



Service des énergies – Polynésie Française

Etude de production d'électricité à partir de biomasse à NUKU HIVA

Best Energies

 36, rue Beaumarchais
93100 Montreuil-sous-Bois
 +33 1 56 93 46 00
 www.best-energies.fr



Table des matières

1.	Introduction	3
1.1.	L'île de Nuku Hiva	3
1.2.	Des ressources forestières importantes et une volonté de développer la filière bois	3
1.3.	Production et distribution d'électricité à Nuku Hiva	4
1.4.	Le projet de production d'électricité à partir de biomasse	4
2.	Etat des lieux	5
2.1.	La production électrique dans l'île de Nuku Hiva	5
2.1.1.	Production et distribution d'électricité	5
2.1.1.1.	Coût de production de l'électricité à Nuku Hiva	6
2.1.1.2.	Prix de l'électricité vendue aux usagers	6
2.1.2.	Appels de puissance électrique annuels (source données : EDT)	6
2.2.	Etat des lieux du gisement forestier sur l'île de Nuku-Hiva	8
2.2.1.	Etat des lieux peuplements Pins caraïbes	8
2.2.2.	Potentiel biomasse disponible actuellement	8
2.3.	Etat des lieux filière bois	9
2.3.1.	La filière bois en Polynésie Française	9
2.3.2.	Etat des lieux des professionnels de la forêt et du bois à Nuku Hiva	9
3.	Scénarios d'étude, hypothèses de travail et dimensionnement énergétique	9
3.1.	Scénarios d'étude pour la production d'électricité à partir de biomasse	9
3.2.	Contraintes et prérequis techniques	9
3.3.	Contraintes et prérequis techniques	10
3.4.	Hypothèses d'étude	10
3.4.1.	Itinéraire technique de la forêt jusqu'au parc à bois	10
3.4.2.	Itinéraire technique du parc à bois jusqu'à la centrale thermo-électrique biomasse	11
3.4.3.	Chiffres clés du parc à bois (scénarios 1 et 2)	14
3.4.4.	Fonctionnement et chiffres clés de la scierie (scénario 2)	14
3.4.5.	Fonctionnement et chiffres clés de la centrale électrique biomasse (scénarios 1 et 2)	15
3.4.6.	Dimensionnement de la centrale thermo-électrique biomasse	16
3.4.7.	Bilan énergétique du réseau électrique de Nuku Hiva après mise en place du projet de centrale thermo-électrique biomasse (scénarios 1 et 2)	18
3.4.8.	Récapitulatif des données clefs des projets	18
3.4.9.	Une répartition des rôles entre les intervenants de la partie exploitation forestière/ transformation bois d'œuvre et de la partie production d'électricité	18
4.	Solutions techniques existantes pour produire de l'électricité à partir de la biomasse	20
4.1.	Préambule : les technologies de production d'électricité à partir de bois	20
4.1.1.	Filière combustion	20
4.1.1.1.	Turbines à vapeur d'eau	21
4.1.1.2.	Cycle organique de Rankine (ORC)	22
4.1.2.	Filière gazéification	23
4.2.	Caractéristiques et avantages / inconvénients de chaque technologie pour l'unité de Nuku Hiva	24
4.3.	Solution retenue au stade étude de faisabilité	25
5.	Descriptif de la solution technique retenue	26
5.1.	Fonctionnement global et chiffres clés	26
5.1.1.	Fonctionnement technique de la centrale thermo-électrique biomasse	26
5.1.2.	Fonctionnement et chiffres clés de la centrale thermo-électrique biomasse (scénarios 1 et 2)	27
5.1.3.	Bilan énergétique sommaire	28
5.1.4.	Caractéristiques combustible biomasse	29

5.1.5.	Récapitulatif des chiffres clefs des projets	29
5.2.	Etude technique	30
5.2.1.	Estimation des stockages de bois	30
5.2.2.	Manutention et stockage biomasse	30
5.2.2.1.	Manutention de la biomasse	30
5.2.2.2.	Ligne de transformation biomasse (<i>à la charge de l'exploitant forestier</i>)	30
5.2.3.	Chaudière biomasse a huile thermique – Traitement des fumées.....	30
5.2.3.1.	Stockage et alimentation en combustible bois	30
5.2.3.2.	Process biomasse.....	31
5.2.3.3.	Traitement des fumées	31
5.2.4.	Module ORC.....	31
5.2.5.	Boucle d'eau de refroidissement - Auxiliaires process – Utilités process	31
5.2.6.	Électricité Mta/Bt	31
5.2.7.	Bâtiments	31
5.3.	Estimations de consommations de la centrale	32
5.3.1.	Eau	32
5.3.2.	Électricité	32
5.4.	Aspects règlementaires.....	32
5.4.1.	ICPE	32
5.4.2.	Impact environnemental	33
5.4.3.	Cendres	33
5.4.4.	Effluents	33
6.	Etude économique.....	34
6.1.	Préambule	34
6.2.	Solution de référence actuelle gazole	35
6.3.	Solution alternative : Centrale thermo-électrique biomasse	36
6.3.1.	Investissements	36
6.3.2.	Aide publique aux investissements	36
6.3.3.	Les différents postes du compte d'exploitation prévisionnel	37
6.3.3.1.	Financement de la part des investissements résiduels (après subvention).	37
6.3.3.2.	Charges de gros entretien / renouvellement.....	37
6.3.3.3.	Charges d'entretien/maintenance, charges diverses et de structure.....	37
6.3.3.4.	Charges de combustible bois et d'appoint gazole	38
6.3.4.	Compte d'exploitation prévisionnel et détermination du prix de revient de l'électricité produite sortie centrale biomasse	38
6.3.5.	Comparaison entre le coût de revient du MWh électrique produit par la centrale gazole aujourd'hui et celui de la solution alternative biomasse	40
6.3.6.	Structures de coût comparées	41
6.4.	Impacts économiques du projet dans l'économie locale	42
7.	Echéancier et impacts environnementaux et sociaux	42
7.1.	Echéancier du projet.....	42
7.2.	Impact environnemental	42
7.3.	Impact social.....	42
8.	Conclusion de l'étude.....	43
9.	Annexes.....	44

1. Introduction

L'étude ci-après a été réalisée à partir des informations et explications fournies par le service des énergies du gouvernement Polynésien. Il est précisé que le service des énergies a apporté quelques modifications et compléments à la rédaction de ce présent rapport.

Des échanges complémentaires avec le gérant de la société d'exploitation forestière et de sciage (SEBM) d'Hiva Oa, ont permis de préciser certaines hypothèses de l'étude.

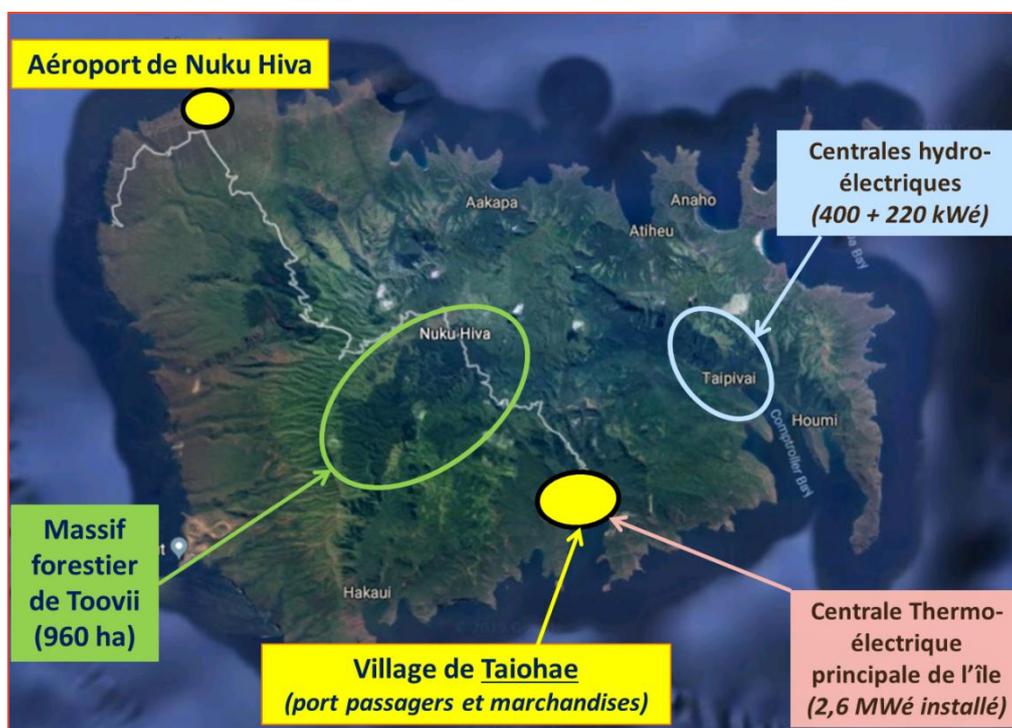
Sur la partie technique, des échanges ont eu lieu avec Gregory Rat, représentant de l'entreprise Turboden (fabricant de centrales biomasse et d'ORC).

1.1. L'île de Nuku Hiva

Nuku Hiva est l'île chef-lieu des îles Marquises en Polynésie Française. Elle compte environ 3 000 habitants répartis en plusieurs villages, dont le principal est Taiohae (2 000 habitants), situé au sud de l'île.

A Taiohae se trouve le port principal de l'île. Ce port et l'aéroport situé au nord de l'île assurent les communications avec Tahiti et les autres îles des Marquises (voir carte ci-dessous).

La qualité des infrastructures est correcte, avec un réseau routier satisfaisant, une distribution électrique assez étendue et des services publics présents (*notamment à Taiohae avec les services administratifs de l'Etat et du Territoire, la police, la poste, l'hôpital, l'hôtel de ville, le bureau d'Air Tahiti, la banque, établissements scolaires...*).



1.2. Des ressources forestières importantes et une volonté de développer la filière bois

Sur les hauteurs de l'île, en son centre, on trouve des plantations de pins caraïbes des années 70, non exploitées à ce jour. Ces peuplements sont aujourd'hui à maturité. Ils recouvrent 1 200 hectares à Nuku Hiva, dont 66 % sur le massif forestier de Toovi, à environ 15 km du village de Taiohae (voir carte ci-dessus).

Le gouvernement a pour objectif de valoriser ces peuplements en développant une filière bois d'œuvre locale et une filière bois énergie, objet de la présente étude.

Un appel à candidature pour l'exploitation des massifs forestiers domaniaux de Nuku Hiva a été lancé en 2017 par le Ministère en charge de l'Agriculture en Polynésie Française. Celui-ci comprenait :

- D'une part l'exploitation forestière des peuplements existants (gestion des coupes, éclaircies, replantations...)

- D'autre part la valorisation du bois en bois d'œuvre avec la mise en place d'une scierie, mais également en bois énergie pour la production d'électricité.

Deux entreprises ont répondu à l'appel à candidature. Celui-ci a été déclaré infructueux.

Cet échec a plusieurs causes mais tout particulièrement du fait que l'intégration de la production d'électricité dans le projet d'exploitation forestière/transformation en bois d'œuvre. Ces métiers sont en effet très différents et il est effectivement préférable de confier la conception et la gestion d'une centrale de production d'électricité à partir de biomasse à un énergéticien spécialisé dans ces questions.

Le Ministère en charge de l'agriculture de Polynésie Française (service développement rural) prévoit de lancer un nouvel appel à candidature courant 2019. Ce nouveau appel à candidatures ne concernera que les parties d'exploitation forestière des peuplements existants (gestion des coupes, éclaircies, replantations...) et la valorisation des produits de coupe en bois d'œuvre (mise en place d'une scierie).

1.3. Production et distribution d'électricité à Nuku Hiva

La production et la distribution d'électricité sur l'île est aujourd'hui assurée par Electricité de Tahiti (EDT – filiale d'ENGIE – Le renouvellement de la concession est prévu pour septembre 2020).

1 099 clients sont alimentés en électricité sur l'île, via un réseau électrique de 83 km.

79% de l'électricité produite à Nuku Hiva est assurée à partir de groupes électrogènes au gazole (*essentiellement au niveau de la centrale thermique de Taiohae*), 20 % à partir de centrales hydro-électriques (*essentiellement par celles de Taipivai*) et 1 % par des panneaux solaires photovoltaïques.

Le coût de production de l'électricité est élevé du fait du coût du gazole rendu sur place. Ce facteur justifie l'étude d'une solution alternative de production d'électricité basée sur les ressources en bois du territoire.

1.4. Le projet de production d'électricité à partir de biomasse

La Polynésie Française souhaite développer les énergies renouvelables et baisser ses émissions de gaz à effet de serre. Comme indiqué ci-dessus, le coût élevé de l'électricité mais également l'abondance des ressources en biomasse ligneuse sur l'île de Nuku Hiva justifient amplement une réflexion autour d'un projet de centrale de production d'électricité à partir de bois énergie.

Sur la base des données de l'étude de ressource forestière pour une valorisation en bois énergie de l'office national des forêts (ONF) et des comptes rendus d'activité technico-économiques du délégataire (EDT/ENGIE) du service public de production et de distribution d'électricité à Nuku Hiva, le présent rapport analyse et évalue la faisabilité technique et économique d'une unité de production d'électricité à partir de biomasse ligneuse pour le territoire de Nuku Hiva.

2. Etat des lieux

Sources principales des données :

- **Ressources forestières de Nuku Hiva => Rapport ONFI 2019**
- **Production électrique => Rapport d'activité 2018 d'Engie/EDT**
- **Données globales => Echanges avec le service des énergies**

2.1. La production électrique dans l'île de Nuku Hiva

2.1.1. Production et distribution d'électricité

Les unités de production d'électricité à Nuku Niva sont rappelées dans le tableau ci-après. Les deux principales unités sont la centrale thermique au gazole de Taiohaé (2.6 MWé installés) et les centrales hydrauliques de Taivipai (620 kWé installés). Figurent également dans ce tableau les puissances électriques installées et l'électricité produite et livrée aux usagers.

La production d'électricité renouvelable (hydroélectricité et photovoltaïque) est prioritaire par rapport à celle de la centrale thermique au gazole, qui intervient en complément selon les besoins du réseau électrique.

	Localisation	Puissance électrique installée	Electricité produite en 2018 (MWhé)	Electricité livrée aux usagers en 2018 (MWhé)
Centrales thermiques	Taiohaé (au sud) Centrale Principale	2.6 MWé installé (6 groupes électrogènes)	4 030 (79 %)	
	Aakapa (Nord)	2 x 40 kWé (2 groupes électrogène)		
3 centrales hydrauliques :	Aakapa	NS	1 000 (20 %)	
	Taivipai	(400 + 220 kWé)		
PV			50 (1%)	
TOTAL		3.3 MW	5 080	4 390

Le réseau électrique de l'île dessert 1 099 clients via un réseau de 83 km (hors branchements). Le rendement réseau est de 86 % sur l'année (chiffres 2018).

Encart définitions

- **Puissance électrique installée (MWé)** => puissance électrique maximale qui peut être fournie aux usagers du réseau (à noter que la somme des puissances installées à la centrale thermique de Taiohae est 2.6 MWé pour une puissance appelée maximale de 0.92 MWé).
- **1 MWé = 1 000 kWé**
- **Electricité produite (MWhé)** => électricité produite par l'ensemble des outils de production d'électricité (Hydraulique, photovoltaïque, gazole)
- **Electricité livrée aux usagers (MWhé)** => électricité livrée au compteur de chacun des usagers (produit de la puissance électrique fournie x le nombre d'heure d'utilisation)
- **Rendement du réseau électrique (%)** => Rapport entre l'électricité livrée aux usagers et l'électricité brute produite par l'ensemble des outils de production d'électricité

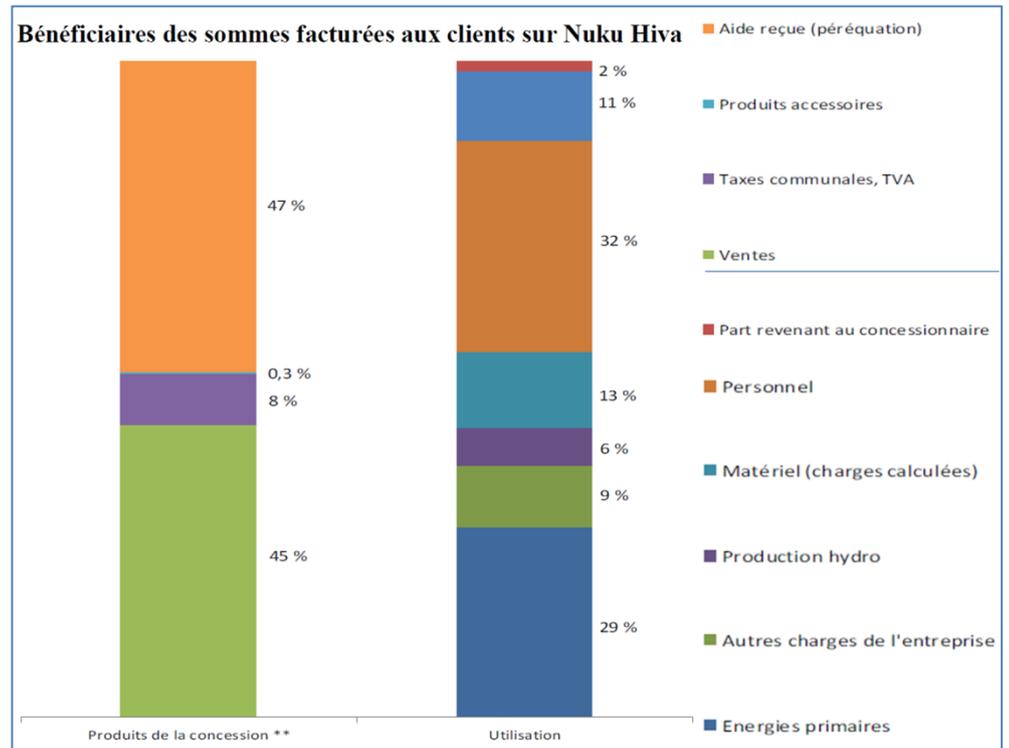
2.1.1.1. Coût de production de l'électricité à Nuku Hiva

Le coût de production de l'électricité résulte de l'ensemble des charges de production tel qu'indiqué dans le graphique ci-contre.

On observe deux postes de charges principaux :

- Achats de gazole (29 %)
- Charges de personnel (32 %)

En 2018, le coût de production/distribution de l'électricité s'est situé en moyenne à environ 620 € / MWhé, niveau très élevé du fait du poids (80 % de la production d'électricité de l'île) et du coût du gazole rendu sur place.



2.1.1.2. Prix de l'électricité vendue aux usagers

Le prix moyen de l'électricité vendue aux clients à Nuku Hiva est inférieur (**281 € / MWhé**) au coût de production du fait de la péréquation tarifaire à l'échelle de la Polynésie Française.

Ce prix demeure toutefois élevé (presque deux fois le prix moyen de l'électricité livrée aux usagers domestiques métropolitains).

Dans l'analyse économique à la suite de l'étude, on distinguera bien le coût de l'électricité produite sur l'île du prix de vente aux usagers.

2.1.2. Appels de puissance électrique annuels (source données : EDT)

Le tableau ci-après est issu de l'analyse des données EDT/ENGIE. Il fournit une synthèse des appels de puissance électrique moyens par grande saison et par type de moyen de production (gazole, hydroélectricité, photovoltaïque).

On a également reconstitué les courbes d'appels de puissance électrique horaires de l'île à partir des données EDT/ENGIE. Celles-ci figurent en annexe.

	Appels de puissance moyens (KWé)						Puissance moyenne appelée sur l'année (KWé)
	janvier-juin		Juillet-août		Septembre-décembre		
	6h-20h	21h-5h	6h-20h	21h-5h	6h-20h	21h-5h	
Centrale thermique gazole de Taiohae	550	400	350	200	500	350	450
	500		300		450		
Centrale hydro-électrique de Taipivai	75*		230		115		115
Photovoltaïque (commune)	6**	0	6	0	5	0	4
	4		4		3		
TOTAUX	580		530		570		570

* Pas d'écart jour/nuit sur la production hydroélectrique qui fonctionne en base (cf. courbe d'appels de puissance horaires en annexe). ** ~20 kW de 11h à 13h (cf. courbe d'appels de puissance horaires en annexe)

On observe dans le tableau ci-avant une variation des appels de puissance électriques moyens en fonction :

- Des périodes de l'année : les appels de puissance moyens sont plus forts de septembre à juin par rapport à juillet-août (+ 10 %)
- De variation jour / nuit : les appels de puissance moyens sont plus fort le jour (+ 150 kW en moyenne – voir courbe d'appels de puissance électrique en annexe).

A noter qu'avec un appel de puissance moyen sur l'année de 570 kWé, on observe quelques pics ponctuels d'appels de puissance supérieurs à de 900 kWé (constats 910 kWé en 2018 et 920 kWé en 2017).

La centrale thermique au gazole de Taiohae fonctionne globalement entre 200 kWé (la nuit en juillet-août) et 550 kWé (le jour de janvier à juin).

On constate également que la génération d'électricité par les deux centrales hydroélectriques de Taipivai varie selon les périodes de l'année, avec un fonctionnement maximum sur juillet-août (230 kWé en moyenne).

