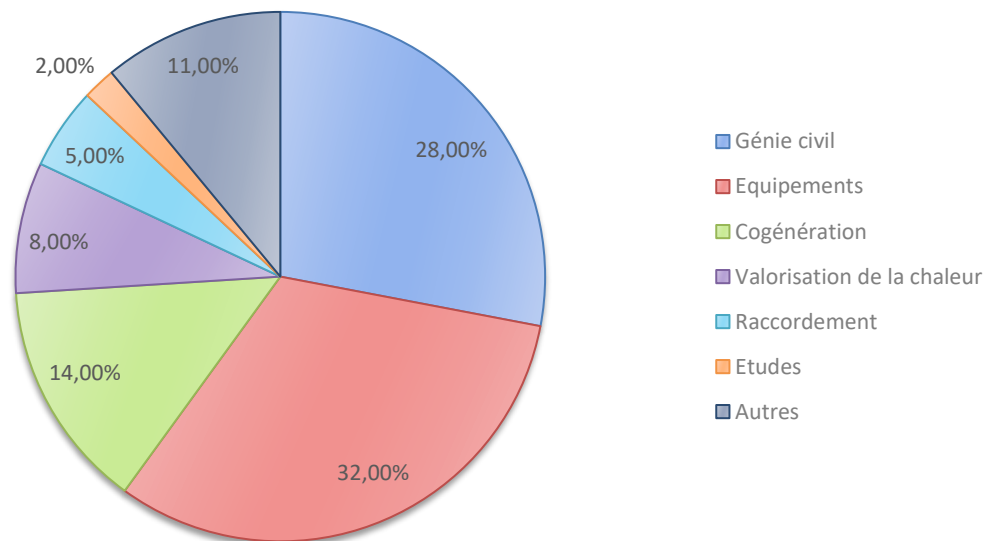


Figure 4 : Répartition des investissements en méthanisation (ADEME Bourgogne, 2014)

Les dépenses annuelles d'exploitation représentent 5 à 10 % des dépenses d'investissement (CAPEX) soit entre 300 et 800 €/ kWe.

Contrairement aux autres énergies, de la main d'œuvre est indispensable pour assurer le bon fonctionnement de l'installation au quotidien même pour les plus petites centrales (0,3 hommes.jour pour 100 kWe en moyenne). Les dépenses d'exploitation (OPEX) sont alors réparties schématiquement ainsi :

- Dépense en main d'œuvre exploitant⁴ : 25 à 40 %.
- Entretien du matériel : 10-20 %.

⁴ Gestion quotidienne de l'installation (remplissage, surveillance, petits entretiens), administratif, transport et production des substrats, épandage supplémentaire, entretien cogénération (si pas de contrat de maintenance).

- Consommation électrique : 10-20 %.
- Intrants : 10-20%.
- Autres dépenses (assurances, gestion, etc.) : 15-25%.

La filière biogaz (toutes valorisations confondues) génère 2 431 emplois directs en France en 2017, pour une puissance totale installée de 447 MW soit environ 5,5 emplois/MWe (Observ'ER, 2018).

2.1.2. Energie bois

Pour la cogénération de chaleur et d'électricité à partir de biomasse, plusieurs études présentent des prix variant dans une fourchette de 3 000 à 6 000 €/kWe (ADEME, 2016; Commission de Régulation de l'Energie, 2014) d'après l'analyse d'unités en fonctionnement sur le territoire national. Un peu plus de la moitié des dépenses d'investissement sont réparties entre les différentes pièces qui composent l'installation : chaudière (25 %), système mécanique (15 %), turbo-alternateur (10 %), aérocondenseur (7 %). Les autres postes de dépenses principaux sont le génie civil (11 %), le traitement des fumées (4 %) et la maîtrise d'œuvre (4 %).

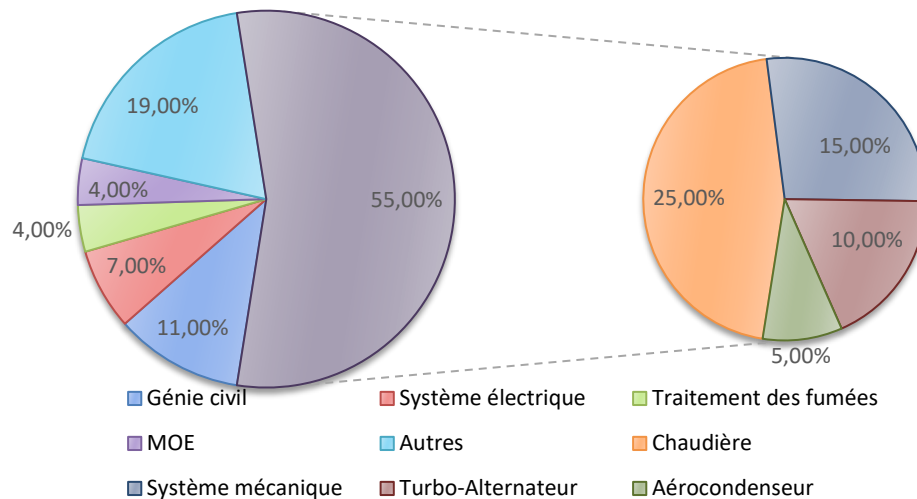


Figure 5 : Répartition des investissements en cogénération bois (Commission de Régulation de l'Energie, 2014)

Sur la phase d'exploitation, les coûts sont très variables et difficiles à évaluer et à ventiler. En effet, certaines unités appartiennent à des structures ou groupes dont ce n'est pas l'activité principale (ex. : EHPAD, collectivité, scierie, etc.) alors que d'autres alimentent directement des réseaux électriques et de chaleur. Ainsi, les coûts d'approvisionnement pourront être très faibles voir nuls si l'unité appartient ou se trouve à proximité immédiate d'une industrie de transformation du bois. Au sein d'une grosse structure, les coûts de gestion et d'exploitation pourront être absorbés par du personnel existant alors que pour des unités isolées ils pourront être significatifs. La taille de l'unité peut également avoir une incidence significative sur ces charges. En moyenne, les coûts d'exploitation sont toutefois estimés à environ 2,2 % des CAPEX (ADEME, 2015), dont 15 à 25 €/MWh pour l'approvisionnement en combustible.

La filière bois-énergie (toutes valorisations confondues) génère 6 610 emplois directs en France en 2017, pour une puissance totale installée de 591,53 MW soit environ 11 emplois/MWe (Observ'ER, 2018).

2.2. Hydroélectricité

Le coût de l'hydroélectricité varie, comme pour toutes les autres sources d'énergie, en fonction de la technologie utilisée et des dimensions de l'installation. La particularité de cette énergie est que les sites présentant le plus gros potentiel sont déjà équipés.

Le coût d'une installation hydroélectrique de plus de 500 kW peut varier de 1 000 à 4 000 €/kW (IRENA, 2012). La ventilation des coûts varie fortement en fonction du type d'installation, et de la nécessité ou pas de mettre en place des mesures environnementales (passe à poissons). En moyenne, Environ 40 à 55 % des coûts sont destinés à la fourniture et pose des équipements, 30 à 40 % vont au terrassement et au génie civil, environ 0 à 25 % financent les mesures environnementales. Le reste (5 à 15 %) est dédié aux autres dépenses telles que les études, les assurances, frais financiers, etc. (ADEME Bourgogne-Franche-Comté, 2017).

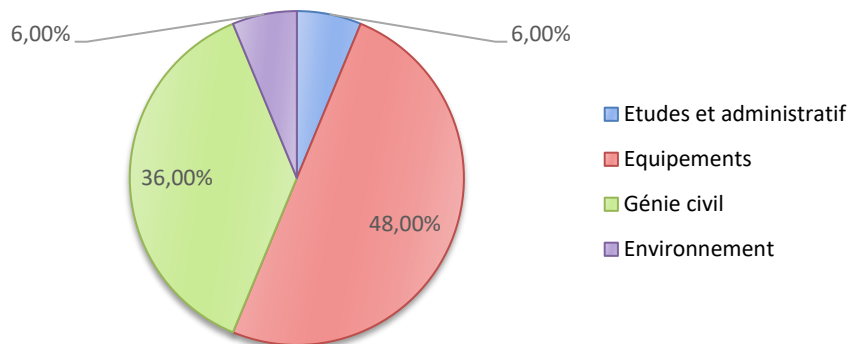


Figure 6 : Répartition des investissements en hydroélectricité (ADEME Bourgogne-Franche-Comté, 2017)

Sur l'exploitation, les charges varient de 1 à 4 % des investissements chaque année réparties comme suit :

- Redevances et taxes (CET, IFER, etc.) : 30 % à 40 %.
- Frais de maintenance et d'exploitation : 30 à 40 %.
- Le reste est partagé entre les frais de gestion et compatibilité, les assurances et les charges diverses (Enedis, etc.).

La filière hydroélectrique générait 11 590 emplois directs en France en 2017, pour une puissance totale installée de 25 784 MW soit environ 0,45 ETP/MW (Observ'ER, 2018).

2.3. Photovoltaïque

2.3.1. Phase de développement et construction

Une étude portée par l'ADEME et le syndicat des professionnels de l'énergie solaire (Enerplan) en 2017 évalue la compétitivité et les retombées socio-économiques de la filière solaire française sur la base d'analyse d'ouvrages et de données datant de 2015, couplées avec des tendances récentes obtenues à l'aide d'une enquête auprès de professionnels du secteur. Les coûts étaient évalués en 2017 à 0,96 €/Wc pour les centrales au sol et 1,15 €/Wc pour les installations sur grandes toitures (>250 kW).

