

Délibération n° 2024-109 APF du 28 novembre 2024 portant approbation de la programmation pluriannuelle de l'énergie 2022-2030*NOR : ENR24202400DL-9*

L'Assemblée de la Polynésie française,

Vu la loi organique n° 2004-192 du 27 février 2004 modifiée portant statut d'autonomie de la Polynésie française, ensemble la loi n° 2004-193 du 27 février 2004 modifiée complétant le statut d'autonomie de la Polynésie française ;

Vu l'avis n° 32-2024 du 17 septembre 2024 du Conseil économique, social, environnemental et culturel de la Polynésie française ;

Vu l'arrêté n° 1964 CM du 29 octobre 2024 soumettant un projet de délibération à l'Assemblée de la Polynésie française ;

Vu la lettre n° 2033-2024 APF/SG du 19 novembre 2024 portant convocation en séance des représentants à l'Assemblée de la Polynésie française ;

Vu le rapport n° 122-2024 du 20 novembre 2024 de la commission du logement, des affaires foncières et du développement durable ;

Dans sa séance du 28 novembre 2024,

Adopte :

Article 1er

La programmation pluriannuelle de l'énergie jointe en annexe est approuvée.

Art. 2

Le Président de la Polynésie française est chargé de l'exécution de la présente délibération qui sera publiée au *Journal officiel* de la Polynésie française.

La secrétaire,
Odette HOMAI

Le président de l'Assemblée de la Polynésie française,
Antony GÉROS

PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ENERGIE 2022 - 2030



POLYNESIE FRANÇAISE



Table des matières

Glossaire	
1. Introduction	
1.1. La Programmation Pluriannuelle de l'Énergie	
1.2. Articulation de la PPE avec les autres documents de planification	
2. Système énergétique de la Polynésie française	
2.1. Contexte général	
2.2. Contexte énergétique	
2.2.1. Cadre législatif et réglementaire	
2.2.2. Consommation d'énergie	
2.2.3. Production d'électricité	
2.3. Inventaire des émissions de gaz à effet de serre	
2.4. Coûts de production électrique	
3. Scénarios d'évolution de la demande	
3.1. Evolution des consommations du secteur des transports terrestres	
3.2. Evolution de la demande d'électricité	
4. Améliorer l'efficacité énergétique et baisser la consommation d'énergie, en priorité des énergies fossiles	
4.1. Les transports terrestres	
4.1.1. Etat des lieux des mobilités terrestres en PF	
4.1.2. Orientations et stratégies d'action en faveur d'un management systémique des mobilités terrestres	
4.2. Les bâtiments	
4.2.1. Etat des lieux des actions de maîtrise de l'énergie (MDE)	
4.2.2. Etat des lieux du secteur de la construction en PF	
4.2.3. Mesures de réduction des consommations du secteur du bâtiment	
5. Diversifier le mix énergétique en favorisant la pénétration des énergies renouvelables	
5.1. Le solaire thermique	
5.1.1. Etat des lieux	
5.1.2. Objectif de développement du solaire thermique	
5.2. La production d'électricité	
5.2.1. Etat des lieux	
5.2.2. Hydroélectricité	
5.2.3. Solaire photovoltaïque	
5.2.4. Autres sources d'énergie renouvelable	
5.2.5. Synthèse pour l'île de Tahiti	
6. Moderniser et améliorer l'efficacité des moyens de production thermique	

6.1.	Etat des lieux.....	
6.2.	Objectif d'évolution de la production thermique à Tahiti.....	
7.	Développer le réseau électrique en assurant sa sécurité et stabilité	
7.1.	Etat des lieux.....	
7.2.	Développements en cours des infrastructures du réseau de transport	
7.3.	Autres développements de lignes et postes à prévoir, afin de répondre aux objectifs transition énergétique.....	
7.4.	Dimensionnement de nouveaux dispositifs de stockage et modalités de leur pilotage centralisé / contribution aux services système	
8.	Stratégie de développement énergétique des îles (hors Tahiti)	
8.1.	Etat des lieux général	
8.2.	Mesures de développement de la production d'électricité	
8.2.1.	Société	
8.2.2.	Tuamotu-Gambier	
8.2.3.	Marquises	
8.2.4.	Australes	
9.	Préserver le pouvoir d'achat des consommateurs.....	
9.1.	Le Fonds de Régulation des Prix des Hydrocarbures (FRPH).....	
9.2.	Mécanisme d'aide pour les transports publics.....	
9.3.	Dispositif de solidarité dans le domaine de l'électricité.....	
9.3.1.	Etat des lieux	
9.3.2.	Fonctionnement du dispositif de solidarité	
9.4.	Voies de financement de la transition énergétique	
	Index des figures et des tableaux	
	Annexes.....	
	Annexe 1 : Bilan du plan de transition énergétique (février 2022)	
	Annexe 2 : Parc de production thermique des îles (hors Tahiti) en concession EDT (2021).....	

Glossaire

ADEME	Agence de la transition écologique
AFD	Agence Française de Développement
CAF	Prix CAF (Coût, Assurance et Fret)
CDN	Contribution Déterminée au niveau National
CES	Chauffe-eau solaire
CECSC	Chauffe-eau solaire collectif
CESI	Chauffe-eau solaire individuel
CET	Centre d'Enfouissement Technique
CHPF	Centre Hospitalier de Polynésie française
CODIM	Communauté de Communes des Îles Marquises
CO₂	Dioxyde de carbone
DTT	Direction des Transports Terrestres
EDT	Electricité de Tahiti
EnR	Energie(s) Renouvelable(s)
ETM	Energie Thermique des Mers
FRPH	Fonds de Régulation des Prix des Hydrocarbures
GES	Gaz à Effet de Serre
GWh	Gigawatt heure
IANOS	Integrated Solutions for the Decarbonization and Smartification of Islands
ISPF	Institut de la Statistique de Polynésie française
ktep	Kilotonne équivalent pétrole
kV	Kilovolt
kW	Kilowatt
kWh	Kilowatt heure
MDE	Maîtrise de l'Energie
MVAR	Mégavolt Ampère Réactif
MW / MWF	Mégawatt / Mégawatt froid
MWh	Mégawatt heure
OPE	Observatoire Polynésien de l'Energie
PCE	Plan Climat Energie
PCPF	Plan Climat de la Polynésie française
PF	Polynésie française
PGHM	Puissance Garantie Hydroélectrique Modulée
PPE	Programmation Pluriannuelle de l'Energie
PTE	Plan de Transition Energétique
PV	Photovoltaïque
REBPF	Réglementation Energétique des Bâtiments de Polynésie française
SECOSUD	Syndicat pour l'Electrification des Communes du Sud de Tahiti
SEML	Société d'Economie Mixte Locale
SPL	Société Publique Locale
SDTCDD	Schéma Directeur des Transports Collectifs et Déplacements Durables de l'île de Tahiti
SWAC	Sea Water Air Conditioning
SWEET	Solar and Sea Water Experiment for Energy Transition
TEP	Transport d'Electricité de Polynésie
TSE	Tahiti Sud Energie
UE	Union Européenne
XPF	Francs Pacifique

1. Introduction

1.1. La Programmation Pluriannuelle de l'Énergie

La Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) de la Polynésie française (PF) établit les priorités d'action du gouvernement en matière d'énergie pour la période 2022-2030.

Rappel du contexte énergétique

En 2022, 377 millions de litres d'hydrocarbures ont été consommés en Polynésie, dont 160 millions destinés aux transports terrestres (42%) contre 116 millions pour la production d'électricité (31%). Ces deux secteurs sont les deux plus gros consommateurs d'énergie en PF.

	Consommation d'hydrocarbures en 2020 (en millions de litres)	Consommation d'hydrocarbures en 2022 (en millions de litres)
Transports maritimes ¹	25	37
Transports aériens ²	12	20
Transports terrestres	147	160
Production d'électricité	114	116
Autre (pêche, perliculture, chaleur, froid)	30	44
TOTAL	328	377

Tableau 1 : Consommation d'hydrocarbures par secteur en Polynésie française - Sources : ISPF, EDT, DGAE, SOMSTAT, OPE

La Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE)

Ce document directeur fixe les objectifs de réduction des consommations et de développement des énergies renouvelables (EnR) dans le secteur de l'énergie.

Il présente d'une part, les grandes orientations en matière de politique énergétique et d'autre part, les leviers d'actions pertinents dans les secteurs du transport, de l'énergie et de la construction. Il propose des pistes d'actions opérationnelles à court et moyen terme. En définissant une telle stratégie énergétique à l'horizon 2030, la PPE offre de la visibilité aux différents acteurs et permet une véritable cohérence des politiques publiques dans ce domaine.

Cette feuille de route s'articule autour des volets suivants :

- ⇒ La baisse de la consommation d'énergie et l'amélioration de l'efficacité énergétique dans les secteurs des transports (principalement transports terrestres) et de l'électricité ;
- ⇒ Le développement des EnR ;
- ⇒ Le développement équilibré du réseau et du stockage ;
- ⇒ La préservation du pouvoir d'achat des consommateurs.

1.2. Articulation de la PPE avec les autres documents de planification

Lors de la COP 21 à Paris en 2015, les parties à la convention-cadre des nations unies sur les changements climatiques sont parvenues à un accord pour lutter contre le changement climatique et pour intensifier les actions et investissements nécessaires à un avenir durable à faible intensité carbone. L'objectif central de l'Accord de Paris est de maintenir l'augmentation de la température mondiale à un niveau bien inférieur à 2°C par rapport aux niveaux préindustriels et de poursuivre les efforts pour la limiter encore davantage à

¹ Navires locaux uniquement

² Transport aérien intérieur et international

1,5°C. En outre, l'accord vise à accroître la capacité des pays à faire face aux impacts du changement climatique et à rendre les flux financiers compatibles avec un faible niveau d'émissions de gaz à effet de serre (GES). Il est entré en vigueur le 4 novembre 2016.

La Contribution Déterminée au niveau National (CDN)

Plusieurs possibilités de participation à l'Accord de Paris s'offraient à la PF. L'option retenue a été, en 2016, le dépôt par la France d'une contribution spécifique aux émissions de GES de la PF : la contribution polynésienne à la contribution déterminée au niveau national (CDN). Cette CDN proposait principalement la réduction de 15% des émissions de CO₂ par habitant à l'horizon 2030 par rapport à 2014, hors secteur agricole.

En 2019, le Ministère des Outre-Mer a sollicité le Pays pour qu'il mette à jour sa CDN. Des études menées en 2020 ont permis de proposer de nouveaux objectifs 2030 pour la PF, avec un scénario préférentiel visant une réduction de 50% des émissions de GES entre 2013 et 2030 et un objectif de 75% de production électrique issue de l'exploitation des EnR à échéance 2030, en accord avec le code de l'énergie de la PF.

En résumé, sur le plan du transport, ce scénario a pour objectif de fortement réduire les besoins de mobilité, de développer les mobilités alternatives (transport en commun en site propre et dessertes fines des populations, mobilité douce (marche à pied et vélo), intégration de nouvelles mobilités moins énergivores) puis de développer l'électromobilité des véhicules. Sur le plan de la production d'énergie, il vise à réaliser des efforts importants de maîtrise de la demande en énergie (MDE) ainsi qu'à impulser un développement substantiel des EnR. D'autres secteurs sont également concernés tels que la gestion des déchets et le développement de filières de valorisation.

Les principaux objectifs sont détaillés ci-dessous :

Les objectifs pour...	Objectifs CDN 2030 (par rapport à 2013)	Objectifs 2050 (par rapport à 2013)
	Réduire de 48,9 % les émissions de GES <i>Correspond à une réduction de 17 % des émissions de GES par rapport à 1990</i>	Neutralité carbone avant 2050 Réduire de 78,8 % les émissions de GES <i>Correspond à une réduction de 65 % des émissions de GES par rapport à 1990</i>
	Réduire de 34 % les consommations énergétiques finales Réduire de 43 % les consommations énergétiques primaires	Réduire de 63 % les consommations énergétiques finales Réduire de 70 % les consommations énergétiques primaires
	Atteindre 75 % d'énergies renouvelables locales dans le mix électrique Atteindre 23 % d'autonomie énergétique	Être un territoire à électricité neutre <i>(100 % d'EnR locale dans le mix électrique)</i> Atteindre 58 % d'autonomie énergétique
	Réduction des émissions de tous les polluants atmosphériques Maintien de la bonne qualité de l'air avec respect des recommandations de l'OMS pour la qualité de l'air	Réduction des émissions de tous les polluants atmosphériques Maintien de la bonne qualité de l'air avec respect des recommandations de l'OMS pour la qualité de l'air
	Réduire à moins de 150 kg/hab.an la production d'ordures ménagères résiduelles et valoriser 60 % des recyclables 90 % des fermentescibles	Réduire à moins de 100 kg/hab.an la production d'ordures ménagères résiduelles et valoriser 70 % des recyclables 90 % des fermentescibles
	Préservation des écosystèmes et des paysages	Préservation des écosystèmes et des paysages

Figure 1 : Récapitulatif des objectifs fixés dans le scénario préférentiel de la CDN de la Polynésie française

Le Plan Climat de la Polynésie française (PCPF)

En 2015, le Pays a élaboré le Plan Climat Energie (PCE) qui fixait différents grands objectifs (en particulier la réduction des émissions territoriales de 6,5% et de la consommation d'énergie primaire de 5% entre 2014 et 2020) et était constitué de 28 fiches-actions, structurées autour de 7 axes :

- Axe 1 : Maîtrise de la consommation et production EnR
- Axe 2 : Mobilité durable
- Axe 3 : Urbanisme, aménagement & cadre bâti
- Axe 4 : L'économie locale
- Axe 5 : Renforcement des patrimoines culturels et naturels
- Axe 6 : Intégration des nouveaux risques
- Axe 7 : Le pouvoir d'agir ensemble

L'évaluation finale du PCE en 2021 a montré que la consommation d'énergie ainsi que les émissions de GES ont progressé d'environ 7% entre 2014 et 2019, avant la crise du COVID-19. Les objectifs fixés n'ont donc pas été atteints.

Le Plan Climat de la Polynésie française (PCPF) a pour vocation de décliner les objectifs proposés par la PF dans le cadre de la révision de la CDN, notamment la réduction de l'empreinte carbone moyenne d'un polynésien de 50% d'ici à 2030.

Pour permettre sa réussite, ce PCPF s'appuie sur le principal enseignement du PCE, à savoir être identifié et considéré comme la base de toutes les politiques sectorielles. Les schémas directeurs sectoriels actuels ne permettent pas de répondre aux objectifs de la CDN, le PCPF doit par conséquent contribuer à renforcer leur ambition. Il couvre des thématiques aussi larges que la mobilité, l'énergie, l'adaptation au changement climatique, la qualité de l'air, les déchets, l'alimentation, etc. La présente PPE représente ainsi la contribution du secteur de l'énergie et des transports à ce plan global.

L'empreinte carbone en chiffres :

- Empreinte actuelle d'un polynésien : 11 tCO₂e
 - o dont 2,3 tCO₂e liées au transport
 - o dont 2 tCO₂e liées au secteur de l'électricité
- Empreinte nécessaire au respect des accords de Paris : 2 tCO₂e (en 2050)

La PPE de la Polynésie française

Elaboré en 2015, le plan de transition énergétique (PTE) 2015-2030 proposait une série d'actions en matière de réglementation, de soutien économique et fiscal, de transparence des coûts et des prix et de mise en place d'outils de pilotage de la transition énergétique.

Principalement axé autour de la structuration du secteur de l'énergie en Polynésie française, le PTE a permis de poser les bases de la politique énergétique. Son évaluation lors du dernier comité de pilotage qui s'est tenu en février 2022³ a montré que 68% des actions ont été réalisées et 7% étaient en cours. Cette réunion a permis d'officialiser la clôture du PTE et, compte-tenu de l'avancement des actions planifiées ainsi que de l'évolution du secteur, la nécessité de la révision de la stratégie à travers la mise en place d'une PPE 2022-2030.

³ Cf. Annexe 1

2. Système énergétique de la Polynésie française

2.1. Contexte général

Sur les 118 îles que compte la Polynésie, 76 sont habitées. La population totale est d'environ 280 000 habitants, la majorité se situant aux îles-du-Vent et 69% sur la seule île de Tahiti.

Le territoire s'étend sur environ 4 000 km² de terres émergées dispersées sur 2,5 millions de km² (superficie équivalente à celle de l'Union européenne) au cœur de l'océan Pacifique.

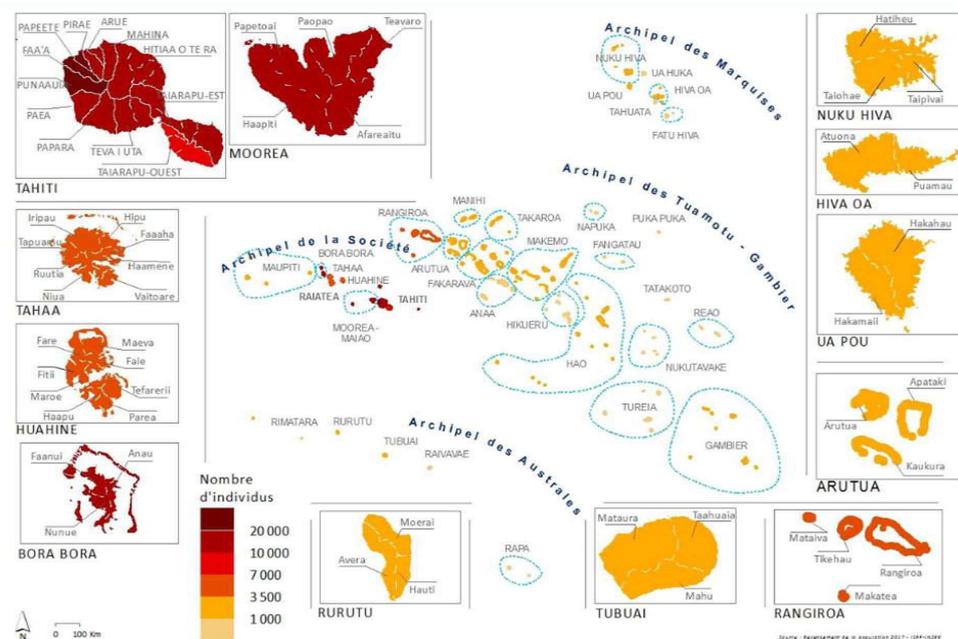


Figure 2 : Répartition de la population en Polynésie française en 2017 - Source : ISPF 2017

Une économie très tertiaisée

L'économie de la PF est très tertiaisée, en premier lieu du fait de la prépondérance du tourisme. L'agriculture et la pêche poursuivent toutefois leur croissance et le Pays a également développé une activité industrielle, notamment dans l'agroalimentaire, la construction navale et la fabrication de biens intermédiaires destinés au bâtiment.

La PF a été sévèrement touchée par la crise sanitaire liée à l'épidémie de COVID-19, tout particulièrement le tourisme puisque la fréquentation touristique a été divisée par trois entre 2019 et 2020.

Une économie basée sur les importations

La balance commerciale⁴ reste structurellement déficitaire et le taux de couverture⁵ atteint son plus bas niveau historique en 2020, traduisant la forte dépendance de la PF vis-à-vis de l'extérieur. Les importations d'hydrocarbures représentent en 2020 près de 10% des importations en valeur (soit 17 milliards XPF ou 142 millions €).

⁴ Solde de la balance commerciale réelle = exportations locales – importations civiles

⁵ Rapport entre les exportations et les importations

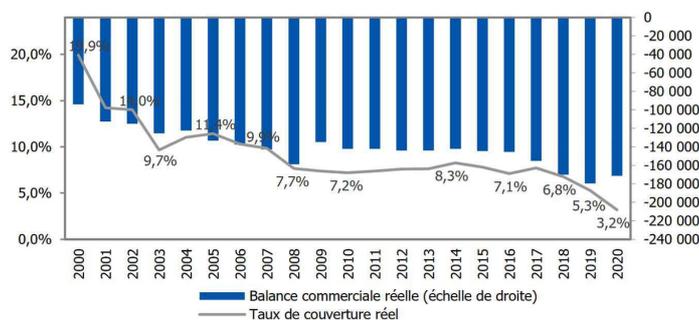


Figure 3 : Balance commerciale réelle de la Polynésie française (en milliards XPF) - Source : IEOM 2020

Une dépendance importante aux hydrocarbures

En 2022, près de 93% de la consommation d'énergie primaire provient de l'importation de différents dérivés du pétrole. Sur les 377 millions de litres d'hydrocarbures consommés, la grande majorité est dédiée aux transports terrestres (160 millions de litres) ainsi qu'à la production d'électricité (116 millions de litres).

En résumé, un vaste territoire isolé dépendant fortement des importations

La PF est très dépendante des importations, en particulier d'hydrocarbures. Cette situation est d'autant plus sensible dans un contexte de tensions importantes sur les marchés internationaux et de hausse des prix qui impactent directement la facture des consommateurs. De même, l'approvisionnement via le fret s'est complexifié avec la reprise économique, à fortiori compte tenu du contexte d'isolement géographique de la PF.

Le développement d'une mobilité durable, la diversification en cours du mix énergétique vers des énergies moins carbonées et une meilleure sobriété des usages via des actions de MDE constituent une stratégie pertinente pour le territoire qui permettra de réduire cette dépendance tout en répondant aux enjeux de transition énergétique.

2.2. Contexte énergétique

2.2.1. Cadre législatif et réglementaire

Le statut d'autonomie de la PF est régi par la loi organique n° 2004-192 du 27 février 2004 qui définit ses compétences. Plus spécifiquement, la compétence en termes de production et de distribution de l'électricité ne fait pas partie des compétences de l'Etat français listées à l'article 14 de la loi précitée. L'article 13 indique à ce titre de manière complémentaire que « *Les autorités de la Polynésie française sont compétentes dans toutes les matières qui ne sont pas dévolues à l'Etat par l'article 14 et celles qui ne sont pas dévolues aux communes en vertu des lois et règlements applicables en Polynésie française. La Polynésie française et les communes de Polynésie française ont vocation, pour la répartition de leurs compétences respectives et sous réserve des dispositions de la présente loi organique, à prendre les décisions pour l'ensemble des compétences qui peuvent le mieux être mises en œuvre à leur échelon. Les autorités de la Polynésie française ne peuvent, par les décisions prises dans l'exercice de leurs compétences, exercer une tutelle sur les communes de Polynésie française. [...]* »

De ce fait, la PF est globalement compétente en termes de production et de distribution de l'électricité, sauf dans les situations mentionnées à l'article 45 de la loi précitée puisque « *I. - La Polynésie française peut, sur demande des conseils municipaux, autoriser les communes à produire et distribuer l'électricité dans les limites de leur circonscription. Cette autorisation n'est pas nécessaire pour les communes qui,*

la date de promulgation de la présente loi organique, produisent et distribuent l'électricité, dans les limites de leur circonscription.

Les communes compétentes pour produire et distribuer l'électricité en application du premier alinéa du présent I peuvent transférer cette compétence à un établissement public de coopération intercommunale ou à un syndicat mixte.

II. - Les communes qui, à la date de promulgation de la présente loi organique, produisaient et distribuaient l'électricité, dans les limites de leur circonscription, peuvent transférer à la Polynésie française cette compétence.

Ce transfert de compétence ne peut intervenir qu'avec l'accord de l'assemblée de la Polynésie française. Une convention, approuvée par l'assemblée de la Polynésie française, fixe les modalités du transfert des moyens nécessaires à l'exercice de cette compétence. »

La loi du Pays n° 2013-27 du 23 décembre 2013 relative aux principes directeurs de la politique énergétique de la PF a été abrogée par la loi du Pays n° 2019-27 du 26 août 2019 instituant un code de l'énergie de la PF et précisant le contenu de ses titres I et II, puis complétée par la loi du Pays n° 2021-6 du 28 janvier 2021 précisant le contenu des titres III et IV. Le titre I décrit les principes généraux de la politique en matière d'énergie et notamment les objectifs :

- De servir les intérêts de tous les usagers de l'ensemble de la PF ;
- D'assurer une production et une distribution de l'énergie économiques et compatibles avec les impératifs de la protection de l'environnement ;
- D'assurer la qualité et la disponibilité du service public du transport et de la distribution d'électricité ;
- De promouvoir les actions en faveur de la maîtrise de la demande en énergie et son utilisation économe et rationnelle ;
- D'encourager le recours aux EnR ;
- De favoriser une plus grande transparence des coûts de l'énergie ;
- D'améliorer l'accès à l'électricité pour tous dans des conditions de coûts supportables ;
- De permettre le pluralisme des opérateurs dans le secteur de l'énergie ;
- De contribuer à l'autonomie énergétique de la PF.

Ce code de l'énergie fixe en outre un objectif de 75% de production électrique issue de l'exploitation des EnR à échéance 2030 sur l'ensemble de la PF.

2.2.2. Consommation d'énergie

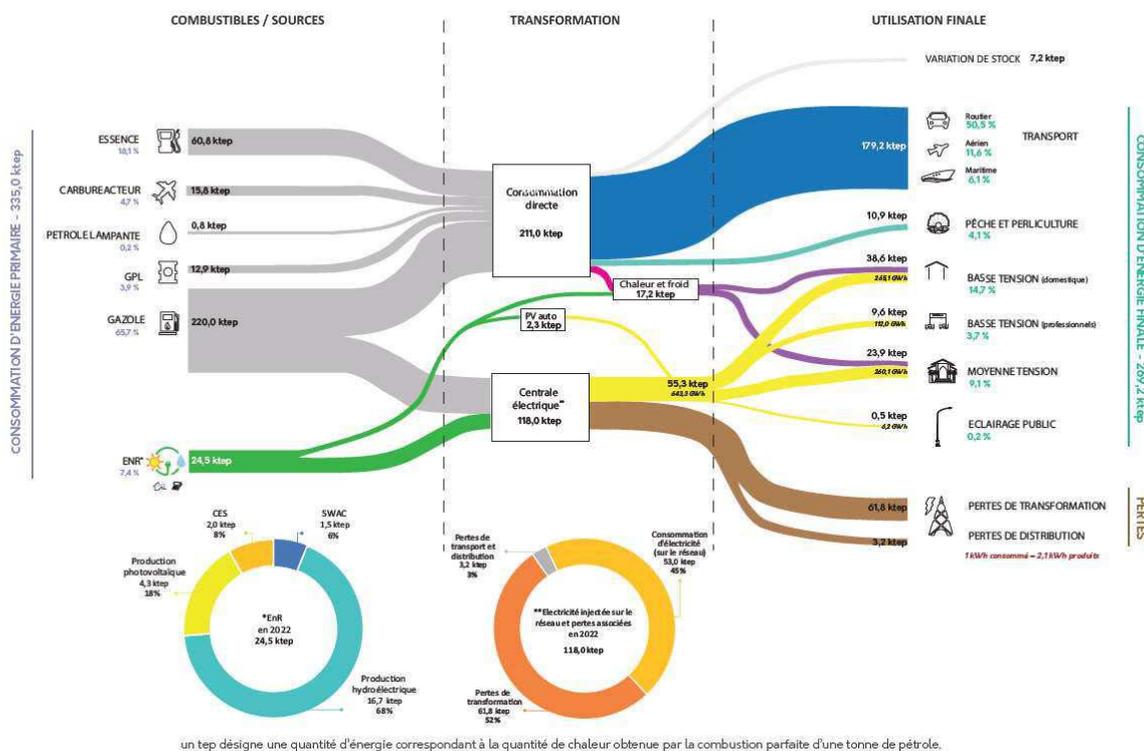


Figure 4 : Schéma énergétique de la Polynésie française 2022 - Source : OPE 2022

La consommation d'énergie primaire

La consommation d'énergie primaire est de 335 ktep en 2022⁶, répartie de la manière suivante :

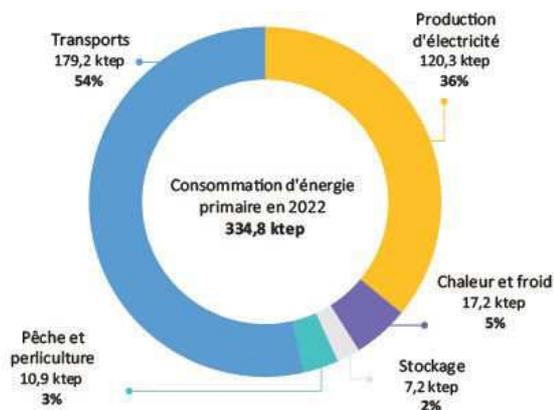


Figure 5 : Consommation d'énergie primaire en 2020 – Source : OPE 2022

⁶ Les données de l'OPE ne prennent pas en compte le transport aérien international

Les transports et la production d'électricité sont les postes les plus énergivores, avec respectivement 54% et 36% de la consommation totale d'énergie primaire.

