

**Chambre territoriale des comptes  
de la Polynésie française**

*Papeete, le 24 octobre 2007*

—————  
*Le Président*  
—————

***Recommandée avec A.R.***

*N° 2007-0506*

Réf : ma lettre n°2007-0453 du 19 septembre 2007

P.J. : 1

Monsieur le Président,

Par lettre citée en référence, je vous ai communiqué le rapport d'observations définitives de la chambre territoriale des comptes relatif à la gestion de la collectivité de la Polynésie française au titre du service public de l'électricité pour les exercices 1999 à 2006. Celui-ci vous avait également été communiqué en qualité d'ancien ordonnateur, ainsi qu'à MM Gaston FLOSSE et Gaston TONG SANG, vos prédécesseurs.

En l'absence de réponse écrite dans le délai d'un mois fixé par l'article L. 272-48 du code des juridictions financières, je vous notifie ce rapport dans son intégralité.

En application du même article, vous avez l'obligation de communiquer le rapport d'observations de la chambre à l'assemblée de la Polynésie française. Il doit faire l'objet d'une inscription à l'ordre du jour de sa plus proche réunion, être joint à la convocation adressée à chacun de ses membres et donner lieu à un débat.

.../...



Ce rapport devenant communicable, à toute personne qui en ferait la demande, dès la première réunion de l'assemblée délibérante postérieure à la notification du présent courrier, je vous serais obligé de bien vouloir m'indiquer à quelle date ladite réunion aura eu lieu.

Je vous précise enfin qu'une copie du rapport d'observations est communiquée au haut-commissaire de la République et au trésorier-payeur général en application de l'article 16-11 du décret n°83-224 du 22 mars 1983 modifié.

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

**Le président**

**Jacques BASSET**

**Conseiller référendaire  
à la Cour des comptes**

**Monsieur Oscar TEMARU  
Président de la Polynésie française**

**CHAMBRE TERRITORIALE DES COMPTES  
DE LA POLYNESIE FRANCAISE**

**RAPPORT D'OBSERVATIONS  
DEFINITIVES**

**COLLECTIVITE DE LA POLYNESIE FRANCAISE**

**Service public de l'électricité**

**Exercices 1999 à 2006**

***RAPPEL DE LA PROCEDURE***

*La chambre territoriale des comptes de la Polynésie française a procédé, dans le cadre de son programme de travail, à l'examen de la gestion de la collectivité de la Polynésie française (Service public de l'électricité, exercices 1999 à 2006).*

*Le président de la Polynésie française, M. Oscar TEMARU, et son prédécesseur, M. Gaston FLOSSE, en avaient été informés par courriers en date du 30 mars 2006.*

*L'entretien préalable prévu par l'article L.272-45 du code des juridictions financières a eu lieu le 6 février 2007 avec M. Oscar TEMARU et le 9 février 2007 avec le nouveau président de la Polynésie française, M. Gaston TONG SANG, élu le 26 décembre 2006.*

*M. Gaston FLOSSE, ancien ordonnateur, n'a pas estimé devoir donner suite à la demande d'entretien préalable qui lui a été adressée le 13 février 2007.*

*Lors de sa séance du 2 mars 2007, la chambre a délibéré une première fois et décidé de l'envoi d'un rapport d'observations provisoires aux présidents successifs, chacun pour ce qui le concernait. Des extraits du rapport avaient également été transmis au délégataire du service public Electricité de Tahiti(EDT).*

*Les réponses d'EDT et du président TONG SANG sont parvenues à la Chambre les 4 et 13 juillet 2007.*

*Après avoir examiné ces réponses, la chambre a arrêté, lors de sa séance du 30 août 2007, les observations définitives reproduites ci-après.*

## SYNTHESE DES OBSERVATIONS

A partir d'un contrat de concession passé en 1960 entre le gouverneur, chef du Territoire de la Polynésie française et les établissements Martin et fils, le service public de la production et de la distribution d'électricité à Tahiti s'est peu à peu développé et modernisé, notamment après la création en 1970, de la société anonyme « Electricité de Tahiti » qui s'est substituée au délégataire initial.

Ce premier contrat, modifié à douze reprises, ne concernait que la production d'électricité fabriquée à partir de centrales thermiques fonctionnant au fioul pour la zone urbaine de Tahiti.

Afin d'organiser une péréquation et faire bénéficier les usagers des îles des mêmes tarifs que ceux de Tahiti, les autorités locales ont imaginé en 1990 une forme de contrat d'adhésion pouvant être adopté par les communes ou établissements publics intercommunaux de Polynésie française qui accorderaient une concession au même délégataire de service public, Electricité de Tahiti (EDT), déjà titulaire du contrat de concession principal avec le Territoire. Ces collectivités n'ont alors eu d'autre choix que de contractualiser avec EDT pour bénéficier cet alignement tarifaire.