Depuis la réalisation de cette étude, une taxe à l'importation des panneaux chinois qui imposait un prix plancher à 0,56 €/Wc a été supprimée le 4 septembre 2017. Depuis, le coût des panneaux a énormément chuté et varie entre 0,25 et 0,35 € / Wc pour des installations de ce type (TrendForce, 2019). Ces tendances sont confirmées par un rapport publié en 2019 par la CRE sur les coûts et rentabilités du grand photovoltaïque en métropole continentale (Commission de Régulation de l'Energie, 2019) qui a analysé plus de 4 600 plans d'affaires fournis par les candidats aux premières périodes d'appels d'offres photovoltaïques lancés en 2016. Elle présente des CAPEX compris entre 0,65 et 0,85 €/Wc pour une centrale au sol, et entre 1 et 1,2 €/Wc pour les installations sur grandes toitures en 2019 et 2020.

Ces coûts incluent les postes suivants :

- Matériel (modules, structure, onduleur, etc.) : 60 à 70%
- Installation de la centrale : 15 à 25 %
- Développement et études : 5 à 15 %

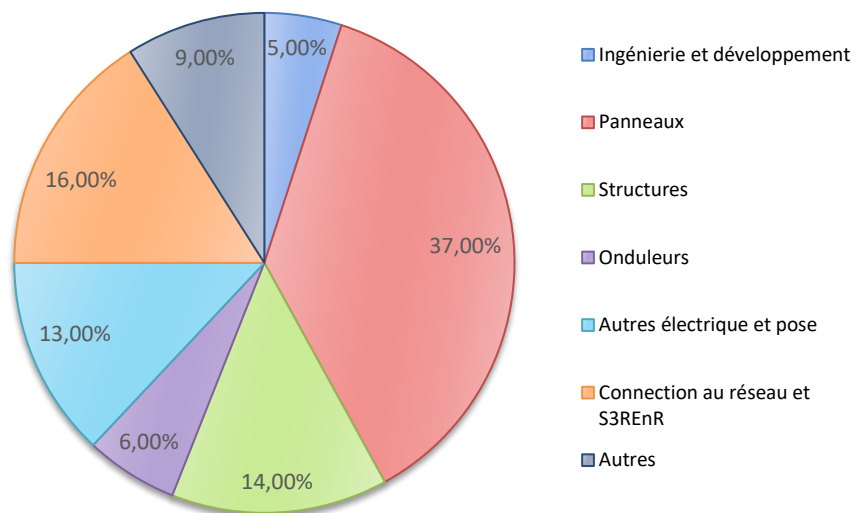


Figure 7 : Répartition des investissements en photovoltaïque
(ADEME, 2016; TrendForce, 2019; ENCIS Environnement; Commission de Régulation de l'Energie, 2019)

Les retombées économiques liées aux CAPEX peuvent être locales pour les phases de développement et de travaux si le projet est porté par des acteurs du territoire et que des entreprises locales sont privilégiées.

Pour le matériel, les principaux fabricants de panneaux photovoltaïques sont asiatiques en raison de leurs coûts de production très réduits. Quelques fabricants Européens et Français sont toutefois bien implantés, parmi eux SunPower possède un site de production en Région Occitanie, à Toulouse. En fonction des choix du porteur de projets sur l'origine du matériel utilisé, les retombées économiques liées à la fabrication du matériel peuvent donc être Régionales ou internationales.

Le graphique ci-dessous compare l'évolution des emplois directs en France par rapport aux nouveaux raccordements réalisés chaque année depuis 2012. Les emplois à partir de l'année 2016 sont des estimations (I Care & Consult, 2017). Les emplois directs englobent tous les emplois dans l'un des éléments de la chaîne de valeur de la filière photovoltaïque telles que la fabrication et l'installation. On note que le nombre d'emploi est compris entre 6 et 12 ETP par MW raccordé, avec une moyenne à 8,6 :

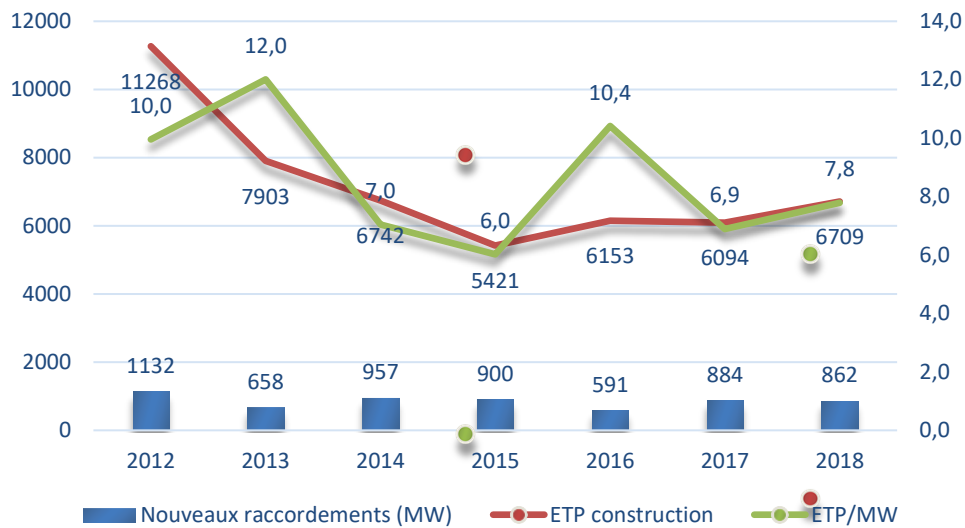


Figure 8 : Nouveaux raccordement et emplois d'investissement - Photovoltaïque (I Care & Consult, 2017, Ministère de la Transition écologique et solidaire, 2019)

2.3.2. Phase d'exploitation et de maintenance

Une installation photovoltaïque ne nécessite que très peu d'entretien par rapport aux autres technologies en raison de l'absence de conversion mécanique de l'énergie. Les coûts d'exploitation sont principalement liés à la surveillance et au suivi de l'installation, ainsi qu'à la réalisation d'opérations de maintenance et au remplacement, de manière très ponctuelle, de certaines pièces en cas de défauts. Un loyer est également versé au propriétaire du terrain et des impôts payés chaque année en fonction de la puissance de l'installation et de son chiffre d'affaire.

Des économies d'échelles significatives sont possibles sur ces dépenses, dont les coûts peuvent être très variables. En moyenne ils représentent annuellement environ 3% de CAPEX (I Care & Consult, 2017) soit entre 0,02 et 0,04 €/Wc/an (FOURNIE, et al., Rapport sur les données utilisées dans le cadre de l'étude « Trajectoires d'évolution du mix électrique 2020 – 2060 », 2018).

La Figure suivante compare l'évolution des emplois directs en France par rapport à la puissance capacité installée depuis 2012. Les emplois à partir de l'année 2016 sont des estimations (I Care & Consult, 2017). On note que le nombre d'emploi est compris entre 0,22 et 0,26 ETP par MW installé, avec une moyenne à 0,24 :

Capacité photovoltaïque et emploi O&M (photovoltaïque)

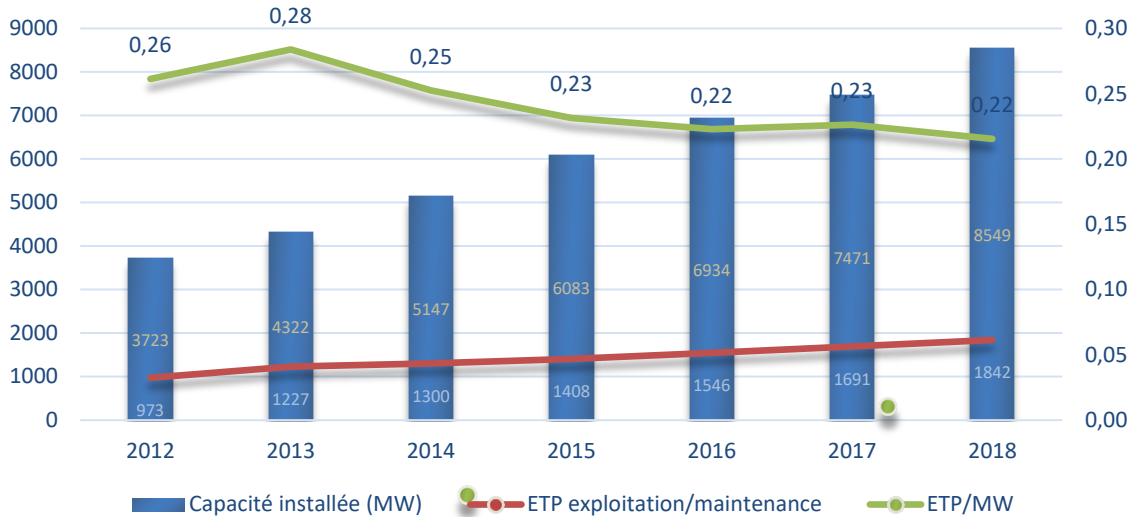


Figure 9 : Capacité photovoltaïque installée et emplois d'exploitation et de maintenance (I Care & Consult, 2017, Ministère de la Transition écologique et solidaire, 2019)

Contrairement aux emplois liés à la phase de développement et de construction, il s'agit d'emplois pérennes et non délocalisables puisque les entreprises en charge de la maintenance se localisent de préférence à proximité des centrales qu'elles suivent. Cela permet une meilleure qualité de service en limitant les délais et les coûts d'intervention.

2.3.3. Modélisation économique d'un projet "type"

Afin d'illustrer l'économie d'un projet photovoltaïque, une modélisation économique d'un projet "type" de 5 Mwc a été réalisée.

Le rendement des panneaux solaires a très fortement augmenté ces dernières années. Les panneaux présents sur le marché aujourd'hui atteignent des rendements dépassant les 20 %, leur permettant de proposer une puissance comprise entre 175 et 200 Wc/m² là où elle n'était que de 150 Wc/m² en 2010. En Aveyron, la moyenne sur les 5 derniers dossiers déposés est de 180,5 Wc/m² avec un maximum à 200 Wc/m². Ainsi, un parc au sol de 5 MW nécessitera entre 2,5 et 2,85 ha de panneaux, et une emprise totale comprise entre 5 et 7,5 ha.

