

Schéma Directeur des Energies des Iles Marquises

Rapport de synthèse des résultats

Ile de Ua Pou



Février 2021

Contexte global et objectif

Contexte de la production et distribution d'électricité des îles Marquises

- Une production électrique fortement carbonée et dépendante d'importations d'énergie fossile
- Des ressources énergétiques contrastées selon les îles :
 - Deux îles avec une production hydroélectrique prépondérante, déjà opérationnelle
 - Deux îles avec une ressource biomasse significative
 - Des potentiels éoliens fortement contraints par la morphologie des îles
- Une gestion de la production et distribution d'électricité variée selon les communes, avec :
 - 3 communes en fin de concession s'interrogeant sur les choix à prendre à court terme
 - 2 communes en régie
- Des configurations des systèmes électriques variées, avec :
 - des réseaux électriques distribués à l'échelle de zones habitées ou de vallées
 - des micro-réseaux alimentant une zone urbanisée
 - des sites isolés

Contexte global et objectif

Objectifs de l'étude

Contribuer à apporter des réponses aux questions suivantes :

- Quels enjeux / contraintes pour un mix entre 75 à 100 % EnR à 2040 ?
- Quel parc optimisé ? Répartition géographique ?
- Enjeu économique (LCOE) ?
- Quels besoins en infrastructure réseau ?
- Quels besoins en moyens d'équilibrage et services systèmes ?

Sommaire

- **Contexte global et objectif**
- **Etapes méthodologiques**
- **Contexte spécifique à la commune**
- **Etat des lieux**
 - Analyse du système électrique actuel
 - Analyse de la demande
 - Analyse des potentiels ENR
- **Scénarisation**
 - Principes de la scénarisation
 - Paramétrage des scénarios
 - Résultats du scénario n°1
 - Résultats de 2 variantes du scénario n°1
 - Résultats du scénario n°2
- **Conclusions**

Etapes méthodologiques

1

Construction
jeux de données
d'entrée

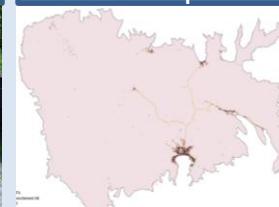
Données
économiques

Moyens de
production



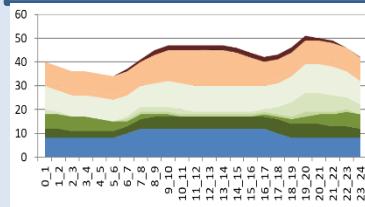
Source : Wikimedia

Réseau
électrique



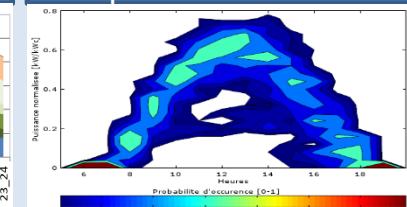
Source : Artelia

Caractérisation de la
demande



Source : Enerdata

Caractérisation des
potentiels ENR



Source : Artelia

2

Modélisation et validation sur l'état actuel du réseau électrique

Trajectoire optimale
réseau électrique,
mix de production,
capacité de stockage,
...

3

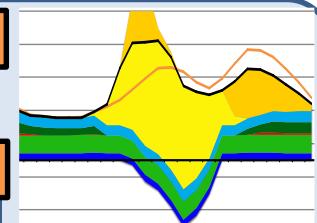
Optimisation du SE sur la trajectoire étudiée

CLE-OPT / Homer

5

Validation statique et dynamique

PowerFactory



6

Analyse des impacts économiques

Contexte spécifique de la commune de Ua Pou

Enjeux :

- La maîtrise des budgets communaux
- Permettre le développement des vallées en rendant accessible les hauts de vallée aux constructions (enjeu du financement des extensions et enjeu énergie pour l'alimentation en eau potable)
- Les possibilités de générer une activité économique local par le développement de nouveaux moyens de production
- La disponibilité d'énergie pour accompagner le développement d'activité économique sur l'île.

A prendre en compte :

- Développement de l'énergie photovoltaïque qui actuellement est limité par la règle des 30% d'énergie fatale appliquée par EDT
- Bouclage du réseau pour améliorer la continuité de service
- Possibilité de déplacement de la centrale thermique qui est située dans une zone à risque d'éboulement. Un emplacement envisagé à côté du CET mais avec enjeu de coût : création départ HTA, construction d'un nouveau bâtiment, adaptation des pentes de voiries pour permettre approvisionnement en carburant de la centrale).
- Enjeu de sécheresse de plus en plus fréquent qui conduisent à des restrictions d'eau. Cela implique l'absence de potentiel hydroélectrique sur l'île mais aussi à plus long terme des enjeux de pompage entre vallée.

Analyse du système électrique actuel

Configurations présentes

- Réseau électrique couvrant les villages de Hakahau, Aneou, Hakahetau, Haakuti, Punui, Hakamaii, Hakatao et Hohoi

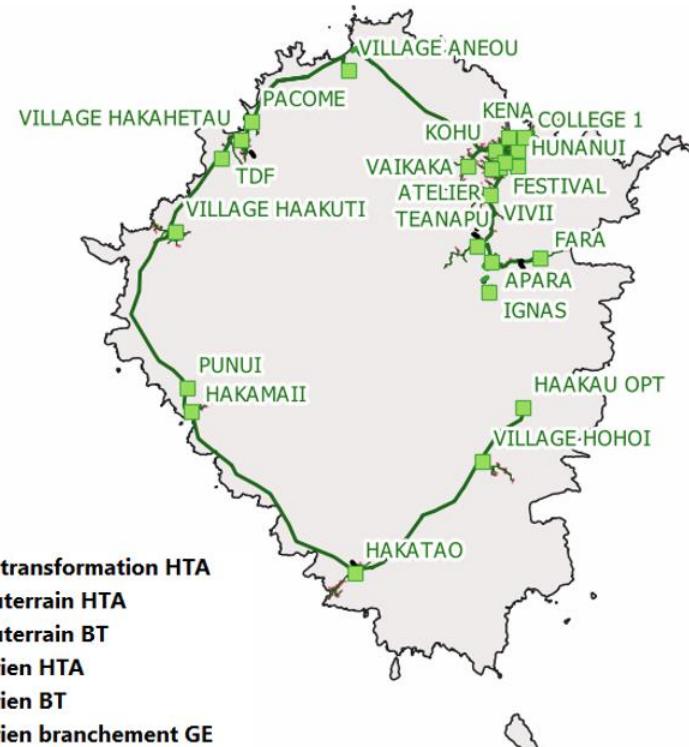
- Moyens de production :

1 centrale thermique

- 4 groupes électrogènes de 400 kVA
- 1 groupe de secours de 80 kVA

Centrales solaire PV

- 8 installations solaires : puissance cumulée de 79 kWc



Analyse du système électrique actuel

Problématiques d'exploitation rencontrées

- Temps moyen de coupure
 - Varie entre 12h47 et 4h18 par client sur les dernières années. Valeur plus élevée que les autres îles en concession
- Réseau étendu et non bouclé
 - Les interventions sur le réseau HTA conduisent à une coupure de l'ensemble des usagers en aval du point de coupure

Projets et évolutions planifiées

- Remplacement d'un des GE prévue par EDT
 - Réduction du niveau de redondance des GE : mise en place d'un GE plus puissant pour alimenter seul le réseau et garder deux GE de 400 kW

Analyse de la demande

Chiffres clefs

Demande annuelle

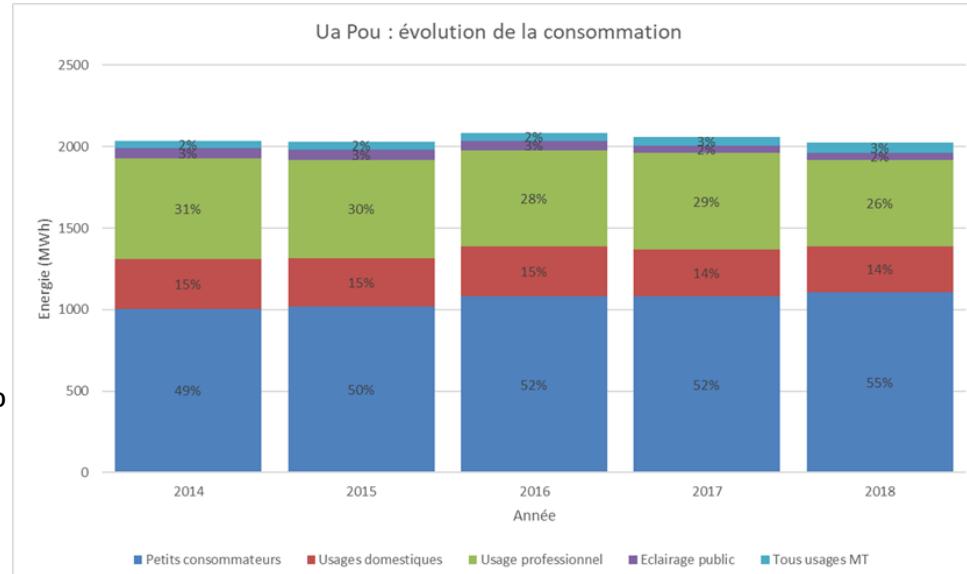
- Relativement constante sur les 10 dernières années
- Stable autour des 2 GWh par an

Puissance de pointe

- 2018 : 395 kW
- Faible tendance à la hausse de l'ordre de 1% par an

Principaux secteurs/postes de consommation

- 69 % due aux usages domestiques
- 26 % due aux usages professionnels
- Moins de 3 % usager raccordé en HTA
- Moins de 2 % : éclairage public

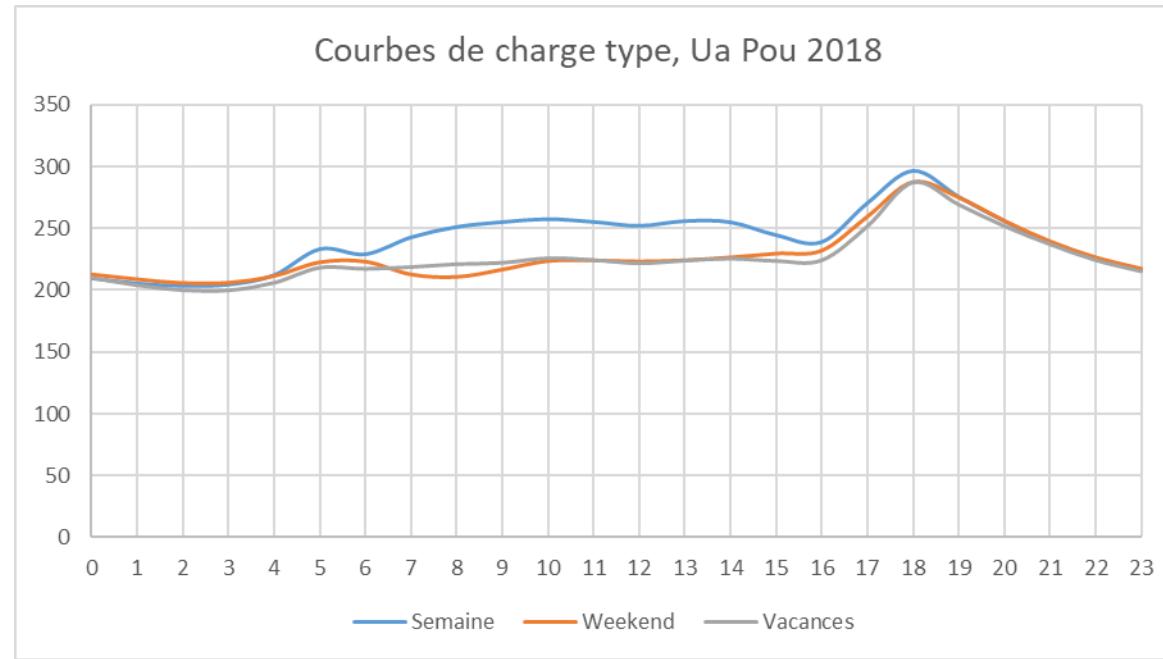


Analyse de la demande

Profils journalier types de consommation

■ Profils journalier types : semaine, week-end et vacances

Un profil journalier type est représentatif de l'évolution horaire de la demande électrique sur une période donnée.

