

Schéma Directeur des Energies des Iles Marquises

Rapport de synthèse des résultats

Ile de Nuku Hiva



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**
- **Etapas 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 et de ses variantes
 - Résultats du scénario n°2
 - Résultats pour les vallées isolées
- **Conclusions**

Etapes méthodologiques

1

Construction
jeux de données
d'entrée

Données
économiques

Moyens de
production



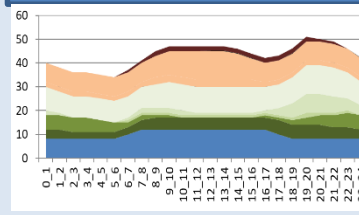
Source : Wikimedia

Réseau
électrique



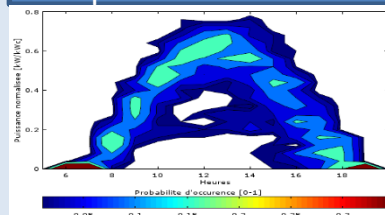
Source : Artelia

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

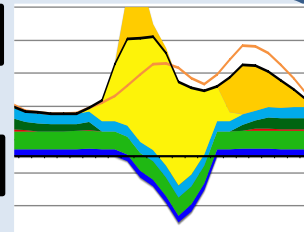
Optimisation du SE sur la trajectoire étudiée

CLE-OPT / Homer

5

Validation statique et dynamique

PowerFactory



6

Analyse des impacts économiques

Contexte spécifique de la commune de Nuku Hiva

Les enjeux

- Une vision claire des possibilités et conditions de développement d'un mix énergétique moins dépendant du pétrole pour l'alimentation en électricité de l'île
- La capacité et la compréhension des enjeux pour discuter avec le concessionnaire les investissements prévus sur le réseau et les moyens de production
- Une volonté forte de développer des moyens de production locaux pour faire de Nuku Hiva un modèle des possibilités de mise en œuvre d'énergie renouvelables pour la production d'énergie en milieu insulaire
- Un avis sur la limite de 30% en puissance fatale pour le photovoltaïque qui a conduit au développement pour les derniers projets photovoltaïques de système en autoconsommation avec stockage

Contexte spécifique de la commune de Nuku Hiva

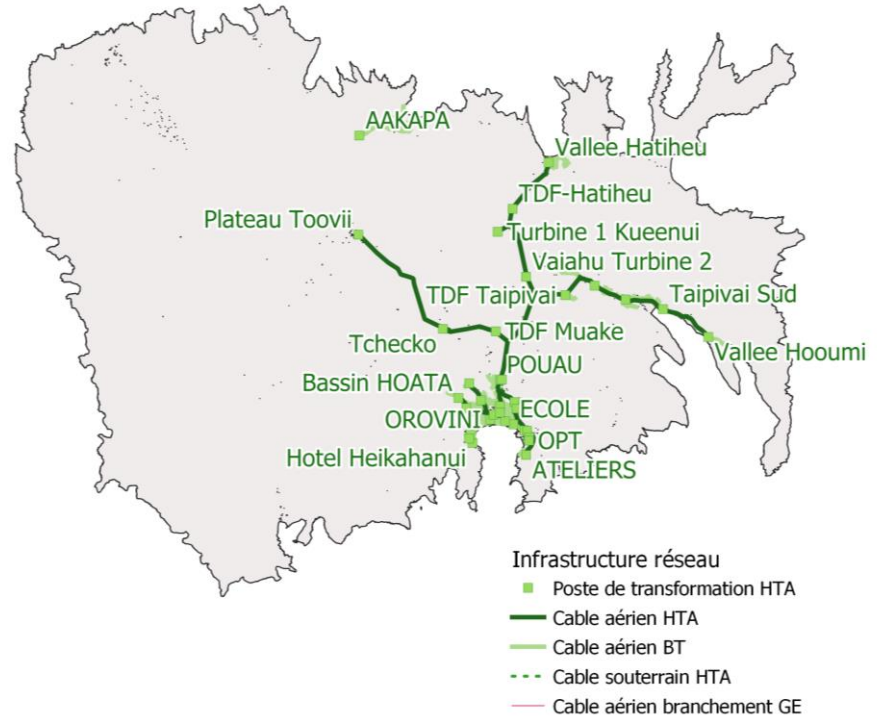
Les réflexions attendues

- Alimentation en électricité de Terre Déserte qui devient une zone d'activité avec le développement d'exploitations agricoles et un projet de développement de l'aéroport. Le schéma directeur devra étudier et comparer :
 - Les possibilités de développer les moyens de production sur terre déserte pour permettre le développement de la zone
 - Le raccordement de Terre Déserte sur le réseau public de distribution de l'île
- Développement des moyens de production d'électricité sur Terre Déserte pour contribuer à l'alimentation en électricité de l'ensemble de l'île.
- Autonomie énergétique de la vallée d'Aakapa
- Alimentation en électricité des vallées de Anaho et Hakai. Ces deux vallées ne sont actuellement accessibles que par bateau mais présentent des constructions pérennes.
- Valorisation énergétique de la forêt de pins mature sur le plateau de Toovi.

Analyse du système électrique actuel

Configurations présentes

- Réseau électrique couvrant les villages de Taiohae, Taipivai, Hatiheu et une partie du plateau de Toovi.
- Moyens de production (connectés au réseau principal):
 - 1 centrale thermique (Taiohae)
 - 3 groupes électrogènes de 400 kVA
 - 2 groupes électrogènes de 635 kVA
 - 1 groupe de secours de 80 kVA
 - 2 installations hydroélectriques
Taipivai 1 (Kuenni) et Taipivai 2 (Vaiahu)
 - Centrales solaire PV
 - 9 installations solaires : puissance cumulée de 178 kWc



Analyse du système électrique actuel

Problématiques d'exploitation rencontrées

■ Temps moyen de coupure

- Varie entre 17h08 et 3h21 sur les dernières années. En excluant l'année 2017 la variation depuis 2016 est comprise entre 7h35 et 3h21. L'année 2017 peut être exclue car elle correspond aux travaux de changement des interrupteurs aérien à manuel (IAM) par des interrupteurs télécommandés IAT

■ Réseau étendu et non bouclé

- Le temps de coupure est relativement élevé, s'expliquant par l'étendue du réseau et son non bouclage voire même son ilotage : en cas d'interventions sur le réseau HTA, cet ilotage conduit à une coupure de l'ensemble des usagers en aval du point de coupure.
- EDT signale aussi des difficultés de tenue en fréquence lors d'un redémarrage du réseau suite à une coupure totale et ce malgré une réalimentation progressive :
 - 1/ tronçon Hakapeni
 - 2/ reste de Taiohae
 - 3/ Taipivai
 - 4/ Démarrage turbine Kueenui

Analyse de la demande

Chiffres clefs

■ Demande annuelle

- Même si évolution sur les 4 dernières de + 4%, à horizon de 10 ans la consommation de Nuku Hiva stable
- Consommation des professionnels en évolution compensée par la diminution de la consommation des ménages (Amélioration de la performance des équipements dans les ménages compense la croissance de la population (+0,8 % / an))

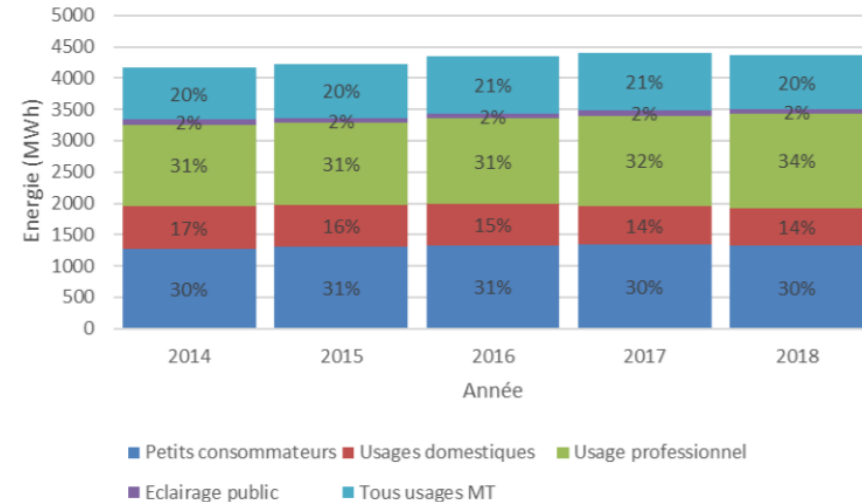
■ Puissance de pointe

- 2018 : 896 kW (2018)
- Faible tendance à la hausse

■ Principaux secteurs/postes de consommation

- 44 % due aux usages domestiques
- 34 % due aux usages professionnels
- 20 % usagers HT

Nuku Hiva : évolution de la consommation

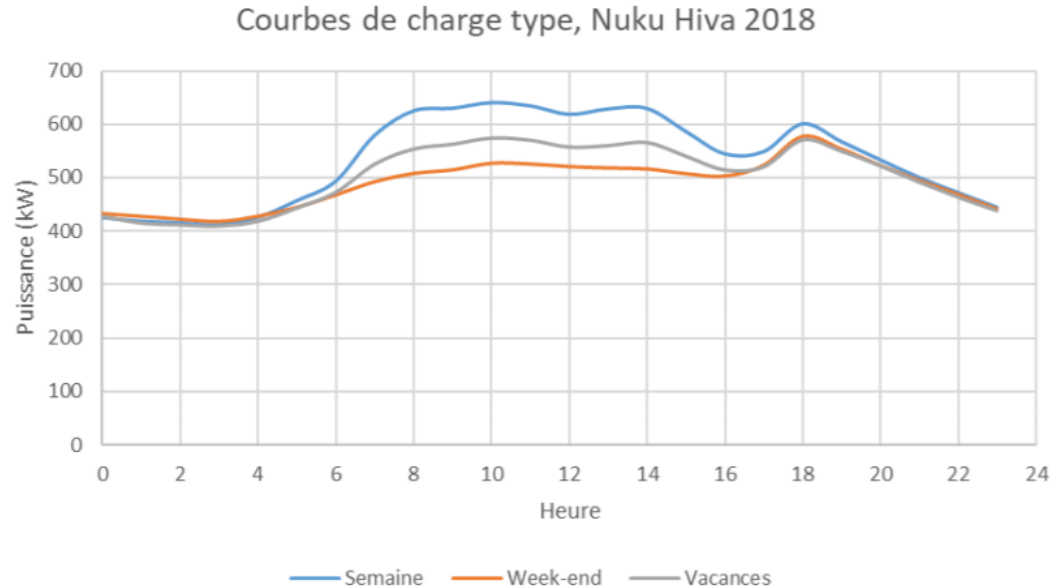


Analyse de la demande

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.

