



Interreg



France (Channel Manche) England

RAPPORT ICE 2.4.4
ÉTUDE DE VALIDATION DE LA METHODOLOGIE
GENERALE DU PROJET ICE : LES ILES SCILLY

16/12/22

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



À propos du projet ICE

Financé par le programme européen INTERREG VA France (Manche) Angleterre, le projet Intelligent Community Energy (ICE) vise à concevoir et à mettre en œuvre pour les territoires isolés de la Manche des solutions intelligentes novatrices en matière d'énergie. Les îles et les communautés isolées sont confrontées à des défis énergétiques uniques. De nombreuses îles ne sont pas raccordées à des réseaux de distribution d'électricité plus vastes et dépendent de sources d'énergie importées, généralement alimentées par des combustibles fossiles. Les systèmes énergétiques dont dépendent les communautés isolées ont tendance à être moins fiables, plus coûteux et à produire plus d'émissions de gaz à effet de serre (GES) que les systèmes utilisés sur le continent. 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 qui pourrait être appliqué à d'autres systèmes énergétiques intelligents isolés. Le consortium ICE rassemble des centres de recherche et des organismes de soutien aux entreprises en France et au Royaume-Uni. De plus, l'engagement vis-à-vis des PME soutiendra le déploiement du projet et favorisera la coopération européenne.



Les îles Scilly : Étude de validation de la méthodologie générale du projet ICE

1 Introduction : objectif de ce 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 du projet ICE » développée dans la tâche 2.1 et présentée dans le rapport T.2.1.2 en l'appliquant à quatre autres sites. Cette tâche vise à examiner comment l'application de la méthodologie peut être affectée par des considérations locales et, le cas échéant, à suggérer des améliorations à apporter à la méthodologie générale.

Les sites sont les suivants :

- Chausey, France (rapport 2.4.1)
- Molène, France (rapport 2.4.2)
- Lundy, Angleterre (rapport 2.4.3)
- Les îles Scilly, Angleterre (le présent rapport 2.4.4)

Table des matières

1	Introduction : objectif de ce rapport	3
2	Transition énergétique intelligente sur les îles Scilly	5
2.1	Vue d'ensemble des îles	5
2.2	Motivations de la sélection	5
2.3	Données démographiques et localisation	5
2.4	Situation économique	6
2.5	Vue d'ensemble de la politique et de la réglementation	7
2.6	Données clés sur la production et l'utilisation de l'énergie.....	10
2.7	État du réseau	11
3	Engagement des parties prenantes	13
3.2	Évaluation des perspectives de la demande d'énergie et détermination des options	17
3.3	Perspectives d'approvisionnement énergétique.....	21
3.4	Évaluation de la fiabilité des systèmes	31
3.5	Analyse de scénarios.....	33
3.6	Défis relatifs à la mise en œuvre	45
3.7	Favoriser les entreprises locales.....	47
4	Conclusion.....	51
4.1	Évaluation de la validité : la méthodologie générale s'applique-t-elle dans ce contexte ?..	51
5	Bibliographie	52
6	Annexe 1	57
6.1	Énergie solaire photovoltaïque aux IS	57
6.2	Vents aux IS.....	65
6.3	Analyse du flux de puissance et de la fiabilité	69
6.4	Estimation des économies d'efficacité énergétique potentielles.....	83
6.5	Scénarios : évaluation des conséquences des énergies renouvelables sur le réseau	84
6.6	Cartographie des capacités des entreprises locales	2

2 Transition énergétique intelligente sur les îles Scilly

2.1 Vue d'ensemble des îles

Les îles Scilly (IS) sont un ensemble d'îles à l'ouest des Cornouailles. Il s'agit d'un archipel d'environ 140 îles, s'étendant à 45 km à l'ouest du cap de Land's End, en Cornouailles. Cinq d'entre elles sont habitées : St Mary's, Tresco, Bryher, St Martin's et St Agnes (Royal Haskoning, Cornwall Council, and Isles of Scilly Council, 2011). La plus grande île habitée est St Mary's. Elle est également celle comptant le plus grand nombre d'habitants.

2.2 Motivations de la sélection

Parmi les nombreux défis auxquels sont confrontées les petites îles dans le cadre de la transition énergétique durable, la faible ampleur de la demande, les fortes variations saisonnières de la demande, le manque de ressources énergétiques disponibles et les restrictions de développement liées au patrimoine sont des défis particulièrement prépondérants. En outre, les IS présentent un taux élevé de précarité énergétique (22,4 %, contre une moyenne nationale de 10,4 %) (Hitachi Europe Ltd, 2016).

2.3 Données démographiques et localisation

La population résidente des IS était d'environ 2 324 personnes en 2015 (ONS, 2016). Une grande partie de la population est concentrée sur la plus grande île, St Mary's. Les îles accueillent environ 125 000 visiteurs par an, principalement de mai à septembre, comme le montre la Figure 1 **Error! Reference source not found.** (Visit Isles of Scilly, 2019). La localisation des IS est présentée à la Figure 2.

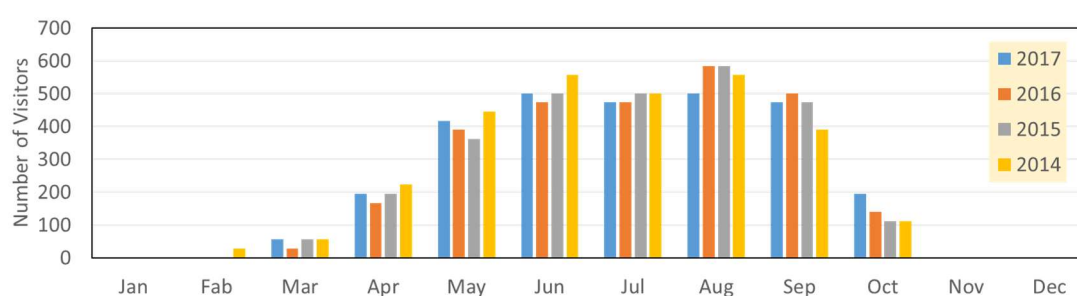


Figure 1 : Tourisme par mois dans les îles Scilly pendant quatre années consécutives

St Martin's est l'île habitée des IS située le plus au nord. Elle se trouve à 2,5 km au nord-nord-est de St Mary's. Elle est entourée de plusieurs petites îles et îlots inhabités, en particulier sur ses rives ouest et sud. Les îles Tresco et Bryher se trouvent à proximité l'une de l'autre, au nord-ouest de St Mary's. Bryher, située à l'ouest de Tresco, est plus exposée, bien que son littoral oriental abrité comporte de vastes zones sablonneuses. L'île de Tresco est, dans une certaine mesure, gérée séparément des autres îles, dans le cadre d'un bail à long terme conclu avec le Duché. La plus méridionale des îles habitées est St Agnes. Juste à l'est de cette dernière se trouve Gugh, une île plus petite qui est

considérée comme faisant partie de St Agnes, car elles sont liées par des processus côtiers (Royal Haskoning, Cornwall Council, and Isles of Scilly Council, 2011).

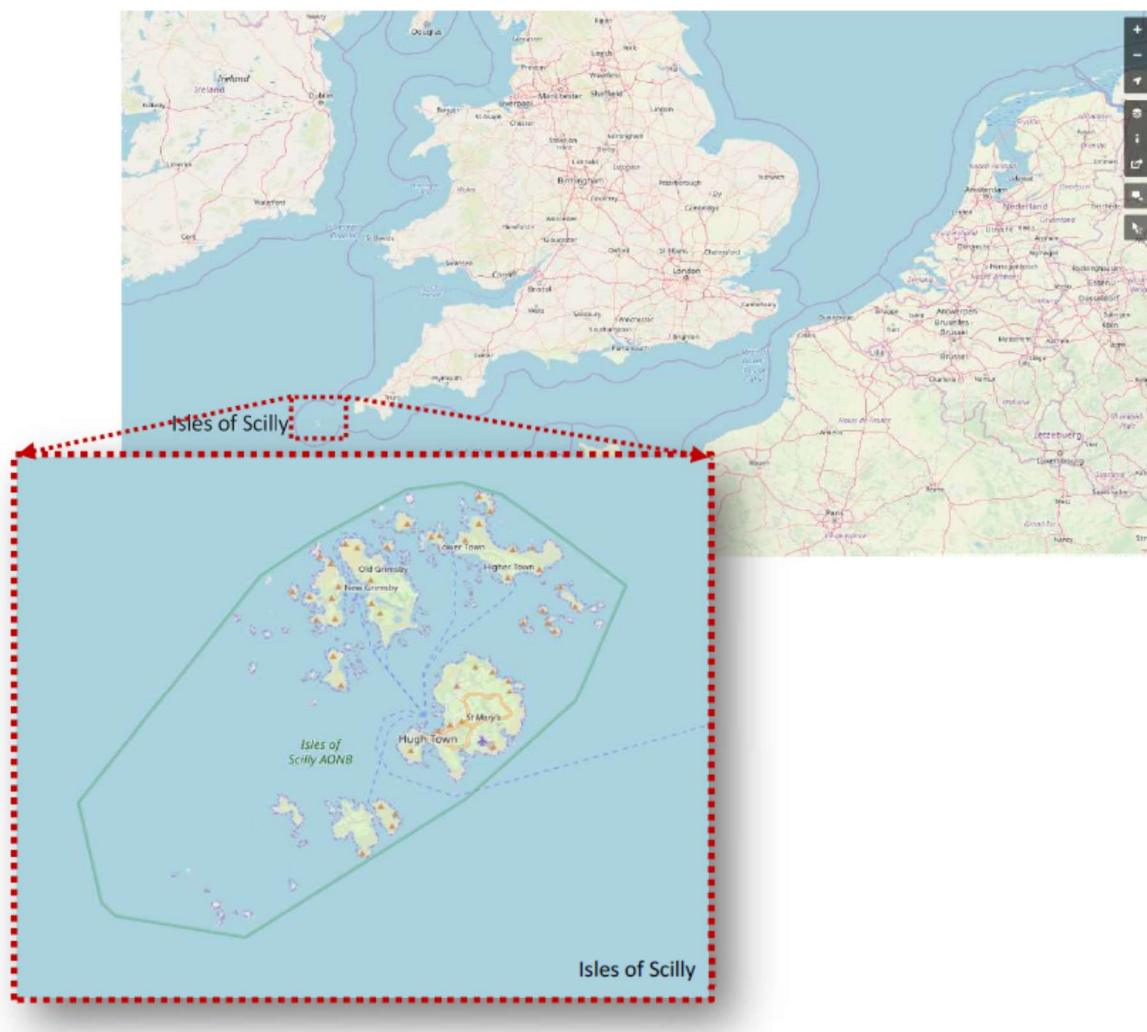


Figure 2 : Localisation des îles Scilly

2.4 Situation économique

Le climat doux des îles Scilly leur permet de fournir des fleurs de début de saison au marché continental. L'environnement naturel des îles Scilly attire de nombreux visiteurs fidèles qui soutiennent nombre d'emplois et d'entreprises. L'activité économique principale est liée au tourisme, qui représente environ 85 % des revenus des îles (Isles of Scilly Council, 2019). Par exemple, en 2008, les visiteurs ont dépensé 29,5 millions de livres sterling dans les îles Scilly (Ash Futures, 2014). La majorité des visiteurs séjournent à St Mary's. Tresco est gérée quant à elle comme un centre touristique de location en temps partagé. Bryher et St Martin's sont moins développées. St Agnes n'abrite pas d'hôtel et est la moins développée des îles habitées. Au fil du temps, des industries telles que la récolte de varech, le pilotage, la pêche et la construction navale ont contribué à l'économie des îles (Isles of Scilly Council, 2019).

2.5 Vue d'ensemble de la politique et de la réglementation

Les sous-sections suivantes résument les informations pertinentes en matière de politique et de réglementation tirées du rapport T1.1.2 du projet ICE (Fitch-Roy and Connor, 2018) concernant les voies d'accès au marché en matière d'énergies renouvelables, l'accès et le raccordement au réseau, ainsi que les permis sociaux et environnementaux.

2.5.1 Voies d'accès au marché : production, prélèvement et rémunération des énergies renouvelables

Politiques de rémunération de la production d'énergie renouvelable

Après la suppression progressive pour les nouveaux projets du système de quotas relatif à l'obligation d'acheter des énergies renouvelables (« renewables obligation ») en mars 2017 et la suppression du tarif de rachat (« Feed-In Tariff ») pour les nouvelles demandes en avril 2019, il n'existe plus qu'un seul mécanisme de soutien financier pour l'électricité renouvelable au Royaume-Uni : les contrats de différence.

Contrats de différence

Conçu en 2011 comme un élément de la réforme du marché de l'électricité (« EMR » en anglais), le mécanisme des contrats de différence (« Contracts for Difference » ou « CfD ») constitue le principal instrument de soutien financier du Royaume-Uni pour la production à grande échelle d'énergie « sobre en carbone », y compris les énergies renouvelables (DECC, 2011). L'instrument est une forme de prime variable, visant à offrir un paiement en plus des revenus du marché de gros de l'électricité jusqu'à un « prix d'exercice » fixe. Le prix d'exercice est fixé par le biais d'offres concurrentielles (Fitch-Roy and Woodman, 2016). Les ventes aux enchères de CfD organisées jusqu'à présent ont permis la participation d'un éventail de technologies en matière d'énergie renouvelable réparties en deux catégories : les technologies plus matures et les technologies moins matures. L'éolien terrestre a été exclu des deuxième et troisième enchères en raison d'un engagement politique du parti politique au pouvoir. Les ventes aux enchères ont permis de conclure des contrats portant sur un volume important d'énergie renouvelable, principalement de l'énergie éolienne en mer (DECC, 2015; BEIS, 2017). Il est peu probable qu'un projet adapté pour être utilisé à Lundy soit économiquement viable dans le cadre du CfD.

2.5.2 Accès et raccordement au réseau

Les producteurs ont accès aux réseaux électriques britanniques par le biais de contrats conclus soit avec le gestionnaire de réseau de transport (GRT), dans le cas de grandes centrales raccordées au réseau de transport, soit avec l'un des 14 gestionnaires de réseau de distribution (GRD). En ce qui concerne ces petits producteurs en particulier, le coût, le temps nécessaire, la transparence et la difficulté d'obtenir de la part des GRD une offre de raccordement au réseau (et ensuite d'assurer un raccordement fonctionnel) ont posé quelques problèmes à certains producteurs, en particulier les petits producteurs d'énergie renouvelable. Le régulateur s'est toutefois efforcé de rendre le processus plus efficace, mais les efforts déployés se sont avérés largement insuffisants à ce jour, poussant le régulateur à envisager des mesures punitives (Ofgem, 2014, 2017).

2.5.3 Permis sociaux et environnementaux, licences et aménagement du territoire

En vertu de la loi sur l'aménagement du territoire de 1990 (« Town and Country Planning Act »), les autorités locales chargées de l'aménagement du territoire sont responsables de la délivrance des permis pour les projets dont la puissance installée est inférieure à 50 MW. Le niveau d'engagement

local requis pour obtenir l'autorisation de construire de nouvelles installations de production d'énergie renouvelable signifie que la politique en matière d'aménagement du territoire au Royaume-Uni tend à favoriser les projets portés entièrement ou partiellement par des initiatives communautaires. Depuis 2015, la nécessité d'une implication de la population locale dans l'approbation des zones destinées à la production d'énergie éolienne en particulier est claire. Cela rend le développement de l'énergie éolienne très difficile dans de nombreuses zones et établit une distinction nette entre l'énergie éolienne terrestre et les autres technologies en matière d'énergie renouvelable (DCLG, 2015a; Smith, 2016). Toutefois, il existe certaines possibilités pour les très petites installations sur des bâtiments existants dans le cadre de ce que l'on appelle les droits de développement autorisé (« permitted development rights ») (Smith, 2016). Pour les projets de plus de 50 MW, la loi sur l'aménagement du territoire (2008) autorise le ministre responsable à prendre les décisions avec l'aide des autorités locales chargées de l'aménagement du territoire à qui il fait appel par le biais d'une consultation formelle (DCLG, 2015b).

2.5.4 Politique en matière de « réseaux intelligents »

Le Royaume-Uni a mis en œuvre ou est en train de mettre en œuvre un certain nombre de changements politiques et réglementaires visant à favoriser un système énergétique « intelligent et flexible » (BEIS, 2021). Les gouvernements, les régulateurs et les autres parties prenantes considèrent que la mise en place de réseaux plus intelligents est essentielle pour faciliter l'augmentation des volumes de technologies intermittentes et distribuées sobres en carbone. Cette mise en place permettrait effectivement l'adoption à l'échelle du système de nouvelles technologies « intelligentes », une gestion plus active des réseaux et l'ouverture des marchés aux services et aux technologies qui incluront de plus en plus d'actions axées sur la demande (Jenkins, Long and Wu, 2015). Le gouvernement du Royaume-Uni a déjà pris un certain nombre de mesures afin de faciliter le changement de la réglementation des marchés et des réseaux au Royaume-Uni en vue de répondre aux besoins de la transition vers une faible émission de carbone. Nombre de ces mesures auront des répercussions sur les possibilités d'accroître l'intelligence des réseaux. Le gouvernement, en partenariat avec le régulateur des marchés de l'énergie, Ofgem, a créé le Smart Grid Forum (SGF) en 2014. Le SGF a travaillé en étroite collaboration avec les parties prenantes du secteur de l'électricité pour réfléchir à des actions visant à déterminer tous les domaines nécessitant une action afin de faciliter l'évolution relative aux réseaux intelligents.

2.5.5 Politique pour de futurs réseaux intelligents

Les actions significatives déjà entreprises comprennent une modification des structures d'incitation destinées aux entreprises de transport et de distribution afin d'essayer d'encourager une plus grande innovation dans les réseaux et de permettre une plus grande flexibilité en matière d'investissement et de rendement dans les approches de gestion des réseaux intelligents, plutôt que de simplement étendre les réseaux physiques. L'Ofgem autorise également les entreprises de réseau à engager des dépenses supplémentaires pour l'innovation dans les réseaux par le biais de divers programmes, notamment le Low Carbon Network Fund, l'Electricity Network Innovation Competition (ENIC) et la Network Innovation Allowance (NIA). Leur objectif est essentiellement de permettre aux entreprises de réseau d'explorer des solutions plus intelligentes pour intégrer de grands volumes de technologies sobres en carbone, tout en minimisant les coûts et en maintenant la fiabilité (Connor *et al.*, 2014; Jenkins, Long and Wu, 2015).

Le gouvernement a récemment annoncé des changements qui auront d'autres implications significatives pour les réseaux de distribution. Il a notamment été indiqué que le modèle actuel, largement passif, de gestionnaires de réseau de distribution (GRD) passera à un modèle plus actif de

« gestionnaires de système de distribution » (GSD) (Ofgem, 2019; BEIS, 2021). Le projet « Open Networks » est une initiative du secteur de l'énergie visant à déterminer les changements nécessaires, notamment l'évolution de l'interaction entre le transport et la distribution, les conséquences sur les consommateurs et les questions de tarification, ainsi que la transition du GRD vers le GSD (Energy Networks Association, 2020). Le modèle du GRD est commun à toute l'Europe et l'évolution du rôle des GRD est considérée comme indispensable pour permettre la mise en place de nombreuses caractéristiques susceptibles d'être essentielles aux réseaux intelligents au Royaume-Uni (Xenias *et al.*, 2014; BEIS, 2021). Les GRD conserveraient essentiellement leurs responsabilités actuelles, mais auraient accès à un plus large éventail d'approches de gestion active des réseaux et devraient collaborer plus étroitement avec le gestionnaire du système et les gestionnaires de transport. Le Royaume-Uni mène une action à l'échelle nationale visant à remplacer tous les compteurs d'électricité et de gaz des particuliers et des petites entreprises par des compteurs intelligents d'ici 2020. L'objectif est de faire baisser les coûts systémiques en réduisant les coûts des fournisseurs, en favorisant l'efficacité énergétique et en permettant l'adoption d'approches nouvelles et innovantes pour la gestion des réseaux, telles que l'agrégation et la tarification au compteur horaire. Il existe toutefois des obstacles importants à la maximisation des avantages, car certains dépendent d'un changement de comportement et d'autres de l'accès aux données générées par les compteurs intelligents par des entreprises qui n'y ont pas accès à l'heure actuelle. Le déploiement des compteurs intelligents a également connu des retards et il reste donc du chemin à parcourir pour mettre en œuvre certaines initiatives clés en matière d'énergie intelligente découlant des compteurs intelligents. D'autres obstacles s'opposent à la concrétisation de certains services potentiels de réseaux intelligents. D'autres actions sont prévues, notamment (BEIS, 2021) :

- faciliter la flexibilité des consommateurs en favorisant
 - les bâtiments intelligents ;
 - les véhicules électriques intelligents ;
 - les solutions énergétiques locales intelligentes ;
- supprimer les obstacles à la flexibilité du réseau grâce au stockage de l'électricité et à l'interconnexion ;
- réformer les marchés pour récompenser la flexibilité.
 - D'ici à 2025, le gestionnaire de système électrique (GSE) sera prêt pour le zéro carbone, garantissant qu'il dispose des marchés et des outils nécessaires à l'exploitation en toute sécurité d'un système à zéro émission de carbone.
 - Le gouvernement et l'Ofgem veilleront à la présence d'une gouvernance appropriée pour mettre en place des marchés de flexibilité coordonnés et efficaces.
 - Veiller à ce que les technologies de flexibilité puissent rivaliser efficacement dans des structures de marché qui stimulent les investissements dans les technologies sobres en carbone et veiller à l'adéquation des capacités.
 - Une approche normalisée du suivi et de l'établissement de rapports en matière de carbone sera mise en œuvre.
 - Les utilisateurs du réseau recevront de meilleurs signaux tarifaires par le biais de l'accès au réseau et de dispositions en matière de tarification concernant l'endroit où se placer sur le réseau.

Il est probable que des actions supplémentaires autres que celles figurant dans cette liste soient jugées nécessaires au fur et à mesure que l'on tente d'améliorer l'intelligence systémique et que des options feront leurs preuves ou seront rejetées par les différents groupes de parties prenantes. Ce large éventail de changements politiques et réglementaires généraux est pertinent pour de nombreux sites. Néanmoins, ces modifications ne seront pas toutes pertinentes pour Lundy. Le nombre d'initiatives axées sur la demande allant au-delà des améliorations de l'efficacité énergétique sera probablement limité. La fondation Landmark Trust pourrait agir en tant que producteur à partir de différentes technologies ou par le biais d'un accord de « fils privés », utiliser des systèmes de stockage pour maximiser les gains de la production d'énergie renouvelable, devenir un gestionnaire de mini-réseau ou gérer sa propre consommation de manière plus rentable. Les décisions concernant toutes ces actions seraient normalement influencées par les options autorisées par le marché. Cependant, cela pourrait se passer différemment puisque la fondation Landmark Trust possède des structures des îles. Il convient toutefois de tenir compte de l'architecture réglementaire au sens large, du coût des licences, de l'existence de nouveaux débouchés commerciaux et de l'émergence de nouveaux acteurs ou de la divergence des acteurs établis dans l'exploitation de ces débouchés.

2.5.6 Marchés de l'énergie plus intelligents

En 2013, l'Ofgem a annoncé un nouveau programme intitulé « Smarter Energy Markets (SEM) » visant à réformer le marché de l'électricité au sens large et à permettre l'adoption d'approches intelligentes qui amélioreraient la concurrence ainsi que la protection des consommateurs (Ofgem, 2013). L'amélioration de la modulation de la consommation (« demand side response » en anglais) ainsi que les nouveaux produits et services entrent dans cette catégorie, mais sont probablement moins pertinents pour Lundy, qui fonctionne effectivement avec un système de fourniture d'énergie par des fils privés.

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

Le système énergétique des îles Scilly dépend presque entièrement de l'électricité importée du continent, les îles abritant 457 kWc de panneaux solaires photovoltaïques susceptibles de générer environ 2,6 % de la demande totale d'électricité (485 791 kWh/an). Les IS sont raccordées au réseau électrique du continent par un seul câble de 33 kV d'une puissance de 7,5 MW (installé en 1989 par Western Power Distribution ou WPD). Les charges maximales d'environ 4,5 MW se produisent le soir. La consommation totale d'électricité aux IS est d'environ 18 500 MWh/an et la consommation mensuelle la plus élevée est enregistrée en avril (Hitachi Europe Ltd, 2016). Il n'existe pas de solution dans les îles pour les déchets verts, les déchets de bois et les déchets alimentaires. De plus, ils ne peuvent pas être envoyés sur le continent, car cela coûterait trop cher. L'usine de dessalement de St Mary's subit des arrêts intempestifs dus à la qualité de l'alimentation électrique en bout de ligne. D'après le gestionnaire de réseau de distribution d'électricité (GRD) WPD, le nombre de clients raccordés au système est de 1 678 (Godfrey, 2013). Ce nombre comprend 1 375 unités de logement et 303 bâtiments industriels, commerciaux et publics. Les principaux problèmes liés à l'approvisionnement actuel en électricité concernent la nécessité d'installer un nouveau câble sous-marin depuis le continent et de remplacer la centrale électrique de secours de St Mary's. La consommation d'énergie des IS en 2012 est présentée dans le Tableau 1. Seule la moitié de la consommation d'énergie provient de l'électricité, qui est consommée à parts égales par le secteur industriel et commercial et le secteur domestique. Le transport consomme 13 % des produits pétroliers, un pourcentage qui pourrait diminuer grâce à l'utilisation de véhicules électriques (VE).

Globalement, la consommation industrielle et commerciale représente la moitié de la consommation énergétique des îles (50,3 %), la consommation domestique venant en deuxième position (29,8 %).

Tableau 1 : Consommation d'énergie des îles Scilly

Sources d'énergie	Pourcentage de la consommation totale	Pourcentage de la sous-consommation
Électricité	49,5 %	Industrielle et commerciale 53 % Domestique 47 %
Produits pétroliers	38,6 %	Industrielle et commerciale 70 % Domestique 17 % Transport routier 13 %
Bioénergie et déchets	6,3 %	
Charbon	4,9 %	
Combustibles fabriqués	0,7 %	

Le Conseil des îles Scilly s'est engagé à atteindre une série d'objectifs dans le cadre du programme « Smart Islands », qui seront revus et affinés par le Smart Islands Partnership comme suit (Council of the Isles of Scilly, 2016) :

- réduire les factures d'électricité de 40 % d'ici 2025 ;
- produire 40 % de l'électricité des îles à partir de sources d'énergie renouvelables d'ici 2025 ;
- faire en sorte que 40 % des véhicules soient sobres en carbone ou électriques d'ici 2025

Depuis juillet 2018, 82 maisons ont été dotées d'équipements de production d'énergie renouvelable et d'efficacité énergétique dans les îles Scilly. Des panneaux solaires photovoltaïques ont notamment été installés sur le toit de 70 maisons. Cinq autres sites sont également équipés de panneaux solaires photovoltaïques et un jardin solaire a été construit à l'aéroport de St Mary's. En plus des pompes à chaleur à air dont sont dotées certaines maisons, les îles comptent désormais des installations produisant 457 kW d'énergie renouvelable (*Smart energy solutions development on the Scillies*, 2019). Moixa, une entreprise de systèmes intelligents, est en train d'installer 43,8 kWh de stockage dans des batteries pour aider à optimiser le système énergétique (Volkwyn, 2018).

2.7 État du réseau

Western Power Distribution (WPD) fournit l'électricité aux IS par le biais d'un câble sous-marin de 33 kV d'une puissance de 7,5 MW. Il existe une centrale électrique alimentée au diesel, composée de sept groupes électrogènes individuels, située dans Hospital Lane, à St Mary's. Ces groupes sont utilisés moins de 200 heures par an. Le câble sous-marin de 33 kV relie les Cornouailles à la centrale électrique de St Mary's. Quatre dispositifs d'alimentation de 11 kV fournissent les îles en électricité, comme le montre la Figure 3 (Hitachi Europe Ltd, 2016). Ils sont numérotés de 41 à 44.

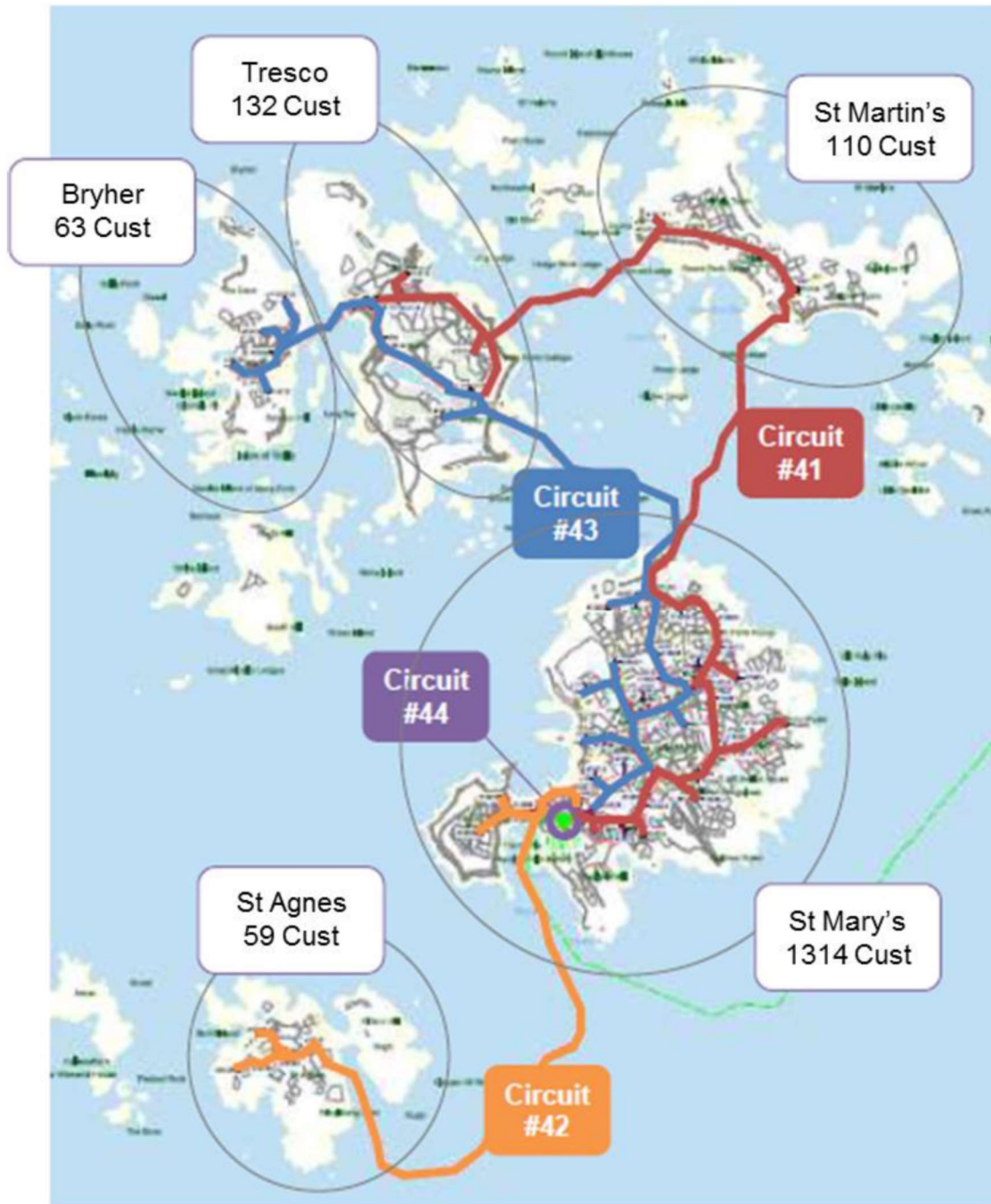


Figure 3 : Réseau électrique des îles Scilly

11 kV est la tension du réseau entre les îles. Il s'agit d'une combinaison de lignes aériennes et souterraines sur terre et de câbles sous-marins. Le 11 kV est converti en une tension nominale de 230 V et de 415 V en vue d'une consommation par le biais d'une combinaison de câbles terrestres et sous-marins (Hitachi Europe Ltd, 2016). Le câble de 33 kV est un câble unique et a toujours été fiable. WPD envisage d'installer un second câble à partir de 2023, ce qui coûtera des dizaines de millions de livres sterling (Hitachi Europe Ltd, 2016).

La présente section examine l'applicabilité et la pertinence des sept éléments clés de la méthodologie générale (MG) du projet ICE présentés dans le rapport T2.1.2 du projet ICE (Matthew *et al.*, 2018), ainsi que les défis éventuels liés à ces éléments.

3 Engagement des parties prenantes

La MG du projet ICE reconnaît deux domaines importants pour l'engagement des parties prenantes. Le premier est l'objectif de l'engagement et le second est une esquisse de quelques grandes lignes directrices pour les pratiques relatives à l'engagement.

L'objectif de l'engagement des parties prenantes est parfois considéré comme purement instrumental, c.-à-d. comme un moyen d'obtenir le consentement du public pour un changement technologique ou organisationnel particulier. Cependant, un changement de l'ampleur de celui qu'implique une transition énergétique intelligente sur une île isolée nécessite une approche délibérative plus profonde et plus participative, dans le cadre de laquelle les objectifs de la transition et les décisions concernant les moyens d'atteindre ces objectifs découlent 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 un tel engagement significatif.

La MG du projet ICE suggère fortement que plus l'engagement se fait en amont, ou 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. La MG du projet ICE ne considère pas les communautés locales 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 à la fin d'un projet.

3.1.1 Vue d'ensemble des principes clés de la MG

C'est pourquoi la MG :

1. reconnaît la diversité des raisons qui justifient le soutien et l'opposition à diverses options technologiques en matière d'énergie renouvelable ;
2. cherche à garantir que les communautés disposent de la plus grande liberté possible pour définir le défi à relever en matière de durabilité et pour déterminer les actions souhaitables au niveau local ;
3. privilégie les approches de coproduction, dans le cadre desquelles les experts (locaux) (p. ex. les décideurs politiques, les concepteurs de technologies et promoteurs de projets) et les publics sont réunis pour définir conjointement les problèmes et les solutions potentielles ;
4. prend en compte les besoins des différents groupes d'intérêt, dans le but de parvenir à un engagement public inclusif et holistique tout au long de l'installation de l'infrastructure énergétique ;
5. collabore continuellement avec les parties prenantes tout au long de la période du ou des projets et après ces derniers.

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. De plus, à partir de février 2020, la pandémie de COVID-19 a considérablement compliqué la situation. Nous avons pu intégrer certains objectifs à partir de documents accessibles au public et grâce à une communication limitée avec le directeur général des îles.

