

Papeete, le 4 JUIL. 2023

**Le président**

à

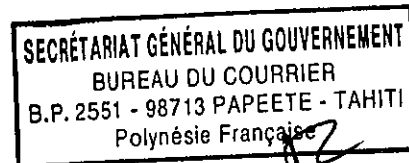
**Monsieur Moetai BROTHERSON**  
**Président de la Polynésie française**

n° 2023-226

Envoi par porteur avec accusé de réception

**Objet :** notification des observations définitives relatives au contrôle des comptes et de la gestion de la collectivité de la Polynésie française au titre de la politique de l'énergie.

Pièce jointe : un rapport d'observations définitives.



4107

Je vous prie de bien vouloir trouver ci-joint le rapport comportant les observations définitives de la juridiction sur la gestion de la Polynésie française au titre de la politique de l'énergie pour les exercices 2017 jusqu'à la période la plus récente pour lequel, à l'expiration du délai d'un mois prévu par l'article L. 272-66 du code des juridictions financières, la Chambre n'a reçu aucune réponse écrite destinée à y être jointe.

Je vous rappelle que ce document revêt un caractère confidentiel qu'il vous appartient de protéger. Il conviendra de le transmettre au Président de l'assemblée de la Polynésie française en vue de son inscription à l'ordre du jour de la plus proche réunion de cette assemblée délibérante, au cours de laquelle il donnera lieu à débat.

Dès la tenue de cette réunion, ce document pourra être publié et communiqué aux tiers en faisant la demande.

Enfin je vous précise qu'en application des dispositions de l'article R. 272-112 du code précité, le rapport d'observations est transmis au haut-commissaire de la République ainsi qu'au directeur local des finances publiques de la Polynésie française.

  
**Jean-Luc LE MERCIER**  
Conseiller référendaire  
à la Cour des Comptes



## **RAPPORT D'OBSERVATIONS DÉFINITIVES**

# **COLLECTIVITE DE LA POLYNESIE FRANCAISE : POLITIQUE ENERGIE**

Exercices 2017 et suivants

Le présent document, qui a fait l'objet d'une contradiction avec les destinataires concernés, a été délibéré par la chambre le 19 avril 2023.



## TABLE DES MATIERES

<b>SYNTHÈSE.....</b>	<b>5</b>
<b><i>PARAU PU'ŌHURA'A.....</i></b>	<b>10</b>
<b>RECOMMANDATIONS.....</b>	<b>12</b>
<b>INTRODUCTION.....</b>	<b>13</b>
<b>1 LES OBJECTIFS ET LES RESULTATS DE LA POLITIQUE ENERGIE DU PAYS.....</b>	<b>19</b>
1.1 Les documents cadres fixant les objectifs en matière de politique énergie.....	19
1.2 Le dispositif de mesure de la performance et d'évaluation de la politique énergie .....	21
1.2.1 La démarche de performance du Pays : les plans annuels de performance et les rapports annuels de performance .....	21
1.2.2 L'évaluation insuffisante de la mise en œuvre du « Plan de transitions énergétique » au cours de la période de contrôle.....	22
1.3 Les résultats obtenus .....	23
1.3.1 « Changer de modèle énergétique » : la part d'énergie renouvelable dans la production d'électricité a progressé mais le taux de 75 % à horizon 2030 fixé par le Pays semble désormais difficile à atteindre .....	24
1.3.1.1 Analyse par type d'énergie .....	24
1.3.1.2 Les projets pour le développement des énergies renouvelables dans les îles : l'exemple des centrales hybrides, qui se caractérisent par une faible contribution à l'atteinte des objectifs et qui doivent faire l'objet d'une vigilance pour leur maintenance.....	39
1.3.1.3 Les autres énergies renouvelables n'en sont qu'au stade d'études, et ne sont donc pas prises en compte dans le plan pluriannuel d'équipement du Pays.....	43
1.3.1.4 Conclusion sur les énergies renouvelables .....	43
1.3.2 « Changer de modèle économique » : un prix de l'électricité déconnecté du coût des hydrocarbures, un défaut de contrôle des conventions d'approvisionnement en hydrocarbures et une impartialité du Pays à mieux garantir .....	44
1.3.2.1 Le prix de l'électricité et les évolutions de tarif sur la période.....	44
1.3.2.2 Les mesures prises par le gouvernement pour limiter la hausse du coût des hydrocarbures .....	51
1.3.2.3 Les importations d'hydrocarbures : des marges indues pour les importateurs au détriment du Pays et du consommateur .....	56
1.3.2.4 La mise en place de la péréquation – Contribution de solidarité en électricité (CSE) 63	
1.3.2.5 Le nécessaire renforcement de l'impartialité du Pays .....	64
1.3.2.6 Les effets incertains mais potentiellement inflationnistes du développement des énergies renouvelables sur le prix de l'électricité .....	66
1.3.3 « Changer nos comportements » : les économies d'énergie, angle mort de la politique énergie du Pays en raison de la part des transports terrestres dans la consommation d'énergie.....	67

1.3.3.1	Le secteur du bâtiment : une réglementation récente ne portant que sur les constructions neuves.....	67
1.3.3.2	Alors qu'il s'agit du premier poste de consommation d'énergie, la part des transports n'a pas diminué.....	68
2	LE FINANCEMENT DE LA POLITIQUE ENERGIE.....	72
2.1	Les moyens financiers consacrés à la politique énergie.....	72
2.1.1	Une absence de consolidation de l'ensemble des dépenses afférentes à la politique énergie .....	72
2.1.2	Les crédits d'investissement du Pays .....	73
2.1.3	Les fonds dédiés à l'énergie et les subventions en fonctionnement.....	75
2.2	Eléments de prospective : les moyens financiers nécessaires au maintien et au renforcement des moyens de production thermique et au financement de la transition énergétique.....	79
2.2.1	Les investissements nécessaires pour le maintien en état et le renforcement des moyens de production thermiques : des investissements insuffisamment pris en compte par le Pays.....	79
2.2.2	Le financement de la transition énergétique .....	80
2.2.2.1	Les investissements nécessaires pour le maintien en l'état des ouvrages d'hydroélectricité.....	80
2.2.2.2	La programmation pluriannuelle de l'énergie : un effort de programmation prenant en compte les investissements sur le réseau d'électricité, les transports mais qui doit être complétée en particulier en recettes .....	80
2.2.2.3	L'absence de plan de financement de la transition énergétique .....	83
2.2.3	Conclusion sur le financement de la politique énergie .....	84
3	LES MOYENS HUMAINS CONSACRES A LA POLITIQUE ENERGIE .....	86
3.1	Alors que le Pays s'est doté d'objectifs ambitieux, le service des Energies est insuffisamment attractif .....	86
3.2	Le rôle du Pays pour l'assistance aux communes pourrait être renforcé .....	88
3.2.1	Une compétence atypique : la gestion de l'électricité de Makemo (île principale) par le Pays.....	88
3.2.2	La compétence des communes et l'émergence de regroupements de communes pour l'exercice de la compétence électricité .....	89
3.2.3	Un rôle d'assistance à renforcer dans le contexte de mise en œuvre du dispositif de solidarité .....	92
3.2.4	Conclusion sur l'appui des communes.....	96

## SYNTHÈSE

Le contrôle de la chambre territoriale des comptes (CTC) sur la politique énergie a porté sur la période 2017 à nos jours.

Il a notamment examiné la mise en œuvre du Plan de transition énergétique (PTE, 2015/2030) et les objectifs que le Pays s'est récemment fixé dans la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE).

Le contrôle a porté sur l'évaluation de la mise en œuvre des trois grands objectifs fixés par le PTE : changer de modèle énergétique, changer de modèle économique, et changer nos comportements.

- « *Changer de modèle énergétique* » : une progression du taux d'énergies renouvelables mais un objectif de 75 % à horizon 2030 qui semble trop ambitieux.

Ce plan repose essentiellement sur trois types d'investissement : le développement du photovoltaïque, la progression de l'énergie hydroélectrique et la mise en place de centrales hybrides (associant énergie thermique et photovoltaïque), en particulier pour l'archipel des Tuamotu-Gambier.

Si la période a vu la mise en service du système innovant de climatisation par l'eau de mer (SWAC) pour le Centre Hospitalier de la Polynésie française (CHPF), le potentiel de développement de cette technologie à plus grande échelle semble limité.

Ces investissements appellent les observations suivantes.

Du point de vue de l'efficacité des investissements, les centrales hybrides ne contribueront que marginalement au développement des énergies renouvelables à l'échelle de la Polynésie française. Si ces centrales rendaient ces îles plus autonomes par rapport au risque de rupture d'approvisionnement en hydrocarbures pour la production d'électricité, au demeurant assez rare, elles nécessiteraient un accompagnement des communes pour assurer une maintenance et une exploitation de qualité. A défaut, les échecs de production d'électricité à partir de ces centrales (par exemple à Ahe et Makemo) risquent de se reproduire.

En matière d'hydroélectricité, les objectifs ambitieux de la programmation pluriannuelle de l'énergie reposent sur des augmentations de puissance des installations existantes et sur de nouveaux projets. La validation et le financement des augmentations de puissance sont en cours de négociations entre le Pays et le concessionnaire, dans un contexte défavorable à ce type de demande d'investissement compte tenu de la fin proche de la plupart des concessions. Pour les nouvelles installations, ces projets se sont heurtés aux oppositions des habitants, ce qui explique que des projets majeurs n'ont pas été réalisés. La volonté de changement de méthode (portage des projets par des investisseurs privés associant les habitants) afin de surmonter ces oppositions ne s'est pour l'instant pas concrétisée dans la mise en œuvre de projets. Il devrait conduire également à la mise en place de plus petits projets afin de favoriser leur acceptabilité. Le fonds de transition énergétique, dit « fonds Macron », devrait financer ces nouveaux projets d'hydroélectricité.

Ainsi, alors que l'hydroélectricité constitue le principal gisement d'énergie renouvelable, les contraintes précédemment évoquées risquent de ne pas conduire à l'atteinte des objectifs de la programmation pluriannuelle de l'énergie.

L'objectif de 75 % d'énergie renouvelables à horizon 2030 ne semble donc pas réaliste. La cible précédente de 50 % en 2020, fixée par le Plan climat énergie de 2015, n'a d'ailleurs pas été atteinte. Différentes hypothèses de travail au fondement de simulations réalisées au sein des services du Pays reposent sur un taux plus faible, proche de 40 à 50 %. Bien que ces taux soient considérés comme une trajectoire minimale visant à analyser la résilience des outils thermiques, la volonté d'aller au-delà de ce taux doit reposer sur une véritable analyse bénéfiques/coûts en raison des moyens financiers et humains à mobiliser et des enjeux techniques pour la gestion du réseau et le stockage de l'énergie photovoltaïque.

- « *Changer nos comportements* » : L'insuffisante maîtrise de la demande d'énergie.

Les ambitions en matière de baisse de la consommation d'énergie n'ont pas été atteintes. Au contraire, la consommation d'énergie a progressé d'environ 7 % sur la période. Si une réglementation thermique a vu le jour en 2022, cette dernière ne porte pour l'instant que sur les constructions neuves et non sur la rénovation énergétique des bâtiments existants qui présente un potentiel important.

Surtout, le secteur du transport n'a pas contribué à la maîtrise de la demande d'énergie. Alors que le transport routier représente le premier poste de dépense énergétique de Polynésie française devant l'électricité, sa part dans la consommation d'énergie finale a progressé.

Si le Pays souhaite atteindre les objectifs de limitation des gaz à effet de serre et de transition énergétique qu'il s'est fixé, les efforts de transition énergétique et de maîtrise de l'énergie ne doivent pas reposer uniquement sur la production d'électricité mais également sur le secteur des transports. Contrairement au plan de transition énergétique, la programmation pluriannuelle de l'énergie intègre de nombreux objectifs pour le domaine des transports, qu'il restera à concrétiser.

- « *Changer de modèle économique* » : une fixation administrative du prix de l'énergie déconnectée des évolutions du coût des hydrocarbures et un rôle du Pays à clarifier.

La fixation du prix des hydrocarbures distribué pour les acteurs économiques, les ménages (stations-services) et la production d'électricité relève d'arrêtés du Pays.

Le prix des hydrocarbures appelle deux types d'observations.

L'une relative aux contrôles réalisés par le Pays, l'autre relative à la déconnexion par rapport aux prix de marché.

La fixation administrative du prix n'est pas allée de pair avec un contrôle suffisant des paramètres pris en compte dans la formule de fixation du prix des hydrocarbures, en particulier les « *prestations locales* » des importateurs d'hydrocarbures (qui semble, en l'absence de définition, constituer leur marge), et le fret. Dans la fixation du prix du fret, le Pays n'a pas contrôlé les justificatifs transmis par les sociétés importatrices, sensiblement supérieurs aux indices de marché. Ces dernières ont continué à appliquer pendant 5 ans le prix plancher de la convention d'importation qui n'était plus en vigueur depuis 2016. Suite à l'expiration de cette convention, l'esprit du dispositif mis en place par le Pays reposait sur une facturation en fonction des indices de marché. La déconnexion entre les indices de marché du fret et les pratiques des trois importateurs<sup>1</sup>, assortie d'une absence de contrôle du Pays sur les factures a conduit à la fixation d'un tarif de fret trop élevé représentant un montant cumulé depuis 2017 de 5 Mds F CFP.

Par ailleurs, afin de répercuter le moins possible la hausse du cours des hydrocarbures sur le prix de l'électricité et de l'essence et plus généralement sur l'économie, le Pays a eu recours à de nombreux leviers.

Relèvent de ces leviers le versement exceptionnel en 2022 de 9 Mds F CFP du budget général du Pays au fonds de régulation des prix des hydrocarbures (FRPH), des augmentations de prix de l'électricité insuffisantes pour couvrir l'augmentation du coût des hydrocarbures pour la production d'électricité, une absence de décision sur l'abandon du fioul lourd pour la centrale de production thermique de la Punaruu pour des motifs de coût du fioul par rapport au gazole et dans l'attente des résultats d'une étude en cours. Enfin, le tarif de l'électricité a été sous-estimé pendant de nombreuses années, conduisant à une nécessaire augmentation afin que ce tarif corresponde davantage aux coûts de transport réellement supportés par la société en charge du transport (SEM TEP).

Cette déconnexion entre les prix de l'électricité et les cours des hydrocarbures n'est cependant pas durable.

L'accumulation de « dettes hydrocarbures » vis-à-vis du concessionnaire EDT/ENGIE pour la concession de Tahiti Nord risque de conduire à des augmentations au cours des prochaines années afin de rembourser ces coûts supportés par EDT/ENGIE, qui sont juridiquement dûs au concessionnaire.

Sur le modèle économique, le Plan de transition énergétique (PTE) envisageait également de développer la transparence des coûts pour chaque étape de la chaîne de valeur de l'électricité. Dans cette perspective et afin de garantir l'indépendance du transporteur d'électricité (la société d'économie mixte Transport d'Énergie électrique) à l'égard du producteur d'électricité, EDT/ENGIE est sortie de l'actionariat de la TEP. Si le transporteur et EDT/ENGIE ont été ainsi dissociés, demeure la question de la redéfinition du rôle du Pays afin de garantir son impartialité. En plus de sa compétence générale en matière de politique de l'énergie, le Pays cumule les rôles d'actionnaire et d'autorité concédante à l'égard du transporteur d'énergie (la TEP) et de la filiale d'EDT/ENGIE titulaire des concessions d'hydroélectricité. Ce cumul des fonctions étant susceptible de générer des conflits d'intérêts pour le Pays en tant que collectivité, la Chambre invite le Pays à prendre les mesures nécessaires afin de prévenir ces situations.

---

<sup>1</sup>Si ces trois sociétés ont présenté des factures au Pays, l'un des importateurs dépend d'un transporteur, qui lui facture le fret.



- Des modalités de financement de la transition énergétique à réviser avec une mise à contribution des énergies fossiles.

Le précédent rapport de la juridiction recommandait de chiffrer et d'établir le coût et le financement de la transition énergétique.

Conformément à une recommandation de la Chambre lors de ce rapport et en lien avec l'annonce du fonds de transition énergétique, dit « fonds Macron », le Pays a mis en place une programmation pluriannuelle de l'énergie qui évalue les investissements nécessaires afin d'atteindre l'objectif d'énergies renouvelables. Le niveau de ces investissements programmés est sensiblement supérieur aux investissements réalisés au cours des années précédentes. Par conséquent, la question du financement de ceux-ci revêt un caractère stratégique.

La Chambre recommande au Pays de compléter ce plan d'investissements par un volet recettes, permettant une définition plus précise des financements qui peuvent provenir de différentes sources (budget du Pays, prélèvement sur les énergies fossiles, endettement, prix de l'électricité, etc..). Il s'agit également d'une question de transparence sur les coûts de la transition énergétique et de la part à la charge du consommateur.

Afin de sécuriser les fonds alloués à cette problématique, le plan de transition énergétique du Pays avait envisagé de créer un fonds alimenté par un prélèvement sur les énergies fossiles. Ce fonds n'a pas été créé et la période sous revue a été marquée, au contraire, par un fort soutien au secteur des hydrocarbures.

C'est l'Etat qui a finalement créé un fonds de financement pour la transition énergétique de 7 Mds F CFP (le « fonds Macron »), qui ne prendra en charge qu'une partie des investissements nécessaires.

Dans le cadre d'une meilleure identification des recettes pour le financement de la transition énergétique, la Chambre recommande donc au Pays d'étudier la mise à contribution du secteur des hydrocarbures au financement de la transition énergétique. Cette recommandation rejoint le projet de fonds évoqué par le Plan de transition énergétique de 2015. Cette contribution constituerait une application du principe pollueur/payeur posé par le Code de l'environnement polynésien. Dans le domaine de l'énergie, les constats de la juridiction sur les aides dans le domaine des hydrocarbures montrent que c'est une politique inverse à ce principe qui a été mise en œuvre au cours des dernières années.

La Chambre regrette que le Pays n'ait pas fait parvenir de réponse aux deux recommandations portant sur le financement de la transition énergétique.

- Des moyens humains consacrés à la mise en œuvre de la politique énergie à renforcer dans un contexte de mise en œuvre de la péréquation à destination des communes.

Le service des Energies du Pays, qui est en charge d'une partie de la définition et de la mise en œuvre de la politique énergie a été renforcé au cours de la période de contrôle, par la création de postes (19 postes contre 13 en début de période), des ressources supplémentaires ayant été affectées à l'approfondissement du contrôle du concessionnaire EDT/ENGIE et à l'élaboration du Code de l'énergie. Pour autant, ce service souffre d'un défaut d'attractivité. Compte tenu des objectifs ambitieux affichés en matière de politique énergétique, le Pays est invité à le renforcer.

Ce renforcement semble important dans le contexte de mise en œuvre du dispositif de solidarité dans le domaine de l'électricité, entré en vigueur en 2022. Ce dernier a vocation à réajuster et harmoniser les tarifs de l'électricité sur l'ensemble de la Polynésie française par la compensation des écarts de coûts de production de l'électricité entre les îles, rendant ainsi plus équitable l'accès des usagers au service public de l'électricité en appliquant un prix de référence de l'électricité défini par le Pays. Le montant annuel du dispositif de solidarité est d'environ 4 Mds F CFP. Les conventions type signées entre le Pays et les communes comportent de nombreuses obligations de transmission d'information à destination du Pays. Ces informations seront utiles pour l'appréciation de la gestion communale et les besoins d'assistance aux communes.

Sans viser une assistance exhaustive à toutes les communes, et alors que des formes de regroupement de communes commencent à se développer pour l'exercice de la compétence électricité, la Chambre recommande au Pays d'étudier dès 2023 le renforcement de son rôle d'assistance aux communes en complémentarité avec l'intervention des intercommunalités et autres formes de regroupement de communes.

*Seule cette version fait foi.*

## **PARAU PU'ŌHURA'A**

*Ua hi'opo'a te Pū Hi'opo'ara'a Faufa'a i te pae no te ture i ni'a i te mau ito i te area matahiti 2017 e tae roa mai i teie mahana.*

*Ua hi'opo'a ta'a'ē oia i te fa'a'ohipara'a i te Fa'annahora'a no te honoito (PTE, 2015/2030) e te mau fā ta te Fenua i ha'amau aita i maoro a'e nei i roto i te mau fa'annahora'a no te ito i te taime 'ōtini matahiti (PPE).*

*Ua niu hia te hi'opo'ara'a i ni'a i te ha'amaura'a o nā fā e toru e te PTE: te tauira'a i te huru ito, te tauira'a i te fa'annahora'a i te pae fa'anava'ira'a faufa'a, e te tauira'a i to tatou haere'a.*

*" Te tauira'a i te huru ito ": te hō'ē ia mara'ara'a 'o te fa'āto ito mā e 75 i ni'a i te hānere i te matahiti 2030 e au ra ē mea rahi roa.*

*Ua turu'i hia teie fa'annahora'a i ni'a e toru huru tu'ura'a moni: te fa'ahotura'a 'o te mau uira ito mahana, te haerera'a i mua 'o te mau uira ito pape e te ha'amaura'a i te mau matini uira « maupiti » (tei amui i te ito mori e te mau ito mahana), no te ta'amotu Tuamotu-Gambier ihoa rā.*

*No te pae 'o te pāpū i te pae no te tu'ura'a i te faufa'a, e fa'ahotu hanahiti noa te mau pū uira ito maupiti ia hi'o ana'e hia te mau fenua no Porinetia Farani ta'ato'a. E ti'a ato'a ia ape'e hia to ratou fa'ahotura'a e te ara - maite – ra'a i ni'a i te parau no te 'atu'atura'a i teie mau patura'a.*

*E nehenehe te mau 'ōpuara'a no te tupura'a rahi 'o te mau pū hamanira'a uira e ha'afifi hia na roto i te mau tumu parau o te fenua ia au i te noa'ara'a mai e te pāpūra'a i te pae o te ture. Te fa'aruru nei te tupura'a o te mau 'ōpuara'a no te mau uira ito pape i te pato'ira'a no roto mai i te feia e ora ra i roto i te mau fa'a, o te 'arata'i i te mau 'ōpuara'a na'ina'i a'e.*

*E nehenehe ia e parau ē, 'e'ere te fa'āto e 75% o te uira ito mā tei nehenehe e fa'a'āpī hia i te matahiti 2030 i te mea tano. Aita i nae'a hia te fā na mua atu e 50% i te matahiti 2020, tei fa'a'oti hia e te tāpura o te ahuarai e te ito no 2015.*

- «" Te tauira'a i tō tātou haere'a ": Te tano fa'āto hape 'o te anira'a ia au i te uta'ara'a.

*Aita i nae'a hia te mau hia'ai no te fa'a'iti mai i te ha'amāu'ara'a i te ito. I te ta'a'ēra'a, ua mara'a te fa'a'ohipara'a i te ito i nia i te fa'āto e 7% i roto i tau area taime ra, no te tumu 'o te rahira'a 'o te mau faura'o i ni'a i te purumu. Te vai ra ta te Fenua te mau fā hapai no te fa'a'iti mai i teie tuha'a*

- « Te tauira'a i te fa'annahora'a i te pae fa'anava'ira'a faufa'a » : te hō'ē fa'annahora'a no te maura'a moni ho'o o te ito tei 'ore i tū'ati i te mau tauuira'a i roto i te moni ho'o o te mau taiete e te hō'ē ti'ara'a o te Fenua e ti'a ia ha'amaramama hia.

*I te roara'a 'o taua tau ra, aita te Fenua i hi'opo'a i te mau parau 'aufaura'a o te mau taiete fa'auta itomori. No reira, ua fana'o teie mau taiete fa'auta i te hō'ē hiti tano 'ore e mana'o hia ra ē e 5 miria farāne (oia ho'i te ta'a'ēra'a i rotopu i te moni i ni'a i te parau 'aufaura'a e te moni ho'o o te matete)*

*Teie rā, aita te māra'a 'o te moni uira i rava'i no te fa'a'aifa'āto i te māra'ara'a o te ha'amāu'ara'a o te moni e aufau hia no te itomori. No reira, e ti'a ia hāmāra'a hia i te moni o te uira no te mono i teie ta'a'ēra'a.*

- *E hi'opo'a fa'ahou hia te mau rāve'a no te aufau i te ito 'āpī no roto mai i te mau ito tahito.*

*Te a'o ra te Pū e ia fa'arava'i te Fenua i tana tāpura ha'amāu'ara'a no te hamani i te mau ito mā e nehenehe e fa'a'āpī hia e te hō'ē tuha'a moni āpī, ma te vaiho i te hō'ē fa'ata'ara'a pāpū a'e no ni'a i te mau ha'amāu'ara'a e nehenehe e noa'a mai na roto i te mau rave'a ē (te tāpura ha'amāu'ara'a a te Fenua, te iritira'a i ni'a i moni 'o te mori arahu, te tarahu, te moni o te uira, e te vai atu ā). E parau ato'a teie no ni'a i te tauira'a i ariari i te mau ha'amāu'ara'a no te mau ito e te tuha'a e ti'a i te hoani ia amo.*

*Ei tuha'a no te 'ite – maita'i - a'e – ra'a i te moni e noa'a mai no te aufau i te tauira'a o te mau ito, te a'o ato'a ra te Pū e ia tuatapapa te Fenua i te fa'aōra'a te mau tuha'a 'o te mau mori arahu i roto i te tuhaa o te ito tau i te fa'aiti i te mau ha'amāu'ara'a o te ito.*

- *Na te mau faufa'a ta'ata i pūpū hia no te fa'a'ohipara'a i teie fa'anahora'a no te ito ta'a'ē i ha'apu'ai fa'ahou atu i roto i te fa'anahora'a i te 'aifaitoraa no te mau oire.*

*Noa atu e te tapapa nei te Fenua i te mau tapa'o no te tauiraa i te ito huru rau, 'e'ere te ohipa ito i te mea au roa ia fa'aau hia i te tahi atu mau pū 'o te Fenua.*

*Hau atu ā, ma te 'ore e titau i te tauturu i te mau oire ato'a, e noa atu e te ha'amata ra te mau huru amuira'a pupu i roto i te mau oire no te fa'a'oti i te parau no te uira, te a'o ra te Pū e ia tuatapapa te Fenua mai te matahiti 2023 mai ā i tāna tuha'a tauturu i te mau oire no te turu i te mau ta'aira'a i rotopu i te mau va'a mata'eina'a e te tahi atu mau huru pupu amuira'a o te mau oire.*

## RECOMMANDATIONS

**Recommandation n° 1.** : Evaluer, dès 2023, l'ensemble des dépenses afférentes à la politique énergie.

**Recommandation n° 2.** : Compléter, dès 2023, la programmation pluriannuelle de l'énergie par une identification précise des recettes envisagées.

**Recommandation n° 3.** : Etudier, dès 2023, la mise à contribution des hydrocarbures au financement de la transition énergétique.

**Recommandation n° 4.** : Etudier, dès 2023, les modalités de renforcement de l'assistance aux communes en complémentarité avec l'intervention des intercommunalités et autres formes de regroupements (SPL).

En phase contradictoire, le Pays n'a fait parvenir aucune réponse aux recommandations, ce que la Chambre regrette.

## INTRODUCTION

### PROCEDURE

Le contrôle a été notifié à M. le Président de la Polynésie française par lettre du Président de la juridiction en date du 20 juin 2022.

Un entretien de début de contrôle a été organisé le 30 août 2022 avec le Ministre en charge de l'énergie, M. Yvonnick RAFFIN.

L'entretien de fin de contrôle s'est quant à lui tenu le 12 décembre 2022 avec le Ministre de l'énergie, le Président l'ayant désigné comme interlocuteur de la Chambre.

Lors de sa séance du 25 janvier 2023, la Chambre a délibéré les observations provisoires qui ont été adressées au Président du Pays et aux parties concernées entre les 6 et 8 février 2023.

Après avoir procédé à l'analyse des réponses de l'ordonnateur et des tiers mis en cause, la Chambre a délibéré le 19 avril 2023 les observations définitives ci-dessous.

Transmises aux ordonnateurs successifs, ces observations définitives n'ont pas donné lieu à réponse de leur part, au terme du délai d'un mois prévu par l'article L. 272-66 du Code des juridictions financières.

### LES ENJEUX DE LA POLITIQUE ENERGIE POUR LA POLYNESIE FRANCAISE

#### • Un réseau non interconnecté et une dépendance aux importations d'hydrocarbures.

Les caractéristiques géographiques de la Polynésie française, vaste territoire avec une faible densité de population, concentrée à Tahiti, sont sources de coûts. En effet la faiblesse des quantités importées et un réseau éclaté entre plusieurs îles ne facilitent pas les économies d'échelle.

80 % de la consommation d'électricité de la Polynésie française est réalisé à Tahiti<sup>2</sup>.

La Polynésie française fait partie des zones insulaires « non interconnectées ». Cette catégorie désigne des îles dont l'éloignement géographique ne permet pas une connexion à un réseau électrique continental. Cette absence de connexion constitue une contrainte dans la mesure où en l'absence de possibilité d'importer de l'énergie, il convient d'assurer en permanence un équilibre entre la production d'énergie (et le stockage quand cela est possible) et la consommation.

Comme la plupart des zones non interconnectées, la Polynésie française présente un taux de dépendance énergétique<sup>3</sup> élevé, de l'ordre de 93 %. Ce taux est resté stable ces dernières années.

---

<sup>2</sup> Source : programmation pluriannuelle de l'énergie du Pays.

<sup>3</sup> Le taux de dépendance énergétique indique la part d'énergie qu'un pays doit importer pour sa consommation d'énergie primaire. Il s'obtient en faisant le rapport entre les importations d'énergies primaires et le total des énergies primaires disponible sur le territoire.

L’approvisionnement dépend en partie des énergies fossiles, avec une dépendance vis-à-vis de l’extérieur et des routes maritimes pour cet approvisionnement. La Polynésie est excentrée par rapport aux principales routes maritimes d’approvisionnements en hydrocarbures qui partent d’Asie du sud-est.

De plus, le taux croissance démographique annuel de 0,5 % constaté depuis 2010 associée à un phénomène de décohabitation des foyers tendent à accroître la demande en énergie.