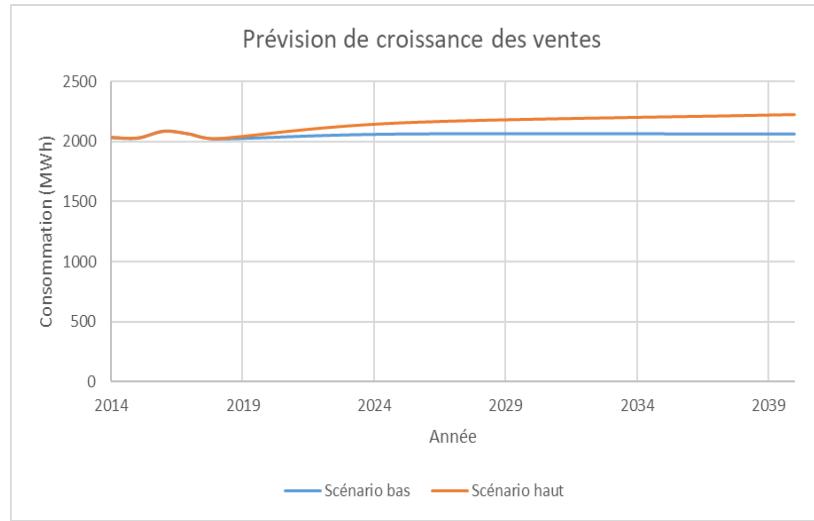


Analyse de la demande

Projection de la demande

■ Déterminants de consommation utilisés

- Evolution de la population : moyenne de +0,33%/an
- Nombre de personnes par foyer : 3,1 habitants par foyer
- Taux de raccordement : 96,6% sur base BD Topo



Analyse de la demande

Projection de la demande

■ Projets anticipés

- Engagés: développement de petites unités de transformations (chasse, pêche, agriculture) avec des besoins en froid : part négligeable de la demande
- Projet de basculement d'eau entre la vallée d'Hakahetau et d'Haakuti (pompage en étude) : 44 MWh / an.
- Agrandissement de l'aéroport de Ua Pou : 18 MWh / an.

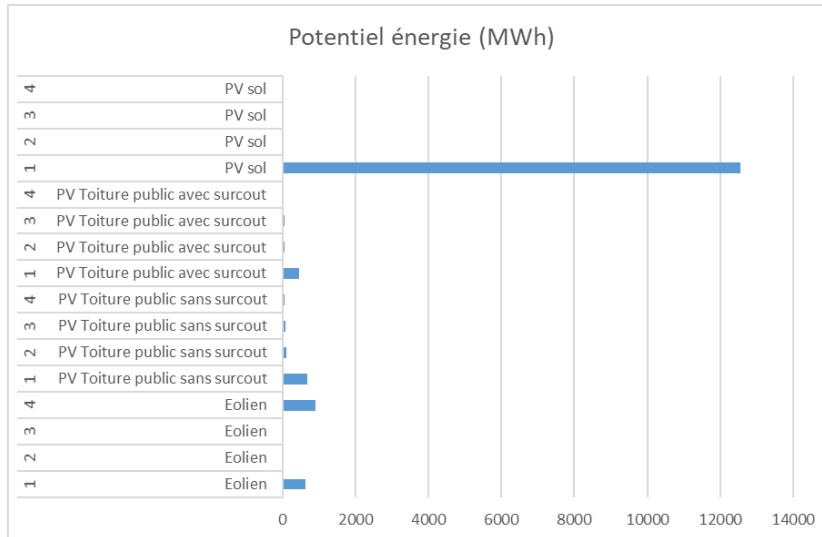
Chiffres clefs des scénarios

2040	Demande annuelle [MWh/an]	Puissance maximale [kW]
Scénario bas	Demande stable avec prise en compte projets engagés 2 060 MWh	395 kW (valeur 2018)
Scénario haut	Hypothèse augmentation de la demande proportionnellement à la population (+0,33%/an) et prise en compte ensemble des projets identifiés 2 230 MWh à 20 ans	~417 kW

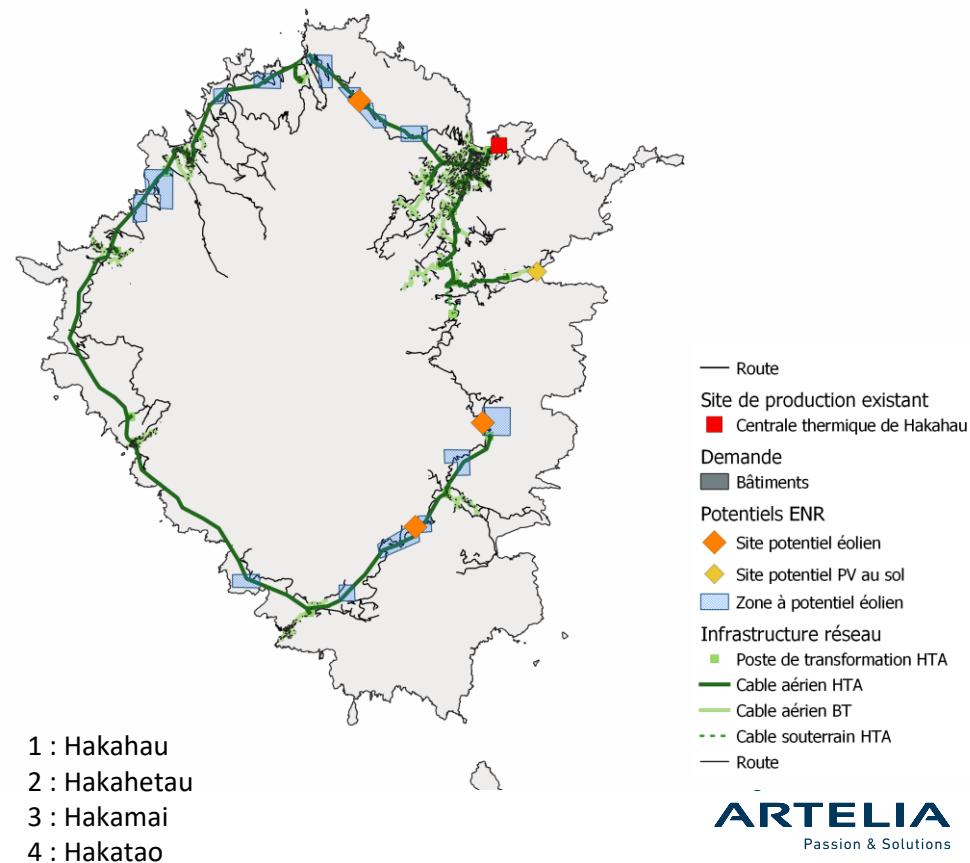
Analyse des potentiels ENR

Synthèse des potentiels ENR

- Potentiel ENR additionnel
 - Energie : ~15 500 MWh/an
 - Puissance : 7 550 kW
- Potentiel ENR totaux (y compris existant)
 - Energie : 15 670 MWh/an
 - Puissance : 7 630 kW



Localisation des potentiels ENR, réseaux et sites de consommation de Ua Pou



Analyse des potentiels ENR

Focus sur le solaire photovoltaïque

Potentiel ENR additionnel

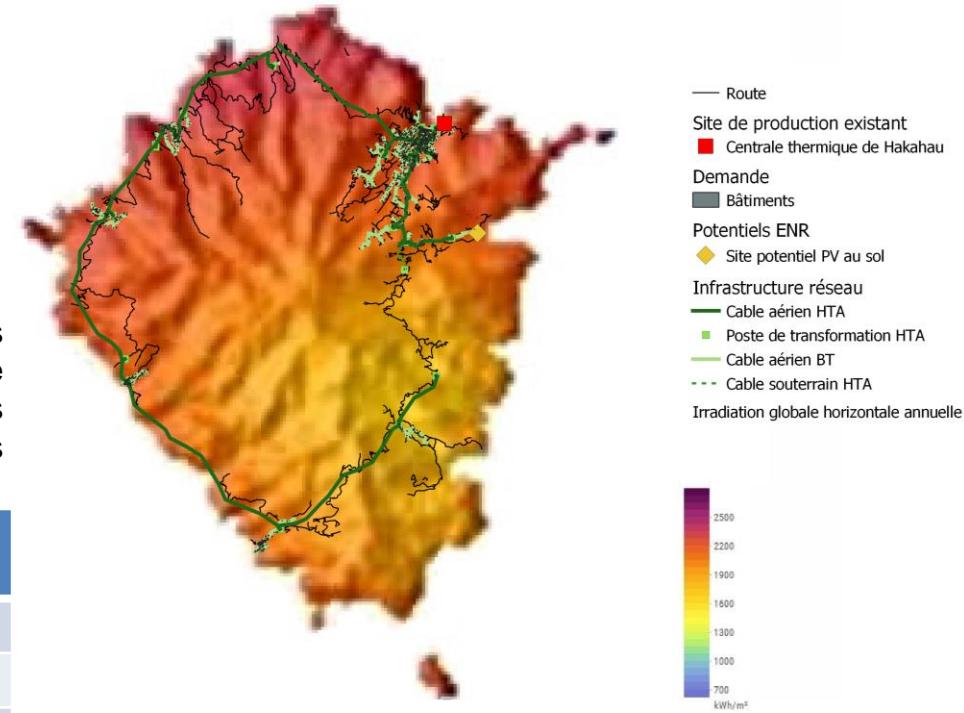
- Energie : ~14 000 MWh/an
- Puissance :
 - Toitures : 600 kWc sans surcout
 - Toitures : 350 kWc avec surcout
 - Sol : 6 000 MWc

Freins au développement par typologie de projets

- Toitures : des renforcements des charpentes des bâtiments liés aux règles anticycloniques, le remplacement des couvertures existantes anciennes avant pose des modules (60% des bâtiments considérés trop anciens pour être équipés)

	Investissement	Coût d'exploitation – charges fixes
Bâtiment sans surcout	181 500 FCP/kWc	2 400 FCP/kWc
Bâtiment avec surcout	260 150 FCP/kWc	2 400 FCP/kWc
Au sol	253 000 FCP/kWc	2 400 FCP/kWc

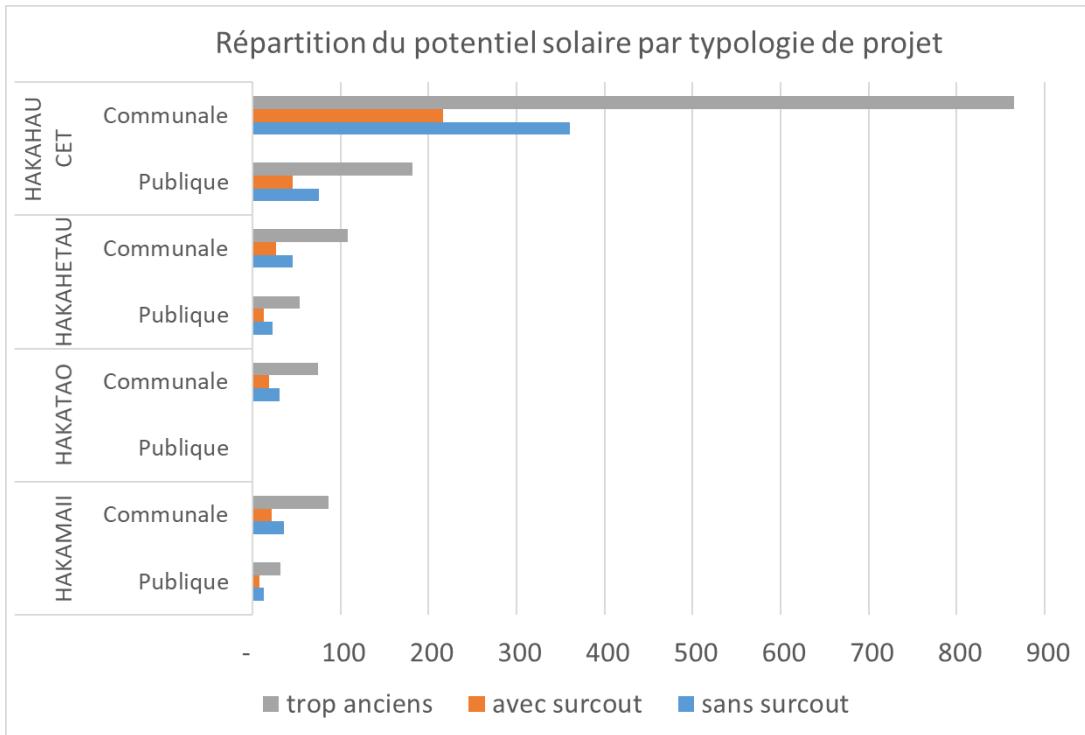
Potentiel solaire : carte d'irradiation globale horizontale annuelle



Analyse des potentiels ENR

Focus sur le solaire photovoltaïque

- Répartition du potentiel solaire par typologie de projet



[kW]	HAKAMAI		HAKATAO	
	Publique	Communale	Publique	Communale
sans surcout	13	36	-	31
avec surcout	8	22	-	19
trop anciens	32	87	-	74

[kW]	HAKAHETAU		HAKAHAU	
	Publique	Communale	Publique	Communale
sans surcout	23	45	76	360
avec surcout	14	27	46	216
trop anciens	54	109	182	865