Les charges d'investissement pour l'installation de cette centrale sont les suivantes (Figure 15) :

CHARGES	Coût € / Wc	Investissement
Ingénierie	0,01	50 000 €
Développement	0,03	150 000 €
TOTAL INGENIERIE ET DEVELOPPEMENT	0,04	200 000,00 €
Panneaux photovoltaïques	0,31	1 560 000 €
Structures	0,12	595 000 €
Onduleurs	0,05	270 000 €
Autres électriques et pose	0,11	560 000 €
Autres (dont frais financiers et légaux)	0,08	375 000 €
Connexion au réseau + S3REnR	0,13	661 000 €
TOTAL BESOINS PROJET	0,80	4 021 000,00 €
TOTAL BESOINS (H.T.)	0,84	4 221 000,00 €

Figure 10 : Charges d'investissement projet photovoltaïque (ENCIS Environnement)



Ces couts tiennent compte de la quote-part au titre du S3REnR applicable en Aveyron en décembre 2018 à hauteur de 69,9 k€/MW. Les autres valeurs sont issues de données nationales.

Un plan de trésorerie et un compte de résultat prévisionnels ont été réalisés sur la période d'exploitation du projet, soit 30 années. Les hypothèses suivantes ont été retenues :

- Productible : 1280 kWh/kWc sur le Département de l'Aveyron d'après l'outil PVGIS de la Commission Européenne ;
- Tarif de revente de l'électricité : 6,27 c€/kWh soit le tarif moyen des projets retenus lors de l'AO CRE 4 ; Le tarif subira annuellement une indexation dépendante de l'évolution du cout horaire du travail dans les industries mécaniques et électriques, et de l'indice des prix à la production de l'industrie française pour le marché français. Dans le cadre de la présente étude, nous considérerons que l'évolution du tarif d'achat sera de $0,2 * \text{l'inflation}$;
- Inflation : taux moyen de 1 % pour les 20 années à venir. Ce taux est appliqué à l'ensemble des charges et est utilisé pour réévaluer le tarif d'achat de l'électricité ($0,02 * 1\% = 0,4\%$) ;
- 80 % d'emprunt bancaire remboursé sur 20 ans à un taux de 2,5 % (Sources : CRE et FEE).

Les résultats de la simulation sont présentés dans le tableau suivant :

COMPTE DE RESULTATS	TOTAL/MOY 20 ans	TOTAL/MOY 30 ans
PRODUITS (HT)		
Prix de rachat de l'électricité (€/kW/h)	0,064	0,061
Production d'électricité (kWh)	122 098 585	176 381 079
Chiffre d'affaires (€)	7 802 798	10 771 993
Total des produits (A)	7 802 798	10 771 993
CHARGES (HT)		
Exploitation et maintenance	528 456	988 028
Assurance	121 105	226 423
Location	440 380	695 698
CET+IFER+TA+TF	1 102 165	1 737 541
Gestion / Vente élec	55 070	86 997
Dotations aux amortissements (centrale initiale)	4 221 000	4 221 000
Charges financières	964 524	964 524
Total des charges (B)	7 432 699	8 920 210
Résultat brut (avant cumul des pertes)	370 099	1 851 783
Report des pertes	0	0
Résultat brut (après cumul des pertes)	370 099	1 851 783
Impôt sur les sociétés	92 080	473 754
Dividendes	275 421	1 412 995

Figure 11 : Produits et charges d'exploitation
(ENCIS Environnement)



Les apports et retombées économiques directes pour les propriétaires des terrains, les porteurs de projets, les collectivités et les banques sur 20 et 30 ans sont présentées dans les figures suivantes.

Retombées économiques (20 ans)		Retombées économiques (30 ans)	
PORTEUR DE PROJET		PORTEUR DE PROJET	
<i>Dividendes + trésorerie 20 ans</i>	1 248 716 €	<i>Dividendes + trésorerie 30 ans</i>	2 456 594 €
<i>Capital Investi</i>	852 226 €	<i>Capital Investi</i>	852 226 €
<i>Total 20 ans</i>	396 490 €	<i>Total 30 ans</i>	1 604 369 €
<i>Taux de rentabilité Annuel moyen (%)</i>	2,33	<i>Taux de rentabilité Annuel moyen (%)</i>	6,28
PROPRIETAIRE TERRAIN		PROPRIETAIRE TERRAIN	
<i>Loyers perçus</i>	440 380 €	<i>Loyers perçus</i>	695 698 €
COLLECTIVITES		COLLECTIVITES	
<i>Région</i>	- €	<i>Région</i>	- €
<i>Département</i>	312 971 €	<i>Département</i>	493 215 €
<i>Bloc communal</i>	627 171 €	<i>Bloc communal</i>	988 366 €
TOTAL	940 142 €	TOTAL	1 481 581 €
BANQUES		BANQUES	
<i>Intérêts perçus</i>	964 524 €	<i>Intérêts perçus</i>	964 524 €
<i>Capital Investi</i>	3 408 902 €	<i>Capital Investi</i>	3 408 902 €
<i>Taux de rentabilité Annuel moyen (%)</i>	1,41	<i>Taux de rentabilité Annuel moyen (%)</i>	1,41

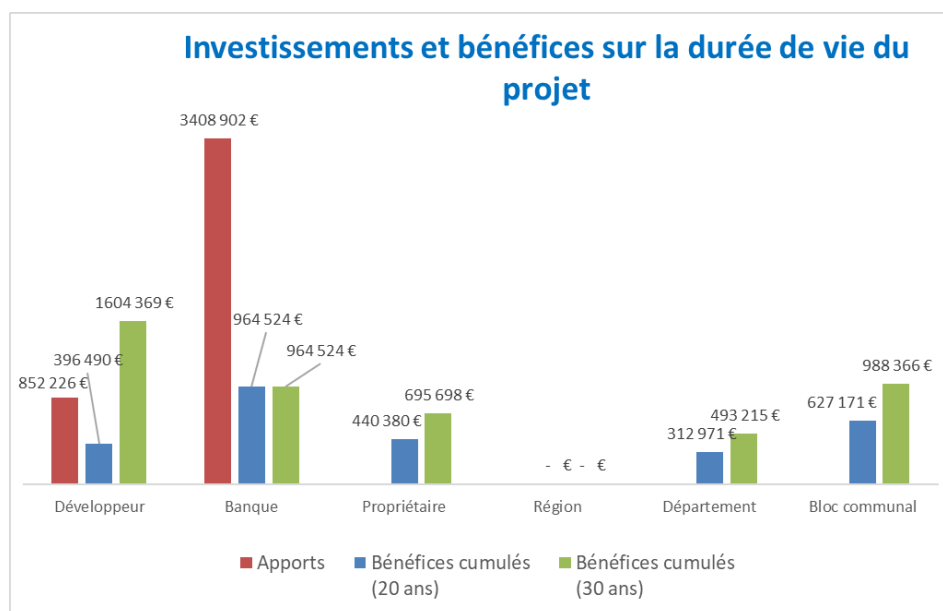


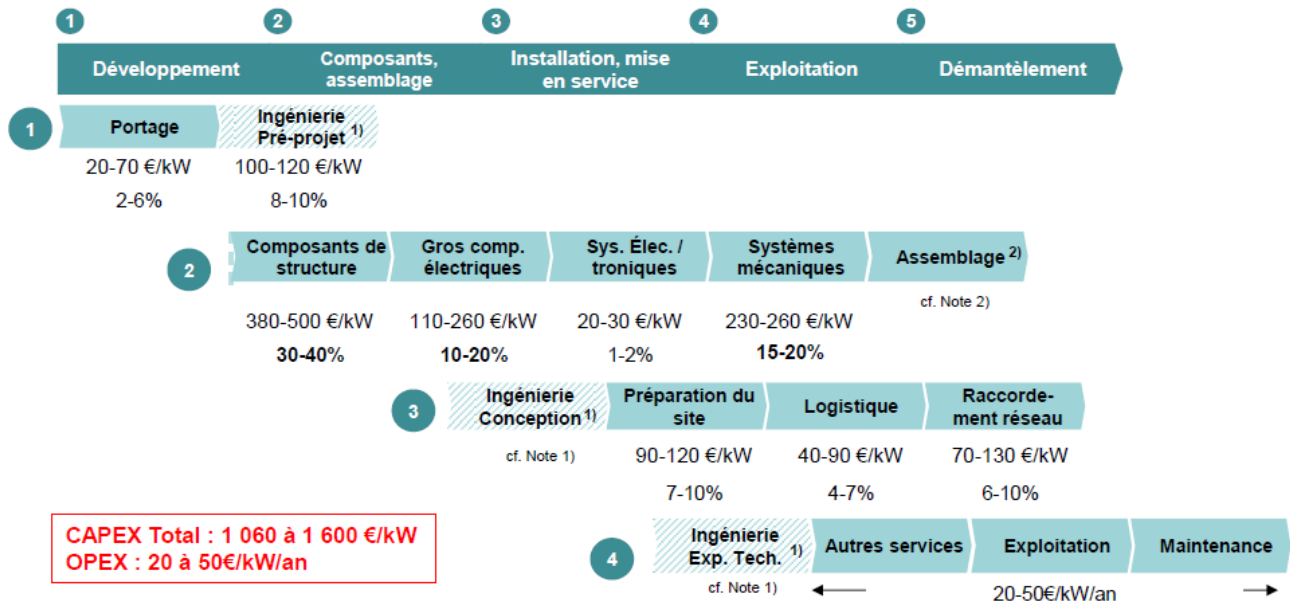
Figure 12 : Retombées économiques sur 20 et 30 ans (ENCIS Environnement)

On observe des bénéfices significatifs voire même supérieurs à ceux des autres acteurs pour les collectivités, même sans investissement direct dans les projets. Les porteurs de projets se rémunèrent essentiellement sur la seconde partie de l'exploitation des centrales, à partir de la vingtième année, une fois l'emprunt bancaire remboursé.