Par ailleurs, en 2000, la société EDT est devenue majoritaire dans le capital de la société CODER MARAMA NUI qui produisait, à Tahiti, à partir de barrages hydroélectriques, 30 % de l'énergie consommée. De ce fait, la société privée EDT est aujourd'hui, sous la surveillance du Pays, le principal acteur de la gestion du service public de l'électricité, jouissant d'un monopole de fait.

Ce concessionnaire qui gère avec professionnalisme un contrat qui lui assure une bonne rentabilité, ne produisait pas à l'autorité délégante (le Pays), jusqu'à ces dernières années, de compte particulier de la concession, ce qui ne permettait pas à la collectivité d'exercer un véritable contrôle sur le service délégué.

Or, si dans le cadre de cette gestion déléguée la continuité du service est assurée, force est de constater que l'électricité vendue aux polynésiens est chère. Son prix élevé s'explique d'abord par l'isolement et le faible nombre des usagers, le financement de la péréquation mise en place entre Tahiti et les archipels, l'importance des taxes sur l'électricité et une trop grande dépendance énergétique vis-à-vis du pétrole. Mais le coût élevé de l'énergie électrique résulte aussi de l'organisation du secteur qui fait intervenir de nombreux acteurs, sans concurrence et sans contrôle suffisant de la collectivité d'outre-mer sur ses différents délégataires, tous liés à EDT.

Des améliorations devraient donc être apportées tant au suivi des contrats par l'autorité délégante qu'à la réflexion prospective de la Polynésie française sur la diversification des sources d'énergie et le développement des énergies renouvelables en vue d'une meilleure maîtrise des prix d'électricité.

## SOMMAIRE

<b>1. LA GESTION DU SERVICE PUBLIC DE L'ELECTRICITE EN POLYNESIE FRANÇAISE.....</b>	<b>5</b>
1.1. Une compétence du Pays également exercée par des communes .....	5
1.2. La concession de base signée par le Territoire.....	5
1.3. Les concessions signées par les autres collectivités et établissements publics locaux .....	7
<b>2. LES DONNEES DE BASE : CONSOMMATION, PRODUCTION ET TRANSPORT ....</b>	<b>11</b>
2.1. Une consommation essentiellement concentrée dans la zone urbaine de Tahiti.....	11
2.2. Une production hydroélectrique et thermique contrôlée par le groupe EDT .....	12
2.3. L'intégration progressive de la production d'énergie hydroélectrique dans le dispositif général.....	12
2.3.1. Plusieurs conventions de concession lient MARAMA NUI à la Polynésie française .....	13
2.3.2. Une convention de puissance garantie passée entre EDT et MARAMA NUI .....	13
2.3.3. La société EDT actionnaire principal de MARAMA NUI en 1998 est devenue actionnaire majoritaire en 2000 .....	14
2.4. Le transport de l'électricité par la TEP .....	15
<b>3. LE PRIX DE L'ELECTRICITE .....</b>	<b>16</b>
3.1. Un niveau de prix résultant en partie des contraintes physiques et démographiques du pays .....	17
3.2. La détermination du prix de vente du kWh et ses composantes .....	17
3.2.1. Une politique tarifaire arrêtée par la collectivité d'outre-mer en fonction des dispositions contractuelles applicables .....	18
3.2.2. Les composantes du prix de revient de l'électricité .....	19
<b>4. LE DEFAUT DE PILOTAGE DU PAYS DANS LE DOMAINE ENERGETIQUE .....</b>	<b>22</b>
4.1. La charte de l'énergie électrique et ses objectifs.....	23
4.2. Le prix de l'énergie électrique dépend toujours autant des cours du pétrole .....	24
4.3. L'absence de schéma directeur incitant au développement des énergies renouvelables .....	26
4.4. Un suivi des questions énergétiques et un contrôle d'EDT à améliorer .....	27

<b>4.5. Des marges importantes sont dégagées par le concessionnaire .....</b>	<b>29</b>
4.5.1. Les comptes du concessionnaire ne correspondent pas aux comptes de la délégation de service public .....	29
4.5.2. Les résultats de la société EDT sont excellents et son autofinancement permet d'accroître les immobilisations corporelles, incorporelles et financières et de distribuer de substantiels dividendes .....	30
4.5.3. Conclusions et recommandations .....	34

# **1. La gestion du service public de l'électricité en Polynésie française**

La gestion du service public de l'électricité en Polynésie française fait intervenir deux acteurs principaux, la collectivité de la Polynésie française, autorité concédante chargée de fixer les prix de vente de l'électricité, et un concessionnaire, la société Electricité de Tahiti (EDT) qui appartient au groupe SUEZ.