Analyse des potentiels ENR

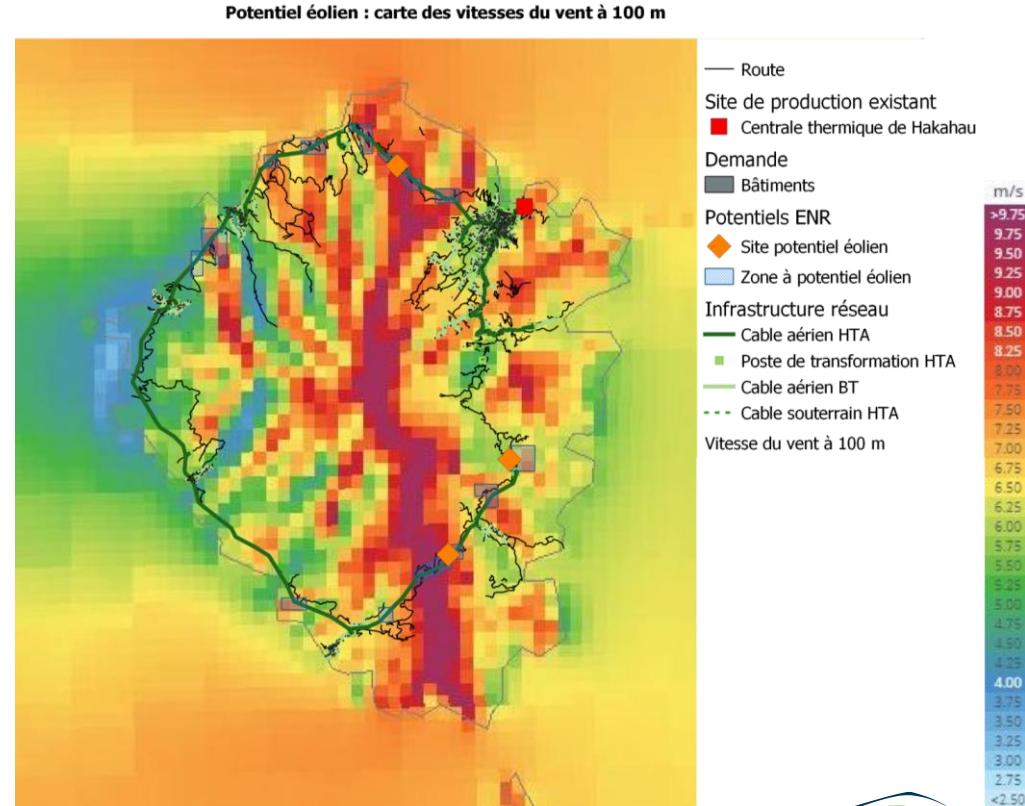
Focus sur l'éolien

■ Potentiel ENR additionnel

- Energie : ~1 500 MWh/an
- 3 sites équipés avec 2 éoliennes de 100 kW chacune

■ Hypothèses économiques à 2020

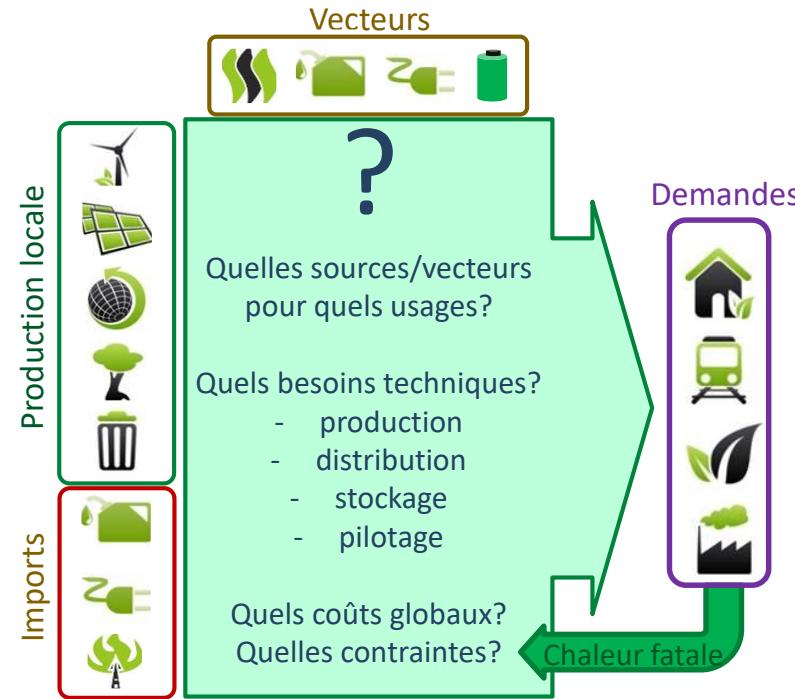
- Investissement :
420 000 FCP/kW
- Cout d'exploitation
Charges fixes : 9 500 FCP/kW



Principes de la scénarisation

Pour un contexte donné, défini par le paramétrage du scénario:

- Déterminer le système électrique de moindre coût
- Respectant l'ensemble des contraintes techniques nécessaires à son bon fonctionnement.



Principes de la scénarisation

Minimisation du coût systémique

- Coûts O&M des unités de production
- Coûts d'investissements dans les nouveaux moyens de production
- Coûts d'investissements dans le stockage
- Coûts de renforcement des lignes de transmission
- Coûts d'importations des énergies

Satisfaisant un ensemble de contraintes

- Demandes horaires pour les 8 journées types (semaine et week-end par trimestres)
- Besoins de réserve pour garantir la couverture des aléas de la production et de la demande
- Limites physiques sur les flux de puissance au pas de temps horaire
- Limites sur les potentiels par filière/technologie/postes électriques
- Objectifs ENR

Optimisation 1 : logique d'investissement

- Minimisation du coût total actualisé
- Satisfaction de la demande et des autres contraintes



Simultanément sur l'ensemble de la trajectoire

Optimisation 2 : appels des moyens de productions

- Merit-order : production au moindre coût
- Dépend des contraintes physiques du modèle



Paramétrage des scénarios

- Scénario n°1 : Demande constante
 - Demande stable avec prise en compte projets engagés 2 060 MWh
- Scénario n°2 : Demande croissante
 - Hypothèse augmentation de la demande proportionnelle à la population (+0,33%/an) et prise en compte ensemble des projets identifiés 2 230 MWh à 20 ans

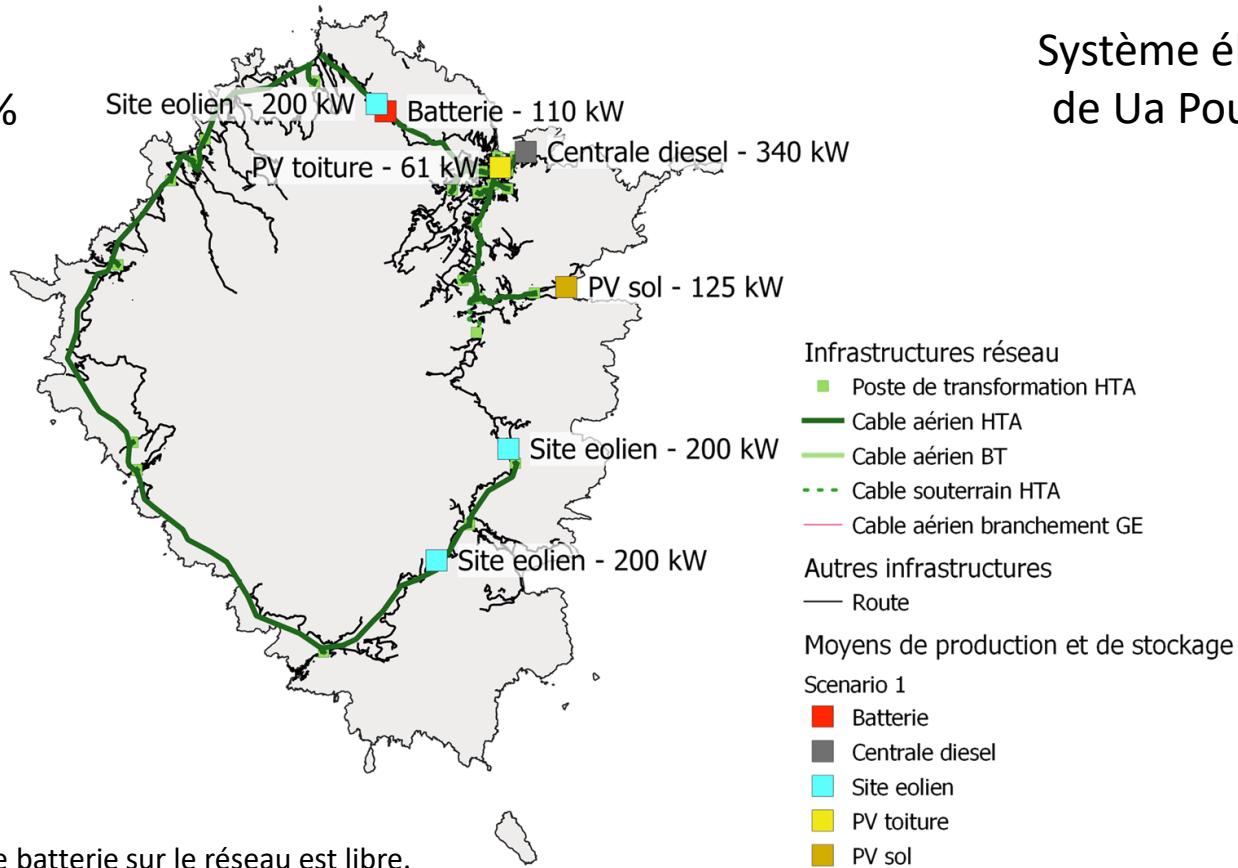
Paramètre	Scénario n°1	Scénario n°2
Demande	bas	haut
Photovoltaïque [kW]	Toiture sans surcoût : 600 kWc Toiture avec surcoût : 350 kWc (renforcement toiture) Sol : 6 MWc	Toiture sans surcoût : 600 kWc Toiture avec surcoût : 350 kWc (renforcement toiture) Sol : 6 MWc
Eolien [kW]	3 sites de 200 kW = 600 kW	3 sites de 200 kW = 600 kW

Scénario n°1 – Demande constante

Synthèse

Taux d'ENR : 83%

Système électrique
de Ua Pou à 2040



Scénario n°1 – Demande constante

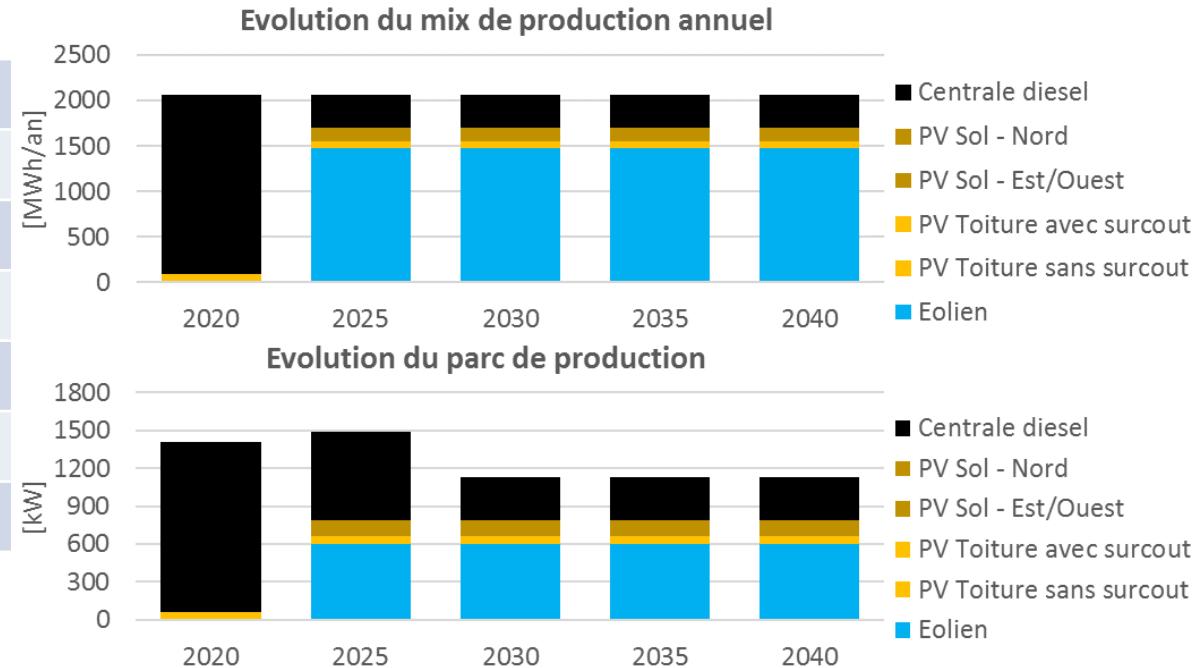
Résultats techniques

Demande à 2040	2 060 MWh
dont couverture ENR	83 %
dont production locale	83 %
Parc ENR [kW]	786 kW
dont ENR variables	786 kW
Stockage (1h)	110 kW
Renforcement réseaux	0 kW

Les forts niveaux de vent et leur stabilité observés selon les données météo donne un avantage compétitif important à l'éolien sur le PV.

La réalité de ce potentiel doit impérativement être vérifiée par une campagne de mesure avant toute mise en œuvre de ce scénario.

Un scénario alternatif sans éolien a été étudié pour couvrir le cas où l'éolien ne pourrait être déployé dans de bonnes conditions.