3.1.3 Principes directeurs et considérations

Il n'existe pas d'approche unique recommandée pour l'engagement du public sur les questions énergétiques et des études de cas suggèrent que les exercices d'engagement du public tendent à être plus efficaces lorsqu'ils reflètent les caractéristiques à la fois du projet et de la zone locale (Alexander, Wilding and Jacomina Heymans, 2013; de Groot and Bailey, 2016; Dwyer and Bidwell, 2019). Plus précisément, au moins cinq domaines sont à prendre en considération :

- sensibiliser et porter une attention à l'histoire de l'énergie locale et de l'engagement public ;
- comprendre et inclure de façon appropriée la diversité et la différence ;
- adapter les approches de participation à l'ensemble de la communauté et à des groupes spécifiques ;
- assurer un flux d'informations dans les deux sens et intégrer les contributions des parties prenantes ;
- faire preuve de flexibilité et de transparence, et négocier de bonne foi lors de discussions et de la détermination des avantages pour la communauté.

Il est important de savoir si les îles ont déjà pris part à des processus d'engagement et des projets énergétiques, et comment ces expériences précédentes pourraient influencer la perception de nouveaux projets (Alexander, Wilding and Jacomina Heymans, 2013; Papazu, 2016). Par exemple, l'échec d'un projet d'éolienne sur l'île d'Ouessant a rendu la population locale sceptique vis-à-vis de la production d'énergie éolienne sur l'île. Les processus d'engagement doivent également prendre en compte les questions plus larges jugées importantes par les communautés insulaires afin que, dans la mesure du possible, les projets énergétiques renforcent le tissu économique, social et culturel des îles et limitent les conséquences négatives (Devine-Wright, 2009; de Groot and Bailey, 2016). Les questions plus larges que les processus d'engagement pourraient prendre en considération sont les suivantes : les possibilités d'emploi, la diminution de l'émigration 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 de la population pour s'assurer que les projets énergétiques contribuent de manière positive au bien-être des habitants, à la sécurité énergétique et à l'accès à l'énergie.

Les processus d'engagement doivent également refléter la diversité des communautés insulaires et les divergences d'opinions potentielles entre les résidents permanents et ceux 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 s'avérer nécessaires pour susciter l'engagement de groupes qui, pour diverses raisons, ne souhaitent pas ou ne peuvent pas participer à certains types d'activités d'engagement. Les questions de représentativité devraient également être prises en considération afin, par exemple, de parvenir à des jugements raisonnés sur la manière dont tenir compte des opinions des propriétaires de résidences secondaires par rapport à celles des personnes

ayant toujours habité dans les îles ou d'autres types de 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 obtenir la coopération des communautés locales. Les stratégies d'engagement doivent en outre inclure des mécanismes permettant aux groupes d'exprimer des points de vue divergents et de gérer les désaccords. Ces défis peuvent être particulièrement perceptibles dans les communautés insulaires parce que certains groupes (tels que les résidents à temps partiel) peuvent être difficiles à contacter, et parce qu'il existe un risque accru de divisions si les processus d'engagement n'accordent pas une attention particulière à 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 montrent que les processus d'engagement plus intenses ne sont pas toujours populaires ou couronnés de succès. Parfois, les individus manquent de temps, de confiance ou de compétences pour jouer un rôle plus actif dans le débat et la prise de décision relatifs aux propositions, et tout le monde ne souhaite pas s'impliquer. Les techniques d'engagement doivent donc être souples, pragmatiques et adaptées aux besoins de chaque communauté. De plus, il faut éviter une consultation excessive, qui peut constituer un risque particulier dans les îles et les régions isolées comptant peu d'habitants (Haggett, 2011; Aitken, Haggett and Rudolph, 2016; Rudolph, Haggett and Aitken, 2017). Des études de cas révèlent 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 une atmosphère détendue dans laquelle mener des discussions sans que cela soit pénible pour les participants.

Dans la mesure du possible, les flux d'informations des processus d'engagement doivent aller dans les deux sens (Reed, 2008; Devine-Wright, 2011) pour permettre un dialogue sur les informations fournies par les organisateurs de l'engagement (Aitken, Haggett and Rudolph, 2016). Les échanges bilatéraux encouragent la population locale à accorder sa confiance puisqu'elle dispose de plateformes pour partager ses connaissances sur les caractéristiques physiques, économiques, politiques, sociales et culturelles des zones qui peuvent ne pas être connues des promoteurs et des décideurs. Ces échanges peuvent ensuite être combinés à des informations scientifiques et techniques pour prendre des décisions plus éclairées (Haggett, 2008; Reed, 2008). Il convient également de tenter de répondre aux préoccupations du public et des parties prenantes, ou du moins de faire en sorte que les promoteurs et les décideurs réagissent de manière à ce que les habitants se sentent valorisés dans le cadre du 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 ainsi que les raisons qui motivent certaines actions afin que les communautés aient le sentiment d'être tenues informées, plutôt que d'être marginalisées une fois les premières consultations terminées. Les promoteurs du parc éolien en mer de Triton Knoll ont fait part aux parties prenantes locales des résultats des consultations préalables à l'introduction de la demande par le biais d'un rapport résumant la manière dont les avis des parties prenantes avaient été pris en compte dans la demande finale (Aitken, Haggett and Rudolph, 2014). Un autre moyen de faciliter le partage d'informations est de demander à des personnes de confiance issues de la communauté de jouer le rôle d'intermédiaire (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 des avantages communautaires découlant d'un projet énergétique. Les types d'avantages apportés par un projet varieront probablement d'un endroit à l'autre, mais des processus flexibles et transparents, accompagnés d'une négociation active avec les représentants locaux sur la conception et la distribution de ces avantages, peuvent contribuer à remédier aux déséquilibres perçus entre les inconvénients et les avantages d'un projet. Les avantages

peuvent inclure des fonds communautaires, la propriété communautaire, des stages et des bourses d'études, des programmes éducatifs et des réductions sur l'électricité. En outre, il faut également discuter des avantages indirects, tels que l'augmentation du tourisme (Firestone, Kempton and Krueger, 2009; Rudolph, Haggett and Aitken, 2014, 2017). Les projets énergétiques peuvent également procurer des avantages à la communauté, p. ex. en réduisant les coûts de l'énergie ou en améliorant la fiabilité des raccordements, bien qu'il ne faille pas supposer que ces avantages suffisent à eux seuls. Un thème récurrent dans le travail sur les avantages pour la communauté 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 de 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 d'avantages. Les approches négociées ont été jugées préférables aux approches plus stéréotypées de « fixation des limites » pour faire accepter que l'admissibilité aux avantages avait été déterminée de manière équitable et qu'elle reflétait les connaissances et les intérêts locaux.

3.2 Évaluation des perspectives de la demande d'énergie et détermination des options

Un facteur déterminant pour les décisions concernant l'avenir d'un réseau électrique isolé ou périphérique est une vision éclairée de la demande d'électricité, des facteurs qui entraînent un changement de la demande et de la manière dont ces derniers peuvent évoluer au fil du temps. La première étape de l'évaluation de la demande est la collecte d'informations appropriées. Ensuite, il faut tenir compte de la manière dont les changements de comportement des consommateurs peuvent avoir une incidence sur la demande d'énergie.

3.2.1 Vue d'ensemble des principes clés de la MG

C'est pourquoi la MG tient compte :

- de données agrégées sur la demande relative à l'électricité, au chauffage et au transport ;
- de la demande historique par secteur et zone géographique ;
- de données détaillées sur les schémas d'utilisation domestique de l'énergie ;
- des facteurs économiques et démographiques influençant la demande d'énergie ;
- de l'interaction entre la politique et le changement de comportement, en particulier en ce qui concerne les niveaux croissants de « prosommation » d'énergie ;
- des changements prévus concernant la demande ou la production d'énergie.

3.2.2 Évaluation de la demande actuelle d'énergie

Sur la base des données de Western Power Distribution (WPD) (Larkins, 2020), la demande totale d'électricité dans l'ensemble des îles pour toute l'année 2019 est présentée à la Figure 4. La consommation totale d'énergie aux IS est d'environ 18 732 GWh et la demande moyenne d'électricité pour une année est de 2,14 MW. La demande d'électricité maximale enregistrée est de 4,92 MW et est survenue vers 19 heures à la mi-avril. Au cours d'une journée type, la demande d'électricité atteint son maximum entre 18 et 19 heures, comme le montre la Figure 5. Bien que les IS soient raccordées au réseau national du Royaume-Uni, sept pannes d'électricité générales d'au moins 30 minutes se sont produites en 2019, comme le montre la Figure 6 (avril, juillet, août, septembre et octobre). Ces pannes étaient dues aux défauts du câble d'alimentation des îles (Larkins, 2020).

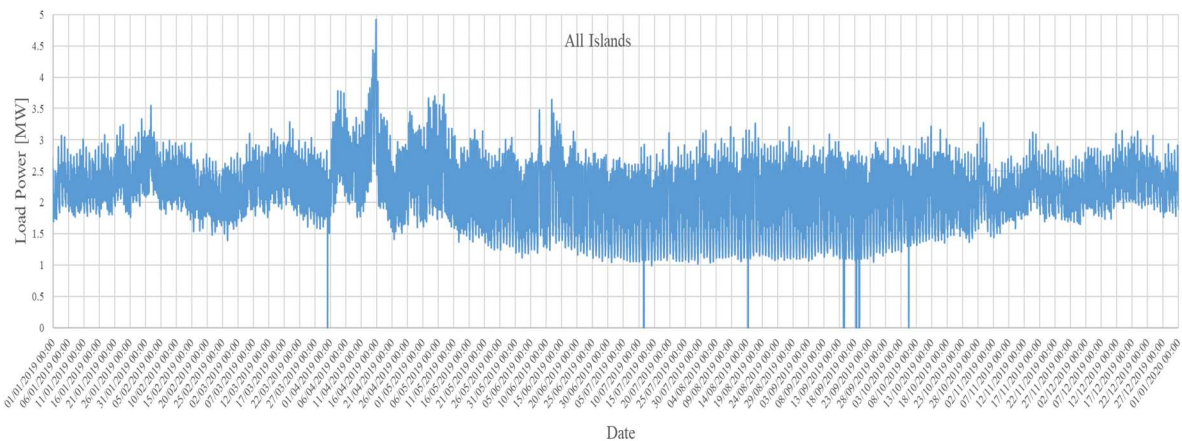


Figure 4 : Demande totale d'électricité pour toutes les îles tout au long de l'année 2019

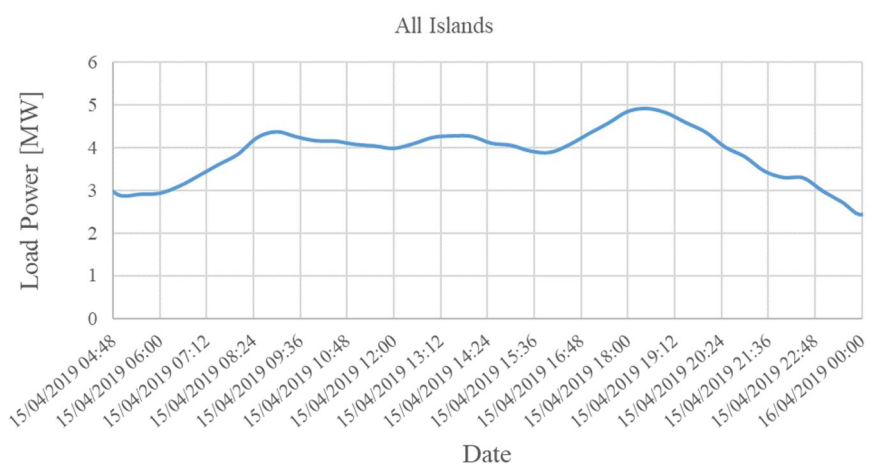


Figure 5 : Profil de la charge pour le 15 avril 2019, le jour présentant la demande de charge la plus élevée d'après les données



Figure 6 : Panne d'électricité générale (2019)

La consommation annuelle totale d'énergie aux IS est d'environ 18 732 GWh par an. La demande moyenne d'électricité pour une année est de 2,14 MW. Le nombre de clients raccordés et d'habitants, indiqués dans le Tableau 2 et le

Tableau 3, sont répartis de manière similaire entre les îles. La demande d'électricité pour chaque île peut être calculée sur la base de la population de chaque île.

Tableau 2 : Nombre de clients pour chaque île

Île	Nombre de clients raccordés	Pourcentage
St Mary's	1 314	78,31 %
Tresco	132	7,87 %
St Martin's	110	6,56 %
Bryher	63	3,75 %
St Agnes	59	3,52 %
Total	1678	

Tableau 3 : Nombre d'habitants de chaque île

Île	Nombre d'habitants	
St Mary's	1700	77,98 %
Tresco	175	8,03 %
St Martin's	135	6,19 %
Bryher	170	4,04 %
St Agnes		3,76 %
Total	2200	

Les prochaines étapes consisteront à déterminer la charge à chaque nœud et à effectuer un suivi de la puissance et une évaluation de la fiabilité. Toutes ces étapes seront présentées dans les sections suivantes.

3.2.3 Changements futurs potentiels de la demande d'énergie

Réduction de la demande

Le Conseil des IS s'est fixé pour objectif de réduire les factures d'énergie de 40 % d'ici 2025 en réduisant la consommation d'énergie et en diminuant les prix de l'énergie. Des efforts pour améliorer l'efficacité du chauffage des bâtiments ont déjà été entrepris par le Conseil des IS et le Domaine du Duché. La mise en place de mesures d'isolation et de technologies de chauffage plus efficaces (p. ex. les pompes à chaleur) constituent deux moyens de réduire la demande d'énergie pour le chauffage. L'utilisation de dispositifs électriques plus efficaces (p. ex. ampoules et appareils) réduira immédiatement la consommation d'électricité. Le déploiement généralisé des pompes à chaleur dans les IS pourrait transformer la consommation d'énergie des îles, mais cela dépasse le cadre de la

présente analyse. Dans cette étude, les scénarios énergétiques futurs évalueront les économies potentielles réalisées grâce aux mesures d'isolation domestique.

Technologies intelligentes

Le déploiement croissant de technologies intelligentes permettant de stocker l'énergie et de moduler la demande d'électricité contribuera à modifier le profil de la charge énergétique pour qu'il corresponde à la production variable. La communauté pourra ainsi utiliser au maximum l'énergie renouvelable moins chère. Il est prévu d'installer un petit nombre de systèmes de batteries domestiques dans les IS. Notre modélisation des scénarios énergétiques futurs permettra de déterminer la capacité de stockage optimale pour les IS.

3.3 Perspectives d'approvisionnement énergétique

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

3.3.1 Vue d'ensemble des principes clés de la MG tirés du rapport T2.1.2 du projet ICE

Cette activité comporte deux volets principaux :

1. *l'évaluation de l'approvisionnement énergétique actuel* : un examen complet des options actuelles en matière d'approvisionnement énergétique, avec les infrastructures, les caractéristiques et les options qui y sont liées, constitue un premier pas positif vers l'évaluation des options d'approvisionnement pour le système ;
2. *l'évaluation du potentiel des énergies renouvelables* : une fois que les données initiales sur les options actuelles en matière d'approvisionnement ont été évaluées, les options d'approvisionnement actuelles et potentielles doivent être évaluées afin de déterminer lesquelles d'entre elles peuvent être utiles. Le choix de l'option d'approvisionnement est étroitement lié aux buts et objectifs des parties prenantes pour le type de système énergétique recherché. Les évaluations des ressources menées concernant les technologies de production d'énergie renouvelable peuvent servir de base à l'utilisation de ces technologies en tant qu'option d'approvisionnement. Cela permet de quantifier l'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 de l'unité vis-à-vis de la demande. Une évaluation de la corrélation entre les délais de production et la consommation est également nécessaire. Les contraintes techniques, environnementales et sociales liées au déploiement des technologies potentielles doivent également être prises en compte.

3.3.2 Approvisionnement énergétique actuel

Électricité

La majeure partie de l'électricité consommée aux IS est acheminée depuis le continent par le biais de l'interconnexion sous-marine. Étant donné que nous n'avons pas accès aux données de production des 457 kWc de panneaux solaires photovoltaïques installés sur les îles, nous estimons qu'ils pourraient produire environ 485 791 kWh/an, en supposant qu'ils soient tous orientés vers le sud et montés à un angle de 30°, ce qui représente 2,6 % de la demande de 18 500 MWh/an. En raison de la forte dépendance à l'égard du réseau continental pour l'électricité, on peut supposer que le bouquet énergétique des IS est globalement équivalent à celui du réseau national.

La dépendance à l'égard du câble d'interconnexion continental pose un problème de sécurité. L'augmentation de la production d'énergie renouvelable dans les îles constitue un moyen de réduire le risque, les coûts et les conséquences potentielles d'une défaillance du câble.

Chauffage

Nous avons analysé les données des IS relatives aux certificats de performance énergétique (CPE), disponibles pour 657 propriétés domestiques (au 29 mai 2020), afin d'obtenir un aperçu du système de chauffage des îles. Le chauffage aux IS est fourni à l'aide d'un mélange de combustibles, comme le montre la Figure 7. L'électricité est le combustible principal, fournissant plus de deux tiers du

chauffage domestique (69 %), suivie par le pétrole (13 %) et le charbon (8 %). Étant donné que les primes accordées pour l'installation d'un système de chauffage renouvelable (« Renewable Heat Incentive ») sont basées sur le certificat CPE après l'installation, il est probable que les 22 pompes à chaleur à air et les 2 pompes géothermiques figurant dans la base de données des CPE représentent la quasi-totalité des pompes à chaleur installées jusqu'à présent dans les îles.

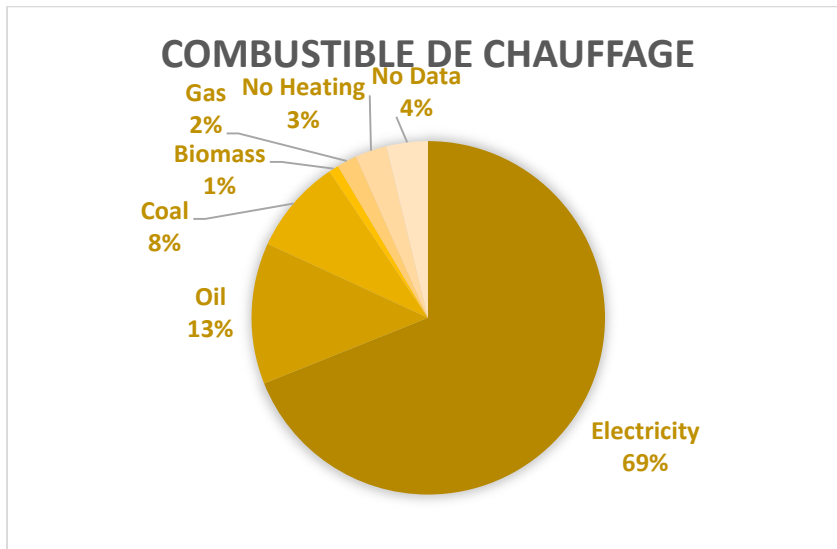


Figure 7 : Proportions du chauffage par source de combustible aux IS

En ce qui concerne l'efficacité énergétique, les données relatives aux CPE présentées à la Figure 8 montrent que les toits étaient relativement bien isolés, même si un nombre important de toits (17 %) restent « très mal » isolés. Les données indiquent aussi que les fenêtres se situent dans la moyenne du Royaume-Uni et que les murs présentaient un niveau d'isolation variable, un tiers (33 %) atteignant une efficacité énergétique « bonne » ou « très bonne », tandis que près de la moitié (49 %) avait encore une efficacité « mauvaise » ou « très mauvaise ».

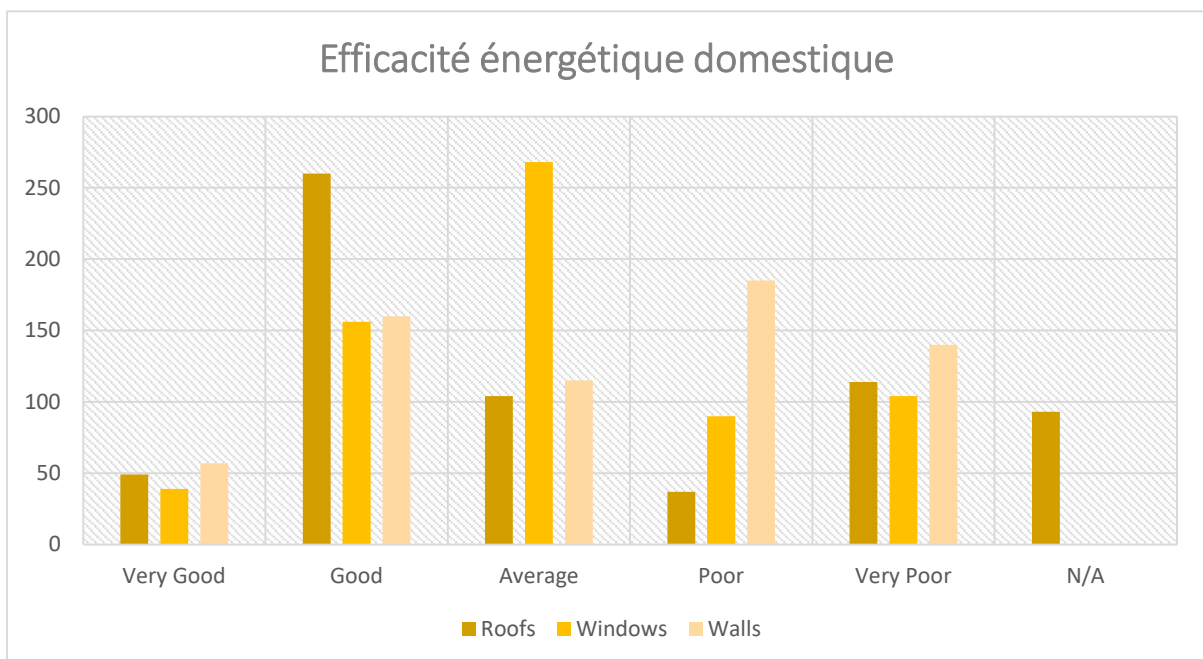


Figure 8 : Efficacité énergétique de la structure des bâtiments aux IS

Transport

Le transport aux IS n'a pas été analysé dans cette étude. On estime à 1 500 le nombre de voitures dans les IS. Néanmoins, en raison de la géographie des îles, la distance à parcourir est faible. Le passage aux VE pourrait offrir un certain potentiel concernant l'examen futur du potentiel de stockage en vue de soutenir la gestion du réseau.

3.3.3 Potentiel des énergies renouvelables

Évaluation des ressources solaires

Les panneaux solaires photovoltaïques représentent l'une des technologies de production d'électricité les plus rentables au Royaume-Uni (BEIS, 2020). La carte en annexe montre l'irradiation solaire à travers le Royaume-Uni et indique que les îles Scilly possèdent un potentiel relativement élevé pour le déploiement de panneaux solaires photovoltaïques.

Contraintes liées aux ressources

La ressource solaire disponible aux IS a été estimée à l'aide du système PVGIS, en utilisant les valeurs moyennes de 2012-2016 dans la base de données PVGIS-SARAH. PVGIS utilise des données satellites combinées pour estimer l'irradiation reçue à un endroit donné à une résolution spatiale d'environ 6 km.

PVGIS-SARAH fournit des données mensuelles et horaires moyennes pour les îles. La latitude et la longitude spécifiques utilisées étaient respectivement 49,914° et 6,294°. La latitude et la longitude indiquent l'emplacement de l'aéroport des îles, situé dans la zone la plus densément peuplée des îles. La résolution spatiale de 6 km de ce logiciel est suffisamment grande pour que toute variation du rayonnement solaire autour des îles soit minimale.

3.4 L'irradiation directe normale (IDN) reçue devrait être de 1 062 kWh/m²/an, l'irradiation globale horizontale (IGH) devrait être de 1 145 kWh/m²/an et l'irradiation pour un angle de 37° devrait être de 1 326 kWh/m²/an. Les valeurs sont présentées ci-dessous dans le Énergie solaire photovoltaïque aux IS

SOLAR RESOURCE MAP

GLOBAL HORIZONTAL IRRADIATION
UNITED KINGDOM

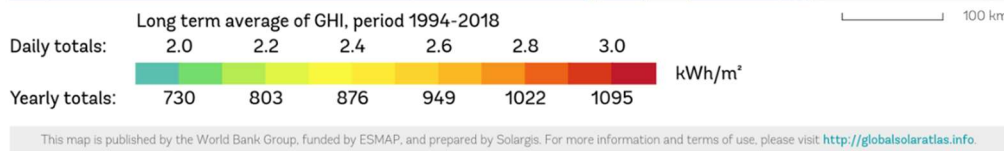
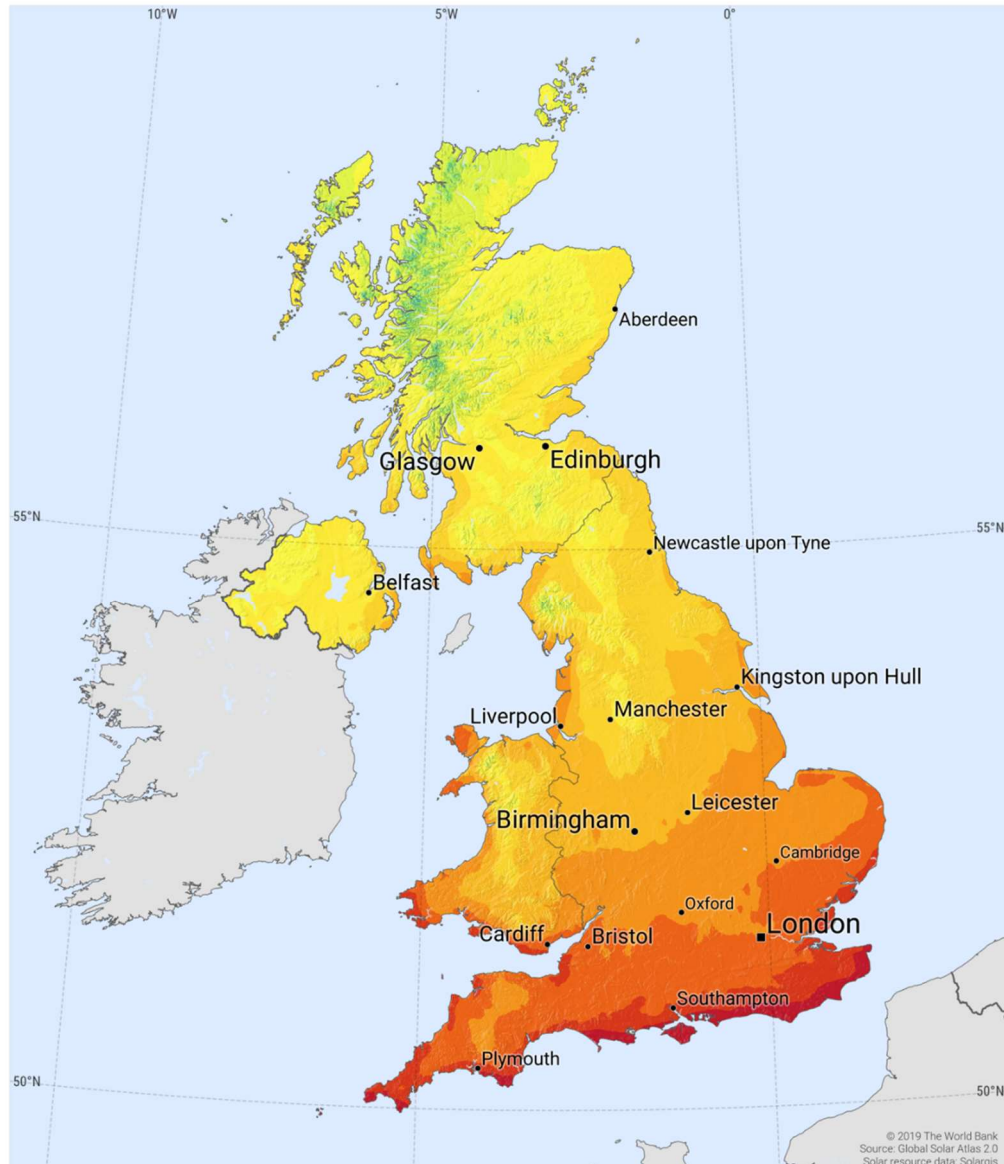


Figure 21 : Image solaire du système d'information géographique du Royaume-Uni

Tableau 11 **Error! Reference source not found.** et représentées graphiquement à la Figure 9. **Error! Reference source not found.** L'angle d'inclinaison optimal des panneaux photovoltaïques est estimé à 37°, avec une orientation plein sud.

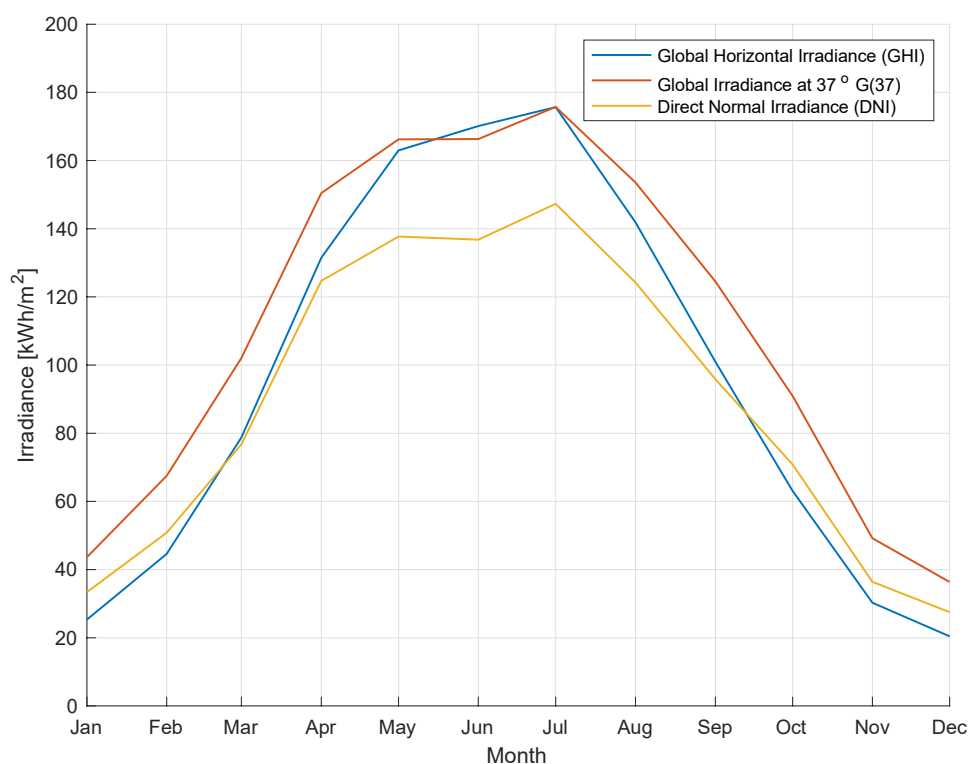


Figure 9 : Irradiation globale et irradiation directe normale pour les îles Scilly d'après PVGIS (moyenne sur les années 2012-2016)

La latitude des îles Scilly entraîne une forte variabilité saisonnière de l'irradiation solaire. La réduction des heures de clarté 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. Des tableaux et des données supplémentaires figurent à l'annexe 1.

Contraintes techniques

Les panneaux solaires photovoltaïques sur les toits ont été largement déployés au Royaume-Uni et peuvent être installés sur les toits de la plupart des bâtiments. Pour produire le plus d'électricité possible, les panneaux doivent être placés sur un toit incliné orienté vers le sud. Les panneaux orientés à l'est et à l'ouest sont également viables. De plus, des systèmes de montage pour les toits plats sont disponibles. En règle générale, au Royaume-Uni, une production inférieure à 3,68 kW ne nécessite pas d'autorisation (Energy Networks Association, 2020).

L'équipement utilisé dans les installations solaires habituelles n'est pas particulièrement grand ou complexe et même les éléments les plus spécialisés sont facilement disponibles sur le continent du Royaume-Uni, s'ils ne le sont pas aux IS. De nombreux installateurs solaires se trouvent en Cornouailles et n'ont pas de besoins spécifiques en matière de transport : ils pourraient se rendre aux IS avec l'équipement nécessaire en prenant le ferry.

Les parcs solaires indépendants peuvent être installés loin des raccordements au réseau existants. Toutefois, dans ce cas, un raccordement au réseau devra également être établi. L'itinéraire et la méthodologie d'installation doivent être pris en compte lors de la planification d'un projet. La proximité d'infrastructures existantes constituera un élément clé dans la détermination de l'emplacement d'un projet.

Contraintes environnementales, sociales et politiques

Au Royaume-Uni, l'installation de panneaux solaires sur les toits est considérée comme un aménagement autorisé, ne nécessitant pas de permis de construction, sauf si le bâtiment est classé ou situé dans une zone protégée (The Renewable Energy Hub, 2020). Les lignes directrices nationales précisent que les panneaux :

- ne doivent pas être installés au-dessus du point le plus élevé de la propriété ;
- doivent être installés de manière à minimiser l'impact visuel ;
- ne doivent pas dépasser de la surface du toit de plus de 200 mm.

Les IS dans leur ensemble constituent une zone protégée de beauté naturelle exceptionnelle (« Area of Outstanding Natural Beauty »). Les îles abritent également des sites d'intérêt scientifique particulier (« Sites of Special Scientific Interest » ou « SSSI ») et des zones spéciales de conservation. Les IS comptent également plusieurs zones classées (« scheduled monuments »). Les îles Scilly comprennent au moins 130 bâtiments classés de niveau I et II (British Listed Buildings, no date). Ces désignations et d'autres informations figurent à l'annexe 1.

La politique locale en matière d'aménagement du territoire est généralement favorable à la production d'énergie renouvelable lorsque l'impact visuel et les conséquences environnementales sont minimisés (voir l'annexe 1). Des panneaux photovoltaïques sur les toits et au sol ont déjà été installés dans les IS. Des aménagements récents dans les îles ont donné lieu à l'installation de panneaux sur une sélection de propriétés.

Outre l'exclusion des environnements protégés ainsi que des monuments et bâtiments classés de notre modélisation, un certain nombre d'autres contraintes ont été prises en compte lors de la détermination de sites potentiellement viables pour l'installation de panneaux solaires photovoltaïques au sol :

- l'exclusion des parcs et jardins classés (figurant dans le « Register of Parks and Gardens of Special Historic Interest ») ;
- l'exclusion des terrains de golf ;
- une zone tampon de 10 m autour des bâtiments et des zones bâties ;
- une zone tampon de 10 m autour de la forêt ;
- une zone tampon de 5 m autour des haies ;
- une zone tampon de 5 m autour des landes et arbustes ;
- une zone tampon de 10 m autour des routes.

Choix du site et production d'électricité

Si l'on tient compte des restrictions susmentionnées, une grande partie des îles est en principe disponible pour la production d'énergie solaire au sol. La Figure 10 montre les zones de St Mary's où des panneaux peuvent être installés. Toutefois, un certain nombre de facteurs ne sont pas pris en

considération ici, notamment : l'ombre des arbres, l'impact visuel, la consultation des propriétaires ou des voisins, la distance par rapport aux bâtiments classés ou encore l'accès au terrain.



