



# Interreg



## France ( Channel Manche ) England

**RAPPORT ICE 2.4.2  
ÉTUDE DE VALIDATION DE LA METHODOLOGIE  
GENERALE ICE : MOLENE**

*12/12/22*

Calum Harvey-Scholes, Oscar Fitch-Roy, Peter Connor, Jiangjiao Xu, Sreeram Valsalakumar, Essam Hussain, Mohammad Abusara, Victor Kouloumpis, Jon Hardwick, Helen C M Smith, Jonathan Williams, Senthilarasu Sundaram



## À propos de l'ICE

Soutenu par Interreg VA France (Manche) Angleterre, le projet Intelligent Community Energy (ICE), vise à concevoir et mettre en œuvre des solutions énergétiques intelligentes et innovantes pour les territoires isolés de la Manche. Les îles et les communautés isolées sont confrontées à des défis énergétiques uniques. De nombreuses îles ne sont pas reliées à des systèmes de distribution d'électricité plus vastes et dépendent d'approvisionnements en énergie importés, généralement alimentés par des combustibles fossiles. Les systèmes énergétiques dont dépendent les communautés isolées ont tendance à être moins fiables, plus coûteux et à générer davantage d'émissions de gaz à effet de serre (GES) que les systèmes du réseau continental. En réponse à ces problèmes, le projet ICE prend en compte l'ensemble du cycle énergétique, de la production à la consommation, et intègre des technologies nouvelles et établies afin de proposer des solutions innovantes en matière de systèmes énergétiques. Ces solutions seront mises en œuvre et testées sur nos sites de démonstration pilotes uniques (l'île d'Ouessant et le campus de l'université d'East Anglia), afin de démontrer leur faisabilité et de développer un modèle général pour les systèmes énergétiques intelligents isolés ailleurs. Le consortium ICE réunit des chercheurs et des organisations de soutien aux entreprises en France et au Royaume-Uni. L'engagement auprès des PME permettra de soutenir le déploiement du projet et de promouvoir la coopération européenne.



# Île de Molène : Étude de validation de la méthodologie générale ICE

## 1 Introduction : objectif du présent rapport

Ce rapport contribue à la réalisation de la tâche 2.4 du projet ICE. L'objectif est de fournir une validation empirique de la "méthodologie générale ICE" développée dans la tâche 2.1 et présentée dans le rapport T.2.1.2 par la mise en oeuvre à quatre sites alternatifs. L'objectif de cette tâche est d'examiner comment l'application de la méthodologie peut être affectée par des considérations locales et de suggérer des améliorations à la méthodologie générale si nécessaire.

Les sites sont :

- Chausey, France (rapport 2.4.1)
- Molène, France (ce rapport 2.4.2)
- Lundy, Royaume-Uni (rapport 2.4.3)
- Les Sorlingues ou îles Scilly, Royaume-Uni (rapport 2.4.4)

## Contenu

1	Introduction : objectif du présent rapport .....	1
2	Transition énergétique intelligente sur Molène .....	3
2.1	Aperçu de l'île .....	3
2.2	Raisons de la sélection .....	3
2.3	Démographie et localisation .....	3
2.4	Statut économique.....	4
2.5	Aperçu des politiques et des réglementations .....	5
2.6	Données clés sur la production et l'utilisation de l'énergie.....	7
3	Implications de la méthodologie générale d'ICE .....	9
3.1	Engagement des parties prenantes .....	10
3.2	Évaluer les perspectives de la demande d'énergie et identifier les options .....	12
3.3	Perspectives d'approvisionnement en énergie.....	17
3.4	Évaluation de la fiabilité du système .....	23
3.5	Analyse de scénarios.....	26
3.6	Défis de mise en œuvre .....	42
3.7	Encourager les entreprises locales .....	43
4	Conclusion.....	47
4.1	Évaluation de la validité - la méthodologie générale s'applique-t-elle dans ce contexte ?..	48
5	Références .....	48
6	Annexe 1 .....	52
6.1	Évaluation de la ressource solaire .....	52
6.2	Évaluation des ressources éoliennes .....	53
6.3	Cartographie des capacités.....	54

## 2 Transition énergétique intelligente sur Molène

### 2.1 Aperçu de l'île

Molène (Breton : Molenez) est une petite île à environ 15 km de la côte ouest de la Bretagne et l'une des îles du Ponant du Nord-Ouest de la France. C'est la plus grande île de l'archipel qui compte une vingtaine d'îles. L'île mesure 1 200 mètres sur 800 (72 hectares), et son point culminant est à 26 mètres au-dessus du niveau de la mer (*Molène.fr*, 2022).

### 2.2 Raisons de la sélection

Parmi les nombreux défis auxquels est confrontée la transition énergétique durable dans les petites îles, on peut citer la faible ampleur de la demande, les fortes variations saisonnières de la demande, le manque de ressources énergétiques disponibles et les restrictions patrimoniales au développement. Trois générateurs consomment 394 000 litres de fuel par an pour alimenter les 1 350 MWh d'énergie consommés sur Molène, principalement pour les usages résidentiels et tertiaires.

### 2.3 Démographie et localisation

La population permanente a diminué d'environ 673 personnes en 1921 à 216 en 2014. En été, un certain nombre de résidents temporaires portent la population à environ 750 personnes pour une période de 45 jours (Association Les Iles du Ponant, 2010). Cependant, l'île reçoit un grand nombre de visiteurs d'un ou deux jours, environ 20 000 par an.

Le nombre de personnes équivaut à une population de 363 habitants après calcul de la pression humaine par Tableau 1. La présence humaine est très inégale puisque l'île est habitée par des milliers de personnes les jours d'été mais seulement des centaines les jours d'hiver. Il est nécessaire de disposer d'un système permettant de gérer toute la pression humaine en cas de séjour surdimensionné et trop coûteux sur l'île.

Tableau 1 - Informations démographiques pour Molène

Résidents (365 jours)	216	78 840 jours
Résidents d'été (45 jours)	750	33 750 jours
Visiteurs (1 jour)	10 000 (moyenne 2 jours)	20 000 jours
Somme (jours-hommes)		132 950 jours
Nombre moyen de résidents		363 par an

La localisation de Molène est indiquée sur le schéma 1. L'archipel est situé à mi-chemin entre le Cap Saint-Mathieu sur le continent breton et Ouessant (AN : Ushant) en mer d'Iroise et est reconnue comme l'une des zones les plus riches en vie marine au monde. Molène est également le premier parc naturel marin de France (*Parc naturel marin | Iroise*, no date). Il y a huit îles autour de Molène, qui sont Bannec, Balanec, Béniguet, l'île aux Crétiens, Litry, Morgol, Quémènès et Triélen. Molène est la plus grande île d'entre elles. La communauté et le port sont situés à l'est de l'île et en face de deux îles de Lédénez, Lédénez Vraz et Lédénez Vihan, qui est reliée à l'île principale aux marées basses.



Schéma 1 - Localisation de l'île de Molène.

## 2.4 Statut économique

Le commerce le plus important de l'île est la pêche. Trois petits bateaux de pêche sont utilisés pour subvenir aux besoins de leurs familles respectives, et un plus grand bateau est partagé entre trois pêcheurs. Ils pêchent des coquillages et des poissons locaux. D'autres insulaires travaillent comme marins sur les bateaux entre Brest, Ouessant et Molène, ou dans la marine marchande française.

L'autre revenu important de l'île est le tourisme, comme le kayak dans l'archipel de Molène. Il y a une crêperie, un restaurant et une épicerie sur l'île. Cependant, il n'y a pas d'électricien ni de station-service sur l'île. La municipalité commandera le diesel qui arrive chaque samedi et le vendra ensuite sans but lucratif aux habitants de l'île. L'essence est transportée par bateau en raison de son inflammabilité. Les prix des denrées alimentaires ne sont que d'environ 5 % plus élevés que sur le continent. Les personnes n'ont donc pas besoin d'aller sur le continent pour s'approvisionner. En outre, ils peuvent commander en ligne et revenir via le ferry (Pleijel, 2015).



## 2.5 Aperçu des politiques et des réglementations

Les sous-sections suivantes résument les informations politiques et réglementaires pertinentes du rapport T1.1.2 de l'ICE couvrant les voies d'accès au marché pour les énergies renouvelables, l'accès au réseau et aux réseaux et les autorisations sociales et environnementales.

### 2.5.1 Les voies d'accès au marché : Production, achat et rémunération des énergies renouvelables

#### *Obligation d'achat et obligation RES*

Comme nous l'avons vu plus haut, le système électrique français, y compris le développement et l'intégration des technologies d'énergie renouvelable, a toujours été dominé par l'entreprise publique de services publics, Électricité de France (EDF), qui possédait ou agissait en tant que preneur et contrepartie <sup>1</sup> pour presque tous les projets indépendants d'énergie renouvelable. Bien qu'EDF (ou l'une de ses filiales locales) reste la principale voie d'accès au marché pour les producteurs indépendants, des changements récents rendent plus probable la participation d'autres acquéreurs. Toutefois, si les projets d'énergie renouvelable ne sont pas en mesure d'obtenir un contrat d'enlèvement à des conditions commerciales, EDF agira en tant que "fournisseur de dernier recours", en concluant un contrat pour un maximum de 80 % de la valeur marchande de l'électricité.

#### *Politiques de rémunération des extrants*

La France dispose de deux principaux mécanismes de soutien basés sur les résultats pour les énergies renouvelables : un tarif dégressif à prime pour les grandes installations, attribué par le biais d'enchères concurrentielles, et un tarif de rachat pour les projets plus petits.

#### *Tarif premium (Complément de rémunération par guichet ouvert)*

Le tarif de rachat a été le principal instrument pour encourager le déploiement des énergies renouvelables en France jusqu'à présent. Cependant, les lignes directrices européennes sur les aides d'État mises à jour en 2014 exigent une refonte majeure des systèmes de soutien aux SER en France. À cet effet, la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte d'août 2015 a instauré un tarif de prime dégressif dit "mécanisme de compensation". Cet instrument consiste à allouer aux producteurs d'électricité renouvelable un tarif majoré par rapport au prix qu'ils peuvent obtenir sur le marché de l'électricité, afin de couvrir les coûts de leurs installations et d'assurer leur rentabilité (art. 104, loi n° 2015-992). En fonction de la technologie, de l'emplacement et de la taille de l'installation, le tarif majoré est attribué aux producteurs soit de manière administrative, par le biais de contrats "ouverts" ("premier arrivé, premier servi"), soit par le biais d'un processus d'enchères concurrentielles. La valeur de la prime est calculée par la CRE, l'autorité française de régulation du marché de l'électricité, à l'aide d'une formule qui prend en compte le prix du marché, les coûts administratifs estimés, le profil de coût d'une installation de référence et les revenus des garanties de capacité. Le tarif à payer diminue (vers le prix du marché de gros) dès qu'un volume seuil a été produit par la centrale.

Il est important de noter que pour les zones non interconnectées (ZNI), le passage au système de primes progressives n'est applicable que dans le système électrique français continental où il existe un marché de gros de l'électricité liquide pour fournir un prix de référence pour ces contrats. Dans les territoires isolés électriquement, un contrat à prix fixe restera la principale structure de soutien des revenus. Que le tarif soit dégressif ou fixe, la durée du contrat est de vingt ans.

#### *Enchères d'énergies renouvelables (appels d'offres)*

Comme nous l'avons vu plus haut, à l'instar de tous les autres membres de l'UE, la France a adopté un système d'appel d'offres ou d'enchères pour l'attribution de toutes les aides en faveur des énergies renouvelables, avec quelques exceptions telles que les installations d'une capacité installée inférieure à 1 MW ou de moins de six éoliennes. Pour les technologies matures comme l'éolien

---

<sup>1</sup> EDF a passé des contrats avec des producteurs pour qu'ils remplissent à la fois les éléments physiques et financiers de la prise de production.

terrestre et offshore et le solaire photovoltaïque, la France expérimente depuis quelques années le recours aux appels d'offres. Récemment, le gouvernement a lancé une série d'appels d'offres pour un large éventail de types de soutien aux énergies renouvelables.

En 2016, le gouvernement a lancé un programme de six appels d'offres qui se tiendront entre 2016 et 2019 pour soutenir un total de 3 GW de solaire photovoltaïque. À l'heure où nous écrivons ces lignes, 79 projets ont décroché un contrat de soutien à un prix moyen de 62,5 €/MWh dans le cadre de l'un de ces appels d'offres. En parallèle, une série similaire de six appels d'offres a été organisée entre 2017 et 2020 pour toutes les installations éoliennes terrestres de plus de six turbines, permettant également de passer des contrats jusqu'à 3 GW<sup>2</sup>. Un appel d'offres a également été lancé pour 50 MW d'installations d'autoconsommation, les soumissionnaires qualifiés devant consommer au moins la moitié de la production du projet sur place.

### **Appels d'offres pour l'énergie solaire et le stockage**

En 2015, le gouvernement français a lancé un appel d'offres visant spécifiquement les territoires insulaires du pays. L'appel d'offres "solaire plus stockage" portant sur 25 MW de systèmes photovoltaïques au sol et 25 MW de systèmes photovoltaïques en toiture de plus de 100 kW nécessite l'intégration d'un système de stockage de l'énergie électrique. Au total, le premier tour de ce type d'appel d'offres a rempli son objectif de 50 MW avec 33 projets sur des îles en France et dans ses territoires d'outre-mer en juin 2016 (Ministère de l'Environnement de l'Énergie et de la Mer, 2016). En mars 2017, le gouvernement a annoncé qu'il allait lancer un appel d'offres pour des projets d'énergie marémotrice entre 50 et 100 MW dans des zones désignées en Normandie et en Bretagne (OEE, 2017). La France a lancé deux appels d'offres fructueux pour l'éolien en mer en 2012 et 2013 et prévoit de passer des contrats portant sur une puissance maximale de 3 GW d'ici 2023.

Outre les appels d'offres réguliers, dont l'ampleur peut ne pas se prêter à des projets sur les ZNI, la CRE permet également de se procurer des capacités renouvelables sur une base ponctuelle dans ces territoires. Ces "contrats de gré à gré" sont "*soumis à l'analyse de la CRE et permettent de déterminer un niveau de soutien adapté aux spécificités du projet et du territoire auquel il est rattaché*". (CRE, 2016, p. 29).

### **Tarif d'achat (Feed-in tariff)**

Bien que la prime glissante soit progressivement élargie, le tarif de rachat "classique" à prix fixe continue de jouer un rôle en France en tant qu'instrument de soutien pour les petites installations et les technologies d'énergie renouvelable moins matures, y compris les installations solaires photovoltaïques d'une capacité maximale de 100 kW.

### **Autres éléments financiers**

Les propriétaires de logements en France peuvent bénéficier d'un crédit d'impôt pour la transition énergétique (CITE) destiné à encourager les économies d'énergie et la production d'énergie renouvelable. Le crédit d'impôt peut être demandé pour 30 % des travaux qualifiés dans la limite de 8 000 €. Il existe également des concessions en matière de taxe sur la valeur ajoutée (TVA) pour les travaux de rénovation des bâtiments qui améliorent la performance énergétique (IEA, 2016).

## **2.5.2 Accès au réseau et connexion au réseau**

Les installations d'énergie renouvelable en France doivent respecter les mêmes obligations que toute autre forme de production lors du raccordement aux réseaux électriques et, si elles ne sont pas prioritaires, elles ne peuvent pas non plus être discriminées. Les propriétaires d'installations qui souhaitent exporter de l'électricité vers le réseau public de distribution s'adressent directement au propriétaire du réseau de transport d'électricité (RTE) ou à l'entreprise locale de distribution, presque toujours Enedis.

---

<sup>2</sup> <http://www.cre.fr/documents/appels-d-offres>



Des accords doivent être conclus pour l'accès au réseau ( *Contrat d'accès au réseau public* ), le raccordement au réseau ( *Contrat de raccordement* ) et l'utilisation des ouvrages de raccordement au réseau ( *Contrat d'exploitation des ouvrages de raccordement* ) (Boekhoudt and Behrendt, 2015). Les changements récents introduisent des délais stricts pour la connexion. A partir du moment où un contrat signé est accepté, les raccordements de plus de 3kVA doivent être mis à disposition dans un délai de 18 mois. Comme auparavant, les petites connexions doivent être préparées en deux mois ou moins.

2.5.3 Permis sociaux et environnementaux, licences et aménagement du territoire  
Autrefois complexes, onéreux et considérés comme un frein au développement, les permis de construire nécessaires à la réalisation de projets d'énergie renouvelable en France ont récemment été considérablement simplifiés. Jusqu'en 2017, de nombreux permis étaient nécessaires et obtenir l'autorisation de construire un parc éolien de 12 MW prenait en moyenne 7 à 8 ans (Lazerges, Gözl and Sauzay, 2016). Une autorisation environnementale unique, délivrée par le préfet de département, et couvrant l'ensemble des prescriptions a été mise en place en juin 2017. Les éléments essentiels du nouveau système sont les suivants :

- Autorisation spéciale pour les réserves naturelles nationales et les réserves naturelles classées par l'État en Corse ;
- Autorisation spéciale pour les sites enregistrés ou en attente d'enregistrement ;
- Exemption des mesures de protection de la faune et de la flore sauvages ;
- Procédure de non-opposition pour les sites Natura 2000 ;
- Autorisation d'exploiter une installation de production d'électricité ;
- Approbation des structures électriques privées utilisant des terrains publics ;
- l'autorisation de défrichement ; et
- Pour les éoliennes terrestres, diverses autorisations au titre du patrimoine national de la défense.

(Fornacciari and Verrier, 2017; Martor and Harada, 2017)

En France, les centrales de production d'électricité sont tenues d'obtenir une autorisation de production d'électricité. Les petites centrales de production d'énergie renouvelable sont toutefois exemptées. Le seuil d'exemption a été relevé en 2017 de 12 MW pour les parcs solaires et 30 MW pour les parcs éoliens à 50 MW pour les deux, ainsi que pour les énergies renouvelables océaniques.

2.6 Données clés sur la production et l'utilisation de l'énergie

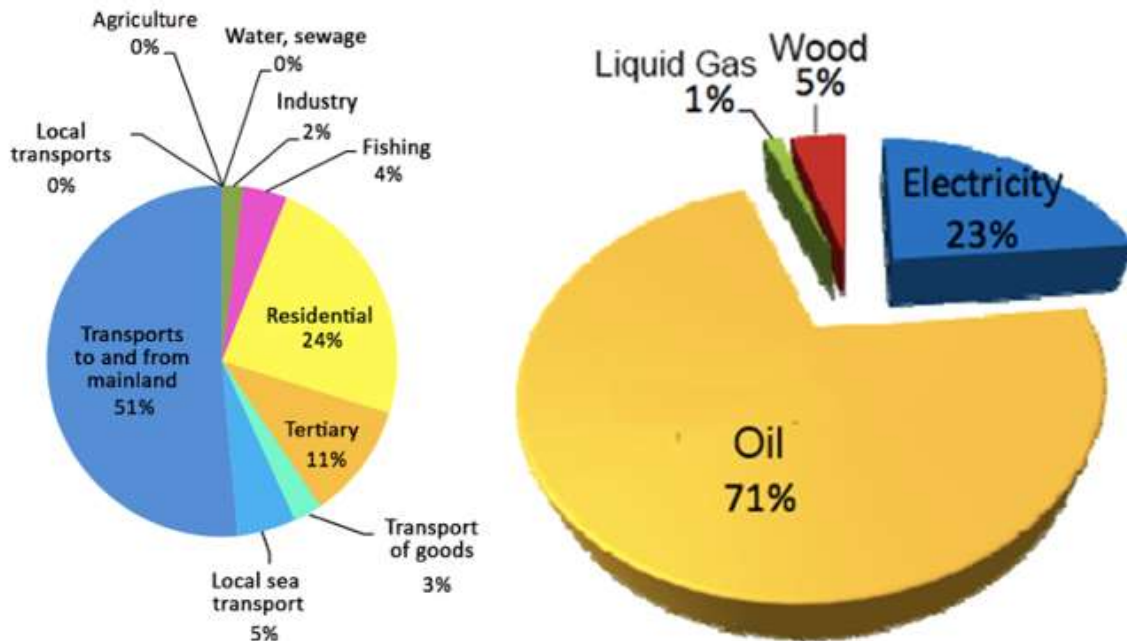


Schéma 2 - Consommation énergétique sectorielle et sources d'énergie sur Molène (Pleijel, 2015).

L'île de Molène a consommé 8 114 MWh en 2014 (Pleijel, 2015). Comme le montre le schéma 2, 59 % sont utilisés pour les transports, principalement entre l'île et le continent pour les déplacements vers et depuis les ports du continent. Seuls 5 % sont utilisés pour le transport maritime local et 3 % pour le transport de marchandises. Le pétrole est la principale source d'énergie (71 %) sur l'île, suivi par l'électricité (23 %, qui est produite par des générateurs diesel).

L'électricité est principalement consommée pour des usages résidentiels et tertiaires, voir Figure 3. Sur Molène, environ 60 % de la consommation d'électricité est utilisée pour le chauffage, 20 % pour l'eau chaude (douche, vaisselle, etc.) et les 20 % restants sont utilisés pour d'autres appareils électriques. Le coût total de l'énergie sur Molène était de 771 790 € en 2011 et les secteurs tertiaires, tels que les cafés, hôtels et restaurants, ont utilisé 11 % de l'énergie totale (900 MWh). L'électrification de Molène a commencé à partir de 1938. En raison de la profondeur et de l'irrégularité des fonds, des courants forts et irréguliers et des rochers sous-marins pointus, il est impossible d'installer un câble maritime pour fournir de l'électricité. Actuellement, l'électricité est produite par trois générateurs diesel de 150 kVA, 225 kVA et 320 kVA, qui consomment environ 100 000 litres de fioul par an pour desservir l'île. Depuis 2018, il n'y a plus de production photovoltaïque sur l'île et le mix énergétique reste 100 % thermique. Aucun système de stockage ou de gestion de l'énergie n'a encore été déployé, dans l'attente de la mise en place d'installations d'énergie renouvelable.