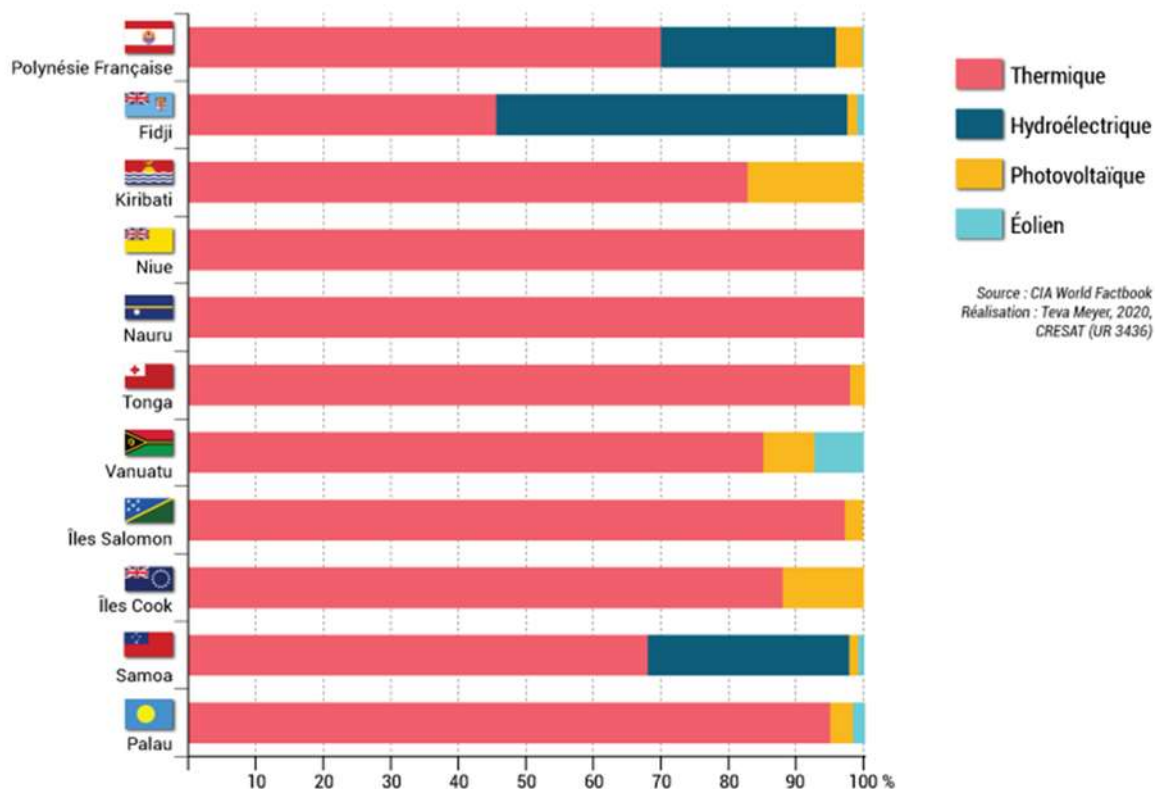
**Tableau n° 1 : Taux de dépendance énergétique**

	Taux
France	45%
Polynésie française	93%
Nouvelle-Calédonie	97%
Réunion	87%
Martinique	93%
Guadeloupe	93%
Guyane	82%
Iles Cook	96%
Fidji	80%
Hawaii	84%

*Source/note : bilan énergétique – Observatoire Polynésie de l’énergie 2020)*

Cette dépendance aux importations d’hydrocarbures constitue une caractéristique commune à de nombreuses îles et Etats du Pacifique ainsi que le montre le graphique ci-dessous.

Graphique n° 1 : Mix énergétique dans différentes îles du Pacifique



Le développement des énergies renouvelables constitue donc à la fois un enjeu environnemental, d'autonomie énergétique, et de réduction de l'exposition aux variations du coût des hydrocarbures qui ont connu une augmentation sensible ces dernières années.

La Polynésie française s'est dès lors fixée des objectifs ambitieux de développement du taux des énergies renouvelables. La production thermique (à partir des hydrocarbures) représente aujourd'hui environ 70 % de la production d'électricité. L'hydroélectricité constitue la principale source d'énergie renouvelable. Elle représente environ 24 % de la production totale d'électricité.

#### • La part importante du transport dans la consommation d'énergie

Le secteur des transports est la première source de consommation d'énergie primaire en Polynésie et le deuxième poste de dépenses des ménages après l'alimentation.

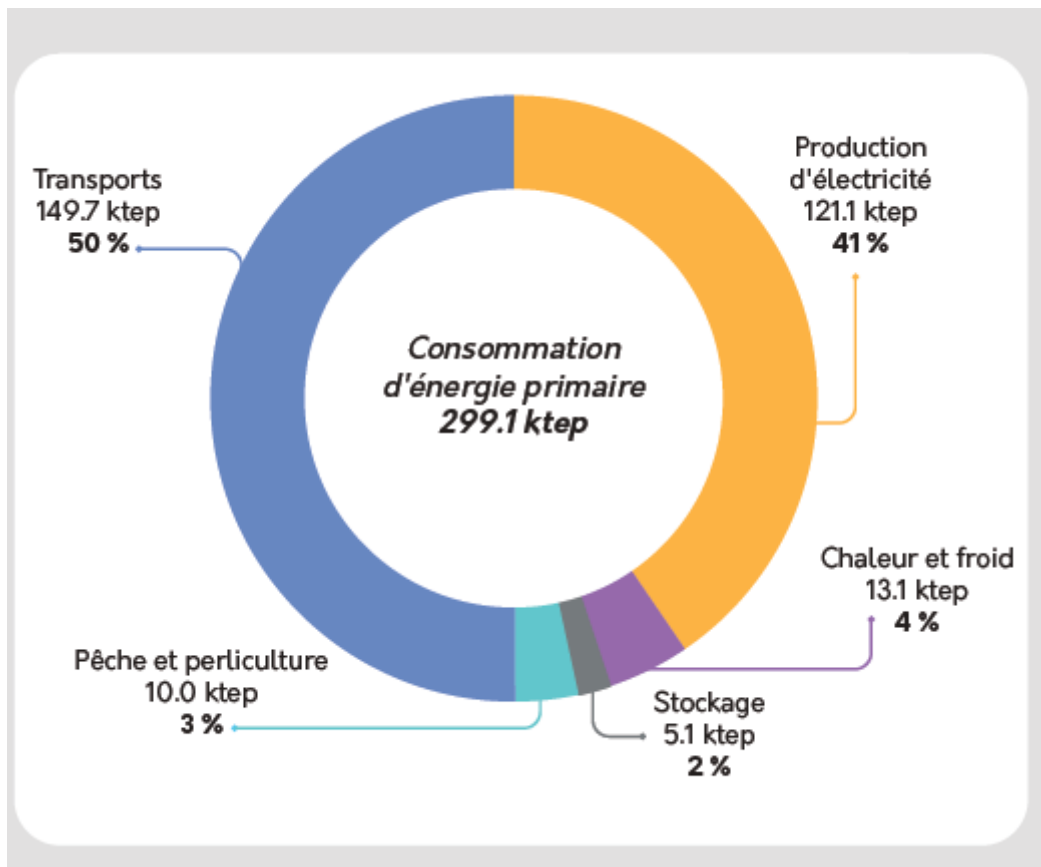
En 2020, 336 millions de litres d'hydrocarbures soit l'équivalent de 279,6 ktep<sup>4</sup>, ont été importés en Polynésie française. Avec 149,7 ktep, les transports (routiers, maritimes et aériens) représentent 50 % du total de la consommation d'énergie primaire en 2020.

La production d'électricité, avec 41 %, ne représente que le deuxième poste de consommation d'énergie.

<sup>4</sup> La tonne équivalent pétrole (tep) correspond à l'énergie produite par la combustion d'une tonne de pétrole moyen. Cette unité permet de comparer le pouvoir énergétique des hydrocarbures à celui du pétrole moyen.



Schéma n° 1 : Destination de la consommation d'énergie primaire en 2020



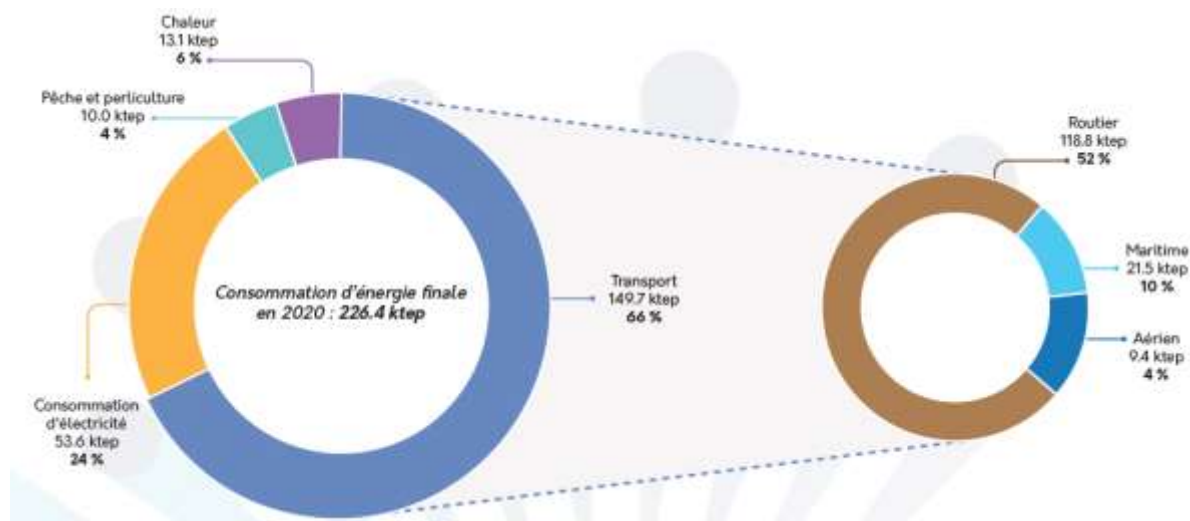
(Source : Bilan énergétique 2020 - Observatoire polynésien de l'énergie)

Ce constat est encore plus marqué si l'on se réfère à l'évolution de la consommation en énergie finale (CEF<sup>5</sup>) qui correspond à la consommation de l'ensemble des énergies après transformation ou exploitation faite par le consommateur final.

En 2020, la CEF a atteint 226,4 ktep avec une part importante (52 %) liée à la consommation des hydrocarbures à destination des seuls transports routiers.

<sup>5</sup> Elle soustrait à la consommation d'énergie primaire les quantités d'énergie consommées pour produire et transformer l'énergie ainsi que les pertes de distribution et de transformation liées à la production d'électricité.

**Schéma n° 2 : Répartition de la consommation d'énergie finale en 2020**



Source/note : Bilan énergétique 2020 - Observatoire polynésien de l'énergie

Par conséquent, la réussite de la politique énergie repose non seulement sur le développement des énergies renouvelables pour la production d'électricité, mais également sur la réduction de la consommation d'énergie, qui intègre la politique en matière de transports.

Le secteur de la production d'électricité ne doit donc pas porter seul les efforts de transition énergétique.

#### • Les compétences du Pays et des communes pour la production d'électricité

La loi organique de 2004 confirme la compétence de principe de la collectivité de la Polynésie française en matière d'énergie tout en continuant à reconnaître en son article 45 la compétence des communes l'exerçant déjà à la date de promulgation de la loi. La loi organique a été modifiée en 2019<sup>6</sup> afin de donner aux communes la possibilité de rétrocéder leur compétence au Pays, y compris pour les communes exerçant déjà la compétence de la distribution de l'énergie à la date de la promulgation de la loi.

De nombreuses communes exerçant déjà la compétence à la date de la promulgation de la loi organique, il en résulte un fractionnement de l'exercice de la compétence sur le territoire de la Polynésie française entre les communes et le Pays.

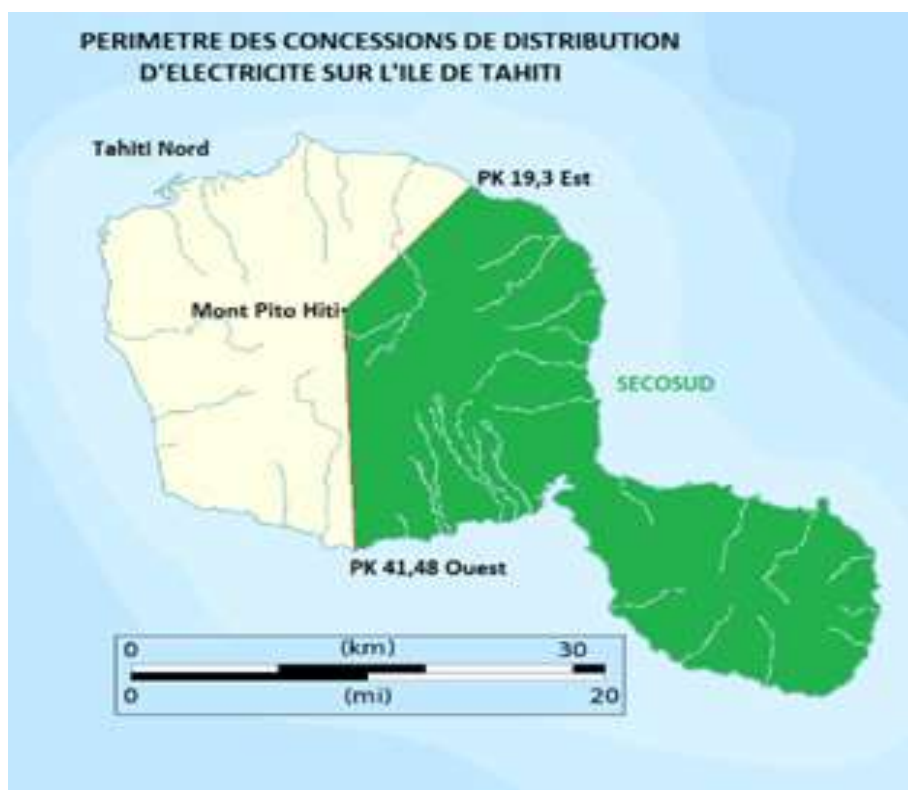
La concession est le mode de gestion le plus répandu.

Le groupe EDT/ENGIE dispose de 19 concessions de service public de production et distribution d'électricité. Ces concessions couvrent plus de 90 % de la consommation totale de la Polynésie française.

<sup>6</sup> Article 14 de la loi organique n°2019-706 du 5 juillet 2019 portant modification d'autonomie de la Polynésie française.

Le Pays est titulaire de la concession la plus importante avec EDT/ENGIE en termes de consommation : il s'agit de la concession dite de « *Tahiti Nord* » (qui expire en 2030) et qui porte sur le territoire présenté en blanc sur la carte ci-dessous correspondant essentiellement à la zone urbaine. L'autre partie de l'île relève du syndicat pour l'électrification des communes du sud de Tahiti (SECOSUD), le concessionnaire étant une filiale du groupe EDT/ENGIE (en vert sur la carte ci-dessous).

**Graphique n° 2 : Concessions d'électricité sur l'île de Tahiti**



*Source : Pays*

La compétence des communes est exercée via 36 régies communales dont 33 sont situées dans les Tuamotu-Gambier.

Différentes formes de regroupements de commune pour l'exercice de la compétence électricité sont en train d'émerger, certaines intercommunalités étudiant la prise de compétence en matière d'énergie (par exemple la Communauté de communes des Iles Marquises), et une société publique locale a été créée aux Iles sous le Vent pour gérer la production et la distribution d'électricité.

La commune de Moorea-Maiao vient de créer un établissement public industriel et commercial afin de reprendre en régie la gestion de cette compétence à l'expiration de la concession avec EDT/ENGIE.

# 1 LES OBJECTIFS ET LES RESULTATS DE LA POLITIQUE ENERGIE DU PAYS

## 1.1 Les documents cadres fixant les objectifs en matière de politique énergie

Au cours de la période de contrôle, trois documents cadres fixent les objectifs du Pays : le Plan de transition énergétique (2015), la Programmation pluriannuelle de l'énergie élaborée en 2022, et les Plans climats (2015, élaboration en cours d'un nouveau Plan à compter de 2023).

- Le plan de transition énergétique 2015-2030.

Le plan de transition énergétique (PTE) 2015-2030 vise trois objectifs principaux formulés de la façon suivante :

- Changer de modèle énergétique en substituant progressivement l'utilisation d'énergies fossiles par des énergies renouvelables dans toutes les activités (production électrique, transport, urbanisme) ;
- Changer les comportements par des comportements plus vertueux et par une utilisation généralisée des nouveaux équipements à moindre consommation énergétique ;
- Changer de modèle économique de l'énergie en favorisant une plus grande transparence dans les coûts et les prix, une plus grande pluralité d'acteurs et un plus grand choix pour les consommateurs.

L'objectif fixé par le PTE 2015-2030 était d'atteindre 50 % d'énergies renouvelables dans la production électrique, en 2020<sup>7</sup>. Le Code de l'énergie a ensuite fixé en 2019, l'objectif de 75 % à horizon 2030.

Une programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) a été élaborée en 2022 suite aux assises de l'énergie. Elle devrait être présentée à l'Assemblée de la Polynésie française.

La dernière version du projet de PPE 2022-2030 a été transmise à la Chambre. Elle présente l'état des lieux de la politique énergétique menée par le Pays telle que l'évolution du cadre législatif et réglementaire ainsi que les divers travaux menés pour atteindre en 2030 l'objectif affiché et inscrit dans le Code de l'Energie de la Polynésie française : un taux de 75 % d'énergies renouvelables dans le mix énergétique.

---

<sup>7</sup> L'atteinte de ces trois objectifs était conditionnée au maintien des baisses de consommation, à la mise en service du nouveau système de climatisation du Centre Hospitalier de Polynésie française, et à la construction de l'ouvrage d'hydroélectricité de la Papeiha.

Elle a vocation à constituer une feuille de route présentant les grandes orientations en matière de politique énergétique et les leviers d’actions pertinents dans les secteurs du transport, de l’énergie et de la construction. Les quatre principaux volets autour desquels s’articule cette feuille de route sont l’amélioration de l’efficacité énergétique et la baisse de la consommation d’énergie notamment dans le domaine transports terrestres, la diversification du mix énergétique, un développement équilibré du réseau et du stockage, et la préservation du pouvoir d’achat des consommateurs.

Le PTE était censé s’appliquer jusqu’en 2030.

Interrogé sur l’articulation entre le PTE et la PPE, le Pays a précisé que le PTE a été clôturé par le comité de pilotage du 15 février 2022 et qu’il laisse sa place à la PPE. Cette dernière planifie la politique énergétique de la Polynésie française au sens large dans la mesure où elle intègre également les questions de mobilités et celles des infrastructures de transport d’énergie et de stockage.

Si les objectifs peuvent légitimement être revus pour s’adapter à la conjoncture, et si la Chambre se félicite d’une planification plus large intégrant davantage la problématique des transports, elle regrette que les objectifs de transition énergétique, qui engagent tous les acteurs de l’énergie (publics comme privés) sur le long terme n’aient pas bénéficié d’une nécessaire stabilité au niveau des documents cadres du Pays, alors même que la période de contrôle ne se caractérise pas par une quelconque instabilité politique.

- Les objectifs en matière d’énergie fixés par le Plan climat (2015/2020)

Ce document avait été élaboré en 2015 dans le cadre de la Conférence de Paris (COP) 21. Il s’agit d’une démarche volontariste de la Polynésie française qui a pour objectif de s’adapter au changement climatique et d’en atténuer les effets. Il s’agit d’une politique globale du Pays dédiée au climat. Elle a donc un champ d’action plus large que les seules questions relatives à l’énergie évoquées dans le présent rapport.

La Polynésie française a formulé sa « *contribution déterminée au niveau national* » pour les accords de Paris avec l’objectif de réduire de 15 % ses émissions de CO2 liées au secteur de l’énergie entre 2010 et 2030. Cette contribution a ensuite été renforcée en juin 2020 suite à une demande d’actualisation en affichant une volonté de réduire de 50 % ses émissions de gaz à effet de serre entre 2013 et 2030 afin d’être en cohérence avec les objectifs de l’accord de Paris visant à limiter le réchauffement climatique à + 1,5 °C.

L’objectif précité de 75 % de production issue de l’exploitation des énergies renouvelables à échéance 2030 (Code de l’énergie) est repris dans ce document.

Un nouveau Plan climat 2023/2030 est en cours d’élaboration.

## **1.2 Le dispositif de mesure de la performance et d'évaluation de la politique énergie**

### **1.2.1 La démarche de performance du Pays : les plans annuels de performance et les rapports annuels de performance**

- Description du dispositif

Comme pour d'autres politiques publiques, les objectifs et résultats de cette politique sont retracés d'une part, dans les projets annuels de performance (PAP) pour les objectifs et d'autre part, dans les rapports annuels de performance (RAP) pour les résultats.

Depuis 2021, les PAP accompagnent le budget. Quant aux RAP, ils sont annexés aux comptes administratifs de la Polynésie française. Ils sont donc soumis au vote de l'Assemblée de la Polynésie française et ont vocation à l'éclairer sur l'action de l'exécutif.

Pour le secteur de l'énergie, les PAP reprennent les trois objectifs principaux décrits dans le Plan de transition énergétique (changer de modèle énergétique, changer nos comportements, et changer de modèle économique).

Des indicateurs de performance ont été définis pour chacun des objectifs.

L'objectif de changement (premier objectif) de modèle énergétique est évalué par trois indicateurs :

- la part d'énergie renouvelable dans la production d'électricité à partir des données des producteurs d'énergie électrique à Tahiti ;
- la part d'énergie renouvelable dans la production d'électricité dans les îles autres que Tahiti ;
- la dépendance énergétique de la Polynésie française.

Le deuxième objectif de changement des comportements est évalué à travers les trois indicateurs suivants :

- la consommation d'électricité en Polynésie française évaluée à partir des données des distributeurs d'énergie électrique ;
- la consommation moyenne par foyer pour Tahiti Nord ;
- la consommation moyenne par abonnés industriels pour Tahiti Nord.

Enfin, le troisième objectif relatif au changement de modèle économique est évalué au moyen d'un seul indicateur : le prix moyen de référence de l'électricité en Polynésie française.

- Observations sur le dispositif de mesure de la performance.

Comme le reconnaît le Pays, la plupart des indicateurs retenus dans les PAP et les RAP ont pour défaut de n'évoluer qu'à long terme. Cette inertie des indicateurs ne facilite pas l'évaluation de la politique menée et de la trajectoire suivie pour quelques exercices.

Par exemple, la part d'énergies renouvelables dans la production d'électricité à Tahiti et dans les îles, et, surtout, la dépendance énergétique, constituent des tendances lourdes. Les actions à mettre en œuvre pour améliorer ces indicateurs ne produisent donc des effets qu'à long terme.

La Chambre invite dès lors le Pays à compléter, dès 2023, les indicateurs de performance des PAP et des RAP afin de rendre davantage évaluable les actions sur le court terme. Ces indicateurs, qui doivent être limités et permettre de mesurer la performance et non seulement l'activité, pourront utilement s'inspirer des indicateurs qui avaient été définis par le plan de transition énergétique et intégrer les orientations prévues par la programmation pluriannuelle de l'énergie.

### **1.2.2 L'évaluation insuffisante de la mise en œuvre du « Plan de transitions énergétique » au cours de la période de contrôle**

L'évaluation « in itinere » (en cours de mise en œuvre) du Plan de transition énergétique a été déficiente.

Si le Plan de transition énergétique a été suivi au niveau du service des énergies via un tableau de bord de suivi des mesures et actions, son évaluation n'a pas bénéficié, comme le prévoyait le Plan lui-même, du comité de suivi qui devait se réunir deux fois par an ainsi que l'imposait la réglementation<sup>8</sup>.

L'intérêt de la composition de ce comité était de réunir de nombreux acteurs tels que les ministères, le Haut-commissariat, l'Agence de développement de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME), des représentants d'associations, EDT, la TEP, etc...

Ce comité avait notamment pour objet de formuler des propositions au gouvernement, et de publier chaque année un bilan d'exécution sur l'état d'avancement du plan de transition énergétique.

La Chambre regrette que ce comité chargé du suivi mais aussi de formuler des propositions et dont la composition permettait d'intéresser de nombreux acteurs ne se soit pas tenu comme prévu.

Il ne s'est réuni que trois fois depuis sa création : le 15 décembre 2015 pour la présentation du plan de transition énergétique, le 28 juillet 2016 pour établir un premier état d'avancement, et le 15 février 2022 pour acter la fin du PTE et l'évolution vers une nouvelle feuille de route de l'énergie.

Ce comité de suivi n'est plus d'actualité suite à la mise en place d'une programmation pluriannuelle de l'énergie 2022-2030 permettant de mettre à jour les actions.

Si une méthode partenariale a été suivie dans le cadre des Assises de l'Energie, réunissant notamment des acteurs associatifs, du secteur privé et du secteur public, la Chambre observe que le suivi du PTE n'a pas fait l'objet de suivi partenarial, contrairement à ce que prévoyait la réglementation.

---

<sup>8</sup> Arrêté n° 1811 du Conseil du ministres du 12 novembre 2015 modifié.

Le Plan Climat énergie 2015-2020 a quant à lui fait l'objet d'une évaluation finale en 2020. Contrairement au Plan de transition énergétique, ce plan a fait l'objet de rapports d'avancement semestriels depuis 2017, permettant de suivre l'exécution du plan d'action et de comprendre les difficultés rencontrées.

Enfin, si le Plan climat énergie a une vocation plus large que le PTE, les liens entre les objectifs du plan climat et ceux du PTE ainsi qu'une date de démarrage commune (2015) auraient pu justifier un dispositif commun d'évaluation, ce qui aurait simplifié le suivi.

### 1.3 Les résultats obtenus

Pour les actions du Plan de transition énergétique 2015/2030 et selon les informations transmises par le Pays recensées ci-dessous, 68 % des actions étaient terminées.

**Tableau n° 2 : Actions du PTE mise en œuvre**

<b>Orientations du PTE</b>	<b>Nombre de mesures</b>	<b>Nombre d'actions</b>	<b>Actions terminées</b>
Clarifier l'organisation juridique du secteur de l'énergie	4	13	7
Instaurer un modèle économique de l'électricité plus transparent	6	22	17
Promouvoir une plus grande concurrence dans le secteur de l'énergie	7	18	11
Soutenir les filières d'énergies renouvelables	11	25	17
Faire évoluer les comportements dans la relation à l'énergie	5	14	10
Moderniser et sécuriser les infrastructures publiques et privées en matière d'énergie	6	10	6
Définir et mettre en place des outils efficaces de pilotage de la transition énergétique	6	10	7
<b>Total</b>	<b>45</b>	<b>112</b>	<b>75</b>

Source : Pays

Ce résultat global recouvre des disparités, certaines actions étant plus importantes que d'autres pour atteindre les objectifs.

L'évaluation des résultats présentée dans cette partie suit les trois objectifs du plan de transition énergétique :

- « *Changer de modèle énergétique* » ;
- « *Changer de modèle économique* » ;
- « *Changer nos comportements* ».



### 1.3.1 « Changer de modèle énergétique » : la part d'énergie renouvelable dans la production d'électricité a progressé mais le taux de 75 % à horizon 2030 fixé par le Pays semble désormais difficile à atteindre

Le tableau ci-dessous présente l'évolution des différentes sources d'énergies renouvelables en Polynésie française.

**Tableau n° 3 : Ressources locales valorisées en Polynésie française<sup>9</sup>**

	2011		2017	2018	2019	2020
Production hydroélectrique	84%		76%	72%	71%	70%
production photovoltaïque	6%		14%	17%	18%	18%
Chauffe eau solaire	9%		9%	10%	10%	10%
SWAC	1%		1%	1%	1%	1%
Production éolienne						
Total en ktep	17,8		20,2	19,4	19,3	19,5

Source : CTC d'après les bilans énergétiques de la Polynésie par l'OPE PF

Ce tableau montre une progression de 4,3 % dans la production d'énergies renouvelables alors que l'objectif fixé par le Plan climat énergie 2015-2020 était de + 15 %.

De même, alors que le Plan de transition énergétique envisageait un taux d'énergies renouvelables de 50 % dans le mix électrique, ce taux n'a pas été atteint. Il est de l'ordre de 30 %.

#### 1.3.1.1 Analyse par type d'énergie

- L'hydroélectricité : une part en régression et des blocages persistants malgré un potentiel majeur pour l'atteinte des objectifs de développement des énergies renouvelables.

L'essentiel des installations hydrauliques de Polynésie française est concentré sur l'île de Tahiti.<sup>10</sup> On recense seize centrales hydroélectriques réparties sur 5 vallées, en six concessions toutes exploitées par une filiale du groupe Electricité de Tahiti appelée « *Marama Nui* ». La plupart de ces installations datent des années 1980.

Cette énergie présente plusieurs avantages, notamment la puissance garantie (pas d'intermittence de la production contrairement au vent ou au soleil), un coût de production du kilowattheure réduit, une faible dépendance aux importations pour les équipements, et un savoir-faire local en termes de maintenance compte tenu de l'ancienneté de l'exploitation de cette source d'énergie.

<sup>9</sup> Le Ktep constitue une unité de mesure de l'énergie produite. Il s'agit du kilotonne équivalent pétrole.

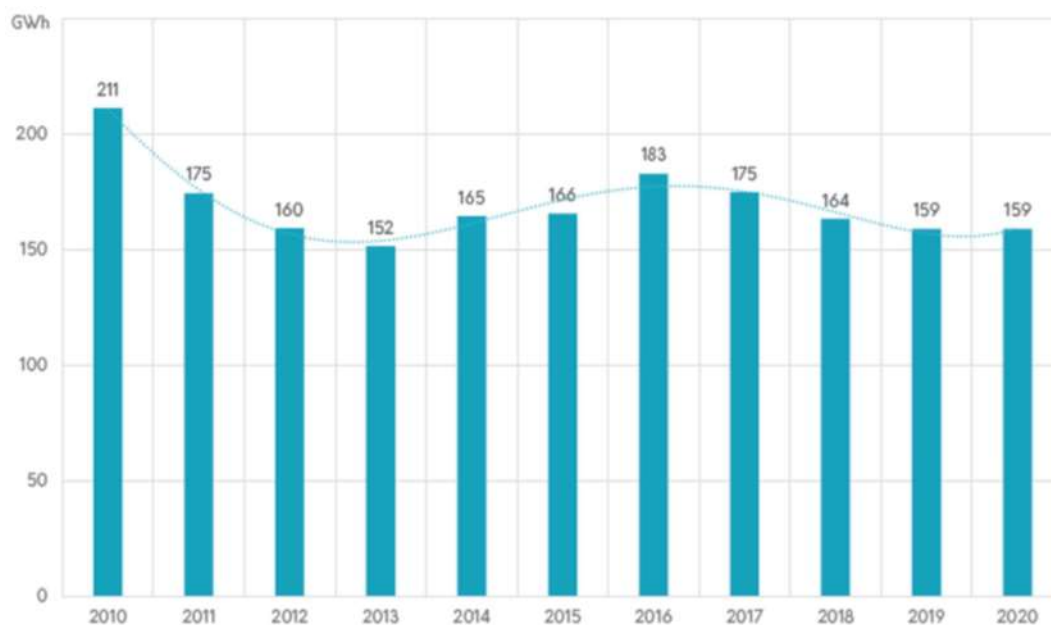
<sup>10</sup> Les autres installations se situent aux Iles Marquises.

La production d'hydroélectricité représente environ 23 % de la production d'énergies renouvelables alors que la part de l'ensemble des énergies renouvelables est évaluée à 28,8 %.<sup>11</sup>

C'est donc la principale source d'énergie renouvelable de Polynésie française.

Pour autant, comme le montre le graphique ci-dessus, la tendance constatée est une diminution de la production hydroélectrique depuis 2010.

**Graphique n° 3 : Evolution de la production hydroélectrique en Polynésie française depuis 2010**



Source : Pays

Appréciée sur la longue période, cette baisse est sensible puisque la part d'hydroélectricité dans la production totale d'électricité atteignait environ 50 % en 1998.