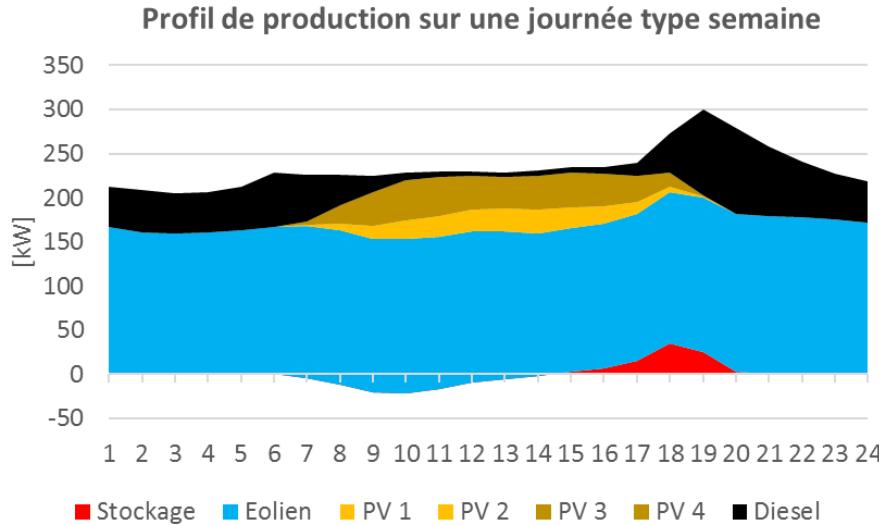
Le parc ainsi optimisé est constitué de :

- 61 kWc Photovoltaïque en toiture - existant
- 125 kWc Photovoltaïque au sol Est-Ouest
- 600 kW d'éolien sous la forme de 3 parcs de 200 kW chacun
- 110 kW de stockage
- 340 kW de diesel

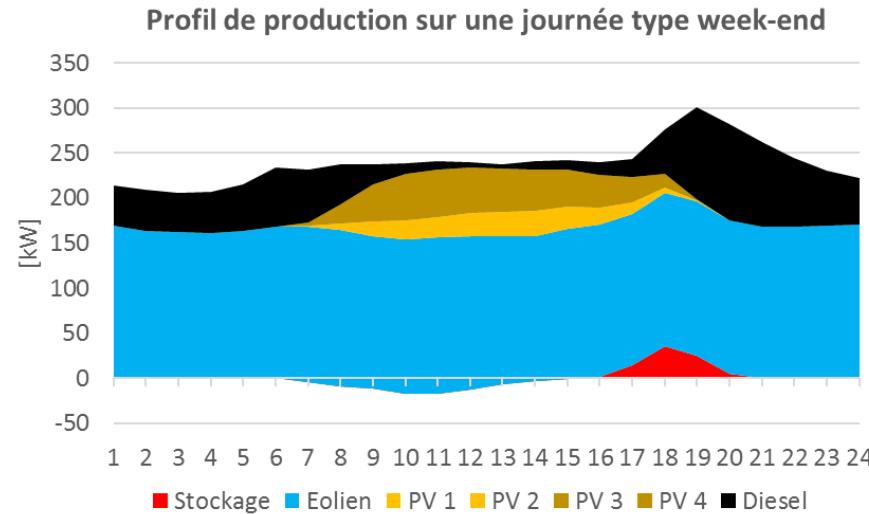
Scénario n°1 – Demande constante

Résultats techniques

Profil de production type sur une journée en semaine



Profil de production type sur une journée en week end



L'équilibre offre-demande doit être tenu par l'éolien + PV + stockage pendant 40% du temps. La réserve primaire est alors assurée par le stockage qui permet de couvrir la demande pendant 15 minutes. Le groupe diesel doit être démarré automatiquement dès que le stockage est sollicité pour pouvoir prendre le relais à l'issue des 15 minutes. Ceci implique la mise en œuvre d'un système de pilotage du réseau adapté et le choix d'un groupe diesel capable de se connecter sur un tel système. Le groupe diesel fonctionne environ 5200 heures par an.

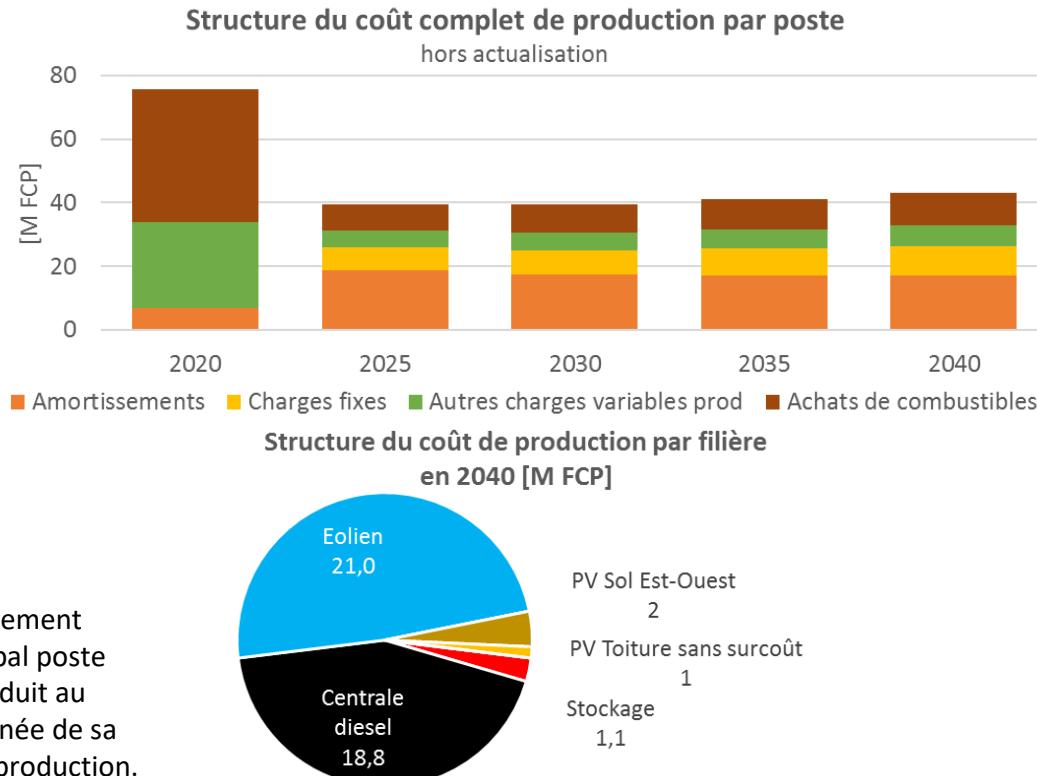
Scénario n°1 – Demande constante

Résultats économiques

En 2040	
Coût complet de production	20 900 FCP/MWh
Sur la trajectoire 2020 - 2040	
Coût totaux non actualisés	970 M FCP
Investissements bruts	335 M FCP
dont production	321 M FCP
dont stockage	12 M FCP
dont batterie condensateurs	2 M FCP

La substitution du parc de production diesel par un parc majoritairement éolien conduit à un basculement de la structure de coût : le principal poste des installations diesel – achats de combustible – est fortement réduit au profit de l'amortissement des parcs éolien et photovoltaïque. L'année de sa mise en œuvre, ce scénario génère une baisse de 48% du coût de production.

Le coût complet de production regroupe l'ensemble des coûts nécessaires à la production (amortissement, charges fixes et variables dont personnel, ainsi que les achats de combustible) mais exclu les coûts de fonctionnements d'EDT, la commercialisation de l'électricité, ainsi que les coûts du réseau. Les coûts totaux non actualisés regroupent l'ensemble des dépenses sur la période 2020 – 2040, déduction faite de la valeur résiduelle des équipements à 2040. L'optimisation du système électrique est faite sur le coût total 2020 – 2040 actualisé.



Scénario n°1 – Demande constante

Implications du scénario

■ Conséquence sur le prix de l'électricité

Le coût de production de l'électricité en 2018 était de 37 FCP/kWh.

Ce scénario de transition énergétique permet d'atteindre un taux d'ENR de 83% tout en réduisant le coût de production de 48%, soit 21 FCP/kWh, l'année de sa mise œuvre.

Ce coût regroupe l'ensemble des coûts nécessaires à la production (amortissement, charges fixes et variables dont personnel, ainsi que les achats de combustible) mais exclu les coûts de fonctionnements d'EDT, la commercialisation de l'électricité, ainsi que les coûts du réseau.

■ Points d'attention

Ce scénario s'appuie sur un déploiement massif de l'éolien dont la compétitivité provient d'un niveau de vitesse de vent élevé dans les données météos utilisées. Avant tout déploiement, un travail de caractérisation des vitesses de vent réelles sur les zones envisagées est nécessaire pour valider ce résultat.

Le fonctionnement fréquent en l'absence de groupe diesel en service implique le déploiement d'équipements permettant (1) la tenue de la fréquence par les onduleurs, et (2) le couplage du groupe diesel sur le réseau.

■ Limites

L'absence de compétence en lien avec la filière éolienne sur les îles Marquises sera un frein important à lever pour envisager le déploiement de ce scénario. En particulier, une masse critique de parcs éoliens devra être atteinte à l'échelle des îles Marquises pour le rendre possible.

Cette limite étant susceptible de rendre ce scénario impossible, nous avons souhaité étudier :

un scénario sans éolien – 1bis,

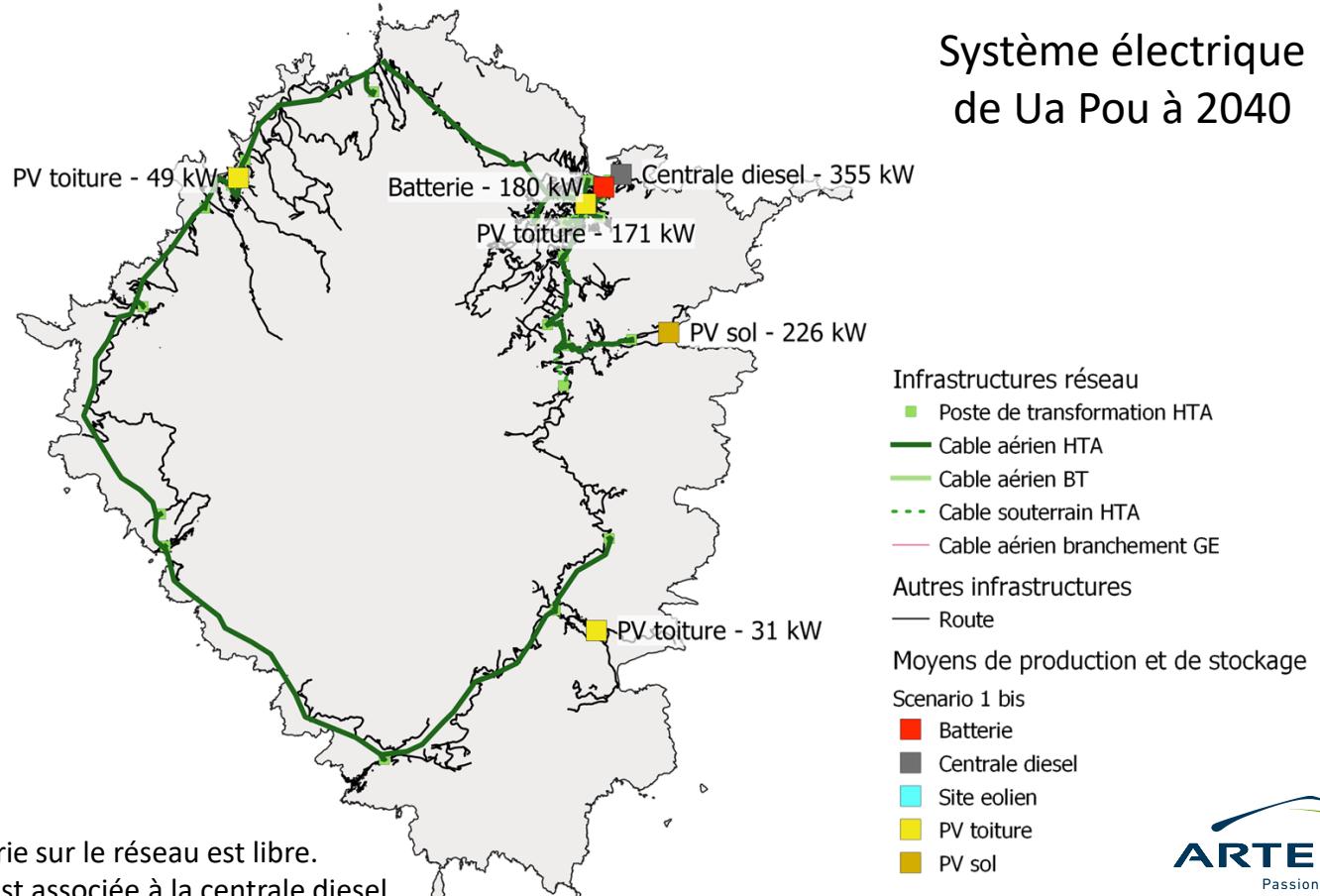
un scénario sans éolien avec un taux d'ENR de 75% – 1ter –, présentés dans les pages suivantes.

