



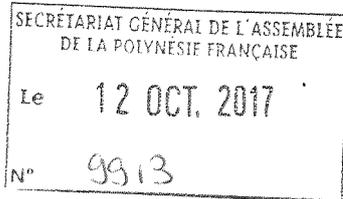
Le Président

N° 7308 / PR

12 OCT. 2017

Papeete, le

à



Monsieur le Président de l'Assemblée de la Polynésie française

Objet : Rapport d'observations définitives de la CTC – Examen de la gestion de la Polynésie française au titre de la politique de l'énergie.

Réf. : Lettre n° 2017-501 du 6 octobre 2017 de la chambre territoriale des comptes de Polynésie française.

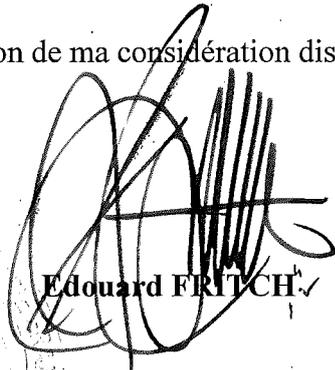
P.J. : Rapport sus-cité.

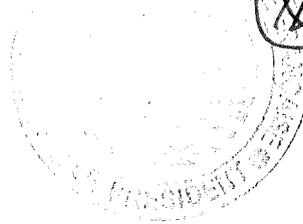
Monsieur le Président,

En application des dispositions de l'article L. 272-48 du code des juridictions financières, j'ai l'honneur de vous transmettre ci-joint aux fins de donner lieu à débat en séance plénière de votre institution, le rapport d'observations définitives de la chambre territoriale des comptes sur l'examen de la gestion de la Polynésie française au titre de la politique de l'énergie.

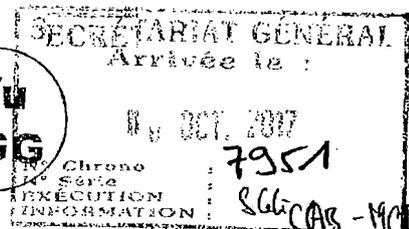
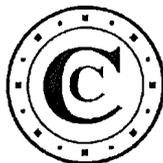
J'attire votre attention sur le fait que ce dossier doit faire l'objet d'une inscription à l'ordre du jour de la plus proche réunion de votre assemblée à compter de la date de réception de la présente lettre.

Je vous prie d'agréer, Monsieur le Président, l'expression de ma considération distinguée.


Edouard FRITCH ✓



Chambre territoriale
des comptes
Polynésie française



Papeete, le 6 octobre 2017

Le président

à

Monsieur Edouard FRITCH
Président de la Polynésie française
BP 2551
98713 PAPEETE

n° 2017-501
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.

Je vous prie de bien vouloir trouver ci-joint le rapport comportant les observations définitives de la Chambre sur la gestion de la collectivité de la Polynésie française au titre de la politique de l'énergie pour les exercices 2007 et suivants 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. Dans cette perspective, le rapport devra être joint à la convocation adressée à chacun de ses membres.

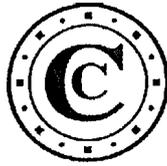
Dès la tenue de cette réunion, ce document pourra être publié et communiqué aux tiers en faisant la demande.

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'à la directrice locale des finances publiques de la Polynésie française.




Jean LACHKAR
Conseiller référendaire
à la Cour des comptes

Chambre territoriale
des comptes
Polynésie française



RAPPORT D'OBSERVATIONS DÉFINITIVES

COLLECTIVITE DE LA POLYNESIE FRANCAISE (POLITIQUE DE L'ENERGIE)

Exercices 2007 et suivants

Le présent document, qui fait l'objet d'une contradiction avec les destinataires concernés,
a été délibéré par la chambre le 3 août 2017.

TABLE DES MATIÈRES

SYNTHÈSE	2
RECOMMANDATIONS.....	4
INTRODUCTION.....	5
1 UNE POLITIQUE A L'EFFICACITE LONGTEMPS DISCUTABLE.....	7
1.1 Un cap stratégique longtemps introuvable.....	7
1.1.1 Une production réglementaire réduite.....	8
1.1.2 Un travail programmatique insuffisant	10
1.2 Une gouvernance perfectible	13
1.2.1 Un pilotage peu performant	14
1.2.2 Des politiques publiques parfois contradictoires	21
1.3 L'accumulation de problèmes non résolus	29
1.3.1 L'indépendance énergétique n'a pas significativement progressé.....	29
1.3.2 La politique énergétique a été sommairement définie	34
2 LES PREMICES D'UNE REFORME ENCORE INABOUTIE	37
2.1 Des options stratégiques novatrices	38
2.1.1 Un système électrique non intégré.....	38
2.1.2 Une réévaluation de la gouvernance publique	40
2.2 Des projets de renforcement du service public de l'électricité.....	43
2.2.1 La transparence des coûts.....	43
2.2.2 L'égalité dans le service public.....	46
2.3 Des compléments indispensables.....	48
2.3.1 La clarification de questions encore sans réponse	48
2.3.2 L'amélioration de l'efficacité des politiques d'accompagnement	50
3 DES CHANGEMENTS A CONSOLIDER.....	55
3.1 L'adoption d'un nouveau cadre normatif n'est pas acquise	55
3.1.1 Les questions fondamentales ne sont pas tranchées.....	56
3.1.2 La révision des relations contractuelles n'est pas suffisamment préparée.....	58
3.2 L'horizon de la nouvelle donne est incertain.....	61
3.2.1 Des opportunités techniques à saisir	61
3.2.2 Le statu quo risque de durer.....	64
3.3 La baisse du prix de l'électricité n'est pas garantie	67
3.3.1 Les facteurs spécifiques de cherté n'ont pas disparu	67
3.3.2 Les conditions d'une baisse durable	70
ANNEXES	77

SYNTHÈSE

Le secteur de l'électricité est organisé en 19 concessions, très majoritairement dévolues à EDT-ENGIE, opérateur historique, 19 régies communales et un affermage. Les zones les plus densément peuplées (Tahiti, Moorea) sont desservies par EDT-ENGIE et les îles, essentiellement des Tuamotu, par des régies communales.

Au total, on dénombre environ 90 000 usagers, dont 86 500 sont clients d'EDT-ENGIE.

De 2007 à décembre 2013, la collectivité de la Polynésie française n'est pas parvenue à définir une stratégie alternative à la pause sur l'hydroélectricité décrétée dix ans plus tôt dans le cadre d'une première charte de l'énergie.

Faute de pilotage efficace et d'organisation performante, la politique énergétique a été traduite dans un cadre d'action imprécis et dépourvu de principes directeurs ; celle-ci, au mépris des exigences du service public, a notamment continué à admettre une péréquation discriminant les usagers des exploitations non desservis par EDT-ENGIE.

A défaut, la politique énergétique s'est principalement focalisée sur le niveau élevé du prix de l'électricité sans que des progrès décisifs soient pour autant enregistrés en matière de contrôle comptable de la délégation. L'asymétrie d'information entre le délégataire et le délégant n'a donc pas sensiblement régressé, ce qui a eu pour effet d'aigrir exagérément les relations de la collectivité avec le concessionnaire historique et de creuser les malentendus.

La politique énergétique a, aussi, été victime de l'insuffisante cohérence générale des politiques publiques de la collectivité qui y concourent. Durant cette période, le subventionnement du prix des hydrocarbures et le soutien discontinu au photovoltaïque (PV) ont, par exemple, mal servi l'objectif général de réduction de la dépendance énergétique.

Mais depuis décembre 2013, avec l'adoption de nouveaux principes directeurs, une nouvelle politique énergétique est en cours d'émergence et un plan de transition énergétique (PTE) a été rendu public en novembre 2015. Il constitue depuis la feuille de route du gouvernement.

L'ambition de ce plan est élevée puisqu'il table à l'horizon 2030 sur une rupture avec le système intégré actuel et son remplacement par un système décentralisé et décarboné grâce aux énergies renouvelables.

En parallèle, il prévoit une transformation radicale du rôle du concessionnaire historique alors que celui-ci assure 90% de la production, qu'il est propriétaire de 39% de la société transport d'électricité en Polynésie (TEP), et qu'il détient jusqu'en 2030 le quasi-monopole de la distribution.

Au regard de ces fortes ambitions, la réforme, telle qu'elle a été jusqu'ici présentée, paraît cependant encore incomplète.

En l'état, le PTE paraît encore largement inabouti et fragile, faute de clarifications apportées sur le coût de la réforme et sur la mise en cohérence des politiques d'accompagnement, qu'il s'agisse des politiques fiscales ou de maîtrise de la demande d'énergie.

De nombreux blocages subsistent. En tout premier lieu, la modification du cadre normatif n'est pas encore acquise alors que sans elle, le système n'est pas en mesure d'accomplir sa mutation. La fin des contrats en cours, reste indéterminée alors qu'elle conditionne très largement la mise en œuvre de la nouvelle donne.

Indépendamment de toutes ces incertitudes, le contexte général de la réforme énergétique est relativement favorable.

Ainsi, le cycle de vie des groupes électrogènes offre à court terme des opportunités de réduction de la part de la production thermique pour peu que la montée en puissance des énergies renouvelables (EnR) soit prête à prendre le relais. Toutefois les projets de relance de l'hydroélectricité, en particulier le plus prometteur, celui de la Vaiiha, ne progressent que très lentement.

Il est, par ailleurs, à craindre que les dispositions en gestation dans le cadre du PTE n'affectent pas, immédiatement et favorablement, le prix de l'électricité.

Deux ordres de considérations surdéterminent en effet la baisse durable du prix de l'électricité.

L'un est strictement lié à la conjoncture et au contexte, en sorte que des facteurs spécifiques de cherté (géographie, pétro-dépendance) continuent à influencer à la hausse le prix de l'électricité.

L'autre dépend du maintien dans des limites raisonnables des coûts et des marges du concessionnaire, le rendant dès lors strictement dépendant de l'efficacité du contrôle des délégations. Or bien que la dimension du contrôle soit fortement présente dans la nouvelle politique énergétique, son impact est encore trop peu effectif.

Enfin, la baisse de la facture reste aussi largement tributaire du succès de la politique de maîtrise de la demande (MDE), dont l'impact potentiel, encore modeste, a été évalué à environ 20% de la consommation.

Mais quelle que soit l'évolution de ces variables, la baisse durable du prix de l'électricité dépend essentiellement de l'émergence d'un mix énergétique privilégiant les énergies renouvelables et d'un contrôle vigilant des charges des délégations.

Le chemin à parcourir est encore long, la part de la consommation d'énergie dans le PIB reste proportionnellement élevée, au double de la France hexagonale, alors que le territoire de la Polynésie française est dépourvu de tout secteur industriel important.

RECOMMANDATIONS

Recommandation n° 1 : Clarifier et simplifier les tarifs, notamment en établissant les modalités d'un tarif social financé par l'impôt et régulé par les services sociaux.

Recommandation n° 2 : Renforcer le service des énergies (SE) en moyens humains et juridiques, notamment en affirmant leur droit de communication.

Recommandation n° 3 : Pérenniser la méthode du contrôle comptable pluriannuel des comptes de la délégation par des auditeurs externes, prestation finançable par la concession.

Recommandation n° 4 : Chiffrer et établir le coût et le financement de la transition énergétique (2015-2030).

Recommandation n° 5 : Arrêter des dispositions réservant une place et un rôle pérennes aux usagers du service public de l'électricité au sein de commissions réglementaires.

Recommandation n° 6 : Arrêter des dispositions réglementaires concernant les constructions et les rénovations des bâtiments selon les normes HQE.

Recommandation n° 7 : Orienter les interventions publiques vers la rénovation et la construction de bâtiments HQE adaptés au contexte et au climat polynésien.

Recommandation n° 8 : 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 conventions.

Recommandation n° 9 : A l'occasion du renouvellement des concessions, adapter leur durée à l'état des installations.

Recommandation n° 10 : Réaliser en priorité les projets hydroélectriques, dont ceux intéressant la vallée de la Vaiiha.

Recommandation n° 11 : Réviser le taux normatif de pénétration des énergies intermittentes à mesure des avancées technologiques (stockage tampon, etc...).

Recommandation n° 12 : Etablir prioritairement les règles de péréquation fiscale pour l'ensemble des usagers du service.

INTRODUCTION

Depuis 2007 la politique énergétique a fait l'objet de nombreux travaux et rapports. Tous insistent sur la nécessité de développer les énergies renouvelables (EnR) et les économies d'énergie afin de réduire la dépendance de la Polynésie française aux importations de pétrole.

Dix ans auparavant, la collectivité de la Polynésie française avait décrété un moratoire sur le développement de l'hydroélectricité. Il s'est achevé en 2008. Cette politique a inversé le mix énergétique en propulsant la part du thermique à 70% de la production, 20% au-dessus du niveau qu'elle représentait quinze ans plus tôt.

La Polynésie française n'est parvenue qu'en décembre 2013 à réorienter sa politique, en lien avec l'accentuation des préoccupations énergétiques et climatiques exprimées au niveau national et international. Désormais, l'objectif est de parvenir à minima à 50% d'EnR dans le mix énergétique en 2020.

Mais à trois ans du terme, l'objectif est loin d'être atteint.

Toutefois depuis décembre 2013, une nouvelle politique énergétique est en cours d'émergence ; de nouveaux principes directeurs ont été adoptés en décembre 2013 et un plan de transition énergétique (PTE) a été rendu public en novembre 2015. Ce dernier constitue depuis la feuille de route du gouvernement.

Au regard de ces fortes ambitions, la réforme, telle qu'elle a été jusqu'ici présentée, paraît encore incomplète.

Certes, le plan de transition dessine une nouvelle architecture du système électrique, dans laquelle la collectivité est réinstallée en position dominante pour satisfaire au mieux sa double qualité d'autorité décisionnaire en matière de politique énergétique et de collectivité concédante.

Un rôle directeur est assigné à la société de transport d'électricité en Polynésie (SEM TEP), promue gestionnaire du réseau en lieu et place d'EDT-ENGIE. Les aspects monopolistiques du secteur électrique sont, quant à eux, promis à être contrebattus par la volonté gouvernementale de promouvoir la concurrence, et de construire une régulation publique efficace.

Toutefois, la cohérence et le succès du PTE requièrent au moins deux compléments stratégiques : la clarification du coût et du calendrier de la réforme, et la mise en synergie des politiques d'accompagnement, fiscale ou de maîtrise de la demande.

Quoi qu'il en soit, l'adaptation du cadre normatif à la nouvelle donne n'est pas acquise alors que sans elle, le système n'est pas en mesure d'accomplir sa mutation. Le code de l'énergie qui devait y pourvoir dès 2016 est toujours à l'état de projet. De plus, la résiliation des contrats en cours, indispensable à la réforme, reste indéterminée.

En sorte que les novations contenues dans l'avenant 17 du 29 décembre 2015 à la convention de référence (Tahiti nord), qui, selon les signataires, ont vocation à répondre aux imperfections du dispositif antérieur, ont été suspendues jusqu'à la mise au point d'une péréquation généralisée, assise sur une fiscalité à créer.

RAPPORT À FIN D'OBSERVATIONS DÉFINITIVES

En dernier lieu, les dispositions en gestation dans le cadre du PTE ne sont pas de nature à influencer, immédiatement et favorablement, le prix de l'électricité.

La baisse du prix de l'électricité est de fait, limitée par des facteurs spécifiques de cherté, géographique ou liés à la pétro-dépendance, auxquels s'ajoutent les difficultés inhérentes à un contrôle comptable, somme toute, récent. La diminution du prix reste, en définitive, encore fortement dépendante du cycle du pétrole tant que des EnR moins coûteuses ne seront pas en mesure de prendre le relais du thermique.

La gouvernance de la politique énergétique a connu de nombreux changements. Entre 2007 et 2017, la Polynésie française a connu neuf présidences.

Au moment de l'ouverture du contrôle, le président de la Polynésie française était M. Edouard FRITCH. Ses prédécesseurs, MM. Gaston FLOSSE, Oscar TEMARU et Gaston TONG SANG, ont été informés de l'ouverture de l'examen de la gestion par courriers du 28 septembre 2016. M. Nuihau LAUREY en a également été informé au titre de l'article 64-1 de la loi organique.

L'entretien de fin d'instruction prévu par l'article L. 272-61 du code des juridictions financières a eu lieu le 28 mars 2017 avec M. Edouard FRITCH, président en fonction, ainsi que le 15 mars 2017 avec M. Gaston TONG SANG, ancien ordonnateur.

L'entretien de fin d'instruction a également été proposé par lettre en date du 8 mars 2017 à MM. FLOSSE et TEMARU, sans qu'ils ne donnent suite, faute de disponibilité.

Le rapport d'observations provisoires arrêté par la chambre le 31 mars 2017 a été notifié par lettres du 13 avril 2017 au président en fonction ainsi qu'à ses prédécesseurs. Des extraits ont également été notifiés à M. de CHILLAZ, président directeur général du groupe EDT-ENGIE.

M. Edouard FRITCH a adressé une réponse le 17 juillet 2017 et M. de CHILLAZ, le 9 mai 2017.

Les éléments ainsi apportés en contradiction ont été pris en compte par la chambre lors de sa séance du 3 août 2017.

Transmises au Président de la Polynésie française et à ses prédécesseurs par lettre du 21 août 2017, 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.

Le présent rapport s'est concentré sur l'efficacité et l'efficience de la politique énergétique conduite par la collectivité depuis 2007, date de son dernier rapport d'observations.

Dans cette perspective, la politique énergétique est apparue d'une efficacité discutable jusqu'à l'adoption de nouveaux principes directeurs privilégiant les énergies renouvelables et promouvant une nouvelle organisation du système électrique. En 2017, la réforme reste largement inaboutie, et l'effet de baisse sur le prix, encore peu assuré.

1 UNE POLITIQUE A L'EFFICACITE LONGTEMPS DISCUTABLE

En Polynésie française, la politique énergétique est une préoccupation ancienne de la collectivité territoriale. Le but poursuivi par celle-ci est, depuis les premiers temps, de tendre vers l'indépendance énergétique en diminuant le rôle du pétrole dans la production d'électricité.

Cette approche a d'abord été essentiellement dominée par la problématique du coût de l'énergie ainsi que par la nécessité de répondre à la croissance rapide des besoins, au rythme de 4% annuel entre 1990 et 2008. Ainsi, sous l'égide de la charte de l'énergie adoptée en 1998, l'augmentation de la consommation a été couverte pendant dix ans par la croissance de la production thermique tandis qu'un moratoire frappait le développement de l'hydroélectricité.

La politique de l'énergie ne s'est que très récemment enrichie de préoccupations climatiques et environnementales telles que la lutte contre les émissions de gaz à effet de serre et la mutation vers les énergies renouvelables.

D'abord, en 2008, c'est la loi de programme issue du Grenelle de l'Environnement qui a fixé pour les outre-mer, un objectif minimum de 50% d'énergie renouvelable¹ en 2020, et prescrit l'adoption d'un plan-énergie-climat avant 2012. C'est ensuite, dans l'exercice de sa compétence, des communications à l'issue de conseils des ministres et de rares textes réglementaires (délibérations, arrêtés ou lois du pays) qui ont réglementé le domaine énergétique.

Toutefois, aucune des actions de la collectivité ne s'est inscrite avant décembre 2013 dans une politique énergétique globale déterminant les voies et moyens pour atteindre les objectifs du Grenelle.

L'inconsistance du cap stratégique a été à l'origine des résultats décevants obtenus par rapport aux objectifs officiellement poursuivis, malgré la forte diminution des coupures et de l'énergie non distribuée, notamment sur l'île de Tahiti, la plus peuplée.

En 2007, le temps moyen de coupure cumulé sur l'île de Tahiti était d'une heure trente-cinq et de deux heures quinze en 2008 ; il n'était plus que de 3 minutes en 2014 et de quinze minutes en 2016, ce qui équivaut à une réduction par un facteur 9, de 72 MWh à 8 MWh (cf annexe 2).

1.1 Un cap stratégique longtemps introuvable

Entre 2007 et décembre 2013, la politique énergétique n'a reposé sur aucun cap stratégique clair. Pourtant, de nombreux rapports ont été commandés afin d'alimenter la réflexion des décideurs mais force est de constater que peu de décisions en ont résulté.

¹ Article 56 de la loi n°2009-967 du 3 août 2009 de programmation relative à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement.

Durant cette période, la mobilisation contre le prix élevé de l'électricité, aussi justifiée qu'elle ait pu apparaître, a fait fonction de succédané à l'absence de cap stratégique clairement défini par la collectivité depuis 2008².

1.1.1 Une production réglementaire réduite

Les textes concernant le secteur énergétique, excepté les arrêtés tarifaires périodiques et ceux relatifs aux attributions des ministres, étaient en 2007 déjà relativement anciens. Leur mise en concordance avec les problématiques nouvelles s'imposait. Malgré cela, la production réglementaire est restée peu abondante.

De 2007 à 2012, la question énergétique a davantage été l'objet de rapports et d'études qu'elle n'a donné lieu à une modification du cadre réglementaire.

1.1.1.1 De nombreux rapports ont été commandés

Les rapports commandés ont traité les questions les plus variées. Ils ont balayé l'essentiel du domaine ne laissant, semble-t-il, dans l'ombre que le volet fiscal des politiques de l'énergie.

Toutefois, jusqu'en 2012 aucun rapport d'expert n'a traité du système électrique dans sa globalité.

Les principales commandes ont concerné pour l'essentiel :

- deux documents de programmation des investissements en 2009, le programme pluriannuel des investissements de production électrique (PPI) puis un document moins global en 2012, le schéma directeur des énergies renouvelables ;
- un plan climat stratégique en 2012, conformément à l'engagement du Grenelle, axé sur la lutte contre les changements climatiques a été commandé, sa déclinaison opérationnelle n'interviendra qu'en 2015.

Il a fallu attendre 2012 pour qu'un rapport soit demandé à la commission de régulation de l'énergie (CRE) sur l'évolution institutionnelle et l'organisation du système permettant le développement de la concurrence, et 2015, sur l'adaptation de la formule tarifaire de la délégation de service public (DSP) distribution et les structures envisageables pour assurer les missions d'une autorité administrative indépendante (AAI) dans le secteur de l'énergie.

De nombreux rapports et études ont, tour à tour, été commandés par deux services du pays⁴, intéressés par les questions énergétiques. Ces études avaient pour but de fournir un argumentaire à la collectivité pour la refonte du système électrique.

Une première série d'audits a concerné le cabinet Horwath en octobre 2012 et le cabinet AEC en juin 2013, puis, en novembre 2013, les cabinets SP 2000 et IED, pour l'accompagnement de la collectivité dans les négociations avec EDT-ENGIE.

² La charte de l'énergie de 1998 est devenue caduque en 2008.

³ Aucun des deux documents n'a donné lieu à une délibération de l'APF.

⁴ Service des mines et service des finances.

En mars 2014, SP 2000 a été à nouveau sollicité sur une mission similaire à la première réalisée en 2013. Mais, à la différence des missions précédentes, ce rapport n'a pas eu de conclusions, seule une version provisoire a été rédigée, et le rapport final n'a jamais été remis. En juillet 2015, le vice-président en charge des énergies a indiqué⁵ que ces travaux ont débutés en mars 2014 et qu'ils ont été interrompus en raison de « leur état d'avancement très insuffisant » ; un avenant de suspension a donc été rédigé et un ordre de service a été émis en octobre 2014 mais ces deux documents n'ont pas été signés par SP 2000⁶.

Quelques mois plus tard, la collectivité a mandaté un autre cabinet comptable, le cabinet Horwath, pour l'assister sur le plan technique en vue de l'établissement des principes de la comptabilité analytique du service public de l'électricité, établie sur des bases appropriées, dénommée ci-après « comptabilité appropriée ». Mais aucune mission n'a été dédiée à l'approche tarifaire depuis ceux, sans suite, de novembre 2013.

Depuis 2007, la collectivité de la Polynésie française a consacré au minimum, 125 MF CFP aux travaux préparatoires à la définition d'une nouvelle politique énergétique. Le détail de ces études figure en annexe 3.

En dehors des coûts qu'a représentés cette sous-traitance quasi-systématique des travaux d'analyse, cette externalisation a eu des effets pervers, en particulier celui de faire largement dépendre la réflexion stratégique de compétences extérieures.

La chambre a bien pris note que pour remédier à cet inconvénient, la collectivité de la Polynésie française a convenu de la nécessaire montée en puissance du service de l'énergie en matière d'expertise.

1.1.1.2 Une production opposable réduite

Alors que les rapports auraient dû légitimement et seulement nourrir la réflexion des décideurs, ils ont été directement utilisés comme vecteur d'expression de la politique énergétique, sans, de surcroît, l'aval de l'assemblée délibérante.

Cette substitution du rapport à la délibération et à la loi du pays a finalement privé la politique énergétique des effets de droit emportés par les textes réglementaires.

Cette pratique a ainsi contribué à priver la politique énergétique d'axe stratégique opposable, s'appuyant sur des textes réglementaires traduisant les inflexions stratégiques désirées.

Ainsi les rapports les plus importants comme le schéma directeur des énergies renouvelables (EnR) ou le plan climat stratégique de 2012 n'ont pas été traduits dans le droit positif.

Pour l'essentiel, ils ont donné lieu à une simple communication en conseil des ministres, dépourvue d'effets de droit, et en ce qui concerne le plan climat stratégique, à la mise en place d'un comité de suivi.

Au total, peu de décisions à contenu programmatique opposable n'en a résulté, à l'exception notable de trois lois du pays.

⁵ Dans une lettre adressée au président de l'APF pour l'informer de la suite donnée à la mission SP 2000.

⁶ Le solde du marché, soit 9 454 641 F CFP, est toujours non réglé.

Deux lois de pays de 2009 et 2010⁷ ont ainsi porté sur un aspect de la politique énergétique : le soutien aux producteurs d'électricité photovoltaïque. Des arrêtés d'application ont été pris, un fixant le taux de pénétration des EnR⁸ en 2013, un autre fixant les règles de placement des énergies⁹ en 2015.

Une loi du pays de décembre 2013 est parvenue à définir les nouveaux principes directeurs de la politique énergétique, sans toutefois couvrir la totalité de la question énergétique.

La production opposable est donc restée peu fournie. A défaut, des conférences de presse et des communications gouvernementales ont exposé puis informé de la politique suivie, mais sans que cela se traduise nécessairement par l'adoption de textes réglementaires permettant de rendre effective la nouvelle politique énergétique.

1.1.2 Un travail programmatique insuffisant

A plusieurs reprises, la collectivité de la Polynésie française a essayé de définir une politique de l'énergie pour les années postérieures à 2008, pour prendre la suite de la charte de l'énergie de 1998.

Mais, faute d'arbitrages sur les moyens de parvenir au mix énergétique visé par la Polynésie, la politique de l'énergie s'est en fait résumée à l'accumulation de questions non résolues, et à la revendication récurrente d'une baisse du prix de l'électricité.

1.1.2.1 Des questions esquivées

De 2007 à 2013, plusieurs rapports ont mis en évidence la plupart des problèmes techniques que la collectivité avait à résoudre. Pour autant, ils n'ont pas débouché sur la formalisation d'une politique globale, décidée par le gouvernement et approuvée par l'Assemblée délibérante.

En 2010, le conseil des ministres a ainsi été saisi d'un projet de politique énergétique qui se déclinait en plusieurs textes : d'abord, un texte d'orientation générale, puis des textes particuliers à chaque domaine (production, transport, distribution, consommation d'énergie et normes de construction).

Les déclinaisons concrètes n'ont pas débouché. Des objectifs ambitieux ont néanmoins été adoptés.

Dans le projet de politique énergétique, étaient ainsi inclus plusieurs principes structurants : l'objectif de 50% d'EnR a minima, l'interruption du développement du thermique, l'obligation d'achat du productible EnR et la transparence des coûts.

La société civile n'était pas opposée à ces options.

⁷ LP 2009-3 du 11 février 2009 et LP 2010-7 du 18 mai 2010.

⁸ Arrêté n°249 CM du 22 février 2013.

⁹ Arrêté n°253 CM du 6 mars 2015.