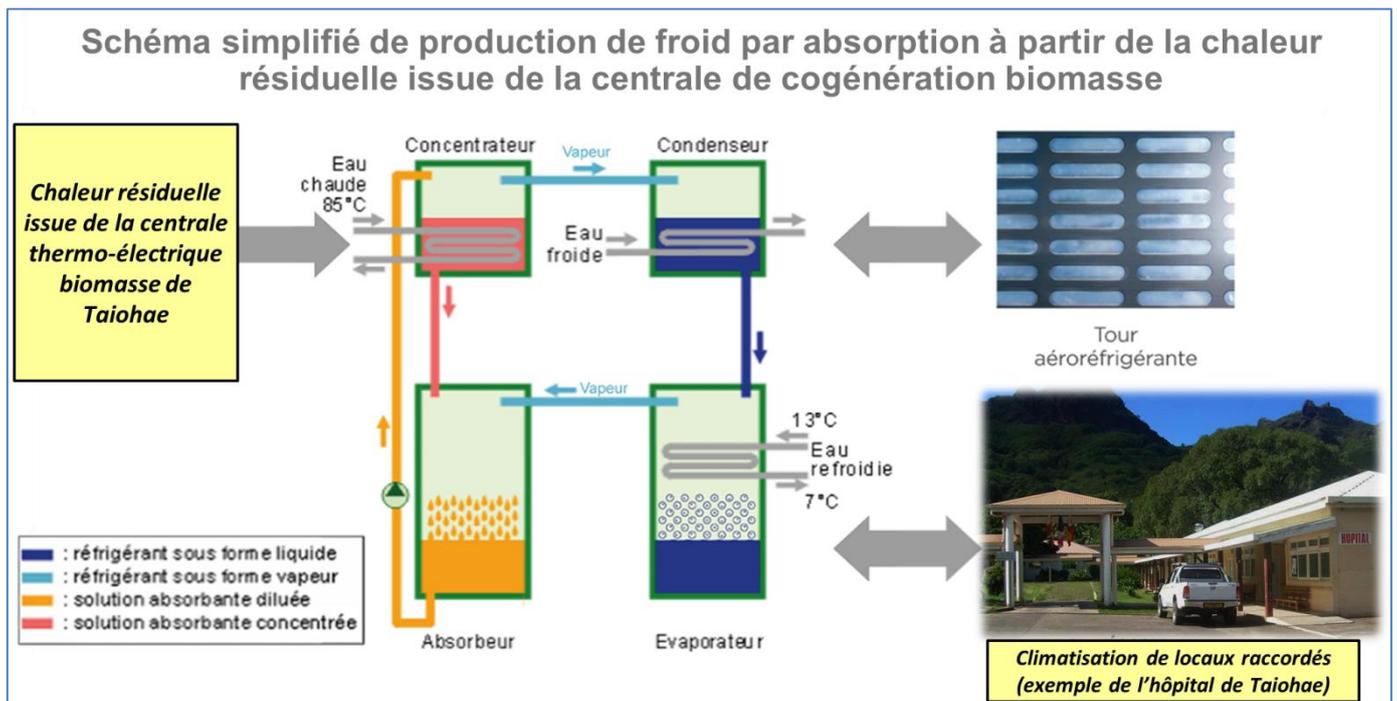
La production solaire Photovoltaïque est très faible et globalement constante sur l'année, avec une puissance moyenne de 6 kWé en journée (pics de puissance à 20 kWé entre 11h et 13h).

Encart : Substitution d'une partie des consommations d'électricité via la production de froid en décentralisé à partir de la chaleur résiduelle produite par la centrale thermo-électrique (production de froid par absorption)

A noter qu'on peut remplacer une partie des consommations d'électricité pour des besoins de froid importants sur des gros usagers spécifiques (hôpital, chambres froides, bâtiments publics...).

La solution technique consiste à récupérer une partie de l'énergie thermique de la centrale, la transporter au pied des immeubles concernés et de la transformer en énergie frigorifique à partir de machines à absorption (cf. schéma ci-dessous).

Dans cette étude, faute d'avoir pu identifier ce type d'usagers, cette option n'a pas été approfondie. Elle devra cependant être prise en compte si le projet se concrétise dans la phase de maîtrise d'œuvre (conception) puis de construction de l'unité de production d'électricité à partir de biomasse, avec si possible une valorisation maximale de la chaleur coproduite (les aéroréfrigérants étant de toutes les façons conservés en secours pour dissiper la chaleur résiduelle excédentaire).



2.2. Etat des lieux du gisement forestier sur l'île de Nuku-Hiva

2.2.1. Etat des lieux peuplements Pins caraïbes

Les peuplements de pins caraïbes ont une moyenne d'âge d'environ 35-40 ans. Ces forêts domaniales couvrent 1 200 hectares à Nuku Hiva, dont 960 hectares exploitables (hors forêt de protection).

Ils sont répartis en trois grands massifs :

- **Toovii** (à 20 km de Taiohae) : **636 ha** (soit 66 % de la surface forestière exploitable).
- **Vaioa** : 170 ha
- **Terre Déserte** : 155 ha

Le rapport d'ONFI chiffre 770 000 m³ de bois sur pied à Nuku Hiva, dont 560 000 m³ exploitables (avec 440 000 m³ pour le seul massif de Toovii).

Ainsi existe-t-il un stock de bois sur pied exploitable de 560 000 m³ à Nuku Hiva.

Parallèlement, la forêt continue de croître chaque année: **c'est la notion d'accroissement biologique annuel**. A Nuku Hiva, l'accroissement forestier annuel **atteint environ 22 000 m³ / an** (source étude ONFI), ce qui correspond à **23 m³ de bois / ha / an** (plus de 2 fois les valeurs d'accroissement biologique annuel en France Métropolitaine)

Cet accroissement de 22 000 m³ par an vient en complément du stock de 560 000 m³ de bois sur pied existant.

2.2.2. Potentiel biomasse disponible actuellement

Avec une gestion raisonnée de la forêt (basée sur un plan de gestion à long terme), un prélèvement annuel inférieur ou équivalent à l'accroissement forestier annuel permettrait d'entretenir les forêts existantes de Nuku Hiva sans entamer le stock de bois sur pied existant.

Si on s'intéresse uniquement au stock de bois sur pied exploitable à Nuku Hiva (560 000 m³), le rapport met en évidence que 307 000 m³ sont valorisables en bois d'œuvre.

Le rapport indique également que le potentiel de bois restant pour l'énergie (hors bois d'œuvre) est d'environ 394 000 m³ de bois rond (soit 320 000 tonnes de bois rond à 50 % d'humidité avec une densité 0.82 t/m³) :

- **Résidus d'exploitation pour le bois d'œuvre (houppiers, branches...) : 209 000 m³**
- **Bois déclassés (mal conformés pour le bois d'œuvre) : 32 000 m³**
- **Connexes issus de la transformation du bois brut en sciages : 153 000 m³**

Ainsi, en prenant en compte tout le stock de bois sur pied à Nuku Hiva, le potentiel énergétique issu de la biomasse disponible à Nuku Hiva correspond à environ 750 000 MWh PCI (PCI du bois pris en compte de 2.32 MWh PCI / tonne à 50 %), l'accroissement biologique annuel de la forêt correspondant chaque année à 40 000 MWh PCI supplémentaires (à mettre en regard avec une centrale de production d'électricité de 800 kWé qui aurait besoin d'un approvisionnement de l'ordre de 11 000 m³ de bois rond par an).

Encart ratios forestiers / bois énergie

- **1 m³ de Bois sur pied** (cas du pin caraïbe) = 0.82 tonnes à 50% d'humidité = 0.68 tonnes à 40% d'humidité
- **1 m³ de Bois sur pied** = 3 m³ de bois décheté / plaquettes forestières = 3 mètres cubes apparents (MAP)
- **1 m³ de bois sur pied** = ~ 0.5 m³ de sciages + ~ 0.1 m³ d'écorces + ~ 0.1 m³ de sciures + ~ 0.3 m³ de dosses/délignures/chutes courtes
- **1 m³ de Connexes de scierie** (dosses, délignures, chutes courtes) = 3 MAP
- **1 tonne de bois à 40 % d'humidité** = 2.92 MWh PCI
- **1 tonne de bois à 50 % d'humidité** = 2.32 MWh PCI

2.3. Etat des lieux filière bois

2.3.1. La filière bois en Polynésie Française

En Polynésie Française, 1 000 m³ de sciages sont produits chaque année, dont environ 650 m³ à la scierie SEBM (Société d'exploitation de bois Marquisien) dans l'île d'Hiva Oa. Le reste des besoins annuels de bois d'œuvre de Polynésie Française (31 000 m³) sont importés.

2.3.2. Etat des lieux des professionnels de la forêt et du bois à Nuku Hiva

Il n'existe aucune entreprise de travaux forestiers ou de la première ou seconde transformation à Nuku Hiva. Un appel à candidature pour l'exploitation pérenne des massifs forestiers domaniaux de Nuku Hiva (*avec une partie exploitation forestière et une partie valorisation en bois d'œuvre avec la mise en place d'une scierie*) est en cours de préparation par le Ministère en charge de l'agriculture de Polynésie Française.

3. Scénarios d'étude, hypothèses de travail et dimensionnement énergétique

3.1. Scénarios d'étude pour la production d'électricité à partir de biomasse

- **Scénario 1** : Création d'une unité de production d'électricité biomasse pour couvrir la majorité des besoins d'électricité de l'île de Nuku Hiva aujourd'hui alimentés par la centrale thermique gazole, *avec prise en compte des besoins électriques supplémentaires liés au fonctionnement de la centrale thermo-électrique biomasse et de ceux du broyeur de biomasse sur le parc à bois* ;
 - Installation dimensionnée hors projet de scierie
 - 100 % du bois débardé en forêt est destiné à la centrale thermo-électrique.
- **Scénario 2** : Création d'une unité de production d'électricité biomasse pour couvrir la majorité des besoins d'électricité de l'île aujourd'hui alimentés par la centrale thermique gazole, *avec prise en compte des besoins électriques supplémentaires liés au fonctionnement de la centrale thermo-électrique biomasse et de ceux du broyeur de biomasse sur le parc à bois, ainsi que des besoins électriques de la scierie* ;
 - La centrale thermo-électrique est alimentée à partir de bois déclassés et de connexes de scierie (*dosses, délignures, chutes courtes...*).

Nota : Il est nécessaire dans les deux scénarios d'avoir à proximité de la centrale thermo-électrique une plateforme de stockage des bois bruts issus de l'exploitation forestière (en plus des stockages bord de piste auprès des coupes en forêt).

Le prix estimatif de la plaquette forestière entrée centrale thermo-électrique sera déterminé dans chaque scénario selon les investissements (*équipements forestiers, plateforme, broyeur...*) et les coûts d'exploitation globaux (*main d'œuvre, transport, mixte de combustible plaquettes forestières avec ou sans connexes de scierie...*).

3.2. Contraintes et prérequis techniques

L'alimentation du réseau électrique est aujourd'hui assurée en base par les énergies renouvelables (hydroélectricité et photovoltaïque), difficilement modulables car « au fil de l'eau et du soleil ». La centrale thermique de Taiohaé joue un rôle de complément de ces deux sources d'énergie mais elle assure cependant actuellement 80 % des besoins électriques de l'île.

	Hydroélectricité	Photovoltaïque	Centrale thermique gazole
Ordre de priorité pour l'injection d'électricité dans le réseau	1		2

Le projet de centrale thermo-électrique biomasse va s'intercaler dans l'actuel dispositif de production d'électricité. L'hydroélectricité et le photovoltaïque resteront prioritaires. La centrale biomasse prendra le relais (*modulable et dispatchable selon les caractéristiques de l'unité à mettre en place – modulation théoriquement possible entre 30 à 100 %*). Enfin, les groupes électrogènes gazole interviendront en appoint ultime et en secours général (*pannes exceptionnelles, maintenance de la centrale thermo-électrique biomasse...*).

	Hydroélectricité	Photovoltaïque	Centrale biomasse	Centrale thermique gazole
Ordre de priorité pour l'injection d'électricité dans le réseau	1		2	3

On s'est fixé comme objectif de couvrir environ 90 % des besoins électriques de l'île aujourd'hui couverts par le gazole via la centrale thermo-électrique biomasse. Les 10 % restant au gazole correspondent aux pics d'appels de puissances ponctuels très importants et à d'éventuelles courtes pannes sur la centrale biomasse et à la période de maintenance annuelle d'environ deux semaines.

La production d'électricité biomasse doit être fiable et régulière sur l'année.

Pour assurer une continuité et une fiabilité optimisée du service public de production et distribution d'électricité, il conviendra que le gestionnaire du réseau électrique soit également l'exploitant de la future unité de cogénération bois.

Les pouvoirs publics pourront profiter de la relance prochaine de la DSP de production et distribution d'électricité de Nuku Hiva pour éventuellement inclure cette exigence dans le cahier des charges de la future consultation. Néanmoins, il est tout à fait possible que le projet de centrale thermo-électrique soit présenté par un porteur de projet privé. Il faudra que celui-ci soit en contact avec le concessionnaire afin de prendre en compte toutes ces contraintes afin de garantir une intégration optimale de ce moyen de production.

3.3. Contraintes et prérequis techniques

Les systèmes et équipements installés devront être aussi robustes et faciles à maintenir que possible. Dans tous les cas, une formation des opérateurs et techniciens du gestionnaire du réseau électrique qui seront employés sera convenablement assurée sur place et si nécessaire en Europe sur des équipements existants et fonctionnant depuis plusieurs années. L'équipe technique de production devra disposer de compétences et d'une autonomie suffisante pour assurer la continuité de fonctionnement de l'installation. La présence d'agents de maintenance du fournisseur sur place ou par visioconférence sera également spécifiée en fonction des arrêts programmés (maintenance) ou d'éventuels incidents ponctuels.

La dotation de pièces de rechange tiendra compte de l'éloignement et des difficultés d'approvisionnement du site. Les plans de maintenance préventive seront fournis en détail et les arrêts spécifiés en fréquence et durée.

3.4. Hypothèses d'étude

3.4.1. Itinéraire technique de la forêt jusqu'au parc à bois

1. Débroussaillage en forêt : Création de layons
2. Abattage manuel ou mécanisé en forêt ;
3. Débardage des bois ronds bord de route (via porteur forestier) ;
4. Transport des bois ronds (*environ 15 km entre le massif de Toovii et Taiohae*) avec le porteur forestier jusqu'au parc à bois à proximité de la centrale de production d'électricité à partir de biomasse ;
5. Stockage des bois ronds sur le parc à bois de la centrale (et éventuellement de la scierie).

Des travaux forestiers au parc à bois



Avec débroussailleuses mécanisées

1 : Débroussaillage en forêt : Création de layons



Porteur forestier (avec grue et pince crocodile)

3 : Débardage en direction du bord de route et mise en andains



5 : stockage des bois ronds sur le parc à bois

2: Abattage manuel ou mécanisé puis ressuyage sur coupe

4 : Transport avec porteur forestier jusqu'au parc à bois (courte distance)



Avec tronçonneuses



Abattage mécanisé



Etapes	Equipements
Débroussaillage et Abattage manuel ou mécanisé	Tronçonneuse Abatteuse voire débroussailleuse
Débardage des bois ronds bord de route, tri du bois (bois d'œuvre et bois énergie) puis transport des bois ronds vers le parc à bois	Porteur forestier équipé d'une pince crocodile et capable de rouler un peu sur route (distances de 10 à 20 km à effectuer jusqu'au parc à bois) Camion spécifique dédié au transport de bord de route vers le parc à bois
Dépôt des bois ronds en piles sur le parc à bois *	

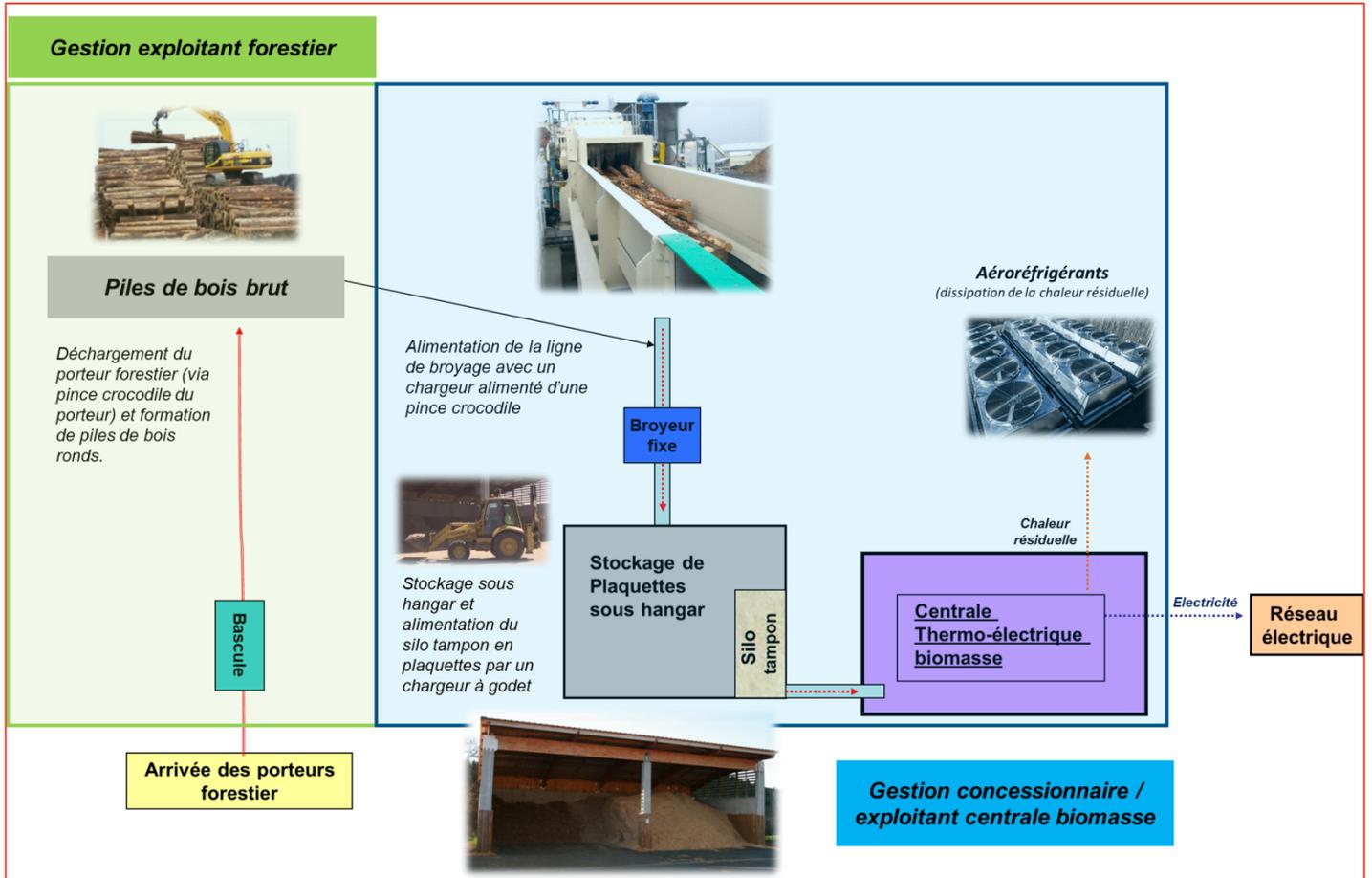
* Capacité de stockage sur site d'environ 1 000 m³ de bois forestier, soit entre 3 semaines et 1 mois d'avance de stock par rapport aux consommations de la centrale biomasse.

3.4.2. Itinéraire technique du parc à bois jusqu'à la centrale thermo-électrique biomasse

Scénario 1 (sans scierie)	Scénario 2 (avec scierie)
5. Orientation du bois vers le broyeur à poste fixe (débouché centrale thermo-électrique biomasse)	Répartition des bois sur le parc à bois* : <ul style="list-style-type: none"> • Orientation des bois de qualité (bois d'œuvre) vers la scierie (après écorçage ou non) • Orientation des bois mal conformés vers le broyeur à poste fixe (débouché centrale thermo-électrique biomasse) • Récupération des connexes (dosses, délignures et chutes courtes) issus du process de sciage et orientation vers le broyeur à poste fixe.
6. Déplacement/transport (par chargeur ou par tapis) du combustible bois sortie broyeur vers le silo tampon en amont de la centrale thermo-électrique	

* L'essentiel du tri des bois entre bois d'œuvre et bois énergie sera effectué en bord de route au niveau des parcelles forestières.