2.4. Eolien

2.4.1. Répartition des coûts

D'après une étude sur la filière éolienne française réalisée pour l'ADEME en 2017, les coûts de développement et de construction d'un parc éolien varient de 1 060 à 1 600 €/MW. Les frais d'exploitation et de maintenance de 20 à 50 €/MW/an à l'international. Ces coûts sont décomposés comme suit (Figure 18) :



1) Ces valeurs sont la somme de toutes les étapes d'ingénierie (pré-projet + conception + expertise technique)

2) Les coûts de l'assemblage sont ventilés dans les composants ; les assembleurs se chargent de leur *sourcing* et de leur assemblage

[CRE, AIE, IRENA (2013), BVG Associates, JRC, NREL, EWEA, Orbis, ADEME, Heinback et al., Sustainability and society 2014, Analyse E-Cube Strategy Consultant]

Figure 13 : Répartition des coûts pour un projet éolien moyen terrestre (ADEME, 2017)

En France, d'après cette même étude, la moyenne est à 1 460 k€/MW pour les frais de développement et de construction, et à 46 k€/MW/an pour les frais d'exploitation et de maintenance. Ces coûts sont cohérents avec les études réalisées par la CRE (Commission de Régulation de l'Energie, 2014) et la FEE (Pöyry, France Energie Eolienne, 2016). Dans cette seconde étude, les coûts sont estimés à 1400 k€/MW pour les CAPEX et 21 €/MWh pour les OPEX, ce qui correspond à 49 k€/MW/an avec un taux de charge de 21 % (moyenne française en 2018 d'après RTE).

Les CAPEX peuvent être décomposés suivant les postes suivants :

- Aérogénérateur : 65 à 75 %
- Infrastructures (génie civil, travaux électrique) : 10 à 15 %
- Raccordement : 4 à 8 %
- Développement : 5 à 15 %
- Autres (loyers, télécommunications, coûts financiers) : 5 à 10 %.

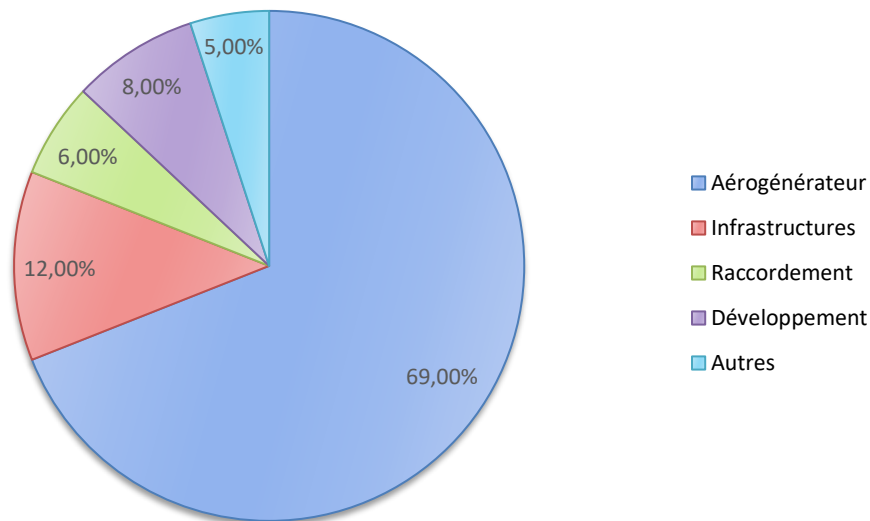


Figure 14 : Répartition des investissements en éolien (Pöyry, France Energie Eolienne, 2016; ADEME, 2017)

Il semble important de préciser qu'un parc vendu clé en main coûte en moyenne 11% plus cher qu'un parc exploité directement par le porteur de projets.

Les OPEX couvrent quant à eux essentiellement les coûts de maintenance (45 à 55%) et de gestion (20 à 30 %), ainsi que les taxes (15 à 25 %) et les frais d'exploitation (5 à 10 %).

Les retombées économiques liées aux CAPEX peuvent être partiellement locales pour les phases de développement et de travaux si le projet est porté par des acteurs du territoire et que des entreprises locales sont privilégiées. En particulier, les études naturalistes, la fourniture du béton pour les fondations et des matériaux pour le terrassement sont difficilement délocalisables. A l'inverse, il existe des postes très techniques et sur lesquels les compétences ne sont pas ou peu disponibles localement (ex : turbiniéristes, postes de livraison, réalisation de la fondation).

Sur l'exploitation, les taxes génèrent des revenus directs pour le territoire, et les opérateurs peuvent favoriser la proximité des centres de maintenance afin de limiter les coûts et d'optimiser la réactivité en cas de panne.

2.4.2. Impact direct pour les porteurs de projets

En éolien, la CRE (Commission de Régulation de l'Energie, 2014) met en avant des TRI projet variant de 1,5 à 12 % pour des TRI actionnaires pouvant dépasser les 50%, la moyenne étant autour de 10% :

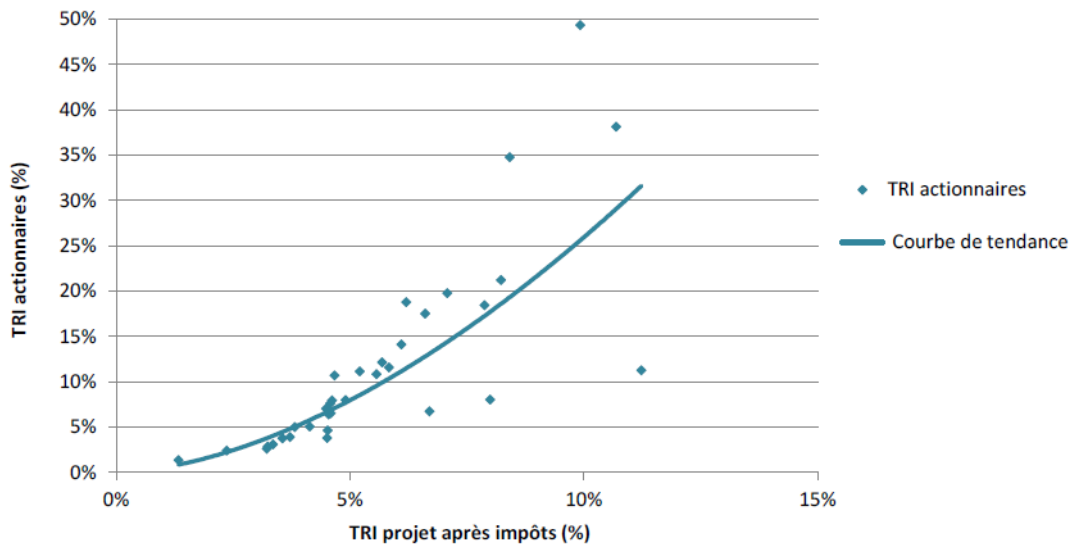


Figure 15 : TRI actionnaires des parcs du panel en fonction du TRI projet après impôts (Commission de Régulation de l'Energie, 2014)

Les écarts importants constatés sont liés au cadre tarifaire de l'époque. Lors de la réalisation de l'étude de la CRE en 2014, ils étaient soumis au tarif d'achat. Ainsi, l'électricité qu'ils produisaient était revendue à un coût fixe de 82 €/MWh quels que soient la puissance des installations ou le gisement des sites. Cette structure ne tient pas compte non plus de l'évolution des coûts d'une année sur l'autre. Les sites les plus ventés bénéficiaient ainsi de conditions beaucoup plus avantageuses permettant de dégager une rentabilité plus importante. Cependant, la suppression du tarif d'achat en décembre 2016 pour un passage progressif vers des appels d'offres a permis de diminuer fortement le coût de revente de l'électricité par les porteurs de projet afin de rester compétitifs et d'augmenter leurs chances d'être retenus. Ainsi, le coût de revente de l'électricité est descendu à 66,9 €/MWh et 65,4 €/MWh sur les deux premières périodes d'appel d'offre en décembre 2017 et juin 2018.

La plupart des parcs éoliens actuellement en service en Aveyron datant de cette période (seulement 2 nouveaux parcs autorisés depuis 2014), ces données, avec une moyenne de 10 %, sont représentatives du contexte local. Cependant, le TRI pour les projets plus récents ou en cours de développement serait plus de l'ordre de 2 à 6 % en moyenne. L'étude de cas présentée au paragraphe suivant permet d'affiner cette analyse.

2.4.3. Modélisation économique d'un projet "type"

Afin d'illustrer l'économie d'un projet éolien, une modélisation économique d'un projet "type" a été réalisée.

Jusqu'aux années 2005, les éoliennes dépassaient rarement les 100 m en bout de pale et 1,5 MW. L'industrie de l'éolien a ensuite franchi un premier cap en proposant des aérogénérateurs pouvant monter jusqu'à 150 m pour des puissances comprises entre 2 et 3 MW. Après 2010, une nouvelle génération d'éoliennes a permis d'atteindre les 200 m en bout de pale. Bien qu'aujourd'hui absentes des dossiers déposés en Aveyron, il est important de noter que la dernière génération d'éoliennes permet d'atteindre des hauteurs en bout de pales de 200 m à 250 m avec des rotors à 150 m et des puissances unitaires pouvant aller jusqu'à 4,5MW. En parallèle, des innovations technologiques ont permis d'améliorer le rendement des éoliennes (aérodynamisme des pales,



système de transmission, pilotage à distance, etc.) et d'en réduire les nuisances (diminution des émissions sonores, pilotage fin afin de réduire les nuisances, etc.). En Aveyron, d'après une note publiée en avril 2019 par la DDT 12, les projets éoliens déposés entre 2010 et 2018 avaient une puissance moyenne de 2,6 MW pour une hauteur en bout de pale de 125,4 m. Entre 2014 et 2018, la hauteur bout de pale moyenne avait augmenté de 7,4 % (134,7 m) pour une puissance moyenne comparable.