Le conseil économique, social et culturel (CESC) s'est, à l'occasion de plusieurs saisines¹⁰ en 2010 et 2011, prononcé favorablement, sous réserve du retrait d'un article qu'il présumait illégal en raison des entraves faites à l'activité normale d'EDT-ENGIE en matière de développement des EnR, au prétexte qu'il avait sur ce marché une position dominante. Cette opinion fut confirmée par le juge administratif. En octobre 2013, la loi du pays fut partiellement annulée par le Conseil d'Etat pour erreur de droit. Il a donc fallu attendre le 23 décembre 2013, pour qu'une nouvelle loi du pays fasse adopter les principes directeurs arrêtés dès 2010.

Ainsi, la continuité de la Charte de 1998 n'a pas été assurée, laissant la collectivité sans politique et principes directeurs opposables pendant près de cinq ans.

C'est sans doute en raison de la fragilité des majorités qui se sont succédé à la tête des institutions polynésiennes, que la collectivité n'a pas été en mesure de voter une politique énergétique complètement développée, et a fortiori de prendre les dispositions réglementaires afférentes.

Les sept changements de majorités intervenues depuis 2007 ont très certainement été à l'origine des difficultés qu'a connues la collectivité pour construire une politique de l'énergie pleinement opérationnelle.

Aussi, les gouvernements successifs ont-ils appliqué des « feuilles de route », mais sans le substrat réglementaire adéquat. Ils ont, de la sorte, poursuivi des objectifs déconnectés des moyens d'y parvenir, comme en octobre 2013, lors des orientations budgétaires pour 2014, où un objectif de 70% d'EnR en 2025 a été assigné à la Polynésie associé avec un effort d'investissement de 70 milliards de F CFP, au-dessus des capacités financières de la collectivité.

Les questions essentielles n'ont également pas reçu de réponse de la part de la collectivité de la Polynésie française.

Par exemple, le développement des EnR, justement analysé comme devant reposer sur la croissance de l'hydroélectricité (dans les îles hautes), s'est heurté à l'opposition des associations de défense des vallées, si bien qu'aucun projet d'envergure n'a pu avancer.

De même, le bouclage nord du réseau de transport à Tahiti, qui permet d'assurer la fourniture en continu de l'électricité à l'agglomération de Papeete, soit à près de 80% des usagers, n'a fait l'objet d'aucune décision budgétaire ou tarifaire¹¹ avant 2015 pour assurer son financement.

La responsabilité du concédant a en outre été notoirement mal assurée par la collectivité, faute de contrôle efficace des coûts et des marges. Ainsi, en dépit de suggestions datant pour les premières de 2007¹², il y a eu trop peu d'investissement à la hauteur des enjeux en matière de contrôle comptable avant 2015.

¹⁰ Avis n°82-2010 du 19 septembre 2010 et avis n°120-2011 du 20 décembre 2011.

¹¹ Fixation en diminution de 0,5 F CFP par kW de la redevance transport en 2005.

¹² Rapport d'observations définitives sur le service public de l'électricité- 30 août 2007

Enfin, le cadre réglementaire de la distribution d'électricité n'a été que faiblement modernisé. L'arrêté du 17 août 1911 qui a été à l'origine de l'organisation de la compétence n'a été abrogé qu'en 1993¹³ en vertu du transfert de compétence opéré par la loi statutaire de 1984¹⁴. La loi organique de 2004 confirme la compétence de principe de la collectivité de la Polynésie et continue cependant à reconnaître la compétence des communes déjà en capacité (article 45). De cette compétence partagée a résulté un nombre élevé de concessions (19), de taille très disparate, toutes gérées par le même concessionnaire (EDT-ENGIE). Le reste de la production-distribution électrique a été assuré par une vingtaine de régies communales (cf annexe 4).

Cette situation est une source de complexité de gestion et de contrôle.

Ce problème n'a pas été vraiment posé. La Polynésie française n'a été à l'origine d'aucune initiative pour réduire le nombre de concessions, et ainsi simplifier l'exercice de ses responsabilités propres ou dérivées.

Au final, la collectivité de la Polynésie française n'est pas parvenue avant 2015 à formuler une politique énergétique animée d'une vision stratégique.

1.1.2.2 Une politique par défaut : la baisse du prix de l'électricité

Le prix de l'électricité, considéré comme élevé à raison du mode de gestion, a, en fait, monopolisé la question de la politique énergétique.

Dans son rapport de 2007, la chambre territoriale des comptes avait relevé que « l'électricité en Polynésie française est chère par rapport aux pays industriels. Les prix appliqués en Polynésie française sont en revanche comparables à ceux d'Etats du Pacifique comme le Vanuatu, Tonga ou Kiribati. ».

Au même moment, un audit du ministère de l'Équipement¹⁵, à partir des mêmes constats chiffrés, concluait que l'électricité à Tahiti était l'une des plus chères du monde, en incluant dans sa comparaison les pays industrialisés tels que la France, les États-Unis, la Nouvelle-Zélande ou l'Australie.

La politique énergétique a donc été, pour l'essentiel, accaparée par la contestation du prix de l'électricité plutôt que par la définition d'une politique globale.

Cette substitution a débouché sur la contestation récurrente du prix de l'électricité.

La polémique sur le prix de l'électricité facturée par EDT-ENGIE a été alimentée, cette fois avec un réel fondement, par l'opacité des relations entre la tarification, arrêtée par la collectivité, les coûts de production et la marge du concessionnaire.

¹³ Délibération n°93-102 AT du 9 septembre 1993 (article 105).

¹⁴ Le statut de 1984, article 2 édicte que « les autorités du territoire sont compétentes dans toutes les matières qui ne sont pas réservées à l'Etat en vertu des dispositions de l'article 3 de la présente loi. ».

¹⁵ Analyse des données de base de la production et de la distribution de l'énergie électrique en Polynésie française-2006.

Il n'est, en effet, pas contestable que les contrats signés par la collectivité ont placé EDT-ENGIE en position dominante. Le groupe assure effectivement 90 % de la production d'électricité, possède le producteur principal d'hydroélectricité (Marama Nui), 39% de la société en charge du transport de la haute tension, gère le système électrique en étant en charge de la garantie de puissance. En outre, il est en charge de la péréquation tarifaire inter-îles et collecte la taxe sur l'électricité, tellement essentielle aux finances communales.

Cette place centrale a créé une asymétrie d'information considérable, qui n'a jamais été l'objet d'un contrôle comptable du concédant propre à surmonter cette difficulté.

Ce manque de transparence a ainsi été entretenu par les défaillances du contrôle ; il n'a été tenté d'y remédier concrètement qu'en 2011, après plus de vingt ans de fonctionnement.

Il en est résulté une situation confuse dans laquelle la place prépondérante occupée par l'opérateur historique EDT-ENGIE a, parfois, été présentée explicitement ou implicitement comme l'explication principale de la cherté du prix de l'électricité.

Or, outre les surcoûts spécifiques à la géographie de la Polynésie, la prévalence du pétrole dans la production électrique est aussi à prendre en compte.

Dans le mix polynésien, cet intrant compte en effet pour environ 20 % du coût de la production toutes sources d'énergie confondues.

La période a coïncidé avec un cycle haut entre janvier 2011 et mai 2014, où le baril a atteint en moyenne 115\$, et un cycle bas depuis juin 2014, où le baril cotait en moyenne 50\$, avec un plus bas à 35\$ en janvier 2016.

De ce fait, le prix de l'électricité a nettement augmenté depuis 2007 en lien avec l'évolution du cours.

Pour autant, la faiblesse des progrès enregistrés dans la connaissance des coûts n'a pas permis à la collectivité concédante d'apprécier avec justesse l'évolution du prix.

Aussi la politique de l'énergie s'est-elle pour l'essentiel résumée à une querelle avec l'opérateur sur le niveau du prix de l'électricité et les moyens de le diminuer.

1.2 Une gouvernance perfectible

Les difficultés rencontrées dans l'édiction d'une politique énergétique en rupture avec les principes anciens ont été aggravées par la faiblesse des résultats obtenus par les gouvernements qui se sont succédé entre 2007 et 2013.

Ainsi, ni la gestion des relations avec le concessionnaire historique, ni le traitement des questions énergétiques n'ont, à l'analyse, significativement progressé au cours de cette période.

La conduite de la politique énergétique s'est avérée difficile et peu concluante, d'autant que les politiques publiques mises en œuvre dans le secteur énergétique ont parfois manqué de cohérence.

1.2.1 Un pilotage peu performant

Les actions de la Polynésie française dans le domaine énergétique, déjà pénalisées par l'absence de cap stratégique clair et approuvé, se sont révélées peu performantes.

La collectivité n'est ainsi parvenue ni à assainir les relations avec le concessionnaire historique, ni à améliorer le contrôle des coûts et des marges.

A tous égards, le pilotage s'est avéré peu performant.

1.2.1.1 La gestion conflictuelle des relations avec le concessionnaire

La collectivité est associée à EDT-ENGIE dans le cadre de contrats de concession, dont le contrat-référence remonte à 1990¹⁶. Ce rapport juridique suppose, normalement, que la collectivité établisse des relations paisibles avec le concessionnaire. Celles-ci impliquent que le contrôle des comptes de la délégation soit effectif et rendu aisé par le concessionnaire.

Cette relation s'est dans les faits heurtée à des difficultés de plusieurs ordres.

La première a tenu à l'organisation des gouvernements de la Polynésie française.

En raison de son caractère sectoriel, la politique énergétique mérite d'être confiée à un seul ministère, toute scission du dossier ne pouvant donc qu'être contre-productive. Or, ce n'est qu'en de très rares moments que ces questions ont été rassemblées sous l'égide d'un ministre unique ou du vice-président.

Il en est résulté un éparpillement des dossiers couplé à une multiplication des intervenants, configuration qui s'est avérée peu propice à l'unité de vue. Ceci a été particulièrement dommageable sur les questions les plus techniques face à un opérateur au professionnalisme affirmé.

Le comble a été atteint en 2011 où pour des raisons d'équilibre politique à l'assemblée de la Polynésie française, le dossier a été divisé entre le ministère de l'agriculture, pour la biomasse, celui des ressources marines, pour le développement des EnR, celui des finances, pour les questions tarifaires, le ministère de l'énergie s'occupant du reste.

La seconde difficulté est relative au sous-dimensionnement des organes en charge du contrôle du concessionnaire. La Polynésie française n'a pas spontanément configuré le service des énergies à la dimension idoine. En 2009, deux ingénieurs avaient pour mission d'assurer le contrôle des concessions et d'alimenter le ministère en propositions d'action.

Quelle qu'ait pu être leur valeur professionnelle, la dimension de l'organe de contrôle était manifestement insuffisante. Cette insuffisance de moyens est restée patente jusqu'en 2013. En 2016, le nombre d'ingénieurs a cependant doublé, un nouveau chef de service a été nommé, et pour 2017, un renfort en cadre spécialisé est prévu.

Dans ces conditions, la relation avec le concessionnaire s'est essentiellement résumée aux contacts directs des différents ministres et de leurs cabinets, les tarifs continuant à être exclusivement négociés avec un service du ministère de l'économie.

¹⁶ En réalité la Polynésie a délégué le service depuis 1960.

Mais, par tribunes de presse interposées, le dialogue avec le concessionnaire s'est finalement aigri. Le paroxysme a été atteint lorsqu'au sujet du projet de loi de pays de 2012 traitant des principes directeurs, la collectivité a maladroitement tenté d'exclure EDT-ENGIE du marché du photovoltaïque. Les relations étaient devenues tellement tendues que le président d'EDT-ENGIE, en janvier 2012, estimait que : « ce n'est pas en diabolisant une des parties prenantes de manière systématique que l'on trouvera les solutions pour avancer¹⁷ ».

Les relations avec le concessionnaire, loin de s'assainir, ont vu le nombre des contentieux augmenter.

1.2.1.2 L'impuissance à progresser dans la maîtrise des coûts et des marges

L'économie des concessions repose sur un axiome simple : la redevance, ou le tarif, doivent couvrir les coûts et offrir une rémunération raisonnable au concessionnaire à la mesure des risques qu'il prend. Par principe, le prix est fixé par arrêté publié au JOPF.

Pour la collectivité concédante, a minima deux sujets sont donc à maîtriser.

Tout d'abord, la computation des coûts de la concession, avec la vérification attentive du caractère avéré des coûts par rapport aux charges réelles de la concession.

Les contrats de concession sont désormais construits sur un système dérivé du modèle de computation générique dit « cost-plus », depuis l'adoption de l'avenant 17 du 29 décembre 2015¹⁸.

A la différence du cost-plus, la totalité des charges exposées ne sont pas remboursées sur la base des coûts réellement constatés. L'introduction de remboursements forfaitisés a fait évoluer le système. Cependant, ces remboursements au forfait ne couvrent qu'au $\frac{3}{4}$ les charges du concessionnaire. L'incitation repose uniquement, comme le concessionnaire a tenu à le préciser, sur la fixation de forfaits qui l'engage « à maîtriser voire à réduire ses coûts, car toute inflation de ceux-ci à une vitesse plus grande que celle de l'actualisation de sa rémunération, viendrait réduire sa marge. ». Le système continue donc à être, malgré les progrès par rapport à la version antérieure, faiblement incitatif.

Dans la version précédente, le concessionnaire n'était incité à réduire ses coûts que par l'introduction d'une formule spécifique. Depuis l'application¹⁹ d'une formule de partage de croissance (L), les gains de productivité étaient censés bénéficier à l'usager au-delà d'une augmentation de la consommation préfixée dans le contrat.

Ce facteur (L) avait ainsi vocation à diminuer la fraction des ACE (charges fixes autres que combustible et coût du transport) imputables à la concession de Tahiti Nord en cas d'augmentation de la consommation mais ne prévoyait explicitement rien en cas de baisse, laissant alors le concessionnaire gérer seul les variations de productivité.

¹⁷ Les nouvelles, lundi 16 janvier 2012.

¹⁸ Effet suspendu à la mise en place d'une péréquation fiscale.

¹⁹ Avenant n°11 du 6 décembre 1999.

RAPPORT À FIN D'OBSERVATIONS DÉFINITIVES

En outre, la formule était insuffisamment précise²⁰, au point de donner prise à des divergences d'interprétation entre les ministères intéressés, désaccords qui ont fini par être exprimés au sein même du gouvernement en 2011.

D'un côté, le ministère des finances a, immédiatement, appliqué une formule différente de la formule contractuelle, au reste plus pertinente, mais qui, elle aussi, n'aboutissait à une modulation à la baisse qu'en cas d'augmentation de la consommation. De l'autre, le ministère de l'énergie considérait cette pratique comme trop défavorable à l'utilisateur, et voulait faire appliquer la formule contractuelle, en dépit du fait qu'elle était « sans logique économique évidente ». En effet, tel que défini par la formule, le calcul du facteur L aboutissait à sa neutralisation²¹.

Aussi, depuis l'introduction du facteur L en 1999, en raison de la grande imprécision de la formule, les tarifs n'ont-ils pas correctement pris en compte les gains de productivité du concessionnaire. Pire, la collectivité n'a, à aucun moment, posé la question de la renégociation de la formule contractuelle alors qu'il s'agissait de la réaction la plus conforme face à sa non pertinence.

Ce n'est finalement que sous la pression des tribunaux que, quatre ans plus tard en 2015, la collectivité est parvenue à réviser la formule d'actualisation, celle-ci ayant été annulée par le juge administratif²² au motif que le facteur L ne comportait « aucun paramétrage de nature à inciter le concessionnaire à garantir une maîtrise des coûts » et ne reposait pas, dans sa composante ACE, sur des « éléments rationnels, objectifs et transparents ».

Par ailleurs, les systèmes à remboursement de coûts ne valent, en dernière analyse, que par l'intensité du contrôle ex post qui est mis en œuvre par le concédant. Or, la collectivité de la Polynésie française s'est, depuis l'origine du contrat, montrée particulièrement défaillante dans ce domaine.

Entre 2012 et 2015, les tentatives de sous-traitance du contrôle comptable à des consultants externes n'ont pas abouti à une démonstration acceptée par le concessionnaire de l'existence de coûts litigieux.

Un contrôle comptable²³ approfondi est en cours. Il porte sur les comptes de la délégation 2015 établis selon la méthode préconisée par le concédant ; à ce jour, les résultats définitifs ne sont pas encore disponibles.

²⁰ Les imprécisions portaient sur la définition des indices dans le calcul des consommations et de l'année 0 servant de borne au calcul.

²¹ Calcul établi par le CRE dans son rapport de 2012.

²² CAA Paris, 11 juillet 2014 confirmant le jugement du TA Papeete du 3 juillet 2013.

²³ Convention n°6712 du 15 septembre 2016.

Nonobstant, le tableau ci-après retrace l'évolution du coût de revient figurant dans les comptes du délégataire.

Tableau n° 1 : Evolution du coût de revient en MF CFP :

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Evolution 2014-2009
Production EDT-ENGIE	10 115	10 092	11 433	12 621	11 794	11 326	12%
Achats hydro	1 761	2 531	2 067	1 884	1 801	1 958	11%
Achats PV	-	13	199	319	326	347	
Redevance TEP	989	996	942	944	916	912	-8%
Distribution	3 628	3 627	3 182	3 042	2 908	3 718	2%
Clientèle	696	775	741	841	830	965	39%
Frais de siège	1 450	1 503	1 571	1 390	1 508	1 218	-16%
Coûts financiers	64	53	8	69	64	101	58%
Coût de revient avant impôts	18 703	19 590	20 143	21 112	20 148	20 544	10%

Source : EDT-ENGIE.

De 2009 à 2014, ce sont les coûts de production qui ont le plus pesé et le plus augmenté. Leur poids a été en moyenne de 56% et ils ont crû de 12 %. Les achats à Marama Nui ont progressé de 11% et ont représenté 10% des coûts. Les frais de siège ont diminué de 16% pour un coût moyen représentant 7%.

En 2015, les comptes du délégataire ont été établis sous une forme différente où notamment les charges indirectes (fonction support, frais de siège etc..) ont été ventilées sur les centres d'activité.

Mais ces évolutions et le poids respectifs des coûts n'ont pu être comparés aux comptes prévisionnels, ceux-ci n'ayant été établis qu'en 2015 pour les exercices 2016 et suivants.

Le second point de contrôle indispensable pour le concédant est la maîtrise des marges.

Dans les rapports du délégataire déposés régulièrement auprès du concédant, le concessionnaire fait état d'une marge ne dépassant pas 5%. Le débat n'est pas pour autant clos, car la marge du concessionnaire est, périodiquement, considérée par la collectivité comme sous-évaluée, sans que cette affirmation ait été jusqu'à présent étayée par des informations totalement probantes.

Dans ces comptes, la marge calculée par le concessionnaire est un résultat comptable mesuré par le résultat net. Il procède uniquement des comptes de la délégation, les opérations hors concession étant mises à part.

Mais ce taux de marge, qui rapporte le résultat au chiffre d'affaires, mesure davantage l'efficacité de la gestion de la concession sans traduire la rentabilité financière de la concession.

Le ratio²⁴ qui rapporte le résultat d'exploitation après impôts à l'actif financier, constitué des capitaux propres et des dettes, est par contre un bon indicateur de la rentabilité financière de la concession.

En première approche, le calcul de ce ROE permet donc d'évaluer le caractère raisonnable ou non de la rémunération du concessionnaire. La CRE, dans son rapport de 2012, a rappelé à titre comparatif que le ROE de la société réseau de transport d'électricité (RTE) est fixé par la loi à 7,25%, et qu'elle estime en outre que la fourchette raisonnable pour les actifs de distribution ou de production doit se situer entre 9 et 11%.

De sorte que, l'appréciation du caractère raisonnable ou non de la rémunération du concessionnaire doit avant tout s'appuyer sur le ROE de la concession en moyenne pluriannuelle et sur la preuve établie de l'absence de charges indues.

Ainsi pour la concession générale EDT-ENGIE, d'après les comptes figurant dans les rapports au concédant, le ROE a varié de 2,93% en 2011 à 16,95% en 2007. En moyenne, il a été, entre 2007 et 2015, de 8,81%.

Tableau n° 2 : Rentabilité des capitaux propres (return on equity) de 2007 à 2015 :

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015*	Moyenne 2007 2015
Résultats nets concession	1 202	543	673	380	198	427	912	504	735	619
Capitaux propres	7 094	6 851	6 629	7 518	6 771	6 854	7 190	6 796	7 603	7 034
ROE concession	16,95%	7,93%	10,15%	5,06%	2,93%	6,23%	12,69%	7,42%	9,67%	8,81%

* Résultat net corrigé des impôts actionnaires

Source : Chambre territoriale des comptes d'après les comptes de EDT-ENGIE.

En l'état, si en apparence la rentabilité de la concession reste dans des normes acceptables, sa coexistence avec le niveau particulièrement élevé de la trésorerie s'explique en partie par la nécessité d'un provisionnement important en lien avec le coût de renouvellement des équipements.

Des niveaux de trésorerie élevés, 11,6 milliards de F CFP, figurent en effet au bilan de 2015, répartis en valeurs mobilières de placement pour 10,8 milliards et en disponibilités bancaires pour 0,8 milliard. En 2007, il n'y avait que 6,3 milliards de F CFP inscrits au compte.

Le concessionnaire a précisé à ce sujet qu'en 2017, « 8,6 milliards ont été constituées à cet effet, et que ce montant devrait atteindre 14,8 milliards de F CFP à terme ».

Seule la vérification de l'inventaire des investissements de la concession, documenté et confronté, bien par bien, avec leur durée de vie contractuelle, qui est en cours d'achèvement par un cabinet d'expertise comptable, est susceptible d'apporter des éléments de réponse sur la pertinence de la corrélation existant entre les dotations pour les charges calculées, notamment pour les amortissements et les provisions de renouvellement, et leur utilisation effective, appréciée dans la perspective de la fin de concession.

²⁴ Le ROE (return on equity) correspond à la rentabilité des capitaux propres.

La chambre rappelle que les provisions pour renouvellement sont constituées pour des biens concédés dont le remplacement a vocation à être assuré par le concessionnaire. La Cour des Comptes²⁵ a considéré que ce n'est qu'au terme de la concession, et non en cours de concession, que « le solde non utilisé des provisions pour renouvellement doit revenir à l'autorité concédante pour lui permettre de remplacer les ouvrages. ».

1.2.1.3 L'incapacité à établir un débat tarifaire équilibré

L'évolution des tarifs entre 2007 et 2015 figure en annexe 5.

Le principe de calcul en matière tarifaire dans la concession est sans ambiguïté : le tarif doit être représentatif des coûts de production engagés et permettre de ménager une marge à l'industriel, proportionnelle au risque qu'il supporte.

Le contexte dans lequel le débat tarifaire a été mené en Polynésie française a été très particulier. Il a toujours implicitement reposé sur une conception selon laquelle la situation de monopole dans laquelle se trouve le concessionnaire historique est nécessairement source de prix élevés en raison du manque de concurrence.

En réalité, le débat a été perturbé par une formation du prix qui s'est trop éloignée de la réalité économique des concessions, qui plus est, dans un climat marqué par un contrôle comptable quasiment inexistant.

Les tarifs ont ainsi été conçus en fonction d'un chiffre d'affaires prévisionnel proposé par le concessionnaire.

La réalité économique de la concession n'a pas été le déterminant essentiel de la tarification.

Lors de plusieurs révisions tarifaires, la collectivité a modifié les tarifs sans tenir compte de la réalité des cours du pétrole, son principal intrant, subordonnant cette considération à un objectif discrétionnaire de baisse de prix. A cette fin, la collectivité n'a soit pas répercutée totalement la hausse des coûts de production induite par les cours du pétrole, soit, à l'inverse, multipliée le nombre de tranches tarifaires pour protéger le petit consommateur.

Ainsi, entre septembre 2005 et juin 2008, alors que le prix des hydrocarbures avait été fortement augmenté en conseil des ministres, le tarif de l'électricité arrêté parallèlement n'a pas reflété cette hausse.

Le litige a finalement été porté par le concessionnaire devant les tribunaux pour actualisation insuffisante de son prix de vente aux fins de réparation d'un préjudice financier estimé au final à près de 4 milliards de F CFP.

Le contentieux s'est soldé en 2008 par une transaction homologuée par le tribunal administratif de la Polynésie française²⁶, accord selon lequel la collectivité s'engageait à verser à EDT-ENGIE la somme de 1,8 milliard de F CFP en réparation du préjudice financier subi.

²⁵ Cour des comptes, *Rapport public annuel 2013*, Tome I. Les concessions de distribution d'électricité : une organisation à simplifier, des investissements à financer, p. 103-217. La Documentation française, janvier 2013, 547 p., disponible sur www.ccomptes.fr.

²⁶ Protocole d'accord du 17 novembre 2008, jugement du Tribunal administratif de la Polynésie française n°0800044 du 30 avril 2009.

RAPPORT À FIN D'OBSERVATIONS DÉFINITIVES

Dans le même esprit, d'autres modifications tarifaires ont eu lieu, cette fois, pour créer une tarification spéciale pour les usagers modestes.

L'objectif de cette extension de la grille tarifaire était de reporter l'augmentation du prix du pétrole sur les plus gros consommateurs d'électricité.

Ainsi en 2009²⁷ a été décidé le passage de trois à quatre tranches tarifaires, la dernière tranche proposant un tarif dissuasif de 49,50 F CFP/kWh pour les consommateurs dépassant le seuil de 500 kWh par mois.

Dans le même temps, EDT-ENGIE considère que l'adoption de tarifs de rachat encourageant la production solaire²⁸ a, faute de coordination avec le concessionnaire, provoqué un déplacement vers l'auto production solaire qui a déséquilibré la grille tarifaire mise en place quelques mois auparavant. Au surplus, cette politique tarifaire a, précise le concessionnaire, « profité à une minorité de clients à même de s'équiper en panneaux solaires », et mis en situation de « revendre au concessionnaire leur excédent de production à des prix beaucoup plus élevés que le prix moyen de l'électricité distribuée ». L'effet dépressif sur le chiffre d'affaires s'est élevé à 1 milliard de F CFP par an selon EDT-ENGIE.

Puis en 2012²⁹, la collectivité a entendu créer des tarifs « petits consommateurs » comportant trois niveaux pour un abonnement inférieur à 3,3 kVA, dont seul le premier, correspondant à une consommation inférieure à 180 kWh par mois, était réellement avantageux avec un prix abaissé à 20 F CFP/kWh.

Cette politique tarifaire a conduit à des nouveaux effets non désirés en raison d'une estimation erronée du nombre de petits consommateurs potentiels. L'estimation s'est en effet appuyée sur les propositions du concessionnaire, acceptées sans discussion par la collectivité. L'inertie des consommateurs pour ajuster leur abonnement a, paradoxalement, entraîné une augmentation exceptionnelle du chiffre d'affaires du concessionnaire, chiffrée à plus de 1 milliard de F CFP en tout, soit 350 MF CFP en rythme annuel.

De fait, les négociations tarifaires ont adopté une méthode qui s'est éloignée des stipulations conventionnelles et ont eu fréquemment pour résultat de créer des effets non désirés. Le maintien du chiffre d'affaires a, d'accord partie, été substitué à l'analyse contradictoire des charges de concession.

Les révisions tarifaires auraient dû s'appuyer sur un contrôle de la formation des coûts et de la marge du concessionnaire, en partant de la réalité de la comptabilité, notamment en comparant les comptes de résultats prévisionnels et réalisés des concessions.

Il a fallu attendre la signature de l'avenant 17, le 29 décembre 2015, pour qu'un premier compte d'exploitation prévisionnel soit annexé au contrat, et puisse permettre la mise en application de cette méthode prudente.

²⁷ Arrêté n°122 CM du 28 janvier 2009.

²⁸ Arrêté 901 CM du 25 juin 2009.

²⁹ Arrêté n°1555 CM du 15 octobre 2012.

1.2.2 Des politiques publiques parfois contradictoires

Le paramétrage des mesures ou des interventions a, faute de cohérence interne et d'anticipation des effets non désirés, conduit à de fréquents retards dans leur mise en application, et parfois, a débouché sur des crises.

Le prix des hydrocarbures et le développement du photovoltaïque ont en particulier subi les effets de politiques publiques mal adaptées.