Le contrat principal liant ces deux partenaires ne concerne que la zone urbaine de Tahiti. Mais il a été progressivement repris, dans ses principales dispositions, par la plupart des communes et des établissements publics intercommunaux qui exercent directement la compétence électricité, afin que les usagers de leurs services bénéficient d'un alignement tarifaire mis en place par le Pays.

## **1.1. Une compétence du Pays également exercée par des communes**

La compétence relative au service public de l'électricité est dévolue à la collectivité de la Polynésie française. L'exercice de cette compétence s'est traduit en 1960 par une convention n° 60/10 du 27 septembre 1960 passée entre le Territoire et les établissements Martin et fils pour la distribution de l'énergie électrique de TAHITI. L'article 45 de la loi organique n° 2004-192 du 27 février 2004 portant statut d'autonomie de la Polynésie française prévoit que cette compétence puisse désormais être confiée aux communes : *« La Polynésie française peut, sur demande des conseils municipaux, autoriser les communes à produire et distribuer l'électricité dans les limites de leur circonscription. Cette autorisation n'est pas nécessaire pour les communes qui, à la date de promulgation de la présente loi organique, produisent et distribuent l'électricité, dans les limites de leur circonscription »*.

Il s'agissait en l'occurrence de mettre le droit en conformité avec les faits puisque la compétence de principe de la Polynésie française ne s'est exercée, dans le cadre de la convention précitée, que dans la zone urbaine de Tahiti, alors que, par ailleurs, les communes rurales, seules ou regroupées en syndicats intercommunaux, exerçaient, de fait, cette compétence sur leurs territoires respectifs.

La convention de concession de 1960 reste la base contractuelle, encore en vigueur aujourd'hui, pour la partie urbaine de l'île principale. Mais elle sert également de référence pour les communes rurales de Tahiti, regroupées dans le cadre d'un syndicat intercommunal, le SECOSUD, et pour les communes d'autres îles, comme par exemple Moorea ou Bora Bora qui ont adhéré, en tant qu'autorités concédantes, aux dispositions du contrat de base par la signature d'un contrat de concession dont les termes essentiels sont identiques à ceux du contrat principal, notamment en matière tarifaire.

## **1.2. La concession de base signée par le Territoire**

Le contrat de concession de distribution publique d'énergie électrique de Tahiti, signé le 27 septembre 1960, constitue encore le document contractuel de base régissant les relations entre la Polynésie française, autorité concédante, et son délégataire, la SA Electricité de Tahiti (EDT).

Chambre territoriale des comptes de la Polynésie française

Observations définitives

Collectivité de la Polynésie française (Service public de l'électricité) - séance du 30 août 2007

page 5 sur 34

Cette première convention avait accordé une concession de service public d'une durée de 40 années à la SARL Martin et Fils. Cette durée très longue devait permettre au concessionnaire de réaliser les investissements nécessaires à la production d'énergie électrique.

En 1962, a été construite à VAIRAATOA une première centrale thermique. En 1985, la SA Electricité de Tahiti, qui s'était substituée en 1970 à la SARL MARTIN et Fils, a construit une seconde centrale thermique, celle de la PUNARUU.

La concession a été prolongée en 1990 et 1999 par deux avenants, respectivement pour des durées de 20 et 10 ans, portant la date d'échéance du contrat de 2000 à 2030.

En 1990, par un avenant n°7, la convention de concession a ainsi été prorogée de 20 ans (article 21), le terme de la convention, prévu au 27 septembre 2000, ayant été reporté au 30 septembre 2020.

Cet avenant, publié au JOPF du 10 janvier 1991, a profondément remodelé la convention de base en modifiant un grand nombre d'articles<sup>1</sup> du cahier des charges qui lui était annexé.

L'étendue géographique du service concédé a été précisée à l'article 1<sup>er</sup> du nouveau cahier des charges : « *Le présent cahier des charges s'applique à la concession dont l'objet est la distribution publique d'énergie électrique pour tous usages dans la zone décrite ci-dessous :*

*1) Sur l'île de Tahiti*

- *du PK 20 au PK 18 de la côte Est, la zone comprise entre le littoral naturel ou artificiel et le flanc de montagne,*
- *du PK 18 de la côte Est au PK 41,5 de la côte Ouest, la zone délimitée par :*
  - *à l'Est, la droite joignant le sommet de l'Aorai au PK 18 Est de la route de ceinture ;*
  - *au Nord et à l'ouest, le littoral naturel ou artificiel ;*
  - *au Sud, du sommet de l'AORAI jusqu'au littoral (PK 41,5), la limite formée par les limites Est des communes de PUNAAUIA et PAPARA.*

*2) Territoire de toute commune, syndicat de commune ou syndicat mixte, qui adhérerait à cette concession conformément à la procédure décrite dans l'article 1<sup>er</sup> de la convention territoire EDT N° 90-1778 du 14 décembre 1990. »*

Le nouveau cahier des charges précise, en son article 5, la liste des ouvrages de la concession.

