

Schéma Directeur des Energies des Iles Marquises

Rapport de synthèse des résultats

Ile de Hiva Oa



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, 1 bis, 1 ter
 - Résultats du scénario n°2
 - Résultats du scénario n°3
 - Résultats du scénario n°4
- Conclusions

Etapes méthodologiques

1

Construction
jeux de données
d'entrée

Données
économiques

Moyens de
production



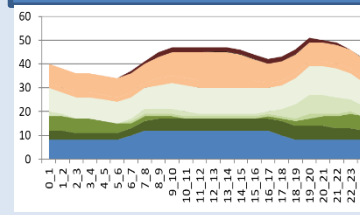
Source : Wikimedia

Réseau
électrique



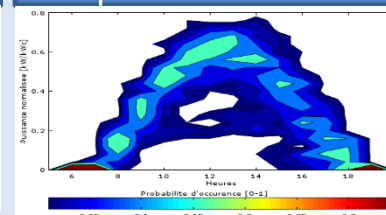
Source : Artelia

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

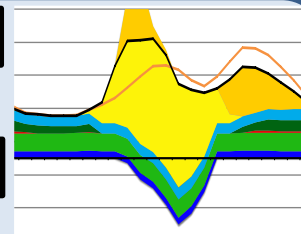
Optimisation du SE sur la trajectoire étudiée

CLE-OPT / Homer

5

Validation statique et dynamique

PowerFactory



6

Analyse des impacts économiques

Contexte spécifique de la commune de Hiva Oa

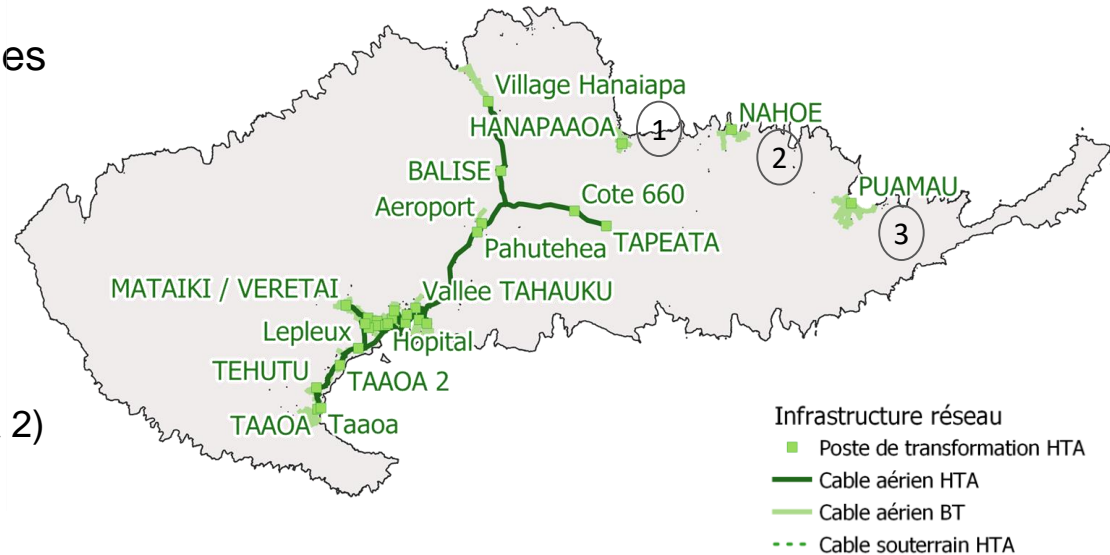
Les réflexions attendues

- Evaluation de l'opportunité de la biomasse pour une production d'électricité à l'échelle de l'île. A noter que le modèle économique d'un tel projet nécessite une coordination de plusieurs thématiques : production d'électricité, développement de l'activité de la scierie et valorisation de la production de chaleur.
- Questions du raccordement au réseau électrique des vallées par rapport à des solutions de production autonome d'électricité moins dépendante du pétrole.
- Enjeu du Puamau pour lequel la centrale hydroélectrique est en arrêt depuis quelques années. A réfléchir l'investissement pour la remise en service de la turbine (réfection de la conduite d'eau, remplacement contrôle demande...) en comparaison du développement d'autres solutions énergies renouvelables.

Analyse du système électrique actuel

Configurations présentes

- Réseau électrique couvrant les villages de Taaoa, Atuona et Hanaiapa
- Moyens de production (connectés au réseau principal):
 - 1 centrale thermique (Atuona)
 - 5 groupes électrogènes de 400 kVA
 - 2 centrales hydroélectriques
 - 3 turbines (Hanaiapa, Taaaoa 1 et Taaaoa 2)
- Centrales solaire PV
 - 4 installations solaires : puissance cumulée de 33 kWc



Analyse du système électrique actuel

Problématiques d'exploitation rencontrées

■ Temps moyen de coupure

- Varie entre 13h14 et 4h00 par client sur les dernières années. Valeur plus élevée que les autres îles en concession

■ 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.

Analyse de la demande

Chiffres clefs

■ Demande annuelle

- Relativement constante sur les 10 dernières années
- Stable autour des 3 GWh par an

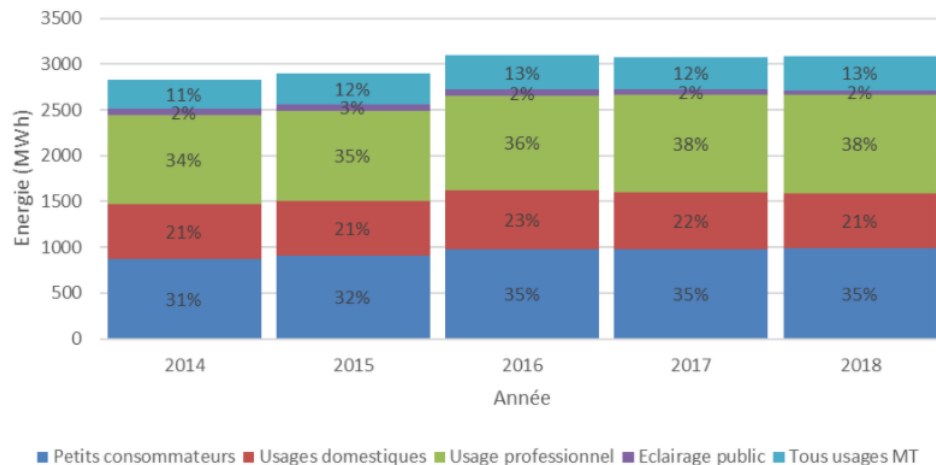
■ Puissance de pointe

- 2018 : 537 kW
- Faible tendance à la hausse

■ Principaux postes de consommation

- 56 % due aux usagers domestiques
- 38 % due aux usagers professionnels
- 13% usagers HT

Hiva Oa : évolution de la consommation

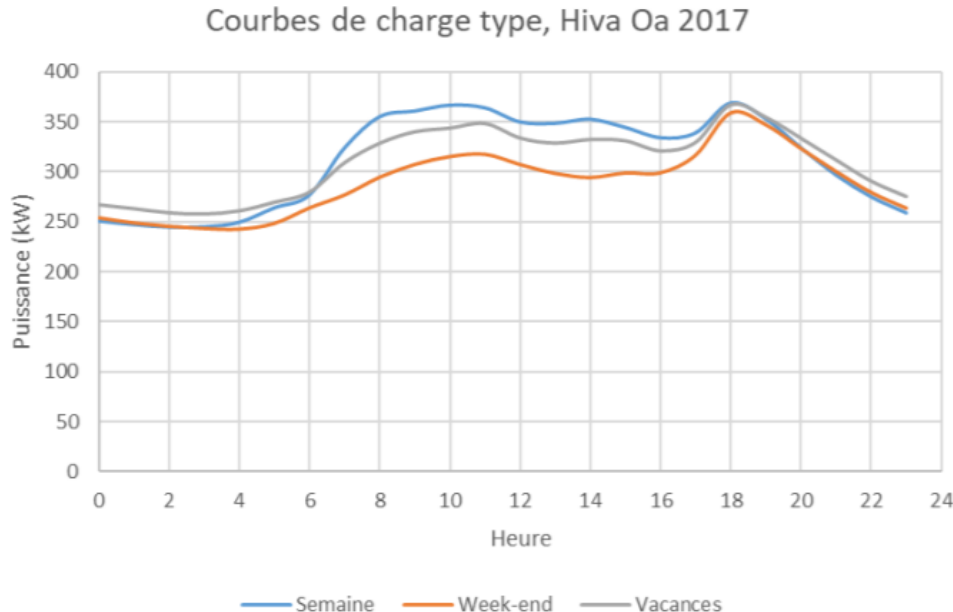


Analyse de la demande

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.

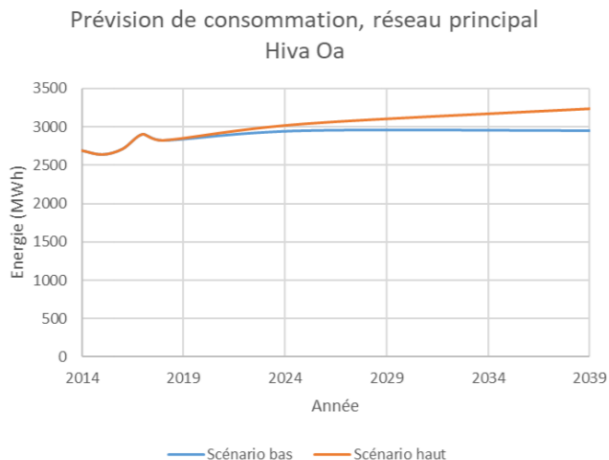


Analyse de la demande

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 : 3,2 habitants par foyer en moyenne
- Taux de raccordement : 95,3% sur base BD Topo



Analyse de la demande

Projection de la demande

■ Projets engagés

- Chambre froide sur les quais (projet pays DAG)
- Raccordement de la scierie au réseau
- Développement de l'habitat sur le plateau à proximité de l'aéroport avec à court terme la création d'un lotissement de 20 logements
- Développement d'un lotissement de 20 logements sur la zone de Taaoa

■ Projets en réflexion

- Rassemblement de la mairie et du CODIM sur un même site à construire
- Usine de transformation de fruit et d'huile en cours de reprise

Analyse de la demande

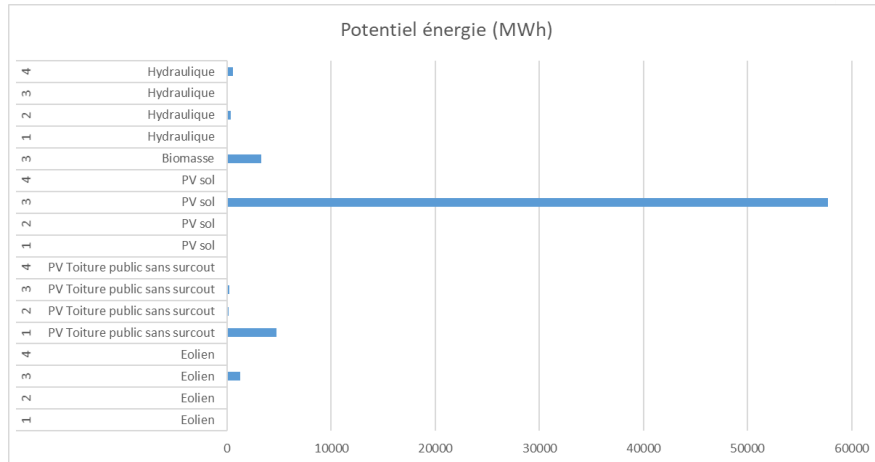
Chiffres clés des scénarios

2040	Demande annuelle [MWh/an]
Scénario bas	Demande stable avec prise en compte projets engagés 3 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 3,4 GWh à 20 ans
Scénario bas bis	Demande stable avec prise en compte projets engagés Prise en compte de la consommation du process de la centrale thermique (broyeur, auxiliaire ORC et chaudière) à hauteur de 769 MWh 3,8 GWh à 20 ans
Scénario haut bis	Hypothèse augmentation de la demande proportionnellement à la population (+0,8%/an) et prise en compte ensemble des projets identifiés Prise en compte de la consommation du process de la centrale thermique à hauteur de 769 MWh 4,2 GWh à 20 ans

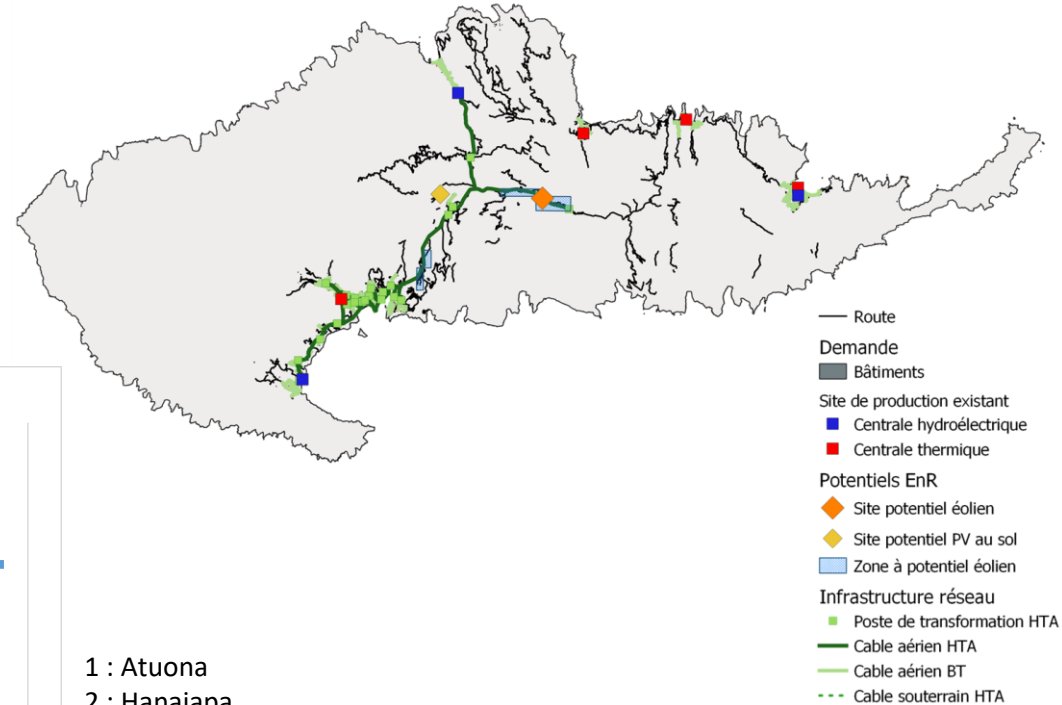
Analyse des potentiels ENR

Synthèse des potentiels ENR

- **Potentiel ENR additionnel**
 - Energie : ~68 000 MWh/an
 - Puissance : 28 800 kW
- **Potentiel ENR totaux (y compris existant)**
 - Energie : ~69 000 MWh/an
 - Puissance : 29 200 kW



Cartographie des potentiels ENR



- 1 : Atuona
2 : Hanaiapa
3 : Aéroport
4 : Taaoa

Analyse des potentiels ENR

Focus sur le solaire photovoltaïque

■ Potentiel ENR additionnel

- Energie : ~57 700 MWh/an
- Puissance :
 - Toitures : 3,7 MWc sans surcoute
 - Sol : 25 MWc

■ Freins au développement par typologie de projets

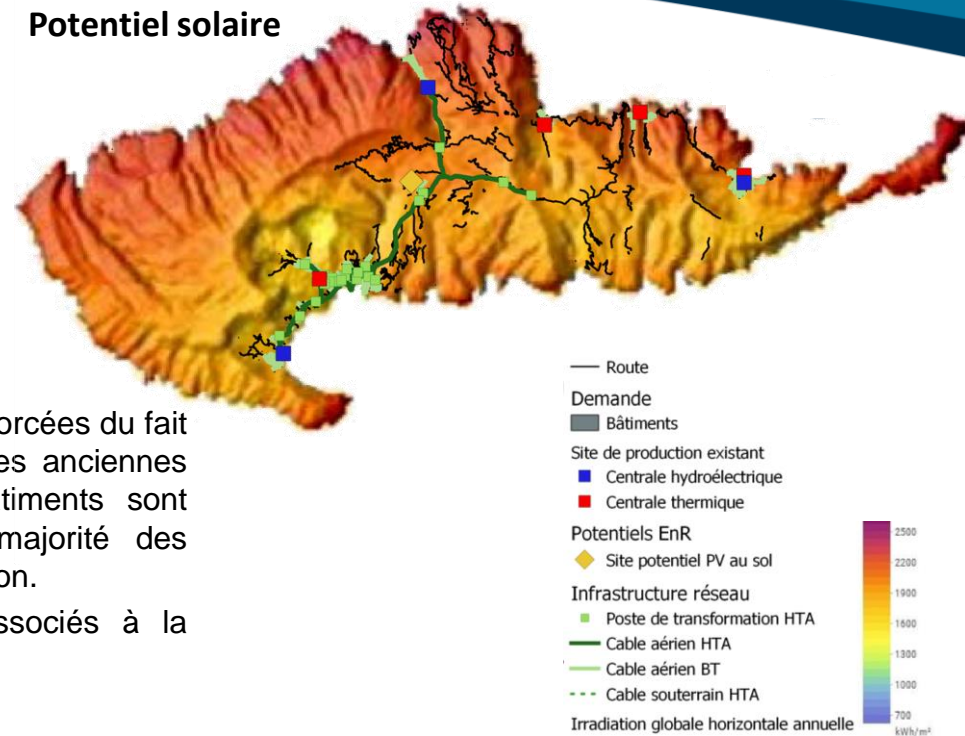
Toitures : les charpentes des bâtiments doivent être renforcées du fait des règles anticycloniques et les couvertures existantes anciennes remplacées avant pose des modules. 60% des bâtiments sont considérés trop anciens pour être équipés. Une majorité des bâtiments devront faire l'objet de travaux de reconstruction.