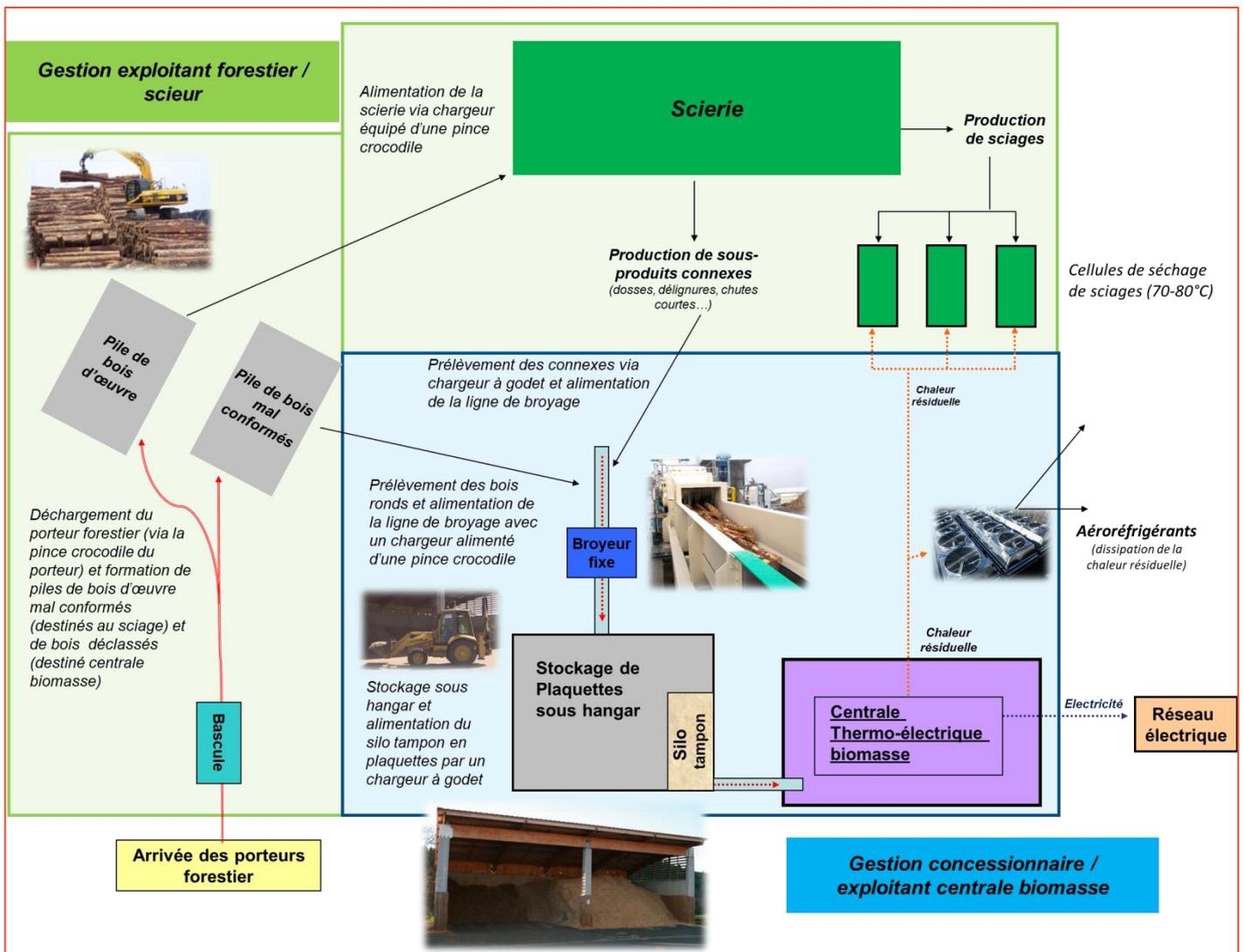
Scénario 1



Étapes scénario 1	Equipements
Reprise des bois ronds et dépôt sur la ligne de broyage	Chargeur avec pince crocodile
Stockage des plaquettes broyées sous le hangar (gerbage sur 4-5 m de hauteur)	Chargeur avec godet
Transfert des plaquettes broyées du hangar vers le silo tampon entrée centrale biomasse	

Nota : C'est le même chargeur qui effectuera les étapes avec le bois rond (chargeur avec pince crocodile) et avec les plaquettes broyées (chargeur avec godet).

Scénario 2



Etapes scénario 2	Equipements
Répartition des bois ronds en deux piles : bois d'œuvre et bois déclassé	Chargeur avec pince crocodile
Reprise des bois ronds déclassés et dépôt sur la ligne de broyage	
Stockage des plaquettes broyées sous le hangar (gerbage sur 4-5 m de hauteur)	Chargeur avec godet
Transfert des plaquettes broyées du hangar vers le silo tampon entrée centrale biomasse	

Nota : C'est le même chargeur qui effectuera les étapes avec le bois rond (chargeur avec pince crocodile) et avec les plaquettes broyées (chargeur avec godet).

L'exploitant de la scierie aura son propre chargeur.

3.4.3. Chiffres clés du parc à bois (scénarios 1 et 2)

	Scénario 1 (sans scierie)	Scénario 2 (avec scierie)
Surface foncière occupée (parc à bois + broyeur)	6 000 m ²	6 000 m ² (hors emprise foncière scierie)
Puissance électrique nominale du broyeur fixe	200 kWé	
Débit horaire du broyeur	20 à 100 m ³ / h selon approvisionnement/ typologie intrants	
Heures de fonctionnement par an	750 h (3h par jour 5j/7j)	1 000 h (4h par jour 5j/7j)
Consommations prévisionnelles d'électricité	150 MWhé	200 MWhé

3.4.4. Fonctionnement et chiffres clés de la scierie (scénario 2)

Surface foncière occupée (scierie + cellules de séchage + entreposage sciages)	7 000 m ²	
Fonctionnement de la partie production/sciage	8 heures par jour (9h/17h) / 5J/7J	
Puissance électrique nominale des équipements de la scierie (écorceuse, scie à grumes, déligneuse...)	200 kWé	
Heures de fonctionnement des équipements électriques	1 500 h	
Consommations prévisionnelles d'électricité	300 MWhé	
Fonctionnement des séchoirs à bois* (3 cellules de séchage de 200 m ³)	cycles de 20 jours	
Puissance thermique par séchoir	500 kW _{th}	
Heures de fonctionnement des séchoirs par an	5 700 h (2 séchoirs sur 3 en continu sur l'année)	
Consommation prévisionnelles de chaleur par les séchoirs	8 500 MWh _{th}	
Consommation de bois rond entrée scierie	7 000 m³	
Production annuelle de sciages	3 500 m³	
Production annuelle de connexes de scierie (coproduits de l'activité de sciage)	3 500 m³	2 100 m³ de dosses/délignures/chutes courtes
		700 m³ d'écorces
		700 m³ de sciures

* Dans l'hypothèse de la mise en place d'une scierie, il est nécessaire que le bois d'œuvre produit soit séché et raboté et donc de qualité équivalente au bois d'œuvre d'importation aujourd'hui présent sur le marché (concurrents directs de la future scierie).

La consommation de bois d'œuvre entrée scierie prévue correspond à 1/3 de l'accroissement naturel de la forêt de Nuku-Hiva.

La production annuelle de sciages correspond à 10 % du bois d'œuvre importé en Polynésie Française.

Valorisations possibles des sous-produits de l'activité de sciages :

- **dosses/délignures/chutes courtes** => valorisation dans la centrale thermo-électrique
- **écorces** => valorisation possible en paillage (agriculture/maraîchage/forêt)
- **sciures** => valorisation possible en litière pour l'élevage (voire sous forme de granulés).

Il sera opportun d'étudier la possibilité d'utiliser les écorces et sciures en tant que support carboné pour compostage de déchets organiques fermentescibles destinés à un retour en forêt ou en usage agricole/maraîchage local.

3.4.5. Fonctionnement et chiffres clés de la centrale électrique biomasse (scénarios 1 et 2)

Le dimensionnement de la production d'électricité proposé ci-après est basé sur les éléments clés suivants :

- Les données d'EDT concernant la production et la distribution d'électricité sur l'île de Nuku Hiva,
- Les ressources forestières disponibles pour l'énergie,
- Les capacités générales de modulation de puissance d'une centrale électrique alimentée par de la biomasse,

Le dimensionnement ci-après tient également compte des besoins électriques supplémentaires du futur broyeur de bois entrée centrale thermo-électrique (puissance de 200 kWé) et des auxiliaires de la centrale biomasse (puissance de 140 à 160 kWé), ainsi que les besoins électriques des équipements de la scierie en scénario 2.

	Scénario 1 (sans scierie)	Scénario 2 (avec scierie)
Fonctionnement	En continu toute l'année (<i>sauf arrêt technique ponctuel et maintenance programmée de deux semaines par an</i>)	
Objectif de taux de couverture par la centrale biomasse des appels de puissances électriques aujourd'hui couverts par le gazole (<i>hors hydroélectricité et photovoltaïque</i>) > 90 %		
Dimensionnement de l'unité de production d'électricité (puissance électrique brute)	700 kWé*	800 kWé*
Débouché pour l'électricité produite	Réseau électrique de l'île + broyeur bois + unité de cogénération (dont aéroréfrigérants)	Réseau électrique de l'île + broyeur bois + unité de cogénération (dont aéroréfrigérants) + Equipements de la scierie
Débouché pour la chaleur coproduite (<i>en quantité 3 fois supérieure à l'électricité produite</i>)	Dissipation de 14 000 MWh _{th} dans des aéroréfrigérants (<i>qui consomment de l'électricité</i>)	Valorisation de 53 % de la chaleur produite (8 500 MWh _{th}) dans les séchoirs à bois de la scierie et dissipation des excédents dans des aéroréfrigérants (7 500 MWh _{th} **)
Surface foncière centrale thermo-électrique (+ silo)	2 000 m ²	

* La technologie retenue devra être capable de fournir une charge comprise entre 30 et 100 % de sa puissance nominale. La puissance minimale correspond donc à une fourniture de 210 kWé en scénario 1 et à 240 kWé en scénario 2, ce qui autorise un fonctionnement correct de l'unité biomasse sur l'année et couvrir les faibles appels de puissance du réseau après l'hydroélectricité et le photovoltaïque (notamment pendant la période juillet – août où l'hydro-électricité fonctionne à plein régime).

** une partie de l'énergie thermique pourrait être valorisée vers d'autres applications thermiques comme la production d'eau chaude sanitaire et de froid par absorption...

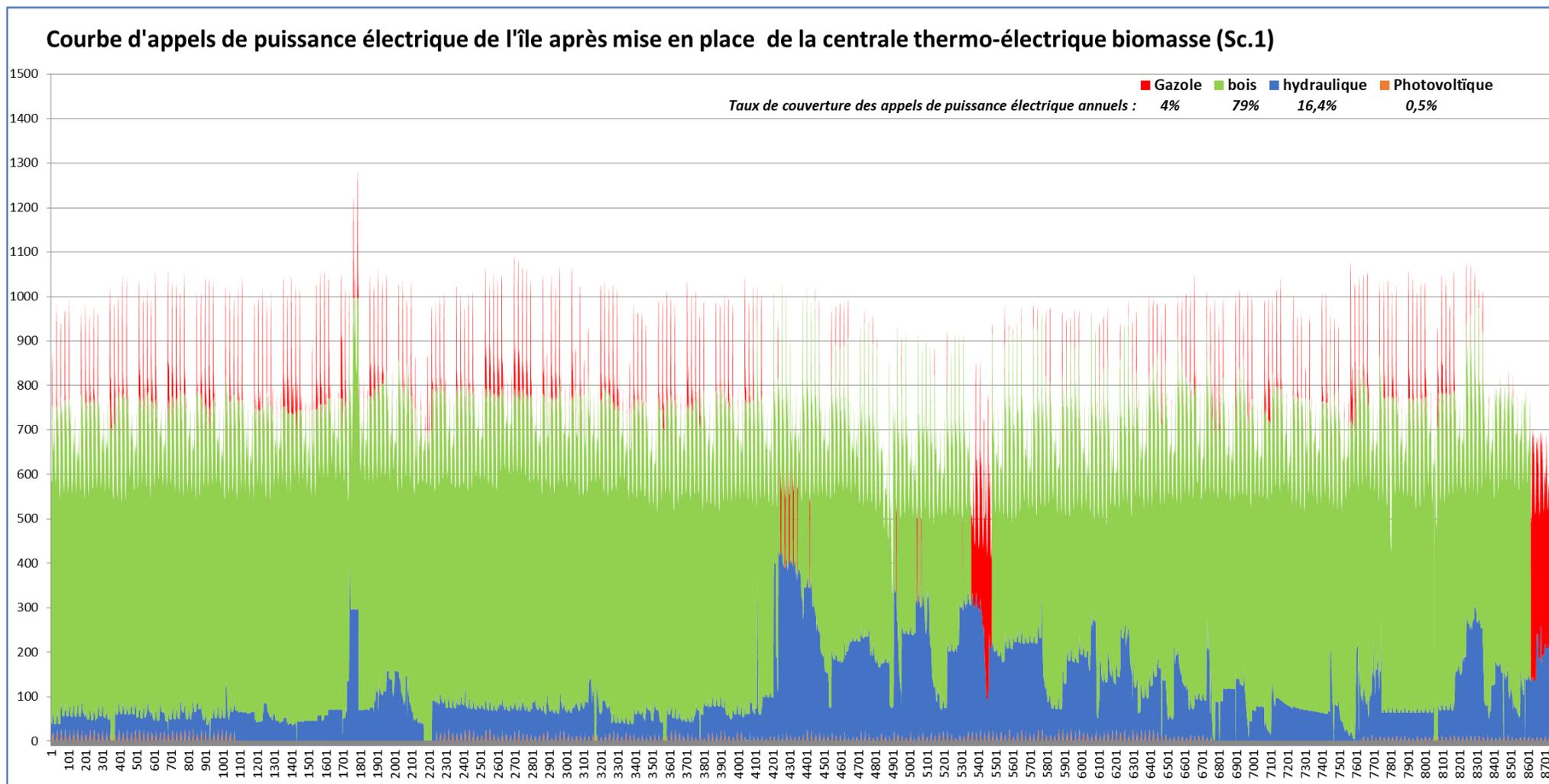
Les simulations d'appels de puissance électriques ci-après sont à la base du dimensionnement de la puissance électrique de l'installation de production thermo-électrique biomasse.

3.4.6. Dimensionnement de la centrale thermo-électrique biomasse

Le dimensionnement de l'installation thermo-électrique simulé ci-après en scénario 1 prend comme base les **appels de puissance électriques 2018 fournis par EDT** (couverts initialement par le gazole, l'hydroélectricité et le photovoltaïque), **auxquels nous avons ajouté les besoins électriques :**

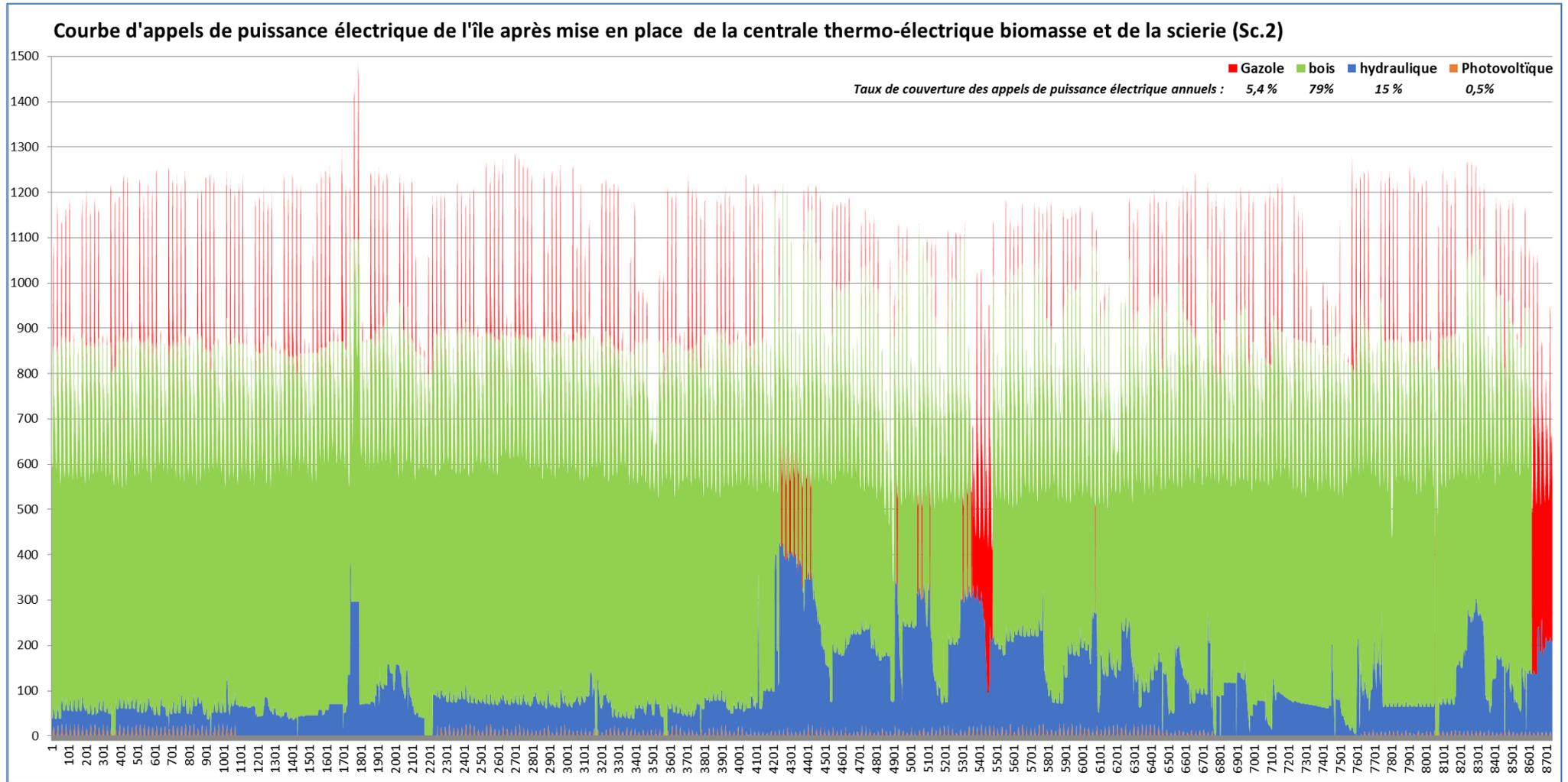
- **du broyeur bois :** hypothèse de fonctionnement 3h par jour, 5 jours sur 7, prise en compte de deux semaines d'arrêt par an.
- **des auxiliaires de l'ensemble chaudière bois / ORC (dont aéroréfrigérants) :** Fonctionnement en continu à différentes puissances (selon la puissance fournie par l'ORC) – prise en compte de deux semaines d'arrêt par an.

Pour simuler le fonctionnement de l'installation biomasse, nous avons repris en priorité la production électrique couverte par le Photovoltaïque et l'hydroélectricité, à laquelle nous avons ajouté l'installation biomasse de 700 kWé, considérant la centrale thermique gazole comme un appoint complémentaire et/ou un secours en cas de problème sur l'installation biomasse. (Remarque : à noter que le minimum thermique du groupe électrogène de la centrale gazole n'a pas été pris en compte à ce stade de l'étude).



Le dimensionnement de l'installation thermo-électrique simulé ci-après pour le scénario est identique sauf qu'ont été pris en compte en complément les **appels de puissance électriques de la scierie** : *hypothèse de fonctionnement 4 heures le matin, 3 heures l'après-midi, 5 jours sur 7, avec deux semaines d'arrêt par an.*

Dans ce scénario 2, l'installation biomasse fait 800 kWé.



Dans chaque scénario, les moyens de production fonctionnent comme suit :

- **Photovoltaïque et hydroélectricité en priorité,**
- **Biomasse en appoint prioritaire**
- **Gazole en second appoint voire en secours de la biomasse** si on a une panne sur la biomasse ou que les appels de puissance électriques résiduels après intervention du photovoltaïque et de l'hydroélectricité sont inférieurs au minimum technique de l'installation biomasse (*exemple à 5042 h dans le focus de la courbe d'appels de puissances du mois de juillet en annexe*).

Vous trouverez en annexe un zoom sur une semaine de fonctionnement pendant et en dehors de la saison des pluies (en scénario 2).

En scénario 1 comme en scénario 2, le taux de couverture par la biomasse représente 79 % des appels de puissance électrique du réseau électrique de l'île (y compris appels de puissance supplémentaires du broyeur, des auxiliaires ORC voire de la scierie).

Si on regarde uniquement la partie de production électrique assurée par les centrales thermiques biomasse et gazole, la biomasse couvre 94 % des besoins électriques.

3.4.7. Bilan énergétique du réseau électrique de Nuku Hiva après mise en place du projet de centrale thermo-électrique biomasse (scénarios 1 et 2)

Unités MWhé	Scénario 1 (sans scierie)		Scénario 2 (avec scierie)	
Production électrique brute annuelle (d'après les simulations de courbes d'appels de puissance électriques ci-avant *)	6 130		6 610	
Production électrique assurée par l'hydroélectricité	1 000	16.3 %	1 000	15.1 %
Production électrique assurée par le photovoltaïque	50	0.8 %	50	0.8 %
Production électrique de la centrale thermique biomasse	4 820	78.6 %	5 210	78.8%
Production électrique de la centrale thermique gazole**	260	4.3 %	350	5.3 %

* La production brute d'électricité issue des courbes d'appels de puissance électriques 2018 d'EDT est de 5 080 MWhé. Avec les besoins électriques supplémentaires du Broyeur et des auxiliaires, la production brute atteint 6 130 MWhé en scénario 1 et 6 610 MWhé en scénario 2 (avec la scierie en plus).

** si on raisonne sur l'électricité produite uniquement par les centrales thermiques biomasse et gazole, on se retrouve avec un taux de couverture des besoins électriques par la biomasse de 95 % en scénario 1 et de 94 % en scénario 2.