En 2020, environ 377 millions de litres d'hydrocarbures ont été importés, soit l'équivalent de 335 ktep ce qui représente 92,5% de la consommation d'énergie primaire du territoire.

Les ressources locales valorisées constituent les 7.4% restants (soit 24,5 ktep). Elles se répartissent de la manière suivante :

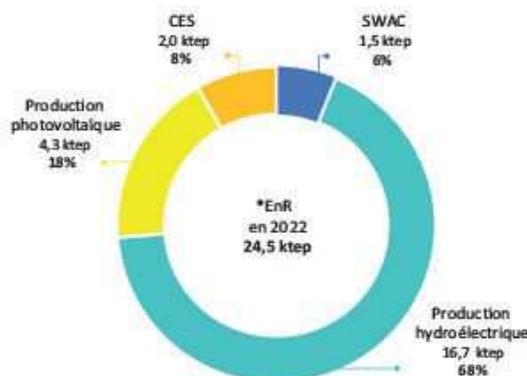


Figure 6 : Ressources locales valorisées en 2022 - Source : OPE 2022

2.2.3. Production d'électricité

Le système polynésien comporte 62 réseaux électriques.

En 2020, 18 concessions étaient gérées par la société Electricité de Tahiti (EDT).

En avril 2022, la société publique locale (SPL) Te Uira no Raromatai a repris en charge la gestion du service public de l'électricité des communes de Taha'a, Taputapuatea, Huahine et Tumaraa aux Iles-sous-le-Vent. La commune de Rurutu a également intégré la SPL en octobre 2022.

Toujours au mois d'octobre 2022, la société EDP (filiale d'EDT) a repris en charge la gestion du service public de l'électricité de la commune de Rangiroa.

L'Etablissement Public à caractère Industriel et Commercial (EPIC) Te Ito Rau a repris la gestion de l'électricité à Moorea-Maiao depuis le 1^{er} janvier 2023.

En octobre 2023, le Pays a délégué le service public de l'électricité de l'atoll de Makemo à la société EDP.

Enfin, au cours de l'année 2024, les services publics des îles Marquises précédemment sous concession EDT (Hiva Oa, Nuku Hiva, Ua Huka, Ua Pou) et en régie (Tahuata, Fatu Hiva) ont été délégués à EDP (1^{er} janvier) puis à Electricité des Marquises (EDM) au milieu d'année.

La société EDT exploite donc au 1^{er} janvier 2024 7 concessions qui arrivent à échéance en 2030.

Ces 7 concessions sont présentées dans le tableau suivant :

Archipel	Périmètre	Date d'échéance de la concession
Îles-du-vent	Tahiti Nord	30 septembre 2030
Australes	Tubuai	30 septembre 2030
	Rimatara	30 septembre 2030
	Raivavae	30 septembre 2030
Îles-sous-le-vent	Bora Bora	30 septembre 2030
	Maupiti	30 septembre 2030
Tuamotu	Hao	30 septembre 2030

Tableau 2 : Concessions EDT en Polynésie française - Janvier 2024

Ces concessions, ainsi que celles gérées par EDP et EDM, représentent environ 78% de la consommation totale d'électricité de PF et près de 68% des hydrocarbures consommés pour la production d'électricité⁷.

Les communes du sud de l'île de Tahiti, regroupées au sein du syndicat pour l'électrification des communes du Sud de Tahiti (SECOSUD), ont délégué l'exploitation de leur service public à la société Tahiti Sud Energie (TSE – filiale d'EDT). Cette délégation totalise 9% de la consommation totale d'électricité et 10% des hydrocarbures.

Les îles gérées par la SPL Te Uira no Raromatai pèsent pour 4% de la consommation totale d'électricité et 6% des hydrocarbures.

La gestion du service public de Moorea représente 5% de la consommation totale d'électricité et 8% des hydrocarbures.

Enfin la quarantaine d'autres réseaux, majoritairement gérés en régie par les communes, représentent environ 3% de la consommation totale d'électricité et 7% des hydrocarbures.

Les moyens de production thermique sont gérés par les concessionnaires (EDT à Tahiti et dans certaines îles, EDP à Rangiroa et Makemo, EDM aux Marquises, SPL à Taha'a, Taputapuatea, Huahine, Tumaraa et Rurutu, EPIC Te Ito Rau à Moorea-Maiao) ou en régie. Les ouvrages hydroélectriques sont aussi gérés au sein des concessions (Marama Nui sur Tahiti, EDT aux Marquises). Quant aux installations PV, elles sont pour la plupart des installations privées. Quel que soit le système de gestion du réseau électrique, la production d'électricité est principalement thermique malgré un développement des productions hydroélectrique et PV.

Focus sur l'île de Tahiti

Le parc de production sur Tahiti représente une puissance installée de 246 MW, décomposée comme suit :

Parc de production	Puissance installée (MW)	Statut des installations
Centrales thermiques	148	Gestion en concession (EDT)
<i>Centrale Emile MARTIN</i>	122	
<i>Centrale de Vairaatoa</i>	26	
Centrales hydroélectriques	48	Gestion en concession (Marama Nui)
Installations photovoltaïques	50	Gestion privée

Tableau 3 : Parc de production d'électricité de l'île de Tahiti - Sources : OPE 2022, EDT 2022

⁷ Sources : OPE 2020, EDT 2021

Le système électrique de l'île de Tahiti est organisé autour de différents acteurs qui se partagent la production, le transport et la distribution de l'électricité :

- La concession de Tahiti Nord regroupe la production thermique de toute l'île de Tahiti ainsi que la distribution de la partie Nord. Elle est concédée à l'entreprise EDT jusqu'en 2030 ;
- La concession de SECOSUD, concédée à TSE jusqu'en 2034, regroupe les activités de distribution sur la partie Sud de l'île, allant du PK 19,5 à Papenoo sur la côte Est de Tahiti au PK 41,5 à Mataiea sur la côte Ouest, ainsi que la presqu'île ;
- La concession du réseau de transport électrique est gérée par la société d'économie mixte locale (SEML) TEP (Transport d'Electricité de Polynésie), dont le contrat de concession arrive à échéance en 2027. Le capital de la TEP est détenu à 75% par le Pays et 25% par RTE international ;
- Les concessions portant sur la production hydroélectrique sont quant à elles concédées à la société Marama Nui détenue majoritairement par EDT (56%) et le Pays (35%).

2.3. Inventaire des émissions de gaz à effet de serre

Les émissions territoriales de GES n'ont cessé de croître depuis les années 90 et représentent 1 171 ktCO₂e en 2021.

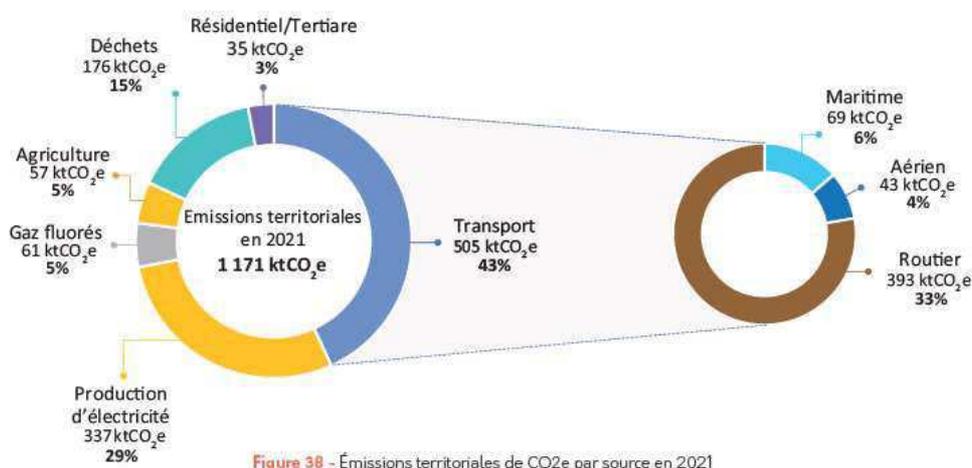


Figure 38 - Émissions territoriales de CO₂e par source en 2021

Figure 7 : Émissions territoriales de GES en 2021 – Source : OPE 2022

Le secteur le plus émetteur en termes d'émissions territoriales est celui des transports terrestres avec 33% des émissions de GES, devant la production d'électricité (29%).

En 2021, le ratio moyen d'émissions directes par kWh d'électricité consommé est de 634 gCO₂e /kWh pour la PF et de 529 gCO₂e /kWh pour l'île de Tahiti.

2.4. Coûts de production électrique

À Tahiti, les différents coûts de production de l'électricité en 2021 sont les suivants :

Type d'énergie	Production (GWh)	Coût de production (XPF/kWh)	Coût de production (€/kWh)
Thermique	353	20,76	0,174
Coût relatif aux carburants/huiles		12,94	0,108

	Production (GWh)	Prix de vente (XPF/kWh)	Prix de vente (€/kWh)
Hydroélectrique	140		
<i>Haute Papenoo</i>	55	13,70	0,115
<i>Faatautia</i>	25	9,93	0,083
<i>Moyenne Papenoo</i>	21	13,90	0,116
<i>Titaaviri</i>	15	13,40	0,112
<i>Vaihiria</i>	15	9,85	0,083
<i>Vaïte</i>	9	12,27	0,103
Photovoltaïque	16		
<i>Installations sur toiture (Hors autoconsommation)</i>	1	45	0,377
	3	40	0,335
	1,5	35	0,293
	10,5	15,98	0,134

Tableau 4 : Coût de production de l'électricité à Tahiti en 2021 - Source : EDT 2021

Sur la base des coûts des hydrocarbures explicités ci-après, le coût de production thermique a été de 20,76 XPF par kWh en 2021 à Tahiti. La seule part des coûts d'achat des carburants et des huiles représente 62% de ce montant (12,94 XPF/kWh).

Type de carburant	Coût moyen (XPF/L)	Consommation (litres)	Dépense totale (XPF)
Gazole	52,01	71 320 265	4 239 129 670
Fioul	55,18	3 039 991	191 710 372
Huiles	301	397 606	136 711 909
Urée	-	-	2 381 044
TOTAL			4 569 932 995

Tableau 5 : Dépenses moyennes relatives à la consommation du carburant pour Tahiti en 2021 - Source : EDT 2021

Il est à noter qu'un Fonds de Régulation des Prix des Hydrocarbures (FRPH) permet d'amortir les variations des coûts des produits pétroliers sur le marché mondial afin de garder un prix de vente des carburants relativement stable. Son fonctionnement est détaillé dans le chapitre 9.1 du présent document.

3. Scénarios d'évolution de la demande

3.1. Evolution des consommations du secteur des transports terrestres

Le développement économique, social et culturel de la PF a augmenté significativement les besoins en déplacements de la population et des marchandises. L'organisation territoriale s'est concentrée sur un développement macrocéphale autour de l'agglomération de Papeete. La commune de Papeete est le principal pôle d'emploi de Tahiti, avec près de 3 fois plus d'emplois que d'actifs. Ainsi, 70% des emplois de l'île de Tahiti se concentrent sur les quatre principales communes de la zone urbaine formée par Pirae, Papeete, Faa'a et Punaauia. Ces emplois se concentrent sur des pôles précis, en faisant de gros générateurs de déplacements : Papeete pour les fonctions administratives, commerciales et l'activité portuaire, la vallée de la Punaruu (Punaauia) qui est la principale zone industrielle de l'île, les vallées de Titioro et de Tipaerui qui ont également une spécialisation industrielle forte, et la zone d'activités mixtes de Faa'a le long de la route territoriale n°1 (route de ceinture).

En matière d'équipements (commercial, sanitaire, scolaire), le pôle urbain concentre la majorité de l'offre avec de gros équipements eux aussi générateurs de déplacements : le Centre Hospitalier de Polynésie française (CHPF), les nombreux établissements scolaires de Papeete, l'Université de la PF à Outumaoro et les centres commerciaux.

Pour permettre les flux d'échanges, ce développement s'est accompagné d'une forte motorisation des ménages polynésiens. Ainsi, la voiture individuelle est le mode dominant représentant 77% des déplacements à l'échelle de l'île.

Cette hégémonie de l'automobile est variable avec des territoires urbains paupérisés, des espaces ruraux ou insulaires de PF où la non-motorisation des ménages est plus importante, entraînant des exclusions ou difficultés de mobilités pour certaines catégories de populations.

Les transports collectifs ne représentent que 5% de part modale⁸ à l'échelle de l'île avec des usages plus forts sur les communes de l'est de l'agglomération de Papeete (10 à 12%) et autour de Taravao (9%).

Sur la période récente, le parc automobile polynésien s'est donc accru. Bien qu'il existe des externalités négatives, il est un mode de déplacement majeur pour les foyers et les activités polynésiennes. Pour faciliter l'accès, qui grève le budget des ménages (2^{ème} poste budgétaire – 16% du budget), la PF a mis en œuvre des dispositifs fiscaux incitatifs pour réorienter le renouvellement du parc automobile (exonération de la taxe à la mise en circulation des véhicules à motorisation hybride ou électrique, prime à la casse pour des véhicules neufs de faible cylindrée et faible émission de gaz à effet de serre ...). Ainsi, les immatriculations de véhicules neufs concernent davantage de véhicules à faibles émissions avec près de 14% de véhicules neufs hybrides.

Les véhicules électriques restent, quant à eux, faiblement représentés dans le parc automobile actuel avec seulement 558 véhicules (dont 24 bus électriques) en 2020. Plusieurs freins limitent la progression de ce type de véhicule. Le premier est la faible quantité de bornes de recharge publiques (10 bornes de recharge sont présentes, exclusivement situées sur Tahiti). Le second concerne le prix du kWh qui reste un frein à l'investissement. Le dernier relève du mix de production d'électricité, majoritairement produit à partir d'énergie fossile et donc davantage émetteur de GES comparativement à l'énergie photovoltaïque (ou nucléaire) par exemple.

Bien qu'une augmentation de la part des véhicules moins consommateurs d'énergie et moins polluants soit observée, la poursuite du développement de la motorisation des ménages n'a pas traduit de baisse

⁸ La part modale est la proportion de personnes utilisant un mode de transport donné, par rapport à l'ensemble des personnes se déplaçant.

significative en besoin énergétique dans le domaine des transports terrestres (aux alentours de 120 ktep/an depuis 2010). Le tout-automobile n'est pas soutenable et exclut certaines catégories de population.

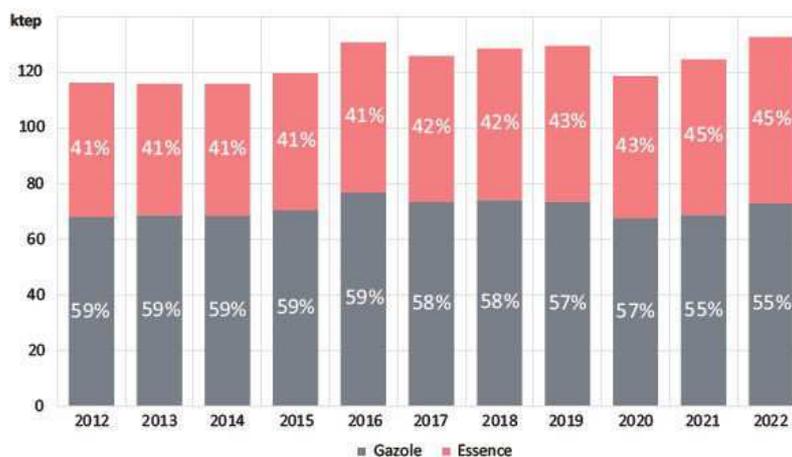


Figure 8 : Consommation des véhicules par types de carburant depuis 2010 - Sources : OPE, DGAE

Bien consciente de ce risque et des enjeux, la PF s'est attelée depuis 2015 à investir dans les mobilités alternatives et durables. Initié en 2015, le Schéma directeur des transports collectifs et déplacements durables de l'île de Tahiti (SDTCDD) a été adopté à l'Assemblée de Polynésie par délibération n° 2017-73 APF du 17 août 2017. Il constitue la feuille de route et le cadre de la politique des transports publics. Il présente les objectifs et orientations jusqu'en 2035.

Quatre grands axes déterminent le programme d'actions qui se déploie sur vingt ans :

- ⇒ Axe 1 : engager un projet de transport public viable et répondant au besoin de la population ;
- ⇒ Axe 2 : engager les aménagements nécessaires à la réalisation du projet de transport ;
- ⇒ Axe 3 : mettre en place les dispositifs et matériels facilitant l'usage régulier des services de transport public ;
- ⇒ Axe 4 : programmer, suivre et accompagner la mise en œuvre du SDTCDD.

En complément, la PF prépare des stratégies de politiques publiques pour favoriser la transition énergétique dans le cadre de la mobilité individuelle, notamment la réforme du code de la route autour des nouvelles mobilités électriques (engins de déplacements personnels motorisés, vélos électriques...). En intégrant dans la réglementation des véhicules plus légers (d'une dizaine de kilogrammes pour une trottinette électrique à 40 kg pour un vélo électrique roulant jusqu'à 45 km/h), cette réforme vise à une autonomisation des populations dans leur mobilité tout en offrant une alternative aux véhicules automobiles dont la masse dépasse la tonne. Les nouvelles mobilités, si elles sont accompagnées d'une formation, de prévention et d'infrastructures adéquates, constitueront une alternative pour déployer une mobilité plus sobre.

De même, la PF devra déployer une stratégie de mobilité durable englobant un plan de transition énergétique et des usages du véhicule automobile personnel dans les années à venir.

3.2. Evolution de la demande d'électricité

Malgré le développement de l'activité, la croissance de la démographie et du nombre de ménages ainsi que l'évolution des modes de vie (augmentation du taux d'équipement des ménages), la production d'électricité en PF et plus particulièrement sur l'île de Tahiti a peu évolué ces dernières années.

Entre 2015 et 2023, celle-ci se situe en moyenne autour de 538 GWh/an pour Tahiti, qui représente environ 80% de la production d'électricité de l'ensemble des îles de la PF.

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Energie [GWh]	533	542	538	536	547	538	535	533	544
Thermique (<i>brute</i>)	338	329	330	338	351	340	351	293	344
Hydroélectricité	169	186	179	167	162	164	147	199	156
PV sur toiture	27	28	29	31	33	34	37	41	44
Taux EnR	37%	39%	39%	37%	36%	37%	35%	45%	37%
Puissance appelée [MW]	96	96	94	93	96	95	93	90	94

Tableau 6 : Evolution de la production d'électricité sur l'île de Tahiti entre 2015 et 2023 - Source : EDT

Scénario de croissance pour l'île de Tahiti

Le scénario prévisionnel des besoins en électricité de l'île de Tahiti retenu pour l'élaboration de la PPE est le scénario de référence validé avec EDT en 2019 pour le dimensionnement des moyens de production thermique dans le cadre des discussions sur leur renouvellement, dit « scénario 1B ». Celui-ci est bâti sur les hypothèses suivantes :

- Demande d'énergie de « base » considérée comme stable entre 2022 et 2030, à 545 GWh/an :
 - Hors baisse de la demande (ex : crise économique/sanitaire non prévisible...);
 - Hors augmentation substantielle de la demande (non prévisible);
 - Accroissement des besoins compensé par des actions de MDE;
- Baisse de la demande d'énergie de 10 GWh/an suite à la mise en service du SWAC du CHPF en 2022 (cf. chapitre 5.2.4);
- Augmentation de la demande d'énergie de 10 GWh/an en 2025 (notamment suite à la mise en œuvre de la boucle nord du réseau de transport et autres nouveaux besoins);
- Prise en compte du Village tahitien en plus de la demande de base à hauteur de :
+13 GWh/an en 2026-2027 // +21 GWh/an en 2028-2029 // +26 GWh/an en 2030;
- Mise en service du projet « Putu Uira » fin 2022 (cf. chapitre 0);
- Mise en service d'un troisième site de production thermique en 2026 (cf. chapitre 0).

	Projection pour l'île de Tahiti								
	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Energie [GWh]	545	545	545	545	558	558	566	566	571
Puissance appelée [MW]	95	95	95	95	100	103	105	105	105

Tableau 7 : Scénario d'évolution de la production d'électricité sur l'île de Tahiti

Selon le scénario prévisionnel de croissance, la production d'énergie sur l'île de Tahiti sera de 545 GWh en 2022, 558 GWh en 2026 et 571 GWh en 2030, soit une augmentation de 4,8% entre 2022 et 2030.

Scénario de croissance pour la Polynésie française

Le scénario prévisionnel des besoins en électricité de la PF est bâti sur l'hypothèse que 80% de la production d'électricité en PF concerne l'île de Tahiti et 20% l'ensemble des autres îles⁹.

⁹ Sources : RAD EDT, OPE 2020

Projection pour la Polynésie française									
	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Energie [GWh]	681	681	681	681	698	698	708	708	714

Tableau 8 : Scénario d'évolution de la production d'électricité en Polynésie française

Selon ce scénario, la production d'électricité en PF est de 681 GWh en 2022, 698 GWh en 2026 et 714 GWh en 2030.

Note : Les besoins en puissance n'ont pas pu être calculés du fait de l'hétérogénéité des réseaux électriques et de la disponibilité des données.

Impact de la mobilité électrique sur la production d'électricité

Note : Les scénarios développés ci-avant ne prennent pas en compte l'évolution de l'électrification du parc de véhicules, dont le développement et l'impact restent difficiles à quantifier du fait d'un manque de données sur le parc de véhicules roulants et des difficultés à évaluer le poids de la mobilité électrique en 2030. Une évaluation sommaire de l'impact de la mobilité électrique à Tahiti, réalisée en concertation avec la DTT et les gestionnaires de réseaux électriques, est toutefois présentée ci-après.

Les scénarios d'évolution de la mobilité électrique à Tahiti conduisent à une augmentation, à horizon 2030, de la production électrique estimée entre 5 et 40 GWh et un besoin en puissance estimé entre 5 et 50 MW supplémentaires, en fonction d'hypothèses basses ou hautes prises sur l'évolution du parc roulant (soit 4 000 à 30 000 véhicules rechargeables en circulation en 2030).

Plus qu'un report à l'identique du besoin existant, l'électrification doit représenter la part résiduelle des déplacements non couverts par les actions en faveur de la diminution du besoin de mobilité et de modification des modes de déplacement.

4. Améliorer l'efficacité énergétique et baisser la consommation d'énergie, en priorité des énergies fossiles

4.1. Les transports terrestres

4.1.1. Etat des lieux des mobilités terrestres en PF

Note : En l'absence de données factuelles sur la consommation d'énergie des différents modes de transports terrestres et de leurs impacts sur l'environnement, et au regard de l'inexistence d'enquêtes ménage déplacement (EMD), l'état des lieux a été réalisé en tenant compte des seules données disponibles, lesquelles sont parcellaires ou incomplètes.

Les dynamiques de mobilités diffèrent d'un territoire insulaire à un autre avec un contraste existant entre la polarité centrale de Tahiti, fortement urbanisée et dense, et les îles périphériques plus isolées et moins peuplées. Selon l'institut de la statistique de la Polynésie française (ISPF), en 2017 Tahiti regroupait à elle seule 69% de la population totale contre seulement 31% pour le reste des îles. Les différents processus de polarisation¹⁰ ont entraîné une dépendance accrue des autres îles à l'espace insulaire central. Du fait de l'absence de continuité terrestre, seules les liaisons aériennes et maritimes permettent de rompre l'isolement géographique des îles périphériques. A cela s'ajoutent des pratiques de mobilités intra-insulaires fortement hétéroclites. Il existe en effet des disparités en termes de déplacements domicile-travail avec un usage de la voiture plus important dans le pôle central et peu significatif dans les autres archipels, à l'exception près des Îles-Sous-le-Vent.

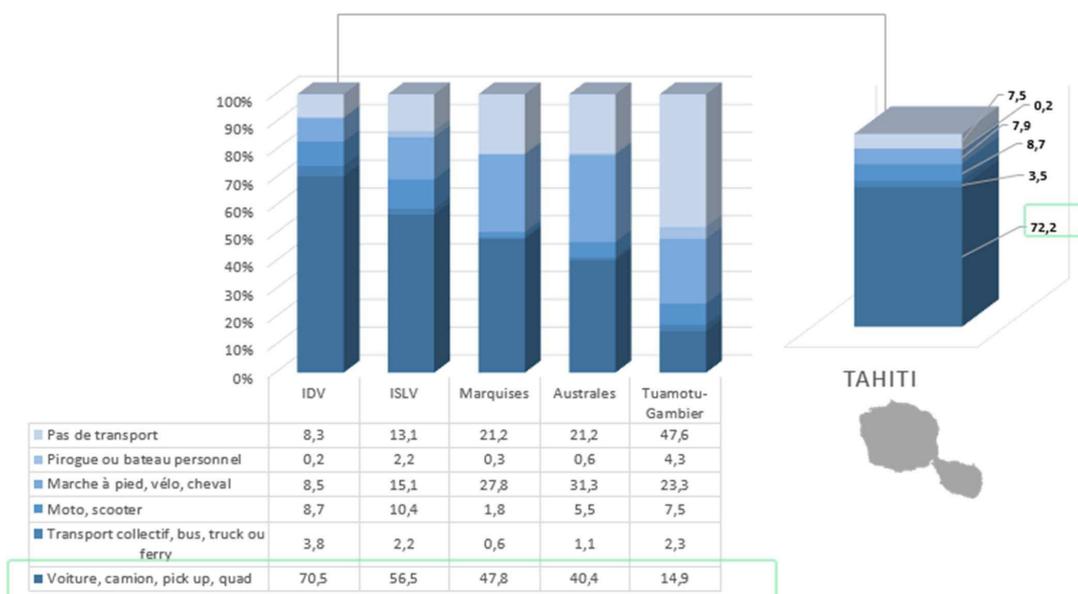


Figure 9 : Part modale des actifs¹¹ en 2017 par archipels –

Sources : Recensement de la population de 2017, ISPF - Graphisme : Direction des transports terrestres (DTT), 2022

¹⁰ Processus de polarisation : Phénomène se rapportant à l'interaction entre un pôle (nommé « centre ») et ses aires d'influences (espaces périphériques : périurbain, rural).