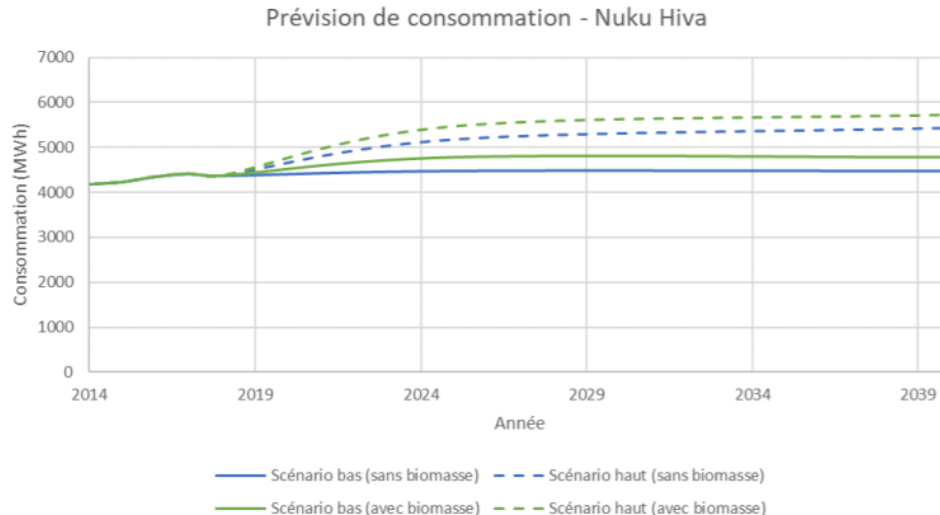


Analyse de la demande

Projection de la demande

■ Déterminants de consommation utilisés

- Evolution de la population : moyenne de +0,8%/an mais consommation cumulée stable
- Nombre de personnes par foyer : 3 habitants par foyer en moyenne
- Taux de raccordement : 89,5% sur base BD Topo



Analyse de la demande

Projection de la demande

■ Projets engagés

- Taiohae : Bâtiment santé, port de pêche, chambre froide (pêche, stockage agricole), développement de l'éclairage public vers le port
- Taipivai : usine de transformation de fruit

■ Projets en réflexion

- Aéroport : développement d'un aéroport à niveau international
- Plateau de Toovi :
 - Développement de l'exploitation forestière => scierie
 - Construction d'un abattoir
 - Pompage pour l'agriculture
- Vallée d'Anaho et d'Hakau (sites isolés) : développement habitat permanent

Analyse de la demande

Chiffres clés des scénarios

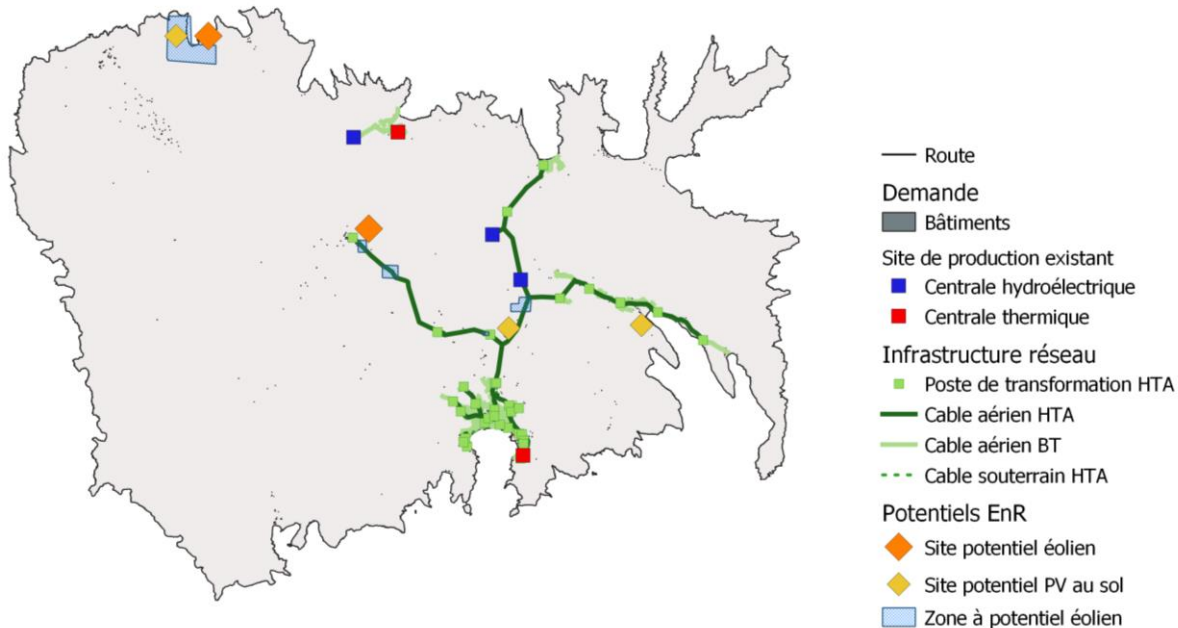
| 2040 | Demande annuelle [MWh/an] |
|----------------|--|
| Scénario bas | Demande stable avec prise en compte projets engagés 4,6 GWh à 20 ans |
| Scénario haut* | Hypothèse augmentation de la demande proportionnellement à la population (+0,8%/an) et prise en compte ensemble des projets identifiés Développement de l'aéroport Développement d'une scierie 5,8 GWh à 20 ans |

Analyse des potentiels ENR

Synthèse des potentiels ENR

- **Potentiel ENR additionnel**
 - Energie : ~45 000 MWh/an
 - Puissance : 20 000 kW
- **Potentiel ENR totaux (y compris existant)**
 - Energie : ~46 000 MWh/an
 - Puissance : 21 000 kW

Localisation des potentiels EnR, réseaux et sites de consommation de Nuku Hiva



Analyse des potentiels ENR

Potentiel solaire

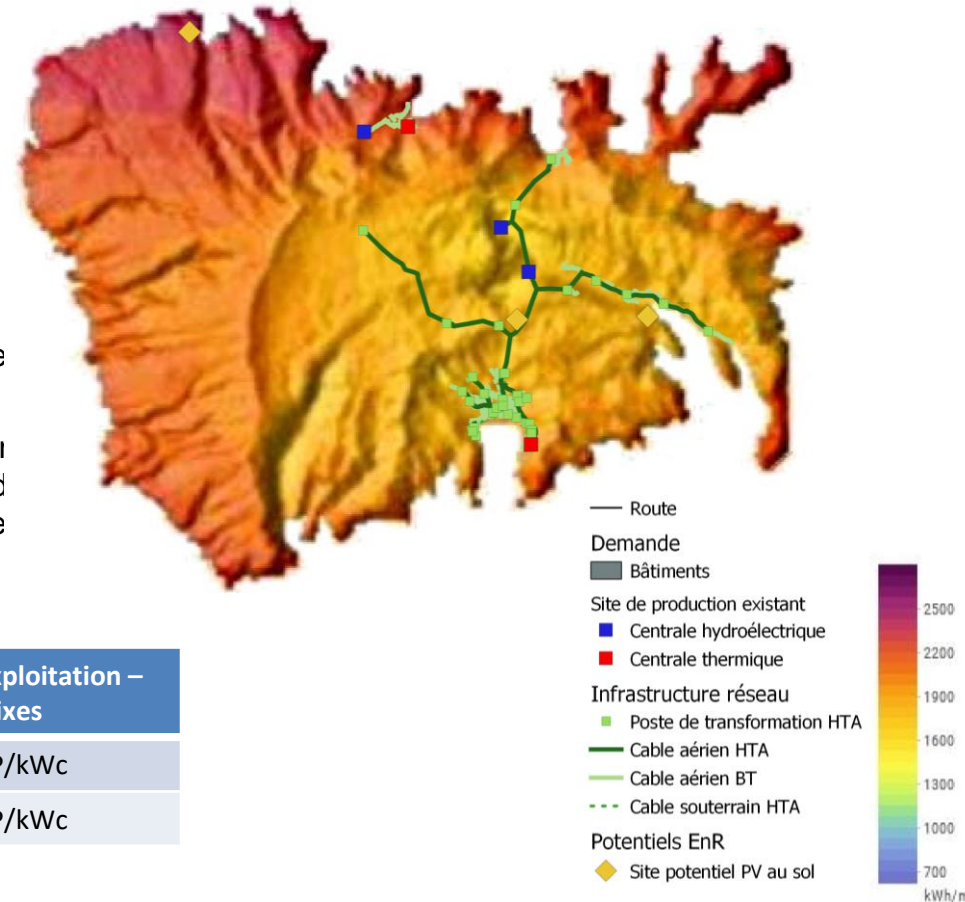
Focus sur le solaire photovoltaïque

- **Potentiel ENR additionnel (connecté au réseau)**
 - Energie : ~40 000 MWh/an
 - Puissance :
 - Toitures :
 - 1,45 MWc sans surcout,
 - 3,35 MWc avec surcout
 - Sol : 14 MWc sur 3 zones (dont une à Terre Déserte)
- **Freins au développement par typologie de projets**

Toitures : des renforcements des charpentes des bâtiments liés aux règles anticycloniques, le remplacement de couvertures existantes anciennes avant pose des modules

■ Hypothèses économiques à 2020

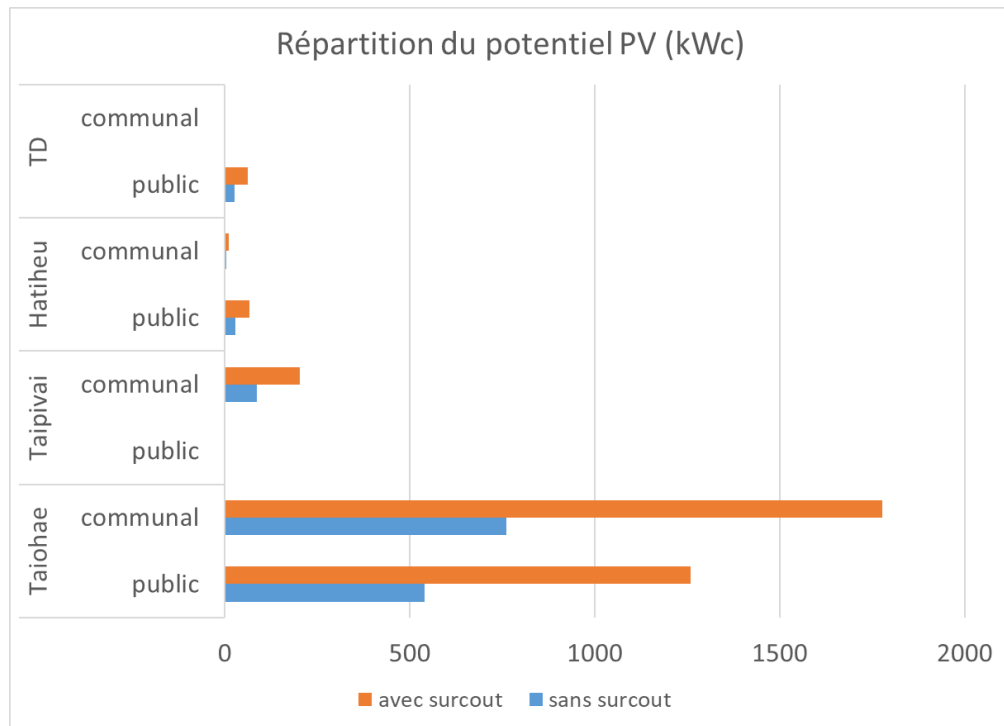
| | Investissement | Coût d'exploitation – charges fixes |
|-----------------------|-----------------|-------------------------------------|
| Bâtiment sans surcout | 181 500 FCP/kWc | 2 400 FCP/kWc |
| Au sol | 253 000 FCP/kWc | 2 400 FCP/kWc |