Afin de se rapprocher des projets susceptibles de voir le jour en Aveyron, il a été décidé en accord avec le comité technique de simuler un projet de 6 aérogénérateurs. La puissance des dernières générations d'éoliennes s'échelonnant entre 3 et 4 MW, une puissance unitaire de 3,5 MW a été retenue. Le parc éolien a donc une puissance de 21 MW. Dans ce scénario, les charges d'investissement pour l'installation de cette centrale sont les suivantes :

CHARGES	Coût € / Wc	Investissement
<i>Etudes</i>	0,04	766 500 €
<i>Ingénierie et développement</i>	0,11	2 299 500 €
TOTAL ETUDES ET DEVELOPPEMENT	0,15	3 066 000,00 €
<i>Aérogénérateur</i>	1,02	21 462 000 €
<i>Infrastructures (génie civil, électrique et terrassement)</i>	0,15	3 066 000 €
<i>Autres (dont frais financiers et légaux)</i>	0,05	1 098 100 €
<i>Connexion au réseau + S3REnR</i>	0,09	1 967 900 €
TOTAL BESOINS CONSTRUCTION	1,31	27 594 000,00 €
TOTAL BESOINS (H.T.)	1,46	30 660 000,00 €

Figure 16 : Charges d'investissement pour un projet de 21MW
(ENCIS Environnement)

Ces couts tiennent compte de la quote-part au titre du S3REnR applicable en Aveyron en décembre 2018 à hauteur de 69,9 k€/MW. Les autres valeurs sont issues de données nationales, applicables localement.

Parmi ces postes, certains sont difficilement Régionalisables, en raison de la spécificité des compétences requises mal réparties sur le territoire :

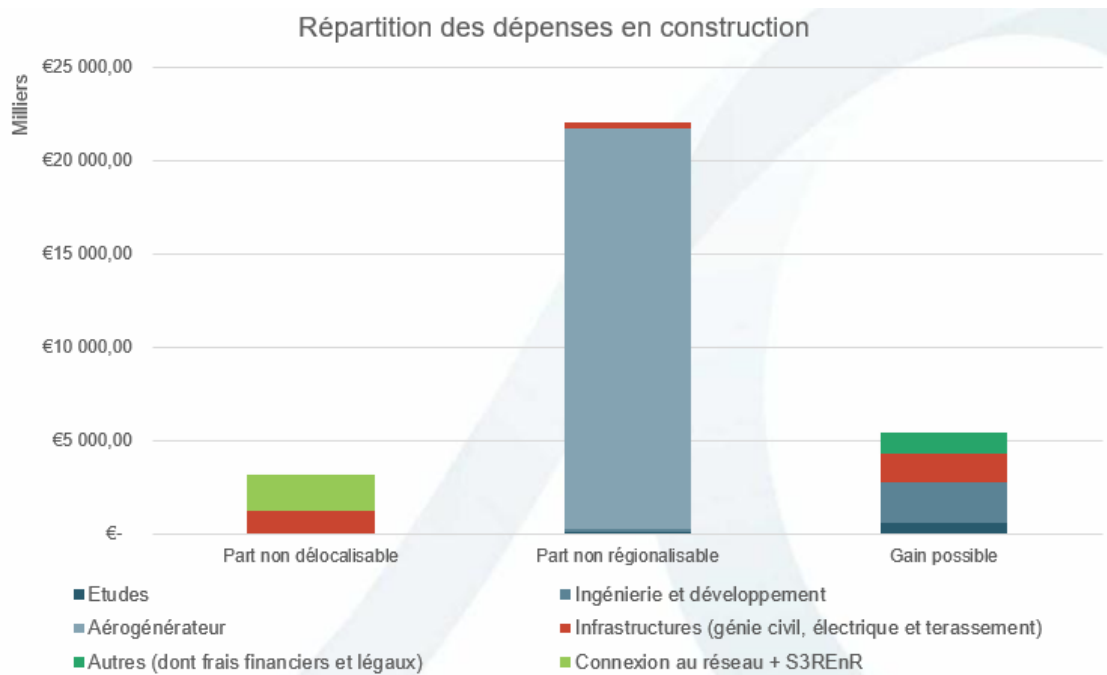
- Une partie des études et développement (environ 10 %) nécessitant l'intervention de bureaux d'études ou de cabinets d'experts d'envergure nationale voire européenne
- Les opérations de construction, fourniture et installation de l'aérogénérateur en raison de l'absence d'usine sur le territoire, et des compétences très spécifiques nécessaires pour leur installation ;
- Une partie des frais d'infrastructure (environ 10%), avec certains éléments, comme les postes de livraison, non fabriqués localement

Au total, ces dépenses représentent environ 22 M€ soit environ 70 % des charges liées à la construction. A l'inverse, certains postes sont difficilement délocalisables, pour un montant total d'environ 3 M€ :

- Une partie des frais d'infrastructure (environ 40 %), essentiellement pour l'approvisionnement en matériaux nécessaires à la réalisation du terrassement (grave) et des fondations (béton) ;
- Les frais de connexion au réseau public d'électricité.

Les 20 % restants (6 M€), constitués essentiellement des frais de développement (3 M€) et d'une partie des frais d'infrastructures (1,8M€) peuvent générer des retombées économiques locales sur le territoire en fonction de la localisation du porteur de projet et des choix de prestataires qu'il aura effectué. Il s'agit généralement de structures extérieures au territoire. En effet, il existe peu de structures disposées à se lancer dans le

développement de projets de cette envergure. De plus, les porteurs de projets réalisent des partenariats avec des acteurs reconnus à l'échelle nationale voire internationale afin de limiter les coûts et faciliter l'organisation et le suivi des chantiers.



*Figure 17 : Répartition des dépenses en construction
(ENCIS Environnement)*

Une partie des travaux liés à la construction de l'éolienne peut avoir un impact positif considérable sur le cadre de vie, grâce à l'élargissement, la réfection et/ou l'élagage de routes et chemins sur lesquels passent les camions du chantier.

Un plan de trésorerie et un compte de résultat prévisionnels ont été réalisés sur la période d'exploitation du projet, soit 20 années. Les hypothèses suivantes ont été retenues :

- Facteur de charge : 25,6 %, soit la moyenne de la Région Occitanie en 2018 d'après le panorama de l'électricité renouvelable (RTE, 2018) ;
- Tarif de revente de l'électricité : 66,9 €/MWh soit le tarif moyen des projets retenus lors de l'AO CRE 2 ; Le tarif subira annuellement une indexation dépendant de l'évolution du coût horaire du travail dans les industries mécaniques et électriques, et de l'indice des prix à la production de l'industrie française pour le marché français. Dans le cadre de la présente étude, nous considérerons que l'évolution du tarif d'achat sera de $0,2 * \text{l'inflation}$.
- Inflation : taux moyen de 1 % pour les 20 années à venir. Ce taux est appliqué à l'ensemble des charges et est utilisé pour réévaluer le tarif d'achat de l'électricité ($0,02 * 1\% = 0,4\%$)
- 80 % d'emprunt bancaire remboursé sur 20 ans à un taux de 2,5 % (Pöyry, France Energie Eolienne, 2016; Commission de Régulation de l'Energie, 2014),



Durant ses 20 années d'exploitation, le parc éolien produira 941,9 GWh et générera au total 64,2 M€ de chiffre d'affaire. Les charges sont réparties comme suit :

CHARGES (HT)	
Exploitation et maintenance	9 799 250
Location	1 387 197
Impôts (IFER + CVAE + CFE + TF+ TA)	5 909 480
Autres frais d'exploitation (assurance, gestion, etc.)	3 266 417
Dotations aux amortissements (centrale initiale)	30 660 000
Charges financières	7 011 330
Total des charges (B)	58 033 674
Résultat brut (avant cumul des pertes)	6 189 484
Report des pertes	0
Résultat brut (après cumul des pertes)	6 189 484
Impôt sur les sociétés	1 553 702
Dividendes	4 635 781

Figure 18 : Charges d'exploitation pour un projet de 21MW (ENCIS Environnement)

Parmi elles, tout comme pour les charges d'investissement, une partie n'est pas Régionalisable. Il s'agit de l'impôt sur les sociétés qui n'est pas un impôt local, et des pièces de rechange qui seront produites par le fabricant du matériel pour un montant total d'environ 3,3 M€.

A l'inverse, les différents impôts payés ainsi que les loyers, environ 7,3 M€ bénéficieront directement au territoire via les collectivités ou les propriétaires/exploitants des parcelles concernées. Les apports et retombées économiques directes pour les propriétaires des terrains, les porteurs de projets, les collectivités et les banques sur 20 ans sont présentées sur les figures suivantes :

Retombées économiques (20 ans)		Retombées économiques (20 ans)	
PORTEUR DE PROJET		PORTEUR DE PROJET	
<i>Dividendes + trésorerie 20 ans</i>	8 356 351 €	<i>Dividendes + trésorerie 20 ans</i>	10 062 290 €
<i>Capital Investi</i>	3 764 134 €	<i>Capital Investi</i>	6 195 011 €
<i>Total 20 ans</i>	4 592 218 €	<i>Total 20 ans</i>	3 867 279 €
<i>Taux de rentabilité Annuel moyen (%)</i>	6,10	<i>Taux de rentabilité Annuel moyen (%)</i>	3,12
PROPRIETAIRE TERRAIN		PROPRIETAIRE TERRAIN	
<i>Loyers perçus</i>	792 684 €	<i>Loyers perçus</i>	1 387 197 €
COLLECTIVITES		COLLECTIVITES	
<i>Région</i>	67 497 €	<i>Région</i>	151 097 €
<i>Département</i>	1 217 702 €	<i>Département</i>	1 860 338 €
<i>Bloc communal</i>	3 240 064 €	<i>Bloc communal</i>	4 926 485 €
<i>TOTAL</i>	4 525 263 €	<i>TOTAL</i>	6 937 921 €
BANQUES		BANQUES	
<i>Intérêts perçus</i>	4 260 135 €	<i>Intérêts perçus</i>	7 011 330 €
<i>Capital Investi</i>	15 056 534 €	<i>Capital Investi</i>	24 780 046 €
<i>Taux de rentabilité Annuel moyen (%)</i>	1,41	<i>Taux de rentabilité Annuel moyen (%)</i>	1,41