¹¹ Actifs ayant un emploi

Macrocéphalie urbaine, topographie et congestion automobile à Tahiti

L'organisation socio-spatiale de l'agglomération de Papeete s'apparente à celle des villes européennes avec un modèle de centre-périphérie qui se traduit par un rapport de dépendance et de domination entre ces deux espaces (phénomène communément appelé macrocéphalie urbaine) : le centre ayant une capacité d'attraction et les espaces périphériques étant fortement dépendants de ce centre. A l'instar des territoires métropolitains, ce phénomène n'est pas sans conséquence sur l'environnement et participe à la modification structurelle des modes de vie, notamment en raison de l'afflux des déplacements domicile-travail et de leur conséquence sur le trafic routier.

En effet, la congestion routière est particulièrement significative et constitue la principale source d'émissions de la zone urbaine. Le trafic routier se déploie sur plus de 30 km avec un temps de trajet moyen pouvant passer de 10 minutes en période normale à plus de 40 minutes en période d'affluence pour un itinéraire moyen de 9 km (centre de Punaauia vers le centre-ville de Papeete). Le rapport de diagnostic réalisé dans le cadre du schéma directeur des transports et mobilités terrestres de 2017 a recensé plus de 530 000 déplacements journaliers dont 94% sont effectués à l'intérieur de l'agglomération de Papeete. Ces derniers sont étroitement liés aux mouvements de flux d'actifs en direction et au départ de Papeete.

A ces dynamiques socio-professionnelles s'ajoutent des problématiques liées à la configuration du réseau routier qui contribuent au phénomène de congestion. La seule route territoriale bordant l'île ne permet pas à elle seule de supporter l'ensemble des déplacements. En effet, le réseau tahitien s'organise autour d'une unique route territoriale qui borde le pourtour de l'île et sur laquelle se connectent des voiries secondaires (généralement privées). Ce développement s'explique en partie par l'exiguïté et la topographie de l'île qui imposent une croissance des villes sur la bande littorale. En effet, les chaînes de montagnes qui couvrent la quasi-totalité du territoire ne permettent pas l'aménagement des espaces en altitude, les villes se retrouvent alors entassées sur le littoral et les planèzes (plateaux situés en basse altitude). A cela s'ajoutent des problématiques d'indivisions foncières qui complexifient davantage l'aménagement des réseaux viaires. L'absence de maillage urbain, à l'exception de Papeete, nécessite à chaque sortie de quartier un détour vers la route principale. Au-delà de l'absence de connectivité entre quartiers, cette configuration engendre des difficultés de circulation aux points de passage.

En sus, l'allongement des navettes domicile-travail s'intensifie en raison des caractéristiques de la chaussée principale qui présente un profil de type « deux fois une voie » (1 seule voie pour chaque sens de circulation). Lors de perturbations liées à la présence d'accidents ou de travaux, l'inexistence de route de contournement entraîne un allongement de la distance du trafic, et ce malgré la présence de deux voies rapides (profil « deux fois deux voies », voirie limitée à 90km/h).

La congestion routière est également rythmée par les temps scolaires. Les périodes d'accalmie sont le plus souvent fonction des vacances scolaires et des demi-journées libérées (les mercredis et vendredis après-midi pour les écoles élémentaires) où le trafic y est généralement réduit de près d'un tiers.

Déplacements domicile-travail et prégnance de la voiture

L'enquête ménage réalisée dans le cadre du recensement de la population en 2017 nous fournit des données génériques sur la répartition modale des déplacements à Tahiti. Les trajets domicile-travail sont en majorité effectués en voiture particulière avec une part modale se chiffrant à 72,2% contre seulement 20,3% pour les autres moyens de transports terrestres (à l'exception du covoiturage qui ne figure pas dans les données de l'ISPF). L'usage de la voiture reste encore important et s'inscrit dans les habitudes de déplacement de la population. En 2017, 77% des ménages possèdent au moins une voiture soit une

augmentation de 2% depuis 2002. En matière de budget, les frais liés aux transports constituent la deuxième dépense des ménages polynésiens après celle liée aux produits alimentaires.¹²

En 2015, la part modale de la voiture des élèves et étudiants est moins importante que celle des actifs, mais constitue toutefois le mode le plus utilisé dans le cadre des déplacements domicile-étude au côté des transports en commun (répartition modale à part égale).

Déplacements alternatifs à Tahiti et report modal

❖ Les modes doux

Dans le cadre des déplacements domicile-travail, l'usage des modes de transports doux reste encore marginal avec une part modale de 7,9% en 2017¹². Les freins à la pratique sont le plus souvent associés à l'inexistence d'infrastructures cyclables (stationnement vélo, bornes de réparation, douche sur les lieux de travail, absence de signalétiques, etc.) ou encore à l'insuffisance et la discontinuité des itinéraires qui ne permettent pas de garantir la fluidité et la sécurité des parcours cyclables et piétonniers. Si le territoire dispose de près de 24,8% de voiries cyclables et piétonnes en 2015¹³, l'absence d'accotements et d'aménagements rend les pratiques peu sécuritaires. Les aménagements cyclables existants sont généralement inadaptés à la configuration du réseau viaire et peu respectés des conducteurs. Les stationnements sauvages sont monnaie courante, ce qui oblige les usagers à contourner les véhicules par la chaussée. Au-delà des navettes domicile-travail, les pratiques cyclables sont le plus souvent effectuées dans le cadre des déplacements de proximité et de loisirs. Aucune donnée ne permet néanmoins de rendre compte de l'ampleur du phénomène.

❖ Les transports en commun

La part modale des transports en commun reste encore dérisoire et représente, dans le cadre des déplacements domicile-travail, seulement 3,5% en 2017¹². En dépit de récentes améliorations et notamment avec la mise en place d'une nouvelle délégation de service public depuis 2019, les transports en commun peinent encore à offrir de réelles alternatives à la voiture particulière. Plusieurs facteurs peuvent expliquer cette absence de vitalité. D'une part, le réseau souffre d'un manque d'attractivité notamment dû à la construction progressive d'une image négative des transports en commun qui procèdent des dysfonctionnements des anciennes délégations de service public (dont les carences structurelles, stratégiques et opérationnelles ont d'ailleurs été mises en exergue par la chambre territoriale des comptes en 2017). D'autre part, le manque d'infrastructures ou leur vétusté (abribus, bornes de billettique, etc.) couplés aux insuffisances du service (non-respect des points d'arrêt et surcharge des véhicules) ne permettent pas de garantir une qualité de service suffisante. Les transports en commun ne répondent à l'heure actuelle qu'aux besoins des clients captifs.

❖ Les deux-roues motorisés

L'usage des deux-roues motorisés est particulièrement notable à Tahiti avec une part modale se chiffrant à 8,7% ce qui en fait le second mode le plus utilisé après la voiture particulière. Les données sur l'évolution des immatriculations de transports neufs en PF nous fournissent des éléments d'information sur l'ampleur du phénomène. Les immatriculations des deux-roues motorisés (motocyclettes et cyclomoteurs) sont en nette augmentation depuis 2010 et continuent leur progression pour atteindre 2 957 nouvelles immatriculations en 2021 soit une évolution de 71,9% entre l'année 2010 et celle de 2021.

¹² Source : Recensement de la population 2017, ISPF

¹³ Source : SDTCDD, 2015

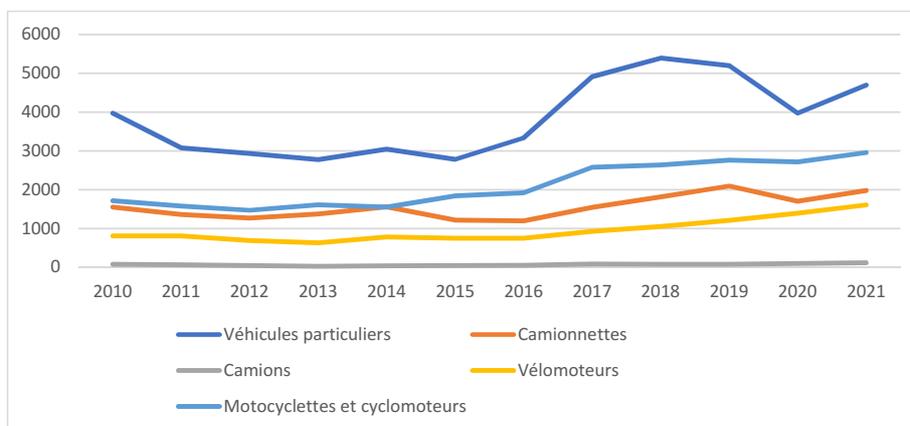


Figure 10 : Evolution des immatriculations de transports neufs en Polynésie française - Source : ISPF

Gouvernance et mobilité durable

Depuis 2019, la délibération n° 2000-12 APF du 13 janvier 2000 relative à la modernisation et au développement des transports routiers en PF a été modernisée par la Loi du pays n° 2019-2 du 17 janvier 2019. Ainsi, les nouveaux principes du schéma directeur des transports collectifs tels que le développement des mobilités douces ou la réduction des impacts du transport sur l'environnement, ont été intégrés à la réglementation et statués par l'article LP. 4 relatif aux orientations générales de la politique publique des transports terrestres.

La Loi du pays permet de préciser que la commune dispose dorénavant de la compétence pour l'organisation du transport en commun communal tel que le prévoit le statut d'autonomie de la PF. La nécessité d'un dialogue entre les différentes autorités organisatrices de la mobilité (les communes et la PF) a été introduite, tel que le recommandait la Chambre territoriale des comptes.

Enfin, son article LP. 12 prévoit la participation financière des autorités organisatrices. Ce financement permettra de développer progressivement une offre globale de mobilité.

Malgré l'existence de politiques publiques en faveur d'une mobilité plus durable, l'absence de coordination entre les différents acteurs rend difficile la mise en place de véritables stratégies d'action en faveur du report modal.

Des actions ont été initiées, notamment dans le cadre du PCE (2015-2020) et du schéma d'aménagement général de la Polynésie française (SAGE), mais la mobilité durable doit véritablement bénéficier dans les années à venir d'une gouvernance adaptée pour déployer un ensemble d'actions et d'un management adéquat. La continuité des travaux menés dans le cadre du PCPF et du SAGE ainsi que la création de l'agence d'aménagement et de développement durable des territoires (Ôpua) en septembre 2020 devraient contribuer à améliorer la gouvernance sur le sujet de la mobilité durable.

4.1.2. Orientations et stratégies d'action en faveur d'un management systémique des mobilités terrestres

Les orientations et stratégies d'actions ont été construites en fonction du contexte insulaire et des enjeux de mobilité afférents. En raison de l'hétérogénéité des pratiques de mobilités entre Tahiti et ses îles périphériques, les stratégies d'action ont été classifiées selon deux groupes distincts. Pour le pôle central, les objectifs sont axés sur le report des mobilités autosolistes vers des modes plus respectueux de l'environnement. Quant à ceux des espaces périphériques, ils sont davantage orientés vers les questions de l'accessibilité.

Stratégies d'actions à destination de l'île de Tahiti

Objectif général : Réduire de 25% la congestion automobile à l'horizon 2030 et impulser de nouveaux comportements de mobilité dans le but de diminuer la consommation d'énergie fossile. Le montant total d'investissement estimé en faveur des actions prioritaires (sur une base de trois ans) est d'approximativement 1,17 milliard XPF soit 9,7 millions €.

- ❖ *Impulser la mise en œuvre d'une gouvernance pluraliste, participative, inclusive et de projet.*
 - ⇒ Fixer une gouvernance inclusive des transports, nécessitant une co-construction entre les différentes autorités organisatrices de la mobilité et les parties prenantes (à titre d'exemple : société civile, universitaire, association, élus, professionnels des transports et de l'énergie, DPE, DEQ, DIREN, DCA...);
 - ⇒ Mettre à jour le schéma directeur des transports collectifs, le compléter pour englober toutes les mobilités et tous les territoires (pas uniquement l'île de Tahiti);
 - ⇒ Création d'une structure (et d'une ressource dédiée) de financement pour la transition à la mobilité durable en PF (accompagnement des territoires, entreprises, organisations, usagers de la route).
- ❖ *Maitriser la demande de mobilité en aménageant le territoire et en renforçant le rôle des entreprises et collectivités.*
 - ⇒ Interface urbanisme et transports (aménagement du territoire, rapprochement des lieux d'habitations, des bassins d'emplois et des services publics);
 - ⇒ Gestion des temps de vie (gestion des horaires des générateurs de déplacements scolaires et liés à l'emploi pour décongestionner le trafic, développement du télétravail et création d'espaces de co-working délocalisés...).
- ❖ *Optimiser et valoriser les offres de mobilités alternatives en développant et consolidant les offres de transports alternatifs, et en favorisant l'intermodalité et la multimodalité.*
 - ⇒ Renforcement des transports collectifs (offre, infrastructure, électrification de la flotte de matériel roulant), mise en œuvre d'un transport en commun en site propre (TCSP), parking relais;
 - ⇒ Mobilité douce : apaiser les routes, en faire des espaces de circulation protégeant les usagers les plus vulnérables (PMR, piétons, cyclistes...);
 - ⇒ Développer les services de mobilité (vélos en libre-service, co-voiturage, auto-partage...) et les intégrer en favorisant l'intermodalité et la multimodalité;
 - ⇒ Accompagnement du déploiement des nouvelles mobilités.

Vélo (tous types compris)	+ 2 points de part modale d'ici 2026 et + 3 points d'ici 2030
Transport en commun	+ 4 points de part modale d'ici 2030
Voiture particulière	- 7 points de part modale d'ici 2030

Tableau 9 : Objectifs d'évolution des parts modales à l'horizon 2030

- ❖ *Améliorer l'efficacité énergétique du parc existant.*
- ❖ *Encourager la mise en place d'actions en faveur de l'immobilité (télétravail, tiers lieux, dématérialisation des services).*
- ❖ *Promouvoir les mobilités scolaires alternatives (pédibus, etc.).*

Stratégies d'actions à destination des îles périphériques

- ❖ *Promouvoir des nouvelles solutions de mobilité en faveur de l'accessibilité et valoriser les déplacements alternatifs déjà existants.*
- ❖ *Déployer des offres de transport à la demande (TAD) dans les îles les moins pourvues en transports et dont l'accessibilité aux principales aménités est limitée.*

4.2. Les bâtiments

La stratégie de diminution des consommations énergétiques des bâtiments repose sur le triptyque bien connu suivant :

- ⇒ Sobriété (réduction des besoins),
- ⇒ Efficacité (efficacité des systèmes),
- ⇒ Energies renouvelables.

Sur le volet bâtiment, la sobriété est principalement travaillée au niveau de l'enveloppe des bâtiments afin d'en réduire les besoins d'éclairage et de climatisation.

L'efficacité concerne principalement les équipements électriques mis en œuvre dans le bâti (éclairage, réfrigérateur, climatiseur...). La mise en place d'équipements peu énergivores favorise directement la réduction du besoin électrique du site. L'efficacité peut également passer par la conception dans l'aménagement des espaces et systèmes : création d'espaces tampon, gestion des outils de commande (horloge, détection...), etc.

Enfin, la mise en place d'équipements produisant de l'énergie à partir de ressources renouvelables (panneaux solaires thermiques, panneaux PV...) réduit l'usage de combustibles fossiles (gaz, gasoil...).

4.2.1. Etat des lieux des actions de maîtrise de l'énergie (MDE)

Depuis une dizaine d'années, l'action du Pays en partenariat avec l'ADEME s'est principalement dirigée vers l'accompagnement des collectivités et des sociétés pour le diagnostic de leur consommation énergétique et l'évaluation du potentiel de réduction. Outre des campagnes de communication et formation, près de 100 audits ont été accompagnés financièrement entre 2011 et 2021. Sur l'île de Tahiti, l'ensemble des sites audités de 2011 à 2019 représentaient pas moins de 14% de la consommation d'électricité de l'île et 30% des consommations en moyenne tension.

Pour les communes auditées, la répartition moyenne des consommations est la suivante :

Secteurs	Répartition des consommations
Bâtiments administratifs	23 %
Etablissements scolaires (<i>cantines comprises</i>)	24 %
Eclairage public	26 %
Autre (<i>équipements hydrauliques, services techniques, infrastructures sportives...</i>)	23 %

Tableau 10 : Répartition des consommations d'électricité des communes - Sources : audits énergétiques, DPE

Ces chiffres sont à manipuler avec prudence compte tenu des différences qu'il peut y avoir d'une île à l'autre, notamment en termes de délégation de service public pour la distribution de l'eau.

En dehors des communes, les bâtiments audités étaient principalement des bureaux, bâtiments industriels et établissements scolaires. Les process industriels étant propres à l'activité, il n'est pas possible d'en déduire des profils de consommation. Concernant les autres bâtiments, dès lors qu'ils sont climatisés, environ 55% des consommations électriques concernent ce poste, le reste étant principalement lié à la bureautique et à l'éclairage (12%).

Dans les logements, lorsqu'elle est installée, la climatisation représente environ 30% des consommations électriques. Le reste des consommations dépend du type de chauffe-eau (CE) et des modes de cuisson mais on peut en faire la répartition suivante :

Postes de consommation	Répartition des consommations
Climatisation	30 %
Appareils de froid (<i>réfrigérateur, congélateur</i>)	20 %
Divertissement (<i>TV, hifi, ordinateur</i>)	15 %
Eclairage	10 %
Autre (<i>cuisson, électroménager (ventilateur, machine à laver, etc.) et équipements divers (pompe piscine, etc.)</i>).	25%

Tableau 11 : Répartition des consommations d'électricité des logements - Sources : étude TNS SOFRES 2011, étude DOM 2017

Quel que soit le type de bâtiment, il convient de noter que le taux d'équipement en climatisation est en forte croissance sur les 10 dernières années, phénomène notamment lié à la baisse constante du prix de vente de ces équipements. En 2017, environ 22% des logements étaient équipés de climatisation¹⁴. De plus en plus d'écoles primaires en sont également équipées. Dans la plupart des cas, la mise en place de ces systèmes est rarement précédée de travaux sur l'enveloppe, pourtant généralement très exposée aux rayonnements solaires.

4.2.2. Etat des lieux du secteur de la construction en PF

Le secteur de la construction n'a cessé de croître depuis 2014. En 2021, 3 065 permis de construire ont été délivrés, soit deux fois plus qu'en 2014, ainsi que 1 069 certificats de conformité¹⁵. La délivrance des permis de construire concerne majoritairement Tahiti et Moorea malgré une augmentation plus importante observée dans les autres îles ces dernières années.

Les actions mises en place pour faire évoluer la conception et la construction des bâtiments afin d'améliorer le confort thermique et d'en diminuer les consommations remontent à 2014. Suite à la formation de professionnels du secteur (maîtres d'œuvre et maîtres d'ouvrage), des appels à projets pour la conception de bâtiments éco-construits ont été lancés. Des documents à destination des professionnels ont été édités (guides FAREco) relatifs aux secteurs du logement (2016), de l'enseignement, de l'hôtellerie et des bureaux (2020). Ces différentes actions ont permis de familiariser les professionnels avec la démarche d'éco-construction et notamment la conception bioclimatique.

La réglementation énergétique des bâtiments de Polynésie française (REBPf), adoptée en 2022 et entrée en application le 1^{er} juillet 2023, permet de réglementer la conception des bâtiments neufs. Les typologies principalement visées sont le logement, les établissements scolaires, les bureaux, l'hôtellerie et les établissements de soin.

Les dispositions identifiées porteront sur la protection solaire de l'enveloppe, la ventilation naturelle traversante, le recours aux chauffe-eaux solaires (CES) et la mise en place de systèmes de climatisation efficaces :

- La protection solaire de l'enveloppe concernera la toiture, les baies et les murs.
Si la protection solaire des toitures sera imposée sur l'ensemble du territoire et pour toutes les constructions, celle des façades (baies et murs) ne concernera que les logements collectifs, les bâtiments de bureau et d'enseignement, l'hôtellerie ainsi que les établissements de soin ;
- Les dispositions relatives à la ventilation naturelle traversante s'appliqueront aux logements, aux bâtiments hôteliers et d'enseignement situés sur l'archipel de la Société à une altitude inférieure à 500 mètres. Compte tenu de leurs usages, les dispositions sur la porosité et les brasseurs d'air seront identiques pour les logements et le secteur hôtelier. Pour l'enseignement, la mise en place de brasseurs d'air sera obligatoire dans les salles de classe et les réfectoires ;

¹⁴ Source : recensement de la population 2017, ISPF

¹⁵ Source : « Panorama 2021 permis de construire », bilan d'activité de la DCA 2021

- Le recours aux CES sera rendu obligatoire pour les logements et les restaurants des Iles-du-Vent, ainsi que pour les établissements touristiques et de soins de l'archipel de la Société ;
- Des mesures sur l'étanchéité des menuiseries ainsi que l'efficacité énergétique et les modes de régulation des systèmes de climatisation seront applicables au secteur hôtelier, aux bâtiments d'enseignement, aux bureaux, aux restaurants et aux établissements de soin.

DISPOSITION	ZONE GEOGRAPHIQUE	TYPOLOGIE	CAS DEROGATOIRE
 PROTECTION SOLAIRE DE LA TOITURE	POLYNESIE FRANCAISE	TOUT BATIMENT CLOS, OCCUPE OU CLIMATISE	-
 PROTECTION SOLAIRE DE LA FACADE (MURS ET BAIES)	ARCHIPELS DE LA SOCIETE, DES TUAMOTU, DES MARQUISES (altitude < 500 m)	- LOGEMENT COLLECTIF - HOTEL & PENSION - BUREAUX - ENSEIGNEMENT - ETABLISSEMENTS DE SOIN	-
 VENTILATION NATURELLE	ARCHIPEL DE LA SOCIETE (altitude < 500 m)	- LOGEMENT INDIVIDUEL - LOGEMENT COLLECTIF - HOTEL & PENSION - ENSEIGNEMENT	- MITOYENNETE AVEC UN BATIMENT OU UN RELIEF - IMMEUBLE DE GRANDE HAUTEUR (IGH)
 BRASSEURS D'AIR	ARCHIPEL DE LA SOCIETE (altitude < 500 m)	- ENSEIGNEMENT - LOGEMENT COLLECTIF - HOTEL & PENSION SI DEROGATION POUR LA VENTILATION NATURELLE	-
 CHAUFFE-EAU SOLAIRE	ILES DU VENT	- LOGEMENT INDIVIDUEL - LOGEMENT COLLECTIF - HOTEL & PENSION - ETABLISSEMENTS DE SOIN - RESTAURATION	- PAS DE RESEAU D'EAU - PAS DE CHAUFFE-EAU - BESOIN ECS FAIBLE - EAU DESALINISEE
	ILES SOUS LE VENT	- HOTEL & PENSION - ETABLISSEMENTS DE SOIN	
 CLIMATISATION	ARCHIPEL DE LA SOCIETE (altitude < 500 m)	- LOGEMENT COLLECTIF - HOTEL & PENSION - BUREAUX - ENSEIGNEMENT - ETABLISSEMENTS DE SOIN SI LOCAL CLIMATISE	-

Figure 11 : Périmètre d'application de la REBPF par disposition

4.2.3. Mesures de réduction des consommations du secteur du bâtiment

Mise en application de la REBPF pour les bâtiments neufs

Les mesures adoptées dans la REBPF pour réduire les apports solaires par l'enveloppe des bâtiments devraient permettre de réduire les consommations de climatisation d'environ 20%. De plus, la mise en place de systèmes de climatisation performants permettra de diminuer la consommation des systèmes de 5 à 10% supplémentaires.

Les réductions prévisionnelles sont détaillées par type de bâtiment ci-dessous¹⁶ :

Typologie de bâtiments	Réduction prévisionnelle des consommations de climatisation
Logement individuel	- 10 %
Logement collectif	- 15 %
Hôtellerie	- 20 %
Bureaux	- 25 %
Enseignement	- 20 %

Tableau 12 : Réductions des consommations de climatisation envisagées avec la mise en application de la REBPF

Améliorer la performance énergétique des bâtiments existants

❖ Développer la MDE dans le bâtiment

Le bilan des audits énergétiques effectués ces 10 dernières années a montré que 27% des consommations des bâtiments audités sur l'île de Tahiti pouvaient être évités par la mise en place d'actions de MDE. Cela correspond à un potentiel d'économies d'énergie estimé à 16 GWh/an, soit un peu plus de 3% de la consommation totale de l'île.

Les actions de MDE préconisées dans les audits se résument à :

- ⇒ Une meilleure efficacité énergétique, lorsque c'est possible, au travers du remplacement et de la modernisation des équipements, un meilleur réglage des consignes et l'optimisation du fonctionnement des appareils (climatisation, éclairage, bureautique, process industriel, ...);
- ⇒ La sensibilisation des usagers aux économies d'énergies.

Les résultats des audits sont mitigés, notamment sur la volatilité de la mise en œuvre des recommandations, principalement due à un manque de compétences techniques ou de moyens financiers. Dans la majorité des cas, les actions mises en place ont consisté à remplacer des équipements par des systèmes plus efficaces (éclairage notamment) et installer du PV. Néanmoins, la mise en place de conseillers en énergie partagée (archipel des Marquises, archipel des Tuamotu-Gambier, SECOSUD) et d'un club des entreprises polynésiennes éco-responsables tend à professionnaliser le secteur et accompagner les communes et les entreprises dans la maîtrise de leurs consommations énergétiques.

La mise en place d'un dispositif incitant à la réalisation d'économies d'énergie serait à développer afin d'inciter financièrement les entreprises et les particuliers à approfondir leur démarche de transition énergétique. La mise en place de certificats d'économies d'énergie, la possibilité de conditionner l'importation de certains équipements à leur efficacité énergétique et autres mesures similaires ont émané des échanges qui se sont tenus au cours des Assises Polynésiennes de l'énergie en mai 2022.