L'évolution présentée dans le graphique n°2 résulte de deux principaux facteurs.

En premier lieu, la production d'hydroélectricité est corrélée à la pluviométrie enregistrée.

En second lieu, au cours de la période de contrôle, aucun nouveau projet d'aménagement hydroélectrique n'a vu la jour. Le PTE soulignait à juste titre que « *sans aménagement hydroélectrique nouveau, la Polynésie française devra accepter de voir sa part d'électricité renouvelable décliner et ainsi d'accroître progressivement sa dépendance économique extérieure aux énergies fossiles* ». Il soulignait également que « *l'absence de développements hydroélectriques conduira inévitablement à l'échec de toute politique de développement des énergies renouvelables* ».

<sup>11</sup> Données de 2021.

Les principales actions mises en œuvre dans ce domaine ne relèvent pas d'une impulsion du Pays pour la réalisation de nouveaux projets.

Il s'agit d'investissements du concessionnaire « *Marama Nui* », via des programmes de développement appelés « HYDROMAX ». Ces programmes consistent à augmenter la production par des aménagements portant sur des ouvrages existants.

### *Les difficultés de réalisation de nouveaux projets d'hydroélectricité*

Malgré un potentiel avéré, le développement des projets d'hydroélectricité se heurtent à de nombreuses difficultés, notamment l'opposition de la population des vallées concernées et les problématiques liées au foncier, en particulier l'indivision, rendant difficile l'identification des ayant droits.

Un projet d'ampleur a ainsi été abandonné. Il s'agit du projet d'aménagement hydroélectrique de la rivière Vaiiha (vallée de la Papeiha). Ce projet, d'un montant prévisionnel d'au moins 4,9 Mds F CFP est évoqué depuis au moins 2007. Selon les estimations communiquées par le Pays, ce projet représentait 4 % à 5 % des besoins actuels de l'île en électricité et une économie de 260 MF CFP pour le fonds de régulation des prix des hydrocarbures (FRPH).

Une étude socio-foncière a été menée afin de déterminer ses conditions de mise en œuvre. L'étude a conclu à une situation de blocage liée à un projet insuffisamment défini.

Les deux conventions du Fonds exceptionnel d'investissement outre-mer<sup>12</sup> (FEI) portaient sur les acquisitions foncières et une première phase de travaux du projet d'aménagement hydroélectrique de la rivière.

Le dédommagement des expropriations prévues dans le cadre des conventions de financements FEI, signées par le représentant de l'Etat et le Président du Pays, sont apparues peu réalistes au regard des résultats des diagnostics socio-économiques, qui n'étaient pas de nature à favoriser l'acceptabilité sociale du projet. L'étude socio-foncière avait révélé un nombre élevé de parcelles et de familles concernées par le projet.

La première tranche de l'opération visée par les conventions, englobant les études et l'acquisition des parcelles nécessaires à l'investissement, devait être réalisée dans les 76 mois à compter du démarrage.

L'approche et le délai prévus par les conventions FEI, pourtant signées par le Pays qui ne peut ignorer les problèmes posés par l'indivision - difficulté récurrente en Polynésie - n'est pas apparue réaliste dans ce contexte.

Conscient de ces difficultés, le PTE rédigé en 2015 prévoyait la définition et la mise en œuvre d'un processus de concertation avec l'ensemble des parties prenantes.

---

<sup>12</sup> Créé par décret n°2009-1776 du 30 décembre 2009 pris pour l'application de l'article 31 de la loi n°2009-594 du 27 mai 2009 pour le développement économique des outre-mer et relatif au fonds exceptionnel d'investissement outre-mer.

Le Pays a ainsi mené une réflexion sur les différents aspects des projets hydroélectriques en Polynésie. Elle a abouti à la définition des principes directeurs du développement de l'hydroélectricité pour lesquels le Conseil économique, social, environnemental et culturel (CESEC) a émis un avis.

Depuis l'échec des projets d'aménagements précités et malgré une volonté de renforcement de la concertation, le Pays s'oriente vers le portage des projets par des opérateurs privés qui pourraient définir des projets en partenariat avec les propriétaires fonciers et les habitants des vallées.

A ce jour toutefois, aucun projet de ce type n'a abouti. Si un investisseur s'était manifesté à Tautira, son projet n'a pas pu être retenu en raison de son caractère incomplet, notamment au sujet du raccordement au réseau de transport d'électricité.

Ainsi, les blocages précités concernant le développement de nouveaux projets et déjà identifiés dans le PTE de 2015 ne semblent pas surmontés en l'état malgré des changements de méthode.

#### Des objectifs ambitieux pour la contribution de l'hydroélectricité au PTE et à la PPE

Pour l'hydroélectricité, Le projet de PPE fixe un objectif de 66 MW en 2030, soit 18 MW de plus que la production actuelle (48 MW).

Cet objectif de 18 MW se répartit entre :

- des installations nouvelles à hauteur de 13 MW ;
- une augmentation des capacités de production sur les installations existantes à hauteur de 5 MW.

L'atteinte de cet objectif suppose donc que 62 % du potentiel de puissance identifié soit réalisé d'ici 2030.

#### *Le potentiel d'installations nouvelles*

Pour le potentiel d'installations nouvelles, cet objectif constitue une feuille de route ambitieuse compte tenu des difficultés persistantes pour la réalisation de nouveaux projets hydroélectriques, conduisant le Pays à privilégier des projets plus petits, au rendement plus modeste.

Compte tenu des blocages potentiels, les nouvelles installations envisagées sont de taille plus réduite. Par ailleurs, afin de mieux associer les populations et les collectivités à ces projets, Marama Nui envisage que ces nouveaux projets soient notamment portés dans le cadre de sociétés d'économie mixte à opération unique (SEMOP).

Le concessionnaire Marama Nui a transmis des propositions de projets au Pays. Ces propositions reposent sur un classement des projets réalisés par le concessionnaire en fonction de différents critères tels que l'acceptabilité sociale, le foncier, et l'efficacité des ouvrages (rapport entre la production supplémentaire et le coût de l'aménagement). Ces nouveaux projets pourraient bénéficier de financements de l'Etat via le fonds de transition énergétique dit « *fonds Macron* ».

*Les objectifs de développement de capacité : un plan de financement en cours de finalisation*

Il s'agit des augmentations de puissance installée, qui proviendra de l'amélioration de la productivité des installations existantes, cette part liée à l'amélioration de la productivité étant évaluée à 5 MW (sur les 18 MW en plus), soit 28 % de l'augmentation attendue.

C'est la prolongation du type de programme d'investissement d'augmentation de capacité, type Hydromax, réalisé ces dernières années. Ce dernier programme avait porté sur 6,5 GWh. Le projet dit « Côte 95 » dans la vallée de la Papenoo est en cours d'instruction. Il consiste à déplacer la retenue de la côte 85 à la côte 95 dans la concession de la moyenne Papenoo, ce qui permet de gagner en hauteur de chute et donc en productivité (+ 4,5 GWh par an).

Ce projet représente l'essentiel des augmentations de capacité attendues.

La mise en service de ce nouveau projet est prévue en 2026.

Les investissements pour les augmentations de puissance appellent deux observations, d'une part sur leur prise en charge par le concessionnaire, et d'autre part sur les conséquences sur le prix de rachat de l'hydroélectricité.

Comme le soulignent le rapport de mission de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) et les réponses du service des Énergies, le contexte de fin des contrats de concessions (Marama Nui) n'est pas propice à des investissements d'ampleur portés par le concessionnaire, en raison de la faible durée d'amortissement restante pour les investissements qui seront réalisés.

Selon la PPE, le projet « Hydromax 2 » a un coût d'investissement allant de 4 à 13,3 F CFP le kwh pour une durée de vie d'environ 50 ans. Si le concessionnaire n'a pas le temps d'amortir les biens avec la fin de la concession, ces derniers seront vraisemblablement mis à la charge du Pays via l'indemnité de fin de concession.

Alors que le prix de rachat actuel de l'électricité produite par les installations hydroélectriques se situe entre 10 et 15 F CFP le kwh, la réalisation de ces investissements pourraient conduire à une progression sensible du prix de l'électricité d'origine hydroélectrique, pouvant aller jusqu'à 80 F CFP le kwh selon la CRE<sup>13</sup> si aucun financement n'est apporté pour ces nouveaux projets, ce qui n'est cependant pas l'hypothèse la plus probable.

Le bouclage du financement de ces projets d'augmentation de capacité (via la défiscalisation et le « fonds Macron ») est donc essentiel afin de garantir que le prix de l'électricité d'origine hydroélectrique n'augmentera pas.

---

<sup>13</sup> Hypothèse maximale « dans le cas d'un financement intégral par le concessionnaire. Il serait nécessaire que l'énergie de rachat de la production soit de l'ordre de 80 F CFP le kwh (pour l'ensemble des projets évoqués et si l'investissement est amorti sur 10 ans ». Rapport de médiation entre EDT et le Pays du 13 décembre 2021, p.27.

- Les panneaux photovoltaïques (PV)

Pour le développement de l'électricité produite à partir de panneaux photovoltaïques, quatre actions étaient mentionnées dans le PTE.

Ce dernier envisageait une prime à l'installation des dispositifs de stockage et la poursuite d'une tarification de rachat qui devaient être définis afin de permettre la poursuite du développement des ménages et des entreprises.

Pour les particuliers, le PTE évoque également la réactivation d'un programme d'aide à l'équipement photovoltaïque en site isolé, ainsi qu'une prime d'installation qui « pourra être octroyée » pour l'installation des ménages raccordés au réseau pour l'installation des PV.

Pour les bâtiments de l'administration, le PTE évoquait une installation sur l'ensemble des plus grands bâtiments à horizon décembre 2020.

Enfin, pour les archipels, un programme d'équipement en centrales hybrides était envisagé afin de réduire la fracture énergétique entre Tahiti et les petites communes éloignées.

#### Pour le tarif

Les tarifs dans les îles autres que Tahiti ont été modifiés et conditionnés à la puissance installée. Deux tarifs différents ont été institués en fonction de la puissance. Pour une puissance installée inférieure à 50 kw, le tarif est de 23,64 F CFP le kwh. Pour les puissances installées égales ou supérieures à 50 kw, un arrêté est pris en conseil des ministres en fonction des caractéristiques de chaque projet. Cette procédure a vocation à éviter des rentabilités trop élevées.

Pour l'île de Tahiti, le tarif retenu dans le cadre de l'appel à projets pour les centrales photovoltaïques avec stockage lancé en 2021 résulte de la volonté du Pays de trouver un équilibre entre d'une part, la rentabilité pour les sociétés retenues, ce que le tarif en vigueur avant l'arrêté (15,98 F CFP) ne permettait pas, au regard des exigences imposées, notamment le stockage (batteries), de bénéficier d'une rentabilité minimum, et d'autre part, la nécessité de « limiter l'impact haussier sur les tarifs de vente de l'électricité ». Dans cette perspective, le coût de production marginal du thermique étant de 14 F CFP environ selon le Pays, un prix plafond de 21 F CFP le kwh a été défini.

Pour les particuliers, un dispositif d'aide à l'équipement qui n'a pas été reconduit, mais finalement relancé sous la forme de crédits d'impôts.

Par le passé, ces programmes d'aide à l'installation chez les particuliers ont permis une progression de l'énergie produite. Par rapport aux projets de fermes photovoltaïques, ils présentent par ailleurs l'avantage de ne pas nécessiter de foncier disponible, puisque les panneaux sont installés sur les toits.

Le programme PHOTOM initié en 1997 a financé 1 500 nouvelles installations pour les ménages isolés. Les subventions et la mise en place de tarif fixe de rachat auraient permis de multiplier par 15 la production solaire entre 2010 et 2018.<sup>14</sup>

---

<sup>14</sup> Source : Teva MEYER, « *Quelle transition énergétique en Polynésie française ?* », Géoconfluences, septembre 2021.

*Des aides non reconduites*

Un dispositif d'aide financière aux particuliers pour l'installation d'une unité de production photovoltaïque a été déployé par l'adoption de la délibération n° 2017-90/APF du 19 septembre 2017 pour une durée d'un an reconductible. L'arrêté du 12 octobre 2017 fixe les modalités d'application de ladite délibération et l'arrêté du 20 septembre 2018 a prolongé le délai de validité du dispositif d'aide au 27 septembre 2019.

Ainsi, pour tout particulier souhaitant s'équiper d'une installation photovoltaïque pour leurs logements, une aide forfaitaire de 100 000 F CFP pouvait être accordée pour les installations connectables au réseau ou bien un montant proportionnel au montant de l'investissement dans la limite de 600 000 F CFP si l'installation est de type site isolé.

Le tableau ci-dessous synthétise le bilan de ce dispositif.

**Tableau n° 4 : Bilan du dispositif d'aide à l'installation des panneaux photovoltaïque pour les particuliers**

Type d'installations	« Connecté réseau »	« Site isolé »
Nombre de demandes d'aide	204	32
Nombre d'aides accordées	158	19
Dépenses engagées (F CFP)	15,8 millions	9,5 millions
Puissance installée (kWc)	535,6	36,2
Coût moyen du Wc (F CFP / Wc)	268	791
Répartition des aides accordées par installateur	- 62 % Sunzil - 9 % Engie Service - 8 % SRT Motu Iti - 21 % par 11 autres installateurs	- 28 % Sunzil - 17 % Pacific Promotion - 17 % Vsolar - 11 % Pacific Self Energy - 28 % par 5 autres installateurs
Répartition géographique des aides accordées	- 90 % à Tahiti - 6 % à Moorea - 4 % - Autre	- 37 % à Tahiti - 32 % à Raiatea - 26 % aux Tuamotu - 5 % à Moorea

Source : Pays

Le bilan montre que les projets ayant bénéficié d'une aide sont majoritairement, d'une part des installations connectées au réseau et, d'autre part des installations situées à Tahiti.

Ce dispositif n'a que faiblement contribué à la progression du taux d'énergie renouvelable issue de la production photovoltaïque.

Les installations de type « connectées au réseau », qui constituent l'essentiel, ne représentent que 1,5 % de la puissance photovoltaïque totale installée en Polynésie française. L'essentiel de la puissance installée n'est donc pas aujourd'hui chez les particuliers, mais sur les toitures du secteur privé et des administrations.

Plusieurs difficultés ont été évoquées, expliquant que le résultat soit sensiblement inférieur à l'objectif et aux prévisions budgétaires pour ce dispositif.

Certaines sont conjoncturelles, liées au démarrage du dispositif. Relèvent de ces difficultés conjoncturelles le gel des commandes auprès des installateurs compte tenu de l'annonce du dispositif un mois et demi avant son démarrage effectif, les installateurs préférant proposer des remises de prix plutôt que de s'inscrire dans le cadre du nouveau dispositif.

Des difficultés de constitution administrative des dossiers ont été également relevées, notamment la fourniture des documents attestant que les demandeurs sont propriétaires du logement à équiper. Le service des énergies a également souligné le caractère chronophage de l'instruction des dossiers d'aide.

Enfin, le service des énergies a souligné la bonne santé du secteur, ne nécessitant pas de dispositif d'aides ainsi que des difficultés de placement des énergies renouvelables intermittentes (telle que le photovoltaïque) sur le réseau de Tahiti.

*De nouveaux objectifs et la relance des aides aux particuliers sous la forme de crédits d'impôts.*

Le Livre blanc publié suite aux Assises de la transition énergétique évoque l'installation de 10 MWc (soit 10 000 KWc) chez les particuliers.

Cela représente une rupture par rapport au 571 KWc installés en 2 ans (soit en moyenne 285 KWc par an) alors que l'atteinte de l'objectif précédemment évoqué d'ici 2030 nécessite d'installer environ 1 400 KWc par année.

Ces objectifs ambitieux en rupture par rapport au dispositif précédent ont conduit à la relance d'aides aux particuliers sous forme de crédits d'impôts.

Si les objectifs ambitieux doivent se matérialiser par des moyens en adéquation avec ces derniers, la Chambre relève une instabilité du cadre fiscal et financier en matière d'aides dans ce domaine qui n'est a priori pas favorable aux investissements.

Le choix du crédit d'impôt en remplacement du versement d'aides a été justifié par sa simplicité de mise en œuvre, le bilan du dispositif d'aide directe précédemment évoqué ayant généré une forte charge administrative pour le Pays pour un gain réduit, l'incitation des contribuables à se mettre en conformité avec l'administration fiscale pour bénéficier de l'aide.

Le coût de ce dispositif de crédits d'impôts est estimé à 50 MF CFP par le Pays pour la première année de mise en œuvre du dispositif.

La Chambre prend acte des avantages allégués des crédits d'impôt par rapport à la subvention.

Toutefois, le bilan du dispositif d'aide aux particuliers réalisé par les services du Pays relevait une maturité du marché, ne rendant plus nécessaire le recours à des aides à l'installation, quels que soient leur forme (crédit d'impôts ou aides directes).

A l'aune de ce constat, la Chambre invite le Pays à veiller aux éventuels effets d'aubaine (les particuliers auraient quand même investi sans l'existence de ce crédit d'impôt) dans le cadre de l'évaluation de la mise en œuvre de ce crédit d'impôts.



Pour les bâtiments du Pays.

L'objectif d'équipement photovoltaïque de l'ensemble des plus grands bâtiments au 31 décembre 2020 n'a pas été atteint.

Le Pays a fait valoir deux types de difficultés pour expliquer ces résultats.

D'une part, sur les quelques 200 ouvrages référencés, seule une vingtaine a finalement rempli les critères permettant l'équipement en PV, en particulier la nécessité que les bâtiments soient de la propriété de la Polynésie française, un état compatible avec une exploitation des PV pendant 20 ans, et un besoin en journée compatible avec la production solaire. Compte tenu des difficultés soulignées par le Pays dans sa réponse lors de l'instruction, l'objectif qui avait été fixé par le Plan de transition énergétique ne semblait donc pas réaliste dès lors que les conditions liées à la gestion du patrimoine étaient censées être connues du Pays.

D'autre part, selon le service des énergies, les autres services n'ont parfois pas été en capacité d'assurer le suivi des installations, malgré l'existence de contrats de maintenance avec des professionnels, notamment en raison de mutations d'agents.

**Tableau n° 5 : Opérations portées par le service des Energies sur les bâtiments du Pays**

Bâtiment	Puissance [kWc]	Mise en service
Direction des affaires sociales	31	22/01/2015
Lycée du Taone	99	29/01/2015
Port de pêche	94	04/02/2015
Direction de la santé publique	29	16/07/2015
Bâtiment de l'ancien gouvernement (SMG)	52	16/07/2015
Bâtiment A1	67	13/07/2017
Musée des îles	89	21/07/2017
Service de la culture	27	21/07/2017
Service du patrimoine archivistique et audiovisuel	99	09/11/2021
<b>SOMME</b>	<b>587</b>	

Source : Pays

Par conséquent, le positionnement du service des énergies (SDE) vis-à-vis des services a été modifié. Le SDE ne porte plus les projets pour le compte des services.<sup>15</sup> Il a réorienté son action vers un rôle de conseil et d'accompagnement qui se matérialise par la fourniture des documents type pour la consultation des sociétés.

<sup>15</sup> Le tableau ci-dessus ne porte que sur les projets portés par le SDE. Par conséquent, son caractère incomplet illustre le caractère perfectible de l'organisation administrative pour le portage des projets.

Bien qu'il soit toujours nécessaire de responsabiliser les services sur le suivi des projets, le repositionnement du service des énergies en seul accompagnement des projets des services n'est peut-être pas de nature à favoriser le développement des projets sur les bâtiments du Pays.

La Chambre invite dès lors le Pays à adopter une organisation administrative permettant de favoriser le développement et le suivi de ces projets sur son propre patrimoine, afin d'être exemplaire pour le développement du potentiel d'énergies renouvelables. Une feuille de route précise pourrait être adoptée par le Pays, comprenant la définition des moyens associés. Cette organisation perfectible pour l'installation des panneaux photovoltaïques rejoint les constats plus généraux du rapport d'observations définitives de la chambre territoriale des comptes sur la politique patrimoniale du Pays publié en 2022.

- Les panneaux photovoltaïques au sol (PV au sol).

Le développement de panneaux photovoltaïques au sol constitue l'axe majeur de la PPE pour le développement des énergies renouvelables : à l'horizon 2030, la PPE prévoit une contribution des PV au sol à hauteur de 29,5 % du mix électrique<sup>16</sup>, sur un objectif total de 75 %, alors qu'aujourd'hui cette part est de 0 %.

Un tel niveau de développement des PV appelle deux observations.

En premier lieu, celle concernant la disponibilité du foncier. Le besoin foncier correspondant est évalué entre 100 et 150 hectares par le Pays, soit environ 206 terrains de football (150 ha).

Bien que les projets solaires puissent être associés à d'autres activités, notamment l'agriculture-projets dits « agrisolaires » associant les PV à des cultures ou à de l'élevage d'animaux- permettant de ne pas dédier le foncier uniquement à la production d'électricité, la Polynésie française connaît des difficultés récurrentes et bien connues en matière de disponibilité et de sécurité juridique des propriétés foncières.

Lors de l'appel à projets lancé en 2021, la question du foncier a ainsi conduit à réduire le nombre de candidats sélectionnés. Sur les 17 plis reçus dans les délais, 8 candidatures ont été rejetées suite aux demandes de compléments. Sur ces 8 candidatures rejetées, 6 concernent des difficultés foncières, notamment des justificatifs de maîtrise foncière non conformes, en particulier en raison de légataires n'ayant pas donné leur accord.

La collectivité de Polynésie française est le premier propriétaire foncier du territoire.

Afin de justifier les raisons pour lesquelles le Pays n'a pas lancé des projets sur des terrains lui appartenant, le Pays a fait valoir que les ressources humaines allouées à ce dossier étaient contraintes, et qu'il avait la volonté d'amorcer la transition énergétique dans les meilleurs délais. Ceci semble indiquer que le Pays n'a pas pris le temps d'étudier l'implantation du projet sur l'un de ses terrains.

---

<sup>16</sup> La mise en service de 20 à 30 MWc par an sur la période 2026-2030 correspond à un gain de production évalué par la PPE entre 24 et 36 GWh.

Le Pays a également souligné que la capacité des candidats à proposer un foncier sécurisé représentait un gage de maturité des projets et de leurs équipes, et que de nombreux porteurs de projets s'étant déjà manifestés (pour environ 100 MW), le lancement d'un projet de 30 MW ne semblait pas poser de difficultés.

Les difficultés foncières ont en tout état de cause conduit à réduire la concurrence pour cet appel à projets.

Elles sont également à l'origine de recours contentieux.

Pour les futurs projets, le service des Energies a évoqué un travail initié avec la direction des affaires foncières (DAF).

La Chambre prend note du travail en cours avec la DAF mais estime que l'objectif ambitieux de développement des PV au sol pourrait être obéré et retardé par les difficultés foncières (question des arbitrages pour les terrains du Pays entre l'affectation à ces projets ou à d'autres utilités, disponibilité et sécurité juridique pour les terrains privés, etc.).

En second lieu, le développement du photovoltaïque à un tel niveau nécessitera de s'assurer des conditions et des coûts de stockage ainsi que des incidences de cette production sur la stabilité du réseau, points en cours d'étude et d'approfondissement par le Pays et les gestionnaires du réseau et transporteur d'électricité (EDT/ENGIE et TEP).

- La procédure d'appel à projets portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations photovoltaïques avec stockage sur l'île de Tahiti : des manquements aux principes d'égalité de traitement et de liberté d'accès.

Comme évoqué précédemment, les problématiques foncières sont à l'origine d'une réduction sensible du nombre de candidats lors d'appel à projet. Elles ont aussi conduit dans ce dossier deux candidats à déposer des recours, notamment le candidat AKUO ENERGY.

Un rappel du contexte s'impose.

Le Pays a lancé un appel à projets le 23 avril 2021 portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations photovoltaïques avec stockage sur l'île de Tahiti. Cet appel à projets porte sur la réalisation et l'exploitation d'installations photovoltaïques avec stockage réaccordées au réseau de puissance supérieur à 500 KWc et inférieure ou égale à 13 MWc situées sur l'île de Tahiti. Les installations peuvent être implantées au sol ou en toiture.

Cet appel à projet est régi par deux textes. D'une part, le Code de l'énergie (section 3 chapitre 2 du titre 3 de la partie législative du Code de l'énergie) et d'autre part, l'arrêté 347 CM du 18 mars 2021, modifié par l'arrêté CM du 25 juin 2021.

La note globale du classement des candidatures telle qu'elle ressort du rapport préalable à la commission d'appel à projets n°2 en date du 14 février 2022 est présentée dans les tableaux ci-dessous.

**Tableau n° 6 : Classement des candidats proposé par le service instructeur**

Classement des candidatures	Nom du candidat	Nom du projet	Note globale
1	AKUO ENERGY PORINETIA FARANI	CAMI-RA 1	80,0
2	Société A	A	73,4
3	AKUO ENERGY PORINETIA FARANI	CAMI-RA 2	72,3
4	Société B	B	66,0
5	Société C	C	57,5
6	Société D	D	43,4
7	Société E	E	42,4
8	Société F	F	40,3
9	Société G	G	39,6

Source : Pays, tableau en partie anonymisé par la juridiction

Suite à l'élimination des deux dossiers d'AKUO, et à l'avis des gestionnaires de réseau sur la puissance cumulée et la capacité d'accueil des réseaux, le classement final retenu est celui du tableau n° 7 ci-dessous.

**Tableau n° 7 : Classement final suite à l'élimination des dossiers d'AKUO et à l'avis des gestionnaires de réseau sur la puissance cumulée**

Liste définitive de lauréats potentiels	Nom du candidat	Nom du projet	Puissance (MWc)	Productible (MWh/an)	Prix de vente (XPF/kWh)
1	Société A	A	10,659	13 598	17,49
2	Société B	B	10,764	11 724	19,00
3	Société F	F	6,006	7 878	20,49
4	Société G	G	2,991	4 057	20,69
TOTAL			30,420	37 257	18,95*

\* Prix de vente moyen pondéré des lauréats

Les deux lots du candidat Akuo ont donc été éliminés de la liste des candidatures classés par le rapport préalable la commission d'appel à projets n°2, daté du 14 février 2022.

La commission d'appel à projet n°2 s'est quant à elle tenue le 16 février 2022.

Elle a repris les éléments du rapport préalable du 14 février.

Le Ministre de la santé, autorité décisionnelle, a suivi la proposition de classement de la commission d'appel à projets, le 25 février 2022.

Cette élimination a été justifiée dans le rapport de la commission d'appel à projets par la mention d'un courrier enregistré au cabinet du Ministre le 14 février 2022, jour même de la réunion de la commission.<sup>17</sup>

Ce courrier fait référence à une délibération du Conseil d'administration de la mission catholique de Tahiti (CAMICA) prise le 9 février 2022.

Cette délibération refuse de valider les attestations sur l'honneur signées par Mgr COTTANCEAU. Ces attestations, fournies au candidat AKUO, autorisaient la mise à disposition des parcelles sur lesquelles le candidat prévoit d'implanter ses projets.

Lors de sa réunion du 9 février 2022 le Conseil d'administration du CAMICA a constaté « *qu'aucun élément ne permet de rédiger un projet de bail avec ses annexes (montant du loyer, révision du loyer, conditions d'exploitation agricole, charges d'entretien, obligations du bailleur, obligations du preneur, durée du bail, conditions de renouvellement, remise en état du terrain, business-plan, cahier des charges, dossier technique, etc...)*. Le CAMICA a estimé que dans ces conditions, il n'a pu prendre aucune décision de validation d'un projet de bail.

Cette délibération appelle deux observations.

D'une part, si la délibération précise que la décision a été prise par 7 voix et 1 abstention, elle ne mentionne ni l'identité des personnes ayant assisté à la séance, ni celle des personnes ayant pris part au vote. L'absence de ces informations constitue un défaut de transparence.

D'autre part, le refus du CAMICA, fondé sur l'absence d'éléments suffisants permettant de rédiger un projet de bail, ne correspond pas aux exigences du cahier des charges à ce stade de la procédure.<sup>18</sup>

---

<sup>17</sup> « *Par courrier adressé à l'autorité compétente ( courrier n° 805/MEF du 14 février 2022), Monseigneur COTTANCEAU a transmis la délibération du conseil d'administration de la mission Catholique de Tahiti (CAMICA) du 9 février 2022 faisant état du refus du CAMICA de valider les attestations sur l'honneur signées par Monseigneur COTTANCEAU et fournies au candidat AKUO ENERGY, qui autorisaient la mise à disposition des parcelles sur lesquelles le candidat AKUO ENERGY prévoit d'implanter ses projets CAMI-RA 1 et CAMI-RA 2. Dès lors, le candidat AKUO ENERGY ne disposant pas de la maîtrise foncière pour les projets CAMI-RA 1 et CAMI-RA 2, ces dossiers de candidature sont incomplets et de ce fait, ces projets sont éliminés de la liste des candidats classés* ».

<sup>18</sup> Aux termes de la clause 3.5 relative aux justificatifs de maîtrise foncière du cahier des charges, le candidat joint à son dossier de candidature « *dans le cas d'une implantation au sol, tout document attestant la maîtrise foncière du terrain d'implantation du projet pendant la durée de fonctionnement projetée de l'installation : titre de propriété ou de location, promesse de vente ou de bail irrévocable, autorisation d'occupation et/ou d'utilisation du domaine public ou du domaine privé, etc...* ». Ce cahier des charges dispose que « *si, au moment du dépôt de sa candidature, le candidat ne dispose pas encore d'un document attestant de la maîtrise foncière dans le cas d'une installation au sol, il joint une ou des attestations de mise à disposition du terrain d'implantation établie(s) selon le modèle de l'annexe...et signée(s) par le(s) propriétaire(s) du terrain d'implantation.*

Cette même clause précise enfin que « *le lauréat dont le projet a été autorisé dispose de 4 mois à compter de la date de publication au Journal Officiel de la Polynésie française de l'arrêté portant autorisation d'exploiter pour transmettre un document attestant de la maîtrise foncière et/ou de la toiture. Ledit document est adressé au SDE dans ce délai, la charge de la preuve de l'envoi reposant sur le lauréat en cas de litige* ».

Si le justificatif de maîtrise foncière d'AKUO pour les lots n°6 et 7 n'était pas fourni lors l'ouverture des plis le 14 septembre 2021, le rapport préalable à la commission d'appel à projets établi par le service instructeur en date du 14 février 2022 avait considéré que les pièces reçues suites aux demandes de régularisation rendaient le dossier complet. Figurent parmi ces pièces les attestations sur l'honneur pour les terrains concernés par le projet, tel que demandées par le cahier des charges : « *attestation sur l'honneur de mise à disposition de la parcelle (...) signée le 23 août 2021 par Monseigneur COTTANCEAU (archevêque du diocèse de Papeete et chef de la mission Catholique et donc à la fois son représentant légal et son Président responsable)* »).

La Chambre s'étonne donc du refus de la validation de l'attestation au motif qu'aucun élément ne permettait de rédiger un projet de bail avec ses annexes.