Figure 10 : Les sites potentiels pour l'installation de panneaux solaires au sol à St Mary's correspondent aux zones jaunes. Image tirée de l'analyse effectuée par le système QGIS.

L'analyse effectuée par le système QGIS a été réalisée sur chacune des cinq îles. Pour les panneaux solaires au sol, nous avons modélisé la production de panneaux de 300 Wc dans des conditions de test standard, en supposant une inclinaison de 34° et un espacement de 6,6 m entre les rangées afin d'optimiser le rendement et de minimiser l'ombre. Notre modélisation indique que la production annuelle serait de 1 027 kWh par kWc installé.

En ce qui concerne l'installation de panneaux solaires photovoltaïques sur les toits, nous estimons que 1 182 toits domestiques ainsi que 54 toits d'entrepôts et de granges pourraient convenir. Sur la base des sites disponibles et des caractéristiques générales, nous avons réalisé des estimations de production d'énergie horaire pour une série de types de systèmes représentatifs sur différents sites. Ces estimations sont résumées dans le Tableau 4. De plus amples informations sont disponibles à l'annexe 1.

Tableau 4 : Données solaires du logiciel PVSyst pour chaque type de système

Emplacement	Puissance installée	Orientations	Degrés	Production d'énergie annuelle (kWh)
-------------	---------------------	--------------	--------	-------------------------------------

Toit d'une habitation	3 kWc	Sud	30	3190
Toit d'une habitation	3 kWc	Est	30	2533
Toit d'une habitation	3 kWc	Ouest	30	2648
Toit d'une habitation	3 kWc	Est	10	2694
Toit d'une habitation	3 kWc	Ouest	10	2725
Toit d'une grange	12 kWc	Sud	10	12375
Toit d'une grange	12 kWc	Est	10	11466
Toit d'une grange	12 kWc	Ouest	10	11611

Évaluation des ressources éoliennes

Les éoliennes représentent la principale technologie de production d'électricité renouvelable au Royaume-Uni, produisant 20 % de l'énergie électrique du pays au troisième trimestre de 2019 et étant l'une des technologies de production d'électricité les plus rentables au Royaume-Uni (BEIS, 2020). La Figure 29 montre la distribution de la vitesse du vent au Royaume-Uni et indique que les îles Scilly possèdent un potentiel élevé pour le déploiement d'éoliennes.

Contrainte liée aux ressources

Les données relatives aux vents ont été obtenues auprès de l'Administration américaine pour les océans et l'atmosphère (NOAA) et ont été enregistrées à la station météorologique de l'aéroport de St Mary's (OACI = EGHE), à 31 m au-dessus du sol, à la latitude 49,9170 et à la longitude -6,3000. Les données de cinq années (2013 à 2017) ont été utilisées pour obtenir des chiffres moyens que nous avons mis à l'échelle en fonction de la hauteur d'éoliennes spécifiques. Pour cartographier la distribution des vitesses des vents à différentes hauteurs, un histogramme (présenté à la Figure 11) a été élaboré pour les vitesses des vents enregistrées à 8 m. La distribution montre que les données correspondent à la fois à une courbe de Rayleigh et à une courbe de Weibull. De plus amples informations figurent à l'annexe 1.

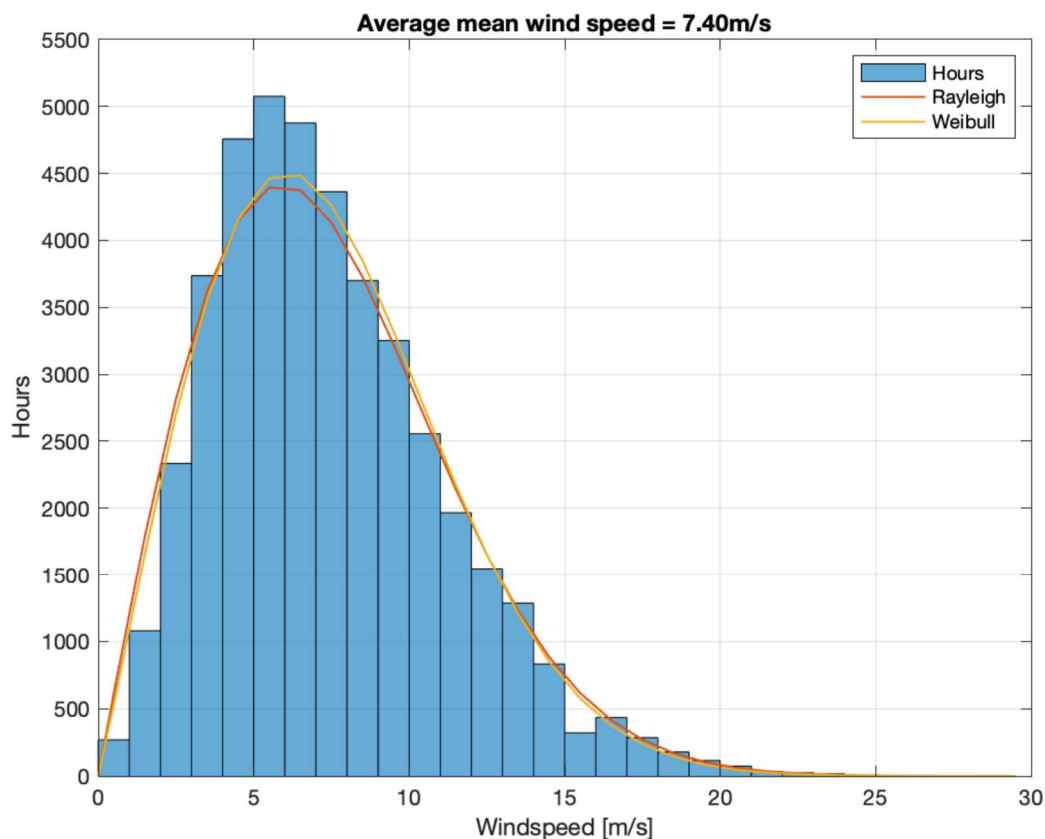


Figure 11 : Distribution horaire des vitesses des vents à 31 m au-dessus du sol, d'après la NOAA, sur une période de 5 ans. Les courbes de Rayleigh et de Weibull correspondent aux données.

Contraintes techniques

En ce qui concerne les contraintes techniques, l'installation d'une ou de plusieurs éoliennes aux IS requiert notamment un site accessible aux grands véhicules de construction, un terrain adéquat et un raccordement au réseau électrique local. La livraison des éoliennes et de l'équipement de construction spécialisé devra également être planifiée.

La majeure partie des IS est constituée d'un soubassement rocheux granitique recouvert d'une fine couche de sol et de végétation (voir l'annexe 1 pour plus de détails). Lorsque le soubassement rocheux est proche de la surface, des pieux forés ou des embases gravitaires peuvent être utilisés (Ashlock and Schaefer, 2010). Comme nous n'avons pas pu nous rendre aux IS au cours de cette étude, nous avons limité les sites viables à ceux répertoriés dans le plan d'infrastructure énergétique des IS (Hitachi Europe Ltd, 2016).

Le trajet et la distance effectués par des câbles haute tension et basse tension contribuent au coût et à la complexité de l'installation. Il faudra veiller à ce que les câbles et les composants aient une capacité suffisante pour exporter la puissance maximale de l'éolienne ou des éoliennes.

Contraintes environnementales, sociales et politiques

Plusieurs conséquences environnementales et contraintes de sécurité doivent être prises en compte lors de l'installation d'une éolienne. Ces aspects seront évalués et atténués dans le cadre du processus d'aménagement du territoire. Ils sont par ailleurs détaillés à l'annexe 1. Si, dans l'ensemble, la politique locale en matière d'aménagement du territoire met l'accent sur l'impact visuel d'une éolienne sur le paysage, impliquant que les possibilités sont « probablement limitées » (Council of the

Isles of Scilly, 2016, p. 68), nous notons que le plan d'infrastructure énergétique des IS (Hitachi Europe Ltd, 2016) met en évidence un certain nombre de sites potentiellement viables (Figure 12). Dans cette étude, nous supposons qu'un ou plusieurs d'entre eux seraient utilisés en cas d'installation d'une éolienne.



Figure 12 : Sites potentiels pour l'installation d'éoliennes (Hitachi Europe Ltd, 2016, p. 42)

Production d'électricité

Dans cette étude, nous avons examiné la production d'électricité d'une éolienne de 100 kW (la nED100) et d'une éolienne de 250 kW (la Vergnet GEV MP C). Les deux éoliennes ont une hauteur inférieure à 50 m, soit moins que les éoliennes plus grandes. En outre, l'installation de plusieurs éoliennes permet de mettre la production à l'échelle de manière appropriée. Les courbes de puissance des deux modèles sont présentées à la Figure 13.

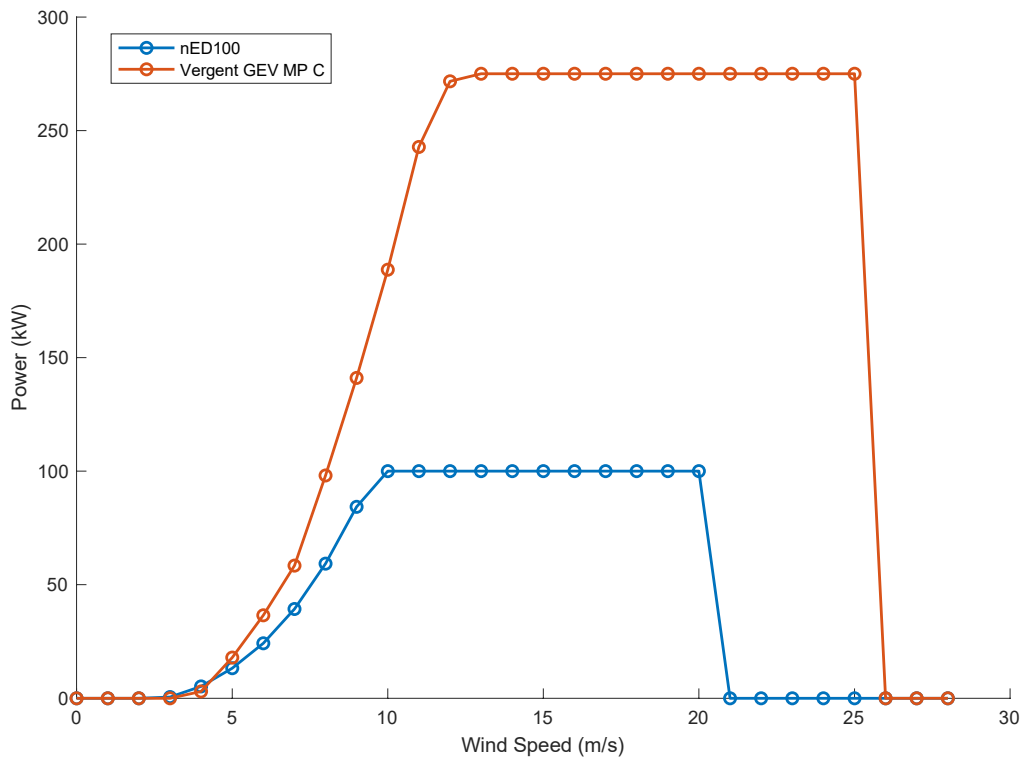


Figure 13 : Courbes de puissance de la nED100 (éolienne de 100 kW) et de la Vergnet GEV MP C (éolienne de 250 kW)

Les deux modèles d'éolienne possèdent des profils de production différents au cours de l'année, comme le résume le Tableau 5.

Tableau 5 : Variation saisonnière de la production et de la demande relatives aux éoliennes

Éolienne	Production d'été (MWh)	Production d'hiver (MWh)	Rapport Été : Hiver	Rapport de demande Été : Hiver
nED100	264	250	51,4 : 48,6	47,9 : 52,1
GEV MP C	520	536	49,2 : 50,8	

Sources : (Norvento, 2015; Wind Turbine Models, 2020)

3.5 Évaluation de la fiabilité des systèmes

La méthodologie du projet ICE recommande une analyse rigoureuse de la fiabilité du système électrique afin de déterminer l'enveloppe pour l'action.

3.5.1 Vue d'ensemble des principes clés de la MG tirés du rapport T2.1.2

L'objectif principal de l'étude de fiabilité est d'établir la fiabilité du système énergétique actuel afin d'évaluer ensuite les conséquences que les différentes options de production, de stockage ou d'énergie intelligente pourraient avoir sur la fiabilité du système à l'avenir. Les paramètres qui seront utilisés pour cette analyse comprennent :

- la fiabilité de la sécurité et de la disponibilité de l'énergie ;
- la fiabilité/disponibilité cible ;
- le potentiel d'optimisation de l'offre et du mélange de types de production.

L'analyse repose sur deux études distinctes :

1. *l'étude de fiabilité du réseau* : pour effectuer cette étude, le réseau de distribution électrique physique est traduit en un diagramme de fiabilité conceptuel. Il existe déjà des logiciels qui facilitent ce processus et l'analyse qui s'ensuit (p. ex. ReliaSoft). Le principal objectif de l'analyse de fiabilité est d'obtenir une répartition de la durée de vie qui décrit le temps avant défaillance d'un composant, d'un sous-ensemble, d'un assemblage ou d'un système. Cette analyse est basée sur les données relatives à la durée de bon fonctionnement ou au temps avant défaillance de l'élément (composant) ;
2. *l'analyse du flux de puissance* : cette analyse vise à comprendre le flux de puissance dans le réseau. Elle consiste à analyser 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. *les options pour un fonctionnement intelligent du système et des technologies innovantes* : une fois la fiabilité et le flux de puissance 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.-à-d. de se connecter aux nœuds géographiques corrects du réseau. Les deux types d'analyse (l'étude de fiabilité du réseau et l'analyse du flux de puissance) seront réalisés pour la série des scénarios de production ou de technologies intelligentes.

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

- A. un schéma du réseau électrique des îles 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. le taux de défaillance des principaux composants du réseau ou un enregistrement des défaillances de chaque composant du réseau sur une période de 5 ans ou plus ;
- D. le type, la longueur et la taille des câbles ;
- E. les paramètres du transformateur ainsi que la tension aux bornes, les paramètres des bornes et leur type ;
- F. les paramètres du générateur électrique (puissance, type et impédance) ;
- G. la charge (puissance active et réactive) à chaque nœud de raccordement de charge pour 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 très problématique dans certains contextes. Le document T2.1.2 sur la méthodologie du projet ICE présente certaines considérations relatives à l'accès à des données appropriées (Matthew *et al.*, 2018).

3.5.2 Résumé de l'évaluation du flux de puissance et de la fiabilité

Les IS se composent de cinq îles. St Mary's est la plus grande et constitue également le seul point de raccordement électrique avec les Cornouailles situées sur le continent. La demande d'électricité maximale est de 4,92 MW. Le Tableau 6 **Error! Reference source not found.** résume tous les résultats de l'évaluation du flux de puissance et de la fiabilité pour les quatre îles. St Martin's présente les chiffres les plus élevés pour les chutes de tension (2,06 %), la capacité du câble (19,34 %) et le taux de défaillance (0,2442/an). Cela s'explique par le fait que l'île approvisionne une partie de l'île de Tresco et ne dispose dans le pire des cas que d'une seule source d'approvisionnement en provenance de St Martin's. Tresco a la demande d'électricité la plus élevée (3 951 kW). C'est à Bryher que les chutes de tension et la capacité du câble sont les plus faibles.

Tableau 6 : Évaluations du flux de puissance et de la fiabilité

Île	Nœud de charge						
	Puissance totale [10]	Chute de tension [kV]		Capacité du câble [%]		Taux de défaillance par an	
		Max	Min	Max	Min	Max	Min
Bryher	198,78	0,17 %	0,15 %	7,76 %	0,34 %	0,2436	0,2254
St Agnes	185	0,39 %	0,35 %	7,12 %	1,2 %	0,2385	0,2111
St Martin's	322,8	1,06 %	0,87 %	19,34 %	2,67 %	0,2442	0,1337
Tresco	395,1	0,88 %	0,21 %	17,96 %	0,62 %	0,14131	0,09287

Les détails de ces évaluations figurent à l'annexe 1.

3.6 Analyse de scénarios

L'incertitude quant à l'avenir est une composante inhérente à la prise de décision relative aux systèmes énergétiques. Il existe de nombreux scénarios futurs possibles, chacun possédant des caractéristiques sociales, techniques, économiques et politiques différentes. Le futur que nous connaissons est déterminé par d'innombrables décisions et événements en cours de route (Schwartz, 1997), dont beaucoup échapperont au contrôle des parties prenantes individuelles.

3.6.1 Vue d'ensemble des principes clés de la MG tirés du rapport T2.1.2

La méthodologie du projet ICE suggère d'utiliser l'analyse de scénarios 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 mieux fonctionner ou de fonctionner moins bien dans un ou des scénarios spécifiques ;
- servir de base à l'élaboration de nouvelles politiques ou actions ;
- servir de base à une vision stratégique sur l'évolution du rôle d'une organisation ou les possibilités qui s'offrent à elle ;
- permettre de reconnaître les signes d'évolution vers un certain type d'avenir.

L'analyse de scénarios peut utiliser des techniques tant qualitatives que quantitatives afin d'élaborer des récits ou des histoires présentant des scénarios qui décrivent à quoi le monde pourrait ressembler à un moment donné dans le futur. Une série de différents scénarios est souvent élaborée afin de refléter l'éventail des différents scénarios futurs possibles. Pour être utile, chaque scénario doit être plausible, cohérent, fondé sur une analyse rigoureuse et intéressant (Foresight 2009). Ces différents scénarios futurs sont façonnés par différents événements, actions et tendances. La méthodologie du projet ICE préconise l'utilisation de scénarios pour l'ensemble du champ d'application de la transition. Les scénarios peuvent être élaborés à partir des perspectives des options de demande et d'approvisionnement, et donneront des indications sur le ou les plans privilégiés qui marqueront la transition énergétique intelligente des communautés périphériques.

Le schéma ci-dessous présente le processus général d'analyse de scénarios :

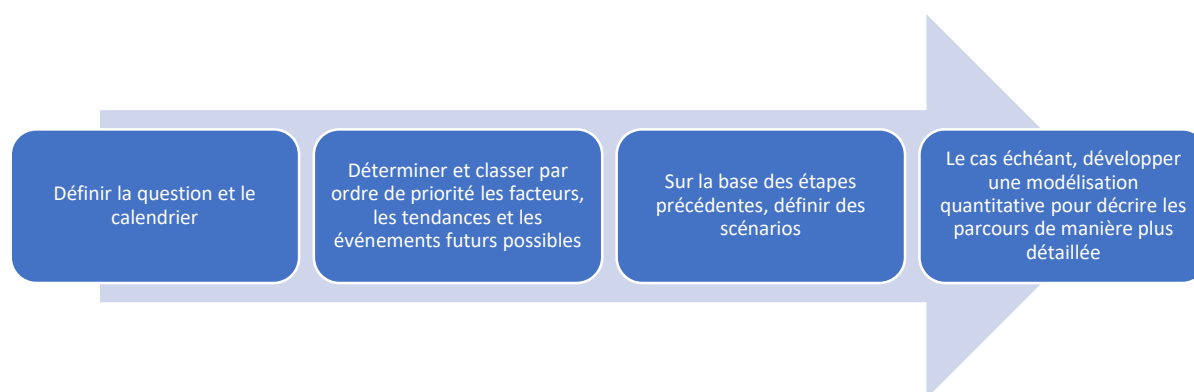


Figure 14 Processus d'élaboration des scénarios

3.6.2 Scénarios aux îles Scilly

Nous avons élaboré deux séries de scénarios pour les IS, visant à ce que 40 % de l'électricité demandée soit fournie par le biais de la production d'énergie renouvelable. Les IS ont également pour ambition de réduire les factures d'électricité de 40 % d'ici 2025 grâce à l'efficacité énergétique et à l'utilisation de la production d'énergie renouvelable. Nous avons utilisé des certificats de performance énergétique pour estimer que des économies potentielles de 9,92 % pourraient être réalisées grâce à l'efficacité énergétique domestique aux IS et nous avons appliqué ces économies à la demande d'électricité dans tous les scénarios. La première série examine le potentiel de la production d'énergie solaire photovoltaïque avec et sans stockage dans des batteries. La deuxième série combine la production d'énergie solaire photovoltaïque et d'énergie éolienne avec le stockage dans des batteries. Les scénarios sont résumés dans le Tableau 7. Tous les scénarios sont modélisés à l'aide de données horaires de production et de demande sur une année.

Tableau 7 : Scénarios aux îles Scilly

Scénario	Description	% d'énergies renouvelables
1,1	1,92 MW de production d'énergie solaire photovoltaïque	11 %
2,1	1,92 MW de production d'énergie solaire photovoltaïque et 1,5 MW de production d'énergie éolienne	41 %
2,2	3,36 MW de production d'énergie solaire photovoltaïque et 1 MW de production d'énergie éolienne	40 %

Estimation des économies d'efficacité énergétique potentielles

Nous avons analysé les certificats de performance énergétique (CPE) des IS et les avons utilisés comme outil afin de mieux comprendre les économies d'efficacité énergétique potentielles liées au chauffage des habitations. Des CPE domestiques étaient disponibles pour 657 propriétés distinctes des îles (48 %). Étant donné que les propriétés récentes et rénovées sont plus susceptibles d'avoir un CPE, les hypothèses tirées de ces données représentent probablement un échantillon supérieur à la moyenne en ce qui concerne l'efficacité énergétique, ce qui signifie que nos conclusions ne risquent pas de surestimer les économies potentielles. Nos calculs indiquent que l'isolation des murs creux, des combles et des murs pleins de toutes les propriétés pour lesquelles elle est appropriée et qui ne disposent pas actuellement de cette isolation permettrait au total de réduire l'énergie de chauffage de 18 %, soit une économie totale de 1 849 MWh par an. Pour plus de détails, voir l'annexe 1.

Cette économie d'énergie est intégrée dans nos scénarios comme une réduction de la demande annuelle. Comme nous ne disposons pas de données précises sur la demande d'énergie ventilée par utilisation finale, nous avons réduit chaque relevé horaire de la demande du même pourcentage.

Scénario 1

Le premier scénario est conçu pour démontrer un niveau légèrement ambitieux de déploiement de l'énergie solaire photovoltaïque ; aucune production d'énergie éolienne n'étant incluse en raison de l'opinion locale divisée sur les éoliennes. Cela permet d'envisager le potentiel sans éoliennes, au cas où ces dernières s'avèreraient inacceptables pour la communauté. Le déploiement de panneaux solaires photovoltaïques sur les toits représente environ le triple de la capacité installée actuelle, en plus d'un parc solaire au sol. Le scénario 1.1 évalue l'électricité produite par 1 440 kW de panneaux

solaires photovoltaïques sur les toits (environ 1 MW de plus que les niveaux actuels de déploiement) et 480 kW de panneaux solaires photovoltaïques au sol. Le système solaire photovoltaïque sur les toits est supposé comprendre 279 toits en pente domestiques et 21 toits plats domestiques (soit 22 % des propriétés domestiques), ainsi que 30 granges et entrepôts non domestiques dont la moitié présente une orientation sud et l'autre une orientation est-ouest. L'installation solaire photovoltaïque au sol est située à proximité de l'aéroport de St Mary's, dans une zone se trouvant déjà à proximité d'installations solaires photovoltaïques. La Figure 15 montre les zones potentiellement viables pour des installations solaires photovoltaïques et la Figure 16 montre la zone et la disposition sélectionnées pour les besoins de ce scénario. Ce scénario signifie 900 kW sur les propriétés domestiques et 540 kW sur les bâtiments non domestiques. Au cours de l'année, 1 971 MWh sont produits et injectés dans le réseau, ce qui représente 10,57 % de la demande d'énergie. Le déficit est maximal au début du mois d'avril, lorsque la demande sur le réseau atteint son maximum. Cela est probablement dû au fait que les vacances de Pâques amènent des visiteurs aux IS à un moment où le chauffage (essentiellement électrique) des locaux qui consomme beaucoup d'énergie est encore utilisé alors que le système solaire photovoltaïque ne produit pas à plein régime. Le Tableau 8 résume le scénario 1.1 et la Figure 17 montre la demande et la production d'énergie solaire modélisées sur une année.



Figure 15 : Sites potentiels pour l'installation de panneaux solaires au sol près de l'aéroport de St Mary's, indiqués en jaune. Le jardin solaire actuel se trouve au nord-ouest de l'aéroport.



Figure 16 : Les trois segments illustrés utilisent une zone qui a été jugée appropriée par une analyse SIG et qui fournit un terrain adéquat pour l'installation solaire de 480 kW. De gauche à droite, les surfaces des segments sont de 1 265,7 m², 3 783,6 m² et 6 313,2 m², soit un total de 11 362,5 m² de terrain. Les 1 600 modules solaires photovoltaïques sont inclinés à 34 degrés et la longueur de pas des modules (espacement entre les rangées) est de 6,6 m.

Tableau 8 : Résumé du scénario 1.1

Scénario 1	Annuellement	Été (avril – septembre)	Hiver (octobre – mars)
Production (MWh)	1 971	1 421	550
Demande (MWh)	16 795	8 045 (48 %)	8 750 (52 %)
Excédent/déficit (MWh)	-16 670	-7 511	-9 160
Heures de production excédentaire	23	21	2
Heures de déficit	8737	4 359	4 378
Excédent de pointe (kW)*		s.o.	s.o.
Déficit de pointe (kW)		4 814	3 510
Énergie utilisable produite (MWh, en supposant qu'il n'y ait pas de stockage)	1 957	1 407	550

Scénario 1.1 des îles Scilly – Production et demande d'énergie renouvelable

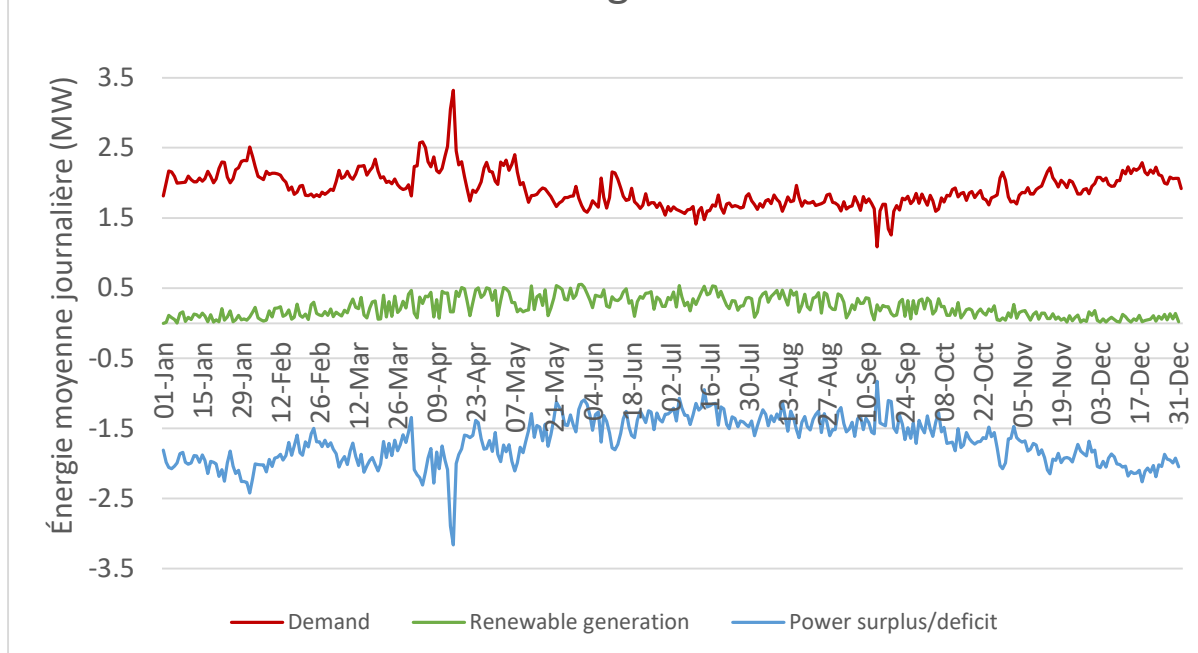


Figure 17 : Scénario 1.1 des IS – excédent/déficit d'énergie quotidien moyen modélisé sur un an

Ce scénario montre que les IS sont probablement en mesure d'absorber la production d'environ quatre fois la capacité solaire photovoltaïque actuellement installée. D'après notre modélisation horaire, plus de 99 % de l'électricité produite par la capacité solaire photovoltaïque de 1,92 kW est immédiatement consommée. La production est très élevée durant les mois d'été, alors que la consommation d'énergie est plus élevée en hiver et au début du printemps.

Scénario 2,1

Ce scénario évalue la production d'énergie de la capacité de production solaire de 1,92 MW spécifiée dans le scénario 1.1, ainsi que la production d'énergie éolienne de 1,5 MW, afin d'atteindre l'objectif de produire 40 % de l'électricité demandée à partir de sources d'énergie renouvelables. La production d'énergie éolienne se compose de six éoliennes, chacune d'une capacité de 250 kW, produisant 4 902 MWh sur un an (soit 29,19 % de la demande modélisée). Comme dans le scénario 1.1, l'installation solaire photovoltaïque se compose de 1 440 kW de panneaux montés sur les toits et de 480 kW de panneaux montés au sol (générant 11,73 % de la demande modélisée). Au total, 6 874 MWh sont produits et injectés dans le réseau, ce qui équivaut à 40,92 % de la demande future modélisée. Le Tableau 9 résume le scénario et la Figure 18 montre la demande et la production solaire modélisées sur une année.

Tableau 9 : Résumé du scénario 2.1

Scénario 2,1	Annuellement	Été (avril – septembre)	Hiver (octobre – mars)
Production (MWh)	6 874	3 108 (45 %)	3 766 (55 %)

Demande (MWh)	16 795	8 045 (48 %)	8 750 (52 %)
Excédent/déficit (MWh)	-9 921	-4 937	4 984
Heures de production excédentaire	711	415	296
Heures de déficit	8 049	3 976	4 073
Excédent de pointe (MW)*		1,91	1,45
Déficit de pointe (MW)		-4,12	-2,85
Énergie utilisable produite (MWh, en supposant qu'il n'y ait pas de stockage)	6 586	2 925	3 661

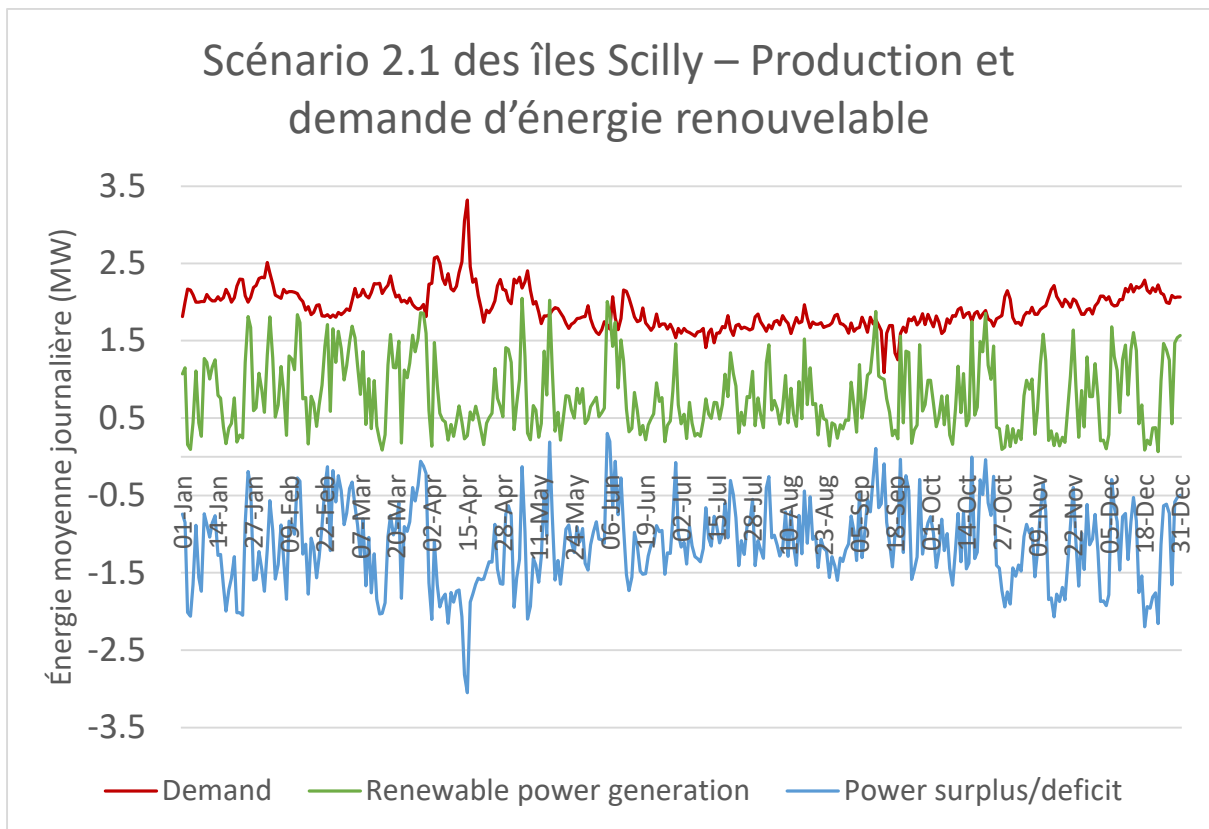


Figure 18 : Scénario 2.1 des IS – excédent/déficit d'énergie quotidien moyen modélisé sur un an

Le profil de production de cette capacité d'énergie renouvelable présente des similitudes avec le profil de consommation d'énergie des IS, avec plus de la moitié de l'énergie produite pendant les mois d'hiver (55 %). En raison de cette correspondance saisonnière étroite, environ 6 587 MWh d'énergie (95,8 %) sont consommés directement sans stockage d'énergie. Selon la modélisation, en hiver, 97 % de la production d'électricité pourrait être utilisée directement.

Scénario 2,2

Le scénario 2.2 limite la capacité d'énergie éolienne à 1 MW afin de réduire l'impact visuel, tandis que le déploiement de l'énergie solaire photovoltaïque est étendu pour compenser cette perte de production. Ce scénario examine le rendement d'un système énergétique comprenant 1 MW de production d'énergie éolienne et 3,36 MW de production d'énergie solaire photovoltaïque qui génèrent collectivement 6 718 MWh par an, soit 40 % de la demande future modélisée. La production d'énergie éolienne comprend quatre éoliennes de 250 kW qui contribuent à un peu moins de la moitié de la production d'électricité (3 268 MWh, soit 19,46 % de la demande future modélisée). L'énergie solaire photovoltaïque se compose de 1 440 kW de panneaux montés sur les toits (comme dans les scénarios précédents) et de 1 920 kW de modules au sol (quatre fois plus que dans les scénarios précédents) situés à proximité de l'aéroport. Au cours de l'année, l'installation solaire photovoltaïque produit 3 450 MWh, ce qui représente 6 718 MWh de production totale d'électricité renouvelable aux IS. Le scénario 2.2 est résumé dans le Tableau 10 et la Figure 19 illustre les valeurs moyennes quotidiennes du modèle de production d'énergie renouvelable et de demande au cours de l'année.