En 1999, malgré le grand nombre d'avenants intervenus depuis l'origine de la convention, le concédant n'a pas jugé opportun de rédiger un nouveau contrat et a préféré, à l'occasion d'une importante négociation tarifaire, prolonger un peu plus la durée du contrat par un nouvel avenant.

Une convention du 6 décembre 1999 (avenant n° 11 à la convention initiale) a été conclue après de nombreuses réunions de concertation<sup>2</sup> entre les deux parties. Cette convention prolonge la durée de concession de dix années supplémentaires jusqu'au 30 septembre 2030.

<sup>1</sup> Articles 1<sup>er</sup>, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 30, 31, 35.

<sup>2</sup> « Entretiens du BEACHCOMBER » des 30, 31 août et 1<sup>er</sup> septembre 1999.



La durée totale de la convention, portée à 70 ans, est exceptionnelle. Comme la chambre a déjà pu le constater et contrairement aux dispositions en vigueur en métropole, il n'existe aucune disposition en Polynésie française qui prévoit de limiter ou d'encadrer la durée d'une délégation de service public.

Force est de constater que le concessionnaire de la collectivité de Polynésie française n'a jamais été mis en concurrence, aucune obligation ne s'imposant à cet égard au concédant.

Les prolongations successives du contrat ont été notamment justifiées par la nécessité pour le concessionnaire d'amortir sur une période suffisamment longue les investissements importants réalisés (notamment les centrales de production d'énergie thermique). Aux termes de l'avenant n°11 les amortissements de caducité restant à constater jusqu'à la fin du contrat ont été étalés sur une période de dix années supplémentaires (30 ans au total). L'étalement des amortissements sur une période plus courte aurait selon lui inévitablement entraîné des hausses de tarifs.

La chambre relève qu'au moment de la signature de cet avenant la collectivité ne disposait d'aucun rapport chiffré fourni par le délégataire lui permettant d'apprécier les conséquences tarifaires de cet étalement, EDT ayant estimé que le bilan de l'année 1998 contenait tous les éléments nécessaires à la prise de décision.

### **1.3. Les concessions signées par les autres collectivités et établissements publics locaux**

Les principales dispositions de la concession de base ont été étendues à d'autres collectivités selon des principes définis par la convention Territoire-EDT n° 90- 1778 du 14 décembre 1990.

La convention de concession principale a été recopiée par les communes et syndicats intercommunaux de Polynésie française qui ont souhaité contractualiser avec le même concessionnaire pour bénéficier de l'alignement tarifaire<sup>3</sup>.

La convention du 14 décembre 1990 fixe les modalités d'adhésion de communes ou syndicats intercommunaux hors périmètre de la concession territoriale.

---

<sup>3</sup> Dans le cadre de ces contrats de concession, la société EDT fait intervenir sa filiale ELECTRA. Un contrat dit de gérance, signé annuellement entre EDT et ELECTRA, concerne les concessions de Bora Bora, Maupiti, Rangiroa, Tumaraa, Taputapuatea, Moorea, Huahine, Tubuai, Tahaa, Rurutu, Rimatara, Ua Huka, Makatea, Hao, Nuku Hiva, Ua Pou, et Hiva Oa.

Dans le cadre de ces contrats de « gérance », il est prévu qu'ELECTRA :

- assure la gérance des concessions pour la production et la distribution de l'énergie électrique ;
- assure la facturation de l'énergie pour tous les usagers ;
- assure la gestion des stocks de marchandises et du matériel nécessaire à l'exploitation et la maintenance des ouvrages ;
- reverse mensuellement à EDT les sommes encaissées pour le compte de celui-ci, au plus tard le 20 du mois suivant.

Pour sa part, EDT met à la disposition d'ELECTRA les ouvrages et les installations, et assure la gestion et le reversement des taxes municipales et territoriales.