Analyse des potentiels ENR

Focus sur le solaire photovoltaïque

- Répartition du potentiel solaire par typologie de projet



| [kW] | TAIOHAE | | TAIPIVAI | |
|--------------|----------|-----------|----------|-----------|
| | Publique | Communale | Publique | Communale |
| sans surcout | 539 | 762 | 0 | 87 |
| avec surcout | 1259 | 1779 | 0 | 204 |

| [kW] | HATIHEU | | TERRE DESERTE | |
|--------------|----------|-----------|---------------|-----------|
| | Publique | Communale | Publique | Communale |
| sans surcout | 29 | 4 | 27 | 0 |
| avec surcout | 67 | 10 | 62 | 0 |

Analyse des potentiels ENR

Focus sur l'éolien

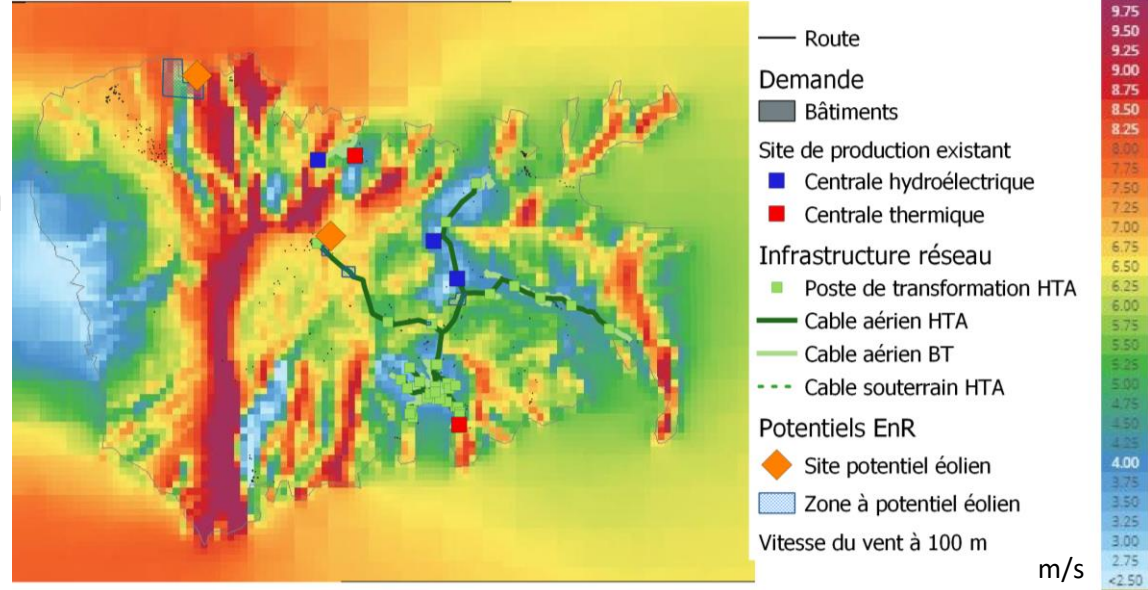
■ Potentiel ENR additionnel

- Energie : ~2 100 MWh/an
- 2 sites de 4 éoliennes chacun d'une puissance unitaire de 100 kW

■ Hypothèses économiques à 2020

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

Potentiel éolien



Analyse des potentiels ENR

Focus sur la biomasse

■ Potentiel ENR additionnel

- Production électrique brute de la centrale thermique biomasse : 5 210 MWhé
- Centrale de 800 kWé

Source : étude de production d'électricité à partir de biomasse à Nuku Hiva, 2019

■ Hypothèses économiques à 2020

- Investissement :
1 074 000 kFCP
- Cout d'exploitation

Charges fixes : 108 600 kFCP/an

Charges variables : 1 919 FCP/MWh PCI

Analyse des potentiels ENR

Focus sur l'hydroélectricité

■ Potentiel ENR additionnel

- Potentiel hydroélectrique supplémentaire considéré sur Hakauï (350 kW)

■ Hypothèses économiques à 2020

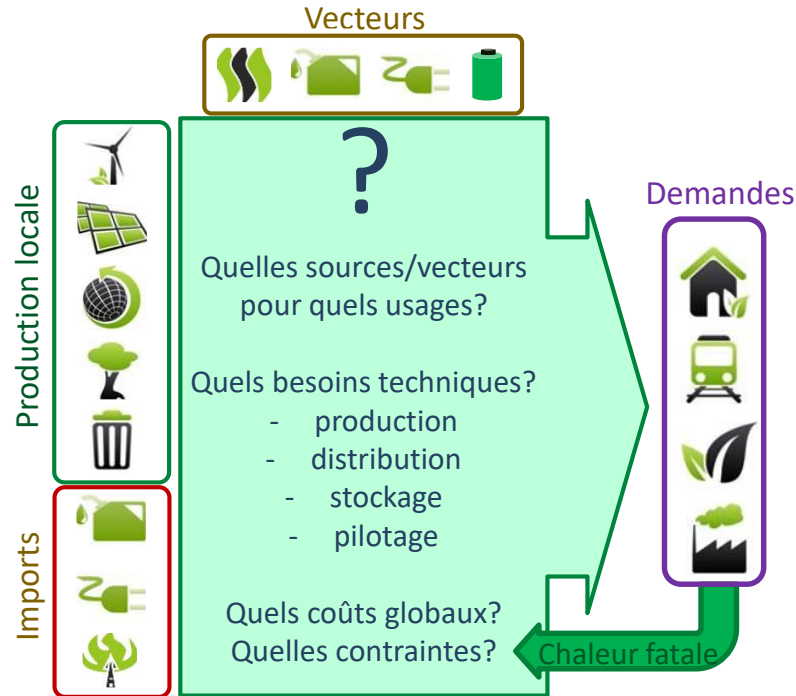
- Cout initial d'investissement (site connecté au réseau) : 920 MFCP
- Cout d'exploitation

Charges fixes : 11,07 kFCP/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

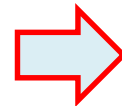
- Coûts O&M des unités de production
- Coûts d'investissements dans les nouveaux moyens de production
- Coûts d'investissements dans le stockage
- Coûts de renforcement des lignes de transmission
- Coûts d'importations des énergies

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

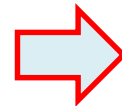
- Minimisation du coût total actualisé
- Satisfaction de la demande et des autres contraintes



Détermine
le parc installé

Optimisation 2 : appels des moyens de productions

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



Détermine le mix de production
à chaque pas de temps

Simultanément
sur l'ensemble
de la trajectoire

Paramétrage des scénarios

■ Scénario n°1 : Demande constante

- Demande stable avec prise en compte projets engagés 4,6 GWh

■ Scénario n°2 : Demande croissante

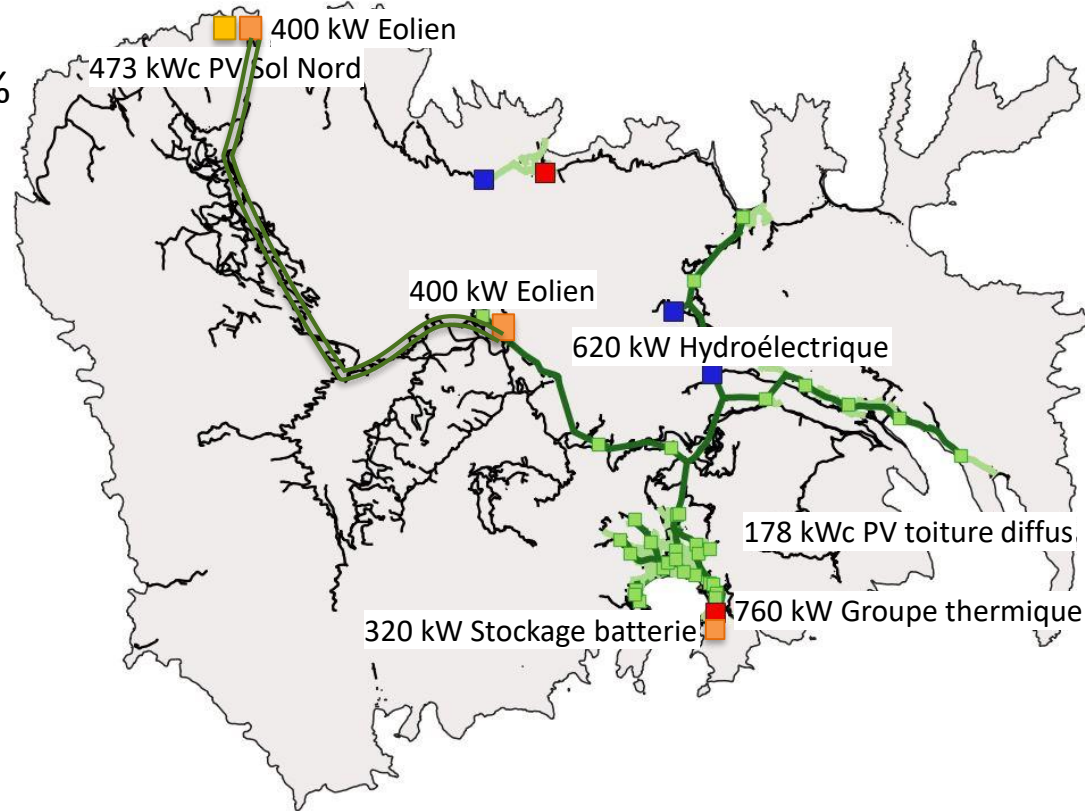
- Hypothèse augmentation de la demande proportionnelle à la population (+0,8%/an) et prise en compte ensemble des projets identifiés 5,8 GWh à 20 ans (développement aéroport et scierie)

| Paramètre | Scénario n°1 | Scénario n°2 |
|-----------------------|---|---|
| Demande | bas | haut |
| Photovoltaïque [kW] | Toiture sans surcout : 1,45 MWc Toiture avec surcout : 3,35 MWc Au sol : 14 MWc | Toiture sans surcout : 1,45 MWc Toiture avec surcout : 3,35 MWc Au sol : 14 MWc |
| Eolien [kW] | 2 sites de 400 kW = 800 kW | 2 sites de 400 kW = 800 kW |
| Hydroélectricité [kW] | 350 kW | 350 kW |

Scénario n°1 – Demande constante

Synthèse

Taux d'ENR : 78%



Système électrique
de Nuku Hiva à 2040

La localisation du stockage batterie sur le réseau est libre.
L'optimisation confirme qu'il est plus intéressant d'étendre le réseau électrique jusqu'à Terre Deserte.