Tableau 10 : Résumé du scénario 2.2

Scénario 2,2	Annuellement	Été (avril – septembre)	Hiver (octobre – mars)
Production (MWh)	6 718	3 587 (53 %)	3 132 (47 %)
Demande (MWh)	16 795	8 045 (48 %)	8 750 (52 %)
Excédent/déficit (MWh)	-10 077	-4 458	-5 619
Heures de production excédentaire	922	666	256
Heures de déficit	7 838	3 725	4 113
Excédent de pointe (MW)*		2,72	2,04
Déficit de pointe (MW)		-4,19	-2,85
Énergie utilisable produite (MWh, en supposant qu'il n'y ait pas de stockage)	6 145,4	3 159,8	2 985,7

Ce scénario produit une quantité d'énergie annuelle semblable à celle du scénario 2.1. Cependant, une plus grande proportion est produite pendant les mois d'été (53 %) et pendant les heures de clarté. Actuellement, les IS consomment davantage d'électricité pendant les mois d'hiver, en partie en raison de l'utilisation généralisée du chauffage électrique direct, ce qui signifie que cette énergie renouvelable est moins consommée en temps réel, l'énergie utilisable sans stockage étant estimée à 6 145 MWh (91,5 %).

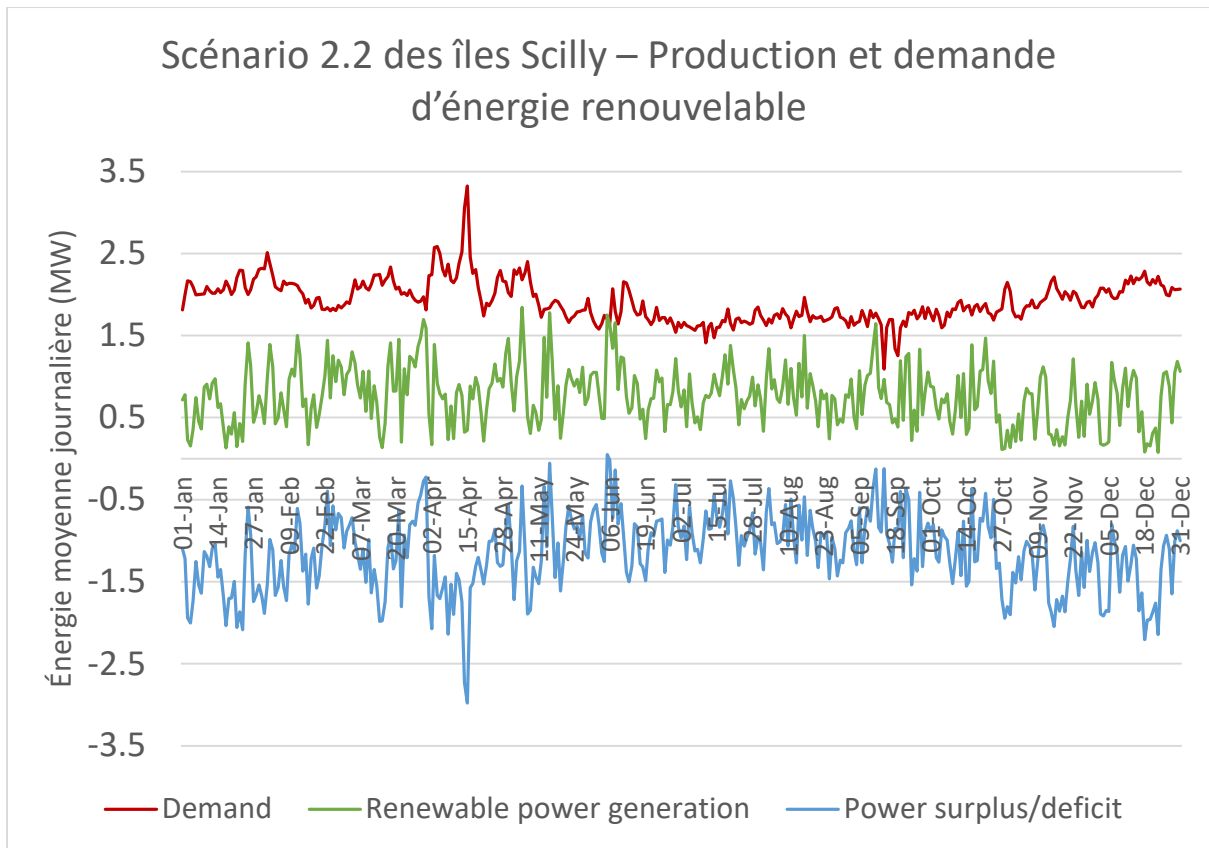


Figure 19 : Scénario 2.2 des IS – excédent/déficit d'énergie quotidien moyen modélisé sur un an

3.6.3 Évaluation des scénarios

Évaluation par les parties prenantes

En général, l'élaboration de ces scénarios s'appuie sur les priorités et les objectifs des parties prenantes et ces dernières sont consultées à nouveau afin de comprendre leur point de vue sur les scénarios modélisés. Dans le cas présent, il n'a pas été possible de procéder à une évaluation des scénarios par les parties prenantes en raison de contraintes de temps et de la pandémie mondiale de coronavirus.

Résumé de l'analyse de la charge et de la fiabilité

Sur la base des lignes directrices du scénario 2.1, les quatre éoliennes peuvent être installées aux emplacements présentés à la figure 30. Les points de raccordement les plus proches de l'éolienne au réseau de l'île sont résumés dans le tableau 14.

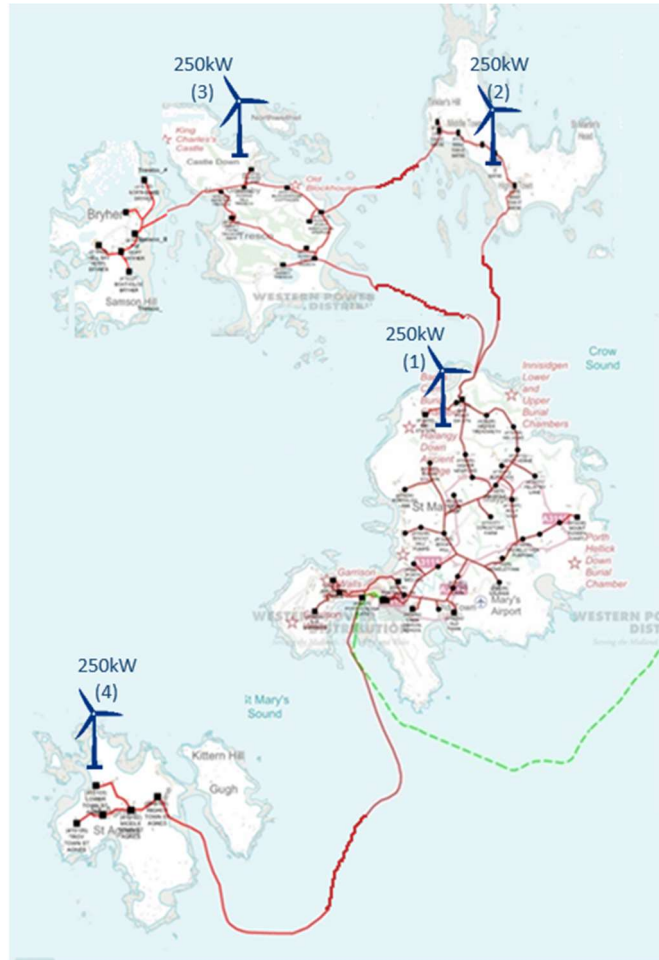


Figure 30 : Emplacements des éoliennes pour le scénario 2.2

Tableau 14 : Emplacements des éoliennes pour le scénario 2.2

Éolienne	Île	Point de raccordement le plus proche
1	St Mary's	5001
2	St Martin's	5107
3	Tresco	5972
4	St Agnes	5102

Sur la base des données du tableau 14, la chute de tension à la charge maximale et celle à la production maximale d'ER sont présentées respectivement aux figures 31 et 32.

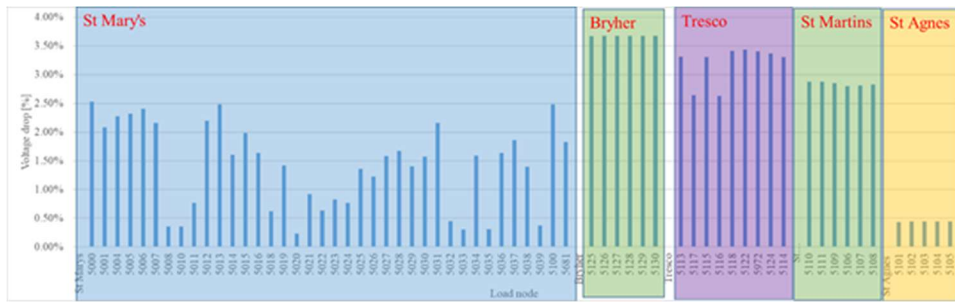


Figure 31 : Emplacements des éoliennes pour le scénario 2.2

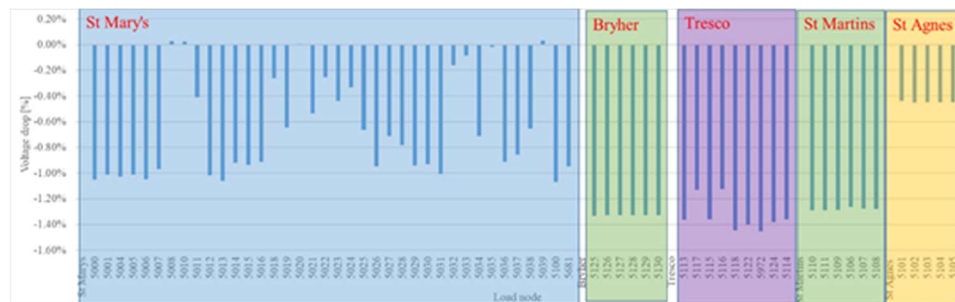


Figure 32 : Emplacements des éoliennes pour le scénario 2.2

La capacité d'utilisation du câble dans les deux cas est présentée à la figure 33.

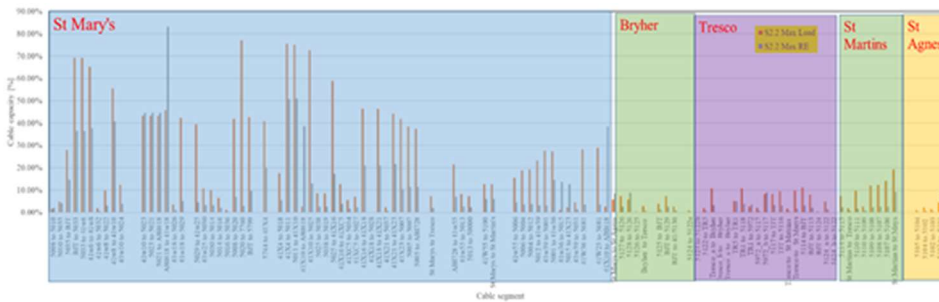


Figure 33 : Emplacements des éoliennes pour le scénario 2.2

Pour l'étude de fiabilité, les hypothèses utilisées pour l'île d'Ouessant (T1.2) sont reprises ici. Les taux de défaillance des nœuds de charge sont indiqués à la figure 34.

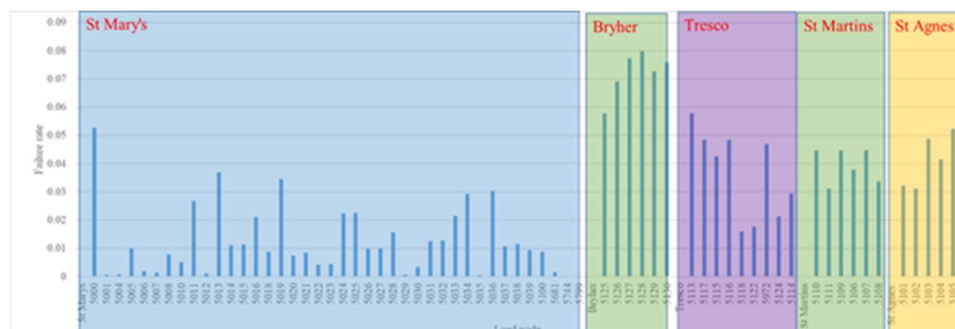


Figure 34 : Emplacements des éoliennes pour le scénario 2.2

Le tableau 15 présente un résumé des principales données issues des évaluations du flux de puissance et de la fiabilité. La capacité maximale d'utilisation du câble est légèrement réduite (jusqu'à 6 %) par rapport au réseau électrique, en raison de la distribution des sources d'ER. Le scénario 2.1 est celui qui présente la plus faible utilisation de la capacité maximale du câble en raison d'un grand nombre de sources d'ER (six éoliennes, des panneaux photovoltaïques sur les toits et des panneaux photovoltaïques montés). La chute de tension maximale est réduite de 14 % et le scénario 2.1 est celui pour lequel la chute de tension est la plus basse. Le taux de défaillance maximal est réduit de 73 % dans le scénario 2.1, qui est le scénario avec le taux de défaillance le plus bas. Le scénario 2.1 présente donc la chute de tension la plus basse, l'utilisation de la capacité du câble la plus faible et le taux de défaillance le plus bas. Cela est dû à un grand nombre de sources d'énergie renouvelables, comme indiqué précédemment.

Tableau 15 : Résultats des données clés pour les évaluations du flux de puissance et de la fiabilité pour les îles Scilly

	Réseau	Scénario 1	Scénario 2	
			2,1	2,2
Capacité maximale du câble (charge maximale)	80,23 %	76,91 %	74,63 %	76,92 %
Chute de tension maximale	3,95 %	3,78 %	3,4 %	3,67 %
Taux de défaillance maximal/an	0,2926	0,089	0,078140	0,0799

Analyse du stockage dans des batteries

Chacun des scénarios a été modélisé avec différentes tailles de systèmes de stockage dans des batteries (allant de 0,2 MWh à 20 MWh) afin d'explorer comment le stockage peut augmenter la consommation d'énergie renouvelable, réduire la consommation de diesel et les émissions de carbone tout en augmentant la sécurité énergétique.

Pour les scénarios élaborés pour les îles Scilly, nous avons supposé que tout surplus de production d'énergie renouvelable serait stocké localement dans les batteries, plutôt que transmis au continent. Toutefois, l'analyse a montré que même avec cette hypothèse, le stockage apportait peu ou pas d'avantages supplémentaires. Cela s'explique par la pénétration relativement faible de la production d'énergie renouvelable (qui fournit moins de la moitié de l'électricité des îles) modélisée dans les scénarios, de sorte que l'électricité produite est absorbée en temps réel par le réseau. En outre, le raccordement des IS au réseau du continent doit être pris en compte dans une future évaluation technico-économique de la viabilité du stockage dans des batteries, étant donné qu'il pourrait être possible d'exporter les excédents vers le continent du Royaume-Uni.

Évaluation économique et en matière de carbone

Nous avons calculé les coûts moyens actualisés de l'électricité (« levelised cost of electricity » ou LCOE en anglais) pour tous les scénarios aux IS. Une description des données et des calculs est disponible en annexe. L'analyse a révélé que le scénario 1 offre le LCOE le plus bas, mais que le scénario 2.2 a un LCOE inférieur à celui du scénario 2.1. Pour tous les scénarios, l'utilisation d'une batterie pour la

production d'énergie renouvelable entraîne une légère augmentation du LCOE global. Ce LCOE plus élevé augmente lorsque la taille de la batterie augmente. On peut s'attendre à des coûts plus élevés étant donné que les IS possèdent un raccordement au réseau qui entraîne des coûts relativement faibles pour l'électricité alternative et que les coûts fixes des générateurs n'ont pas été pris en compte. Par ailleurs, le fait que l'augmentation soit faible reflète le coût relativement peu élevé du stockage dans un système de cette taille. Sur cette base, même si la production d'énergie renouvelable reste une fraction minoritaire de la production aux IS, il n'est pas certain que le stockage dans des batteries à grande échelle offre un bon rapport coût/avantages. Le stockage résidentiel lié au compteur n'a pas été modélisé.

	Scénario 1		Scénario 2,1		Scénario 2,2	
LCOE du système (€/MWh), pas de stockage	304,43	€	354,37	€	353,83	€
LCOE du système (€/MWh), 0,2 MWh	304,82	€	354,76	€	354,22	€

3.7 Défis relatifs à la mise en œuvre

La méthodologie du projet ICE reconnaît que la transition énergétique est un processus continu, plutôt qu'un événement ponctuel. Il est probable que la situation idéale pour chaque île considérée dans le cadre du projet ICE évolue au fil du temps. Parmi les facteurs qui changeront sans aucun doute, on peut citer les coûts relatifs des technologies éoliennes, solaires et de stockage qui constituent la base de nos scénarios, mais cela vaut également pour d'autres technologies, telles que l'énergie marémotrice. Les améliorations de l'efficacité énergétique et les technologies qui y contribuent sont également susceptibles d'évoluer dans le temps en matière de coût et d'utilité. Les applications énergétiques intelligentes sont de plus en plus nombreuses sur le marché et il est probable qu'une ou plusieurs d'entre elles s'appliqueront à certaines, voire à toutes les îles de notre étude. Les principaux obstacles à l'adoption de ces technologies comprennent :

- le coût global ;
- les dépenses en capital préalables ;
- la perception de l'utilité des technologies émergentes ;
- la sophistication de la gestion du réseau et la capacité d'intégrer de nouvelles technologies de réseau ;
- les obstacles réglementaires, y compris les conséquences imprévues des architectures réglementaires élaborées pour répondre aux besoins de la production centralisée ou de la production continentale plutôt qu'insulaire.

Les attitudes à l'égard de la technologie peuvent également évoluer, mais elles peuvent aussi rester inchangées, même si les technologies s'améliorent en ce qui concerne le rendement et les coûts. Nous avons constaté des exemples de plusieurs îles où des technologies ont été essayées ou envisagées et où cette expérience a conduit les insulaires à adopter des attitudes très positives ou très négatives à l'égard de ces technologies. Cela peut conduire au rejet de technologies qui pourraient autrement sembler appropriées ou peut signifier un attachement à certaines options même si ces technologies ne semblent pas susceptibles d'être favorables d'un point de vue économique à court ou moyen terme. Dans les deux cas, cela peut impliquer l'exclusion d'une technologie ou la nécessité d'entreprendre des actions pour que les citoyens adhèrent à une technologie. Le sujet en lui-même est intéressant pour une étude plus approfondie, car cela pourrait avoir une incidence sur les options disponibles dans les îles et les autres communautés.

Nous sommes partis du principe que dans les scénarios, moins de 100 % de l'approvisionnement total devait provenir de la production d'énergie renouvelable, en raison des contraintes liées au potentiel que possèdent les îles. Il est bien sûr possible d'assouplir ces contraintes, mais cela semblait être une position de départ raisonnable. De nouvelles innovations technologiques peuvent également améliorer le potentiel, soit à partir de sites existants, soit à partir de sites destinés à de nouvelles technologies à mesure qu'elles arrivent sur le marché. Nous supposons qu'il est plus probable que cela se produise sur plusieurs décennies plutôt que dans les quelques années à venir. Nous pensons que les pompes à chaleur peuvent offrir certains avantages concernant l'utilisation plus efficace de l'approvisionnement actuel en électricité, mais le coût peut constituer une contrainte à cet égard, à moins que l'on ne trouve des outils rendant la concrétisation de ces avantages plus probable.

La MG du projet ICE montre clairement qu'il est nécessaire de réexaminer régulièrement les objectifs en matière de politique énergétique insulaire ainsi que les moyens d'atteindre ces objectifs. Ces deux éléments doivent être réévalués régulièrement. Cette réévaluation devrait également tenir compte de l'évolution des besoins et des souhaits des citoyens des îles et éventuellement de ceux d'autres parties prenantes.

La MG indique également clairement que les parties prenantes publiques et privées doivent faire preuve de transparence à l'égard des citoyens concernés par les changements apportés au système énergétique. Cela signifie une transparence quant aux technologies à appliquer, aux conséquences probables sur le rendement du système, aux conséquences sur les émissions locales et à la contribution à des problèmes plus larges tels que le changement climatique, mais aussi une transparence quant aux autres moyens existants pour apporter des changements. Les entreprises de services publics doivent partir du principe que les citoyens ordinaires ne connaissent pas autant les options qu'elles-mêmes et s'efforcer de fournir au public des informations justes et impartiales. Les données réelles sur le fonctionnement effectif des technologies et l'incidence éventuelle sur les coûts devraient également être aussi transparentes que possible.

3.7.1 Défis spécifiques aux îles Scilly

Il semble probable que l'implantation des technologies d'énergie renouvelable sélectionnées aux îles Scilly se heurte à des limites. Nous en avons tenu compte afin d'élaborer des scénarios qui correspondent à l'objectif fixé par le gouvernement local des IS : fournir 40 % de l'électricité des îles à partir de sources d'énergie renouvelables.

Bien que nous ayons déterminé un certain nombre de sites potentiels disponibles pour l'exploitation de ressources naturelles d'énergie renouvelable aux IS, il est toujours possible que des propositions concrètes soient bloquées dans le cadre du système d'aménagement du territoire. Nous ne pouvons pas supposer qu'un site des îles sera approuvé pour le développement, étant donné la nature hautement protégée d'une grande partie des îles.

Un travail supplémentaire sera probablement nécessaire pour garantir que les préoccupations des citoyens des IS sont correctement prises en compte lors de l'adoption de tout changement systémique ou dans le cadre de la sélection ou du positionnement des technologies. Nous avons l'intention de travailler plus étroitement avec les insulaires, mais l'interaction a été limitée par le confinement instauré lors de la pandémie de coronavirus. Il est essentiel d'adopter une approche de co-création pour les nouvelles initiatives.

L'économie des énergies renouvelables aux IS est rendue plus complexe par l'existence d'une connexion avec le continent et l'incidence que cela a sur ce qui est payé par unité par rapport aux autres îles qui dépendent des importations de diesel ou d'autres combustibles fossiles pour la majeure partie de leur consommation énergétique. Si les factures ont toujours été plus élevées aux IS qu'ailleurs au Royaume-Uni, les coûts unitaires sont moins élevés qu'aux endroits où l'électricité doit être produite à partir de diesel importé. Toutefois, comme les prix de gros et de détail de l'électricité au Royaume-Uni suivent les prix mondiaux, les énergies renouvelables peuvent devenir plus compétitives si elles sont produites localement. La manière dont le système réglementaire fonctionne pour permettre la répercussion des économies peut devenir essentielle pour que les énergies renouvelables prospèrent dans les îles.

L'existence du partenariat « Isles of Scilly Smart Islands » en tant qu'initiative entre les îles et l'entreprise National Grid peut permettre à des experts de fournir une assistance qui orientera des actions visant à réduire la consommation d'énergie et les coûts, et à intégrer les énergies renouvelables comme élément clé dans ce domaine.

3.8 Favoriser 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 le « qui fait quoi » est susceptible de varier considérablement d'un contexte à l'autre. Par exemple, l'éventail précis des prestataires de services et leurs accords contractuels dépendent d'un grand nombre de facteurs contextuels tels que l'accès au capital, la perception du risque, l'environnement juridique, l'expérience des entrepreneurs, etc. Pour cette raison, il ne serait pas approprié de spécifier ici le champ d'application d'ensembles de contrats particuliers. À la place, nous nous appuyons sur la littérature qui sous-tend ces lignes directrices pour décrire les types de produits et de services susceptibles d'être nécessaires et nous présentons un cadre que les communautés et les autres parties prenantes peuvent utiliser et adapter en fonction de leurs besoins spécifiques.

3.8.1 Vue d'ensemble des principes clés de la MG tirés du rapport T2.1.2

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

- **l'approvisionnement en énergie renouvelable** : Dans la plupart des transitions énergétiques intelligentes dans les territoires périphériques (mais pas nécessairement toutes), l'un des objectifs importants est d'augmenter l'approvisionnement en énergie provenant de sources d'énergie renouvelables.
- **les technologies et pratiques intelligentes** : Une meilleure gestion ou une gestion « plus intelligente » des systèmes électriques grâce à l'adoption de nouvelles technologies et pratiques est une composante essentielle d'un système énergétique isolé intelligent.
- **l'engagement des parties prenantes** : La définition des objectifs du système énergétique, la mise en place d'un soutien pour l'action et la réalisation des avantages de l'action sont autant d'éléments cruciaux d'une transition réussie.
- **la supervision et la gestion** : Planifier, orienter et mesurer la réussite de la transition du système dans son ensemble.

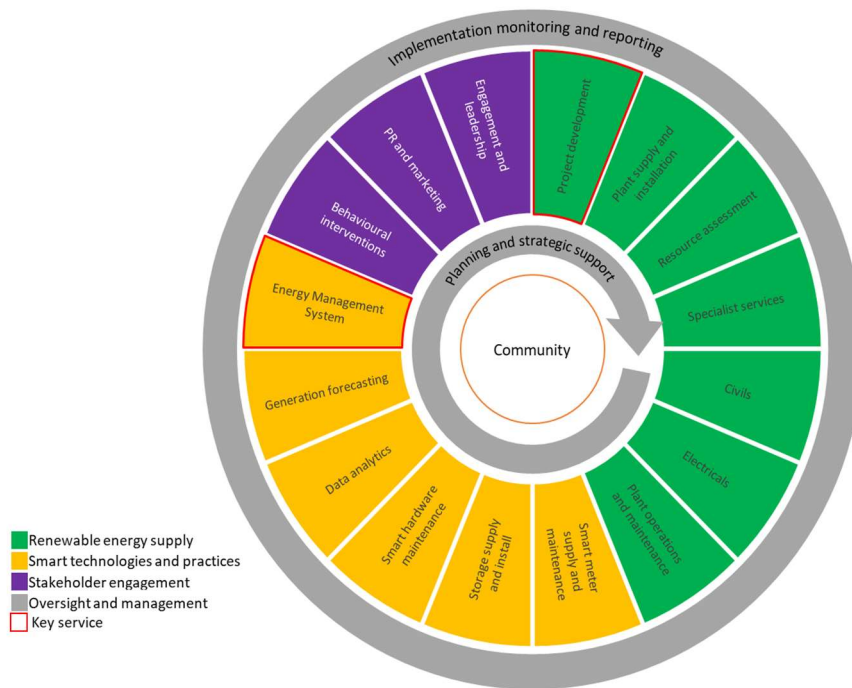


Figure 3.20 : Domaines de possibilités et types de produits et de services susceptibles d'être requis pour la transition

La MG du projet ICE cherche également à renforcer les capacités des entreprises locales en leur fournissant des conseils sur des sujets tels que :

- l'accès au financement ;
- le financement de l'innovation.

Pour finir, la MG mentionne un système de soutien aux entreprises basé sur l'établissement d'un réseau d'entreprises invitées à participer à un réseau de collaboration et d'interaction.

3.8.2 Analyse de la chaîne d'approvisionnement locale

Pour définir les possibilités offertes aux entreprises locales dans le cadre de la transformation du système énergétique, nous nous appuyons sur le schéma ci-dessus ainsi que sur la chaîne de valeur élaborée dans le produit livrable 4.1.1 du projet ICE (). Cette analyse s'est déroulée en trois étapes : l'examen de la littérature afin de déterminer les possibilités pour les fournisseurs locaux, l'établissement de la chaîne de valeur sur la base de nos scénarios énergétiques futurs et la mise en correspondance des besoins de services avec les capacités des entreprises locales. Afin de comprendre le type et l'ampleur des services susceptibles d'être requis, nous avons défini les parties prenantes locales ainsi que le système énergétique futur potentiel. Les capacités locales ont été évaluées à l'aide des données régionales de l'Office for National Statistics (ONS, 2019) sur les capacités des entreprises, ainsi que par le biais de la détermination d'exemples d'entreprises locales pertinentes à l'aide de l'annuaire Yell (2020). Les informations obtenues illustrent la capacité des entreprises locales à soutenir le développement d'un système énergétique intelligent.

Définition des parties prenantes/utilisateurs

Les IS comptent un ensemble diversifié de parties prenantes : les résidents locaux, les propriétaires d'entreprises, le Conseil des IS, la fondation pour la conservation de la faune (le Wildlife Trust des IS), le duché de Cornouailles, le gestionnaire du réseau électrique Western Power Distribution, les propriétaires de maisons de vacances et les touristes.

La mise en place de nouvelles éoliennes et de panneaux solaires photovoltaïques à grande échelle est susceptible de susciter des désaccords. Le développement de nouveaux sites pour la production d'énergie solaire photovoltaïque devrait susciter un faible niveau d'opposition. En effet, il existe déjà plus de 100 systèmes installés sur les toits et au sol, mais certains emplacements spécifiques et certaines installations au sol pourraient s'avérer litigieux. Bien qu'une proportion importante des parties prenantes locales, voire une majorité d'entre elles, soit favorable à la production d'énergie éolienne, une partie significative de la population est fermement opposée à l'installation d'éoliennes dans les îles.

La diversité des parties prenantes et la probabilité d'un désaccord, en particulier en ce qui concerne les éoliennes, indiquent qu'un engagement prudent et approprié des parties prenantes sera précieux.

Définition du système énergétique

Aux IS, la production d'énergie solaire photovoltaïque sera probablement constituée d'une combinaison de dizaines de grandes installations (> 10 kW) de panneaux installés au sol et de centaines de systèmes distribués plus petits (environ 3 kW à 12 kW) de panneaux installés sur les toits. Les installations solaires sur les toits pourraient être fournies par des installateurs locaux des îles ou de l'ouest des Cornouailles, bien que le nombre d'installateurs solaires ait considérablement diminué au cours des dernières années. Les systèmes au sol se distinguent par le fait qu'ils sont généralement de plus grande envergure et qu'ils nécessitent des travaux de terrassement. Plus l'ampleur du système est importante, plus il est probable que de grands entrepreneurs, qui pourraient souvent ne pas être des entrepreneurs locaux, seront mieux à même de mener à bien le projet. De même, pour les travaux de terrassement, les entreprises locales sont plus à même de mener à bien les projets de moindre envergure.

Toute production d'énergie éolienne sera probablement plus centralisée (moins de dix sites). D'une puissance maximale de 250 kW, les éoliennes sont relativement petites par rapport aux normes du secteur, mais il est probable qu'un spécialiste des éoliennes doive être le principal entrepreneur chargé de l'installation, bien que les travaux d'électricité auxiliaires, les travaux de terrassement et d'autres services puissent être fournis par des entreprises locales.

Un vaste programme d'amélioration de l'efficacité énergétique des propriétés domestiques sera nécessaire afin de réduire les coûts de chauffage. Les mesures comprendront l'isolation des murs creux et des murs pleins, ainsi que l'isolation des combles.

Cartographie des capacités

L'image générale qui ressort de notre cartographie des capacités est que les capacités des IS sont limitées à un petit nombre de compétences généralisées (p. ex. dans le domaine de la construction). Toutefois, notre cartographie montre que l'ouest des Cornouailles compte un plus grand nombre de compétences spécialisées et que ce nombre augmente encore si l'on inclut l'ensemble des Cornouaille ou le sud-ouest du Royaume-Uni dans la zone étudiée. Parmi les exceptions notables, on peut citer la fondation Isles of Scilly Wildlife Trust, qui fournit des conseils spécialisés en matière d'environnement dans les îles. En revanche, il n'existe aucune preuve de la présence d'électriciens dans les îles, bien

qu'il y en ait beaucoup dans la ville accessible de Penzance et dans la région voisine de l'ouest des Cornouailles. Pour plus de détails sur la cartographie des capacités locales, voir l'annexe 1.

3.8.3 Financement disponible

Financement par le biais de subventions

Financement national

L'agence Innovate UK propose des subventions d'aide pour l'innovation, la recherche et le développement commerciaux. Par exemple, à partir du 18 août 2020, Innovate UK organise un concours pour son fonds d'innovation durable « Sustainable Innovation Fund: round 2 (de minimis) » qui financera des projets innovants d'entreprises touchées par la pandémie de coronavirus.

À la suite de la pandémie de coronavirus, le fonds gouvernemental « Getting Building » soutient des projets de construction « prêts à démarrer » par le biais de partenariats avec des entreprises locales.

Le ministère du Commerce, de l'Énergie et de la Stratégie industrielle du Royaume-Uni a mis en place un programme d'innovation énergétique qui finance une série de projets axés en particulier sur le chauffage renouvelable et l'efficacité énergétique.

Financement par le biais de prêts

Financement national

Depuis 2017, l'agence Innovate UK accorde des prêts à l'innovation. À la suite de la pandémie de coronavirus, Innovate UK a annoncé l'octroi de « prêts de continuité à l'innovation » (« innovation continuity loans ») afin de soutenir les petites et moyennes entreprises et les organisations du troisième secteur qui se trouvent soudainement à court de fonds pour un projet en cours en raison de la pandémie.

Le financement par le biais du marché des prêts privés reste difficile.

Financement par fonds propres

Les options de financement par fonds propres dépendront de la forme de l'organisation chargée de mettre en place le système énergétique. Par exemple, si une entreprise d'intérêt communautaire était créée pour mettre en place le nouveau système énergétique, le financement par fonds propres pourrait être obtenu par le biais d'un processus semblable à une offre d'actions communautaires. Cela pourrait être organisé par une organisation telle que l'entreprise Isles of Scilly Community Venture.

4 Conclusion

Le modèle ICE propose des actions crédibles permettant aux îles Scilly de produire 40 % de leur électricité à partir de sources d'énergie renouvelables situées dans les îles. L'obtention d'un pourcentage de 100 % serait plus difficile en raison des pressions exercées sur les terres ainsi que d'autres facteurs. Le transport a été exclu de l'évaluation, car les options de transport sont relativement limitées dans les îles. Néanmoins, le passage aux véhicules électriques pourrait présenter un certain potentiel pour la gestion du réseau, mais entraînerait aussi probablement une augmentation de la demande, ce qui rendrait plus difficile la réalisation de l'objectif de 40 % et de tout autre objectif supérieur à ce pourcentage.