Bien que ce motif ne figure pas dans la délibération précitée du CAMICA, ce dernier a précisé à la Chambre en réponse aux observations provisoires que les statuts du CAMICA du 14 juin 2018 précisent que son Président a besoin du consentement de l'assemblée plénière pour les actes d'administration d'un montant supérieur à 15 MF CFP et pour les actes de disposition d'un bien immobilier d'un montant supérieur à 5 MF CFP.

Elle constate que ces motifs de refus sont précipités et incohérents au regard des dispositions précitées du cahier des charges. Ce dernier laisse en effet un délai de 4 mois à compter de l'autorisation du projet pour transmettre un document attestant de la maîtrise foncière. Alors qu'il résulte du classement que les deux projets d'Akuo Energy auraient été retenus, ce candidat bénéficiait alors de ce délai de 4 mois pour transmettre un document attestant de la maîtrise foncière, au demeurant déjà fourni. A la date de la délibération du CAMICA, aucun contrat de bail n'était exigé. De plus, à supposer que la signature de Mgr COTTENCEAU n'était pas valide à ce stade de la procédure en l'absence de consentement de l'assemblée plénière et que les éléments pour rédiger le contrat de bail aient été insuffisants, AKUO ENERGY disposait de 4 mois pour les demander au Camica.

Le Ministre de l'énergie a par ailleurs envoyé un courrier au CAMICA en date du 11 janvier 2022.

Ce courrier appelle plusieurs observations.

Le courrier du Ministre en date du 11 janvier 2022 évoque le fait que « *parmi les critères d'attributions, outre le prix de rachat du kilowattheure, l'emprise foncière en est un voire le plus important* ». Cette affirmation ne correspond pas au cahier des charges : si des justificatifs de maîtrise foncière doivent être produits par les candidats, il ne s'agit nullement d'un critère de jugement des offres. Ces critères sont le prix de vente de l'électricité et le type d'implantation du projet.

Il précise par ailleurs que « *le Pays est en phase finale d'attribution et procède actuellement aux validations techniques des projets et aux conformations foncière* ». La Chambre s'étonne de la formulation d'une demande complémentaire de positionnement final du CAMICA alors que les rapports rédigés par le service instructeur, notamment les rapports d'analyse des pièces transmises par les candidats ne formulent aucun doute sur la validité de l'attestation sur l'honneur délivrée par Mgr COTTENCEAU.

De plus, le CAMICA n'était pas partie à la procédure d'appel à projets. Des demandes formulées directement auprès du CAMICA, qui n'est pas un candidat à l'appel à projets, n'ont donc pas lieu d'être. A supposer qu'il ait été nécessaire de demander à nouveau des confirmations relatives à la mise à disposition des terrains, ces demandes auraient dû être formulées auprès d'AKUO ENERGY, candidat à l'appel à projets, et non auprès du CAMICA.

Enfin, ainsi que l'a confirmé le Ministre de l'énergie en réponse aux observations provisoires, cette demande de confirmation de mise à disposition du foncier n'a pas été formulée auprès des autres candidats à l'appel à projet, seule l'offre d'AKUO étant, selon le Ministre, concernée par cette incertitude sur le foncier.

Il résulte des éléments précédemment développés que le principe d'égalité de traitement que le Pays s'est imposé lors de la procédure ne paraît pas avoir été respecté.

En outre, la liberté d'accès du candidat AKUO a été lésée. La rétractation du CAMICA est fondée sur des motifs qui ne correspondent pas au cahier des charges.

L'article LP 323-2 du Code de l'énergie applicable à cet appel à projet s'inspire des grands principes des contrats applicable à la commande publique : « *La procédure d'appel à projets est conduite dans le respect des principes d'égalité de traitement des candidats et de liberté d'accès et de transparence des procédures* ».

La Chambre s'étonne de cette rétractation prématurée au regard des exigences du cahier des charges pour une attestation qui avait été considérée comme valide par le Pays tout au long de la procédure et alors que le candidat disposait de quatre mois à compter de l'autorisation d'exploiter pour fournir une promesse de bail.<sup>19</sup>

L'élimination des deux projets du candidat AKUO semble méconnaître l'égalité de traitement des candidats et la liberté d'accès à l'appel à projets. Elle a eu pour effet de modifier le classement final des projets retenus.

- La climatisation par eau de mer (dite SWAC) : deux projets privés, un projet d'ampleur réalisé (le Centre Hospitalier de la Polynésie française), mais un potentiel de développement qui semble limité.

La climatisation par eau de mer figure parmi les énergies vertes développées en Polynésie française, notamment par le SWAC du CHPF mais aussi par des installations déployées par deux structures privées (hôtels).

Le territoire bénéficie d'un avantage du fait de sa géomorphologie (lagon peu large, d'où une distance au tombant réduite). De ce fait, des projets SWAC pourraient se développer de manière optimale en Polynésie française.

---

<sup>19</sup> Ce point est rappelé par le candidat AKUO dans ses réponses à l'appel à projet pour les projets CAMI-RA 1 et CAMI-RA 2 : « *Comme indiqué dans le cahier des charges de l'appel à projet et indiqué dans le planning ci-dessus, nous ne disposons pas encore d'un justificatif de maîtrise foncière tel qu'un bail, promesse de bail ou de vente, et fournirons une promesse de bail irrévocable dans les 4 mois à compter de la date de publication au Journal officiel de la Polynésie Française de l'arrêté portant sur l'autorisation d'exploiter.* »

C'est sur ce constat, et après l'expérience réussie de deux projets privés, que la Polynésie française a souhaité équiper le Centre hospitalier de la Polynésie française d'un tel système. La mise en service a eu lieu en juillet 2022, après trois années de travaux. Cette mise en place a connu quatre années de retard par rapport aux dates prévisionnelles du Plan de transition énergétique, et encore davantage par rapport à la date de construction de l'hôpital, la construction d'un SWAC ayant été prévue dès sa construction.

Si selon le Pays la mise en place d'un SWAC à Papeete viendrait se substituer à 4 MW électrique environ<sup>20</sup>, l'étude de faisabilité sur la zone urbaine et périurbaine de Tahiti, réalisée en 2019-2020 a montré que la configuration globale de l'agglomération de Papeete (étendue importante du réseau) et les profils de consommateurs potentiels (appels de charges variables entre le jour et la nuit compte tenu de la part de locaux commerciaux et administratifs) compliquent l'atteinte de l'équilibre économique.

La contribution future de la climatisation par eau de mer à la transition énergétique semble donc, à ce stade, limitée.

1.3.1.2 Les projets pour le développement des énergies renouvelables dans les îles : l'exemple des centrales hybrides, qui se caractérisent par une faible contribution à l'atteinte des objectifs et qui doivent faire l'objet d'une vigilance pour leur maintenance

Compte tenu du volume de production et de consommation d'électricité, les îles autres que Tahiti et Moorea contribuent par principe moins que les autres à la transition énergétique.

Pour autant, le Pays et l'Etat souhaitent légitimement que les îles participent également à la transition énergétique.

Par exemple, pour l'archipel des Tuamotu, le développement des énergies renouvelables se matérialise par les centrales hybrides.

Celles-ci désignent des centrales qui fonctionnent avec deux unités de production d'énergie de nature différentes. Compte tenu de la nécessité de sécuriser la consommation, les centrales polynésiennes associent tout le temps les hydrocarbures à une source d'énergie renouvelable. Par ailleurs, en raison de la complexité de gestion d'une centrale associant deux énergies renouvelables et des hydrocarbures et du potentiel limité de l'éolien, la centrale type construite ou envisagée pour les Tuamotu repose sur un mix entre les hydrocarbures et l'énergie solaire.

---

<sup>20</sup> Ainsi qu'une forte réduction de l'émission des gaz à effet de serre. La mise en place d'un SWAC permettait d'éviter l'émission de près de 48 860 tonnes de CO2 soit l'équivalent de 20 000 véhicules parcourant 20 000 kms soit environ 4 à 5 années de ventes de véhicules en Polynésie française.



En juillet 2016, la collectivité avait relancé un plan d'équipement de centrales hybrides exploitées en régie qui a concerné 8 atolls pour un coût prévisionnel d'environ 1 Mds F CFP. Seule la construction de la centrale de Manihi avait été validée avec une participation de l'Etat de 220 MF CFP<sup>21</sup>.

Indépendamment de cette étude, la commune de Moorea-Maiao va réaliser une centrale de ce type à Maiao.

Les centrales hybrides sont actuellement au nombre de huit : Ahe, Fakahina, Napuka, Fangatau, Reao, Tatakoto, Manihi, et l'île de Makatea (exploitée par EDT dans le cadre de la délégation de service public). Il existe également deux centrales privées, à Nukutepipi et pour l'hôtel Brando à Tetiaroa.

Ce type de centrale hybride présente deux intérêts : la diminution de la consommation des hydrocarbures, et l'autonomie par rapport aux risques d'approvisionnement.

S'agissant de la diminution de la consommation d'hydrocarbures, et sans toutefois disposer de moyenne et prenant pour référence la centrale de Manihi qui fonctionne convenablement, les consommations, auraient, selon le Pays, été divisées par trois.

L'approvisionnement des Tuamotu peut être exposé aux aléas climatiques et de livraison par bateau des hydrocarbures entre Tahiti et cet archipel. Il dépend des rotations des goélettes, dont certaines desservent les plus petites îles des Tuamotu moins de dix fois par an. Tout retard pose alors un risque pour l'approvisionnement des centrales, comme cela a déjà été le cas à Rurutu en 2017 ou à Vahitahi en 2019.

Le Pays n'a toutefois pas été en mesure de quantifier ce phénomène de rupture d'approvisionnement, faisant seulement état d'une coupure qui a failli se produire à Makemo, commune dont il suit l'approvisionnement, ayant repris la gestion de l'électricité.

Suite à des échanges avec le Haut-commissariat, il semblerait que les quelques difficultés d'approvisionnements de la période ont porté sur les stations essence et non l'approvisionnement des centrales thermiques, les maires de ces communes ayant l'habitude de constituer des stocks suffisants pour le fonctionnement des centrales.

- La question de la maintenance

Le précédent rapport de la CTC soulignait déjà que le succès de cette politique demeurerait conditionné par la formation des opérateurs communaux. A défaut, la CTC estimait que les échecs qu'ont connu certains projets risquaient de se reproduire.

---

<sup>21</sup> Manihi : réalisable, commune volontaire, projet réalisé

Hikueru : réalisable

Raroia : réalisable sous condition d'une autorisation de la DGAC

Tureia : réalisation d'un remblai nécessaire

Takapoto : réalisable

Takarua : foncier insuffisant

Fakarava : puissance trop importante pour les solutions conventionnelles (du moins en 2016 et selon le prestataire)

Rapa : desserte trop compliquée

L'échec des centrales hybrides de Makemo et d'Ahe illustrent les dysfonctionnements qu'ont connu ces centrales.

Du point de vue des incidences positives, les centrales ont permis d'importantes économies de gazole à l'échelle des atolls équipés.

Même sans généraliser les dysfonctionnements majeurs d'Ahe et de Makemo, les retours d'expérience ont mis en évidence, selon le Pays, des difficultés telles que le choix des technologies de batteries qui n'est toujours le plus adapté, notamment pour les premières réalisations, un dimensionnement de fonctionnement des équipements parfois peu optimisé, et des difficultés de maintenance qui n'étaient que partiellement résolues par le recours à des prestataires externes.

Sur ce dernier point, un audit technique de 6 centrales réalisé en 2015 a en effet illustré les difficultés d'exécution des contrats passés avec les prestataires externes :

- la visite annuelle prévue n'était pas toujours réalisée ;
- l'assistance technique, ponctuelle et ciblée ne permettait pas de doter les agents communaux de compétences nécessaires pour assurer pleinement l'exploitation des centrales ;
- le manque de communication entre les exploitants communaux et les assistants techniques ;
- l'absence de retours d'expérience entre les différents acteurs des centrales hybrides et de mutualisation des coûts d'assistance.

Le livre blanc rédigé en 2022 suite aux assises de la transition énergétique note également que le déploiement des centrales hybrides constitue l'un des leviers, mais relève qu'il est nécessaire de « *prévoir la maintenance (...)* ».

Compte tenu des difficultés précédemment évoquées, la question d'une mutualisation de l'assistance aux communes des Tuamotu pour la gestion de ces centrales au niveau du syndicat intercommunal mixte à vocation multiple des Tuamotu-Gambier (SIVMTG) reste posée.

Dans cette perspective, le Haut-commissariat et le Pays avaient fait une proposition de modification des statuts du syndicat pour ajouter la compétence Energie afin que le syndicat assure la coordination de la maintenance des centrales hybrides des Tuamotu-Gambier. Le Comité syndical du 24 février 2016 a refusé. Ce refus a notamment été motivé par les contributions complémentaires qui auraient été nécessaires pour une compétence qu'ils estimaient relever du Pays.

Malgré le refus de prise de compétence dans le domaine de l'énergie, le syndicat a obtenu la création d'un poste de conseiller en énergie partagé en 2022, financé par l'ADEME et l'Agence française de développement (AFD).

La Chambre relève l'irrégularité de la création d'un poste et de son financement pour une compétence qui n'est pas encore exercée par le syndicat. Si l'AFD a estimé en réponse aux observations provisoires que le poste de conseiller en énergie partagée se fondait sur la compétence de conseil et d'assistance administrative, technique et financière détenue par le syndicat, cette mission de conseil ne vaut que pour les compétences transférées au syndicat, ce transfert n'étant pas encore intervenu à la date de rédaction du présent rapport s'agissant de l'énergie.

- Une efficacité limitée au regard de l'apport pour la transition énergétique

La mise en place de onze nouvelles centrales hybrides nécessitera un investissement estimé à 2,5 Mds F CFP par le Pays et des coûts d'entretien/maintenance à évaluer.

S'il permettra d'atteindre un taux d'énergies renouvelables variant entre 50 % et 70 % pour chacun des sites retenus, la puissance totale de ces centrales hybrides sera, compte tenu de la puissance installée de ces centrales et de la part de la consommation de l'archipel des Tuamotu dans la consommation totale d'électricité en Polynésie française (environ 2,6 % du besoin de la Polynésie), entre 0,2 % à 0,3 % du mix énergétique de la Polynésie française.

Par ailleurs, si la réduction de la consommation d'hydrocarbures conduira à éviter l'émission de 2 534 tonnes de CO<sub>2</sub> par an pour l'ensemble de ces centrales, cette contribution demeure nécessairement modeste au regard de l'apport d'autres projets à ce même objectif.<sup>22</sup>

En termes financiers, l'ensemble de ces projets permettrait, selon les évaluations du Pays, d'économiser plus d'un million de litres de gazole soit 78 MF CFP par an.

Tout en reconnaissant la nécessité de ne pas laisser de territoires à l'écart du développement des énergies renouvelables, la Chambre ne peut que relever la faible efficacité de ces projets d'investissements pour l'atteinte des objectifs.

Elle invite le Pays et les financeurs à anticiper, dans le cadre de la mise en œuvre du « fonds Macron », les moyens et les compétences nécessaires à leur maintenance. La seule existence de contrats de maintenance, la mobilisation de cellules d'experts ou d'assistance à maîtrise d'ouvrage ponctuelles tels qu'évoqués par l'AFD ne semblant pas constituer une garantie suffisante, l'audit technique de 2015 ayant notamment souligné les difficultés d'exécution des contrats de maintenance et les limites des assistances techniques ponctuelles.

---

<sup>22</sup> Un seul projet de ce type aux Iles sous le vent contribue, compte tenu de la consommation dans ces îles, autant à la réduction des gaz à effet de serre que l'ensemble des projets prévus pour les Tuamotu.

### 1.3.1.3 Les autres énergies renouvelables n'en sont qu'au stade d'études, et ne sont donc pas prises en compte dans le plan pluriannuel d'équipement du Pays

La contribution d'autres énergies que le photovoltaïque et l'hydroélectricité à la transition énergétique en Polynésie française semble, en l'état, incertain. Le Pays a ainsi arrêté de financer des études pour certaines énergies qui semblent présenter un intérêt limité pour le territoire, par exemple la géothermie, dont le potentiel se situe davantage dans les zones de volcanisme actif. Des projets innovants sont toutefois encore financés, notamment le projet houlomoteur « *Tahiti Wave Energy Challenge* », via une subvention à l'Université de la Polynésie française. L'objet de ce projet est d'évaluer la pertinence de l'énergie des vagues dans le cadre de projets qui pourraient être déployés dans le secteur de Teahupoo, site d'épreuve de surf des jeux olympiques de 2024.

Compte tenu de leur caractère innovant et de leur potentiel limité d'ailleurs reconnu par le Plan de transition énergétique et la Programmation pluriannuelle de l'énergie, la Chambre ne peut qu'inviter le Pays à ne pas multiplier le financement d'études pour ces sources d'énergie dont le potentiel est trop incertain et qui n'est donc pas pris en compte à ce stade dans la PPE. Le Pays a indiqué partager cette analyse, en précisant toutefois que la technologie houlomotrice n'est pas nécessairement à classer dans les équipements innovants. Le Pays a également mentionné la diminution des crédits du volet transition énergétique de la convention ADEME, qui finance essentiellement des études, comme une illustration de la volonté de réduire les subventions attribuées aux financements innovants.

Si le Pays souhaite financer des projets au titre de ses compétences en matière d'innovation et de recherche, la Chambre l'invite à veiller à l'efficacité de ces investissements et au potentiel de développement pour le territoire.

Elle rappelle que le potentiel important d'énergies renouvelables déjà maîtrisé et non innovantes, en particulier l'hydroélectricité, est loin d'être totalement utilisé.

### 1.3.1.4 Conclusion sur les énergies renouvelables

Un premier objectif ambitieux de 50 % d'énergies renouvelables fixé pour l'année 2020 n'a pas été atteint. Le nouvel objectif ambitieux de 75 % semble dès lors incertain au vu des difficultés et des incertitudes pour le développement de l'hydroélectricité et le photovoltaïque.

Les simulations réalisées au sein des services du Pays montrent d'ailleurs que ce taux de 75 % n'a pas été retenu comme hypothèse de travail afin de déterminer les besoins de renouvellement du parc de production et de distribution thermique.

Pour établir ces simulations, le service des énergies du Pays est parti d'un scénario dit de référence, qui repose sur un taux de production d'énergies renouvelables à 44 % en 2030. Cet objectif est certes qualifié de « mesuré » par rapport aux objectifs à atteindre, mais de « *non négligeable au regard des projets à développer* ».

De même, un rapport de la mission de la CRE<sup>23</sup> reprend également cette estimation d'un taux 44 % à horizon 2030. La CRE confirme ainsi que « *les analyses font apparaître une proportion d'environ 44 % à cet horizon (2030)* ».

Compte tenu des difficultés pour le développement des énergies renouvelables sur le territoire (disponibilité et sécurité juridique du foncier, oppositions aux projets d'hydroélectricité de taille importante), la Chambre estime que la cible de 75 % d'énergies renouvelables à horizon 2030 paraît désormais peu réaliste.

### **1.3.2 « Changer de modèle économique » : un prix de l'électricité déconnecté du coût des hydrocarbures, un défaut de contrôle des conventions d'approvisionnement en hydrocarbures et une impartialité du Pays à mieux garantir**

La présente partie s'attache à évaluer les objectifs de transparence des coûts et des prix ainsi que les mesures prises afin de développer la concurrence.<sup>24</sup>

#### 1.3.2.1 Le prix de l'électricité et les évolutions de tarif sur la période

- La décomposition du prix de l'électricité

Les principales catégories qui composent le prix de l'électricité sont les suivantes, classées par ordre décroissant.

En premier lieu les énergies primaires, correspondant au coût d'achat pour EDT/ENGIE des différentes énergies produites (achat des hydrocarbures que sont le gazole et le fioul, achat d'huile et d'urée pour le traitement des fumées issues de l'utilisation du fioul, achat d'énergie solaire, et achat de la production d'hydroélectricité). Ces achats d'énergie représentent environ 37 % du prix de l'électricité.

En deuxième lieu, le poste « *autres charges de l'entreprise* » qui représente environ 21 % du prix de l'électricité. Au demeurant, le découpage des charges issues du rapport du délégataire ne rend pas compte de la part des charges du délégataire puisque la somme des catégories « *autres charges de l'entreprise* », matériel, personnel, et marge du concessionnaire représente un total de 40 %, ce qui est supérieur aux achats de l'énergie.

---

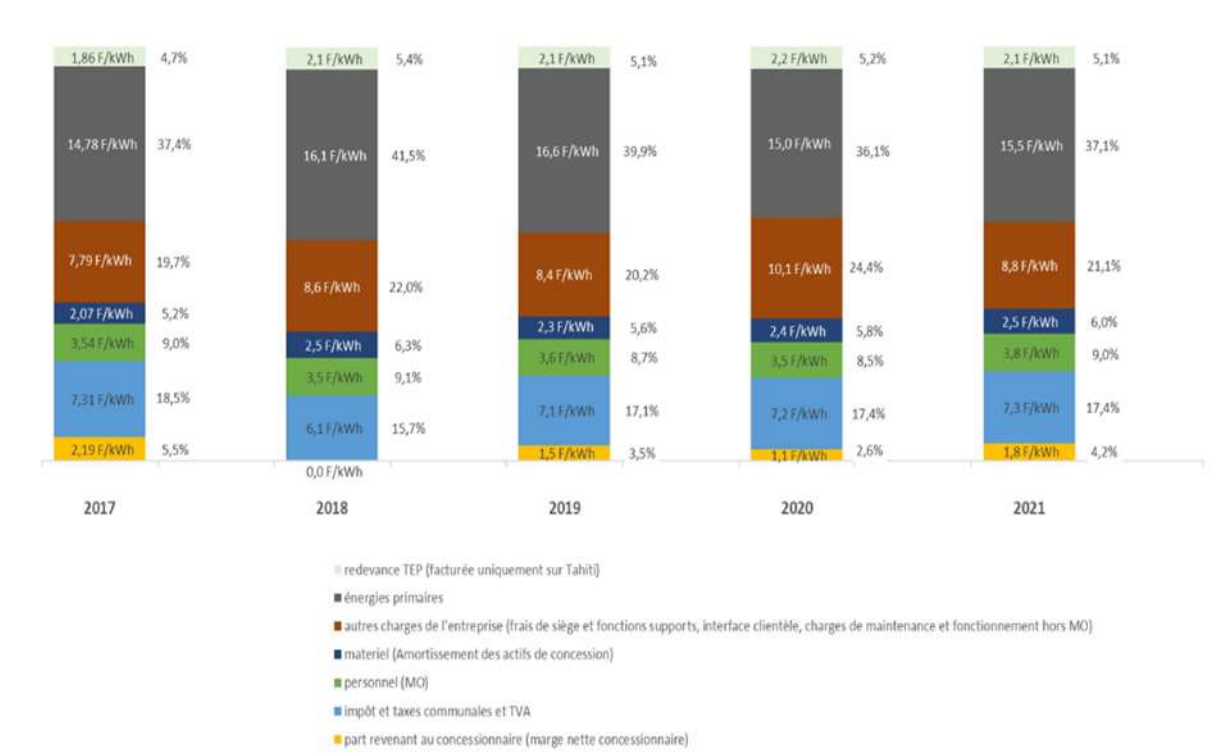
<sup>23</sup> Rapport intermédiaire sur la mission de conciliation.

<sup>24</sup> Selon les termes du Plan de transition énergétique, le changement de modèle économique devait être réalisé en « *favorisant une plus grande transparence dans les coûts et les prix, une plus grande pluralité d'acteurs et un plus grand choix pour les consommateurs. Cette évolution du modèle économique de l'énergie devra permettre de distinguer avec précision l'ensemble des coûts inhérents à chaque filière énergétique (approvisionnement et distribution d'hydrocarbures, production, transport, distribution et commercialisation de l'électricité). Dans ce cadre, les mécanismes publics les plus favorables à la transition énergétique, notamment ceux ayant trait à la péréquation tarifaire seront redéfinis et mise en œuvre pour accompagner ces changements* ».

Enfin, les impôts, taxes communales, et TVA, qui sont d'environ 17 % du prix de l'électricité. La TVA dite sociale vient par ailleurs alourdir ce poste.

Au cours de la période 2017-2021, la décomposition des différentes composantes du prix de l'électricité, présentée dans le graphique ci-dessous, ne met pas en évidence d'évolution notable à l'exception du coût des énergies primaires (augmentation entre 2017 et 2018, puis en 2022, augmentation non retracée dans le graphique).

**Graphique n° 4 : Décomposition du prix de l'électricité**



Source : Rapports du délégataire du service public

### Focus sur l'approvisionnement d'EDT/ENGIE en hydrocarbures

La décomposition du coût de l'électricité démontre la part importante du coût d'achat par EDT/ENGIE des différentes énergies, parmi lesquelles les hydrocarbures.

A compter de 2021, la centrale de la Punaruu qui assure plus de 60 % de la production d'électricité de Tahiti est désormais alimentée en gazole et non plus en fioul. Cette modification s'explique par une évolution réglementaire internationale imposant d'utiliser du fioul moins riche en soufre, ce qui a reporté la demande vers d'autres types de fioul et renchérit le prix de ce type d'hydrocarbure.

En Polynésie, cette évolution a un effet bénéfique pour la concurrence et potentiellement sur le prix, car auparavant EDT/ENGIE était approvisionné par une seule société, PPS, qui était la seule à posséder des capacités de stockage ad hoc pour le fioul en Polynésie française. Le gazole nécessaire à la production d'électricité dans les autres îles est quant à lui exclusivement importé, stocké et distribué par Petropol, cette société étant la seule capable, selon EDT/ENGIE, de fournir une offre globale à toutes les îles exploitées par EDT.

D'un point de vue environnemental, le gazole est moins polluant que le fioul lourd. Il conduit par ailleurs à une usure moindre de la centrale.

Du point de vue de la concurrence, EDT/ENGIE a précisé que l'usage du gazole permet de mettre en concurrence les pétroliers sur environ 1/3 des quantités achetées par EDT sur l'île de Tahiti. EDT/ENGIE a modifié ses procédures et a donc lancé des appels d'offres avec lots distincts. Pour l'année 2021, un concurrent de PPS, Total Polynésie, a ainsi remporté un lot important.

Les effets potentiels de ce développement de la concurrence sur les prix ne se sont pas encore totalement révélés en raison du contexte de hausse du prix des hydrocarbures.

EDT/ENGIE lance des consultations pour son approvisionnement, en sollicitant l'avis du Pays sur le cahier des charges.

Lors de la dernière consultation lancée par EDT/ENGIE pour l'approvisionnement de la centrale, le Pays a souhaité qu'EDT/ENGIE intègre une consultation complémentaire pour un lot de 50 000 tonnes de fioul lourd (souffre à 1 % ou 2 %). Les échanges sur le cahier des charges et la note de présentation de la révision de la grille tarifaire semblent indiquer que la mise en œuvre d'une consultation complémentaire a été motivée par des questions de coût.<sup>25</sup>

EDT/ENGIE a toutefois fait remarquer que le retour d'un fonctionnement de la centrale de la Punaruu sur la base de fioul lourd poserait des difficultés de plusieurs ordres : techniques, de coût de fonctionnement de la centrale, et environnemental. Le retraitement des boues issues de la combustion de fuel en Nouvelle-Zélande n'est pas garanti à terme. Ce retour au fioul lourd ne semble pas vertueux d'un point de vue environnemental. Selon EDT/ENGIE, l'utilisation du fioul lourd semble peu compatible avec un fonctionnement intermittent et à faible puissance de la Punaruu, envisagé dans les prochaines années dans le cadre du développement des énergies renouvelables.

Afin d'approfondir ce sujet, EDT/ENGIE a commandé en décembre 2022 une étude d'opportunité portant sur un éventuel retour au fioul de la centrale de la Punaruu.

---

<sup>25</sup> «A titre indicatif, la consultation en cours pour l'approvisionnement en carburants des centrales de production électrique de l'île de Tahiti pour l'année 2023 envisage le recours à différents types d'hydrocarbures afin de limiter les effets sur les tarifs de l'électricité ». Note du 21 septembre 2022.

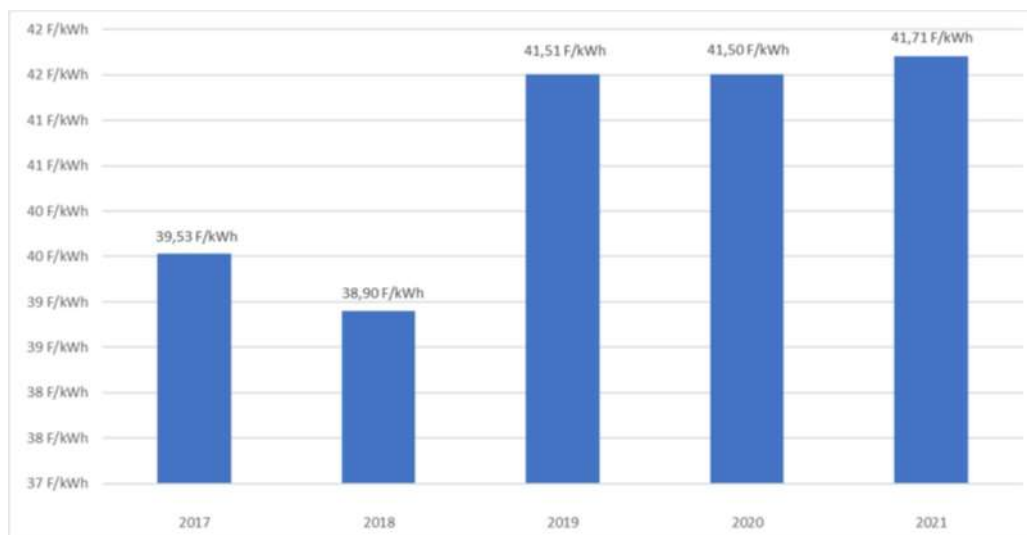
- La composition et l'évolution des tarifs de la concession Tahiti Nord : une progression du prix moyen et une réduction pour les petits consommateurs.

Les développements suivants concernant la politique tarifaire ne portent que sur la concession de Tahiti Nord, seule concession avec EDT/ENGIE dont le Pays est concédant et qui représente le plus grand nombre de consommateurs de Polynésie française.

Les consommateurs sont répartis en 5 tarifs distincts.<sup>26</sup>

Au cours de la période, les tarifs de vente de l'électricité ont été modifiés à plusieurs reprises.

**Graphique n° 5 : Evolution du prix du kilowattheures**



Source : rapports du délégataire

Ces augmentations ont notamment été justifiées par deux facteurs :

- le surcoût occasionné par les charges d'hydrocarbures ;
- la progression des coûts de transports facturés par la société d'économie mixte chargée du transport ( la TEP).

<sup>26</sup> Usage domestique petits consommateurs pour les particuliers faiblement équipés (puissance souscrite inférieure ou égale à 3,3 kVA), usage domestique « tarif classique » pour les particuliers dont la puissance souscrite est supérieure à 3,3 kVA, éclairage public qui cible les communes, usage professionnel basse tension pour les commerces et les professions libérales, moyenne tension qui cible principalement les industriels et les hôtels,

La répartition de l'énergie totale vendue dans les concessions EDT (Tahiti Nord + 17 îles est la suivante) : 12,6 % pour le tarif usagers domestiques petits consommateurs, 24,5 % pour le tarif usager domestique tarif classique, 1 % pour le tarif éclairage public, 17,8 % pour le tarif Usage professionnel basse tension, 44,1 % pour le tarif moyenne tension.