3.4.8. Récapitulatif des données clefs des projets

Chiffres indicatifs provisoires	Scénario 1 (sans scierie)	Scénario 2 (avec scierie)
Surface foncière occupée	8 000 m ²	15 000 m ²
Puissance électrique centrale thermo-électrique (puissance électrique brute)	700 kWé	800 kWé

Nota : En plus de permettre une opération plus pertinente sur les aspects d'efficacité énergétique (valorisation de l'énergie thermique dans les séchoirs à bois), le scénario 2 avec scierie autorise une valorisation énergétique et agronomique des co-produits du sciage (dosses / délignures / chutes / sciures / écorces) et des cendres (retour forêt et agriculture).

3.4.9. Une répartition des rôles entre les intervenants de la partie exploitation forestière/ transformation bois d'œuvre et de la partie production d'électricité

Le projet d'exploitation forestière (avec transformation en bois d'œuvre ou non) et le projet de centrale thermique biomasse sont bien distincts :

- **Le projet d'exploitation forestière** (+ transformation d'une partie du bois de qualité en sciages dans le scénario 2) sera porté par un **exploitant forestier privé** (après appel à candidature par la Direction de l'Agriculture), qui devra assurer :
 - Le choix des équipements liés à l'exploitation forestière (et de la scierie en scénario 2),
 - L'exploitation quotidienne au niveau forestier (*abattage, débardage, transport...*) et en scénario 2 au niveau de la scierie (*tri, stockage, sciage...*)
- **Le projet de centrale thermo-électrique biomasse sera intégrée dans la future concession électrique de Nuku Hiva.** Ainsi le futur **concessionnaire** du réseau électrique de Nuku Hiva aura-t-il à sa charge :
 - La conception et la construction de la centrale de production d'électricité à partir de biomasse ;
 - L'achat de bois ronds (et en scénario 2 de connexes de scierie) auprès de l'exploitant forestier pour alimenter la centrale biomasse ;

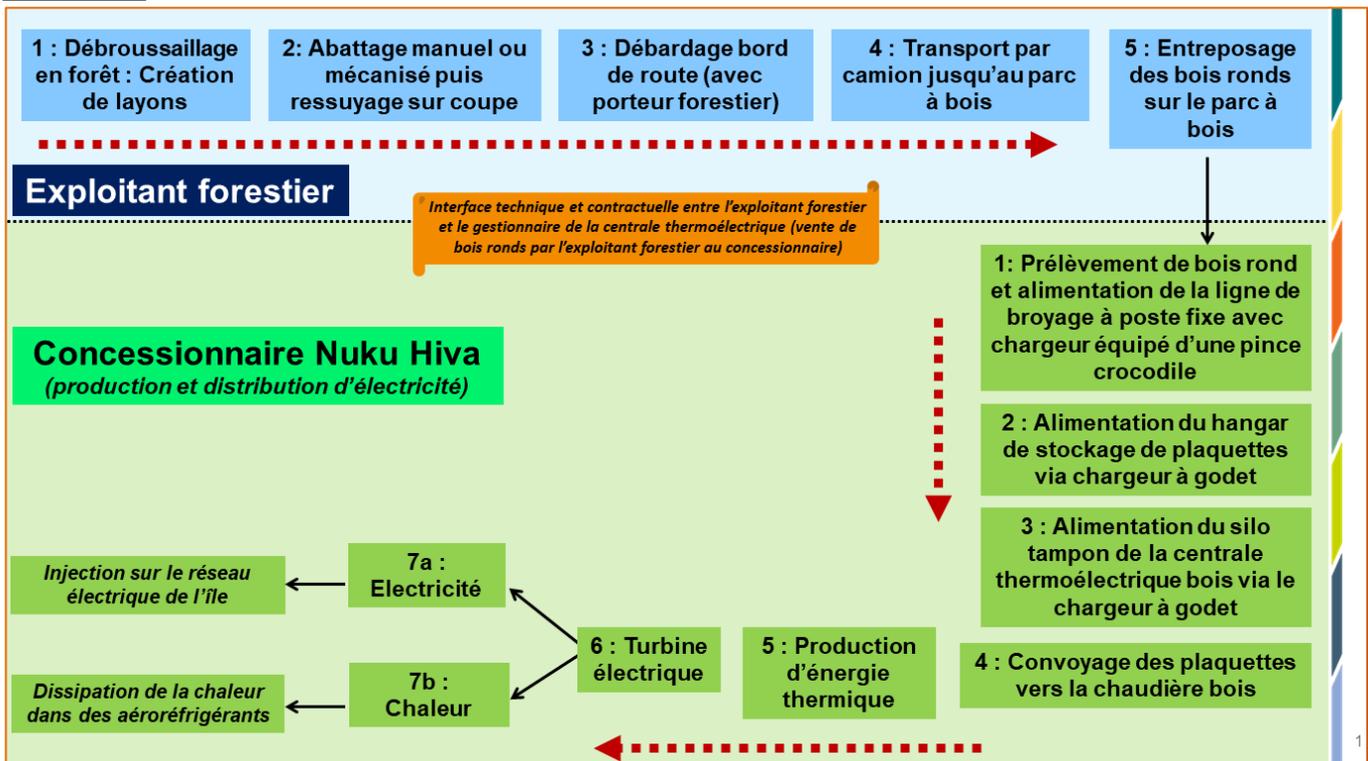
- L'exploitation de la centrale biomasse, y compris son alimentation en bois rond de la ligne de broyage vers le stockage principal sous hangar puis le silo tampon adjacent ;
- La gestion du réseau électrique et des ventes d'électricité aux clients ;

Le bois rond et éventuellement les dosses et délignures de scierie seront achetées par le concessionnaire (*responsable de la centrale thermique*) à l'exploitant forestier et sera donc parti intégrante du coût final de l'électricité produite.

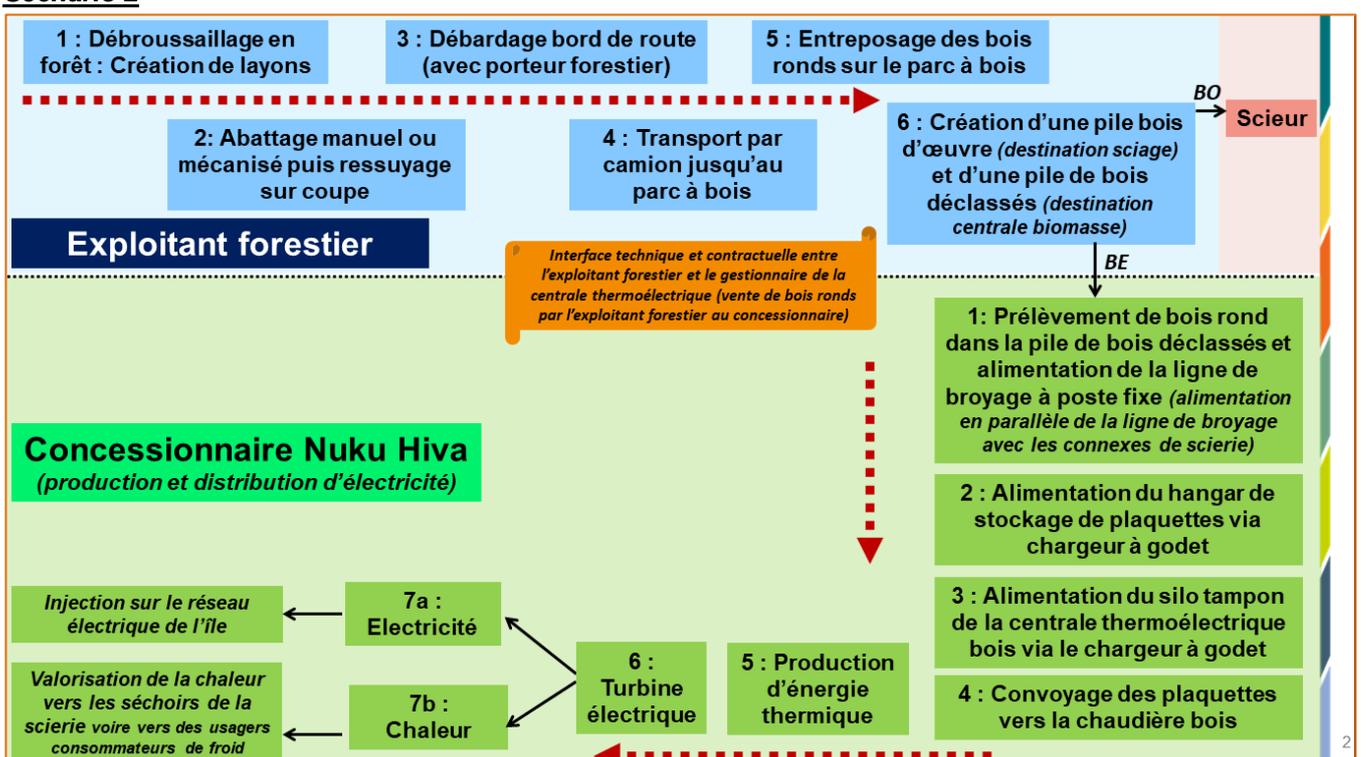
Le prix de revient de la plaquette va varier dans chaque scénario (*scénario 1 avec 100 % de bois rond issue de l'exploitation forestière et scénario 2 avec une partie issue de l'exploitation forestière et l'autre issue du sciage => connexes de scierie*).

L'itinéraire technique global de chaque opération est illustré par les schémas ci-après. Ceux-ci mettent en avant l'interface technique et contractuelle entre l'exploitant forestier (également scieur en scénario 2) et le concessionnaire du réseau électrique responsable de la centrale biomasse.

Scénario 1



Scénario 2

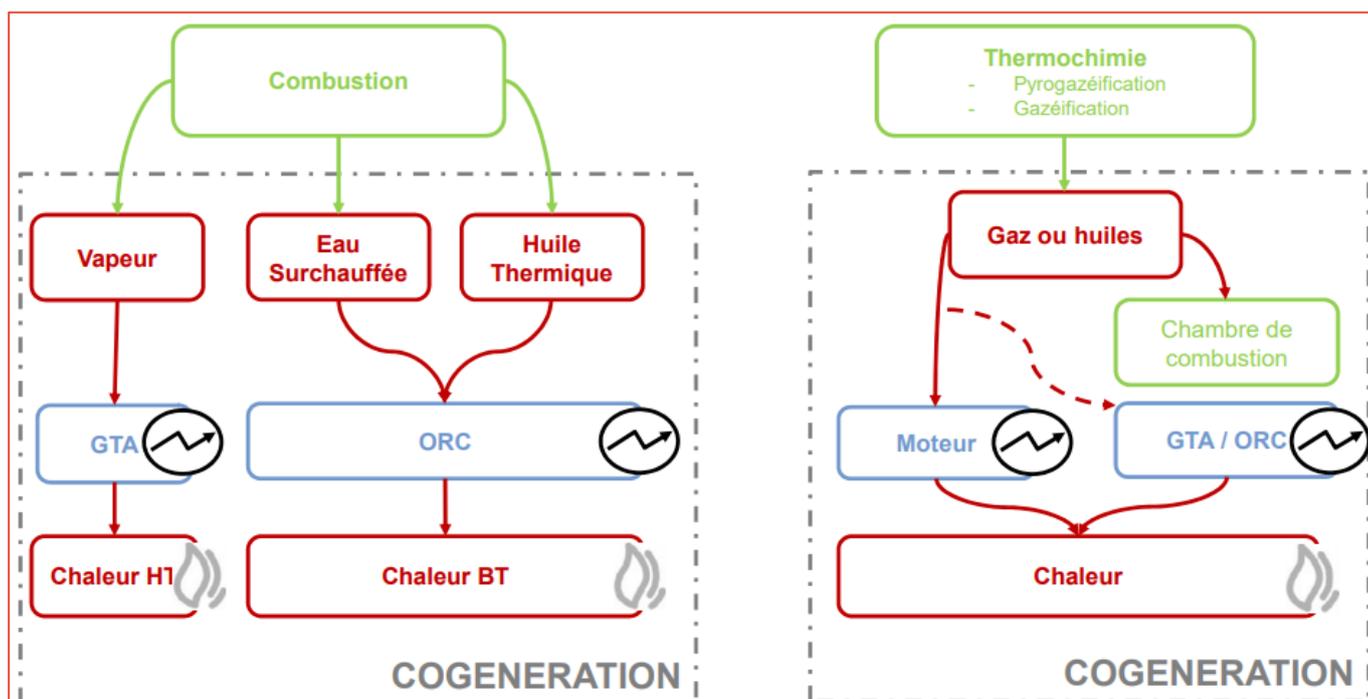


4. Solutions techniques existantes pour produire de l'électricité à partir de la biomasse

4.1. Préambule : les technologies de production d'électricité à partir de bois

Pour transformer l'énergie contenue dans le bois en électricité, on distingue deux voies principales :

- **La combustion du bois**, avec l'ensemble foyer / chaudière / turbine à vapeur / alternateur mettant en œuvre :
 - **l'eau comme seul fluide** ; c'est le cycle de Rankine " conventionnel ", technologie de cogénération la plus utilisée, et ce de longue date, pour des puissances allant de quelques MWé à plusieurs dizaines de MWé ;
 - **deux fluides distincts (huile thermique et fluide organique)** ; c'est le cycle organique de Rankine (ORC), dont l'usage industriel s'est développé depuis les années 2000, principalement en Allemagne, Autriche et Italie, pour des puissances de quelques centaines de kWé à quelques MWé ;
- **La gazéification du bois** via la chaîne gazéifieur / moteur à gaz / alternateur ; son développement n'est pas encore au stade industriel et concerne des puissances de quelques dizaines de kWé, les unités étant majoritairement installées en Allemagne, Autriche et Italie.



Source SETEC

4.1.1. Filière combustion

Après combustion du bois dans un foyer (*grilles mobiles...*), une chaudière permet l'échange de chaleur entre les gaz et le fluide caloporteur, qui peut être de l'eau (il est alors également le fluide de travail) ou de l'huile thermique qui cède ensuite son énergie à un fluide organique. Le fluide de travail est alors injecté dans une turbine, organe de conversion énergie thermique / énergie mécanique permettant la mise en rotation d'un arbre, lequel assure à son tour la rotation de l'alternateur, organe de conversion énergie mécanique / énergie électrique.

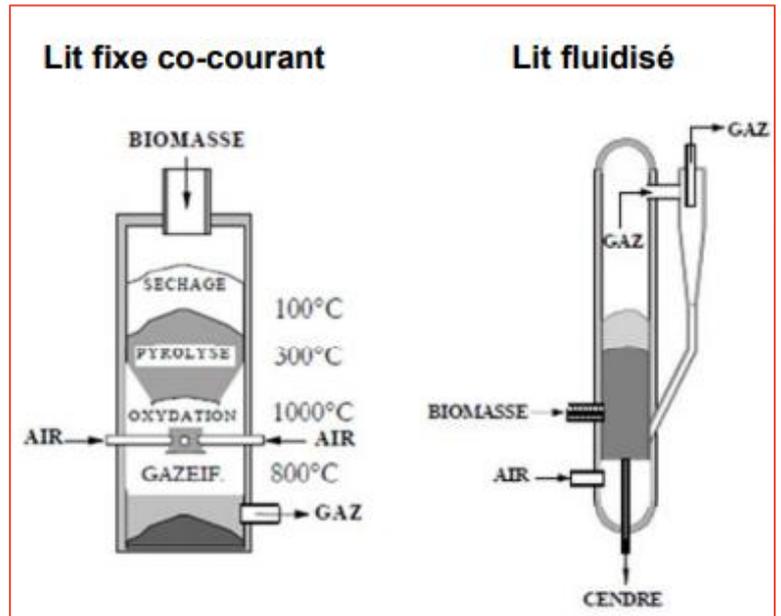
4.1.2. Filière gazéification

Le but de la gazéification est de **transformer le bois en un combustible gazeux homogène** comprenant 30 à 80% de H₂ et CO (gaz pauvre), ouvrant des perspectives intéressantes pour la production d'électricité. Les installations de petite (voire micro) cogénération actuellement commercialisées utilisent un **réacteur à lit fixe co-courant** : le bois et l'agent oxydant (air) se déplacent dans le même sens. **Le gaz produit est évacué du réacteur près de la zone la plus chaude, induisant une faible concentration en goudrons, puis brûlé dans un moteur à gaz pauvre entraînant un alternateur.**

Le combustible utilisé doit être sec (environ 15% d'humidité), de granulométrie bien précise (quelques cm³) et exempt de poussières.

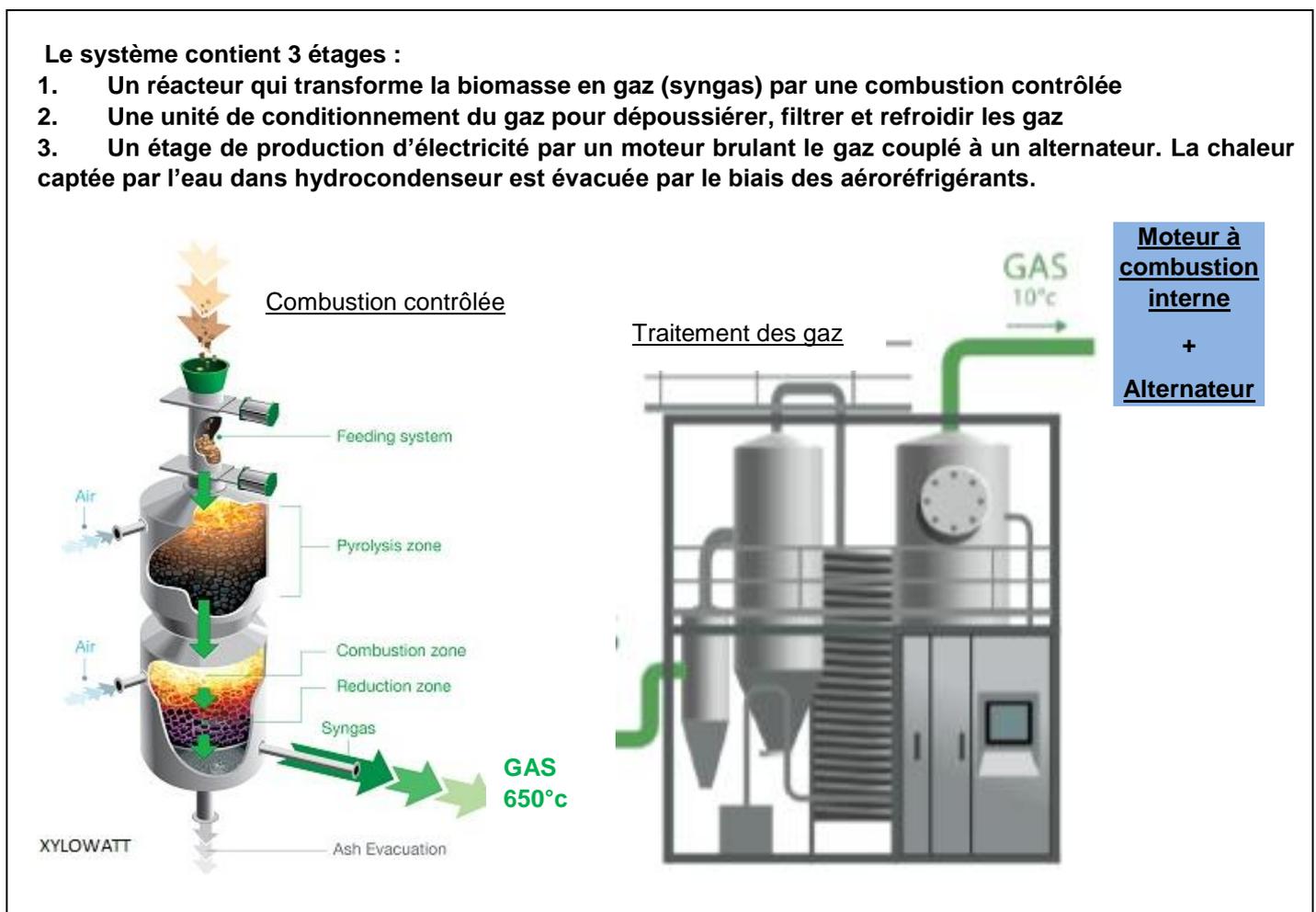
D'autres procédés de gazéification existent mais n'ont à ce jour pas été développés au stade industriel :

- **Réacteurs à lit fixe à contre-courant** : le combustible est introduit par la partie supérieure et l'agent oxydant (air, air enrichi en oxygène, oxygène) par le bas ; le gaz, évacué près de la zone de pyrolyse du bois, présente une teneur en goudrons importante ; ce procédé peut être utilisé avec des combustibles humides et est relativement peu sensible à leur granulométrie ;
- **Réacteurs à lit fluidisé dense**, circulant ou entraîné, qui nécessitent un combustible sec (moins de 20% d'humidité) et de granulométrie précise (2 à 5 mm).



Le système contient 3 étages :

1. Un réacteur qui transforme la biomasse en gaz (syngas) par une combustion contrôlée
2. Une unité de conditionnement du gaz pour dépoussiérer, filtrer et refroidir les gaz
3. Un étage de production d'électricité par un moteur brûlant le gaz couplé à un alternateur. La chaleur captée par l'eau dans hydrocondenseur est évacuée par le biais des aéroréfrigérants.