Les principaux points de cette convention sont les suivants :

« Article 1<sup>er</sup>. - Adhésion des organismes publics à la concession ;

*Le territoire proposera aux communes, syndicats de communes ou syndicats mixtes ci-après désignés : « les collectivités publiques », indiquées en annexe I l'extension à leur commune de la concession de distribution publique d'énergie électrique issue de la convention n° 60-10 du 27 septembre 1960 et régie par son cahier des charges et ses avenants n° 1 à n° 7 dans le but d'adhérer.*

*Ces adhésions se feront en respectant les principes généraux suivants :*

- 1) Mise en concession par les collectivités publiques des biens actuels nécessaires au fonctionnement de la concession à titre d'apport gratuit de la collectivité.*
- 2) Reprise en capital et intérêts par EDT de tous les emprunts contractés par les collectivités publiques destinés à financer les biens mis en concession. La valeur de l'apport de la collectivité publique sera diminuée de la valeur résiduelle des emprunts repris par EDT à la date de l'adhésion*
- 3) Les valeurs des biens mis en concession seront déterminées pour toutes les exploitations adhérentes à la concession, en fonction de leur valeur neuve actuelle, amortie en fonction de l'âge du matériel et de sa durée de vie utile (définie en annexe II).*

*Cette valeur sera inscrite à l'actif du bilan d'Electricité de Tahiti ; en contrepartie s'inscrira au passif :*

- la valeur de l'apport des collectivités publiques (droits du concédant),*
- la valeur de l'apport des usagers (droits des tiers),*
- le montant résiduel en capital des emprunts repris par EDT »*

La liste des communes ou syndicats de communes qui pouvaient adhérer avait, à l'époque, été fixée comme suit :

- Syndicat du SECOSUD*
- Hitiaa O Te Ra (Marama Nui)*
- Sman<sup>4</sup>*
- Uturoa*
- Tahaa*
- Huahine*
- Bora Bora*
- Maupiti*
- Taputapuatea*
- Rangiroa*
- Tubuai*
- Tumaraa*
- Rurutu.*

---

<sup>4</sup> Le SMAN était un syndicat mixte « AIMEO NUI » dont la chambre a eu à connaître à l'occasion de sa dissolution. Par un jugement n° 2002-35 du 17 septembre 2002 la chambre a constaté la liquidation de ce syndicat et la répartition de l'excédent de clôture entre le Territoire et la commune de Moorea-Maiao. Le syndicat a été dissous pour permettre à la commune « d'adhérer » directement à la concession territoriale, ce qui fut réalisé au 23 avril 1996.

L'article 2 de la convention prévoit un alignement des tarifs des collectivités adhérentes sur ceux de la convention. Cet article est rédigé comme suit :

« Art. 2. - Alignement des tarifs hors taxes de l'électricité

*« L'adhésion des collectivités publiques à la concession territoriale a pour effet de réaliser l'alignement des tarifs hors taxes de ces collectivités sur ceux de Tahiti.*

*Pour les îles du territoire qui n'ont pas la possibilité d'adhérer à la concession territoriale décrite à l'article 1<sup>er</sup> de la présente convention, le gouvernement proposera à l'assemblée territoriale de créer un fonds de péréquation destiné à réduire le prix de l'électricité dans ces îles. Ce fonds sera alimenté par le produit d'une taxe à percevoir sur les abonnés des communes adhérentes situées hors de Tahiti, équivalente à celle applicable aux abonnés de Tahiti au titre du FEI.*

*La perception de cette taxe par la SA Electricité de Tahiti se fera selon les conditions techniques et financières similaires à celles définies dans la convention territoire-Electricité de Tahiti du 16 janvier 1986 relative à la taxe FEI ».*

Ce système d'adhésion a pour principal avantage de permettre une péréquation directe par le concessionnaire des prix entre Tahiti et les îles éloignées où les coûts de production de l'énergie sont bien plus élevés. Cette péréquation a été avalisée par la direction de la réglementation et du contrôle de légalité qui est intervenue par une note du 8 janvier 1991 portant sur les projets de délibération et de concession de distribution publique d'énergie électrique. A propos du projet de contrat de concession cette note précisait notamment :

*« 1) Nature juridique de l'adhésion de la commune aux termes du cahier des charges de la concession territoriale*

*Cette adhésion ne peut être réalisée, dans le cadre juridique actuel, que par la passation d'un contrat de concession avec EDT.*

*Le terme d' « adhésion à la concession territoriale » ne peut donc pas être utilisé tant dans la délibération que dans le contrat de concession.*

*2) Le projet de délibération*

*(...)*

*L'article 2 a été amputé du membre de phrase portant acceptation des avenants futurs modifiant la concession territoriale. Ces avenants devront en effet être soumis à l'accord explicite des communes concédantes dans l'état actuel du droit applicable en la matière dans le territoire (...)*

*La pluralité de concessions communales et l'équilibre particulier de chacune d'entre elles posaient un problème qui peut être résolu pour partie par la nouvelle rédaction de l'article 2. Il est ainsi prévu que l'équilibre financier de chaque concession doit être apprécié en prenant en compte les résultats de l'ensemble des concessions passées dans le cadre de la convention n° 90-1778 du 14 décembre 1990. La solidarité intercommunale est ainsi affirmée ».*

La tutelle est donc intervenue pour que les contrats ne soient pas de simples contrats d'adhésion, ce qui est logique, les communes et le SECOSUD étant des personnes juridiques distinctes de la collectivité de la Polynésie française. Une adhésion de collectivités tierces à un contrat de concession passé par le Territoire n'étant pas possible, un contrat distinct pour chaque concession était nécessaire, même s'il n'était qu'une copie du contrat principal. Sur un plan juridique, chaque concession est donc bien distincte et engage le concessionnaire envers chacun des concédants.