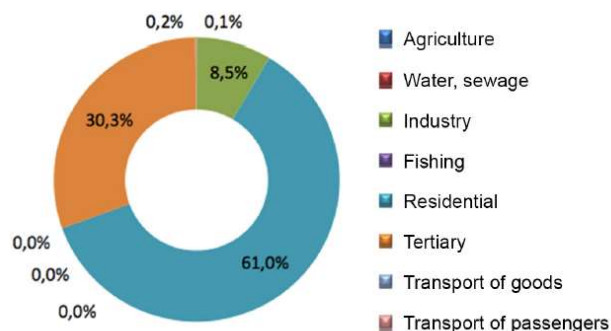


Figure 3 - L'utilisation de l'électricité sur Molène (Pleijel, 2015).

En 2017, la consommation d'électricité sur Molène s'est élevée à 1,2 GWh et la puissance appelée a varié entre 50 kW et 400 kW (Le Ministère de la Transition Énergétique, 2019) . La consommation résidentielle représente 69 % de la consommation avec une pointe entre 20h et 23h. Par rapport aux autres îles, on constate une plus grande variation de la consommation journalière et une consommation d'électricité comparable entre la basse saison et l'été liée à une moindre fréquentation touristique. Le déploiement des compteurs Linky a débuté en 2016 et 90 % des clients en sont équipés. Les objectifs de l'île de Molène pour les périodes 2019-2023 et 2024-2029 se déclinent comme suit (Le Ministère de la Transition Énergétique, 2019) :

Tableau 2 - Les objectifs de la programmation pluriannuelle de l'énergie de l'île Molène pour 2019-2023 et 2024-2028 .

	2018	2023	2028
MED <sup>1</sup>		-0,2 MWh	-0,3 MWh
PV	0 kW	300 kW	750 kW
Stockage	0 kW	300 kW	300 kW
SRE <sup>2</sup>	0 %	30 %	90%

1 : Gestion de la demande d'énergie (MED) 2 : Part des énergies renouvelables (SRE)

Molène vise à atteindre une part de 100 % d'énergies renouvelables d'ici à la fin de l'année 2030. Afin d'atteindre les objectifs, certaines actions efficaces doivent être prises. Les actions de maîtrise de la demande doivent être poursuivies, comme la rénovation du bâtiment et l'installation de nouvelles LED (Ouest-France, 2019). Ces actions devraient permettre de réduire la consommation annuelle de 200 MWh à partir de 2023. Il est également nécessaire de commencer à développer les énergies renouvelables, comme l'installation de technologies photovoltaïques, marémotrices et de stockage de l'énergie. Avec l'objectif d'une île "100 % énergies renouvelables" d'ici 2030, les systèmes de gestion, de flexibilité et de stockage devront être adaptés pour augmenter les capacités de stockage, étudier de nouvelles flexibilités et des stratégies de gestion de la demande.

### 3 Implications de la méthodologie générale d'ICE

Cette section examine l'applicabilité, la pertinence et les défis éventuels des sept éléments essentiels de la méthodologie générale (MG) d'ICE développée dans le rapport T2.1.2 de l'ICE (Matthew *et al.*, 2018).

### 3.1 Engagement des parties prenantes

L'ICE GM identifie deux domaines d'importance pour l'engagement des parties prenantes. Le premier est l'objectif de la mission et le second est un aperçu de quelques grandes lignes directrices pour les pratiques de la mission.

L'objectif de l'engagement des parties prenantes est parfois considéré en termes purement instrumentaux, c'est-à-dire comme un moyen d'obtenir le consentement du public pour un changement technologique ou organisationnel particulier. Cependant, le changement à l'échelle impliquée par la transition énergétique intelligente sur une île isolée nécessite une approche plus profonde, plus participative et délibérative, dans laquelle les objectifs de la transition et les décisions sur les moyens d'atteindre les objectifs sont le résultat d'une discussion ouverte et inclusive entre toutes les parties intéressées ou affectées. Il est essentiel d'envisager des approches adaptées aux différents groupes d'intérêt pour créer cet engagement significatif.

L'ICE GM suggère fortement que plus l'engagement se fait en amont, ou plus tôt dans le processus décisionnel, plus la confiance entre les promoteurs du projet et la communauté est grande et, en fin de compte, plus l'engagement est constructif. L'ICE GM considère les communautés locales non pas comme un obstacle à surmonter, mais plutôt comme une source de connaissances et de légitimité. L'engagement est une relation continue qui ne s'arrête pas une fois le projet terminé.

#### 3.1.1 Aperçu des principes essentiels de GM

Par conséquent, le GM :

1. Reconnaît la diversité des raisons qui motivent le soutien et l'opposition à diverses options technologiques en matière d'énergies renouvelables.
2. Cherche à garantir que les communautés disposent de la plus grande liberté possible pour définir le défi de la durabilité et identifier les actions souhaitables au niveau local.
3. Privilégie les approches de coproduction, dans lesquelles les experts (locaux) (par exemple, les décideurs politiques, les développeurs de technologies et de projets) et les publics sont réunis pour définir conjointement les problèmes et les solutions potentielles.
4. Tient compte des besoins des différents groupes d'intérêt, afin de parvenir à une participation inclusive et globale du public tout au long du processus d'implantation des infrastructures énergétiques.
5. S'engage continuellement auprès des parties prenantes tout au long et au-delà de la durée du ou des projets.

#### 3.1.2 Limites de cette étude

L'engagement des parties prenantes n'a pas été possible dans le cadre de cette étude en raison de contraintes de temps et de ressources et gravement compliqué par la pandémie de la Covid-19 à partir de février 2020. Nous avons pu intégrer certains objectifs du gouvernement du Finistère en nous basant sur un examen des stratégies et des plans accessibles au public, notamment la programmation pluriannuelle nationale de l'énergie (Le Ministère de la Transition Énergétique, 2019).

#### 3.1.3 Principes directeurs et considérations

Il n'y a pas d'approche unique recommandée pour l'engagement du public sur les questions d'énergie et l'expérience montre que les exercices d'engagement du public ont tendance à être plus efficaces lorsqu'ils reflètent les caractéristiques du projet et de la zone locale (Alexander, Wilding and Jacomina Heymans, 2013; de Groot and Bailey, 2016; Dwyer and Bidwell, 2019). Plus précisément, il y a au moins cinq domaines à prendre en considération :

- Sensibilisation et attention à l'énergie locale et à l'histoire de l'engagement public.
- Compréhension et prise en compte appropriée de la diversité et de la différence

- Adapter les approches de la participation à l'ensemble de la communauté et à des groupes spécifiques.
- Assurer un flux bidirectionnel d'informations et l'intégration des contributions des parties prenantes.
- Flexibilité, transparence et négociation de bonne foi lors des discussions et de la détermination des avantages pour la communauté.

Une considération importante est de savoir si l'île a eu des expériences antérieures avec les processus d'engagement et les projets énergétiques, et comment celles-ci peuvent influencer les perceptions des nouveaux projets (Alexander, Wilding and Jacomina Heymans, 2013; Papazu, 2016). Par exemple, l'échec d'un projet d'éoliennes à Ouessant a suscité un scepticisme local à l'égard de l'énergie éolienne sur l'île. Les processus d'engagement doivent également prendre en compte les questions plus larges que les communautés insulaires considèrent comme importantes afin que, dans la mesure du possible, les projets énergétiques améliorent le tissu économique, social et culturel des îles et limitent tout effet négatif (Devine-Wright, 2009; de Groot and Bailey, 2016). Parmi les questions plus larges que les processus d'engagement pourraient prendre en compte, citons : les opportunités d'emploi, la réduction de l'exode des jeunes résidents, la protection des secteurs économiques existants tels que le tourisme et la garantie que les projets respectent les environnements naturels et culturels locaux (Gross, 2007; de Groot and Bailey, 2016). Il est également essentiel de comprendre les besoins énergétiques des personnes pour s'assurer que les projets énergétiques contribuent positivement au bien-être des résidents et à la sécurité et l'accès à l'énergie.

Les processus d'engagement doivent également refléter le caractère diversifié des communautés insulaires et le potentiel de différences d'opinion entre les résidents permanents et à temps partiel, les visiteurs, et entre les différents secteurs économiques, tels que la pêche, l'agriculture et le tourisme (Colvin, Witt and Lacey, 2016; Dwyer and Bidwell, 2019). Des stratégies et des méthodes d'engagement différentes peuvent également être nécessaires pour s'engager auprès de groupes qui, pour diverses raisons, ne veulent ou ne peuvent pas participer à certains types d'activités d'engagement. Les questions de représentativité doivent également être prises en compte afin, par exemple, de parvenir à des jugements raisonnés sur la manière de prendre en compte les points de vue des propriétaires de résidences secondaires par rapport à ceux des résidents à vie ou autres résidents permanents. La compréhension des structures sociales locales, des relations de pouvoir et des différences de valeurs est souvent essentielle pour gagner la confiance et la coopération des communautés locales. Les stratégies d'engagement doivent en outre intégrer des mécanismes permettant aux groupes d'exprimer des points de vue disparates et de gérer les désaccords. Ces défis peuvent être particulièrement prononcés dans les communautés insulaires, car certains groupes (tels que les résidents à temps partiel) peuvent être difficiles à contacter, et parce que le risque de divisions est aggravé si les processus d'engagement ne tiennent pas compte de la dynamique sociale des petites communautés (Colvin, Witt and Lacey, 2016).

Les stratégies de participation doivent encourager une implication équitable ; toutefois, les techniques utilisées doivent tenir compte à la fois de la communauté insulaire dans son ensemble et des besoins et préférences de groupes spécifiques. Des recherches antérieures indiquent que les processus d'engagement plus intenses ne sont pas toujours populaires ou réussis. Parfois, les individus n'ont pas le temps, la confiance ou les compétences nécessaires pour jouer un rôle plus actif dans le débat et la prise de décision sur les propositions, et tout le monde ne souhaite pas être impliqué. Les techniques d'engagement doivent donc être flexibles, pragmatiques et adaptées aux besoins de chaque communauté, et éviter la surconsultation, qui peut être un risque particulier dans les îles et les zones reculées à faible population (Haggett, 2011; Aitken, Haggett and Rudolph, 2016; Rudolph, Haggett and Aitken, 2017). Les études de cas montrent une certaine préférence pour les ateliers (Kerr *et al.*, 2014; Heaslip and Fahy, 2018) et les foires scientifiques (Sperling, 2017; Dwyer and Bidwell, 2019) qui créent des atmosphères détendues pour les discussions sans être onéreuses pour les participants.

Dans la mesure du possible, les processus d'engagement doivent impliquer des flux d'informations bidirectionnels (Reed, 2008; Devine-Wright, 2011) qui permettent un dialogue sur les informations fournies par les organisateurs de l'engagement (Aitken, Haggett and Rudolph, 2016). Les échanges bilatéraux encouragent la confiance en fournissant des plates-formes pour le partage des connaissances locales sur les caractéristiques physiques, économiques, politiques, sociales et culturelles des zones qui peuvent être inconnues des développeurs et des décideurs, et peuvent ensuite être combinées avec des informations scientifiques et techniques pour produire des décisions plus informées (Haggett, 2008; Reed, 2008). Il faut également s'efforcer de répondre aux préoccupations du public et des parties prenantes, ou du moins faire en sorte que les promoteurs et les décideurs réagissent afin que les résidents se sentent valorisés dans le processus décisionnel (Sorensen *et al.*, 2002; Gross, 2007; Haggett, 2008; Aitken, Haggett and Rudolph, 2016; Sperling, 2017; Dwyer and Bidwell, 2019). Il est important que les promoteurs communiquent leurs décisions et les raisons qui les poussent à agir, afin que les communautés aient le sentiment d'être tenues informées, plutôt que d'être marginalisées une fois que les consultations initiales ont eu lieu. Les promoteurs du parc éolien offshore de Triton Knoll ont partagé avec les parties prenantes locales les résultats des consultations préalables à la demande, par le biais d'un rapport résumant la manière dont les avis des consultants ont été pris en compte dans la demande finale (Aitken, Haggett and Rudolph, 2014). Une autre façon de faciliter le partage de l'information consiste à utiliser des intermédiaires communautaires de confiance (Klain *et al.*, 2017; Sperling, 2017; Dwyer and Bidwell, 2019). L'expérience montre que le contexte dans lequel l'information est partagée et la personne qui la présente peuvent être aussi importants que l'information elle-même pour façonner la dynamique de l'engagement (Klain *et al.*, 2017).

Il convient d'examiner attentivement les formes de tout avantage communautaire offert dans le cadre du projet énergétique. Les types d'avantages mis à disposition sont susceptibles de varier d'un endroit à l'autre, mais des processus flexibles et transparents, avec une négociation active avec les représentants locaux sur leur conception et leur distribution, peuvent contribuer à remédier aux déséquilibres perçus entre les impacts et les avantages des projets. Les avantages peuvent inclure des fonds communautaires, la propriété communautaire, des apprentissages et des bourses d'études, des programmes éducatifs et des réductions sur l'électricité, tandis que les avantages indirects, tels que l'amélioration du tourisme, doivent également être discutés (Firestone, Kempton and Krueger, 2009; Rudolph, Haggett and Aitken, 2014, 2017). Les projets énergétiques peuvent également apporter des avantages à la communauté en tant que tels, par exemple en réduisant les coûts énergétiques et/ou en améliorant la fiabilité des connexions, bien qu'il ne faille pas supposer que ces avantages soient suffisants. Un thème récurrent dans les travaux sur les avantages pour la collectivité est que les régimes d'avantages doivent être adaptés aux besoins des zones, sites et projets individuels (Rudolph, Haggett and Aitken, 2017). Par exemple, l'analyse de Devine-Wright et Sherry-Brennan (2019) d'un fonds de bénéfices communautaires pour une ligne électrique à haute tension en Irlande souligne la nécessité d'un dialogue itératif avec les parties prenantes locales lors de la détermination des limites des régimes de bénéfices. Les approches négociées ont été jugées préférables à des approches plus formelles de "traçage de frontières" pour faire accepter que l'éligibilité aux prestations avait été déterminée de manière équitable et reflétait les connaissances et les intérêts locaux.

### 3.2 Évaluer les perspectives de la demande d'énergie et identifier les options

Un élément déterminant des décisions concernant l'avenir d'un réseau électrique isolé ou périphérique est une vision éclairée de la demande d'électricité, des facteurs qui déterminent les changements dans la demande et de la manière dont ceux-ci peuvent évoluer dans le temps. La première étape d'une évaluation de la demande est la collecte d'informations appropriées. Deuxièmement, il faut tenir compte de la manière dont les changements de comportement des consommateurs peuvent influencer sur la demande d'énergie.



### 3.2.1 Aperçu des principes essentiels de GM

Le GM considère :

- Des données agrégées sur la demande d'électricité, de chaleur et de transport.
- La demande historique par secteur et géographie
- Les données granulaires sur les habitudes de consommation d'énergie domestique
- Les moteurs économiques et démographiques de la demande d'énergie
- L'interaction entre les politiques et les changements de comportement, notamment en ce qui concerne l'augmentation des niveaux de "prosomption" énergétique.
- Changements anticipés de la demande ou de la production d'énergie

### 3.2.2 Évaluation de la demande énergétique actuelle

Molène, comme d'autres îles françaises, dispose de deux tensions de réseau, ici dénommées Haute Tension (HT) et Basse Tension (BT). Normalement, le réseau HT est de 5,5 kV. La carte du système électrique de Molène est présentée dans Schéma 4 .

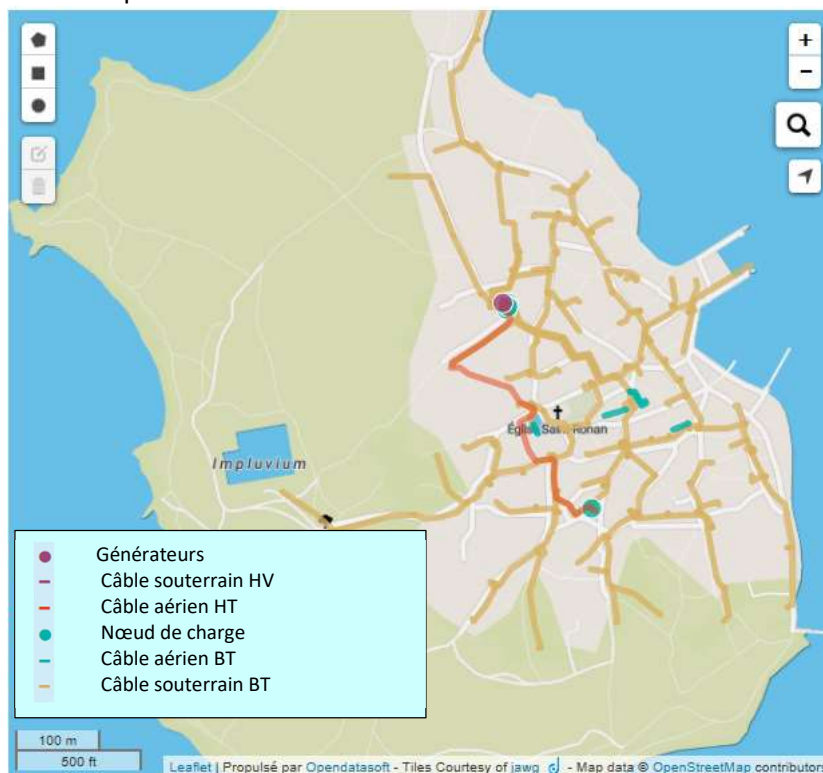


Schéma 4 - Système électrique de Molène.

Le groupe électrogène, illustré dans Schéma 5 Schéma 4 , est situé au centre de l'île et sa puissance est de 720 kW.



Schéma 5 - Groupe électrogène.

Seul le réseau HT (comme indiqué dans Schéma 6) sera pris en compte dans l'évaluation du flux de puissance et de la fiabilité.

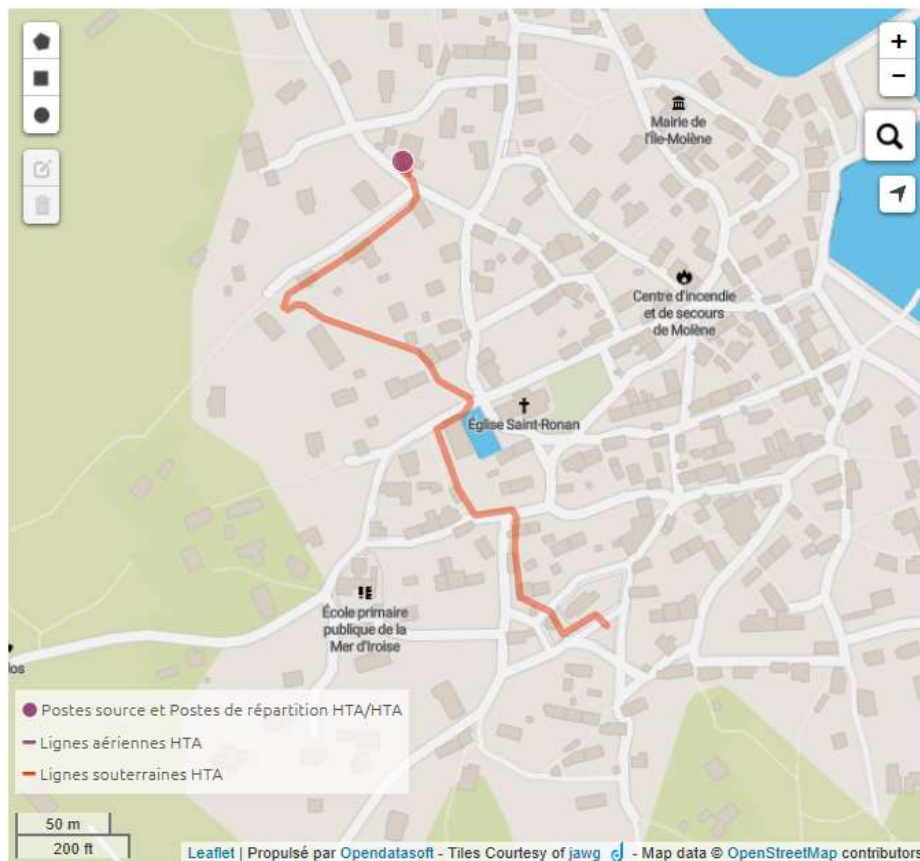
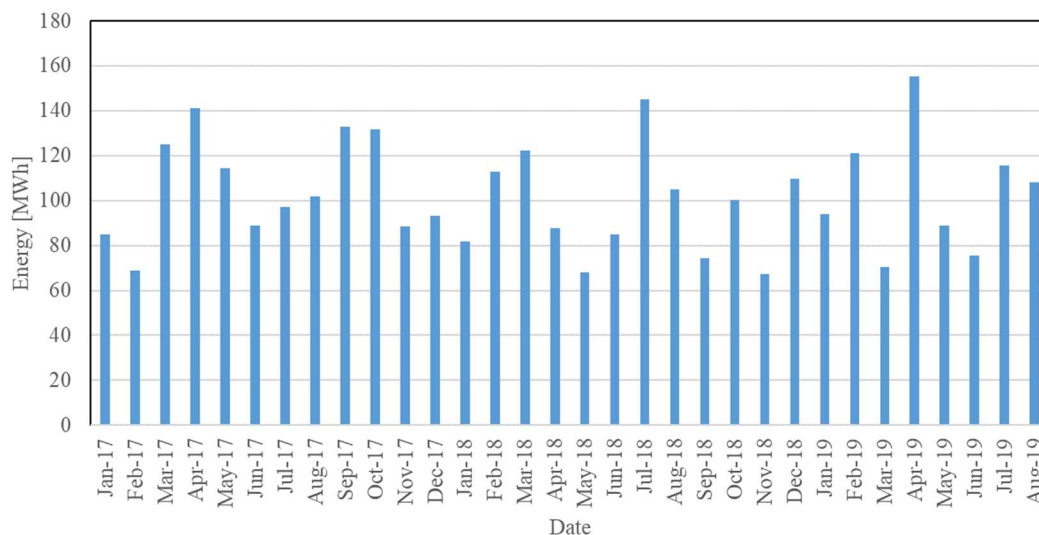


Schéma 6 - Réseau HT de Molène

Seule la demande totale d'énergie sur un mois est disponible, comme indiqué dans **Error! Reference source not found.** La demande d'énergie la plus élevée se situe en avril (environ 155 MWh). La demande énergétique annuelle totale est de 1180 MWh.