Scénario n°1 bis – Eolien non disponible

Synthèse

Taux d'ENR : 39%

Système électrique
de Ua Pou à 2040



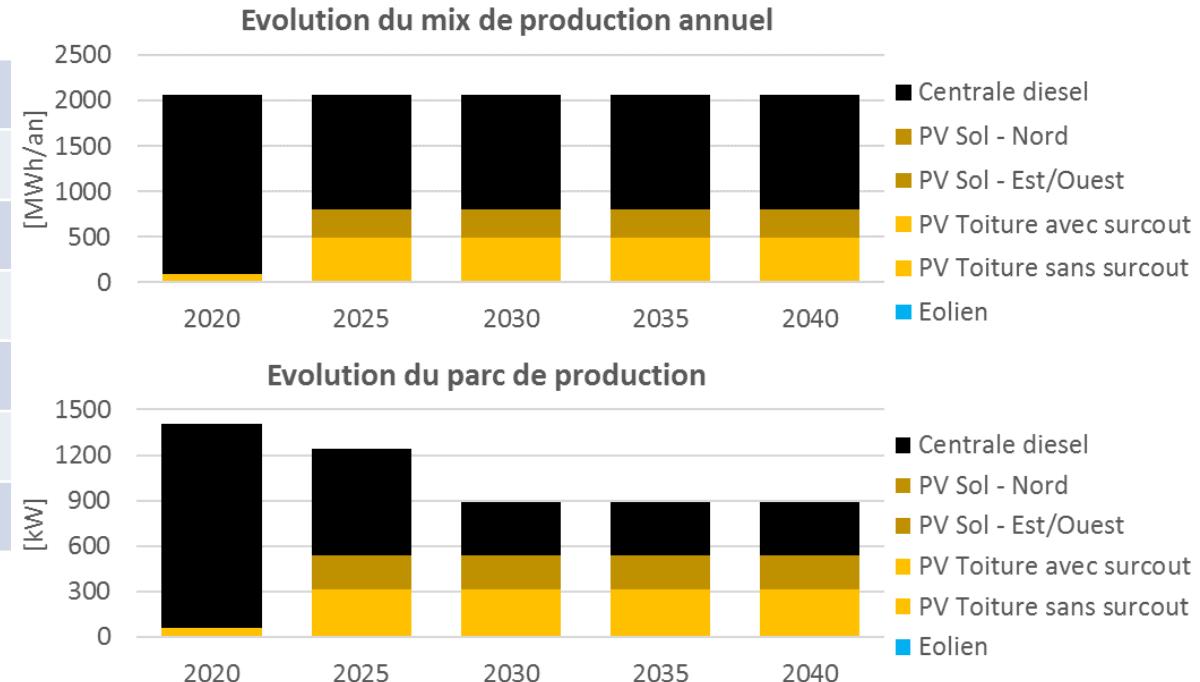
La localisation du stockage batterie sur le réseau est libre.
Il est ici pris l'hypothèse qu'elle est associée à la centrale diesel.

Scénario n°1 bis – Eolien non disponible

Résultats techniques

Demande à 2040	2 060 MWh
dont couverture ENR	39 %
dont production locale	39 %
Parc ENR [kW]	538 kW
dont ENR variables	538 kW
Stockage (1h)	180 kW
Renforcement réseaux	0 kW

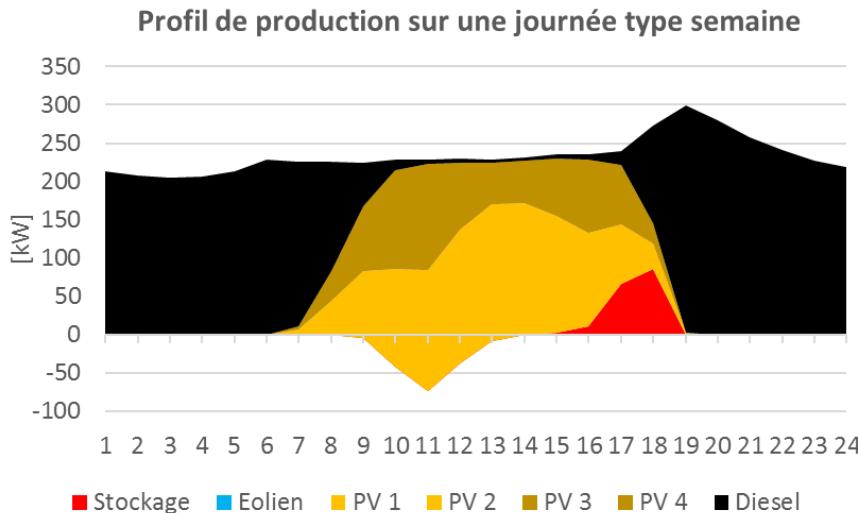
- Centrale diesel
- PV Sol - Nord
- PV Sol - Est/Ouest
- PV Toiture avec surcout
- PV Toiture sans surcout



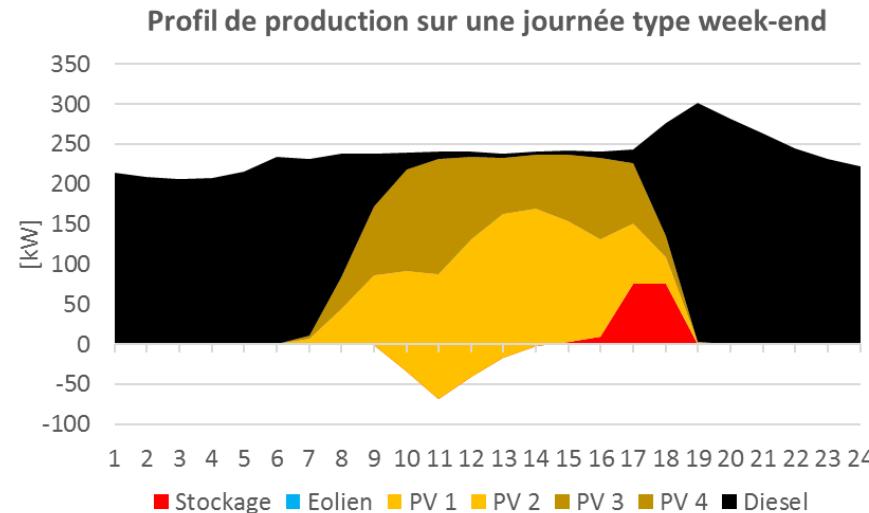
Scénario n°1 bis – Eolien non disponible

Résultats techniques

Profil de production type sur une journée en semaine



Profil de production type sur une journée en week end



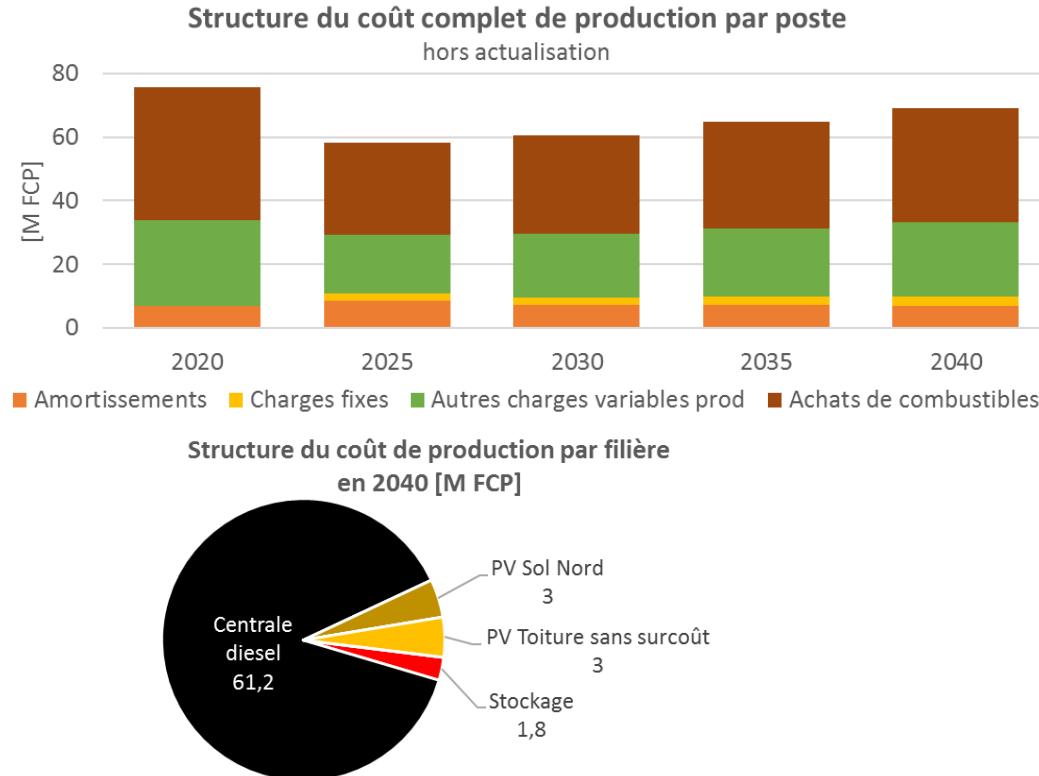
L'équilibre offre-demande doit être tenu par le PV + stockage seuls pendant 30% du temps. La réserve primaire est alors assurée par le stockage qui permet à lui seul de couvrir la demande pendant 15 minutes. Le groupe diesel doit être démarré automatiquement dès que le stockage est sollicité pour pouvoir prendre le relais à l'issue des 15 minutes. Ceci implique la mise en œuvre d'un système de pilotage du réseau adapté et le choix d'un groupe diesel capable de se connecter sur un tel système. Le groupe diesel fonctionne environ 6 100 heures par an.

Scénario n°1 bis – Eolien non disponible

Résultats économiques

En 2040	
Coût complet de production	33 600 FCP/MWh
Sur la trajectoire 2020 - 2040	
Coût totaux non actualisés	1310 M FCP
Investissements bruts	148 M FCP
dont production	126 M FCP
dont stockage	20 M FCP
dont batterie condensateurs	2 M FCP

La mise en œuvre de ce scénario permet une baisse de plus de 20% du coût de production de l'électricité l'année de sa mise en œuvre. Les effets de l'inflation réduisent toutefois cette baisse à 2040.



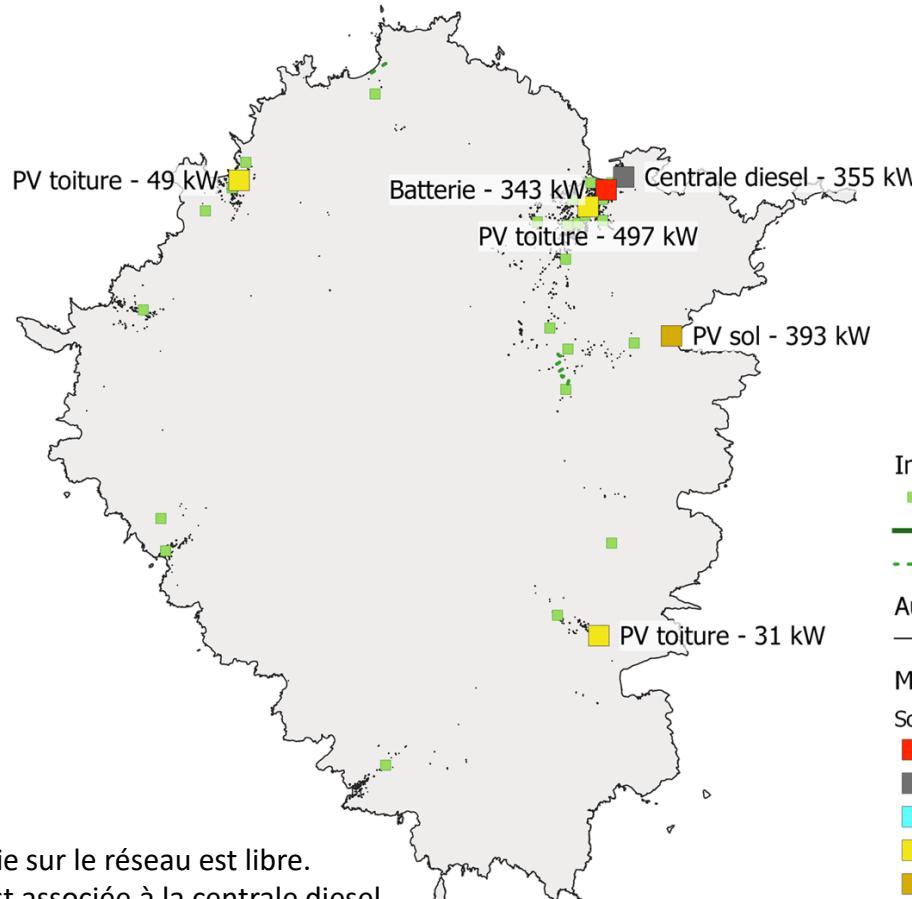
Le coût complet de production regroupe l'ensemble des coûts nécessaires à la production (amortissement, charges fixes et variables dont personnel, ainsi que les achats de combustible) mais exclu les coûts de fonctionnements d'EDT, la commercialisation de l'électricité, ainsi que les coûts du réseau. Les coûts totaux non actualisés regroupent l'ensemble des dépenses sur la période 2020 – 2040, déduction faite de la valeur résiduelle des équipements à 2040. L'optimisation du système électrique est faite sur le coût total 2020 – 2040 actualisé.