Toutefois, la distinction de chaque service public et de chaque concession qu'il convient d'opérer s'accommode mal du principe qui a été retenu de péréquation de fait par le concessionnaire.

A partir des données de sa comptabilité analytique, le concessionnaire a fourni les résultats d'exploitation par concession. Il peut être constaté que le système mis en place permet de faire jouer la solidarité entre la zone urbaine de Papeete et les autres territoires, notamment les îles, où l'exploitation des équipements est beaucoup moins rentable. Ce système permet une politique de prix unique, quelle que soit la situation géographique du consommateur. Il peut notamment être relevé que la contribution du consommateur de Tahiti à la solidarité inter îles s'élevait en 2005 à 1,94 F CFP par KW H consommé (soit 7 % du prix de vente moyen hors taxes). Si ce système n'avait pas existé, le surcoût du kWh aurait été en 2005 de 12,95 F pour les Iles sous le Vent, à l'exception de Maupiti, 18,95 F pour les Tuamotu, les Marquises et Maupiti, et 71,29 F pour Makatea.

A ce sujet, il peut encore être relevé que certaines concessions restaient à formaliser en 2005, puisqu'aucun contrat n'avait été signé avec le concessionnaire EDT, alors que les communes concernées bénéficiaient depuis 2000 de cette péréquation tarifaire de fait.

Actuellement, à l'issue de nombreuses démarches de la tutelle, ces concessions de fait ont donné lieu à régularisation<sup>5</sup>.

Le système de péréquation de fait mis en œuvre, dont le financement est assuré pour l'essentiel par le consommateur d'électricité de Tahiti, incite les communes extérieures à l'île principale à contractualiser avec EDT.

Ce système présente plusieurs singularités :

- les conventions de concession passées par des autorités différentes (collectivité de Polynésie française et communes ou syndicats intercommunaux) avec le même délégataire (EDT) prévoient que l'électricité sera vendue au consommateur au prix de référence fixé par le conseil des ministres dans le cadre de la convention principale passée entre le Territoire et le concessionnaire EDT ;
- ce système de prix unique aboutit à une péréquation des charges avantageuses pour les communes et syndicats intercommunaux qui les incite à contractualiser avec la société EDT. A défaut, le consommateur des îles et archipels éloignés paierait son électricité plus cher.

---

<sup>5</sup> Les conventions ont été passées sous forme de concession communale adhérent au cahier des charges d'EDT.

Sans remettre en cause le bien fondé de cette péréquation, la chambre estime que les moyens utilisés pour y parvenir ne sont pas exempts de critiques :

- alors que le conseil national de la comptabilité a retenu comme principe de base applicable que « *l'entreprise concessionnaire distingue l'activité de chacune de ses concessions ou de chaque catégorie de concession dans des comptes de résultats appropriés* », EDT ne rend pas compte à chaque autorité concédante des résultats annuels de sa délégation ; si les comptes annuels de chaque délégation étaient produits par le concessionnaire, « *retracant la totalité des opérations afférentes à l'exécution de la délégation de service public* », il apparaîtrait clairement que la concession du Territoire, correspondant à la zone urbaine de Tahiti, dégage des ressources très supérieures à ses besoins propres ;
- les usagers des services publics excédentaires paient pour les autres, alors qu'ils n'ont vocation à couvrir, par leurs redevances, que le seul coût du service public par lequel ils sont desservis ;
- ce montage crée des rigidités en figeant le système des délégations et conduit au monopole de fait d'EDT pour toutes les collectivités de Polynésie française retenant la délégation de service public comme mode de gestion.

Pour faire évoluer ce système et le rendre plus conforme aux principes juridiques s'appliquant aux services publics délégués, deux solutions seraient possibles :

- soit, regrouper les communes, syndicats intercommunaux et la collectivité de Polynésie française au sein d'un syndicat mixte qui exerceraient la compétence électricité dans le cadre d'un service public unifié ;
- soit, pour les communes et syndicats intercommunaux actuellement compétents, transférer leur compétence à la collectivité de la Polynésie française, qui deviendrait alors l'unique autorité concédante interlocutrice du concessionnaire.