1) Schéma 7

En considérant les données de demande d'énergie présentées dans **Error! Reference source not found.**, la demande de puissance pour l'île a été calculée, comme indiqué dans Schéma 8. La puissance mensuelle maximale est de 216 kW (en avril 2019). Si nous supposons que la demande est similaire à Ouessant, le mois de consommation d'énergie le plus élevé est environ 1,6 fois la consommation moyenne pour toute l'année et la puissance maximale pendant la journée est environ 1,3 fois la puissance quotidienne moyenne. Cela donne un chiffre pour la puissance de demande maximale de 280 kW.

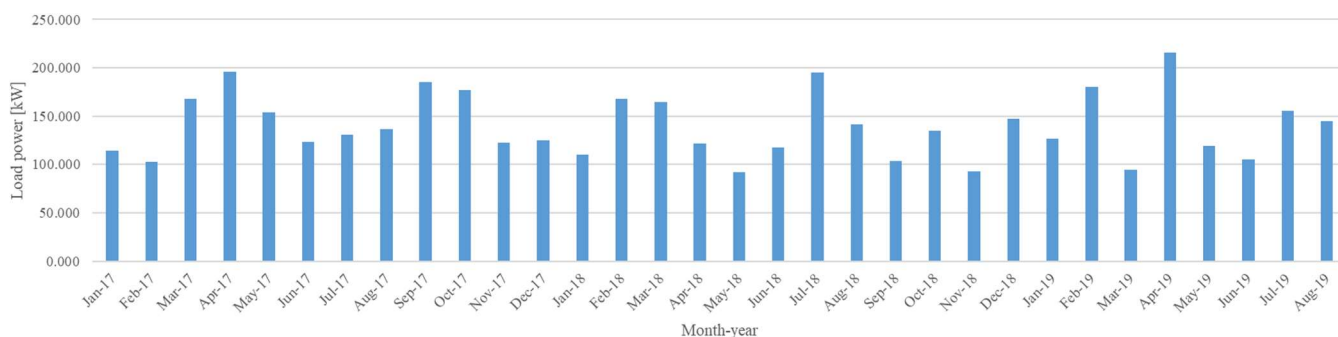


Schéma 8 Demande mensuelle de puissance de Molène

### 3.2.3 Les changements potentiels futurs de la demande d'énergie.

#### Réduction de la demande

L'île de Molène a pour objectif déclaré de réduire la consommation annuelle d'énergie de 0,3 GWh grâce à des économies d'énergie d'ici 2028. L'installation de mesures d'isolation ainsi que de technologies de chauffage plus efficaces (par exemple, les pompes à chaleur) sont deux moyens de réduire la demande d'électricité pour la chaleur. Les efforts continus pour déployer des dispositifs électriques plus efficaces (par exemple, l'éclairage public, les ampoules et les appareils à LED) réduiront directement la consommation d'électricité. Dans cette étude, les scénarios énergétiques futurs modéliseront la demande future en supposant la réalisation de ces réductions.

### **Technologies intelligentes**

Le déploiement croissant des technologies intelligentes pour le stockage de l'énergie et l'adaptation de la demande d'électricité contribuera à modifier le profil de la charge énergétique en fonction de la production variable. Cela permettra à la communauté d'utiliser au maximum l'énergie renouvelable, moins chère. Les compteurs intelligents Linky ont déjà été installés chez au moins 90 % des clients du réseau, ce qui permet de comprendre en détail les habitudes de consommation et de proposer des tarifs intelligents en fonction de l'heure de consommation. Il est prévu d'installer jusqu'à 1 000 kWh de capacité de stockage par batterie sur Molène. Notre modélisation des scénarios énergétiques futurs permettra de déterminer une capacité de stockage optimale sur l'île.

### 3.3 Perspectives d'approvisionnement en énergie

Le développement d'une compréhension du potentiel actuel et futur des sources d'énergie disponibles est une étape essentielle de la méthodologie d'ICE.

#### 3.3.1 Aperçu des principes clés de GM, tiré de T2.1.2

Cette activité comporte deux volets principaux :

1. *Évaluation de l'offre énergétique actuelle* : Un examen complet des options actuelles en matière d'approvisionnement en énergie, avec les infrastructures, les attributs et les options qui s'y rapportent, constitue une bonne première étape pour évaluer les options d'approvisionnement du système.
2. *Évaluation du potentiel des énergies renouvelables* : Une fois que les données initiales sur les options d'approvisionnement actuelles ont été évaluées, les options d'approvisionnement actuelles et potentielles doivent être évaluées afin d'avoir une idée de l'option d'approvisionnement qui peut être utile. Le choix de l'option d'approvisionnement est intimement lié aux buts et objectifs des parties prenantes pour le type de système énergétique recherché. Les évaluations des ressources réalisées pour les technologies de production d'énergie renouvelable peuvent servir de base à leur utilisation comme option d'approvisionnement. Cela permet de quantifier la quantité d'énergie disponible sur un ou plusieurs sites et d'estimer la quantité d'électricité ou de chaleur qui peut être extraite. La quantification des ressources peut inclure l'estimation de la puissance qui pourrait être exportée vers le réseau local en tant qu'engagement unitaire avec la demande. Une évaluation de la corrélation entre les temps de production et la consommation est également nécessaire. Les contraintes techniques, environnementales et sociales liées au déploiement des technologies potentielles doivent être prises en compte.

#### 3.3.2 Approvisionnement énergétique actuel

##### *Électricité*

L'électricité consommée sur l'île de Molène est entièrement fournie par un groupe électrogène à moteur diesel basé sur l'île, avec un appoint en diesel. Ce système de suivi de la charge est capable d'alimenter de manière fiable le réseau électrique de l'île en utilisant du carburant expédié sur l'île depuis le continent. La livraison régulière indispensable de carburant représente un coût pour le système, un impact environnemental et un risque pour la sécurité du système. En 2018, à l'exception de huit panneaux alimentant le centre de communication, aucune production renouvelable ou stockage d'énergie n'est installée sur l'île, bien que l'installation de systèmes photovoltaïques ait été prévue en 2020 et 2021.

##### *Chaleur*

Nous ne disposons pas de données de l'île sur les sources de chauffage des locaux à Molène. Dans la mesure où l'île est similaire à Ouessant (et au reste de la France), il est probable que les propriétés de l'île dépendent fortement du chauffage électrique direct (Hardwick *et al.*, 2018). Actuellement, cette électricité est entièrement produite à partir de diesel et est donc à forte intensité de carbone. La production et l'approvisionnement d'électricité sont également coûteux, mais ce coût n'est pas supporté par les citoyens de l'île, mais plutôt socialisé par tous les consommateurs d'électricité français. Un avantage du chauffage électrique est que la décarbonisation de l'approvisionnement en électricité sur l'île réduirait directement le carbone associé à la chaleur. La chaleur par électricité directe étant trois à quatre fois plus énergivore que celui par pompe à chaleur, le déploiement de pompes à chaleur sur l'île réduirait la demande d'électricité. Il s'agit d'un domaine que les recherches futures concernant les communautés insulaires devraient examiner de manière plus approfondie.

## Transport

Le transport sur Molène n'entrait pas dans le cadre de cette étude. Alors que le passage aux véhicules électriques pourrait offrir une alternative à la nécessité d'installer un système de stockage, l'accessibilité financière de ces véhicules semble devoir poser problème. En outre, au moment de la rédaction du présent document, il ne semblait pas y avoir de mécanisme en place pour la prestation de services de réseau par les opérateurs domestiques.

### 3.3.3 Évaluation des énergies renouvelables

#### Évaluation de la ressource solaire

L'énergie solaire photovoltaïque est l'une des technologies les plus rentables pour produire de l'électricité en France. Les Îles du Ponant, y compris Molène, ont un potentiel relativement élevé pour le déploiement du solaire photovoltaïque (voir annexe 1).

#### Contraintes liées aux ressources

La ressource solaire disponible sur Molène a été estimée grâce à PVGIS, en utilisant des données satellitaires combinées pour estimer l'irradiance reçue en un lieu à une résolution spatiale d'environ 6 km carrés. Nous avons utilisé les données mensuelles et horaires moyennes de Brest, comme la station météorologique proche la plus appropriée, la latitude et la longitude spécifiques utilisées étaient 48 ° 45' et -4° 42', respectivement.

L'irradiation horizontale globale (GHI) est de 1 106,3 kWh/m<sup>2</sup>/an. Sur un plan de 30 °, le rayonnement incident global est de 1 261,4 kWh/m<sup>2</sup>/an et sur un plan de 38 °, il est de 1 261,9 kWh/m<sup>2</sup>/an. Au cours de l'année, cependant, le plan 38 ° génère plus pendant les mois d'hiver, mais avec un pic réduit en été par rapport au plan 30 °. Les valeurs sont présentées dans Schéma 9 (plus de détails dans l'annexe 1). **Error! Reference source not found.** Les panneaux PV sont supposés être orientés plein sud.

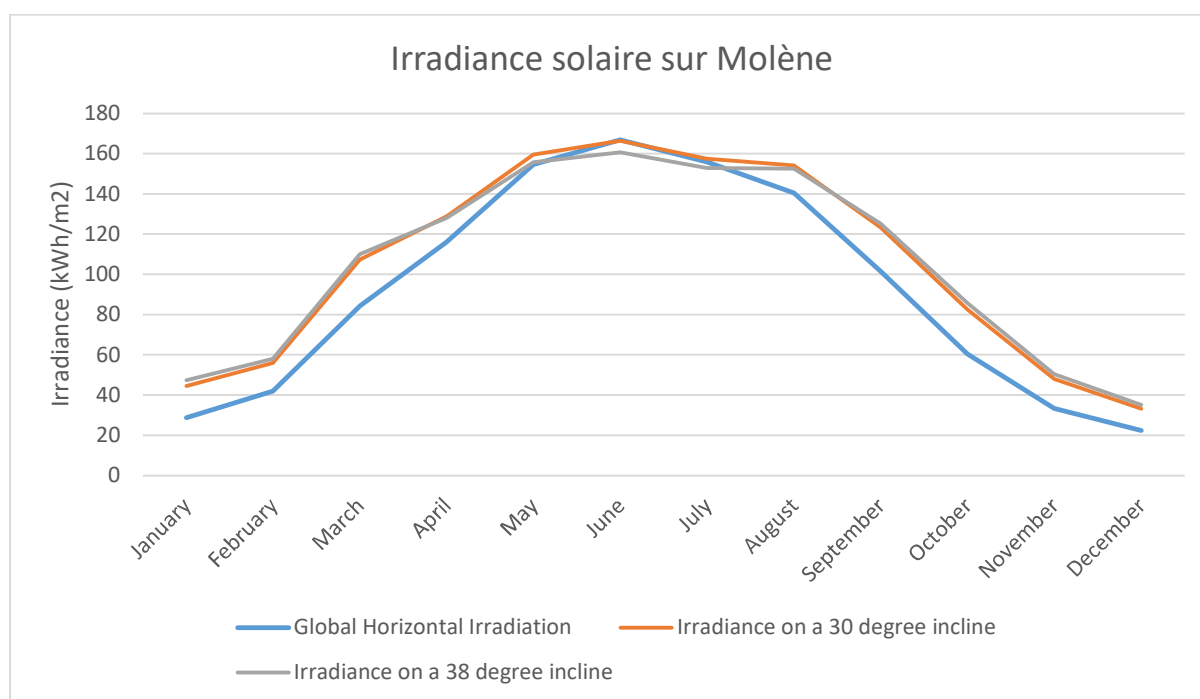


Schéma 9 - Irradiance globale pour Molène à partir de PVGIS



Les données montrent la variabilité saisonnière de l'irradiation solaire. La réduction de la durée du jour en hiver coïncide avec une intensité d'irradiation plus faible, ce qui signifie que la ressource solaire est beaucoup plus faible en hiver qu'en été.

### Contraintes techniques

L'équipement utilisé dans les installations solaires typiques n'est pas particulièrement grand ou complexe et même les éléments les plus spécialisés sont facilement disponibles sur le continent français, si ce n'est sur l'île elle-même. Il existe de nombreux installateurs solaires dans la région qui pourraient se rendre sur l'île avec du matériel par ferry sans avoir besoin de moyens de transport particuliers.

Les fermes solaires indépendantes peuvent être installées à l'écart des connexions au réseau existantes, mais dans ce cas, une connexion au réseau devra également être construite. L'itinéraire et la méthodologie d'installation doivent être pris en compte lors de la planification d'un projet. La proximité des infrastructures existantes sera un facteur clé pour décider de l'emplacement d'un projet. Dans ce cas, l'analyse se concentre sur un site déjà identifié comme plausible dans le plan climatique de l'île.

### Contraintes environnementales, sociales et politiques

L'île de Molène se trouve à l'intérieur d'un certain nombre de zones protégées sur le plan environnemental qui détermineront où et si l'autorisation d'installer des technologies de production d'énergie renouvelable est accordée.

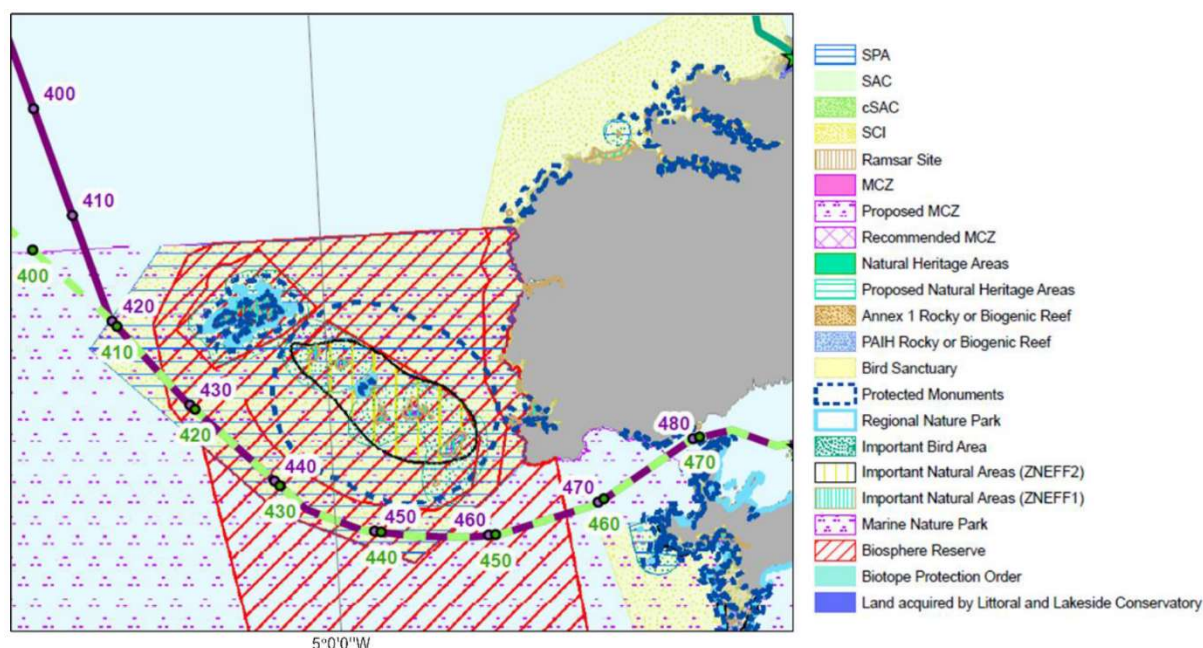


Schéma 10 - Zones de protection de l'environnement marin près de Molène

### Choix du site et production d'électricité

La stratégie énergétique de Molène identifie l'Impluvium de l'île comme un site viable pour le déploiement de panneaux solaires photovoltaïques au sol (Le Ministère de la Transition Énergétique, 2019). L'impluvium est un grand réservoir d'eau sur la côte ouest de l'île (voir Schéma 11), il a un sommet en béton d'une superficie d'environ 4 200 m<sup>2</sup> et pourrait être recouvert de modules photovoltaïques pour générer jusqu'à 804 kWc.

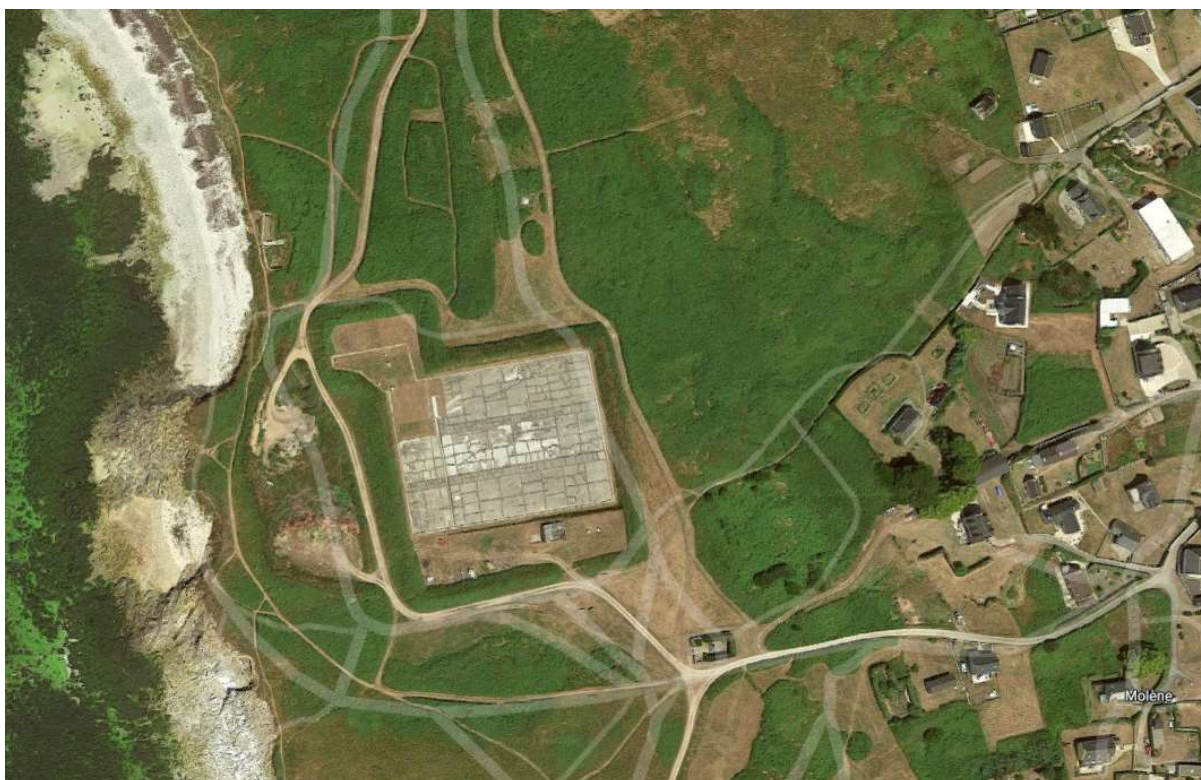


Schéma 11 - L'Impluvium concret mesure 4 200 m<sup>2</sup>.

Des modules photovoltaïques pourraient être installés sur les toits des bâtiments. La plupart des toits de l'île ont une pente de 35 ° (Hardwick *et al.*, 2018), ce qui est proche de l'angle optimal de 38 ° et offre d'excellentes conditions pour l'énergie solaire en toiture. En ce qui concerne les sites domestiques, on estime à 288 le nombre de logements sur l'île. Nous ne disposons pas de données sur les types de toits et les proportions de maisons et d'appartements ; cependant, beaucoup semblent avoir un potentiel pour l'installation de panneaux solaires photovoltaïques (voir Schéma 12 , par exemple).



Schéma 12 - Une photo des toits de Molène (Source : [www.iles-du-ponant.com](http://www.iles-du-ponant.com))

L'identification explicite dans les documents stratégiques de l'impluvium comme site approprié ainsi que le manque de données sur les toits des habitations font que l'analyse ici se concentre sur le solaire photovoltaïque au sol sur l'impluvium.



### *Évaluation des ressources éoliennes*

Les données météorologiques montrent un bon potentiel pour l'énergie éolienne au large de la côte ouest de la Bretagne (voir annexe). Les coûts de cette technologie continuent de baisser et elle est aujourd'hui l'une des sources d'électricité les moins chères (Lazard, 2022).

#### **Contrainte de ressources**

Les données de vitesse et de puissance moyennes du vent enregistrées à l'aéroport de l'île d'Ouessant et obtenues auprès de la National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA, Administration nationale des affaires océaniques et atmosphériques) sont utilisées dans cette étude (NOAA, 2018). Les données sont enregistrées au niveau de la surface, de sorte que les calculs de vitesse et de puissance du vent sont mis à l'échelle des hauteurs de nacelle des deux turbines modélisées dans cette étude pour utiliser un profil logarithmique (voir l'annexe pour plus de détails).

#### *Rugosité de la surface*

Nous estimons la rugosité de la surface de Molène à  $z_0 = 0,03$  (sur la base de conditions normales dans des zones de terres agricoles avec peu de bâtiments), ce qui indique une vitesse moyenne du vent de  $9,96 \text{ ms}^{-1}$  et une vitesse maximale de  $41,91 \text{ ms}^{-1}$  à 55m de hauteur de moyeu.

#### *Vitesse moyenne du vent*

La vitesse du vent sur l'île varie tout au long de l'année, avec des vitesses plus élevées pendant les mois d'hiver, ce qui correspond au profil de la demande qui atteint son maximum en hiver. La vitesse du vent varie également au cours de la journée, les vitesses étant en moyenne les plus élevées dans l'après-midi et les plus faibles vers 7-8 heures du matin. La direction du vent est principalement de l'ouest.

#### **Contraintes techniques**

Les contraintes techniques liées à l'installation d'une éolienne à Molène comprennent l'obligation de rendre le site accessible aux gros véhicules de construction tout en restant à une distance sûre des bâtiments et des routes, ainsi que la nécessité de disposer d'un terrain approprié et d'un raccordement possible au réseau électrique local. Il faudra également prévoir la livraison des turbines et des équipements de construction spécialisés.

La majorité de l'IOS repose sur un socle granitique, illustré dans **Error! Reference source not found.**, recouvert d'une fine couche de sol et de végétation. Lorsque le substratum rocheux est proche de la surface, des pieux forés ou des bases gravitaires peuvent être utilisés (Ashlock and Schaefer, 2010).

Le parcours et la distance de tout câblage haute et basse tension contribueront au coût et à la complexité de l'installation. Il faudra s'assurer que les câbles et les composants ont une capacité suffisante pour exporter la puissance maximale de la ou des turbines.