❖ Promouvoir le CES

Cette thématique est abordée au chapitre 5.1 du présent document.

❖ Accompagner la rénovation

Après la mise en application de la REBPF qui cible uniquement les nouvelles constructions, il apparaît nécessaire d'élaborer une stratégie d'accompagnement de la rénovation de l'enveloppe des bâtiments existants (isolation et protection solaire des façades). Au vu de l'état du parc immobilier actuel, l'estimation de réduction des consommations en climatisation des bâtiments rénovés est de 20%. Une mission en ce sens a été lancée en 2024 par la Direction Polynésienne de l'Énergie (DPE).

¹⁶ Sources : études menées dans le cadre de l'élaboration de la REBPF

5. Diversifier le mix énergétique en favorisant la pénétration des énergies renouvelables

5.1. Le solaire thermique

5.1.1. Etat des lieux

La production de chaleur représente 4.7% de la consommation d'énergie primaire en 2022, soit 15.7 ktep, essentiellement produite à partir de gaz et de pétrole lampant (87%) ainsi que par des CES (13%)¹⁷.

Le recensement de la population en 2017 a permis d'établir le taux d'équipement des logements en CE :

Type de CE	Taux d'équipement des logements (2017)
CE gaz ou électrique	43 %
CES	29 %
Sans CE	27 %

Tableau 13 : Taux d'équipement des logements en chauffe-eau en 2017 - Source : ISPF 2017

La part des CES dans la production de chaleur a augmenté de 3 points entre 2012 et 2022 pour atteindre 2 ktep, évitant ainsi une consommation d'électricité estimée à 20 GWh. Environ 99% de la production d'énergie issue du solaire thermique est réalisée à partir des équipements du secteur résidentiel, avec près de 25 000 installations¹⁸.

L'audit effectué en 2014 a montré que la filière solaire thermique pour les installations individuelles (CESI) fonctionne bien. Les particuliers sont satisfaits de leur équipement et les installateurs maîtrisent leur mise en œuvre et leur entretien.

Au contraire, la filière relative aux installations collectives (CESC) est à ce jour peu développée.

Une formation sur la conception et la maîtrise d'œuvre d'installations de ce type a été dispensée en 2019 à divers acteurs (bureaux d'études techniques, maîtres d'ouvrage...).

L'ADEME PF, qui soutient financièrement les projets d'installations solaires thermiques collectives au travers du Fonds chaleur destiné à l'habitat collectif, aux collectivités et aux entreprises, a quant à elle accompagné six projets d'installations collectives et industrielles depuis 2017, représentant 245 m² de capteurs installés.

5.1.2. Objectif de développement du solaire thermique

Depuis 2013, le taux de croissance de la production de chaleur issue du solaire thermique est d'environ 2% par an. L'objectif est de maintenir, à minima, un taux de croissance similaire jusqu'en 2030.

	Situation 2022	Objectif 2030
Chaleur issue du solaire thermique (GWh/an)	20	27,5

Tableau 14 : Objectif de développement du solaire thermique

Equiper les nouvelles constructions

La REBPF rend le recours aux CES obligatoire pour les logements et les restaurants des Iles-du-Vent, ainsi que pour les établissements touristiques et de soins de l'archipel de la Société. Les seuils à atteindre et les mesures de conception à respecter sont détaillés ci-dessous (hors cas dérogatoire).

¹⁷ Source : OPE 2022

¹⁸ Sources : OPE 2022, recensement ISPF 2017

❖ *Chauffe-eau solaire individuel*

Un volume de stockage minimum est imposé selon le type de logement :

- T1 ou chambre : 100 L
- T2 ou T3 : 200 L
- T3 ou T5 : 300 L
- T6 et plus : 400 L

❖ *Chauffe-eau solaire collectif*

Les seuils de performance imposés pour les installations collectives correspondent à un taux de couverture des besoins annuels de 60 % minimum ainsi qu'une productivité utile minimum de 450 kWh/m²capteur/an.

La mise en application de la REBPF contribuera ainsi à la montée en compétence de la filière. L'amélioration de l'offre de formation, un meilleur suivi et contrôle des travaux ainsi que le suivi énergétique des projets seront aussi cruciaux pour son développement.

Equiper les bâtiments existants❖ *Consolider la filière CESI*

L'Espace Info Energie de PF a produit en 2020 une documentation simple et ludique sur l'intérêt des CESI et leur bonne utilisation.

L'objectif est de diffuser cette brochure au plus grand nombre pour, d'une part accompagner les particuliers déjà équipés afin qu'ils puissent améliorer l'utilisation, le suivi et la maintenance de leur système et d'autre part, inciter les non équipés à franchir le pas.

❖ *Poursuivre l'accompagnement des projets de systèmes solaires thermiques collectifs et industriels*

L'objectif est de renforcer l'accompagnement de l'ADEME PF via le Fonds chaleur pour les bâtiments existants. Améliorer la communication sur les projets déjà mis en place et favoriser les échanges et retours d'expérience pourraient inciter d'autres maîtres d'ouvrage à reproduire la démarche.

5.2. La production d'électricité

5.2.1. Etat des lieux

Avec 116 millions de litres d'hydrocarbures consommés, la production d'électricité représente 31% des hydrocarbures importés en 2022. Environ 64% de l'électricité a été produite à partir de ressources fossiles et 36% à partir d'EnR (sur l'île de Tahiti, ces valeurs sont respectivement de 55% et 45% grâce à une excellente production hydroélectrique).

La même année, 680 GWh d'électricité ont été consommés, dont 490 GWh (77%) uniquement sur Tahiti.

Îles	Consommation électrique (GWh/an)	Part de la consommation par rapport à la PF	Consommation d'hydrocarbures pour la production d'électricité (en million(s) de litres/an)
Tahiti	490	77%	72
Bora Bora	42	7%	11
Moorea	34	5%	9
Total	566	88%	92
Polynésie française	643	100%	116

Tableau 15 : Principales îles consommatrices d'électricité en 2022 en Polynésie française - Sources : OPE, EDT 2022

Les 3 îles présentées dans le tableau ci-dessus représentent à elles seules 88% de la consommation totale d'électricité et près de 80% des hydrocarbures consommés pour la production d'électricité en PF.

La répartition des consommations d'électricité selon le type d'utilisateurs est présentée ci-dessous :

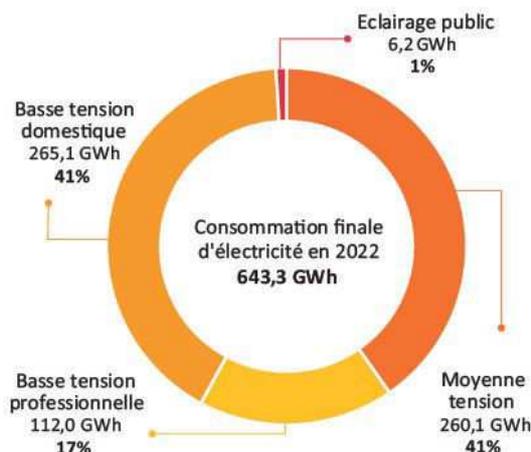


Figure 12 : Typologie des consommateurs d'électricité en 2022 - Sources : OPE, EDT 2022

Les abonnés en moyenne tension (industries, hôpitaux, hôtels, grandes entreprises, mairies ou établissements scolaires) consomment 41% de l'électricité produite, tout comme les usagers domestiques (41%).

Le code de l'énergie fixe un objectif de 75% d'EnR dans la production d'électricité en 2030. Les efforts à engager dépendent toutefois du gisement disponible pour chaque ressource, de la disponibilité du foncier pour tout nouveau projet ainsi que de la compétitivité et de la longévité des projets. L'appropriation locale des projets est aussi primordiale dans leur réussite puisque l'acceptabilité sociale reste un levier important dont il faut tenir compte, particulièrement pour les projets hydroélectriques.

L'intégration des EnR sur un réseau non interconnecté soulève des défis techniques auxquels il convient de répondre pour assurer la stabilité des réseaux :

- ⇒ *Equilibre et placement des énergies* : Alors que la puissance appelée en semaine sur l'île de Tahiti est de 80 à 90 MW, elle chute les dimanches aux alentours de 50 à 60 MW, ce qui limite la capacité d'écoulement de la production renouvelable.
- ⇒ *Maintien de la stabilité du réseau* : A ce jour, seuls les moyens de production thermique assurent la stabilité du réseau (bien que d'autres moyens y contribuent).

Le scénario de développement des EnR présenté ci-après vise à satisfaire l'objectif de 75% à horizon 2030. Il se base sur le scénario prévisionnel des besoins en électricité de l'île de Tahiti présenté au chapitre 3.2 (besoin de 571 GWh en 2030).

5.2.2. Hydroélectricité

5.2.2.1. Etat des lieux

L'hydroélectricité est depuis plusieurs décennies la première source d'énergie renouvelable dans la production d'électricité. Le premier ouvrage hydroélectrique a été mis en service en 1981 à Tahiti. En 2020, la production hydroélectrique représente 23,9% de la production totale d'électricité (30% à l'échelle de l'île de Tahiti), soit environ 160 GWh. En 2022, au gré d'une année exceptionnelle, cette production a atteint 199 GWh soit 37% de celle de Tahiti.

Sur l'île de Tahiti, cinq vallées sont exploitées pour une puissance installée totale de 48 MW.

Vallée	Puissance installée (MW)
Vaite	2,485
Vaihiria	4,85
Faatautia	7,61
Titaaviri	4,15
Papenoo	28,9
TOTAL	47,99 MW

Tableau 16 : Parc de production hydroélectrique sur l'île de Tahiti en 2022 - Source : Marama Nui 2022

Le parc de production a peu évolué depuis vingt-six ans. La mise en service du dernier ouvrage hydroélectrique d'ampleur date de 1996 dans la vallée de Papenoo.

Cependant, à partir de 2017, un programme d'optimisation des ouvrages existants a été mis en place. Dénommé Hydromax, ce programme a permis :

- Le rajout de deux turbines sur l'ouvrage hydroélectrique de Papenoo ;
- Le dédoublement d'une conduite sur l'ouvrage hydroélectrique de Titaaviri.

Ces optimisations ont contribué à augmenter la puissance du parc hydroélectrique de 804 kW.

5.2.2.2. Objectif de développement de la production d'hydroélectricité à Tahiti

L'objectif est de développer le parc de l'ordre de 18 MW d'ici 2030.

	Situation 2020	Objectif 2030
Puissance installée hydroélectrique (MW)	48	66

Tableau 17 : Objectif de développement de l'hydroélectricité à Tahiti

Les atouts de l'hydroélectricité sont nombreux. L'énergie hydroélectrique est tout d'abord une source d'énergie renouvelable modulable et stockable qui permet donc d'optimiser le placement des autres EnR. Les ouvrages hydroélectriques, de par leur grande durée de vie (supérieure à 50 ans) apportent de la résilience à la production EnR et restent peu dépendants des importations extérieures (à l'inverse des panneaux solaires et batteries de stockage). Ils représentent de surcroît un vecteur économique fort en termes d'emplois et de retombées locales puisqu'une grande part des coûts d'investissement est liée aux travaux de réalisation.

L'énergie hydroélectrique représente donc une filière particulièrement stratégique en PF du fait de sa plus grande résilience par rapport aux autres filières d'EnR et de ses retombées économiques locales.

Optimisation et modernisation du parc hydroélectrique

❖ Projet en cours

Autre volet du programme Hydromax, le projet côte 95 à Papenoo consiste à réaliser une nouvelle retenue 600 m en amont de l'existante (côte 85), qui n'était à l'origine qu'un aménagement provisoire. Cette configuration permettra d'accroître la hauteur de chute de la centrale Papenoo 0 pour retrouver la puissance nominale des turbines.

La mise en service de cette nouvelle retenue pourrait intervenir entre 2026 et 2028. Ce projet permettra un gain de 2 MW pour une production supplémentaire de 4,5 GWh par an.

❖ Projets potentiels à venir

Le programme Hydromax 2, successeur d'Hydromax, vise à optimiser les aménagements déjà existants en augmentant leur capacité de stockage.

N° projet	Projets Hydromax 2	Volume retenue (m ³)	Energie stockée (MWh)	Production estimée (GWh/an)	Investissement estimé		Coût de l'investissement	
					MXPF	ME	XP F/kWh ¹⁹	€/kWh
1	Barrage captage Faatautia D	30 000	1,6	2	400	3,3	4	0,03
2	Barrage Titaaviri 1 - principal	400 000	16,4	1,5	1 000	8,3	13,3	0,11
3	Barrage Titaaviri 1 - affluent	10 000	0,3	0,25	150	1,3	12	0,10
4	Barrage Titaaviri 2 - rive droite	130 000	10,6	1,5	2 000	16,7	46,7	0,39
5	Barrage Titaaviri 2 - rive gauche	140 000	11,4		1 500	12,5		
6	Barrage captage Maroto	80 000	4,3	1,25	400	3,3	6,4	0,05
	TOTAL	790 000	44,6	6,5	5 450	45,4	-	-

Tableau 18 : Projets du programme Hydromax 2 - Source : Marama Nui 2021

Le potentiel de ce programme est d'environ 6,5 GWh/an. L'agrandissement des capacités de stockage des ouvrages hydroélectriques (gain de 790 000 m³ soit 44,6 MWh stockés) permettrait de diminuer les déversements (pertes), d'améliorer le placement du PV et d'optimiser le fonctionnement de certaines centrales hydroélectriques. Apportant plus de souplesse dans la production hydroélectrique, il contribuerait à augmenter la résilience et la diversification des sources de production renouvelables.

Avec un coût d'investissement allant de 4 à 13,3 XPF/kWh (0,03 à 0,11 €/kWh) pour une durée de vie approximative de 50 ans, les projets 1, 2, 3 et 6 seraient les plus intéressants à développer.

En plus de ce programme, la Polynésie a demandé à son concessionnaire d'étudier les possibilités de réaliser du stockage gravitaire (aussi appelé « station de transfert d'énergie par pompage » ou « STEP ») avec les installations hydroélectriques existantes. Nécessitant assez peu de travaux (utilisation des retenues d'eau et des conduites existantes), cette utilisation permettrait de stocker des excédants de production photovoltaïque en journée pour les restituer la nuit. Une première évaluation a permis de quantifier le potentiel global autour de 15 à 20 MW. Une première réalisation, faisant office de démonstrateur, pourrait voir le jour en 2026/2027.

Mise en service de nouveaux ouvrages hydroélectriques

En 2015, l'élaboration des principes directeurs du développement de l'hydroélectricité sur l'île de Tahiti a mis en exergue les possibilités de poursuite du déploiement de la production hydroélectrique dans certaines vallées au regard de critères hydrologiques, hydrauliques et de sensibilité environnementale. En résulte un classement de 10 bassins versants sélectionnés selon un compromis contexte hydrologique/contexte environnemental.

Le tableau ci-dessous présente le potentiel de gisement supplémentaire à celui déjà exploité à Tahiti.

Vallée	Puissance estimée (MW)
Papeiha	10
Vaitepiha	6,9
Mahaena	4,283

¹⁹ Calculé sur la base d'une durée de vie moyenne des ouvrages de 50 ans.

Les principaux composants d'un ouvrage hydroélectrique (barrage, captage, instrumentation, conduites, géomembrane, etc.) possèdent des durées de vie différentes allant de 20 ans (instrumentation) à 65 ans (barrage et captage).

Mapuaura	0,887
Mahatearo	4,211
Onoheha	1,066
Vairaharaha	1,738
TOTAL	29,1 MW

Tableau 19 : Potentiel de gisement hydroélectrique à Tahiti

Le potentiel pour de nouveaux projets sur l'île de Tahiti est d'environ 29 MW, soit 81 GWh/an ou 15% de la production totale.

Révision des règles de placement des énergies et garanties de puissance

La puissance garantie hydroélectrique modulée (PGHM) correspond à la puissance minimum que doit fournir l'opérateur Marama Nui, exploitant des ouvrages hydroélectriques. Historiquement mise en œuvre par une convention conclue avec le concessionnaire de Tahiti Nord, elle vise à fournir 9 MW, 12 MW et 18 MW selon trois périodes saisonnières afin de soulager les moyens de production thermique. Eu égard au développement attendu de la filière solaire PV (cf. chapitre 5.2.3.2.), ces contraintes et les modalités d'écoulement de la production hydroélectrique sont en cours de révision.

5.2.3. Solaire photovoltaïque

5.2.3.1. Etat des lieux

Plusieurs étapes clés ont marqué l'évolution de la filière solaire PV.

Les premiers programmes mis en place sont le programme PHOTOM, qui a permis d'équiper en générateurs PV plus de 1530 foyers en site isolé entre 1997 et 2011, ainsi que le programme CONNECTIS, qui a permis d'accompagner la mise en œuvre d'installations PV raccordées au réseau entre 2005 et 2008.

En 2009, suite à la publication de la Programmation Pluriannuelle des Investissements de la production électrique 2009-2020 pour Tahiti, plusieurs mesures et incitations financières ont été mises en place :

- L'arrêté n° 901 CM du 25 juin 2009 fixant les prix d'achat hors taxe de l'énergie électrique issue de générateurs d'énergies nouvelles et renouvelables, notamment pour la filière PV (entre 35 et 45 XPF/kWh selon la puissance installée) ;
- L'arrêté n° 902 CM du 25 juin 2009 fixant les conditions techniques, administratives, commerciales et financières des raccordements et de l'achat de l'électricité d'origine solaire PV ;
- L'arrêté n° 976 CM du 1^{er} juillet 2009 portant aménagement d'un régime fiscal et douanier privilégié en matière d'énergie et de développement durable. Sont visés les biens qui permettent de produire de l'énergie (y compris la production d'eau chaude) à partir d'une source d'énergie renouvelable ou qui concourent à la réduction de la consommation des énergies fossiles. Ce régime consiste en l'exonération systématique de tous les droits et taxes liquidés par le service des douanes (à l'exception de la taxe de péage, de la redevance aéroportuaire et de la participation informatique douanière) ainsi qu'en l'exonération de la taxe sur la valeur ajoutée (TVA) sur le matériel.

Ces mesures ont marqué le début du développement de la filière PV en PF.

L'arrêté n° 865 CM du 28 juin 2011 est venu modifier les tarifs d'achat de l'énergie électrique issue des générateurs PV à 15,98 XPF/kWh pour l'île de Tahiti et à 23,64 XPF/kWh pour les autres îles.

Entre 2017 et 2019, un dispositif d'aides financières pour les particuliers souhaitant s'équiper d'une installation PV pour leur logement a été mis en place. L'installation pouvait être soit connectée au réseau, avec une aide forfaitaire de 100 000 XPF, soit en site isolé, avec une aide proportionnelle au montant de l'investissement dans la limite de 600 000 XPF. Le montant d'aides engagées pour les installations

connectées au réseau s'est élevé à 15,7 millions XPF pour une puissance installée de 531,5 kWc. Les installations en site isolé ont quant à elles mobilisé 9,5 millions XPF d'aides pour 36,2 kWc installés.

La mise en œuvre de l'ensemble des mesures ci-dessus a fortement contribué au développement du parc d'installations PV polynésien, qui est passé de 3 MWc en 2010 à 52 MWc en 2022, soit une production d'environ 50 GWh. L'énergie solaire PV représente ainsi 7,3% de la production d'électricité en 2022.

Puissance PV (kWc)	0 à 10	10 à 50	50 à 100	> 100	Total
Nombre d'installations	3 502	341	126	53	4 022
Puissance cumulée (kWc)	14 872	8 603	10 292	18 355	52 122

Tableau 20 : Typologie des installations PV en 2022 - Source : OPE 2022

La plus grande partie du parc PV se situe à Tahiti avec une puissance installée de 43,6 MWc à fin 2022.

Par ailleurs, après la création d'un cadre réglementaire et technique pour les installations PV avec stockage en 2019 et 2020, la PF a lancé en 2021 le premier appel à projets portant sur la réalisation et l'exploitation de ce type d'installations sur l'île de Tahiti. La puissance cumulée appelée était de 30 MWc, pour un prix de vente plafond fixé à 21 XPF HT/kWh.

Les quatre projets lauréats totalisent une puissance de 30,42 MWc et généreront environ 37 GWh par an, soit 7% de la production totale d'électricité en PF, pour un prix de rachat moyen pondéré de 18,95 XPF/kWh. Leur mise en service est prévue au deuxième semestre 2024.

5.2.3.2. Objectif de développement de la production photovoltaïque à Tahiti

	Situation 2020	Objectif 2030
PV au sol ²⁰ (MW)	-	120
PV en toiture (MW)	36	70
Total (MW)	36	190

Tableau 21 : Objectifs de développement du PV à Tahiti

Développement du solaire PV au sol

Au vu des développements hydroélectriques présentés dans la partie précédente et afin d'atteindre les objectifs fixés, il est nécessaire de prévoir la réalisation de 120 MWc d'installations PV au sol à l'horizon 2030.

Comme annoncé ci-avant, la mise en service des projets lauréats de l'appel à projets portant sur des installations PV avec stockage sur l'île de Tahiti devrait participer à hauteur de 30,4 MWc à cet objectif (soit environ 37 GWh) à l'horizon 2025.

Le développement des 90 MWc supplémentaires pourrait passer par la mise en service de 30 MWc tous les deux ans sur la période 2026-2030 (soit un gain de production de 36 GWh tous les deux ans). Le besoin foncier correspondant est évalué entre 85 et 125 hectares.

²⁰ Cette catégorie inclut également les projets agrivoltaïques.

Développement du solaire PV en toiture

L'hypothèse de développement du PV en toiture retenue dans le scénario prévisionnel des besoins en électricité de l'île de Tahiti présenté au chapitre 3.2 est de 3 à 4 MWc par an jusqu'en 2030 (avec une puissance installée de 43,6 MWc à fin 2022). Cela correspond à la mise en service d'environ 26 MWc d'ici 2030 (soit un gain de production d'au moins 26 GWh).

5.2.4. Autres sources d'énergie renouvelable

L'énergie thermique des mers

L'énergie thermique des mers (ETM) consiste à exploiter le différentiel de température des océans entre les eaux de surface et les eaux profondes (un différentiel d'au moins 20°C est nécessaire) afin d'utiliser l'eau de mer comme source froide ou produire de l'électricité. La PF bénéficie d'une géomorphologie avantageuse (lagon peu large, pente des tombants importante) pour l'exploitation d'ETM.

❖ Production de froid

Le SWAC (Sea Water Air Conditioning) est un système permettant d'utiliser l'eau de mer comme source froide afin d'alimenter des bâtiments en climatisation.

Deux projets privés ont déjà été déployés sur deux complexes hôteliers, à Bora Bora (2,4 km de conduites pour une puissance de 1,65 MWf) et à Tetiaroa (2,6 km de conduites pour une puissance de 2,4 MWf). Après ces expériences réussies, la PF a souhaité équiper le CHPF, qui représente près de 5% de la consommation électrique de Tahiti, d'un système similaire.

Le CHPF a le profil du consommateur idéal pour être équipé d'un SWAC, puisqu'il répond aux critères suivants :

- Une puissance appelée importante et concentrée : les entités du CHPF qu'il est prévu d'alimenter représentent une puissance appelée totale de 6 MWf ;
- Une consommation stable et permanente : le CHPF consomme du froid 24h/24, 365 jours par an ;
- Un positionnement en bord de mer : il est situé à environ 200 m du lagon et 1200 m du plein océan ;
- Une climatisation centralisée existante assurée par des groupes de production d'eau glacée : seul ce type de système de climatisation est compatible avec un SWAC.

Le projet, porté pour le Pays par la Direction Polynésienne de l'Énergie (DPE, ex service des énergies, SDE), a permis la substitution complète de la production de froid des groupes frigorifiques conventionnels et se caractérise par les éléments suivants :

- Des ouvrages maritimes (réseau primaire) : constitués d'une conduite d'une longueur de 3800 m qui puise l'eau à 900 m de profondeur (5°C) et d'une conduite de 200 m qui la rejette à 7 m de profondeur ;
- D'un local technique abritant l'ensemble des équipements nécessaires au fonctionnement du système : en béton armé, il est enfoui dans le sous-sol et constitué de deux niveaux. Le niveau bas, situé à environ 7 m de profondeur, accueille les pompes primaires permettant le pompage des eaux de mer des profondeurs. Le niveau plus haut accueille les échangeurs thermiques permettant le transfert des frigories du réseau primaire vers le réseau secondaire, les pompes du réseau secondaire ainsi que le système de contrôle et de régulation du SWAC ;
- D'un réseau secondaire : constitué de deux conduites d'eau douce, avec une grande partie enfouie dans le sol (environ 600 m) et une partie aérienne (environ 40 m), reliant le local technique au réseau d'eau glacée du CHPF.

Ce SWAC (3,8 km de conduites pour une puissance de 6 MWf) permettra à terme 40% d'économies sur la facture d'électricité du CHPF, soit approximativement 10 GWh et 350 millions XPF par an. Il a été mis en service en juillet 2022. Depuis sa mise en service, le système a été en mesure d'alimenter l'hôpital en froid et les gains attendus ont bien été constatés.

Une étude de faisabilité a également été lancée concernant la mise en place d'un SWAC desservant l'ouest de Papeete jusqu'au centre-ville. Si la faisabilité technique est avérée, les profils de consommation de la zone étudiée obèrent la rentabilité du projet. Un soutien financier public pourrait voir sa réalisation se concrétiser.

❖ *Production d'électricité*

La production d'électricité au sein d'une centrale ETM est rendue possible grâce à la différence de température entre l'eau de mer des profondeurs et celle de surface. Cet écart de température permet, au travers d'un cycle thermodynamique, d'évaporer un fluide. La vapeur ainsi générée alimente une turbine qui, couplée à un alternateur, produit de l'électricité. Cette technologie présenterait l'avantage de ne pas être une source de production intermittente comme le sont les autres sources d'EnR (solaire, éolien, hydroélectrique, etc.).

S'il n'existe à ce jour aucune installation de ce type en PF, les évolutions technologiques ainsi que le retour d'expérience local sur la technologie SWAC sont de nature à accélérer les avancées dans ce domaine. Un projet est actuellement à l'étude par le secteur privé. L'île de Tahiti, et plus particulièrement sa côte Sud, est en effet propice au développement d'un projet de centrale ETM, de par ses fonds atteignant 1000 m à quelques km du rivage et ses conditions météo-océaniques relativement clémentes.

Au vu du potentiel de cette technologie, la PF reste à l'écoute des porteurs de projets afin de les accompagner au mieux pour faire émerger un démonstrateur local.

L'énergie houlomotrice

L'énergie houlomotrice, ou énergie des vagues, utilise l'énergie contenue dans le mouvement de la houle, soit les oscillations de la surface de l'eau, pour produire de l'électricité.