Scénario n°1 ter – 75% ENR sans éolien

Synthèse

Taux d'ENR : 75%

Système électrique
de Ua Pou à 2040



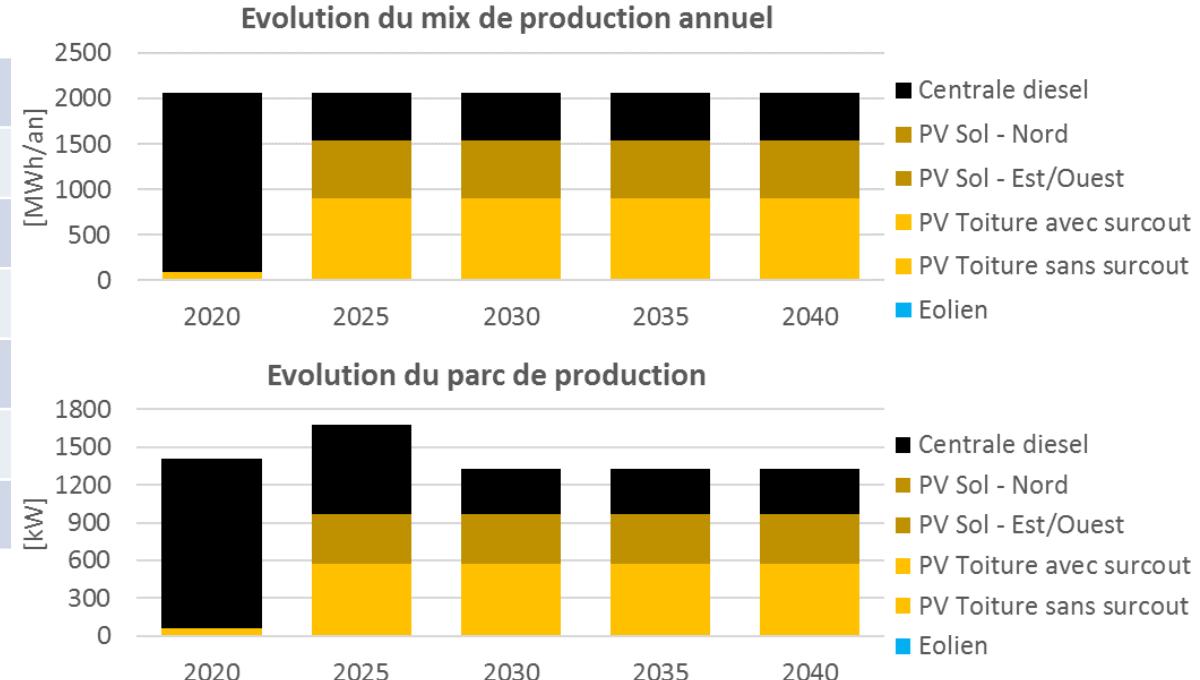
- Infrastructures réseau
 - Poste de transformation HTA
 - Cable aérien HTA
 - Cable souterrain HTA
- Autres infrastructures
 - Route
- Moyens de production et de stockage
 - Scenario 1 ter
 - Batterie
 - Centrale diesel
 - Site eolien
 - PV toiture
 - PV sol

Scénario n°1 ter – 75% ENR sans éolien

Résultats techniques

Demande à 2040	2 060 MWh
dont couverture ENR	75 %
dont production locale	75 %
Parc ENR [kW]	970 kW
dont ENR variables	970 kW
Stockage (6h)	343 kW
Renforcement réseaux	0 kW

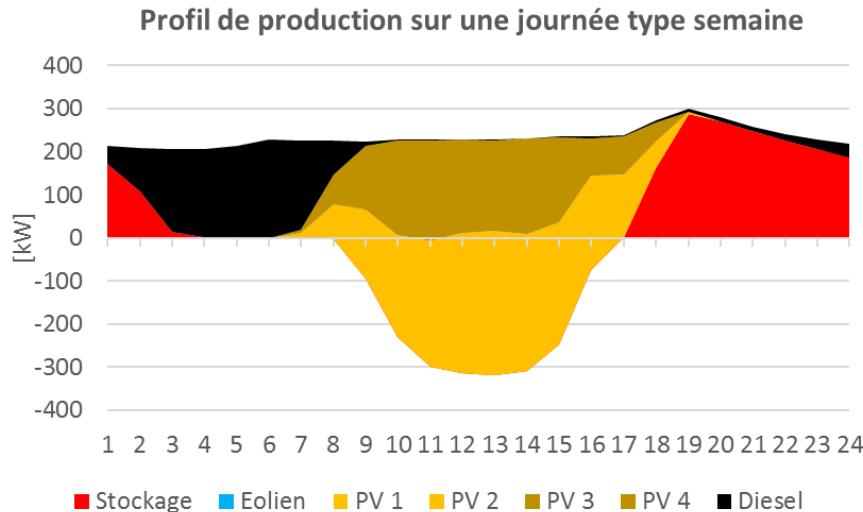
- Centrale diesel
- PV Sol - Nord
- PV Sol - Est/Ouest
- PV Toiture avec surcout
- PV Toiture sans surcout



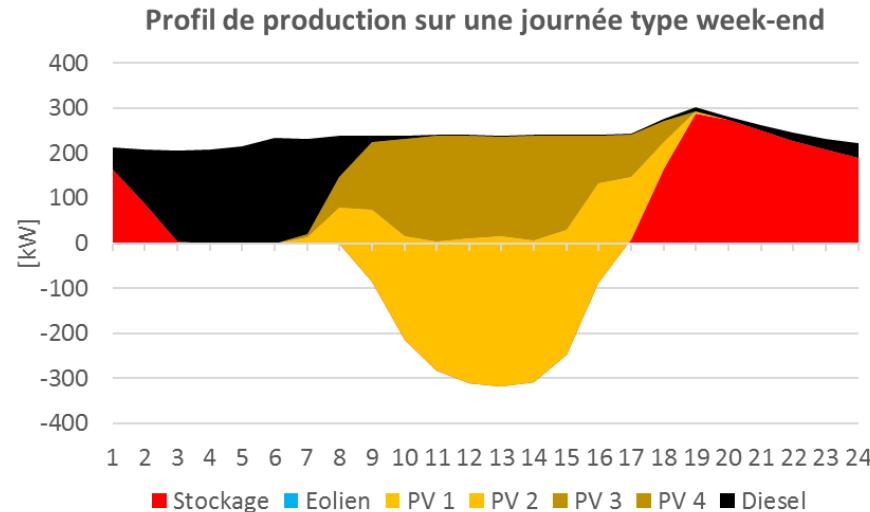
Scénario n°1 ter – 75% ENR sans éolien

Résultats techniques

Profil de production type sur une journée en semaine



Profil de production type sur une journée en week end



L'équilibre offre-demande doit être tenu par le PV + stockage seuls pendant 67% du temps. La réserve primaire est alors assurée par le stockage qui permet à lui seul de couvrir la demande pendant 15 minutes. Le groupe diesel doit être démarré automatiquement dès que le stockage est sollicité pour pouvoir prendre le relais à l'issue des 15 minutes. Ceci implique la mise en œuvre d'un système de pilotage du réseau adapté et le choix d'un groupe diesel capable de se connecter sur un tel système. Le groupe diesel fonctionne environ 2 900 heures par an.

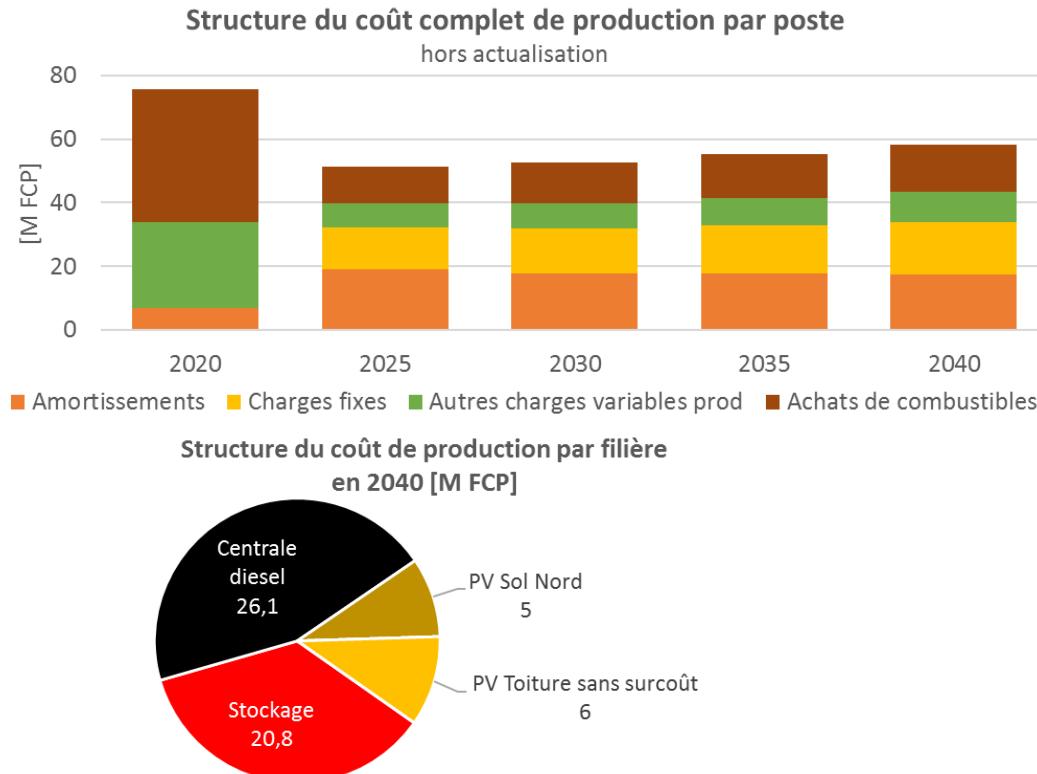
Scénario n°1 ter – 75% ENR sans éolien

Résultats économiques

En 2040	
Coût complet de production	28 200 FCP/MWh
Sur la trajectoire 2020 - 2040	
Coûts totaux non actualisés	1 180 M FCP
Investissements bruts	446 M FCP
dont production	216 M FCP
dont stockage	227 M FCP
dont batterie condensateurs	2 M FCP

Malgré le surcoût global de ce scénario sur la trajectoire par rapport aux autres scénarios optimisés, ce scénario permet une baisse du coût de production plus de 30% l'année de sa mise en œuvre, et le coût de production en 2040 reste inférieur au coût de production actuel d'un peu plus de 20%.

Le coût complet de production regroupe l'ensemble des coûts nécessaires à la production (amortissement, charges fixes et variables dont personnel, ainsi que les achats de combustible) mais exclu les coûts de fonctionnements d'EDT, la commercialisation de l'électricité, ainsi que les coûts du réseau. Les coûts totaux non actualisés regroupent l'ensemble des dépenses sur la période 2020 – 2040, déduction faite de la valeur résiduelle des équipements à 2040. L'optimisation du système électrique est faite sur le coût total 2020 – 2040 actualisé.



Scénarios n°1 bis et 1 ter – Absence de potentiel éolien

Implications du scénario

■ Conséquence sur le prix de l'électricité

Le coût de production de l'électricité en 2018 était de 37 FCP/kWh.

Ces scénarios conduisent à une réduction du coût de production de 20% (29 FCP/kWh) à 30% (25 FCP/kWh l'année de sa mise œuvre) pour un taux d'ENR respectivement de 39% à 75% grâce à un fort développement du photovoltaïque combiné à d'importantes capacités de stockage.

Ce coût regroupe l'ensemble des coûts nécessaires à la production (amortissement, charges fixes et variables dont personnel, ainsi que les achats de combustible) mais exclu les coûts de fonctionnements d'EDT, la commercialisation de l'électricité, ainsi que les coûts du réseau.