Dans les deux cas, il n'y aurait aucun obstacle à l'application d'une tarification homogénéisée et à la mise en œuvre par le concédant de mécanismes de mise en concurrence lui permettant d'obtenir, à chaque échéance du contrat de concession, les conditions les plus avantageuses pour les usagers.

## **2. Les données de base : consommation, production et transport**

### ***2.1. Une consommation essentiellement concentrée dans la zone urbaine de Tahiti***

En Polynésie française plus de 80 % des consommations d'électricité concernent TAHITI et en particulier trois communes de la zone urbaine (Papeete, Faa'a et Punaauia).

La clientèle basse tension connaît une croissance régulière elle est actuellement de 80 000 abonnés en Polynésie française dont 60 000 à Tahiti.

En 2004, les ventes d'EDT représentaient 12,69 milliards de F CFP à Tahiti, 1,17 milliards de F CFP à Moorea, 1,27 milliards de F CFP aux Iles Sous le vent, 0,22 milliards de F CFP aux Tuamotu, 0,29 milliards de F CFP aux Marquises et 0,15 milliards de F CFP aux Australes. La consommation de Tahiti, qui regroupe 69 % de la population, représentait donc 80 % de la consommation totale.

De surcroît, une forte croissance de la consommation peut être constatée à Tahiti, puisque la consommation annuelle a plus que triplé en 25 ans avec une répartition actuelle équivalente en moyenne et basse tension d'environ 200 GWh pour chaque type d'énergie. La consommation annuelle totale d'électricité de la Polynésie française, qui a quadruplé en 25 ans, représente à l'heure actuelle environ 543 GWh, dont plus de la moitié (280 GWh) pour les trois principales villes de Tahiti.

## ***2.2. Une production hydroélectrique et thermique contrôlée par le groupe EDT***

La concessionnaire EDT produit de l'énergie électrique à partir de centrales thermiques dont la principale se situe dans la vallée de la PUNARUU (zone industrielle de PUNAAUIA). A l'heure actuelle la production thermique représente 70 % de la production disponible.

L'hydroélectricité était au départ l'affaire d'un entrepreneur privé qui avait signé des traités de concession avec le Pays pour chaque site de production, une vingtaine de petits barrages essentiellement situés dans la vallée de la PAPENOO. La société qu'il avait fondée, appelée CODER MARAMA NUI, a connu dans les années 1980 quelques déboires financiers, en raison de l'importance des emprunts qu'elle avait contractés. Compte tenu de l'apport non négligeable de l'hydroélectricité, cette société a été reprise par EDT et par le Pays qui détiennent respectivement 56,36 % et 35,38 % de son capital. A l'heure actuelle, l'hydroélectricité représente 30 % de la production disponible.

## ***2.3. L'intégration progressive de la production d'énergie hydroélectrique dans le dispositif général***

Si la production thermique était au départ l'option prévue par le contrat de concession de 1960, la production hydroélectrique a progressivement été intégrée par EDT dans son dispositif de distribution.

### **2.3.1. Plusieurs conventions de concession lient MARAMA NUI à la Polynésie française**

Quatre conventions de concession lient la société MARAMA NUI à la Polynésie française, leurs échéances étant différentes :

- Concession d'aménagement et d'exploitation des plateaux de HITIA'A de la VAIHIRIA et de la VAITE : convention 85-770 du 15/10/1985 – échéance au 31/12/2035.
- Concession d'aménagement et d'exploitation des forces hydrauliques de la TITAAVIRI convention 88-47 du 09/08/1988 – échéance au 31/12/2040.
- Concession d'aménagement et d'exploitation des forces hydrauliques de la haute vallée de la PAPENOO : convention 89-2039 du 18/12/1989 – échéance au 31/12/2045.
- Concession d'aménagement et d'exploitation des forces hydrauliques de la moyenne vallée de la PAPENOO : convention 95-1258 du 11/08/1995 – échéance au 31/12/2050.

Il y a donc autant de conventions de concession et de dates d'échéance des contrats que de bassins versants. Le suivi de chacun des contrats par le service de l'énergie et des mines de la Polynésie française n'en est, de ce fait, pas facilité.