Une combinaison de l'énergie éolienne et de l'énergie solaire semble plus apte à répondre à la demande que l'une ou l'autre de ces technologies utilisée seule. Les îles Scilly constituent l'unique site raccordé à un réseau continental plus important que nous avons examiné et l'inclusion du stockage dans le scénario a une incidence considérable d'un point de vue économique. Comme dans d'autres scénarios, les gains de coûts réalisés entre 2008 et 2022 pour l'énergie éolienne et l'énergie solaire en font les technologies à privilégier. Il convient de noter que nos scénarios montrent qu'une approche combinant la production d'énergie solaire photovoltaïque et la production d'énergie éolienne comporte un avantage économique.

Ce système énergétique insulaire implique un ensemble de parties prenantes beaucoup plus important que celui de l'autre île du Royaume-Uni examinée dans nos études de cas. Le raccordement au continent modifie également le rôle des entreprises de services publics du Royaume-Uni. En effet, le gestionnaire de réseau de distribution local ainsi que les fournisseurs d'électricité ont plus de responsabilités qu'à Lundy. Là encore, il faut tenir compte de l'incidence sur le tourisme dans les îles et de l'aspect esthétique de l'énergie solaire, mais peut-être plus particulièrement de la mise en place d'installations d'énergie éolienne. L'île est soumise à la politique du Royaume-Uni en matière d'aménagement du territoire et les sites suggérés dans cette étude (ou d'autres) peuvent se heurter à une opposition dans le cadre du processus d'aménagement du territoire. La position finale du gouvernement du Royaume-Uni sur la mise en place de parcs éoliens terrestres et de parcs solaires n'est pas encore claire.

Le système réglementaire du Royaume-Uni offre un soutien plus limité aux nouvelles capacités par rapport au début de ce projet. En effet, le tarif de rachat (« Feed-in Tariff » ou FiT) a été supprimé pour les nouvelles demandes en 2019 et il est peu probable que les îles Scilly puissent obtenir une subvention publique par le biais de contrats de différence, étant donné la domination des projets de plus grande envergure soutenus par leurs économies d'échelle dans le processus d'enchères compétitif. Comme pour nos études de cas sur les îles françaises, il existe un potentiel considérable pour les pompes à chaleur aux îles Scilly. Ces pompes permettraient des réductions substantielles de la consommation globale d'électricité, des économies à long terme pour les ménages ainsi qu'une réduction de la demande et elles permettraient à toute production d'électricité renouvelable installée de contribuer davantage à la satisfaction de la demande locale. Comme pour d'autres îles examinées dans les études du projet ICE, la faiblesse relative de l'économie locale pourrait limiter l'utilisation de matériaux de qualité dans les habitations ou l'installation de pompes à chaleur. Nous ne savons pas exactement d'où pourrait provenir le soutien supplémentaire qui sera probablement requis. Si les îles ont réalisé des progrès en matière de systèmes énergétiques intelligents, le financement de l'UE a joué un rôle à cet égard, mais n'est plus disponible.

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) du projet ICE ainsi que toutes les questions soulevées par cette approche dans un addendum à la MG, qui est disponible sur le site Web du projet ICE sous la forme d'un document distinct intitulé « Leçons tirées de l'application de la Méthodologie Générale du projet ICE ».

5 Bibliographie

Aitken, M., Haggett, C. and Rudolph, D. (2014) *Wind Farms Community Engagement Good Practice Review*. Available at: www.climateexchange.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>.

Ash Futures (2014) 'Island Futures A strategic economic plan for the Isles of Scilly', (May). Available at: [https://www.scilly.gov.uk/sites/default/files/events/Island Futures final.pdf](https://www.scilly.gov.uk/sites/default/files/events/Island_Futures_final.pdf).

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).

BEIS (2017) 'Contracts for Difference Second Allocation Round Results.' Available at: <https://www.gov.uk/government/publications/contracts-for-difference-cfd-second-allocation-round-results> (Accessed: 16 December 2022).

BEIS (2020) *BEIS Electricity Generation Costs*. UK Government, p. 72. Available at: <https://www.gov.uk/government/publications/beis-electricity-generation-costs-2020> (Accessed: 23 December 2022).

BEIS (2021) 'Transitioning to a net zero energy system: smart systems and flexibility plan 2021'. Available at: <https://www.gov.uk/government/publications/transitioning-to-a-net-zero-energy-system-smart-systems-and-flexibility-plan-2021> (Accessed: 16 December 2022).

British Listed Buildings (no date) *Listed Buildings in Isles of Scilly*. Available at: <https://britishlistedbuildings.co.uk/england/isles-of-scilly> (Accessed: 7 January 2023).

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>.

Connor, P.M. *et al.* (2014) 'Policy and regulation for smart grids in the United Kingdom', *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 40, pp. 269–286. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.07.065>.

Council of the Isles of Scilly (2016) 'Smart Islands'. Available at: <https://www.scilly.gov.uk/business-licensing/smart-islands>.

DCLG (2015a) 'House of Commons: Written Statement: Local planning, 18 June, 2015.' Available at: <https://publications.parliament.uk/pa/cm201516/cmhansrd/cm150618/wmstext/150618m0001.htm> (Accessed: 16 December 2022).

DCLG (2015b) 'Planning practice guidance for renewable and low carbon energy.' Available at: <https://www.gov.uk/guidance/renewable-and-low-carbon-energy> (Accessed: 16 December 2022).

DECC (2011) 'Planning our electric future: a White Paper for secure, affordable and low-carbon electricity'. Available at: <https://www.gov.uk/government/publications/planning-our-electric-future-a-white-paper-for-secure-affordable-and-low-carbon-energy> (Accessed: 16 December 2022).

DECC (2015) 'CFD Auction Allocation Round One - a breakdown of the outcome by technology, year and clearing price.' Available at: <https://www.gov.uk/government/publications/cfd-auction-allocation-round-one-a-breakdown-of-the-outcome-by-technology-year-and-clearing-price> (Accessed: 16 December 2022).

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>.

Energy Networks Association (2020) *Open Networks fact sheets*, Energy Networks Association. Available at: <https://www.energynetworks.org/newsroom/open-networks-fact-sheets> (Accessed: 16 December 2022).

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>.

Fitch-Roy, O. and Connor, P. (2018) 'ICE report 1.1.2 Policy Issues - An overview of renewable energy policy and regulatory considerations in Ouessant and the UEA campus'. Available at: <https://www.ice-interreg.eu/public-deliverables>.

Fitch-Roy, O. and Woodman, B. (2016) *Auctions for Renewable Energy Support in the United Kingdom: Instruments and lessons learnt.*, pp. 715–730.

Godfrey, B. (2013) *Network Management on the Isles of Scilly*. WPDT1002. Western Power Distribution, p. 66. Available at: <https://smarter.energynetworks.org/projects/wpdt1002>.

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>.

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>.

Hitachi Europe Ltd (2016) 'Energy Infrastructure Plan for the Isles of Scilly: Smart Islands', (May), pp. 62–62.

Isles of Scilly Council (2019) 'Isles of Scilly Local Plan Including Minerals and Waste 2015 to 2030'.

Jenkins, N., Long, C. and Wu, J. (2015) 'An Overview of the Smart Grid in Great Britain', *Engineering*, 1(4), pp. 413–421. Available at: <https://doi.org/10.15302/J-ENG-2015112>.

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>.

Larkins, M. (2020) *Isles of Scilly Power Demand and Initial Power Assessment Report*. Western Power Distribution.

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

Norvento (2015) 'Raising the medium-wind standard'. Available at: <https://www.sustainableenergysystems.co.uk/wp-content/uploads/2015/06/nED-Catalogue-2.pdf> (Accessed: 7 January 2023).

Ofgem (2013) *Creating the right environment for demand-side response: Next steps*. Available at: <https://www.ofgem.gov.uk/publications/creating-right-environment-demand-side-response-next-steps> (Accessed: 16 December 2022).

Ofgem (2014) 'A guide to electricity distribution connections policy.' Available at: https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2014/04/guide_electricity_distribution_connections_policy_0.pdf (Accessed: 16 December 2022).

Ofgem (2017) 'Consultation on penalties for the distribution network operators under the Incentive on Connections Engagement.' Available at: <https://www.ofgem.gov.uk/publications/consultation-penalties-distribution-network-operators-under-incentive-connections-engagement> (Accessed: 16 December 2022).

Ofgem (2019) *Position paper on Distribution System Operation: our approach and regulatory priorities*, p. 40. Available at: <https://www.ofgem.gov.uk/publications/ofgem-position-paper-distribution-system-operation-our-approach-and-regulatory-priorities> (Accessed: 16 December 2022).

ONS (2016) 'Statistics for the Isles of Scilly'. Available at: <https://www.ons.gov.uk/aboutus/transparencyandgovernance/freedomofinformationfoi/statisticsfortheislesofscilly> (Accessed: 23 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>.

'Planning Act 2008' (2008). Available at: <https://www.legislation.gov.uk/ukpga/2008/29/contents> (Accessed: 16 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>.

Royal Haskoning, Cornwall Council, and Isles of Scilly Council (2011) 'Cornwall & Isles Scilly Shoreline Management Plan - Isles of Scilly Summary'. Available at: <https://www.cornwall.gov.uk/environment/countryside/flood-risk/shoreline-management-plan-2011-smp2/> (Accessed: 23 December 2022).

Rudolph, D., Haggett, C. and Aitken, M. (2014) *Community Benefits from Offshore Renewables: Good Practice Review*. Available at: www.climatexchange.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) *The Art of the Long View: Planning for the Future in an Uncertain World*. John Wiley & Sons.

Smart energy solutions development on the Scillies (2019) *Cornwall and Isles of Scilly Growth Programme*. Available at: <https://www.cornwallislesofscillygrowthprogramme.org.uk/smart-energy-solutions-development-on-the-scillies/> (Accessed: 11 December 2022).

Smith, L. (2016) 'Planning for onshore wind'. House of Commons Library. Available at: <https://commonslibrary.parliament.uk/research-briefings/sn04370/> (Accessed: 16 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>.

The Renewable Energy Hub (2020) *Solar Panel Building Regulations and SAP calculations | The Renewable Energy Hub*. Available at: <https://www.renewableenergyhub.co.uk/main/solar-panels/solar-panel-building-regulations/> (Accessed: 3 May 2020).

Visit Isles of Scilly (2019) 'VISIT ISLES OF SCILLY 2019 PRESS PACK'. Available at: [https://www.visitislesofscilly.com/dbimags/Visit%20Isles%20of%20Scilly%20Press%20Pack%202019%20FINAL\(1\).pdf](https://www.visitislesofscilly.com/dbimags/Visit%20Isles%20of%20Scilly%20Press%20Pack%202019%20FINAL(1).pdf) (Accessed: 23 December 2022).

Volkwyn, C. (2018) 'Scilly Isles lead Smart Energy Islands initiative', *Smart Energy International*, 3 August. Available at: <https://www.smart-energy.com/industry-sectors/smart-energy/scilly-isles-lead-smart-energy-islands-initiative/> (Accessed: 11 December 2022).

Wind Turbine Models (2020) *Vergnet GEV MP C 250/32 - 250,00 kW - Wind turbine*. Available at: <https://en.wind-turbine-models.com/turbines/2006-vergnet-gev-mp-c-250-32> (Accessed: 7 January 2023).

Xenias, D. *et al.* (2014) *Scenarios for the development of smart grids in the UK: literature review*. London: UKERC: London. Available at: http://www.ukerc.ac.uk/support/tiki-download_file.php?fileId=3510 (Accessed: 16 December 2022).

6 Annexe 1

6.1 Énergie solaire photovoltaïque aux IS

SOLAR RESOURCE MAP

GLOBAL HORIZONTAL IRRADIATION

UNITED KINGDOM



ESMAP

SOLARGIS

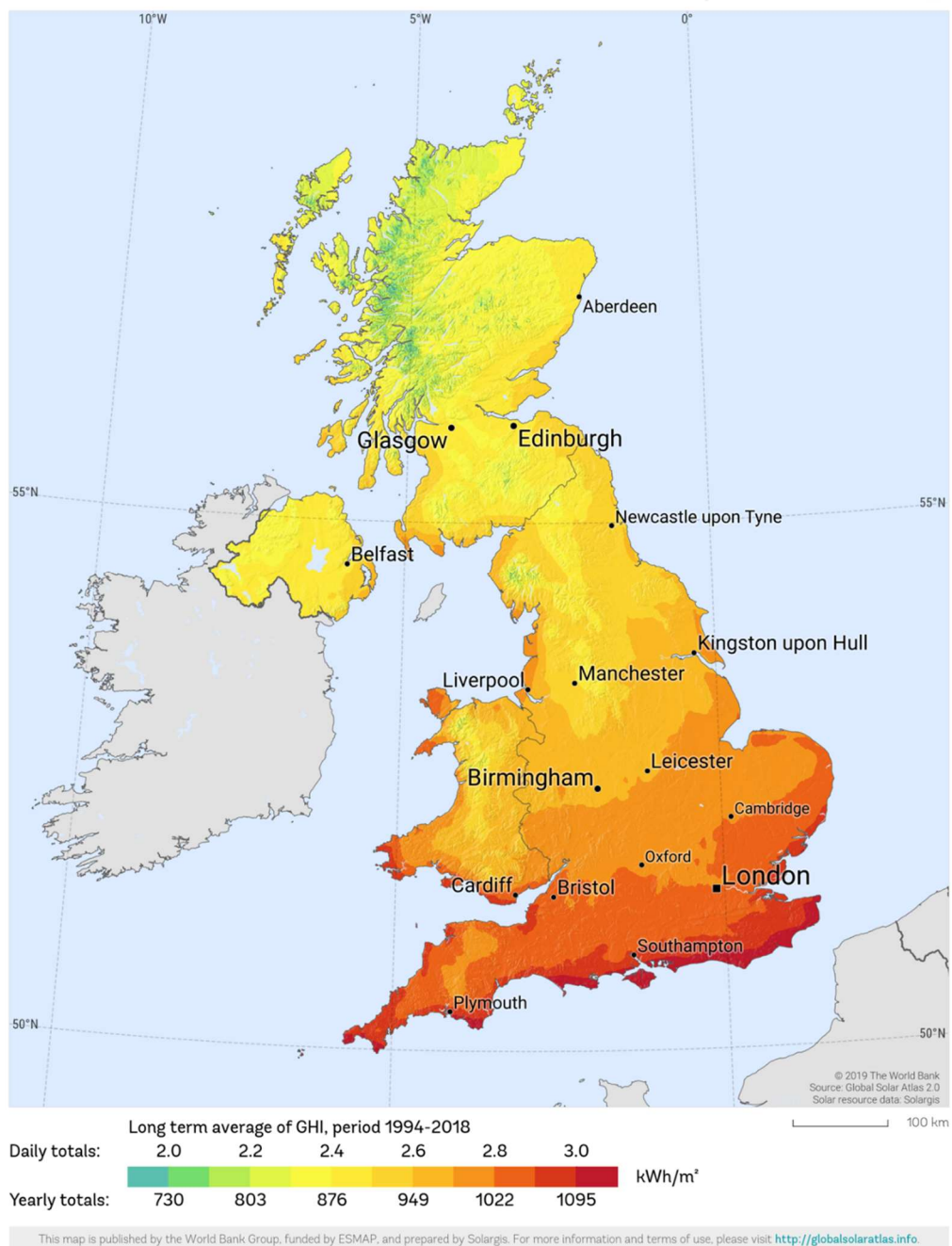


Figure 21 : Image solaire du système d'information géographique du Royaume-Uni

Tableau 11 : Valeurs d'irradiation pour les îles Scilly, générées à l'aide de la base de données PVGIS-SARAH

Mois	IDN (kWh/m ²)	IGH (kWh/m ²)	G(37°) (kWh/m ²)
------	---------------------------	---------------------------	------------------------------

Janvier	33,36	25,30	43,63
Février	50,82	44,60	67,51
Mars	76,73	78,76	102,03
Avril	124,70	131,48	150,43
Mai	137,70	162,98	166,20
Juin	136,80	170,10	166,32
Juillet	147,29	175,69	175,72
Août	124,22	141,86	153,56
Septembre	95,84	100,94	124,53
Octobre	70,82	63,06	90,94
Novembre	36,42	30,29	49,18
Décembre	27,51	20,41	36,35
<i>Total</i>	<i>1062,21</i>	<i>1145,47</i>	<i>1326,38</i>

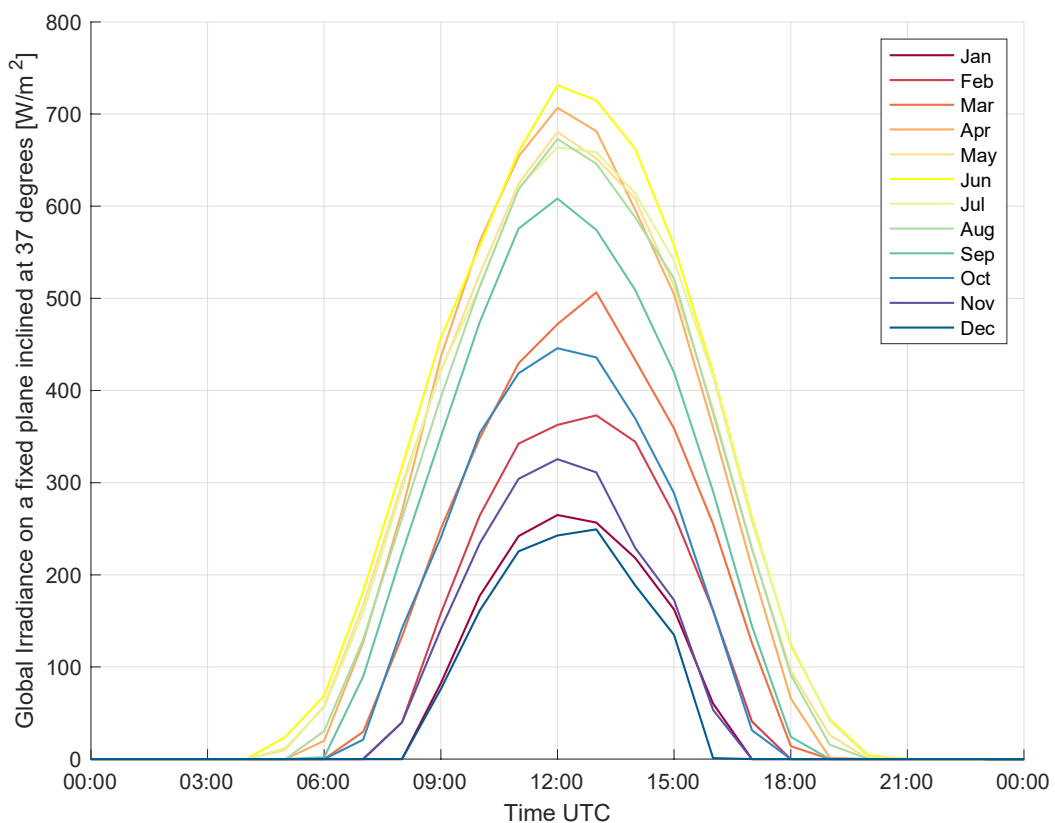
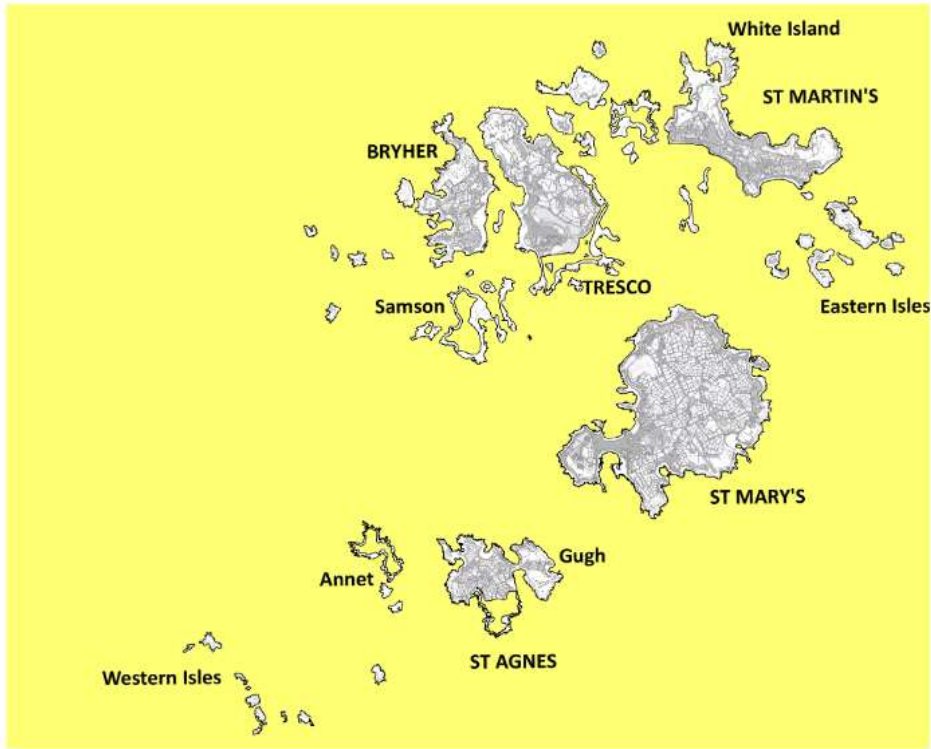


Figure 22 : Irradiation journalière moyenne pour chaque mois de l'année (au cours des 5 années)

6.1.1 Environnements protégés



Special Area of Conservation (SAC)
 0 2 4 Kilometers

Figure 23 : Zone spéciale de conservation des îles Scilly. Contient des données de l'OS © Crown Copyright Controller of Her Majesty's Stationery Office (2020).

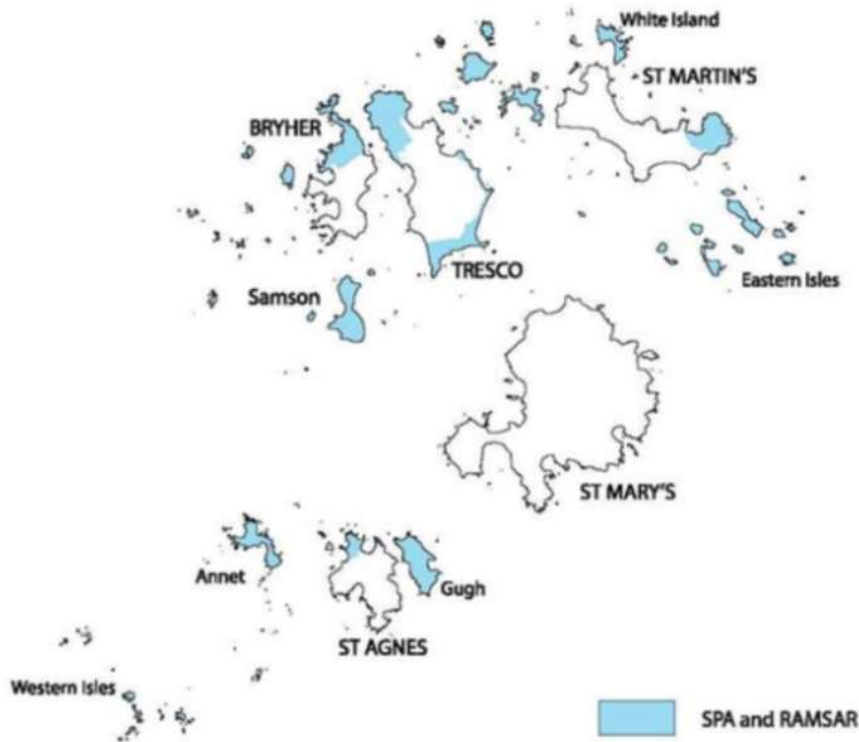


Figure 24 : Zone protégée spéciale des îles Scilly et site RAMSAR. Contient des données de l'OS © Crown Copyright Controller of Her Majesty's Stationery Office (2014).

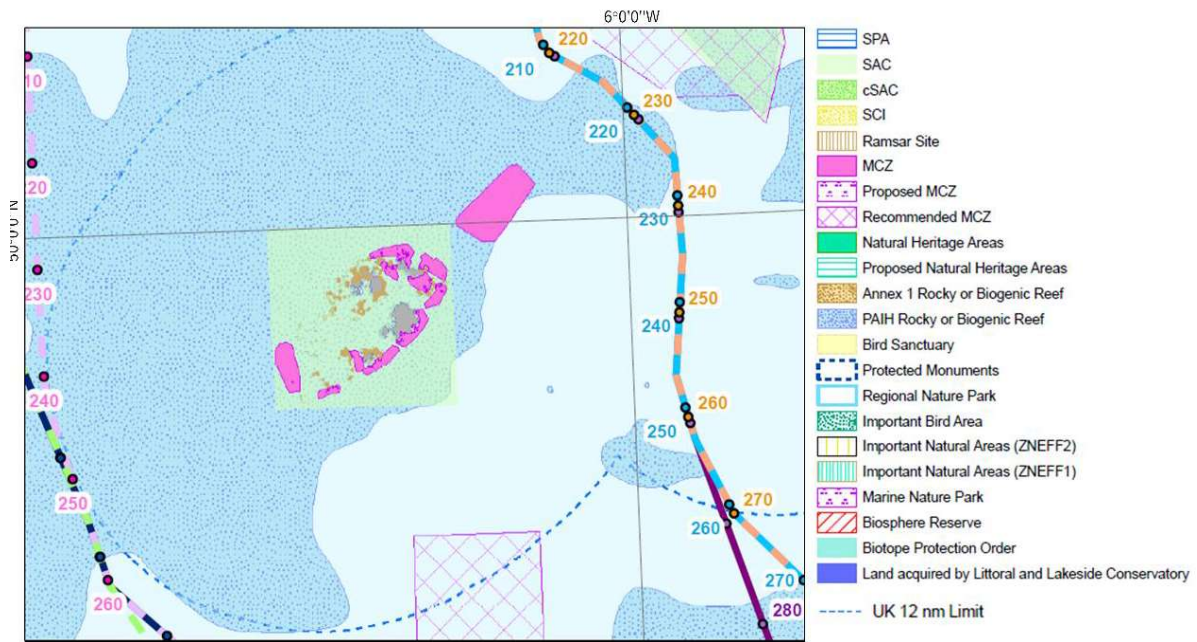


Figure 25 : Zones protégées du milieu marin

6.1.2 Monuments et bâtiments classés

Un monument classé est une classification attribuée par l'organisme Historic England à des sites contenant des sites archéologiques ou des bâtiments historiques d'importance nationale. Aucune modification ne peut être apportée sans l'autorisation écrite du secrétaire d'État du Royaume-Uni chargé du Numérique, de la Culture, des Médias et des Sports (ou « DCMS » en anglais). La loi sur les monuments classés « Scheduled Monument Consent Act » (1979) s'applique aux activités qui comprennent la démolition, la destruction, l'endommagement, la réparation, l'altération, l'ajout à la surface ou au sous-sol. Outre les exigences établies par la loi nationale, un permis de construire doit également être obtenu auprès des autorités locales (UK Gov, 2020).

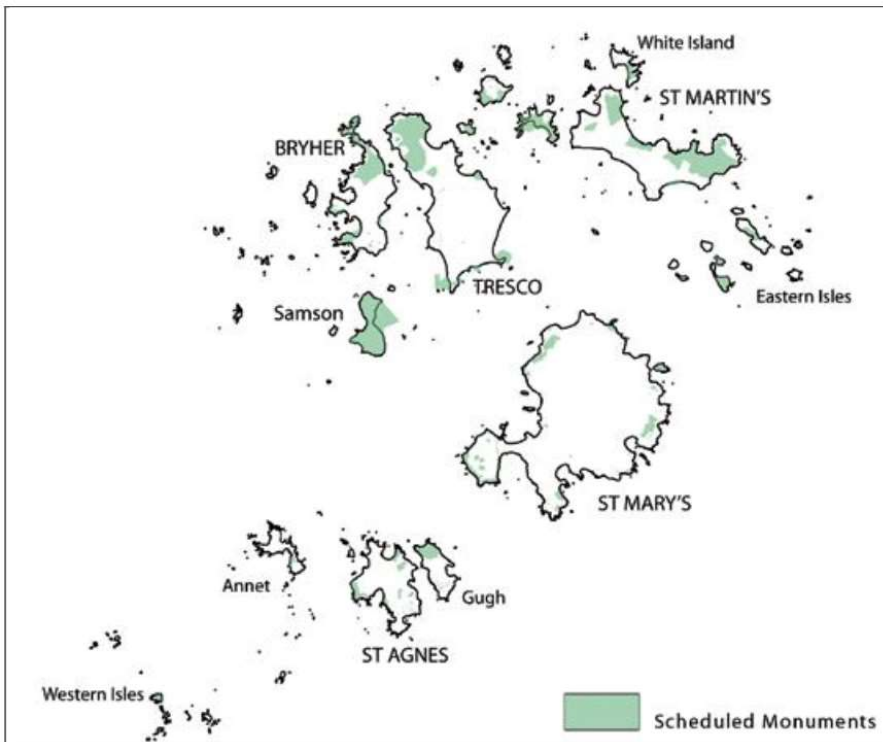


Figure 26 : Répartition des monuments classés (Conseil des IS, 2015)

Les îles Scilly comptent au moins 130 bâtiments classés de niveau I et II. L'installation de panneaux solaires photovoltaïques sur l'un ou l'autre de ces bâtiments nécessiterait l'obtention de l'autorisation applicable aux bâtiments classés (« Listed building consent ») (Historic England, 2020). La répartition de ces bâtiments dans les îles est illustrée à la Figure 27.

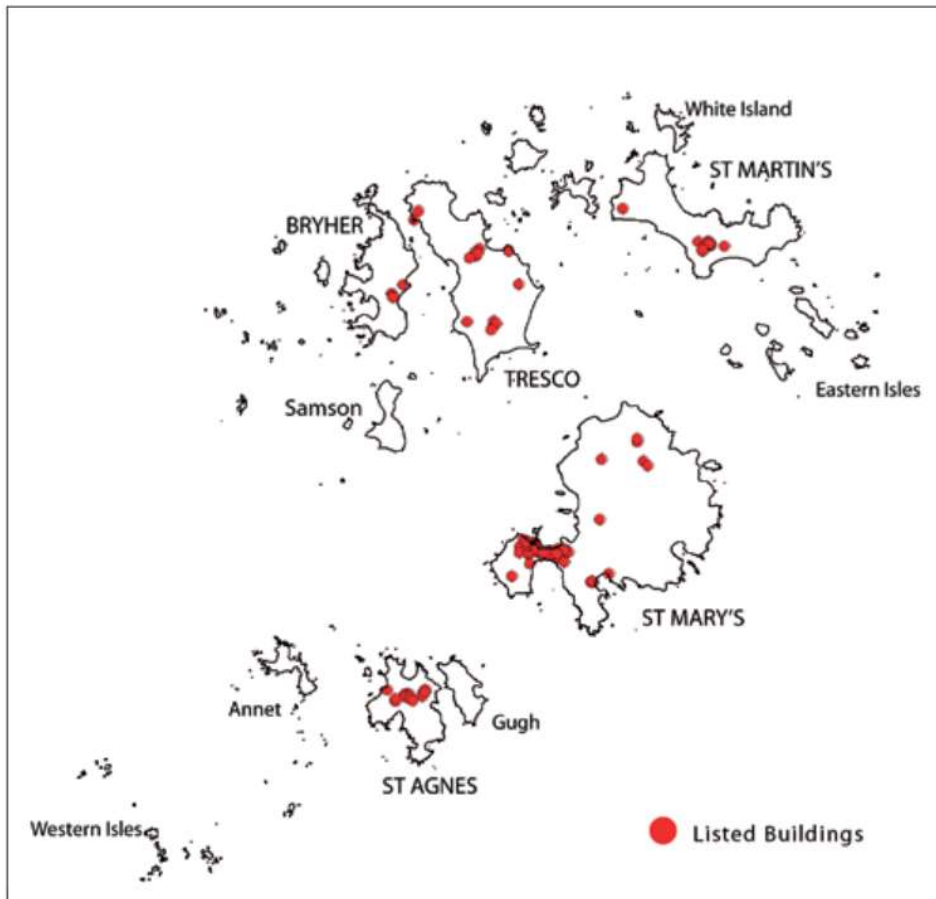


Figure 27 : Répartition des bâtiments classés (Conseil des IS, 2015)

6.1.3 Politique locale en matière d'aménagement du territoire

Le plan local des IS (dans la politique SS8) soutient la mise en place d'installations d'énergie renouvelable dans les cas suivants :

- a. « elles contribuent à répondre aux besoins énergétiques des ménages, des communautés ou des entreprises dans les îles ;
- b. elles ne compromettent pas la beauté des paysages, la faune, les paysages terrestres et marins, le patrimoine culturel ou l'environnement historique des îles, et n'ont pas d'effets cumulatifs ni d'effets d'intervisibilité ;
- c. elles protègent et améliorent la biodiversité et le maintien des populations d'animaux sauvages tels que les oiseaux de mer ;
- d. elles améliorent l'environnement et procurent des avantages à la communauté dans la mesure du possible ;
- e. elles n'auront pas d'effet négatif significatif sur le confort dont jouissent les résidents locaux, que ce soit en termes de bruit, de poussière, d'odeur, de lumière réfléchie, de trafic ou d'intrusion visuelle ;
- f. elles n'auront pas d'effets négatifs significatifs sur les systèmes de radar d'aéroport, de contrôle du trafic aérien et de télécommunications ; et
- g. elles contribuent directement à la conservation de l'énergie. » (Conseil des IS, 2019 : p. 68)

6.1.4 Sélection des sites

Les IS comptent 1 375 habitations. Les données relatives aux CPE domestiques pour les IS suggèrent qu'environ 14 % des habitations sont des appartements avec une autre habitation au-dessus d'eux (93 sur 657) et que 93 % des toits sont en pente contre 7 % de toits plats. Les extrapolations à l'ensemble du parc de logements à partir de ces hypothèses basées sur les CPE sont présentées dans le Tableau 12. Pour les installations solaires photovoltaïques domestiques installées sur les toits, nous avons supposé une préférence pour les installations sur des toits orientés vers le sud, ce type d'installations étant encouragé par les incitations financières actuelles. De plus, cette préférence permettait de fournir une indication concernant la production d'énergie de pointe maximale afin d'informer sur les contraintes du réseau. Nous avons supposé que tous les toits en pente présentaient une inclinaison de 30 degrés (Conseil des IS, 2006). Nous avons présumé qu'une orientation est-ouest serait privilégiée pour les toits plats, car il s'agit de la meilleure option en matière d'occupation de l'espace et de celle impliquant une installation facile et abordable financièrement. Dans tous les cas, nous avons supposé avec prudence qu'il s'agissait d'un système solaire photovoltaïque de 3 kWc, composé de 10 panneaux de 300 Wc. Tous les résultats reposent sur des conditions de test standards.