Figure 19 : Retombées économiques sur 20 ans pour un projet éolien de 12MW (gauche) et 21MW (droite) au taux moyens votés (ENCIS Environnement)



Retombées économiques (20 ans)		Retombées économiques (20 ans)	
PORTEUR DE PROJET		PORTEUR DE PROJET	
<i>Dividendes + trésorerie 20 ans</i>	8 356 351 €	<i>Dividendes + trésorerie 20 ans</i>	9 064 197 €
<i>Capital Investi</i>	3 764 134 €	<i>Capital Investi</i>	6 195 011 €
<i>Total 20 ans</i>	4 592 218 €	<i>Total 20 ans</i>	2 869 186 €
<i>Taux de rentabilité Annuel moyen (%)</i>	6,10	<i>Taux de rentabilité Annuel moyen (%)</i>	2,32
PROPRIETAIRE TERRAIN		PROPRIETAIRE TERRAIN	
<i>Loyers perçus</i>	792 684 €	<i>Loyers perçus</i>	1 387 197 €
COLLECTIVITES		COLLECTIVITES	
<i>Région</i>	54 451 €	<i>Région</i>	150 581 €
<i>Département</i>	982 332 €	<i>Département</i>	1 853 980 €
<i>Bloc communal</i>	3 488 481 €	<i>Bloc communal</i>	6 268 822 €
<i>TOTAL</i>	5 616 333 €	<i>TOTAL</i>	8 273 383 €
BANQUES		BANQUES	
<i>Intérêts perçus</i>	4 260 135 €	<i>Intérêts perçus</i>	7 011 330 €
<i>Capital Investi</i>	15 056 534 €	<i>Capital Investi</i>	24 780 046 €
<i>Taux de rentabilité Annuel moyen (%)</i>	1,41	<i>Taux de rentabilité Annuel moyen (%)</i>	1,41

Figure 20 : Retombées économiques sur 20 ans pour un projet éolien de 12MW (gauche) et 21MW (droite) au taux plafonds votés (ENCIS Environnement)

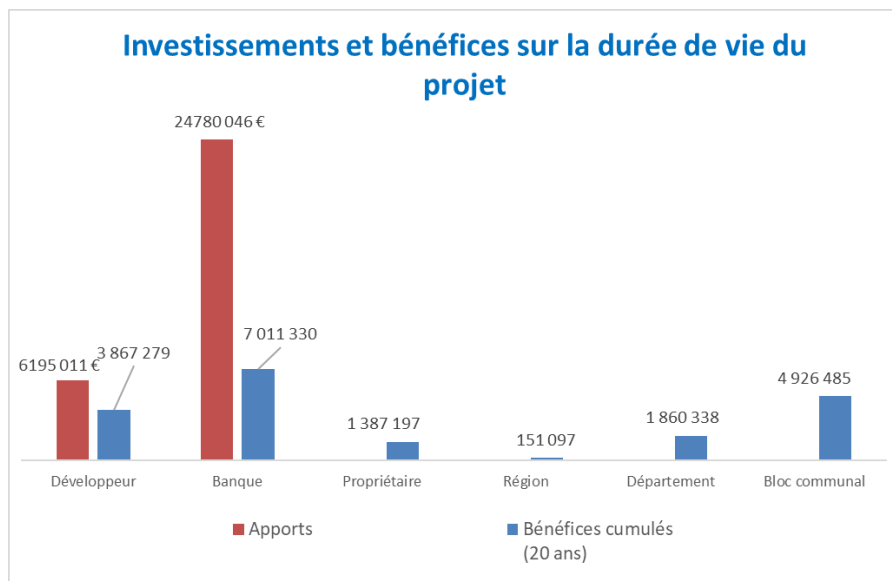


Figure 21 : Investissements et bénéfices sur la durée de vie du projet 21MW (ENCIS Environnement)

Il reste ainsi environ 23 M€ susceptibles d'être captés par le territoire en fonction du montage du projet et des prestataires sélectionnés pour la phase d'exploitation :

- Maintenance (hors pièces) : possibilité de privilégier les turbiniers disposant de bases de maintenance sur le territoire, ou de les inciter à en créer.
- Exploitation : le suivi d'exploitation peut être réalisé par le propriétaire du site, ou sous-traité à des entreprises spécialisées dont les bureaux se localisent généralement à proximité de grandes agglomérations. Les retombées peuvent ainsi être locales si le projet appartient à des acteurs du territoire qui en assurent directement le suivi.
- Mesures de compensation : prévues pour compenser les effets négatifs notables du projet sur l'environnement ou la santé humaine qui n'ont pu être ni évités ni suffisamment réduits, elles peuvent



avoir un impact positif sur le cadre de vie (ex : plantation de haies, aménagements touristiques pour valoriser le projet, etc.).

- Charges financières : elles peuvent être en totalité ou en partie perçus par le territoire en fonction des organismes financiers retenus.
- Dividendes : bénéficient directement aux entités ayant investis dans le projet, pouvant être des acteurs locaux ou extérieurs au territoire.
- Autres frais : possibilité de privilégier des structures locales (assureurs, comptables, avocats, etc.).

Finalement, un projet de cette envergure génère un chiffre d'affaire sur 20 ans de l'ordre de 64 M€. Sur ces montants, environ 41 % (26,3 M€) sortiront automatiquement du territoire (essentiellement du matériel). A l'inverse, 16 % (10,3 M€) seront réinjectées dans l'économie locale grâce aux taxes, aux impôts et aux matériaux nécessaires à la réalisation du terrassement et des fondations. Finalement, les retombées économiques d'un projet sur le territoire dépendent en grande partie du montage du projet et des choix d'intervenants avec les 43 % (27,6 M€) restants.

2.4.4. Effets induits sur l'économie du territoire

La valeur ajoutée ou création de richesse amenée par ces projets tient compte des effets induit, directs ou indirects, sur le territoire. Ces effets peuvent provenir de l'activité créée par les projets tout au long de leur durée de vie, et des dépenses de consommation issues des "revenus supplémentaires" des travailleurs du Département. Ils peuvent également avoir des impacts sur le tourisme ou l'immobilier.

Emploi

L'observatoire de l'éolien 2018, réalisé par BearingPoint pour France Energie Eolienne, analyse de manière très détaillée le marché, les emplois et les perspectives de l'éolien. D'après cette étude, l'éolien représentait en 2017 en France 17 100 emplois directs soit 7,8 % de plus qu'en 2016 (15 870 emplois) et 18,2 % de plus qu'en 2015 (14 470 emplois). Ces emplois sont répartis au sein de quatre grandes familles :

- Etudes et développement (4 884 emplois).
- Fabrication de composants (3 799 emplois).
- Ingénierie et construction (5 032 emplois).
- Exploitation et maintenance (3 384 emplois).

Les suivis environnementaux peuvent être un autre exemple de création d'emploi dans d'autres domaines d'activité. En effet, ces études qui peuvent concerner l'avifaune, les chauves-souris ou le bruit sont réalisées pendant une, deux voire quatre années après l'implantation d'aérogénérateurs.

Le développement de nouveaux projets pourrait permettre l'agrandissement des bases de maintenance existantes, ou l'implantation de nouvelles bases par d'autres turbiniers.

Au-delà des emplois spécifiques à l'éolien des corps de métiers classiques seront emmenés à intervenir tout au long des projets, et en particulier sur la construction et le démantèlement. Nous pouvons citer les suivants :

- Entreprises de travaux publics pour les travaux de terrassement, de génie civil et de génie électrique).
- Professions libérales :



- Notaires pour la contractualisation avec les propriétaires et exploitants des terrains concernés.
- Avocats pour la gestion des sociétés de projet, ainsi que la rédaction et l'audit des différents contrats signés dans le cadre du projet.
- Experts-comptables et commissaires aux comptes pour le suivi économique des sociétés de projet.
- Assureurs pour le développement, la construction et l'exploitation du projet.
- Banquiers pour la gestion des comptes et le financement d'une partie du projet.
- Bureaux d'études.

Comme précisé au chapitre précédent, ces entreprises sont choisies par le porteur de projet et peuvent être locales, Régionales, nationales, ou étrangères. Elles peuvent capter entre 10 à 25 % des coûts de construction.

Pendant les 6 mois en moyenne que dure un chantier éolien, le personnel devra se loger et se restaurer à proximité du site. Le chantier pourra mobiliser jusqu'à 20 personnes durant les périodes les plus sensibles (génie civil, acheminement et levage des éoliennes). Ainsi, une sensible hausse de l'activité au niveau des commerces et services de proximité pourra être observée.

Activité touristique

Il existe peu d'études quantitatives récentes menées par des instituts indépendants en France qui permettent d'établir les effets du développement de parcs éoliens sur la fréquentation touristique et les retombées économiques liées au tourisme.

En 2003, un premier sondage réalisé auprès de plus de 2 000 personnes au niveau national, avec deux suréchantillonnages en Aude et dans le Finistère par l'institut Synovate pour l'ADEME a montré que 22 % des répondants pensaient que les éoliennes avaient des répercussions néfastes sur le tourisme, alors que 31 % pensaient qu'elles participent à l'attrait touristique de la Région. Le reste des sondés y étant favorables ou indifférents (Ademe, Synovate, 2003).

Plus localement, un sondage mené dans la Région Languedoc-Roussillon (Conseil régional, CSA, 2003) a interrogé 1 033 touristes sur la question :

- Vis-à-vis du nombre d'éoliennes :
 - 16 % des vacanciers trouvaient qu'il y avait trop d'éoliennes.
 - 63 % pensaient qu'on pouvait en mettre davantage.
- Vis-à-vis du paysage :
 - 24 % que cela gêne le paysage.
 - 51 % que cela "apporte quelque chose d'intéressant au paysage".
- Vis-à-vis du choix de destination :
 - 6 % des touristes ont déclaré qu'ils feraient "en sorte de ne pas aller dans ce secteur" en cas de présence potentielle d'éoliennes à une dizaine de kilomètres de leur lieu de résidence.
 - 23 % pourraient réaliser un détour pour aller les voir lors d'une excursion.
 - 14 % feraient le voyage.
 - 55 % se déclarent indifférents.