Des études de potentiel ont déjà été menées, notamment sur la côte Sud de Tahiti en 2012-2013. A ce jour aucune installation de ce type n'existe en PF, néanmoins certains opérateurs ont pour ambition d'implanter des démonstrateurs dans les prochaines années.

La Polynésie a contribué, tout comme son partenaire l'ADEME, au financement d'un atlas de la houle qui doit permettre à ces opérateurs de bénéficier de données d'entrée plus qualitatives.

En cas de démonstration concluante, le recours à cette technologie pourrait être envisagé.

Les déchets

Les filières de valorisation énergétique des déchets sont quasi inexistantes en PF, notamment pour les biodéchets, alors même que les enjeux sont nombreux.

La gestion des déchets doit faire face à des contraintes fortes comme l'isolement géographique de la PF et la dispersion et l'éloignement des îles.

Compte tenu du développement économique et de l'accroissement de la population, la production d'ordures ménagères ne cesse d'augmenter. Ceci est particulièrement préoccupant dans les zones urbanisées et dans les zones fortement touristiques comme à Tahiti, Moorea et Bora Bora. Les îles basses, bien que moins habitées, sont également des milieux particulièrement fragiles et exposés en raison de la faible superficie de terres émergées et de la présence des lentilles d'eau douce à faible profondeur.

Le syndicat mixte FENUA MA, qui regroupe l'ensemble des communes des Îles-du-Vent exceptée Faavae, assure la gestion du traitement des déchets ménagers, au travers de deux infrastructures majeures que sont

le centre d'enfouissement technique (CET) de Paihoro et le centre de recyclage et de tri de Motu Uta²¹, toutes deux situées à Tahiti.

À Tahiti, une grande partie des biodéchets sont enfouis au CET de Paihoro, à la décharge de Faa'a ou gérés individuellement par leurs producteurs. Le développement d'une filière de méthanisation pour les déchets ou effluents organiques professionnels, voire pour les déchets ménagers, permettrait de prolonger la durée d'utilisation des sites d'enfouissement.²²

Deux études ont été menées sur cette thématique :

- En 2017, une étude pour le développement d'un projet de méthanisation sur l'île de Tahiti a permis de recenser un gisement d'environ 32 000 tonnes/an valorisé, traité ou éliminé dans les filières actuellement en place. Selon les données recueillies, 7000 tonnes/an seraient mobilisables immédiatement afin de produire approximativement 419 500 m³ de méthane par an, permettant l'installation d'une unité de production électrique de 200 kW pour une production de 1,65 GWh/an (sans autoconsommation).
- En 2020, l'étude d'un projet d'installation de méthanisation et de valorisation de déchets organiques dans la zone industrielle de Faratea a été réalisée par Technival. En se basant sur plusieurs critères de sélection (mobilisation du gisement, potentiel de méthanisation des déchets, modalités de collecte), le gisement utilisable a été estimé à environ 9200 tonnes/an, soit la production de 910 000 m³ de biogaz (50% à 75% de méthane) permettant l'installation d'une unité de production électrique de 250 kW pour une production de 1,5 GWh/an.

Bien qu'il n'existe, à ce jour, aucune installation de ce type, la PF reste à l'écoute des porteurs de projets afin de les accompagner au mieux dans l'élaboration de leurs projets de valorisation énergétique des déchets.

5.2.5. Synthèse pour l'île de Tahiti

Un scénario de développement des EnR permettant d'atteindre un taux de pénétration de 75% dans la production électrique en 2030 pourra se décliner de la sorte :

Puissance installée et production	2020		2030		
	MW	GWh	MW	GWh	% du mix électrique
Hydroélectricité	48	160	66	214	37,5%
PV au sol	-	-	120	144	25,2%
PV en toiture	36	34	70	70	12,3%
TOTAL	84	194	256	428	75%

Tableau 22 : Scénario de développement des EnR à Tahiti

Ce scénario mise sur l'exploitation des potentiels hydroélectriques et photovoltaïques mais n'exclut pas les autres potentiels (ETM, méthanisation, réduction de la demande, etc.) qui seraient en mesure de contribuer à l'objectif de transition énergétique.

²¹ Source : DIREN 2022

²² Source : Etude de faisabilité opérationnelle – Phase 1 : étude des gisements, CCISM/ADEME/PF, 2017

Note : Le scénario de développement ci-avant reste un scénario ambitieux permettant de répondre à l'objectif fixé par le Code de l'énergie de 75% dans la production électrique en 2030.

Un scénario plus réaliste, faisant consensus auprès de l'ensemble des acteurs du système, porte le taux d'EnR aux environs de 55 à 60% en 2030.

Ce taux, certes plus mesuré, exige toutefois une action très forte en faveur du développement des EnR qui passe notamment par le développement de nouveaux ouvrages hydroélectriques et un important développement du photovoltaïque.

2030			
Puissance installée et production	MW	GWh	% du mix électrique
Hydroélectricité	50 à 60	167 à 200	29 à 35%
PV au sol	60	72	12,5%
PV en toiture	75	75	13.5%
TOTAL	185 à 195	314 à 347	55 à 60%

6. Moderniser et améliorer l'efficacité des moyens de production thermique

6.1. Etat des lieux

Le parc de production thermique de Tahiti est composé de deux sites, la centrale de Vairaatoa en centre-ville de Papeete et la centrale Emile MARTIN dans la zone industrielle de la vallée de la Punaruu à Punaauia. D'une capacité installée de 148 MW, la production d'électricité d'origine thermique est d'environ 340 GWh et représente 63% de la production d'électricité totale sur l'île de Tahiti en 2020.

	Exploitant	Localisation	Puissance installée (MW)
Centrale de Vairaatoa	EDT	Papeete	26
Centrale Emile MARTIN	EDT	Punaruu	122
TOTAL			148

Tableau 23 : Parc de production thermique à Tahiti en 2020

La centrale de la Punaruu représente 98% de la production thermique de l'île de Tahiti, soit 31 641 heures de marche en 2020 contre 1 291 heures pour la centrale de Vairaatoa, la plus ancienne de l'île, qui est utilisée en secours uniquement²³. Située en plein centre-ville, cette dernière, sous réserve de la mise en service d'une nouvelle unité de production, a vocation à être démantelée.

Les centrales thermiques ont un rôle historique et prépondérant, encore aujourd'hui, dans le mix énergétique polynésien. Malgré leur utilisation en base, leur rôle principal est l'ajustement de la production à la demande au travers de la réserve tournante fournie par les groupes électrogènes. Elle correspond à une réserve de puissance pouvant être sollicitée instantanément. Moyen de production le plus réactif, les groupes électrogènes sont également utilisés pour lisser la production des autres énergies, notamment la production PV par nature intermittente, et ainsi s'adapter à la consommation.

Historiquement, le carburant utilisé dans la centrale Emile MARTIN était du fioul lourd. En 2021, du fait de la compétitivité tarifaire du gazole par rapport au fioul, ainsi que des enjeux sanitaires et environnementaux, le gazole est devenu le combustible privilégié de la centrale.

Ce changement de combustible a permis de réduire les émissions de polluants atmosphériques, notamment avec une division par 1000 à 2000 des rejets de soufre dans l'atmosphère (en fonction du fioul utilisé).

La sélection du gazole par rapport au fioul lourd permet également de diminuer les minimums techniques de fonctionnement des groupes électrogènes Pielstick et Wartsila à 4,5 MW contre 6,5 et 8,5 MW auparavant. Cette flexibilité favorise le placement des EnR les jours de faible demande et diminue les déconnexions des installations PV.

Avec 63% de production thermique dans le mix énergétique, l'île de Tahiti, et plus globalement la PF (70%), est nécessairement très dépendante des importations d'hydrocarbures.

²³ Source : RAD EDT 2020

6.2. Objectif d'évolution de la production thermique à Tahiti

Conformément au scénario de développement, l'objectif à l'horizon 2030 est de diminuer la part d'électricité d'origine thermique dans la production en la remplaçant par de l'électricité issue des EnR.

	Situation 2020	Objectif 2030
Production thermique (GWh)	340	145

Tableau 24 : Objectif d'évolution de la production thermique à Tahiti

Mise en service d'une nouvelle centrale thermique

Dans l'hypothèse d'un développement des EnR moins marqué (50%), une partie des groupes électrogènes de la centrale Emile MARTIN approcheront leur durée de vie théorique en 2030. Un retrofit est prévu afin d'allonger leur durée d'utilisation et de maintenir les capacités de production thermique à un niveau permettant de satisfaire les besoins en toutes circonstances.

Par ailleurs, en raison du fort développement du PV et plus encore du probable démantèlement de la centrale de Vairaatoa, il apparaît nécessaire de mettre en service une nouvelle centrale pour moderniser le parc de production thermique. D'une puissance potentielle de 2 x 10 MW (en remplacement de Vairaatoa), cette centrale thermique, dénommée « Site 3 », sera utilisée en base mais aura également la capacité de lisser plus efficacement la production des autres énergies, permettant d'augmenter la pénétration des EnR sur le réseau. En outre, dans la perspective de l'arrivée de technologies hydrogène matures sur le marché, cette centrale devra être compatible avec une production et un stockage de l'hydrogène in situ. Sa mise en service permettrait l'arrêt définitif de la centrale de Vairaatoa qui pourrait alors être démantelée.

Mise en service d'un générateur virtuel

En parallèle, la mise en service d'un générateur virtuel « Putu Uira » fin 2022 d'une puissance de 15 MW et d'une capacité de 9,9 MWh, permet de contribuer à la stabilité en fréquence et tension du réseau.

Pour la partie fréquence, il est équipé de batteries capables de fournir de la puissance active le temps nécessaire au démarrage d'un groupe thermique, soit approximativement 20 minutes.

Pour la partie tension, un système de compensation dynamique de l'énergie réactive permet, en cas de défaut sur le système électrique, de stabiliser la tension. Ce système de compensation (Statcom), contrôlé par électronique de puissance, se comporte comme une source de tension capable de produire ou d'absorber de l'énergie réactive dans une plage comprise entre -20 et +20 MVAR pendant 60 secondes et -16 et +16 MVAR en continu.

Depuis sa mise en service, « Putu Uira » a permis de diminuer le nombre de groupes en fonctionnement de la centrale Emile MARTIN. En effet, « l'ancien » système obligeait à faire fonctionner au minimum deux groupes électrogènes simultanément (pour pallier une défaillance sur l'un des groupes). La mise en service de « Putu Uira » a permis de jouer ce rôle de sécurisation et de substitution du fonctionnement d'un groupe thermique. L'économie est estimée à environ 4000 heures de fonctionnement d'un groupe électrogène, soit la durée moyenne de fonctionnement d'un groupe sur une année.

EDT a procédé à des essais au second semestre 2022 avant la mise en service effective en janvier 2023. « Putu Uira » a d'ores et déjà permis d'atteindre une production électrique 100% renouvelable pendant quelques heures.

7. Développer le réseau électrique en assurant sa sécurité et stabilité

7.1. Etat des lieux

Le réseau de transport de Tahiti, présent uniquement sur Tahiti Nui (île principale), se compose de plus de 300 km de liaisons électriques, dont environ 90% enterrées. En 2021, 250 km d'entre elles sont exploitées sous les tensions présentées dans le tableau ci-contre. Près de 500 GWh sont transportés des postes de sources vers les postes de répartition. Ce réseau comporte 24 postes, dont près de 55% sont destinés à l'écoulement de l'hydroélectricité.

Tensions d'exploitation	Longueur (km)
90kV	50
30kV	90
20kV	110

Tableau 25 : Liaisons exploitées en 2022

150 km de fibre optique sont également exploitées, afin de transmettre des informations en temps réel aux techniciens qui gèrent le réseau haute tension.

Pour répondre à la complexité topographique et météorologique, mais aussi pour préserver la biodiversité de l'île de Tahiti, le gestionnaire du réseau de transport (TEP) a privilégié le déploiement de réseaux souterrains. Ils ont l'avantage d'être moins visibles pour les usagers et moins touchés par les aléas climatiques.

En contrepartie, ils entraînent des coûts plus importants et nécessitent des moyens de compensation de l'énergie réactive générée par les câbles souterrains. Par ailleurs, la ligne aérienne historique Punaru'u - Faatautia (PUN – FAT) n'est accessible que par hélicoptère, rendant complexes les maintenances préventives périodiques et correctives.

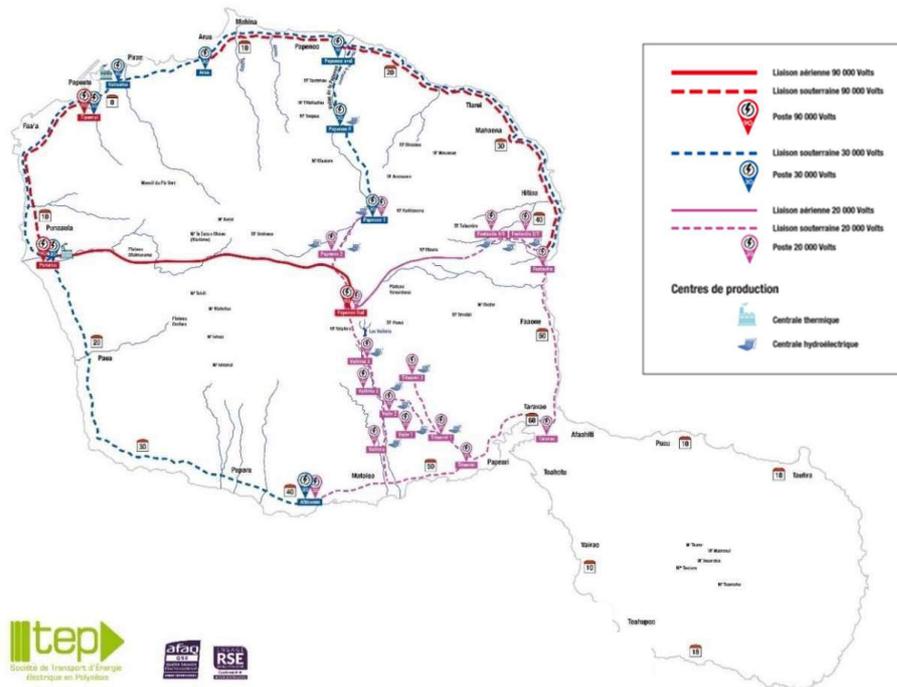


Figure 13 : Le réseau de transport électrique à Tahiti en 2021



Par définition, le développement d'un réseau de transport doit suivre et mettre en liaison le développement des zones de consommation, et celui des unités de production, en s'adaptant aux plans d'aménagement validés par les autorités compétentes.

Dans le cas du réseau de transport de Tahiti, son extension depuis les années 1990 a été largement dicté par le développement de l'énergie hydroélectrique. En effet, en complément d'un réseau côtier 30 kV quasiment bouclé tout autour de l'île principale Tahiti Nui, et d'un réseau côtier 90 kV encore partiel limité à la zone de plus forte densité de population, c'est l'hydroélectricité qui a justifié le développement d'une ligne traversière 90 kV (PUN – FAT), et de lignes 20 kV ou 30 kV dans 5 vallées parfois difficilement accessibles, afin de permettre l'écoulement de l'énergie hydroélectrique vers les zones de consommation, très éloignées à l'échelle de l'île (de 50 à 80 km en moyenne).

7.2. Développements en cours des infrastructures du réseau de transport

Concessionnaire du réseau de transport depuis 1985, TEP a engagé depuis 2017 un important programme de développement du réseau et de renouvellement de ses infrastructures, pour un budget total de 14,6 Milliards XPF jusqu'à 2030 (dont 11,7 Milliards pour la période 2017-2024).

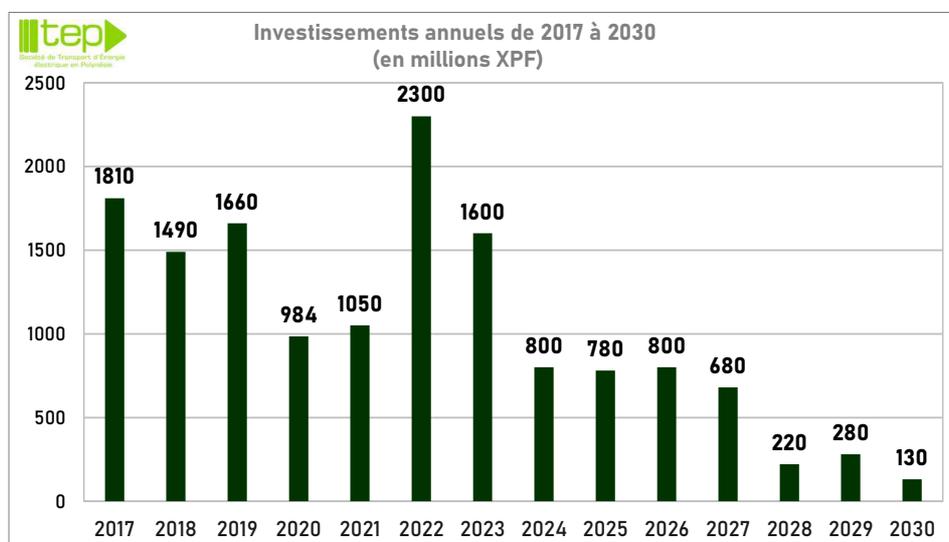


Figure 14 : Investissements annuels de 2017 à 2030

Les principales motivations de ce programme ont été les suivantes :

- Sécuriser l'alimentation de la zone urbaine avec le bouclage par le Nord-Est (FAT – TIPPA) en 90 kV (le réseau 90 kV étant resté jusqu'ici en antenne entre Faatautia et la zone urbaine, depuis l'intérieur de l'île jusqu'à Tupaerui en passant par la côte Ouest). Le choix de cette boucle nord « longue » par Faatautia était motivé par la perspective de nouveaux développements hydroélectriques en côte Est, et d'une croissance des consommations du Sud, quand une boucle courte (par Papenoo) aurait pu suffire pour le seul objectif de sécurisation de la zone urbaine ;
- Finaliser l'exploitation en 30 kV des réseaux du Sud de Tahiti (Atimaono – Faatautia en passant par Taravao), celles-ci étant restées jusqu'ici exploitées en 20 kV dans cette zone, où les consommations restent faibles à ce jour (environ 10 MW en pointe). Outre une meilleure sécurité et la réduction des pertes, ce bouclage Sud visait déjà à préparer le raccordement prévisible de nouvelles unités hydroélectriques ou PV.
- Renouveler et moderniser les équipements en fin de vie.

Désignation des opérations	Montant total jusqu'à 2030 (MXPf)	Réalisé au 31/12/21 (MXPf)	Période 2022-2024 (MXPf)	Période 2025-2030 (MXPf)
Maillage et sécurisation du réseau 90kV – Boucle Nord	8 877	5 746	2 614	517
Renouvellements des Infrastructures (postes et liaisons)	2 973	380	909	1 684
Renforcement du réseau Sud et développement des EnR	2 750	915	1 154	681
TOTAL (MXPf)	14 600	7 041	4 677	2 882
TOTAL (M€)	122	58	39	23

Tableau 26 : Décomposition du programme 2017-2030 par nature (points 7.2 et 7.3)

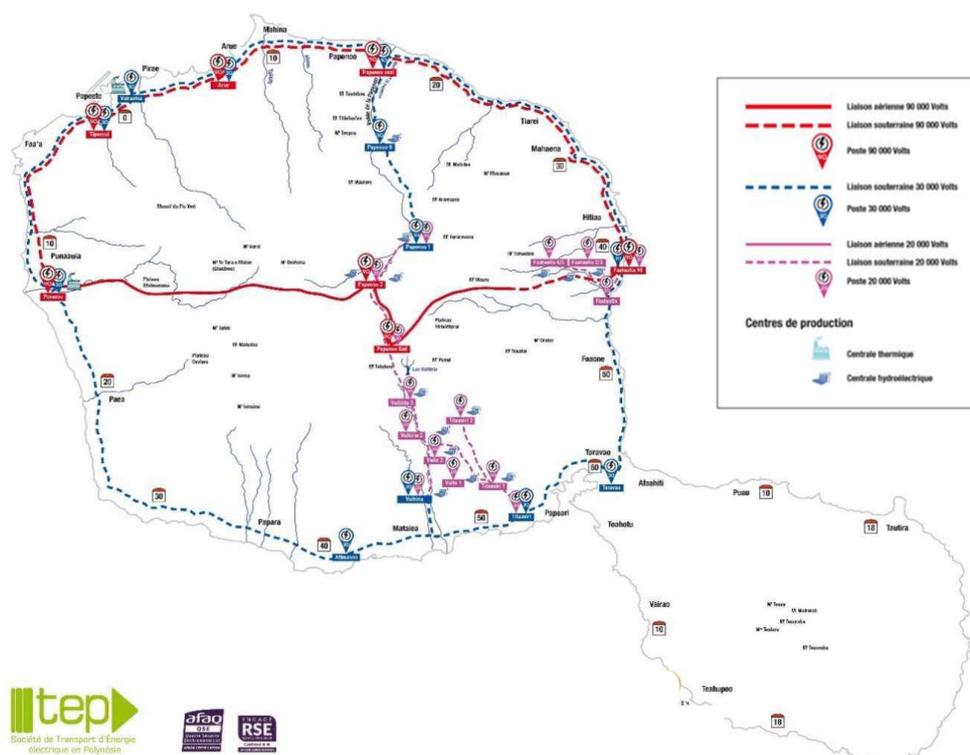


Figure 15 : Le réseau de transport électrique à Tahiti en 2024

7.3. Autres développements de lignes et postes à prévoir, afin de répondre aux objectifs de transition énergétique

Pour la zone Nord de Tahiti, entre Punaaru et Faatautia, les infrastructures actuelles offrent des capacités d'écoulement qui n'auront à priori pas besoin d'être renforcées.

Pour la zone Sud, les liaisons et postes prévus à ce jour seront saturés par les lauréats de l'appel à projets pour la réalisation de fermes photovoltaïques au sol avec stockage porté par le Pays. Notifié en 2022 pour un total de 30 MWe ces projets sont localisés autour de Taravao et s'ajoutent aux centrales hydroélectriques existantes des vallées de l'ouest dont la production dans certaines configurations doit pouvoir passer par le réseau côtier Ouest.

De nouveaux développements du réseau de transport devront être programmés en fonction du développement des EnR dans cette zone. Ainsi, un doublement des liaisons 30 kV entre Punaaru et Taravao avec un budget estimé de 2,5 milliards XPF (20,8 millions €), un prolongement de la liaison 90 kV entre Faatautia et Taravao et la création d'un poste 90 kV sur Taravao pour un budget estimé de 4 milliards XPF (33,4 millions €), permettraient d'accroître les capacités d'accueil d'environ 30 à 40 MW.

Le budget estimé représente donc 6,5 Milliards XPF (54,2 millions €).

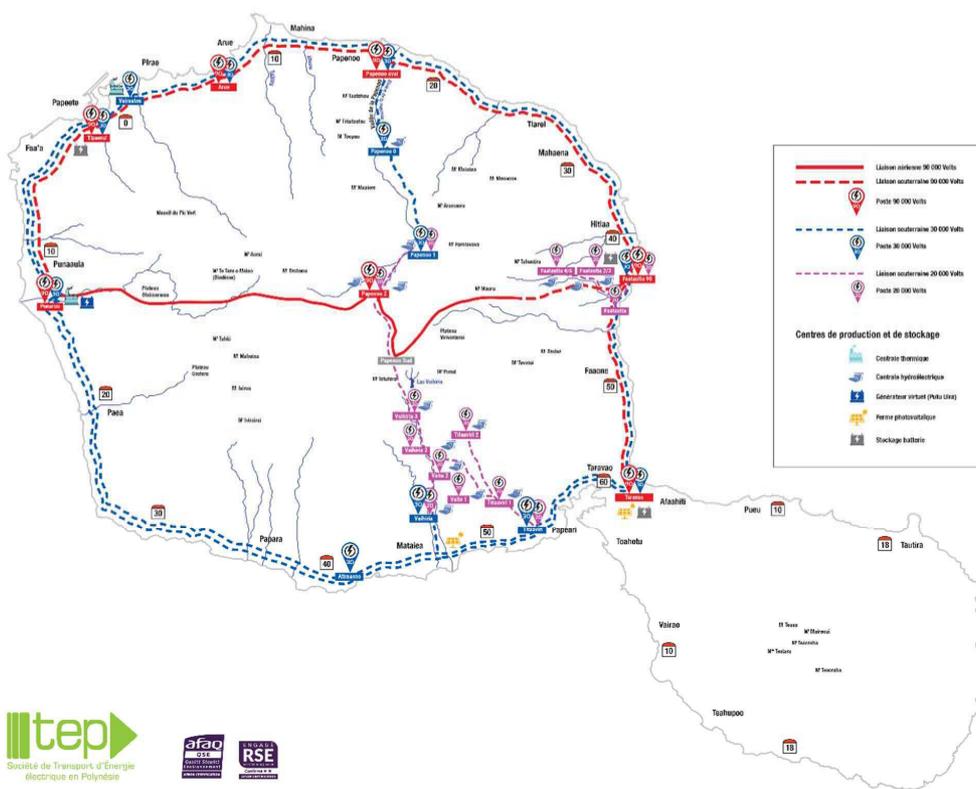


Figure 16 : Le réseau de transport électrique à Tahiti en 2030



7.4. Dimensionnement de nouveaux dispositifs de stockage et modalités de leur pilotage centralisé / contribution aux services système

La production d'énergie PV se concentrant sur une période de la journée, et cette production répondant à une courbe en cloche, il est préférable d'en assurer une répartition dans le temps afin d'éviter la saturation des réseaux (dépassement des capacités de transit). Pour assurer cette répartition dans le temps, il faut stocker l'énergie ; les problématiques qui apparaissent alors sont : quelle quantité doit-on stocker et où positionner les stockages ? Ou encore quel impact sur la stabilité du système électrique ?

Pour pouvoir lisser l'énergie sur une journée, une des possibilités serait de recourir à un stockage dit « 4 pour 1 », à savoir disposer d'un stockage équivalent à 4 fois la puissance maximale de production d'une installation. Concernant le positionnement des stockages, le gestionnaire du réseau de transport émet deux hypothèses :

Hypothèse 1

Les producteurs solaires doivent réaliser le « 4 pour 1 » chez eux. C'est une solution viable du point de vue technique, mais qui oblige un investissement coûteux chez les producteurs. D'autre part, la conduite du système, incluant le contrôle des stockages décentralisés ainsi que la gestion des services système associés, qui devra être assurée par le Responsable d'Equilibre, imposera une contractualisation complexe avec les producteurs.

Dans cette hypothèse, il conviendra d'imposer aux producteurs de nouvelles règles de placement, de gestion de l'équilibre offre demande et de contribution aux services système.

Hypothèse 2

Des stockages « 3 pour 1 » sont centralisés au niveau des postes TEP Taravao et Faatautia.