Tableau 12 : Types de toits disponibles aux IS

Types de toits	Chiffres estimatifs
Toits en pente	1 099
Toits plats	83
Sous une autre habitation	193
TOTAL	1 375

Grâce aux données satellites, nous avons pu déterminer que les toits d'au moins 54 entrepôts et granges agricoles aux IS semblaient adaptés à l'installation de panneaux solaires photovoltaïques, comme le montre la Figure 28. Pour ces derniers, nous avons supposé une répartition égale de toits présentant une orientation sud et de toits présentant une orientation est-ouest. Nous avons également présumé que l'inclinaison de tous les panneaux était de 10 degrés. La surface des toits varie d'un bâtiment à l'autre, mais nous avons prudemment supposé qu'une moyenne de 12 kWc de panneaux solaires photovoltaïques pouvait être installée pour chaque orientation de toit : une orientation (12 kWc) pour les toits présentant une orientation sud et les deux orientations (24 kWc) pour les toits présentant une orientation est-ouest.



Figure 28 : Granges agricoles et entrepôts potentiellement adaptés à l'installation de panneaux solaires aux IS Source : Google Earth.

6.2 Vents aux IS

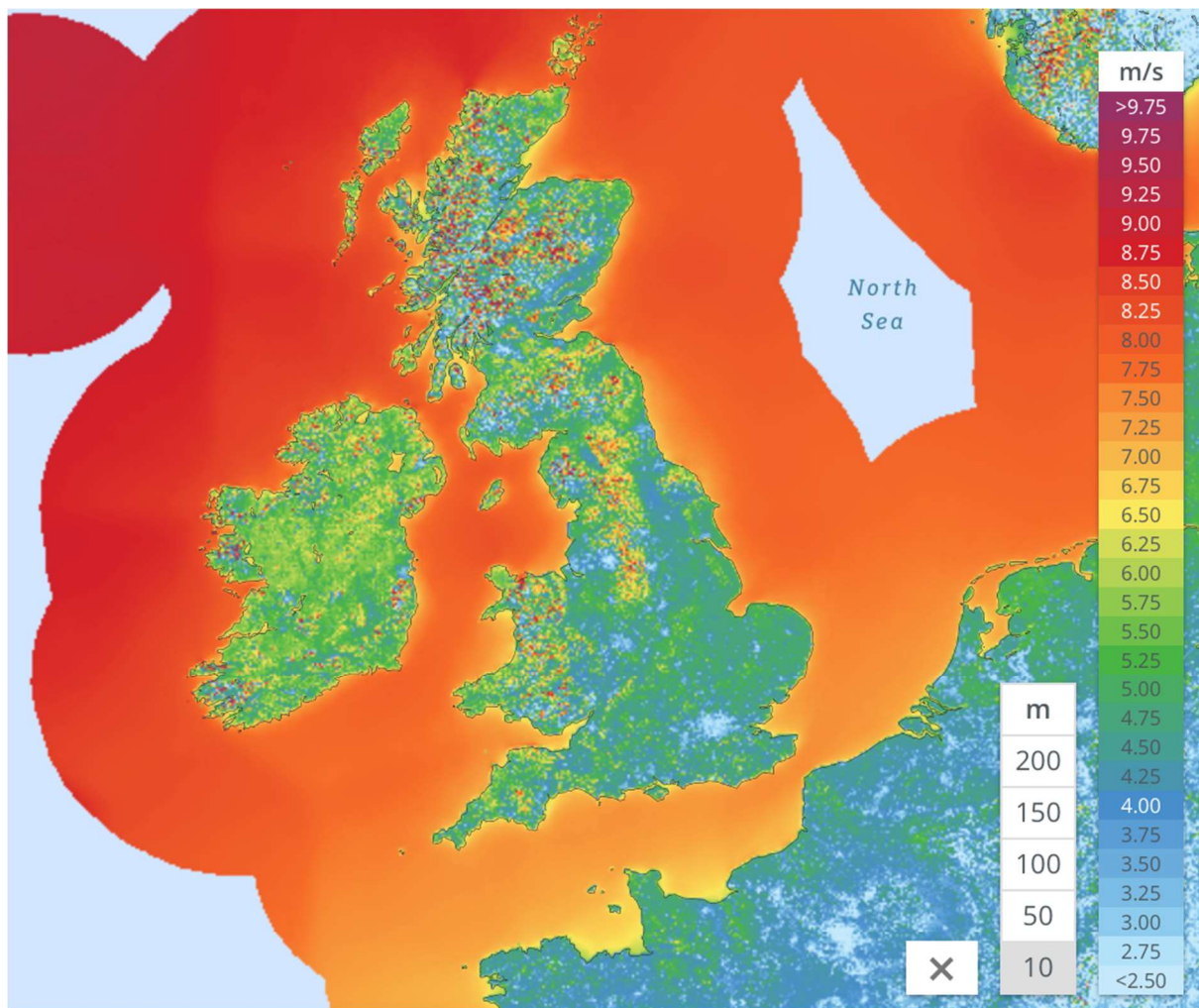


Figure 29 : Distribution des vitesses des vents à une hauteur de 10 m (Global Wind Atlas <https://globalwindatlas.info>)

6.2.1 Ressource éolienne

Les données ont été mises à l'échelle en fonction des hauteurs du moyeu souhaitées des éoliennes à l'aide de l'Équation 1.

Équation 1 : Extrapolation des vitesses des vents à une hauteur donnée. 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 résultante du vent à la hauteur du moyeu. (Burton et al., 2011)

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

Pour augmenter les vitesses des vents, il faut définir la longueur de rugosité aérodynamique de l'environnement (z_0). La longueur de rugosité varie en fonction de l'environnement : les valeurs des centres-villes sont supérieures à 2 m, celles des parcs et buissons sont de 0,5 m et les longueurs des zones de haute mer sont de 0,0002 m. La Figure 30 montre l'éventail des niveaux de rugosité à travers

les IS. Pour cette étude, la valeur moyenne de 0,055 a été utilisée. Cette valeur correspond à un terrain agricole abritant quelques maisons, ce qui est approprié au paysage.

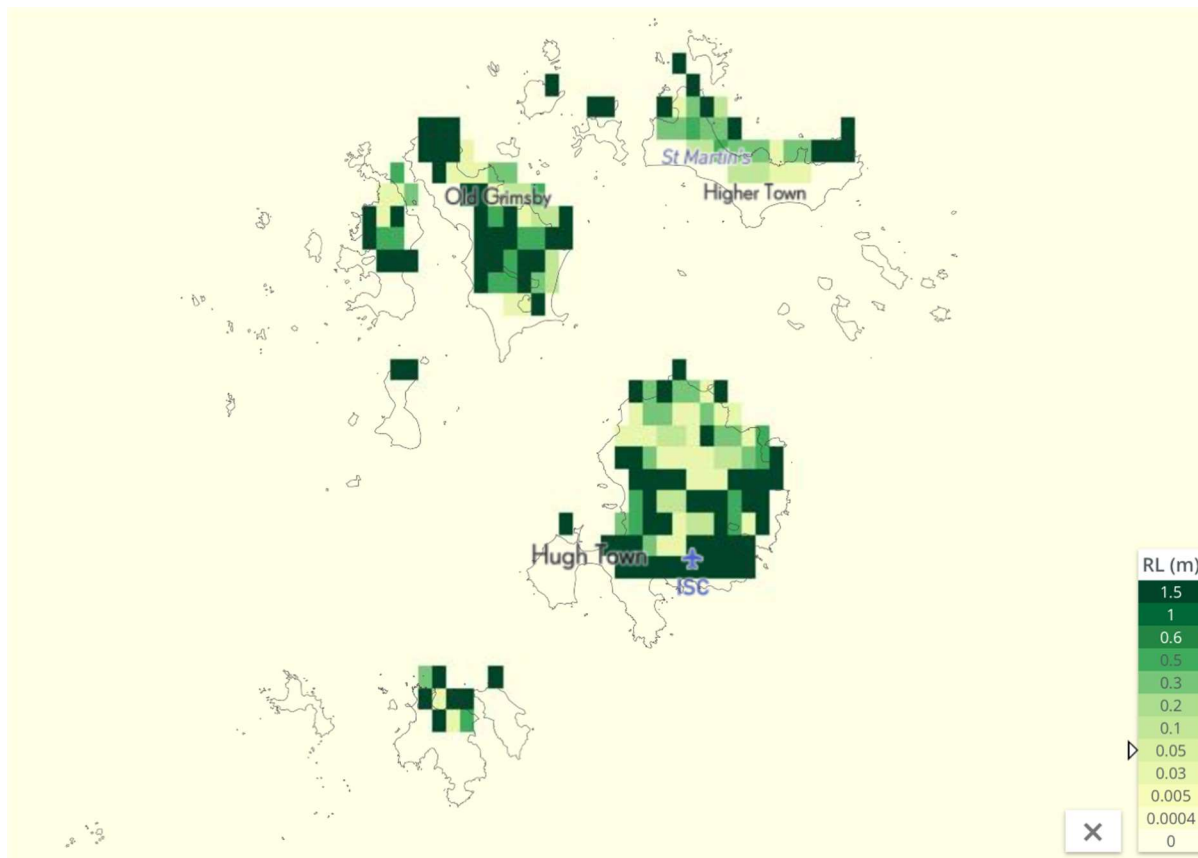


Figure 30 : Rugosité de surface à travers les îles Scilly d'après le Global Wind Atlas

Les vents viennent principalement du sud et de l'ouest. Quelques vents d'est peuvent être constatés, ainsi que de rares vents du nord. Ceci est illustré en détail dans la Figure 31.

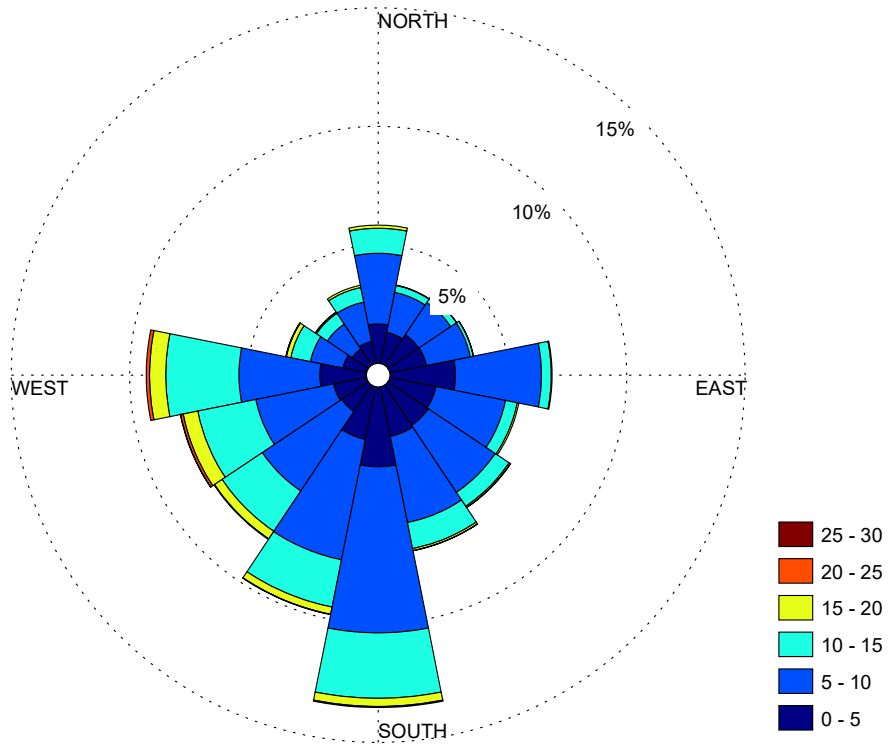


Figure 31 : Rose des vents montrant la direction et l'intensité des vents pour les données de la NOAA sur 5 ans

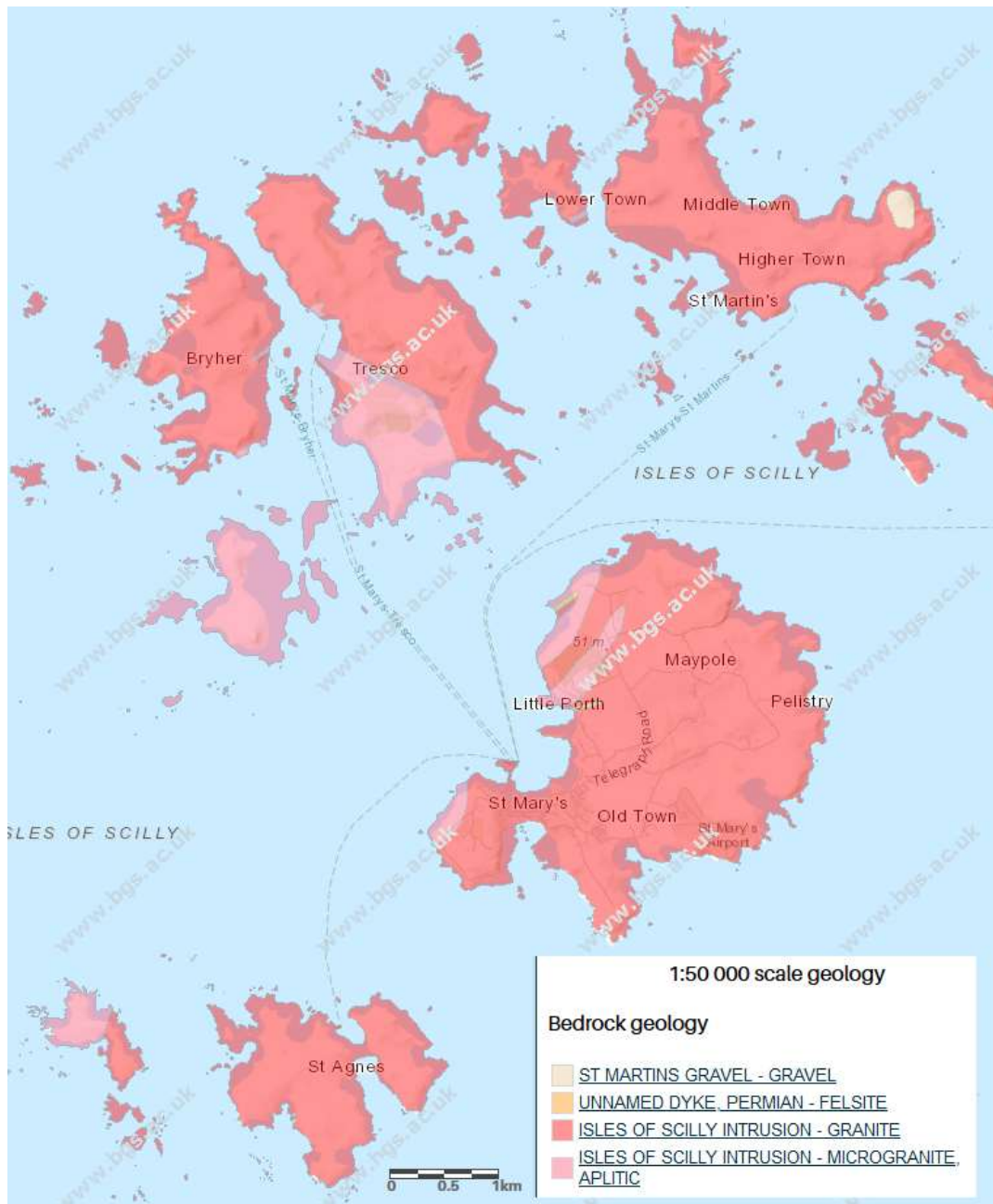


Figure 32 : Carte du soubassement rocheux des îles Scilly (source : British Geological Survey)

6.2.2 Contraintes environnementales et politiques

Les éoliennes impliquent un certain nombre de conséquences environnementales potentielles qui doivent être évaluées et atténuées, notamment la lumière clignotante, le bruit du rotor, les interférences avec les radars, l'impact visuel et les collisions avec les oiseaux. Le processus local d'aménagement du territoire, comprenant une évaluation des conséquences sur l'environnement, évaluera ces conséquences et leur atténuation, en les considérant par rapport aux avantages de la production d'énergie. En général, le fait de veiller à ce que les éoliennes soient situées à une distance appropriée des habitations, des routes, des haies et des bois permet de minimiser les conséquences. Highways England indique que les éoliennes doivent être placées à une distance de 50 m plus la hauteur de l'éolienne (de la base au point le plus haut des pales) de tout bâtiment ou route (Ministère du Transport, 2013). Les maisons situées au nord de l'éolienne, à une distance de dix diamètres de

rotor, risquent de subir une lumière clignotante due à l'ombre de l'éolienne (Local Government Association, 2020) tandis que les maisons situées à plus de 350 m de l'éolienne ne risquent pas de percevoir un niveau de bruit supérieur au bruit de fond ordinaire (35-45 dB[A]) (Government Planning Portal, 2000). Natural England suggère une zone tampon de 50 m entre l'éolienne et les haies comme minimum en matière d'atténuation et c'est ce qui est utilisé dans le modèle de sélection des sites ci-dessous (Natural England, 2009).

L'impact visuel d'une éolienne serait considérable aux IS. Pour qu'une éolienne produise de l'électricité de manière efficace, elle doit être la structure la plus haute aux alentours, ce qui signifie qu'elle sera toujours visible depuis certains points de vue. Dans le cadre de cette étude, nous n'avons pas été en mesure de réaliser l'engagement des parties prenantes locales pour comprendre en détail le sentiment local. Cependant, il est clair que l'opinion est divisée aux IS : une forte opposition peut être rencontrée chez au moins certains résidents tandis qu'une partie de la population est favorable aux éoliennes (Conseil des IS, 2015 ; IoS Community venture, communication personnelle).

Depuis 2015, les lignes directrices nationales en matière de politique d'aménagement du territoire suggèrent que pour qu'une éolienne de plus de 11 m de haut obtienne un permis de construire, elle doit se trouver sur un site répertorié dans le plan d'aménagement local ou de quartiers (« Local Plan » ou « Neighbourhood Plan »). Dans le cas des IS, le Local Plan 2015-2030 indique que les possibilités d'installation d'éoliennes sont « susceptibles d'être limitées » (Conseil des IS, 2019 : p. 68) en raison de leur impact sur le paysage, « aucun site n'a fait l'objet d'une évaluation complète ». En raison de la taille des îles, il n'a pas été possible de trouver de site adéquat pour l'éolien terrestre » (IS, 2019 : p68). Dans ce contexte, il semble peu probable qu'une éolienne obtienne un permis de construire à court terme.

6.3 Analyse du flux de puissance et de la fiabilité

6.3.1 Demande d'électricité à chaque nœud de charge

Cette étude analysera le réseau à haute tension des IS. Afin de calculer la demande d'électricité à chaque nœud, une zone de desserte a été dessinée autour du nœud défini dans la carte du réseau électrique des IS fournie par WPD [Distribution, 2020 #366] pour chaque île, comme présenté de la Figure 33 à la Figure 37. La charge de chaque nœud est déterminée en fonction du nombre de propriétés situées dans chaque zone de desserte.



Figure 33 : Zone de desserte des nœuds de charge de St Mary's



Figure 34 : Zone de desserte des nœuds de charge de Bryher



Figure 35 : Zone de desserte des nœuds de charge de St Agnes



Figure 36 : Zone de desserte des nœuds de charge de St Martin's



Figure 37 : Zone de desserte des nœuds de charge de Tresco

Sur la base du nombre de maisons, de la demande d'électricité maximale (4,92 MW) et du facteur de puissance de 0,9, la puissance active et la puissance réactive de chaque nœud de charge sont calculées comme indiqué dans le **Tableau 13**. Les étiquettes des nœuds de charge proviennent des cartes interactives de WPD. Les étiquettes des nœuds de charge se présentent sous la forme de XX/YYYY, où la première partie correspond au numéro du réseau, voir la Figure 3 **Error! Reference source not found.**, et la seconde correspond au numéro du nœud de charge. Par souci de simplicité, seul le numéro du nœud de charge est pris en compte lorsque tous les réseaux sont raccordés plus étroitement. De plus amples détails sur les nœuds de charge et le réseau électrique figurent dans les sections suivantes.

Tableau 13 : Nombre de propriétés, puissance active et puissance réactive pour chaque nœud de charge des îles

La méthodologie utilisée pour obtenir la demande d'électricité à chaque nœud de charge comporte certaines incertitudes. Par exemple, la nature de l'activité de la maison : s'agit-il d'un hôtel, d'un magasin, d'une grange ou d'une maison normale ? Cependant, l'analyse du flux de puissance est effectuée au moment où la demande de charge est à son maximum, ce qui signifie que la plupart des entreprises sont ouvertes et que la plupart des habitants et des touristes se trouvent dans les îles. On

s'attend à ce l'analyse du flux de puissance comporte une erreur en fonction de la disponibilité des données requises.

Après avoir obtenu la demande d'électricité à chaque nœud, les paramètres du câble sont calculés comme dans le rapport T1.2. WPD propose des cartes interactives permettant de calculer la longueur des câbles [Distribution, 2020 #366], voir la Figure 38. La longueur, la résistance, l'inductance et la capacité du câble sont indiquées dans le Tableau 14 sur la base des équations figurant dans le rapport T2.1.

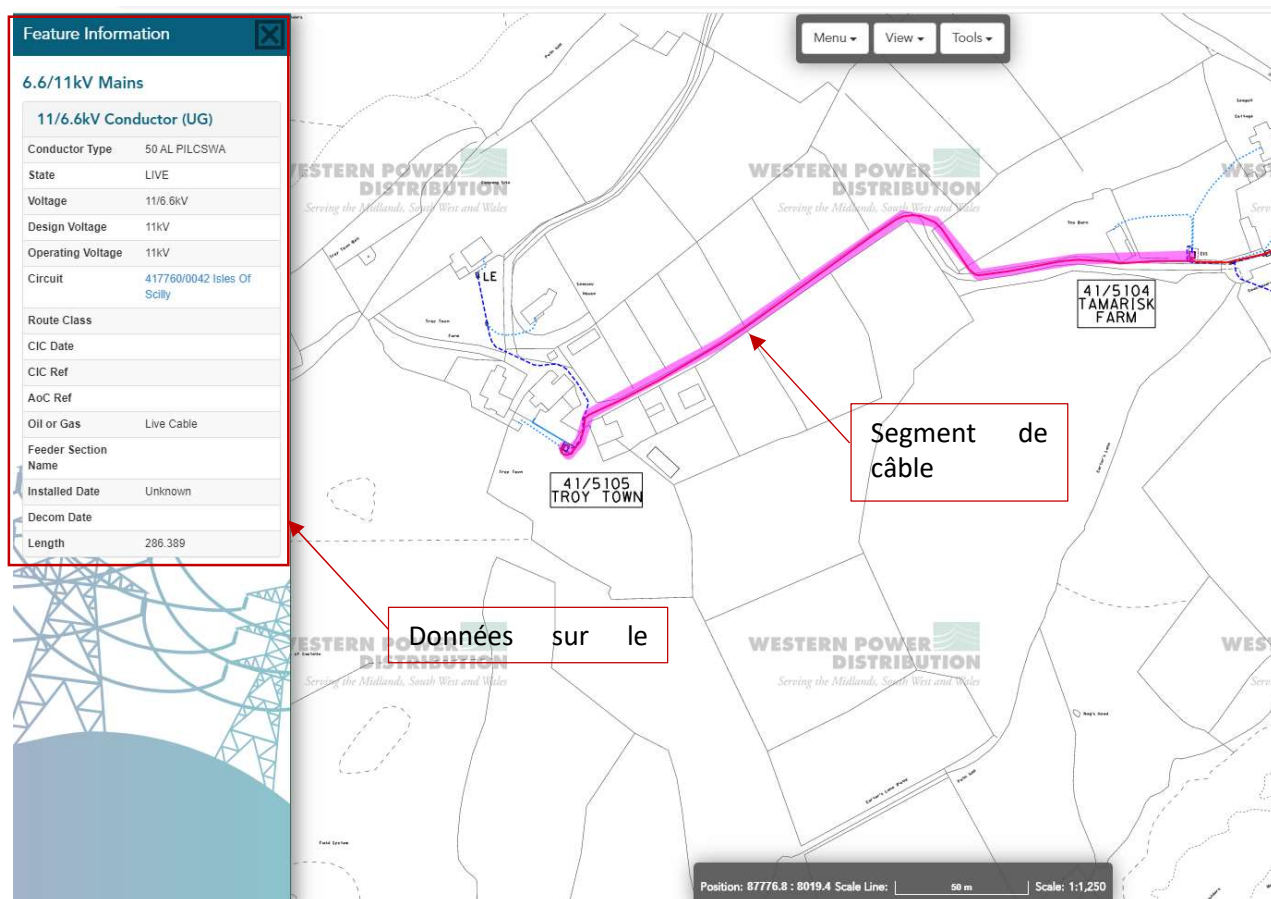


Figure 38 : Carte interactive pour la longueur, le type et la section transversale du câble

Tableau 14 : Paramètres du câble de l'île de Bryher

Segment du câble	Longueur [m]	Taille du câble [mm ²]	R [Ω]	C (μF)	L (mH)
5 008 à 5 010	196,384	95	0,055	0,07	0,13008
5010 à 5035	1006,944	95	0,281	0,37	0,66699
5 035 à BJT	152,754	25	0,162	0,03	0,14699
BJT à 5 033	58,36	25	0,062	0,01	0,05616
5 033 à 41w6	130,76	25	0,139	0,03	0,12582

Segment du câble	Longueur [m]	Taille du câble [mm ²]	R [Ω]	C (μF)	L (mH)
41w6 à 41w8	169,921	25	0,180	0,04	0,16351
41w6 à 5 032	202,433	95	0,056	0,07	0,13409
41w8 à 5022	100,341	25	0,106	0,02	0,09655
41w8 à 41w10	129,623	25	0,137	0,03	0,12473
41w10 à 5024	36,208	25	0,038	0,01	0,03484
	51,824	185	0,007	0,03	0,02799
	137,688	95	0,038	0,05	0,09120
41w10 à 5023	137,99	25	0,146	0,03	0,13278
5023 à 5021	138,764	25	0,147	0,03	0,13353
5021 à ABI618	218,114	25	0,231	0,05	0,20988
ABI618 à 41w18	205,385	25	0,218	0,04	0,19763
41w18 à 5026	247,268	25	0,262	0,05	0,23793
41w18 à 5029	222,214	25	0,236	0,05	0,21382
	53,854	185	0,008	0,03	0,02909
5029 à 41w25	256,294	25	0,272	0,06	0,24662
41w25 à 5030	62,319	25	0,066	0,01	0,05997
5030 à 5014	196,08	25	0,208	0,04	0,18868
5014 à 5016	256,071	25	0,271	0,06	0,24640
5016 à 5036	247,992	95	0,069	0,09	0,16427
5 008 à 5020	279,196	25	0,192	0,06	0,26866
5020 à 7760	290,351	25	0,200	0,06	0,27939
BJT à 5799	71,575	95	0,020	0,03	0,04741
	206,022	25	0,142	0,04	0,19824
5744 à 41X4	364,503	95	0,102	0,13	0,24144
	286,397	25	0,304	0,06	0,27558
41X4 à 5018	178,899	25	0,190	0,04	0,17214
41X4 à 5011	165,816	25	0,176	0,04	0,15956
5011 à 41X10	252,617	25	0,268	0,05	0,24308
41X10 à ABI618	129,72	25	0,138	0,03	0,12482
41X10 à 5025	262,227	25	0,278	0,06	0,25233
5025 à 5038	269,183	25	0,285	0,06	0,25902
5038 à 5019	180,849	25	0,192	0,04	0,17402
5025 à 41X16	210,196	25	0,223	0,05	0,20226

Segment du câble	Longueur [m]	Taille du câble [mm ²]	R [Ω]	C (μF)	L (mH)
41X16 à 41XC5	403,836	25	0,428	0,09	0,38859
41XC5 à 5034	326,299	25	0,346	0,07	0,31398
41XC5 à 5027	199,89	25	0,212	0,04	0,19234
41X16 à 41X18	169,76	25	0,180	0,04	0,16335
41X18 à 5028	140,663	25	0,149	0,03	0,13535
41X18 à 41X21	240,299	25	0,255	0,05	0,23123
41X21 à 5037	247,569	25	0,262	0,05	0,23822
41X21 à 41X23	191,616	25	0,203	0,04	0,18438
41X23 à 5007	282,653	25	0,300	0,06	0,27198
5005 à 5007	262,234	25	0,278	0,06	0,25233
5005 à ABI728	187,48	25	0,199	0,04	0,18040
	372,961	150	0,066	0,17	0,21502
St Mary's à Tresco	70,302	95	0,020	0,03	0,04657
	271,549	95	0,076	0,10	0,17987
	2869,57	50	0,987	0,81	2,28950
ABI728 à 41w55	32,99	25	0,035	0,01	0,03174
41w55 à 5013	84,202	25	0,089	0,02	0,08102
5013 à 50000	122,439	25	0,130	0,03	0,11782
	328,788	95	0,060	0,12	0,21779
41W55 à 5100	37,22	95	0,010	0,01	0,02465
St Mary's à St Martin's	37,22	95	0,010	0,01	0,02465
	3159,74	50	1,087	0,89	2,52101
	427,505	50	0,227	0,12	0,34109
41w55 à 5006	291,149	25	0,309	0,06	0,28016
5006 à 5004	458,214	25	0,486	0,10	0,44091
5004 à 5012	264,837	25	0,281	0,06	0,25484
5012 à 41w39	166,387	25	0,176	0,04	0,16011
41w39 à 5001	136,988	25	0,145	0,03	0,13182
5001 à 41w36	242,622	25	0,257	0,05	0,23346
41w36 à 5015	87,81	25	0,093	0,02	0,08449
5015 à 41X23	60,429	25	0,064	0,01	0,05815
41w39 à 5031	296,241	25	0,314	0,06	0,28506
41W36 à 5681	227,38	25	0,241	0,05	0,21880

Segment du câble	Longueur [m]	Taille du câble [mm ²]	R [Ω]	C (μF)	L (mH)
	92,713	185	0,013	0,05	0,05007
41W25 à 5681	589,817	25	0,625	0,13	0,56755
41X10 à ABI618	129,72	25	0,138	0,03	0,12482
St Mary's à St Agnes	6167,9711	50	2,121782	1,74	4,92114
Bryher					
5 127 à 5 126	221,406	50	0,117	0,06	0,17665
5128 à 5126	293,674	50	0,156	0,08	0,23431
5126 à 5125	309,89	50	0,164	0,09	0,24725
5 125 à BJT	178,887	50	0,095	0,05	0,14273
BJT à 5129	227,028	50	0,120	0,06	0,18114
BJT à 41/5 130	456,023	50	0,242	0,13	0,36384
Tresco					
5 124 à 5 122a	102,048	95	0,028	0,04	0,06760
5124 à 5122b	1646,232	25	1,745	0,35	1,58408
5122 à TR5	59,67	25	0,063	0,01	0,05742
Tresco à Bryher	123,983	25	0,131	0,03	0,11930
	914,166	50	0,314	0,26	0,72937
	33,05	95	0,009	0,01	0,02189
TR5 à TR1	316,965	25	0,336	0,07	0,30500
TR1 à 5 118	36,72	25	0,039	0,01	0,03533
TR1 à 5972	245,038	95	0,068	0,09	0,16231
5972_a à 5117	3672	25	3,892	0,79	3,53337
5972_b à 5117	498,043	25	0,528	0,11	0,47924
5 117 à TJT	468,618	50	0,248	0,13	0,37389
TJT à 5 116	213,268	50	0,113	0,06	0,17016
Tresco à St Martin's	2080,585	50	1,103	0,59	1,66000
5114 à BJT	209,769	50	0,111	0,06	0,16737
BJT à 5113	61,212	50	0,032	0,02	0,04884
BJT à 5124	1047,274	95	0,292	0,38	0,69370
5124_a à 5122	111,09	95	0,031	0,04	0,07358
5124_b à 5122	366,461	25	0,388	0,08	0,35263
5114 à 5115	390,299	50	0,207	0,11	0,31140
St Martin's					

Segment du câble	Longueur [m]	Taille du câble [mm ²]	R [Ω]	C (μ F)	L (mH)
5110 à 5111	132,986	50	0,070	0,04	0,10610
5110 à 5109	346,55	50	0,184	0,10	0,27650
5109 à 5108	472,737	50	0,251	0,13	0,37718
5108 à 5107	250,489	50	0,133	0,07	0,19985
5107 à 5106	318,257	50	0,169	0,09	0,25392
St Agnes					
5105 à 5104	286,389	50	0,152	0,08	0,22850
5104 à 5102	274,296	50	0,145	0,08	0,21885
5102 à 5103	467,255	50	0,248	0,13	0,37280
5102 à 5101	339,088	50	0,180	0,10	0,27054

En fonction de la charge à chaque nœud, d'un diagramme schématique du système électrique des îles et des paramètres du câble, le modèle Simulink du câble des îles Scilly est présenté à la Figure 39. Les points ci-dessous présentent certaines des hypothèses utilisées :

- 1- La tension au point de raccordement entre les Cornouailles et St Mary's est régulée pour compenser la chute de tension due à la longueur du câble sous-marin.
- 2- Tous les circuits de la Figure 3 (circuits 41, 42, 43 et 44) sont reliés en certains points pour obtenir un circuit pour l'ensemble des îles.
- 3- Il n'y a pas de compensation de tension (par changement de prise du transformateur) dans les quatre autres îles (St Martin's, Tresco, Bryher et St Agnes).
- 4- Seul le réseau HT est pris en compte.