1.2.2.1 Le soutien au prix des hydrocarbures

Depuis de nombreuses années, la collectivité a pris des mesures de soutien et de régulation du prix des hydrocarbures. Ses principales interventions ont été l'adoption d'exonération des droits de douane à l'importation, et la création d'un fonds de régulation des prix des hydrocarbures (FRPH).

Le secteur de la production d'énergie électrique a été l'un des principaux bénéficiaires.

Ainsi, les producteurs d'électricité ont profité de fortes exonérations douanières sur le fioul et sur le gazole importé. Les exonérations ont été en moyenne de 2,4 milliards de F CFP entre 2007 et 2016, et ont atteint un maximum de 2,8 milliards de F CFP en 2008.

Tableau n° 3 : Montant des exonérations douanières en faveur du secteur de l'énergie, en MF CFP :

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Fioul ou MDO dont la teneur en soufre est inférieure à 2% destiné à la SAEDT (1)	525	834	648	715	890	1 107	997	859	704	442
Gazole destiné à l'alimentation des centrales de production d'énergie électrique de l'île de Tahiti (2)	179	182	78	94	58	55	64	65	68	89
Gazole destiné à l'alimentation des centrales de production d'énergie électrique dans les îles autres que Tahiti (3)	832	1 734	1 689	1 620	1 512	1 477	1 550	1 527	1 521	1 547
Total	1 536	2 750	2 414	2 430	2 460	2 639	2 611	2 451	2 293	2 078

(1) Pour 2007 à 2012, l'évaluation de l'exonération a été faite sur la base d'un taux de TIPPP de droit commun à 20%.

(2) Pour 2007 à 2012, l'évaluation a été faite sur la base d'un montant de 37 F CFP de droits et taxes exonérés/litre (source DGAE).

(3) Pour 2007 à 2012, l'évaluation a été faite sur la base d'un montant de 35,3 F CFP de droits et taxes exonérés/litre (source DGAE).

Source : Direction régionale des douanes

Cette politique de soutien au prix des hydrocarbures entretient des rapports contradictoires ou paradoxaux avec la politique de transition énergétique affichée.

La collectivité a, depuis 2008³⁰, constamment déclaré avoir un objectif d'au moins 50% d'EnR dans le mix énergétique en 2020, tout en maintenant à un niveau conséquent les exonérations douanières concernant le gazole et le fioul.

Ces mesures sont apparues en décalage avec la transition énergétique.

³⁰ Communication du conseil des ministres du 18 août 2008.

Les fortes exonérations ont en effet incontestablement abaissé le coût des intrants dans la production thermique, et donc in fine, diminué le prix de l'électricité. Elles ont, tout aussi certainement, contrarié la priorité donnée aux EnR.

Les avantages tarifaires accordés aux producteurs par le Fonds de régulation des prix des hydrocarbures (FRPH) ont encore accentué cette contradiction.

Créé en 1997, ce fonds³¹ a « pour objet d'éviter les fluctuations brutales des prix des hydrocarbures destinés à la consommation intérieure. ». Son but est de lisser dans le temps les fluctuations de prix.

A ce titre, plusieurs produits pétroliers ont bénéficié des interventions du fonds :

- le fioul ou MDO destiné à EDT-ENGIE ;
- le gazole destiné à l'alimentation des centrales de production d'énergie électrique dans les îles autres que Tahiti, et consommé par les exploitants de service public ;
- le gazole destiné à l'alimentation des centrales de production d'énergie électrique de l'île de Tahiti, exploitées dans le cadre d'un service public.

En 2015, la régulation du prix des hydrocarbures a bénéficié pour près des trois quarts (73%) au secteur de l'énergie³² ; elle a porté sur un volume total de 77 millions de litres.

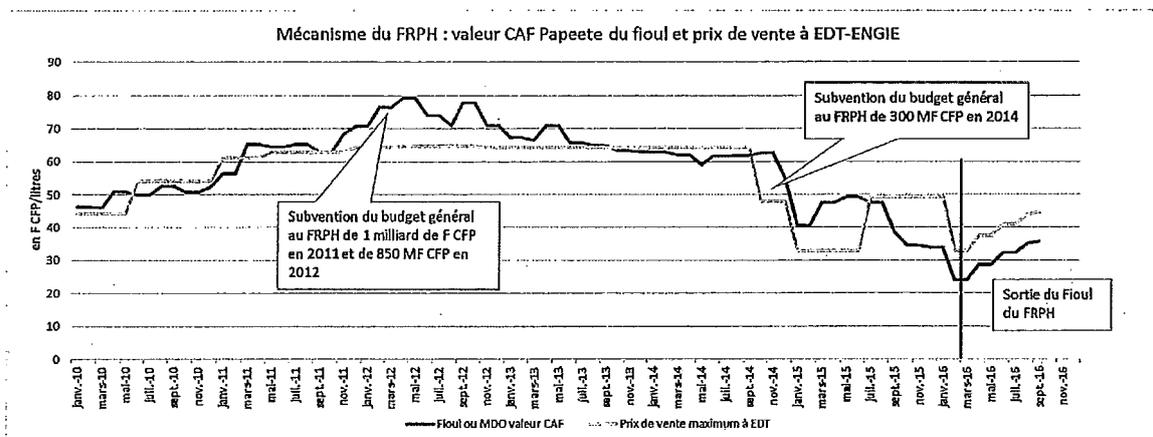
La régulation a consisté à compenser auprès de l'importateur la différence existant entre le coût d'importation et le prix de vente des hydrocarbures, fixé par la collectivité. Son financement est fiscal, et provient d'une taxe de péréquation sur la consommation de carburant à la pompe, et dans une moindre mesure, d'une taxe spécifique sur les équipements électriques (TEEI).

Le FRPH a donc provoqué un important effet de lissage dans le temps du prix des intrants dans la production d'électricité. L'exemple du fioul utilisé par les groupes électrogènes de la centrale thermique de la Punaruu est à cet égard significatif.

³¹ Créé par la délibération n°97-98 APF modifiée du 29 mai 1997.

³² Rapport du Président à l'APF 2015, tome 2, page 106.

Graphique n° 1 : Evolution comparée : valeur CAF Papeete du fioul et prix de vente à EDT-ENGIE, en F CFP/L :



Source : Chambre territoriale des comptes.

Comme le montre le graphique ci-dessus, la collectivité a régulé le prix du fioul afin d’atténuer les fluctuations de sa valeur rendue Papeete, en prenant, à chaque arrivée de navire importateur, des arrêtés fixant la valeur CAF barème du fioul, le montant de la compensation et le prix de vente maximum autorisé.

Ainsi, EDT-ENGIE a pu, pour alimenter sa production thermique d’électricité, bénéficier d’un prix quasiment stable sur la période 2011 à 2014, compris entre 62,8 et 64,7 F CFP par litre alors que le prix du marché avait atteint durant cette période un maximum de 79,3 F CFP par litre.

A partir d’octobre 2014 et jusqu’au 1^{er} mars 2016, la compensation a été plus variable, tantôt positive comme en octobre 2014 avec un prix de vente fixé à 47,8 F CFP par litre pour une valeur CAF de 62,7 F CFP par litre, tantôt négative comme en décembre 2015 avec un prix de vente à 49,4 F CFP pour une valeur CAF à 34 F CFP.

Au total, le coût de production de l’électricité d’origine thermique a été significativement abaissé.

Ce mécanisme de lissage du prix dans le temps s’est heurté, lors des périodes de hausse prononcée du cours du pétrole, à des limites financières, les taxes ne suffisant plus au financement de la compensation. Dès lors, le maintien du coût de production thermique a été subventionné directement par le budget général.

Car, sauf à accroître le prix de l’essence et du gazole à la pompe de manière suffisamment importante, le lissage des mouvements haussiers s’est avéré impossible à partir des seules ressources du fonds, accumulées lors des fluctuations à la baisse.

Le budget général de la collectivité a ainsi dû être plusieurs fois mis à contribution : 3 milliards de F CFP en 2008 ; 1 milliard de F CFP et 850 MF CFP en 2011 et 2012 ; et enfin 300 MF CFP en 2014.

Tableau n° 4 : Evolution du Fonds de régulation du prix des hydrocarbures, en MF CFP

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Recettes de régulation	2 483	4 470	1 471	1 599	2 131	2 658	1 381	4 777	4 211
dont subvention du budget général		3 050			1 000	850		300	
Aides à caractère économique	-2 462	-4 054	-1 616	-1 840	-2 116	-3 027	-1 348	-4 290	-1 732
Solde cumulé au 31/12	333	748	603	362	378	9	42	529	3 008

Source : Chambre territoriale des comptes d'après les comptes de la collectivité de la Polynésie française.

Depuis le 1^{er} mars 2016, la collectivité ne régule plus le prix des hydrocarbures du secteur de l'énergie, mettant fin au conflit qui existait avec l'objectif de la transition énergétique. Mais il s'agit d'un simple accord conventionnel, stipulé dans l'avenant 17 du 29 décembre 2015, qui suspend la participation du secteur énergétique au système de régulation.

Le montant de la stabilisation est ainsi uniquement porté à zéro dans les arrêtés successifs³³ qui ont fixé la valeur du fioul. Mais, la délibération n°97-98 APF modifiée du 29 mai 1997 créant et organisant le FRPH n'a pas pour autant été modifiée.

A ce système de régulation administrée ont été substituées des opérations de couverture sur les marchés, pour des périodes de 6 mois, visant aussi bien la variation du coût de la matière que celui du taux de change (US dollars/ Euro).

En 2017, quelles que soient les modalités utilisées, le prix des hydrocarbures pour le secteur de l'énergie est, malgré la sortie récente du FRPH, encore largement subventionné par les fortes exonérations douanières dont il bénéficie.

1.2.2.2 Le soutien au développement des énergies renouvelables

En premier lieu, dans le domaine du soutien au développement des énergies renouvelable, notamment photovoltaïque et éolien, les politiques publiques ont été souvent mal paramétrées.

Concernant l'hydroélectricité, le moratoire décidée pour dix ans en 1998 a été dans les faits prolongé jusqu'en 2014 réduisant le soutien public à néant durant cette période.

Pour ce qui concerne la filière photovoltaïque (PV), le soutien de la collectivité à son développement s'est manifesté par l'instauration d'un prix de rachat de la production à des tarifs avantageux, des exonérations douanières sur le matériel importé et des incitations fiscales, par des crédits et des réductions d'impôts.

Mais la mise en œuvre de ces mesures a été pour le moins décevante en raison des effets non désirés qu'elles ont provoqués.

Avant 2009, les producteurs photovoltaïques ne pouvaient pas se connecter au réseau.

³³ Arrêtés CM n°190 du 25/02/2016, n°457 du 21/04/2016, n°814 du 22/06/2016, n°1241 du 24/08/2016, n°1405 du 22/09/2016, n°1913 du 23/11/2016, n°75 du 25/01/2017.

Un premier texte avait bien été pris en décembre 2008³⁴. Ce texte avait fixé le prix de rachat de l'électricité à 35 F CFP du kWh, mais rien n'obligeait à son rachat par le concessionnaire et le prix n'était garanti que pour une durée de 6 mois. Ces conditions rendaient impossible le positionnement des investisseurs sur la filière.

Cette première tentative de soutien a été rapidement corrigée en 2009.

D'abord, par l'élaboration d'un programme pluriannuel d'investissement (PPI), fixant notamment, pour chaque filière de production, le potentiel de développement pour atteindre l'objectif de 50% d'EnR à l'horizon de 2020³⁵. Trois groupes de producteurs d'énergie solaire étaient sériés, avec, comme le montre le tableau ci-dessous, des objectifs précis en termes de capacité installée et de production annuelle.

Tableau n° 5 : Potentiel de développement maximum fixé par le PPI 2009-2020 :

	Solaire PV Habitat	Solaire PV Immeubles hors habitat	Solaire PV Champs solaires (100 hectares)
Objectif de production installée (MWc)	10	6	6
Objectif d'énergie produite annuellement en 2020 (GWh)	15	9	9

Source : PPI 2009-2020.

Ensuite, par la publication de 2 arrêtés, l'un fixant les prix de rachat de l'électricité au tarif avantageux de 40 F CFP pour les installations de 10 à 200 kWc³⁶ et étendant la durée garantie à 25 ans, l'autre instaurant un contrat de raccordement avec le concessionnaire de service public³⁷.

Enfin, par l'adoption de mesures fiscales et douanières en faveur du développement de la filière des EnR. Une première loi du Pays³⁸ a mentionné que « toute personne qui s'engage à construire (...) une ou plusieurs installations de production d'énergie à partir d'une source d'énergie renouvelable, peut importer les composants desdites installations en exonération de tout ou partie des droits et taxes liquidés par le service des douanes... ». Le bénéfice de cette exonération était subordonné à l'agrément du programme d'investissement par le conseil des ministres.

Une seconde loi du Pays et son arrêté d'application³⁹ ont reconnu éligible au bénéfice de la défiscalisation locale les programmes d'investissement relevant des EnR sous réserve qu'ils soient supérieurs à 30 MF CFP sur l'île de Tahiti et 15 MF CFP sur les autres îles. Le taux de droit commun de 40% a en outre été porté à 45% pour ce type de programme.

³⁴ Arrêté n°1904 CM du 22 décembre 2008.

³⁵ Programmation pluriannuelle des investissements de production électrique 2009-2020 pour l'île de Tahiti, communication en CM du 12 juin 2009.

³⁶ Arrêté n°901 CM du 25 juin 2009 : 45 F CFP/kWh pour les installations inférieures à 10kWc, 40 F CFP pour celles comprises entre 10 et 200kWc et 35 F CFP au-delà.

³⁷ Arrêté n°902 CM du 25 juin 2009.

³⁸ Loi du Pays n°2009-3 du 11 février 2009.

³⁹ Loi du Pays n°2009-7 du 1^{er} avril 2009 et arrêté n°760 CM du 29 mai 2009.

RAPPORT À FIN D'OBSERVATIONS DÉFINITIVES

Une troisième loi du Pays⁴⁰ a enfin exonéré de tous impôts, droits et taxes, sous certaines conditions, les producteurs d'électricité au moyen d'équipements photovoltaïques.

Ces mesures incitatives et mal calibrées ont immédiatement provoqué des effets d'aubaine que la collectivité n'a pas su réguler.

Bien au contraire, en 2010, lors de sa séance du 21 avril, le conseil des ministres a ainsi agréé la réalisation de 27 installations PV⁴¹ pour une puissance totale de 11,457 MWc : cette seule autorisation a couvert à elle seule 52% de l'objectif maximum fixé à l'horizon 2020 par le PPI (22 MWc). De surcroît, ces agréments ont été accordés essentiellement à des fermes solaires, 8,620 MWc sur 11,457 MWc, alors que le PPI fixait pour ce type d'installation un maximum de 6 MWc afin de laisser une place suffisante au PV des particuliers.

De plus, ayant mal anticipé les besoins budgétaires résultant de cette politique d'agrément, la collectivité a rapidement dû suspendre la défiscalisation locale faute de moyens financiers suffisants.

En 2011⁴² du fait de cette politique mal calculée, la filière PV était quasiment saturée avant même que tous les projets agréés ne soient sortis de terre.

Au final, la collectivité a dû ajuster sa politique de soutien.

En juin 2011, les prix de rachat de la production PV ont été révisés pour toutes les installations prévues d'être achevées après le 30 juin 2011⁴³. Ce prix ne distingue plus le type d'installation mais le lieu géographique. Ainsi pour les installations situées à Tahiti, le prix d'achat est fixé à 15,98 F CFP par kWh et pour les autres îles, à 23,64 F CFP. La durée d'achat est toujours garantie pour 25 ans, mais les tarifs sont désormais révisables tous les 5 ans.

En second lieu, la politique d'électrification des îles et des atolls éloignés a également donné lieu à des déconvenues.

La collectivité de la Polynésie a développé depuis 2010 des centrales hybrides (solaire/thermique) avec le concours de fonds européens (FEI et FED). Ces opérations ont connu des résultats mitigés. De nombreuses défaillances techniques ont entravé le bon fonctionnement des dispositifs solaires au point de déséquilibrer totalement l'économie initiale du projet, sans de surcroît fournir la distribution électrique dans des conditions acceptables.

En juillet 2016, la collectivité a relancé un plan d'équipement de centrales hybrides exploitées en régie qui a concerné 8 atolls (Manihi, Hikueru, Raroia, Tureia, Takapoto, Takarua, Fakarava et Rapa) pour un coût prévisionnel d'environ 1 milliard de F CFP. Pour le moment, seule la construction de la centrale de Manihi a été validée avec une participation de l'Etat de 220 MF CFP.

Toutefois, le succès de cette politique demeure, comme précédemment, conditionné par la formation des opérateurs communaux, sinon les échecs antérieurs, comme à Ahe, risquent de se reproduire.

⁴⁰ Loi du Pays n°2010-7 du 18 mai 2010.

⁴¹ Arrêté n°531 CM à 557 CM du 21 avril 2010.

⁴² Les Nouvelles, 30 avril 2011.

⁴³ Arrêté n°865 CM du 28 juin 2011.

L'exemple des éoliennes de Makemo est lui aussi significatif des incohérences de l'action publique.

Le projet initial était de promouvoir un modèle de mix énergétique thermique/éolien sur la commune de Makemo, et, en cas de succès, d'étendre ce modèle à d'autres îles polynésiennes. Dans ce but, la SEM Te Mau Ito Api a été créée le 6 juillet 2006⁴⁴ par la souscription de la Polynésie française à hauteur de 66,4% au capital social de la SA Te Mau Ito Api, société créée quelques semaines plus tôt.

Une convention d'affermage pour le service public de la production, du transport et de la distribution d'énergie électrique a été signée le 27 octobre 2006 entre la commune de Makemo⁴⁵, la collectivité de la Polynésie française⁴⁶ et la SEM.

Le projet a bénéficié de la défiscalisation locale⁴⁷ à hauteur de 40% du montant total des travaux, soit 100 MF CFP sur 251 MF CFP investis, les installations éoliennes ont été réceptionnées au cours du mois de décembre 2007 et l'exploitation du service de l'électricité a été assuré par la SEM à compter du 1^{er} janvier 2008.

Dès lors, plusieurs dérives sont apparues.

La commune de Makemo a refusé unilatéralement la pose de compteurs électriques, mais a continué à percevoir les redevances d'électricité auprès de sa population jusqu'au 31 janvier 2009. La commune a été condamnée par jugement du tribunal administratif de la Polynésie française⁴⁸ pour le préjudice financier subi par la SEM.

La SEM n'a jamais bénéficié du système de péréquation réservée aux seules concessions EDT-ENGIE, alors même qu'elle était tenue d'appliquer le tarif réglementé.

Il en est résulté des difficultés de trésorerie pour la SEM, dues pour l'essentiel aux incohérences décrites supra. Cette situation a conduit l'assemblée générale du 8 novembre 2012 à constater l'état de pertes récurrentes et à voter la mise en œuvre d'un plan de continuation validé par une ordonnance⁴⁹ instaurant un plan de règlement amiable, sur la période de décembre 2014 à décembre 2019.

Aux termes de celui-ci, la collectivité participait à l'apport en argent frais⁵⁰, notamment par une avance en compte courant d'un montant de 65 MF CFP, remboursable au taux annuel de 4,18 %⁵¹ au terme de deux ans.

La collectivité a néanmoins émis le 23 mai 2016 un titre de recette, en application de sa réglementation concernant les avances en compte courant. Cette décision, 3 ans avant le terme du plan de redressement, a placé la SEM dans l'incapacité d'honorer cette dette.

⁴⁴ Délibération 2006-37 AT du 6 juillet 2006.

⁴⁵ Délibération de la commune n°05/2006 du 24 février 2006 autorisant le maire à signer la convention d'affermage.

⁴⁶ Arrêté n°1036 CM du 20 septembre 2006 approuvant la convention d'affermage et habilitant le Président de la Polynésie française à la signer.

⁴⁷ Arrêté n°1205 PR du 17 avril 2007.

⁴⁸ Jugement du Tribunal administratif de la Polynésie française n°1500441 du 30 août 2016.

⁴⁹ Ordonnance du Tribunal mixte de Papeete du 21 mai 2014.

⁵⁰ Arrêté n°1306 CM du 4 septembre 2014 approuvant l'augmentation de capital de la SEM à hauteur de 40 MF CFP.

⁵¹ Arrêté n°786 CM du 22 mai 2014.

Cette politique de soutien s'est soldée par un fiasco financier.

En dernier lieu, la conduite de la politique de soutien a également souffert d'erreurs d'analyse.

En voulant écarter le concessionnaire du service public, EDT-ENGIE, du développement de la filière EnR en considérant que l'importance de ses investissements antérieurs dans ce secteur le disqualifiait pour investir à nouveau, la collectivité a mal apprécié la situation.

La loi de Pays n°2012-26 du 6 décembre 2012 prévoyait en effet en son article LP 10 « qu'est interdite toute action tendant à porter au-delà d'un seuil de 50 %, ou d'augmenter si ce seuil est déjà atteint, le contrôle direct ou indirect par un même opérateur de la production d'électricité issue des énergies renouvelables. ».

Cet article a été déclaré illégal par décision du Conseil d'Etat du 16 octobre 2013, celui-ci considérant notamment qu'il « ne ressort pas des pièces du dossier que, pour instituer le seuil fixé au premier alinéa de l'article LP. 10, les auteurs de cette disposition aient recherché si, compte tenu des caractéristiques propres aux marchés polynésiens de la production et de la consommation d'énergie électrique, notamment de la faible taille, du nombre et de l'éloignement des différents bassins de consommation, l'exploitation non abusive de la part de marché correspondant à ce seuil pouvait apporter au progrès économique une contribution de nature à compenser, le cas échéant, les atteintes ainsi portées à la concurrence... ».

1.2.2.3 L'organisation de la tarification sociale

La prise en compte du niveau social des usagers dans la tarification n'a pas été totalement satisfaisante.

La tarification a, sous diverses manières, traité le problème de l'accès garanti à l'usage de l'électricité, et a répondu au problème récurrent de la précarité électrique des usagers aux plus faibles revenus.

Depuis 2007, la collectivité a accordé un tarif réduit (P0) pour des consommations réduites de moins de 100 kWh, puis à partir 2009, de moins de 150 kWh. Mais ce n'est qu'en 2012 que le niveau de puissance souscrite a déterminé l'appartenance à une catégorie spéciale, celle des petits consommateurs. Cette puissance souscrite a été fixée à 3,3 kVA.

La catégorie a été divisée d'abord en 3 tranches.

Le premier tarif était de 20 F CFP jusqu'à 180 kWh. Et pour écarter les effets d'aubaine, une tranche dissuasive a été instaurée au sein de la catégorie des petits consommateurs. Ainsi la tarification de 2012 comportait pour des consommations supérieures à 300 kWh le tarif le plus élevé : 61,90 F CFP contre 48,80 F CFP pour un usager classique.

Cette approche empirique a conduit à des situations paradoxales, bien éloignées de ce que devrait être une tarification prenant en compte le niveau social de l'usager.

Le financement de l'amoindrissement du prix a reposé essentiellement sur le chiffre d'affaires de la grille tarifaire. Il a été fait appel à la solidarité des usagers de l'électricité pour répondre à une problématique sociale. Les plus gros consommateurs ont ainsi été appelés à contribuer au financement des petits consommateurs.

L'assimilation des petits consommateurs avec les usagers sociaux les plus démunis se heurte à des limites évidentes. Le comportement du consommateur ne peut qu'approximativement correspondre à des situations de précarité électrique justifiant un tarif social.

Dernièrement, la tarification a été réduite de 3 à 2 tranches par l'élimination de la tranche dissuasive. Toutefois, elle persiste dans la logique de l'assimilation du petit consommateur à l'usager démuné, et n'apporte qu'une modification technique.

En aucune façon, il n'a été fait appel à un financement fiscal plus approprié. Le financement fiscal (taxe ou impôt) permet de rompre l'exclusive de la solidarité des usagers.

L'absence de prise en compte des revenus de l'usager pour bénéficier d'un tarif spécial rend le système mis en place très perfectible.

Une tarification sociale s'appuie sur un double mécanisme, d'abord sur une connaissance des revenus et par l'instauration de seuil d'ouverture des droits à tarif spécial, ce qui suppose, à un stade ou à un autre, l'intervention des services sociaux.

Aucun projet connu de la Polynésie française ne satisfait à ces critères, ce qui équivaut à laisser se prolonger un système où la solidarité s'exerce en partie à l'aveugle sans que soient déterminés objectivement, et avec toute la précision nécessaire, les bénéficiaires de la mesure.

1.3 L'accumulation de problèmes non résolus

Les questions en attente de réponse ont plus eu tendance à s'accumuler qu'à recevoir un traitement adéquat.

Depuis 2007, la politique énergétique a été pauvre en résultats réellement probants. Les avancées marquantes ont été rares. L'organisation d'une gouvernance en adéquation avec les ambitions de la collectivité n'a pas pu émerger.

1.3.1 L'indépendance énergétique n'a pas significativement progressé

Loin de s'affranchir des importations de pétrole, la production énergétique a continué à en dépendre.

En 2017, la production d'électricité est encore assurée aux deux-tiers par des moyens thermiques fonctionnant au fioul, à l'identique ou presque, de la situation constatée en 2007.

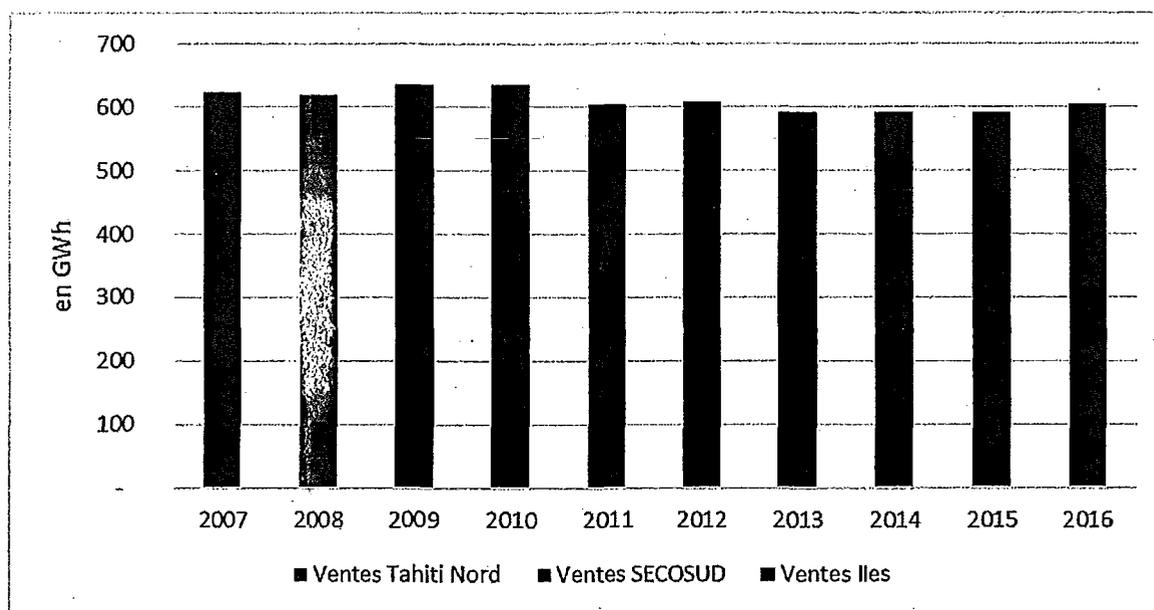
Le développement des énergies renouvelables (hydroélectricité, photovoltaïque, notamment) malgré l'adhésion aux objectifs du Grenelle de l'environnement⁵², est resté modeste, faute de politiques publiques adaptées et conduites dans la durée.

⁵² Assises nationales du 6 juillet au 25 octobre 2007.

1.3.1.1 Le mix énergétique est toujours pétro-dépendant

La baisse de la consommation, qui a caractérisé la période, n'a pas été mise à profit pour changer le mix énergétique.