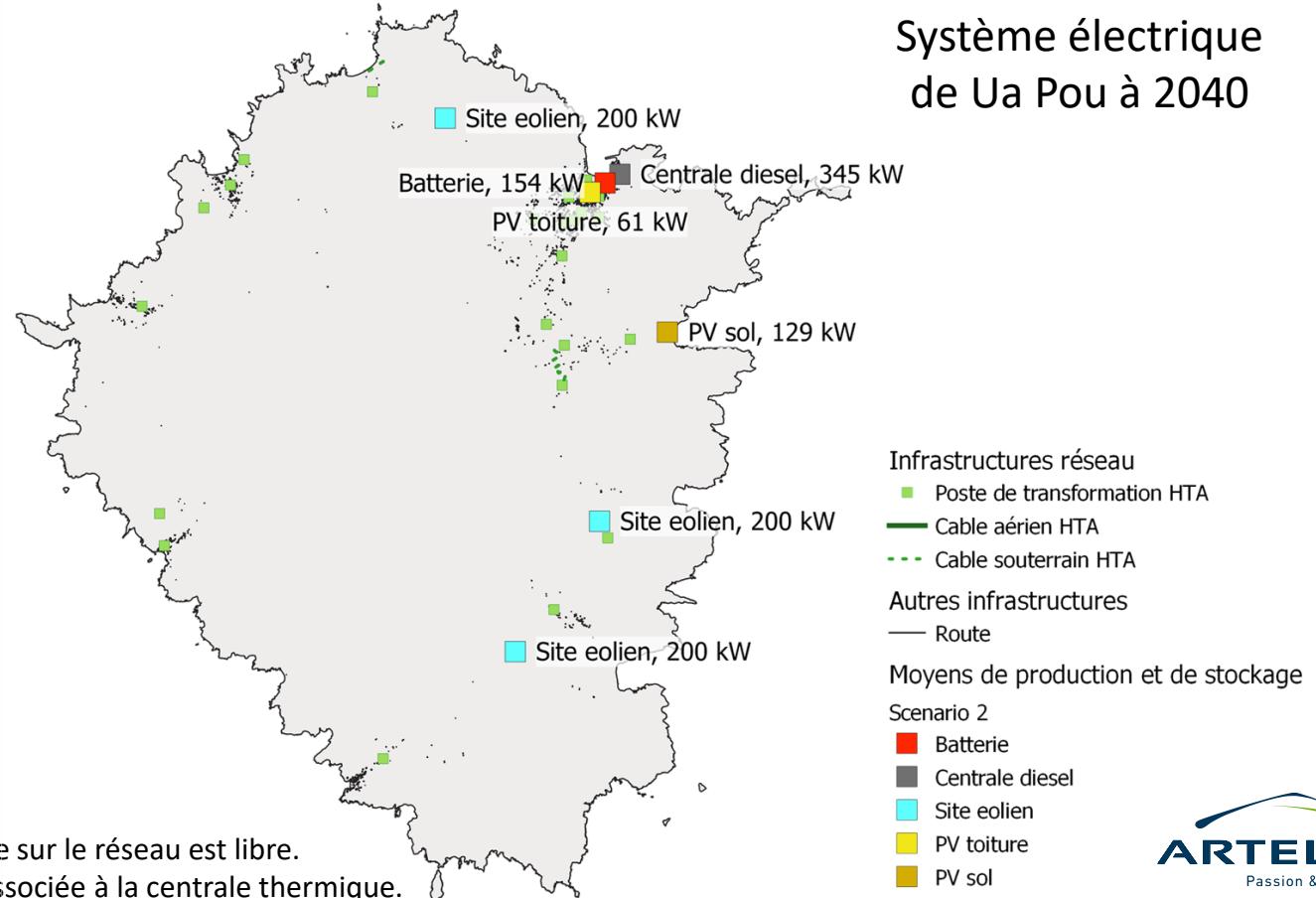
■ Points d'attention

Le fonctionnement fréquent en l'absence de groupe diesel en service implique le déploiement d'équipements permettant (1) la tenue de la fréquence par les onduleurs, et (2) le démarrage automatique « black start » avec couplage du groupe diesel sur le réseau.

Scénario n°2 – Demande croissante

Synthèse

Taux d'ENR : 79%



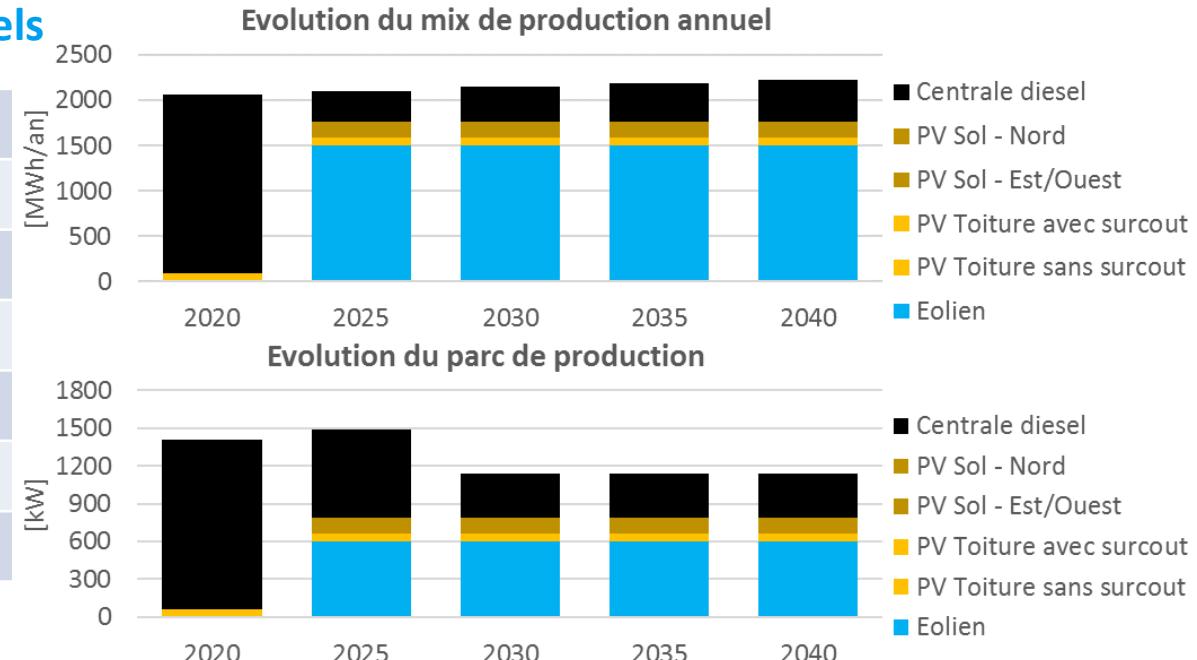
Scénario n°2 – Demande croissante

Résultats techniques : bilans annuels

Demande à 2040	2 230 MWh
dont couverture ENR	79 %
dont production locale	79 %
Parc ENR [kW]	790 kW
dont ENR variables	790 kW
Stockage (1h)	154 kW
Renforcement réseaux	0 kW

L'augmentation de la demande testée dans ce scénario a un impact marginal sur le parc de production électrique optimum.

Notons que les réserves du scénario 1 concernant la nécessaire validation du potentiel éolien par une campagne de mesure avant toute mise en œuvre de ce scénario sont valables ici également.



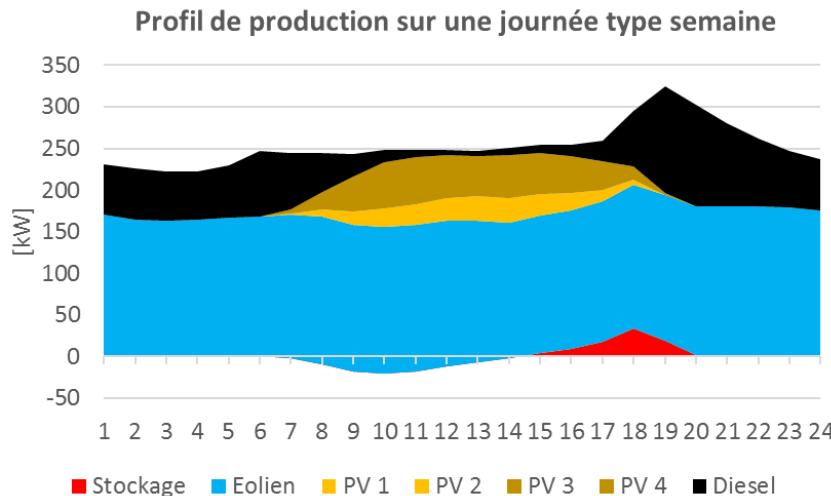
Le parc ainsi optimisé est constitué de :

- 61 kWc Photovoltaïque en toiture - existant
- 129 kWc Photovoltaïque au sol Est-Ouest
- 600 kW d'éolien sous la forme de 3 parcs de 200 kW chacun
- 154 kW de stockage
- 345 kW de diesel

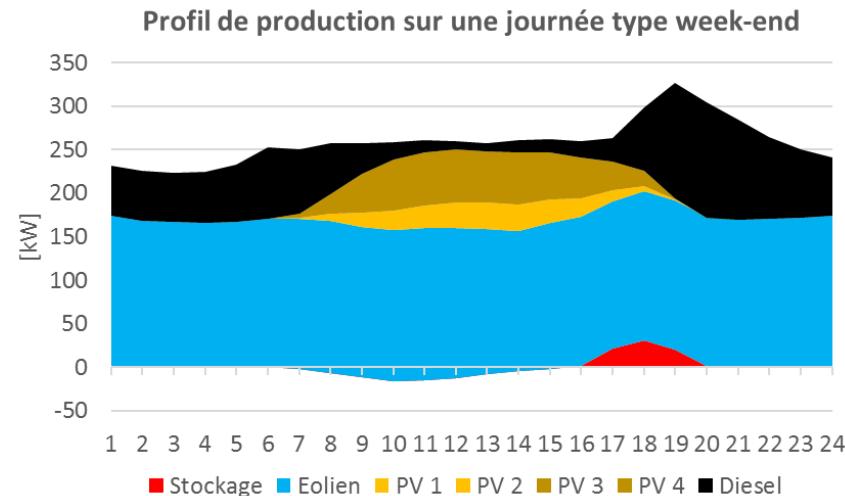
Scénario n°2 – Demande croissante

Résultats techniques : profils de production

Profil de production type sur une journée en semaine



Profil de production type sur une journée en week end



L'équilibre offre-demande doit être tenu par l'éolien + stockage seuls pendant 34% du temps. La réserve primaire est alors assurée par le stockage qui permet à lui seul de couvrir la demande pendant 15 minutes. Le groupe diesel doit être démarré automatiquement dès que le stockage est sollicité pour pouvoir prendre le relais à l'issue des 15 minutes. Ceci implique la mise en œuvre d'un système de pilotage du réseau adapté et le choix d'un groupe diesel capable de se connecter sur un tel système. Le groupe diesel fonctionne environ 5800 heures par an.

Scénario n°2 – Demande croissante

Résultats techniques : stabilité du système électrique

■ Point de fonctionnement étudié

- Pic de demande parmi les points de fonctionnements où les groupes techniques (diesel) ne sont pas en service.
Sur ce point de fonctionnement le dispatch de production est :
Eolien = 281 kW ; PV = 20 kW ; Batterie = 89 kW.

■ Incidents testés

- Perte du plus gros groupe en fonctionnement, c'est-à-dire l'une des 6 éoliennes.
Cet incident correspond à une perte instantanée de $281/6 = 46,8$ kW.

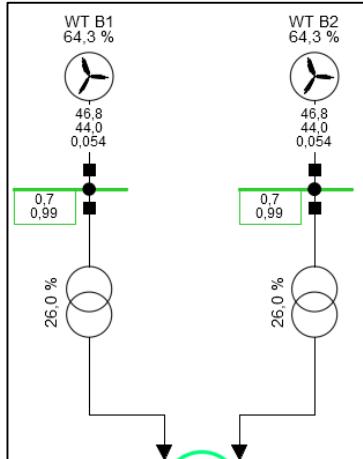
■ Résultats et conclusions

- D'après l'étude du régime statique il est nécessaire d'installer des bancs de condensateur pour générer de la puissance réactive car les éoliennes ne sont pas capables d'en fournir suffisamment pour tout le réseau.
Un banc de condensateur de 400 kvar en 0.4 kV couplé à un transformateur 0.4/5.5 kV correspond à un investissement de l'ordre de 1,8 M FCP (15 k€) pour une durée de vie de 15 à 20 ans.
- Le dimensionnement de la batterie pour assurer l'EOD et la couverture des aléas météo impliquait un stockage de 110 kW.
Pour pouvoir compenser la perte d'une des éoliennes, l'étude du régime dynamique donne une puissance de batterie minimale de 155 kW.
- L'augmentation de la puissance de la batterie à 154 kW ainsi que la mise en place du banc de condensateur augmente le coût total sur la période 2020 – 2040 de 1,7% par rapport à l'optimum initialement atteint.
Ces coûts additionnels ont été pris en compte dans ce document.

Scénario n°2 – Demande croissante

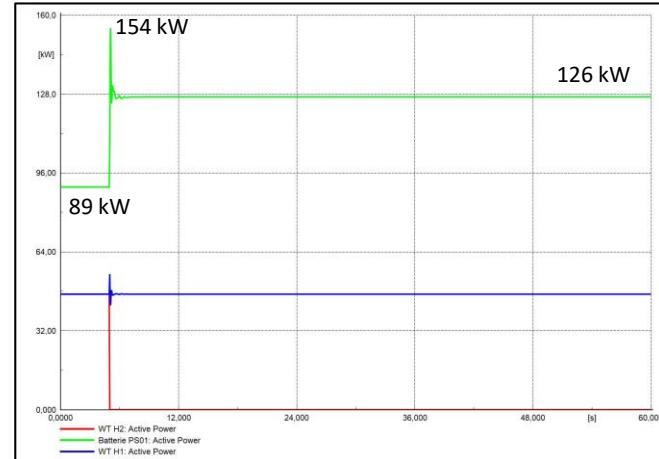
Résultats techniques : stabilité du système électrique

Parc éolien près du Village Aneou en statique



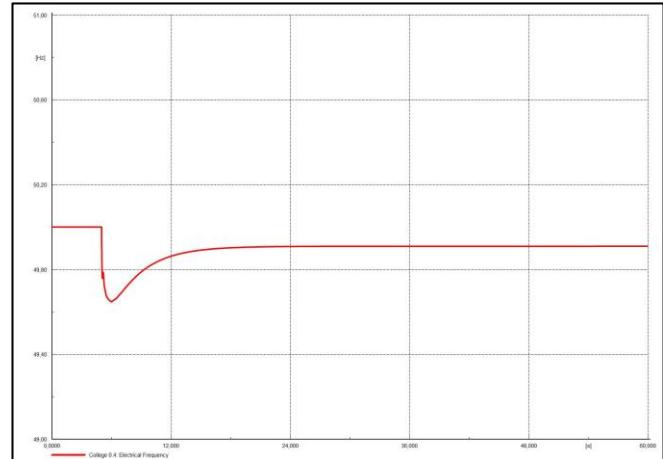
Au point de fonctionnement étudié 46,8kW et 44kvar sont injectés sur le réseau par chaque éolienne du Village Aneou.