La grille tarifaire appliquée à compter du 15 février 2019 sur l'ensemble des concessions gérées par EDT/Engie ainsi connu une hausse de 20 % au niveau des tarifs Moyenne tension, une hausse comprise entre 10 % et 15 % au niveau des tarifs Basse tension, et une hausse de 41 % pour la partie transport.

Cette hausse du tarif de transport correspond à un effet de rattrapage par rapport à un tarif fixé de transport fixé trop bas par rapport aux coûts de transports supportés par le TEP.

Cette fixation trop basse du tarif de transport a maintenu le prix de l'électricité à un niveau artificiellement bas car il était déconnecté des coûts de transports réellement supportés par la TEP. Ce n'est que très récemment que le Pays a fixé une formule tarifaire de transport de l'électricité assise sur des bases rationnelles.<sup>27</sup>

En 2020, les tarifs des petits consommateurs ont connu une baisse de - 2 F CFP par kwh pour la tranche 1 et de - 4 F CFP pour la tranche 2).

---

<sup>27</sup> Avenant n° 3 du 3 mars 2022 fixant une nouvelle formule tarifaire, qui, aux termes de l'avenant, « *permet enfin d'asseoir le tarif du service public du transport de l'électricité sur des critères objectifs et rationnels, clairement établis* ». <sup>27</sup>

**Tableau n° 8 : Evolutions tarifaires<sup>28</sup>**

	Tranches	2017		2019		2020	
		Taiti	Iles	Taiti	Iles	Taiti	Iles
<b>Tarif Moyenne tension EDT en F CFP/kwh</b>							
Tous usages MT Nuit (21h à 7h00)		20,05	20	24	24	24	24
Tous usages MT Jour (7h00 à 21h00)		23,05	23,05	27,5	27,5	27,5	27,5
Transport TEP		1,95 F CFP par kwh	-	2,75 F CFP par kwh	-	2,75 F CFP par kwh	-
Taxes municipales		4	2	4	2	4	2
TVA		0% sur redevance transport TEP					
		5% sur énergie					
		5% sur avance sur consommation					
		5% sur prime d'abonnement					
<b>Tarifs Basse Tension EDT en F CFP</b>							
Tarif petits consommateurs	Tranche 1 : 0 à 240 kwh/mois	17,05	19,00	19,00	19,00	17	17
	Tranche 2 : >240 kwh/mois	37,05	39,00	39,00	39,00	35	35
Tarif "classique" usage domestique	Tranche 1 : 0 à 240 kwh/mois	22,55	24,50	26,00	26,00	26	26
	Tranche 2 : >240 kwh/mois	37,05	39,00	42,00	42,00	42	42
Tarif "Eclairage public"		31	33,00	35,50	35,50	35,5	35,5
Tarif "usage professionnel"		33,80	35,75	39,50	39,50	39,5	39,5
Tarif "Pré-paiement"	<= 2,2 KVA de puissance souscrite avant le 01/03/2016	20,05	22,00	22,00	22,00	22,00	22,00
	<= 3,3 KVA de puissance souscrite quel que soit le nombre de kwh/mois	26,05	28,00	30,50	30,50	30,50	30,50
	<= 6,6 KVA de puissance souscrite quel que soit le nombre de kwh/mois	35,05	37,00	40,50	40,50	40,50	40,50
Transport TEP		1,95 F CFP par kwh	-	2,75		2,75	-
Taxes	Taxes municipales	4,00	de 0 à 4	4,00	de 0 à 4	4,00	de 0 à 4
TVA		0% sur redevance transport TEP					
		5% sur énergie					
		5% sur avance sur consommation					
		5% sur prime d'abonnement					

(source : CTC d'après Bilans énergétiques de la Polynésie française – OPE)

La politique tarifaire, qui repose sur la définition de tranches de consommation, doit répondre à plusieurs objectifs, parfois contradictoires, que sont la simplicité/lisibilité pour le consommateur, ce qui conduit à ne pas multiplier les tranches de consommations, et les incitations à réduire la consommation, qui invitent à définir davantage de tranches de consommations, notamment pour les plus gros consommateurs. L'autorité de tarification doit dès lors réaliser un arbitrage entre ces différents paramètres.

Afin de favoriser la lisibilité de la tarification, le nombre de tranches avait ainsi été réduit en décembre 2015.

<sup>28</sup> Des nouvelles grilles tarifaires ont été mise en place depuis la publication des derniers bilans énergétiques.

Même si l'écart de prix est déjà sensible en fonction du changement de tranche de consommation (par exemple, écart de 19,2 F CFP entre la première et la deuxième tranche du tarif usage domestique petits consommateurs, de 17,1 F CFP entre la première et la deuxième tranche du tarif classique de l'usage domestique), l'introduction de nouvelles tranches permet de renforcer davantage les incitations à la maîtrise de la consommation dans un contexte d'augmentation du coût des hydrocarbures. Dans cette perspective, la grille tarifaire d'octobre 2022 a renforcé la progressivité des tarifs par l'instauration de tranches supplémentaires.

Si les échanges entre le Pays et EDT/ENGIE produits au cours de l'instruction montrent des échanges fournis entre le concédant et le concessionnaire sur les propositions transmises par EDT/ENGIE qui sont analysées et négociées, le Pays n'a pas encore sollicité l'expertise de la Commission de régulation de l'énergie pour l'assister dans la définition de sa politique tarifaire.

Or, la convention avec la Commission de régulation de l'énergie prévoit que le Pays puisse bénéficier de l'expertise de la CRE sur la politique tarifaire : contribution à la refonte de la péréquation des coûts, évolution des modalités de rémunération, et contribution à la refonte de l'ensemble des composantes de la grille tarifaire.

Ainsi que l'a confirmé la CRE, en réponse aux observations provisoires, son intervention a essentiellement porté sur la rémunération du concessionnaire EDT/ENGIE. Cette mission étant en cours de finalisation, son expertise pourrait être utilement mobilisée pour une assistance du Pays sur la politique tarifaire.

- L'absence de tarification sociale

La mise en place d'une tarification sociale s'inscrirait dans l'Objectif de développement durable 7.1 qui souhaite garantir l'accès de tous les services énergétiques fiables et modernes à un coût abordable.

Le précédent rapport de la CTC soulignait que le petit consommateur était un peu trop vite assimilé à l'usager démuné. Il critiquait l'absence de critères précis correspondant à une véritable politique sociale.

Une recommandation du précédent rapport de la CTC portait donc en partie sur la mise en place d'un tarif social « *Clarifier et simplifier les tarifs, notamment en établissant les modalités d'un tarif social financé par l'impôt et régulé par les services sociaux* ».

Dans le cadre de la présente instruction, le service des énergies a reconnu qu'il n'existait pas de tarification sociale dans la mesure où le critère des revenus du foyer n'est pas pris en compte. Selon ce service, le tarif « *usage domestique petits consommateurs* », qui a été baissé en 2020, bénéficierait aux familles à faible revenu et ferait office de « *tarif social* ». Il existe également un lien entre le niveau d'équipement des ménages et les revenus.

La Chambre rappelle que la catégorie de « *petit consommateur* » ne constitue pas en soi une catégorie sociale, et qu'il n'y a pas d'équivalence automatique entre le petit consommateur et un consommateur aux revenus faibles.

La Chambre invite le Pays à mettre en place une tarification sociale.

### 1.3.2.2 Les mesures prises par le gouvernement pour limiter la hausse du coût des hydrocarbures

- Des hausses tarifaires qui sont souvent insuffisantes pour couvrir le coût de progression des hydrocarbures.

La concession de Tahiti Nord connaît à compter de 2017 une augmentation des charges d'hydrocarbures et de la redevance versée à la TEP pour le transport.

Les tarifs de l'électricité n'ont cependant pas été suffisamment ajustés pour correspondre aux hausses. Or la rémunération du concessionnaire doit lui permettre de couvrir le coût des énergies.<sup>29</sup>

Ainsi, la révision de la grille tarifaire intervenue au 1er octobre 2022 n'est pas, comme les services du Pays le reconnaissent eux-mêmes, suffisante pour absorber l'augmentation du prix des hydrocarbures. Bien qu'il s'agisse d'une analyse conjoncturelle en raison du caractère erratique du cours des hydrocarbures, les services du Pays estiment à cette date que si la hausse devait être répercutée en une seule fois, elle devrait être de l'ordre de 20 à 25 %. Or l'augmentation initiale du prix prévue par l'arrêté tarifaire du Pays d'octobre n'est que de 7 %.

Deux autres leviers sont mobilisés en plus du tarif.

Le premier levier est le FRPH via une stabilisation qui est passée de 55,18 F CFP à 95,18 F CFP en juillet 2022 pour les hydrocarbures destinés à la production d'électricité pour l'île de Tahiti.<sup>30</sup>

Le second levier, en cours d'étude, est la mobilisation des réserves financières du Pays dans la concession signée avec EDT/ENGIE.

S'agissant de la mobilisation des réserves financières du Pays dans la concession, ces dernières sont notamment inscrites dans le compte « *droit du concédant* ». Ce dernier a été alimenté par le rétablissement des provisions pour renouvellement et l'inscription de celles-ci dans ce compte suite à des désaccords et des contentieux entre le Pays et EDT/ENGIE sur la question des provisions pour renouvellement et l'entrée en vigueur de la loi du Pays du 14 mars 2018 relative aux provisions pour renouvellement des immobilisations dans les délégations de service public.

Il n'est donc pas vertueux de ponctionner ces réserves alimentées par des provisions pour renouvellement, certes devenues sans objet et dont le Pays dispose librement, afin de limiter la hausse du tarif de l'électricité.

---

<sup>29</sup> Définition du revenu autorisé à l'article 11.1 issu de l'avenant n°17 du 29 décembre 2015.

<sup>30</sup> Selon EDT/ENGIE.

Ce n'est pas la première fois que l'augmentation du tarif de l'électricité ne suffit pas à couvrir le coût d'augmentation du prix des hydrocarbures. Si le Pays a rappelé en réponse aux observations provisoires le principe selon lequel une délégation de service public s'effectue aux risques et périls du concessionnaire, la Chambre observe qu'une « dette hydrocarbure » du Pays vis-à-vis d'EDT/ENGIE correspondant aux exercices 2016 à 2018 a été reconnue dans son principe (avenant n°18 du 11 février 2019) puis évaluée à hauteur de 2,25 Mds F CFP et financée par un prélèvement sur les droits du concédant pendant trois ans (avenant n°18 B du 20 juillet 2020).

Si le Pays a également justifié l'absence d'augmentation du tarif de l'électricité par le défaut de transparence du concessionnaire et la mission de médiation en cours devant aboutir à la définition d'une juste rémunération du concessionnaire, ces améliorations légitimes concernent les années à venir alors que l'avenant n°17 du 29 décembre 2015 a posé depuis cette date le principe selon lequel la rémunération du concessionnaire doit lui permettre de couvrir le coût des énergies.

Si cette modalité de financement a permis de ne pas augmenter l'électricité en remboursement de cette dette hydrocarbures, il n'est pas vertueux dès lors que ce fonds a été, ainsi qu'évoqué précédemment, alimenté par des provisions pour renouvellement.

Ces pratiques récurrentes du Pays consistant à déconnecter le prix de l'électricité de l'augmentation du prix des hydrocarbures sont sources de difficultés d'exécution du contrat de concession et exposent le Pays à des contentieux. Ce maintien artificiel du prix de l'électricité à court terme, certes à un tarif déjà élevé, est source d'augmentations futures, notamment en raison de refacturations par EDT/ENGIE du coût de portage financier que le concessionnaire a supporté pendant la période de déconnexion entre le prix facturé et le coût des hydrocarbures.

Dans cette perspective, EDT/ENGIE a proposé de lisser les augmentations dans le temps, par exemple de 7 % tous les semestres entre le 1<sup>er</sup> juin 2023 et le 1<sup>er</sup> décembre 2025 (sept hausses de 7 %). Cette limitation des hausses à court terme conduit comme le souligne la note de présentation du service des énergies, à des « *impacts particulièrement forts pour les usagers* » pour l'avenir, au-delà de la troisième hausse. La formalisation de ces augmentations ainsi que la question du prélèvement sur le droit du concédant sont en cours de discussion avec le délégataire dans le cadre de la préparation d'un avenant n° 20.

Le bilan global de cet étalement de la « *dette hydrocarbures* » vis-à-vis d'EDT/ENGIE pourrait donc ne pas être favorable au final pour le consommateur. Le lissage des augmentations pourrait au final s'avérer plus coûteux qu'une hausse qui aurait suivi l'évolution du cours des hydrocarbures.

Ces hausses prévisionnelles du prix de l'électricité renforcent l'importance d'une tarification sociale pour les ménages les plus modestes.

- La mobilisation des fonds par le versement d'une subvention de 9 Mds du budget principal du Pays au FRPH.

✓ Le Fonds de Régulation des prix des Hydrocarbures (FRPH) : un fort abondement en 2022

Ce fonds a été mis en place par la délibération n° 97-98 APF du 29 mai 1997 créant un compte spécial dénommé Fonds de Régulation des Prix des Hydrocarbures (FRPH). Ce fonds a pour objet, aux termes de la délibération, « *d'éviter les fluctuations brutales des prix des hydrocarbures destinés à la consommation intérieure* ». Il permet également de fixer des prix de vente spécifiques selon certaines catégories professionnelles (EDT, pêcheurs, centrales de production électrique, entreprises perlicoles ...).

La régulation a consisté à compenser auprès de l'importateur la différence entre le coût d'importation et le prix de vente des hydrocarbures, fixé par le Pays.

Ce fonds est principalement alimenté par le produit du montant de la stabilisation, décidé par le Pays pour chaque type de consommateur d'hydrocarbures, et dans une moindre mesure par une taxe spécifique sur les équipements électriques importés (TEEI).

Ce mécanisme peut générer des recettes pour le fonds lorsque la stabilisation est positive (prix de vente supérieur au prix de revient réel) ou au contraire se traduire par des dépenses lorsqu'elle est négative (prix de vente inférieur au prix de revient réel). Dans ce dernier cas, les ressources du fonds servent à compenser la différence entre le prix de revient réel et le prix de vente du produit.

Tableau n° 9 : Evolution du compte spécial FRPH

en MF CFP	2017	2018	2019	2020	2021		2021 retraité
<b>Recettes directes</b>	<b>1 542,0</b>	<b>810,8</b>	<b>1 888,2</b>	<b>2 317,0</b>	<b>1 144,2</b>		<b>1 488,5</b>
<i>Recettes de régulation des prix des hydrocarbures</i>	1 359,0	624,9	1 621,1	1 987,4	735,9		1 080,2
<i>Produits sur ex anté</i>	1,8	0,2	2,6	48,1	148,6		148,6
<i>Mandats annulés sur ex ant</i>	12,9	185,7	68,8	2,8	75,7		75,7
<i>Taxes sur les équipements électriques importés</i>	168,0		195,7	278,7	184,0		184,0
<b>Dépenses directes</b>	<b>3 332,0</b>	<b>1 946,1</b>	<b>911,5</b>	<b>866,0</b>	<b>894,4</b>		<b>2 062,8</b>
<i>Aides à caractère économique</i>	1 333,2	1 939,8	876,9	866,0	894,2		
<i>Titres annulés</i>	43,1		11,7		0,2		0,2
<i>Charges sur ex ant</i>	5,6	6,3	5,6				
<i>Autres charges except</i>	1 950,0		17,3				
Résultat au 31/12	- 1 790,0	- 1 135,3	976,7	1 451,0	249,8		- 574,3
Résultat cumulé au 01/01	3 471,0	1 681,0	545,7	1 522,4	2 973,4		3 223,2
Résultat cumulé au 31/12	1 681,0	545,7	1 522,4	2 973,4	3 223,2		2 648,9
<i>(source : Comptes administratifs du Pays)</i>							

Au cours de l’instruction, la direction générale des affaires économiques (DGAE), qui gère ce fonds, a indiqué qu’en raison de contraintes techniques, une partie des recettes et des dépenses de 2021 ont dû être prises en charge en 2022. En conséquence, en retraitant le compte 2021, en rouge dans le tableau n°8, le résultat aurait déficitaire de – 574,3 MF au lieu de + 249,8 MF CFP.

Le FRPH a permis d’absorber les fortes hausses constatées en 2022. Le prix de l’essence en Polynésie a été maintenu à 146 F CFP le litre jusqu’au 1<sup>er</sup> juillet 2022 où le prix au litre à la pompe est passé à 181 F CFP le litre alors qu’il est de 183,8 F CFP en Nouvelle-Calédonie et en moyenne à 249 F CFP le litre en métropole.

Cependant, cette mesure a un coût important pour le budget du Pays : 9 Mds F CFP versés par le budget général au compte spécial du FRPH entre janvier et septembre 2022<sup>31</sup>. Ce montant comprend 3 Mds F CFP de report de résultat positif du fonds provenant de la clôture de l’exercice 2022.

Si la situation internationale conduit à maintenir les prix à la hausse, le budget du Pays ne pourra supporter indéfiniment le renflouement du compte FRPH. Une répercussion de cette hausse sur les prix serait alors nécessaire.

<sup>31</sup> Discours du Président Fritch lors de l’ouverture de la session budgétaire du 15 septembre 2022.

Le versement de subventions exceptionnelles en provenance du budget général est prévu par l’article 5 de la délibération portant création du FRPH.

✓ Le Fonds de Péréquation des Prix des Hydrocarbures (FPPH)

Le FPPH est régi par les dispositions de la délibération n° 97-99 APF du 29 mai 1997, modifiée, qui permet aux prix de certains hydrocarbures d'être identiques à Tahiti et dans les îles. Il prend en charge certains frais liés à l'acheminement et à la commercialisation des produits pétroliers dans les îles autres que Tahiti.

Une décision budgétaire modificative de 2022 prévoit pour la première fois au cours de la période de contrôle le versement d'une subvention à ce compte spécial de 1,5 Mds F CFP.

Ce versement est lié à :

- l'augmentation du taux d'amortissement des fûts<sup>32</sup> (et le retour des fûts de gazole des îles, qui constitue une nouveauté) ;
- l'augmentation du prix du fret à compter du 1<sup>er</sup> novembre ;
- l'accumulation de déficits, comme le montre le tableau ci-dessous, le fonds étant structurellement déficitaire depuis l'exercice 2018.

**Tableau n° 10 : Evolution du compte spécial FPPH<sup>33</sup>**

en MF CFP	2017	2018	2019	2020	2021		2021 retraité
<b>Recettes directes</b>	<b>1 318,5</b>	<b>1 347,6</b>	<b>1 318,1</b>	<b>1 048,4</b>	<b>1 125,8</b>		<b>1 125,8</b>
<i>Taxe de péréquation des hydrocarbures</i>	1 308,2	1 326,0	1 313,5	976,5	1 111,7		1 111,7
<i>Mandats annulés sur ex ant.</i>	10,3	21,6	4,6	10,3	14,1		14,1
<i>Produits sur ex ant</i>				61,6			
<b>Dépenses directes</b>	<b>1 308,0</b>	<b>1 398,4</b>	<b>1 403,9</b>	<b>1 243,0</b>	<b>844,9</b>		<b>1 354,0</b>
<i>Aides à caractère économique</i>	1 263,6	1 350,0	1 377,9	1 228,5	839,2		
<i>charges sur ex ant</i>	44,4	48,4	26,0	14,4	5,7		
<i>titres annulés</i>							
<i>Autres charges except.</i>							
Résultat au 31/12	10,5	- 50,8	- 85,8	- 194,6	280,9		- 228,2
Résultat cumulé au 01/01	462,1	472,6	421,8	336,0	141,3		141,3
Résultat cumulé au 31/12	472,6	421,8	336,0	141,3	422,2		- 86,9

(source : Comptes administratifs du Pays)

Comme pour le FRPH, des dépenses de 2021 ont dû être prises en charge en 2022. En conséquence, en retraitant le compte 2021, en rouge dans le tableau n°9, le résultat aurait déficitaire de – 86,9 MF au lieu de présenter un excédent de + 422,2 MF CFP.

<sup>32</sup> Ce taux d'amortissement des fûts correspond aux frais d'enfutage supportés par les compagnies.

<sup>33</sup> Les données des comptes administratifs du Pays 2021 n'étaient pas fiables en l'absence de rattachement de certaines dépenses.



La Chambre observe que la dégradation de la situation financière de ces fonds a précédé la crise. Elle était structurelle.

Une augmentation de la taxe de péréquation des hydrocarbures aurait permis de maintenir l'équilibre de ce fonds sans recourir à un abondement par le budget général.

### 1.3.2.3 Les importations d'hydrocarbures : des marges indues pour les importateurs au détriment du Pays et du consommateur

L'approvisionnement en hydrocarbures est destiné à deux domaines principaux : les transports (terrestre, aérien, maritime) et la production d'électricité.

Le coût d'approvisionnement en hydrocarbures constitue une composante du coût de production de l'électricité qualifiée de « très significative » par la CRE.

En Polynésie française, le coût des hydrocarbures est réglementé.

La structure réglementaire du coût des hydrocarbures fait l'objet d'arrêtés mensuels.

La DGAE est chargée de la préparation de ces arrêtés au vu des calculs présentés ci-dessous.

- La décomposition du prix des hydrocarbures

La décomposition est prévue par l'arrêté n°898 CM du 27 août 1990 modifié fixant le cadre général du prix de vente de certains hydrocarbures importés dans le territoire de la Polynésie : <sup>34</sup>

- la CAF barème ;
- les droits et taxes ;
- les prestations locales ;
- les marges de détail ;
- la stabilisation.

- Le prix CAF correspond à : « *Coût, assurance, fret* ».

La formule actuelle ne fait pas apparaître distinctement le coût du fret, qui est inclut dans le prix « CAF ».

Il s'agit du prix d'un bien à la frontière du pays importateur ou prix d'un service fourni à un résident avant acquittement de tous les impôts et droits sur les importations et paiement de toutes les marges commerciales et de transport dans le pays.

---

<sup>34</sup> Un arrêté n°2462 CM du 17 décembre 2020 fixe le cadre général des prix de vente du gazole destiné à la production d'électricité pour l'île de Tahiti dans le cadre d'une délégation de service public. La différence entre les deux textes porte essentiellement sur les marges de détail qui n'existent pas pour la vente du gazole destinée à la production d'électricité.

La CAF barème est calculée par l'application d'une formule arrêtée en Conseil des ministres. Cette formule prend en compte le nombre d'exportations, la quantité, et le coefficient forfaitaire de freintes en mer.<sup>35</sup>

Les deux principales composantes de cette CAF barème sont l'indice dit « MOPS » : *Mean of Singapour Platts*, qui est la moyenne d'un ensemble d'évaluation des prix des produits pétroliers basés à Singapour (publié par l'agence Platts), le coût du fret, et le coût de l'assurance.

Le coût du fret, bien qu'important, n'apparaît donc pas en tant que tel dans la formule.

Le coût de transport des hydrocarbures ne constitue qu'une partie du prix des hydrocarbures, environ 10 % (4 à 5 F CFP par litre).

Cependant, comme le volume est très important, une réduction du coût de 20 % entraînerait une économie annuelle de 400 MF CFP pour les consommateurs et/ou le budget du Pays (quand les variations de prix sont absorbées par le FRPH).

De plus, alors que les autres composantes du prix des hydrocarbures telles que les cours mondiaux ou le taux de change avec le dollar sont exogènes, la composante transport peut être contenue par le Pays selon différentes modalités (ex : réduction du nombre de trajets annuels vers Papeete, et maintien de la concurrence entre importateurs et distributeurs).

La détermination de règles de fret pertinentes doit donc permettre au budget du Pays de réaliser des économies substantielles. Une analyse détaillée du coût du fret sera présentée ci-dessous.

- Les prestations locales

Les prestations locales correspondent notamment aux frais de passage des carburants dans les cuves de stockage qui appartiennent aux pétroliers. Cette composante du prix est aussi appelée « *marge de gros* ». Ce montant est censé couvrir les frais et charges d'importation, les frais de passage en dépôts et en oléoducs, les pertes et coulages en dépôt, la rémunération du stockage à terre, les coûts de distribution (dont les frais de parcs de camions et livraisons de stations-services) et les dettes clients des compagnies pétrolières.

L'arrêté n°1827 CM du 12 décembre 2008 modifié instaure un plafond par type de produit pétrolier.<sup>36</sup> Il ne définit cependant pas le contenu de ces prestations locales.

Jusqu'à récemment, aucun texte ne contraignait les importateurs à justifier le montant de ces prestations locales.

---

<sup>35</sup> Une freinte désigne la diminution de la valeur d'une marchandise liée à une avarie de transport, une perte.

<sup>36</sup> Par exemple : « *pétrole lampant pour usage domestique relevant de la codification douanière 2710.19.12 14,500 F CFP par litre* ».

Une disposition du Code de la concurrence permet désormais d'exiger des justificatifs et prévoit des sanctions en cas de méconnaissance de cette nouvelle disposition<sup>37</sup> ce qui constitue une avancée significative.

La Chambre relève le caractère tardif des textes renforçant le contrôle des prestations locales. Elle espère qu'elle sera suivie d'effets par un contrôle effectif du Pays sur les justificatifs produits.

- Focus sur le coût du fret des hydrocarbures vers la Polynésie.

Trois compagnies importatrices opèrent en Polynésie française : PPS, Petropol et Total Polynésie. Ces sociétés sont actives dans le stockage, la distribution, et la commercialisation des produits pétroliers finis à destination du réseau de station-service, des activités aériennes et maritimes et des activités commerciales générales.

Deux groupes sont intégrés verticalement dans la mesure où ils ont internalisé leur transport (PPS et Total Polynésie). Des filiales du même groupe assurent donc l'importation, le transport, et la distribution.

Les importations d'hydrocarbures reposaient sur la conclusion de conventions entre le Pays et les importateurs. Ces conventions prévoyaient notamment les conditions de rémunération des importateurs.

La dernière convention a été signée en 2006 et a expiré en 2016. Suite à l'expiration de cette convention, le Pays n'a pas souhaité renouveler la convention dans les mêmes termes car celle-ci prévoyait un tunnel (encadrement du prix entre le plancher et le plafond) qui s'est avéré préjudiciable au Pays en raison des évolutions du marché, qui a souvent été inférieur au plancher défini par la convention.

Les négociations avec les importateurs n'ont pas pu aboutir entre 2016 et 2022.

Suite à l'expiration de la convention n°6-PR PR du 7 juillet 2006, et dans l'attente d'un accord avec les transporteurs, le tarif du fret était régi par l'arrêté n°52 CM du 20 janvier 2017. Cet arrêté prévoit que le tarif du fret est désormais déterminé sur présentation de factures.

---

<sup>37</sup> « Toute société intervenant dans la production ou la distribution d'un hydrocarbure est tenue de fournir les éléments permettant au conseil des ministres de définir les prix maximaux de vente. Un arrêté pris en Conseil des ministres précise la liste des documents dont la production est obligatoire ».

- *Un défaut de contrôle du Pays sur les factures présentées*

Un avis (n° 2022-A-01) du 22 avril 2022 a été rendu par l'Autorité Polynésienne de la Concurrence (APC) suite à une saisine d'office, relatif à la situation de la concurrence dans le secteur de l'approvisionnement en hydrocarbures de la Polynésie française. L'avis de l'autorité polynésienne de la concurrence intervenait dans le contexte de négociation d'une nouvelle convention d'approvisionnement dont l'objectif est d'organiser une mutualisation du transport, permettant de limiter le nombre de trajets.<sup>38</sup>

Si les importateurs ont transmis des factures<sup>39</sup> conformément à ce que prévoyait l'arrêté précité, l'avis de l'APC souligne que les trois sociétés ont pratiqué un tarif uniforme à 57,37 dollars la tonne pendant cinq ans, correspondant au plancher de la convention de 2006 alors même qu'elle n'était plus en vigueur.

La Chambre s'étonne que ces factures présentent un prix stable et identique pour les trois sociétés alors que le coût du fret des hydrocarbures fluctue en fonction d'indices internationaux de marché. Le calcul du coût du fret sur le fondement des factures impliquait nécessairement que celles-ci correspondent aux coûts réellement supportés par les transporteurs.

Or le Pays a accepté ce tarif de fret uniforme à 57,37 dollars la tonne alors même qu'il avait fait le constat que l'application du « *tunnel* » (entre le prix plancher et le prix plafond) prévu par la convention avait été défavorable au Pays. Ce constat aurait dû conduire le Pays à être d'autant plus vigilant sur les factures transmises par les trois sociétés importatrices.

Il a été demandé au Pays de communiquer tout type de correspondance entre le Pays et les trois sociétés au cours de la période. La Chambre observe que le Pays n'a pas demandé de précisions sur les factures pendant cinq ans. Il a estimé que l'application du plancher « *n'a pu être détectée dans la mesure où le calcul de la valeur CAF s'effectue par agrégation mécanique de ses différentes composantes* ». La Chambre ne partage pas cette analyse dès lors qu'un arrêté spécifique avait été pris suite à l'expiration de la convention pour que le coût du fret soit calculé sur présentation de factures, ce qui permettait d'isoler ce poste au sein de la valeur CAF et d'effectuer des contrôles sur les factures pendant 5 ans.

Le Pays a confirmé au cours de l'instruction que seul l'avis de l'APC de 2022 lui aurait permis de découvrir ces pratiques.

---

<sup>38</sup> En droit de la concurrence, le transport de produits pétroliers à destination de la Polynésie présente les caractéristiques d'un monopole naturel. Il est donc plus efficace de mutualiser cette prestation de transport.

<sup>39</sup> L'une des sociétés importe mais n'est pas transporteur. Si elle transmet des factures au Pays, le fret lui est facturé par son transporteur.

L'organisation des services au sujet des hydrocarbures, avec une répartition des tâches entre la DGAE et le SDE qui ont parfois été sous l'autorité de Ministres différents (économie pour la DGAE et énergie/environnement pour le SDE) n'a pas constitué un cadre favorable à ces contrôles. La DGAE est en charge du calcul de la CAF barème qui comprend le coût du fret. Elle recevait donc à ce titre les factures des trois sociétés. En revanche, seul le SDE dispose des abonnements aux bases de données des indices de marché des hydrocarbures, qui aurait permis de repérer un décalage entre les indices de marchés et les factures envoyées par les trois sociétés. En tout état de cause, l'envoi de factures du même montant pendant 5 années aurait cependant dû attirer l'attention du Pays, dans un contexte de tension avec les sociétés importatrices, les négociations de renouvellement de la convention n'ayant pas abouti.