Graphique n° 2 : Ventes d'électricité, Tahiti Nord, SECOSUD et les autres îles, en GWh :



Source : EDT-ENGIE

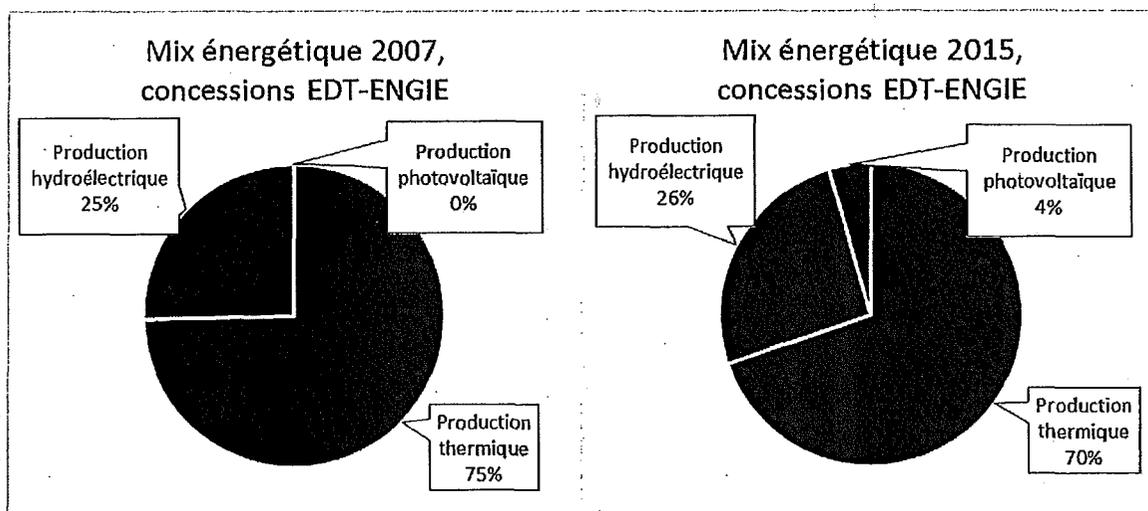
Sur Tahiti, les ventes d'électricité sont passées de 496 GWh en 2007 à 479 GWh en 2016 après avoir atteint un maximum en 2010 à 513 GWh et un minimum en 2015 à 470 GWh. Ces ventes sont réalisées à hauteur de 90% sur la concession de Tahiti Nord, la concession de SECOSUD ne représentant qu'une consommation moyenne de 48 GWh par an. Dans les îles, les ventes ont atteint 126 GWh en 2016, comme en 2007. Elles ont été au minimum de 120 GWh en 2013, et au maximum de 128 GWh en 2008.

La tendance baissière des années 2010 à 2015 n'a pas été utilisée pour modifier le mix énergétique en faveur de EnR et en fermant, par exemple des capacités thermiques.

Entre 2007 et 2017, la dépendance au pétrole n'a donc pas significativement reculé ; la production thermique⁵³ représentait en 2007, 75 % du mix énergétique. Dix ans plus tard, elle n'avait régressé que de 5 points.

⁵³ Qui utilise le fioul et le gazole comme énergie de base.

Graphique n° 3 : Situation du mix énergétique en 2007 et en 2015 :



Source : Rapports d'activité EDT-ENGIE

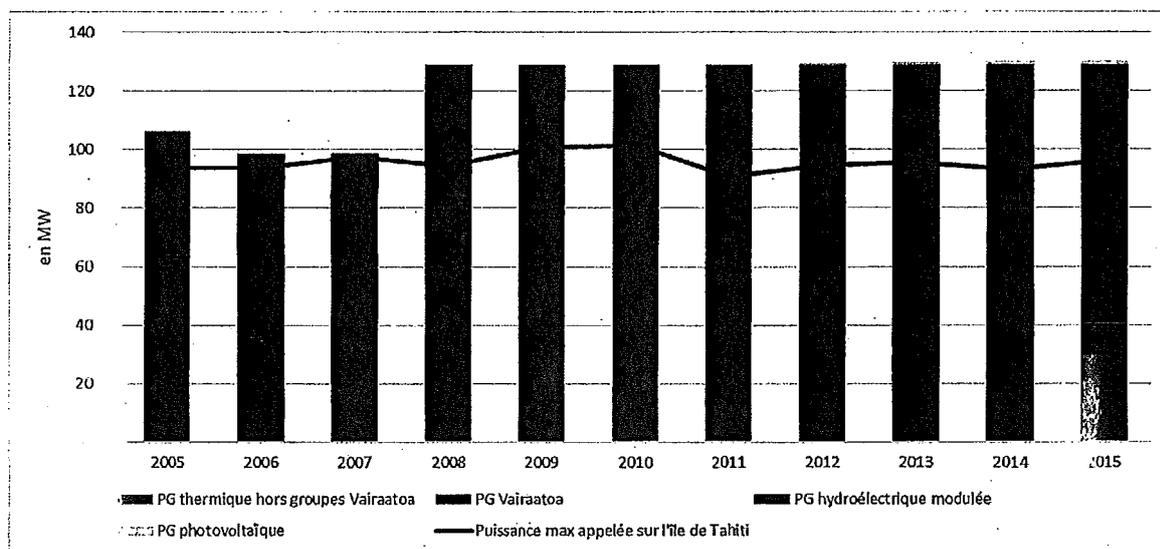
Cette forte résistance à la baisse de la production thermique dans le mix énergétique a de multiples causes. Parmi celles-ci, doit être souligné l'impact des techniques mises en œuvre dans le système électrique polynésien.

Depuis 2009, sur Tahiti, la production thermique a été assurée par la centrale de la Punaruu. Cette centrale compte 4 groupes électrogènes qui tournent au ralenti.

En outre, ces capacités de production nécessitent, pour des raisons tenant à l'organisation générale du système, le maintien en état d'une centrale de secours, située dans le centre-ville de Papeete à Vairaatoa.

La capacité de production garantie a ainsi été maintenue à un niveau supérieur à la puissance maximale appelée.

Graphique n° 4 : Puissance garantie de sécurité par type de production entre 2005 et 2015, en MW :



Nota : la PGHM est retenue à 12 MW et par convention, la PG photovoltaïque est retenue pour 5% de la puissance installée.

Source : Rapports d'activité EDT-ENGIE

Les surcapacités de production thermique maintenues sont justifiées par le concessionnaire EDT-ENGIE par l'obligation de pallier les insuffisances du réseau de la TEP au regard de la sécurisation de l'alimentation électrique de Papeete. Faute de disposer d'un réseau bouclé, la centrale de Vairaatoa sert, de source de production en cas d'incident dans l'alimentation électrique de l'agglomération de Papeete à partir de la Punaruu.

Au reste, tant que cette contrainte technique ne sera pas levée, le système électrique prolongera sa dépendance au pétrole, et acceptera les coûts liés à cette solution.

1.3.1.2 Les énergies renouvelables sont toujours en retrait

Les EnR désignent des modes de production d'électricité qui ne sont frappés ni d'épuisement à terme, ni d'effets nocifs pour le climat et la vie sur terre. En Polynésie française, les modes les plus couramment envisagés concernent l'hydroélectricité, le solaire, l'éolien et l'énergie thermique des mers, sans toutefois que cette énumération soit exhaustive.

Depuis 2007, la contribution des énergies renouvelables est restée très en retrait par rapport au thermique au fioul.

Dans l'optique de l'objectif d'au moins 50% en EnR en 2020, un schéma de développement des énergies renouvelables⁵⁴ a été élaboré par des consultants en 2009 et 2012. Il a fait l'objet d'une consultation du CESC en 2011⁵⁵.

⁵⁴ Rapport Carbone 4.

⁵⁵ Avis n°120 du 20 décembre 2011.

Ce document souligne que le potentiel de croissance des EnR réside essentiellement dans deux secteurs :

- l'hydroélectricité, où il recommande de réaliser au moins deux ou trois projets hydroélectriques, dont le projet de la vallée de la Papeiha (Vaiiha), site qui possède le meilleur potentiel hydrique de Tahiti ;
- le photovoltaïque où il préconise de développer le photovoltaïque intermittent et d'attendre la baisse du coût du stockage tampon pour développer le photovoltaïque régulé.

Durant cette période, c'est la production photovoltaïque qui a crû le plus. La production photovoltaïque a en effet progressé d'un facteur 4, certes à partir d'un niveau proche de zéro, alors que l'hydroélectricité n'a progressé que de 1% en dix ans.

De 2007 à 2015, leur progression est donc restée très limitée.

En dépit du potentiel⁵⁶ hydrique des îles hautes⁵⁷ les capacités hydroélectriques se résument à 15 petites centrales situées sur 5 vallées, qui produisent 46 MW en moyenne.

Le retard en équipements hydroélectriques nouveaux résulte d'un choix stratégique de la collectivité de bloquer l'hydroélectricité pour 10 ans, soit jusqu'en 2008.

Ainsi, sur 10 milliards d'investissement prévus pour Tahiti et les îles, EDT-ENGIE a déclaré en 2011 avoir consacré 600 MF CFP aux ENR, principalement au photovoltaïque et aux études pour le projet de la Papeiha.

Depuis 2007, la société Marama Nui, a été autorisée⁵⁸ par le conseil des ministres à aménager la vallée de la Papeiha (commune de Tairapu Est)⁵⁹. Plusieurs projets ont été proposés, sans succès : fin 2013, cette perspective était toujours en attente, bloquée par des oppositions de principe à l'implantation de nouveaux barrages.

Aucun autre projet hydraulique d'envergure n'a été lancé avant 2014. La relance du projet de la Vaiiha est toujours au stade préliminaire.

En 2015, en toute fin d'année, de nouveaux avenants ont acté, pour certaines vallées (Papenuo et Titaaviri), des projets d'optimisation du productible, que la collectivité considère comme assimilables à des travaux d'extension de capacité.

Au final, en 2017, la contribution des EnR, estimée à 33 % en moyenne période⁶⁰, reste nettement inférieure à la situation qui prévalait vingt ans plus tôt (1998) où elle dépassait 50% grâce à la seule hydroélectricité.

Ce refus de développement des équipements hydroélectriques décrété en 1998 a, de fait, eu pour conséquence de répondre à la croissance de la consommation par l'augmentation de la production thermique.

S'y sont ajoutés les choix d'investissement en faveur de la production thermique en 2007 qui ont de fait limité le développement des EnR.

⁵⁶ Potentiel inventorié dans le schéma de développement des énergies renouvelables en 2012.

⁵⁷ Tahiti et Nuku-Hiva, Hiva- Oa et Fatu- Hiva.

⁵⁸ Arrêté n°645 CM du 10 mai 2007 pour une puissance installée de 14 MWh.

⁵⁹ Coût : 6 milliards de F CFP.

⁶⁰ 36 % enregistrés en 2016 en raison d'une pluviométrie exceptionnelle.

En approuvant le projet d'extension de la centrale de la Punaruu proposé par EDT-ENGIE, la collectivité a donc implicitement accepté que, dès 2009 et jusqu'à l'horizon 2015-2016, une production d'électricité thermique supplémentaire assure la garantie de puissance, et couvre la consommation d'électricité de Tahiti qu'elle attendait à la hausse.

Les anticipations de consommation à la base des investissements de 2007 n'ont cependant pas été corroborées par les consommations enregistrées. Attendue en hausse, la consommation a au contraire tendancielleme nt baissé.

Ainsi en 2016, la consommation pour Tahiti s'est élevée à 479 GWh, soit un niveau nettement en dessous de la fourchette prévue à l'appui du programme d'investissement, entre 650 GWh et 590 GWh.

En définitive, parmi les EnR disponibles en Polynésie française, le photovoltaïque a été le grand bénéficiaire de la période.

En 2010, d'après les statistiques de vente d'EDT-ENGIE, la production sur l'île de Tahiti était de 2,5 GWh ; en 2016, elle a été de 10,9 GWh. Et dans les îles, la production atteint désormais 1 GWh, production à laquelle il faut ajouter l'autoconsommation de PV estimée pour l'ensemble de la Polynésie à 18,6 GWh en 2015.

Par contre, en dehors du solaire, peu de filière ont fait l'objet d'investissements ou d'incitations financières décidées par la collectivité.

Ainsi, la bio-méthanisation ou l'énergie thermique des mers (ETM) sont restées à l'état de projets et d'études. L'ETM avait pourtant reçu des encouragements appuyés en 2011-2013 lorsque le ministère de l'énergie⁶¹ avait affirmé qu'elle constituait la véritable alternative à l'énergie fossile. Des projets presque finalisés étaient pourtant annoncés mais depuis, il n'y a eu aucune réalisation.

L'éolien, seul ou en association avec des groupes thermiques, est également resté très peu développé ; sa production, essentiellement située dans les îles éloignées, n'a pas dépassé un GWh.

1.3.2 La politique énergétique a été sommairement définie

De 2008 à décembre 2015, le modèle de transition énergétique favorable aux EnR est resté succinctement défini en termes de méthode et de stratégie.

Si le vote des principes directeurs de la politique énergétique est finalement intervenu en décembre 2013, les moyens pour parvenir aux objectifs n'ont pas encore tous été définis et actés.

En outre, les atteintes aux obligations du service public n'ont guère régressé dans le secteur énergétique.

⁶¹ Déclaration de M. J. Bryant, ministre de l'énergie, en mars 2013.

1.3.2.1 Le cadre d'action est resté imprécis

La politique énergétique n'a bénéficié que tardivement, en décembre 2013, de principes directeurs opposables : autonomie énergétique, réduction de la consommation d'énergies fossiles, pluralisme des opérateurs et transparence des coûts de l'énergie.

La loi du pays n°2013-28 a fixé les fondements sur lesquels doit désormais reposer la production électrique : au moins la moitié de la production d'électricité sera en 2020 d'origine renouvelable ; suppression des aides financières à la réhabilitation, l'acquisition et la réalisation d'une installation thermique ; interdiction de tout projet d'installation thermique.

L'inflexion est donc particulièrement forte : le bannissement de l'électricité d'origine fossile paraît sans appel.

Toutefois, les principes directeurs inscrits dans la loi du pays ne suffisent pas à investir toute l'étendue de la question énergétique. Dès lors, sans complément réglementaire, le cadre d'action reste imprécis.

Or, cette loi du pays n'a pour le moment été suivie d'aucune autre. De sorte que la mise en œuvre de la politique énergétique souffre en l'état de plusieurs imprécisions dommageables.

En premier lieu, le calendrier annoncé implicitement dans la loi du pays pour la refonte réglementaire s'est avéré peu réaliste.

Il était en effet prévu à l'article LP 5 que la refonte des textes devait intervenir avant le 31 décembre 2013. Or ces textes, nombreux et difficiles, exigent réalistement du temps pour mener les concertations nécessaires, temps que la loi du pays ne leur accordait manifestement pas.

D'autant que ni l'organisation du nouveau système électrique ni le nouveau rôle de la SEM TEP n'ont encore fait l'objet de textes réglementaires. Ces délicates questions, véritables pivots de la politique énergétique, ont donc été renvoyées implicitement à plus tard.

En second lieu, parmi les textes déjà adoptés, celui fixant à 30% le taux de pénétration des EnR fatales⁶² sur l'île de Tahiti⁶³ a indirectement posé une contrainte au développement du photovoltaïque, et plus largement aux EnR.

Ainsi au-delà de ce seuil, le gestionnaire du réseau est autorisé à déconnecter les installations EnR de plus de 100 kWc. A 30%, ce taux ne tient pas suffisamment compte des progrès techniques réalisés dans le stockage de l'énergie.

En dernier lieu, aucun chiffrage précis concernant le coût de l'inflexion de la politique énergétique en faveur des EnR n'a été arrêté.

Pourtant depuis 2009, les projections financières ont été nombreuses. Mais elles n'ont permis que très approximativement de converger vers une évaluation utile à la politique énergétique.

Ainsi, le plan pluriannuel d'investissement de 2009 prévoyait 44 milliards de F CFP d'investissements en faveur des ENR.

⁶² Une énergie fatale, comme le soleil ou le vent, doit être consommée au moment de sa production sinon être stockée.

⁶³ Arrêté n°249 CM du 22 février 2013.

EDT-ENGIE chiffrait en 2011 ce coût à près de 130 milliards de F CFP qui lui semblait nécessaire pour atteindre 50% d'EnR en 2020. Le rapport Carbone 4 rendu en 2012 évaluait, quant à lui, à 45 milliards de F CFP le coût du développement des EnR pour atteindre l'objectif fixé.

En 2013, était évoqué le chiffre de 70 milliards pour atteindre un objectif rehaussé à 70% d'EnR en 2025.

Ces lacunes et ces approximations ont contribué à construire un cadre d'action relativement imprécis.

1.3.2.2 Le respect des exigences du service public n'a guère progressé

Le service public est au cœur des problématiques touchant à la production et à la distribution de l'électricité. Les critères du service public constituent pour tous les acteurs du système électrique une référence obligée et pour la politique énergétique, un aspect incontournable.

En 2007, une des observations du rapport de la chambre territoriale des comptes portait déjà sur les lacunes relevées dans le service public de l'électricité.

Le retour au respect strict des critères du service public a pris du temps. Fin 2013, de nombreuses atteintes aux critères du service public persistaient.

Les règles de fonctionnement de la péréquation du prix de l'électricité sont, à ce titre, particulièrement emblématiques.

En 1991, un courrier du haut-commissariat⁶⁴ avait demandé la transformation du principe d'adhésion contenu dans la convention n°90-1778 du 14 décembre 1990 et l'avenant n°7 du 14 décembre 1990 à la concession Tahiti Nord, en principe de solidarité financière. Ce faisant était entériné le prix unique correspondant à l'équilibre financier global des concessions gérées par EDT-ENGIE.

La péréquation pratiquée dans le cadre de ce système électrique a bien eu pour finalité l'établissement d'un tarif identique, quels que soient les coûts de production des concessions. Le champ de cette péréquation était, dans le cadre de ce premier mécanisme, limité aux concessions gérées par EDT-ENGIE.

Pour les autres concessions et régies, un palliatif avait été trouvé. La collectivité conditionnait le bénéfice d'une détaxe sur le gazole à l'application du tarif fixé pour Tahiti Nord, la concession de référence.

Jusqu'à ce jour, le système n'a concrètement pas changé, en dépit de la volonté de la collectivité exprimée en novembre 2015 de changer le système de péréquation.

Sur demande de la collectivité, EDT-ENGIE continue à mettre en œuvre une péréquation tarifaire circonscrite aux concessions qui lui avaient été expressément déléguées. EDT-ENGIE a ainsi compensé les coûts élevés de production de ses concessions dans les îles (19) par ceux beaucoup moins élevés de la plus grosse concession de Tahiti Nord, la concession de Tahiti Sud (Secosud) étant tendanciellement au quasi équilibre.

⁶⁴ Lettre du 9 janvier 1991.

Cette construction empirique de la solidarité financière des usagers comporte d'évidentes limites.

La délégation de fait au concessionnaire du calcul et de la gestion de la péréquation, de surcroît réalisée sans contrôle efficace de la collectivité concédante, ne satisfait pas aux obligations du concédant.

L'actuel système de péréquation est par essence inégalitaire. Il ne concerne que les concessions confiées à EDT-ENGIE, laissant à l'écart les autres concessions et régies. Le palliatif trouvé dans une détaxe du gazole pour les autres exploitations ne saurait, en raison de son empirisme, être tenu pour satisfaisant.

Dans ces conditions, les usagers de la Polynésie française ne sont pas traités sur un pied d'égalité devant le service public : certains, hors délégation EDT-ENGIE, ne bénéficiant ni du prix péréqué, ni d'un système électrique fiable.

La gestion des exploitations hors EDT-ENGIE sont en effet contraintes, par des coûts de production élevés, à un déficit structurel ou à des prix prohibitifs. Cette situation les pousse à négliger la maintenance des capacités de production, sauf à recevoir des subventions de la collectivité et de l'Etat, comme par exemple à Uturoa.

Cette situation contrevient de manière flagrante à l'égalité des usagers devant le service public. Elle méconnaît aussi la transparence avec laquelle le service public doit être rendu.

Dès lors, tant que ne sera pas substituée une péréquation globale, respectueuse de l'égalité de tous les usagers, gérée par la collectivité, les critères du service public ne seront pas respectés.

2 LES PREMICES D'UNE REFORME ENCORE INABOUTIE

Deux documents ont donné corps à la nouvelle politique énergétique de la collectivité mettant fin aux irrésolutions et demi-mesures du passé récent, notamment constatées depuis 2007.

Dans un premier document, un plan de transition énergétique (PTE) a été élaboré par le ministère des énergies puis présenté au public en novembre 2015. L'horizon du plan est fixé à 2030. Dans un second, un plan climat stratégique, qui relève d'une approche complémentaire de lutte contre les changements climatiques, a, quant à lui, débouché sur la mise en place d'un Plan Climat Energie (PCE) en 2015.

En liaison avec ce dernier, le PTE est depuis devenue la feuille de route du ministère de l'énergie.

Une nouvelle politique de l'énergie est ainsi en cours d'émergence, revendiquant clairement une filiation avec le rapport de la CRE de novembre 2012.

Ce plan de transition énergétique prône le passage « de système centralisé à base d'hydrocarbures à un foisonnement d'unités de production plus réduites et fonctionnant à base d'énergies renouvelables ». Il est ambitieux et postule à la reconfiguration complète du modèle énergétique à l'horizon 2030.

Toutefois, eu égard aux premières réalisations du PTE, de nombreux points-clefs restent à arbitrer. Cette situation confère en l'état, un caractère largement inabouti à la nouvelle politique énergétique.

2.1 Des options stratégiques novatrices

En 2017, la réforme est encore en germe, cependant deux options stratégiques majeures ont été dévoilées.

Ainsi, le choix du PTE en faveur d'un système électrique non intégré sert d'armature à la reconfiguration du système énergétique, en lien avec un renforcement de la gouvernance publique, considérée, à juste titre, comme défaillante.

L'autre ambition de cette réforme est de promouvoir un modèle énergétique moins carboné grâce à la relance du développement des énergies renouvelables, et au moindre recours aux énergies fossiles.

2.1.1 Un système électrique non intégré

Opter pour un système non intégré constitue une inflexion hardie des pratiques jusqu'alors en cours en Polynésie française.

C'est aussi une prise de position qui se situe aux antipodes de l'avis de l'opérateur historique, EDT-ENGIE, qui s'est, à plusieurs reprises, interrogé sur l'intérêt de l'implantation d'un système non intégré⁶⁵ car, selon lui, « notre modèle est plus proche de celui des DOM que de celui de la métropole » .

A l'inverse, le système en projet, dans son principe, a reçu depuis 2012 l'aval des experts de la commission de la régulation de l'électricité (CRE), notamment pour le renforcement de la concurrence qu'il induisait.

2.1.1.1 Un modèle inédit

Le modèle intégré est ancien. Il a été approuvé par une délibération du 23 août 1974⁶⁶ qui a acté le principe de la mise en place d'un système intégré de production d'énergie électrique. Cette délibération envisageait même la construction d'un barrage sur la Papenoo et d'une centrale nucléaire.

⁶⁵ Lettre du 6 janvier 2016 du PDG d'EDT-ENGIE au Président de la CRE (lettre remise par EDT-ENGIE).

⁶⁶ Délibération n°74-109 relative à un système intégré.

En Polynésie française, le système électrique s'est progressivement constitué sur le modèle du système intégré qui prévalait en France avant les transformations radicales opérées au début des années 2000⁶⁷ sous la pression de l'Union Européenne. Ce système intégré aboutissait à ce qu'une seule grande entreprise, en l'occurrence EDF, gère le système en son entier.

En Polynésie française, EDT-ENGIE a joué un rôle assimilable à celui d'EDF en France hexagonale et dans d'autres territoires insulaires, sans être pour autant une entreprise publique.

Pour les outre-mer et la Corse, le choix de la collectivité de la Polynésie française est sans précédent.

Le modèle non intégré est inédit, et très peu de territoire de population comparable à la Polynésie française ont adopté un modèle similaire.

Ce modèle non intégré répond à la reconnaissance de la supériorité pour le consommateur-usager des effets de la concurrence sur ceux du monopole ce qui, pour des populations réduites, n'est pas une évidence. L'émergence d'un marché de clients finals est, par exemple, difficile sur une partie non négligeable du territoire (les archipels éloignés) aux coûts de production prohibitifs.

En Polynésie française, le modèle retenu dans le PTE est construit sur la séparation des métiers : production, transport, distribution⁶⁸ ; cette séparation se traduisant par la constitution de sociétés distinctes.

Force est de constater que ce n'est pas la voie choisie pour les autres territoires ultramarins et pour la Corse.

Le système polynésien repose sur plusieurs choix décidés par la collectivité de la Polynésie française :

- la préservation de la concurrence dans le secteur de la production qui, de fait, relève à 90% d' EDT-ENGIE ;
- l'abandon de l'administration du prix des hydrocarbures au profit du libre jeu du marché et des couvertures à terme par les producteurs ;
- la restauration de la concurrence dans le secteur de la distribution qui est assurée en quasi-totalité par EDT-ENGIE ;
- la transformation du transporteur, la TEP, en gestionnaire indépendant du réseau électrique en charge de l'équilibre offre et demande.

Ces options impliquent un renversement radical des pratiques, notamment à l'égard du concessionnaire historique.

⁶⁷ Loi NOME du 7 décembre 2010.

⁶⁸ Dans le modèle pur, la livraison est un métier à part entière.

2.1.1.2 Un modèle moins carboné

Le développement des EnR, notamment d'origine hydraulique, est l'autre volet du plan.

Il est ainsi annoncé la relance des projets hydrauliques pour atteindre l'objectif de 50% en EnR, le potentiel développé par les aménagements existants de Marama Nui plafonnant à l'apport de 26% du mix en 2015.

Dans le cadre du PTE, la croissance de l'hydroélectricité doit maintenant s'appuyer sur un programme de réhabilitation des barrages estimé à 3,8 milliards de F CFP et exécuté pour moitié en 2016.

Par ailleurs, des travaux en vue d'une augmentation des rendements des centrales a débuté en septembre 2016 grâce au procédé Hydromax.

Enfin, le projet de barrage lancé en 2007 dans la vallée de la Vaiiha, estimé à 6 milliards de F CFP, devrait à terme renforcer notablement la production d'hydroélectricité, l'apport au mix énergétique étant estimé à 4%.

Toujours dans l'optique d'un modèle moins carboné, il est également prévu le déploiement d'une politique rénovée en faveur du photovoltaïque d'ici 2025.

En outre, la Polynésie française est engagée dans la promotion de la croissance verte par mention directe de la loi n°2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, celle-ci mentionnant que « l'assemblée et le gouvernement sont associés à l'élaboration des stratégies ».

Des conventions avec l'ADEME ont concrétisé cet engagement, sans qu'à proprement parler une stratégie ait été élaborée, que ce soit par l'assemblée ou le gouvernement de la Polynésie française.

D'ailleurs, concernant le PTE, l'assemblée de la Polynésie française ne s'est jamais prononcée par délibération. Au mieux, ce nouveau modèle écologique a fait l'objet de communications en conseil des ministres ou de présentations à la presse. Aucun débat, ni aucun vote de l'assemblée délibérante ne sont venus acter le PTE.

2.1.2 Une réévaluation de la gouvernance publique

Les défaillances de la collectivité, en sa double qualité d'autorité décisionnaire et concédante, soulignées depuis dix ans ont débouché sur une réforme qui a placé la restauration du rôle de la collectivité au centre du jeu.

Dès lors, l'instauration d'une gouvernance et d'une régulation crédible constituent des conditions indispensables à la réforme.

Cette réévaluation repose d'abord sur l'amélioration des circuits de décision au sein de la collectivité, et par la construction d'une régulation publique.

2.1.2.1 Une organisation rationalisée de la prise de décision

S'est progressivement installée dans le cercle décisionnaire de la collectivité, la pratique du morcellement des questions énergétiques entre plusieurs ministères et services.

Ainsi, chaque service intéressé sur tel ou tel aspect de la question énergétique, a pu commander, sous couvert de son ministre de tutelle, de nombreux rapports et études, parfois sur des sujets redondants.

Plus grave, les discussions avec EDT-ENGIE ont été menées par plusieurs correspondants, chacun étant dûment mandatés par leur ministre respectif pour traiter de l'aspect de la question qui relevait de leurs compétences. Cette approche en ordre dispersé a très souvent rendu impossible une expression univoque de la collectivité, ce qui n'a pu que compliquer les négociations avec un professionnel averti.