Scénario n°1 – Demande constante

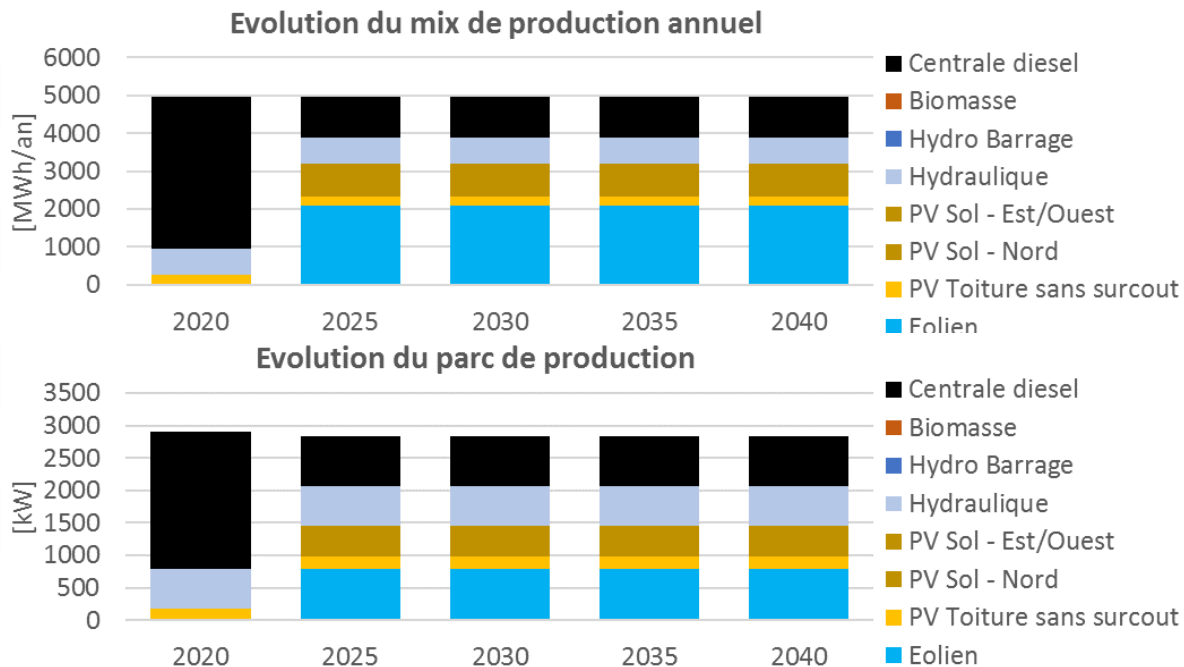
Résultats techniques

| | |
|------------------------------|-----------|
| Demande à 2040 | 4 975 MWh |
| dont couverture ENR | 78 % |
| dont production locale | 78 % |
| Parc ENR [kW] | 2071 kW |
| dont ENR variables | 2071 kW |
| Stockage (1h) | 320 kW |
| Création ligne Terre Deserte | |

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.



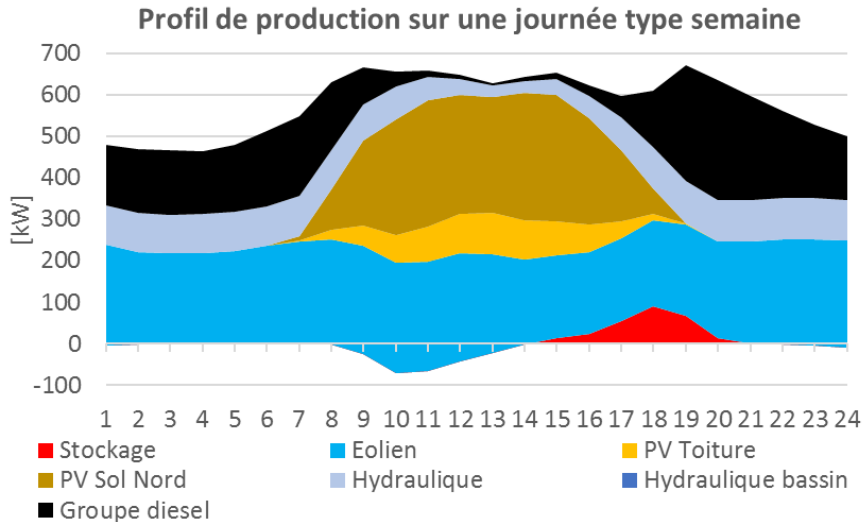
Le parc ainsi optimisé est constitué de :

- 178 kWc + 473 kWc Photovoltaïque en toiture et au sol (2030)
- 800 kW d'éolien constitué de 2 parcs de 4 turbines chacun
- 620 kW d'hydroélectricité
- 320 kW de stockage
- 760 kW de diesel

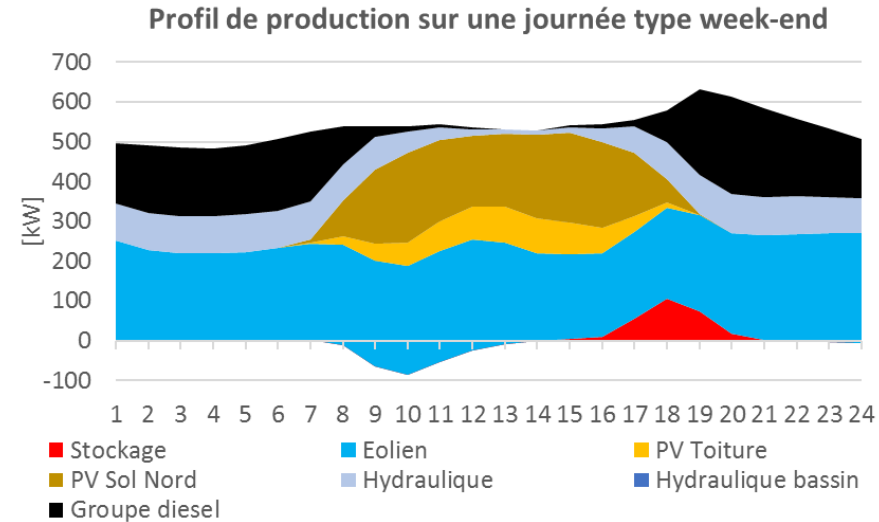
Scénario n°1 – Demande constante

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 les ENR variables + stockage pendant 45% 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 4800 heures par an.

Scénario n°1 – Demande constante

Résultats économiques

| En 2040 | |
|--------------------------------|----------------|
| Coût complet de production | 27 000 FCP/MWh |
| Sur la trajectoire 2020 - 2040 | |
| Coût totaux non actualisés | 2 150 M FCP |
| Investissements bruts | 840 M FCP |
| dont production | 610 M FCP |
| dont stockage | 35 M FCP |
| dont réseau électrique | 190 M FCP |

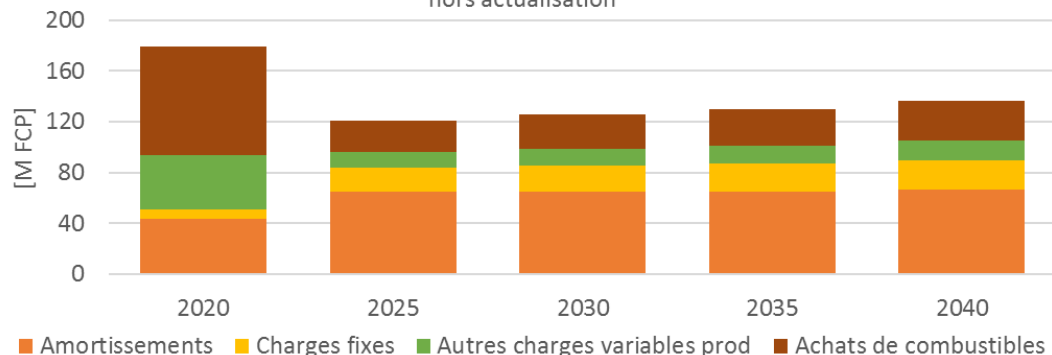
La substitution du parc de production diesel par un parc majoritairement à ENR variables conduit à un basculement de la structure de coût : le principal poste des installations diesel – achats de combustible – est fortement réduit au profit de l'amortissement des parcs ENR. La mise en œuvre de ce scénario génère une baisse de 33% 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.

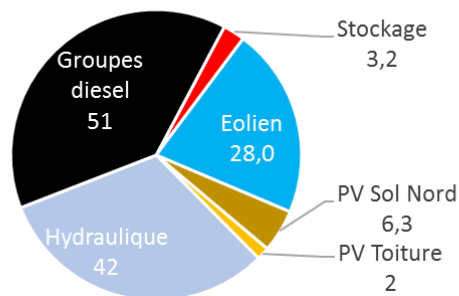
Les coûts totaux non actualisés regroupent l'ensemble des dépenses sur la période 2020 – 2040, déduction faite de la valeur résiduelle des équipements à 2040.

L'optimisation du système électrique est faite sur le coût total 2020 – 2040 actualisé.

Structure du coût complet de production par poste
hors actualisation



Structure du coût de production par filière
en 2040 [M FCP]



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 32 FCP/kWh.

Ce scénario de transition énergétique permet d'atteindre un taux d'ENR de 78% tout en réduisant le coût de production de 25%, soit 24 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 météo 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.

Ce scénario s'appuie sur un parc éolien et une centrale photovoltaïque au sol localisés à Terre Déserte. Par conséquent, il implique le déploiement du réseau électrique jusqu'à Terre Déserte.

■ 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

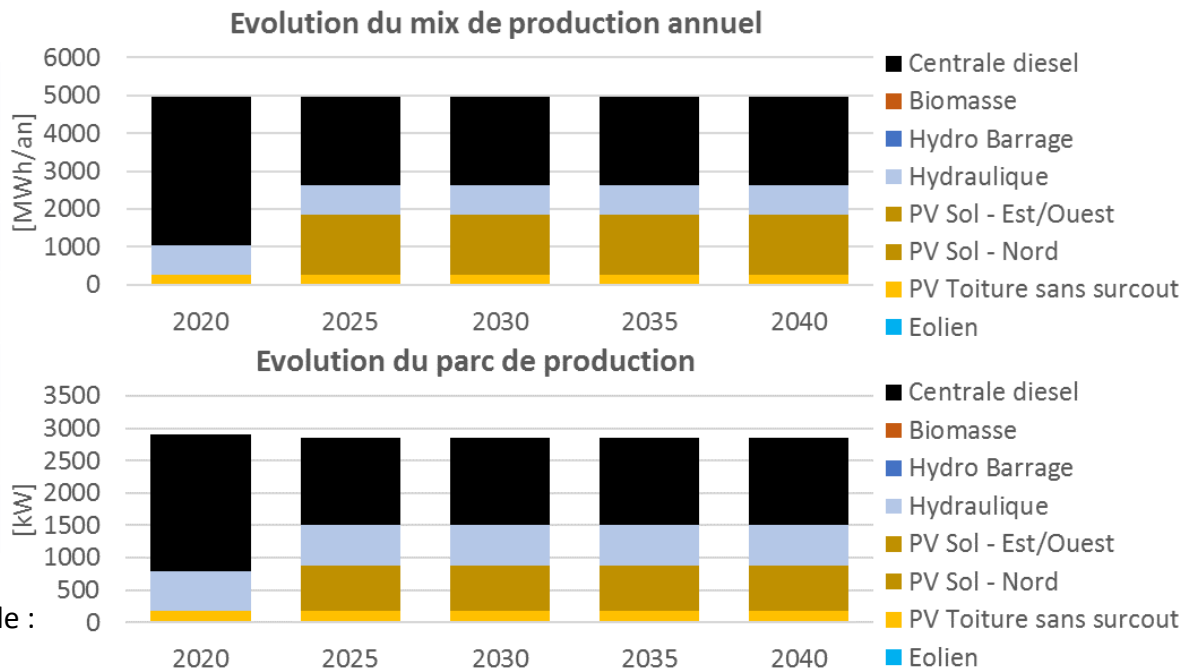
Résultats techniques

| | |
|------------------------------|-----------|
| Demande à 2040 | 4 975 MWh |
| dont couverture ENR | 53 % |
| dont production locale | 53 % |
| Parc ENR [kW] | 1 502 kW |
| dont ENR variables | 1 502 kW |
| Stockage (1h) | 370 kW |
| Création ligne Terre Déserte | |

En l'absence d'éolien, le parc optimisé est constitué de :

- 178 kWc Photovoltaïque en toiture
- 704 kWc Photovoltaïque au sol Nord
- 620 kW d'hydroélectricité
- 370 kW de stockage
- 1350 kW de diesel

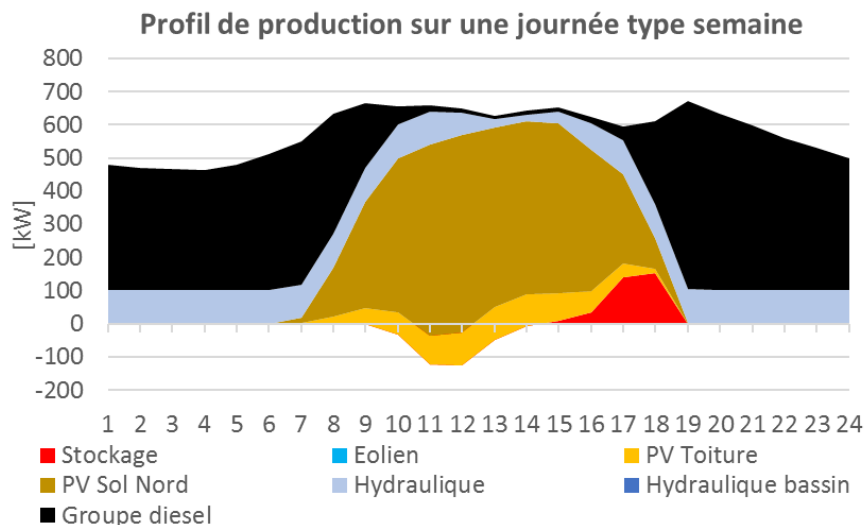
Notons que le potentiel biomasse n'est pas valorisé du fait de son coût élevé par rapport aux autres ressources.