Dans cette deuxième hypothèse, comme pour les premières fermes PV autorisées en 2022, il sera demandé aux producteurs de stocker au maximum 1 MWh par MWc installé (« 1 pour 1 »), afin que la production qui leur est assignée soit garantie et non aléatoire, en respectant les prescriptions fixées par les documents techniques de référence (DTR).

Le positionnement de ces stockages recherchera un optimum technico-économique, pour limiter les investissements sur les liaisons du transport tout en garantissant la stabilité des réseaux, et en tenant compte des contraintes foncières. Un positionnement au plus près des producteurs devrait être privilégié. En première analyse, une localisation au niveau des postes Taravao et Faatautia pourrait répondre à ces objectifs. Ces installations seront pilotées à distance par le Responsable d'Equilibre.

Par ailleurs, en plus des services systèmes qu'elles rendent, les machines tournantes de production (groupes thermiques, groupes hydro dynamiques) contribuent à la stabilité du système électrique du fait de leur inertie intrinsèque (capacité à absorber des perturbations de manière très rapide). Avec le PV, cette inertie va diminuer.

Une étude de stabilité et d'équilibre offre-demande a été sollicitée auprès du gestionnaire de réseau de transport et responsable d'équilibre au mois d'août 2022. Cette étude devra préciser les besoins en stockage, leur dimensionnement technique, leur coût et leur impact technico-économique sur le secteur.

Note : Parallèlement au développement du stockage par batteries chimiques, les systèmes de stockage tel que les stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) ou les centrales hydroélectriques avec stockage sont des pistes potentielles, voir notamment la partie 5.2.2.2.

8. Stratégie de développement énergétique des îles (hors Tahiti)

8.1. Etat des lieux général

	Consommation électrique (GWh/an)	Part de la consommation par rapport à la PF	Consommation d'hydrocarbures pour la production d'électricité (en million de litres/an)	Taux d'EnR
Tahiti	490	77%	72	45.4 %
Bora Bora	42	7%	11	4.3 %
Moorea	34	5%	9	5.2 %
Société (<i>hors 3 ci-dessus</i>)	39	6%	11	6.5 %
Tuamotu-Gambier	19	3%	7	8.8 %
Marquises	12	2%	3	14.3 %
Australes	7	1%	2	2.8 %
Polynésie française	643	100%	116	35.9 %

Tableau 27 : Consommation d'électricité et d'hydrocarbures en PF en 2022 - Sources : OPE, EDT 2022

Avec un taux moyen de 36% d'EnR dans la production d'électricité en 2022 (45% à Tahiti), la production thermique reste majoritaire en PF. Tahiti, Bora Bora et Moorea consomment à elles-seules près de 90% de l'électricité produite.

Un état des lieux du parc de production thermique des concessions EDT dans les îles se trouve en [annexe](#).

La consommation d'hydrocarbures destinée à la production d'électricité est passée de 119 millions de litres en 2019 à 114 millions en 2020, soit une baisse d'environ 5 millions de litres principalement due à la crise sanitaire liée au COVID-19. Environ 44 millions de litres d'hydrocarbures sont consommés dans les îles en dehors de Tahiti.

Le potentiel de production hydraulique se retrouve uniquement dans les îles hautes. Les infrastructures hydroélectriques hors Tahiti sont localisées quasi exclusivement aux Marquises et correspondent majoritairement à des unités de production avec retenue d'eau.

Les installations PV hors Tahiti sont situées majoritairement dans les autres îles de la Société et aux Tuamotu-Gambier.

Société (hors Tahiti)

Moorea et Bora Bora possèdent les capacités de production thermique les plus importantes après Tahiti mais une production d'EnR limitée. Dans l'archipel, hormis Raiatea qui possède une centrale au fil de l'eau d'une puissance de 60 kW, quelques installations micro-hydrauliques existent, notamment à Moorea, mais leur production reste marginale et n'alimente que le foyer pour lequel l'installation a été réalisée. Deux projets privés de systèmes SWAC ont été déployés sur deux complexes hôteliers, le premier à Bora Bora (1,65 MWf), le second à Tetiaroa (2,4 MWf). Ces systèmes ont permis de diminuer le besoin en électricité.

Par ailleurs, depuis 2014, Tetiaroa est alimentée par une centrale privée hybride thermique/PV dont la puissance s'élève à 899 kWc.

Tuamotu-Gambier

L'île de Makatea dispose d'une centrale hybride thermique/PV, la première de PF. Construite en 2005, elle appartient et est exploitée par EDT. Après cette expérience réussie, 7 centrales hybrides ont été construites par le Pays dans les Tuamotu entre 2008 et 2012. Enfin, l'île de Nukutepipi dispose elle aussi de deux centrales hybrides construites en 2013 et 2018.

Îles	Puissance (kWc)	Production solaire annuelle (MWh)
Nukutepipi	312	418
Manihi	295	467
Ahe	130	96,7
Reao	129	225
Tatakoto	121	183
Fangatau	101	141,3
Napuka	87	156
Fakahina	72	120
Makatea	45	50
TOTAL	1 292	1 857

Tableau 28 : Centrales hybrides aux Tuamotu en 2020

Marquises

À l'instar de l'île de Tahiti, la première source d'énergie renouvelable des Marquises est l'hydroélectricité, devant le PV. Cet archipel dispose en effet de plusieurs installations hydroélectriques avec retenue d'eau (Hiva Oa, Nuku Hiva et Fatu Hiva) pour une puissance totale s'élevant à 1,2 MW.

Australes

Archipel le moins peuplé, les Australes sont aussi les îles qui consomment le moins d'électricité, notamment du fait d'un usage limité de la climatisation (climat austral plus frais). La consommation d'électricité de l'archipel représente seulement 1% de la consommation totale de la PF. La production est majoritairement thermique avec un faible pourcentage de PV.

8.2. Mesures de développement de la production d'électricité

8.2.1. Société

Au vu des gisements et de la maturité des technologies disponibles, le développement des EnR dans les îles de la Société autres que Tahiti s'oriente prioritairement vers le développement de la filière PV. Les autres sources d'EnR, comme l'ETM ou la biomasse, possèdent un potentiel de développement plus limité.

Bora Bora

	Bora Bora 2020
Consommation électrique (GWh/an)	42
Part de la consommation par rapport à la PF	7%
Consommation d'hydrocarbures pour la production d'électricité (million de litres/an)	11
Taux d'EnR (PV, avec autoconsommation)	4.3 %

Tableau 29 : Production d'électricité sur l'île de Bora Bora en 2022 - Sources : OPE, EDT 2022

En 2020, l'île de Bora Bora a été retenue, avec 4 autres îles de l'Union Européenne (UE), pour bénéficier du programme IANOS (Integrated Solutions for the Decarbonization and Smartification of Islands). Financé par l'UE, ce programme vise à décarboner les secteurs de la production d'électricité et du transport des îles européennes et à les orienter vers l'indépendance énergétique en 2050.

D'autres programmes ont été initiés par la commune, parmi eux le projet SWEET pour Solar and Sea Water Experiment for Energy Transition qui s'articule autour de trois volets : un volet PV, un volet ETM et un volet mobilité électrique. Ce projet a pour objectif d'augmenter la part d'EnR en corrélation avec la promotion d'une agriculture locale et inclusive et les technologies zéro carbone.

❖ Volet PV

La commune de Bora Bora étudie le développement de plusieurs projets PV sur l'île :

- ⇒ La création d'une ferme solaire PV sur le motu Tevairoa composée de deux parties : des serres PV pour de la production agricole d'une puissance de 600 kWc et des tables PV au sol pour une puissance de 1900 kWc soit une puissance totale de 2,5 MWc. Les principales caractéristiques sont détaillées dans le tableau ci-dessous.

Caractéristiques centrale PV de Bora Bora	
Puissance PV (MWc)	2,5
Taux d'EnR de la commune	+ 8 à 10 %
Investissement total (XPF)	1 milliard environ
Investissement total (€)	8,4 millions environ
Economie annuelle de gazole (litres)	1 million
Economie annuelle de gazole (XPF)	73 millions
Economie annuelle de gazole (€)	613 000
Tonnes de CO ₂ évitées par an	2 800
Mise en service prév.	2025/2026

Tableau 30 : Caractéristiques de la centrale PV de Bora Bora

Dans un second temps, il est envisagé d'augmenter la puissance du site à 4 MWc.

- ⇒ Le développement du PV sur toiture à hauteur de 1,5 MWc : la commune envisage d'équiper une vingtaine de bâtiments communaux d'installations solaires sans stockage.
- ⇒ Le développement d'un stockage centralisé dit « régulateur de production » : afin d'accompagner le développement des EnR sur l'île et notamment celui du PV, la commune, en accord avec le gestionnaire de réseau, prévoit la mise en service fin 2024 d'un régulateur de production d'une capacité de 6 MWh /5 MW pour un coût approximatif de 640 millions XPF (5.3 millions €).

La réalisation de ces trois programmes permettrait d'atteindre une part de 20% de production d'origine renouvelable.

❖ Volet ETM

Le deuxième volet du projet SWEET consiste à mettre en place une installation d'exploitation basée sur l'ETM sur le motu Mute afin de produire du froid et de l'électricité. Cette installation, d'une puissance prévue de 4 MW, permettrait de fournir froid et électricité à l'aéroport et à plusieurs hôtels de l'île. Elle servirait aussi à alimenter les bornes de recharges des véhicules et bateaux électriques, en accord avec le troisième volet du projet.

Les principales caractéristiques sont détaillées dans le tableau ci-dessous.

Caractéristiques centrale ETM de Bora Bora	
Puissance (MW)	4
Production annuelle (GWh)	11
Investissement total	En cours d'estimation
Economie annuelle de gazole (litres)	2,8 millions
Economie annuelle de gazole (XPF)	190 millions
Economie annuelle de gazole (€)	1,6 million
Tonnes de CO ₂ évitées par an	7 300
Mise en service prév.	2027

Tableau 31 : Caractéristiques de la centrale ETM de Bora Bora

❖ Volet mobilité électrique

Le dernier volet prévoit le développement de la mobilité électrique tant sur terre que sur mer, avec la création de bornes de recharges alimentées via du PV ou l'ETM. L'objectif est de développer un réseau de transport zéro carbone.

Dans le but d'explorer plusieurs solutions, la commune a aussi l'ambition de lancer une étude sur l'utilisation de l'hydrogène dans les transports.

Moorea-Maiao

	Moorea 2022
Consommation électrique (GWh/an)	34
Part de la consommation par rapport à la PF	5%
Consommation d'hydrocarbures pour la production d'électricité (million de litres/an)	9
Taux d'EnR (PV, avec autoconsommation)	5,2 %

Tableau 32 : Production d'électricité sur l'île de Moorea en 2022 - Sources : OPE, EDT 2022

Deux scénarios d'évolution de la demande ont été retenus pour la planification énergétique de l'île de Moorea à l'horizon 2035. Un scénario de « fort développement » illustrant une augmentation des consommations, non maîtrisée, entraînée par l'accroissement démographique et le développement touristique, ainsi qu'un scénario de « développement maîtrisé ».

Les différents scénarios de développement énergétique de la commune sont détaillés dans son schéma directeur des énergies. Un résumé des potentiels projets énergétiques de l'île est présenté ci-dessous.

❖ Le développement du PV

Une vingtaine de sites (bâtiments scolaires, parkings, terrains communaux, etc..) ont été étudiés pour l'installation de PV. Ces sites représentent des puissances individuelles potentielles de plus de 50 kWc, totalisant approximativement 7 MWc pour un investissement d'environ 1,4 milliards XPF. Le tableau ci-dessous détaille les différents volets du développement PV de la commune.

	Puissance (kW)	Capacité de stockage (kWh)	Investissement (MXPf)	Investissement (M€)
PV sur équipements publics	2 296	620 (hydraulique)	636	5,3
PV sur toitures	4 014	-	627	5,2
PV sur ombrières	1 127	-	171	1,4
TOTAL	7 437	620 (hydraulique)	1 435	11,9

Tableau 33 : Projets PV sur l'île de Moorea

La concrétisation de ces projets dépendra de plusieurs facteurs, dont notamment :

- ⇒ L'établissement du prix de rachat PV proposé par la commune puis validé par arrêté pris en conseil des ministres ;
- ⇒ La mise à disposition foncière par le Pays (Port autonome ou Direction de l'Aviation Civile) pour les installations PV sur ombrières ;
- ⇒ L'obtention de subventions pour la réalisation de projets innovants de production PV et stockage hydraulique ;
- ⇒ Le retour de l'exploitant sur les contraintes d'injection PV sur chacun des sites en toiture identifiés ;
- ⇒ Le diagnostic de l'état des charpentes concernées.

En parallèle, il est aussi prévu de déployer une première tranche de 5 MWc de ferme PV au sol avec stockage. Des études sont en cours afin de déterminer les modalités techniques et économiques du projet.

La réalisation de ces programmes permettrait d'atteindre une part de 45% de production d'origine renouvelable.

❖ *L'électrification de l'île de Maiao*

L'île de Maiao, avec un peu plus de 350 habitants, ne possède à ce jour aucun réseau électrique et les habitants sont équipés de groupes électrogènes et de quelques installations PV pour produire leur électricité. Afin d'électrifier l'île, la commune prévoit la mise en service d'une centrale hybride thermique/PV et d'un réseau électrique en 2024/2025. Les caractéristiques du projet sont présentées dans le tableau ci-dessous.

Caractéristiques centrale hybride de Maiao	
Puissance PV (kWc)	170
Puissance stockage (kW)	175
Capacité nominale stockage (kWh)	450
Puissance GE (kW)	75*2
Production annuelle brute (MWh)	372
Taux d'EnR de la commune	+ 65%
Investissement total (XPF)	340 millions
Investissement total (€)	2,8 millions
Tonnes de CO ₂ évitées par an	160

Tableau 34 : Caractéristiques de la centrale Hybride de Maiao

L'investissement nécessaire est évalué à 175 millions XPF pour la centrale et 165 millions XPF pour le déploiement du réseau électrique, soit un investissement total de 340 millions XPF.

Ce projet sera réalisé sur un foncier maîtrisé par la commune.

Les autres îles de la Société

	2022
Consommation électrique (GWh/an)	39
Part de la consommation par rapport à la PF	6%
Consommation d'hydrocarbures pour la production d'électricité (million de litres/an)	11
Taux d'EnR (avec autoconsommation)	6,5 %

Tableau 35 : Production d'électricité dans les autres îles de la Société en 2022 - Sources : OPE, EDT 2022

En dehors des îles mentionnées plus haut, plusieurs projets PV sont envisagés dans l'archipel de la Société, notamment à Raiatea et Huahine.

❖ *Projet de centrale hybride dans la commune de Uturoa à Raiatea*

La commune de Uturoa prévoit le déplacement de sa centrale thermique et de ses cinq groupes électrogènes (2*2,5 MW et 3*1 MW) afin de la coupler à une centrale PV avec stockage (à créer). La mise en service de cette centrale hybride permettrait d'atteindre 37% d'EnR dans le mix énergétique (quasi nul aujourd'hui). Ses caractéristiques sont détaillées dans le tableau ci-dessous.

Caractéristiques centrale hybride de Uturoa	
Puissance PV (MWc)	3
Capacité nominale stockage (MWh)	3
Puissance GE (MW)	8
Production PV + thermique annuelle (GWh)	10
Taux d'EnR de la commune	+ 37%
Investissement total (XPF)	2 à 2,5 milliards
Investissement total (€)	17 à 21 millions
Economie annuelle de gazole (litres)	1 million
Economie annuelle de gazole (XPF)	79 millions
Economie annuelle de gazole (€)	662 000
Tonnes de CO ₂ évitées par an	2 660
Mise en service prév.	2027

Tableau 36 : Caractéristiques de la centrale hybride de Uturoa

❖ *Projet de ferme solaire PV avec stockage dans la commune de Taputapuatea à Raiatea*

La commune de Taputapuatea envisage la mise en service de serres PV avec stockage pour de la production agricole. Cette installation permettrait de produire l'équivalent de la consommation de 1100 foyers.

Caractéristiques centrale PV de Taputapuatea	
Puissance PV (MWc)	2,1
Capacité nominale stockage (MWh)	2
Taux d'EnR de la commune	+ 34 %
Investissement total (XPF)	1 à 1,5 milliard
Investissement total (€)	8,4 à 12,5 millions
Economie annuelle de gazole (litres)	670 000
Economie annuelle de gazole (XPF)	43 millions
Economie annuelle de gazole (€)	361 000
Tonnes de CO ₂ évitées par an	1 800
Mise en service prév.	2027

Tableau 37 : Caractéristiques de la centrale PV de Taputapuatea

❖ *Projet de ferme solaire PV avec stockage à Huahine*

La commune de Huahine prévoit la mise en service de serres PV avec stockage pour de la production agricole. Cette installation permettrait de produire l'équivalent de la consommation de 1800 foyers.

Caractéristiques centrale PV de Huahine	
Puissance PV (MWc)	3,2
Capacité nominale stockage (MWh)	7,3
Taux d'EnR de la commune	+ 50 %
Investissement total (XPF)	1,5 à 2 milliards
Investissement total (€)	12,5 à 16,8 millions
Economie annuelle de gazole (litres)	1 million
Economie annuelle de gazole (XPF)	68 millions
Economie annuelle de gazole (€)	571 000
Tonnes de CO ₂ évitées par an	2 800
Mise en service prév.	2024/2025

Tableau 38 : Caractéristiques de la centrale PV de Huahine

8.2.2. Tuamotu-Gambier

	2022
Consommation électrique (GWh/an)	19
Part de la consommation par rapport à la PF	3%
Consommation d'hydrocarbures pour la production d'électricité (million de litres/an)	7
Taux d'EnR (avec autoconsommation)	8.8 %

Tableau 39 : Production d'électricité aux Tuamotu-Gambier en 2022 - Sources : OPE, EDT 2022

Au vu des gisements et de la maturité des technologies disponibles, l'énergie solaire reste la principale ressource renouvelable dont disposent les îles et atolls des Tuamotu-Gambier. Les différentes centrales hybrides installées, le PV raccordé au réseau mais aussi le nombre important d'installations PV avec stockage chez les particuliers (dont le développement a commencé avec les programmes PHOTOM et CONNECTIS), permettent à l'archipel d'atteindre environ 9% d'EnR dans son mix énergétique.

L'isolement de ces îles et leur petite taille compliquent grandement la gestion des réseaux et de la production d'électricité. Plusieurs pistes d'actions de développement sont proposées ci-dessous.

Sur le court/moyen terme

Avant toute chose, il apparaît nécessaire de moderniser les moyens de production et les réseaux de distribution déjà en place. La mise à jour du parc de compteurs des communes, qui n'est pas toujours complet ou fonctionnel, ainsi que la mise en place d'un outil de gestion de la production/distribution/facturation d'électricité sont prioritaires, afin de répondre notamment aux obligations opérationnelles et comptables du dispositif de solidarité dans le domaine de l'électricité détaillées dans le chapitre 9.3 de ce document.

Sur le long terme

Comme mentionné plus haut, l'énergie solaire reste le principal gisement d'EnR dont peuvent disposer les îles de l'archipel. Plusieurs études de faisabilité ont été lancées dans différents atolls des Tuamotu afin d'évaluer le potentiel d'installation de nouvelles centrales hybrides. Parmi les nombreux critères analysés, la disponibilité du foncier et l'existence d'une desserte aérienne ont été étudiés pour apprécier la faisabilité des projets. Selon les études les plus récentes, 11 îles ont été identifiées :

Îles	Puissance (kWc)	Production solaire annuelle (MWh)	Taux EnR de l'île	Tonnes de CO ₂ évitées par an	Coût en millions XPF	Coût en millions €
Katiu	102	117	+ 65 %	89	120	1,0
Makemo	306	397	+ 50 %	301	378	3,2
Faaite	128	160	+ 63 %	121	178	1,5
Pukarua	115	127	+ 65 %	96	144	1,2
Puka Puka	128	160	+ 70 %	121	170	1,4
Raroia	121	188	+ 65 %	143	131	1,1
Takapoto	192	307	+ 62 %	233	218	1,8
Fakarava	900	1350	+ 60 %	1023	1 056	8,9
Hikueru	110	165	+ 60 %	125	165	1,4
Tureia	90	135	+ 60 %	102	126	1,1
Anaa	226	328	+ 69 %	249	222	1,9
TOTAL	2 418	3 434	-	2 603	2 908	24,4

Tableau 40 : Îles potentielles identifiées pour l'implantation de centrales hybrides

Ces projets permettraient ainsi d'augmenter d'environ 0,55% le taux d'EnR à l'échelle de la PF et d'économiser environ un million de litres de gazole par an, soit environ 78 millions XPF/an (655 000 €).

L'atoll de Nukutavake a fait l'objet d'une étude d'opportunité sommaire en 2012 qui montrait que le projet de centrale hybride était réalisable (terrain domanial disponible). Cependant, il serait nécessaire de lancer une étude plus détaillée afin de confirmer ce potentiel.

8.2.3. Marquises

	Marquises 2022
Consommation électrique (GWh/an)	12
Part de la consommation par rapport à la PF	2%
Consommation d'hydrocarbures pour la production d'électricité (million de litres/an)	3
Taux d'EnR (avec autoconsommation)	14.3 %

Tableau 41 : Production d'électricité aux Marquises en 2022 - Sources : OPE, EDT 2022

Les îles Marquises ont réussi la mutualisation des services publics de l'électricité dans l'archipel via la Communauté de Communes des Îles Marquises (CODIM). Suite à l'appel à candidatures lancé par la CODIM pour la délégation du service public de l'électricité, avec un périmètre étendu à l'ensemble de l'archipel, les Marquises ont délégué ce service à la société EDM.

Le développement énergétique s'appuiera sur le schéma directeur des énergies des îles Marquises, avec un objectif de 75% d'énergies renouvelables dans le mix énergétique de l'archipel.

Ce schéma directeur, réalisé en 2020, définit pour chaque île/commune, l'état des lieux du secteur de l'énergie, les gisements disponibles et les différents scénarios de développement envisageables.

Les résultats des analyses des potentiels d'EnR menées dans le cadre de l'élaboration du schéma directeur des Marquises sont présentés ci-dessous.

Îles	Potentiel PV sur toiture (kW)	Potentiel PV au sol (kW)	Potentiel biomasse (kW)	Potentiel hydroélectrique (kW)
Hiva Oa	3 700	25 000	700	-
Nuku Hiva	4 800	14 000	800	350
Fatu Hiva	483	-	-	Remise en fonctionnement des centrales existantes (70 kW + 150 kW)
Tahuata	687	150	-	-
Ua Huka	930	25 500	-	-
Ua Pou	950	6 000	-	-

Tableau 42 : Potentiels d'EnR des îles Marquises - Source : Schéma directeur des énergies des îles Marquises 2020

Les orientations retenues par les communes semblent se diriger vers la modernisation et l'optimisation des installations hydroélectriques existantes, le développement du solaire PV et l'exploitation des gisements de biomasse (plantations historiques de pins des Caraïbes).

Malgré un potentiel éolien identifié, le manque d'études approfondies, la quasi inexistence de la filière éolienne à l'échelle de l'archipel mais aussi de la PF et la complexité de l'accès aux zones d'exploitation potentielles ont contraint les communes à s'écarter d'un possible développement de cette technologie.

8.2.4. Australes

	Australes 2022
Consommation électrique (GWh/an)	7
Part de la consommation par rapport à la PF	1%
Consommation d'hydrocarbures pour la production d'électricité (million de litres/an)	2
Taux d'EnR (avec autoconsommation)	2.8 %

Tableau 43 : Production d'électricité aux Australes en 2022 - Sources : OPE, EDT 2022

Avec environ 2,5 % de la population de la PF, soit 7000 habitants, les Australes sont les îles qui consomment le moins d'électricité. La plupart des îles sont en concession EDT, sauf l'île de Rapa qui gère son service en régie et l'île de Rurutu qui a intégré la SPL Te Uira no Raromatai en octobre 2022. Au vu des gisements et de la maturité des technologies disponibles, l'énergie solaire reste la principale ressource renouvelable dont peuvent disposer les îles des Australes notamment au travers du développement du PV sur toiture. Le recours à la biomasse a été étudié mais peut parfois présenter des difficultés d'exploitation du fait de la faible desserte aérienne et des compétences à mobiliser.

9. Préserver le pouvoir d'achat des consommateurs

9.1. Le Fonds de Régulation des Prix des Hydrocarbures (FRPH)

Créé en 1997 par la délibération n° 97-98 du 29 mai 1997, le FRPH a pour objet d'éviter les fluctuations brutales des prix des hydrocarbures destinés à la consommation intérieure (transport, production d'électricité, ...) afin de garantir une certaine stabilité du prix de vente des carburants.

Le prix réel des carburants correspond au prix CAF, qui dépend du coût des hydrocarbures sur le marché, des assurances et du fret, auquel il faut ajouter les droits de douane et les prestations locales (charges de stockage et de distribution du carburant sur le territoire) qui sont généralement fixes. Le prix réel des carburants en sortie de douane est donc par nature volatil.

Le FRPH permet de stabiliser le prix pour le client final (producteur d'électricité, consommateurs, ...). Pour chaque produit, le montant de stabilisation unitaire est fixé tous les mois par arrêté et correspond à la différence entre le prix réel du produit passé la douane et le prix de vente fixé par le conseil des ministres.

Les ressources du fonds, versées au FRPH par les importateurs, sont constituées par :

- les recettes résultant du produit du montant de stabilisation, quand il est positif, par la quantité d'hydrocarbures concernés mis à la consommation par les importateurs ;
- l'ajustement correspondant à la différence entre le montant de la reprise de la stabilisation auquel s'est engagé la SA EDT et le montant effectivement payé ;
- des subventions exceptionnelles en provenance du budget général du territoire.

9.2. Mécanisme d'aide pour les transports publics

En sus des mécanismes de fléchissement des prix des hydrocarbures, une aide à l'approvisionnement en gazole détaxé est accordée aux sociétés conventionnées pour le transport public régulier et scolaire afin de contribuer à l'équilibre des coûts d'exploitation. En effet, la quasi-totalité des autobus et autocars sont équipés de motorisation thermique. En 2021, le montant total accordé s'est élevé à 127 971 328 XPF (1 110 478 €).

9.3. Dispositif de solidarité dans le domaine de l'électricité

Le dispositif de solidarité dans le domaine de l'électricité mis en place par la Polynésie française est entré en application le 1^{er} janvier 2022. Encadré par la Loi du Pays n° 2021-5 du 28 janvier 2021, ce dispositif vise à favoriser un accès équitable au service public de l'électricité pour les usagers par l'application d'un prix de référence de l'électricité défini par le Pays. Les communes ont la liberté de bâtir des grilles tarifaires dont le prix moyen peut s'écarter de plus ou moins 20% du prix de référence fixé par le Pays. Ce prix de référence est réévalué chaque année en fonction de la valeur du coût du gazole destiné à la production électrique.

Le flux financier annuel du fonds est de l'ordre de 4 milliards XPF (33,5 millions €). Le dispositif est piloté par la Direction Polynésienne de l'Energie.