#### **Contraintes environnementales, sociales et politiques**

Afin d'obtenir les autorisations nécessaires à l'installation d'une éolienne, les impacts environnementaux ainsi que les opinions des résidents devront être évalués et pris en compte. Il est clair qu'une éolienne constituerait un élément important sur une petite île, et pourrait donc être une source de controverse. Malheureusement, nous ne connaissons pas l'opinion des résidents sur le déploiement de la technologie éolienne sur l'île. Un engagement public approprié doit être réalisé avant et pendant les plans de déploiement d'une éolienne.

#### **Production d'électricité**

Dans cette étude, nous avons examiné la production d'énergie d'une éolienne de 100 kW (la nED100) et d'une éolienne de 250 kW (Vergnet GEV MP C). Les deux turbines ont une hauteur de

55 m ou moins, ce qui est inférieur aux turbines plus grandes, et l'installation de plusieurs turbines permet d'adapter la production de manière appropriée. Les courbes de puissance des deux modèles sont présentées dans Schéma 13 .

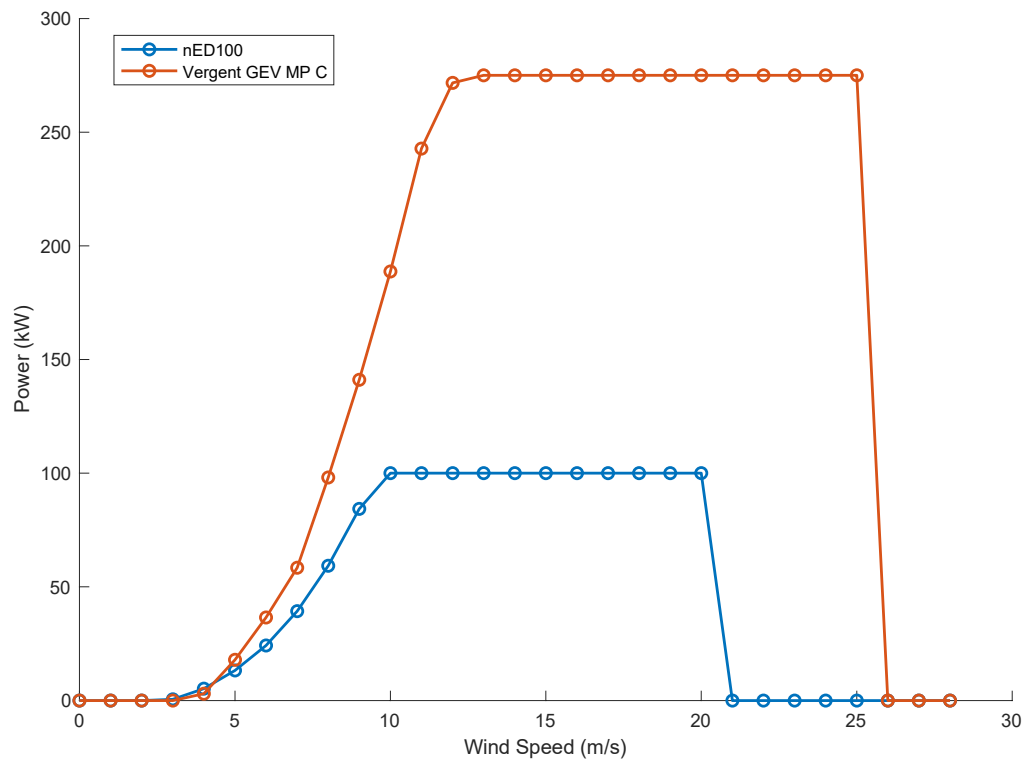


Schéma 13 - Courbes de puissance du nED 100 (turbine de 100 kW) et du Vergnet GEV MP C (turbine de 250 kW).

### 3.4 Évaluation de la fiabilité du système

La méthodologie ICE recommande une analyse rigoureuse de la fiabilité du système électrique pour déterminer l'enveloppe d'intervention.

#### 3.4.1 Aperçu des principes essentiels de GM, tiré de T2.1.2

L'objectif principal de l'étude de fiabilité est d'établir la fiabilité du système énergétique actuel pour ensuite évaluer l'impact que différentes options de production/stockage/énergie intelligente peuvent avoir sur la fiabilité du système à l'avenir. Les paramètres qui seront utilisés pour cette analyse sont les suivants :

- Fiabilité de la sécurité et de la disponibilité de l'énergie
- Fiabilité/disponibilité de l'objectif
- Potentiel d'optimisation de l'offre et du mix de production.

L'analyse repose sur deux études distinctes :

1. *Étude de fiabilité du réseau* : Cela se fait en traduisant le réseau de distribution électrique physique en un schéma fonctionnel de fiabilité (RBD) conceptuel. Il existe des logiciels pour faciliter ce processus et l'analyse qui s'ensuit, par exemple ReliaSoft. Les objectifs principaux de l'analyse de fiabilité sont d'obtenir une distribution de durée de vie qui décrit les temps de défaillance d'un composant, sous-ensemble, assemblage ou système. Cette analyse est basée sur les données relatives au temps de bon fonctionnement ou au temps de défaillance de l'article (composant) ;
2. *Analyse du flux d'énergie* : Afin de comprendre le flux de puissance dans le réseau. Ce résultat est obtenu par une analyse du flux de puissance, en analysant les niveaux de tension pour chaque nœud de charge. Des logiciels tels que Matlab Simulink seront utilisés pour l'analyse du flux de puissance ;
3. *Options pour une exploitation intelligente du système et technologies innovantes* : Une fois la fiabilité et le flux d'énergie du système actuel établis, ces informations seront utilisées pour modéliser et évaluer les différents portefeuilles de production et d'approvisionnement. Cela permettra d'intégrer la production d'énergie renouvelable et les emplacements physiques corrects, c'est-à-dire de se connecter aux bons nœuds géographiques du réseau. Les deux types d'analyse, l'étude de fiabilité du réseau et l'analyse du flux d'énergie, seront effectués pour la gamme de scénarios de production/technologie intelligente.

Des données exactes sur les éléments suivants sont une condition préalable à l'analyse la plus rigoureuse :

- A. Diagramme schématique du réseau du système électrique insulaire et de la tension du réseau.
- B. Les principaux composants du réseau insulaire, tels que les câbles électriques, les transformateurs, les disjoncteurs et les groupes électrogènes.
- C. Taux de défaillance des principaux composants du réseau ou enregistrement de la défaillance de chaque composant du réseau pendant 5 ans ou plus.
- D. Le type, la longueur et la taille des câbles.
- E. Les paramètres du transformateur, la tension aux bornes, les paramètres et le type.
- F. Les paramètres du générateur électrique (puissance, type et impédance).
- G. La charge (puissance active et réactive) à chaque nœud de raccordement de la charge pendant une année, au moins par intervalles de temps horaires.
- H. Les informations sur le disjoncteur, son emplacement et son type.

Cependant, la collecte de données s'est avérée être un problème difficile dans certains contextes. Le document de méthodologie ICE (T2.1.2) décrit certaines des considérations relatives à l'accès à des données appropriées.

### 3.4.2 Charge du réseau

Il existe deux nœuds de charge sur le réseau électrique haute tension (HT). En l'absence de données de puissance au niveau des nœuds, la charge de chaque nœud est estimée en fonction du pourcentage du nombre de maisons dans la zone de captage pour chaque nœud, comme indiqué dans Schéma 14 . La zone de captage est dessinée sur la base du raccordement du réseau basse tension (BT) au réseau HT. Les nœuds de charge sont le nœud du générateur (P01) et le nœud de charge du câble HT d'extrémité (P02).

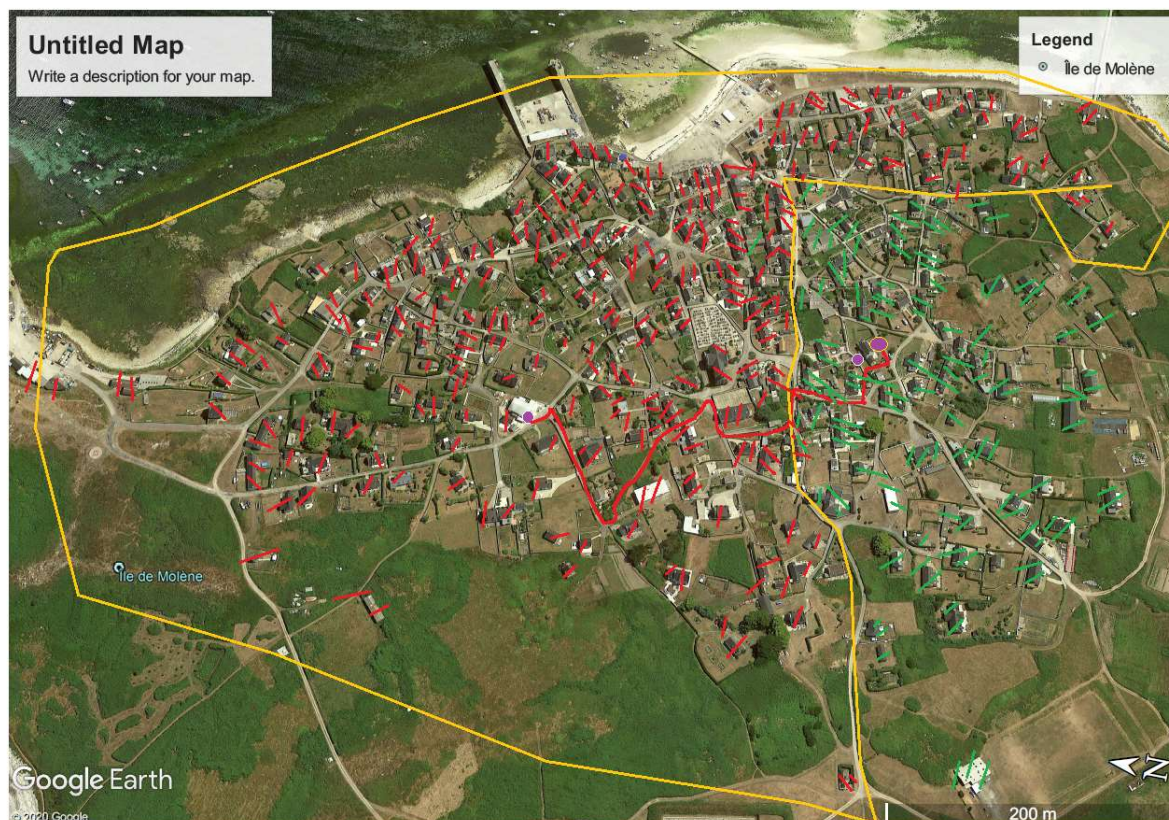


Schéma 14 - Zone de captage pour chaque nœud de charge.

En fonction du nombre de maisons et de la puissance maximale demandée, la charge de chaque nœud de charge est indiquée dans 3 .

Tableau 3 - Puissance du nœud de charge.

Nœud de charge	Nombre de maisons	Charge [kW]
P01	253	198 kW
P02	106	83.2 kW

### 3.4.3 Paramètres du câble

Il n'y a qu'un seul segment de câble entre le P01 et le P02. On suppose un câble de 50 mm<sup>2</sup> avec une tension nominale de 11 kV. Les paramètres du câble sont indiqués dans Tableau 4 .

Tableau 4 - Paramètres du câble.



Segment de câble	Longueur	Résistance	Inductance	Capacités	Fiabilité
De P01 à P02	434 m	0.23 $\Omega$	0,345 mH	0,12 $\mu$ F	0.9831

#### 3.4.4 Évaluation du flux d'énergie et de la fiabilité

Le diagramme du réseau électrique, le nœud de charge et les paramètres du câble sont utilisés pour effectuer l'analyse du flux de puissance par Matlab Simulink. La méthodologie d'évaluation de la fiabilité de l'île d'Ouessant est reprise ici (Hardwick *et al.*, 2018). La chute de tension aux nœuds de charge, la fiabilité et le taux de défaillance sont présentés dans Tableau 5 . L'utilisation du courant et de la capacité du segment de câble est présentée dans Tableau 6 .

Tableau 5 - Résultats du flux de puissance du nœud de charge

	Chargement	Chutes de tension	Chutes de tension [%]	Fiabilité
P01	152 kW	5.5 kV	0.0%	0.928
P02	64 kW	5.496 kV	0.073%	0.9123

Tableau 6 - Utilisation du courant et de la capacité du câble.

Segment de câble	Courant [A]	Utilisation de la capacité
De P01 à P02	8.88 A	6.5%

En raison de la simplicité du réseau électrique, il ne semble pas y avoir de problèmes avec les chutes de tension, le taux de défaillance et l'utilisation de la capacité des câbles.

### 3.5 Analyse de scénarios

L'incertitude quant à l'avenir est un élément inhérent à la prise de décision dans les systèmes énergétiques. Les nombreux futurs possibles, chacun avec des caractéristiques sociales, techniques, économiques et politiques différentes. L'avenir auquel nous arrivons est déterminé par d'innombrables décisions et événements (Schwartz, 1997), dont beaucoup échappent au contrôle des parties prenantes individuelles.

#### 3.5.1 Aperçu des principes essentiels de GM, tiré de T2.1.2

La méthodologie de l'ICE suggère l'utilisation d'une analyse de scénario pour prendre des décisions sur la meilleure façon de :

- tester ou examiner différents plans et options politiques, dans le but d'explorer quelles combinaisons sont susceptibles de fonctionner plus ou moins bien dans tel ou tel scénario ;
- servir de base à l'élaboration de nouvelles politiques ou actions ;
- fournir la base d'une vision stratégique sur l'évolution du rôle ou de l'opportunité d'une organisation ; et
- agir comme un moyen d'identifier les signes de mouvement vers un type particulier de futur

L'analyse de scénarios peut utiliser des techniques qualitatives et quantitatives pour développer des récits/storylines qui décrivent des scénarios décrivant comment le monde pourrait se présenter à un moment donné dans le futur. Un ensemble de scénarios différents est souvent développé pour refléter l'éventail des différents futurs possibles qui pourraient se produire. Pour être utile, chaque scénario doit être plausible, cohérent en interne, fondé sur une analyse rigoureuse et engageant (Foresight Horizon Scanning Centre, 2009). Ces différents futurs sont façonnés par des actions, des tendances et des événements différents. La méthodologie de l'ICE préconise l'utilisation de scénarios sur l'ensemble du périmètre de la transition. Les scénarios peuvent être développés à partir des perspectives de la demande et des options d'offre et donneront un aperçu du ou des plans préférés qui marqueront la transition énergétique intelligente des communautés périphériques.

Ci-dessous, Figure 15 décrit le processus général d'analyse de scénario :

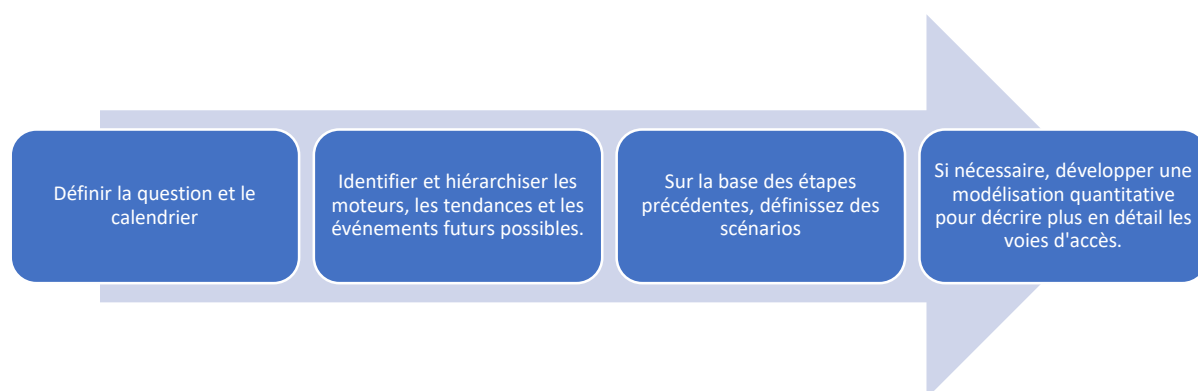


Figure 15 - Processus d'élaboration du scénario

L'île de Molène s'est fixé des objectifs en matière de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables : 25 à 35 % d'ici 2023, 70 % d'ici 2028 et 100 % d'ici 2030. À partir des deux autres objectifs, nous avons élaboré deux séries de scénarios utilisant des turbines éoliennes et une

production solaire photovoltaïque modélisées : trois options à technologie unique pour l'objectif de 2028 et deux options mixtes pour 2030. Nos scénarios futurs modélisés intègrent également l'objectif de l'île de réduire la demande de 0,3 GWh d'ici 2028. La demande dans nos scénarios futurs utilise une base de référence de 2015 réduite de 0,3 GWh (23,7 %) - la demande horaire future est calculée en réduisant les valeurs horaires de 2015 de 23,7 %. Ces scénarios sont résumés dans les documents , Tableau 7 et ci-dessous. Tous les scénarios ont été modélisés en utilisant des données horaires de production et de demande sur une année.

Tableau 7 - Scénarios futurs d'énergies renouvelables sur Molène

Scénario	Description	Énergie renouvelable générée en % de la demande
1.1	632 kWp Production solaire PV	71%
1.2	100 kWp Turbine éolienne	59%
1.3	250 kWp Turbine éolienne	141%
2.1	804 kWp solaire PV et 100 kWp éolienne	146%
2.2	632 Production solaire PV et éolienne de 250 kWp	212%

#### Scénario 1.1

Le scénario 1.1 a été conçu pour générer 70 % de la demande d'énergie sur l'île de Molène à l'aide de l'énergie solaire photovoltaïque. Un système solaire PV de 632 kWp situé sur l'impluvium est modélisé avec la demande future, comprenant 2 106 modules de 300 W chacun connectés à dix-neuf onduleurs de 30 kW. Les modules sont tous orientés plein sud et sont inclinés selon l'angle optimal de 38 °. Ce système permettrait de produire environ 688 MWh d'électricité par an, soit 71 % de la demande annuelle. Une connexion au réseau électrique de l'île devrait être réalisée jusqu'à l'impluvium. Ce scénario est résumé dans Tableau 8 et la puissance quotidienne moyenne sur une année est illustrée dans Schéma 16 .

Tableau 8 - Résumé des données horaires du scénario 1.1

Scénario 1.1	Annuel	Été (avril - septembre)	Hiver (Oct - Mar)
Production (MWh)	688	482 (70%)	206 (30%)
Demande (MWh)	968	408 (42%)	560 (58%)
Excédent/déficit (MWh)	-281	73	-354
Heures de production excédentaire	2192	1577	615
Heures déficitaires	6568	2815	3753
Surplus de pointe (KW)*		442	416
Déficit de pointe (KW)		-191	-301
Énergie utilisable générée (MWh - en supposant qu'il n'y ait pas de stockage)	330	202	129

## Molène Scénario 1.1 Production et demande d'énergie renouvelable

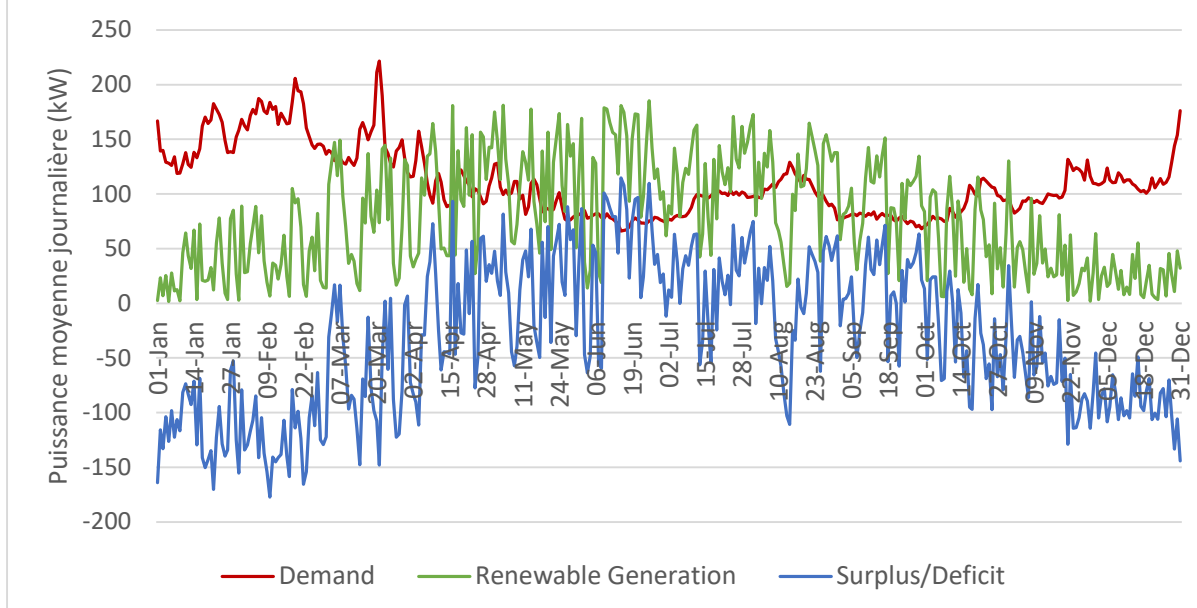


Schéma 16 - Excédent/déficit quotidien moyen d'électricité modélisé sur une année en fonction de la demande et de la production renouvelable.