Les coûts associés à ces travaux ne sont pas associés à la valorisation du potentiel photovoltaïque.

■ Hypothèses économiques à 2020

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

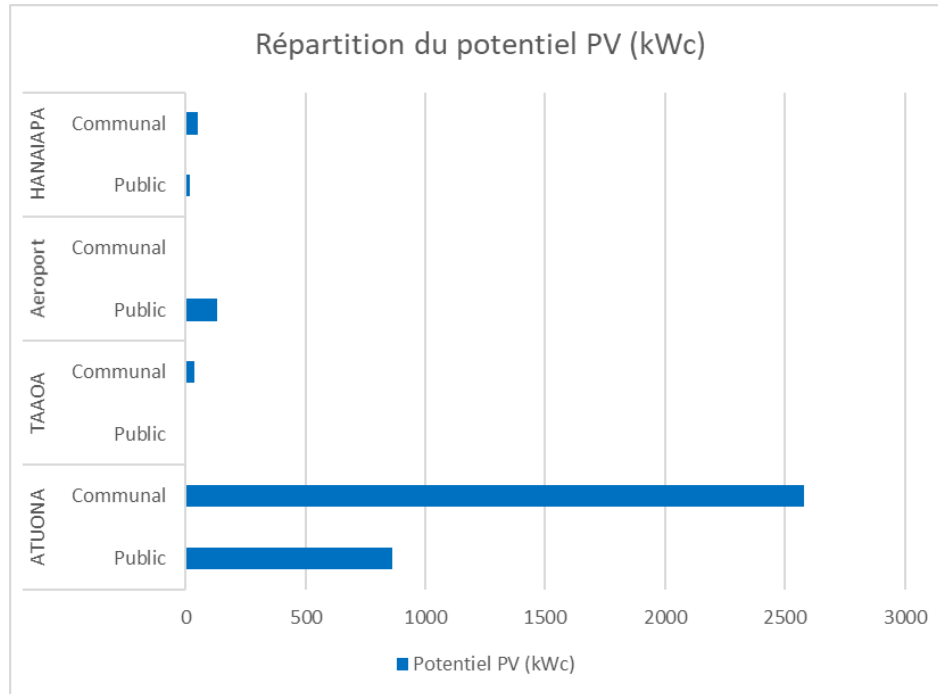
Potentiel solaire



Analyse des potentiels ENR

Focus sur le solaire photovoltaïque

- Répartition du potentiel solaire par typologie de projet



[kW]	ATUONA		TAAOA	
	Publique	Communale	Publique	Communale
sans surcout	862	2578	-	35

[kW]	AÉROPORT		HANAIAPA	
	Publique	Communale	Publique	Communale
sans surcout	131	-	19	50

Analyse des potentiels ENR

Focus sur l'éolien

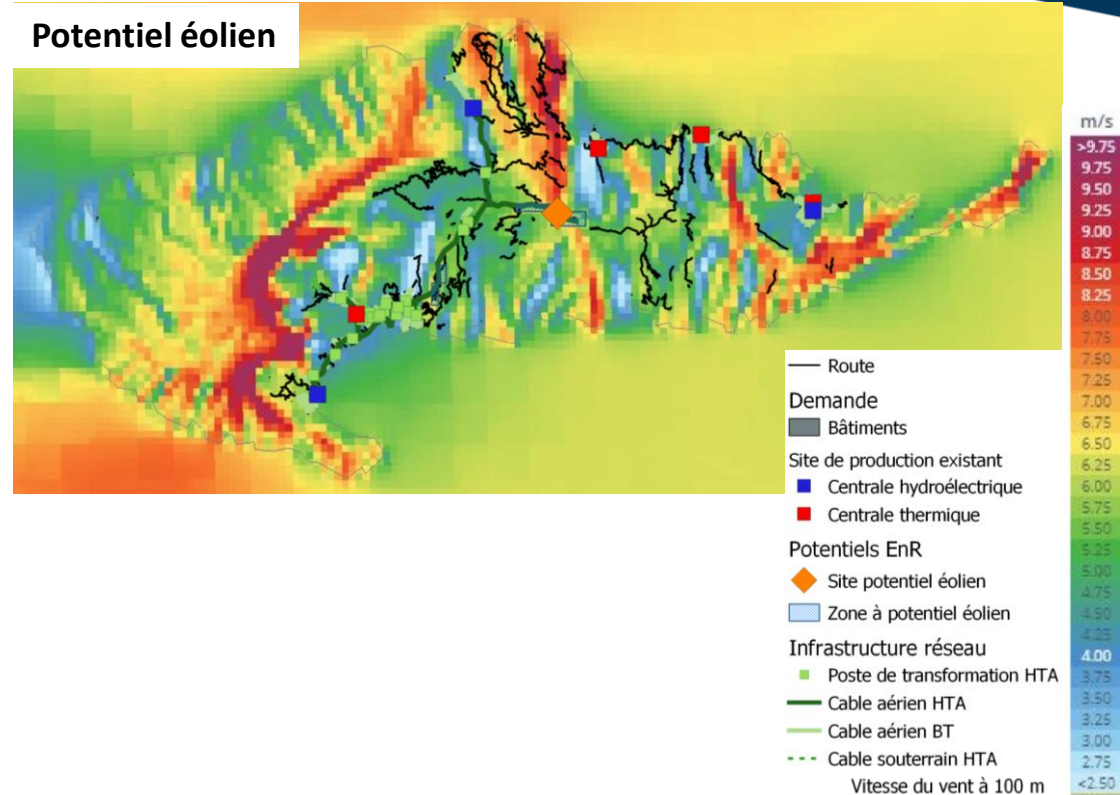
■ Potentiel ENR additionnel

- Energie : ~1 300 MWh/an
- 1 sites équipés avec 4 éoliennes de 100 kW chacune

■ 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 : 3 244 MWhé
- Centrale de 700 kWé

Source : étude de production d'électricité à partir de biomasse à Hiva Oa, 2020

■ Hypothèses économiques à 2020

- Investissement :
978 500 kFCP
- Cout d'exploitation

Charges fixes : 102 000 kFCP/an

Charges variables : 4 295 FCP/KWh PCI

Analyse des potentiels ENR

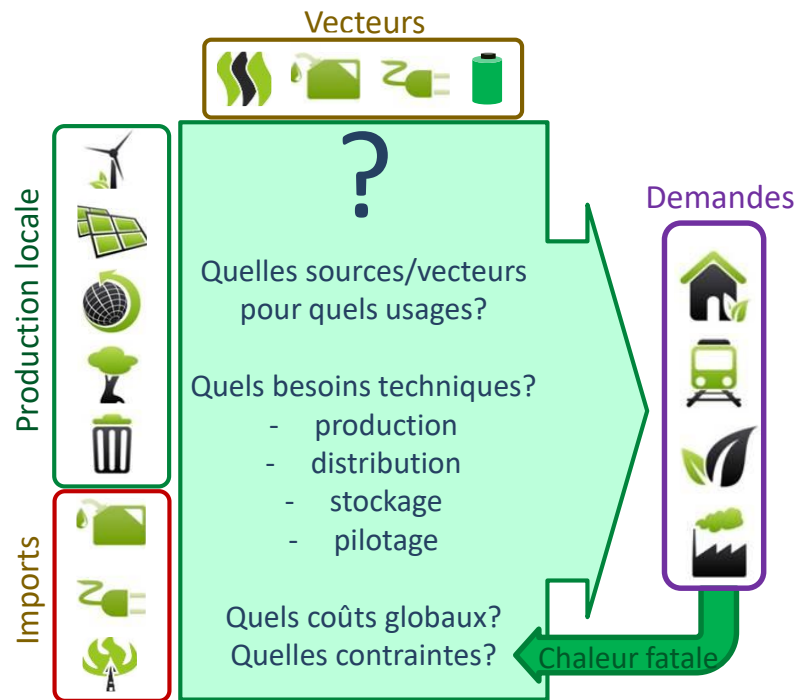
Focus sur l'hydroélectricité

- Potentiel ENR additionnel
 - Pas de potentiel supplémentaire identifié
 - Hypothèses économiques à 2020
 - Cout d'exploitation
- Charges fixes : 20,27 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

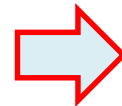
- Coûts O&M des unités de production
- Coûts d'investissements dans les nouveaux moyens de production
- Coûts d'investissements dans le stockage
- Coûts de renforcement des lignes de transmission
- Coûts d'importations des énergies

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

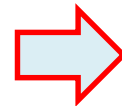
- Minimisation du coût total actualisé
- Satisfaction de la demande et des autres contraintes



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 3 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 3,4 GWh à 20 ans

Paramètre	Scénario n°1	Scénario n°2
Demande	bas	haut
Photovoltaïque [kW]	Toiture sans surcoût : 3,7 MWc Sol : 25 MWc	Toiture sans surcoût : 3,7 kWc Sol : 25 MWc
Eolien [kW]	1 site de 400 kW	1 site de 400 kW
Biomasse [kW]	700 kW	700 kW

Paramétrage des scénarios

■ Scénario n°3 : Demande constante

- Demande stable avec prise en compte projets engagés et consommation process centrale thermique 3,8 GWh

■ Scénario n°4 : Demande croissante

- Hypothèse augmentation de la demande proportionnelle à la population (+0,8%/an) et prise en compte ensemble des projets identifiés et consommation process centrale thermique 4,2 GWh à 20 ans

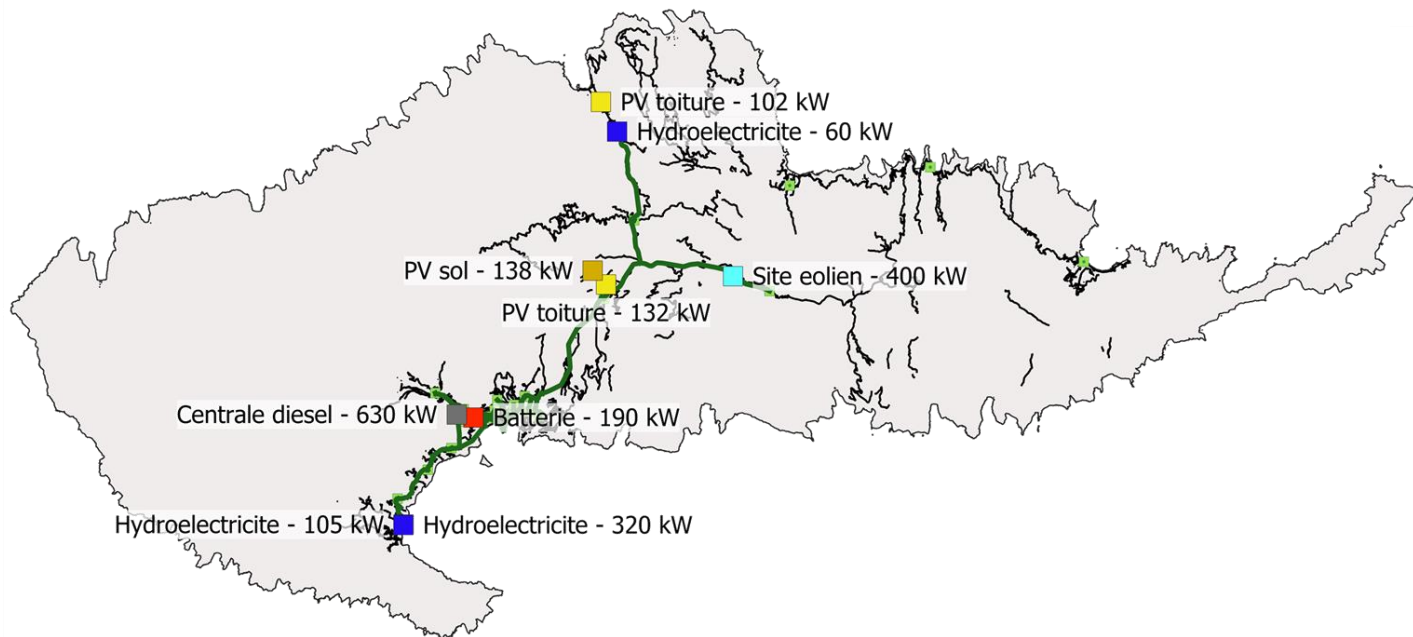
Paramètre	Scénario n°3	Scénario n°4
Demande	bas	haut
Photovoltaïque [kW]	Toiture sans surcoût : 3,7 MWc Sol : 25 MWc	Toiture sans surcoût : 3,7 kWc Sol : 25 MWc
Eolien [kW]	1 site de 400 kW	1 site de 400 kW
Biomasse [kW]	700 kW	700 kW

Scénario n°1 – Demande constante

Synthèse

Taux d'ENR : 83%

Système électrique
de Hiva Oa à 2040



Infrastructures réseau

- Poste de transformation HTA
- Cable aérien HTA
- - - Cable souterrain HTA

Autres infrastructures

Route

Moyens de production et de stockage

Scenariio 1

Scenariio 1

- Batterie
- Centrale diesel
- Hydroelectricite
- PV sol
- PV toiture
- Site eolien

La localisation du stockage batterie sur le réseau est libre.