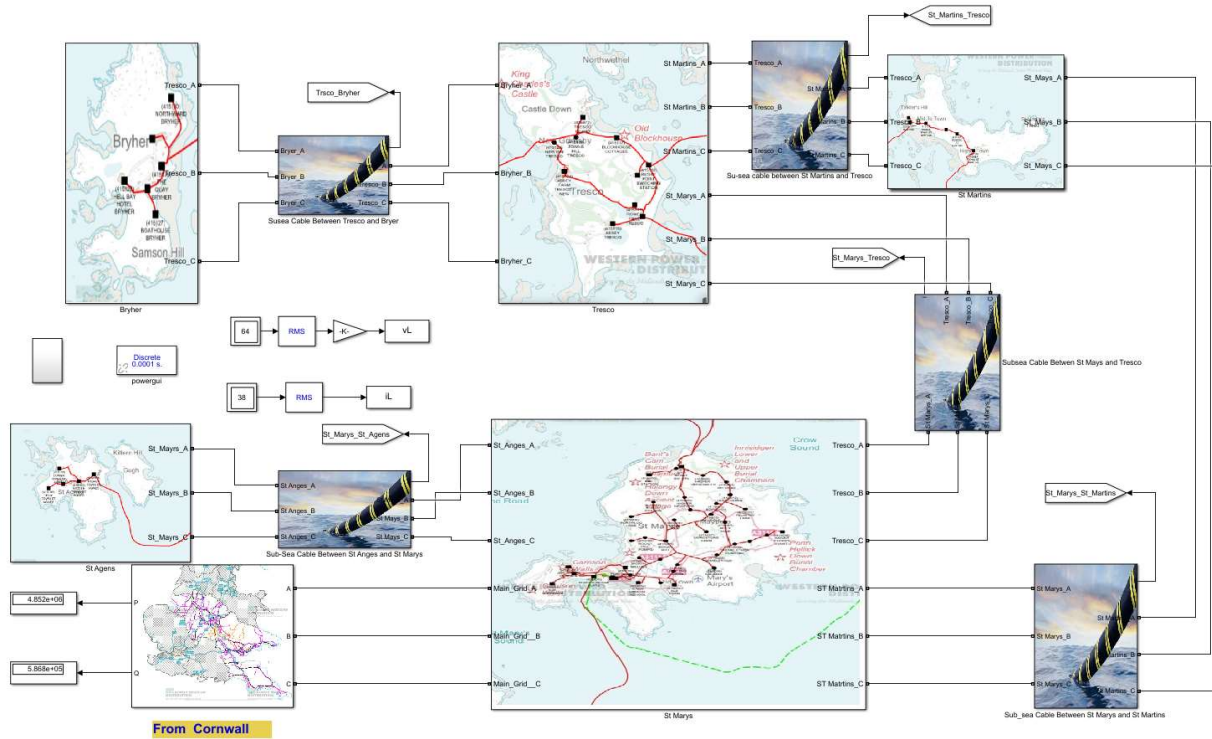


Figure 39 : Modèle Matlab Simulink des îles Scilly

D'après les résultats de l'analyse du flux de puissance, les chutes de tension à chaque nœud de charge sont indiquées dans le

L'île de Bryher présente les chutes de tension les plus élevées aux endroits n'étant pas raccordés directement avec St Mary's. Tresco est reliée à St Mary's par un raccordement direct et par St Martin's, ce qui augmente la chute de tension. La chute de tension maximale est d'environ 4 % à l'île de Bryher, ce qui est conforme à la limite de tolérance de la tension (+/- 6 % pour 11 kV).

L'utilisation de la capacité du câble pour les IS est présentée à la Figure 41. St Mary's étant la principale source d'approvisionnement pour toutes les autres îles, l'utilisation de la capacité du câble est assez élevée (environ 72 %), mais cette valeur est calculée lorsque la demande de charge est maximale au cours d'une année, ce qui signifie que la moyenne de l'utilisation de la capacité du câble pourrait être inférieure à 72 %. St Agnes et Bryher présentent l'utilisation de la capacité du câble la plus faible en raison de la faible demande de charge (environ 8 % de la demande totale d'électricité).

Pour l'analyse de la fiabilité, la même hypothèse et la même topologie que celles figurant dans le rapport T1.2 pour l'île d'Ouessant seront utilisées pour les IS. Les résultats de l'analyse de fiabilité pour chaque nœud de charge sont présentés à la Figure 42. Il est évident que plus le nœud principal raccordé aux Cornouailles est éloigné, plus le taux de défaillance est élevé. Le taux de défaillance le plus élevé est d'environ 0,25 à St Agnes, ce qui est assez élevé. Cela signifie qu'au moins 2 défaillances se produisent chaque année.

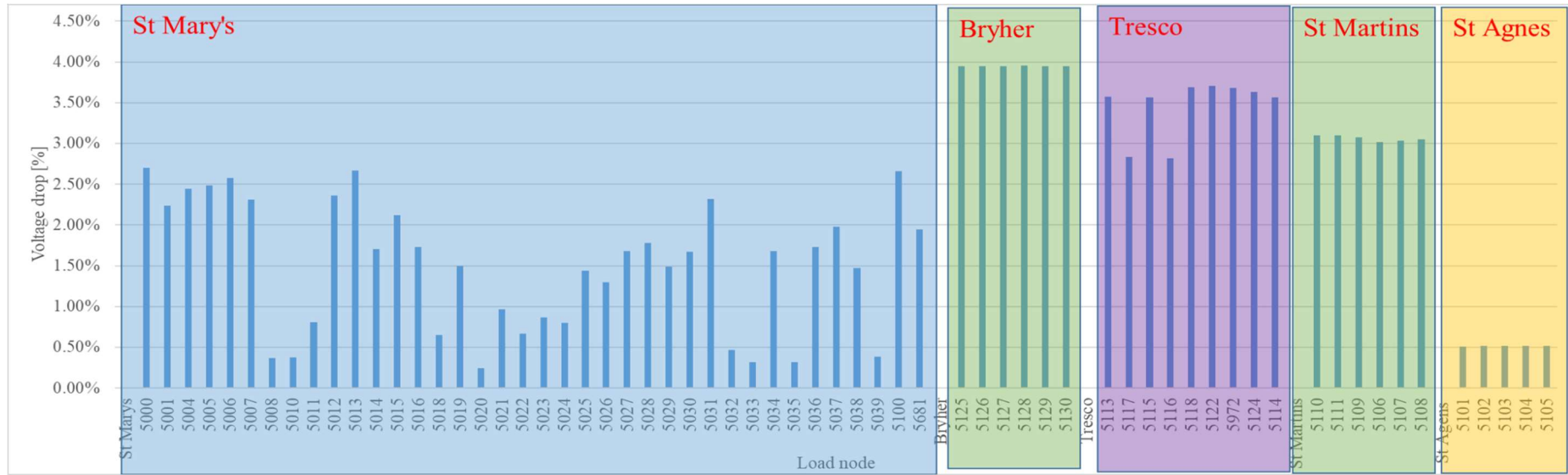


Figure 40 : Chutes de tension des nœuds de charge des îles Scilly

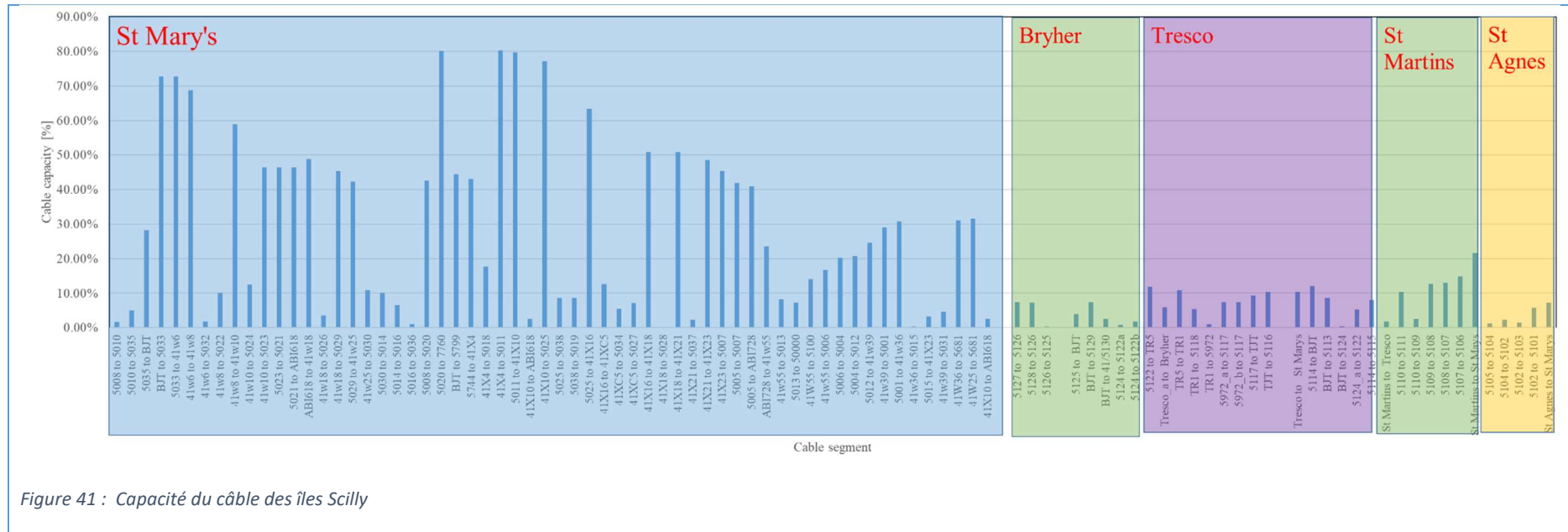


Figure 41 : Capacité du câble des îles Scilly

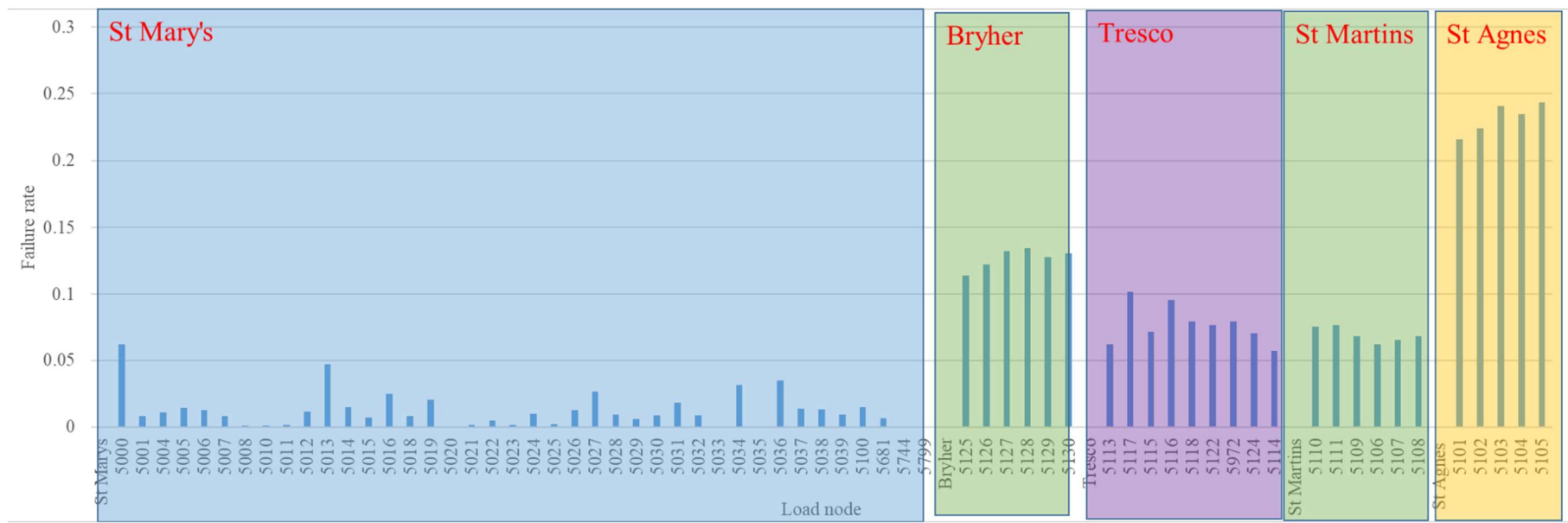


Figure 42 : Taux de défaillance des nœuds de charge des îles Scilly

6.4 Estimation des économies d'efficacité énergétique potentielles

En utilisant les statistiques nationales sur la consommation d'énergie pour le chauffage domestique (BEIS, 2020), les dossiers CPE pour tenir compte du combustible de chauffage (69 % d'électricité) et de la taille de la propriété, ainsi que les données du Conseil des IS sur l'occupation (71 % des propriétés occupées toute l'année ; REF), nous avons calculé que la meilleure estimation de l'électricité consommée pour le chauffage dans les propriétés occupées toute l'année aux IS correspond à 10,414 MWh. À l'aide des informations figurant dans les CPE, nous avons déterminé la proportion d'énergie domestique que chaque mesure d'efficacité recommandée permettrait d'économiser ainsi que la proportion de propriétés auxquelles chaque mesure pourrait être appliquée. Nous avons examiné l'isolation des murs creux (17 % d'économie de l'énergie de chauffage), l'isolation des combles (10 % d'économie) et l'isolation des murs pleins (24 % d'économie). Nos calculs indiquent que l'isolation de toutes les propriétés qui ne disposent pas encore des isolations susmentionnées et pour lesquelles ces isolations sont appropriées permettrait de réduire l'énergie de chauffage de 18 % au total, soit un total de 1 849 MWh par an.

Tableau 15 : Efficacité énergétique potentielle pour le chauffage aux IS

Énergie de chauffage domestique aux IS (sources)		
Propriétés domestiques aux IS (Conseil des IS, 2016)		1 375
Pourcentage de CPE des IS détaillant le chauffage électrique (données des CPE)		69 %
Nombre estimé de propriétés avec chauffage électrique		948
Taille moyenne des propriétés chauffées à l'électricité aux IS (m ²) (données des CPE)		83
% de propriétés occupées toute l'année (Conseil des IS, 2016)		71 %
Consommation moyenne d'énergie domestique au Royaume-Uni (kWh/m ²)		227
Proportion de l'énergie consommée pour le chauffage (BEIS, 2020)		81 %
Consommation totale de chauffage des propriétés occupées et chauffées à l'électricité (MWh)		10 414
		Économies estimées des IS en cas d'application à toutes les propriétés ayant cette caractéristique
	Économie moyenne des ménages	
Mesures d'efficacité et économies		
Économie d'énergie de chauffage grâce à l'isolation des murs creux (données des CPE)	17 %	4 %
Économie d'énergie de chauffage grâce à l'isolation des combles (données des CPE)	10 %	4 %

Économie d'énergie de chauffage grâce à l'isolation des murs pleins (données des CPE)	24 %	10 %
Économie d'énergie de chauffage totale		18 %
Économie de chauffage électrique annuelle potentielle dans les IS	1 849 MWh	

6.5 Scénarios : évaluation des conséquences des énergies renouvelables sur le réseau

6.5.1 Évaluation des énergies renouvelables : scénario 1

Dans ce scénario, les panneaux photovoltaïques sont installés sur les toits des maisons et des bâtiments.



es, à savoir la plupart des installations.

Figure 43 : Emplacement de l'installation photovoltaïque au sol

L'analyse du flux de puissance des îles dans le cadre du scénario 1 est effectuée lors de la demande d'électricité maximale et de la production maximale d'énergie renouvelable. La date de la demande d'électricité et de la production d'énergie renouvelable à la demande de charge maximale ou des sources d'énergie renouvelables maximales est indiquée dans le **Tableau 16**. Si la production d'électricité issue des panneaux photovoltaïques est supérieure à la demande de charge, une grande

résistance à l'humidité est placée au centre-ville. Cela signifie qu'il n'y a pas de retour d'énergie vers le réseau électrique.

Tableau 16 : Données relatives à la puissance de charge et d'énergie renouvelable dans le cadre du scénario 1

	À la charge maximale	À l'ER maximale
Demande de charge totale	4,73 MW	2,15 MW
Production photovoltaïque sur les toits	0,12 MW	0,12 MW
Production photovoltaïque au sol	0,03 MW	0,39 MW

En fonction du nombre de maisons à chaque nœud de charge, la demande d'électricité pour chaque nœud est générée. La chute de tension à la charge maximale et celle à la production maximale de l'ER sont présentées respectivement à la Figure 44 et à la Figure 45. La chute de tension est élevée à la charge maximale et atteint plus de 3,5 %. À la production maximale d'ER, la chute de tension maximale est de 1,45 %, ce qui est dû à la faible demande de charge.

La capacité d'utilisation du câble dans deux conditions (puissance de charge maximale et puissance de production maximale d'ER) est présentée à la Figure 46 et à la Figure 47. À la charge maximale, la capacité d'utilisation du câble est assez élevée, en particulier au centre-ville de St Mary's (près de 80 %).

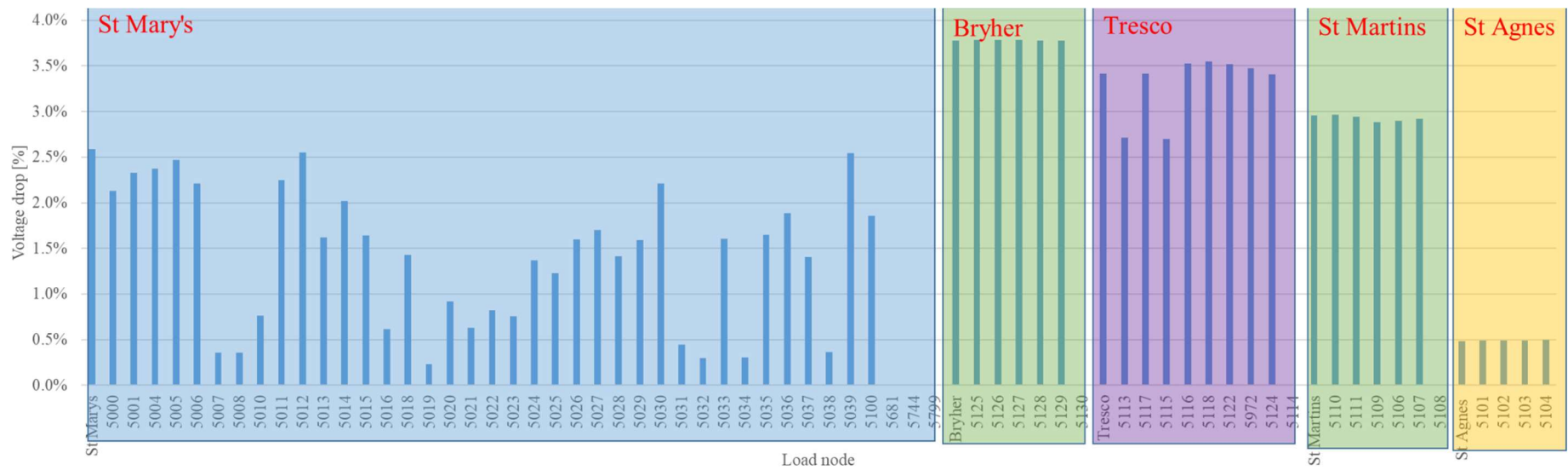


Figure 44 : Chute de tension des nœuds de charge à la charge maximale (scénario 1)

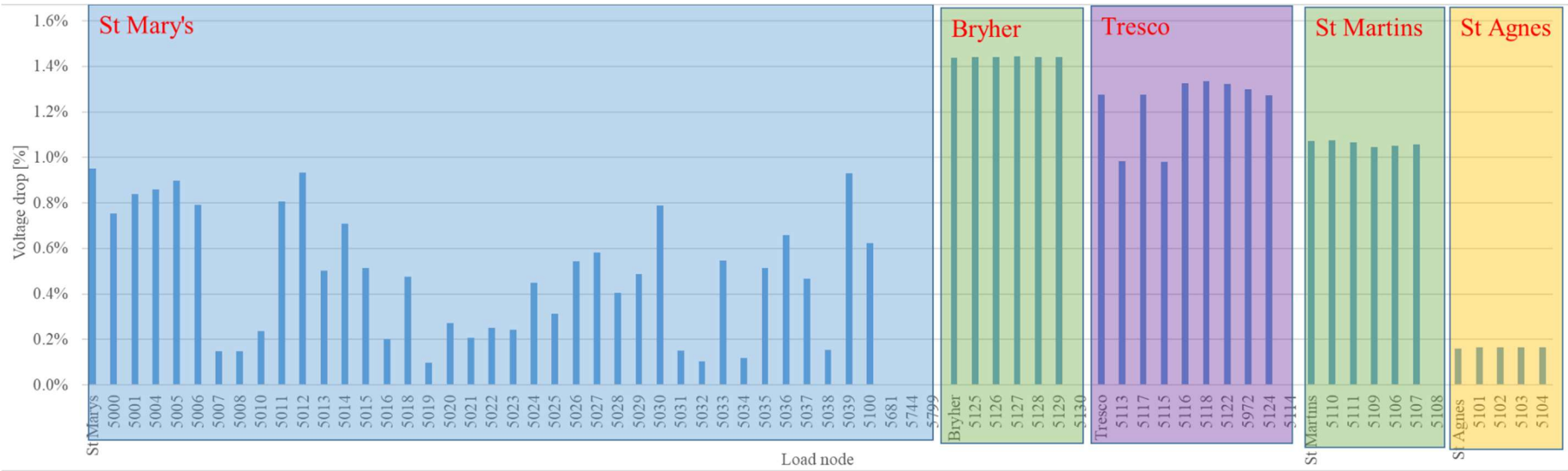


Figure 45 : Chute de tension des nœuds de charge à la puissance de production maximale d'ER (scénario 1)

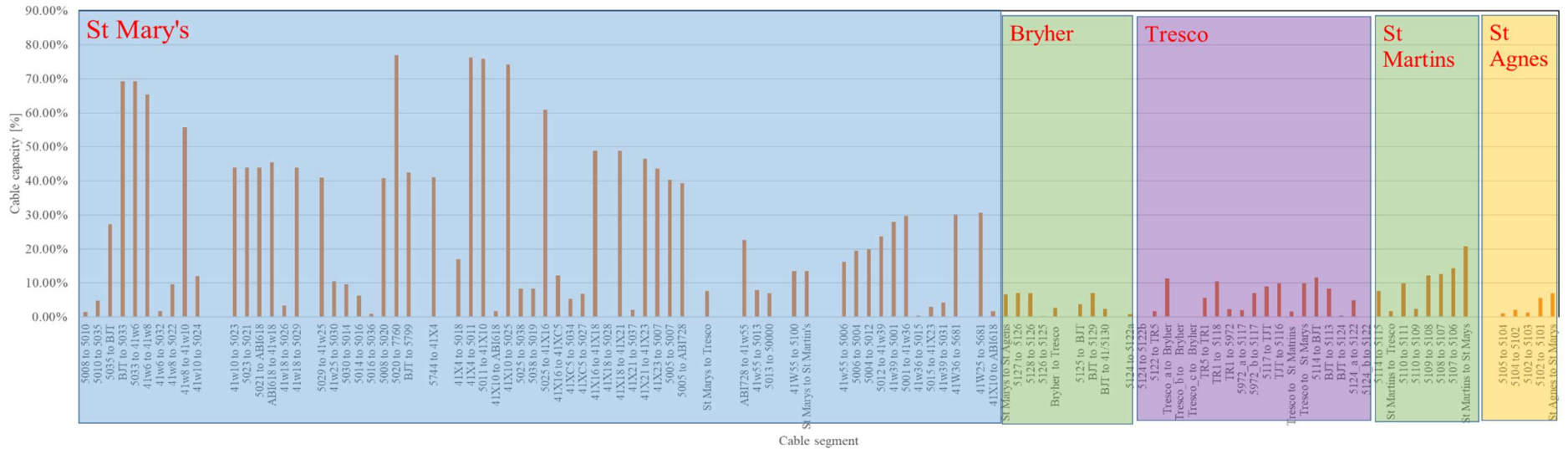


Figure 46 : Capacité d'utilisation du câble à la charge maximale (scénario 1)

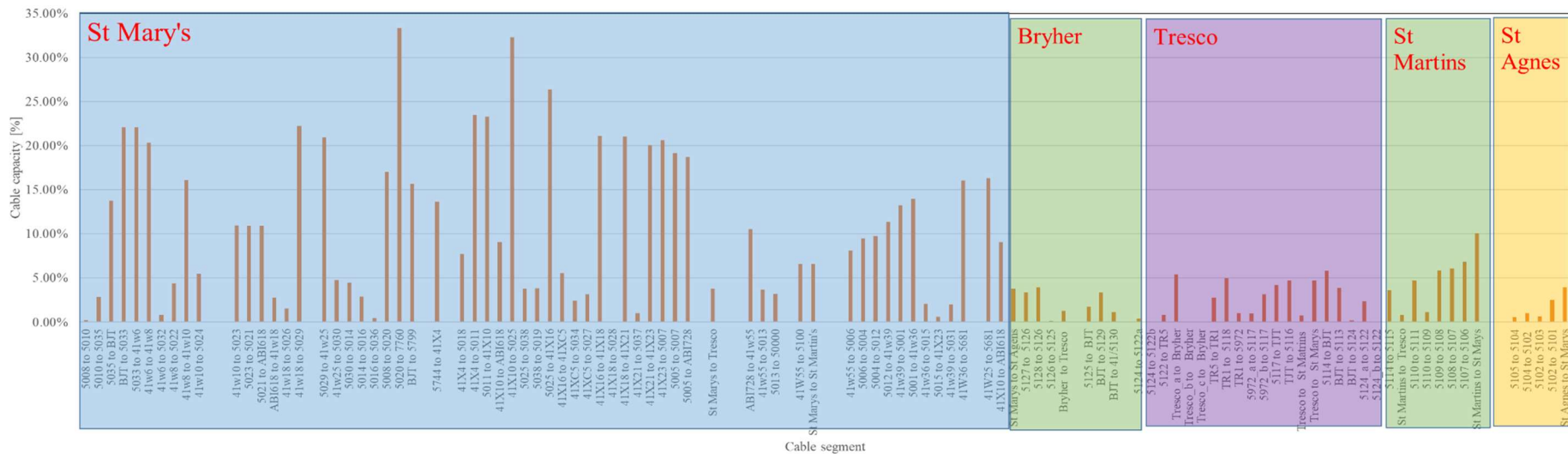


Figure 47 : Capacité d'utilisation du câble à la puissance de production maximale d'ER (scénario 1)

Pour l'évaluation de la fiabilité, il est supposé que la plupart des maisons dans l'ensemble des îles sont équipées de panneaux photovoltaïques sur les toits. En fonction de la puissance produite par l'installation photovoltaïque, la demande d'électricité de la maison peut être satisfaite par l'installation photovoltaïque, l'installation photovoltaïque et le réseau électrique ou le réseau électrique. Par conséquent, la répartition de la charge dans l'analyse de fiabilité ne peut pas s'appliquer. La fiabilité est maximale lorsque l'installation photovoltaïque peut fournir la totalité de la charge et que le réseau électrique comporte un défaut. Ce scénario est pris en compte dans l'évaluation de la fiabilité. À chaque nœud de charge, il y a un transformateur abaisseur et un disjoncteur comme dans le rapport T1.2. Dans le cadre de ces hypothèses, le taux de défaillance du nœud de charge par rapport au seul réseau électrique est présenté à la Figure 48. Le taux de défaillance de chaque nœud de charge est très faible si l'on tient compte de l'installation photovoltaïque présente à chaque maison et du réseau électrique.

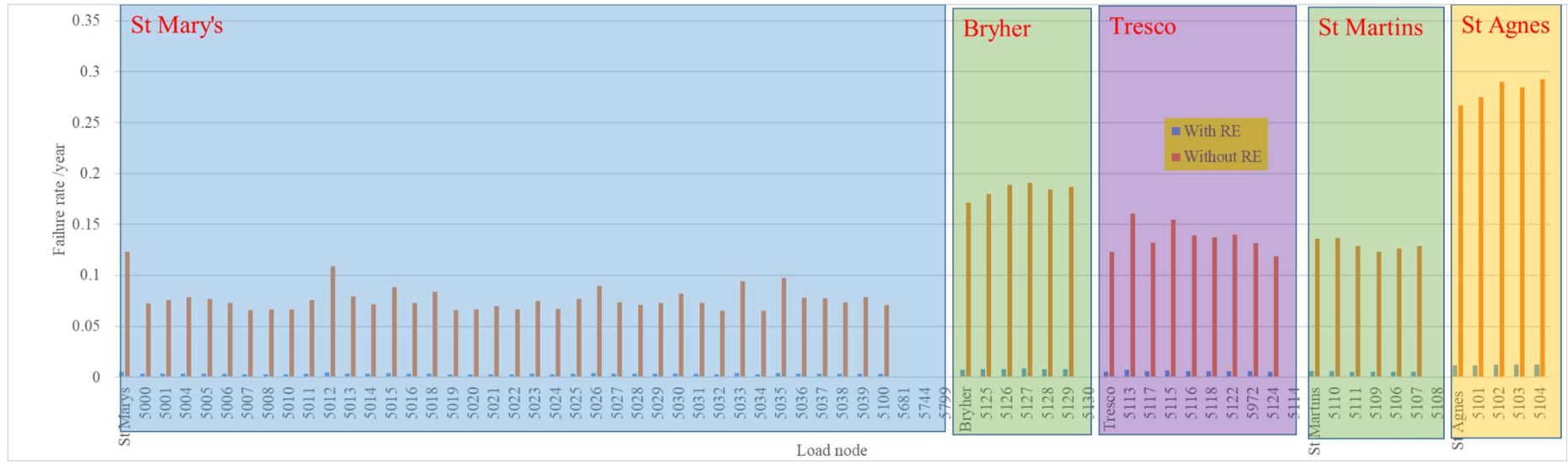


Figure 48 : Taux de défaillance des nœuds de charge par an (scénario 1)

6.5.2 Évaluation des énergies renouvelables : scénario 2

Dans ce scénario, une combinaison de panneaux solaires photovoltaïques et d'éoliennes est envisagée. Les données nécessaires à l'analyse du flux de puissance pour chaque scénario, la charge maximale et la production maximale d'énergie renouvelable sont présentées dans le Tableau 17. **Reference source not found.** Les emplacements des éoliennes sont indiqués dans

Tableau 17 : Données relatives à la puissance de charge et d'énergie renouvelable dans le cadre du scénario 2

	Scénario 2,1		Scénario 2,2		Scénario 2,2	
	À la charge maximale	À l'ER maximale	À la charge maximale	À l'ER maximale	À la charge maximale	À l'ER maximale
Demande de charge totale	4,853 MW	2,216 MW	4,853 MW	2,657 MW	4,853 MW	2,657 MW
Production photovoltaïque sur les toits	0 MW	1,157 MW	0 MW	1,15 MW	0 MW	1,15 MW
Production photovoltaïque au sol	0 MW	0,388 MW	0 MW	0,385 MW	0 MW	0,385 MW
Éolienne	0,242 MW	1 MW	0,146 MW	1,1 MW	0,194 MW	1,05 MW

Pour le scénario 2.1, la chute de tension à la charge maximale et celle à la production maximale d'ER sont présentées respectivement à la Figure 49 et à la Figure 50. La chute de tension est élevée à la charge maximale et atteint plus de 3,5 %. À la production maximale d'ER, la chute de tension maximale est de -0,7 (une valeur négative signifie que la tension de la charge est supérieure à la tension nominale), ce qui est dû à un surplus de puissance de production.

La capacité d'utilisation du câble dans deux conditions (puissance de charge maximale et puissance de production maximale d'ER) est présentée à la Figure 51 et à la Figure 52. À la charge maximale, la capacité d'utilisation du câble est assez élevée, en particulier au centre-ville de St Mary's (près de 80 %).

Pour le scénario 2.2, la chute de tension à la charge maximale et celle à la production maximale d'ER sont présentées respectivement à la Figure 53 et à la Figure 54. La chute de tension est élevée à la charge maximale et atteint plus de 3,8 %. À la production maximale d'ER, la chute de tension maximale est de -0,9 %.

La capacité d'utilisation du câble dans deux conditions (puissance de charge maximale et puissance de production maximale d'ER) est présentée à la Figure 55 et à la Figure 56. À la charge maximale, la capacité d'utilisation du câble est assez élevée, en particulier au centre-ville de St Mary's (près de 80 %).

Pour le scénario 2.3, la chute de tension à la charge maximale et celle à la production maximale d'ER sont présentées respectivement à la Figure 57 et à la Figure 58. La chute de tension est élevée à la

charge maximale et atteint plus de 3,8 %. À la production maximale d'ER, la chute de tension maximale est de -0,5 %.

La capacité d'utilisation du câble dans deux conditions (puissance de charge maximale et puissance de production maximale d'ER) est présentée à la Figure 59 et à la Figure 60. À la charge maximale, la capacité d'utilisation du câble est assez élevée, en particulier au centre-ville de St Mary's (près de 80 %).

Pour l'évaluation de la fiabilité, on a supposé qu'à chaque nœud de charge, il y avait un transformateur abaisseur et un disjoncteur comme dans le rapport T1.2. Seul le scénario 2.1 est pris en compte dans le présent rapport. Cela est dû au fait que les trois sous-scénarios du scénario 2 sont identiques puisqu'ils comportent tous des panneaux solaires photovoltaïques sur les toits, des panneaux solaires photovoltaïques au sol et des éoliennes. Le scénario 2.2 ne comporte que quatre grandes éoliennes à St Mary's et le scénario 2.3 est proche du scénario 2.1, car la puissance nominale des éoliennes est élevée à St Mary's. Par conséquent, la fiabilité maximale est atteinte si l'on prend en compte le scénario 2.1 ou le 2.3, qui prévoient l'installation du nombre maximal d'éoliennes. Dans le cadre de ces hypothèses, le taux de défaillance du nœud de charge par rapport au seul réseau électrique est présenté à la Figure 61. Le taux de défaillance de chaque nœud de charge est très faible par rapport au réseau électrique.