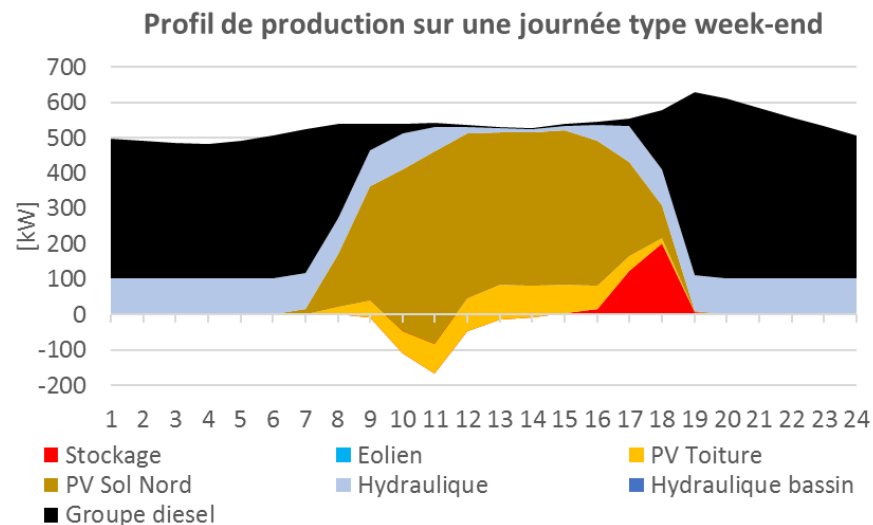
Scénario n°1 bis – Eolien non disponible

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 + hydraulique + stockage 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 6 200 heures par an.

Scénario n°1 bis – Eolien non disponible

Résultats économiques

| En 2040 | |
|--------------------------------|----------------|
| Coût complet de production | 33 000 FCP/MWh |
| Sur la trajectoire 2020 - 2040 | |
| Coût totaux non actualisés | 2 570 M FCP |
| Investissements bruts | 630 M FCP |
| dont production | 400 M FCP |
| dont stockage | 40 M FCP |
| dont réseau électrique | 190 M FCP |

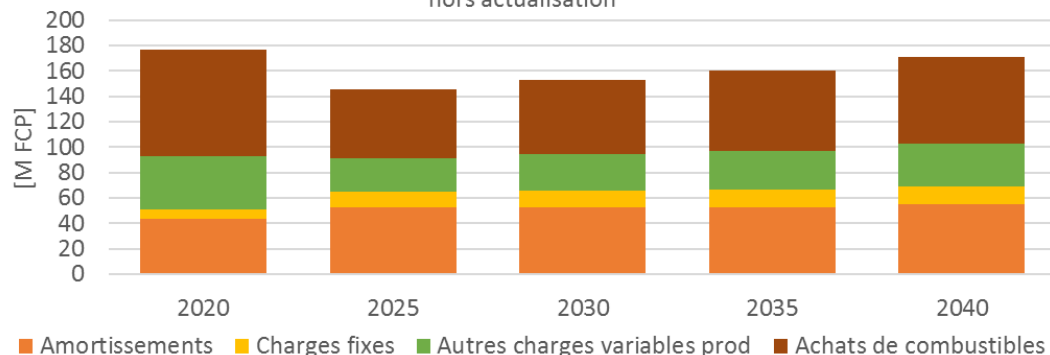
Ce scénario permet une baisse de 18% du coût de production de l'électricité, absorbée par l'inflation à 2040. Notons qu'un scénario sans raccordement de Terre Déserte conduit à un coût global légèrement supérieur (+ 5%) pour un taux d'ENR légèrement inférieur (49%) du fait du plus faible niveau d'irradiation hors de Terre Déserte et de la nécessité d'un ensemble de moyens de production complémentaires pour Terre Déserte.

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.

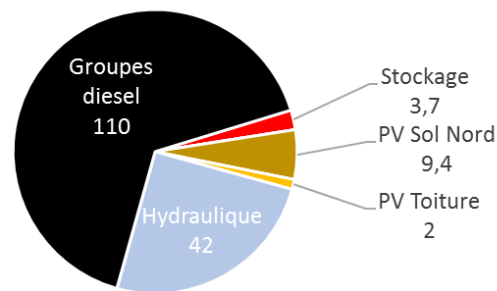
Les coûts totaux non actualisés regroupent l'ensemble des dépenses sur la période 2020 – 2040, déduction faite de la valeur résiduelle des équipements à 2040.

L'optimisation du système électrique est faite sur le coût total 2020 – 2040 actualisé.

Structure du coût complet de production par poste
hors actualisation



Structure du coût de production par filière en 2040 [M FCP]



Scénario n°1 ter – 75% ENR sans éolien

Résultats techniques

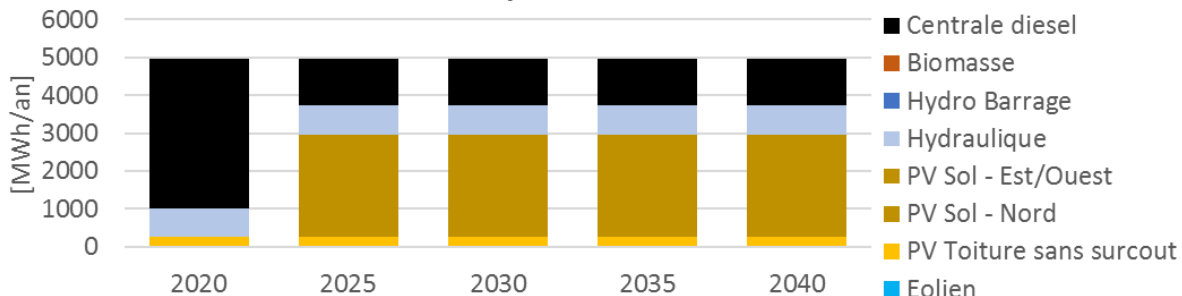
| | |
|------------------------------|-----------|
| Demande à 2040 | 4 975 MWh |
| dont couverture ENR | 75 % |
| dont production locale | 75 % |
| Parc ENR [kW] | 1 944kW |
| dont ENR variables | 1 944 kW |
| Stockage (8h) | 475 kW |
| Création ligne Terre Déserte | |

En l'absence d'éolien, le parc optimisé est constitué de :

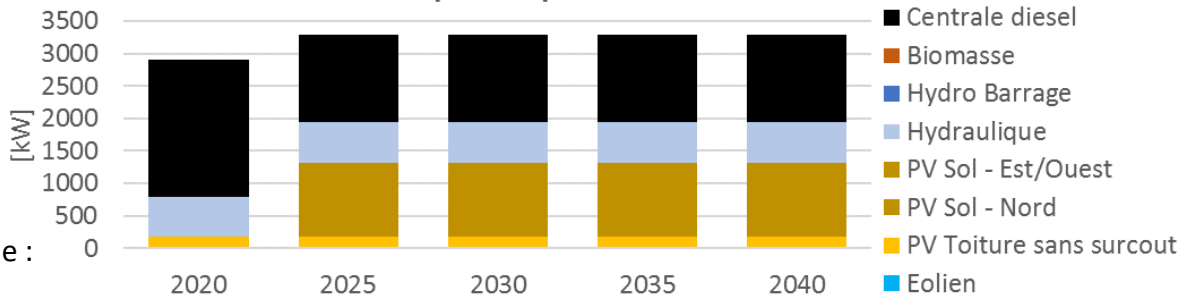
- 178 kWc Photovoltaïque en toiture
- 1 146 kWc Photovoltaïque au sol Nord
- 620 kW d'hydroélectricité
- 475 kW de stockage 8h (3,8 MWh)
- 1350 kW de diesel

La contrainte d'un taux d'ENR de 75% n'est pas suffisante pour rendre la centrale biomasse compétitive.

Evolution du mix de production annuel



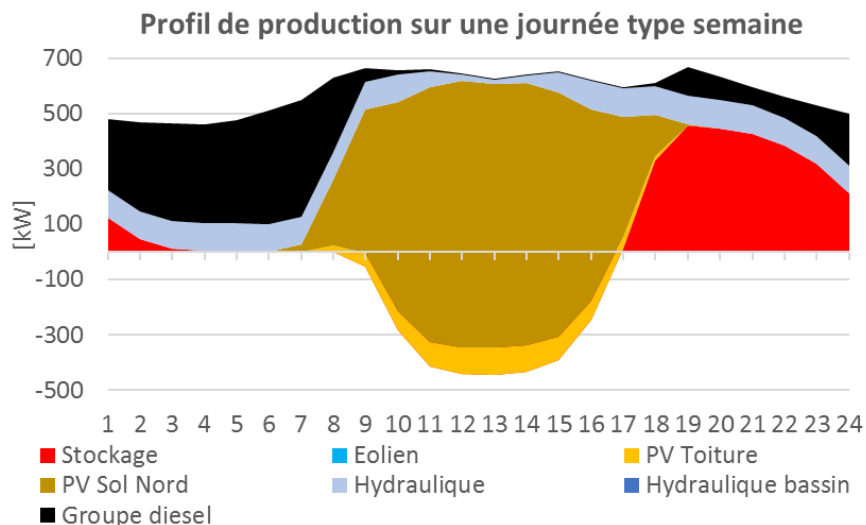
Evolution du parc de production



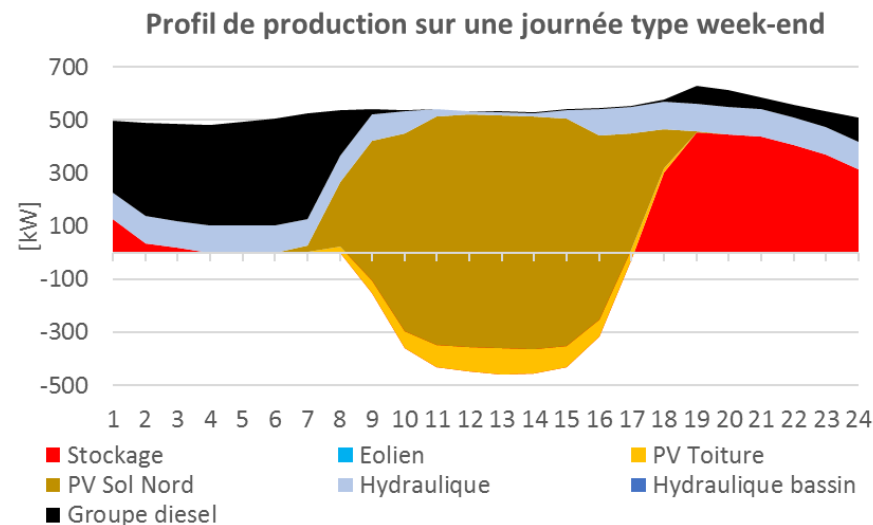
Scénario n°1 ter – 75% ENR sans éolien

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 + Hydraulique + stockage pendant 50% 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 4 400 heures par an.