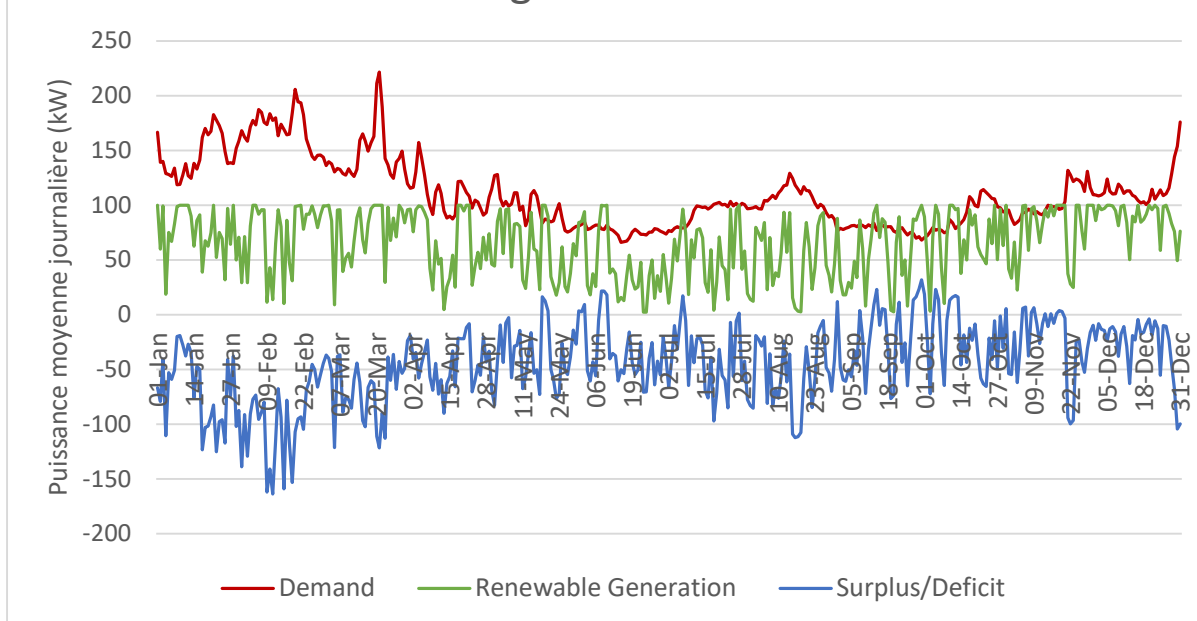
### Scénario 1.2

Ce scénario modélise l'installation d'une éolienne de 100 kW sur Molène afin d'évaluer sa contribution à l'approvisionnement en électricité de l'île. Nous avons supposé que l'éolienne serait installée juste au nord de l'impluvium - bien que le profil du vent soit probablement le même sur toute l'île, le fait d'être sur le côté ouest minimisera l'obstruction à la ressource éolienne. L'éolienne de 100 kW devra être raccordée au réseau électrique de l'île. L'éolienne produirait environ 576 MWh par an, soit 59 % de la demande annuelle future prévue. Ce scénario est résumé dans Tableau 9 et la puissance quotidienne moyenne est présentée dans **Error! Reference source not found.**

Tableau 9 - Résumé des données horaires du scénario 1.2

Scénario 1.2	Annuel	Été (avril - septembre)	Hiver (Oct - Mar)
Production (MWh)	576	237 (41%)	339 (59%)
Demande (MWh)	968	408 (42%)	560 (58%)
Excédent/déficit (MWh)	-393	-172	-221
Heures de production excédentaire	1673	994	679
Heures déficitaires	7087	3398	3689
Surplus de pointe (KW)*		54	55
Déficit de pointe (KW)		-183	-220
Énergie utilisable générée (MWh - en supposant qu'il n'y ait pas de stockage)	545	217	329

## Molène Scénario 1.2 Production et demande d'énergie renouvelable



[Schéma 17

### Scénario 1.3

Dans ce scénario, nous avons modélisé la production d'une éolienne de 250 kW installée sur Molène parallèlement à la demande d'électricité prévue. On a supposé que la turbine était installée sur la côte ouest de l'île, juste au nord de l'impluvium (il est peu probable que la production modélisée change de manière significative entre les différents endroits de l'île, mais cet emplacement centralise les systèmes de production renouvelable sur l'île). Selon le modèle, sur une année, l'éolienne produit 1 362 MWh d'électricité, soit 141 % de la demande prévue, dont la majorité est produite pendant les mois d'hiver, lorsque la demande est également plus élevée. Les résultats du scénario sont résumés dans Tableau 10 et la demande en électricité est affichée sous forme de valeurs moyennes quotidiennes dans Schéma 18.

Tableau 10 - Résumé des données horaires du scénario 1.3

Scénario 1.3	Annuel	Été (avril - septembre)	Hiver (Oct - Mar)
Production (MWh)	1362	502 (37%)	860 (63%)
Demande (MWh)	968	408 (42%)	560 (58%)
Excédent/déficit (MWh)	393	94	299
Heures de production excédentaire	5320	2106	3214
Heures déficitaires	3440	2286	1154
Surplus de pointe (KW)*		229	224
Déficit de pointe (KW)		-185	-220
Énergie utilisable générée (MWh - en supposant qu'il n'y ait pas de stockage)	728	266	462

## Molène Scénario 1.3 Production et demande d'énergie renouvelable

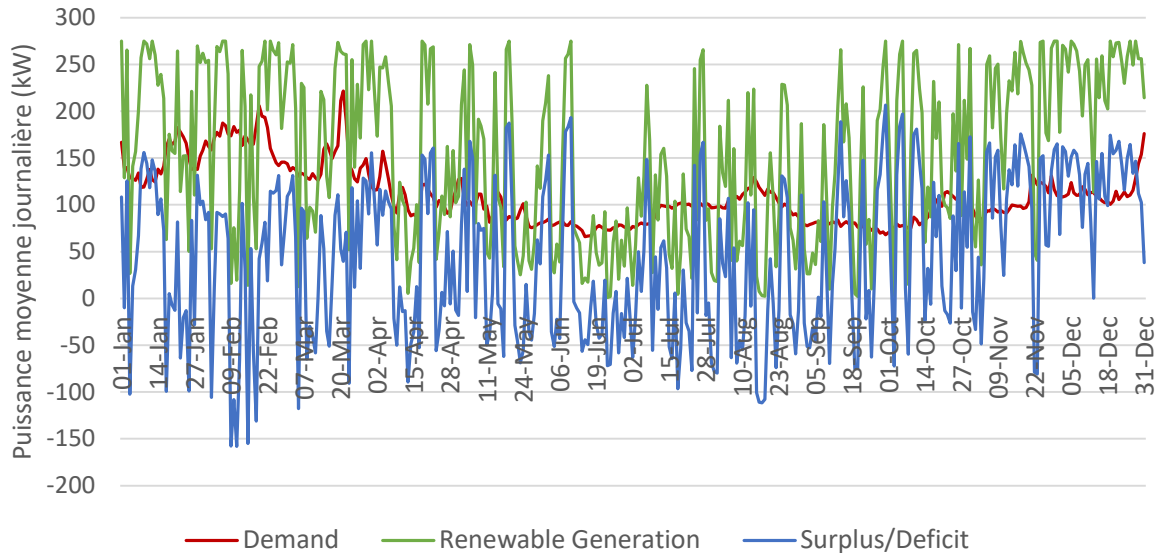


Schéma 18 - Excédent/déficit quotidien moyen d'électricité pour le scénario 1.3 modélisé sur une année en fonction de la demande et de la production renouvelable

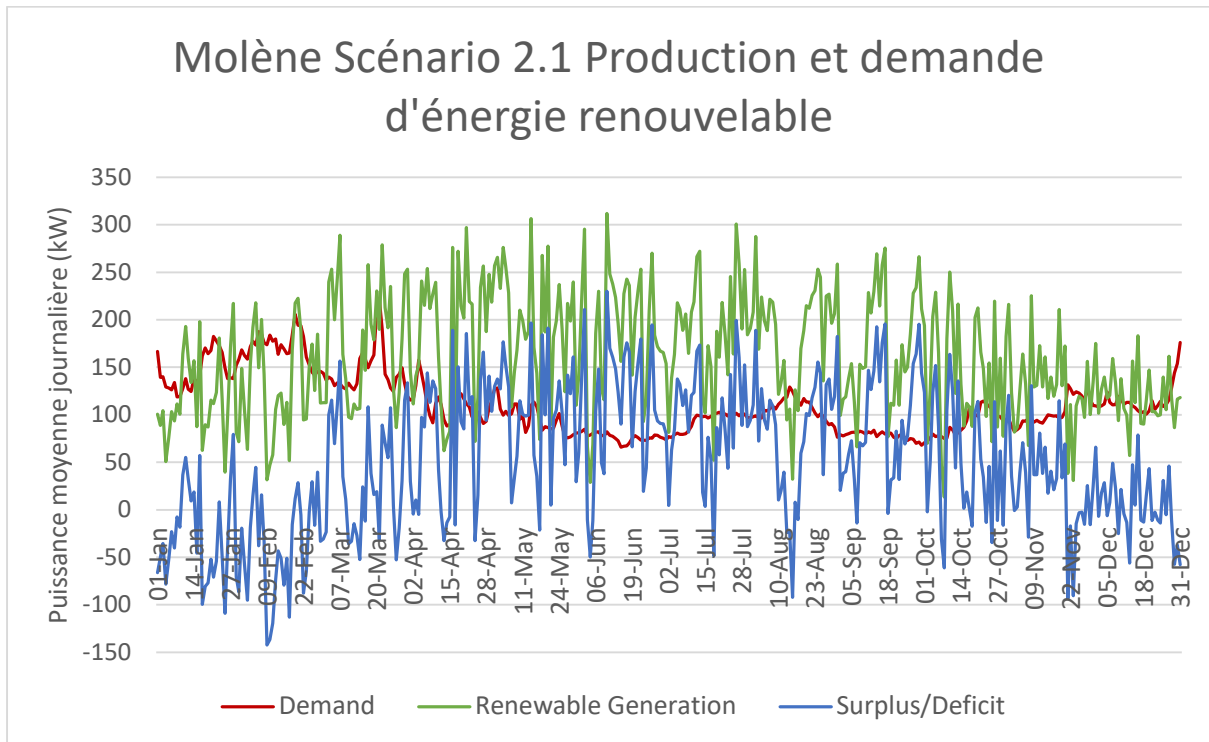
### Scénario 2.1

Dans le scénario 2.1, nous avons modélisé un système qui produirait suffisamment d'électricité renouvelable pour répondre à la demande prévue, en utilisant une matrice solaire PV élargie et une turbine éolienne plus petite. Une installation solaire photovoltaïque de 804 kW a été modélisée (en utilisant tout l'espace disponible sur l'impluvium), avec 2 680 panneaux d'une puissance maximale de 300 W chacun et 23 onduleurs d'une puissance de 30 kW en courant alternatif. L'éolienne de 100 kW, également modélisée en 1.2, a été supposée être installée au nord du champ solaire photovoltaïque. Le système solaire photovoltaïque produit environ 888 MWh par an et l'éolienne exportera 576 MWh vers le réseau chaque année. Le déficit hivernal de pointe de 220 kW à 19 heures par une soirée relativement calme de février est un exemple de l'ampleur de la flexibilité qui peut être requise par une combinaison de réponse à la demande ou de décharge de la batterie de réserve. Sur l'année, c'est en hiver que le déficit de production est le plus important, notamment au cours du premier trimestre civil. Le modèle horaire de ce scénario est résumé dans Tableau 11, et le bilan énergétique annuel est présenté dans **Error! Reference source not found.** sous forme de valeurs moyennes journalières.

Tableau 11 - Résumé des données horaires du scénario 2.1

Scénario 2.1	Annuel	Été (avril - septembre)	Hiver (Oct - Mar)
Production (MWh)	1411	813 (58%)	599 (42%)
Demande (MWh)	968	408 (42%)	560 (58%)
Excédent/déficit (MWh)	443	405	38
Heures de production excédentaire	4156	2559	1597
Heures déficitaires	4604	1833	2771

Surplus de pointe (KW)*		672	655
Déficit de pointe (KW)		-168	-220
Énergie utilisable générée (MWh - en supposant qu'il n'y ait pas de stockage)	709	319	391



[Schéma 19

#### Scénario 2.2

Dans ce dernier scénario, nous avons modélisé la production de la plus grande éolienne de 250 kW avec le plus petit panneau solaire PV de 632 kW du scénario 1.1 installé sur l'impluvium. Le système photovoltaïque génère environ 688 MWh sur une année et l'éolienne 1 361 MWh, pour un total de 2 049 MWh générés sur une année, soit 212 % de la demande prévue. Dans ce scénario, près de trois heures sur quatre dans une année présentent un excédent de production, la production étant plus importante en hiver qu'en été. Par rapport à tous nos scénarios, celui-ci présente le plus grand excédent de production de pointe en été comme en hiver, mais un déficit de pointe réduit.

L'équilibre et l'échelle des technologies de production dans ce scénario se traduisent par un excédent de production en été et en hiver dépassant 500 MWh. Les données horaires modélisées pour ce scénario sont résumées dans Tableau 12 et le bilan électrique annuel est présenté dans Schéma 20 .

Tableau 12 - Résumé des données horaires du scénario 2.2

Scénario 2.2	Annuel	Été (avril - septembre)	Hiver (Oct - Mar)
Production (MWh)	2049	983 (48%)	1066 (52%)
Demande (MWh)	968	408 (42%)	560 (58%)
Excédent/déficit (MWh)	1081	575	505



Heures de production excédentaire	6536	3097	3439
Heures déficitaires	2224	1295	929
Surplus de pointe (KW)*		708	675
Déficit de pointe (KW)		-164	-220
Énergie utilisable générée (MWh - en supposant qu'il n'y ait pas de stockage)	828	343	485

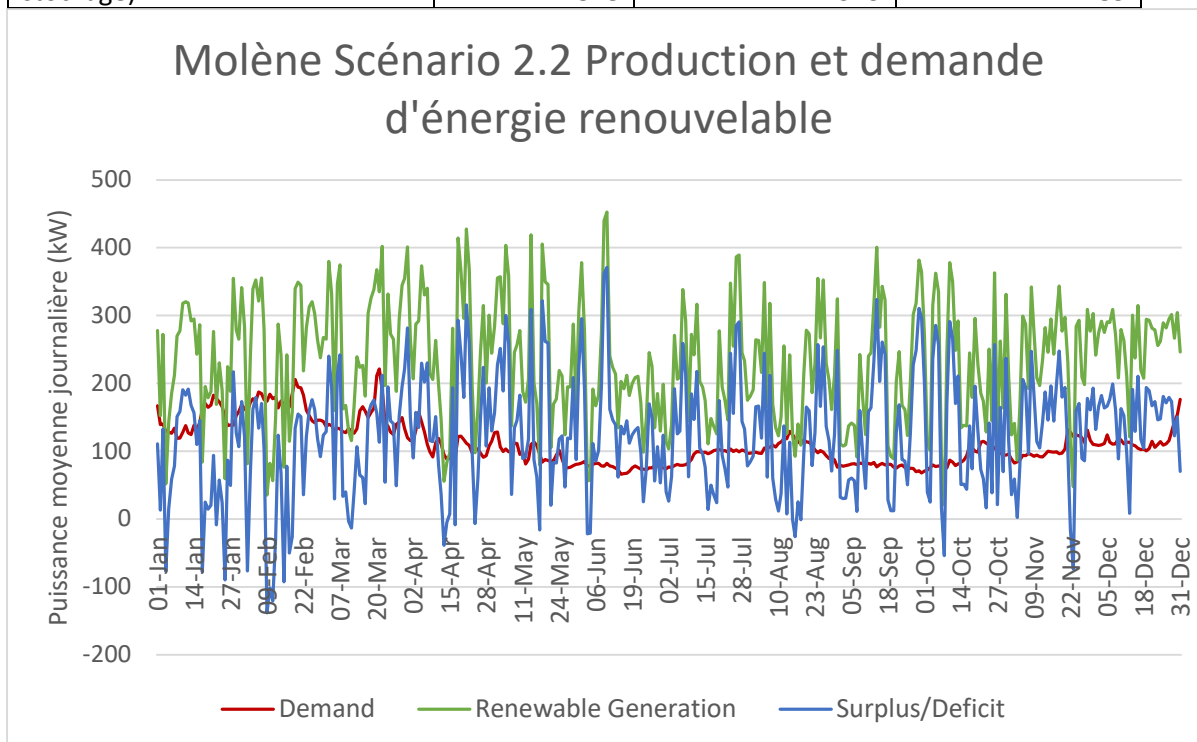


Schéma 20 - Excédent/déficit quotidien moyen d'électricité pour le scénario 2.2 modélisé sur une année en fonction de la demande et de la production renouvelable.

### 3.5.2 Évaluation des scénarios

#### Modélisation du stockage en batterie

Sur la base de l'analyse du stockage d'énergie sur l'île d'Ouessant, le lithium-ion est la technologie de stockage d'énergie suggérée pour cette application en raison de sa grande adéquation aux applications d'équilibrage de la charge et de la production d'énergie renouvelable. Il s'agit de l'un des types de batteries les plus populaires et peut être considéré comme une solution fiable pour répondre aux exigences.

Sur la base de la demande de charge horaire et de la taille de la batterie, un état de charge de la batterie est généré pour différentes tailles de batterie et différents scénarios d'énergie renouvelable. 13 résume la taille de la batterie requise pour chaque scénario.

Tableau 13 - Taille de la batterie pour chaque scénario.

	Cible	Sources RE	Taille de la batterie
Scénario 1.1	70 % d'ER	632 kWp Production solaire PV	60MWh
Scénario 1.2	70 % d'ER	100 kWp Turbine éolienne	90MWh

Scénario 1.3	70 % d'ER	250 kWp Turbine éolienne	30MWh
Scénario 2.1	100 % d'ER	804 kWp solaire PV et 100 kWp éolienne	30MWh
Scénario 2.2	100 % d'ER	632 Production solaire PV et éolienne de 250 kWp	7 MWh

La demande non couverte et la production excédentaire sont différentes pour chaque scénario. Chacune d'entre elles est représentée, de Schéma 21 à Schéma 25 .

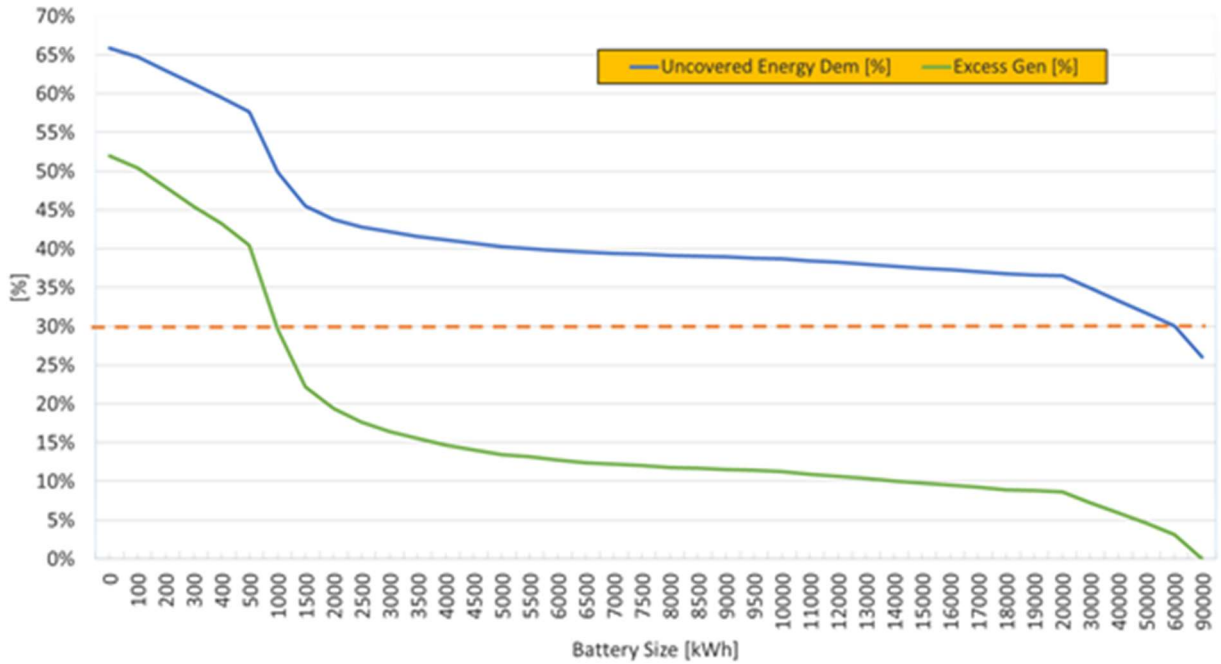


Schéma 21 - La demande d'énergie non couverte et la production excédentaire pour le scénario 1.1.

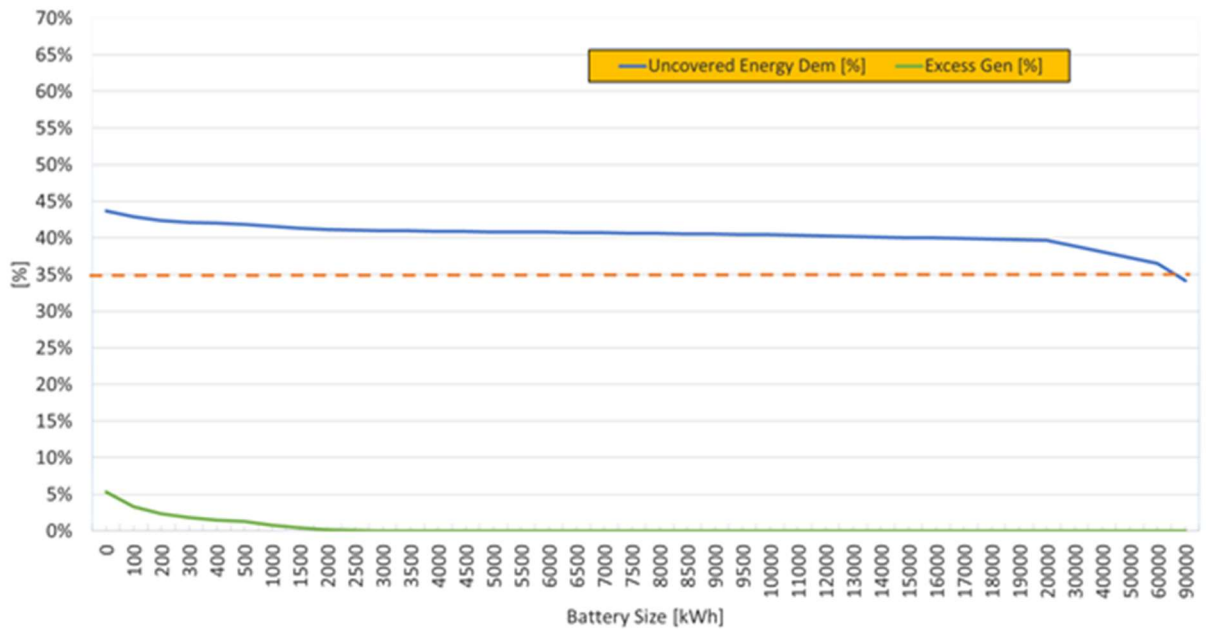


Schéma 22 - La demande d'énergie non couverte et la production excédentaire pour le scénario 1.2.