L'étude conclut : « *Les éoliennes n'apparaissent ni comme un facteur incitatif, ni comme un facteur répulsif sur le tourisme. Les effets semblent neutres* ».

Ces études ont été menées il y a plus de 15 ans, alors que l'éolien était encore relativement peu développé sur le territoire national. Aujourd'hui, nous pouvons imaginer que le volume de touristes qui voit l'éolien comme un atout pour le territoire qu'ils visitent a diminué avec sa banalisation. La présence d'éoliennes sur un territoire pourrait avoir une incidence négative pour le tourisme mais dans une moindre mesure étant donné la faible proportion des touristes les voyant comme une menace à moins qu'une offre d'animation et de communication structurée soit mise en place afin de capter de nouveaux touristes et compenser l'éventuel déficit. En effet, les parcs éoliens peuvent entrer dans le cadre du tourisme scientifique, du tourisme industriel, de l'écotourisme et du tourisme vert, autant de formes nouvelles et originales de découverte. Un parc éolien peut devenir un objet d'attraction touristique, particulièrement dans les espaces où l'implantation d'aérogénérateurs est récente. Pour les territoires où l'éolien est plus banalisé (plusieurs parcs éoliens dans une Région depuis de nombreuses années), les aérogénérateurs deviennent des éléments habituels du paysage, les visites ont une moindre importance et c'est alors plutôt les populations des territoires voisins qui se déplacent pour observer le fonctionnement des aérogénérateurs. Nous pouvons citer l'exemple de l'association Action Ally 2000 en Haute-Loire (43) fondée en 1999 dans le but de faire vivre leur territoire. L'association propose depuis la construction des premières éoliennes en 2005 des visites guidées et des temps d'échange autour de l'énergie éolienne. Depuis, 6 nouveaux parcs éoliens (32 éoliennes) ont vu le jour dans un rayon de moins de 20 km, ce qui n'empêche pas le site d'accueillir environ 10 000 visiteurs par an.

Quelques études ont également été réalisées à l'international. Une première commandée par le gouvernement écossais en 2008 (Glasgow University, Moffat Centre, Cogentsi, 2008) synthétise les études existantes relatives à l'impact touristique dans 8 pays : Angleterre, Irlande, Danemark, Norvège, Etats-Unis, Australie, Suède, Allemagne). Elles ont tendance à montrer que les visiteurs ne cesseraient pas de fréquenter un endroit si un parc éolien y était construit, comme l'ont indiqué 92 % des gens interrogés lors d'un sondage mené en Angleterre du Sud-ouest, par exemple. La conclusion de la synthèse des études est la suivante : « *S'il existe des preuves d'une crainte de la population locale qu'il y ait des conséquences préjudiciables sur le tourisme à la suite du développement d'un parc éolien, il n'y a pratiquement aucune preuve de changement significatif après la construction du projet. Mais cela ne veut pas non plus dire qu'il ne peut pas y avoir d'effet, cela reflète aussi le fait que lorsqu'un paysage exceptionnel, avec un attrait touristique fort est menacé, les projets n'aboutissent pas.* » Plus récemment, une étude a été réalisée afin d'étudier les liens entre tourisme et éolien terrestre en Ecosse (BiGGAR Economics, 2016). Après avoir comparé les chiffres du tourisme dans un rayon de 15 km autour de 18 sites éoliens, elle conclut qu'il n'y a aucune relation entre le développement de projets éoliens terrestres et l'emploi touristique que ce soit au niveau local, Régional ou national.

Finalement, bien que la majorité de la population semble ne pas tenir compte de la présence d'éoliennes, une faible partie semble réticente à l'idée d'en côtoyer et pourraient modifier ses projets de séjour en cas de présence d'éoliennes. Cet effet négatif pourrait être compensé par du tourisme vert ou éco-tourisme dans le cas où des aménagements et une communication spécifique étaient mis en place afin de toucher un nouveau public.



Immobilier

La construction d'un projet éolien a une incidence sur le cadre de vie plus ou moins importante en fonction de la distance séparant les habitations du site. Ces incidences peuvent être perçues comme négatives, positives ou non-significatives, ce qui est susceptible d'impacter la valeur de l'immobilier. Comme pour l'activité touristique, les études sur les effets de l'éolien sur l'immobilier sont peu nombreuses.

Une étude menée dans l'Aude (CAUE de l'Aude, 2002) auprès de 33 agences concernées par la vente ou location d'immeubles à proximité d'un parc éolien rapporte que 55 % d'entre elles considèrent que l'impact est nul, 21 % que l'impact est positif (réaction positive) et 24 % que l'impact est négatif (annulation de transaction ou dépréciation). L'étude conclue que la réponse semble fortement dépendre de l'opinion de la personne interrogée vis à vis du développement de l'énergie éolienne sur le Département. Ainsi, si la présence d'éoliennes n'avait pas d'incidence pour une majorité de la population, une partie pourrait reporter ses projets d'achats vers des secteurs plus éloignés.

Dans le Nord-Pas-de-Calais, une autre étude évalue l'impact de l'énergie éolienne sur les biens immobiliers dans le contexte Régional. Elle se base sur l'évolution du nombre de permis de construire demandés et des transactions effectuées entre 1998 et 2007 sur 240 communes ayant une perception visuelle d'au moins un parc éolien. Il ressort de cette étude que, les communes proches des éoliennes n'ont pas connu de baisse apparente du nombre de demande de permis de construire en raison de la présence visuelle des éoliennes. Il est cependant précisé que « si un impact était avéré sur la valeur des biens immobiliers, celui-ci se situerait dans une périphérie proche (< 2 km des éoliennes) et serait suffisamment faible à la fois quantitativement [...] et en nombre de cas impactés » mais l'accès à des données fines et à des transactions individuelles serait nécessaire afin de l'évaluer précisément.

A l'étranger, une étude menée par des chercheurs de l'université d'Oxford (Royal Institution of Chartered Surveyors, 2007) d'après l'analyse de 919 transactions à moins de 8 km de deux parcs éoliens en exploitation. Elle indique qu'il n'y a pas de relation claire entre la distance aux éoliennes et le montant des transactions et conclut que la « menace » de l'implantation d'un parc éolien est souvent plus préjudiciable que la présence réelle d'un parc sur les transactions immobilières. Enfin, une autre étude anglaise (Gibbons, 2014) a comparé presque 38 000 prix trimestriels moyens de logements à l'échelle de codes postaux situés. Les montants des transactions semblent diminuer quand les éoliennes sont visibles, de l'ordre de 5 à 6 % à moins de 2km, moins de 2 % entre 2 et 4 km et moins de 1 % au-delà. Cette tendance est plus marquée à proximité de gros parcs éoliens (plus de 20 machines). A l'inverse, une tendance à la hausse est observée quand les éoliennes ne sont pas visibles.

Aux Etats-Unis, une première étude basée sur l'analyse de 24 300 transactions immobilières dans un périmètre proche de dix parcs éoliens sur une période de six ans (Renewable Energy Policy Project). L'étude a été menée trois ans avant l'implantation des parcs et trois ans après sa mise en fonctionnement et conclut que la présence d'un parc éolien n'influence aucunement les transactions immobilières dans un rayon de cinq kilomètres autour de ce dernier. En 2009, une autre étude plus récente commandée par le bureau de l'efficacité énergétique et des énergies renouvelables (Hoen, Wiser, Cappers, Thayer, & Sethi, 2009) a travaillé sur 7 459 transactions entre 1996 et 2007. Ces transactions sont intervenues avant le lancement de projets éoliens, avant la construction, puis une fois les parcs en service. Cette étude compare les valeurs des transactions par rapport à



la distance aux éoliennes, mais aussi à leur visibilité et nuisances. Il n'en ressort pas de preuve statistique de lien entre évolution du cout de l'immobilier et distance au projet.

Il est important de rappeler que la valeur d'un bien immobilier dépend d'une palette d'éléments objectifs (surface, localisation, dépendances, isolation, etc.) et subjectifs (paysage, voisinage, etc.). L'implantation d'éoliennes sur un territoire affecte plusieurs de ces éléments. Les nuisances potentielles objectives que pourrait générer un projet éolien sur le cadre de vie sont évaluées et traitées dans l'étude d'impact sur l'environnement et la santé humaine (bruit, vibrations, ondes, etc.). Le Préfet peut choisir de refuser le projet si les nuisances sont jugées trop fortes. De plus, la réglementation française impose de respecter un éloignement de 500 m vis-à-vis des constructions à usage d'habitation, des immeubles habités et des zones destinées à l'habitation, ainsi que des seuils d'émergences acoustique à respecter afin de préserver le cadre de vie. Généralement les impacts des projets éoliens sur le cadre de vie sont jugés non significatifs à faibles dans le périmètre immédiat du projet (< 2 km) et nul au-delà. Seules les habitations les plus proches des projets sont donc susceptibles de voir leur cout chuter pour des raisons objectives. A l'inverse, les retombées fiscales au niveau communal et intercommunal peuvent permettre d'améliorer la qualité des services proposés sur le territoire et ainsi d'y améliorer le cadre de vie. Un projet bien dimensionné devrait avoir une incidence nulle à positive faible sur le cadre de vie.

D'autres éléments subjectifs, en particulier l'évolution du paysage en présence d'éolienne, peut également entrer en compte dans l'évaluation du cout d'un bien. Ils sont plus difficiles à évaluer puisque dépendant directement des perceptions propres à l'acheteur. La crainte d'un projet et de ses nuisances, intimement liée aux perceptions sociales de l'éolien, peut également impacter la décision de l'acheteur. Cependant, si un acheteur est réellement opposé à la présence d'un parc éolien, il ne recherchera pas une baisse du prix du bien mais préférera tout simplement annuler la transaction.