Scénario n°1 – Demande constante

Résultats techniques

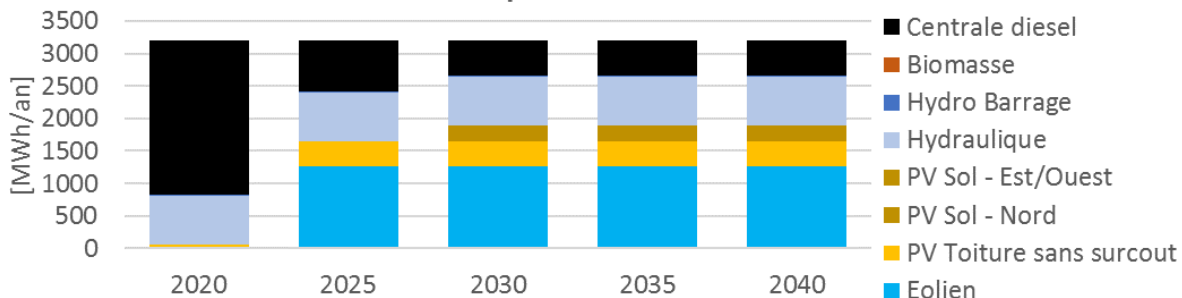
Demande à 2040	3 200 MWh
dont couverture ENR	83 %
dont production locale	83 %
Parc ENR [kW]	1257 kW
dont ENR variables	937 kW
Stockage (1h)	190 kW
Renforcement réseaux	0 kW

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

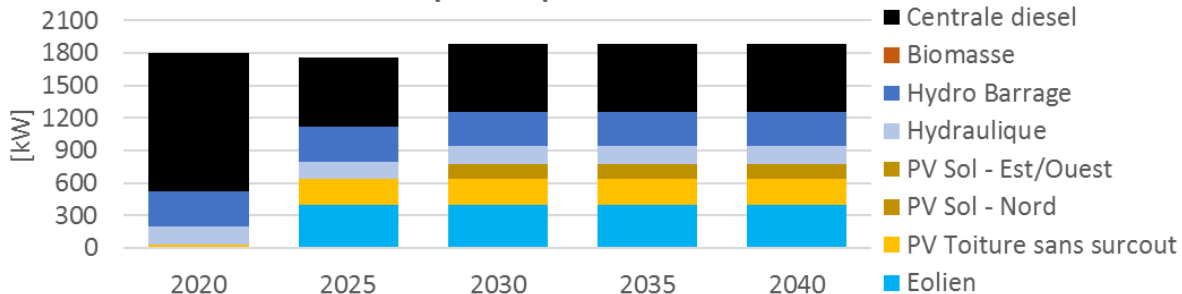
La réalité de ce potentiel doit impérativement être vérifiée par une campagne de mesure avant toute mise en œuvre de ce scénario.

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

Evolution du mix de production annuel



Evolution du parc de production



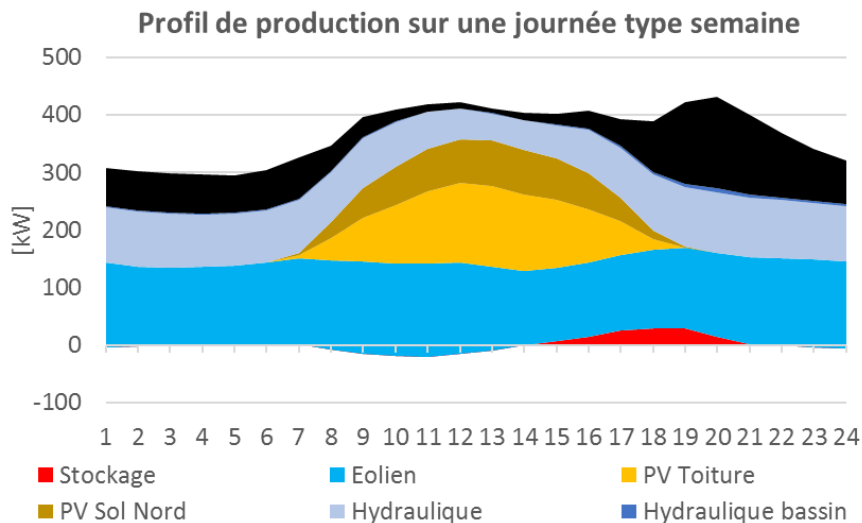
Le parc ainsi optimisé est constitué de :

- 234 kWc + 138 kWc Photovoltaïque en toiture et au sol (2030)
- 400 kW d'éolien constitué de 4 turbines de 100 kW chacune
- 485 kW d'hydroélectricité
- 190 kW de stockage
- 630 kW de diesel

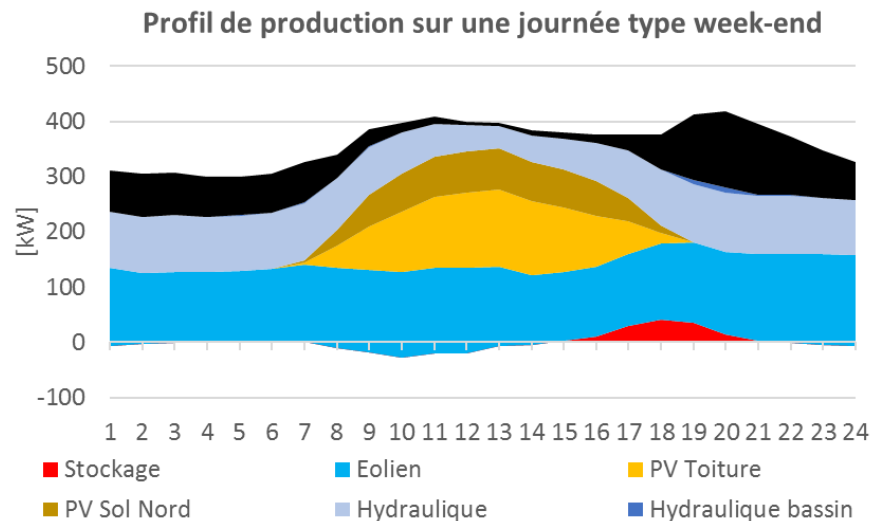
Scénario n°1 – Demande constante

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 50% 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 4500 heures par an.

Scénario n°1 – Demande constante

Résultats économiques

En 2040	
Coût complet de production	23 000 FCP/MWh
Sur la trajectoire 2020 - 2040	
Coût totaux non actualisés	1 450 M FCP
Investissements bruts	318 M FCP
dont production	291 M FCP
dont stockage	21 M FCP
dont renforcements	6 M FCP

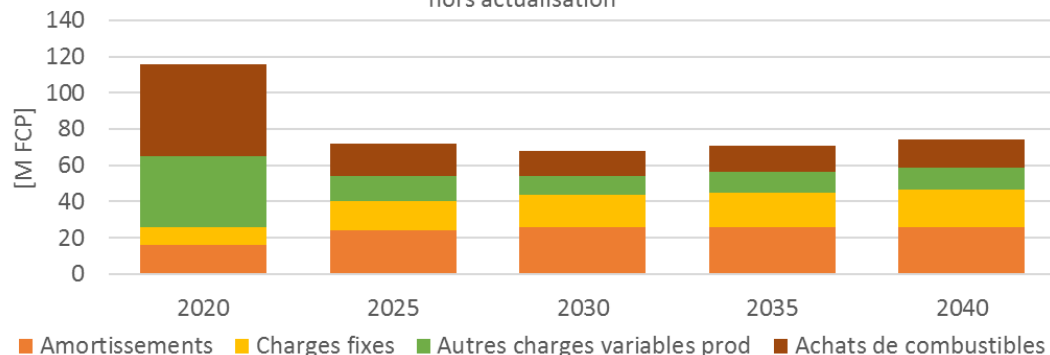
La substitution du parc de production diesel par un parc majoritairement à ENR variables conduit à un basculement de la structure de coût : le principal poste des installations diesel – achats de combustible – est fortement réduit au profit de l'amortissement des parcs ENR. La mise en œuvre de ce scénario génère une baisse de 42% 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.

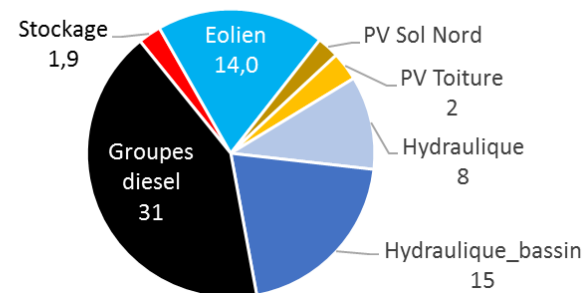
Les coûts totaux non actualisés regroupent l'ensemble des dépenses sur la période 2020 – 2040, déduction faite de la valeur résiduelle des équipements à 2040.

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 35 FCP/kWh.

Ce scénario de transition énergétique permet d'atteindre un taux d'ENR de 83% tout en réduisant le coût de production de 42%, soit 21 FCP/kWh l'année de sa mise en oeuvre.

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.

■ 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,

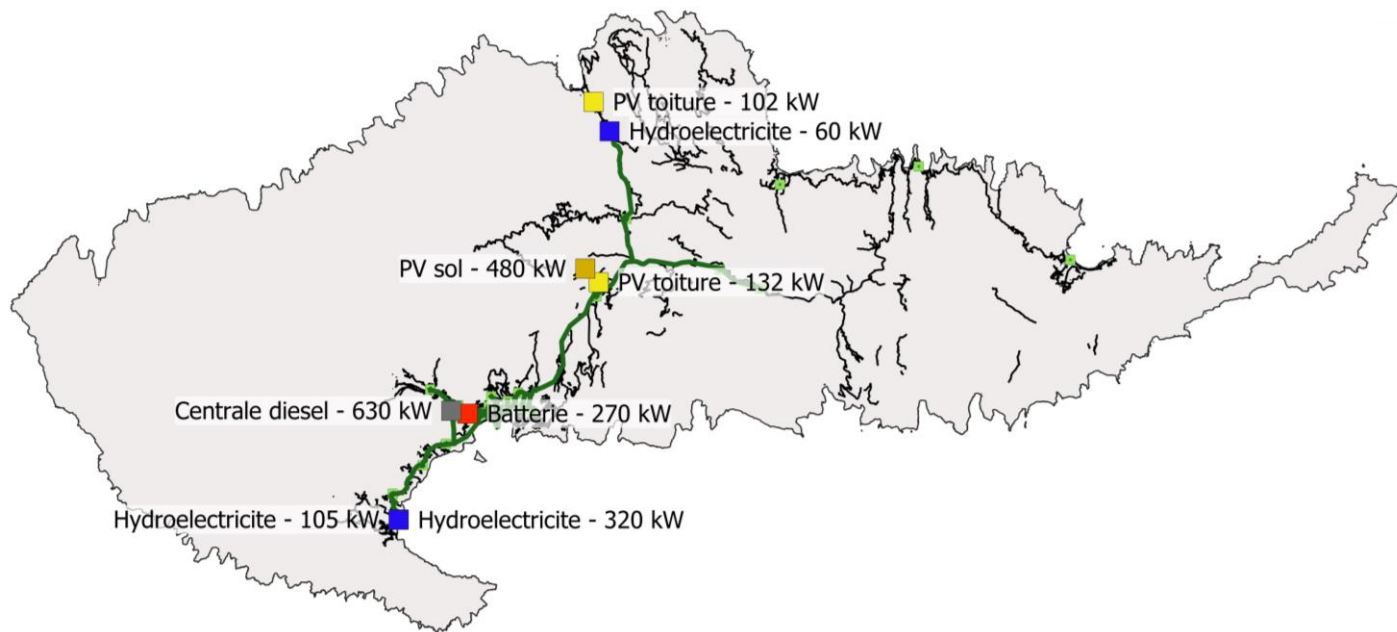
un scénario sans éolien avec un taux d'ENR de 75% – 1ter –, présentés dans les pages suivantes.

Scénario n°1 bis – Eolien non disponible

Synthèse

Taux d'ENR : 63%

Système électrique
de Hiva Oa à 2040



La localisation du stockage batterie sur le réseau est libre.

Scénario n°1 bis – Eolien non disponible

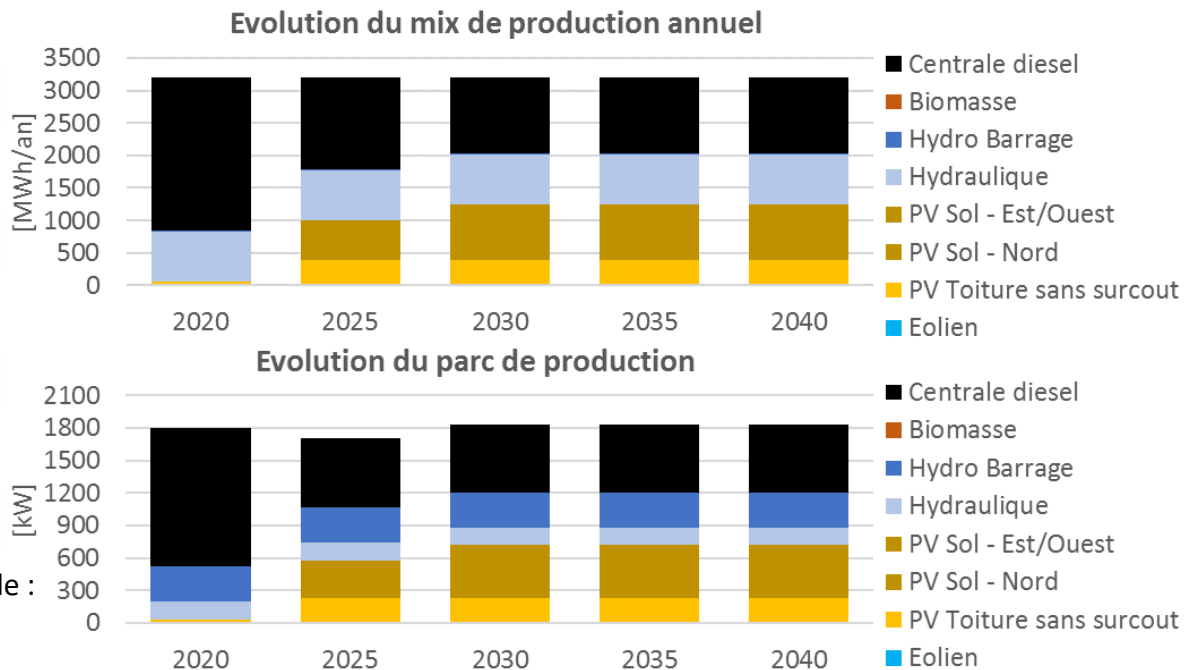
Résultats techniques

Demande à 2040	3 200 MWh
dont couverture ENR	63 %
dont production locale	63 %
Parc ENR [kW]	1203 kW
dont ENR variables	883 kW
Stockage (1h)	270 kW
Renforcement réseaux	0 kW

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

- 234 kWc Photovoltaïque en toiture
- 484 kWc Photovoltaïque au sol Nord
déployé en 2 temps :
344 kWc en 2025 puis 140 kWc en 2030
- 485 kW d'hydroélectricité
- 270 kW de stockage
- 630 kW de diesel

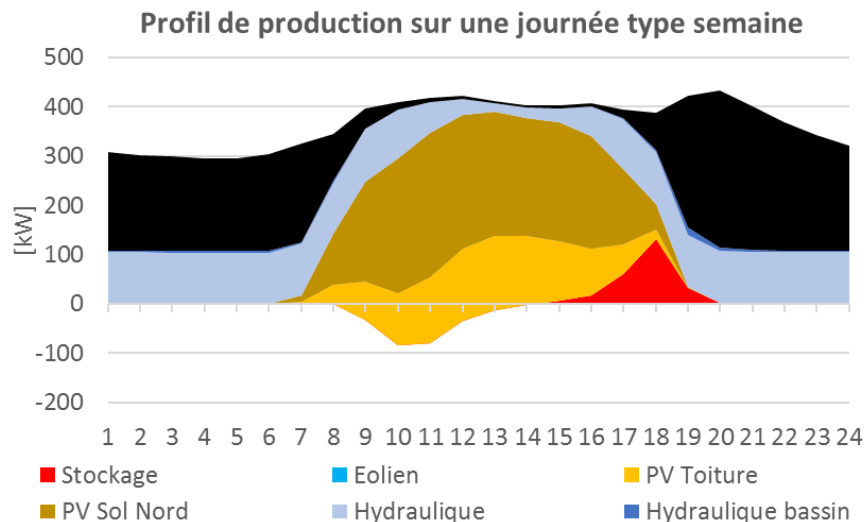
Notons que le potentiel biomasse n'est pas valorisé appelé du fait de son coût élevé par rapport aux autres ressources.