Puissance générée par la batterie (vert) après la perte d'une éolienne (rouge)



La puissance injectée par la batterie passe de 89 à 126kW pour compenser la perte de l'éolienne.

Fréquence du réseau lors de l'incident



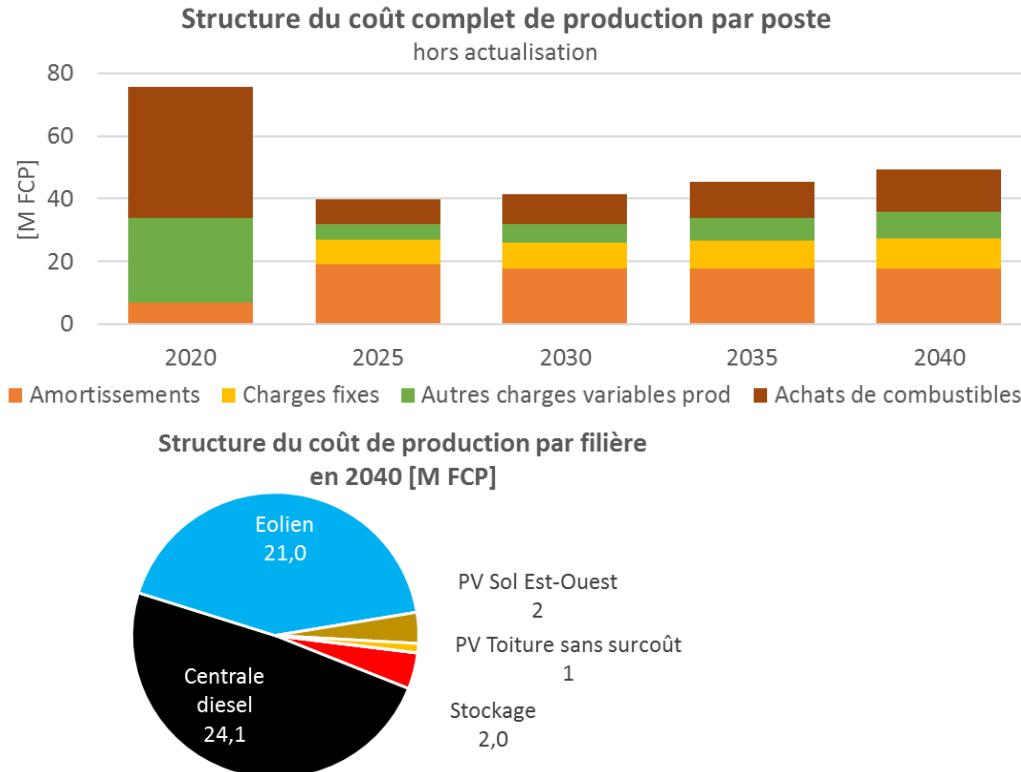
Après une diminution jusqu'à 49,65 Hz la fréquence remonte très rapidement à 49,91 Hz et reste stable asymptotiquement. Cette valeur est acceptable durant le temps de démarrage des groupes thermiques.

Scénario n°2 – Demande croissante

Résultats économiques

En 2040	
Coût complet de production	22 500 FCP/MWh
Sur la trajectoire 2020 - 2040	
Coût totaux non actualisés	1 007 M FCP
Investissements bruts	341 M FCP
dont production	322 M FCP
dont stockage	17 M FCP
dont renforcements	2 M FCP

La couverture de l'augmentation de la demande par la centrale diesel accentue la légère hausse des charges dans le temps induite par l'augmentation des achats de combustibles – outre les effets de l'inflation des prix.



Le coût complet de production regroupe l'ensemble des coûts nécessaires à la production (amortissement, charges fixes et variables dont personnel, ainsi que les achats de combustible) mais exclu les coûts de fonctionnements d'EDT, la commercialisation de l'électricité, ainsi que les coûts du réseau. Les coûts totaux non actualisés regroupent l'ensemble des dépenses sur la période 2020 – 2040, déduction faite de la valeur résiduelle des équipements à 2040. L'optimisation du système électrique est faite sur le coût total 2020 – 2040 actualisé.

Scénario n°2 – Demande croissante

Implications du scénario

■ Conséquence sur le prix de l'électricité

Le coût de production de l'électricité en 2018 était de 37 FCP/kWh.

Ce scénario de transition énergétique conduit à une réduction du coût de production de 50%, soit 19 FCP/kWh l'année de sa mise œuvre.

Ce coût regroupe l'ensemble des coûts nécessaires à la production (amortissement, charges fixes et variables dont personnel, ainsi que les achats de combustible) mais exclu les coûts de fonctionnements d'EDT, la commercialisation de l'électricité, ainsi que les coûts du réseau.

■ Points d'attention

Tout comme pour le scénario 1, il sera impératif de valider la réalité des vitesses de vent sur les sites potentiels éolien identifiés par une campagne de mesure.

Le fonctionnement fréquent en l'absence de groupe diesel en service implique le déploiement d'équipements permettant (1) la tenue de la fréquence par les onduleurs, et (2) le couplage du groupe diesel sur le réseau.

■ Limites

Tout comme pour le scénario 1, la structuration d'une filière éolienne à l'échelle des îles Marquises sera nécessaire pour envisager le déploiement de ce scénario.

Conclusions

Une transition énergétique vers au taux d'ENR local > 75% envisageable et compétitive

- Le gisement éolien présent sur l'île semble être particulièrement favorable, d'après les données météo disponibles
 - 6 turbines de 100 kW chacune devraient permettre de couvrir l'essentiel de la demande électrique de Ua Pou
 - Un complément photovoltaïque sous la forme d'une centrale Est-Ouest de 125 kWc en plus du parc en toiture existant apportera un complément pertinent au parc éolien.
 - Ces parcs éolien et photovoltaïque doivent être accompagné de moyens de stockage de 110 kW/110 kWh afin de tenir la fréquence du réseau, d'assurer la réserve primaire lorsque le groupe diesel est arrêté, et lisser les fluctuations induites par les aléas météo sur de courtes durées.
 - Un groupe diesel reste nécessaire afin de couvrir les périodes pendant lesquels la ressource éolienne est insuffisante et couvrir l'éventuelle augmentation de la demande sur l'île. Ce groupe devra être capable de se synchroniser avec le réseau.
 - Cette transition permet une réduction des coûts de production de l'électricité de près de 50% l'année de sa mise en service.
- La réalité de ce gisement éolien doit être confirmée par une campagne de mesure
- Le choix de ce scénario implique la construction d'une filière éolienne sur les îles Marquises, inexistante aujourd'hui.

Si le développement d'une filière éolienne ne s'avère pas possible, le recours au photovoltaïque permettra d'atteindre à minima un taux d'ENR de 39% et peut permettre d'atteindre 75% tout en étant plus économique que le système actuel.

- Ces taux d'ENR seront respectivement atteint moyennant:
 - 538 kWc de photovoltaïque (y compris l'existant) combiné à 190 kW de stockage 1h pour un taux d'ENR annuel de 39%
 - 970 kWc de photovoltaïque (y compris l'existant) combiné à 340 kW de stockage 6h (soit 2 MWh) pour un taux d'ENR annuel de 75%
 - Le stockage devra également permettre d'assurer une réserve primaire lorsque le groupe diesel sera à l'arrêt.
 - Les groupes diesel devront être capable de démarrer automatiquement et de se synchroniser avec le réseau en 15 minutes.

Conclusions

Une montée en compétence nécessaire pour l'exploitation du système électrique

- Nouveaux moyens de production d'ENR (Eolien, Photovoltaïque)
 - Entretien/Maintenance des équipements
 - Prévision de la production, nécessaire pour assurer un dispatch performant.
 - Modes de contractualisation et de rémunération possibles pour garantir la disponibilité et la flexibilité nécessaire tout en assurant la rentabilité économique à l'exploitant.
- Nouveaux moyens de stockage de l'électricité
 - Optimisation des conditions de fonctionnement de batteries électrochimiques pour maintenir une bonne durée de vie
 - Conditions du local (température, humidité, ...)
 - Optimisation du service fourni (profondeur de décharge, cyclage, ...)
 - Modes de contractualisation et de rémunération possibles selon les services à rendre
- Groupe diesel
 - Entretien/Maintenance/Exploitation d'un groupe diesel capable de réaliser un black start
 - Démarrage et synchronisation au réseau en exploitation
- Pilotage du réseau
 - Optimisation du dispatch des moyens de production
 - Stratégies de choix des moyens de production à utiliser à chaque instant afin de garantir l'équilibre offre-demande à moindre coût et la stabilité du système en cas d'évènement imprévu.
 - Ecrêtage de la production ENR variable (PV, éolien)
 - Charge/décharge d'électricité des moyens de stockage
- Autres équipements
 - Entretien/Maintenance et remplacement des bancs de condensateur

Conclusions

Conditions de création d'une filière éolienne

- Disposer des infrastructures nécessaires à l'importation et installation des turbines
 - Ces besoins dépendent de la nature des turbines. Le choix proposé ici correspond à de petites éoliennes de l'ordre de 100 kW
 - Longueur des pales : ~15 m
 - Hauteur du mat : ~30 m
 - Portuaires adaptées aux navires, longueurs et charges des éléments des éoliennes
 - Routières pour l'acheminement sur site
 - Construction pour l'installation dont moyens de levage
- Disposer des compétences nécessaires à l'exploitation des éoliennes
 - Les compétences nécessaires à l'installation peuvent ne pas être totalement locales car le besoin de leur présence est ponctuel, en revanche cela est nécessaire pour l'exploitation.
 - Mutualisation à l'échelle de l'archipel afin de:
 - Assurer un volume d'activité suffisant pour l'embauche du personnel compétent nécessaire
 - Obtenir un effet d'échelle sur les coûts par une standardisation des choix techniques
 - Tenir un stock de pièces détachées suffisant pour un coût raisonnable car pour l'ensemble des parcs de l'archipel
 - Réduire la durée d'indisponibilité des éoliennes en cas d'incident par une disponibilité « locale » des pièces et du personnel
 - Réduire les coûts de développement des parcs en simplifiant la contractualisation une procédure commune. Ces coûts peuvent être conséquents pour de petits parcs par rapport au budget global

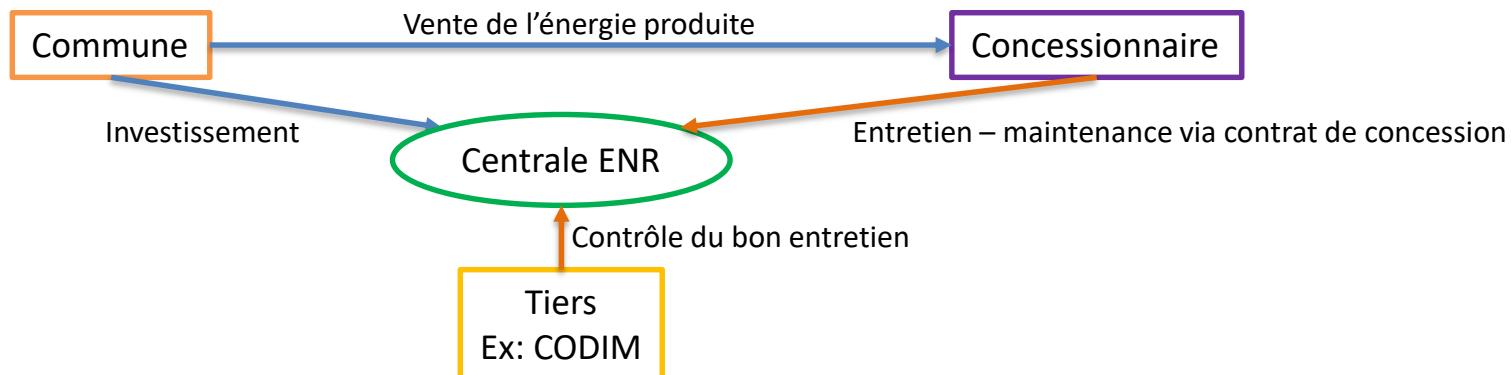
La pérennité d'une filière éolienne à l'échelle de l'archipel est nécessaire pour envisager sa mise en œuvre.

Conclusions

Quel montage envisager?

Proposition permettant :

- de faciliter les conditions d'investissement et notamment
 - Facilité d'obtention des subventions
 - Minimisation des coûts de financement
- de pérenniser le bon état de l'installation et notamment via une mutualisation de l'entretien à l'échelle de l'archipel
 - Réduire les coûts d'entretien – maintenance
 - Générer un volume suffisant pour permettre de maintenir les compétences nécessaires à ces installations
 - Faciliter l'homogénéité sur le long terme des choix de systèmes mis en œuvre



Note : le PV diffus peut être laissé ouvert à des développeurs privés si besoin de financements complémentaires
L'enjeu sera alors la maîtrise de son développement afin d'éviter une situation de surproduction