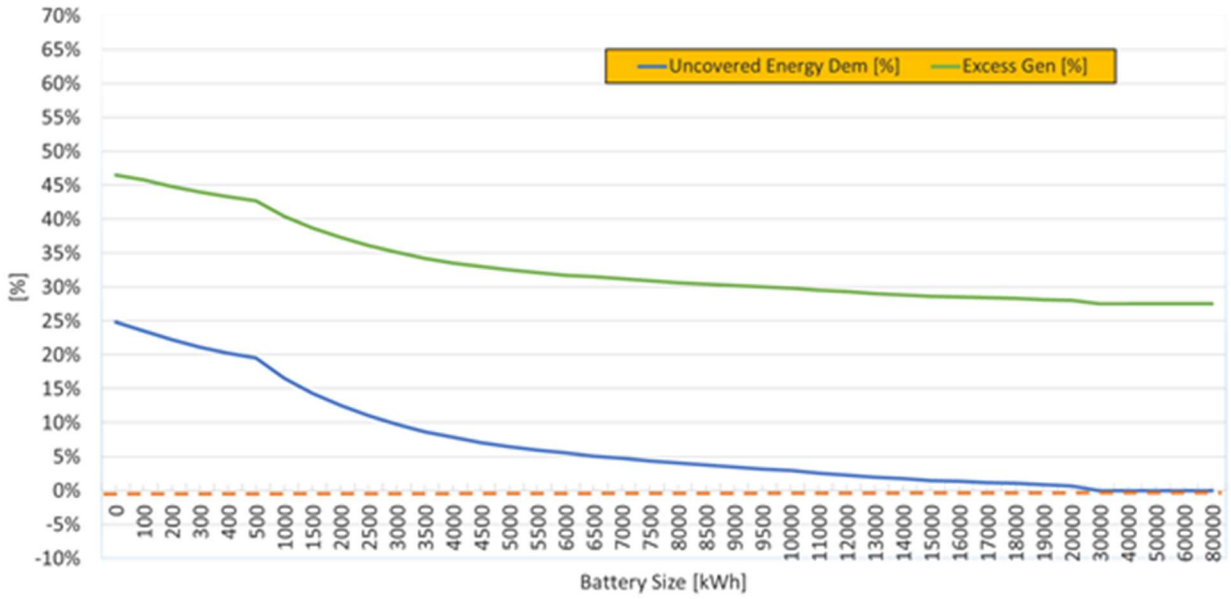


Schéma 23 - La demande d'énergie non couverte et la production excédentaire pour le scénario 1.3.

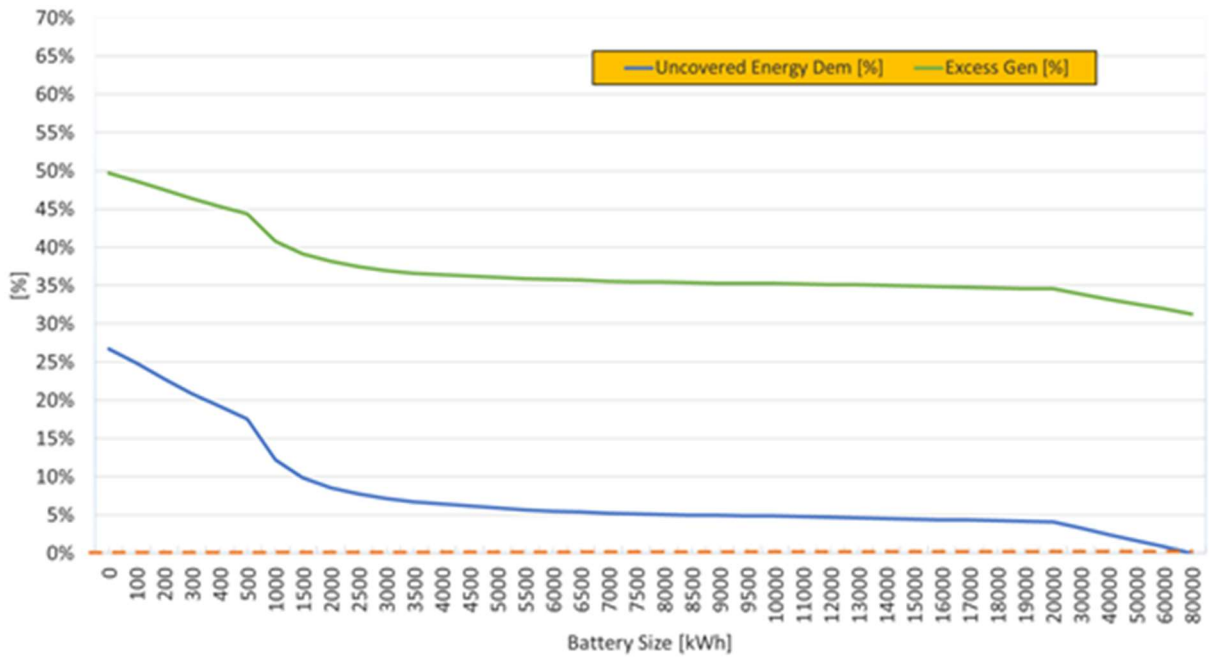


Schéma 24 - La demande d'énergie non couverte et la production excédentaire pour le scénario 2.1.

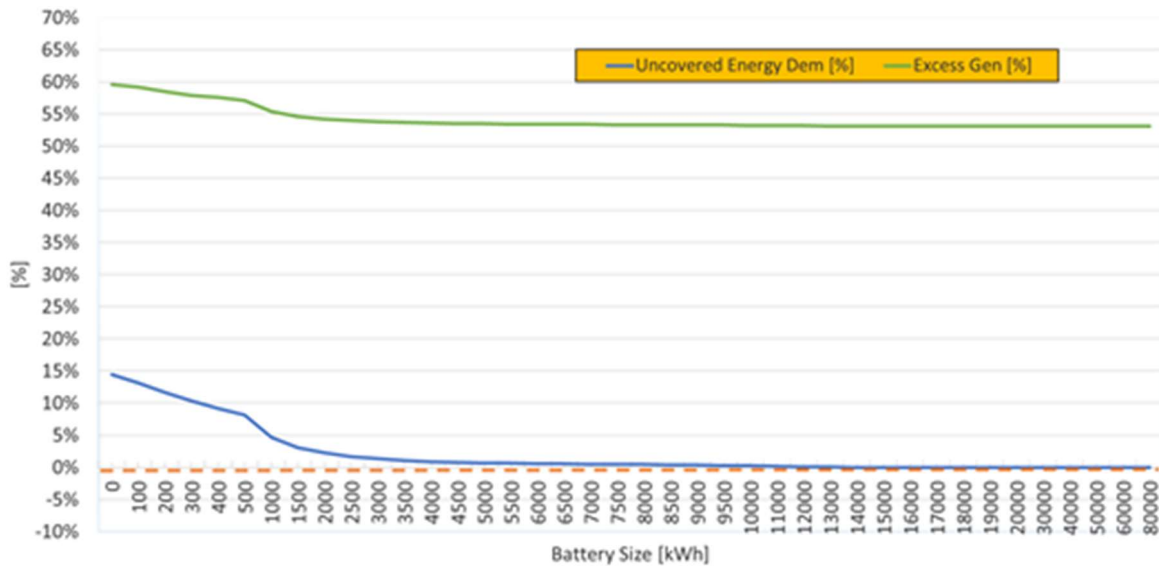


Schéma 25 - La demande d'énergie non couverte et la production excédentaire pour le scénario 2.2.

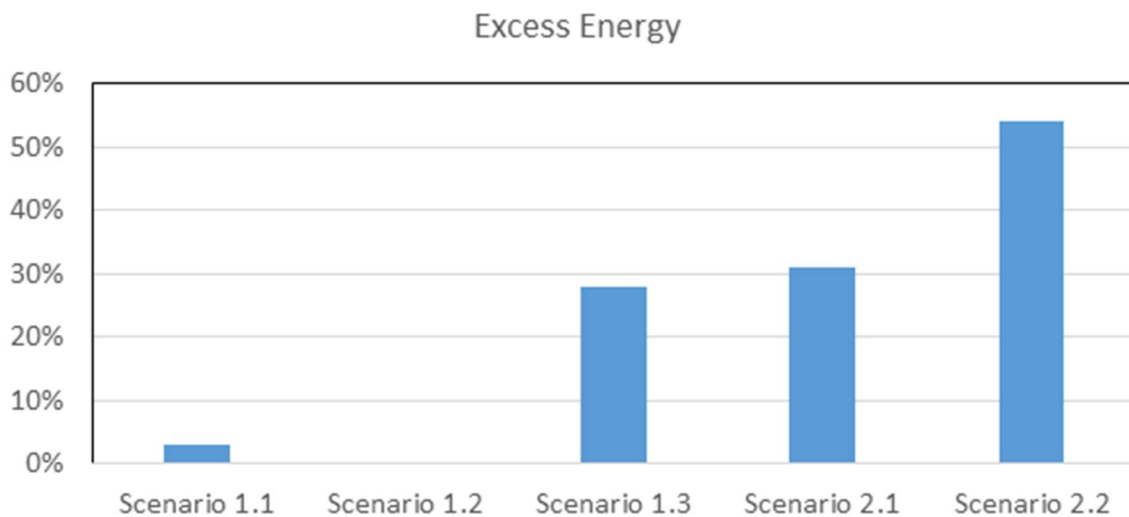


Schéma 26 - L'énergie excédentaire pour chacun des cinq scénarios.

Schéma 26 montre l'excédent d'énergie en pourcentage de la demande de charge annuelle pour chaque scénario. D'après l'analyse de la taille de la batterie, une batterie de grande taille est nécessaire pour atteindre les 70 % pour les scénarios 1.1 et 1.2. Le scénario 1.3 semble être un choix approprié. Pour 100 % d'énergies renouvelables, le scénario 2.2 est le plus approprié lorsque la taille de la batterie est inférieure à celle du scénario 2.1. Cependant, il y a beaucoup d'énergie excédentaire (plus de 50 % de la demande énergétique annuelle). Pour réduire la taille de la batterie, certaines topologies de contrôle de la charge sont nécessaires, comme le déplacement de la charge et la pompe à chaleur.

#### Analyse de la charge

Une analyse de charge a été effectuée pour chaque scénario d'ER, en supposant que tout développement PV initial soit installé sur l'Impluvium. Le PV ainsi modélisé est supposé devoir être connecté au réseau électrique principal via un câble de 460 m, comme indiqué dans Schéma 27 .

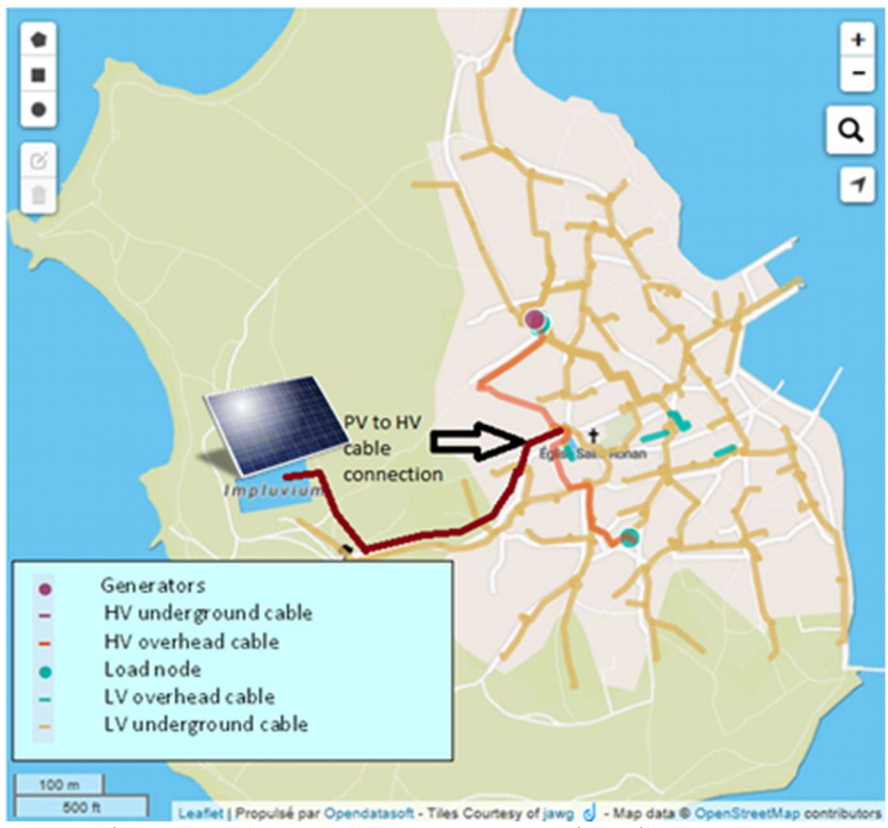


Schéma 27 - Emplacement du PV et connexion au réseau électrique principal.

Si l'on applique à Molène des contraintes de localisation similaires à celles énoncées dans le rapport d'Ouessant pour l'implantation potentielle d'une éolienne (WT), trois emplacements sont proposés. Celles-ci sont présentées dans Schéma 28 . Les emplacements 2 et 3 sont assez éloignés du réseau électrique principal, ce qui rend l'emplacement 1 plus approprié.



Schéma 28 - Emplacements suggérés pour une éolienne.

Nous supposons que WT doit être connectée au réseau électrique principal par un câble comme indiqué dans Schéma 29 . Le trajet du câble est choisi pour être le plus proche possible de la route afin de faciliter l'installation.

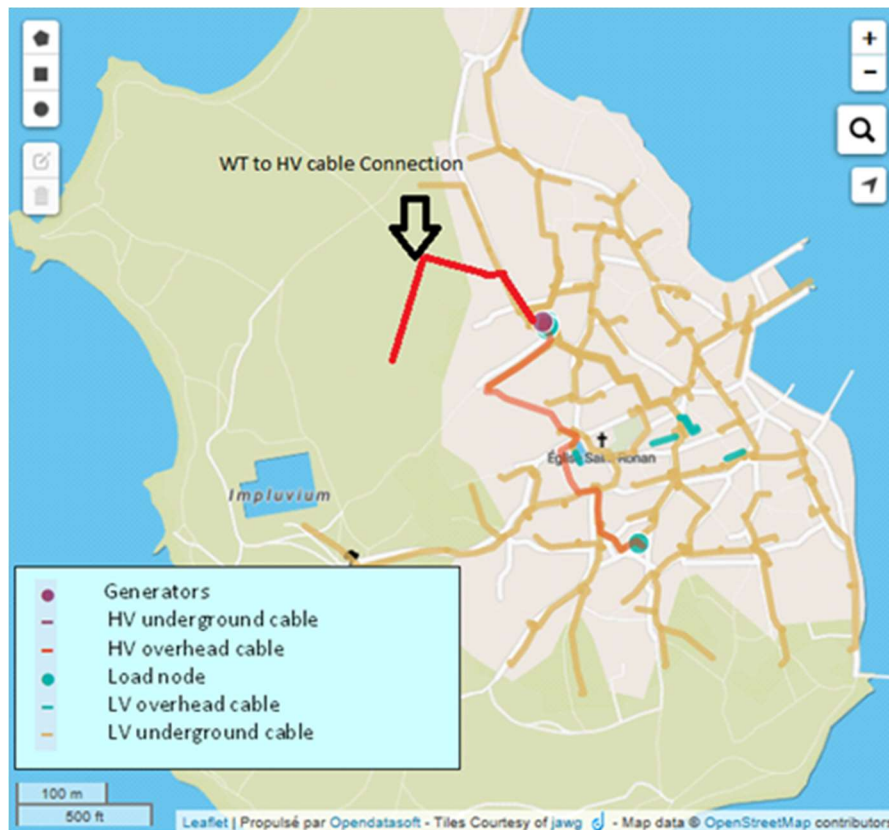


Schéma 29 - Emplacement de l'éolienne et mode de connexion au réseau électrique principal.

Le réseau électrique actualisé de l'île incluant les sources d'énergie renouvelable est présenté dans Schéma 30 . Les paramètres des segments de câble sont indiqués dans Tableau 14 .



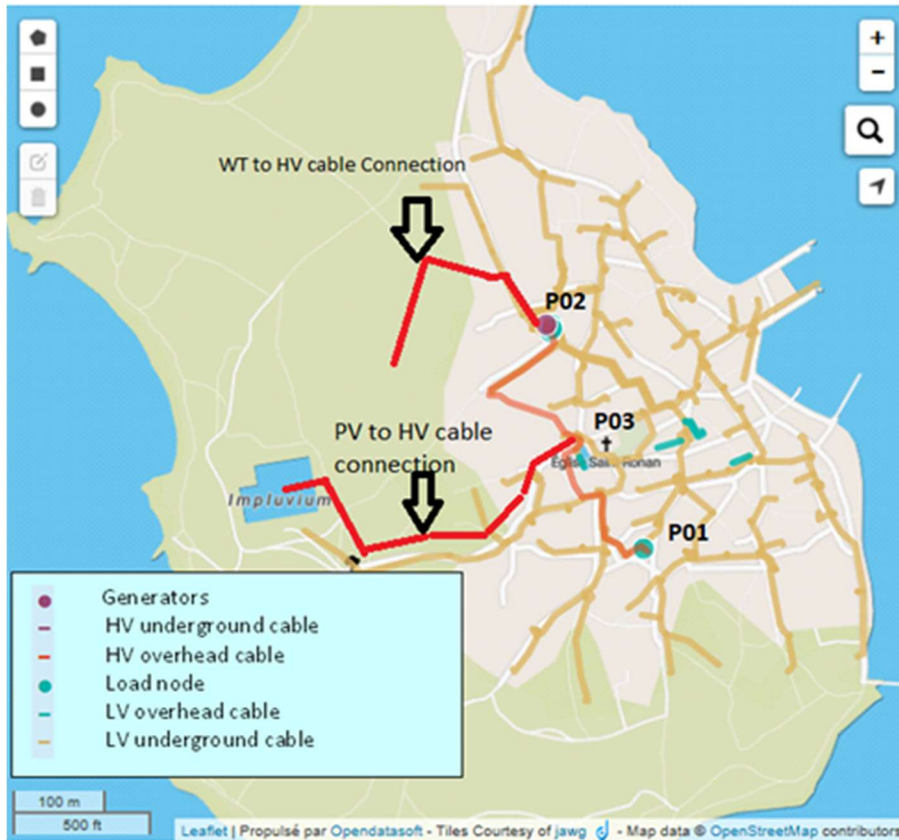


Schéma 30 - Réseau électrique actualisé pour l'île, y compris les énergies renouvelables.

Tableau 14 - Paramètres des segments de câble pour le réseau électrique actualisé de l'île.

Segment de câble	Longueur [m]	Résistance [ $\Omega$ ]	Inductance [mH]	Capacitance [ $\mu$ F]	Fiabilité
De P01 à P03	234	0.124	0.186	0.0647	0.991
De P03 à P02	200	0.106	0.1590	0.0553	0.992
De P03 à PV	460	0.244	0.366	0.127	0.982
De P02 à WT	200	0.106	0.159	0.0553	0.992

Selon les cinq scénarios d'ER insulaires, la demande de charge, la production d'ER et l'analyse du flux d'énergie du réseau électrique peuvent être exécutées pour correspondre à l'un des deux cas principaux : charge maximale ou ER maximale, comme indiqué dans 15 .

Tableau 15 - Cas de flux de puissance pour différents scénarios.

	Charge maximale					Maximum ER				
	Charge totale [kW]	P01 [kW]	P02 [kW]	WT [kW]	PV [kW]	Charge totale [kW]	P01 [kW]	P02 [kW]	WT [kW]	PV [kW]
<b>Scénario 1.1</b>	301.2	212	89	0	0	100.4	71	30	0	538.24
<b>Scénario 1.2</b>	301.2	212	89	100	0	301.2	212	89	100	0
<b>Scénario 1.3</b>	301.2	212	89	271.7	0	301.2	212	89	275	0



<b>Scénario 2.1</b>	301.2	212	89	100	0	98.74	70	29	93.3	662.996
<b>Scénario 2.2</b>	301.2	212	89	271.7	0	121.14	85	36	275	535.5

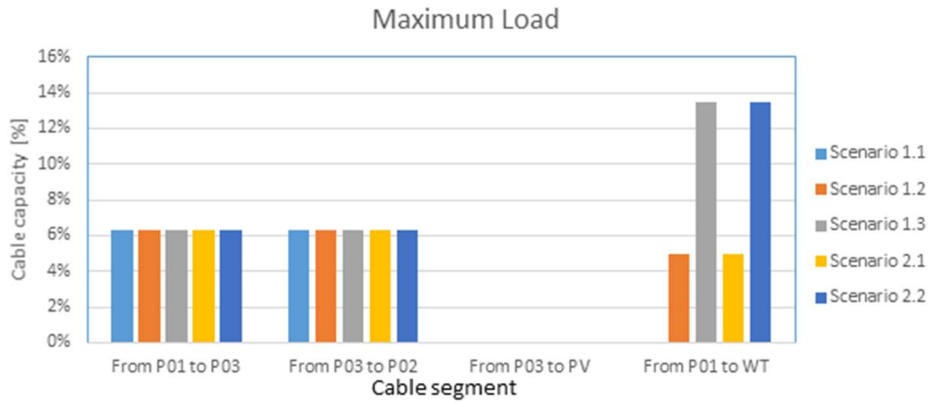


Schéma 31 - Capacité du câble dans différents scénarios (charge maximale).