4.2. Caractéristiques et avantages / inconvénients de chaque technologie pour l'unité de Nuku Hiva

	Turbine vapeur à contrepression	Turbine ORC	Réacteur à Gazéification + moteur à combustion
Gamme de puissance avec références en fonctionnement	1 MWé à 50 MWé	200/300 kWé – 5 MWé	10-500 kWé Avec peu de références hors pilotes recherche et installations en industrie
Rendement électrogène net (après déduction des consommations des auxiliaires)	10 à 15 %	18 à 22 %	Environ 35-36 %
Utilisation de la chaleur résiduelle	Possible de récupérer de la chaleur à température voulue mais en dégradant le rendement électrique	Boucle d'eau de refroidissement à 80°C : idéale pour application de séchage basse température	Forte puissance disponible sur le moteur de cogénération
Exploitation-maintenance	Traitement d'eau Consommation d'eau (environ 1,7 m3/jour compensation des purges) Technologie « classique » maîtrisée (délai d'approvisionnement raisonnable) fluide de travail (eau) facilement disponible et peu onéreux.	Procédure de démarrage simplifiée Maintenance minimale (car absence de vapeur et faible vitesse de rotation de la turbine) Usure plus faible des parties métalliques et des pales de la turbine Absence de traitement et de consommation d'eau Besoins en main d'œuvre moindre Inflammabilité de l'huile thermique Vidanges à prévoir pour l'huile thermique et le fluide organique	Exploitation délicate Maintenance complexe Peu de retour d'expérience Disponibilité faible 6 500 h/an
Planning (hors démarche ICPE)	14 à 18 mois à compter de la date de commande (dont transport 2/3 mois)		
Avantages principaux	Système le plus courant de cogénération à partir du bois	Meilleur rendement électrique que la turbine à vapeur Valorisation thermique facilitée Maintenance réduite	Rendements électriques très intéressants
Inconvénients principaux	Rendement électrique peu élevé dans cette gamme de puissance	Utilisation d'huile thermique inflammable	technologie pas encore suffisamment fiabilisée au plan industriel

En rouge : inconvénients ; en vert : avantages.

4.3. Solution retenue au stade étude de faisabilité

La technologie de gazéification a été écartée du fait de son stade de développement industriel trop récent (recherche, unités pilotes...) et présentant beaucoup trop de risques dans le contexte insulaire de Nuku Hiva.

La puissance électrique des installations prévues est trop faible pour envisager une solution vapeur cycle de Rankine aux plans technico-économiques (vu notamment les contraintes de maintenance).

Sur l'aspect planning, les solutions ORC et turbine à vapeur présentent un délai de réalisation similaire (16-18 mois à partir de la date de commande).

Malgré la consommation électrique importante de ses auxiliaires, le rendement électrique de la centrale ORC reste meilleur que celui de la turbine vapeur dans cette gamme de puissance.

Enfin, dans l'optique de l'installation d'une scierie à proximité de la centrale (en scénario 2), c'est l'opportunité d'utiliser la chaleur résiduelle du module ORC (sans dégrader le rendement électrique) qui rend cette solution la plus appropriée.

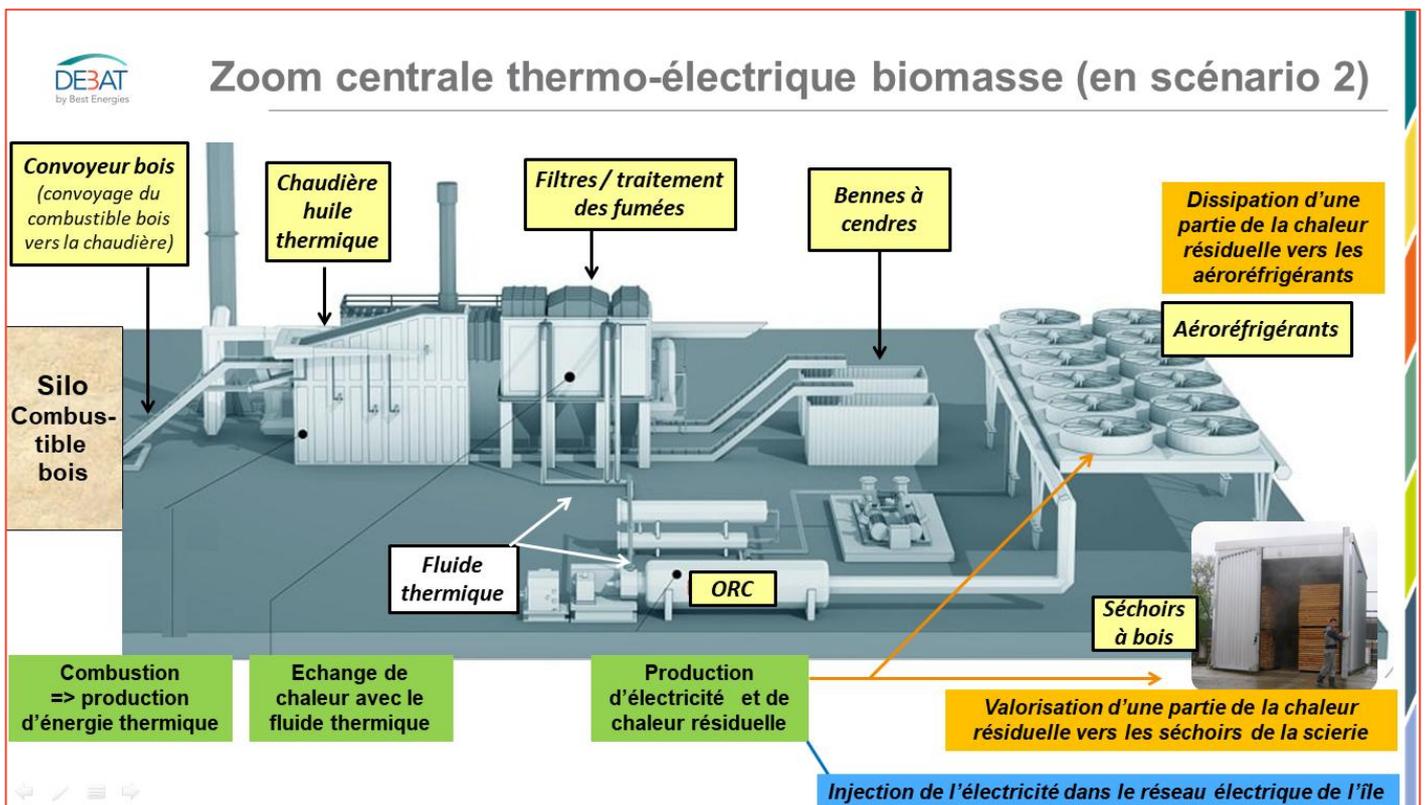
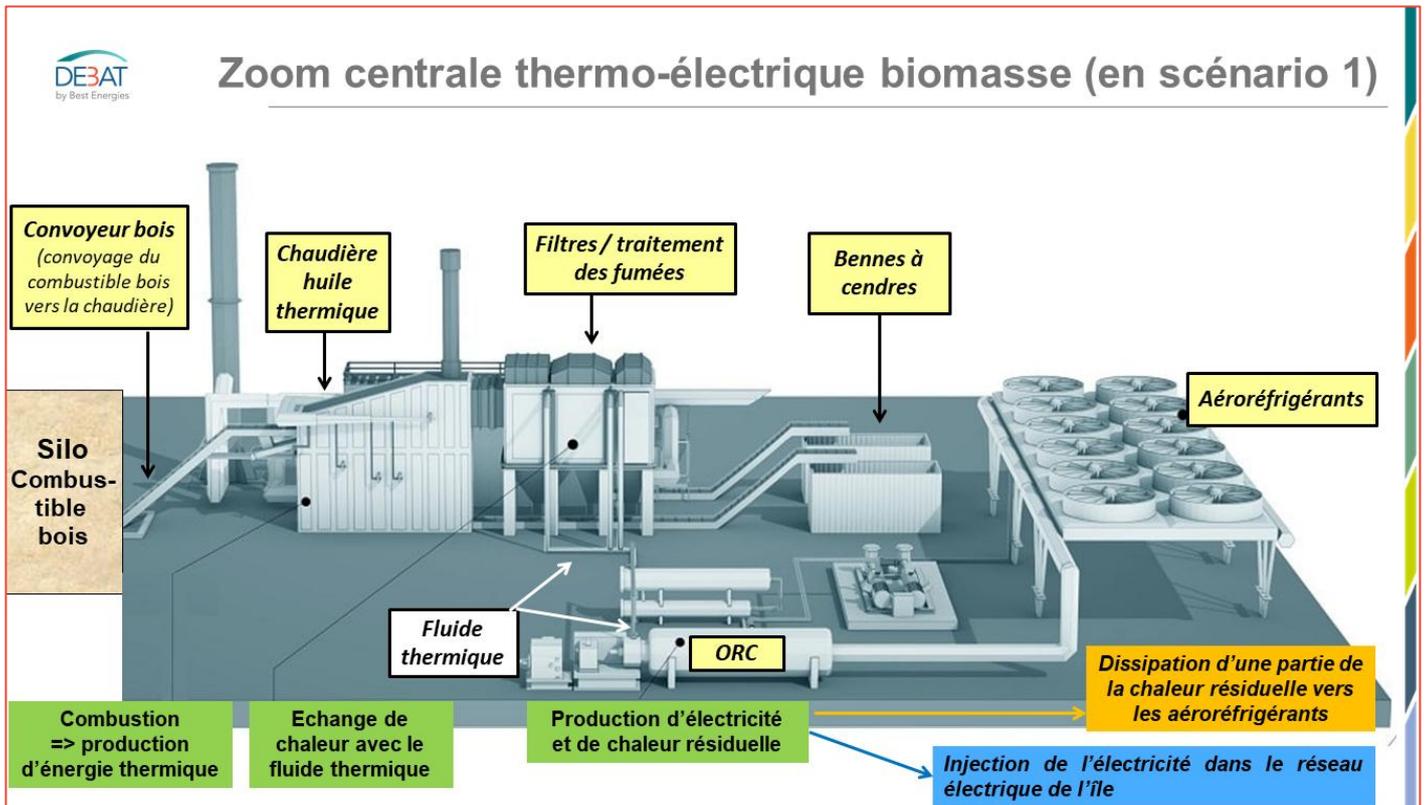
Nota : L'optimisation de l'ORC réside dans la maîtrise de l'ensemble source chaude / ORC / source froide : la chaudière à huile thermique et le module peuvent avoir des performances exceptionnelles. Toutefois, si les variations de température de la source froide ne sont pas correctement gérées, l'installation sera défailante. Il apparaît donc nécessaire, sous peine de contre référence, qu'un seul professionnel conçoive l'intégralité du process de production d'électricité : chaudière / ORC / distribution hydraulique.

On a donc proposé par la suite l'étude technico-économique de la solution ORC.

5. Descriptif de la solution technique retenue

5.1. Fonctionnement global et chiffres clés

5.1.1. Fonctionnement technique de la centrale thermo-électrique biomasse



5.1.2. Fonctionnement et chiffres clés de la centrale thermo-électrique biomasse (scénarios 1 et 2) :

On a retenu une technologie (ORC) capable de réguler à 30 % de la charge maximale (210-240 kWé), ce qui permettra de fonctionner en été en complément de l'hydro-électricité.

Dans les deux cas, le rendement électrique moyen considéré est de 20 % sur l'année (sur la puissance nominale fournie par la chaudière).

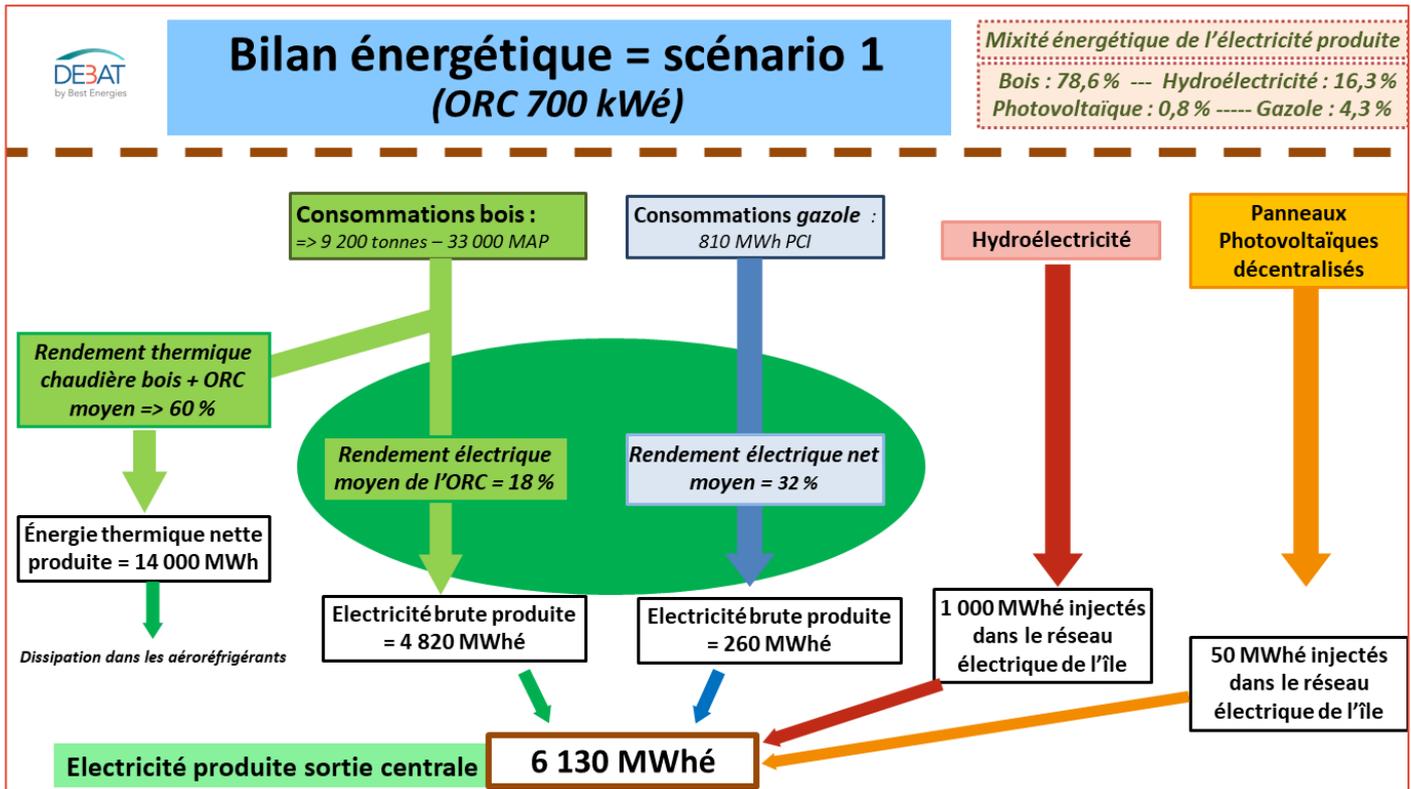
En première approximation, la puissance nette sera respectivement de 560 et 640 kWé en scénarios 1 et 2 déduction faite de la consommation électrique nécessaire au process de la centrale.

	Scénario 1 (sans scierie)	Scénario 2 (avec scierie)
Fonctionnement	En continu toute l'année (sauf arrêt technique ponctuel et maintenance programmée)	
Appel de puissance électrique de l'unité de cogénération biomasse	140 kWé	160 kWé
	selon la technologie et le dimensionnement final de l'outil de production d'électricité	
Puissance électrique brute de l'ORC	~ 700 kWé	~ 800 kWé
Puissance électrique nette après alimentation des auxiliaires de l'unité de cogénération	~ 560 kWé	~ 640 kWé
Puissance totale de la chaudière bois (puissance entrée)	3 500 kW	4 000 kW
Puissance thermique prévisionnelle (puissance sortie)	2 000 kW _{th}	2 400 kW _{th}
Débouché pour l'électricité produite	Réseau électrique de l'île + broyeur bois + unité de cogénération	Réseau électrique de l'île + broyeur bois + unité de cogénération + Equipements de la scierie
Débouché pour la chaleur coproduite (en quantité 3 fois supérieure à l'électricité produite)	Dissipation de 14 000 MWh _{th} dans des aérorefrigérants (qui consomment de l'électricité)	Valorisation de 53 % de la chaleur produite (8 500 MWh _{th}) dans les séchoirs à bois de la scierie et dissipation des excédents dans des aérorefrigérants (7 500 MWh _{th})
Surface foncière centrale thermo-électrique (+ silo)	2 000 m ²	
Consommation de bois entrée centrale	11 000 m ³ de bois rond forestier (soit 33 000 m ³ de plaquettes broyées **)	9 700 m ³ de bois forestier (=>soit 29 200 m ³ de plaquettes broyées) + 2 100 m ³ de connexes de scierie (dosses, délignures, chutes courtes) (=>soit 6 300 m ³ de plaquettes broyées)

** 1 m³ de bois forestier = 1 m³ de bois plein = 3 m³ de plaquettes forestières = 0.75 tonnes de plaquettes forestières

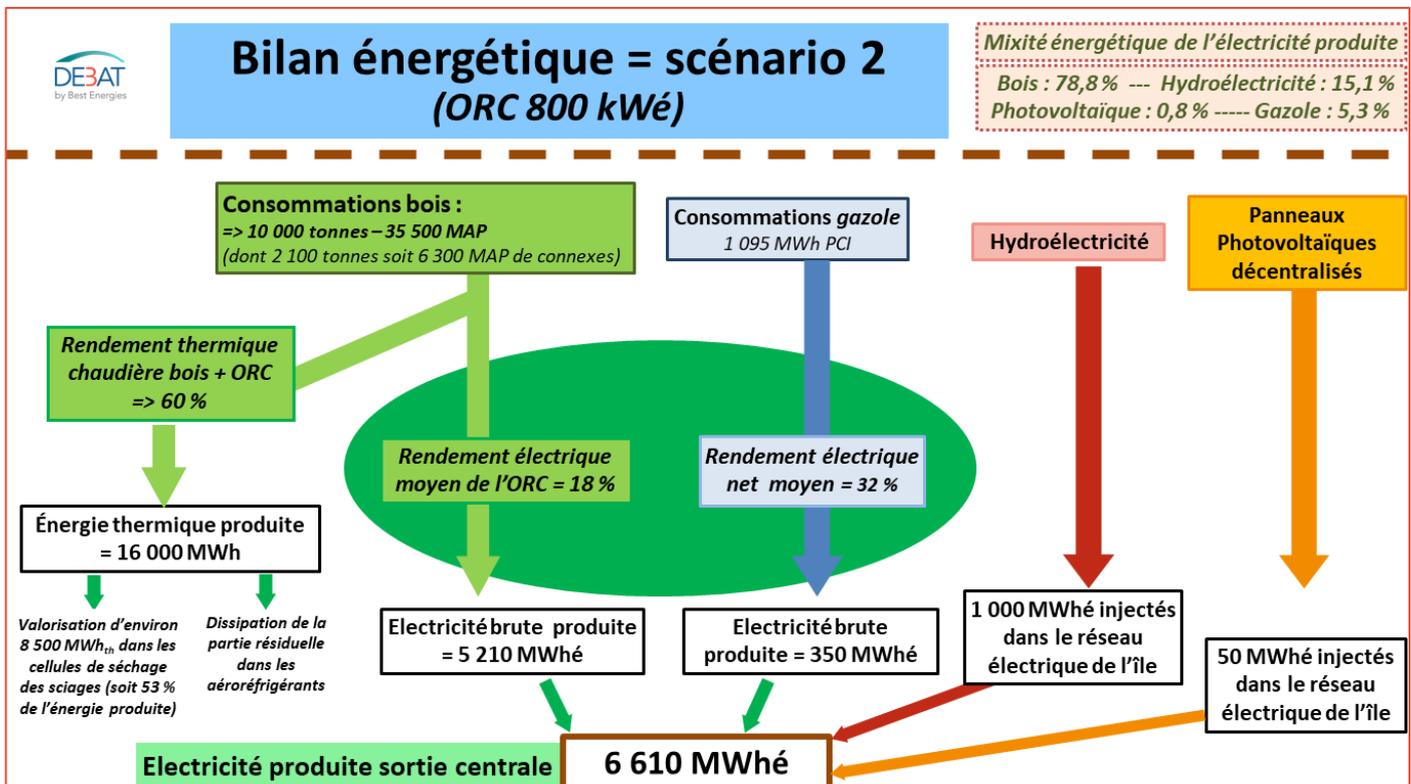
Comme évoqué précédemment, la centrale gazole sera conservée en appoint/secours pour assurer la continuité du service public en cas d'incident sur la centrale biomasse ou ne serait-ce que pendant la période de maintenance annuelle. Vu la redondance de puissance installée dans la centrale gazole (2.6 MWé pour des appels de puissances maximum à terme d'1.2 à 1.4 MWé), certains moteurs pourront être déposés et au besoin réinstallés sur d'autres îles (où les moteurs gazole en place sont en fin de vie).

5.1.3. Bilan énergétique sommaire



Hypothèses de rendement moyen prise en compte pour les unités de production d'électricité biomasse et gazole :

- Gazole : 32 % => chiffre constaté dans le rapport EDT 2018
- Biomasse / ORC : 18 % en moyenne sur l'année (pour tenir compte des variations de charge de l'ORC pendant l'année – sachant qu'à son optimum, le rendement électrique est de 22 à 23 %).