9.3.1. Etat des lieux

L'électricité est une industrie de réseau, qui comporte une grande part de coûts fixes, peu dépendants des volumes vendus. Ainsi, pour un faible nombre d'usagers desservis, le coût par usager (et par kWh vendu) augmente fortement. Autrement dit, plus un réseau électrique est petit, plus l'électricité est cher.

La figure ci-dessous illustre ce phénomène en présentant, pour de nombreux réseaux électriques polynésiens, en abscisse le nombre de kWh vendus et en ordonnée le coût de revient de l'électricité (production + distribution). Les réseaux sont classés de gauche à droite par ordre de taille (kWh vendus).

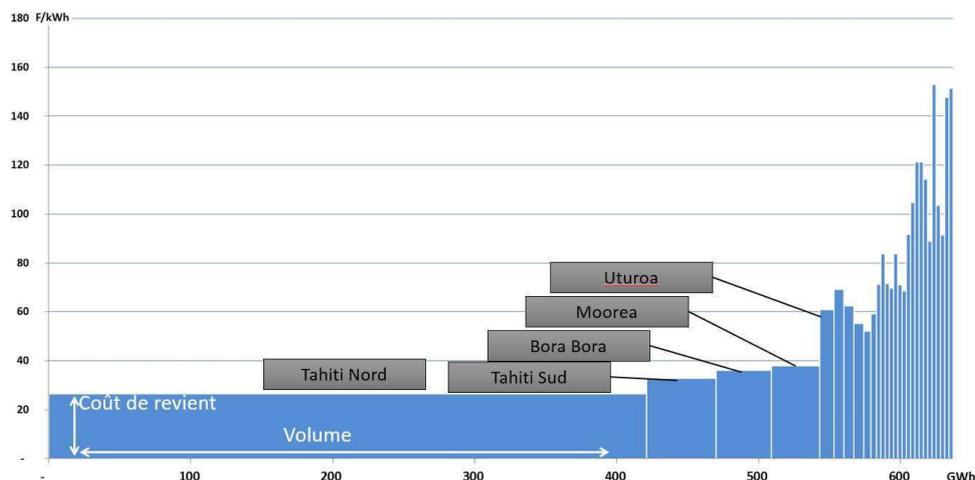


Figure 17 : Volumes et coûts de revient par réseau en PF

Le réseau de Tahiti Nord, qui compte de loin la plus grande consommation d'électricité (416 millions de kWh vendus en 2020), bénéficie du coût de revient moyen de l'électricité le plus bas de tous les réseaux, environ 30 XPF/kWh.

De façon générale, les plus petits réseaux sont ceux pour lesquels le coût d'exploitation rapporté au volume est le plus élevé. Pour certains réseaux de très petite taille, le coût peut parfois dépasser le seuil de 100 F/kWh.

D'autres critères secondaires peuvent également influencer sur les coûts, notamment :

- les charges liées à l'éloignement de l'île de Tahiti et à l'accessibilité ;
- les surcoûts d'achat d'électricité, notamment les productions d'énergies renouvelables par des tiers ;
- la dispersion géographique ou la typologie des consommateurs (part des usagers professionnels).

Certains gestionnaires du service public de l'électricité devraient donc, pour équilibrer leurs comptes, vendre l'électricité à des tarifs prohibitifs (plus de 100 F/kWh pour certains réseaux), ce qui créerait une injustice sociale par rapport à l'accès à l'électricité. Le fait qu'en réalité les gestionnaires ne pratiquent pas de tels tarifs impacte directement les charges d'exploitations et creuse les déficits budgétaires desdits réseaux. L'enjeu a donc été de rendre solidaires les différents services publics de l'électricité afin de compenser les déficits d'exploitation des différents réseaux électriques. Ce dispositif offre par ailleurs la possibilité à certaines communes de déléguer leur service et d'envisager notamment des mises en concurrence.

9.3.2. Fonctionnement du dispositif de solidarité

L'application de ce dispositif se traduit par la mise en place d'une contribution de solidarité pour tous les usagers de l'électricité. Cette contribution, collectée par les gestionnaires de réseau (régie et délégation de service public) lors de l'encaissement des factures d'électricité, est versée dans le « fonds de solidarité dans le domaine de l'électricité ». Le montant de la contribution est fixé à 6,30 F/kWh et génère un flux de près de 4 milliards de francs par an.

Une fois le fonds alimenté, les montants de compensation sont versés à chaque gestionnaire de réseau concerné. Ces montants plafonds annuels sont déterminés dans l'arrêté n° 1440 CM du 30 juillet 2021 pour chacun de ces réseaux.

Les gestionnaires ayant souscrit au dispositif de solidarité ont l'obligation de pratiquer un prix de vente moyen proche du prix de référence fixé tous les ans par la PF, en restant dans la fourchette de $\pm 20\%$ du prix de référence.

En plus d'un tarif réglementé, ils ont plusieurs obligations opérationnelles et comptables à leur charge :

- La mise en place de compteurs d'énergie en sortie de centrale ;
- La mise en place de compteurs d'énergie sur l'ensemble des bâtiments communaux ;
- L'utilisation d'un outil de régulation de recettes.
- La transmission de plusieurs données : chiffre d'affaires de vente d'électricité, charges relatives à la production et distribution de l'électricité, énergie produite sur l'année, valeur des amortissements, etc.

Ces obligations sont détaillées dans les conventions d'adhésion au dispositif de solidarité de chaque gestionnaire de réseau.

En 2022, tous les gestionnaires de réseau public de PF (à l'exception de Tahiti Nord) ont souscrit au dispositif de solidarité.

9.4. Voies de financement de la transition énergétique

Dans le cadre des activités liées à la production, au transport et à la distribution d'électricité, les ouvrages mentionnés ci-avant et les actions en faveur de la transition énergétique pourront être financés via :

- des financements directs issus du fonds de transition énergétique mis en place par l'Etat (7.16Mds F CFP sur la période 2023-2026) ;
- des subventions accordées par le Pays et/ou l'Etat, notamment pour les aménagements de réseaux (par exemple, sur la période 2017-2024, 4 Mds F CFP de subventions ont été attribuées à parts égales entre le Pays et l'Etat à la TEP dans le cadre du CDP2 et du CDT 2021-23 ; d'autres subventions, notamment accordées par la Délégation au Développement des Communes, permettent de soutenir des projets communaux) ;
- l'amélioration de l'équilibre économique des services publics de l'électricité grâce la mise en place par le Pays du dispositif de solidarité dans le domaine de l'électricité (fonds d'environ 4 Mds F CFP/an).

Outre les financements assimilables à des subventions, ces réalisations seront favorisées par :

- les programmes de renouvellement et d'investissement des délégataires de service public. Par exemple pour les moyens d'intégration des EnR sur les réseaux (renforcement/aménagement réseau, moyens de stockage le cas échéant, flexibilisation de la production thermique, etc.) ou directement via la construction de moyens de production EnR (ouvrages hydroélectriques, hybridations de centrales thermiques, etc.) ;
- le secteur privé, encouragé par :
 - les exonérations de droits et de taxes mises en œuvre par le Pays ;
 - des dispositifs incitatifs (par exemple exonération de taxe foncière pour les installations photovoltaïques) ;
 - la révision du cadre relatif à l'autoconsommation de l'énergie photovoltaïque, dont les démarches et coûts de connexion au réseau font l'objet d'une refonte ;

- la création d'un statut de producteur exclusif via la mise en place d'un cadre économique favorable à son émergence (frais de raccordement, tarif d'achat, garantie d'écoulement et indemnisation en cas de déconnexion, etc.) ;
- aux appels à projets lancés par le Pays, qui bénéficient de tarifs d'achat adaptés et d'un cadre permettant d'attirer des investisseurs.

La convention ADEME/Pays 2024-2027, dont le montant consacré à la thématique transition énergétique (volet énergie et transports) est de 510MF, permettra le financement des études et des prestations d'accompagnement des autorités concédantes ou des acteurs du secteur.

De même, la convention AFD/Pays 2021-2024 dispose d'un montant dédié à la transition énergétique de 54 MF.

Index des figures et des tableaux

INDEX DES FIGURES

Figure 1 : Récapitulatif des objectifs fixés dans le scénario préférentiel de la CDN de la Polynésie française	
Figure 2 : Répartition de la population en Polynésie française en 2017 - Source : ISPF 2017	
Figure 3 : Balance commerciale réelle de la Polynésie française (en milliards XPF) - Source : IEOM 2020	
Figure 4 : Schéma énergétique de la Polynésie française 2022 - Source : OPE 2022	
Figure 5 : Consommation d'énergie primaire en 2020 – Source : OPE 2022	
Figure 6 : Ressources locales valorisées en 2022 - Source : OPE 2022	
Figure 7 : Emissions territoriales de GES en 2021 – Source : OPE 2022.....	
Figure 8 : Consommation des véhicules par types de carburant depuis 2010 - Sources : OPE, DGAE ...	
Figure 9 : Part modale des actifs en 2017 par archipels –.....	
Figure 10 : Evolution des immatriculations de transports neufs en Polynésie française - Source : ISPF	
Figure 11 : Périmètre d'application de la REBPF par disposition	
Figure 12 : Typologie des consommateurs d'électricité en 2022 - Sources : OPE, EDT 2022	
Figure 13 : Le réseau de transport électrique à Tahiti en 2021	
Figure 14 : Investissements annuels de 2017 à 2030.....	
Figure 15 : Le réseau de transport électrique à Tahiti en 2024	
Figure 16 : Le réseau de transport électrique à Tahiti en 2030	
Figure 17 : Volumes et coûts de revient par réseau en PF.....	

INDEX DES TABLEAUX

Tableau 1 : Consommation d'hydrocarbures par secteur en Polynésie française - Sources : ISPF, EDT, DGAE, SOMSTAT, OPE	
Tableau 2 : Concessions EDT en Polynésie française - Janvier 2024	
Tableau 3 : Parc de production d'électricité de l'île de Tahiti - Sources : OPE 2022, EDT 2022.....	
Tableau 4 : Coût de production de l'électricité à Tahiti en 2021 - Source : EDT 2021.....	
Tableau 5 : Dépenses moyennes relatives à la consommation du carburant pour Tahiti en 2021 - Source : EDT 2021.....	
Tableau 6 : Evolution de la production d'électricité sur l'île de Tahiti entre 2015 et 2023 - Source : EDT	
Tableau 7 : Scénario d'évolution de la production d'électricité sur l'île de Tahiti	
Tableau 8 : Scénario d'évolution de la production d'électricité en Polynésie française.....	
Tableau 9 : Objectifs d'évolution des parts modales à l'horizon 2030	
Tableau 10 : Répartition des consommations d'électricité des communes - Sources : audits énergétiques, DPE	
Tableau 11 : Répartition des consommations d'électricité des logements - Sources : étude TNS SOFRES 2011, étude DOM 2017.....	
Tableau 12 : Réductions des consommations de climatisation envisagées avec la mise en application la REBPF.....	
Tableau 13 : Taux d'équipement des logements en chauffe-eau en 2017 - Source : ISPF 2017	
Tableau 14 : Objectif de développement du solaire thermique	
Tableau 15 : Principales îles consommatrices d'électricité en 2022 en Polynésie française - Sources : OPE, EDT 2022	

Tableau 16 : Parc de production hydroélectrique sur l'île de Tahiti en 2022 - Source : Marama Nui 2022	
Tableau 17 : Objectif de développement de l'hydroélectricité à Tahiti.....	
Tableau 18 : Projets du programme Hydromax 2 - Source : Marama Nui 2021	
Tableau 19 : Potentiel de gisement hydroélectrique à Tahiti	
Tableau 20 : Typologie des installations PV en 2022 - Source : OPE 2022.....	
Tableau 21 : Objectifs de développement du PV à Tahiti	
Tableau 22 : Scénario de développement des EnR à Tahiti	
Tableau 23 : Parc de production thermique à Tahiti en 2020.....	
Tableau 24 : Objectif d'évolution de la production thermique à Tahiti.....	
Tableau 25 : Liaisons exploitées en 2022	
Tableau 26 : Décomposition du programme 2017-2030 par nature (points 7.2 et 7.3).....	
Tableau 27 : Consommation d'électricité et d'hydrocarbures en PF en 2022 - Sources : OPE, EDT 2022	
Tableau 28 : Centrales hybrides aux Tuamotu en 2020.....	
Tableau 29 : Production d'électricité sur l'île de Bora Bora en 2022 - Sources : OPE, EDT 2022.....	
Tableau 30 : Caractéristiques de la centrale PV de Bora Bora	
Tableau 31 : Caractéristiques de la centrale ETM de Bora Bora	
Tableau 32 : Production d'électricité sur l'île de Moorea en 2022 - Sources : OPE, EDT 2022.....	
Tableau 33 : Projets PV sur l'île de Moorea	
Tableau 34 : Caractéristiques de la centrale Hybride de Maiao	
Tableau 35 : Production d'électricité dans les autres îles de la Société en 2022 - Sources : OPE, EDT 2022.....	
Tableau 36 : Caractéristiques de la centrale hybride de Uturoa.....	
Tableau 37 : Caractéristiques de la centrale PV de Taputapuatea	
Tableau 38 : Caractéristiques de la centrale PV de Huahine	
Tableau 39 : Production d'électricité aux Tuamotu-Gambier en 2022 - Sources : OPE, EDT 2022.....	
Tableau 40 : Îles potentielles identifiées pour l'implantation de centrales hybrides.....	
Tableau 41 : Production d'électricité aux Marquises en 2022 - Sources : OPE, EDT 2022	
Tableau 42 : Potentiels d'EnR des îles Marquises - Source : Schéma directeur des énergies des îles Marquises 2020	
Tableau 43 : Production d'électricité aux Australes en 2022 - Sources : OPE, EDT 2022	

Annexes

Annexe 1 : Bilan du plan de transition énergétique (février 2022)

Annexe 2 : Parc de production thermique des îles (hors Tahiti) en concession EDT (2021)

Annexe 1 : Bilan du plan de transition énergétique (février 2022)

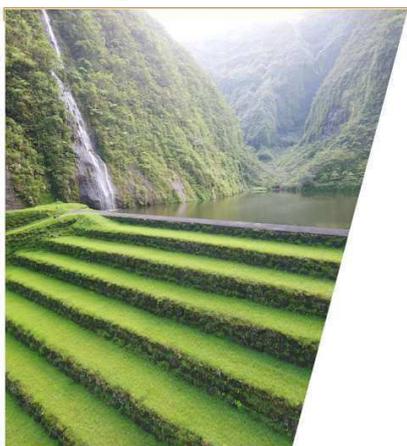


Comité de suivi du Plan de transition énergétique (PTE)

15 Février 2022



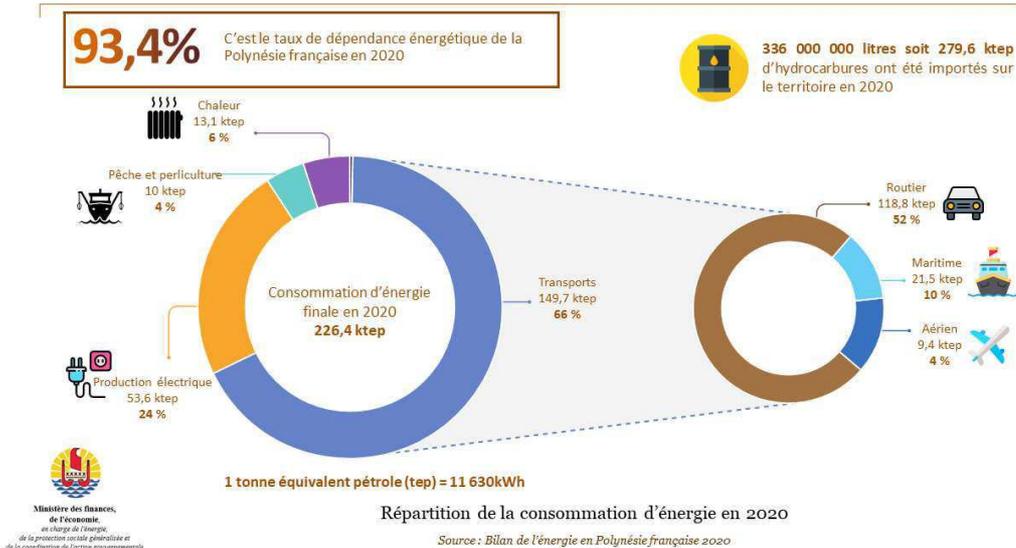
Ordre du jour



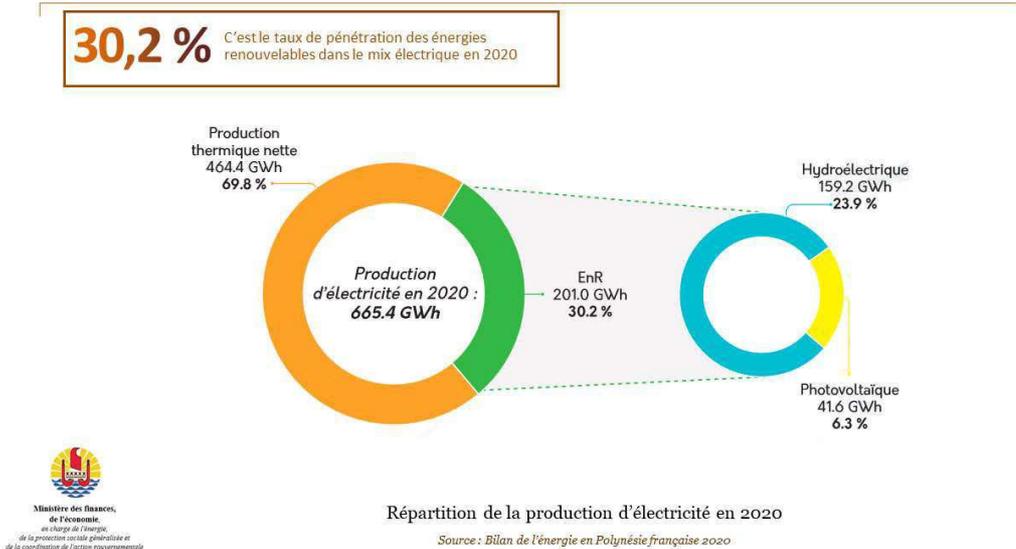
1. *Contexte énergétique*
2. *Bilan d'avancement du PTE*
3. *Perspectives du PTE*
4. *Questions diverses*



1. Contexte énergétique : Consommation énergétique de la Polynésie française



1. Contexte énergétique : Production électrique de la Polynésie française

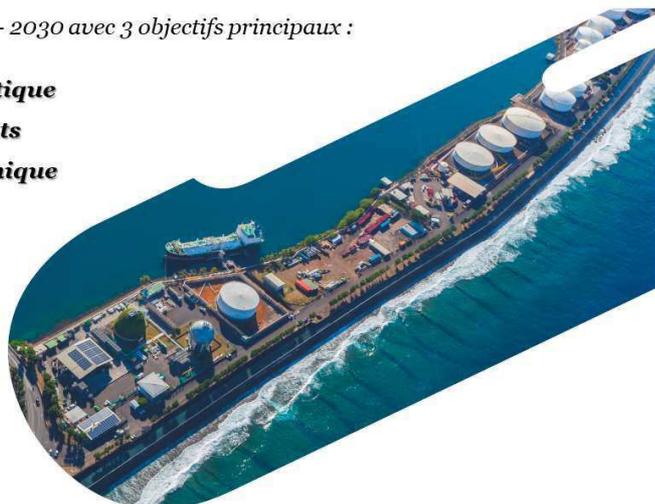


Rappel : Qu'est-ce que le PTE ?

Créé en 2015 pour la période 2015 – 2030 avec 3 objectifs principaux :

1. **Changer de modèle énergétique**
2. **Changer nos comportements**
3. **Changer de modèle économique**

7 grandes orientations
Déclinées en 45 mesures
(et 112 actions)



7 grandes orientations

1. Clarifier l'organisation juridique du secteur de l'énergie
2. Instaurer un modèle économique de l'électricité plus transparent
3. Promouvoir une plus grande concurrence dans le secteur de l'énergie
4. Soutenir les filières d'énergies renouvelables
5. Faire évoluer les comportements dans la relation à l'énergie
6. Moderniser et sécuriser les infrastructures publiques et privées en matière d'énergie
7. Définir et mettre en place des outils efficaces de pilotage de la transition énergétique



1. Clarifier l'organisation juridique du secteur de l'énergie

→ 4 actions prévues par le PTE

	Mesure	Domaine
1	Code de l'énergie de la Polynésie française	Réglementaire
2	Simplifier la loi sur les délégations de service public	Réglementaire
3	Définir un système d'aide à l'exploitation des systèmes électrique	Réglementaire
4	Clarifier dans le statut les modalités de l'exercice de la compétence « énergie »	Réglementaire



1. Clarifier l'organisation juridique du secteur de l'énergie

• **Mesure 1 :** Code de l'énergie : codification de la réglementation existante

- Titre I : principes généraux (LP n° 2019-27 du 26 août 2019)
- Titre II : organisation du secteur de l'énergie (LP n° 2019-27 du 26 août 2019)
- Titre III : production d'électricité (LP n° 2021-6 du 28 janvier 2021)
- Titre IV : transport et distribution d'électricité (LP n° 2021-6 du 28 janvier 2021)



• **Mesure 3 :** Mise en place d'un mécanisme de péréquation du prix de l'électricité (1^{er} janvier 2022)

- Création du dispositif de solidarité : LP n° 2021 du 28 janvier 2021
- Mise en place d'une contribution de solidarité de 6,3FCFP/kWh : LP n° 2021 du 28 juin 2021



Mesures à supprimer ou modifier :

Mesure 2 : Simplifier la loi sur les délégations de service public

Mesure 4 : Clarification statutaire de l'exercice de la compétence du Pays en matière d'énergie

2. Instaurer un modèle économique de l'électricité plus transparent

→ 6 actions prévues par le PTE

	Mesure	Domaine
5	Objectiver les coûts et les marges des concessionnaires	Réglementaire
6	Mettre en place une nouvelle grille tarifaire	Réglementaire
7	Réformer le fonds de régulation du prix des hydrocarbures (FRPH)	Réglementaire
8	Tarification de rachat de l'électricité	Réglementaire
9	Supprimer les amortissements de caducité	Réglementaire
10	Moduler la fiscalité pour les ENR et la MDE	Réglementaire



2. Instaurer un modèle économique de l'électricité plus transparent

- **Mesure 5 : Objectiver les coûts et marges des concessionnaires**
 - Audits des exercices 2016 à 2020 des 3 délégataires de services publics (EDT, TEP, Marama Nui)
 - Mise en place d'une formule de revenu autorisé pour le concessionnaire EDT (Avenant 17 du 29 décembre 2015)
 - Mise en place d'une formule de revenu autorisé pour le concessionnaire TEP (Signature de l'avenant 3 au 1^{er} trimestre 2022)
- **Mesure 6 : Mise en place d'une nouvelle grille tarifaire simplifiée (Avenant 17 du 29 décembre 2015)**
 - supprimer la tranche 3 (+ de 300 kWh/mois) à 60 F/kWh du tarif "Petit consommateur" Usage domestique ;
 - supprimer la tranche 3 (+ de 450 kWh/mois) à 56 F/kWh du tarif "Classique" Usage domestique ;
 - supprimer la tranche 2 (+ de 3 000 kWh/mois) à 43 F/kWh du tarif "Classique" Usage professionnel ;
 - supprimer les seuils de consommation du tarif Moyenne tension "jour" et introduire un nouveau tarif "nuit" (21h -> 6h59)".