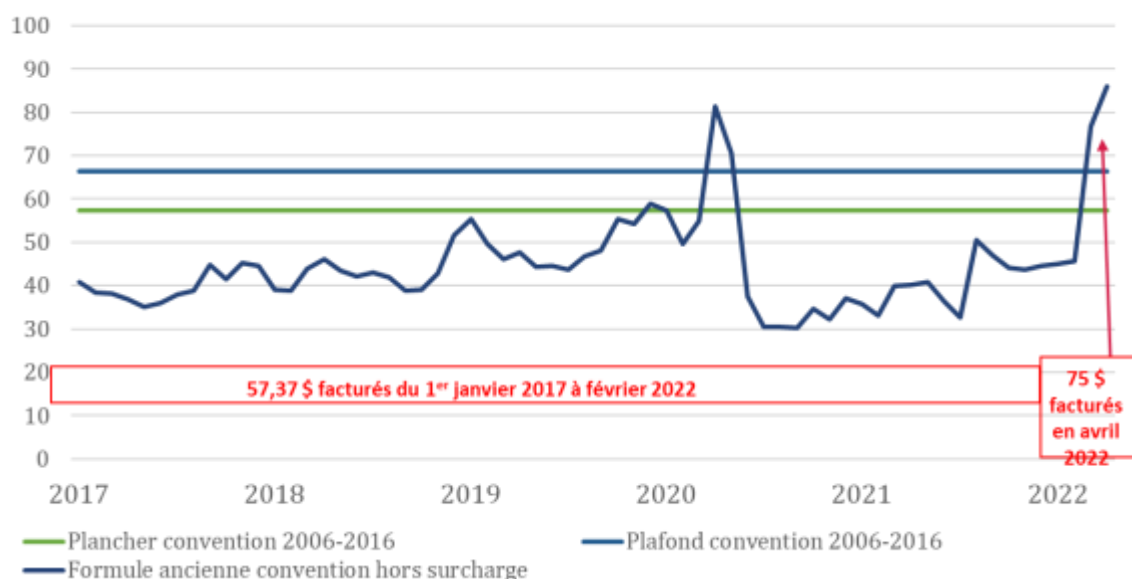
La Chambre regrette donc un défaut de contrôle des factures du fret hydrocarbure qui a perduré pendant 5 ans. Si le Pays a justifié ce défaut de contrôle par l'absence de cadre juridique qui aurait pu fonder l'intervention des services pour la réalisation des contrôles, il n'en demeure pas moins que les pratiques de facturation de ces sociétés (tarif uniforme pendant 5 ans) auraient pu a minima conduire le Pays à adresser des observations à ces sociétés.

Le Plan de transition énergétique indiquait pourtant que « *l'ensemble des opérations relatives à l'approvisionnement en carburants (...) feront l'objet de contrôles minutieux tant dans le processus de sélection des fournisseurs que dans la mise en œuvre des contrats* ».

- *Un préjudice pour le Pays et le consommateur Polynésien et un profit indu pour les sociétés importatrices*

Le graphique ci-dessous montre que sur une période comprise entre 2017 et mi-2022, le coût du fret de marché (courbe qui fluctue en bleu) a été sensiblement inférieur au montant de 57 dollars facturés par les importateurs.

**Graphique n° 6 : Comparaison entre la facturation pratiquée par les importateurs et les prix planchers et plafond de la convention 2006/2016**



Source : Autorité polynésienne de la concurrence

Le décalage entre les pratiques des sociétés (facturation au niveau du plancher de la convention expirée), certes formellement conformes à la réglementation qui évoque la présentation de factures, et les prix de marchés, a été défavorable au consommateur et au Pays.

Elle a, de façon symétrique, accru indument les recettes des transporteurs d'hydrocarbures.

L'analyse de l'APC a été poursuivie dans le cadre de l'instruction afin d'évaluer, sur la base des quantités d'hydrocarbures importées, l'écart entre le coût du fret pris en compte par le Pays dans la fixation du montant des hydrocarbures et le coût du fret résultant des indices de marché, qui représentent le coût du fret réellement supporté par les transporteurs.

Le cumul d'un montant de fret sensiblement supérieur au coût du marché conduit à des profits importants sur la période 2017/2021, financés par les consommateurs et les contribuables (à travers le FRPH).

Au total, l'acceptation par le Pays de factures de fret déconnectées des prix de marché a conduit à le Pays à fixer un prix de fret qui a pour conséquence un profit indu cumulé de 5 Mds F CFP pour les transporteurs Total et PPS.

Pour l'automobiliste, le préjudice peut être évalué à environ 80 F CFP par plein d'essence.<sup>40</sup>

Si une demande en répétition de l'indu n'est pas applicable au cas d'espèce puisqu'il n'y a pas eu de versements du Pays aux importateurs, la Chambre invite cependant le Pays à examiner avec les transporteurs les modalités de réparation de ce préjudice lié à une surfacturation du fret.

- L'effort de fin 2022 sur le coût du fret et la nouvelle formule de calcul du coût du fret

Alors que le prix de marché était d'environ 120 dollars la tonne, un plafond à 66 dollars la tonne a été pratiqué par les sociétés importatrices au cours des derniers mois de 2022 à la demande du Pays

Si cet effort récent est le bienvenu, il reste cependant d'un montant sensiblement inférieur aux bénéfices dégagés sur ce poste au cours de la période 2017/2022.

Des discussions ont eu lieu avec les importateurs. Elles ont abouti à l'arrêté n° 2638 CM du 8 décembre 2022, qui prend partiellement en compte certaines observations de l'APC sur des projets de convention dont elle avait eu connaissance. Cet arrêté supprime la fourchette encadrant les tarifs du fret. La formule repose sur des indices de marché, ce qui constitue un fondement objectif aux facturations<sup>41</sup> et constitue a priori un net progrès par rapport à la situation antérieure.

La Chambre invite cependant le Pays à contrôler l'application de la nouvelle formule de calcul du fret, en particulier le contenu des différentes composantes de l'indice de correction forfaitaire.

---

<sup>40</sup> Le coût du fret rapporté au litre d'essence a été estimé par l'APC entre 4 et 5 F CFP par litre. Cette estimation repose sur un calcul prenant en compte la densité moyenne de l'essence. Le tarif en dollar s'appliquant par tonne métrique, la densité moyenne de l'essence étant de 750 Kg par m<sup>3</sup>, on obtient 1 330 litres par tonne métrique.

Compte tenu des hypothèses de taux de change (par exemple janvier 2022, 1 USD = 04,84 F CFP), et d'une facturation à 57 dollars la tonne métrique, cela donne  $57 * 104,84 / 1330 = 4,48$  F CFP par litre.

Si l'on applique à cette formule le taux de marché pour le fret de janvier 2021 (en moyenne 35 dollars) ainsi que le taux de change de cette période, le montant de fret par litre qui aurait dû être utilisé est de  $35 * 113,26 / 1330 = 2,9$  F CFP.

L'écart par plein (50 litres pour un pick-up) représente un surcoût d'environ 80 F CFP (écart entre  $2,9 * 50$  soit 145 F CFP au lieu de  $4,48 * 50$  soit 224 F CFP).

<sup>41</sup> L'indice WS correspond à celui de la route Singapour/Australie. Le Pays a sollicité l'organisme Platts (à l'origine des indices) qui n'a pas été en mesure de créer un indicateur dédié à la Polynésie française, ce qui justifierait un indice de correction.

### 1.3.2.4 La mise en place de la péréquation – Contribution de solidarité en électricité (CSE)

Le coût de production varie sensiblement entre les îles et Tahiti.

Depuis un avenant de 1990, afin de garantir une solidarité financière entre les usagers, le prix de vente de l'électricité est celui fixé pour la concession de Tahiti Nord. Afin de respecter une égalité de traitement entre les usagers, un prix de référence avait été déterminé, de façon à assurer l'équilibre entre les concessions au prix de production le moins coûteux, en particulier Tahiti Nord, et les autres concessions.

Ce système reposait sur une péréquation interne au délégataire EDT/ENGIE.

L'ancien système était critiqué en raison du périmètre de la péréquation, qui se limitait aux seules concessions avec EDT/ENGIE, ce qui excluait de fait les communes qui n'étaient pas titulaires de contrat de concessions avec cette société.

Un nouveau système de péréquation a été créé en 2022.

Il repose sur un fonds dans le budget du Pays, qui remplace le système de péréquation géré par le concessionnaire. Il concerne donc toutes les communes, quel que soit le mode de gestion de leur compétence.

La délibération n° 2021-71 APF du 24 juin 2021 détermine la méthodologie de calcul de la compensation de péréquation et du prix de référence du dispositif de solidarité dans le domaine de l'électricité.

Au 9 novembre 2021, la contribution de solidarité (CSE), collectée auprès de tous les usagers par les gestionnaires de réseau (régie ou délégation de service public - DSP-) et versée au fonds de solidarité, était estimé à 3 900 MF CFP sur la base de 6,30 F CFP/kwh (péréquation historique EDT : 6,03 F CFP/kwh + 0,27 F kwh).

**Graphique n° 7 : Présentation de la contribution de solidarité (CSE)**

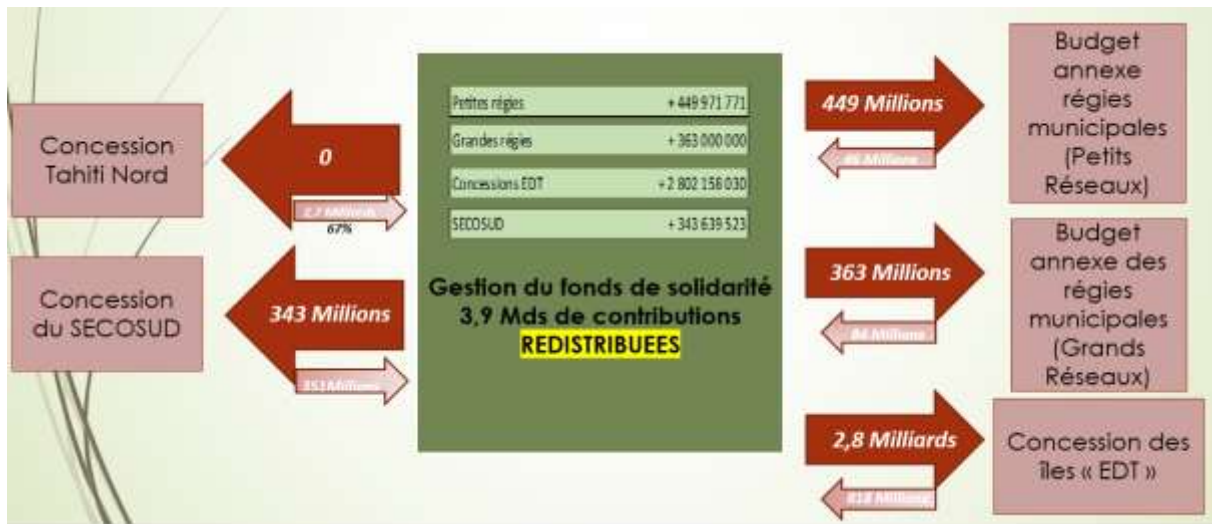


(source : Service de l'énergie)



Les montants de compensation sont ensuite versés, au titre de la solidarité, aux gestionnaires de réseaux pour couvrir les coûts de production des gestionnaires (communes ou DSP).

**Graphique n° 8 : Redistribution du fonds de solidarité**



(source : Service de l'énergie)

Une analyse critique de ce dispositif est développée dans la partie n°3.

### 1.3.2.5 Le nécessaire renforcement de l'impartialité du Pays

En matière de concurrence, la Polynésie française a fait le choix d'un système dit « non intégré ».

Ce modèle s'oppose à celui dit « intégré » qui était en vigueur en métropole jusqu'aux années 2000 et qui a évolué sous l'influence du droit de l'Union européenne. Il prévalait également en Polynésie française jusqu'à récemment.

Le modèle non intégré répond à l'objectif de favoriser la concurrence sur le monopole.

Il implique par conséquent une séparation des métiers entre :

- la production d'électricité ;
- le transport ;
- la distribution ;
- et la fourniture et la commercialisation.

Cette séparation se matérialise parfois par la création de sociétés distinctes pour chaque mission alors que ces activités étaient auparavant assurées par une même société monopolistique.

C'est dans une perspective de séparation des activités et de renforcement de l'impartialité des différents acteurs qu'a été rédigé le Code de l'énergie.

La principale modification intervenue au cours de la période de contrôle a concerné le transporteur d'électricité pour l'île de Tahiti, la société TEP. Cette dernière a été transformée en gestionnaire indépendant du réseau. Cette indépendance du transporteur d'électricité à l'égard des producteurs a impliqué la sortie du producteur et distributeur d'énergie, EDT-ENGIE du capital de la TEP.

Suite à cette plus grande séparation des métiers, le Pays voit son rôle renforcé en tant qu'autorité chargée de la régulation, car il doit par son pouvoir réglementaire et dans le cadre de procédures de sélection des opérateurs veiller à la concurrence du système.

Au-delà de sa compétence en matière de fixation des objectifs en matière de politique de l'énergie, le Pays cumule encore à l'égard des mêmes structures les fonctions de concédant et d'actionnaire, ce qui peut conduire à des situations génératrices de conflits d'intérêt potentiels. Elle peut également faire douter les concurrents et consommateurs du bien-fondé des décisions réglementaires et de régulation prises, ainsi que du comportement de l'opérateur responsable de transport.

A cet égard il convient de relever deux exemples de cumul des rôles qui peuvent être de nature à faire naître des situations de potentiel conflit d'intérêts.

Tout d'abord, la situation le Pays à l'égard de la société Marama Nui.

Pour cette société filiale d'EDT/ENGIE titulaire des six concessions d'hydroélectricité de Tahiti, le Pays est à la fois concédant et actionnaire à hauteur de 35 % environ, ce qui constitue certes une participation minoritaire, mais qui peut représenter une minorité de blocage. Or le contexte de développement des énergies renouvelables va conduire à l'augmentation du nombre de producteurs d'électricité sur le territoire, par exemple les lauréats des appels à projets photovoltaïques. Dans ce contexte, le fait que le Pays soit à la fois régulateur et actionnaire du producteur d'électricité hydroélectrique (Marama Nui) pourrait être source de difficultés quant aux décisions que le Pays sera amené à prendre à l'égard de ces nouveaux producteurs d'électricité.

De plus, le Pays est également concédant et actionnaire de la SEM chargée du transport de l'électricité (TEP). Le rachat des parts d'EDT/ENGIE par le Pays a par ailleurs renforcé la part du Pays dans l'actionnariat de cette structure. Ce cumul des fonctions paraît être à l'origine d'un contrôle perfectible du Pays, en tant que concédant, sur l'activité de la TEP. Alors que le Pays fixe la redevance de transport versée à la TEP, qui constitue sa principale ressource, ce que très récemment, par l'avenant n° 3 du 3 mars 2022 qu'une nouvelle formule tarifaire a été fixé et « *permet enfin d'asseoir le tarif du service public du transport de l'électricité sur des critères objectifs et rationnels, clairement établis* ». <sup>42</sup>

---

<sup>42</sup> Termes de l'avenant n°3.

La Chambre invite donc le Pays à prendre les mesures adéquates afin de prévenir d'éventuels conflits d'intérêts liés au cumul de ses fonctions de régulateur, de concédant et d'actionnaire. Le Pays a le choix entre plusieurs modalités pour renforcer les garanties d'impartialité : création d'une autorité administrative indépendante dans le domaine de l'électricité ainsi que l'envisageait le Plan de transition énergétique, sortie du capital de la société Marama Nui, etc...

### 1.3.2.6 Les effets incertains mais potentiellement inflationnistes du développement des énergies renouvelables sur le prix de l'électricité

Les conséquences du développement des énergies renouvelables sur le prix de l'électricité ne sont pas simples à anticiper.

Elles dépendent en particulier de l'évolution de facteurs difficiles à anticiper, en particulier le coût des hydrocarbures, et les coûts d'achat et d'approvisionnement des équipements. Le renchérissement des hydrocarbures est, toutes choses égales par ailleurs, favorable aux énergies renouvelables, ce qui est actuellement le cas.

En revanche, le renchérissement des coûts d'achat et d'approvisionnement des équipements est défavorable aux énergies renouvelables (Enr).

Ces facteurs sont eux-mêmes soumis à des événements exogènes au secteur de l'énergie tels que des tensions géopolitiques ou les coûts des circuits d'approvisionnement.

Cela étant, sur la base d'un coût moyen d'approvisionnement en carburant de 55 F CFP le litre, la hausse du fait de la transition énergétique sera comprise a minima, selon le SDE, entre + 3% et + 10 % sur le prix vendu à l'usager.

Ces hypothèses semblent prudentes.

D'une part, les coûts des Enr issues des études précitées de 2020 (étude Artelys) semblent « sous-estimés » (propos du SDE) du fait des investissements nécessaires pour garantir la stabilité des réseaux, stabilité rendue nécessaire quand une part substantielle de la production est fondée sur des énergies intermittentes. Or cette problématique ne bénéficie que de faibles retours d'expérience (mission du SDE et du Ministère à Kauai). Le Pays attend des études détaillées de la part des gestionnaires de réseaux de l'île. Une étude a en ce sens était commandée à l'opérateur TEP en août 2022. La PPE a d'ailleurs commencé à compléter les prospectives sur ce point en évaluant les investissements nécessaires pour la stabilité des réseaux.

D'autre part, ils reposent sur des hypothèses fortes s'agissant de l'ampleur de la baisse des coûts d'investissements jusqu'en 2030 (baisses de l'ordre de 29 % des coûts d'investissements solaire et de l'ordre de 11 % et 38 % sur les coûts d'investissements des batteries (coûts liés à la puissance de la batterie et à la capacité de stockage de la batterie)).

En tout état de cause, même s'il convient d'être prudent sur les hypothèses, « *il paraît difficile d'atteindre un taux de production d'ENR de 75 % sans hausse sur les tarifs de l'électricité* »<sup>43</sup> Le rapport annuel de performances 2019 indique également que « *le recours dans les années à venir à des moyens de production renouvelables devrait dans un premier temps contribuer à renouveler le coût du mix énergétique même si des travaux sont toujours en cours pour minimiser l'impact* ».

La Chambre invite le Pays à être transparent sur les coûts potentiels du développement des énergies renouvelables. Ce dernier a fait valoir en réponse sa volonté de transparence sur le coût du développement des énergies renouvelables, comme l'illustrent les études précédemment évoquées sur les investissements nécessaires pour le renforcement des réseaux ou le stockage.

La Chambre en prend note.

### **1.3.3 « Changer nos comportements » : les économies d'énergie, angle mort de la politique énergie du Pays en raison de la part des transports terrestres dans la consommation d'énergie**

Afin de diminuer la dépendance aux énergies fossiles importées et la production d'électricité, le mieux est de baisser la consommation.

Le Plan climat énergie prévoyait une réduction de la consommation d'énergie primaire de 5 % (il s'agit pourtant de l'objectif révisé à la baisse) alors que sur la période la consommation d'énergie a progressé de + 6,8 %.

Les économies d'énergie prévues n'ont donc pas été réalisées.

#### **1.3.3.1 Le secteur du bâtiment : une réglementation récente ne portant que sur les constructions neuves**

- L'élaboration d'une réglementation énergétique des bâtiments pour le 1<sup>er</sup> septembre 2016 a finalement abouti en 2022.

Contrairement à l'objectif prévu, cette réglementation n'a vu le jour qu'en 2020.

Une mission relative à l'élaboration d'une réglementation thermique a été lancée en juin 2015 pour une durée initiale de 18 mois. Un projet de réglementation avait été élaboré en 2016.

Des expérimentations ont été menées jusqu'en 2018 (projets pilotes FAREeco et élaboration de guides).

Ces expérimentations ont permis de mettre en évidence que le niveau de réglementation élaboré en 2016 était trop élevé.

---

<sup>43</sup> Source : réponse questionnaire Service des Energies du Pays.

Le contenu du texte a donc été revu après des rencontres avec des professionnels du secteur public et privé en 2020 et 2021, afin d'aboutir à une loi du Pays le 24 janvier 2022.

Cette réglementation sera applicable à toute construction neuve faisant l'objet d'une demande de permis de construire à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2023.

Des réflexions sont en cours pour définir une réglementation thermique pour les bâtiments existants, qui constitue un gisement important.

L'amélioration de la performance énergétique des bâtiments existants constitue un axe de la PPE (développer la maîtrise de l'énergie dans le bâtiment, promouvoir le chauffe-eau solaire, et accompagner la rénovation).

### 1.3.3.2 Alors qu'il s'agit du premier poste de consommation d'énergie, la part des transports n'a pas diminué

Le transport routier est le premier poste de dépense énergétique en Polynésie française, devant la production d'électricité. Or les actions liées à la mobilité n'étaient pas assez présentes dans le Plan de transition énergétique, qui portent essentiellement sur la production d'électricité.

Le secteur des transports constitue le point faible de la politique énergie et du Plan de transition énergétique.

Les efforts de transition énergétique et de maîtrise de la demande d'énergie ne doivent pas uniquement porter sur la production d'électricité. La réussite de la transition énergétique passe également par la mobilisation du secteur des transports, qui a fait défaut jusqu'à présent.

L'évolution de la consommation d'énergie finale, qui correspond à la consommation de l'ensemble des énergies après transformation ou exploitation faite par le consommateur final

Le graphique ci-dessous montre que la part des transports dans la consommation d'énergie finale a progressé depuis 2015, à l'exception de l'exercice 2020, ce dernier n'étant toutefois pas significatif en raison du confinement.

Schéma n° 3 : Evolution de la consommation d'énergie finale par secteur depuis 2010



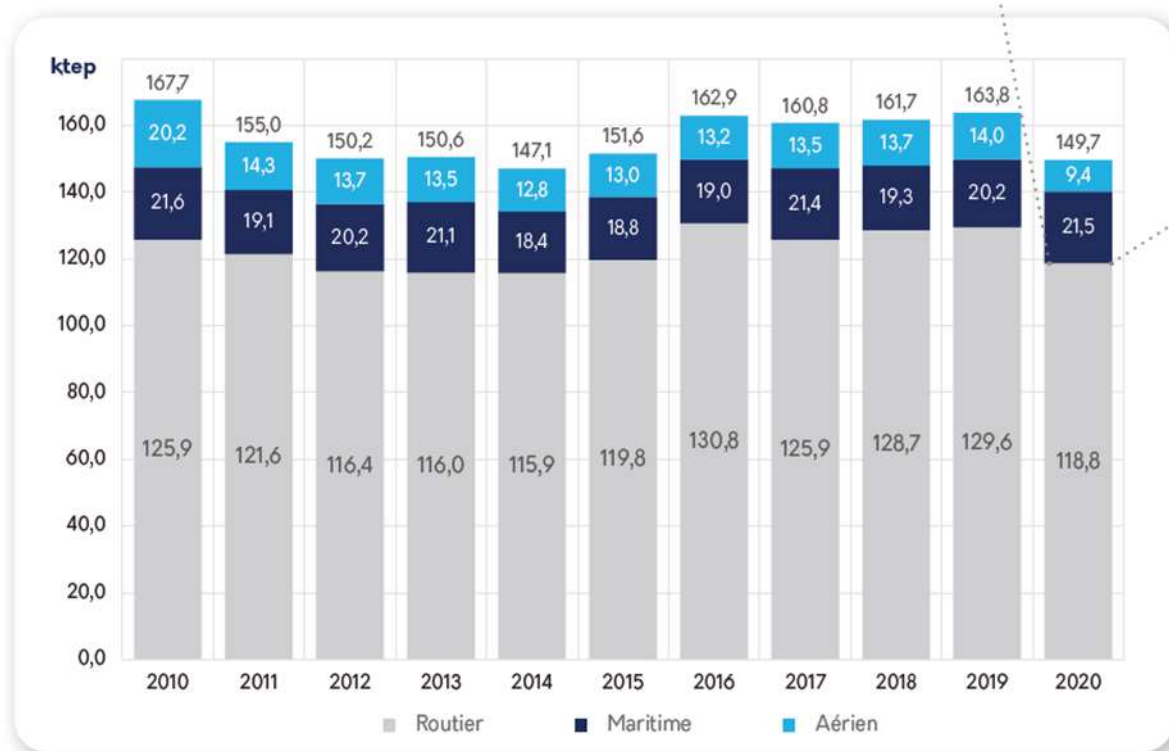
Source : Bilan énergétique 2020 - Observatoire polynésien de l'énergie

Afin de réduire la part des transports dans la consommation d'énergie, et favoriser une mobilité dite plus verte, sur la période examinée, le Pays a, par exemple, au travers de mesures fiscales et économiques incitatives, favorisé l'usage de véhicules propres tels que les véhicules électriques ou hybrides par une exonération de taxe de mise en circulation et de TVA. Le schéma directeur des transports durables de l'île de Tahiti associé au renouvellement de la délégation de service public des transports public en 2017 a permis de mettre en circulation de nombreux bus électriques. Le renouvellement du parc automobile du Pays a également pris en compte, selon le Pays, des équipements orientés vers une démarche écologique.

Cependant, ces mesures restent insuffisantes.

Le graphique ci-dessous démontre que les quelques mesures prises par le Pays n'ont pas eu d'incidence significative sur la part des transports routiers dans le total des transports et donc la consommation d'énergie.

**Schéma n° 4 : Décomposition et évolution de la consommation d'énergie par type de transport (aérien, maritime et routier)**



Source : Observatoire de l'énergie

Au sein de ces transports routiers, la part des transports en commun a également régressé au cours de la période. Comme le souligne le bilan énergétique 2020 de l'Observatoire Polynésien de l'Énergie, la part des transports en commun décline depuis 2010 avec une baisse constatée de 29 % entre 2010 et 2020.

Par ailleurs, selon les données de l'Observatoire polynésien de l'énergie citées par le Pays, les transports routiers en 2020 sont responsables de 79 % de la consommation de carburant du secteur des transports (aérien, maritime et terrestre). Par ailleurs, ils représentent à eux seuls 53 % de la consommation d'énergie finale en Polynésie française.

Les véhicules électriques restent faiblement représentés (stock de 558 véhicules en 2020 dont 24 bus électriques). Bien que le Pays relève une accélération des immatriculations neuves de véhicules électriques depuis 2022, il reconnaît également qu'en raison du rythme relativement faible de l'évolution du secteur automobile en Polynésie, les incidences sur la consommation d'énergie ne seront perceptibles qu'à moyen-long terme.

Les constats réalisés à l'occasion des assises de la transition énergétique organisées en mai 2022 confirment ces insuffisances :

- la réglementation actuelle (code de la route) n'est pas toujours adaptée aux mobilités douces,
- de nombreuses études ont été réalisées sur le sujet, mais peu d'actions concrètes en ont découlé,

- les infrastructures actuelles ne sont pas ou peu adaptées aux mobilités douces (piétonne et cyclable en particulier),
- dans une optique de développement de l'électromobilité, l'impact sur le système électrique ainsi que la gestion de la fin de vie des batteries sont également des points à traiter.

Contrairement au Plan de transition énergétique (PTE), le Plan pluriannuel de l'énergie (PPE) prévoit de nombreuses orientations et mesures afférentes aux transports terrestres.

Sur les 45 actions du PTE, une seule portait sur les transports : le fait de faciliter l'usage des véhicules propres (hybrides ou électriques) précédemment évoquée.

La PPE comporte quant à lui une orientation dédiée aux transports terrestres et de nombreuses mesures. L'orientation générale consiste à réduire de 25 % la congestion automobile à l'horizon 2030. Des actions chiffrées viennent parfois préciser ces mesures, notamment pour l'optimisation et la valorisation des mobilités alternatives. Les parts modales du vélo (+ 3 points d'ici 2030) et des transports en commun (+ 4 points d'ici 2030) doivent ainsi venir compenser le recul de la part de la voiture individuelle (- 7 points d'ici 2030). Ces objectifs ambitieux impliquent d'infléchir la tendance constatée ces dernières années. Le Pays a précisé, en réponse aux observations provisoires, les mesures envisagées afin d'atteindre ces objectifs, tels que la refonte du réseau de transport collectif régulier et scolaire de l'île de Tahiti dans un contexte de hausse de la fréquentation ou la mise en place d'un transport commun en site propre.

La Chambre prend note de cette inflexion des objectifs de la politique énergie vers une prise en compte plus importante de la problématique des transports terrestres. Elle espère que la mise en œuvre des orientations en matière de transport terrestre permettra d'atteindre les objectifs fixés dans cette programmation pluriannuelle de l'Énergie.

L'atteinte de ces objectifs requiert une inflexion sensible de la politique des transports afin que l'énergie consommée par le secteur des transports n'annule pas les efforts de transition énergétique réalisés en matière de production d'électricité.



## 2 LE FINANCEMENT DE LA POLITIQUE ENERGIE

### 2.1 Les moyens financiers consacrés à la politique énergie

#### 2.1.1 Une absence de consolidation de l'ensemble des dépenses afférentes à la politique énergie

La politique énergie du Pays bénéficie de différentes sources de financement.

Au-delà des dépenses inscrites dans le budget général du Pays, la politique énergie repose sur des incitations telles que des exonérations douanières et fiscales, et des mécanismes de type « fonds » permettant de financer le soutien à une fixation des prix décorrélés des prix de marché. Une partie importante des investissements dans le domaine de l'énergie est également prise en charge par le secteur privé (les concessionnaires et les porteurs de projets des fermes photovoltaïques) et financée dans le prix payé par le consommateur.

Le service des énergies du Pays a précisé que les données relatives au coût de la politique énergétique ne sont pas agrégées entre les différents acteurs qui participent au financement tels que par exemple le montant des exonérations de droits des douanes concernant le secteur énergétique, qui ne sont pas connus du service.

La défiscalisation constitue également une source de financement importante pour certains projets (projet hydroélectrique « Côte 95 » prévu dans la vallée de la Papenoo).

Le service des énergies est sollicité par la commission consultative des agréments fiscaux pour émettre des avis sur les demandes d'agrément concernant des projets en lien avec les énergies renouvelables et la maîtrise de la demande d'énergie. Depuis 2017, cette défiscalisation locale (article LP 926-1 du Code des impôts) a été estimée selon le service des énergies à un crédit d'impôt maximum total de 662 743 807 F CFP, avec une faible contribution de ces projets à la maîtrise de l'énergie. Ils auraient permis d'éviter la production annuelle de 1,15 GWh soit 0,2 % de la consommation d'énergie électrique.<sup>44</sup>

La connaissance du coût complet d'une politique, quel que soit le service du Pays ou la structure publique ou privée qui supporte les dépenses semble indispensable afin de piloter ces dépenses et d'identifier les manques ou les redondances.

---

<sup>44</sup> Les projets sont les suivants :

Remplacement du pipeline du système de climatisation par l'eau marine profonde (SWAC) de l'hôtel Intercontinental Bora Bora Resort and Thalasso Spa, pour la société Tahiti Beachcomber : 464 145 385 F CFP – Annexes 2.1

Construction d'une ferme aquaponique, alimentée par énergie photovoltaïque de 403 KWc et avec dispositifs de stockage de 1100 kwh, à Taravao, pour la société VERDEEN : 185 136 022 F CFP – Annexe 2.2

Installation d'une centrale photovoltaïque de 200 KWc sur la toiture de l'hôtel Bora Bora Pearl Beach Resort & Spa : 13 462 400 F CFP – Annexe 2.3.