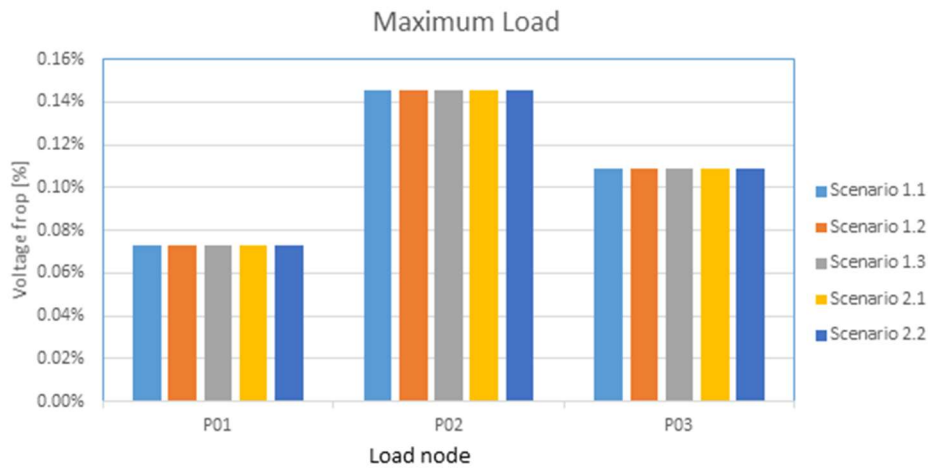


Schéma 32 - Chute de tension de la charge dans différents scénarios (charge maximale)

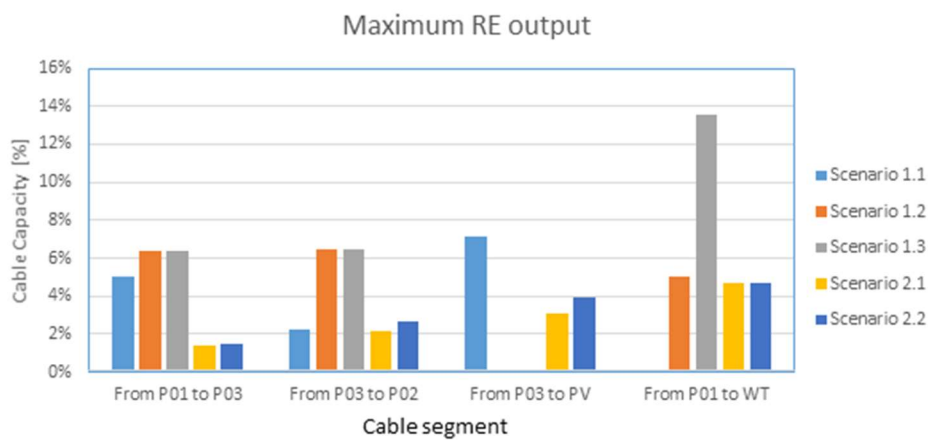


Schéma 33 - Capacité du câble selon différents scénarios (production maximale d'énergies renouvelables).

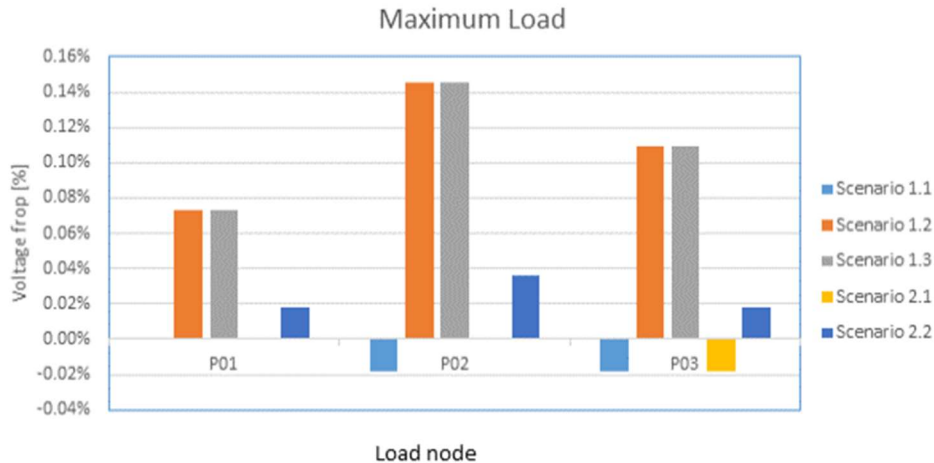


Schéma 34 - Chute de tension de la charge pour différents scénarios (production maximale de RE)

### Évaluation de la fiabilité

Sur la base de la méthodologie, des données de fiabilité et des hypothèses sur l'île d'Ouessant (voir le rapport T1.2 de l'ICE), la fiabilité des nœuds de charge P01 et P02 pour différents scénarios est présentée dans Schéma 35. Le scénario 1.3 est identique au scénario 1.2 et le scénario 2.2 est identique au scénario 2.1 en ce qui concerne les types d'ER, seuls les scénarios 1.1, 1.2 et 2.1 sont considérés dans l'analyse de fiabilité.

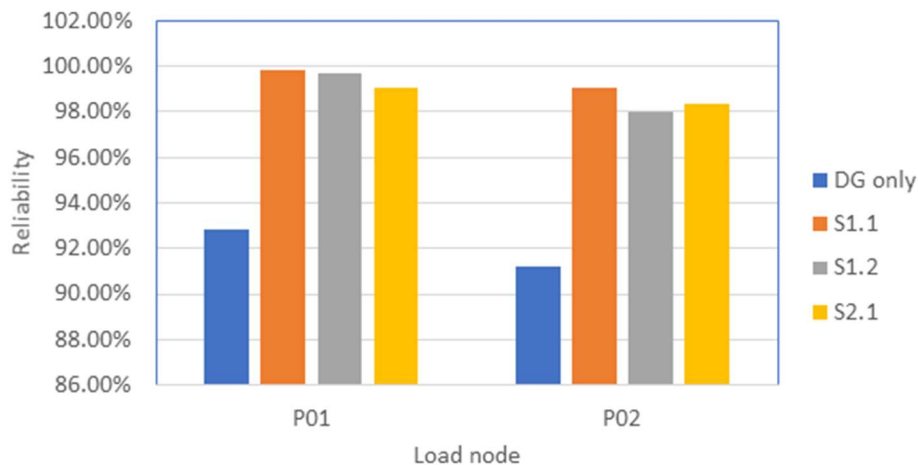


Schéma 35 - Fiabilité du nœud de charge selon différents scénarios.

A partir des évaluations du flux d'énergie et de la fiabilité :

1. La capacité d'utilisation des plafonds est très faible (14% maximum). Il n'est pas nécessaire de modifier l'infrastructure du système électrique insulaire. On a supposé que la taille du câble était de 50 mm. Si la taille réelle du câble est de 25 mm, la capacité d'utilisation du câble est encore faible (<30 %).
2. Il n'y a pas de problème de tension sur le réseau HT où la chute de tension est faible (<0,2 %).
3. Pour alimenter l'île avec 70 % de la charge provenant des énergies renouvelables, le scénario 1.3 semble convenir, la taille de la batterie étant très petite. Pour le scénario 100 % ER, le scénario 2.2 est le plus approprié en raison de la petite taille de la batterie.

4. Il y a beaucoup de production d'énergie renouvelable inutilisée qui n'est pas utilisée. Il est donc recommandé de procéder à un transfert de charge ou à toute autre topologie permettant de réduire la charge à la pointe.
5. L'introduction des sources d'ER réduit le taux de défaillance de l'île de 75 %.

#### Analyse économique

Nous avons calculé le coût nivelé de l'électricité (LCOE) pour tous les scénarios sur Molène. Une description des données et des calculs est disponible dans l'annexe. L'analyse a révélé que, pour tous les scénarios sauf un, le fait de compléter la production renouvelable par une batterie réduit le LCOE global. Le scénario 1.2 est le seul dans lequel l'analyse suggère qu'une batterie augmente le coût de l'électricité dans tout le système, bien qu'elle réduise les émissions de carbone et augmente la consommation d'électricité renouvelable. Une batterie de 0,2 MWh augmente le coût de l'électricité d'un peu plus de 2 €/MWh, ce qui peut en valoir la peine selon la valeur de la réduction du carbone. Une batterie de 1 MWh semble être la plus rentable pour les scénarios 1.1 et 2.1, tandis qu'une batterie plus petite de 0,5 MWh semble être la plus rentable pour le scénario 2.2 et une batterie de 0,2 MWh pour le scénario 1.3.

Dans l'ensemble, l'analyse révèle le coût relativement faible de la production éolienne pour l'île. Les scénarios 1.3 et 2.2, qui comportent une éolienne de 250 kW, présentent des LCOE nettement inférieurs à ceux des autres scénarios. Dans le même temps, il existe une complémentarité évidente entre le solaire PV, l'éolien et le stockage, comme le démontre le scénario 2.1, dont les estimations de LCOE sont inférieures à celles du scénario 1.1 (solaire pur) ou 1.2 (éolienne de 100 kW seulement).

	Scénario 1.1	Scénario 1.2	Scénario 1.3	Scénario 2.1	Scénario 2.2
<b>LCOE du système (€/MWh) - sans stockage</b>	€ 373.68	€ 204.48	€ 139.35	€ 216.92	€ 161.30
<b>LCOE du système (€/MWh) - 0,2 MWh</b>	€ 371.02	€ 206.75	€ 136.38	€ 209.94	€ 157.68
<b>LCOE du système (€/MWh) - 0,5 MWh</b>	€ 363.08	€ 215.87	€ 136.80	€ 199.79	€ 154.56
<b>LCOE du système (€/MWh) - 1 MWh</b>	€ 343.65	€ 233.98	€ 142.78	€ 191.94	€ 155.80

### 3.6 Défis de mise en œuvre

La méthodologie de l'ICE reconnaît qu'une transition énergétique est un processus continu, plutôt qu'un événement discret. Il est probable que la situation idéale pour chaque île considérée dans le cadre de l'ICE évolue au fil du temps. Les facteurs évidents qui changeront sont les coûts réels des technologies éoliennes, solaires et de stockage qui constituent la base de nos scénarios, mais il en sera de même pour d'autres technologies, comme l'énergie marémotrice. Les améliorations de l'efficacité énergétique, et les technologies qui y contribuent, sont également susceptibles de changer au fil du temps.

Les attitudes à l'égard de la technologie peuvent également changer. Nous trouvons des exemples d'un certain nombre d'îles où les technologies ont été essayées ou envisagées une fois et où cela a conduit les insulaires à développer des attitudes soit très positives, soit très négatives à leur égard. Cela peut conduire au rejet de technologies qui pourraient autrement sembler appropriées, ou signifier un attachement à des options particulières même lorsque celles-ci ne semblent pas devoir être économiquement favorables. Dans les deux cas, il peut s'avérer nécessaire de faire en sorte que les citoyens puissent accéder à une technologie ou qu'une technologie soit exclue.

Si Molène et Chausey disposent d'un potentiel suffisant pour atteindre un objectif de 100 % d'électricité renouvelable, d'autres emplacements devront peut-être viser moins haut dans un premier temps. Cela peut être dû à un potentiel limité, à la rentabilité relative des coûts des énergies renouvelables par rapport aux combustibles fossiles, ou à d'autres raisons spécifiques à l'île considérée. L'ICE GM indique clairement qu'il est nécessaire de reconsidérer régulièrement les objectifs en matière de politique énergétique insulaire, ainsi que les moyens d'atteindre ces objectifs. Les deux doivent être réévalués régulièrement. Cette réapparition devrait également tenir compte de l'évolution des besoins et des souhaits des citoyens de l'île et, éventuellement, des autres parties prenantes.

La GM indique également clairement que les parties prenantes publiques et privées doivent pratiquer la transparence avec les citoyens touchés par les changements du système énergétique. Cela signifie qu'il faut faire preuve d'ouverture à l'égard des technologies à appliquer, des incidences probables sur les performances du système, des incidences sur les émissions locales et de la contribution à des problèmes plus vastes tels que le changement climatique, mais aussi des autres voies possibles vers le changement climatique. Les services publics doivent partir du principe que les membres ordinaires du public ne connaissent pas les options comme elles le sont et s'efforcer de donner des informations justes et équilibrées au public. Les données réelles sur le fonctionnement effectif des technologies, et tout impact sur les coûts, devraient également être aussi transparentes que possible.

#### 3.6.1 Défis spécifiques à Molène

Il existe certaines limites à l'implantation des technologies d'énergie renouvelable sélectionnées sur Molène, mais il y a suffisamment de sites pour que cela ne pose pas de problème aux niveaux de développement décrits dans les scénarios qui pourraient permettre d'obtenir 100 % d'énergies renouvelables pour l'électricité de l'île.

### 3.7 Encourager les entreprises locales

Outre la nature technique variable des produits et services requis dans le cadre d'une transition énergétique intelligente, les facteurs locaux signifient que "qui fait quoi" est susceptible de varier considérablement d'un endroit à l'autre. Par exemple, l'éventail précis des prestataires de services et leurs modalités de passation de marchés dépendent d'un large éventail de facteurs contextuels tels que l'accès au capital, la perception du risque, l'environnement juridique, l'expérience des contractants, etc. Pour cette raison, il est inapproprié de spécifier ici l'étendue de certains ensembles de contrats. Au lieu de cela, nous nous appuyons sur la littérature qui sous-tend ces lignes directrices pour décrire les types de produits et de services qui sont susceptibles d'être nécessaires et présenter un cadre que les communautés et autres parties prenantes peuvent utiliser et adapter pour répondre à leurs besoins spécifiques.

#### 3.7.1 Aperçu des principes essentiels de GM, tiré de T2.1.2

D'une manière générale, la transition énergétique intelligente offrira des possibilités commerciales dans quatre grands domaines :

- **Approvisionnement en énergie renouvelable** - Dans la plupart (mais pas nécessairement toutes) des transitions énergétiques intelligentes dans les territoires périphériques, un objectif important est d'augmenter l'approvisionnement en énergie provenant de sources renouvelables.
- **Technologies et pratiques intelligentes** - Une gestion améliorée ou "plus intelligente" des systèmes électriques par l'adoption de nouvelles technologies et pratiques est un élément crucial d'un système énergétique intelligent isolé.
- **L'engagement des parties prenantes - 2] La définition des objectifs du système énergétique, le soutien à l'action et la réalisation des avantages de l'action sont autant d'éléments cruciaux pour une transition réussie.**
- **Surveillance et gestion** - Planifier, guider et mesurer le succès de la transition du système dans son ensemble.

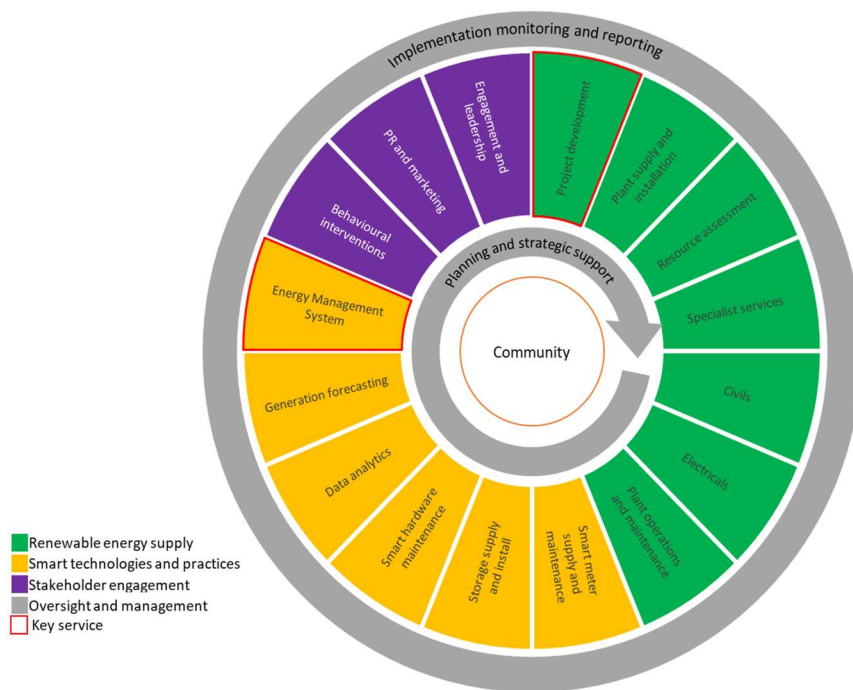


Schéma 36 - Domaines d'opportunité et types de produits et services susceptibles d'assurer la transition.

L'ICE GM cherche également à renforcer les capacités des entreprises locales en fournissant des conseils sur des sujets tels que :

- Accès au financement
- Financement de l'innovation

Enfin, un système de soutien aux entreprises basé sur la création d'un réseau d'entreprises invitées à participer à un réseau de collaboration et d'interaction. Les opportunités pour les entreprises constituent une composante majeure du Groupe de travail 4 de l'ICE..

### 3.7.2 Cartographie de la capacité d'entreprise locale

L'analyse des capacités des entreprises locales à répondre aux exigences du développement et de la maintenance du futur système énergétique a été réalisée comme suit : Les principales caractéristiques du futur système énergétique et des parties prenantes ont été identifiées afin de déterminer les possibilités de services et d'engagement des parties prenantes et d'alimenter la chaîne de valeur. Ces caractéristiques ont ensuite été mises en correspondance avec les entreprises et les organisations de Brest et du Finistère disposant d'une expertise en la matière, ce qui a permis de dresser un premier tableau des capacités locales et d'élaborer une approche de soutien ou d'engagement des entreprises locales.

#### **Caractérisation du système énergétique futur et des parties prenantes**

Dans nos scénarios, le futur système énergétique de Molène est relativement centralisé, avec un système photovoltaïque et une éolienne installés sur ou près de l'impluvium, ainsi qu'une seule grande unité de stockage par batterie. Il est probable qu'ils seront installés et exploités par EDF-SEI. Il est possible que, comme pour la station de télécommunications, les propriétés individuelles investissent également dans la microgénération et le stockage. Les objectifs de capacité de production pour le solaire et l'éolien sont spécifiés dans la stratégie énergétique de l'île, ce qui



indique un certain degré de certitude quant à leur déploiement. L'acceptabilité des systèmes au sein de la communauté locale est inconnue.

L'île a des objectifs explicites en matière d'efficacité énergétique, mais les mesures précises ne sont pas claires - l'installation d'un éclairage à haute efficacité, la modernisation des unités de stockage du froid et l'amélioration de l'efficacité énergétique des bâtiments ont toutes été réalisées au cours des dix dernières années (Le Ministère de la Transition Énergétique, 2019). Les compteurs intelligents Linky ont été installés dans 90 % des propriétés, ce qui permet à la fois le suivi granulaire de la consommation et le déploiement de tarifs horaires. Le changement de comportement des résidents (par exemple par des incitations tarifaires et des appareils intelligents) contribuera à optimiser l'efficacité du nouveau système. Les scénarios que nous avons modélisés ont intégré des réductions de la consommation d'énergie dues à des mesures supplémentaires similaires à celles réalisées jusqu'à présent - c'est-à-dire nécessitant les compétences des électriciens et des métiers du bâtiment.

Le réseau de Molène appartient au gouvernement local, le SDEF, et est exploité dans le cadre d'un contrat à long terme par ENEDIS, ce qui ne devrait pas changer à l'avenir. Certaines parties du réseau électrique de l'île devront probablement être mises à niveau pour permettre une production potentiellement plus élevée, en fonction de la capacité installée et de la configuration du stockage sur batterie.

Les parties prenantes immédiates sur l'île comprennent les presque 200 résidents, les entreprises locales, les groupes de résidents, le conseil de l'île et le gouvernement local du Finistère, ainsi qu'ENEDIS et EDF-SEI en tant que services publics. Il existe un ensemble plus large de parties prenantes qui comprend également les prestataires de transport locaux (services de ferry), les pêcheurs, les organisations de conservation et les touristes.

### **Cartographie des capacités**

Compte tenu de la position monopolistique d'EDF-SEI et d'ENEDIS en France, une approche centralisée du changement de système énergétique est probable, mais il existe néanmoins des possibilités de confier une grande partie du travail aux prestataires locaux.

En ce qui concerne l'approvisionnement en énergie renouvelable, un nombre limité de fournisseurs de matériaux généraux et spécialisés a été identifié à Brest, avec un groupe plus important mais encore petit à travers Finistère. Pour la planification et l'installation, un plus grand nombre d'organisations ont été identifiées avec des compétences spécialisées (par exemple, réseaux électriques à haute tension, photovoltaïque) et généralistes (par exemple, électricité, travaux de terrassement).

Aucun spécialiste des réseaux intelligents n'a été identifié dans la région de Molène, et seulement une poignée dans toute la France. Cependant, une série de fournisseurs de métiers du bâtiment opèrent à Brest et dans la région du Finistère qui pourraient s'approvisionner et fournir des équipements et des matériaux pour les technologies d'efficacité énergétique et de gestion intelligente de la demande. Un certain nombre d'organisations capables de fournir des services généraux (par exemple, installation de fenêtres et d'isolation, électricité) dans ce domaine ont été identifiées localement.

Un certain nombre d'institutions académiques locales ont été identifiées comme pouvant avoir une expertise dans l'engagement des parties prenantes. Aucune organisation du secteur privé n'a été trouvée.

Les fournisseurs locaux de logistique et de stockage existants qui peuvent être en mesure de soutenir l'exploitation et la maintenance continues. Les organisations identifiées pour les services d'installation (par exemple, les spécialistes des réseaux haute ou basse tension ou les installateurs de pompes à chaleur et de panneaux solaires photovoltaïques) peuvent également être en mesure de fournir une maintenance à long terme. Aucun gestionnaire d'actifs spécialisé dans les réseaux ou les énergies renouvelables n'a pu être identifié localement.

## 4 Conclusion

Cette évaluation du potentiel des énergies renouvelables sur Molène constitue à bien des égards un complément à notre évaluation initiale d'Ouessant. Cette sélection avait pour but de tester la méthode dans un environnement similaire, afin de voir jusqu'où la méthodologie était poussée et si des variables apparaissaient pour avoir un impact substantiel sur les scénarios obtenus.

La population de Molène est un peu moins importante que celle d'Ouessant, tant en termes de résidents permanents qu'en termes de pics de fréquentation. On peut s'attendre à ce que l'île ait des vents et une insolation similaires à ceux d'Ouessant, étant donné sa position relative et sa géographie similaire. Rien n'est apparu au cours de notre collecte de données pour suggérer qu'il y aurait des problèmes qui rendraient les principales technologies d'énergie renouvelable impossibles à soutenir. Nous n'avons pas pris en compte le potentiel de l'énergie marémotrice qui faisait partie de l'évaluation d'Ouessant, car il n'y avait pas de projet immédiat d'installation sur l'île.