2. Instaurer un modèle économique de l'électricité plus transparent

- **Mesure 9** : Fin des amortissements de caducité pour les DSP TEP, EDT et Marama Nui
 - Volonté d'alléger les charges afin de répercuter la baisse sur les tarifs des usagers
 - TEP (21 décembre 2016) / EDT (29 décembre 2015) / Marama Nui (24 décembre 2015)
- **Mesure 10** : Incitations fiscales pour les entreprises du secteur des EnR
 - Article LP. 115-1, §3 du code des impôts : Impôt sur les sociétés au taux de 20% contre 25% normalement (426M FCFP depuis 2015)
 - Article LP. 2112-5 du code des investissements – éligibilité aux dispositifs d'aide fiscale à l'investissement (335M FCFP depuis 2015)
 - Articles LP. 3 et LP. 4 de la loi du pays n° 2009-3 du 11 février 2009 portant aménagement d'un régime fiscal et douanier privilégié en matière d'énergie et de développement durable : exonération de tous droits et taxes liquidés par le service des douanes (8,6Mds depuis 2015)



Mesures à supprimer ou modifier :

Mesure 7 : Réformer le fonds de régulation du prix des hydrocarbures (FRPH)

Mesure 8 : Mise en place d'une tarification de rachat de l'électricité incitative

3. Promouvoir une plus grande concurrence dans le secteur de l'énergie

→ 7 actions prévues par le PTE

	Mesure	Domaine
11	Définir des Contrats Accès, Raccordement, Exploitation des producteurs	Réglementaire
12	Privilégier le placement des ENR	Réglementaire
13	Faciliter la venue de nouveaux opérateurs lors du renouvellement des concessions	Réglementaire
14	Accompagner SECOSUD	Réglementaire
15	Moderniser et harmoniser la gestion des régies communales	Réglementaire
16	Instaurer une régulation du secteur de l'électricité	Réglementaire
17	Elargir et renforcer les missions de la TEP	Réglementaire



3. Promouvoir une plus grande concurrence dans le secteur de l'énergie

- **Mesure 11** : Définir des contrats d'accès, raccordement, exploitation des producteurs
 - Mise en place de contrats de raccordement pour les producteurs photovoltaïques (Arrêté n° 655 du 22 avril 2021)
- **Mesure 12** : Révision des règles de placement des énergies renouvelables sur le réseau (arrêté n° 62CM du 22 janvier 2021)
 - Le responsable d'équilibre place en priorité les énergies renouvelables fatales
 - Le responsable d'équilibre s'assure de la disponibilité permanente d'une réserve de puissance
- **Mesure 13** : Faciliter la venue de nouveaux opérateurs lors du renouvellement des concessions
 - Révision des procédures d'instruction des demandes de concessions hydroélectriques (LP n° 2022-7 du 24 janvier 2022)
 - Assistance technique des communes dans le cadre de leur renouvellement des concessions (Mise en place de 4 conseillers intercommunaux)



3. Promouvoir une plus grande concurrence dans le secteur de l'énergie

- **Mesure 16** : Instaurer une régulation du secteur de l'électricité
 - Mise en place d'une convention d'assistance avec la Commission de Régulation de l'Energie (2018-2022 puis 2022-2026)
 - Mise en place d'une comptabilité appropriée pour les DSP d'électricité (ACM n° 2099 et 2100 du 17 décembre 2015)
- **Mesure 17** : Elargir et renforcer les missions de la TEP
 - Reprise par la TEP de la mission de maintenance du réseau de transport d'électricité (juillet 2019)
 - Reprise par la TEP des missions d'exploitation et conduite du réseau de transport d'électricité (juin et décembre 2020)
 - Rachat par le Pays des actions de la TEP détenues par EDT (3 septembre 2021)
 - Reprise par la TEP de la mission de responsable d'équilibre (1^{er} janvier 2022)



Mesures à supprimer ou modifier :

- Mesure 14** : Accompagner SECOSUD pour clarifier son modèle économique
- Mesure 15** : Moderniser et harmoniser la gestion des régies communales

4. Soutenir les filières d'énergies renouvelables

→ 12 actions prévues par le PTE

	Mesure	Domaine
18	Instaurer un processus de développement des projets hydroélectriques	Etudes
19	Analyser les potentiels hydroélectriques de Polynésie française	Etudes
20	Réviser le tarif de rachat de l'électricité photovoltaïque produite	Etudes
21	Soutenir le développement des équipements photovoltaïques des ménages en sites isolés	Etudes
22	Programme d'équipement photovoltaïque des bâtiments de l'administration	Projets
23	Programme d'équipement en centrales hybrides des atolls et des îles	Projets
24	Projet SWAC du CHPF	Projets
25	Projet ETM Tahiti	Projets
26	Développement de projets relevant de la filière géothermie	Etudes
27	Etudes du potentiel hydroléon et houlomoteur	Etudes
28	Intégration globale de la filière Développement Durable des énergies renouvelables	Etudes

4. Soutenir les filières d'énergies renouvelables

- **Mesure 19** : Analyse des potentiels hydroélectriques de Polynésie française
 - 40 vallées étudiées représentant un potentiel global d'environ 26MW, soit près de la moitié du parc existant (48MW installés)
- **Mesure 21** : Soutenir le développement des équipements photovoltaïques des ménages
 - Mise en place d'un dispositif d'aide à l'équipement en photovoltaïque pour les ménages (177 projets aidés / 571 kWc installés / 25,3M FCFP d'aides)
- **Mesure 22** : Programme d'équipement photovoltaïque des bâtiments de l'administration
 - 9 installations déployées pour les services du Pays (>500kWc pour un montant de 122MFCFP)
- **Mesure 23** : Programme d'équipement en centrale hybrides des atolls et des îles
 - Etudes d'opportunité pour la mise en place de centrales hybrides dans les îles (2015)
 - Audits techniques des centrales hybrides installées (2016/2017)

4. Soutenir les filières d'énergies renouvelables

- **Mesure 24** : Lancement et suivi des travaux du SWAC au CHPF
 - 2016/2017 : Lancement des marchés de maîtrise d'œuvre et d'assistance à maîtrise d'ouvrage
 - Mai 2019 : Lancement des marchés de travaux
 - Novembre 2020 : Réception du local technique
 - Septembre 2021 : Réception des ouvrages maritimes
 - Actuellement : Essais des équipements du process et du réseaux secondaire avant mise en service de l'ouvrage
- **Mesure 27** : Encourager le développement des énergies marines
 - 2015 : Caractérisation du potentiel hydrolien dans les passes de Manihi et Takarua
 - 2022 : Soutien au projet Tahiti Wave Energy dans le cadre des JO 2024

Mesures à supprimer ou modifier :

Mesure 18 : Mettre en place un projet de codéveloppement pour la vallée de Vaiiha

Mesure 20 : Réviser le tarif de rachat de l'électricité photovoltaïque

Mesure 25 : Développer des projets relevant de la filière énergie thermique marine (ETM)

Mesure 26 : Développer des projets relevant de la filière géothermie

Mesure 28 : Mettre en place une filière de récupération et de traitement des déchets des îles vers Tahiti



5. Faire évoluer les comportements dans la relation à l'énergie

→ 5 actions prévues par le PTE

	Mesure	Domaine
29	Faciliter l'usage de véhicules propres (hybrides ou électriques)	Etudes
30	Définir une réglementation énergétique des bâtiments de la Polynésie française (REBPF)	Réglementaire
31	Faciliter l'accès à l'information et conseiller la population	Etudes
32	Réalisation de diagnostics en énergie et de bilans des émissions des gaz à effet de serre	Etudes
33	Promouvoir et accompagner le label Eco-école dans le secteur de l'éducation	Etudes



5. Faire évoluer les comportements dans la relation à l'énergie

- **Mesure 30 : Définir une réglementation énergétique des bâtiments**
 - Adoption de la 1^{ère} réglementation énergétique des bâtiments en Polynésie française (LP n° 2022-8 du 24 janvier 2022)
 - Edition d'un référentiel technique pour l'écoconstruction (4 guides thématiques FAREco)
- **Mesure 31 : Faciliter l'accès à l'information et conseiller la population**
 - Réouverture de l'Espace Info Energie depuis le 3 mars 2015 (fête de l'énergie, concours Taranui Uira)
 - Mise à jour du site du Service des Energies
- **Mesure 32 : Réalisation de diagnostics énergétiques**
 - Plus de 60 diagnostics réalisés correspondant à 15% de la consommation électrique de Tahiti : 3,4% d'économies annuelles
 - Poursuite du partenariat avec l'ADEME
- **Mesure 33 : Sensibilisation du jeune âge**
 - Mise en place des spectacles Tao & Tiaporo sur la maîtrise de l'énergie dans les écoles
 - Déploiement du jeu de l'oie dans les écoles



Mesures à supprimer ou modifier :
Mesure 29 : Faciliter l'usage de véhicules propres (hybrides ou électriques)



6. Moderniser et sécuriser les infrastructures publiques et privées en matière d'énergie

→ 6 actions prévues par le PTE

	Mesure	Domaine
34	Programme « de bouclage » du réseau TEP au Nord de Tahiti	Projets
35	Développer des systèmes de stockage de l'énergie électrique	Projets
36	Favoriser le foisonnement des centrales photovoltaïques installées au sol	Projets
37	Développer et mettre en œuvre de réseaux intelligents (Smart grid)	Projets
38	Déplacer les cuves d'hydrocarbures de Fare ute	Projets
39	Définir une réglementation en matière de réseaux de froid	Réglementaire

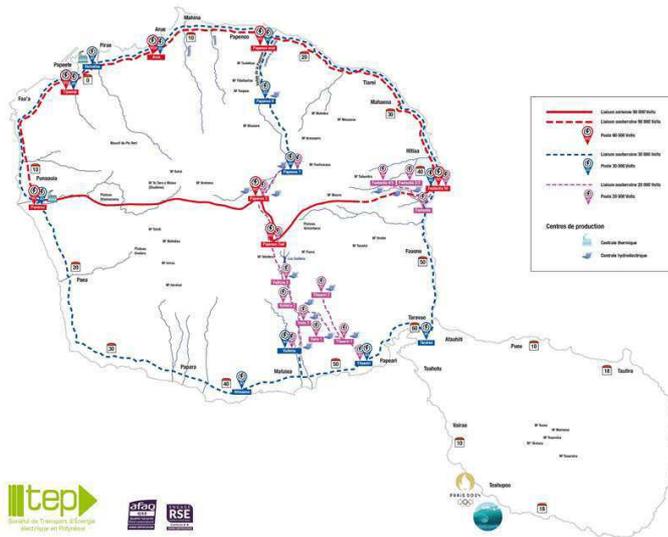


6. Moderniser et sécuriser les infrastructures publiques et privées en matière d'énergie

- **Mesure 34 : Réalisation du bouclage nord du réseau électrique de Tahiti**
 - Ce projet permet de fiabiliser l'alimentation des réseaux de distribution et le raccordement de nouvelles centrales de production d'électricité basées sur des énergies renouvelables.
 - Le coût de l'opération est estimé à 3,5 milliards F CFP HT (1,56 milliard F CFP HT pour la partie réseau et 1,98 milliard F CFP HT pour la réalisation de 3 postes de transformation). La subvention attribuée par l'Etat est de 1,2 milliard F CFP HT.
 - Le chantier qui a débuté en 2016 devrait être réceptionné au mois de novembre 2022.



LE RÉSEAU DE TRANSPORT ÉLECTRIQUE À TAHITI EN 2024



6. Moderniser et sécuriser les infrastructures publiques et privées en matière d'énergie

- **Mesure 35** : Développer des systèmes de stockage de l'énergie électrique
 - Mise en œuvre du projet de générateur virtuel Putu Uira (9,9MWh soit la consommation annuelle de 30 ménages, 15MW)
- **Mesure 36** : Favoriser le foisonnement des centrales photovoltaïques installées au sol
 - Définition des conditions de raccordement des producteurs PV
 - Lancement d'un appel à projet pour 30MWc
 - Annonce des lauréats le 16/02/2022
- **Mesure 37** : Développer et mettre en œuvre des réseaux intelligents
 - Accompagner la thèse de recherche d'étude sur les micro-réseaux appliquée aux bâtiments de l'Université de Polynésie française



Mesures à supprimer ou modifier :

Mesure 38 : Déplacer les cuves d'hydrocarbures de Fare Ute

Mesure 39 : Définir une réglementation en matière de réseaux de froid

7. Définir et mettre en place des outils efficaces de pilotage de la transition énergétique

→ 6 actions prévues par le PTE

	Mesure	Domaine
40	Comité de suivi du Plan de Transition Energétique	Suivi
41	Plan Climat Energie	Suivi
42	Définir un Schéma Directeur des énergies renouvelables – 2015-2030	Etudes
43	Créer un Fonds d'aide à la transition énergétique	Suivi
44	Mettre en place un observatoire des énergies et GES en Polynésie française	Suivi
45	Restructurer le service public de l'énergie	Suivi



7. Définir et mettre en place des outils efficaces de pilotage de la transition énergétique

- **Mesure 40** : Création du comité de suivi du Plan de Transition Energétique
- **Mesure 41** : Suivi et animation du Plan Climat Energie 2015-2020
- **Mesure 44** : Mise en place de l'Observatoire Polynésien de l'Energie
- **Mesure 45** : Restructurer le service public de l'énergie
 - Restructuration de la TEP
 - Renforcement du Service Des Energies : effectif passé de X ingénieur à X entre X et X

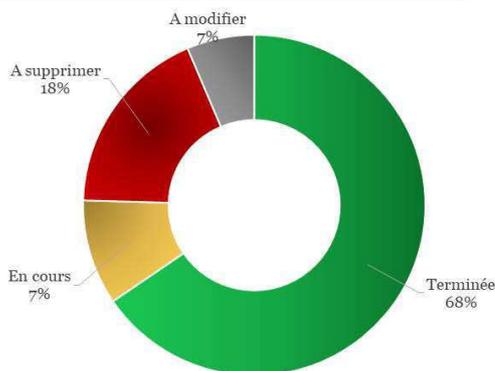


Mesures à supprimer ou modifier :
Mesure 42 : Définir un schéma directeur des énergies renouvelables 2015-2030
Mesure 43 : Créer un fonds d'aide à la transition énergétique



2. Bilan du PTE au 15 février 2022

68 % des actions du PTE sont terminées



Définir les objectifs de demain en matière de politique publique énergétique

Les Assises polynésiennes de l'énergie

- *Regrouper les acteurs de l'énergie*
- *Présenter les évolutions du paysage énergétique*
- *Identifier les objectifs clés à atteindre*
- *Elaborer la feuille de route 2022-2030 du Pays*

Centrale hybride de Fangatau



Les Assises polynésiennes de l'énergie : Vendredi 29 avril 2022

8h-8h30 : Ouverture par le Ministre en charge de l'énergie

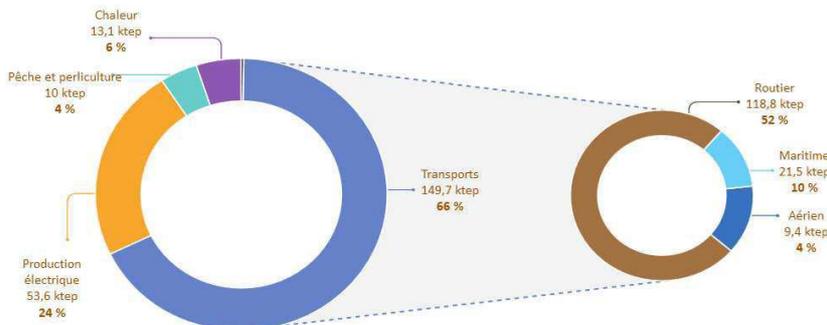
9h30-15h : Tables rondes autour de :

- *Ecomobilité, quelles solutions pour demain*
- *Enjeux et opportunités de l'intermittence sur un réseau électrique non interconnecté*
- *Quelle transition énergétique pour les entreprises ?*
- *L'approche bioclimatique des bâtiments*

16h-17h : Clôture par le Ministre en charge de l'énergie



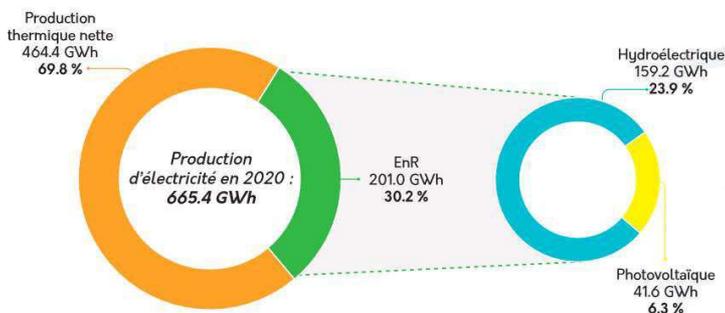
Table ronde 1 : Ecomobilité, quelles solutions pour demain ?



En 2020, les deux tiers de la consommation d'énergie finale sont dus aux transports. L'objectif de cet atelier est de **mettre en lumière les enjeux entre transport et consommation d'énergie**, puis d'échanger sur les solutions à envisager à court, moyen et long terme (réduction de la mobilité, mobilité douce, transport en commun, co-voiturage, véhicules électriques, etc.).



Table ronde 2 : Enjeux et opportunités de l'intermittence sur un réseau électrique non interconnecté



L'intégration des énergies intermittentes sur un réseau non interconnecté soulève des enjeux techniques pointus débattus à travers le monde. Reposant sur une complémentarité des solutions techniques, **le système électrique de demain devra être fiable, décarboné et dynamique**. L'objectif de cet atelier est de vulgariser les enjeux d'un système électrique composé à 100 % d'énergies renouvelables, et d'exposer les solutions techniques qui émergent aujourd'hui (stockage centralisé, pilotage de la demande, obligations des producteurs, etc.).



Table ronde 3 : Quelle transition énergétique pour les entreprises ?

Pierres angulaires du tissu économique local, les entreprises voient aujourd'hui leur modèle économique bousculé par la hausse structurelle du coût des hydrocarbures. Pourtant, des solutions émergent ici et là.

Certaines entreprises pionnières se saisissent de ces enjeux pour mettre en œuvre leur propre transition énergétique. Cet atelier a pour objectif de valoriser les démarches exemplaires mises en œuvre par les entreprises en matière de transition énergétique afin que d'autres acteurs puissent, eux aussi, se saisir de solutions éprouvées.



FONDS CHALEUR



ADEME
Agence de l'Environnement
et de la Transition Écologique



Le MERIDIEN
TAHITI



SOMATECH

Mise en œuvre d'un système de récupération de chaleur fatale sur la production d'eau glacée de l'hôtel LE MERIDIEN Tahiti pour valorisation sur sa production d'eau chaude sanitaire

Solution retenue : Pompe à chaleur eau-eau (PAC) Mise en service : 1^{er} Février 2017
Coût total du projet : 8 360 136 XPF HT Aide attribuée par l'ADEME : 3 765 632 XPF (45% de l'investissement)

Solution initiale		Solution PAC	
Énergie utile	572 MWh/an	Consommation électrique	142,5 MWh/an
Consommation de gaz	606 MWh PCI/an	Consommation de gaz	60,6 MWh PCI/an
Émission de CO ₂	148 t _{eq} CO ₂ /an	Émission de CO ₂	87 t _{eq} CO ₂ /an
Équivalent énergie primaire	606 MWh _{ep} /an	Équivalent énergie primaire	445 MWh _{ep} /an
Coût énergétique	12,7 millions Fcfp/an	Coût énergétique	5,4 millions Fcfp/an

Bilan énergétique, environnemental et financier	
Consommation électrique	+142,5 MWh/an
Consommation de gaz	-545 MWh PCI/an
Émission de CO ₂	-61 t _{eq} CO ₂ /an
Équivalent énergie primaire	-161 MWh _{ep} /an
Coût énergétique	-7,3 millions Fcfp/an

Le Fonds Chaleur est un dispositif porté par l'ADEME depuis 2009, qui participe au financement de projets de production de chaleur à partir d'énergies renouvelables (solaire thermique, géothermie, biomasse...) et de récupération d'énergie. Il est destiné à l'habitat collectif, aux collectivités et aux entreprises. Les aides financières peuvent représenter jusqu'à 65 % du coût de l'installation.
Renseignements : www.ademe.fr



Table ronde 4 : L'approche bioclimatique des bâtiments

L'approche bioclimatique des bâtiments permet d'inscrire le bâtiment dans la durée et dans son environnement afin de réduire son impact environnemental et de favoriser le confort des usagers.

Alors que la réglementation énergétique des bâtiments va bientôt être appliquée en Polynésie, comment intégrer l'approche bioclimatique dans les futures constructions sans que cela soit perçu comme une contrainte ? L'objectif de cet atelier est de présenter le rôle et l'importance du patrimoine bâti et de débattre des problématiques identifiées (réglementation, incitations, accompagnement, etc.).



Annexe 2 : Parc de production thermique des îles (hors Tahiti) en concession EDT (2021)

Île/Commune	Identification du groupe	Marque du Groupe	Type de fonctionnement	P nominale (kVA)	P installée (kW)	P utile (kW)	Date de mise en service	HDM au 1er Janvier 2022
MOOREA	G1 MOOREA	CATERPILLAR	BASE	4125	3300	3300	12/12/2006	45 224
	G2 MOOREA	CATERPILLAR	BASE	4125	3300	3300	12/12/2006	52 201
	G3 MOOREA	CATERPILLAR	BASE	4125	3300	3300	12/12/2006	54 460
	G4 MOOREA	CATERPILLAR	BASE	4125	3300	3300	12/12/2006	58 348
	G5 MOOREA	CATERPILLAR	BASE	4125	3300	3300	12/12/2006	53 053
TAHAA	G1 TAHAA	FG WILSON	BASE	675	540	432	01/09/2014	38 263
	G2 TAHAA	FG WILSON	BASE	400	320	256	15/05/2013	22 393
	G3 TAHAA	FG WILSON	BASE	675	540	432	20/11/2017	30 161
	G4 TAHAA	FG WILSON	BASE	440	320	256	30/08/2020	9 240
	G5 TAHAA	FG WILSON	BASE	615	492	394	07/09/2021	1 943
	G6 TAHAA	FG WILSON	BASE	637	510	408	24/12/2020	8 009
HUAHINE	G1 HUAHINE	FG WILSON	BASE	625	455	227	27/09/2005	9 425
	G2 HUAHINE	CUMMINS QSK60	BASE	2281	1800	1440	15/04/2015	16 569
	G3 HUAHINE	CUMMINS QSK60	BASE	2281	1800	1440	01/12/2009	33 369
	G4 HUAHINE	CUMMINS QSK60	BASE	2281	1800	1440	01/12/2009	42 016
BORA BORA	G1 BORA	CUMMINS KTA50	BASE	1400	1000	640	31/01/1996	12 061
	G3 BORA	WARTSILA W200 V12	BASE	2500	2000	1800	01/01/2001	78 978
	G4 BORA	WARTSILA W9L32	BASE	4850	3880	3880	01/06/2011	51 150
	G6 BORA	WARTSILA 6R32	BASE	2650	2150	2000	01/01/1998	96 108
	G7 BORA	WARTSILA W200	BASE	2500	2000	1800	01/01/2002	72 427
	G10 BORA	WARTSILA 8R32	BASE	3560	2850	2850	01/01/1997	127 772
	G11 BORA	CUMMINS QSK60	BASE	2281	1800	1440	05/11/2021	1 013
	G12 BORA	CUMMINS QSK60	BASE	2281	1800	1440	05/11/2021	1 276
	G13 BORA	WARTSILA W9L32	BASE	4850	3880	3880	01/06/2011	47 640
MAUPITI	G1 MAUPITI	CUMMINS	BASE	282	225	180	10/12/2014	27 396
	G2 MAUPITI	CUMMINS	BASE	282	225	180	10/12/2014	25 533
	G3 MAUPITI	FG WILSON	BASE	400	320	256	15/12/2013	17 353
TAPUTAPUATEA	G1 FAAROA	CUMMINS	BASE	1150	920	736	01/07/2010	38 552
	G2 FAAROA	CUMMINS	BASE	1150	920	736	01/07/2010	32 901
	G3 FAAROA	FG WILSON	BASE	675	540	432	28/10/2021	1 720
	G4 FAAROA	FG WILSON	BASE	675	540	432	07/07/2010	54 228
	G5 FAAROA	FG WILSON	BASE	675	540	432	02/02/2010	54 580
	G6 FAAROA	FG WILSON	BASE	675	540	432	23/05/2012	23 258
	G7 FAAROA	CUMMINS	BASE	1150	920	736	01/01/2010	40 737
RANGIROA	G1 AVATORU	FG WILSON	BASE	400	320	256	01/07/2011	29 106
	G2 AVATORU	FG WILSON	BASE	615	492	394	15/10/2020	6 757
	G3 AVATORU	FG WILSON	BASE	615	492	394	13/09/2019	11 297
	G4 AVATORU	FG WILSON	BASE	615	492	394	02/10/2020	8 090
	G5 AVATORU	FG WILSON	BASE	615	492	394	13/09/2019	12 380
TIKEHAU	G1 TIKEHAU	FG WILSON	BASE	400	320	256	01/01/2012	28 959
	G2 TIKEHAU	FG WILSON	BASE	400	320	256	01/01/2012	34 785
	G3 TIKEHAU	FG WILSON	BASE	400	320	256	25/12/2013	24 699
MATAIVA	G1 MATAIVA	FG WILSON	BASE	55	45	36	27/04/2017	22 639
	G2 MATAIVA	FG WILSON	BASE	60	48	38	27/04/2017	25 945
	G3 MATAIVA	FG WILSON	BASE	90	72	58	14/10/2021	2 195
MAKATEA	G1 MAKATEA	FG WILSON	BASE	45	40	32	16/10/2005	19 932
	G2 MAKATEA	FG WILSON	BASE	50	40	32	01/04/2012	9 133

Île/Commune	Identification du groupe	Marque du Groupe	Type de fonctionnement	P nominale (kVA)	P installée (kW)	P utile (kW)	Date de mise en service	HDM au 1er Janvier 2022
HAO	G1 HAO	FG WILSON	BASE	400	320	256	27/07/2017	15 694
	G2 HAO	FG WILSON	BASE	400	320	256	27/07/2017	14 771
	G3 HAO	CUMMINS	BASE	455	364	291	30/11/2020	4 020
TUBUAI	G1 TUBUAI	FG WILSON	BASE	400	320	256	26/06/2018	16 757
	G2 TUBUAI	FG WILSON	BASE	400	320	256	26/06/2018	16 308
	G3 TUBUAI	FG WILSON	BASE	400	320	256	15/11/2013	30 846
	G4 TUBUAI	FG WILSON	BASE	400	320	256	15/11/2013	35 733
RURUTU	G1 RURUTU	FG WILSON	BASE	400	320	256	29/04/2008	45 906
	G2 RURUTU	FG WILSON	BASE	400	320	256	23/06/2017	20 662
	G3 RURUTU	FG WILSON	BASE	419	335	268	05/07/2020	6 018
	G4 RURUTU	FG WILSON	BASE	400	320	256	23/06/2017	20 047
RIMATARA	G1 RIMATARA	CUMMINS	BASE	282	226	180	05/08/2020	6 950
	G2 RIMATARA	CUMMINS	BASE	282	226	180	11/08/2020	5 454
	G3 RIMATARA	FG WILSON	BASE	250	200	160	24/02/2010	28 829
RAIVAVAE	G1 RAIVAVAE	CUMMINS	BASE	282	226	180	09/12/2021	143
	G2 RAIVAVAE	CUMMINS	BASE	282	226	180	13/09/2019	12 278
	G3 RAIVAVAE	FG WILSON	BASE	250	200	160	04/07/2008	28 039
UA POU	G1 HAKAHAU	FG WILSON	BASE	400	320	256	01/08/2013	33 658
	G2 HAKAHAU	FG WILSON	BASE	400	320	256	01/08/2013	34 273
	G3 HAKAHAU	FG WILSON	BASE	455	364	291	18/05/2021	3 266
	G4 HAKAHAU	FG WILSON	BASE	400	320	256	15/11/2010	43 333
NUKU HIVA	G1 AAKAPA	FG WILSON	BASE	50	40	32	18/06/2017	23 466
	G2 AAKAPA	FG WILSON	BASE	55	45	36	19/12/2019	8 374
	G1 TAIOHAE	FG WILSON	BASE	400	320	256	01/12/2008	45 855
	G2 TAIOHAE	FG WILSON	BASE	635	508	406	02/07/2009	63 938
	G3 TAIOHAE	FG WILSON	BASE	400	320	256	29/09/2006	45 697
	G4 TAIOHAE	FG WILSON	BASE	650	520	416	06/03/2021	5 776
	G5 TAIOHAE	FG WILSON	BASE	635	508	406	08/11/2010	18 238
HIVA OA	G6 TAIOHAE	FG WILSON	BASE	400	320	256	16/04/2008	47 525
	G1 ATUONA	FG WILSON	BASE	400	320	256	22/05/2017	24 343
	G2 ATUONA	FG WILSON	BASE	400	320	256	01/04/2021	7 015
	G3 ATUONA	FG WILSON	BASE	400	320	256	22/05/2017	28 638
	G4 ATUONA	FG WILSON	BASE	400	320	256	01/01/2010	33 811
	G1 HANAPAAOA	FG WILSON	BASE	50	40	32	30/10/2019	9 901
	G2 HANAPAAOA	FG WILSON	BASE	50	40	32	30/10/2019	9 945
	G1 NAHOE	FG WILSON	BASE	50	40	32	15/03/2016	26 458
	G2 NAHOE	FG WILSON	BASE	50	40	32	30/10/2019	1 306
	G1 PUAMAU	FG WILSON	BASE	45	36	29	01/11/2016	29 180
UA HUKA	G2 PUAMAU	FG WILSON	BASE	45	36	29	01/11/2016	29 529
	G1 UA HUKA	CUMMINS	BASE	282	226	180	07/09/2021	1 785
	G2 UA HUKA	FG WILSON	BASE	250	200	160	18/04/2008	35 241
	G3 UA HUKA	CUMMINS	BASE	282	225	180	13/09/2019	9 173