En septembre 2014, la centralisation du traitement des questions énergétiques au sein du seul ministère des énergies et du service de l'énergie est donc apparue comme particulièrement adaptée.

Les aspects transverses de la question énergétique ne doivent pas conduire à l'émiettement des responsabilités ; ils postulent au contraire au regroupement dans un seul ministère et au recours à l'inter ministérialité que lorsque cela est nécessaire.

La collectivité de la Polynésie française a également besoin d'un dialogue organisé avec le concessionnaire. A ce jour, le service de l'énergie a éprouvé bien des difficultés à assurer le contact avec EDT-ENGIE.

Il est aussi important de bien assurer la représentation de la collectivité au sein du conseil d'administration d'EDT-ENGIE. Celle-ci a connu jusqu'à maintenant, beaucoup de vicissitudes.

Entre 2001 et 2008, sans raison spéciale, la représentation de la collectivité au conseil d'administration d'EDT-ENGIE a fait l'objet d'une interruption. Traditionnellement pourvue d'un siège de censeur aux fonctions consultatives⁶⁹, la collectivité a, durant près de 7 ans, non assuré le poste.

En 2008, la collectivité a accepté la proposition d'EDT-ENGIE et a repris place au conseil en qualité de censeur.

Depuis, elle a été occupée sans discontinuité par les ministres en charge de l'énergie jusqu'en 2014, puis par un conseiller technique à la présidence, puis personne depuis quelques mois. Il est à craindre qu'une nouvelle fois le poste tombe en déshérence.

La volonté de recentrer l'initiative en matière de politique énergétique sur la collectivité est pourtant manifeste.

Par plusieurs aspects, la réforme remet la Polynésie française en position centrale.

Ainsi, la loi du pays du 23 décembre 2013 réinstalle la collectivité en qualité d'autorité organisatrice, détenant seule la capacité juridique d'autoriser une mise en production.

⁶⁹ Prévue par les statuts d'EDT-ENGIE (article 18 bis).

EDT-ENGIE est, en conséquence, assigné à son rôle d'exploitant et n'est plus en mesure d'être le prescripteur par défaut du système électrique. En mars 2016, son PDG déclarait à ce sujet qu'il fallait que le pays reprenne « le contrôle de son service public ».

La collectivité se veut dorénavant plus présente dans la supervision du système.

Les comités de suivi de la transition énergétique, qui réunissent plusieurs ministres, des représentants de l'agence française de développement (AFD), du syndicat polynésien des énergies renouvelables (SPER), du président de l'université, du président d'EDT-ENGIE et de la TEP assurent une représentation élargie des acteurs de l'énergie. Ils ont déjà consacré deux réunions pour mesurer le degré de réalisation des 48 actions que contient le PTE.

Cette attitude rigoureuse tranche avec l'absence de suivi qui a prévalu depuis 2007.

2.1.2.2 Une régulation publique en construction

La régulation est l'une des pierres angulaires du PTE.

Mettant au cœur de la réforme la reconnaissance des contraintes particulières propres au secteur de l'énergie, la collectivité a souhaité installer un arbitre indépendant afin que celui-ci garantisse « une saine concurrence », et qu'il assure l'équité de traitement entre les différents acteurs.

Dans ce projet, plusieurs organismes ont vocation à contribuer à la régulation.

Une première intervention régulatrice, neutre et indépendante, est confiée à la TEP à qui revient la charge de garantir au quotidien l'équité et la transparence des relations entre tous les producteurs et tous les distributeurs.

En cas de litige, l'intervention de l'autorité polynésienne de la concurrence est prévue aux fins d'arbitrage, en s'appuyant au besoin sur l'expertise de la CRE.

Toutefois, alors qu'il devait intervenir durant le 2^{ème} semestre 2016, cet aspect du projet n'a pas avancé.

A ce jour, rien ou presque n'a été réellement acté : le rôle de l'autorité polynésienne de la concurrence n'a, dans le domaine énergétique, pas été précisé, et la convention à passer avec la CRE pour conforter la compétence de l'autorité polynésienne de la concurrence en matière de régulation de l'énergie est apparemment au point mort.

Enfin, aucun texte ou convention n'est venu modifier le rôle de la TEP.

Le service de l'énergie est, en outre, chargé de participer à la régulation du système, en lien avec la fonction de contrôle des délégations qu'il exerce au nom de la collectivité.

Les compétences techniques du service de l'énergie, considérées comme insuffisantes, sont en cours de renforcement. Le service est à la recherche d'un économiste-financier qui sera en charge de constituer pour la collectivité la base de données indispensables à la régulation du service public de l'électricité.

Mais les évolutions nécessaires à la constitution d'une régulation publique ne sont pas que matérielles. A minima cette régulation suppose non seulement des pouvoirs publics, experts et neutres, mais les régulateurs doivent en outre partager une éthique spéciale.

Inédite au sein de la collectivité de la Polynésie française, cette éthique de la régulation reste à élaborer.

Si l'idée initiale de recourir à une autorité administrative indépendante propre à la régulation électrique a finalement été abandonnée, la désignation et le statut du régulateur du système électrique n'ont été, pour le moment, déclinés nulle part.

2.2 Des projets de renforcement du service public de l'électricité

Plusieurs principes fondamentaux du service public ont été mis à mal par certaines évolutions évoquées infra, notamment ceux relatifs à l'égalité et à l'équité, à la neutralité et à la transparence. Ces errements ont conduit à une contestation récurrente du système.

La réforme engagée témoigne à cet égard d'une prise de conscience des responsabilités propres de la collectivité. Ainsi, l'ère des soupçons et des accusations est censée céder la place à un climat de confiance mutuelle fondée sur un contrôle plus efficace des délégations.

A ce titre, la simplification de l'information comptable et une présentation par métiers servent la transparence des coûts et des marges ; de même, qu'une péréquation renouvée restaure l'égalité des usagers devant le service public.

2.2.1 La transparence des coûts

La relative opacité de la comptabilité des concessions, signalée depuis 2007 et surtout, les limites de la formule d'actualisation ont depuis 2015 fait l'objet d'une série de mesures de clarification censées restaurer la transparence des coûts, indispensable au bon fonctionnement d'une délégation de service public.

Dans le cadre du PTE, de nouvelles méthodes et de nouvelles pratiques, concernant notamment le contrôle des comptes, ont été convoquées pour restaurer la confiance.

2.2.1.1 Une comptabilité fixée par la Polynésie française

Ce n'est qu'en 2008 que la comptabilité du concessionnaire a été présentée sous forme analytique au concédant.

Depuis la création des concessions, la comptabilité qui servait à la détermination des coûts et des marges était issue des seuls travaux du délégataire, EDT-ENGIE, sans que la collectivité ait revendiqué une voix au chapitre.

Les reproches classiques adressés aux comptabilités de concession ont, à des titres divers, pu être aussi adressés à la comptabilité du concessionnaire.

Mais, suite aux annulations contentieuses, le concédant et le concessionnaire ont décidé de rapprocher leur point de vue en collaborant à la mise au point d'une nouvelle comptabilité.

RAPPORT À FIN D'OBSERVATIONS DÉFINITIVES

Cette comptabilité a été concertée avec EDT-ENGIE par l'intermédiaire du cabinet Horwath mandaté à cet effet par la Polynésie. Cette méthode d'élaboration avait été recommandée par la CRE en 2012 qui avait très justement rappelé que la formule tarifaire devait reposer sur une comptabilité analytique du concessionnaire, établie selon les principes ou méthodes définies et acceptées par le concédant et le concessionnaire.

Un arrêté n° 2100 CM du 17 décembre 2015 a fixé « la comptabilité appropriée applicable aux délégations d'un service public du secteur de l'énergie », notamment au rapport du délégataire. Des principes sont rappelés : la séparation des activités ; l'élaboration d'un compte de résultat pour chacune des activités principales et chacun des contrats ; la prééminence de l'imputation directe des charges ; la méthode d'affectation des coûts ; la permanence des méthodes.

Le découpage analytique du revenu autorisé permet d'isoler les centres de coûts par métiers et assure de ce fait, un gain de transparence.

Le revenu autorisé (RA) du concessionnaire est l'addition d'un revenu d'exploitation, correspondant à la prestation du concessionnaire, et du coût d'énergie⁷⁰, en lien avec les dépenses réelles (combustibles, redevance transport).

Le revenu d'exploitation (RE) est établi sur la base des coûts résultant des produits des nombres d'unités d'œuvre et des forfaits issus de la moyenne des coûts constatés durant les dernières années écoulées.

Le coût d'énergie (CE) résulte des dépenses réelles liées à la production et au transport dont le coût unitaire est fixé par l'autorité concédante.

Le partage des gains de rendement (PGR) ne suit plus la formule paramétrique L, inepte. Il résulte du partage à part égale avec l'utilisateur des économies en combustible réalisées par le concessionnaire.

La séparation des charges de la délégation des charges propres du délégataire est indispensable à la garantie d'un juste prix du service rendu. C'est d'ailleurs un article clef⁷¹ du plan de comptabilité, qui n'est pas applicable en Polynésie française.

La comptabilité obéit, par ailleurs, au principe du coût réel constaté qui correspond aux charges réellement engagées dans le processus d'exploitation. La marge du concessionnaire correspond au chiffre d'affaires prévisionnel de l'activité⁷² diminué des coûts réels d'exploitation.

Cela équivaut d'une part, à couvrir les charges d'exploitation à condition qu'elles soient dans le périmètre de charge autorisé et à rémunérer le concessionnaire par une marge déterminée au moyen d'un chiffre d'affaire prévisionnel net des coûts réels d'exploitation.

En d'autres termes, par rapport à la construction précédente, qui assurait au concessionnaire la couverture de ses charges et une rémunération raisonnable, la méthode de computation n'a guère changé et s'inspire encore de la méthode du cost-plus.

⁷⁰ Revenu Autorisé = Revenu d'Exploitation + Coût Energie.

⁷¹ Art. 621-10 : L'entreprise concessionnaire distingue l'activité de chacune des concessions ou de chaque catégorie de concessions dans des comptes de résultat appropriés.

⁷² Chiffre d'affaires prévisionnel.

L'adoption d'une nouvelle comptabilité est, sans conteste, une amélioration pour la clarification de la présentation. Cependant, les véritables avancées ne pourront venir que du contrôle comptable de la collectivité conduit selon les préconisations communes de la CRE et de la chambre territoriale des comptes.

A cette fin, les frais de contrôle sont, en vertu de l'article 29 du traité de concession, à la charge du concessionnaire dans les conditions qui paraissent toujours aussi limitatives.

2.2.1.2 Une nouvelle formule d'actualisation

Les motifs d'annulation de la formule d'actualisation ont été clairement exposés par le Conseil d'Etat en juillet 2014, qui a considéré que la formule « surestimait, de façon substantielle, l'ensemble des coûts supportés par le concessionnaire, assurant à celui-ci une marge allant au-delà de la marge raisonnable ».

Cette formule d'actualisation figurait à l'article 11 du contrat de concession Tahiti Nord, qui sert de base pour la tarification de l'ensemble des concessions confiées à EDT-ENGIE.

Elle servait à déterminer le prix de référence⁷³ en fonction du niveau et de l'évolution du coût de l'énergie (E), du prix du transport (T) et des autres charges d'exploitation du concessionnaire (ACE).

Les possibilités d'actualisation étaient largement ouvertes : tous les ans, au 1^{er} mars et à tout moment en cas de modification du prix de l'énergie primaire, de l'hydroélectricité ou du transport, si celle-ci avait pour effet une variation de 1% du prix de référence ou de 0,5% du chiffre d'affaires du concessionnaire.

Le contrat prévoyait en sus de la formule d'actualisation, une procédure de révision pour maintenir les tarifs en harmonie avec les charges qui pouvait intervenir tous les 5 ans à compter du 1^{er} mars, et à tout moment lorsque les ACE étaient multipliés par deux ou diminuaient des 2/3.

L'actualisation n'a pas toujours été conduite dans le respect des périodicités conventionnelles. Ainsi, par exemple, de 2005 à 2011, la collectivité n'a pas réclamé l'actualisation du rendement des groupes électrogènes, laissant ce gain de productivité à la seule disposition du concessionnaire.

Les parties ont finalement convenu d'un avenant pour réviser les termes du contrat.

Un avenant 17 du 29 décembre 2015 a ainsi substitué une nouvelle formule d'actualisation à la formule paramétrique L, annulée.

L'évolution au 1^{er} mars des paramètres qui déterminent le RE, fait intervenir une actualisation des forfaits⁷⁴ reposant sur l'évolution de trois indices : l'indice des salaires et des charges et deux indices qui faisaient déjà partie de la formule annulée, l'indice des prix à la consommation (ICV) et l'indice des produits et services.

Dans cette nouvelle formule, les charges salariales sont exclues du partage des gains de productivité, qui ne portent que sur les économies de combustibles. L'évolution des charges salariales est donc entièrement supportée par l'utilisateur.

⁷³ $P = E + T + ACE$.

⁷⁴ Calculé par rapport à la moyenne des 3 meilleures années par période de cinq ans.

L'actualisation du tarif⁷⁵ reste entre les mains de la collectivité. Chaque année avant le 15 février, le concessionnaire remet ses propositions de tarification au 1^{er} mars ; ceux-ci, après analyse, sont validées ou non par le concédant. Mais, les tarifs peuvent aussi varier, à tout moment, en cas de modification d'au moins un paramètre composant le coût des énergies.

Cette nouvelle méthode constitue une avancée en matière de transparence mais reste, par définition, tributaire du contrôle comptable effectué annuellement par le concédant.

2.2.2 L'égalité dans le service public

Des atteintes aux critères du service public ont affecté les droits de l'utilisateur et des candidats à la commande publique.

Plusieurs projets inclus dans le PTE sont, en réponse, porteurs d'une restauration de l'égalité devant et dans le service public.

2.2.2.1 Un prix unique pour tous

La discrimination de fait opérée entre les usagers desservis par une prestation EDT-ENGIE et les autres est remise en cause par les dispositifs en projet.

La grande dispersion des coûts de production en Polynésie française rend incontournable l'organisation d'une péréquation du prix de l'électricité.

Le tableau ci-après montre la grande disparité des coûts de production des concessions EDT-ENGIE qui varient de 29,08 F CFP dans la concession de Tahiti Nord à 61,09 F CFP à Nuku Hiva ou à 316,98 F CFP à Makatea (chiffres 2014 EDT-ENGIE).

Tableau n° 6 : Coûts de production EDT-ENGIE en 2014, en F CFP par kWh :

Tahiti Nord	Secosud	Moorea	Bora Bora	Tubuai	Nuku Hiva	Rangiroa	Makatea	Hao
- 28,62	- 33,08	- 60,00	- 33,36	-80,89	- 61,09	- 53,66	- 316,98	- 66,85

Source : EDT-ENGIE

Depuis l'avenant d'adhésion⁷⁶ et la convention EDT-ENGIE – Polynésie française⁷⁷ de décembre 1990 qui ont organisé la solidarité financière entre les usagers, le prix de vente de l'électricité est celui fixé pour Tahiti Nord. Aux termes d'un autre avenant n° 11 du 6 décembre 1999⁷⁸, le concessionnaire est expressément tenu de « respecter une stricte égalité de traitement vis-à-vis des usagers ». La création d'un fonds de péréquation avait été prévue, mais depuis, elle n'a jamais été mise en œuvre.

⁷⁵ A l'identique par rapport aux dispositifs précédents, la tarification distingue une part abonnement correspondant à la puissance souscrite dans le contrat de l'utilisateur et une part proportionnelle à la consommation.

⁷⁶ Avenant n°7 du 12 décembre 1990 fixant par ailleurs la fin de la concession au 30 septembre 2020.

⁷⁷ Convention n°90-1778 EDT-ENGIE – Polynésie française du 14 décembre 1990.

⁷⁸ Avenant fixant par ailleurs la fin de la concession au 30 septembre 2030 au lieu du 30 septembre 2020.

Pour les communes non adhérentes, ce dispositif a été, de manière accessoire, complété par la possibilité de bénéficier de gazole détaxé sous réserve d'adopter la tarification arrêtée en conseil des ministres.

De sorte que le prix de référence, arrêté par la collectivité, est la résultante de l'équilibre financier des concessions déléguées, les concessions moins coûteuses, essentiellement Tahiti Nord, compensant les concessions plus coûteuses.

Cette situation a conduit à l'exclusion arbitraire des usagers hors des concessions EDT-ENGIE du mécanisme de solidarité mis en place de manière incomplète depuis 1991.

Ce système a abouti à laisser les usagers des régies des îles éloignées seuls face aux coûts de production très élevés dans ces conditions d'exploitation particulières.

La préservation de l'équité et l'égalité des usagers du service public ont depuis 2012 connu un regain d'intérêt. Ainsi, l'instauration d'un prix unique a été replacée au centre des préoccupations de la collectivité ; pour autant, elle n'a pas été érigée en principe directeur.

En effet, la loi du pays du 23 décembre 2013 n'a pas explicitement traitée de l'extension de la péréquation tarifaire à la totalité des usagers.

La présentation du PTE en novembre 2015 a été plus précise.

Dans celle-ci, il est clairement envisagé de redéfinir le mécanisme de péréquation, et de mettre en place un fonds ad hoc géré par la collectivité sous forme d'un compte spécial dans le budget de la collectivité et de la sorte, d'abandonner le système insatisfaisant de la gestion de la péréquation par le concessionnaire.

En prévoyant ainsi que le mécanisme de solidarité soit étendu à l'ensemble des usagers, la collectivité de la Polynésie française s'apprête à mettre fin à une dérive vieille de plus de vingt-cinq ans.

2.2.2.2 Une sélection équitable des opérateurs

Depuis la signature des traités de concession en 1960 et 1990, les candidats au service public de l'électricité n'ont pas été placés dans une situation équitable par rapport au concessionnaire historique.

D'abord, la mise en concurrence a été éludée par des prorogations de la durée par avenants à une époque où ses pratiques étaient encore légales.

Puis, l'actualisation des accords contractuels a soigneusement évité d'aborder cette question. Le contrat de concession ne prévoyait même pas un dispositif de raccordement au réseau.

Désormais, les conditions techniques et économiques du raccordement, en liaison avec le développement de la fonction arbitrale de la TEP, nouveau gestionnaire de réseau, constituent les éléments forts du système en gestation.

Toutes les transformations annoncées tablent sur une information comptable et économique améliorée, grâce à la comptabilité appropriée ; l'amélioration de la transparence des comptes de la délégation ouvre les perspectives de marché de tous les acteurs actuels ou potentiels du système électrique.

L'autre point d'attention concerne les contrats d'approvisionnement en énergie primaire (hydrocarbures) qui doivent aussi faire l'objet d'une mise en compétition la plus équitable possible.

A cet égard, dans son avis du 7 novembre 2016⁷⁹, l'autorité polynésienne de la concurrence (APC), a admis que la mutualisation du transport des hydrocarbures lui paraissait justifiée en raison de l'existence d'un quasi-monopole naturel qu'il conviendrait cependant de mieux réguler, notamment concernant les conditions de stockage des hydrocarbures.

Au demeurant, la mise en sommeil du FRPH au 1^{er} mars 2016 a supprimé le lissage des à-coups du cours du baril de pétrole par l'administration du prix par la collectivité. Ce faisant, les opérateurs sont remis sur un pied d'égalité en recourant à des contrats de couverture achetés sur le marché.

A ces deux niveaux, la collectivité de la Polynésie a entendu apporter des réponses pertinentes afin d'améliorer la sélection des opérateurs.

La CRE a même, pour conforter la sélection équitable des opérateurs et trancher d'éventuels litiges, recommandé la création d'une instance arbitrale, pré-contentieuse, composée de 3 magistrats (des comptes, judiciaire et administratif), en capacité de faire appel à des expertises ponctuelles.

2.3 Des compléments indispensables

La réforme de longue haleine (2015-2030), telle qu'elle a été jusqu'ici présentée, est incomplète.

Plusieurs volets importants ont paru être occultés. La cohérence et le succès du PTE requièrent donc des compléments stratégiques absolument nécessaires.

Ceux-ci sont de deux ordres. Les premiers répondent au besoin de clarification portant sur des questions essentielles comme le coût et le financement de la transition énergétique ou la place des usagers dans le système en construction. Les seconds concernent l'efficacité des politiques d'accompagnement.

2.3.1 La clarification de questions encore sans réponse

Il reste plusieurs angles morts concernant des points importants.

Ainsi en est-il des questions relatives au coût global de la réforme et de son financement, qui n'ont pas fait jusqu'à présent l'objet d'une présentation claire ; de même, la place qu'elle entendait réserver aux usagers dans la gestion du système électrique n'a pas fait l'objet d'éclairages suffisants.

⁷⁹ Avis n°2016-A-02 du 7 novembre 2016.

2.3.1.1 Les conditions de soutenabilité financière

A aucun moment, le coût global, et surtout les conditions de la soutenabilité financière du projet de transition énergétique n'ont été abordés.

Certes, l'une des avancées de la réflexion en matière de politique énergétique est de ne plus se cantonner aux seuls aspects économiques et financiers pour laisser toute leur place aux considérations écologiques. Mais les questions financières ne sauraient pour autant être tenues pour négligeables.

Le PTE ne contient aucun chiffrage global.

L'avenant 17 fait le décompte de l'indemnité de fin de concession qui est due au concessionnaire, après la suppression des amortissements de caducité :

- 736 MF CFP pour les terrains et ouvrages de production ;
- 11,7 milliards de F CFP pour les biens de distribution non amortis.

Auxquels s'ajoute la valeur à dire d'expert des outillages et des extensions de réseau demandées par la collectivité au cours des 5 dernières années de la concession.

Mais à ce total, d'au moins 13 milliards de F CFP, il convient d'adjoindre les indemnités qui seraient à verser en cas d'une fin anticipée du contrat.

L'indemnisation est alors a minima abondée⁸⁰ d'une somme égale au produit net de la concession multiplié par le nombre d'années restantes à courir.

En plus, il convient d'agrèger les investissements nécessaires à la promotion des EnR, qui, selon une estimation moyenne, dépassent les 45 milliards de F CFP.

S'y ajoute le coût budgétaire des politiques d'accompagnement qui correspond a minima au montant des exonérations douanières et aux moindres recettes consécutives aux mesures de fiscalité incitative.

Toutefois, l'estimation financière de la mise en œuvre du PTE doit tenir compte non seulement des coûts mais doit aussi intégrer les gains escomptés d'un mix moins carboné.

Le coût global doit en outre prendre en compte la baisse tendancielle de la consommation d'énergie, elle-même amplifiée par les mesures d'accompagnement qui se traduisent par une diminution des importations de pétrole.

Ces gains restent en tout état de cause difficilement évaluables.

Une difficulté similaire obère en outre l'appréciation des gains retirés du renforcement de la concurrence grâce à la pression exercée sur les prix.

Aussi, pour atteindre les objectifs que la collectivité de la Polynésie française s'est fixée, 50% d'EnR dans 3 ans, 70 % dans 8 ans, les financements nécessaires sont conséquents, mais ne sont pas encore fléchés, qu'ils soient d'origine interne ou externe, sauf par exception comme pour le chantier du bouclage Nord.

A ce stade, la part que doit logiquement supporter le tarif reste donc indéterminée.

⁸⁰ Article 23 du contrat de concession Tahiti Nord.

2.3.1.2 L'organisation de la consultation des usagers

La consultation des usagers est devenu un principe essentiel de la gestion des délégations de service.

Le PTE a prévu la place des usagers par la participation des associations d'usagers au comité de suivi.

Ce comité réunit sous la présidence du ministre des énergies, les acteurs principaux du système énergétique. Il a pour mission de recevoir, à périodes régulières, une information précise sur l'avancée du plan.

Le comité de suivi du PTE, ainsi que le comité de suivi du PCE bâti sur le même modèle, sont donc les seules instances où les usagers interviennent dans les questions énergétiques.

Mais ces instances, aussi utiles soient-elles, ne reposent sur aucun texte réglementaire.

De fait, la loi du pays de 2009 concernant les délégations de service public ne réserve aucune place spéciale aux usagers.

Des compléments réglementaires sont donc nécessaires.

Ainsi, à l'équivalent de l'article L 1413-1 du code général des collectivités territoriales⁸¹, il pourrait être prévu de créer une commission consultative des services publics où siègeraient les représentants d'associations d'usagers. Cette instance, présidée par le chef de l'exécutif, aurait, par symétrie avec la commission de l'article du CGCT précité, des missions étendues et des travaux, bien organisés.

Le rapport du délégataire est ainsi chaque année examinée en son sein. La commission rend des avis sur tout projet de contrat de délégation, et rédige chaque année un rapport d'activité qu'elle adresse au président de l'assemblée délibérante.

Cet article, issu de la loi du 27 février 2002 relative à la démocratie de proximité, est censé répondre au besoin d'information et de contrôle des administrés sur la gestion des services publics.

Ce texte n'a pas d'équivalent en Polynésie française, ce qui constitue un inconvénient pour la restauration de la confiance dans le système de gestion de l'électricité grâce à la consultation et la concertation régulières des usagers.

2.3.2 L'amélioration de l'efficacité des politiques d'accompagnement

Inciter au changement comportemental et peser sur la consommation d'énergie grâce essentiellement à une action sur les prix sont les deux objectifs complémentaires des politiques d'accompagnement.

Pour parvenir à rendre effective la transition énergétique, le contenu des politiques d'accompagnement que développe la collectivité concernant spécialement la maîtrise de la demande d'énergie et la fiscalité de l'énergie, demeure relativement modeste par rapport aux fortes ambitions de la collectivité.

⁸¹ Non applicable en Polynésie française.

2.3.2.1 Les politiques de maîtrise de la demande d'énergie (MDE)

La cible première de cette politique est l'utilisateur, le consommateur d'électricité. Elle vise à travers des normes et des règlements à réduire la demande d'énergie électrique en modifiant le comportement du consommateur.

La recherche de l'efficacité énergétique est le point nodal des dispositifs mis en œuvre. Celle-ci combine l'amélioration du rendement énergétique et l'utilisation d'énergie à la plus faible empreinte carbone possible.

La lutte contre les gaspillages et les usages immodérés de l'électricité sont ainsi ses principales composantes. Ces politiques s'inscrivent pleinement dans une politique de transition énergétique.

Le PPI de 2009 comportait déjà une approche MDE. Dans l'ensemble, il escomptait une réduction due à la MDE de -70 GWh d'ici 2020.

Le PTE n'a, à son tour, pas ignoré la dimension MDE.

Dans ce contexte, les principaux vecteurs utilisés pour la maîtrise de la consommation d'énergie ont été la fixation de normes en faveur de l'efficacité énergétique et l'incitation financière pour modifier les comportements. Ces actions publiques ont été relayées par des campagnes d'information financées par la collectivité de la Polynésie française et la chambre de commerce.

Le bâtiment et l'automobile, responsables de près de la moitié des consommations d'énergie, ont de fait été les deux cibles principales assignées aux actions publiques pour modifier le comportement des consommateurs.

Des normes d'écoconstruction dites à haute qualité environnementale (HQE) ont ainsi été mises en avant par le gouvernement de la Polynésie depuis janvier 2013, surtout par le biais de formations et de sensibilisation des consommateurs.

Ces normes ont fait également l'objet d'un guide de la construction. Mais il n'existe pas encore de réglementation pour construire selon des normes de qualité environnementales.

Des mesures incitatives pour favoriser l'utilisation des véhicules électriques ou propres ont également fait l'objet d'actions particulières. Elles comportaient une composante fiscale et une prime spéciale à l'achat.

L'Etat, via l'ADEME, a maintenu son soutien à ces mesures. Un avenant à la convention passée avec l'ADEME du 3 février 2017 a reconduit les crédits disponibles pour cette politique à hauteur de 96,5 MF CFP.

Par ailleurs, la collectivité a tissé des liens particuliers avec l'ADEME sur les questions environnementales et climatiques qui entretiennent des liens étroits avec le secteur de l'énergie, notamment depuis l'adoption d'un objectif de transition énergétique.