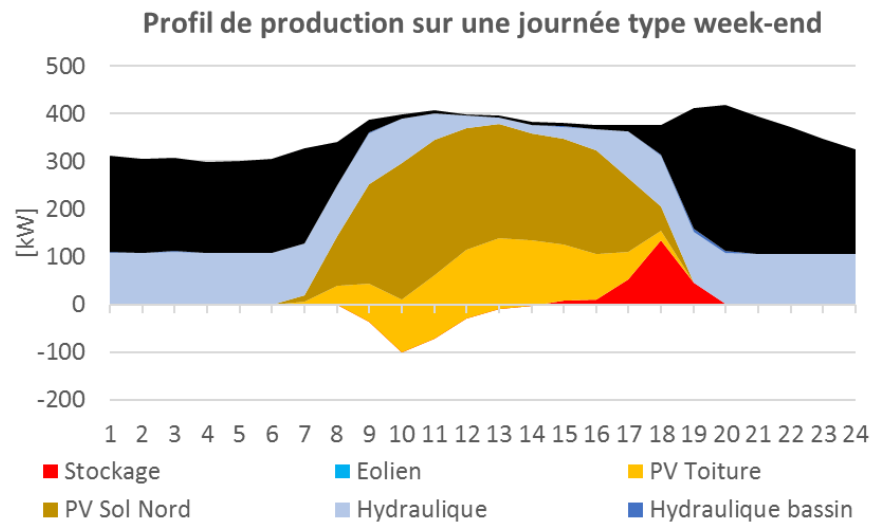
Scénario n°1 bis – Eolien non disponible

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 35% 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 5 700 heures par an.

Scénario n°1 bis – Eolien non disponible

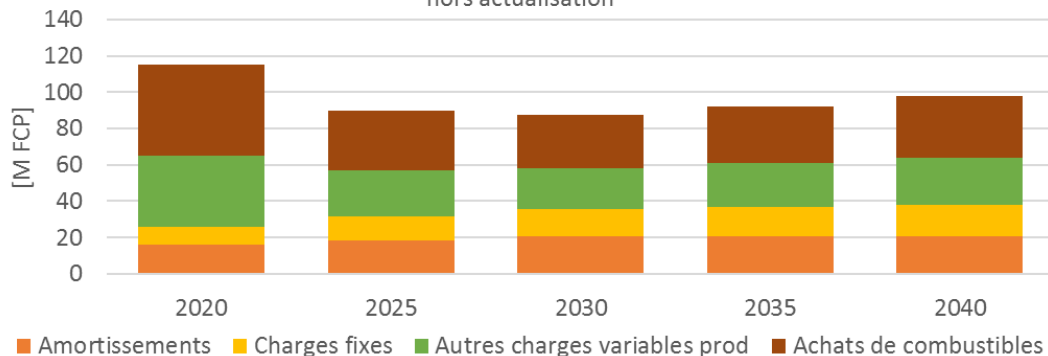
Résultats économiques

En 2040	
Coût complet de production	30 600 FCP/MWh
Sur la trajectoire 2020 - 2040	
Coût totaux non actualisés	1 770 M FCP
Investissements bruts	235 M FCP
dont production	201 M FCP
dont stockage	28 M FCP
dont renforcements	6 M FCP

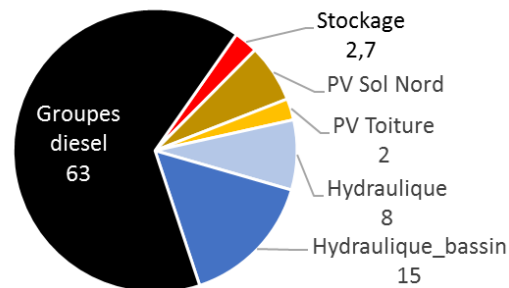
La mise en œuvre de ce scénario permet une baisse de plus de 24% du coût de production de l'électricité lors de sa mise en œuvre. Les effets de l'inflation réduisent cette baisse à 2040 mais il reste inférieur au coût actuel.

Structure du coût complet de production par poste

hors actualisation



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



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.

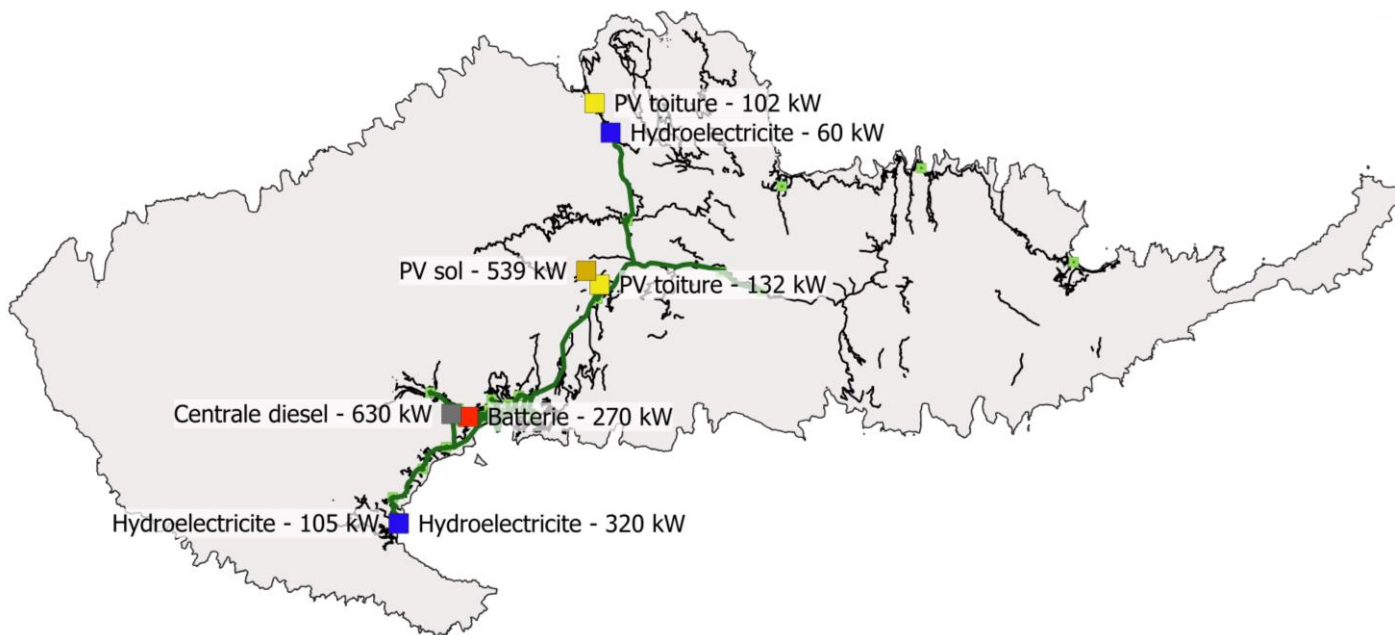
L'optimisation du système électrique est faite sur le coût total 2020 – 2040 actualisé.

Scénario n°1 ter – 75% ENR sans éolien

Synthèse

Taux d'ENR : 75%

Système électrique
de Hiva Oa à 2040



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

La localisation du stockage batterie sur le réseau est libre.

Scénario n°1 ter – 75% ENR sans éolien

Résultats techniques

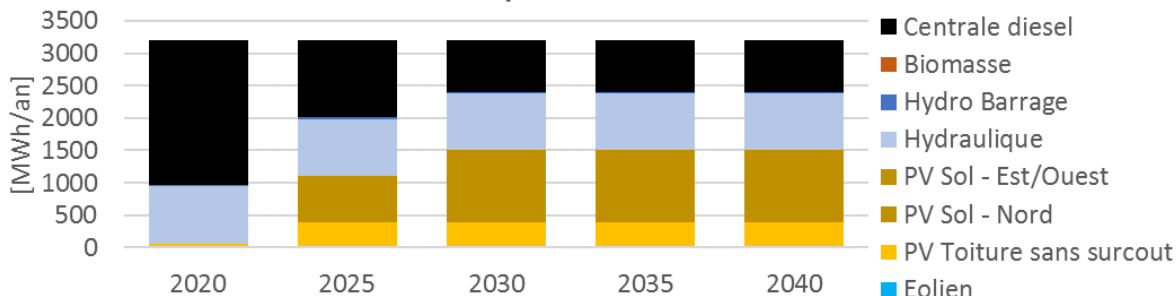
Demande à 2040	3 200 MWh
dont couverture ENR	75 %
dont production locale	75 %
Parc ENR [kW]	1 258 kW
dont ENR variables	938 kW
Stockage (6h)	270 kW
Renforcement réseaux	0 kW

Le parc optimisé est constitué de :

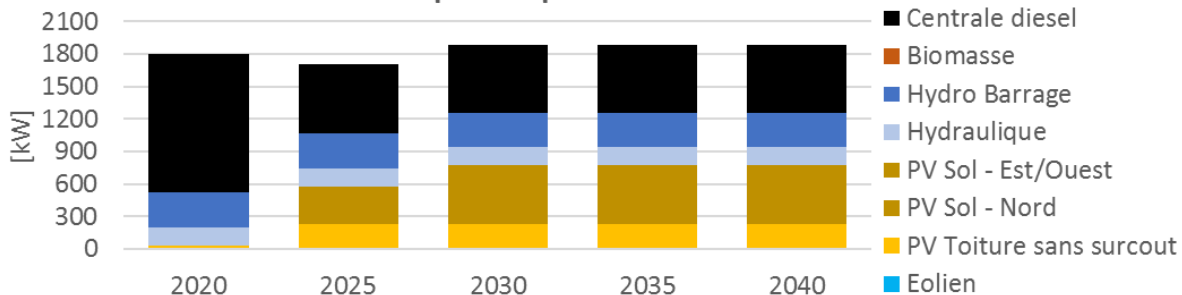
- 234 kWc Photovoltaïque en toiture
- 539 kWc Photovoltaïque au sol Nord
déployé en 2 temps :
344 kWc en 2025 puis 195 kWc en 2030
- 485 kW d'hydroélectricité
- 270 kW de stockage 6h, soit 1,6 MWh de capacité de stockage
- 630 kW de diesel

La contrainte du taux ENR de 75% n'est pas suffisante pour rendre la biomasse pertinente face au couple solaire + stockage.

Evolution du mix de production annuel



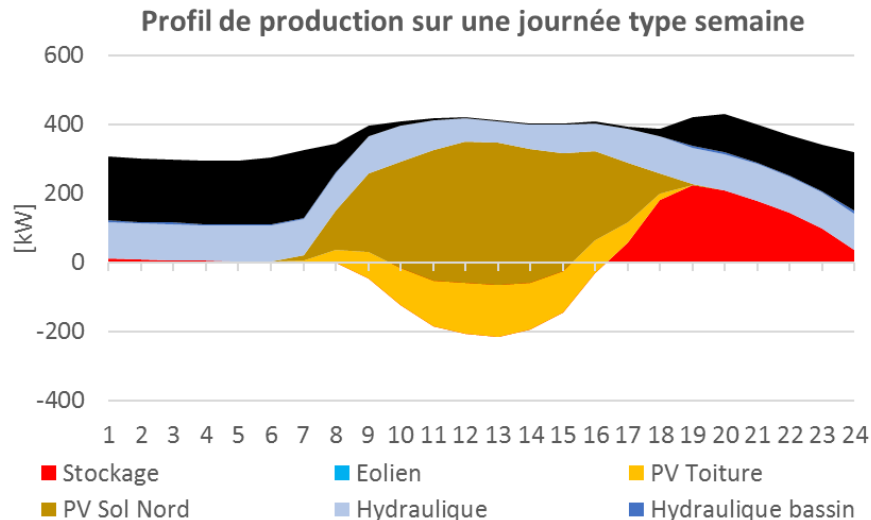
Evolution du parc de production



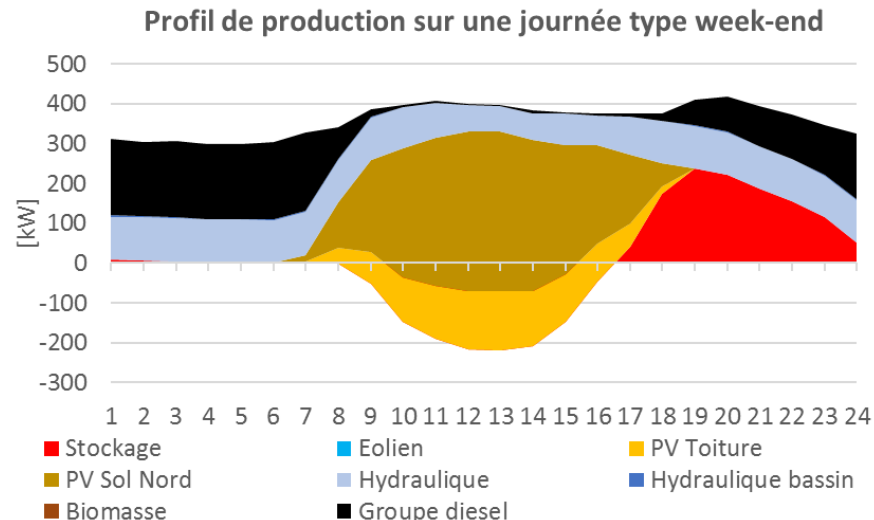
Scénario n°1 ter – 75% ENR sans éolien

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 45% 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 4 800 heures par an.

Scénario n°1 ter – 75% ENR sans éolien

Résultats économiques

En 2040	
Coût complet de production	29 300 FCP/MWh
Sur la trajectoire 2020 - 2040	
Coûts totaux non actualisés	1 650 M FCP
Investissements bruts	374 M FCP
dont production	215 M FCP
dont stockage	154 M FCP
dont renforcements	6 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 25% lors de sa mise en œuvre, et le coût de production en 2040 reste inférieur au coût de production actuel de près de 17%.

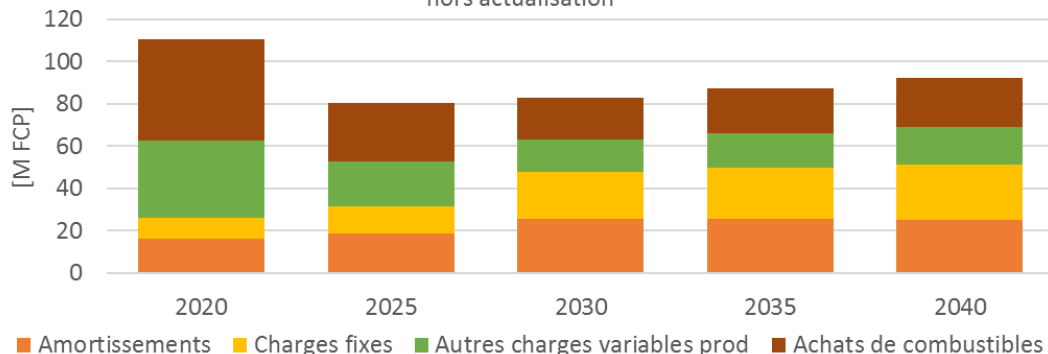
Le coût complet de production regroupe l'ensemble des coûts nécessaires à la production (amortissement, charges fixes et variables dont personnel, ainsi que les achats de combustible) mais exclu les coûts de fonctionnements d'EDT, la commercialisation de l'électricité, ainsi que les coûts du réseau.

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.

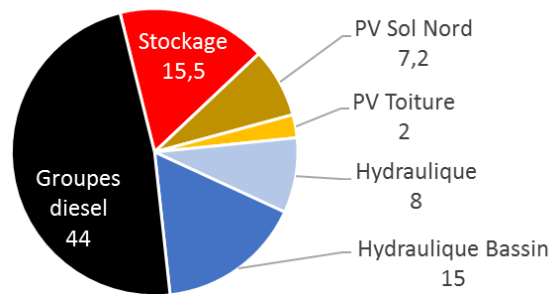
L'optimisation du système électrique est faite sur le coût total 2020 – 2040 actualisé.