Scénario n°1 ter – 75% ENR sans éolien

Résultats économiques

| En 2040 | |
|--------------------------------|----------------|
| Coût complet de production | 32 000 FCP/MWh |
| Sur la trajectoire 2020 - 2040 | |
| Coûts totaux non actualisés | 2 400 M FCP |
| Investissements bruts | 1 120 M FCP |
| dont production | 510 M FCP |
| dont stockage | 420 M FCP |
| dont réseau électrique | 190 M FCP |

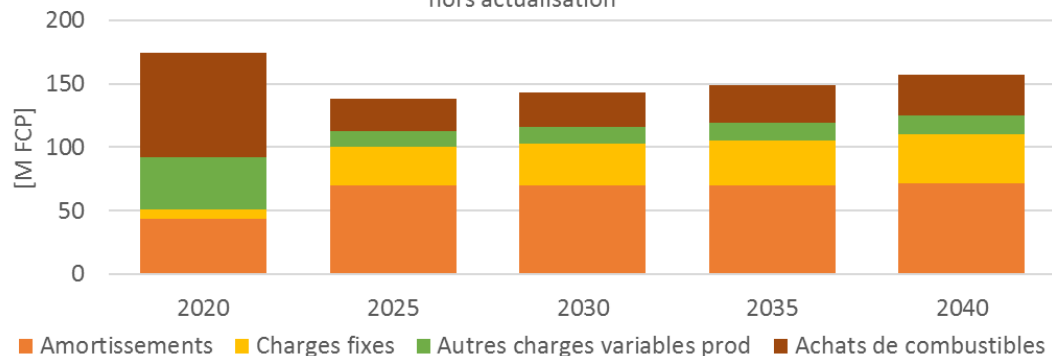
Malgré le surcoût global de ce scénario sur la trajectoire par rapport aux autres scénarios optimisés, ce scénario permet une baisse du coût de production de plus de 20% lors de sa mise en œuvre, et le coût de production en 2040 reste inférieur au coût de production actuel de près de 10%.

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.

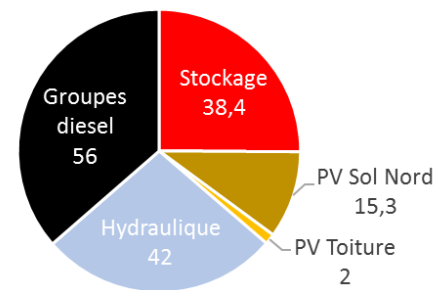
Les coûts totaux non actualisés regroupent l'ensemble des dépenses sur la période 2020 – 2040, déduction faite de la valeur résiduelle des équipements à 2040.

L'optimisation du système électrique est faite sur le coût total 2020 – 2040 actualisé.

Structure du coût complet de production par poste
hors actualisation



Structure du coût de production par filière
en 2040 [M FCP]



Scénario n°1 ter – 75% ENR avec biomasse

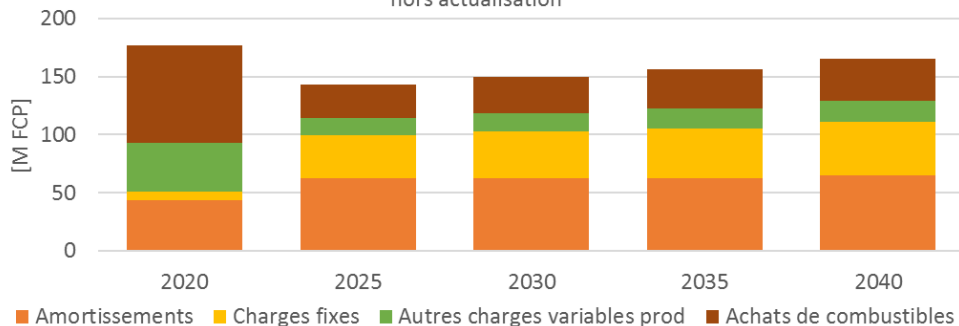
Résultats techniques :

L'atteinte de l'objectif d'un mix à 75% ENR avec la biomasse implique la réalisation d'une centrale thermique biomasse de 185 kW en complément du parc optimisé du scénario 1 bis.

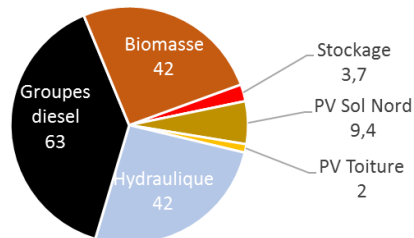
Ce scénario génère un surcoût sur la trajectoire 2020 – 2040 de 140 M FCP par rapport au scénario 75% ENR s'appuyant sur la ressource PV.

Structure du coût complet de production par poste

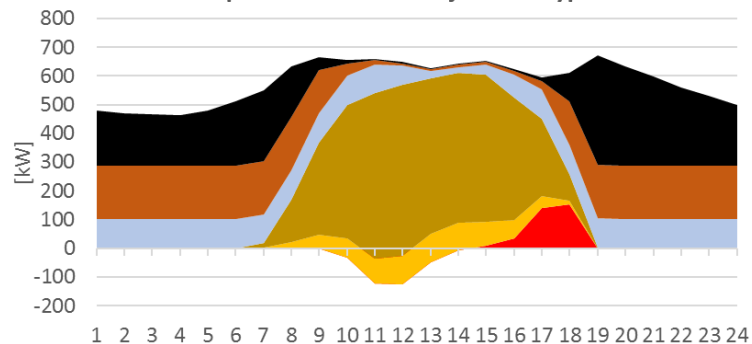
hors actualisation



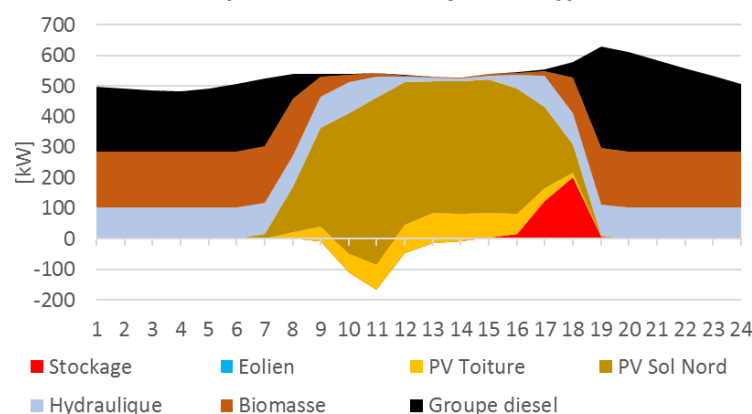
Structure du coût de production par filière en 2040 [M FCP]



Profil de production sur une journée type semaine



Profil de production sur une journée type week-end



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 32 FCP/kWh.

Ces scénarios conduisent à une réduction du coût de production de 11% à 13% (28 FCP/kWh l'année de sa mise œuvre) pour un taux d'ENR respectivement de 53% 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 couplage du groupe diesel sur le réseau.

Une centrale photovoltaïque au sol est retenue sur Terre Déserte dont le raccordement est donc nécessaire.

■ Alternative

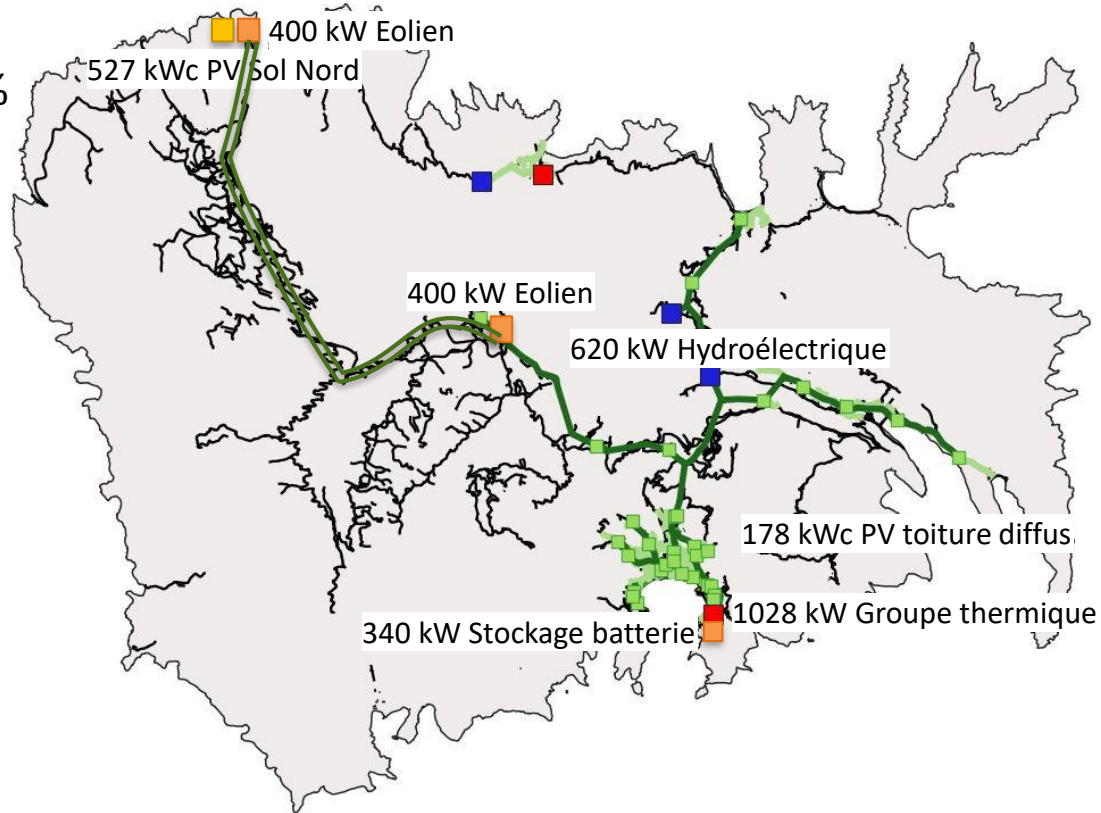
Une solution alternative au couple PV + stockage possible pour atteindre un taux d'ENR de 75% serait la valorisation de la biomasse locale avec une centrale thermique biomasse de 185 kW.

Cela conduirait à un coût total sur la trajectoire 2020 – 2040 de 140 M FCP supérieur à celui du scénario 1 ter.