Une convention pour l'accompagnement à la transition énergétique de 2015 à 2020 a ainsi été signée fin 2015 à hauteur de 579 MF CFP.

Mais, la cohérence d'ensemble de toutes ces actions publiques aurait pu être meilleure.

Ainsi, alors que le PTE prévoyait en novembre 2015 un effort en direction des bâtiments publics et les établissements scolaires, les réalisations entreprises par les collectivités publiques sont restées rares. En outre, la rénovation du bâti selon des normes HQE en est encore au stade expérimental⁸². A ce jour, seuls deux bâtiments récemment construits répondent aux normes HQE : le bâtiment du Haut-commissariat et l'immeuble privé Le Bihan. Aucune rénovations HQE n'a été mise en chantier.

En outre, aucun contrat d'effacement de puissance n'a été encouragé, le concessionnaire se contentant d'expliquer cette situation par la relative platitude de la courbe de charge. Ces accords permettent en théorie au gestionnaire de réseau, aujourd'hui EDT-ENGIE, dans le futur, la TEP, de répondre à un excès momentané prévisible de la demande d'électricité en convenant par avance d'un amoindrissement volontaire de celle-ci contre rémunération.

D'autre part, le système de climatisation à partir de l'eau froide des profondeurs (SWAC) est en théorie reconnu comme un puissant outil d'économie d'énergie. Mais les réalisations demeurent rares.

Il y a dix ans, ce système a bien été utilisé avec succès par la société Pacific Beachcomber, à Bora Bora et puis plus récemment, à Tetiaroa.

La climatisation de l'hôpital du Taaone est le nouveau projet phare, soutenu par la collectivité et l'Etat. Plusieurs projets concurrents s'affrontent, mais près six ans après l'ouverture de l'hôpital, aucun n'a encore débouché. Le ministère de l'énergie, qui a pris le pilotage du projet en 2014, a récemment lancé la sélection du maître d'œuvre, après avoir choisi l'assistant à maître d'ouvrage en 2016.

De même, les interventions en matière de transport (plan de transport, réseau routier, transport collectif) sont encore très en retrait par rapport à la consommation d'énergie de ces secteurs.

Au total, la politique en matière de maîtrise de la demande s'est avérée peu développée, notamment en ce qui concerne les normes de construction et de rénovation. La plupart restent à édicter, notamment celles organisant les transports.

Cette situation traduit le contraste existant entre les réalisations modestes de la collectivité et ses ambitions en matière énergétique et de développement durable. A l'occasion de la COP 21, la collectivité s'est en effet engagée à baisser la production de gaz à effet de serre de 3,4 tonnes équivalent CO2 par habitant à 2 tonnes, ce qui représente un effort considérable qui, à ce jour, reste entièrement à concrétiser.

2.3.2.2 Le soutien fiscal à la transition énergétique

L'arme fiscale a été mobilisée au service de la transition énergétique.

La gamme des outils utilisés par la collectivité se résume à la taxation, l'imposition, les exonérations et les crédits d'impôt suite à un agrément aux dispositifs de défiscalisation locale.

⁸² Travaux de recherche universitaire (UPF).

Ces mesures fiscales ont en commun d'avoir une assiette fiscale qui impacte le mix énergétique.

Depuis 2007, deux lois du pays ont créé de nouvelles dispositions en matière d'imposition indirecte, notamment pour la TVA.

En 2009, une loi du pays⁸³ a exonéré de TVA les livraisons de machines, appareils, équipements, instruments, matériels et systèmes de raccordement qui, combinés, sont destinés à concourir ensemble à la production d'énergie à partir d'une source d'énergie renouvelable, de même que les livraisons de biens nécessaires à la production d'énergie à partir d'une source d'énergie renouvelable et des biens utiles à la réduction de la consommation d'énergie.

En 2010, une autre loi du pays⁸⁴ a exonéré de tous impôts et taxes visés par le code des impôts, à raison d'une partie de leur production, sous certaines conditions, les petits producteurs d'électricité d'énergie d'origine photovoltaïque.

Le régime de défiscalisation locale a, depuis 2004, visé spécialement les EnR. Le taux de crédit d'impôt est stable à 40%, après une courte période à 45%. Le montant total des crédits d'impôt entre 2007 et 2013 s'est élevé à 2,5 milliards de F CFP au profit d'entreprises du secteur du photovoltaïque pour une base éligible de 4,5 milliards de F CFP.

Concernant l'impôt sur les sociétés des opérateurs du secteur de l'énergie, la collectivité n'est intervenue qu'en décembre 2015, en lien avec le PTE.

La loi du pays n°2015-17 du 23 décembre 2015 comprenait plusieurs mesures touchant l'imposition directe des sociétés :

- la création d'un taux d'impôt sur les sociétés (IS) de 20% pour les entreprises se livrant à la production d'énergies à partir exclusivement de certaines sources d'énergie renouvelable ;
- l'exonération d'impôt sur les sociétés sur les quatre premiers exercices pour les nouvelles entreprises se livrant à la production d'énergies à partir exclusivement de certaines sources d'énergie renouvelable ;
- la possibilité de renoncer au régime des amortissements de caducité pour le concessionnaire de service public dans le secteur de l'énergie.

Mais une seule avait vraiment vocation à favoriser la transition énergétique : le taux réduit d'IS.

En outre, des aides à l'achat de véhicules propres, hybride ou fonctionnant totalement à l'électricité, devaient, selon les prévisions du PTE, compléter les exonérations de la taxe à la mise en circulation et les réductions de droit à l'importation instaurées par des lois du pays en 2014 et 2015⁸⁵.

⁸³ Loi du pays n°2009-3 du 11 février 2009 portant aménagement d'un régime fiscal et douanier privilégié en matière d'énergie et de développement durable.

⁸⁴ La loi du pays n°2010-7 du 18 mai 2010 portant aménagement d'un régime d'exonération fiscale en faveur des petits producteurs d'électricité d'origine photovoltaïque.

⁸⁵ Loi du pays n°2014-35 du 17 décembre 2014 et loi du pays n°2015-17 du 23 décembre 2015.

RAPPORT À FIN D'OBSERVATIONS DÉFINITIVES

Les ventes de véhicules neufs fonctionnant totalement ou partiellement à l'électricité ont été exonérées de TVA par de nouvelles dispositions fiscales modifiant l'article LP 340-9 du code des impôts, alinéa 34.

Cependant l'efficacité de ces mesures fiscales dépend fortement des moyens budgétaires prévus et de la cohérence des mesures fiscales.

Or, ces mesures, dont un tableau synoptique figure en annexe 6, n'ont pas toujours eu d'effet cohérent.

En premier lieu, les mesures prises en 2009 et 2010 en matière de soutien au développement du photovoltaïque, sont à l'origine d'effets de saturation, en raison de la disproportion existant entre l'incitation fiscale et les ressources dédiées.

Cette situation a notamment conduit, à rebours des intentions initiales, à retarder la réalisation des projets agréés, faute de financements disponibles (crédits de défiscalisation). Elle a aussi permis de nombreux effets d'aubaine en raison d'un prix d'achat garanti mal calculé par rapport aux investissements de départ et de l'absence de dégressivité du prix dans le temps.

En second lieu, la fiscalité qui frappe les hydrocarbures est censée envoyer un signal-prix fort et dissuasif. Mais celui-ci est atténué par les fortes exonérations accordées auxquelles s'ajoutaient jusqu'en mars 2016 un lissage des effets-prix du cours du pétrole via le FRPH.

Ainsi, depuis 2007, la collectivité a accordé 23,6 milliards d'exonérations, le tableau ci-après en présente le détail annuel.

Tableau n° 7 : Montant des exonérations en faveur du secteur de l'énergie, en MF CFP :

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Total	1 536	2 750	2 414	2 430	2 460	2 639	2 611	2 451	2 293	2 078

Source : Direction régionale des douanes

A l'inverse, les récentes mesures⁸⁶ de soutien au secteur automobile pour rénover le parc a prévu, dans l'esprit du PTE, des aides différenciées en fonction du caractère propre ou non du véhicule acheté. Ces aides ont été au surplus admises à cumuler avec les autres avantages déjà institués à la condition qu'il s'agisse de véhicules électriques ou hybrides.

En définitive, un ajustement de la fiscalité incitative, en fonction des résultats observés, paraît souhaitable afin d'en améliorer l'efficacité mesurée par l'atteinte ou non, des objectifs que la collectivité s'est elle-même fixée.

⁸⁶ Délibération n°2016-66 APF du 8 juillet 2016.

3 DES CHANGEMENTS A CONSOLIDER

Le PTE en l'état comporte beaucoup de dispositions essentielles qui ne sont pas encore abouties, ce qui confère à la politique énergétique et aux changements annoncés, une certaine fragilité.

Ainsi, la modification du cadre normatif n'est pas acquise alors que cette question revêt une importance déterminante. La fin des contrats de concession, quelle qu'en soient les modalités, reste indéterminée alors qu'elle conditionne très largement la mise en pratique de la nouvelle donne.

La collectivité et EDT-ENGIE ont d'ailleurs convenues en février 2016 de conditionner la mise en œuvre des dispositions de l'avenant 17 à la réalisation effective de la nouvelle péréquation.

Par ailleurs, la commission de l'équipement, de l'urbanisme, de l'énergie et des transports terrestres et maritimes s'est proposée d'enquêter sur l'évolution tarifaire depuis 2013. Mais l'assemblée de la Polynésie française a décidé de créer une commission d'enquête⁸⁷ sur un objet plus large : l'évaluation de l'organisation du secteur énergétique et la gestion des délégations du service public, dont le rapport a été remis au cours du premier semestre 2017. D'où aucune disposition pratique n'est, pour le moment, ressortie. C'est dire combien les changements déjà réalisés ou envisagés conservent un caractère précaire.

Malgré ces incertitudes, le contexte général de la transition énergétique n'est pas défavorable.

Le cycle de vie des groupes électrogènes offre des opportunités pour diminuer la part de la production thermique dans le mix énergétique. Encore faut-il que le nouveau mix énergétique soit en mesure de prendre le relais.

A brève échéance, les retombées en termes de prix ne sont pas assurées, et restent toujours autant tributaires des conditions de production de l'électricité en Polynésie française.

3.1 L'adoption d'un nouveau cadre normatif n'est pas acquise

En l'état, le PTE ne peut être mis en œuvre que par des textes réglementaires : lois du pays et délibérations. L'adoption de ces textes a déjà pris du retard, et risque d'être l'objet de négociations difficiles. Sans eux, pourtant il n'y aura pas de réforme.

Les contrats en cours figent les évolutions jusqu'en 2030. Ces contrats sont nombreux. Le recours aux avenants pour modifier des clauses substantielles demeurent un exercice risqué et sujet à contentieux.

Dans ces conditions, l'indispensable création d'un nouveau cadre normatif ne paraît pas acquise ce qui constitue la première ligne de fragilité de la nouvelle politique énergétique.

⁸⁷ Délibération n°2016-90 APF du 8 septembre 2016.

3.1.1 Les questions fondamentales ne sont pas tranchées

La rénovation du cadre réglementaire doit trancher des questions délicates pour lesquelles le consensus des parties ne paraît pas évident.

Le cadre réglementaire est le socle indispensable de la réforme. Le code de l'énergie n'est toujours pas disponible alors qu'il avait été annoncé pour la fin 2016 avant d'être repoussé au mieux pour 2018, tant les mises au point s'avèrent ardues.

3.1.1.1 La difficile rénovation du cadre juridique

Il est indispensable d'inscrire dans le droit positif la réforme envisagée. La difficulté des travaux est en reflet de la radicalité du changement annoncé.

Sur le plan réglementaire cette réforme est principalement contenue dans le projet de code de l'énergie.

La réécriture de la réglementation constituée de textes épars parfois très anciens, inadaptés à la réforme structurelle envisagée, est une étape indispensable. La collectivité a, fidèle à sa méthode, recherché la collaboration de compétences extérieures. Elle a ainsi choisi pour un coût de 18 MF CFP un consultant, Globalstream, pour élaborer un projet de code de l'énergie.

La réalisation de ce code a une double ambition. Une formelle, consistant à rassembler dans un seul document des textes disséminés dans différentes réglementations. Une autre de fond, précisant l'organisation du secteur de l'énergie. Le nombre des rubriques abordées est donc, par construction, relativement conséquent.

Il s'agit de tous les textes intéressant l'ensemble du secteur de l'énergie, de la production, au transport, à la distribution et à la livraison de l'électricité. Le point commun de ces textes est de réorganiser le secteur en fonction des principes revendiqués par les promoteurs de la réforme, à savoir, la concurrence, la transparence et l'égalité devant le service public.

La séparation du secteur en autant de métiers que de stades de création de valeur, à l'instar des modèles non intégrés, est totalement à écrire. Le respect du principe du service public, la définition des charges de service public, les modalités de la tarification sociale sont autant de chantiers à défricher.

Les conditions de raccordement au réseau sont aussi à intégrer dans cette compilation. Il s'agit en l'espèce d'inventer ex nihilo une réglementation technique et financière qui fixe le cadre réglementaire pour un acteur voulant produire et vendre de l'énergie au réseau.

De même, les aspects fiscaux et douaniers doivent aussi être révisés afin d'accroître l'efficacité globale des dispositifs déjà mis en œuvre par la collectivité.

Le contrôle des coûts, celui des marges et leur rapport avec la tarification au travers la nouvelle notion de revenu autorisé (RA) doivent faire aussi l'objet de précisions réglementaires concernant le périmètre des charges et des recettes.

La définition des règles relatives à la péréquation du prix de l'électricité doit donner lieu à un texte réglementaire fixant les modalités juridiques et financières du mécanisme. Le recours annoncé par la collectivité à un compte spécial au sein de la comptabilité budgétaire doit notamment faire l'objet d'un texte d'organisation.

Outre le code de l'énergie, la rénovation d'autres textes doit aussi être entreprise. Il en est ainsi de ceux concernant les délégations de service public.

Lors de la présentation du PTE en novembre 2015, la collectivité prévoyait bien de réviser la loi du pays relative aux délégations de service public adoptée en décembre 2009 pour « faciliter l'organisation des appels à candidatures et de stimuler la concurrence ».

Toutefois, cette révision qui a le mérite d'aligner la réglementation polynésienne sur le droit positif français en matière de délégation de service public ne doit, sous aucun prétexte être l'occasion d'un recul. D'utiles précisions peuvent toujours être apportées au texte, pourvu qu'elles ne bousculent pas les principes de concurrence et de transparence affirmés dans cette loi du pays, comme par exemple, en détaillant plus la procédure de sélection du délégataire et le rôle de la commission de délégation dans cette procédure.

3.1.1.2 Des blocages sur des points cruciaux

Le caractère technique de ces textes ne doit cependant pas occulter qu'il s'agit en fait de la matérialisation des choix cardinaux du PTE.

Il en est ainsi du nouveau rôle de la TEP établie en gestionnaire de réseau en lieu et place d'EDT-ENGIE, qui concrétise le retour de la collectivité au centre du jeu.

Or, cette question est loin de faire consensus entre tous les acteurs du secteur.

Pour la collectivité, donner à la TEP le rôle central est indispensable en raison des rôles qui lui reviennent dans la nouvelle organisation. La TEP doit, dans cette perspective, devenir l'acheteur unique du système, acteur principal de la mise en concurrence équitable des producteurs et des acheteurs. A l'inverse, pour EDT-ENGIE, ce nouveau rôle « est un frein à la transition énergétique », car il n'est pas suffisamment sécurisant pour le producteur.

Les travaux préparatoires à la rédaction de ces textes ont donc révélé les oppositions existant entre les intérêts d'EDT-ENGIE et ceux de la collectivité.

EDT-ENGIE considère notamment que la séparation des métiers, pour souhaitable qu'elle soit, ne doit pas se traduire mécaniquement par une séparation en sociétés distinctes. Elle objecte en conséquence que l'exclusion de la production du service public dans le contexte des délégations polynésiennes ne peut s'envisager sans que soit résolue la question de la propriété des actifs de production, qui ont été financés, au travers de la concession, par les usagers.

En conséquence, la séparation des métiers prônée par le PTE, si elle devait se traduire par la constitution de sociétés distinctes et non plus se contenter d'une comptabilité analytique distinguant les métiers, affecterait profondément l'organisation d'EDT-ENGIE en Polynésie, sans la garantie d'un progrès significatif.

Toutes ces questions nécessitent, pour leur adoption, des discussions approfondies et des arbitrages complexes.

A ces difficultés, la collectivité a, pour le moment, répondu par une mise en place progressive du PTE, dont l'horizon a été fixé à 2030. Mais ce raisonnement n'est que partiellement convaincant.

Le fait de prévoir des périodes transitoires ne dit pas en particulier comment il sera procédé au découpage des métiers.

Par exemple le transfert de la gestion du réseau induit aussi un transfert de responsabilité. Le dispatching⁸⁸, fonction intimement associée à la gestion de réseau, ne peut que très difficilement être découpé en tranches et être ainsi transféré progressivement. Le régime de responsabilité qui lui est associé relève en effet par définition d'un seul acteur, sauf à courir le risque d'un exercice confus de la responsabilité.

Cet exemple illustre les difficultés à envisager le transfert progressif des éléments clés de la réforme. Le PTE a besoin, pour asseoir sa crédibilité, du franchissement d'étapes décisives, bloc par bloc, comme le préconisait en 2012 la CRE.

A ce stade pour bien des questions, la conciliation des points de vues demeure encore éloignée, notamment à la lumière des dernières déclarations publiques⁸⁹ des responsables.

Le PDG de l'EDT-ENGIE déclarait en effet fin 2016 que « nous nous devons de respecter les choix politiques de la Polynésie française, mais il nous appartient aussi de défendre nos intérêts, nos salariés et nos contrats » alors que le vice-président en charge des énergies répondait : « (le PTE), c'est là où nous devons aller. On peut imaginer des étapes successives pour y arriver progressivement »

Pour l'heure, le code de l'énergie, qui doit contenir tous les textes indispensables, est toujours à l'état de projet. Et, aucun schéma n'a été conçu pour ce cheminement progressif et le franchissement des étapes successives.

3.1.2 La révision des relations contractuelles n'est pas suffisamment préparée

La question des contrats en cours et des contraintes qu'ils font nécessairement peser d'ici 2030, n'est pas encore suffisamment présente dans les projets de la collectivité.

Au surplus, deux aspects des contrats mériteraient, dans la perspective d'une meilleure gestion des concessions, d'être reconsidérés.

Il s'agit d'une part de la révision du périmètre géographique des délégations, et d'autre part de la structuration des contrats dans l'optique du modèle de l'affermage, maintenant que les infrastructures majeures sont construites.

3.1.2.1 L'adaptation du périmètre de délégation

La Polynésie française compte, à l'image de sa géographie, un grand nombre de concessions électriques (19) et une vingtaine de régies communales. Les plus grandes concessions se trouvent à Tahiti.

Les autres concessions ou régies sont des petites structures, souvent isolées, assurant l'alimentation de quelques centaines, voire quelques dizaines, à quelques milliers d'usagers comme à Moorea, Raiatea ou Bora Bora où sont localisés les plus grands hôtels.

La configuration du territoire a conduit à un morcellement des exploitations.

⁸⁸ Ajustement permanent de l'injection et du soutirage de l'électricité en fonction des besoins instantanés.

⁸⁹ Déclaration du PDG d'EDT-ENGIE et du Vice-président, Dixit 2017 page 167 et suivantes.

Cet éparpillement, sur un plan économique, est inévitablement synonyme de frein aux économies d'échelle.

Par exemple, sur l'île de Raiatea, où vivent environ 15 000 habitants, il existe trois centrales thermiques : deux, à Tumaraa et Taputapuatea sont gérées par EDT-ENGIE dans le cadre d'une concession, la dernière, la plus ancienne, est gérée en régie à Uturoa.

Cette situation a également entraîné des conséquences engageant la sécurité des installations. Ainsi, la centrale d'Uturoa peine à conserver ses installations dans les normes de sécurité requises, faute de ressources suffisantes. En 2012, la mission de la CRE a considéré, à juste titre, qu'il fallait urgemment trouver une solution pour cette centrale désuète. Des subventions publiques ont paré au plus pressé, mais le problème de fond demeure : comment au niveau de la commune trouver de manière pérenne les ressources nécessaires au maintien en état de la centrale.

Ce morcellement des responsabilités a enfin compliqué le contrôle du concédant au point de le rendre, jusqu'à tout récemment, quasiment virtuel.

Dès lors, la question du territoire pertinent se trouve automatiquement posée.

Les difficultés générées par cette multitude de compétences, par les disparités de taille et les différences de conditions de distribution de l'électricité entre les atolls et l'île urbanisée de Tahiti ont été très tôt identifiés par la collectivité.

En 1990-1991, un système d'adhésion des communes volontaires à la concession historique de Tahiti Nord concomitant d'un relatif abandon du pilotage du service public de l'électricité, a apporté une première réponse. Les limites de ce système ont maintes fois été soulignées, notamment dans le rapport de la chambre territoriale des comptes de 2007.

Ce système a par la suite été amendé. Plusieurs accommodements avec les principes ont permis à la situation de fonctionner.

D'abord, le contrôle des exploitations confiées à EDT-ENGIE a de fait été transféré à la collectivité de la Polynésie française. Le SECOSUD a été la seule délégation qui soit restée de ce point de vue autonome. Puis, l'arrangement des parties s'est aussi vérifié à chaque fixation des tarifs, la Polynésie française arrêtant seule la grille tarifaire.

Dans ces conditions, la collectivité a intérêt, pour sécuriser le socle juridique, à créer les conditions propices à la signature avec les communes des conventions prévues à l'article 55 de la loi organique du 27 février 2004 modifié.

Cet article permet aux communes et à leur groupement de confier la gestion de leur service public de l'électricité à la collectivité de la Polynésie française, sans d'ailleurs que ce choix soit irréversible.

Cette solution a pour autre avantage de créer un périmètre de gestion unifié qui facilite la mise en œuvre de la péréquation tarifaire hors gestion EDT-ENGIE. Elle autorise également un ancrage de la politique énergétique de la collectivité dans les deux réalités géographiques de son territoire : Tahiti et îles éloignées.

Un contrat unique à durée bien calculée paraît, à tous égards, préférable au morcellement actuel des contrats, source de complexité et de surcoûts de gestion.

Mais rien jusqu'à présent dans le PTE n'évoque directement cette problématique, qui demeure pourtant fondamentale. En conséquence, le traitement de la dimension du territoire (Tahiti et les îles) n'a pas encore reçu de réponse pleinement satisfaisante.

3.1.2.2 La délégation du service public de distribution

Le contrat de concession historique, qui sert de référence, contient des stipulations qui obèrent très fortement la mise en place du PTE.

Dans le cadre de ce contrat, le concessionnaire assure des missions qui excèdent largement le cadre d'une délégation de la distribution.

L'article 8 du contrat de délégation stipule par exemple que « le concessionnaire (EDT-ENGIE) est tenu d'assurer la garantie de puissance sous déduction des autres engagements de puissance garantie, la continuité et la stabilité de la fourniture dans le respect des contraintes techniques définies par le cahier de charges. A cette fin, le concessionnaire optimise l'utilisation de l'ensemble des sources de production, pour assurer en permanence, une adéquation totale entre la puissance appelée et les moyens de production. ».

Cet article a implicitement érigé EDT-ENGIE en gestionnaire du réseau. Or, le PTE prévoit de rendre la TEP, gestionnaire de réseau. Un pareil changement constitue sûrement a minima, une modification substantielle du contrat en cours.

Pour l'heure, alors même qu'elle est un pivot de la réforme, cette question n'a pas été évoquée. Elle n'a pas reçu la place éminente qui lui revenait dans les projets de la collectivité.

Cette question est pourtant incontournable. D'elle dépend en effet le moment où concrètement la mise en concurrence pourra s'exercer dans une compétition pour les nouvelles concessions. Par le simple jeu des contrats, l'horizon est encore figé à 2030.

Pour s'inscrire le plus tôt possible dans la nouvelle donne souhaitée par le concédant, il faudra bien, d'une manière ou d'une autre, mettre fin au contrat initial. Tout ceci montre combien la révision des relations contractuelles nécessite encore d'études et de négociations.

Par ailleurs, il convient aussi d'intégrer dans le raisonnement que l'état des installations de la concession n'est pas identique à la situation qui prévalait en 1990, et a fortiori en 1960. Cela conduit à poser la question du type de délégation qui, dorénavant, doit être envisagé.

Dès lors, une alternative aux concessions existantes peut, semble-t-il, être utilement recherchée dans des formules contractuelles s'inspirant de l'affermage.

L'affermage où les installations appartiennent au concédant, et la concession où les installations sont réalisées et payées par les usagers de la concession, ont de prime abord des régimes juridiques comparables.

Toutefois l'affermage est un type de concession dans lequel les frais de premier établissement⁹⁰ ont été exposés par la collectivité publique ; le fermier reçoit donc les ouvrages déjà réalisés et n'a à assurer que la gestion du service selon le cahier des charges établi par la collectivité publique.

⁹⁰ CE, 29 avril 1989, commune d'ELANCOURT.

L'exploitation aux risques et périls du fermier en contrepartie d'une rémunération prélevée sur les usagers n'est a priori pas affectée par le choix du modèle de l'affermage.

Le contrat et le cahier des charges règlent le détail de la redevance due par le fermier et le montant du fonds de roulement nécessaire à l'exploitation. L'affermant peut convenir dans le contrat de la réalisation par le fermier de travaux sur les installations avec une contrepartie sur le tarif. En tout état de cause, le tarif doit continuer à couvrir les coûts d'exploitation et la marge du fermier.

Comme dans la concession, le tarif est toujours fixé par l'affermant. En revanche, la durée de la délégation dans le cas de l'affermage est nécessairement plus courte que dans le contrat de concession.

L'ajustement de la durée de la délégation est un des avantages de l'affermage qui, par principe, écarte les durées trop longues.

La révision des formules contractuelles doit donc être conduite avec la double préoccupation de la sécurité juridique et de l'efficacité économique.

En outre, bâtir les nouveaux contrats sur ces éléments peut favorablement servir la promotion de la concurrence en matière de distribution de l'électricité. Ainsi, le raccourcissement de la durée est, dans cette optique, un moyen d'intensifier la pression concurrentielle par une mise en compétition au terme plus rapproché.

3.2 L'horizon de la nouvelle donne est incertain

La réforme exige encore du temps. C'est une réforme de longue haleine, qui nécessite cependant des décisions clefs (péréquation notamment) en amont du train de réformes. Le moment est propice puisque des opportunités apparaissent sous peu, dès 2020, avec le démantèlement des unités thermiques.

Cependant, la conciliation dans le temps des contraintes techniques et réglementaires ne paraît pas aisée, et augure mal d'un dénouement rapide.

Dès lors, les dispositions transitoires risquent de durer longtemps, et la mise en œuvre des éléments clefs de la réforme risque d'être retardée.

Le contexte dans lequel est intervenu le PTE offre pourtant des opportunités sans précédent.

D'un côté, depuis 2010, une baisse tendancielle de la consommation énergétique limite les besoins en électricité, de l'autre, l'obsolescence du parc thermique donne l'occasion de recomposer le mix énergétique tout en l'orientant vers les objectifs de la collectivité.

3.2.1 Des opportunités techniques à saisir

L'état du parc ouvre une possibilité de modification du mix énergétique, si toutefois les décisions opportunes sont prises.

RAPPORT À FIN D'OBSERVATIONS DÉFINITIVES

3.2.1.1 Le démantèlement du parc thermique

La réduction significative de la part de la production d'origine thermique dans le mix énergétique devient possible.

Les moyens actuels de production thermique d'EDT-ENGIE reposent sur des groupes vieillissants.

La durée de vie théorique des groupes est fixée à 144 000 heures de marche.

Le moment de leur mise hors service approche : le plus ancien groupe a été installé en 1974 et le groupe le plus utilisé compte 142 000 heures de marche (HDM).