Structure du coût complet de production par poste

hors actualisation



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

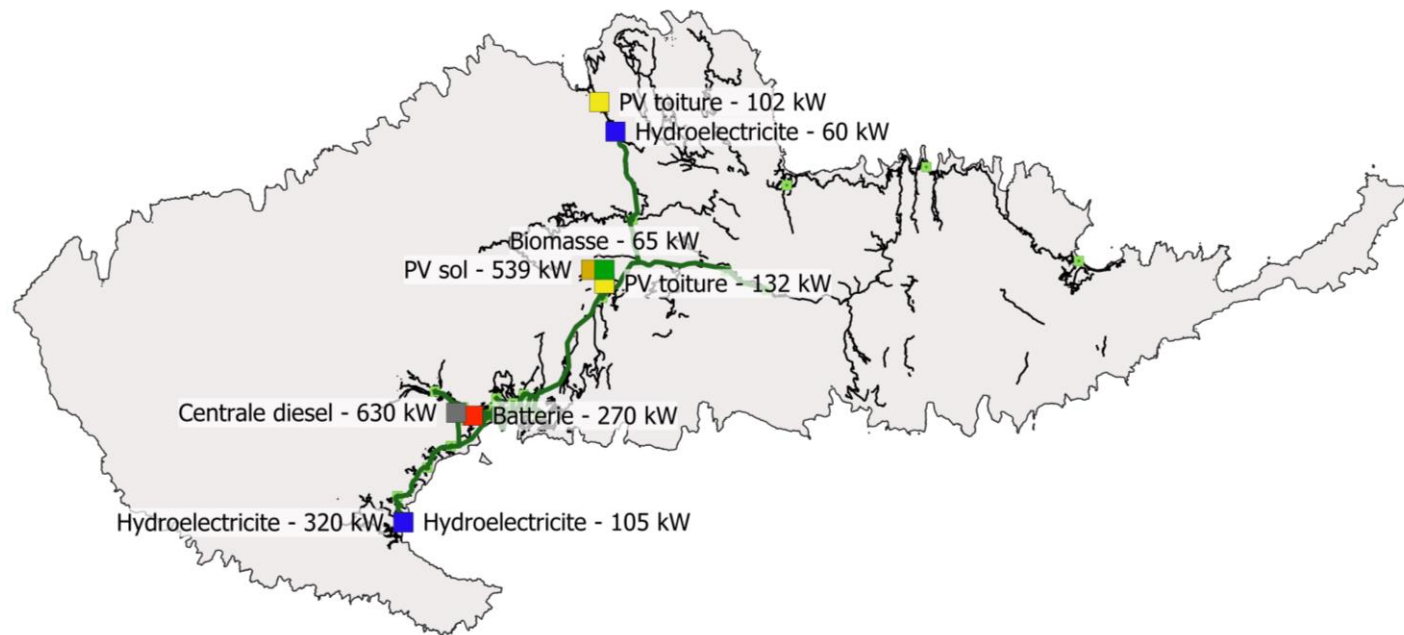


Scénario n°1 ter – 75% ENR avec biomasse

Synthèse

Taux d'ENR : 75%

Système électrique
de Hiva Oa 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
- Scenario 1
- Batterie
 - Centrale diesel
 - Hydroelectricite
 - PV sol
 - PV toiture
 - Site eolien

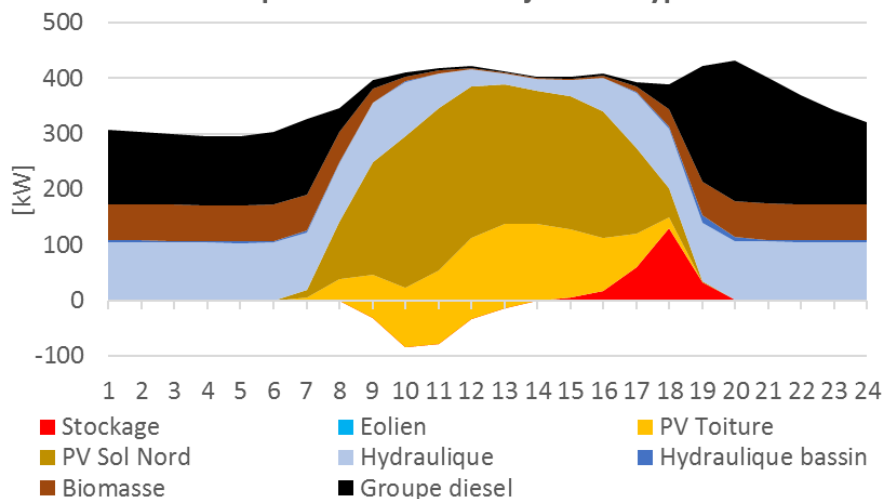
La localisation du stockage batterie sur le réseau est libre.

Scénario n°1 ter – 75% ENR avec biomasse

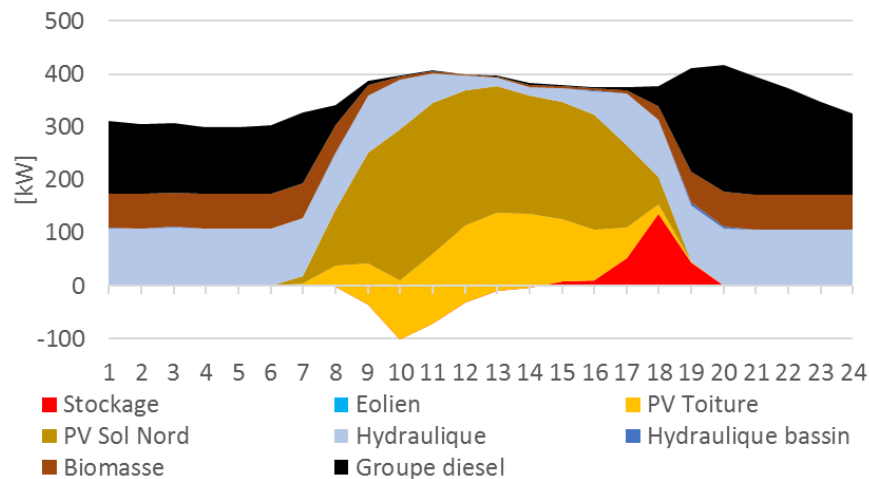
Résultats techniques

L'atteinte d'un taux d'ENR de 75% avec un complément biomasse est accessible avec une centrale biomasse de 65 kW.

Profil de production sur une journée type semaine



Profil de production sur une journée type week-end



Le parc optimisé est alors constitué de :

- 234 kWc Photovoltaïque en toiture et 484 kWc Photovoltaïque au sol Nord
- 485 kW d'hydroélectricité
- 65 kW petite centrale thermique biomasse
- 270 kW de stockage 1h
- 630 kW de diesel

Scénario n°1 ter – 75% ENR avec biomasse

Résultats économiques

En 2040	
Coût complet de production	30 500 FCP/MWh
Sur la trajectoire 2020 - 2040	
Coûts totaux non actualisés	1 760 M FCP
Investissements bruts	340 M FCP
dont production	306 M FCP
dont stockage	28 M FCP
dont renforcements	6 M FCP

La solution biomasse induit un coût de production de l'électricité supérieur aux autres scénarios, toutefois:

- Ce surcoût correspond à la rémunération d'une activité économique locale et peut être un levier de création d'une filière économique liée au bois
- Le coût de production est réduit de 25% lors de la mise en œuvre du scénario
- Ce coût reste inférieur à celui de 2020 en 2040, de l'ordre de 16%

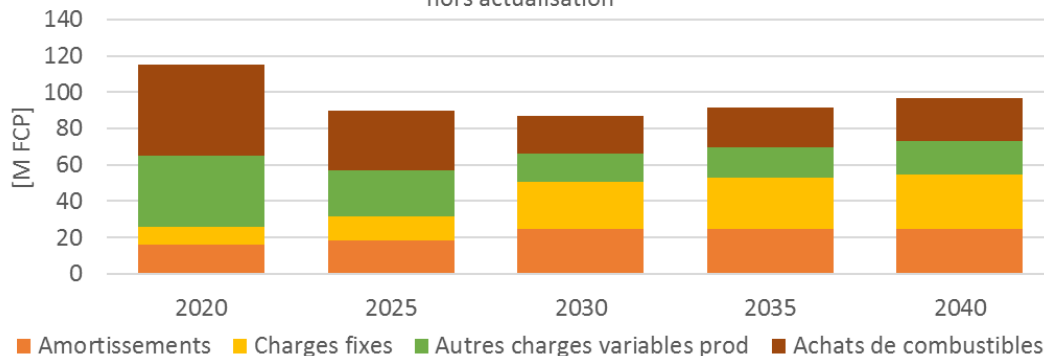
Le coût complet de production regroupe l'ensemble des coûts nécessaires à la production (amortissement, charges fixes et variables dont personnel, ainsi que les achats de combustible) mais exclu les coûts de fonctionnements d'EDT, la commercialisation de l'électricité, ainsi que les coûts du réseau.

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.

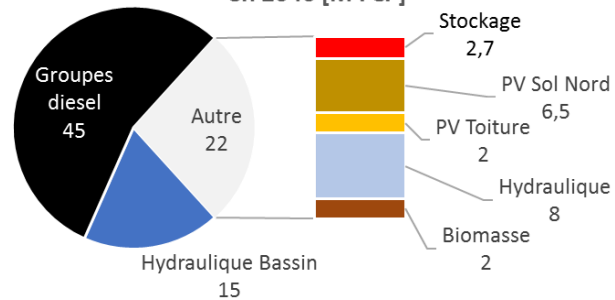
L'optimisation du système électrique est faite sur le coût total 2020 – 2040 actualisé.

Structure du coût complet de production par poste

hors actualisation



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



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 35 FCP/kWh.

Ces scénarios conduisent à une réduction du coût de production l'année de sa mise en œuvre de 24% (27 FCP/kWh) à 25% (26 FCP/kWh) pour un taux d'ENR respectivement de 63% à 75% grâce à un fort développement du photovoltaïque combiné à d'importantes capacités de stockage.

Une solution alternative permet d'atteindre un taux d'ENR de 75% avec le développement d'une petite centrale bois de 65 kW. Cette solution induit une baisse du coût de production de 25% lors de sa mise en œuvre mais se traduit par une hausse des coûts totaux sur la trajectoire 2020 – 2040 de 100 M FCP.

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.

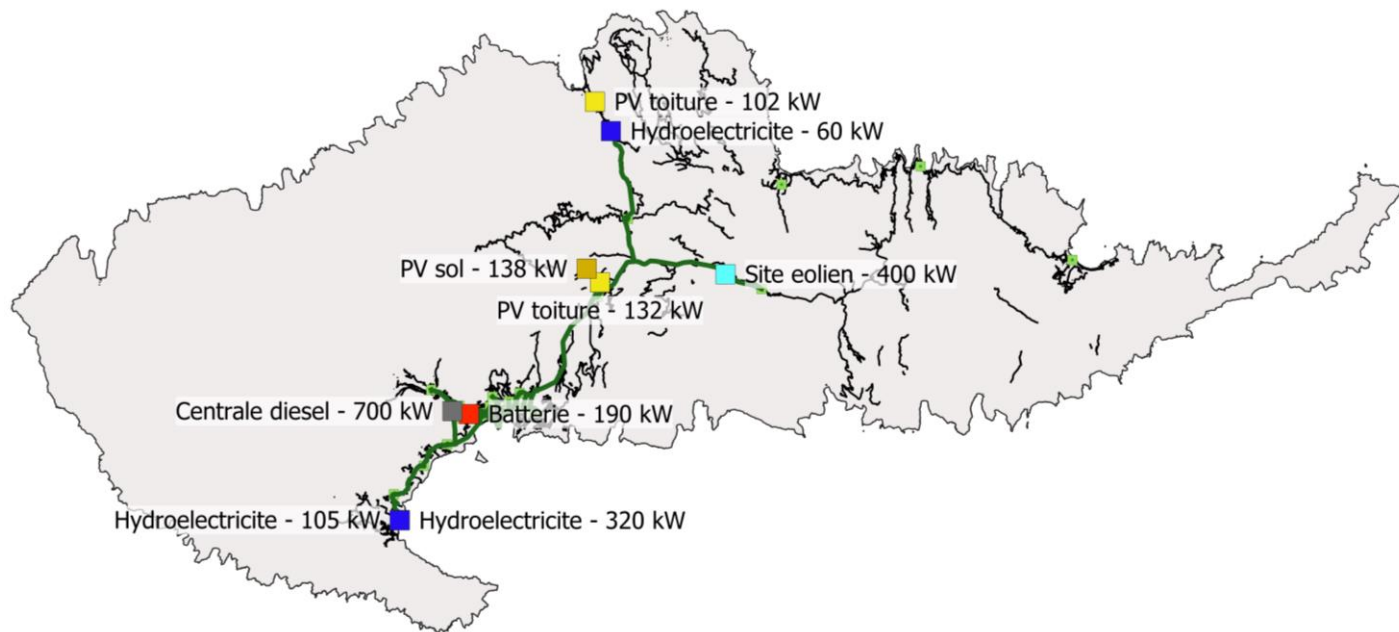
A noter que le surcoût de la solution mettant en œuvre une petite centrale biomasse correspond à la rémunération d'une activité économique locale.

Scénario n°2 – Demande croissante

Synthèse

Taux d'ENR : 74%

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
- Scénario 1
- Scénario 1
- Batterie
 - Centrale diesel
 - Hydroelectricité
 - PV sol
 - PV toiture
 - Site éolien

La localisation du stockage batterie sur le réseau est libre.

Scénario n°2 – Demande croissante

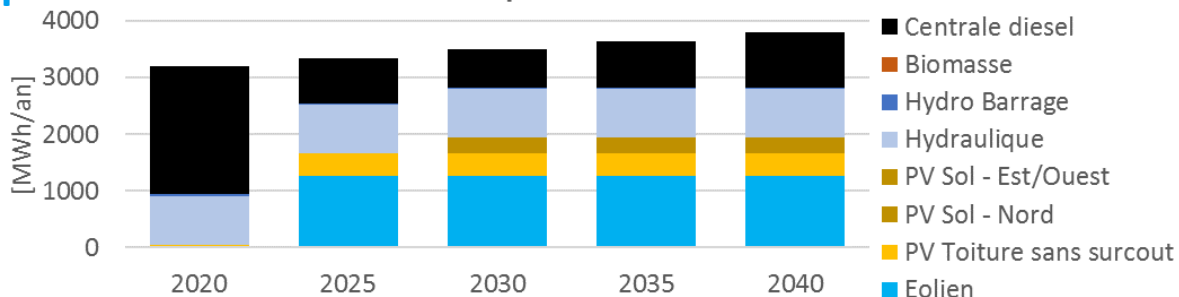
Résultats techniques : bilans annuel

Demande à 2040	3 800 MWh
dont couverture ENR	74 %
dont production locale	74 %
Parc ENR [kW]	1 257 kW
dont ENR variables	937 kW
Stockage (1h)	190 kW
Renforcement réseaux	0 kW

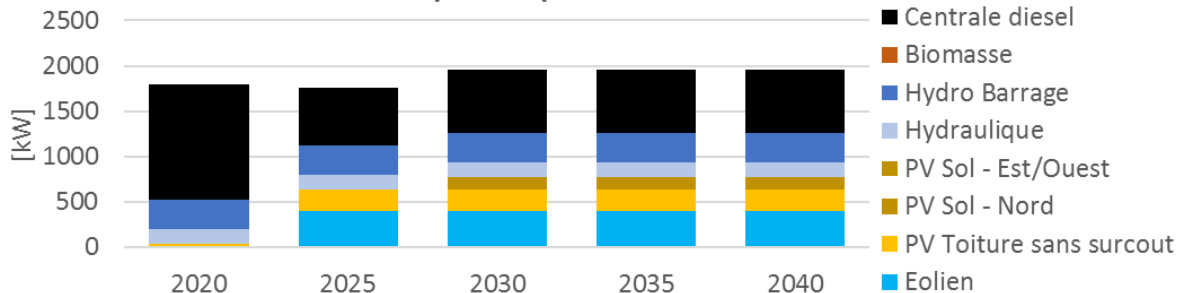
L'augmentation de la demande testée dans ce scénario a un impact marginal sur le parc de production électrique optimum.