Scénario n°2 – Demande croissante

Synthèse

Taux d'ENR : 70%



Système électrique de Nuku Hiva à 2040

La localisation du stockage batterie sur le réseau est libre.
L'optimisation confirme qu'il est plus intéressant d'étendre le réseau électrique jusqu'à Terre Deserte.

Scénario n°2 – Demande croissante

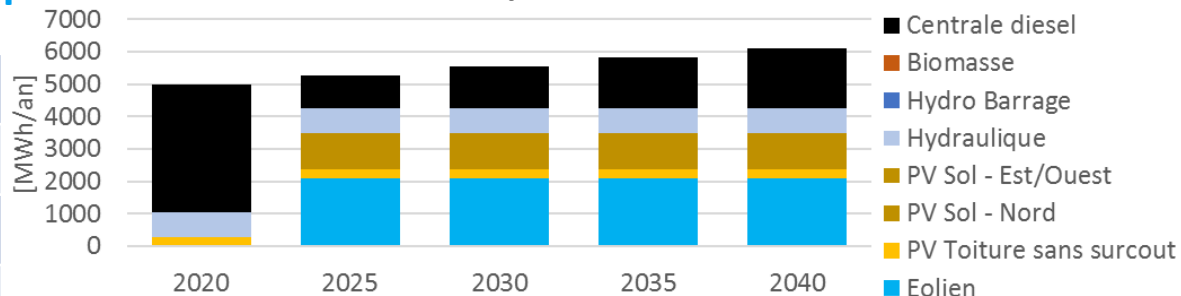
Résultats techniques : bilans annuel

| | |
|------------------------------|-----------|
| Demande à 2040 | 6 100 MWh |
| dont couverture ENR | 70 % |
| dont production locale | 70 % |
| Parc ENR [kW] | 2 125 kW |
| dont ENR variables | 2 125 kW |
| Stockage (1h) | 340 kW |
| Création ligne Terre Déserte | |

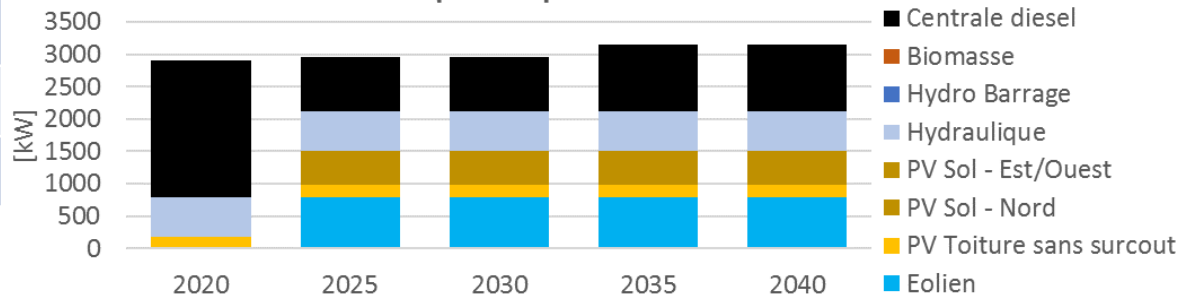
L'augmentation de la demande testée dans ce scénario impacte à la hausse les capacités installées des centrales PV et groupes diesel.

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.

Evolution du mix de production annuel



Evolution du parc de production



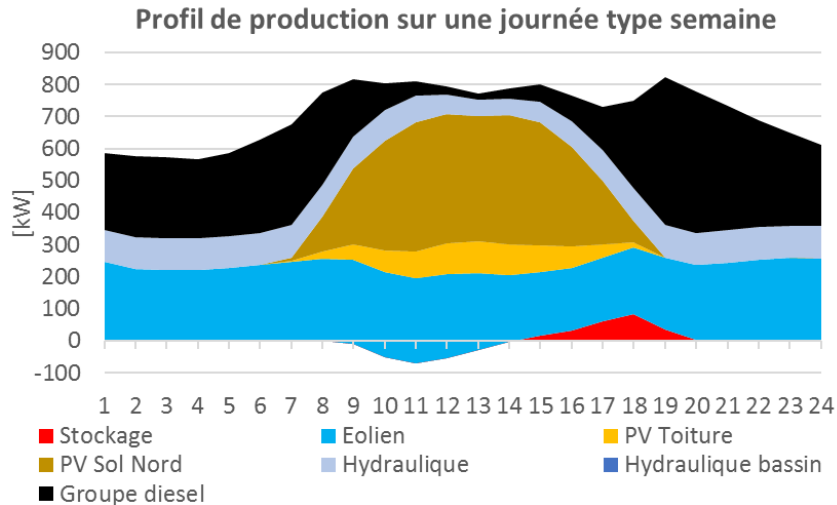
Le parc ainsi optimisé est constitué de :

- 178 kWc + 527 kWc Photovoltaïque en toiture et au sol (Nord)
- 800 kW d'éolien sous la forme de 2 Parcs de 400 kW chacun
- 620 kW d'hydroélectricité
- 340 kW de stockage
- 1028 kW de diesel

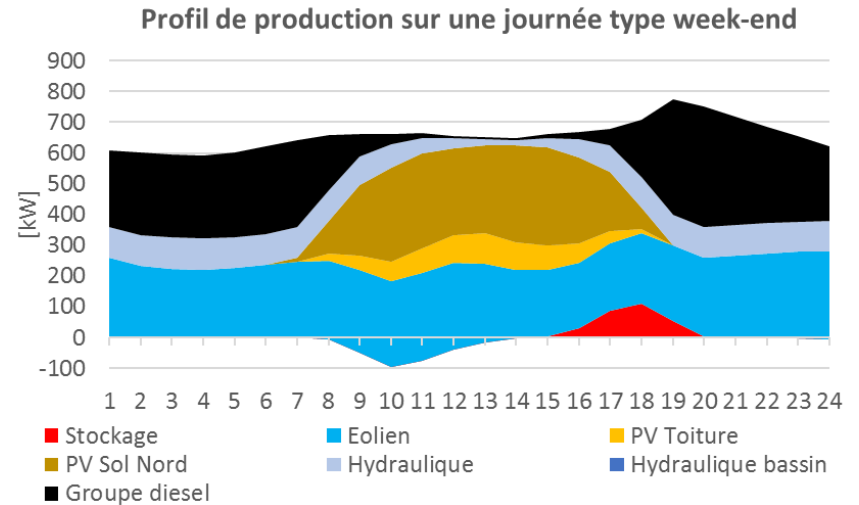
Scénario n°2 – Demande croissante

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 les ENR + stockage 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°2 – Demande croissante

Résultats économiques

| En 2040 | |
|--------------------------------|----------------|
| Coût complet de production | 28 000 FCP/MWh |
| Sur la trajectoire 2020 - 2040 | |
| Coût totaux non actualisés | 2 310 M FCP |
| Investissements bruts | 880 M FCP |
| dont production | 650 M FCP |
| dont stockage | 40 M FCP |
| dont renforcements | 190 M FCP |

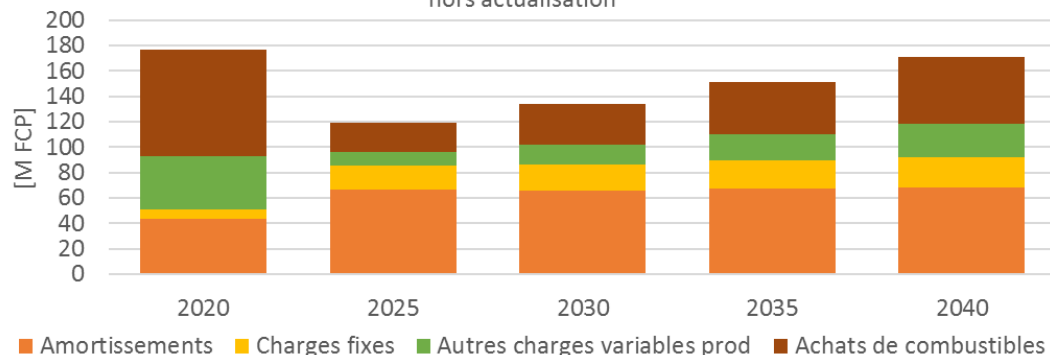
La couverture de l'augmentation de la demande par la centrale diesel accentue la légère hausse des charges dans le temps induite par l'augmentation des achats de combustibles – outre les effets de l'inflation des prix.

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.

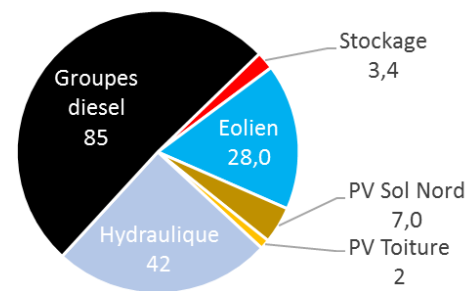
Les coûts totaux non actualisés regroupent l'ensemble des dépenses sur la période 2020 – 2040, déduction faite de la valeur résiduelle des équipements à 2040.

L'optimisation du système électrique est faite sur le coût total 2020 – 2040 actualisé.

Structure du coût complet de production par poste
hors actualisation



Structure du coût de production par filière
en 2040 [M FCP]



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 32 FCP/kWh.

Ce scénario de transition énergétique conduit à une réduction du coût de production de 29%, soit 23 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.

Ce scénario s'appuie sur des parcs éolien et photovoltaïque sur Terre Déserte dont le raccordement sur le réseau électrique de l'île est souhaitable.

■ 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.

Cas des Vallées isolées – Demande croissante élevée

Synthèse

- Mise en place de centrales hybrides couplant photovoltaïque et groupe diesel
- Besoin de capacité de stockage pour pallier variabilité du solaire
- Investissement global de 172 500 kFCP

Rôles des Groupes Electrogènes

- Complément production photovoltaïque
 - Démarre le soir pour terminer la charge des batterie les journées de faible ensoleillement ou démarrage la nuit quand la batterie est déchargée
 - Assure l'alimentation du village en journée les jours de très faible ensoleillement
- Continuité d'alimentation les jours de maintenance
- Assure secours de l'installation en cas de pannes

Pourquoi conserver 2 Groupes Electrogènes

- 1 des groupes est un des éléments de production de la centrale hybride photovoltaïque + groupe électrogène
- Le second groupe permet de couvrir le risque de perte du plus gros moyen de production

Anaho

| | |
|----------------|---------|
| Photovoltaïque | 42 kWc |
| Batterie | 115 kWh |
| GE | 50 kVA |
| GE | 50 kVA |

Part EnR : 75 %

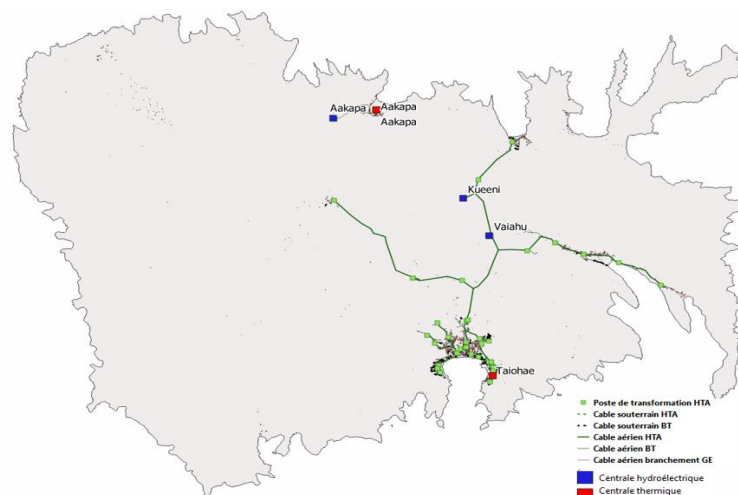
Investissement 79 000 kFCP

Akaapa

| | |
|------------------|---------|
| Hydroélectricité | 40 kWél |
| Photovoltaïque | 48 kWc |
| Batterie | 242 kWh |
| GE | sans |