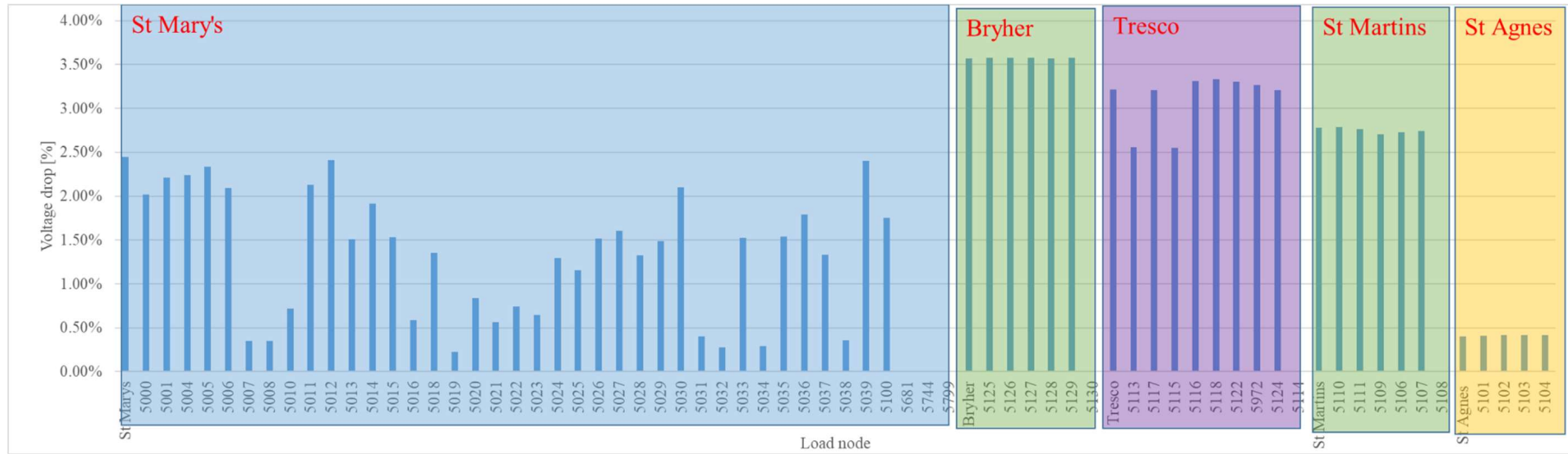


Figure 49 : Chute de tension des nœuds de charge à la charge maximale (scénario 2.1)

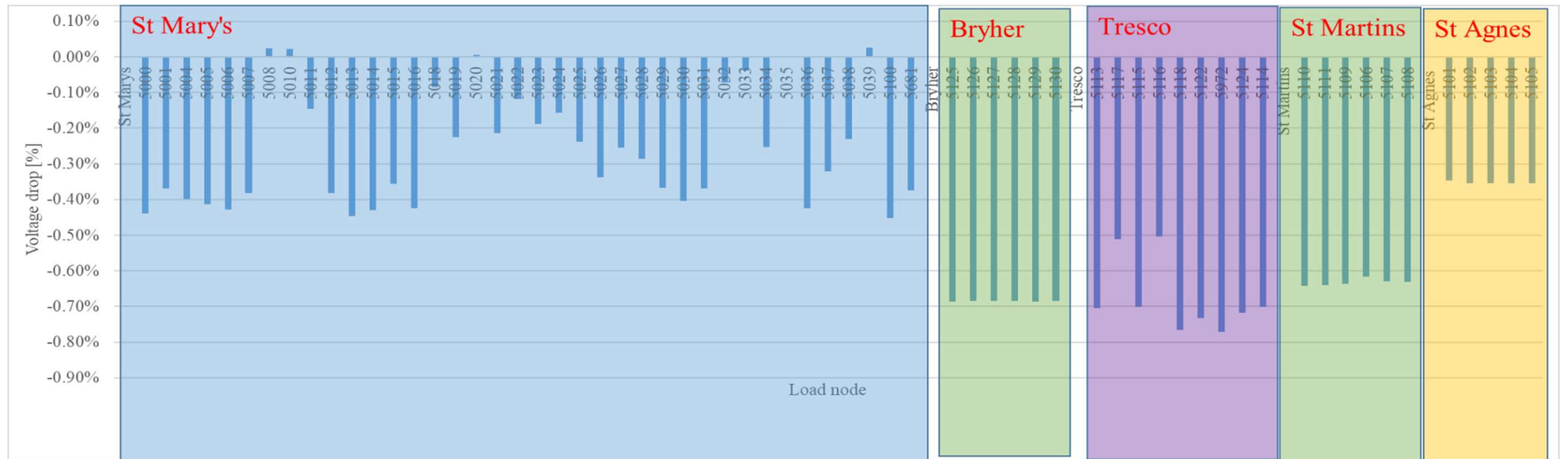


Figure 50 : Chute de tension des nœuds de charge à la puissance de production maximale d'ER (scénario 2.1)

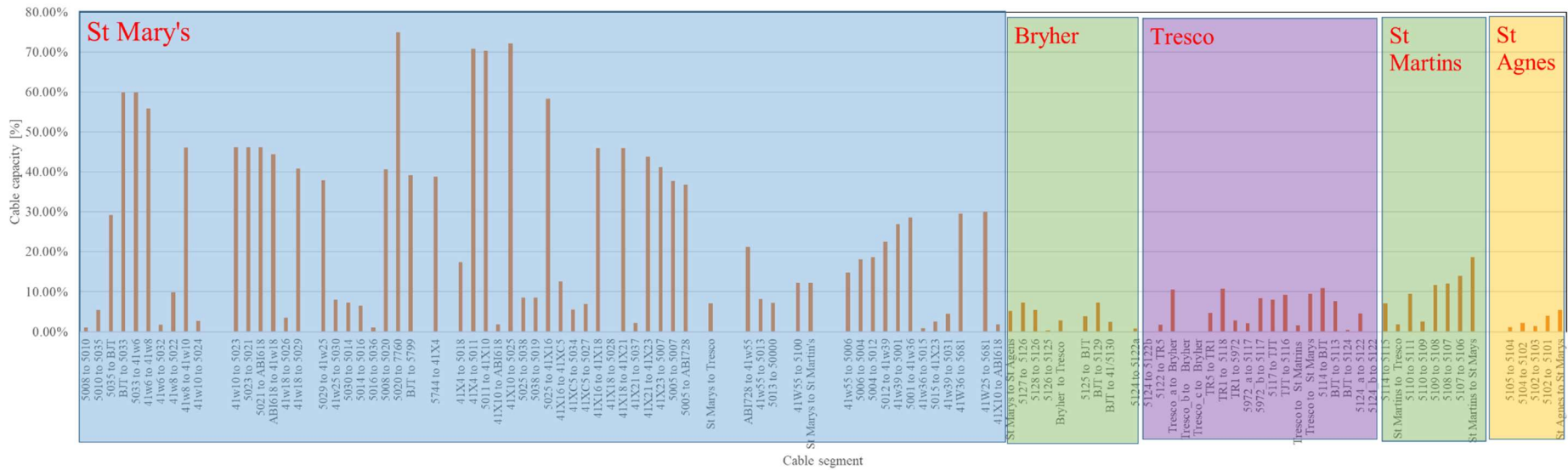


Figure 51 : Capacité d'utilisation du câble à la charge maximale (scénario 2,1)

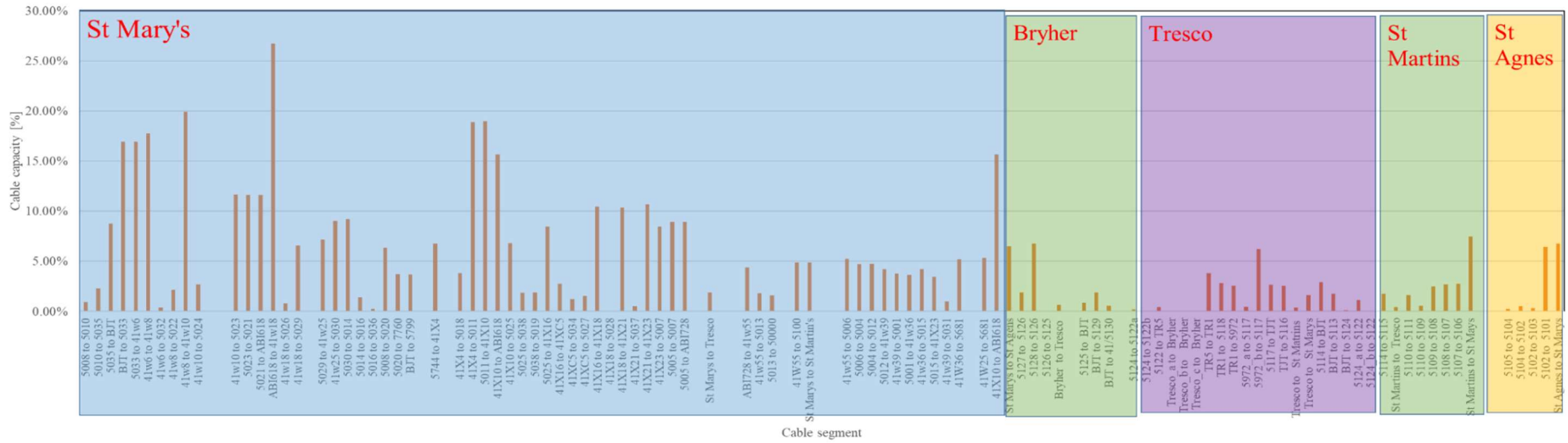


Figure 52 : Capacité d'utilisation du câble à la puissance de production maximale d'ER (scénario 2,1)

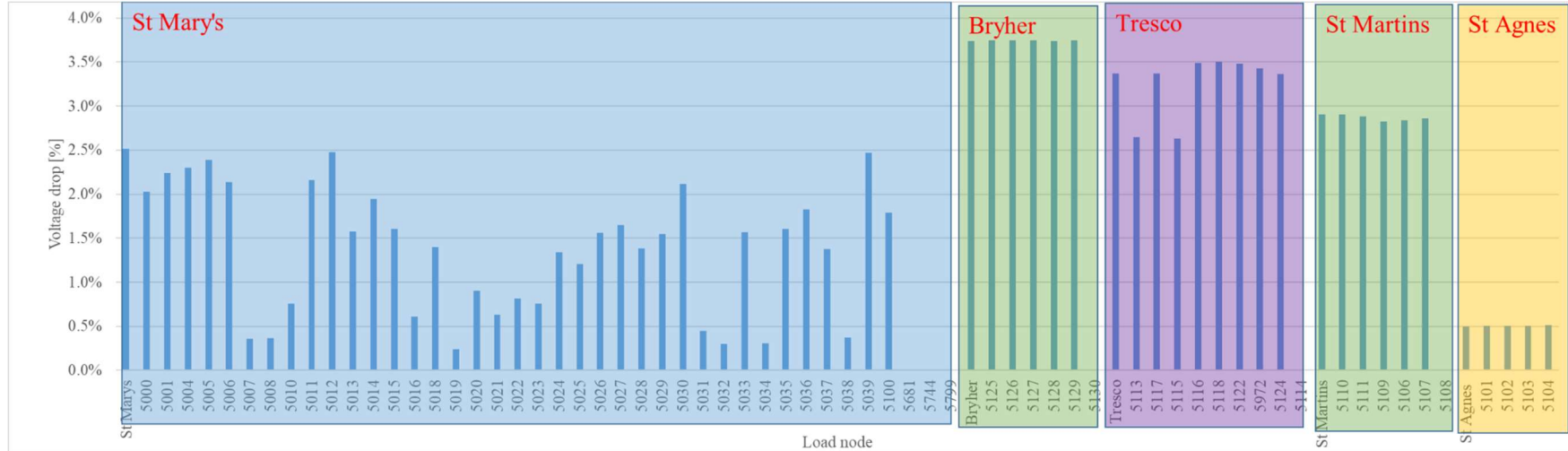


Figure 53 : Chute de tension des nœuds de charge à la charge maximale (scénario 2.2)

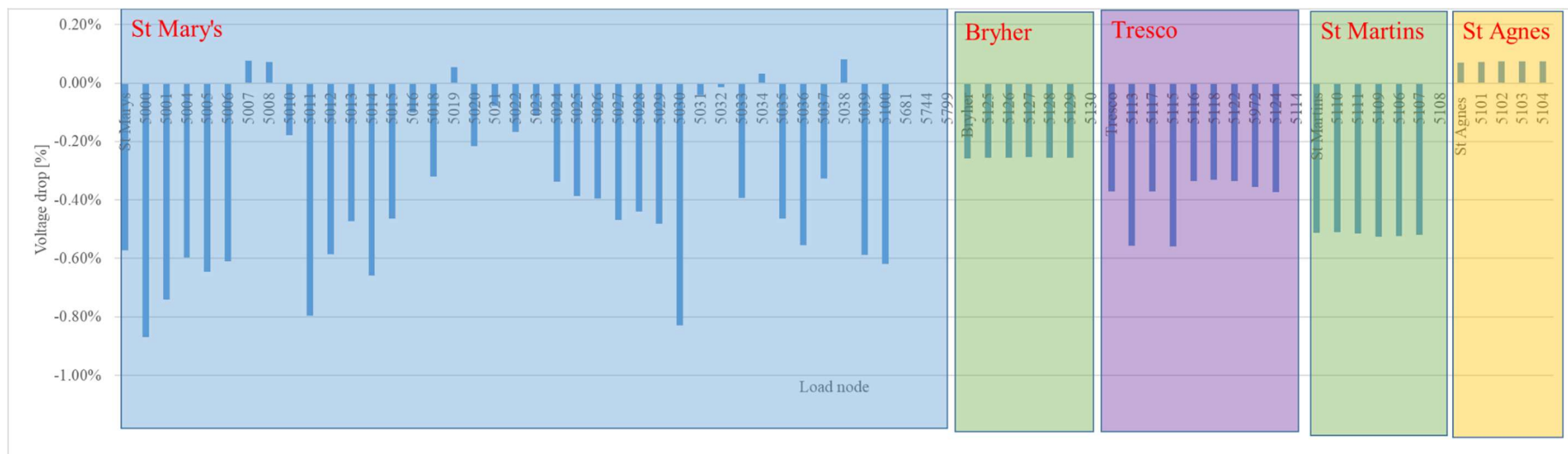


Figure 54 : Chute de tension des nœuds de charge à la puissance de production maximale d'ER (scénario 2.2)

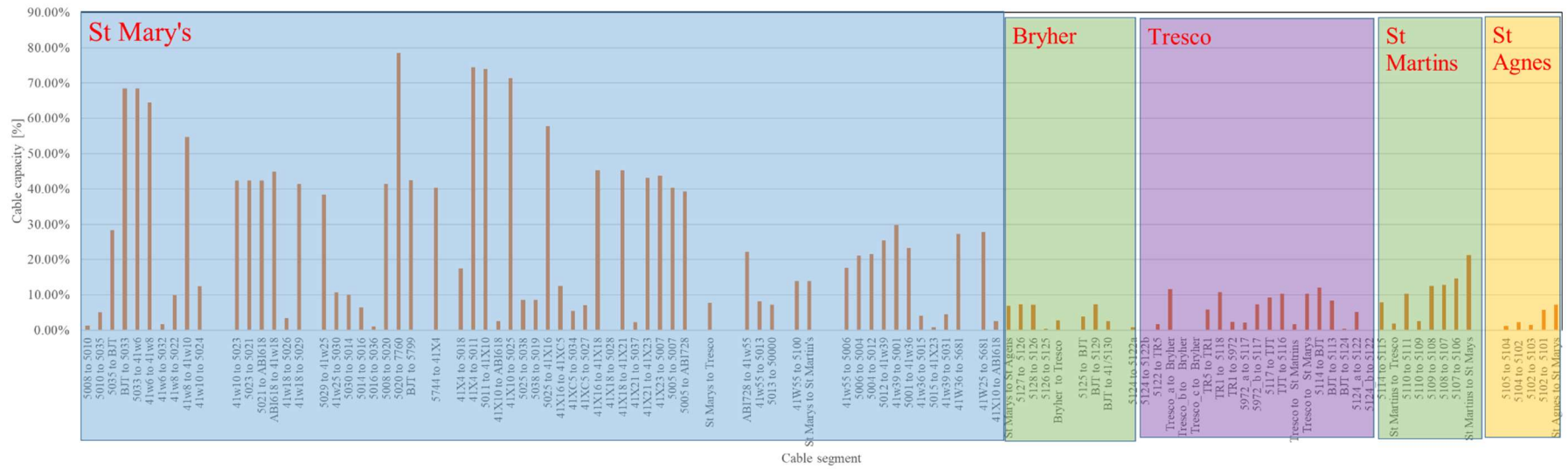


Figure 55 : Capacité d'utilisation du câble à la charge maximale (scénario 2,2)

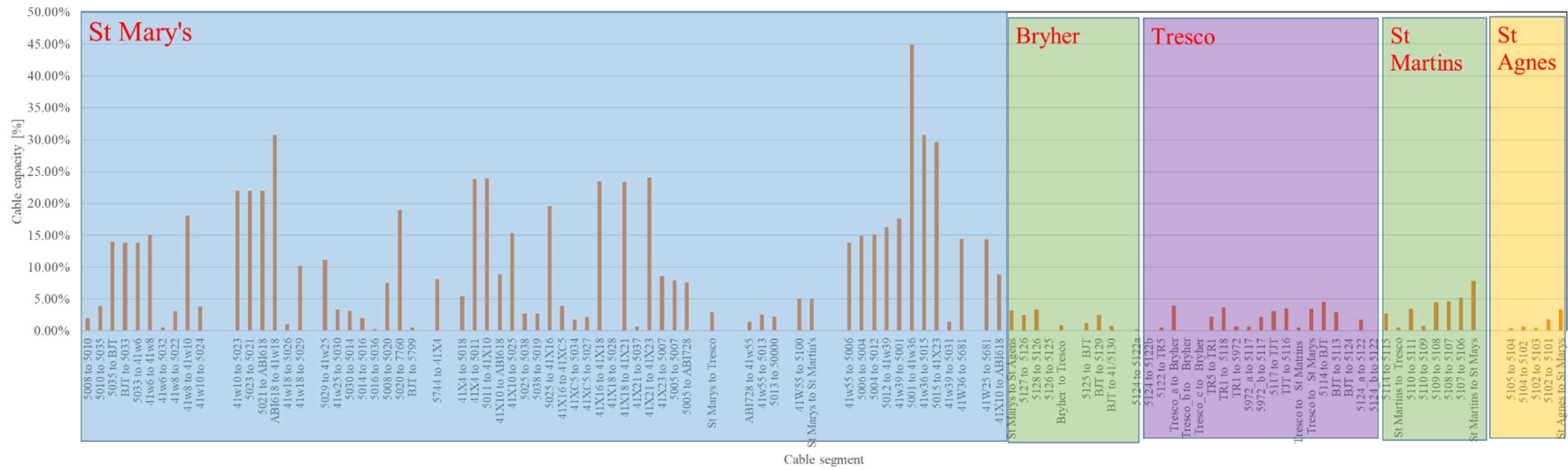


Figure 56 : Capacité d'utilisation du câble à la puissance de production maximale d'ER (scénario 2,2)

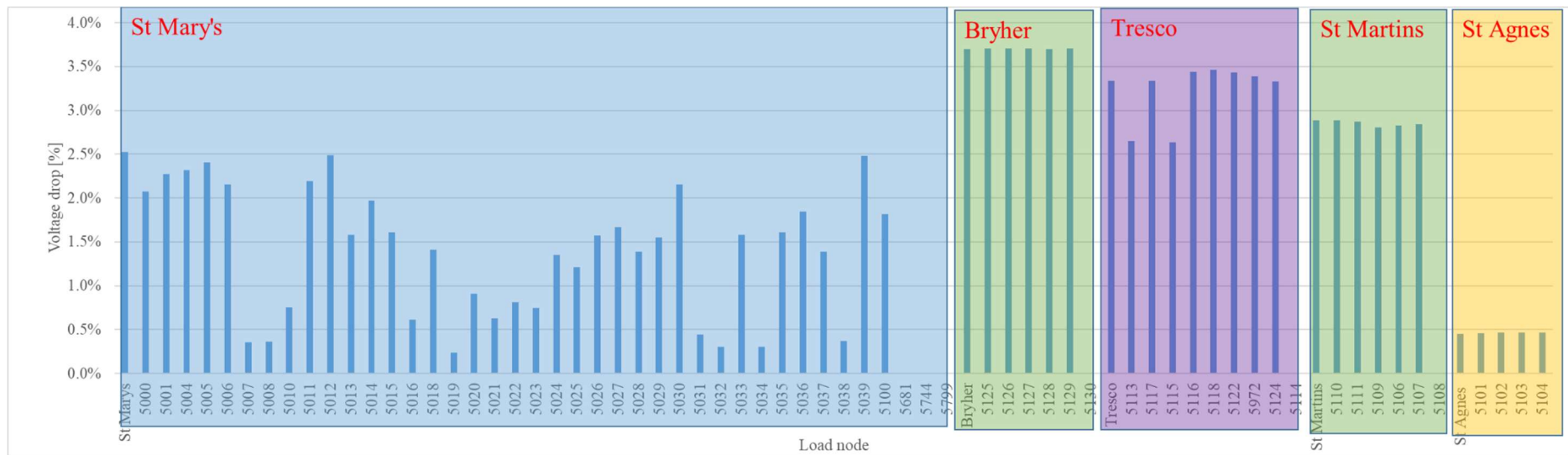


Figure 57 : Chute de tension des nœuds de charge à la charge maximale (scénario 2.3)

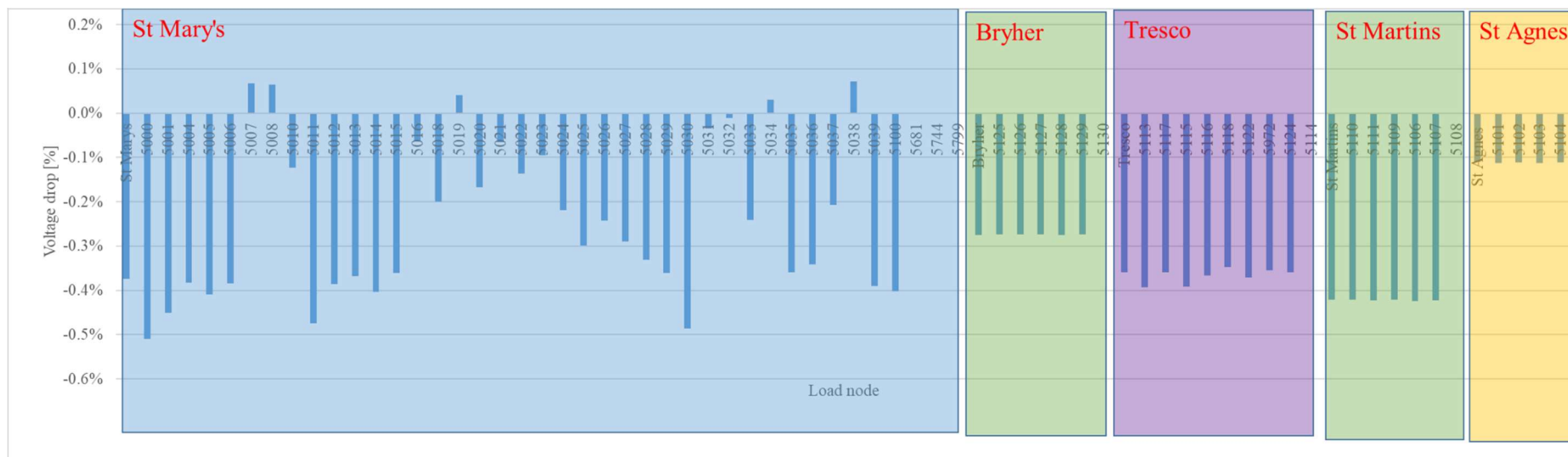


Figure 58 : Chute de tension des nœuds de charge à la puissance de production maximale d'ER (scénario 2.3)

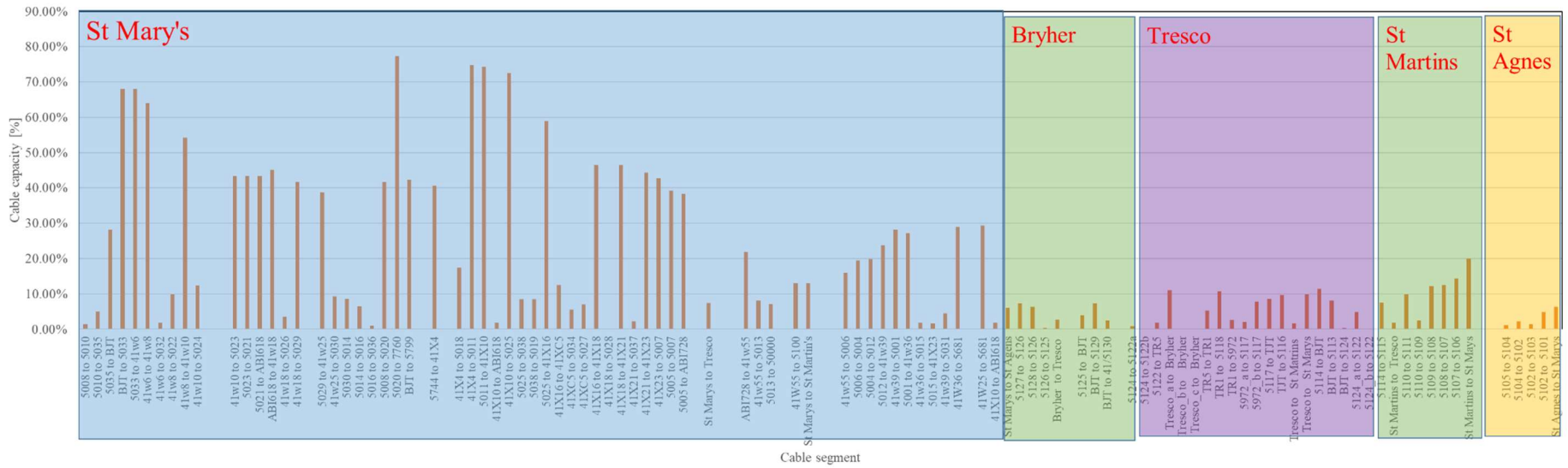


Figure 59 : Capacité d'utilisation du câble à la charge maximale (scénario 2,3)

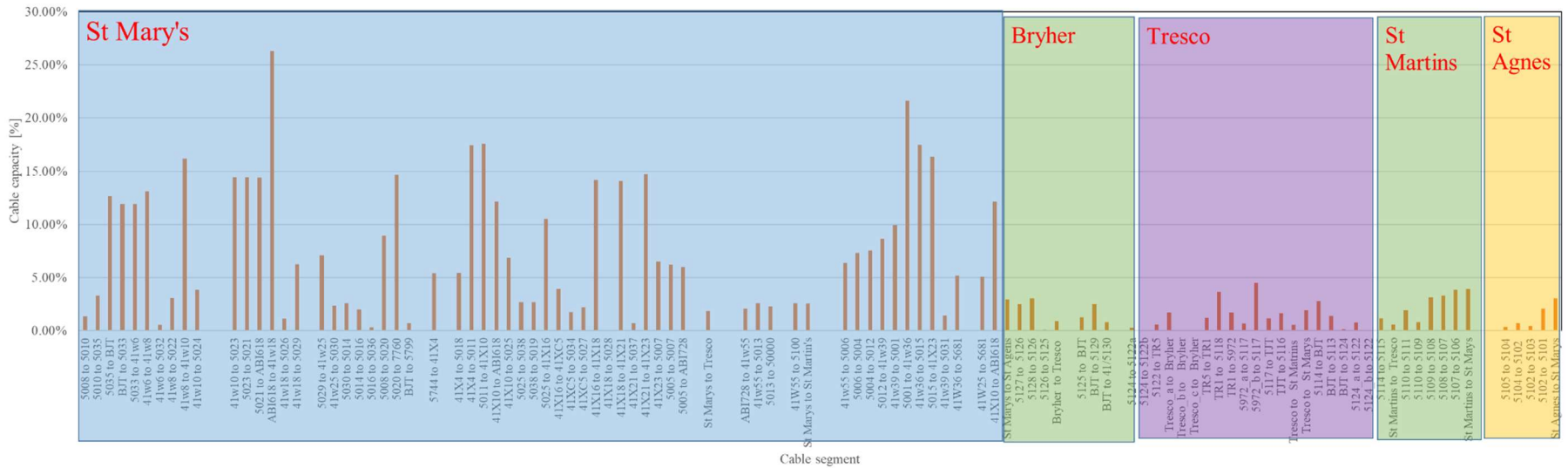


Figure 60 : Capacité d'utilisation du câble à la puissance de production maximale d'ER (scénario 2,3)

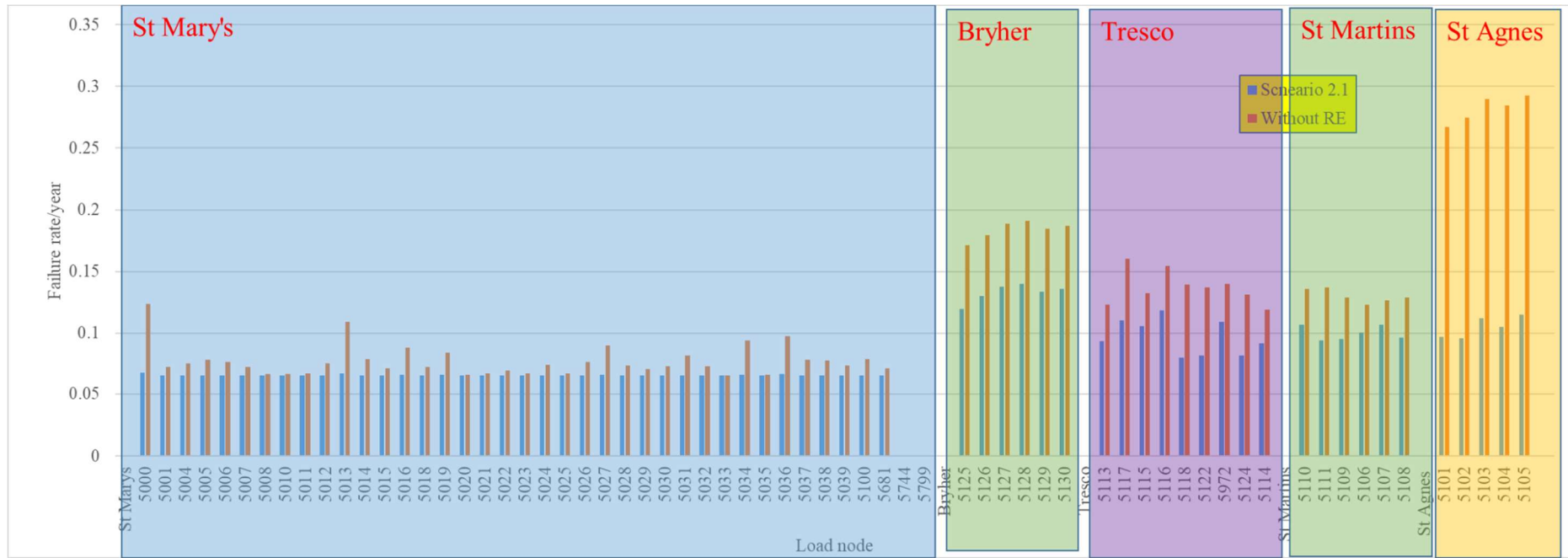


Figure 61 : Taux de défaillance des nœuds de charge par an (scénario 2,1)

6.5.3 Évaluation de la charge des énergies renouvelables

L'objectif des IS est de fournir 40 % de la demande énergétique à partir de sources d'énergie renouvelables. Deux scénarios sont proposés. Le premier utilise uniquement l'énergie solaire photovoltaïque, comme le montre le Tableau 18.

Tableau 18 : Scénario 1 pour les énergies renouvelables

Installation solaire	PEA (MWh)	% de la demande des IS
Panneaux solaires sur les toits (1 440 kW)	1479	7,93
Panneaux au sol (480 kW)	5979	32,07
Total (1 920 kW)	7458	40

Le deuxième scénario est une combinaison de panneaux photovoltaïques et d'éoliennes. Il existe trois combinaisons possibles, comme le montre le Tableau 19.

Tableau 19 : Scénario 2 pour les énergies renouvelables

	Système énergétique	PEA ou économie (MWh)	% de la demande des IS
Scénario 2,1	Efficacité	1849	9,92
	Vent (10*100 kW)	4004	21,48
	Panneaux solaires sur les toits (1 440 kW)	1479	7,93
	Panneaux au sol (480 kW)	493	2,64
	Total	7825	41,97
Scénario 2,2	Efficacité	1849	9,92
	Vent (4*250 kW)	3268	17,53
	Panneaux solaires sur les toits (1 440 kW)	1479	7,93
	Panneaux au sol (480 kW)	493	2,64
	Total	7089	38,02
Scénario 2,3	Efficacité	1849	9,92
	Vent (2*250 kW & 5*100 kW)	3636	19,50
	Panneaux solaires sur les toits (1 440 kW)	1479	7,92
	Panneaux au sol (480 kW)	493	2,64
	Total	7457	39,98

6.6 Cartographie des capacités des entreprises locales

Tableau 20 : Cartographie des capacités des entreprises locales

Possibilités pour les fournisseurs	Établissement de la chaîne de valeur	Cartographie des capacités	
		Possibilités pour les entreprises locales	Exemples d'entreprises
Planification			
- Justification du projet			
- Consultation publique	Large consultation des résidents (et de certains touristes)		Isles of Scilly Community Venture
- Arpentage et consentement	Planification, arpentage écologique et archéologique, et EIE	Écologistes locaux ou consultants en environnement et en planification	<p>ONS : 5 entreprises professionnelles, scientifiques et techniques aux IS, 2 625 en Cornouailles</p> <p>Yell : 7 consultants en environnement dans l'ouest des Cornouailles et le Isles of Scilly Wildlife Trust (partie prenante)</p> <p>Yell : Aucun consultant en planification aux IS, mais au moins 6 dans l'ouest des Cornouailles (dans un rayon de 50 km)</p> <p>Yell : 1 consultant en archéologie à Taunton et 1 à Bristol</p>
Financement	<p>Capital pour les panneaux photovoltaïques au sol et l'éolien</p> <p>Investissement personnel pour le photovoltaïque domestique</p> <p>Investissement communautaire</p>	<p>Offre d'actions communautaires</p> <p>Financement communautaire de l'énergie pour les ménages/entreprises</p>	<p>Exemples d'organisations :</p> <p>Isles of Scilly Community Venture</p> <p>Communities for Renewables</p> <p>Community Power Cornwall</p>

Conception du réseau et ingénierie	Intégration de la demande et de l'approvisionnement dans l'espace Intégration avec l'interconnexion continentale	Spécialistes M&E de la conception HT	Yell : Pas d'ingénieurs M&E aux îles Scilly, mais au moins 3 dans la région plus large de l'ouest des Cornouailles
Approvisionnement			
- Production	Photovoltaïque solaire Éolien		
- Stockage	Stockage à grande échelle Stockage à petite échelle		
- Interfaces et services	Stabilisation de la tension et de la fréquence		
- Gestion de la demande	Matériaux pour l'efficacité énergétique Matériel de réaction de la demande		
Installation			
- Production	Panneaux photovoltaïques au sol et sur les toits – spécialiste Éolien – spécialiste Stockage à grande échelle – spécialiste Stockage à petite échelle – électricien (Régime de certification pour la microgénération ou « MCS » en anglais)	Installateurs de panneaux solaires photovoltaïques et d'énergies renouvelables	Yell : Au moins 4 pour les panneaux photovoltaïques dans l'ouest des Cornouailles
- Civils	Supports pour les panneaux photovoltaïques au sol – génériques Infrastructure éolienne Infrastructure de stockage	Ingénieurs locaux du Professionnels du bâtiment locaux	ONS : 15 entreprises dans la « Construction » aux IS, 3 555 aux Cornouailles Yell : Au moins 3 constructeurs aux îles Scilly et au moins 2 dans

			la région plus large de l'ouest des Cornouailles
- Électricité	Fils et raccordements HT – spécialiste HT Fils et raccordements BT – électricien générique	Électriciens locaux/M&E pour les travaux de BT	Pas d'ingénieurs spécialisés en HT Yell : Au moins 28 électriciens à Penzance
Fonctionnement			
- Logistique	Inventaire de pièces détachées	Stockage local	ONS : 30 fournisseurs dans le domaine du transport et du stockage aux îles Scilly Yell : Au moins un fournisseur de services de stockage aux îles Scilly
- Maintenance	Production – électriciens Équipements auxiliaires Contrôle environnemental	Personnes de métier Consultants en environnement	Yell : Au moins 28 électriciens à Penzance Yell : Au moins 4 pour les panneaux photovoltaïques dans l'ouest des Cornouailles Yell : 7 consultants en environnement dans l'ouest des Cornouailles, plus le Isles of Scilly Wildlife Trust (partie prenante)
- Facturation	Par le biais du fournisseur d'énergie		
- Gestion	Coordination et gestion des installations	WP ou tiers	ONS : 15 entreprises de soutien commercial et administratif aux IS, 1 805 aux Cornouailles

« Yell » = Yell (2020), « ONS » = ONS (2019).