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.

Evolution du mix de production annuel



Evolution du parc de production



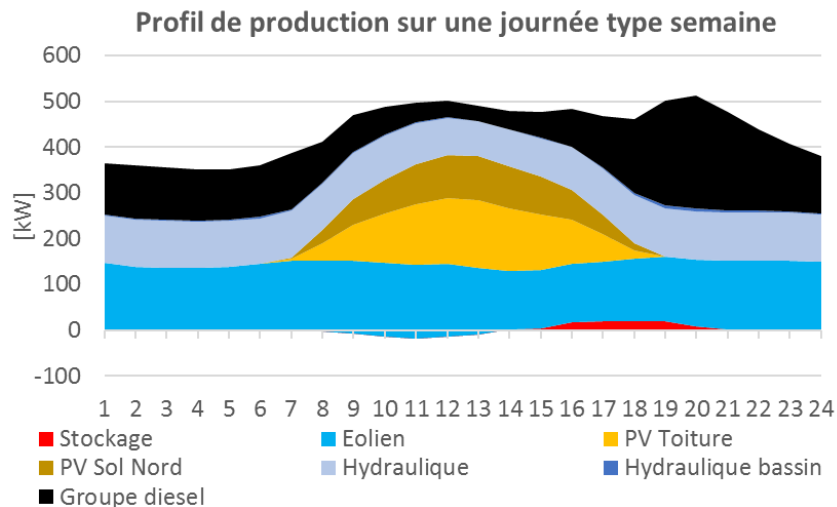
Le parc ainsi optimisé est constitué de :

- 234 kWc + 138 kWc Photovoltaïque en toiture et au sol (Nord)
- 400 kW d'éolien sous la forme de 4 turbines de 100 kW chacune
- 485 kW d'hydroélectricité
- 190 kW de stockage
- 700 kW de diesel

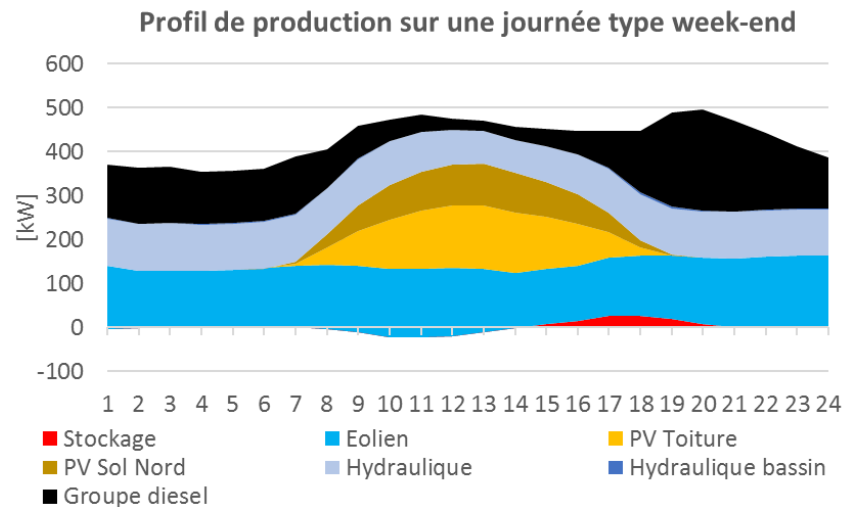
Scénario n°2 – Demande croissante

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 28% 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 6 300 heures par an.

Scénario n°2 – Demande croissante

Résultats économiques

En 2040	
Coût complet de production	26 000 FCP/MWh
Sur la trajectoire 2020 - 2040	
Coût totaux non actualisés	1 875 M FCP
Investissements bruts	322 M FCP
dont production	296 M FCP
dont stockage	21 M FCP
dont renforcements	6 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.

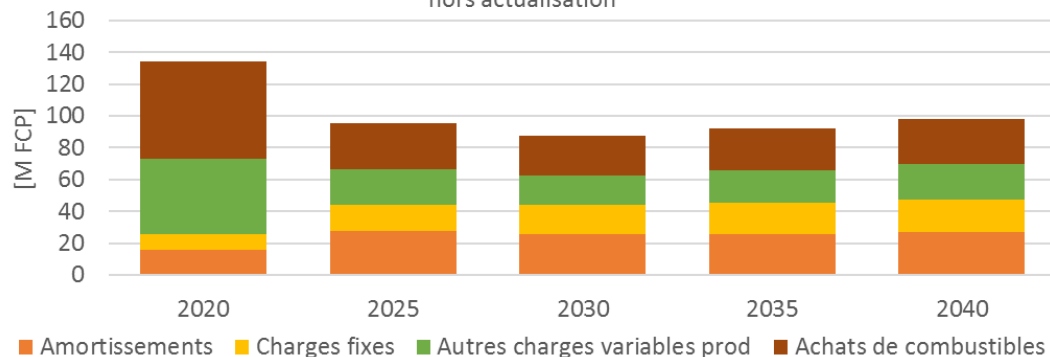
Le coût complet de production regroupe l'ensemble des coûts nécessaires à la production (amortissement, charges fixes et variables dont personnel, ainsi que les achats de combustible) mais exclu les coûts de fonctionnements d'EDT, la commercialisation de l'électricité, ainsi que les coûts du réseau.

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.

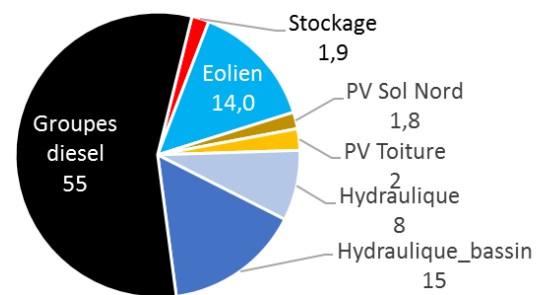
L'optimisation du système électrique est faite sur le coût total 2020 – 2040 actualisé.

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 35 FCP/kWh. Ce scénario de transition énergétique conduit à une réduction du coût de production de 39%, soit 21 FCP/kWh l'année de sa mise en oeuvre.

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

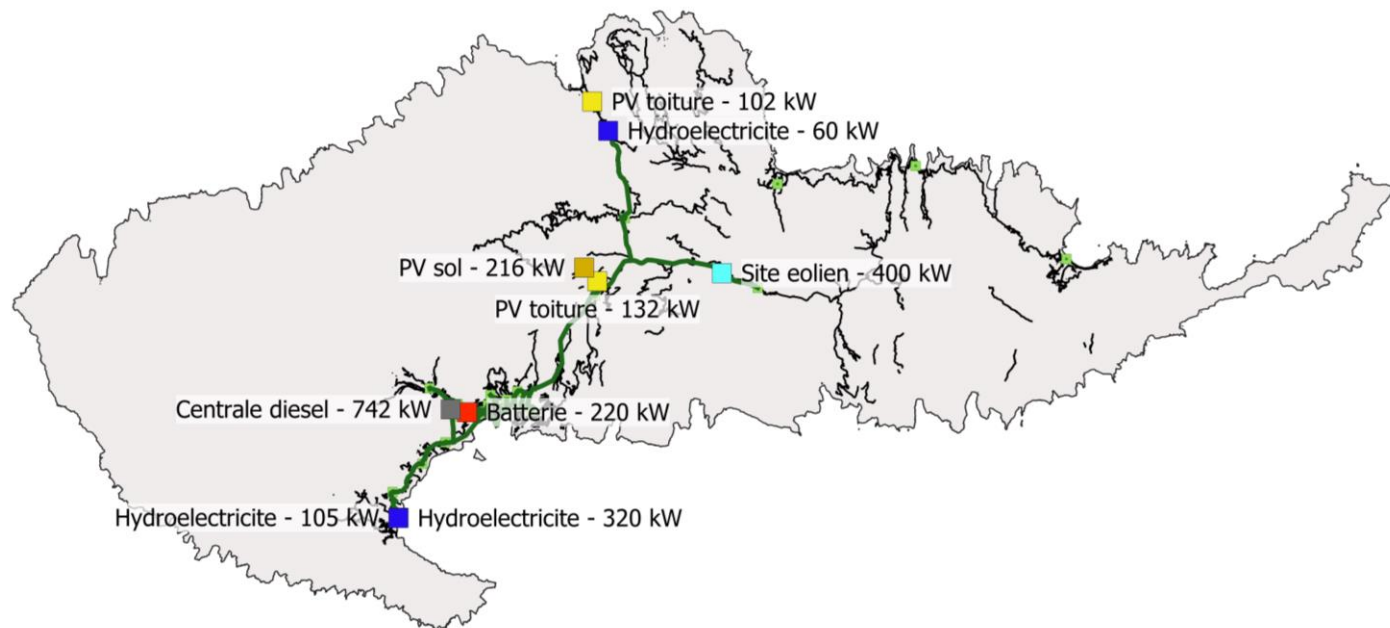
Tout comme pour le scénario 1, la structuration d'une filière éolienne à l'échelle des îles Marquises sera nécessaire pour envisager le déploiement de ce scénario.

Scénario n°3 – Demande constante élevée

Synthèse

Taux d'ENR : 74%

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
- Scenari 1
- Scenari 1
- Batterie
 - Centrale diesel
 - Hydroelectricite
 - PV sol
 - PV toiture
 - Site eolien

La localisation du stockage batterie sur le réseau est libre.

Scénario n°3 – Demande constante élevée

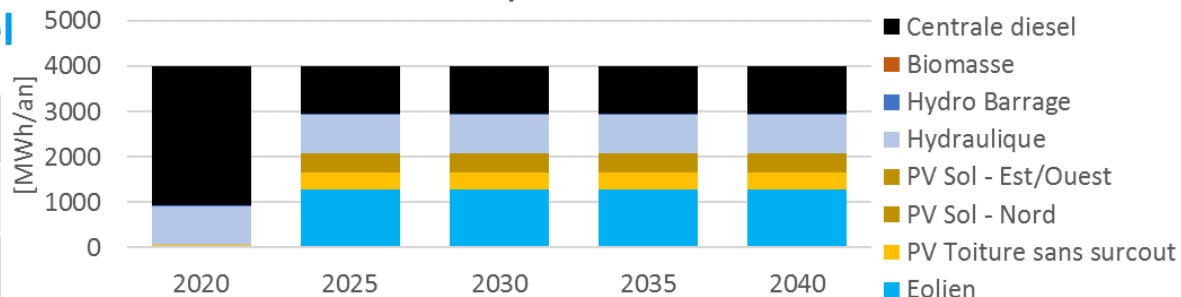
Résultats techniques : bilans annuel

Demande à 2040	4 000 MWh
dont couverture ENR	74 %
dont production locale	74 %
Parc ENR [kW]	1 335 kW
dont ENR variables	1015 kW
Stockage (1h)	220 kW
Renforcement réseaux	0 kW

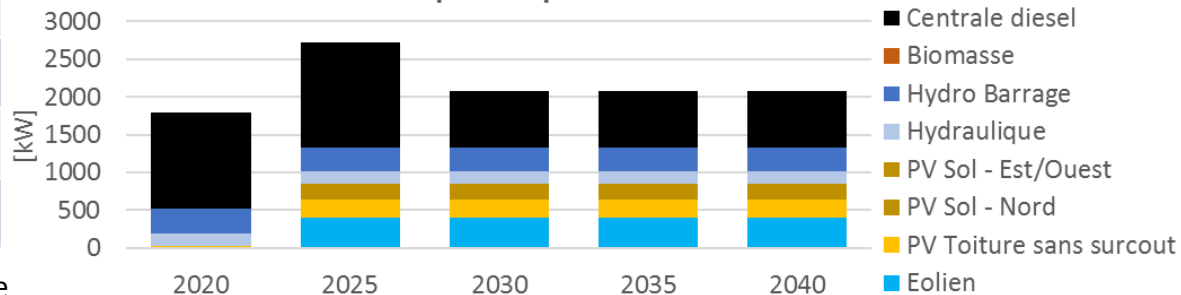
L'augmentation du niveau de demande testée dans ce scénario impacte en premier lieu la puissance du parc photovoltaïque au sol et par conséquent le stockage.

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



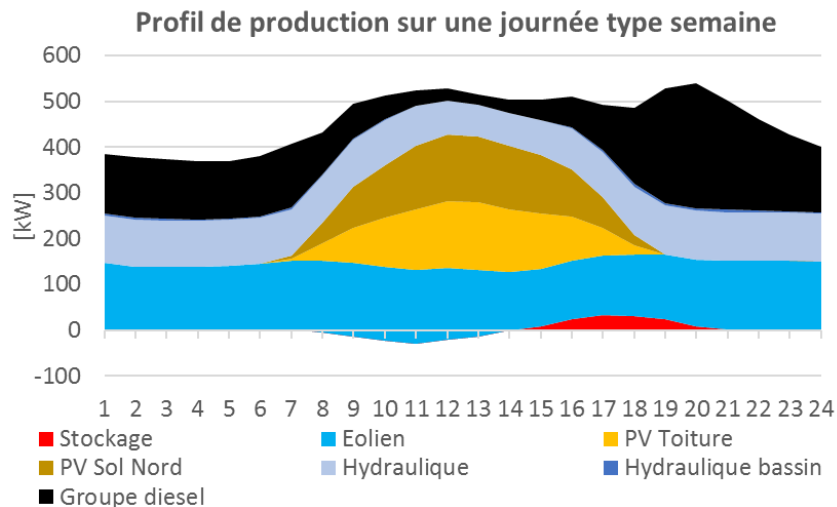
Le parc ainsi optimisé est constitué de :

- 234 kWc Photovoltaïque en toiture – y compris existant
- 216 kWc Photovoltaïque au sol Nord
- 400 kW d'éolien d'éolien sous la forme de 4 turbines de 100 kW chacune
- 485 kW d'hydroélectricité
- 220 kW de stockage
- 742 kW de diesel

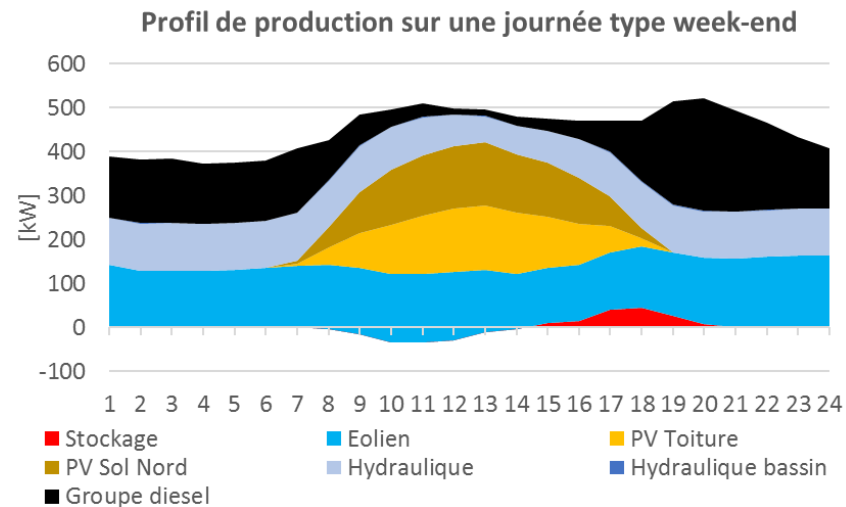
Scénario n°3 – Demande constante élevée

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 29% 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°3 – Demande constante élevée

Résultats économiques

En 2040	
Coût complet de production	26 000 FCP/MWh
Sur la trajectoire 2020 - 2040	
Coût totaux non actualisés	1 940 M FCP
Investissements bruts	402 M FCP
dont production	372 M FCP
dont stockage	24 M FCP
dont renforcements	6 M FCP

La part des ENR dans le mix de production reste équivalente à celle du scénario 2 : la structure du coût de production est également comparable.