Finalement, si la présence d'un projet ou d'un parc éolien aura des incidences généralement nulles ou positives faibles sur l'immobilier à l'échelle d'un territoire, elle pourra avoir un impact négatif à proximité immédiate, en particulier en cas de nuisances avérées ou de visibilité directe. Cet impact concernerait un nombre limité d'habitations et un nombre limité d'acheteurs potentiels, la majorité de la population apparaissant comme indifférente à la présence d'éoliennes. De plus, comme évoqué précédemment, des études environnementales réglementaires sont menées afin de s'assurer de la conformité des installations. L'impact semble intimement lié aux perceptions sociales de l'éolien qui sont développées dans le chapitre 0 de ce présent document.

3. Synthèse globale de l'analyse économique des projets d'énergie renouvelable

Quatre phases sur la durée de vie d'un projet d'énergie renouvelable sont à considérer quant aux retombées économiques qu'elles peuvent générer sur le territoire :

- phase étude,
- construction,
- exploitation
- démantèlement.

Les bénéficiaires des retombées sont :

- les porteurs de projet,
- les bureaux d'étude,
- les banques,
- les entreprises de construction,
- les fournisseurs et installateurs de matériel et les investisseurs,
- exploitants
- collectivités.

Les recettes fiscales liées à la mise en œuvre d'un projet d'énergies renouvelables sur le territoire sont principalement dues aux impôts liés à la propriété et à l'activité économique : la taxe foncière sur les propriétés bâties, la contribution économique territoriale, la taxe d'aménagement et l'imposition forfaitaire sur les entreprises de réseau. Les différentes strates administratives perçoivent les recettes liées aux énergies renouvelables réparties de la façon suivante pour un projet éolien de 21 MW (la répartition fluctue légèrement en fonction de la nature du projet).

La perception des recettes fiscales est répartie en fonction de critères multiples que ce soit de la nature de l'énergie renouvelable à la nature de la fiscalité de l'EPCI.

Les collectivités peuvent également intervenir sur le financement de projets, soit de façon mixte entre régie et marchés publics de travaux et de prestations, soit par la constitution d'une société d'économie mixte ou encore par la prise de participation dans une société privée porteuse de projet.

Il a été regardé dans le détail un projet de parc photovoltaïque et un projet éolien. Les retombées économiques des deux projets sont présentées ci-après.

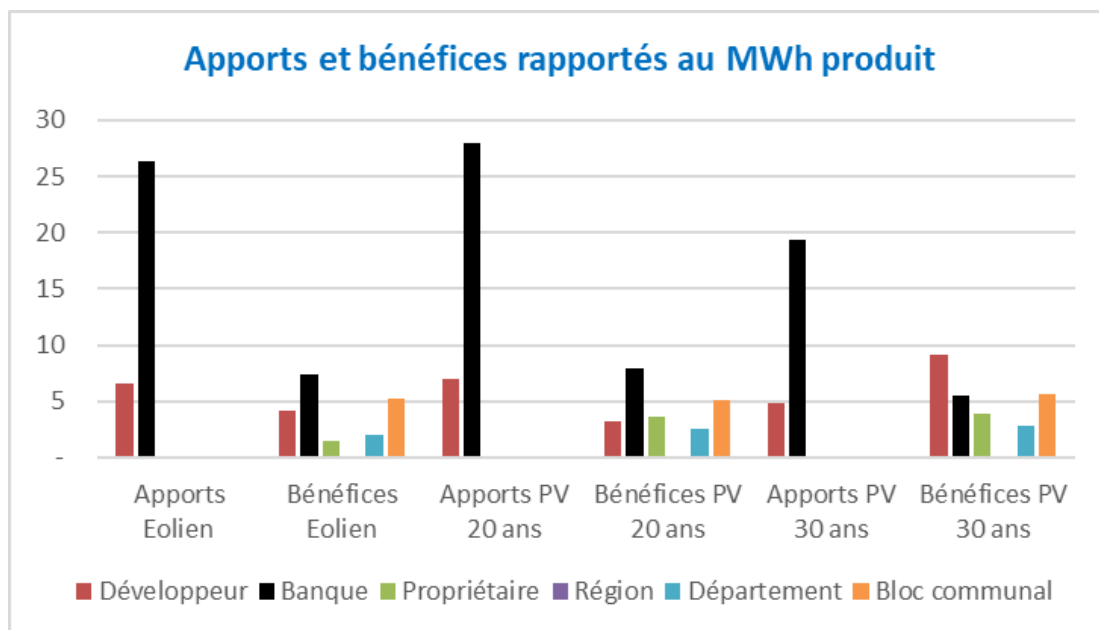


Figure 22 : Apports et bénéfices rapportés au MWh produit (ENCIS Environnement)

Les projets photovoltaïques avaient été construits dans une optique d'une durée de vie de 20 ans. Toutefois, les exploitants peuvent finalement continuer à exploiter les parcs et les retombées économiques sont alors beaucoup plus intéressantes.

On observe des bénéfices significatifs voire même supérieurs à ceux des autres acteurs pour les collectivités, même sans investissement direct dans les projets. Les porteurs de projets se rémunèrent essentiellement sur la seconde partie de l'exploitation des centrales, à partir de la vingtième année, une fois l'emprunt bancaire remboursé.

Il a par ailleurs été regardé un projet éolien dans le détail. Les charges d'investissement pour un projet éolien de 21MW s'élèvent à plus de 30M€, dont certains postes sont difficilement régionalisables, environ 70%, en raison de la spécificité des compétences requises mal réparties sur le territoire. A contrario, environ 10% des postes sont difficilement délocalisables, à savoir :

- Une partie des frais d'infrastructure (environ 40 %), essentiellement pour l'approvisionnement en matériaux nécessaires à la réalisation du terrassement (grave) et des fondations (béton)
- Les frais de connexion au réseau public d'électricité

Les dépenses liées à la construction d'un projet éolien peuvent être résumées dans le graphique ci-dessous :

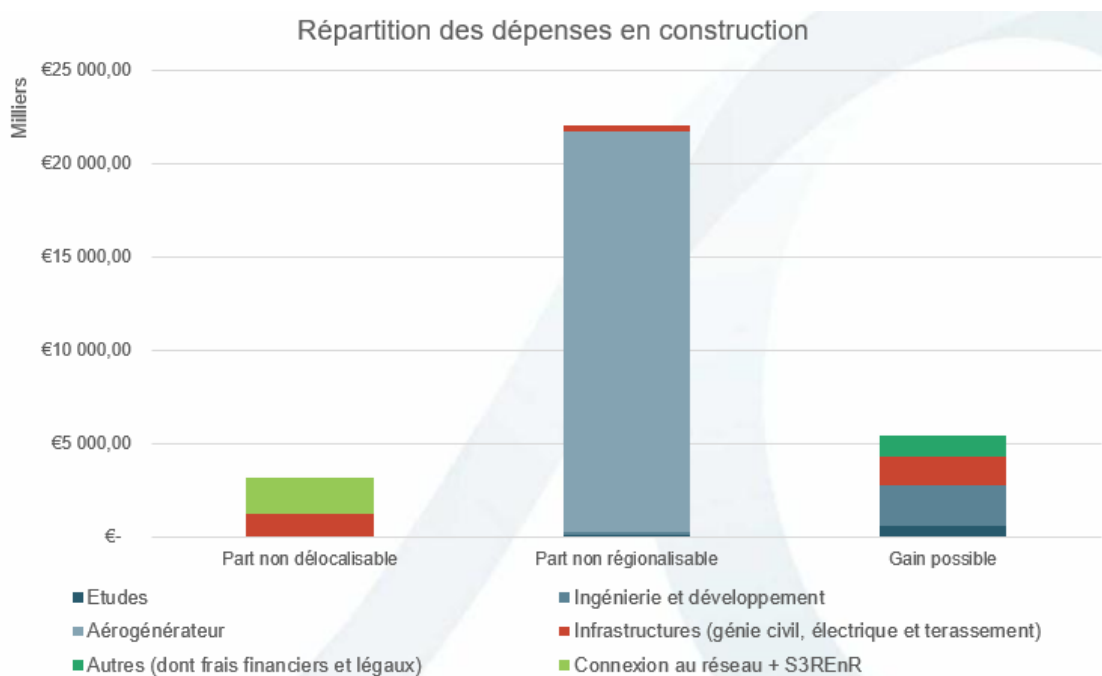


Figure 23 : Répartition des dépenses en construction (ENCIS Environnement)

Finalement, les différents impôts payés ainsi que les loyers, environ 7,3 M€ (pour un projet de 21MW) bénéficieront directement au territoire via les collectivités ou les propriétaires/exploitants des parcelles concernées. Un projet de cette envergure génère un chiffre d'affaire sur 20 ans de l'ordre de 64 M€. Sur ces montants, environ 41 % (26,3 M€) sortiront automatiquement du territoire (essentiellement du matériel). A l'inverse, 16 % (10,3 M€) seront réinjectées dans l'économie locale grâce aux taxes, aux impôts et aux matériaux



nécessaires à la réalisation du terrassement et des fondations. Finalement, les retombées économiques d'un projet sur le territoire dépendent en grande partie du montage du projet et des choix d'intervenants avec les 43 % (27,6 M€) restants.

En plus de retombées économiques directes, des effets induits sur l'économie du territoire sont à noter. Les corps de métiers qui pourraient être impactés par la création de parcs éoliens sont les suivants :

- Entreprises de travaux publics pour les travaux de terrassement, de génie civil et de génie électrique).
- Professions libérales :
 - Notaires pour la contractualisation avec les propriétaires et exploitants des terrains concernés.
 - Avocats pour la gestion des sociétés de projet, ainsi que la rédaction et l'audit des différents contrats signés dans le cadre du projet.
 - Experts-comptables et commissaires aux comptes pour le suivi économique des sociétés de projet.
 - Assureurs pour le développement, la construction et l'exploitation du projet.
 - Banquiers pour la gestion des comptes et le financement d'une partie du projet.
- Bureaux d'études.