Part EnR : 100 %

Investissement 36 500 kFCP



Hakau

| | |
|----------------|---------|
| Photovoltaïque | 64 kWc |
| Batterie | 169 kWh |
| GE | 55 kVA |
| GE | 55 kVA |

Part EnR : 75 %

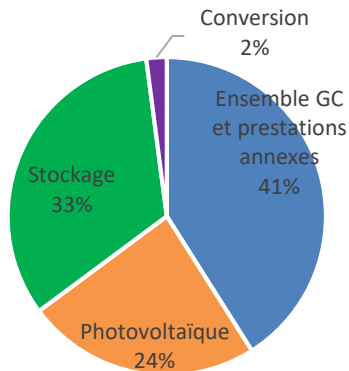
Investissement 87 000 kFCP

Cas des Vallées isolées – Demande croissante élevée

Centrale mixte Aakapa – Couplage Hydroélectricité - Photovoltaïque

| | Emplacement |
|-----------------------------|--|
| Production photovoltaïque | - 48 kWc sur les toitures des bâtiments publics à proximité de la centrale thermique |
| Stockage batterie – 242 kWh | Dans bâtiment à construire à côté de la centrale thermique |
| Turbine | Dans local existant |

Part des investissements



Le stockage batterie à mettre en œuvre est important dans un objectif de 100 % énergies renouvelables pour couvrir les périodes de faible hydrologie (arrêt de la turbine).

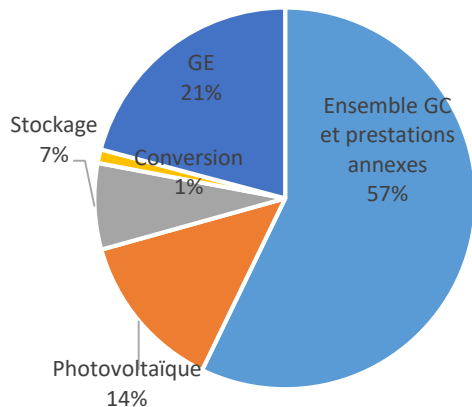
Il est possible de réduire le dimensionnement batterie en maintenant un groupe électrogène sur site pour couvrir les aléas exceptionnels (faible hydrologie et ensoleillement faible). La part EnR restera supérieure à 95 % avec une batterie réduite à moins de 120 kWh pour un investissement d'environ 31 000 kFCP.

Cas des Vallées isolées – Demande croissante élevée

Centrale hybride Anaho

| | Emplacement |
|---------------------------|--|
| Production photovoltaïque | 42 kWc au sol (surface à préciser) |
| Stockage batterie | Dans bâtiment à construire |
| Groupes électrogène | Dans local à construire (emplacement à identifier) |

Part des investissements



La création d'une centrale hybride pour alimenter le village d'Anaho (si il venait à être habité en permanence) apparaît comme une solution au prix de production du kWh moins coûteuse qu'une solution par groupe électrogène. Elle permettrait aussi d'éviter le transport de carburant dans une vallée difficile d'accès.

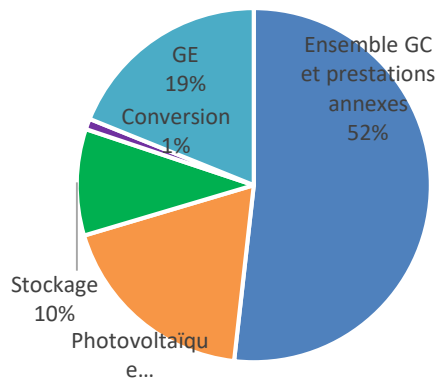
Une installation photovoltaïque / batterie progressive suivant l'évolution de la demande est possible. Néanmoins son impact économique sera limité car les ouvrages de Génie Civil et les prestations de conception, représentant une part prédominante de l'investissement, devront être réalisées dans leur grande majorité dès le démarrage de la centrale pour permettre l'accueil des extensions futures.

Cas des Vallées isolées – Demande croissante élevée

Centrale hybride Hakauï

| | Emplacement |
|---------------------------|--|
| Production photovoltaïque | 64 kWc au sol (surface à identifier) |
| Stockage batterie | Dans bâtiment à construire à côté de la centrale thermique |
| Groupes électrogène | Dans bâtiment à construire (emplacement à identifier) |

Part des investissements



La création d'une centrale hybride pour alimenter le village de Hakauï (si il venait à être habité en permanence) apparaît comme une solution au prix de production du kWh moins coûteuse qu'une solution par groupe électrogène.

Elle est aussi très compétitive par rapport à la solution hydroélectricité (équipement rivière Vaïoa et Vaïpuipui) estimé à 750 000 kFCP par EDT en 2012.

Cas des Vallées isolées – Demande croissante élevée

Mise en place de centrales hybrides pour les vallées isolées

- Une solution technique à privilégier pour les vallées de Anaho et Hakau si leur habitat devenait permanent.

Possible de compléter la production hydroélectrique sur la vallée d'Aakapa pour atteindre une part EnR supérieure à 95 %. Mais l'autonomie (100 % EnR) reste très coûteuse.

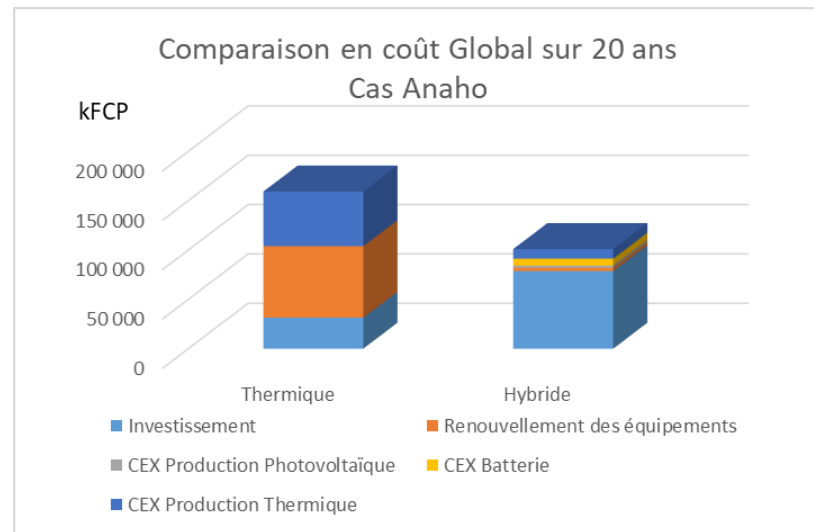
- Conséquence sur le prix de l'électricité

Permet une baisse du prix de production de l'électricité mais avec un besoin en investissement plus fort les premières années.

Permet de limiter dépendance au pétrole et exposition au risque de fluctuations des prix du carburant

- Points d'attention

Forte réduction des coûts d'exploitation contre-balançés par besoin d'investissement élevés



Structure des coûts complets de production 2020 - 2040

Cout global prenant en compte les Investissement et coûts d'exploitation cumulés

Coût du scénario actuel (production par GE) reconstitué pour prendre en compte en particulier les coûts main d'œuvre, provision pour renouvellement du matériel.

Conclusions

Une transition énergétique vers un 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
 - Deux parcs éolien d'un minimum de 4 turbines de 100 kW chacun.
 - Un complément photovoltaïque de 470 kWc à 530 kWc, selon le niveau d'augmentation de la demande, apportera un complément pertinent aux parcs éolien, sous forme de plusieurs centrales au sol orientées Nord de puissance maximale 300 kW chacune, en plus des installations toitures existantes (180 kWc),.
 - Il est recommandé de raccorder Terre Déserte au réseau électrique principal de l'île afin de pouvoir y exploiter les potentiels éolien et photovoltaïque. Cela implique le doublement de la ligne 5,5 kV jusqu'au plateau de Toovii puis la mise en place d'une ligne 11 kV jusqu'à Terre déserte. Des dispositifs de compensation de réactifs sont également nécessaires en trois points du réseau.
 - Ces parcs doivent être accompagnés d'un stockage de 330 kW (1h) 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.
 - Cette transition permet une réduction des coûts de production de l'électricité de 10% à 29% 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 53% et peut permettre d'atteindre 75% tout en étant plus économique que le système actuel.

- Ces taux d'ENR seront respectivement atteints moyennant:
 - 900 kWc de photovoltaïque (y compris l'existant) combiné à 370 kW de stockage 1h pour un taux d'ENR annuel de 53%
 - 1 330 kWc de photovoltaïque (y compris l'existant) combiné à 475 kW de stockage 8h (soit 3,8 MWh) pour un taux d'ENR annuel de 75%

Le taux de 75% ENR peut également être atteint au moyen d'une centrale thermique biomasse de 190 kW

- En complément du parc photovoltaïque (900 kWc) et du stockage de 370 kWc .
- Surcoût de 140 M FCP, correspond à la rémunération d'une filière économique locale.

Conclusions

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

- **Nouveaux moyens de production d'ENR** (Eolien, Photovoltaïque)
 - Entretien/Maintenance des équipements
 - Prévion 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

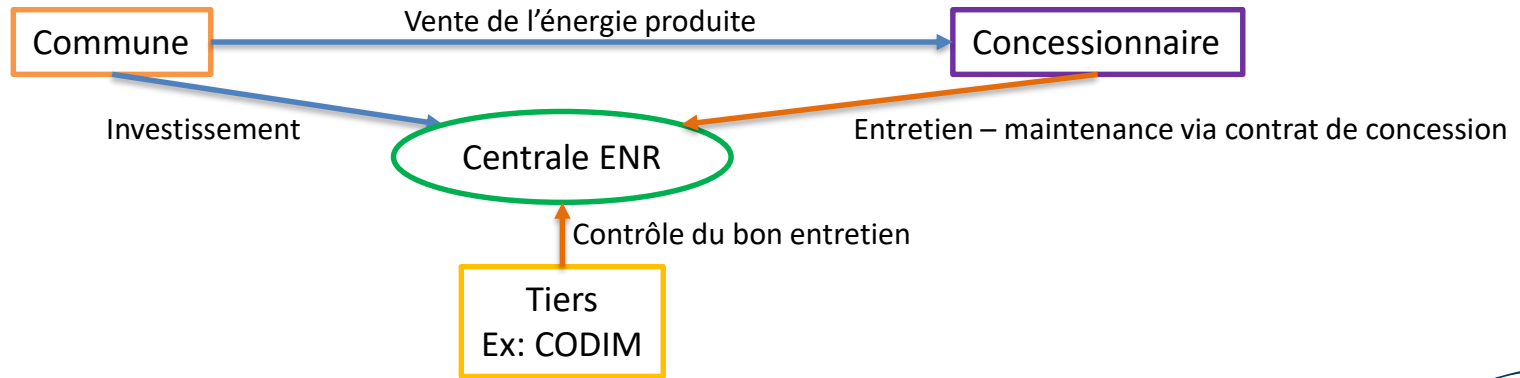
La pérennité d'une filière éolienne à l'échelle de l'archipel est nécessaire pour envisager sa mise en œuvre.

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