Ce scénario permet une réduction de 37% du coût de production l'année de sa mise en œuvre.

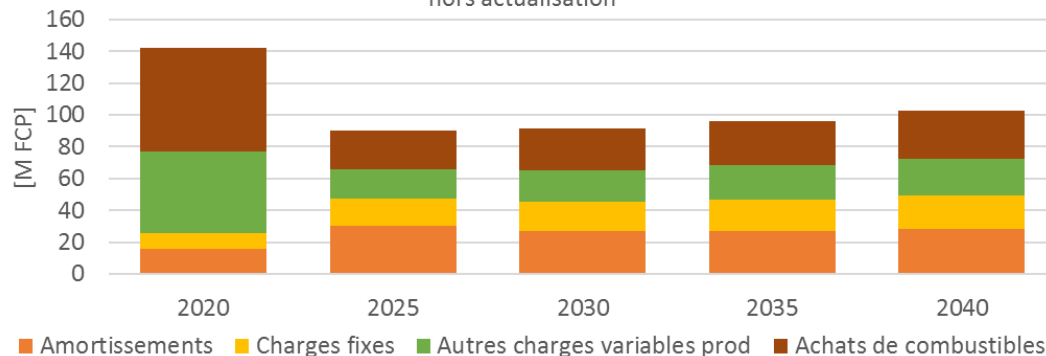
Le coût complet de production regroupe l'ensemble des coûts nécessaires à la production (amortissement, charges fixes et variables dont personnel, ainsi que les achats de combustible) mais exclu les coûts de fonctionnements d'EDT, la commercialisation de l'électricité, ainsi que les coûts du réseau.

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.

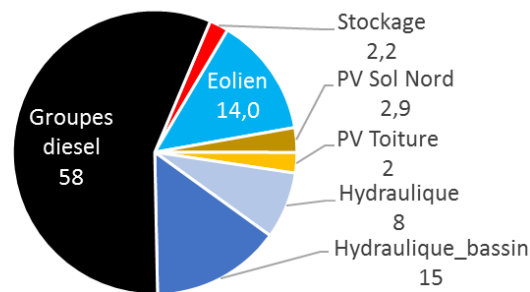
L'optimisation du système électrique est faite sur le coût total 2020 – 2040 actualisé.

Structure du coût complet de production par poste

hors actualisation



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



Scénario n°3 – Demande constante élevée

Implications du scénario

■ Conséquence sur le prix de l'électricité

Le coût de production de l'électricité en 2018 était de 35 FCP/kWh. Ce scénario de transition énergétique conduit à une réduction du coût de production de 37%, soit 22 FCP/kWh l'année de sa mise en 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

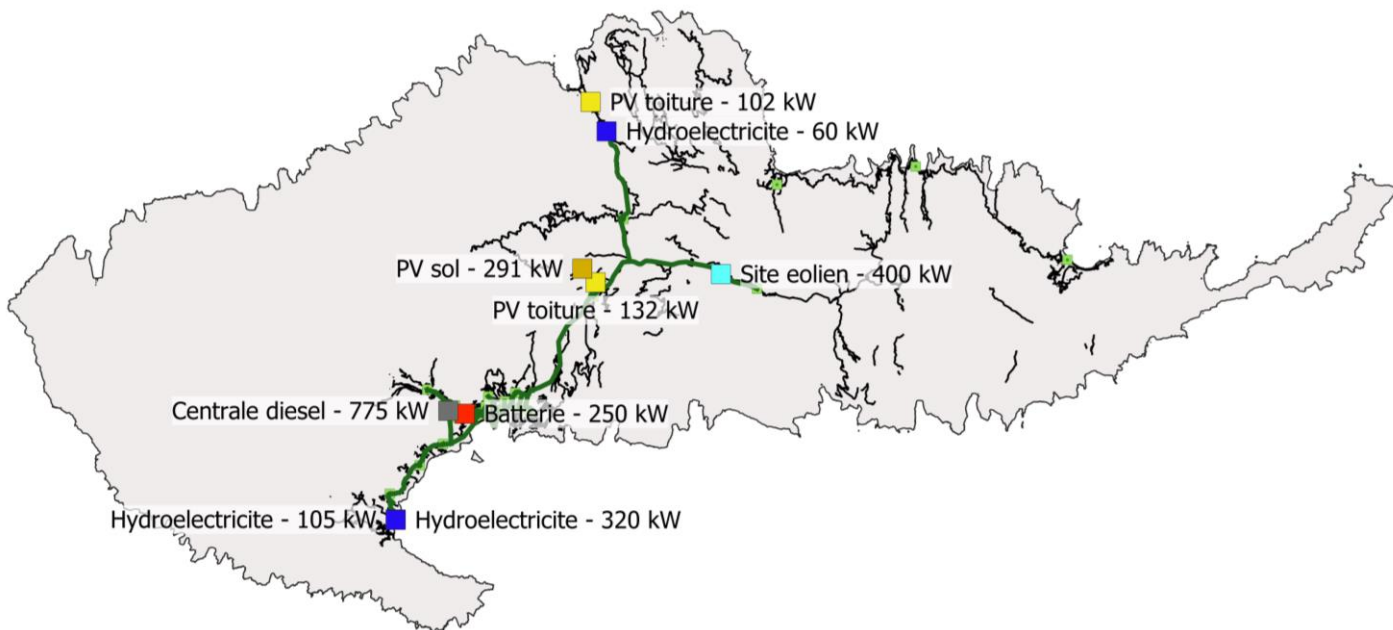
Tout comme pour le scénario 1, la structuration d'une filière éolienne à l'échelle des îles Marquises sera nécessaire pour envisager le déploiement de ce scénario.

Scénario n°4 – Demande croissante élevée

Synthèse

Taux d'ENR : 68%

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
- Scénario 1
- Scénario 1
- Batterie
 - Centrale diesel
 - Hydroelectricité
 - PV sol
 - PV toiture
 - Site éolien

La localisation du stockage batterie sur le réseau est libre.

Scénario n°4 – Demande croissante élevée

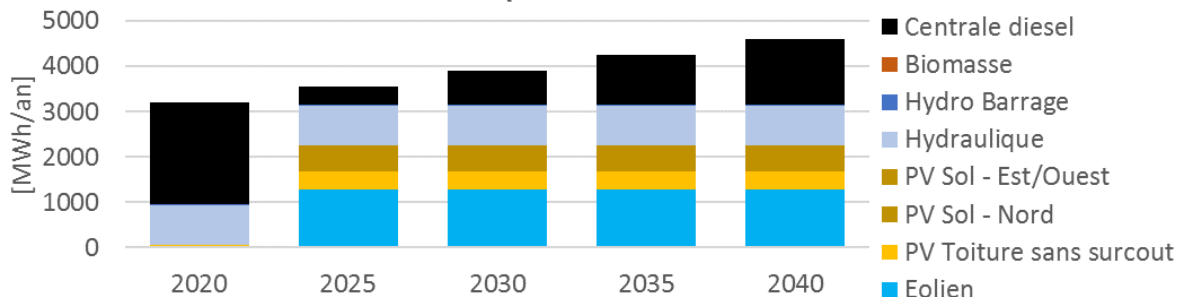
Résultats techniques : bilans annue

Demande à 2040	4 600 MWh
dont couverture ENR	68 %
dont production locale	68 %
Parc ENR [kW]	1 410 kW
dont ENR variables	1 090 kW
Stockage (1h)	250 kW
Renforcement réseaux	0 kW

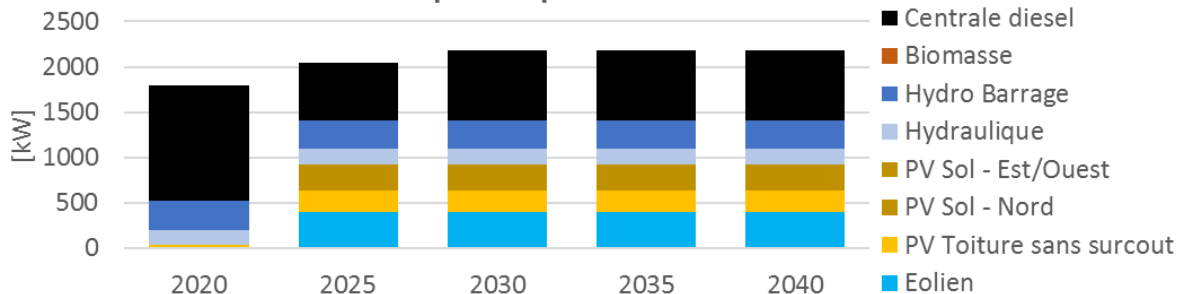
L'augmentation de la demande testée dans ce scénario conduit à une augmentation des parcs photovoltaïque au sol, stockage et diesel.

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



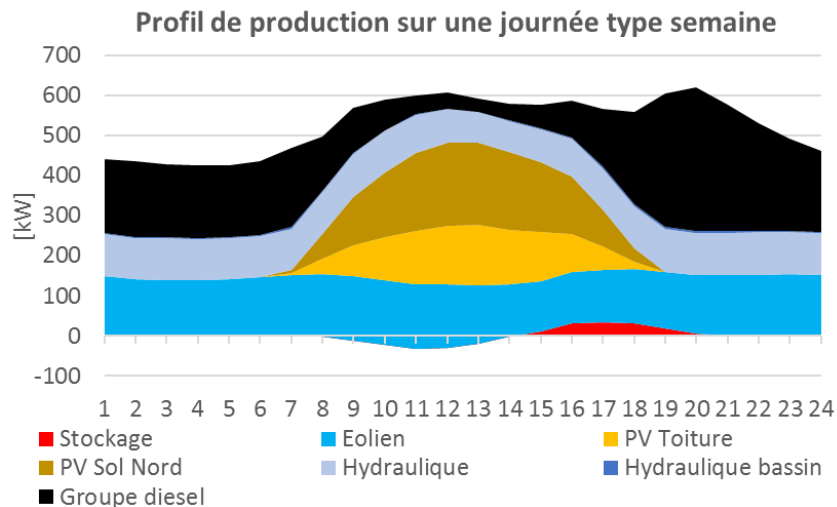
Le parc ainsi optimisé est constitué de :

- 234 kWc + 291 kWc Photovoltaïque en toiture et au sol (Nord)
- 400 kW d'éolien sous la forme de 3 parcs de 200 kW chacun
- 485 kW d'hydroélectricité
- 250 kW de stockage
- 775 kW de diesel

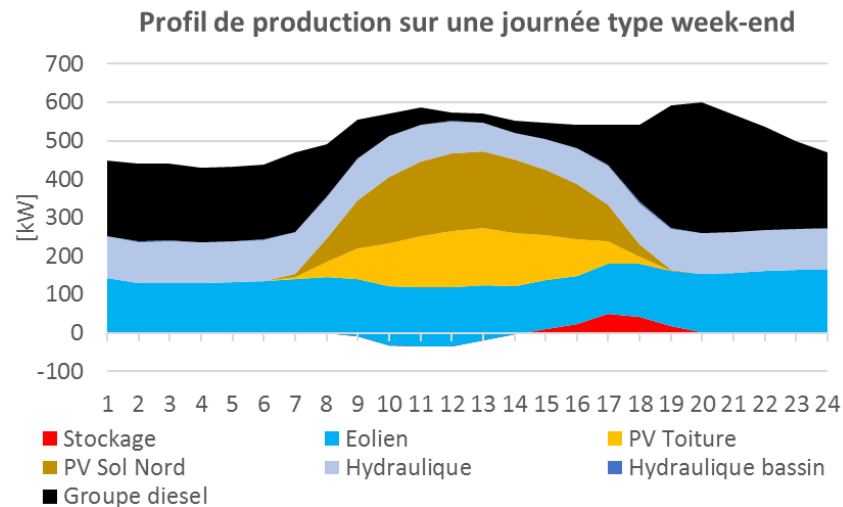
Scénario n°4 – Demande croissante élevée

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 23% 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 6 800 heures par an.

Scénario n°4 – Demande croissante élevée

Résultats techniques : stabilité du système électrique

■ Point de fonctionnement étudié

- Pic de demande parmi les points de fonctionnements où les groupes thermiques ne sont pas en service.
Sur ce point de fonctionnement le dispatch de production est :
Eolien = 168 kW ; PV = 451 kW ; Hydroélectricité = 148 kW ; Batterie = 0 kW.

■ Incidents testés

- Perte du plus gros groupe en fonctionnement : une centrale photovoltaïque au sol.
Cet incident correspond à une perte instantanée de $277/2 = 138,5$ kW.

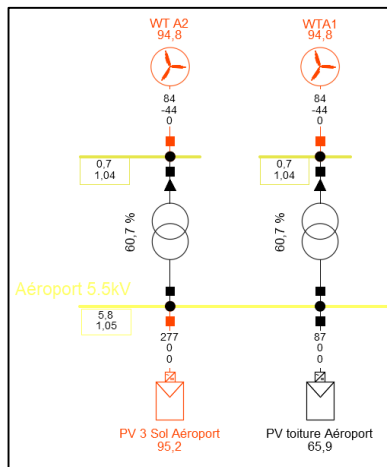
■ Résultats et conclusions

- D'après l'étude du régime statique il est nécessaire d'installer des bancs de condensateur pour générer de la puissance réactive car les ENR variables ne sont pas capables d'en fournir suffisamment pour l'ensemble du réseau.
Deux bancs de condensateur de 200 kVAR et 1100 kVAR respectivement à l'aéroport et à la centrale de Atuona sont nécessaires, en 0.4 kV couplé à un transformateur 0.4/5.5 kV correspond à un investissement de l'ordre de 6 M FCP (34 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 250 kW.
Nous recommandons la réalisation de 2 parcs photovoltaïques au sol distincts de puissance équivalente pour éviter d'avoir à surdimensionner le stockage batterie pour la seule couverture d'un défaut sur un moyen de production.
En effet, pour pouvoir compenser la perte d'un parc photovoltaïque, l'étude du régime dynamique donne une puissance de batterie minimale de 120 kW. Il n'est donc pas nécessaire de surdimensionner le parc de batteries.
- La mise en place du banc de condensateur augmente le coût total sur la période 2020 – 2040 de 0,2% par rapport à l'optimum initialement atteint.

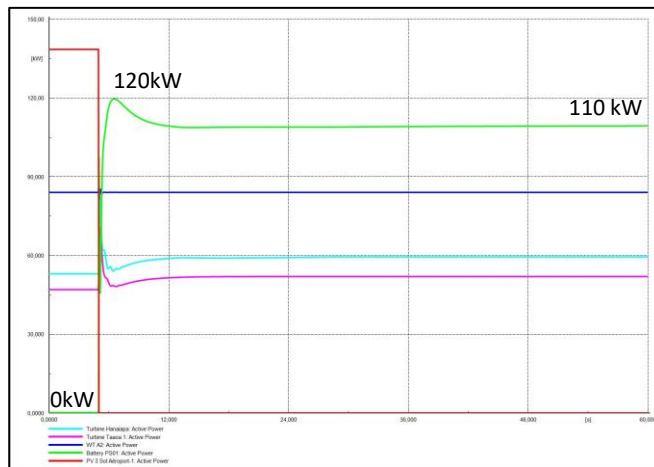
Scénario n°4 – Demande croissante élevé

Résultats techniques : stabilité du système électrique

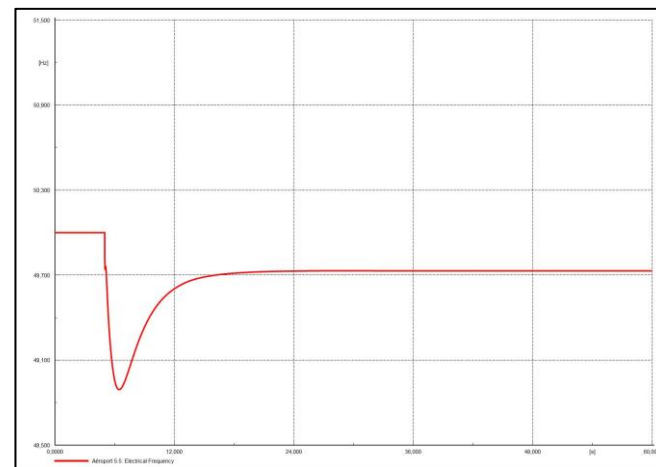
Parc éolien près du Village
Aneou en statique



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



Fréquence du réseau lors de l'incident



Au point de fonctionnement étudié 84kW sont injectés par chaque éolienne et 44kvar sont absorbés. En effet il y a dans cette zone beaucoup de production et peu de consommation ce qui explique la tension élevée, mais restant dans des limites acceptables.