Mêmes hypothèses de rendement moyen en scénario 2.

On constate dans les schémas de bilan énergétique ci-avant que dans le scénario 2, la moitié de l'énergie thermique produite est valorisée dans les séchoirs de la scierie, contre 0 % en scénario 1 (toute l'énergie thermique produite est dissipée dans des aéroréfrigérants).

5.1.4. Caractéristiques combustible biomasse

Les hypothèses retenues à ce stade de l'étude sont les suivantes :

- granulométrie P63 => taille des plaquettes (75 % de la fraction de plaquette entre 8 mm à 63 mm)
- 35%-45 % d'humidité
- PCI/humidité moyen : 2.9 MWh PCI/tonne,
- Densité 250-300 kg/t
- Taux de cendres à 2% si bois écorcé (3 à 4 % avec écorce)
- Taux de fines inférieur à 2%

5.1.5. Récapitulatif des chiffres clefs des projets

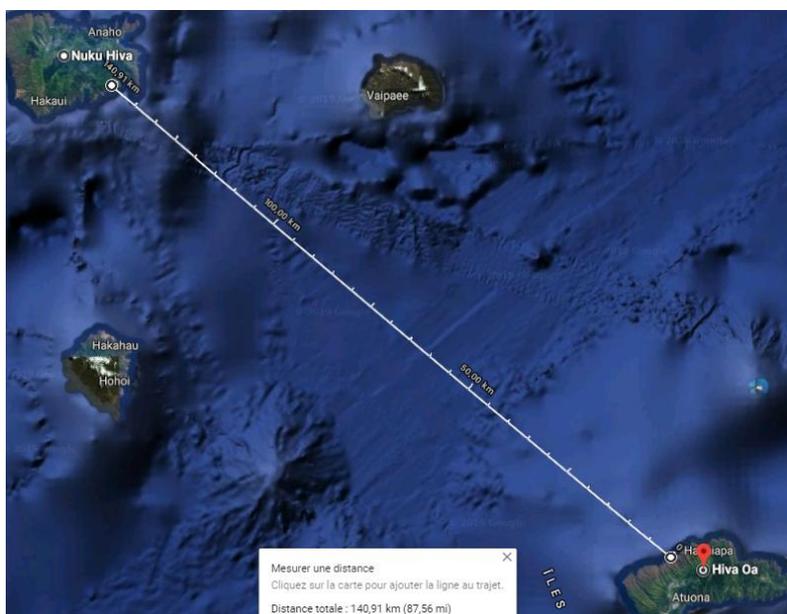
	Scénario 1 (sans scierie)	Scénario 2 (avec scierie)
Puissance électrique centrale thermo-électrique biomasse	700 kWé	800 kWé
Taux de couverture par la centrale biomasse des appels de puissances électriques annuels	79 %	79 %
Taux de couverture par les EnR (hydraulique, Photovoltaïque et biomasse) des appels de puissances électriques annuels	95 %	94 %
Consommation de bois entrée scierie (m ³ de bois forestier pleins)		7 000 m ³ de bois forestier
Consommation de bois entrée centrale thermo-électrique (m ³ de bois forestier pleins)	11 000 m ³ de bois rond forestier (soit 33 000 m ³ de plaquettes broyées **)	9 700 m ³ de bois forestier (=>soit 29 200 m ³ de plaquettes broyées) + 2 100 m ³ de connexes de scierie (dosses, délignures, chutes courtes) (=>soit 6 300 m ³ de plaquettes broyées)
Total bois forestier consommé (m ³ pleins)	11 000 m ³ Soit 50 % de l'accroissement naturel de la forêt de Nuku Hiva	16 700 m ³ Soit 76 % de l'accroissement naturel de la forêt de Nuku Hiva
Surface foncière occupée	8 000 m ²	15 000 m ²

On constate que le projet de cogénération biomasse, même associée au projet de scierie, prélève entre la moitié et les trois quarts de l'accroissement naturel de biomasse généré chaque année par la forêt de Nuku Hiva.

Ainsi le stock de pins caraïbes sur pied va continuer d'augmenter chaque année, y compris avec le prélèvement prévu pour alimenter le projet de centrale électrique et éventuellement la scierie en scénario 2.

On pourrait donc à terme envisager une exportation de bois rond vers une ou plusieurs autres îles des marquises pour mettre en place un projet de production d'électricité de taille similaire.

On pense en particulier à l'île voisine d'Hiva Oa (150 km de distance à vol d'oiseau, cf. plan ci-contre), qui dispose également d'un couvert forestier important (550 ha). En tant que de besoin, on pourrait



envisager une exportation de bois rond depuis Nuku Hiva (qui aura des équipes d'exploitation forestière déjà en place) pour alimenter en complément du potentiel local pour un projet de centrale thermo-électrique « sœur ».

Rappelons que sur cette île se trouve la SEBM (Société d'exploitation de bois Marquisienne), qui scie aujourd'hui 800 à 850 m³ de bois par an. L'entreprise réalisant elle-même la partie d'« exploitation forestière », il existe donc des compétences forestières et industrielles de sciage sur l'île voisine d'Hiva Oa.

5.2. Etude technique

5.2.1. Estimation des stockages de bois

La consommation totale de biomasse prévue est de 7 700 Tonnes/an en scénario 1 et d'environ 12 890 tonnes en scénario 2 (6 740 tonnes de bois vers la centrale de cogénération – 6 150 tonnes vers la scierie).

Il y a plusieurs types de stockages sur site :

- Les bois ronds sur le parc à bois (avec tri du bois d'œuvre et du bois énergie en scénario 2) => *gestion par l'exploitant forestier* ;
- Les plaquettes broyées en sortie broyeur sous un hangar (sur le sol bitumé) puis dans un silo tampon composé d'échelles racleuses chargées de convoyer les plaquettes vers la chaudière bois.

Les capacités de stockage sur site sont les suivantes :

- Bois rond à l'air libre (7 cm<diamètre> 40 cm ; 2m < Longueur < 6m) : 1 000 m³ - (*5 à 6 000 m² de surface foncière à prévoir par l'exploitant forestier*)
- Plaquettes sous hangar : 1 000 MAP (stockage au sol – gerbage sur 4 à 5 mètres de hauteur => 300m² de surface à prévoir au sol)
- Plaquettes dans le Silo tampon entrée centrale : 270 MAP utiles (stockage sur 3 m de hauteur = >100m² de surface à prévoir au sol sur échelles racleuses)

Le silo tampon de plaquettes est dimensionné pour permettre une autonomie de production de la centrale biomasse pendant 48 heures (évitant la présence de l'équipe de manutention les samedi et dimanche).

Deux plans masse synthétisent ces points en annexe.

5.2.2. Manutention et stockage biomasse

5.2.2.1. Manutention de la biomasse

Un chargeur télescopique équipé d'une pince et en alternance d'un godet de forte capacité permettra la manutention des bois ronds (des piles vers le broyeur) puis des plaquettes du stockage principal vers le silo tampon de la centrale biomasse.

Cet engin aura notamment pour rôle de gerber sur une hauteur de 4 à 5m les plaquettes dans le hangar (pour rapprocher les volumes utiles des volumes réels du hangar) puis d'assurer le transfert des plaquettes du hangar vers le silo tampon.

5.2.2.2. Ligne de transformation biomasse (*à la charge de l'exploitant forestier*)

Il s'agit d'une ligne de broyage du bois rond qui comprend :

- Convoyeur à bande de réception
- Séparateurs de pierres et métaux (en option)
- Convoyeur à bande d'alimentation du broyeur
- Broyeur de forte capacité (puissance 160 kWé)

5.2.3. Chaudière biomasse a huile thermique – Traitement des fumées

5.2.3.1. Stockage et alimentation en combustible bois

Le silo a comme fonction d'approvisionner en continu la chaudière. Sa capacité est de 48 heures de fonctionnement et est composée de :

- d'échelles racleuses hydrauliques,

- d'un convoyeur à chaîne d'alimentation chaudière.
- d'un Système de chargement du foyer (piston poussoir...)

5.2.3.2. Process biomasse

- Réchauffeur d'air comburant / Ventilateurs air primaire/secondaire
- Foyer
- Système d'extraction des cendres sous foyer (voir humide)
- Echangeur Huile thermique et Economiseur en adéquation avec un split system sur l'ORC
- Pompes de la boucle d'huile thermique
- Bennes à cendres (cendres sous foyer et cendres volantes)

5.2.3.3. Traitement des fumées

- Multicyclone + électrofiltre
- Ventilateurs de tirage et de recirculation des fumées
- Carneaux de fumées et raccordements

5.2.4. Module ORC

- Module ORC sur skid incluant turbo-alternateur, évaporateur, condenseur ...
- Auxiliaires : Groupe hydraulique ...
- Armoires électrique et de contrôle-commande

5.2.5. Boucle d'eau de refroidissement - Auxiliaires process – Utilités process

- Aérorefroidisseurs de type dry cooler (*)
- Pompes de la boucle de refroidissement
- Générateur de vapeur à huile thermique en skid
- Traitement d'eau (adoucisseur duplex)



5.2.6. Électricité Mta/Bt

Le poste électrique est considéré comme existant puisque situé à proximité de la centrale gazole existante.

Le raccordement à ce poste et les modifications afférentes (couplage au réseau d'un nouvel outil de production) seront entièrement à la charge d'EDT/ENGIE.

5.2.7. Bâtiments

Les dalles béton porteuses sont limitées à la zone chaudière et turboalternateur. Seule la zone chaudière nécessitera du terrassement pour les fosses d'évacuation des cendres.

Les autres zones ont une surface en béton de propreté.

Les zones de roulage sont soit en bitume ou terre stabilisée.

Pour les constructions il est privilégié autant que possible des structures légères :

- Zone chaudière : structure métallique et bardage en structure légère sur le ou les côtés où peuvent survenir des intempéries (protection pluie)
- Zone turboalternateur : local maçonné (bruit et coupe-feu 2 heures)
- Zone stock plaquettes : structure bois ouverte avec un mur maçonné (gerbage de la biomasse) – cf. ci-contre une photo d'un hangar de stockage de plaquettes à St-Germain-l'Herm avec trois murs maçonnés (63).



5.3. Estimations de consommations de la centrale

5.3.1. Eau

Les consommations d'eau en continu d'une centrale ORC sont quasiment négligeables, elles concernent.

- Les appoints de la boucle de refroidissement (consommation négligeable)
- La consommation due éventuellement au convoyage humide des cendres sous foyer

Cependant il apparaît intéressant de prévoir des bâches de stockage pour les besoins suivants (discontinus ou exceptionnels) :

- **Remplissage de la boucle d'eau de refroidissement (uniquement après vidange)**
- **Eau du refroidisseur de secours**
- **Eau de lavage** : différents points d'eau seront installés dans la centrale pour le nettoyage
- **Système de protection incendie** : Il est possible que l'assureur demande un système d'aspersion d'eau au-dessus du stockage plaquettes et d'aspersion d'eau avec un adjuvant au-dessus des réservoirs ou fosse de rétention de l'huile thermique et du fluide organique.

Il serait pertinent de prévoir l'installation d'une ou plusieurs **bâches de stockage d'eau de pluie (volume de 400 à 500 m³)** récupérée en toiture. Une des bâches pourrait être exclusivement dédiée à la protection incendie et l'autre permettrait de remplir les autres besoins.

5.3.2. Électricité

Les consommations des auxiliaires de la centrale représentent **140 kW** en scénario 1 et **160 kW** en scénario 2 :

- Auxiliaires chaudière : 40 %
- Auxiliaires ORC : 22 %
- Pompes huile thermique : 22 %
- Aéroréfrigérants : 16 %

5.4. Aspects réglementaires

En ce qui concerne la réglementation ICPE, les installations envisagées sont concernées par les 4 rubriques suivantes :

5.4.1. ICPE

Rubrique	Critère d'application	Type d'autorisation
1530 : Dépôt de bois, papier, carton	Bois stocké sur site à déclaration (>1.000 m ³ et <20.000 m ³)	soumis à déclaration
2 260	Puissance des machines fixes de broyage, criblage, granulation (>20 kW et <500 kW)	soumis à déclaration
2910A : Installation de combustion	Puissance thermique de l'unité de combustion biomasse (>2MW et <6MW ; nature de la biomasse entrante définie en a) et b).i. de la nomenclature p.37)	soumis à autorisation simplifiée
2915 : Chauffage employant comme fluide caloporteur des corps organiques combustibles.	Température d'utilisation égale ou supérieure au point éclair des fluides si la quantité totale de fluides présente dans l'installation est supérieure à 1 000 L	soumis à autorisation

Points réglementaires en vigueur en métropole. A vérifier par le Service des énergies si cette réglementation s'applique également en Polynésie Française.

5.4.2. Impact environnemental

Les valeurs limites d'émission (VLE) données par la réglementation ICPE sont pour des installations nouvelles inférieures à 5 MW :

	VLE à 6 % d'O2 sur gaz secs (mg/Nm3)
Poussières	50
CO	250
NOx	500
SO2	200

Grace au multicyclone et à l'électrofiltre, le respect des VLE sur les poussières (< 50 mg/Nm3) sont largement garanties.

Points réglementaires en vigueur en métropole. A vérifier par le Service des énergies si cette réglementation s'applique également en Polynésie Française.

5.4.3. Cendres

La combustion du bois génère la production de **cendres** composées principalement de matières minérales incombustibles et de carbone imbrulé.

Les cendres, produites à différentes étapes du process, sont de deux types:

- **cendres sous foyer** : récupérées en bout de grille
- **cendres volantes** : captées dans les fumées

En se basant sur un taux de cendres de 2% sur sec, les débits de cendres serait de l'ordre d'environ 200 tonnes par an (plutôt 400 tonnes si ensemble du bois rond non écorcé).

Un épandage des cendres pourra avoir lieu sur l'île selon deux manières : un retour en forêt ou un épandage en agriculture. L'extraction des cendres par voie « humide » permet de dépoter les cendres sous foyer directement dans un local adjacent et de les manutentionner avec le chargeur pour les évacuer ensuite via un tracteur agricole avec benne.

5.4.4. Effluents

En fonctionnement normal, il n'y a pas d'effluents process (en dehors des vidanges exceptionnelles du circuit d'eau de refroidissement pendant un arrêt technique)

Les effluents de la centrale proviendront donc exclusivement :

- des eaux de lavage / des eaux pluviales sur voirie / des eaux usées des sanitaires.

6. Etude économique

6.1. Préambule

La rentabilité financière du projet est dépendante de plusieurs facteurs :

- Des subventions publiques attribuables au projet (Ademe, gouvernement Polynésien, Union Européenne...);
- De la réalisation ou non du projet de scierie en parallèle ;
- Du prix du combustible bois entrée silo (plaquette forestière ou mixte plaquette forestière/connexe scierie).

Pour vérifier la pertinence économique du projet de centrale thermo-électrique biomasse, on va comparer le coût de production de l'électricité à partir de la centrale thermique gazole (situation de référence gazole actuelle) à celui produit à partir de la centrale biomasse (avec appoint/secours gazole).

Ainsi allons-nous établir le coût de revient du « MWh électrique » (MWhé) produit d'un côté par la centrale biomasse (avec appoint/secours gazole) et produit de l'autre dans la situation actuelle 100 % gazole en appliquant un « raisonnement en coût global » (cf. schéma ci-après), c'est-à-dire en prenant en compte l'ensemble des charges composant le prix du MWh électrique (*achats de combustibles, coûts d'exploitation/maintenance, provisions pour gros entretien/renouvellement, charges diverses d'assurances, taxes, contrôles réglementaires, charges d'amortissements des investissements...*).



Comparaison économique en coût global

- ❑ **Comparaison en coût global pour la situation de référence gazole comme pour la situation alternative biomasse ;**
- ❑ **Solution de référence gazole (prix de revient du MWhé sortie centrale thermique gazole) :**
 - ▶ Achat de gazole, P1
 - ▶ Maintenance courante, consommables, assurances, taxes, frais de siège, divers, P2
 - ▶ Provisions pour Gros entretien renouvellement, P3
 - ▶ Amortissement des ouvrages et équipements P4
- ❑ **Solution alternative chaufferie bois (prix de revient du MWhé sortie centrale biomasse) :**
 - ▶ Achat de combustibles bois (+ appoint gazole), P1
 - ▶ Maintenance courante, consommables, assurances, taxes, frais de siège, divers, P2
 - ▶ Provisions pour Gros entretien renouvellement, P3
 - ▶ Amortissement de la centrale thermique sur sa durée de vie après prise en compte des subventions aux investissements. P4

6.2. Solution de référence actuelle gazole

Le prix de revient de l'électricité produite actuellement par la centrale gazole a été calculé à partir des données figurant dans le rapport EDT 2018.

Le tableau ci-après synthétise les charges annuelles P1/P2/P3/P4 constitutives de la facture de référence gazole (situation 2018).

Prix du MWh électrique dans la situation de référence actuelle (centrale thermique gazole)

Charges annuelles	kCFP	k€ HT
Achats de Gazole (P1)	89 225	748
Coûts de maintenance courante, consommables, assurances, taxes, divers, y compris charges de structure (P2)	88 668	743
Provisions pour gros entretien renouvellement centrale thermique (P3)		
Charges d'amortissement résiduelles des investissements initiaux (P4)	16 437	138
Total des postes de charges en € HT	194 330	1 629
MWh électriques produits	4 030	4 030
Coût du MWh électrique produit par la centrale thermique gazole en € HT / MWhé	48 173	404

C'est ce prix de référence qui va servir par la suite d'élément de comparaison avec l'électricité produite par la solution alternative biomasse.

La photographie du coût de production actuel de l'électricité à partir de la centrale gazole s'établit à 404 € HT / MWhé.

C'est ce coût de production qui sera pris en compte pour comparer par la suite le prix de revient de l'électricité produite à partir de la centrale thermo-électrique biomasse.

L'intérêt économique du projet sera mesuré à partir de l'écart constaté entre le coût de production du MWh électrique issu de la situation de référence gazole et celui de la solution alternative bois énergie.

6.3. Solution alternative : Centrale thermo-électrique biomasse

On va présenter successivement les investissements (desquels seront retirés différents niveaux de subventions publiques), qui seront amortis sur la durée de vie des équipements de production d'électricité (20 ans) à un taux d'intérêt fixe, puis les coûts d'exploitation/maintenance des installations et enfin les coûts de combustible biomasse (et d'appoint gazole pour la centrale existante conservée en appoint/secours).

6.3.1. Investissements

Afin de définir les investissements, nous avons consulté des fournisseurs pour les lots chaufferie bois / ORC. Le chiffrage des autres lots a été réalisé à partir de projets similaires et de ratios usuels de la profession.

Le tableau ci-après récapitule les investissements sur les grands postes de la centrale thermo-électrique biomasse dans les deux scénarios présentés ci-avant dans la partie technique (sans et avec scierie).

INVESTISSEMENTS PREVISIONNELS EN k€ HT	Scénario 1 (700 kWé)	Scénario 2 (800 kWé)
Process chaufferie bois / Silo / cheminée / Décendrage / ORC	4 400	4 550
Auxiliaires process et pièces de rechange	850	900
Equipements de manutention / préparation du bois (broyeur, tapis, crible, chargeur...)	1 000	1 000
Auxiliaires électricité / poste source	400	450
Génie civil / terrassement / couverture	900	1 000
Maîtrise d'œuvre / études / bureau contrôle	600	600
Transport	500	500
TOTAL INVESTISSEMENTS	8 650	9 000

Chiffrage des postes équipements de manutention, auxiliaires électricité/poste source, Génie civil, Maîtrise d'œuvre et transport à partir de retours d'expériences de projets similaires étudiés au stade étude de faisabilité et Maîtrise d'œuvre. Chiffrage des postes Process bois, auxiliaires process à partir d'échanges avec le fabricant d'ORC Turboden.

6.3.2. Aide publique aux investissements

L'Ademe propose toutefois des aides à l'investissement pour ce type de projet. Les aides accordables sont théoriquement fonction des Tonnes équivalent pétrole produites (et valorisées) en sortie de centrale thermo-électrique.

D'autres mécanismes d'aide (défiscalisation locale et métropolitaine, régime fiscal et douanier privilégié en matière d'énergie et de développement durable) peuvent être envisagés.

Les différents niveaux d'aide à l'investissement étant difficilement quantifiables à ce stage de l'étude, nous avons simulé ci-après plusieurs niveaux d'aide pour ce projet :

		Scénario 1			Scénario 2		
Total investissement centrale biomasse	k€ HT	8 650			9 000		
Montant des aides publiques => Fonds chaleur ADEME + éventuelles autres aides complémentaires	k€ HT	2 595	4 325	6 055	2 700	4 500	6 300
Taux de subvention global déduit	%	30 %	50 %	70 %	30 %	50 %	70 %
Solde restant à financer par le futur concessionnaire du réseau électrique	k€ HT	6 055	4 325	2 595	6 300	4 500	2 700

6.3.3. Les différents postes du compte d'exploitation prévisionnel

6.3.3.1. Financement de la part des investissements résiduels (après subvention).

Le calcul du financement de l'investissement (après subventions) est basé sur l'hypothèse d'un emprunt bancaire de 25 ans à taux fixe de 2 % (niveau confortable par rapport taux en vigueur).