Tableau n° 8 : Moyens actuels de production thermique :

PUNARUU 122 MW utiles								
Groupe	G1P	G2P	G3P	G4P	G5P	G6P	G7P	G8P
Année	1987	1989	1989	1994	2003	2003	2008	2008
HDM fin 2016	141 660	136 680	139 333	109 623	71 259	69 180	33 150	38 523
Marque	SEMT PIELSTICK				WARTSILA			
Type	12PC4-2				W18V46			
P nominale (MW)	13,7 MW				17,1 MW			

VAIRAATO A 33 MW utiles					
Groupe	G1V	G2V	G3V	G4V	TAC
Année	1981	1978	1976	1974	2007
HDM fin 2016	107 408	121 516	138 608	137 384	1 930
Marque	SEMT PIELSTICK				SOLAR
Type	16PC2-5			12PC2-5	TITAN
P Nominale (MW)	7,3 MW			5,5 MW	12 MW

Source : EDT-ENGIE

Les derniers investissements concernant les groupes thermiques datent de 2007 et 2008. Ils ont été les suivants :

- un turboréacteur de 12 MW à la centrale de Vairaatoa⁹¹ suite à l'incendie qui avait détruit une partie des installations en 2006 ;
- 2 groupes de 17 MW à la centrale de la Punaruu⁹² pour faire face à la croissance de la consommation électrique estimée à 3% par an.

En outre, le programme d'augmentation des moyens de production de 2007 prévoyait la création d'une nouvelle centrale dès 2015 afin d'assurer la garantie de puissance dans un contexte prévisionnel de hausse de la demande.

⁹¹ Arrêté n°824 CM du 18 juin 2007 autorisant l'installation du turboréacteur.

⁹² Arrêté n°616 CM du 2 mai 2007 autorisant l'installation des 2 groupes.

Mais en raison de la diminution de la demande d'énergie à partir de 2009, le nombre d'heures de marche des groupes a été réduit, leur durée de vie prolongée, et la création d'une nouvelle centrale thermique, repoussée.

De sorte qu'EDT-ENGIE envisage maintenant le démantèlement des moyens thermiques :

- des groupes G1P à G4P de la centrale de la Punaruu, initialement prévus en 2018, désormais repoussée à partir de 2020 ;
- de la centrale de Vairaatoa, lorsque la sécurité du réseau de transport haute tension sera assurée par la mise en service de la « boucle nord » dont la TEP, maître d'ouvrage de ce programme, prévoit l'achèvement en 2019 ou 2020.

Le démantèlement de la centrale de Vairaatoa devrait donc pouvoir s'effectuer, comme pour les quatre groupes de la centrale de la Punaruu, à partir de 2020.

Quels que soient les scénarios envisagés, croissance, stagnation ou baisse de la demande électrique, augmentation des EnR dans le mix énergétique, etc... une partie plus ou moins importante du parc thermique est donc à renouveler à l'horizon de trois ans.

3.2.1.2 Des choix énergétiques décisifs

Le programme de démantèlement peut donner lieu à plusieurs évolutions du mix énergétique.

La suppression de la centrale de Vairaatoa en 2020 a pour effet de ne plus rendre obligatoire le concours de cette centrale à la garantie de puissance.

La suppression de 4 groupes électrogènes de la centrale de la Punaruu ouvre, quant à elle, la possibilité de couvrir les besoins électriques par un recours accru aux EnR.

Dans ces conditions, EDT-ENGIE a proposé deux scénarii pour la période 2017-2030.

Dans le premier, les EnR stagnent au niveau atteint en 2016, soit 36,7%, ou progressent légèrement grâce au développement du photovoltaïque en autoconsommation. Les projections concernant la consommation d'électricité concluent à la stagnation de celle-ci au niveau atteint en 2016. La production thermique nécessaire est, elle aussi, stable sur la période 2020-2030, à hauteur de 333 GWh par an.

Dans le second scénario, les EnR atteignent les objectifs fixés par la collectivité, 50% en 2020. La consommation sous l'effet des politiques d'accompagnement baisse légèrement, de 1% par an. En conséquence, la production thermique diminue progressivement jusqu'à 268 GWh en 2020 et 164 GWh en 2030.

La réalisation du scénario vertueux, qui profite au mieux du démantèlement, suppose que la collectivité réussisse à mener à bien plusieurs projets déterminants :

- la réalisation du bouclage nord à bonne date ;
- la relance des projets hydroélectriques, notamment celui de la Vaiiha ;
- la poursuite du soutien adapté au photovoltaïque.

Le recours à davantage d'hydroélectricité pour atteindre 50% d'EnR dans le mix, s'avère indispensable, car la part du PV, en raison de son intermittence, a été réglementairement limitée à 30% d'injection sur les réseaux.

L'enjeu du démantèlement est important car il conditionne le dimensionnement des investissements de renouvellement. Selon la réussite ou l'échec du développement des EnR, les modèles envisagés font varier les nouveaux moyens thermiques de 40 MW à 24 MW dans la meilleure hypothèse.

3.2.2 Le statu quo risque de durer

En réponse aux critiques, notamment celles de la CRE en 2012, et à l'annulation de la formule tarifaire par le juge administratif en 2013, la collectivité et son concessionnaire ont revu certaines clauses du contrat de concession.

A cette fin, des avenants ont été conclus. Toutefois, les dispositions de l'avenant 17 du 29 décembre 2015 ne sont pas définitivement assurées, car la mise en place d'une nouvelle péréquation est un préalable qui s'annonce difficile à satisfaire.

3.2.2.1 Les avenants 17 et 17 b

L'avenant n°17 du 29 décembre 2015 a de multiples objets :

- définir la nouvelle formule de rémunération du concessionnaire ;
- d'établir une nouvelle méthode de détermination des coûts ;
- d'édicter les conditions de la vente en gros aux bornes de la concession ;
- de supprimer les amortissements de caducité, autorisée par une modification du code des impôts ;
- d'entériner la reprise d'actifs de distribution appartenant historiquement à la TEP.

Toutefois, dès l'adoption de cet avenant, l'entrée en vigueur de ces dispositions a été repoussée à la publication du texte réglementaire instituant un mécanisme de péréquation rénové.

N'étant pas parvenu à établir les bases de la rénovation de la péréquation avant le 1^{er} mars 2016, date périodique de révision des tarifs, les parties ont convenu d'adopter une grille tarifaire temporaire.

Et même si cette grille reprend, à quelques exceptions près, le tarif arrêté dans l'avenant 17, l'essentiel du régime antérieur est de fait maintenu.

Cette situation provisoire a été entérinée par l'avenant 17 b conclu le 23 février 2016. Ce contrat n'a en effet pas modifié la conditionnalité mise en place précédemment par l'avenant 17.

A ce jour et tant que la péréquation rénovée ne sera pas intervenue, les dispositions contenues dans l'avenant 17 ne sont pas appliquées, hormis celles concernant la possibilité d'abandonner les amortissements de caducité qui dépend d'une modification du code des impôts déjà promulguée.

Dans ces conditions, plusieurs dispositions convenues dans l'avenant 17 ne sont pas vraiment acquises. L'adoption d'une grille tarifaire temporaire construite dans le cadre d'une comptabilité appropriée, est l'unique avancée manifeste.

La péréquation, dont l'externalisation et la généralisation étaient les principales améliorations, reste établie par le concessionnaire au profit de ses seules concessions selon des procédés qui ne peuvent encore être que des financements compensatoires croisés.

En outre, le dispositif provisoire ne comporte aucune borne temporelle : la grille tarifaire temporaire est mise en place à compter du 1^{er} mars 2016 et jusqu'à l'entrée en vigueur de la nouvelle péréquation.

Dès lors, le dispositif issu des modifications consécutives à l'annulation de la formule tarifaire par le juge administratif en 2013, reste incomplet, et risque de perdurer avec cette incomplétude.

3.2.2.2 Les questions à résoudre s'avèrent difficiles

L'avenant 17 n'a pas tout réglé par rapport à la mise en œuvre du PTE.

Les questions pendantes sont de trois types.

En premier lieu, l'avenant 17 ne remet pas en cause l'intégration production-distribution qui constitue le cœur du contrat de concession. En ce sens, il appelle nécessairement un complément, voire plus sûrement, de nouveaux accords conventionnels, pour permettre le développement de l'organisation sous-tendant le plan de transition.

En second lieu, la question concerne l'aplanissement des difficultés comptables rémanentes. L'introduction de la comptabilité appropriée est, sans aucun doute, un atout pour une meilleure connaissance des coûts et des marges par le concédant : le contrôle comptable reste en effet déterminant.

Les comptes de la délégation 2015 ont été construits selon les dispositions de l'avenant 17. Ils permettent donc un premier examen de l'impact de la nouvelle comptabilité. Ces comptes sont actuellement audités par le cabinet d'expertise comptable Horwath⁹³ (le résultats définitifs sont encore en attente).

Mais d'ores et déjà, plusieurs constats peuvent être établis qui appellent encore des améliorations ponctuelles de l'information délivrée par le rapport du délégataire :

- les comptes de la délégation sont en concordance avec les comptes sociaux du concessionnaire ;
- les frais de siège ont été de l'ordre de 5 à 6 % ;
- la suppression de la caducité a généré une réduction de charges récurrente jusqu'à la fin de la concession de 654 M F CFP qui ont été répercutés dans les tarifs à due proportion ;

⁹³ Cabinet Horwath, convention n° 6712 du 15 septembre 2016, livrable décembre 2016, date repoussée par avenant à la fin du 1^{er} trimestre 2017.

- le reliquat de provisions de renouvellement d'environ 1,4 milliard de F CFP consécutif à l'adoption de nouvelles durées de vie contractuelle (annexe 5 de l'avenant) a bien été inscrit à bon droit⁹⁴ au compte de résultat de la concession faute de stipulations contractuelles contrares ;
- le compte courant du concessionnaire gère la trésorerie dégagée par les concessions. A partir de ce compte, sont alimentés des crédits de trésorerie aux concessions déficitaires à des taux établis par le concessionnaire, sur la base de l'Euribor 3 mois complété d'un spread financier. Ce spread a varié de 0,8% à 2% entre 2013 et 2015. Par convention, lorsque les rendements financiers excèdent le taux établi par le concessionnaire, est dégagée une surperformance financière qui profite pour moitié au concessionnaire. En 2015, pour 14,8 milliards de F CFP de trésorerie, la rémunération du compte courant du concessionnaire a été de 267 MF CFP, dont 145 MF CFP sont restés dans les comptes des concessions, et 122 MF CFP ont été partagés entre les concessions et le concessionnaire ;
- figure dans les comptes de délégation un calcul d'impôt contestable qui aboutit à un taux d'imposition hors éléments non récurrents à 58%, qui correspond à l'addition de l'IS (30%), de la contribution supplémentaire à l'IS (maximum 15%) auxquels ont été ajoutés l'impôt sur les revenus des capitaux mobiliers- IRCM (10%) et la contribution de solidarité territoriale sur les capitaux mobiliers - CST (5%) qui sont des impôts spécifiques aux actionnaires ; à ce titre, ces deux derniers impôts ne sont pas dus par les concessions. Cette manière de présenter les comptes a été justifié par EDT-ENGIE par la comparabilité qu'elle permet avec les autres sociétés du groupe qui ne sont pas soumises à un impôt de distribution. Il n'en demeure pas moins qu'elle brouille la restitution claire du résultat net des concessions. En 2015, deux résultats ont en effet été présentés : celui des concessions avant impôts et la marge du concessionnaire après impôts. Mais le résultat net des concessions n'a pas été directement présenté, or il s'agit là d'une information fondamentale pour le concédant.

En troisième lieu, la mise au point d'une péréquation généralisée à tous les usagers, calculée et comptabilisée par la collectivité est, à plusieurs égards, une question difficile.

D'abord, celle-ci doit faire l'objet d'une adoption de principe par l'Assemblée de la Polynésie française. Or, si tous les acteurs paraissent favorables à la réforme de la péréquation, aucun texte n'a jusqu'à présent été présenté à l'assemblée, et a fortiori votée.

Mais les principales difficultés sont peut-être d'ordre technique.

La collation des résultats de toutes les concessions et régies n'est pas, en l'état d'organisation des services, chose facile. Aucun service de la collectivité, y compris le service de l'énergie, n'est, dans l'immédiat, prêt à fournir et à traiter les informations indispensables à la péréquation⁹⁵.

Le financement de la péréquation n'a pas été définitivement arrêté.

⁹⁴ TA Grenoble, 24 janvier 2012.

⁹⁵ Un ingénieur-financier doit être recruté pour y œuvrer.

Hormis l'indication donnée dans le dernier rapport d'orientations budgétaires 2017 sur le prélèvement de solidarité opéré sur les hydrocarbures destinés à la production d'électricité, et de sa mention sur les factures, les modalités de la péréquation ne sont pas encore totalement définies.

La migration du système géré par EDT-ENGIE à un fonds budgétaire ad hoc figure bien dans le projet de budget 2017. Mais ni les règles de comptabilisation, ni le calcul des versements aux exploitations déficitaires n'ont été définies dans un texte opposable.

Aucune négociation avec les communes gérant le service en régie n'a été engagée alors que sans leur coopération, la généralisation de la péréquation est dans la difficulté.

De telle sorte que la mise en place d'un tarif unique et généralisé à toute la Polynésie suppose qu'au préalable soient résolus les problèmes de toute nature posés par l'extension de la péréquation à toutes les îles.

Dans l'attente, le statu quo ante continue en définitive à s'appliquer. Le contrat principal a cours jusqu'en 2030. Et ce contrat laisse EDT-ENGIE en charge de la gestion du réseau (article 8), en dépit de la montée en puissance de la TEP. Sur le plan financier, EDT-ENGIE reste responsable de la mise en œuvre de la péréquation réduite à ses seules concessions, financée historiquement à partir du chiffre d'affaires de Tahiti Nord.

Avec le risque supplémentaire que la tarification se multiplie, à mesure que les concessions gérées par EDT-ENGIE seront mises en compétition, à l'instar de ce qui s'est produit au renouvellement de la délégation du SECOSUD.

3.3 La baisse du prix de l'électricité n'est pas garantie

La baisse du prix de l'électricité ne dépend pas directement des effets de la politique énergétique : pour l'essentiel, elle dépend du cours du pétrole.

La nouvelle politique de l'énergie a besoin de temps pour produire ses effets en termes de prix. Le contexte géoéconomique reste inchangé, et son évolution ne se traduira pas nécessairement par des baisses de prix.

3.3.1 Les facteurs spécifiques de cherté n'ont pas disparu

La production d'électricité, à modèle inchangé, reste tributaire des coûts spécifiques liés à la géographie et à l'étroitesse du marché ainsi qu'au coût spécifique de production.

3.3.1.1 Les coûts dus à la géographie

La situation géographique de la Polynésie française, au milieu du Pacifique, la faible taille de sa population, 280 000 habitants, et son éclatement sur un vaste territoire, 5 millions de Km², affectent les facteurs économiques liés au secteur de l'énergie.

RAPPORT À FIN D'OBSERVATIONS DÉFINITIVES

Le marché de l'énergie est ainsi marqué principalement par deux contraintes fortes : son étroitesse et son isolement.

Ces caractéristiques ont pour première conséquence de limiter fortement la mise en œuvre d'économies d'échelle.

En effet, qu'il s'agisse d'équipements de production, de transport ou de distribution électrique, ou qu'il s'agisse d'approvisionnements courants tels que les hydrocarbures, les coûts d'approche sont nécessairement élevés. La faiblesse des quantités importées et le transport maritime viennent ainsi surenchériser le coût de revient de l'électricité.

L'autre conséquence, évidente, réside dans le fait que le système électrique polynésien est un système non interconnecté. La collectivité ne peut ainsi pas bénéficier de la connexion à d'autres systèmes électriques extérieurs. Elle doit donc assumer seul la sécurisation de son approvisionnement électrique en mettant en œuvre des moyens de production en conséquence. Au surplus, elle est, de fait, placée dans un système à faible intensité concurrentielle.

L'ensemble de ces facteurs sont de nature à pousser à la hausse les coûts de production de l'électricité en Polynésie française. Quelle que soit la politique énergétique menée par le gouvernement, ces facteurs de cherté de l'électricité en Polynésie française ne peuvent être évités.

3.3.1.2 Les coûts de production

Le coût de production est trois fois plus élevé en Polynésie française qu'en France métropolitaine.

Il était de 34,43 F CFP/kWh en Polynésie française en moyenne sur l'ensemble des concessions EDT-ENGIE, contre, selon un rapport d'information de l'Assemblée Nationale⁹⁶, 11,63 F CFP/kWh en métropole en 2012.

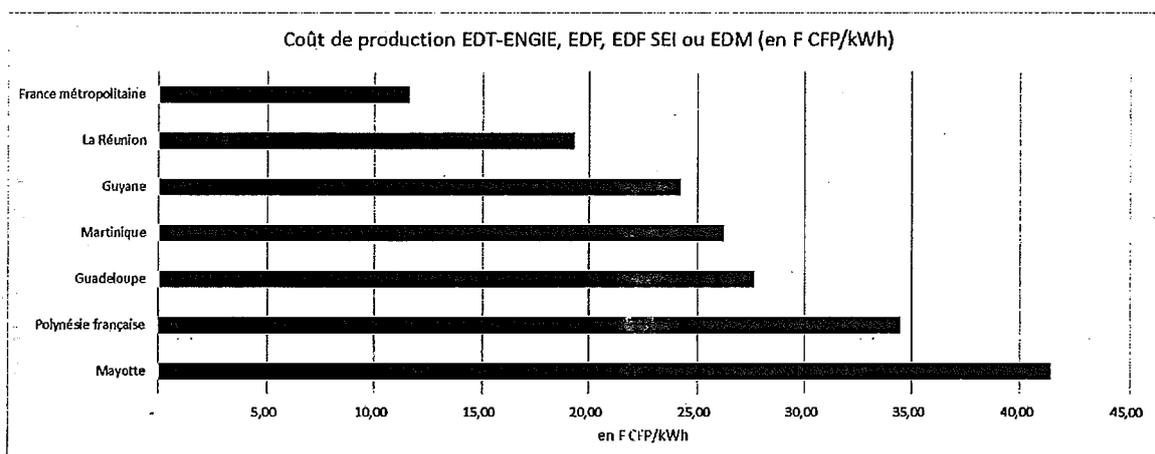
Toutefois cette comparaison n'est que peu significative, en raison de la spécificité du mix énergétique hexagonal qui fait une large part à la production au bas coût d'origine nucléaire (75%), et qui est connecté aux autres réseaux européens.

La comparaison avec les départements d'outre-mer revêt, par contre, plus de sens. Il s'agit de territoires comparables par leur isolement et par l'étroitesse relative du marché.

⁹⁶ Rapport d'information n°2225 du 17 septembre 2014.

Le tableau ci-après retrace les coûts de production dans les départements d'outre-mer, en 2012, collationnés dans le rapport parlementaire de 2014.

Graphique n° 5 : Coûts de production dans les départements d'outre-mer, en F CFP/kWh :



Source : Assemblée Nationale, rapport d'information n°2225 du 17 septembre 2014 ; CRE.

Même dans ce contexte plus approprié, le coût en Polynésie française est plus élevé que dans la grande majorité des départements d'outre-mer où il est contenu entre 24 et 28 F CFP/kWh.

L'île de La Réunion, avec une population approchant du million, fait exception avec un coût réduit de 19,33 F CFP/kWh. A l'opposé, Mayotte est plus cher que la Polynésie française avec un coût moyen de plus de 41 F CFP/kWh.

En Polynésie française, les coûts de l'énergie comportent une part irréductible due aux caractéristiques physiques de la production de l'électricité dans cette géographie dispersée.

Ce n'est que lorsque les coûts de la production photovoltaïque ou de l'hydroélectricité auront connu une baisse très significative qu'un effet positif sur le prix sera envisageable.

Ainsi, les coûts comptabilisés par EDT-ENGIE dans ses concessions montre l'écart existant entre l'hydroélectricité, la moins chère, et le photovoltaïque, la plus chère.

Tableau n° 9 : Coûts de l'énergie entre 2007 et 2015, en F CFP par kWh :

		2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Tahiti	Production thermique	16,28	17,20	16,18	18,19	20,56	22,51	22,80	21,23	19,26
	Achats Hydro Marama Nui	12,09	12,06	12,06	12,06	12,06	12,06	12,06	12,06	12,06
	Achats photovoltaïque			40,00	43,45	41,64	40,04	36,00	32,76	30,59
Autres îles	Production thermique	22,09	23,89	25,33	28,22	33,31	34,68	32,24	33,48	31,23
	Achats photovoltaïque				40,37	55,09	39,28	39,33	38,32	36,39

Source : EDT-ENGIE.

3.3.2 Les conditions d'une baisse durable

La baisse durable de prix relève de deux ordres de conditionnalité.

L'un est conjoncturel, il dépend du cours du pétrole et de l'intensité de son utilisation dans le modèle énergétique. L'autre est structurel, et dépend du maintien « dans des limites raisonnables » des coûts et des marges du concessionnaire.

Ainsi, des facteurs spécifiques de cherté continuant à influencer à la hausse le prix de l'électricité et la politique énergétique étant encore trop peu effective, la baisse du prix de l'électricité reste largement peu prédictive.

La baisse durable du prix ne pourra être tangible que lorsque le mix énergétique aura été profondément modifié.

3.3.2.1 Un prix élevé, résultant de fortes spécificités

La question du prix de l'électricité est très sensible en Polynésie française. Les tarifs sont généralement considérés comme très élevés. Il est régulièrement allégué que l'électricité y est la plus chère du monde.

Or il s'agit bien plus d'une perception que d'une réalité.

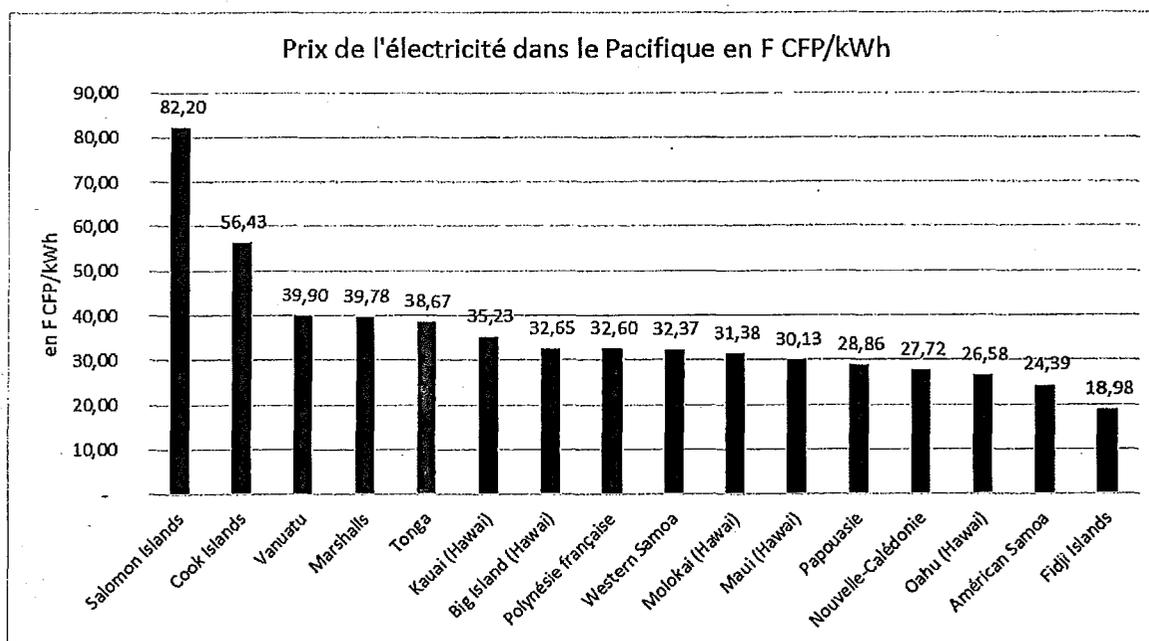
Certes, le niveau des prix de l'électricité en Polynésie française est très supérieur à celui de l'hexagone, de la Corse et des collectivités d'outre-mer qui bénéficient de la contribution au service public de l'électricité (CSPE)⁹⁷.

Par exemple, le tarif bleu d'EDF propose en métropole et dans les départements d'outre-mer un prix de 17,30 F CFP du kWh (0,14490 €) pour les abonnés domestiques ayant souscrit un abonnement de 6 kVA, et de 17,45 F CFP (0,14620 €) pour un abonnement de 9 kVA, quel que soit le nombre de kWh consommés. Ces tarifs sont bien inférieurs à ceux pratiqués en Polynésie française qui propose pour les mêmes types de consommateur un tarif de 24,50 F CFP par kWh jusqu'à 240 kWh et de 39 F CFP par kWh pour une consommation supérieure à 240 kWh.

⁹⁷ Un prélèvement sur les usagers pour financer les charges découlant des obligations de service public, qui permet de pratiquer une tarification unique de l'électricité sur l'ensemble du territoire national, à l'exception de la Polynésie française et de la Nouvelle-Calédonie.

En revanche, les tarifs en Polynésie française sont comparables à ceux relevés dans les îles voisines du Pacifique, comme l'illustre le graphique ci-dessous.

Graphique n° 6 : Prix moyen de l'électricité dans les pays du Pacifique, en F CFP/kWh :



Source : EDT-ENGIE et Pacific Power Association, mai 2016.

Selon cette étude du Pacific Power Association de 2016, le prix moyen de l'électricité en Polynésie française est de 32,60 F CFP par kWh, bien inférieur à celui constaté aux îles Salomon, 82,20 F CFP par kWh, et dans une fourchette comparable à ceux pratiqués à Hawaï, 35,23 F CFP par kWh à Kauai, 32,65 F CFP à Big Island, 26,58 F CFP par kWh à Oahu.

L'autre caractéristique réside dans la fiscalité supportée par l'électricité.

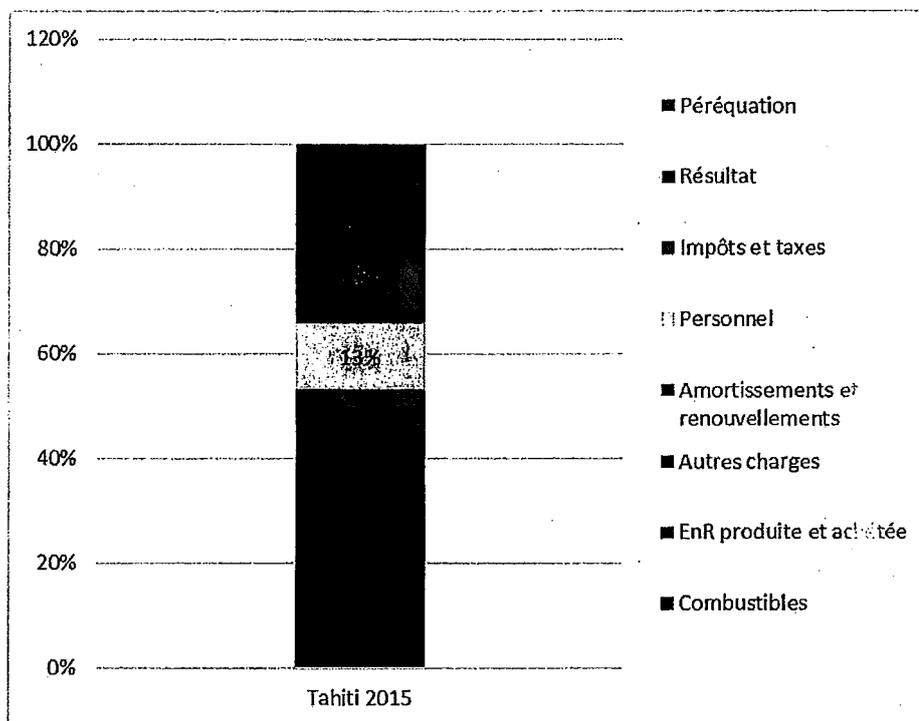
En 2015, une part importante du tarif a été utilisée pour couvrir des charges qui n'avaient pas un lien direct avec la fourniture d'électricité.

19% de la facture d'électricité ont ainsi été consacrés aux impôts et taxes prélevés par la collectivité de la Polynésie française ou par les communes. En particulier, la taxe sur l'électricité qui, en dépit de sa dénomination, joue le rôle d'un impôt local finançant de manière indistincte les dépenses de fonctionnement des collectivités.