La puissance injectée par la batterie passe de 0 à +110 kW après un pic à +120 kW pour compenser la perte de la centrale PV, les centrales hydroélectriques en bleu participent aussi à la régulation de la fréquence.

Après une diminution jusqu'à 48,89 Hz la fréquence remonte très rapidement à 49,73 Hz et reste stable asymptotiquement. Cette valeur est acceptable durant le temps de démarrage des groupes thermiques.

Scénario n°4 – Demande croissante élevée

Résultats économiques

En 2040	
Coût complet de production	27 200 FCP/MWh
Sur la trajectoire 2020 - 2040	
Coût totaux non actualisés	1 640 M FCP
Investissements bruts	373 M FCP
dont production	339 M FCP
dont stockage	28 M FCP
dont renforcements	6 M FCP

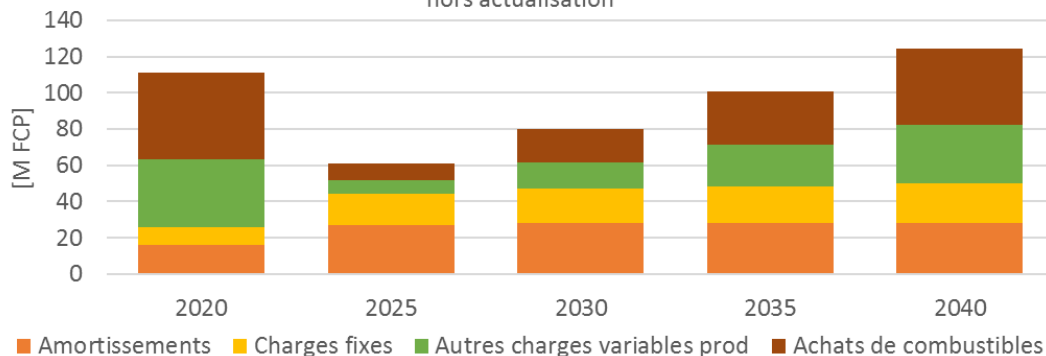
Ce scénario induit une baisse de 51% du coût de production l'année de sa mise en œuvre. L'augmentation de la demande à 2040 et la hausse de la part du diesel à cette échéance conduit à une forte hausse des coûts totaux non actualisés. Notons que si la dépense de production totale en 2040 est supérieure à celle de 2020, le coût du kWh produit reste inférieur de 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.

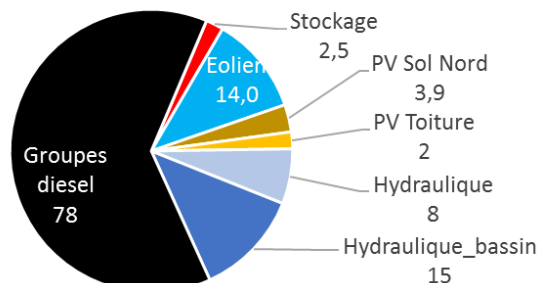
Les coûts totaux non actualisés regroupent l'ensemble des dépenses sur la période 2020 – 2040, déduction faite de la valeur résiduelle des équipements à 2040.

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

Structure du coût complet de production par poste
hors actualisation



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



Scénario n°4 – Demande croissante élevée

Implications du scénario

■ Conséquence sur le prix de l'électricité

Le coût de production de l'électricité en 2018 était de 35 FCP/kWh. Ce scénario de transition énergétique conduit à une réduction du coût de production de 51%, soit 17 FCP/kWh l'année de sa mise en 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.

Nous recommandons la réalisation de 2 parcs photovoltaïques distincts de puissance équivalente pour éviter le risque d'une perte de puissance trop importante due à un défaut. Cela permet d'éviter un surdimensionnement du stockage.

■ 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.

La forte augmentation de la demande à 2040 conduit à une hausse de la facture de la production énergétique et induit une augmentation significative de la part du diesel dans le mix.

Le choix du recours au diesel provient en grande partie des effets de l'actualisation qui réduit fortement le coût des charges du diesel à 2040 dans le coût total de la trajectoire. Il est probable qu'un raisonnement sans actualisation conduise à une part d'ENR plus importante à 2040.

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 la 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

Nahoe

Photovoltaïque	23 kWc
Batterie	100 kWh
GE	55 kVA existant
	55 kVA existant

Part EnR : 75 %

Investissement 36 500 kFCP

Hanapaaoa

Photovoltaïque	31 kWc
Batterie	82 kWh
GE	55 kVA existant
	33 kVA existant

Part EnR : 75 %

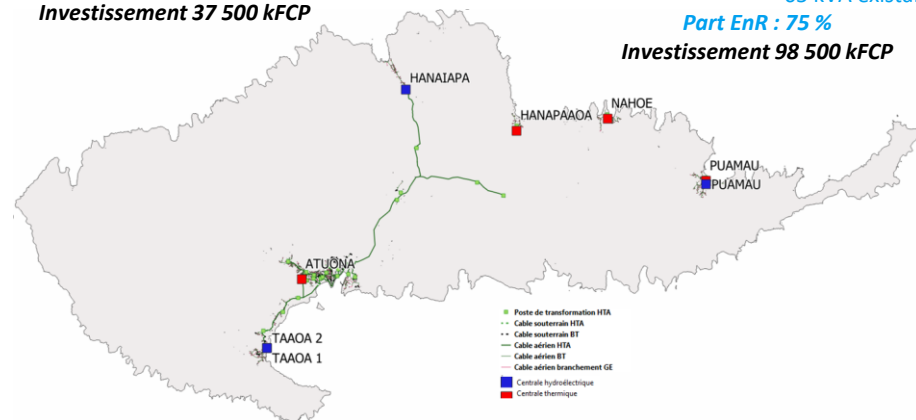
Investissement 37 500 kFCP

Puamau

Photovoltaïque	108 kWc
Batterie	290 kWh
GE	65 kVA existant
	65 kVA existant

Part EnR : 75 %

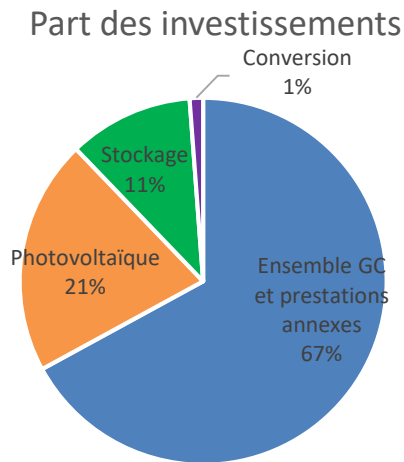
Investissement 98 500 kFCP



Cas des Vallées isolées – Demande croissante élevée

Centrale hybride Hanapaaoo

	Emplacement
Production photovoltaïque	- 31 kWc au sol à proximité de la centrale thermique existante
Stockage batterie	Dans bâtiment à construire à côté de la centrale thermique
Groupe électrogène	Dans local existant



Zone possible pour implantation photovoltaïque sous réserve de déboisement

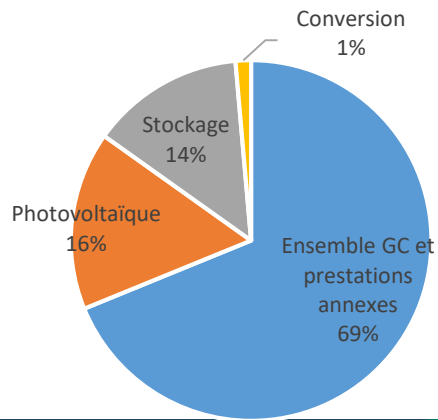
Le village de Hanapaaoo est très boisé. L'implantation de la centrale hybride nécessitera la coupe d'arbres.

Cas des Vallées isolées – Demande croissante élevée

Centrale hybride Nahoe

	Emplacement
Production photovoltaïque	23 kWc au sol ou répartis entre sol et toiture de la centrale thermique
Stockage batterie	Dans bâtiment à construire à côté de la centrale thermique
Groupes électrogène	Dans local existant

Part des investissements



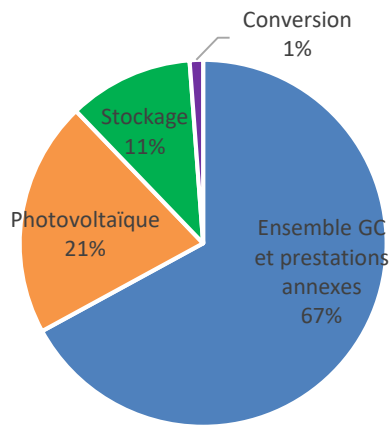
Possibilité d'implanter de l'ordre de 10 kWc en toiture de la centrale thermique

Cas des Vallées isolées – Demande croissante élevée

Centrale hybride Puamau

	Emplacement
Production photovoltaïque	108 kWc au sol à proximité de la centrale thermique existante (surface à identifier)
Stockage batterie	Dans bâtiment à construire à côté de la centrale thermique
Groupes électrogène	Dans local existant

Part des investissements



La remise en service de la centrale hydroélectrique reste à privilégier du fait d'un investissement moindre à prévoir (25,8 M FCP pour l'hydroélectricité contre 98,5 M FCP dans le cas de la solution solaire hybride).

La solution centrale hybride est envisageable en alternative si les droits de passage pour la réfection de la conduite ne pouvaient être obtenus auprès des riverains.

Cas des Vallées isolées – Demande croissante élevée

Mise en place de centrales hybrides pour les vallées isolées

■ Une solution technique à privilégier pour Nahoé et Hanapaooa

Privilégier pour Puamau la remise en service de la centrale hydroélectrique si possible d'obtenir les autorisations de passage pour la réfection de la conduite

■ Conséquence sur le prix de l'électricité

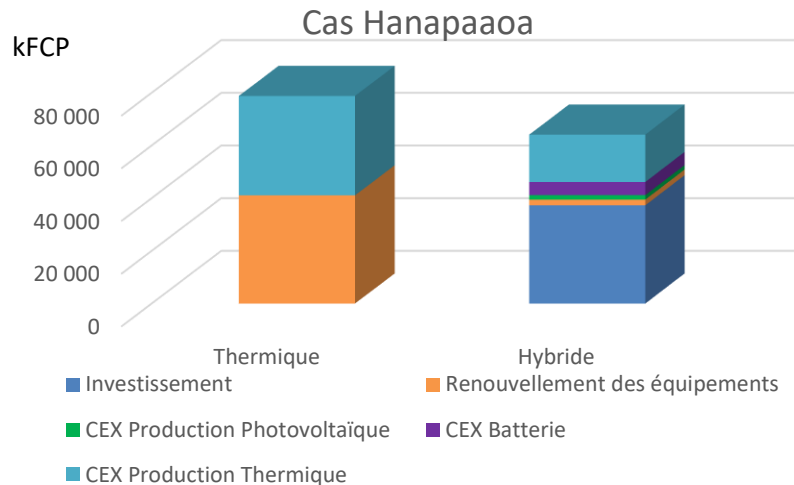
Permet une baisse du prix de production de l'électricité mais avec un besoin en investissement plus fort les premières années.

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-balancés par besoin d'investissement élevés

Comparaison en coût Global sur 20 ans



Structure des coûts complets de production 2020 - 2040
Coût 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
 - Un parc éolien d'un minimum de 4 turbines de 100 kW chacune.
 - Un complément photovoltaïque sous la forme d'une centrale Nord de 140 kWc à 300 kWc selon le niveau d'augmentation de la demande, en plus d'un parc en toiture de 200 kWc complémentaires apportera un complément pertinent au parc éolien. Le PV sol doit être scindé en 2 parcs distincts pour éviter de devoir surdimensionner les batteries pour la seule couverture d'un défaut.
 - Ces parcs éolien et photovoltaïque doivent être accompagnés de moyens de stockage de 190 kW à 250 kW (1h) afin de tenir la fréquence du réseau, d'assurer la réserve primaire lorsque le groupe diesel est arrêté, et lisser les fluctuations.
 - 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 25% à 45% 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 au minima un taux d'ENR de 63%

- 485 kWc de photovoltaïque combiné à 270 kW de stockage 1h pour un taux d'ENR annuel de 63% - optimum économique
- 540 kWc de photovoltaïque combiné à 270 kW de stockage 6h (soit 1,6 MWh) pour un taux d'ENR annuel de 75%
 - Les contraintes mentionnées précédemment sur le stockage et les groupes diesel s'appliquent ici également.

Une solution mettant en œuvre une petite centrale biomasse peut permettre d'atteindre un objectif de 75% ENR

- Moyennant une petite centrale biomasse de 65 kW en complément de 485 kWc de photovoltaïque et 270 kW de stockage.
- Cette solution induit une baisse du coût de production de l'ordre de 25% mais se traduit par un coût additionnel de 100 M FCP sur la période 2020 – 2040. Ce coût correspond à la rémunération d'une activité 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

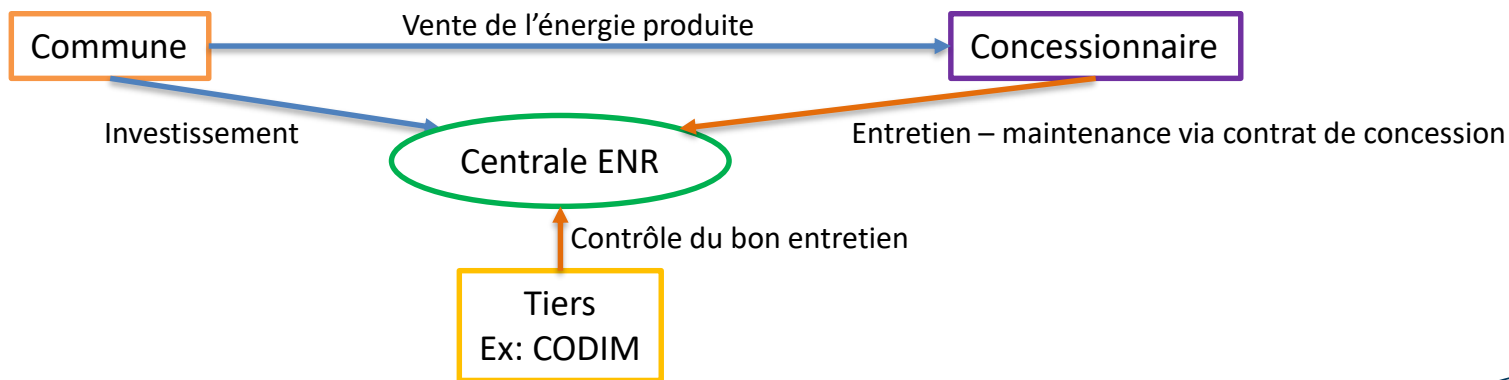
La pérennité d'une filière éolienne à l'échelle de l'archipel est nécessaire pour envisager sa mise en œuvre.

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