L'idéal serait de caler la durée de la future concession électrique sur la durée d'amortissement de la centrale thermique biomasse (soit 25 ans).

L'annuité résultante correspond au terme P4 (amortissements des ouvrages et équipements...).

Tableau récapitulatif du financement selon le scénario.

FINANCEMENT PAR LE FUTUR CONCESSIONNAIRE ELECTRIQUE		Scénario 1			Scénario 2		
Solde restant à financer par le futur concessionnaire du réseau électrique	k€ HT	6 055	4 325	2 595	6 300	4 500	2 700
Taux de l'emprunt	%	2					
Durée du prêt	Années	25					
Somme des annuités à la charge futur concessionnaire du réseau électrique	k€ HT	310	222	133	323	230	138

6.3.3.2. Charges de gros entretien / renouvellement

Charges annuelles en k€	Scénario 1	Scénario 2
Charges / provisions pour gros entretien renouvellement des équipements centrale biomasse + centrale d'appoint / secours gazole (P3) en k€ => Environ 2,5 % des investissements hors génie civil, maîtrise d'œuvre et transport	190	200

6.3.3.3. Charges d'entretien/maintenance, charges diverses et de structure

Charges annuelles en k€	Scénario 1	Scénario 2
Exploitation/maintenance centrale biomasse et centrale gazole d'appoint/secours (P2) dont : <ul style="list-style-type: none"> Personnel Manutention et stockage plaquettes forestières Évacuation des cendres + consommables divers Assurances + divers + contrôles ICPE + taxes Charges de structure... 	670	710

6.3.3.4. Charges de combustible bois et d'appoint gazole

Prix du combustible bois selon itinéraire technique présenté ci-avant (avec prise en compte des chiffres d'ONF international et du retour d'expérience de SEBM) :

Postes de charges constitutifs du bois brut livré au parc à bois de la centrale thermique	CFP / tonne	€ / tonne	€ / m ³
Achat bois sur pied	1 015	8,5	10
Abattage *	1 500	12,6	
Débardage *	1 500	12,6	
Transport	1 200	10,1	
Divers / imprévus	300	2,5	
Coût du bois à la tonne livré au parc à bois (avant broyage)	5 515	46	
PCI du bois brut livré dans le parc à bois		2,9 MWh PCI / tonne	
Coût du bois au MWh PCI livré au parc à bois (avant broyage)		16 € / MWh PCI	

* Les postes d'abattage/débardage ont été revus à la hausse par rapport aux estimations du rapport d'ONFI suite aux échanges eus avec le gérant de SEBM. Ce dernier indiquait des coûts d'abattage et de débardage bien supérieurs à ceux mis en évidence par ONFI. A noter toutefois que cet écart peut en partie s'expliquer par un effet d'échelle compte tenu de volumes de bois à couper/débarder a minima 10 fois supérieurs dans le cadre du projet de Nuku Hiva. Compte-tenu de l'importance de ces données, il sera nécessaire de conforter ces données d'entrée par une étude complémentaire spécifique.

Les charges d'abattage prennent comme hypothèse un abattage manuel. Comme évoqué ci-avant dans l'itinéraire technico-économique de la forêt jusqu'au parc à bois, l'abattage pourra être mécanisé (avec une abatteuse) si cela permet une baisse du coût de la tonne de bois coupée.

Ainsi l'hypothèse est prise que le bois brut est acheté à l'exploitant/forestier par le concessionnaire du réseau électrique / gestionnaire de la centrale thermo-électrique biomasse au tarif de 46 € la tonne (ou 16 € / MWh PCI).

Dans le scénario 2, le scieur génèrerait environ 2 100 m³ de connexes de scierie (dosses, délignures, chutes courtes). Nous avons pris comme hypothèse un tarif d'achat du connexe de scierie au scieur par le gestionnaire de la centrale thermo-électrique de 20 € la tonne (soit 7 € le MWh PCI). Les connexes de scierie représenteraient environ 15 % du bois énergie consommé en entrée centrale.

6.3.4. Compte d'exploitation prévisionnel et détermination du prix de revient de l'électricité produite sortie centrale biomasse

Pour être strictement comparable au prix de revient de l'électricité produite en situation de référence, le prix de revient de l'électricité produite par la centrale biomasse ci-après est exprimé en € HT.

A noter qu'en scénario 1, le même nombre de MWh électriques sont vendus au réseau par rapport à la situation de référence gazole (4 030 MWh électriques).

Dans le scénario 2, des MWh électriques supplémentaires sont vendus au scieur pour faire fonctionner la scierie toute l'année. Ainsi le coût de revient de production de l'électricité par la centrale biomasse en scénario 2 est-il déduit d'un volume d'électricité vendue légèrement supérieur (4 330 MWhé).

Dans le scénario 2, 8 500 MWh de chaleur fatale (cogénérée) sont vendus au scieur pour le séchage des sciages (environ 50 % de l'énergie thermique produite par la centrale biomasse). Le tarif pris en compte est de **15 € HT / MWh utile de chaleur fournie.**

Postes de charges en k€ HT			Scénario 1		
Taux de subvention global du projet			30 %	50 %	70 %
Combustible bois	Plaquettes forestières	16 € HT/ MWh PCI	428	428	428
Gazole		87 € HT / MWh PCI	71	71	71
Exploitation/maintenance centrales biomasse et gazole (P2)			670	670	670
Gros entretien renouvellement des équipements (centrales biomasse + gazole)(P3)			190	190	190
Amortissement des installations (P4)			310	222	133
Total charges d'exploitation k€ HT			1 669	1 581	1 492
MWh électriques produits			5 080	5 080	5 080
MWh électriques autoconsommés (broyeur, auxiliaires ORC et chaudière...)			1 050	1 050	1 050
MWh électriques vendus au réseau			4 030	4 030	4 030
Prix de revient de l'électricité en € HT / MWhé			414	392	370

Détails des calculs de charges de combustibles :

- en scénario 1 : Bois => 26 780 MWh PCI x 16 € HT // Gazole => 811 MWh PCI x 87 € HT
- en scénario 2 : Bois plaquettes => 24 601 MWh PCI x 16 € HT // bois connexes scierie => 4 341 x 7 €HT // Gazole => 1 095 MWh PCI x 87 € HT

Postes de charges en k€ HT			Scénario 2		
Taux de subvention global du projet			30 %	50 %	70 %
Combustible bois	Plaquettes forestières	16 € HT/ MWh PCI	394	394	394
	Connexes de scieries	7 € HT / MWh PCI	30	30	30
Gazole		87 € HT / MWh PCI	95	95	95
Exploitation/maintenance centrales biomasse et gazole (P2)			710	710	710
Gros entretien renouvellement des équipements (centrales biomasse + gazole)(P3)			200	200	200
Amortissement des installations (P4)			323	230	138
Total charges d'exploitation k€ HT			1 752	1 659	1 567
MWh électriques produits			5 560	5 560	5 560
MWh électriques autoconsommés (broyeur, auxiliaires ORC et chaudière...)			1 230	1 230	1 230
MWh électriques vendus au réseau et au scieur			4 330	4 330	4 330
Prix de revient de l'électricité en € HT / MWhé			404	382	361
MWh thermiques vendus au scieur (MWh utiles)			8 500	8 500	8 500
Produits de ventes de chaleur au scieur (15 € / MWh utile de chaleur) en k€			- 128	- 128	- 128
Charges d'exploitation – produits de ventes de chaleur au scieur en k€ HT			1 625	1 532	1 440
Prix de revient de l'électricité en € HT / MWhé après déduction des ventes de chaleur au scieur			375	354	333

Le résultat le plus favorable correspond à la production d'électricité en scénario 2, avec un prix de revient du MWh électrique produit qui atteint 333 € HT.

Nota 1 : En métropole, pour les projets biomasse, on applique une TVA à 10 % sur les combustibles et une TVA à 20 % sur les autres postes (gazole, P2, P3, P4).

Nota 2 : Sans subvention publique, le prix de revient de l'électricité produite par la centrale biomasse atteint 437 € HT / MWh_{électrique} en scénario 1 et 407 € HT / MWh_{électrique} en scénario 2.

6.3.5. Comparaison entre le coût de revient du MWh électrique produit par la centrale gazole aujourd'hui et celui de la solution alternative biomasse

	Coût de revient de l'électricité produite (€ HT / MWhé)	Situation de référence centrale gazole	Solution alternative biomasse	Ecart en faveur de la solution biomasse (%)
Scénario 1	Sans subvention	404	437	+ 11 %
	30 % de subventions publiques		414	+ 3 %
	50 % de subventions publiques		392	- 3 %
	70 % de subventions publiques		370	- 8 %
Scénario 2	Sans subvention	404	407	+ 1 %
	30 % de subventions publiques		375	- 7 %
	50 % de subventions publiques		354	- 12 %
	70 % de subventions publiques		333	- 18 %

Avec des subventions publiques de 70 % du montant d'investissement initial, le projet de centrale thermo-électrique biomasse associée à un projet de scierie permet d'atteindre un prix de revient de l'électricité produite qui présente une décote de - 18 % par rapport au prix de revient de référence actuel par la centrale gazole.

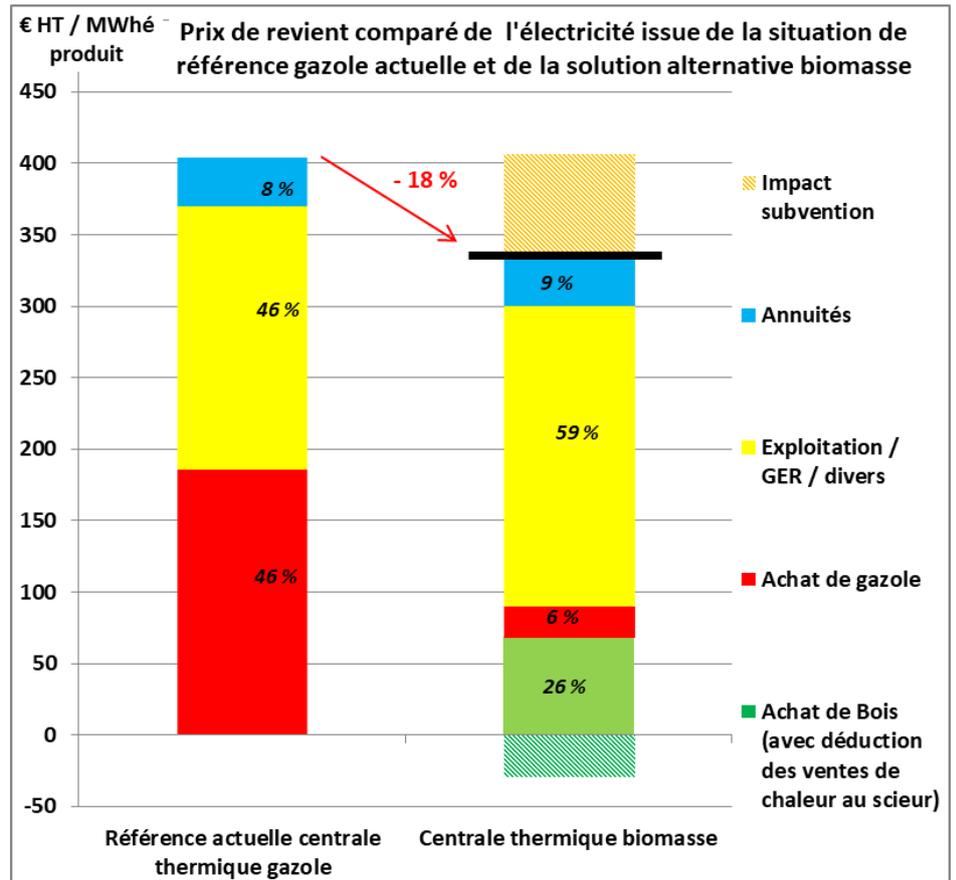
Conversion en XPF/kWhé

	Coût de revient de l'électricité produite (XPF HT/kWhé)	Situation de référence centrale gazole	Solution alternative biomasse	Ecart en faveur de la solution biomasse (%)
Scénario 1	Sans subvention	48,2	52,1	8%
	30 % de subventions publiques		49,4	2%
	50 % de subventions publiques		46,8	-3%
	70 % de subventions publiques		44,2	-8%
Scénario 2	Sans subvention	48,2	48,6	1%
	30 % de subventions publiques		44,8	-7%
	50 % de subventions publiques		42,2	-12%
	70 % de subventions publiques		39,7	-18%

6.3.6. Structures de coût comparées

Le graphique ci-contre illustre la structure des coûts comparés dans la situation de référence gazole et dans l'alternative biomasse pour le scénario le plus favorable, c'est-à-dire le scénario 2 avec 70 % de subventions.

Comme on peut le constater sur le graphique ci-contre, les subventions publiques permettent d'abaisser les charges d'amortissement des ouvrages et équipements et ainsi d'atteindre au final une décote de -18 % du prix de revient de l'électricité issue de la centrale thermique biomasse par rapport à celui de la situation de référence gazole.



6.4. Impacts économiques du projet dans l'économie locale

Chiffre d'affaires généré par le projet d'installation biomasse (en € HT)	Scénario 1	Scénario 2
Pour la Commune et/ou les propriétaires forestiers privés <i>(ventes de bois à l'exploitant forestier)</i>	78 000 <i>(9 200 tonnes)</i>	117 000 <i>(13 800 tonnes)</i>
Pour l'exploitant forestier <i>(ventes de bois au concessionnaire)</i>	428 000 <i>(au concessionnaire)</i>	394 000 <i>(au concessionnaire)</i> *
Pour le concessionnaire du service public de production et de distribution d'électricité <i>(ventes d'électricité sortie centrale électrique – déduction faite de la chaleur vendue au scieur en scénario 2)</i>	1 492 000	1 440 000

* Il y aurait également une recette de vente de bois d'œuvre au scieur en scénario 2 (vente de 7000 m³ de bois rond).

7. Echancier et impacts environnementaux et sociaux

7.1. Echancier du projet

Si ce projet est validé par le Service des énergies et par les élus de la Commune de Nuku Hiva, il apparaît pertinent d'intégrer ce projet biomasse dans le cahier des charges de la consultation qui aura lieu courant 2020 dans le cadre du renouvellement de la concession électrique (sous la forme d'une variante « biomasse »).

7.2. Impact environnemental

Energie produite

Le projet biomasse de Nuku Hiva permettra de produire une énergie renouvelable locale pour alimenter la centrale thermique biomasse et valoriser le patrimoine forestier local (environ 9 000 à 14 000 tonnes de pins caraïbes par an).

Des émissions neutres en CO2

La production d'énergie à partir de biomasse est neutre en termes d'émissions de CO₂ car la quantité de gaz carbonique rejetée dans l'atmosphère est prélevée par photosynthèse lors de la croissance des autres arbres.

Les émissions de CO₂ évitées avec la mise en place de cette centrale thermo-électrique biomasse sont estimées à environ 7 000 tonnes de CO₂ par année (teqCO₂/an). Cela représente, sur 25 ans de fonctionnement, environ 175 000 tonnes de CO₂ évitées.

7.3. Impact social

On peut considérer qu'à terme, une vingtaine d'emplois (hors personnel scierie) seraient créés :

- **10 personnes pour l'exploitation forestière :**
 - 3 équipes de trois en forêt : 2 bucherons et un chargé du débardage bord de route,
 - Un conducteur de camion pour le transport du bois brut depuis la forêt jusqu'au parc à bois.
- **Maintien des emplois actuels dédiés à l'exploitation de la centrale gazole actuelle et recrutement de 2 à 3 personnes supplémentaires pour l'exploitation de la centrale biomasse (+ centrale gazole d'appoint/secours) :**
 - Manutention chargeur, alimentation broyeur, stockage des plaquettes dans le hangar,
 - Conduite et entretien chaudière bois et ORC,
 - Conduite et entretien des groupes électrogènes gazole d'appoint/secours.

8. Conclusion de l'étude

L'étude énergétique ci-avant met en évidence que le projet de centrale thermo-électrique biomasse permettra de couvrir plus des trois quarts des besoins électriques de l'île, aujourd'hui couverts par la centrale thermique au gazole.

Techniquement, la solution ORC préconisée est mature (de nombreuses références dans le monde) et performante sous réserve d'une exploitation rigoureuse (à réaliser par un énergéticien dont les équipes sont formées).

Le volume de bois prélevé pour l'approvisionnement de la centrale biomasse (11 000 à 16 700 m³ selon le scénario) ne constitue pas une menace pour la forêt de Nuku Hiva puisqu'il représente moins que l'accroissement naturel annuel de la forêt existante (22 000 m³ selon l'étude d'ONFI). Ainsi le stock de pins caraïbes sur pied à Nuku Hiva (770 000 m³) va rester stable et même continuer de légèrement croître chaque année avec ce projet de centrale thermo-électrique biomasse (avec ou sans le projet de scierie en parallèle).

Sous réserve de valider les niveaux d'aides publiques et l'itinéraire technico-économique d'abattage/débardage/transport du bois pris en compte dans l'étude (confirmation à demander à l'ONFI ou étude complémentaire à réaliser par un cabinet d'étude spécialisé sur l'exploitation forestière hors métropole), le projet de centrale thermo-électrique à Nuku Hiva alimentée par de la biomasse locale est économiquement viable avec un prix de l'électricité produite sortie centrale biomasse a minima similaire ou inférieur à celui qu'on a dans la situation actuelle de référence au gazole.

Le scénario 2 (mise en place d'une scierie en parallèle de la centrale thermo-électrique biomasse) présente une meilleure pertinence économique et permet une valorisation d'une partie de l'énergie thermique coproduite (contrairement au scénario 1). A noter qu'avec une aide publique à hauteur de 70 % de l'investissement initial), le prix de l'électricité produite sortie centrale biomasse en scénario 2 présente une décote de - 18 % par rapport à celui de la référence gazole actuelle.

Ce projet s'inscrit par ailleurs dans une démarche de transition énergétique en permettant :

- La valorisation d'une ressource renouvelable et locale : le pin caraïbe ;
- D'éviter l'émission d'environ 7 000 tonnes de CO₂ chaque année (via la centrale thermique gazole), soit 175 000 t de CO₂ évitées sur les 25 prochaines années ;
- L'indépendance énergétique de l'île, affranchissant les habitants des variations du cours du baril de pétrole et des futures taxes éventuelles sur les énergies fossiles ;;

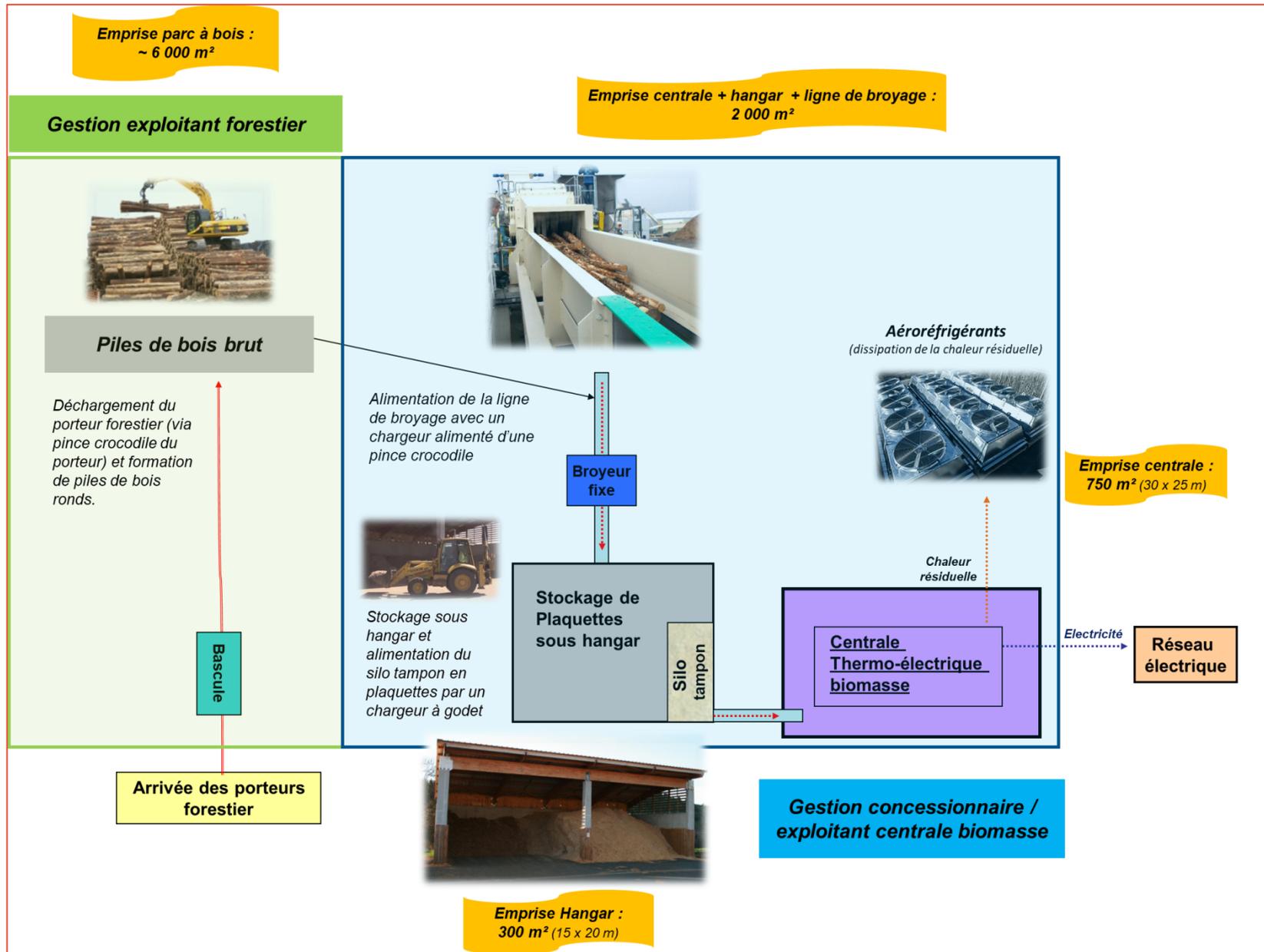
Au-delà des aspects énergétiques, ce projet présente d'autres avantages dont une valeur ajoutée pour l'économie locale :

- La Polynésie française pourra commencer la mise en exploitation des peuplements de pins arrivés à maturité, aujourd'hui non exploités ;
- Une entreprise d'exploitation forestière avec 10 salariés devra être créée pour assurer les opérations d'abattage/débardage en forêt puis de transport vers le parc à bois de la centrale biomasse (sans la mise en place de cette entreprise, le projet ne peut pas se faire) ;
- Le chiffre d'affaires du concessionnaire du réseau électrique de l'île va augmenter et cela va permettre de maintenir sur place les emplois dédiés à la maintenance actuelle de la centrale gazole (+ le recrutement d'au moins deux ou trois personnes supplémentaires) pour l'exploitation/maintenance de la centrale biomasse mais également la gestion logistique de l'approvisionnement bois entre le parc à bois et la centrale biomasse. Ces chiffres sur les emplois ne tiennent pas compte des emplois qui seraient créés en scénario 2 pour faire fonctionner la scierie (6-8 personnes supplémentaires).