Par ailleurs, dans la mesure où le projet de PPE intègre de nombreuses mesures relatives aux transports, un recensement et un suivi plus global des dépenses concourant à la politique énergie, intégrant la dimension des transports constituera un enjeu de l'exécution du PPE.

La Chambre recommande donc au Pays d'évaluer, dès 2023, l'ensemble des dépenses afférentes à la politique énergie.

**Recommandation n° 1.** : Evaluer, dès 2023, l'ensemble des dépenses afférentes à la politique énergie.

La Chambre regrette l'absence de réponse du Pays à cette recommandation lors de la phase de contradiction.

### 2.1.2 Les crédits d'investissement du Pays

A titre liminaire, il convient de rappeler qu'une partie importante des investissements dans le domaine de l'énergie n'apparaît pas dans le budget du Pays. Il en est ainsi des investissements réalisés par les concessionnaires. Ces derniers sont financés via le prix payé par le consommateur et non par le budget du Pays.

En l'absence de suivi par le Pays du coût complet de la politique, les dépenses présentées ci-dessous ne retracent qu'une partie des dépenses de la politique énergie.

- Les dépenses portées par le service des Energies

Dans les comptes du Pays, les dépenses suivies par le service de l'énergie sont imputées :

- au chapitre de travail « Réseaux et Equipements structurants » ;
- soit au programme 974 au titre du fonctionnement et au programme 914 au titre des investissements.

Ce chapitre regroupe différents secteurs dont l'énergie.<sup>45</sup>

L'énergie occupe une place limitée dans les investissements du Pays, les crédits ayant été essentiellement consacrés au SWAC et au rachat des actions de la TEP.

---

<sup>45</sup> Réseau routier : programmes 97401 – 91401  
- Ports et aéroports : programmes 97402 – 91402  
- Protection contre les eaux : 97403 – 91403  
- Energie : 97404 – 91404  
- Postes, Télécommunications et nouvelles technologies : 97405-91405  
- Médias : 97406-91406

Sur la période 2017-2021, les crédits en investissement des comptes administratifs du Pays au titre du programme 91404 « Energie » sont présentés dans le tableau ci-dessous.

**Tableau n° 11 : Dépenses d'investissements du programme Energie**

Dépenses en investissement - 91404 Energie	2017	2018	2019	2020	2021
AP Votées	10 061 424 530	5 367 291 500	5 322 960 484	5 156 297 000	6 036 097 000
CP délégués exercice N	1 177 185 276	757 197 285	2 153 500 600	2 726 691 996	2 880 817 403
CP mandatés	675 984 991	107 806 343	879 308 604	1 482 795 817	2 412 825 265
CP reportés	501 200 285	649 390 942	1 274 191 996	1 243 896 179	467 992 138

(Source : comptes administratifs de la Polynésie française)

Le poids des investissements consacrés au secteur énergétique est faible dans le budget d'investissement du Pays.

**Tableau n° 12 : Part des programmes Energie et Réseaux et équipements structurants dans les investissements du Pays**

	2017	2018	2019	2020	2021
CP mandatés - Chap 914 Réseaux et équipements structurants	7 280 578 215	8 617 445 178	11 526 542 507	18 743 377 815	13 216 523 631
dont CP mandatés - PROG 91404 ENERGIE	675 984 991	107 806 343	879 308 604	1 482 795 817	2 412 825 265
Dépenses INV mandatées budget du Pays	35 951 674 587	38 610 897 880	44 469 752 763	85 264 219 247	84 127 420 737
Part du prog 91404 Energie / Chap 914	9,3%	1,3%	7,6%	7,9%	18,3%
Part du prog 914 dans les inv du Pays	20,3%	22,3%	25,9%	22,0%	15,7%
Part du prog 91404 dans les inv du Pays	1,9%	0,3%	2,0%	1,7%	2,9%

(Source : comptes administratifs de la Polynésie française)

Les dépenses cumulées en investissement consacrées à la politique énergétique sur la période 2017 à 2021 inscrites au programme « 91404 Energie » représentent un montant de 5 559 MF CFP.

Le SDE a consacré, en moyenne, 1,1 Mds F CFP par an depuis 2017 au secteur énergétique.

Cette moyenne n'est cependant pas significative compte tenu de la part prépondérante de certains investissements imputés sur certains exercices.

La décomposition des investissements présentée ci-dessous montre en effet la part prépondérante du SWAC du CHPF (3,5 Mds sur 5,5 Mds F CFP). Viennent ensuite les subventions versées à la société d'économie mixte TEP portant sur la boucle 90 000 V et l'acquisition des actions de la TEP, le Pays ayant racheté la part d'EDT/ENGIE.<sup>46</sup>

<sup>46</sup> Sur la période de contrôle, trois projets d'investissements ont été inscrits mais n'ont pas été réalisés, l'aménagement hydroélectrique Vaiiha précédemment évoqué, le montant figurant dans le tableau correspondant aux études, une subvention à la TEP pour le système de stockage, programme qui pourrait être réinscrit plus tard, et l'installation d'une borne de recharge pour véhicule propre.

Tableau n° 13 : Décomposition des investissements

<i>Libellé de l'investissement</i>	<b>Montant cumulé 2017-2021</b>
<i>SWAC CHPF</i>	3 504 666 699
<i>VAIHA</i>	6 360 973
<i>Bâtiments du Pays</i>	50 660 345
<i>TEP</i>	1 287 064 439
<i>Acquisition actions TEP</i>	655 000 000
<i>Aides aux particuliers</i>	9 489 000
<i>Acquisition de moyen de production d'énergie électrique</i>	18 647 384
<i>Makemo</i>	26 832 180
<b><i>Total 2017-2021</i></b>	<b>5 558 721 020</b>

source : CTC d'après les comptes administratifs du Pays

- Les subventions versées par la Direction du développement des communes (DDC)

Au cours de la période 2017-2021, la Direction du développement des communes du Pays a attribué environ 1,2 Mds F CFP de subventions aux communes pour leurs projets. L'avis technique du service des énergies est généralement sollicité dans le cadre de l'octroi de ces subventions. Ces subventions ont essentiellement financé trois types de projets (selon la classification de la DDC) : des projets de distribution électrique (essentiellement des travaux d'électrification et de rénovation de réseau), des projets d'éclairage public, et des projets de production électrique (essentiellement des projets de groupes électrogènes et d'électrification d'atolls).

### 2.1.3 Les fonds dédiés à l'énergie et les subventions en fonctionnement

- Les comptes spéciaux/fonds dédiés à l'énergie

Comme évoqué précédemment, il existe trois comptes spéciaux, qui, à ce titre, ne figurent pas dans le budget principal du Pays : le fonds de régulation du prix des hydrocarbures (FRPH), le fonds de péréquation des prix des hydrocarbures (FPPH), et le fonds lié à la contribution de solidarité sur l'électricité.

Ces comptes spéciaux sont équilibrés en recettes et en dépenses, à l'exception notable et récente du FRPH (2022), pour lequel le Pays a versé 9 Mds F CFP (virement en fonctionnement). Il n'y a donc pas en principe de dépenses budgétaires pour alimenter ces comptes spéciaux.

- Les dépenses de fonctionnement

Dans les comptes du Pays, le programme « 97404 Energie » fait partie de la mission 974 « Réseaux et équipements structurants » en section fonctionnement et 914 en section d'investissement.

La mission 974 représente 2,6 % du budget de fonctionnement du Pays en 2017 et 2,2 % en 2021, hors dépenses de personnel.

**Tableau n° 14 : Le budget de fonctionnement et d'investissement du programme- Energie**

<i>Programme 914 04/974 04 - Energie</i>	2017	2018	2019	2020	2021
<b>FONCTIONNEMENT</b>					
Dépenses de fonct courant	72 102 909	59 904 768	105 090 690	139 011 330	136 412 429
Aides à caractère économique	300 000	5 400 000	10 200 000	-	-
Subventions	3 899 800	14 177 745	8 573 270	4 773 270	5 758 949
<b>Total dépenses de FONCT</b>	<b>76 302 709</b>	<b>79 482 513</b>	<b>123 863 960</b>	<b>143 784 600</b>	<b>142 171 378</b>
<b>INVESTISSEMENT</b>					
Opérations diverses	42 730 968	707 329	16 987 426	2 357 842	39 717 317
SWAC du CHPF	33 922 281	104 297 014	501 113 481	1 252 411 204	1 612 922 719
Aides		2 802 000	2 475 000	4 212 000	-
Subventions aux établissements publics	119 331 742				
Participations (TEP)			-	-	655 000 000
Subventions (TEP)	480 000 000		358 732 697	223 814 771	105 185 229
<b>Total dépenses INV</b>	<b>675 984 991</b>	<b>107 806 343</b>	<b>879 308 604</b>	<b>1 482 795 817</b>	<b>2 412 825 265</b>

Source : CTC d'après les comptes administratifs du Pays

**Tableau n° 15 : Evolution des missions réalisées par des tiers  
dans les dépenses de fonctionnement courant et d'investissement**

	2017	2018	2019	2020	2021	mi-2022	Total
<b>Fonctionnement</b>							
Assistance juridique	5 098 108	7 825 024			2 862 855	4 484 770	<b>20 270 757</b>
Publicité/communication	19 999 368	10 030 610	9 851 925	16 054 329	259 900	6 713 883	<b>62 910 015</b>
Etude, contrôle, assistance technique, conception et élaboration	29 862 703	11 488 976	31 183 970	45 165 044	47 543 540	10 039 466	<b>175 283 699</b>
Subvention (UPF, CCISM, FOL)	3 899 800	14 177 745	8 573 270	4 773 270	5 758 949	5 922 356	<b>43 105 390</b>
Location moyen production (Makemo°)		9 410 023			2 311 867		<b>11 721 890</b>
Audits et conseils		1 017 000	19 779 644		14 920 644	23 949 220	<b>59 666 508</b>
Formation			206 081	30 000	45 000	500 000	<b>781 081</b>
<b>TOTAL</b>	<b>58 859 979</b>	<b>53 949 378</b>	<b>69 594 890</b>	<b>66 022 643</b>	<b>73 702 755</b>	<b>51 609 695</b>	<b>373 739 340</b>
<b>Investissement</b>							
AMO/MOE	35 128 107	100 252 183	346 738 788	57 047 287	32 433 950	19 937 726	<b>591 538 041</b>
Etude	7 626 573	2 254 350	325 440	1 952 640	976 320		<b>13 135 323</b>
Contrôle technique	650 880	392 110	341 373	4 730 791	1 849 076	300 580	<b>8 264 810</b>
<b>TOTAL</b>	<b>43 405 560</b>	<b>102 898 643</b>	<b>347 405 601</b>	<b>63 730 718</b>	<b>35 259 346</b>	<b>20 238 306</b>	<b>612 938 174</b>

(Source : CTC d'après le service des énergies)

Les dépenses de fonctionnement comprennent essentiellement des dépenses d'étude, de contrôle, d'assistance technique, de conception et d'élaboration, ainsi que les frais liés aux dépenses d'audit et de conseil. Ces derniers sont au même niveau que les frais de publicité et de communication.

Le budget de fonctionnement du Pays comprend également des subventions versées par des structures telle que l'Agence de l'environnement de la maîtrise de l'énergie (ADEME) et l'Agence française de développement (AFD).

- Une sous-consommation des crédits de la convention ADEME

Au titre de la convention 2015-2020 passée entre l'ADEME et le Pays, une enveloppe maximale de 1 158 MF CFP a été répartie à part égale entre le Pays et l'ADEME sur 5 ans soit 193 MF CFP par an. Le bilan de cette convention affiche une consommation de 67 % des crédits prévus dont 72 % engagés par l'ADEME et 61 % par le Pays, soit une sous-consommation des crédits Pays. Cette sous-consommation serait imputable aux règles d'engagement plus restreintes au niveau du service des énergies.

**Tableau n° 16 : Consommation des crédits ADEME/Pays**

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total
Part ADEME	96 500 000	96 500 000	96 500 000	96 500 000	96 500 000	96 500 000	579 000 000
Par Pays	96 500 000	96 500 000	96 500 000	96 500 000	96 500 000	96 500 000	579 000 000
<b>CONVENTION 2015-2020</b>	<b>193 000 000</b>	<b>193 000 000</b>	<b>193 000 000</b>	<b>193 000 000</b>	<b>193 000 000</b>	<b>193 000 000</b>	<b>1 158 000 000</b>
Montant engagé ADEME	66 080 788	69 098 129	29 185 496	80 286 993	85 763 307	86 549 625	416 964 338
<b>% engagement ADEME</b>	<b>68,5%</b>	<b>71,6%</b>	<b>30,2%</b>	<b>83,2%</b>	<b>88,9%</b>	<b>89,7%</b>	<b>72,0%</b>
Montant engagé PAYS	61 182 482	51 928 422	37 489 925	67 626 000	66 206 897	70 206 197	354 639 923
<b>% engagement Pays</b>	<b>63,4%</b>	<b>53,8%</b>	<b>38,8%</b>	<b>70,1%</b>	<b>68,6%</b>	<b>72,8%</b>	<b>61,3%</b>
<b>Total engagé ADEME + PAYS</b>	<b>127 263 270</b>	<b>121 026 551</b>	<b>66 675 421</b>	<b>147 912 993</b>	<b>151 970 204</b>	<b>156 755 822</b>	<b>771 604 261</b>
<b>% engagement / crédit</b>	<b>65,9%</b>	<b>62,7%</b>	<b>34,5%</b>	<b>76,6%</b>	<b>78,7%</b>	<b>81,2%</b>	<b>66,6%</b>

(Source : CTC d'après le service des énergie)

Une convention 2021-2023 est actuellement en cours d'exécution pour une enveloppe maximale de 811 MF CFP répartie à part égale entre le Pays et l'ADEME.

Au titre de la convention 2021-2023, l'ADEME a consommé 96 % des crédits 2021 alors que le Pays n'en a utilisé que 63 %.

Un budget annuel de 5 M€ a également été mis à disposition dans le Contrat de transformation et de développement 3 et pour lequel seuls 39 % des crédits ont été utilisés.

- Des subventions parfois redondantes pour les études en matière d'énergies renouvelables

Une convention a été signée avec l'AFD pour la période 2021/2024. Il s'agit d'un programme d'appui de 450 000 euros (soit environ 53,5 MF CFP), qui se décompose entre 300 000 euros pour les études techniques, économiques, et financières menées par le Pays au titre de l'accompagnement pour la transition énergétique, et 150 000 euros pour les études relatives au Plan climat.

Ainsi que le relevait lui-même le compte rendu d'un comité de pilotage, cette convention recouvre en partie des actions soutenues au titre de la convention ADEME.

La Chambre souligne le risque de redondance de ces financements qui ont le même objet.

Le contexte de mise en œuvre du « fonds Macron » risque de renforcer ce risque de redondance des financements.

## **2.2 Éléments de prospective : les moyens financiers nécessaires au maintien et au renforcement des moyens de production thermique et au financement de la transition énergétique**

### **2.2.1 Les investissements nécessaires pour le maintien en état et le renforcement des moyens de production thermiques : des investissements insuffisamment pris en compte par le Pays**

- Les plans de renouvellement transmis par EDT pour la concession de Tahiti Nord

Sur les investissements nécessaires au maintien et au renforcement des moyens de production et de l'activité de distribution jusqu'à échéance de la concession, des plans de renouvellement ont été transmis au concédant.

Les besoins de renouvellement portent essentiellement sur deux types d'investissement. D'une part, la modernisation de la centrale de la Punaruu pour un prolongement de sa durée de vie opérationnelle aux environs de 2040 (et dont certains équipements datent de la construction de la centrale en 1984) et d'autre part la mise en place d'un troisième site de production thermique<sup>47</sup> sur la côte est, justifié par le démantèlement de la centrale de Vairaatoa.

A la date de rédaction des observations définitives, seuls le régulateur de production « Putu Uira » (1,6 Mds F CFP)<sup>48</sup> et le plan Punaruu 2025 (1,8 MF CFP) ont été validés par le Pays alors que les autres composantes du plan de renouvellement des outils de production s'élèvent au total à 11,7 Mds F CFP.

Le concessionnaire<sup>49</sup> a récemment alerté le Pays sur l'absence de validation par le Pays de l'ensemble du programme de renouvellement des ouvrages de production. Si les investissements de Punaruu 2025 et « Putu Uira » ont été validés, « *tout ce qui touche aux moyens de production stricto sensu reste en attente et notamment leetrofit des groupes Pielstick, et le 3<sup>ème</sup> site* ». En réponse aux observations provisoires, le Pays a expliqué ce défaut de validation de certains de ces besoins de renouvellement par l'absence d'un plan de renouvellement détaillé et exhaustif, par exemple pour le 3<sup>ème</sup> site, ou par l'absence d'analyse technique et économique définitive suffisamment avancée dans les éléments transmis par le concessionnaire.

Des discussions sont en cours dans le cadre du projet de l'avenant n° 20 afin que le Pays valide l'ensemble du programme de renouvellement.

---

<sup>47</sup> Ce nouveau site rendu nécessairement par le démantèlement de la centrale de la Vairaatoa, est également conçu, selon le Pays, pour permettre le développement des énergies renouvelables dans la mesure où il devrait disposer de faibles minimum de fonctionnement, ce qui contrairement à la Punaruu, permet de disposer d'une solution flexible pour « effacer » au maximum la production thermique au profit des sources renouvelables.

<sup>48</sup> Cet équipement est composé d'importantes batteries. Il doit permettre de diminuer les heures de marche des groupes électrogènes et d'améliorer leur niveau de charge moteur, entraînant une baisse de la consommation. Il devrait également faciliter le placement de la production des énergies renouvelables.

<sup>49</sup> Rapport 2021 du délégataire.



La Chambre invite le Pays et EDT/ENGIE à aboutir rapidement à la validation d'un programme de renouvellement.

## **2.2.2 Le financement de la transition énergétique**

### **2.2.2.1 Les investissements nécessaires pour le maintien en l'état des ouvrages d'hydroélectricité**

L'hydroélectricité étant considérée comme une source d'énergie renouvelable, les investissements nécessaires pour le maintien en l'état des installations et le renouvellement nécessaires (hors renforcement de la capacité de production) participent du renforcement du développement des énergies renouvelables. Comme pour la production thermique, le Pays doit valider avec le concessionnaire Marama Nui les investissements à réaliser au cours des prochaines années.

### **2.2.2.2 La programmation pluriannuelle de l'énergie : un effort de programmation prenant en compte les investissements sur le réseau d'électricité, les transports mais qui doit être complétée en particulier en recettes**

En 2020, le SDE avait commandé une étude auprès d'un bureau d'études afin :

- d'évaluer les volumes intégrables de fermes solaires photovoltaïques (PV) et leurs impacts sur les producteurs existants (thermique, hydraulique, PV sans stockage) ;
- d'identifier les volumes et investissements de production permettant d'atteindre l'objectif fixé par le Code de l'énergie.

La Chambre observe par ailleurs que les études récentes commandées par les services du Pays ne font d'ailleurs pas l'hypothèse d'une réduction de la consommation d'électricité d'ici 2030. L'étude réalisée par le bureau d'études en 2019 repose sur une hypothèse de demande d'électricité de 540 GWh en 2030, en légère augmentation par rapport aux 536 GWh estimés à la date de réalisation de l'étude, la progression ne pouvant s'expliquer par les évolutions démographiques.

Pour réaliser ces objectifs, un investissement estimé entre 36,5 et 45 Mds F CFP a été présenté par le cabinet d'études.

Cette évaluation était incomplète.

Au-delà des incidences de l'inflation qu'il convenait de prendre en compte, la principale limite de cette prospective résidait dans l'absence d'évaluation des investissements nécessaires au renforcement du réseau et à sa stabilité.

Ces investissements sur le réseau sont rendus nécessaires pour la croissance de la part des énergies renouvelables.

Ce point a été complété dans la programmation pluriannuelle de l'énergie du Pays. Cette programmation évalue ce besoin à 6,5 Mds F CFP.

Elle est présentée ci-dessous.

- Un niveau d'investissement nécessaire qui semble en forte progression par rapport aux années précédentes

Tableau n° 17 : Evaluation des investissements de la programmation pluriannuelle de l'énergie

<i>Optimisation et modernisation du parc hydraulique</i>		
<i>Projet Hydromax 2</i>	1 950 MF CFP	+ 5GWh/an
<i>Mise en service de nouveaux ouvrages hydroélectrique</i>	entre 15 000 et 20 000 MF CFP	+ 29 MW
<i>Développement du photovoltaïque</i>	25 000 MF CFP	+ 140 MWc
<i>dont 30 MWc sont comptés par la mise en service des projets lauréats de l'appel à projets réalisés en 2021 et qui produiront 36 GWh en 2025</i>		
<i>Renforcement du réseau de transport</i>	6 500 MF CFP	+ 30 à 40 MWc de PV dans la zone Sud
<b><i>soit un investissement d'environ 48 milliards de F CFP sur l'île de Tahiti</i></b>		
<i>Bora Bora</i>		
<i>Mise en place d'une ferme solaire en 2024</i>	1 000 MF CFP	+ 15% d'EnR
<i>Mise en service fin 2023 d'un régulateur de production</i>	350 MF CFP	
<i>Moorea</i>		
<i>développer le PV sans stockage</i>	1 400 MF CFP	+ 7 MWc
<i>Maiaco</i>		
<i>Mise en service d'une centrale hybride</i>	320 MF CFP	+ 64% du taux d'EnR
<i>Raiatea</i>		
<i>Mise en service d'une serre PV avec stockage à Taputapuatea</i>	entre 1 000 et 1 500 MF CFP	+ 34 % d'EnR
<i>Coupler la centrale thermique et les groupes électrogènes avec une centrale PV avec stockage</i>	entre 2 000 et 2 500 F CFP	+ 37 % d'EnR
<i>Huahine</i>		
<i>mise en service d'une serre PV avec stockage</i>	1 500 et 2 000 MF CFP	pourrait atteindre 50% d'EnR
<i>Tuamotu Gambier</i>		
<i>11 sites identifiés afin d'installer des centrales hybrides thermique /PV</i>	2 500 MF CFP	un taux d'EnR variant entre 50% et 70% selon les sites
<b><i>Soit un investissement d'environ 12 milliards de F CFP dans les îles en dehors de Tahiti</i></b>		

Source : programmation pluriannuelle de l'énergie du Pays

Comme l'indique le tableau ci-dessus, un investissement minimum de 60 Mds F CFP doit être réalisé pour atteindre l'objectif de 75 % d'énergies renouvelables à horizon 2030, soit un investissement moyen de 7,5 Mds F CFP par an.

Ce montant représenterait à titre d'information environ 17 % du budget annuel d'Investissement de la Polynésie française.

Le plan pluriannuel 2022-2030 préconise un investissement minimal de 7,5 Mds F CFP par an pour atteindre l'objectif de 75 % du taux de pénétration des énergies renouvelables dans le mix énergétique polynésien.

Or, sur la période 2017 à mi-2022, les moyens budgétaires consacrés au domaine énergétique par le Pays a été évalué, selon les données produites par le SME, à 2,05 Mds F CFP par an, soit seulement 27 % du montant minimal annuel à réaliser au cours des prochaines années.

Une partie importante de ces investissements sera financé par le prix facturé par les concessionnaires et les porteurs de projets privés au consommateur et non par le budget du Pays, ainsi que par le « fonds Macron », financé par l'Etat.

Enfin, comme précédemment évoqué, la PPE intègre des dépenses afférentes aux objectifs fixés en matière de mobilité, alors que le Plan de transition énergétique portait essentiellement sur la production d'électricité. Dans cette perspective, il évalue les investissements nécessaires pour réduire de 25 % la congestion automobile à l'horizon 2030 (1,2 Mds F CFP pour la mise à jour du schéma directeur des transports collectifs, l'amélioration du parc existant...), ce qui pourrait conduire à des investissements plus importants dans ce domaine.

### 2.2.2.3 L'absence de plan de financement de la transition énergétique

Au cours de l'instruction, le service des énergies a présenté une liste de possibilité de financement telles que les conventions avec l'ADEME, le financement par des porteurs de projets privés, le contrat de transformation et de développement Etat/Pays, le « fonds Macron », etc...

L'identification de ces recettes doit être complétée par l'adoption d'un plan de financement permettant d'identifier précisément les recettes que le Pays souhaite consacrer à la transition énergétique, et la part du financement à la charge des consommateurs d'électricité et du Pays.

Contrairement à la métropole, il n'existe pas en Polynésie française de financement dédié et fléché pour les énergies renouvelables, telle que la contribution au service public de l'électricité (CSPE) ou la contribution climat/énergie.

D'après les données de la CRE pour la métropole, en 2016, 39 % de la CSPE était dédiée aux subventions du photovoltaïque, et 17 % à l'éolien.

Ce système permettait notamment de financer le coût de développement des énergies renouvelables.

La sécurisation du financement de la transition énergétique est fréquemment assurée par la création de fonds. C'est dans cette logique et afin de faire contribuer les énergies fossiles à la transition énergétique que le Plan de transition énergétique avait prévu la création d'un fonds d'aide destiné au financement de projets liés à la transition énergétique, qui devait être alimenté par des prélèvements sur les flux d'hydrocarbures et d'énergie fossile.

Le SDE a indiqué dans sa réponse qu'aucun financement n'a été créé dans le but de générer un fonds pour le financement de la transition énergétique en Polynésie française. Un accompagnement est effectué par le Pays au travers différentes aides aux particuliers telles que le financement des installations de PV, la défiscalisation, l'aménagement de régime fiscal et douanier (exonération de droit de douane, de TVA, ...).

Si en raison de la conjoncture actuelle (prix des hydrocarbures) et du montant versé par le budget général au FRPH, la création d'un tel fond alimenté par un nouveau prélèvement ne semble pas d'actualité, il n'en demeure pas moins que le Pays doit établir plus précisément les modalités de financements de sa transition énergétique pour l'avenir.

Sur le long terme, le Pays ne peut poursuivre deux objectifs contradictoires : le soutien au développement des énergies renouvelables et le soutien aux hydrocarbures. La contribution du budget général du Pays au FRPH, de 9 Mds F CFP, en 2022, qui permet d'amortir la hausse du coût des hydrocarbures, est supérieur au montant du « fonds Macron » (7 Mds F CFP) prévu par l'Etat.

### **2.2.3 Conclusion sur le financement de la politique énergie**

Le précédent rapport de la juridiction recommandait de chiffrer et d'établir le coût et le financement de la transition énergétique.

La Chambre prend note des progrès réalisés par le Pays en matière d'évaluation du montant des investissements à réaliser. Ce progrès est en partie lié à la nécessité de présenter des investissements à prendre en charge par le « fonds Macron ». Ces perspectives prennent également en compte les investissements à réaliser sur le réseau de distribution de l'électricité.

Deux axes d'amélioration demeurent.

D'une part, la nécessité de valider et d'intégrer aux perspectives les investissements à réaliser sur les centrales de production thermiques, ainsi que sur les ouvrages d'hydroélectricité. Le financement des nouveaux projets pour la transition énergétique ne doit pas conduire à retarder la validation des investissements sur les installations de production existantes. Si ces projets sont pris en charge par les concessionnaires et les porteurs de projet privés, il n'en demeure pas moins que leur prise en compte dans la PPE permettra de mieux comparer les engagements respectifs du budget du Pays et des concessionnaires (et donc en partie des consommateurs) pour la transition énergétique.

D'autre part, la nécessité de mieux préciser les sources de financement des investissements projetés. Pour la transition énergétique, cela permettra de mieux indiquer les parts respectives financées par chaque acteur : l'Etat, le budget du Pays, le consommateur, les concessionnaires, les communes, etc...

Le volet recettes de cette PPE sera l'occasion d'étudier les modalités de contribution des énergies fossiles au financement de la transition énergétique. Si le soutien au pouvoir d'achat en période de crise a conduit le Pays à ne pas répercuter complètement l'augmentation du coût des hydrocarbures sur le prix de l'essence et de l'électricité, cette déconnexion n'est pas soutenable sur le long terme, que ce soit pour les finances publiques ou pour l'atteinte des objectifs de transition énergétique, car il est contradictoire avec les objectifs ambitieux que s'est fixé le Pays.

Pour les acteurs économiques et les ménages, le prix constitue un facteur essentiel pour la modification des comportements (le signal prix). Le maintien des hydrocarbures et de l'électricité à un prix déconnecté du marché ne constitue pas une incitation aux modifications des comportements et aux économies d'énergie. Il est par ailleurs contraire au principe pollueur/payeur, rappelé par le Code de l'environnement Polynésien.

Pour le financement de la transition énergétique, il serait vertueux que les énergies fossiles (les hydrocarbures) soient mises à contribution, comme cela avait été envisagé par le Pays en 2015.<sup>50</sup>

La Chambre recommande donc la mise en place dès 2023 d'un plan de financement de la transition énergétique. Il s'agit de compléter la programmation pluriannuelle de l'énergie par un volet consacré aux recettes.

La Chambre recommande donc également d'étudier la mise à contribution des hydrocarbures au financement de la transition énergétique.

**Recommandation n° 2.** : Compléter, dès 2023, la programmation pluriannuelle de l'énergie par une identification précise des recettes envisagées.

**Recommandation n° 3.** : Etudier, dès 2023, la mise à contribution des hydrocarbures au financement de la transition énergétique.

La Chambre regrette l'absence de réponse du Pays concernant la mise en œuvre de ces deux recommandations et met en garde contre une forme d'attentisme s'agissant des décisions à prendre pour assurer le financement de la transition énergétique.

---

<sup>50</sup> En application du principe pollueur/payeur, de nombreux Pays ont mis en place des taxes dites « pigouviennes », type écotaxe, taxe carbone appliqués à des produits ou activités qui génèrent une pollution, le produit de cette taxe étant parfois affecté à un budget spécifique pour remédier aux effets négatifs.

### 3 LES MOYENS HUMAINS CONSACRES A LA POLITIQUE ENERGIE

Au sens large, la politique énergie telle que définie dans le présent rapport implique différents services et directions de la collectivité de Polynésie française :

- la direction générale des affaires économique ( DGAE), qui comme précédemment évoqué est notamment compétente pour les propositions de fixation du prix des hydrocarbures, ou la gestion des fonds FRPH, FFPH ;
- la direction des transports, qui définit et met en œuvre la politique de mobilités qui a une incidence majeure sur la consommation d'énergie ;
- le service des énergies, qui fera l'objet des développements ci-dessous compte tenu de ses larges compétences dans le domaine de l'énergie.

#### 3.1 Alors que le Pays s'est doté d'objectifs ambitieux, le service des Energies est insuffisamment attractif

Le service des énergies (SDE) a été créé par délibération du 10 septembre 1982 modifiée par arrêtés du 28 juin 2013, du 7 février 2019 et du 18 octobre 2019.

L'arrêté n° 2313 CM du 18 octobre 2019 modifié, fixe les règles d'organisation et de fonctionnement du SDE.