S'ajoute à cette taxation, la charge de péréquation supportée par les usagers de Tahiti Nord au profit des usagers des concessions déficitaires qui a représenté 12% de la facture.

Au total, 31 % de la facture, soit une part équivalente à celle des combustibles, ont été consacrés à l'acquittement de prélèvements rendus obligatoires.

Graphique n° 7 : Décomposition de la facture d'électricité à Tahiti, en 2015 :



Source : EDT-ENGIE

3.3.2.2 Un prix dépendant du cours du pétrole

Dans la configuration actuelle, le pétrole est l'intrant principal.

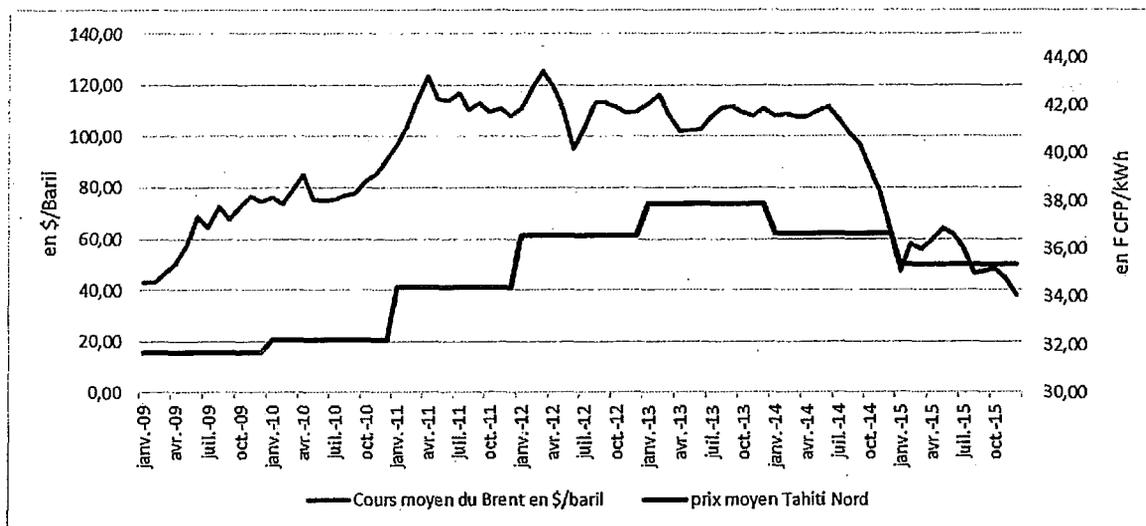
En 2015, il représentait environ 20%, en moyenne, de la facture d'électricité, qui, par définition, correspond à la somme du coût de revient et de la marge du concessionnaire. Les autres sources d'énergie, notamment l'hydroélectricité, ne participent au coût de revient qu'à hauteur d'environ 14%.

Au total, sur l'île de Tahiti, le coût de l'énergie primaire n'a donc été que de 31 %, dont 19% pour le pétrole, étant entendu que la facture du pétrole est au surplus lourdement aggravée par les besoins particuliers des îles. En 2015, sur 6,2 milliards de facture pétrolière, EDT-ENGIE a consommé 2,4 milliards pour l'électricité produite dans les îles.

Le prix de l'électricité reste donc très dépendant de la composition du mix énergétique.

En l'état, le prix de l'électricité reste essentiellement corrélé aux cycles du pétrole.

Graphique n° 8 : Evolution du cours du pétrole, en \$/baril, et du prix de vente moyen sur la concession de Tahiti Nord, en F CFP/kWh :



Source : Chambre territoriale des comptes de Polynésie française et rapports du délégataire EDT-ENGIE.

Ainsi, de 2009 à 2015, le graphique ci-dessus montre la forte corrélation qui a existé entre le cours du baril et le prix de l'électricité en Polynésie.

Ce graphique confirme, par ailleurs, que le cours du baril a bien été le déterminant principal de l'évolution du prix.

En 2015, le prix de l'électricité a baissé en lien avec la baisse du cours. Le cycle bas du pétrole débuté en juillet 2014 a conduit sur les cours à une baisse d'environ 40%⁹⁸. Les prix en Polynésie ont été ajustés au 1^{er} mars 2015 ; cet ajustement a conduit à une baisse de 4,3%.

La répercussion sur le tarif n'a pas été mécanique.

Pour un poids d'environ 28%, une baisse du prix du pétrole d'environ 40% entre juin 2014 et juillet 2015 induit logiquement une baisse des coûts de production de l'ordre de 11%⁹⁹.

La différence apparente avec la baisse effective en Polynésie entre juin 2014 et juillet 2015 a donc été d'environ 6,7%.

Cet écart a pu résulter de la prise en compte des surcoûts liés à la gestion du photovoltaïque par le concessionnaire. Mais, sur ce point précis, la collectivité n'a pas été en mesure d'exposer les raisons qui ont motivé son aval à la grille tarifaire.

Une nouvelle baisse a été pratiquée au 1^{er} mars 2016 en lien avec les modifications apportées par l'avenant 17 concernant principalement la suppression des amortissements de caducité. Cette baisse a été de 5,3%.

⁹⁸ Juin 2014 : 115 \$ contre juillet 2015 : 46 \$.

⁹⁹ $0,4 \times 0,28 = 0,11$.

La manière particulière dont l'opération de suppression des amortissements de caducité a été comptabilisée en décembre 2015, a différé l'effet de baisse à 2016. Ainsi, la tarification arrêtée au 1^{er} mars 2016 a tenu compte de l'effet de la suppression de la caducité.

D'après les comptes du délégataire de 2015, les charges de concession se sont trouvées ainsi réduites de 483 MF CFP par an à partir de 2016.

Au total, la baisse des tarifs depuis mars 2015 a été de 9,6%.

Quoi qu'il en soit, la prévalence du cours du pétrole n'a pas été démentie par ces évolutions et celles qui les ont suivies.

Entre juillet 2015 et décembre 2016, le cours du pétrole a connu un point bas en février 2016, 32\$ contre 46\$ en juillet 2015, suivi d'une remontée des cours à 54\$ en décembre 2016. La faible évolution du mix énergétique entre ces deux dates a conforté de manière sensible l'influence du prix du pétrole sur celui de l'électricité.

La prochaine révision tarifaire devra donc refléter ces variations de cours.

Concernant ces évolutions, l'agence internationale de l'Energie (AIE), dans son dernier rapport¹⁰⁰, anticipe « une tendance globalement orientée à la hausse du fait essentiellement d'une demande croissante venant des grands pays émergents, de la déplétion de nombreux gisements anciens et de la mise en exploitation de nouveaux gisements à des coûts d'extraction nettement plus élevés »

Ainsi, le prix de l'électricité reste dépendant des perspectives de cours du pétrole, sauf à changer radicalement le mix énergétique en faveur d'énergie sans pétrole.

3.3.2.3 Une baisse conditionnée par la réussite de la transition énergétique

La nouvelle organisation du système électrique auquel aboutit le PTE peut en théorie orienter les prix à la baisse. L'organisation d'une concurrence renforcée dans le système électrique peut engendrer des minoration de prix.

Au demeurant, bien que le PTE n'est pas explicitement abordé cette question, le transport de l'électricité obéit, quant à lui, à des règles spéciales qui tiennent compte de l'existence d'un monopole naturel.

Toutes les conditions nécessaires à ces évolutions paraissent, en l'état, encore éloignées pour devenir une réalité du système.

Ainsi la transformation de la TEP en arbitre neutre du système électrique nécessite du temps et la résolution de problèmes délicats, même si la collectivité persiste à considérer ceux-ci comme en passe de l'être à brève échéance.

D'autre part, la matérialisation d'une concurrence active reste encore hypothétique et sa perspective encore lointaine, repoussée en l'état des contrats en 2030 pour la concession de référence de Tahiti Nord.

Dès lors, la limitation des hausses du prix de l'électricité dépend principalement du succès de la régulation.

¹⁰⁰ Market report series : oil 2017.

L'équation est alors simple. La baisse du prix de l'électricité résultera de la surcompensation des facteurs intrinsèques de hausse par les progrès de la maîtrise des coûts et des marges, qu'ils intéressent la production, le transport ou la distribution.

Au stade actuel, les effets de la transparence des coûts ne sont pas encore complètement mesurables pour le savoir avec sûreté. Un minimum de 3 à 4 ans d'audit est nécessaire pour parvenir à répondre parfaitement à l'asymétrie d'information qui caractérise les relations du concessionnaire avec son concédant. La collectivité a confié dans ce sens les premières analyses à un cabinet comptable.

Pour autant, l'ajustement des comptes de la délégation peut jouer ponctuellement à la baisse à la faveur de la suppression de la caducité. Cependant le prix de l'électricité doit d'abord prendre en compte l'augmentation de la redevance transport (T)¹⁰¹ de 1,95 F CFP à 2,35 F CFP au 1^{er} mars 2017 et 2,75 F CFP au 1^{er} septembre 2017¹⁰².

Mais ce qui peut constituer le pas décisif en ce domaine est l'adoption d'une autre méthode de computation des coûts et des marges.

Le prix plafond (price-cap) paraît être une alternative envisageable à terme.

Dans cette méthode, le prix est préfixé et intègre les gains à réaliser. Au lieu de comptabiliser les coûts forfaitisés ou réels, d'y ajouter une marge et de fixer la tarification qui en découle, le concédant fixe un prix qui contient de plus fortes incitations tarifaires. Le prix plafond intègre le coefficient de productivité attendu du concessionnaire, étant entendu que tout écart négatif entre les coûts réels et le prix plafond est acquis au concessionnaire.

Toutefois, cette méthode comporte ses propres difficultés, notamment en termes de contrôle. Elle transforme le contrôle du concédant en un contrôle comptable massif tous les 4 ans ou 5 ans. En cela, celui-ci diffère du contrôle méthodique pluriannuel que la collectivité est en train de mettre en place.

Mais quelles qu'en soient les méthodes, ces contrôles doivent, pour être efficaces, déboucher sur des clauses contractuelles qui organisent l'ajustement des coûts, des marges et in fine des tarifs, aux constats partagés.

Pour le moment, la baisse des prix reste peu prédictive. L'efficacité du contrôle conjugué à un contexte favorable des cours du pétrole, tant que le mix énergétique en dépendra, demeurent les seuls signes avant-coureurs d'une baisse probable.

Mais la baisse durable du prix de l'électricité ne peut être garantie sans évolution du mix énergétique.

Le problème se poserait en termes différents si la Polynésie française était reconnue par l'Etat éligible au CSPE, ce qu'en l'état la loi organique interdit. Dans cette hypothèse, le prix de l'électricité serait identique à celui des autres territoires de la République¹⁰³.

¹⁰¹ Que la collectivité a été contrainte d'admettre afin d'assurer le financement de la TEP, rapport CTC TEP – 31 mars 2017.

¹⁰² Arrêté n°2048 CM du 15 décembre 2016.

¹⁰³ A l'exception de la Nouvelle-Calédonie.

En tout état de cause, l'inflexion en faveur d'une économie moins dépendante de la consommation d'énergie n'est pas encore sensible en Polynésie française.

Le freinage de la consommation observée depuis 2009 ne doit pas faire illusion car il a été fortement lié au ralentissement économique qu'a subi l'économie polynésienne : d'ailleurs le léger rebond constaté en 2016 s'est aussitôt soldé par un léger regain de la consommation énergétique.

Avec un ratio d'intensité énergétique rapportant la consommation d'énergie au PIB, de plus de 4 %¹⁰⁴, la collectivité se situe au double de la France hexagonale, alors même qu'elle est dépourvue d'un secteur industriel important. Il est à cet égard indicatif de la longueur du chemin à parcourir en matière de politique énergétique.

¹⁰⁴ 4% en 2010, 4,49% en 2012, 4,17% en 2014 et 4,25% en 2015.

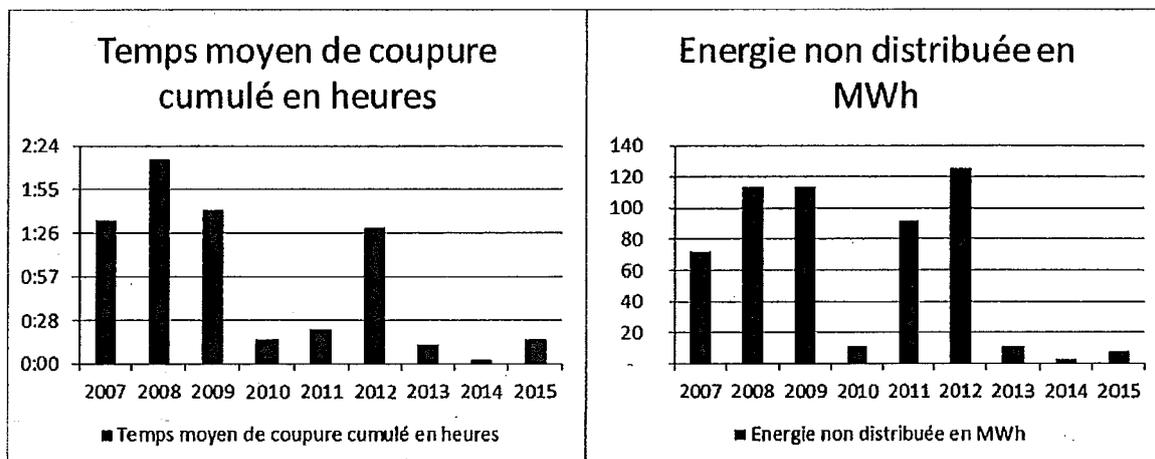
ANNEXES

Annexe n° 1. Glossaire.....	78
Annexe n° 2. Temps moyen de coupure et énergie non distribuée sur la concession Tahiti Nord :	79
Annexe n° 3. Détail des études réalisées par la collectivité :	80
Annexe n° 4. Inventaire des concessions et des régies communales du service de distribution d'électricité au 31 décembre 2016 :	81
Annexe n° 5. Evolution de la grille tarifaire depuis 2007 :	83
Annexe n° 6. Dispositions fiscales, secteur énergie, depuis 2007 :	84

Annexe n° 1. Glossaire

- AAI : autorité administrative indépendante
APC : autorité polynésienne de la concurrence
CAF : valeur coût, assurance, fret inclus
CESC : conseil économique, social et culturel
CRE : commission de régulation de l'énergie
DSP : délégation de service public
EnR : énergies renouvelables
ETM : énergie thermique des mers
FRPH : fonds de régulation des prix des hydrocarbures
HQE : normes d'écoconstruction dites à haute qualité environnementale
kVA: kilovoltampère mesure la puissance électrique apparente d'une installation
kW - MW- GW : kilowatt – mégawatt – gigawatt - mesure la puissance active
kWh – MWh – GWh: kilowattheure mesure la quantité d'énergie
kWc – MWc : kilowatt crête - puissance d'une installation photovoltaïque
MDE : maîtrise de la demande
PTE : plan de transition énergétique
PCE : plan climat énergie
ROE: return on equity – rentabilité des capitaux propres
SPER : syndicat polynésien des énergies renouvelables
SWAC : sea water air conditioning - climatisation à l'eau froide des profondeurs
TEEI : taxe spécifique sur les équipements électriques
TEP : société transport d'électricité en Polynésie

Annexe n° 2. Temps moyen de coupure et énergie non distribuée sur la concession Tahiti Nord :



Source : EDT-ENGIE

Annexe n° 3. Détail des études réalisées par la collectivité :

Années	Etudes	Coûts	Prestataires
2009	Programmation Pluriannuelle des Investissements 2010-2020	1 988 800	
	Etude de dimensionnement de 6 centrales hybrides	2 487 800	
	Audit énergétique des bureaux administratifs	1 419 000	
2010	Bilan et prospective de la politique énergétique	3 187 800	M. NAZAIRE
	Etude de courantologie, atoll de Hao	3 028 383	ADEME/IFREMER
	Conception, organisation et la mise en œuvre d'un sondage d'opinion	1 023 000	MBA Consultant
	Cadre de développement des énergies marines	4 365 900	SARL ODEWA
	Cadre technique pour l'attribution d'une DSP de centrales hydroélectrique	13 717 179	SOGREAH Consultant
2011	Etudes de préfaisabilité sur 4 sites à potentiel hydroélectrique	8 315 633	
	Projet de loi du pays relatif aux installations de production d'énergie électrique	770 000	M. MOYRANT
	Etude de faisabilité pour une opération de méthanisation et de compostage	2 595 383	SARL SPRES
2012	Etude d'évaluation du niveau d'équipement moyen des ménages à Tahiti et Moorea	2 567 500	MBA Consultant
	Réparation du système électrique		CARBONE 4
2013	Compte de la DSP		Mission CRE
	Accompagnement à la négociation		HORWATH
2014	Etude de la DSP		Mission SP2000 - IED
	Mission d'assistance technique	39 843 209	AEC Expertise et Conseil
2015	Mission SP2000		Mission SP2000
	Analyses prospective pour l'implantation de véhicules propres à Tahiti	5 311 000	AIRARO
	Caractérisation du potentiel hydrotien de 2 passes des Tuamotu	9 900 984	ENERGIE de la LUNE
	Principes directeurs du développement de l'hydroélectricité	3 949 350	VAI NATURA et FENUA ENVIRONNEMENT
	Elaboration du code de l'énergie de la Polynésie française	17 921 800	GLOBALSTREAM
	Comptabilité appropriée		HORWATH
	Mission d'expertise dans le domaine de la tarification de l'énergie	3 579 952	M. CHALLAN-BELVAL et M. JANES

Source : Service de l'énergie.

Annexe n° 4. Inventaire des concessions et des régies communales du service de distribution d'électricité au 31 décembre 2016 :

Concessions EDT-ENGIE									
Iles du Vent		Iles sous le Vent		Australes		Marquises		Tuamotu Gambiers	
Concession	Date	Concession	Date	Concession	Date	Concession	Date	Concession	Date
EDT Nord	1 960	Bora Bora	1 991	Tubuai	1 991	Hiva Oa	1 992	Rangiroa	1 991
EDT Sud	1 988	Huahine	1 991	Rurutu	1 992	Nuku Hiva	1 992	Hao	2 000
Moorea	1 994	Maupiti	1 991	Rimatara	2 000	Ua Pou	1 992		
		Tahaa	1 991	Ralvavae	2 007	Ua Huka	2 000		
		Taputapuatea	1 991						
		Tumaraa	1 992						
Régies communales et affermage									
Iles du Vent		Iles sous le Vent		Australes		Marquises		Tuamotu Gambiers	
		Uturoa		Rapa		Tahuata		Anaa	Manihi
						Fatu Hiva		Arutua	Napuka
								Fakarava	Nukutavake
								Fangatau	Puka Puka
								Hikueru	Reao
								Makemo	Takaroa
								Mangareva	Tatakoto
									Tureia

Source : EDT-ENGIE

COLLECTIVITE DE LA POLYNESIE FRANCAISE (POLITIQUE DE L'ENERGIE)

Annexe n° 5. Evolution de la grille tarifaire depuis 2007 :

Tranches tarifaires	Réf	Seuils	du 21/09/2005	du 01/07/2008	du 01/02/2009	du 01/08/2009	du 01/08/2010	du 01/03/2011	du 01/05/2011	du 01/11/2012	du 01/10/2013	du 01/03/2015	depuis le	
			au 30/06/2008	au 31/01/2009	au 31/07/2009	au 31/07/2010	au 28/02/2011	au 30/04/2011	au 31/10/2012	au 30/09/2013	au 28/02/2015	au 28/02/2016	au 28/02/2016	01/03/2016
			AR 774 CM du 14/09/2005	AR 681 CM du 26 juin 2008	AR 122 CM du 28/01/2009	AR 1207 CM du 29/07/2009	AR 1249 CM du 28/07/2010	AR 225 CM du 24/02/2011	AR 547 CM du 21/04/2011	AR 1555 CM du 15/10/2012	AR 1311 CM du 01/10/2013	AR 211 CM du 25/02/2015	AR 192 CM du 25/02/2016	
B a s e t e n s i o n	Petits consommateurs	TP0 de 0 à 180 kWh								20,00	19,56	19,00		
		TP1 de 181 à 300 kWh								49,80	49,36	39,00		
		TP2 au dessus de 300 kWh								61,90	61,46	60,00		
		P1 de 0 à 240 kWh											19,00	
		P2 au dessus de 240 kWh											39,00	
	Usage domestique	P0 de 0 à 100 kWh	10,53	11,06										
		P1 de 101 à 200 kWh	28,68	31,05										
		P2 au dessus de 200 kWh	37,21	44,50										
		P0 de 0 à 150 kWh			15,00	15,91	17,35	17,69	19,16					
		P1 de 151 à 280 kWh			36,40	37,31	38,75	39,09	40,56					
		P2 de 281 à 500 kWh			44,50	45,41	46,85	47,19	48,66					
		P2' au dessus de 500 kWh			49,50	50,41	51,85	52,19	53,66					
		P1 de 0 à 300 kWh									30,80	30,36	27,50	
		P2 de 301 à 450 kWh									48,80	48,36	45,00	
		P2' au dessus de 450 kWh									56,90	56,46	56,00	
	Eclairage public	P3 de 0 à 240 kWh												24,50
		P2 au dessus de 240 kWh												39,00
	Usage professionnel	P3	29,00	30,60	30,50	31,41	32,85	33,19	34,66	35,90	35,46	34,00		
		P4												33,00
P4 de 0 à 3000 kWh		33,83												
P4' au dessus de 3000 kWh			37,20	36,40	37,31	38,75	39,09	40,56	42,20	41,76	39,00			
M t o y n e s n i o n	Tarif jour	P5 de 0 à 16200 kWh	26,08	24,50	22,30	23,21	24,65	24,99	26,46	27,60	27,16	26,00		
		P6 de 16201 à 48600 kWh	17,18	24,50	22,30	23,21	24,65	24,99	26,46	27,60	27,16	26,00		
		P7 au dessus de 48600 kWh	16,57	24,50	22,30	23,21	24,65	24,99	26,46	27,60	27,16	26,00		
		P6											25,00	
	Tarif nuit	P8 de 0 à 9000 kWh	17,52	21,60	18,75	19,66	21,10	21,44	22,91	24,00	23,56	22,00		
		P9 au dessus de 9000 kWh	16,35	21,60	18,75	19,66	21,10	21,44	22,91	24,00	23,56	22,00		
		P7											22,00	
Tarif uniforme	P10	29,61	33,70	33,80	34,71	36,15	36,49	37,96	39,77	39,33	39,00			
ACE		16,12	16,54	17,17	17,25	16,73	17,03	17,03	17,70	18,10	18,33			
Prix de référence		29,02	32,48	30,98	31,89	33,33	33,67	35,14	35,96	35,52	34,04			

Annexe n° 6. Dispositions fiscales, secteur énergie, depuis 2007 :

Mesure	Dispositions fiscales											
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	
LP 115-1	Taux de 20% pour les entreprises investissant dans la production d'énergie à partir exclusivement de certaines sources d'énergie renouvelable.	Mesure identique	Création de la mesure par la LP 2005-17 du 23 décembre 2005	-	-	-	-	-	-	-	-	-
115-1-4-2	L'alignement de la plus-value induite par l'opération de cession initiale des centralisées investissements liés à la production d'énergie renouvelable pour les personnes morales soumises à l'impôt sur les sociétés qui assurent la distribution d'énergie électrique.	Mesure identique	Mesure identique	Mesure identique	Mesure identique	Mesure identique	Mesure identique	Mesure identique	Mesure identique	Mesure identique	Mesure identique	Mesure identique
LP 115-3-1	L'alignement de l'impôt sur les sociétés sur les quatre premiers exercices à partir de la mise en service des investissements dans la production d'énergie à partir exclusivement de certaines sources d'énergie renouvelable.	Mesure identique	Création de la mesure par la LP 2005-17 du 23 décembre 2005	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LP 119-3-1	Possibilité de renoncement à l'amortissement déductible par les entreprises de la même profession de la mesure de l'énergie à certaines conditions.	Mesure identique	Création de la mesure par la LP 2005-17 du 23 décembre 2005	-	-	-	-	-	-	-	-	-
118-9	Le système d'amortissement peut être appliqué aux installations produisant de l'énergie, de l'eau ou de la vapeur, à l'exclusion de la production, de la distribution, de la transmission et de la fourniture d'énergie électrique.	Mesure identique	Mesure identique	Mesure identique	Mesure identique	Mesure identique	Mesure identique	Mesure identique	Mesure identique	Mesure identique	Mesure identique	Mesure identique
340-5	Les personnes morales de droit public, ainsi que leurs établissements publics n'ayant pas le caractère industriel et commercial sont soustraites à la TVA pour la distribution d'énergie, d'électricité, de froid, de chaleur ou de vapeur.	Mesure identique	Mesure identique	Mesure identique	Mesure identique	Mesure identique	Mesure identique	Mesure identique	Mesure identique	Mesure identique	Mesure identique	Mesure identique
VVA	La déduction de la livraison de certains biens visés par la loi du pays n° 2009-3 du 11 février 2009 modifiée a permis l'amélioration et l'entretien des équipements protégés en matière d'énergie et de développement durable par les sociétés d'économie.	Mesure identique	Mesure identique	Mesure identique	Mesure identique	Mesure identique	Mesure identique	Mesure identique	Création de la mesure par la LP 2009-3 du 11 février 2009	-	-	-
LP 340-3	Sont à comprendre dans la base d'imposition de la TVA en ce qui concerne la fourniture d'électricité, la taxe communale, la taxe régionale sur l'énergie électrique distribuée dans l'habitat et la redevance pour le transport de l'énergie électrique à haute et moyenne tension.	Mesure identique	Mesure identique	Mesure identique	Mesure identique	Mesure identique	Mesure identique	Mesure identique	Mesure identique	Mesure identique	Mesure identique	Mesure identique
LP 340-5	Taux de TVA applicable à la fourniture d'électricité de 3%.	Mesure identique	Mesure identique	Mesure identique	Mesure identique	Mesure identique	Mesure identique	Mesure identique	Mesure identique	Mesure identique	Mesure identique	Mesure identique
343-2	En ce qui concerne les émissions de CO ₂ , d'électricité, de froid, de chaleur ou de vapeur, la taxation échelonnée est donnée à l'ensemble des émissions de CO ₂ des entreprises soumises à l'impôt sur les sociétés et à l'impôt sur le revenu des personnes physiques.	Mesure identique	Mesure identique	Mesure identique	Mesure identique	Mesure identique	Mesure identique	Mesure identique	Mesure identique	Mesure identique	Mesure identique	Mesure identique
LP 389-2	Exonération de tous impôts et taxes des producteurs d'électricité au moyen d'équipements photovoltaïques de moins de 30 kWc.	Mesure identique	Mesure identique	Mesure identique	Mesure identique	Mesure identique	Mesure identique	Mesure identique	Création de la mesure par la LP 2009-7 du 18 mai 2009	-	-	-
Droit de consommation												
LP 405-4	Transmission par le service en charge de l'énergie, chaque année, à la DCP de la liste actualisée des producteurs d'énergie électrique photovoltaïque habités de moins de 10 kWc.	Mesure identique	Mesure identique	Mesure identique	Mesure identique	Mesure identique	Mesure identique	Mesure identique	Création de la mesure par la LP 2009-7 du 18 mai 2009	-	-	-
LP 405-5	Transmission à la DCP par les sociétés et services de l'énergie électrique par voie de concours de service public de la liste de ces contrats d'abonnement.	Mesure identique	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contribution des producteurs												
Normes de tarification des producteurs	Les producteurs attribuent aux sociétés ayant une activité dans le secteur de l'énergie (EOP) des contributions en vue de la production et d'un réseau de distribution de l'énergie électrique.	Mesure identique	Mesure identique	Mesure identique	Mesure identique	Mesure identique	Mesure identique	Mesure identique	Mesure identique	Mesure identique	Mesure identique	Mesure identique
Impôts et taxes sur les sociétés et le revenu												
22-5-1	Exonération à l'impôt foncier de constructions appartenant aux sociétés à système à électricité dans le secteur de l'énergie.	Mesure identique	Mesure identique	Mesure identique	Mesure identique	Mesure identique	Mesure identique	Mesure identique	Mesure identique	Mesure identique	Mesure identique	Mesure identique

Source : Direction des impôts et des contributions publiques



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