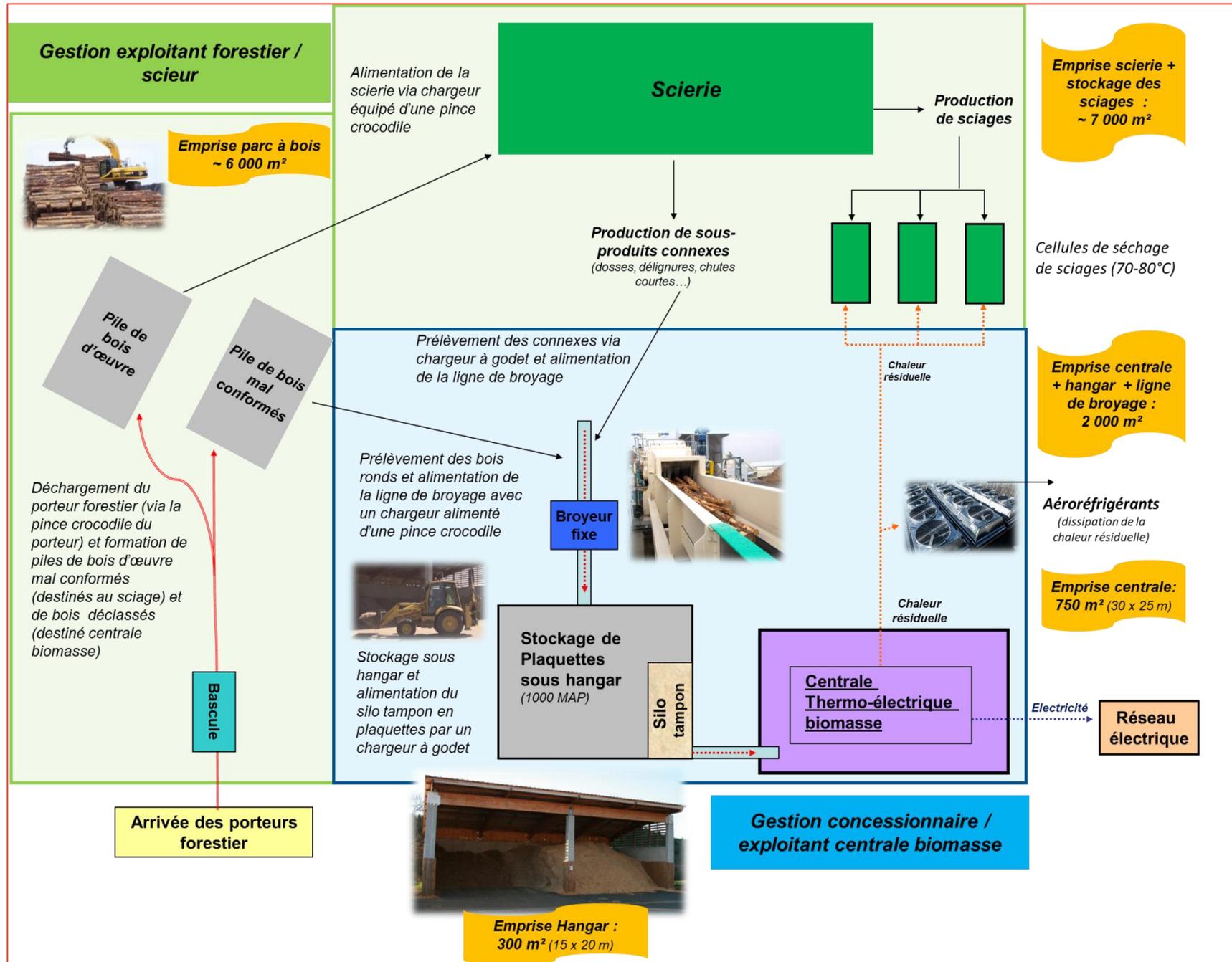
Ainsi apparaît-il pertinent d'intégrer en variante du cahier des charges du renouvellement de la concession électrique de Nuku Hiva (prévu pour septembre 2020) le projet de mise en place d'une centrale thermo-électrique biomasse.

9. Annexes

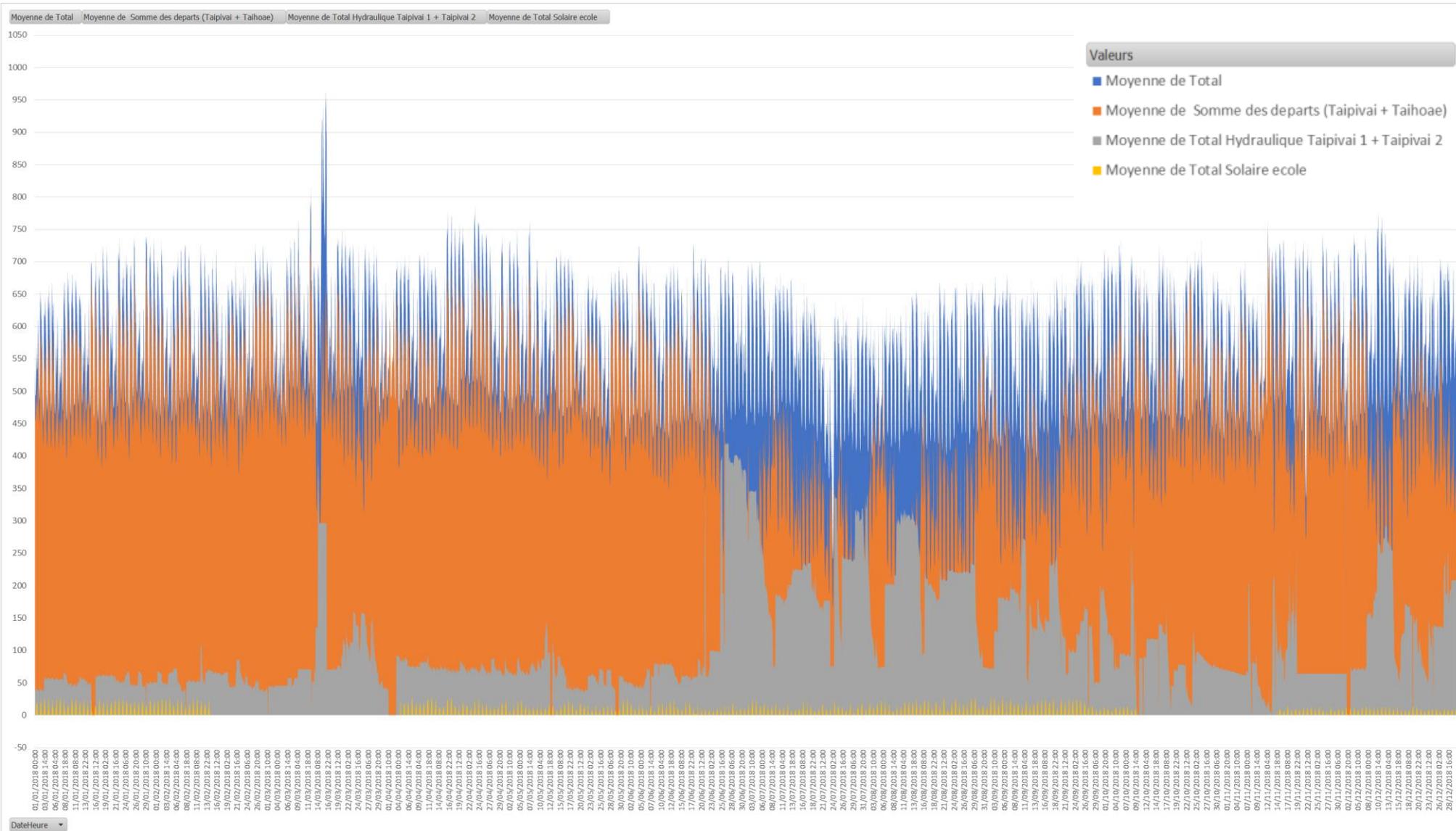
Plans masse des installation en Scénario 1



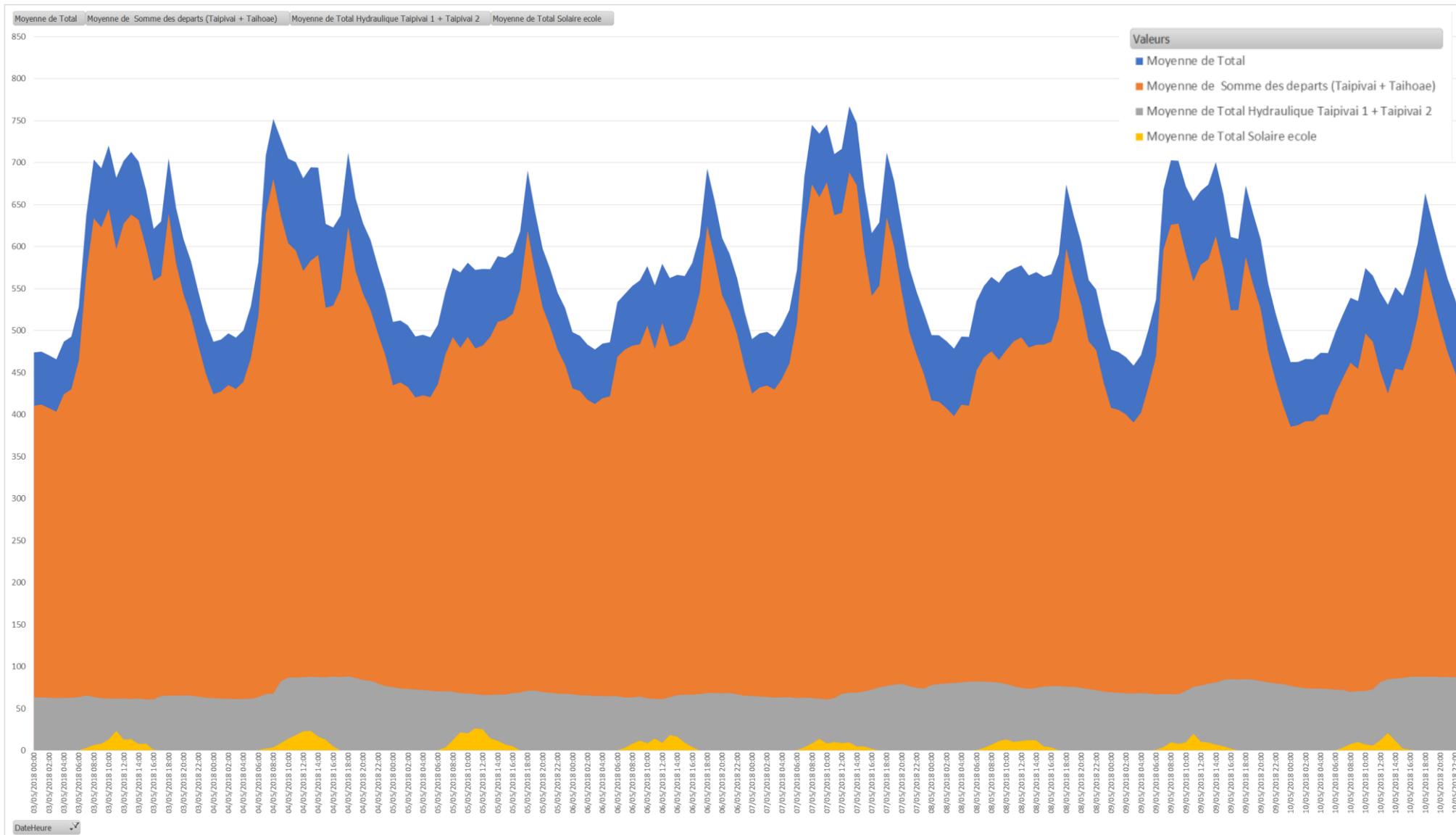
Plans masse des installations en Scénario 2



Appels de puissance électriques sur l'année 2018 (données EDT/ ENGIE retraitées par Best Energies)



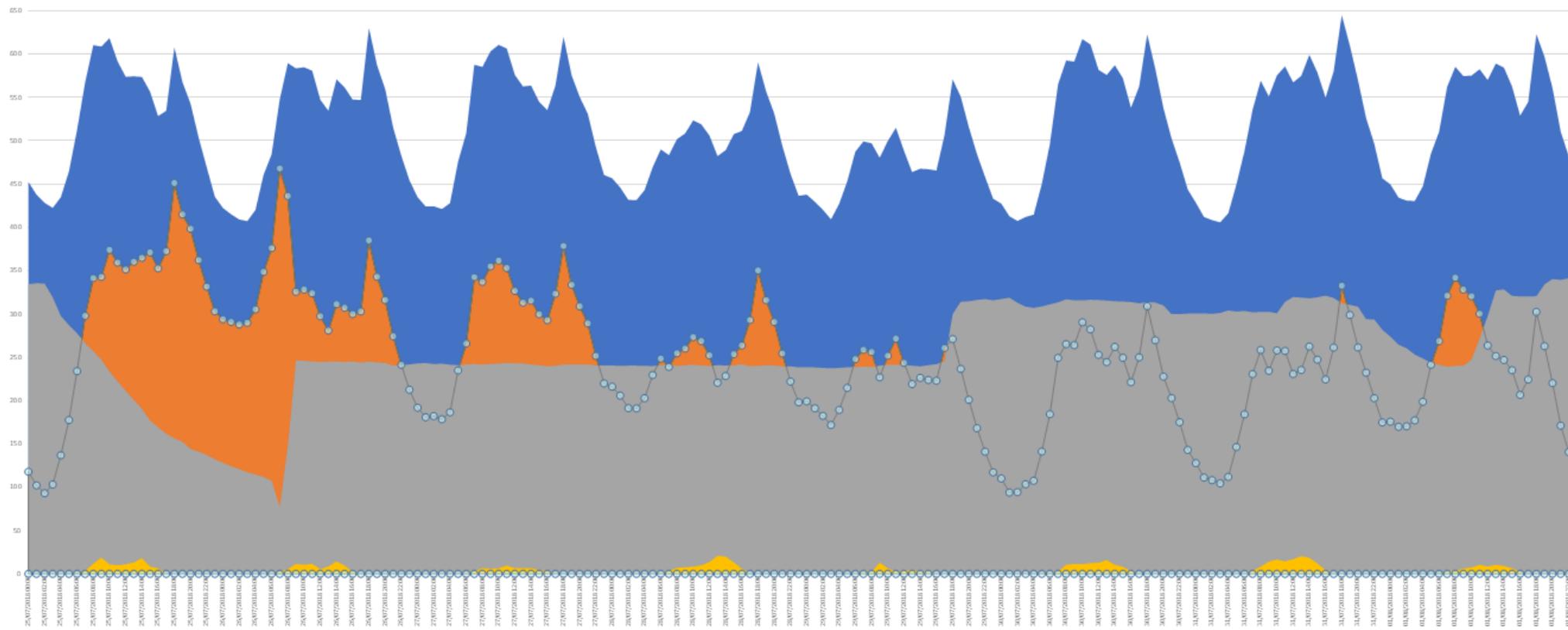
Appels de puissance électrique dans la semaine du 3 au 10 mai (données EDT/ ENGIE retraitées par Best Energies)



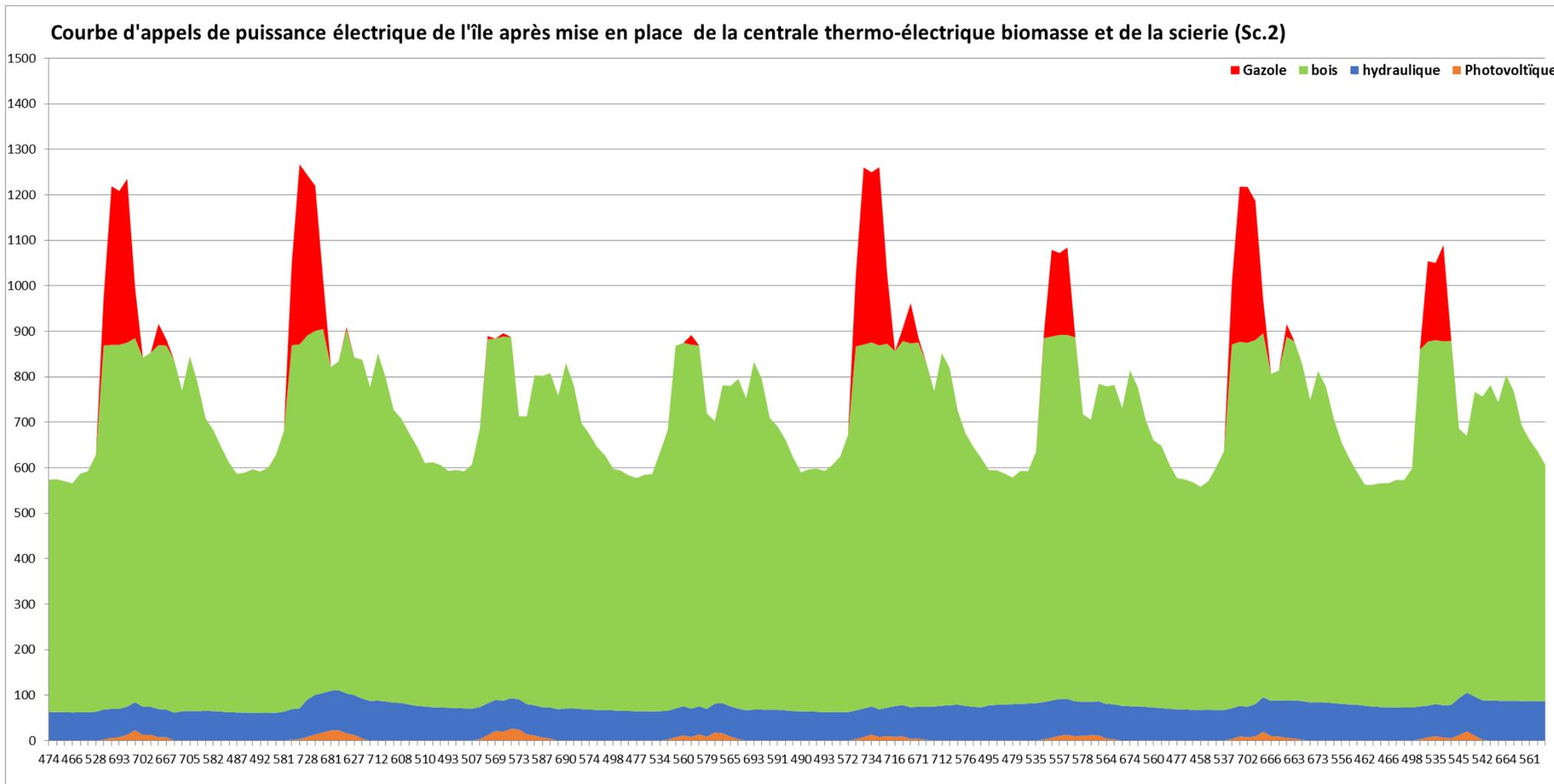
Appels de puissance électriques dans la semaine du 25 juillet au 1^{er} août (données EDT/ ENGIE retraitées par Best Energies)

Valeurs

- Moyenne de Total
- Moyenne de Somme des departs (Taipivai + Taihoae)
- Moyenne de Total Hydraulique Taipivai 1 + Taipivai 2
- Moyenne de Total Solaire ecole



Simulation des appels de puissance électriques pendant la période du 3 au 10 mai en scénario 2 (simulation Best Energies)



Simulation des appels de puissance électriques pendant la période du 25 juillet au 1^{er} août en scénario 2 (simulation Best Energies)