Le SDE dispose d'une compétence générale en matière de ressources énergétiques, de production, de transport, de distribution et de consommation d'énergie. Il est le service référent dans le domaine de l'énergie. Il pilote et met en œuvre les orientations déterminées par le gouvernement polynésien, notamment dans le cadre de l'autonomie énergétique et de suivi des délégations de service public dont la concession qui lie le Pays et EDT Engie.

Le SDE compte aujourd'hui 19 postes budgétaires contre 13 en 2017.

Le renforcement des moyens humains, constaté sur la période, répond donc à la recommandation n° 2 du précédent rapport de la Chambre consacré à la politique de l'énergie demandant au Pays de « *renforcer le service des Energies en moyens humains et juridiques, notamment en lui attribuant un droit de communication* ». Une autre recommandation portait sur la mise en place du droit de communication, effectivement intégré dans les missions du service pour assurer le suivi des délégations de service public.<sup>51</sup>

---

<sup>51</sup> L'arrêté du 18 octobre 2019, alinéas 5 et 6, précise que le SDE « *assure le suivi des délégations de service public intervenant dans le secteur des énergies, conseille et assiste les organismes publics concernés par ce secteur dans la réalisation et la coordination de leurs missions.*

*A ce titre, il peut se faire communiquer, sur simple demande, toutes données permettant de faciliter ses missions. »*

La recommandation de renforcement du service était liée à la nécessité d'une montée en puissance du service de l'énergie en matière d'expertise, à la fois pour le contrôle de la concession passé entre le Pays et EDT/ENGIE et pour l'accompagnement des communes d'autre part.

Sur la période examinée, le SDE a mobilisé sur d'autres projets, notamment la gestion du service public de l'électricité de Makemo, le suivi des travaux du SWAC du CHPF, le dossier du lancement de l'appel à projets pour la construction de fermes solaires et l'instruction du projet hydroélectrique Côte 95 de la société Marama Nui.

Parmi les 15 agents présents au 1<sup>er</sup> juillet 2022, hormis le chef de service, 10 agents ont plus de 3 ans d'ancienneté dans le service (66 %) et le reste ont moins d'un an.

Le chef du service des énergies a indiqué que les agents titulaires ne représentent que 37 % des effectifs en raison notamment des difficultés de recrutement de compétences techniques spécifiques.

Alors que les effectifs du SDE sont fortement sollicités, le régime indemnitaire du service, quasi inexistant, est peu attractif comparativement à d'autres fonctions au sein de la collectivité. Le Pays a ainsi précisé en réponse aux observations provisoires qu'à l'exception des agents travaillant sur le dossier de Makemo, aucun agent du SDE ne dispose de prime ou indemnité à ce jour.

Le SDE subit également, pour ses recrutements, la concurrence des opérateurs privés du domaine de l'énergie et des services de l'Etat. Le chef du SDE a ainsi mentionné le départ d'un agent de catégorie A de son service vers un poste de catégorie C au sein des services de l'Etat.

Malgré l'augmentation du nombre d'effectifs et un gain de compétences en interne, pour effectuer l'ensemble de ses missions, le SDE externalise certaines de ses missions en l'absence et/ou en l'insuffisance de compétences internes notamment en matière d'audits financiers dans le cadre du contrôle des délégations des services publics. L'exercice de cette mission de contrôle des comptes des délégataires par des prestataires est une des recommandations de la Chambre dans son dernier rapport. Le chef du SDE a confirmé son souhait de maintenir cette prestation par des cabinets privés pour garantir la légitimité des observations effectuées dans un domaine très technique, accentué non seulement par manque de ressources internes mais également par la difficulté d'obtenir des informations financières notamment auprès du groupe EDT/Engie.



Un agent du SDE a pour mission d'analyser ces rapports afin de mettre en place les dispositions pour répondre aux observations issues des constats relevés par les experts.<sup>52</sup>

Le coût cumulé de ces prestations d'audits financiers est de 59,7 MF CFP concernant l'ensemble des audits des comptes 2015 à 2018.

Bien que la recommandation de la Chambre relative au renforcement des moyens humains ait été prise en compte, cet effort reste fragile car il faut assurer la pérennité des agents en poste afin de préserver les compétences acquises.

En conclusion, si le service a été renforcé au sens où des emplois budgétaires ont été effectivement ouverts, le service des énergies demeure confronté à un défaut d'attractivité pour pouvoir effectivement certains postes.

Afin que les moyens soient en adéquation avec les objectifs ambitieux que s'est fixé le Pays à travers le Plan de transition énergétique et la Programmation pluriannuelle de l'énergie, la Chambre invite le Pays à renforcer l'attractivité du SDE.

## **3.2 Le rôle du Pays pour l'assistance aux communes pourrait être renforcé**

### **3.2.1 Une compétence atypique : la gestion de l'électricité de Makemo (île principale) par le Pays**

La gestion de l'électricité dans la commune de Makemo est atypique puisqu'elle est assurée par le Pays via le service des énergies depuis 2019. Pour les autres atolls composant la commune de Makemo (Katiu, Taenga, Raroia et Takume), cette compétence est assurée en régie par la commune.

---

<sup>52</sup> L'audit de la comptabilité des rapports du délégataire de la distribution d'énergie électrique de Tahiti Nord et des 17 îles des exercices 2018 à 2020 ainsi que celui de l'aménagement et l'exploitation de 6 concessions de forces hydrauliques sur l'île de Tahiti par Marama Nui pour les exercices 2017 à 2020 ne sont toujours pas livrés par le cabinet d'audit en raison de difficultés rencontrés pour obtenir certains documents. Le point d'achoppement principal entre le délégataire et l'auditeur porte sur la présentation des comptes qui selon le délégataire doit respecter les formes et principes imposés par l'arrêté du 17 décembre 2015 alors que, toujours selon le délégataire, l'auditeur choisi par le Pays réclame des données reposant sur des méthodes « *qui n'ont plus cours* ». En effet, le délégataire justifie son refus d'accéder totalement à la demande de l'auditeur au motif que « *la demande relative aux amortissements en mode PCG est sans rapport avec les comptes des délégations, dont les charges calculées sont établies selon le référentiel des charges calculées économiques, lequel n'utilise pas la technique des amortissements techniques.* » Il en est de même pour les amortissements de caducité et les provisions pour renouvellement. Cette situation de blocage et de dialogue de sourd seraient les conséquences d'une adaptation des règles comptables génériques au contexte local qui porte à interprétation, et qui une fois de plus, risque de se régler devant une juridiction administrative.

Le SDE a également récupéré les deux agents en fonction au moment de la reprise des activités par le Pays. Une dépense annuelle de l'ordre de 30 à 35 MF CFP est consacrée à l'achat d'hydrocarbures nécessaires au fonctionnement de la centrale électrique. De plus, un programme d'investissement ventilé en quatre autorisations de programme d'un montant total de 165 MF CFP vise essentiellement à la mise aux normes des moyens de distribution dont notamment une opération récente de remplacement des coffrets électriques attribué par marché en avril 2020. Le pays a mandaté (courant avril 2021) un montant cumulé de 21,5 MF CFP sur un engagé cumulé de 53, 8 MF CFP pour l'ensemble de ces opérations.

En conséquence, alors qu'administrativement, il s'agit d'une seule commune, la gestion du service de l'électricité ne dispose pas des mêmes compétences. En effet, l'île de Makemo dispose des techniciens du Pays alors que les autres atolls ne peuvent compter que sur les compétences internes de la commune.

Le contexte règlementaire ayant évolué avec la mise en place de la contribution de solidarité sur l'électricité, et alors que dans son rapport 2021 relatif à la gestion de la commune de Makemo, la Chambre recommandait d'étudier ensemble l'hypothèse de la mise en place d'un groupement d'achat afin de lancer une délégation commune du service public de l'électricité couvrant l'ensemble des atolls de Makemo, le Pays vient de lancer une consultation<sup>53</sup> en vue de l'établissement d'une délégation de service public concernant uniquement la gestion de l'île principale sans les atolls associés.

La Chambre regrette à nouveau une occasion manquée d'uniformiser une gestion au sein d'une même commune permettant par la même occasion d'apporter une assistance globale à une petite commune isolée qui ne dispose pas de compétences suffisantes compte tenu non seulement de sa taille mais également de son contexte géographique.

### **3.2.2 La compétence des communes et l'émergence de regroupements de communes pour l'exercice de la compétence électricité**

- La compétence de principe du Pays en matière de production et de distribution d'électricité

La Polynésie française est une collectivité d'outre-mer dont l'autonomie est régie par la loi organique n° 2004-192 du 27 février 2004 portant statut d'autonomie de la Polynésie française qui lui attribue les compétences de droit commun alors que l'Etat et les communes conservent une compétence d'attribution.

S'agissant de la compétence en matière de production et de distribution de l'électricité, l'article 45 prévoit deux cas de figure. Pour les communes compétentes lors de la promulgation de la loi organique, ces dernières peuvent transférer leur compétence à la Polynésie française. Pour les communes n'exerçant pas cette compétence à la date de la promulgation de la loi organique, ces dernières peuvent demander à la Polynésie française de les autoriser à produire et à distribuer de l'électricité.

---

<sup>53</sup> Annonce n° 13566 parue au JOPF du 18 novembre 2022.

Il semble résulter de ces dispositions que les communes exercent de facto une compétence que le statut attribue par principe au Pays.<sup>54</sup>

Le Pays semble partager cette interprétation du statut dès lors que la PPE indique que « *la Polynésie française est globalement compétente en termes de production et de distribution de l'électricité, sauf sans les situations mentionnées à l'article 45 de la loi précitée* ».

- L'émergence de formes de regroupement de communes pour l'exercice de la compétence électricité

Les réseaux de distribution électriques des communes sont très hétérogènes en termes de taille et de coût de revient de l'électricité.

Il existe une corrélation négative entre la taille du réseau et le coût de revient moyen de l'électricité : de 28 F CFP pour le réseau principal de Tahiti Nord, 33 F CFP pour Tahiti Sud (Secosud), Nuku Hiva, 59 F CFP, et 319 F CFP pour Makatea.

Le regroupement est donc de nature à favoriser la concurrence et les économies d'échelle, la production et la distribution étant étroitement liées.

Les communes « rurales » de Tahiti se sont regroupées dans un syndicat intercommunal « *SECOSUD* », ce qui a conduit à susciter de la concurrence lors du renouvellement de la concession en 2017.

L'exemple paradigmatique de dispersion était celui des îles de Taha'a et Raiatea, qui exploitaient 4 réseaux indépendants, correspondant aux 4 communes, et à deux modes de gestion différents : trois concessions et une régie (Uturoa).

Afin de mettre fin à ce morcellement de la gestion, des communes des Iles sous le vent se sont regroupées dans une société publique locale. En décembre 2021, 4 communes des îles sous le vent (Huahine, Taha'a, Taputapuatea, Tumaraa) se sont associées pour créer la société publique locale (SPL) nommée « *TE UIRA API NO RAROMATAI* ». Cette société est administrée par 9 membres des conseils municipaux des 4 communes.

---

<sup>54</sup> L'article 45 de la LO du 27 février 2004 modifiée dispose que « *I -La Polynésie française peut, sur demande des conseil 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, à 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. ».*

Cette démarche fait suite à la volonté commune des élus de partager et mutualiser les tâches techniques et administratives en vue de l'optimisation de la gestion, de la production et de la distribution de l'électricité dans chacune de ces communes.

Depuis le 1<sup>er</sup> avril 2022, les réseaux électriques de Huahine, Taha'a, Taputapuatea et Tumaraa sont directement exploités par cette SPL.

Un projet de regroupement est en cours dans l'archipel des Marquises. Les 6 communes des Marquises (Nuku Hiva, Ua Pou, Ua Huka, Hiva Oa, Tahuata, Fatu Hiva) étudient la faisabilité d'un regroupement via la communauté de communes des îles Marquises (CODIM) : une délégation de service public est prévue d'être lancée d'ici 2024 pour attribuer l'exploitation de toutes les îles à un opérateur.

En revanche, le syndicat mixte à vocation multiple des Tuamotu-Gambier a refusé la prise de compétence énergie.

Les exemples de regroupement anciens ou plus récents ont été pris au niveau des communes désireuses de se regrouper.

Cette nécessité de regroupement ressort également du Livre blanc des premières assises de l'Énergie (2022) organisées par le Ministère de l'économie et de l'énergie.

Le Pays dispose de plusieurs leviers pour inciter à ces regroupements, précisés ci-dessous.

Les conventions mentionnées à l'article 55 de la loi organique qui permettent notamment aux communes et à leurs groupements de confier à la Polynésie française la réalisation de projets d'équipements collectifs. Afin de rendre cette disposition plus effective, le précédent rapport de la CTC recommandait de « *simplifier la gestion de la compétence en matière d'électricité par la mise en œuvre effective de l'article 55 de la loi organique qui autorise les mutualisations par convention* ». Une loi du Pays fixant les principes généraux de mise en œuvre de l'article 55 de la loi organique modifiée n°2004-192 du 27 février 2004 portant statut d'autonomie de la Polynésie française a été récemment adoptée (LP n° 2023-2 du 17 janvier 2023).

L'Autorité polynésienne de la concurrence invitait le Pays à mettre en place des incitations au regroupement des communes pour l'exercice de cette compétence. Ces incitations pourraient prendre la forme d'une majoration de la compensation versée par le Pays pour les communes qui font le choix d'une gestion mutualisée de la compétence en matière de gestion des réseaux d'électricité, ou via la mise en place de dotations du Pays aux intercommunalités assurant l'exercice de cette compétence.

La Chambre invite le Pays à mettre en place, dès 2023, des mécanismes d'incitation financières pour les communes qui font le choix de se regrouper pour l'exercice de leur compétence.

Ces regroupements sont également de nature à faciliter le suivi et le contrôle des concessions, par exemple au niveau intercommunal, ce qui permet une meilleure répartition de cette tâche avec le service des énergies, aux moyens limités.

### 3.2.3 Un rôle d'assistance à renforcer dans le contexte de mise en œuvre du dispositif de solidarité

Au-delà du cas atypique de la commune de Makemo, l'intervention du SDE auprès des communes s'est matérialisée principalement de trois façons au cours de la période de contrôle.

Le SDE est intervenu en premier lieu dans le cadre du renouvellement des délégations de service public arrivant à terme. Certaines communes ont par ailleurs transmis leur projet de contrat de délégation de service public pour avis<sup>55</sup>.

La deuxième forme d'intervention a trait à quelques demandes relatives au bénéfice du régime fiscal privilégié du gazole destiné à la production électrique (cinq demandes instruites entre 2017 et 2019). Il s'agit donc d'une intervention à la marge sur les compétences communales.

La troisième modalité d'intervention, plus récente, porte sur la mise en place de la Contribution de Solidarité sur l'Electricité (CSE), le dispositif de solidarité dans le domaine de l'électricité. Cette contribution a été instaurée par la loi du Pays du 28 janvier 2021.

Ces interventions appellent les observations suivantes.

- *Pour le suivi et le contrôle des concessions de service public*

De nombreuses communes titulaires de concessions d'électricité avec EDT/ENGIE ont récemment fait réaliser des audits à l'approche de l'expiration des contrats. Le SDE a parfois assisté les communes pour la rédaction du cahier des charges de ces audits et la sélection des consultants.

Le SDE recommande aux communes de se faire assister par un cabinet d'études lorsque la technicité du sujet les dépasse. Ce type d'études ponctuelles, s'il est utile, ne remplace pas un accompagnement plus global. Il ne garantit pas une montée en compétence des services communaux sur le long terme.

Les communes ne disposent parfois pas de compétences internes pour mettre en œuvre l'ensemble des préconisations ainsi que le suivi compte tenu de la technicité du sujet, notamment pour les communes des îles éloignées.

Le SDE les oriente vers les services du Haut-commissariat pour une demande d'assistance technique et juridique. Cependant, aucune demande n'aurait été présentée par les communes auprès des services de l'Etat (ADEME et DIP).

---

<sup>55</sup> En particulier, afin de respecter les dispositions règlementaires de la loi du Pays du 30 octobre 2018, les communes ayant une concession de délégation de service public avec EDT avaient sollicité l'assistance du SDE notamment sur la validation du programme de renouvellement et les provisions comptabilisées de la concession ainsi que dans le cadre du renouvellement de la concession. Si le SDE assure le suivi de l'ensemble des concessions EDT au travers des audits réalisés par les auditeurs externes, hormis des conseils sur des points précis sans se prononcer sur l'opportunité d'une solution, il n'est pas en mesure d'accompagner individuellement chaque commune par manque de moyens humains et financiers.

L'audit des concessions, au demeurant en partie externalisé, n'est pas suffisant pour s'assurer que la compétence énergie soit exercée correctement par les communes. Ces expertises ponctuelles nécessitent une appropriation par les services.

La Chambre regrette que le Pays ne formalise pas auprès de certaines communes le transfert de l'expertise acquise en matière de contrôle des concessions d'électricité passées avec EDT/ENGIE. Si le Pays a précisé que le transfert de compétences aux communes sur ce sujet repose sur les postes de conseillers en énergie partagée, ces postes ne sont pas déployés dans l'ensemble des communes et l'intervention de ces conseillers en énergie partagé pourrait être complétée par celle du SDE qui a la pratique du contrôle des concessions.

Le plan de transition énergétique de 2015 prévoyait la réalisation d'un audit de fonctionnement des régies communales afin de formaliser des préconisations juridiques, techniques et économiques. Cet audit, qui devait donner lieu à un compte-rendu à chaque commune n'a pas été réalisé. Si des audits ont été menés dans le cadre de projets d'installations des centrales hybrides, ces derniers ne concernent que quelques communes de l'archipel des Tuamotu. Ces audits ne portent que sur les aspects techniques et ne s'attachent pas aux autres aspects du fonctionnement des services communaux chargés de l'électricité.

Le Pays a expliqué cette absence par deux éléments : d'une part, des situations très disparates, la faiblesse des données disponibles et, d'autre part, un manque de ressource du service des énergies.

C'est dans cet optique que les communes sont appelées à se regrouper et à disposer ainsi de conseillers en énergie partagé qui ont été déployés depuis quelques années au sein d'intercommunalités (CODIM, SIVMTG, et SECOSUD) afin de pallier le manque de compétences spécifiques dans le domaine de l'énergie.

Si le Pays a confirmé que ces conseillers en énergie partagé étaient les interlocuteurs privilégiés du service des Energies et pour l'ensemble des problématiques liées à l'énergie, la Chambre observe cependant que la fiche de poste type des conseillers en énergie partagé<sup>56</sup> telle que présentée par l'ADEME ne porte que sur les économies d'énergie. Même si les fiches de poste des conseillers en énergie partagé recrutés en Polynésie française prévoient de très larges missions pour ces postes<sup>57</sup>, l'appui de ces conseillers est en principe ciblé et ne s'étend pas à l'ensemble des compétences en matière de production et de distribution de l'électricité.

La Chambre regrette que les audits de fonctionnement des régies communales prévus par le Plan de transition énergétique n'aient pas été réalisés, car ils auraient permis au Pays de mieux évaluer les besoins des communes. Ils auraient pu constituer un état des lieux utile afin de définir un accompagnement plus global à destination des communes.

---

<sup>56</sup> Conseil en Energie Partagé – Ademe

<sup>57</sup> A titre d'exemple, la fiche de poste du CEP de la Communauté des Iles Marquises comprend, en plus des actions en matière d'économies d'énergies (définition d'une stratégie de maîtrise de l'énergie, sensibilisation et formation à la maîtrise de l'énergie), un accompagnement des communes dans leur projet de développement des énergies renouvelables et un accompagnement des communes dans la gestion de leur service public de l'électricité.

- *Pour la mise en œuvre du dispositif de péréquation*

Le dispositif de solidarité dans le domaine de l'électricité<sup>58</sup> est entré en application le 1<sup>er</sup> janvier 2022. Ce dispositif a vocation à réajuster et harmoniser les tarifs de l'électricité sur l'ensemble de la Polynésie française par la compensation des écarts de coûts de production de l'électricité entre les îles, rendant ainsi plus équitable l'accès des usagers au service public de l'électricité en appliquant un prix de référence de l'électricité défini par le Pays. Le prix de référence est réévalué chaque année en fonction de la valeur du coût du gazole destiné à la production électrique.

La contribution de solidarité (CSE) est collectée auprès de tous les usagers par tous les gestionnaires de réseau et versée au fonds de solidarité.

Le montant annuel du fonds est d'environ 4 Mds F CFP sur la base de 6,30 F CFP/kwh consommé.

Pour bénéficier du fonds de péréquation les gestionnaires de réseaux doivent adhérer par convention, mettre à jour et adopter par délibération leur grille tarifaire.

S'il est trop tôt pour établir un bilan global de ce dispositif, sa conception même et les premiers retours sur sa mise en œuvre appellent les observations suivantes.

Les conventions type signées entre le Pays et les communes comportent de nombreuses obligations de transmission d'information à destination du Pays (service des Energies). Ces informations peuvent potentiellement<sup>59</sup> lui permettre d'apprécier « *la gestion efficiente du service public de l'électricité* ». Interrogé sur les moyens qu'il compte dédier à l'analyse des informations transmises par les communes, le SDE a précisé que son intervention se limitera dans un premier temps à collecter les documents. S'ils sont analysés, les documents transmis au service des Energies permettront de mieux apprécier la gestion des services communaux. C'était d'ailleurs l'objet des audits de fonctionnement des régies communales, prévus par le Plan de transition énergétique et qui n'ont pas été réalisées. L'appréciation de l'efficience ou la seule analyse des documents par les communes nécessitera donc que le service de Energies dédie des moyens suffisants à cette mission. A défaut, cette possibilité d'appréciation de l'efficience du service risque de demeurer théorique.

Pour les communes, la transmission d'informations fiables n'est pas évidente compte tenu de la nécessité de mettre à jour le parc de compteurs, de s'assurer de leur fonctionnement, de mettre en place des outils fiables de suivi de distribution et de facturation de l'électricité.<sup>60</sup>

---

<sup>58</sup> LP n° 2021-5 du 28 janvier 2021.

<sup>59</sup> La rédaction de la loi du Pays ne va pas jusqu'à imposer pas une telle appréciation : « *Le service en charge de l'énergie peut solliciter du gestionnaire de réseau public de distribution d'électricité tout élément technique ou financier justifiant de la gestion efficiente du service public* » (article LP 7 de la loi du Pays n°2021-5 du 28 janvier 2021 relative à l'institution d'un dispositif de solidarité dans le domaine de l'électricité).

<sup>60</sup> Constat notamment réalisé par le plan pluriannuel de l'énergie concernant l'archipel des Tuamotu-Gambier.

Par ailleurs, l'appréciation éventuelle de l'efficacité de la gestion du service n'emporte pas de conséquences sur le versement de la compensation ou son montant, en l'absence de clauses de type bonus/malus dans le dispositif. Elle n'est pas corrélée à une éventuelle possibilité de moduler le montant de la compensation versé à la commune. La seule sanction prévue par la loi du Pays, la suspension du versement n'est prévue que pour le motif d'absence de transmission des documents aux Pays, sans lien avec l'appréciation de l'efficacité de la gestion du service.

Le service des énergies a toutefois fait valoir qu'il existe déjà une double modulation dans le dispositif actuel (ajustement en fonction de la quantité réellement facturée et des paiements) et qu'il apparaissait difficile de moduler davantage la compensation sans empiéter sur la compétence communale.

De même, la possibilité laissée aux communes de majorer le tarif de l'électricité jusqu'à 20 % ne comporte pas de contrepartie, notamment en matière d'investissements, d'objectifs de transition énergétique ou d'efficacité du service.

En conclusion, la Chambre invite le Pays, dans le cadre du bilan de la mise en œuvre de ce dispositif, à étudier les modalités de révision du dispositif compatible avec la libre administration des communes, afin de le rendre plus incitatif en fonction de critères à définir. Le bilan devra également porter sur les biais du calcul de la compensation qui semble parfois inadapté aux caractéristiques de certaines communes.

- *Pour le rapatriement des déchets issus des énergies renouvelables*

La compétence relative aux déchets émanant de la direction de l'environnement du Pays et des communes, des discussions ont eu lieu pour aborder ce sujet.

Compte tenu des faibles volumes, il n'existe pas encore de filière consolidée en Polynésie française assurant la gestion des déchets issus des énergies renouvelables. Avec l'essor de celles-ci et la probable augmentation du parc de véhicules électriques, l'émergence d'une filière devrait plus facilement voir le jour. Selon le Pays, les propriétaires ou installateurs de panneaux solaires photovoltaïques prennent en charge eux-mêmes le retraitement des matériaux en fin de vie, qui sont expédiés vers l'Europe principalement. Pour autant, le syndicat de traitement des déchets Fenua Ma a indiqué que s'agissant des demandes particulières émanant des prestataires évoluant dans le domaine des énergies renouvelables, il était peu sollicité dans le traitement de ces déchets hors de la partie liée aux équipements électriques et électroniques (DEEE). Si des demandes de devis lui sont adressées pour ce traitement, elles ne sont pas transformées en acte. Seule une société est identifiée dans ses fichiers pour des dépôts de batteries auprès de Fenua Ma.



A ce stade, l'action du Pays a porté sur des aspects règlementaires afin de s'assurer de la couverture du coût de démantèlement et de la remise en état des sites dans le cadre des appels à projet photovoltaïque<sup>61</sup>, ou dans le cadre des autorisations déclarations d'exploiter<sup>62</sup>.

Afin de compléter ce travail règlementaire et compte tenu des difficultés que connaissent déjà les communes pour rapatrier leurs déchets recyclables à Tahiti, la Chambre invite le Pays à anticiper puis à organiser le rapatriement des déchets liés aux énergies renouvelables des îles.

### 3.2.4 Conclusion sur l'appui des communes

Le renforcement des moyens du SDE au cours de ces dernières années, tel que recommandé par la CTC a été essentiellement affecté à l'intense travail règlementaire (Code de l'énergies, mise en œuvre du dispositif de péréquation, appels à projets photovoltaïque sur la presqu'île) plutôt qu'à l'assistance aux communes.

Les statuts de la société d'économie mixte assurant le transport de l'électricité pour l'île de Tahiti (SEM TEP) ont été modifiés en 2021 afin d'intégrer dans ses missions « *la réalisation d'études au profit de la Polynésie française, ou d'autres personnes publiques dans le domaine de l'énergie électrique tendant à l'accomplissement des objectifs de politique publique prévus par la Polynésie française.* ».

Si à ce jour la TEP n'a réalisé que quelques études en application de cette nouvelle disposition des statuts, la Chambre s'étonne de cette nouvelle compétence d'accompagnement général confié à une SEM du Pays dont l'objet social porte essentiellement sur le transport d'électricité, ce qui ne constitue qu'un segment très spécifique de la compétence électricité.

Le procès-verbal de l'Assemblée générale de la TEP au cours duquel cette modification statutaire a été présentée semble indiquer que cette nouvelle mission d'études a été surtout conçue pour assister les communes.<sup>63</sup>

---

<sup>61</sup> Dans le cadre de l'appel à projets pour l'installation et l'exploitation de fermes solaires photovoltaïques avec stockage, le cahier des charges prévoyait explicitement que le lauréat transmette au SDE, dans un délai de 4 mois suivant la date de publication au JOPF de son arrêté d'autorisation d'exploiter, un document attestant la constitution d'une garantie financière permettant de couvrir les coûts de démantèlement et de remise en état du site après exploitation. Cette garantie au bénéfice de la Polynésie doit couvrir toute la durée d'exploitation.

<sup>62</sup> Au travers des annexes 1 et 2 de l'arrêté n° 323/CM du 17 mars 2021 (voir PJ), qui encadre le fonctionnement de la commission de l'énergie et des autorisations/déclarations d'exploiter des installations de production ou de stockage d'énergie électrique, chaque projet est questionné sur les aspects liés au démantèlement et au recyclage des installations projetées.

<sup>63</sup> Extrait du Procès-verbal de l'Assemblée générale ordinaire de la TEP du 25 octobre 2021 :  
 « M. Hervé DUBOST-MARTIN (PDG de la SEM) propose aux actionnaires une modification de la résolution et précisément, qu'il soit prévu au tiret 3 de l'article 2, la possibilité pour la TEP de réaliser des études au profit d'autres personnes publiques que la Polynésie française. M. Yvonnick RAFFIN demande s'il s'agit d'élargir éventuellement le champ d'intervention aux communes. M. Hervé DUBOST-MARTIN répond par l'affirmative, en précisant que même si cela n'est pas d'une actualité immédiate, cette modification statutaire est l'occasion de la prévoir pour l'avenir ».

La TEP ne considère pas pour autant qu'une «compétence d'accompagnement général» lui aurait été attribuée à l'égard des communes. Compte-tenu de son expertise reconnue dans divers domaines, elle a seulement souhaité pouvoir répondre à des demandes d'assistance ponctuelles qui lui seraient adressées, et ses administrateurs et actionnaires ont ouvert en ce sens son objet social. À ce jour, aucune commune n'a d'ailleurs sollicité TEP directement, mais seulement une SPL (Raromatai) et un EPIC (Moorea), en charge du service public électrique depuis peu pour les communes concernées.

La Chambre prend note de la volonté de la TEP de ne répondre qu'à des demandes d'assistance ponctuelles.

Elle invite le Pays en tant qu'actionnaire de la SEM à ne pas utiliser cette clause comme un moyen de pallier la faible intervention du SDE à l'égard des communes.

L'insuffisance des capacités techniques et des ressources humaines du Pays et des communes pour répondre aux enjeux de la transition énergétique constitue l'un des constats du livre blanc des premières assises de la transition énergétique organisées en mai 2022.

Les objectifs ambitieux de transition énergétique fixés par le Pays auront nécessairement des conséquences sur l'activité et le fonctionnement des régies communales chargées de l'énergie. Pour certaines d'entre elles, cela se traduira par la mise en place d'équipements innovants (les centrales hybrides) nécessitant un renforcement de l'expertise et une vigilance pour assurer une maintenance de qualité.

La mise en œuvre de la péréquation permettra par ailleurs au Pays de bénéficier de nombreuses informations relatives à l'exercice de la compétence communale, permettant de mieux définir le degré d'assistance nécessaire.

Sans viser une assistance exhaustive à toutes les communes, et alors que des formes de regroupement commencent à émerger à leur initiative, la Chambre recommande au Pays d'étudier dès 2023 le renforcement de son rôle d'assistance aux communes en complémentarité avec l'intervention des intercommunalités.

<p><b>Recommandation n° 4.</b> : Etudier, dès 2023, les modalités de renforcement de l'assistance aux communes en complémentarité avec l'intervention des intercommunalités et autres formes de regroupements (SPL).</p>
--

La Chambre regrette l'absence de réponse du Pays à cette recommandation lors de la phase contradictoire



Les publications de la chambre territoriale des comptes  
de la Polynésie française  
sont disponibles sur le site :  
<https://www.ccomptes.fr/fr/ctc-polynesie-francaise>

**Chambre territoriale des comptes de la Polynésie française**

BP 331 - 98713 PAPEETE TAHITI

Téléphone : 40 50 97 10

Télécopie : 40 50 97 19

[polynesiefrancaise@crtc.ccomptes.fr](mailto:polynesiefrancaise@crtc.ccomptes.fr)