Comme pour les autres scénarios, notre évaluation initiale des technologies de production d'énergie renouvelable disponibles nous a conduits à nous concentrer sur une combinaison d'énergie éolienne et solaire, tout en examinant comment le stockage pourrait s'adapter au mieux aux différentes combinaisons de l'une ou l'autre technologie en termes de fiabilité et de coûts. La population relativement faible par rapport aux terres disponibles à Molène signifie que la pression sur l'utilisation des terres ne devrait pas être un obstacle à la réalisation d'une pénétration élevée des deux technologies renouvelables clés. L'ajout proposé de la capacité de stockage devrait également être possible sans aucun problème concernant l'empreinte au sol.

Notre évaluation suggère qu'il est possible d'atteindre une production supérieure à 100 % des besoins en électricité de l'île grâce au déploiement de l'éolien, du solaire et du stockage sur batterie. Les coûts tendent à diminuer à mesure que les niveaux de déploiement augmentent et sont plus bas dans les scénarios qui combinent l'éolien et le solaire, plutôt que d'utiliser l'une ou l'autre technologie. On peut s'attendre à ce qu'il y ait des limites supérieures à la consommation totale qui rendent moins intéressante l'installation de nouvelles capacités.

Comme pour les autres îles, l'interaction avec la population de Molène aurait probablement été bénéfique à cette étude, mais elle a été limitée à la fois par l'enfermement des covidés et par les opportunités. Pertinent pour toutes les îles françaises considérées ici, il s'est également avéré difficile d'améliorer notre compréhension du système réglementaire tel qu'il s'applique en pratique. Plusieurs demandes de prise de contact avec EDF n'ont pas abouti à un dialogue.

Comme pour Chausey, il est possible d'approfondir la question de la fourniture de chaleur à Molène et de déterminer si la demande actuelle d'électricité pourrait être satisfaite de manière plus efficace par le déploiement de pompes à chaleur. Comme pour Chausey, la question de la prise en charge des coûts d'investissement élevés des pompes à chaleur devrait être abordée. Là encore, il existe un potentiel d'économies globales par les différents acteurs (la compagnie d'électricité, l'État, les ménages) puisque, de toute façon, la plupart des maisons sont chauffées à l'électricité. Ce déploiement entraînerait une réduction globale de la consommation d'électricité sur l'île, ce qui signifie qu'il faudrait moins de nouvelles capacités de production d'énergie renouvelable pour décarboniser l'île. Il existe également un potentiel important d'amélioration du confort des ménages. Il s'agit d'un sujet qui bénéficierait de recherches supplémentaires sur les îles, notamment en ce qui concerne l'acceptation de la technologie par la population locale.

#### 4.1 Évaluation de la validité - la méthodologie générale s'applique-t-elle dans ce contexte ?

Nous examinons l'application de la Méthodologie générale (MG) de l'ICE, et toute question découlant de cette approche, dans un addendum au GM, qui est disponible sous la forme d'un document autonome intitulé "Lessons from application of the ICE General Methodology" (« Enseignements tirés de l'application de la Méthodologie générale de l'ICE ») sur le site internet de l'ICE.

## 5 Références

Aitken, M., Haggett, C. and Rudolph, D. (2014) *Wind Farms Community Engagement Good Practice Review*. Available at: [www.climatechange.org.uk](http://www.climatechange.org.uk) (Accessed: 7 December 2022).

Aitken, M., Haggett, C. and Rudolph, D. (2016) 'Practices and rationales of community engagement with wind farms: awareness raising, consultation, empowerment.', *Planning Theory & Practice*, 17(4), pp. 557–576.

Alexander, K.A., Wilding, T.A. and Jacomina Heymans, J. (2013) 'Attitudes of Scottish fishers towards marine renewable energy', *Social and cultural impacts of marine fisheries*, 37, pp. 239–244. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.marpol.2012.05.005>.

Ashlock, J. and Schaefer, V. (2010) 'Foundations for Wind Turbines.' Available at: <http://home.eng.iastate.edu/~jdm/engr340-2011/ENGR%20340%20-%20Foundations%20%20-%20Ashlock%20-%20Schaefer.pdf> (Accessed: 2 May 2018).

Association Les Iles du Ponant (2010) 'Tourisme et Accessibilité dans les îles du Ponant'. Available at: <https://docplayer.fr/5668852-Tourisme-et-accessibilite-dans-les-iles-du-ponant.html> (Accessed: 11 December 2022).

Boekhoudt, A. and Behrendt, L. (2015) *Taxes and incentives for renewable energy*. KPMG, p. 84.

Colvin, R.M., Witt, G.B. and Lacey, J. (2016) 'How wind became a four-letter word: Lessons for community engagement from a wind energy conflict in King Island, Australia', *Energy Policy*, 98, pp. 483–494. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.09.022>.

CRE (2016) *15 Years of regulation: Activity report 2015*.

Devine-Wright, P. (2009) 'Rethinking NIMBYism: The role of place attachment and place identity in explaining place-protective action', *Journal of Community & Applied Social Psychology*, 19(6), pp. 426–441. Available at: <https://doi.org/10.1002/casp.1004>.

Devine-Wright, P. (2011) 'Public engagement with large-scale renewable energy technologies: breaking the cycle of NIMBYism', *WIREs Climate Change*, 2(1), pp. 19–26. Available at: <https://doi.org/10.1002/wcc.89>.

Devine-Wright, P. and Sherry-Brennan, F. (2019) 'Where do you draw the line? Legitimacy and fairness in constructing community benefit fund boundaries for energy infrastructure projects', *Energy Research & Social Science*, 54, pp. 166–175. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.erss.2019.04.002>.

Dwyer, J. and Bidwell, D. (2019) 'Chains of trust: Energy justice, public engagement, and the first offshore wind farm in the United States', *Energy Research & Social Science*, 47, pp. 166–176. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.erss.2018.08.019>.

Firestone, J., Kempton, W. and Krueger, A. (2009) 'Public acceptance of offshore wind power projects in the USA', *Wind Energy*, 12(2), pp. 183–202. Available at: <https://doi.org/10.1002/we.316>.

Foresight Horizon Scanning Centre (2009) *Scenario Planning*. Government Office for Science, p. 37. Available at: <https://gisf.ngo/wp-content/uploads/2020/02/0350-Rhyddarch-2009-Foresight-Horizon-Scanning-Centre-Scenario-Planning.pdf> (Accessed: 7 December 2022).

Fornacciari, M. and Verrier, J. (2017) *Renewable Energy: The new regulatory landscape*.

de Groot, J. and Bailey, I. (2016) 'What drives attitudes towards marine renewable energy development in island communities in the UK?', *International Journal of Marine Energy*, 13, pp. 80–95. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.ijome.2016.01.007>.

Gross, C. (2007) 'Community perspectives of wind energy in Australia: The application of a justice and community fairness framework to increase social acceptance', *Energy Policy*, 35(5), pp. 2727–2736. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2006.12.013>.

Haggett, C. (2008) 'Over the Sea and Far Away? A Consideration of the Planning, Politics and Public Perception of Offshore Wind Farms', *Journal of Environmental Policy & Planning*, 10(3), pp. 289–306. Available at: <https://doi.org/10.1080/15239080802242787>.

Haggett, C. (2011) 'Understanding public responses to offshore wind power', *Energy Policy*, 39(2), pp. 503–510. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2010.10.014>.

Hardwick, J. *et al.* (2018) *ICE Report 1.1.1: An overview of renewable energy supply potential*.

Heaslip, E. and Fahy, F. (2018) 'Developing transdisciplinary approaches to community energy transitions: An island case study', *Energy Research & Social Science*, 45, pp. 153–163. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.erss.2018.07.013>.

IEA (2016) *France 2016 review*.

Kerr, S. *et al.* (2014) 'Establishing an agenda for social studies research in marine renewable energy', *Energy Policy*, 67, pp. 694–702. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.11.063>.

Klain, S.C. *et al.* (2017) 'Will communities "open-up" to offshore wind? Lessons learned from New England islands in the United States', *Energy Research & Social Science*, 34, pp. 13–26. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.erss.2017.05.009>.

Lazard (2022) *Levelized Cost Of Energy, Levelized Cost Of Storage, and Levelized Cost Of Hydrogen*, *Lazard.com*. Available at: <http://www.lazard.com/perspective/levelized-cost-of-energy-levelized-cost-of-storage-and-levelized-cost-of-hydrogen/> (Accessed: 8 December 2022).

Lazerges, R., Götz, J. and Sauzay, A. (2016) *French on-shore wind farm market in 2017: New tariffs structure and other important updates*.

Le Ministère de la Transition Énergétique (2019) 'La programmation pluriannuelle de l'énergie 2019-2028'. Available at: <https://www.ecologie.gouv.fr/programmations-pluriannuelles-lenergie-ppe> (Accessed: 7 December 2022).

Martor, B. and Harada, L.-N. (2017) *New environmental single permit will simplify economic activities in France*. [online]. Available at: <https://www.lexology.com/library/detail.aspx?g=124e3f2e-4463-4d94-a694-6a3caa0ca5b3> (Accessed: 7 December 2022).

Matthew, G. *et al.* (2018) *ICE Report 2.1.2: General Methodology*. ICE Project, p. 52.

Ministère de l'Environnement de l'Énergie et de la Mer (2016) *Lauréats de l'appel d'offres «PV + stockage» dans les zones non-interconnectées*.

*Molène.fr* (2022) *Molene.fr*. Available at: <https://www.molene.fr/> (Accessed: 11 December 2022).

NOAA (2018) 'National Oceanic and Atmospheric Administration: National Centres for Environmental Information'. Available at: <https://www.ncdc.noaa.gov/data-access/land-based-station-data> (Accessed: 12 August 2019).

OEE (2017) 'France announces tidal tender plans. [online].' Available at: <https://www.oceanenergy-europe.eu/oe-statement-france-announces-tidal-tender-plans-2/> (Accessed: 17 October 2017).

*Ouest-France* (2019) 'Îles du Ponant. De nouvelles aides pour économiser l'énergie', 18 April. Available at: <https://www.ouest-france.fr/bretagne/ile-de-sein-29990/iles-du-ponant-de-nouvelles-aides-pour-economiser-l-energie-6315225> (Accessed: 11 December 2022).

Papazu, I. (2016) 'Management through hope: an ethnography of Denmark's Renewable Energy Island', *Journal of Organizational Ethnography*, 5(2), pp. 184–200. Available at: <https://doi.org/10.1108/JOE-11-2015-0025>.

*Parc naturel marin | Iroise* (no date) *Parc naturel marin | Iroise*. Available at: <https://parc-marin-iroise.fr/> (Accessed: 11 December 2022).

Pleijel, C. (2015) *Energy audit on Molène*. European Small Island States, pp. 1–16. Available at: <https://docslib.org/doc/13281588/molene-1-introduction-2-2-abstract-3-3-facts-4-4-the-culture-and-identity-of-mol%C3%A8ne-12-5-optimism-14-6-pessimism-14-7-opportunities-15-8-action-plan-16-9-sources-16> (Accessed: 11 December 2022).

Reed, M.S. (2008) 'Stakeholder participation for environmental management: A literature review', *Biological Conservation*, 141(10), pp. 2417–2431. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.biocon.2008.07.014>.

Rudolph, D., Haggett, C. and Aitken, M. (2014) *Community Benefits from Offshore Renewables: Good Practice Review*. Available at: [www.climatechange.org.uk](http://www.climatechange.org.uk) (Accessed: 7 December 2022).

Rudolph, D., Haggett, C. and Aitken, M. (2017) 'Community benefits from offshore renewables: The relationship between different understandings of impact, community, and benefit', *Environment and Planning C: Politics and Space*, 36(1), pp. 92–117. Available at: <https://doi.org/10.1177/2399654417699206>.

Schwartz, P. (1997) *Art of the Long View: Planning for the Future in an Uncertain World*. 1st edn. J. Wiley and Sons. Available at: <https://www.wiley.com/en-gb/Art+of+the+Long+View%3A+Planning+for+the+Future+in+an+Uncertain+World-p-9780471977858> (Accessed: 7 December 2022).



Sorensen, H.C. *et al.* (2002) 'Experience with and strategies for public involvement in offshore wind projects', *International Journal of Environment and Sustainable Development*, 1(4), pp. 327–336.  
Available at: <https://doi.org/10.1504/IJESD.2002.002353>.

Sperling, K. (2017) 'How does a pioneer community energy project succeed in practice? The case of the Samsø Renewable Energy Island', *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 71, pp. 884–897.  
Available at: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.12.116>.

## 6 Annexe 1

### 6.1 Évaluation de la ressource solaire

La carte de Schéma 37 montre l'irradiation solaire à travers la France et indique que les îles du Ponant, y compris Molène, ont un potentiel relativement élevé pour le déploiement du solaire photovoltaïque.

SOLAR RESOURCE MAP

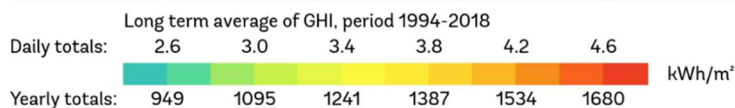
#### GLOBAL HORIZONTAL IRRADIATION

#### FRANCE



ESMAP

SOLARGIS



This map is published by the World Bank Group, funded by ESMAP, and prepared by Solargis. For more information and terms of use, please visit <http://globalsolaratlas.info>.

Schéma 37 - Irradiance horizontale globale en France

Le tableau ci-dessous montre l'irradiation horizontale globale (GHI) et l'irradiation incidente globale à 30 ° et 38 ° valeurs pour Molène.

Tableau 16 - Valeurs d'irradiance pour Molène, générées à partir des données PVGIS.

Mois	GHI (kWh/m <sup>2</sup> )	G(30 °) (kWh/m <sup>2</sup> )	G(38 °) (kWh/m <sup>2</sup> )
Janvier	28.7	44.5	47.3
Février	41.9	55.9	58.0
Mars	84.2	107.4	110.0
Avril	116.1	128.8	128.0
Mai	154.6	159.5	155.7
Juin	167.0	166.5	160.8
Juillet	155.8	157.5	152.9
Août	140.4	154.2	152.6
Septembre	101.4	123.3	125.1
Octobre	60.4	82.5	85.7
Novembre	33.3	48.0	50.4
Décembre	22.5	33.3	35.2
<b>Total</b>	<b>1,106.3</b>	<b>1,261.4</b>	<b>1,261.9</b>

## 6.2 Évaluation des ressources éoliennes

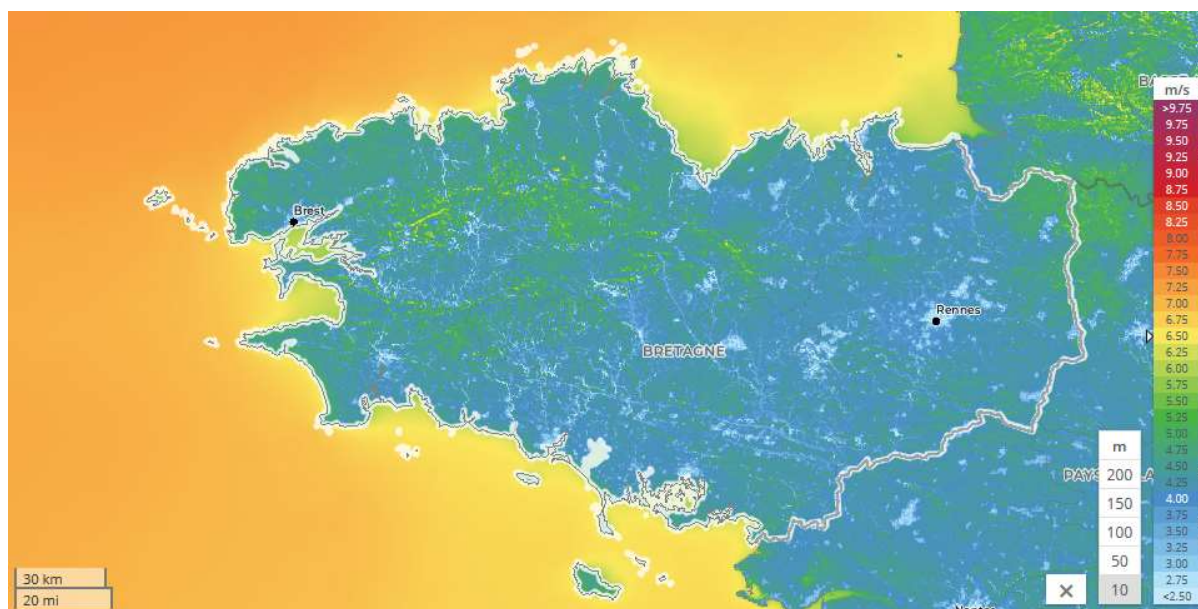


Schéma 38 - Distribution de la vitesse du vent à une hauteur de 10 m en Bretagne (Global Wind Atlas <https://globalwindatlas.info>)

Équation 1 - Extrapolation de la vitesse du vent à une hauteur particulière. Où  $z$  est la hauteur du moyeu de l'éolienne,  $z_{ref}$  est la hauteur à laquelle les données sont collectées,  $V_{ref}$  est la vitesse à la hauteur  $z_{ref}$ ,  $z_0$  est la rugosité, et  $V(z)$  est la vitesse du vent résultante à la hauteur du moyeu. (Burton et al., 2011)

$$V(z) = V_{ref} \frac{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_{ref}}{z_0}\right)}$$

### 6.3 Cartographie des capacités

Les opportunités des fournisseurs ont été caractérisées sur la base du projet de Méthodologie générale ainsi que des travaux du groupe de travail 4 D4.1.1 de l'ICE.

Opportunités pour les fournisseurs	Exigences/Organisations	Opportunités pour l'île	Exemples d'entreprises
Planification			
- Justification du projet	SDEF, EDF-SEI, ENEDIS	S/O	
- Consultation publique	Résidents et parties prenantes	Consultants, spécialistes de l'engagement Universités	Brest :  Finistère : Université de Rennes II Université de Bretagne Occidentale (A Lanrédec) École nationale de la Statistique et de l'Analyse de l'information (à Matal, Ille-et-Vilaine) Université de Bretagne Sud
- Arpentage et consentement	Permis d'environnement au Département.	Consultants "Conseil en écologie et en environnement (autres)".	Brest : CEE : 37  Finistère : CEE : 284
Financement	Capital pour le matériel. De l'argent pour la planification, l'engagement et les procédures organisationnelles.	EDF/SDEM50	
Conception et ingénierie des grilles	Mise à niveau des câbles, des connexions et du matériel.	(ENEDIS) Ingénieurs sous contrat Ingénieurs électriciens HV - "Installation de systèmes de distribution à haute tension". Ingénieurs civils : Ingénieurs civils "Conseil en énergie éolienne" "Conseil en énergie solaire"	Brest : ISDHT : 5 CEE : 4 CES : 5 Finistère : ISDHT : 27 CEE : 20 CES : 8
Approvisionnement			
- Génération	Panneaux PV, onduleurs, connexions, montage Éolienne, base, connexions.	Fournisseurs de produits renouvelables - Fournisseurs locaux de matériaux de construction Matériel de production d'énergie solaire photovoltaïque, solaire thermique et héliothermique	Brest : MPESPSTH : 0 PAMAES : 1 (répétitions) MPAPEE : 6  Finistère : MPESPSTH : 1 PAMAES : 2 (répétitions) MPAPEE : 17

		Pièces et accessoires pour le matériel de production d'énergie solaire " Matériel, pièces et accessoires de production d'énergie éolienne "	
- Stockage	Système de stockage, commandes, boîtier, connexions	Métiers du bâtiment et fournisseurs d'électricité locaux "Accessoires pour câbles et fils de lignes électriques" "Accumulateurs, batteries et piles électriques rechargeables" "Fils électriques isolés" "Commutateurs électriques" "Câbles électriques isolés (par usage)"	Brest : ACFLE : 1 ABPE : 4 FEI : 1 (CGED) CE : 1 CEI(U) : 1  Finistère : ACFLE : 5 ABPE(PU) : 8 FEI : 2 (CGED) CE : 9 CEI(U) : 16
- Interfaces et services		Spécialisé S/O	
- Gestion de la demande		Fournisseurs d'électricité "Appareils électriques d'éclairage intérieur" Fournisseurs de bâtiments "Travaux d'isolation et d'étanchéification des bâtiments"	Brest : AEEI : 0 TIEB : 16  Finistère : AEEI : 16 TIEB : 124
Installation			
- Génération	Vent - par fabricant	Installateurs de systèmes photovoltaïques "panneaux solaires" Conseil en énergie solaire  "Montage et installation d'éoliennes"	Brest : PS : 1 CES : 5 MIE : 0  Finistère : PS : 12 CES : 8 MIE : 2
- Civils		Travaux publics "Travaux auxiliaires pour le bâtiment"	Brest : TAB : 16  Finistère : TAB : 154
- Électricité		Ingénieurs électriciens HT - "Installation de systèmes de distribution à haute tension".	Brest : ISDHT : 5 TIE : 159 ISBT : 6 IGE : 2 IPSTD : 5

		Entrepreneurs/ingénieurs en électricité - "Travaux d'installation électrique". Installation de systèmes basse tension Installation de groupes électrogènes "Installation de postes et sous-stations de transformation et de distribution"	Finistère : ISDHT : 27 TIE : 895 ISBT : 46 IGE : 9 IPSTD : 23
- Gestion de la demande		Les chauffeurs - "chauffage" Constructeurs, Poseurs de fenêtres "Travaux de vitrerie de bâtiment" Conseil en économie d'énergie Bardage : "Travaux de couverture, de toiture, de Zinguerie et de bardage" "Entreprises de rénovation de bâtiments" "Installation de pompes à chaleur"	Brest : TVB : 168 CEE : 5 TCTZB : 36 ERB : 9 IPC : 0 Finistère : TVB : 925 CEE : 22 TCTZB : 565 ERB : 52 IPC : 12
Opération			
- Logistique	Pièces détachées et coordination - EDF/ENEDIS ou tiers		Brest :  Finistère :
- Maintenance	Inspection et suivi	Prestataires de services de stockage - "stockage". Fournisseurs d'électricité	Brest : S : 47  Finistère : S : 195
- Facturation	EDF-SEI	S/O	
- Gestion	EDF-SEI/ENEDIS	S/O	
Avantages pour l'utilisateur			