### **2.3.2. Une convention de puissance garantie passée entre EDT et MARAMA NUI**

Une convention datée du 3 mai 1999 fait référence à la charte de l'énergie du 30 octobre 1998 et notamment à son article 2 qui prévoit que : « *EDT s'engage à assurer la garantie de puissance en concertation avec les autres producteurs d'énergie et avec l'accord du ministre en charge de l'énergie.* »

La suite du liminaire de la convention est ainsi rédigée : « *EDT, chargée d'établir cette concertation, s'est ainsi rapprochée de MARAMA NUI pour examiner les conditions de définition et de mise en place de la garantie de puissance offerte par les équipements hydroélectriques de MARAMA NUI.*

*L'expérience des années passées et la recherche de synergie entre les deux principales structures de production de l'île ont servi de base à une définition de la puissance garantie sous la forme d'un engagement de « puissance garantie hydroélectrique modulée » en fonction des critères suivants :*

*Saisonnalité  
Jours de semaine  
Heures de la journée*

#### **article 1 : Définition de base**

*La puissance totale garantie par les équipements de production est définie comme étant égale à la puissance installée thermique diminuée de chacun des plus gros moteurs des deux centrales thermiques les plus récentes (PUNARUU et VAIRAATO au jour de la signature de la présente convention) augmentée de la puissance garantie hydroélectrique modulée (PGHM).*

Chambre territoriale des comptes de la Polynésie française  
Observations définitives

Collectivité de la Polynésie française (Service public de l'électricité) - séance du 30 août 2007

## **article 2 : Puissance garantie hydroélectrique modulée (PGHM)**

*Marama Nui s'engage à mettre au minimum et en permanence, dans les triples conditions générales suivantes une puissance électrique à la disposition d'ELECTRICITE DE TAHITI.*

*Période 1 : 18 MW en novembre, décembre, janvier et février, du lundi au vendredi et de 7 h à 21 h (hors jours fériés).*

*Période 2 : 12 MW du 1<sup>er</sup> mars au 31 mai et du 1<sup>er</sup> au 31 octobre du lundi au vendredi de 7h à 21 h (hors jours fériés).*

*Période 3 : 9 MW du 1<sup>er</sup> juin au 30 septembre du lundi au vendredi et de 7 H à 21 H (hors jours fériés).*

*Dans ces conditions et compte tenu de la courbe de puissance appelée, la garantie de puissance apportée par MARAMA NUI s'établit à 9 MW ».*

L'article 3 prévoit une évolution de la PGHM et de la porter par avenants à respectivement à 20, 15, 11 MW.

L'avenant n° 1 à la convention précitée de 1999, daté du 30 août 2005, prévoit une puissance garantie de 18 MW en période 1, traduite en une énergie équivalente sur 70 heures d'utilisation hebdomadaire de 1260 MWh, 12 MW en période 2, traduite en une énergie équivalente sur 70 heures d'utilisation hebdomadaire de 840 MWh et 9 MW en période 3, traduite en une énergie équivalente sur 70 heures d'utilisation hebdomadaire de 630 MWh. Il y est précisé, à l'article 2, que : « l'utilisation de cette énergie potentielle minimale ne constitue cependant pas une obligation pour EDT et pourra être conservée en réserve pour renforcer le potentiel d'énergie minimale de la semaine suivante à un niveau défini d'accord parties, dans la mesure où le stockage d'eau correspondant ne génère pas de débordement de bassin».

Il peut à cet égard être constaté que les objectifs initiaux de la convention prévoyant une garantie de puissance minimale permanente par MARAMA NUI ont été abandonnés et que les obligations de fourniture minimale prévues par l'avenant n° 1 sont aujourd'hui peu contraignantes, compte tenu de la rédaction retenue.

L'article 4 prévoit des pénalités applicables à MARAMA NUI plus ou moins élevées selon que la non fourniture de PGHM entraîne ou non un délestage de la clientèle. A ce jour aucune pénalité prévue à l'article 4 du contrat pour sanctionner une incapacité de MARAMA NUI à fournir la PGHM n'a été réclamée par la société EDT à la société Marama Nui.

Cette convention prévoit donc que l'hydroélectricité fournisse l'appoint nécessaire à la production d'énergie en période de pointe.

### **2.3.3. La société EDT actionnaire principal de MARAMA NUI en 1998 est devenue actionnaire majoritaire en 2000**

Le capital de la société MARAMA NUI est actuellement composé de 1 140 180 actions détenues par EDT (642 661 actions représentant 56,36 % du capital), la Polynésie française (403 361 actions soit 35,38 % du capital) et les petits porteurs (94 158 actions soit 8,26 % du capital).

Chambre territoriale des comptes de la Polynésie française  
Observations définitives

Collectivité de la Polynésie française (Service public de l'électricité) - séance du 30 août 2007



L'évolution de l'actionnariat de la société MARAMA NUI a été la suivante :

	en pourcentage			
	EDT	Polynésie française	D. Auroy	autres
1996	30,4	34,5	25	10,1
1997	30,7	34,7	25	9,6
1998	44	34,8	12	9,2
1999	45,5	35	9	10,5
2000	54,8	35,1	ns	10,1

Le rachat progressif des actions de MARAMA NUI par EDT permet au titulaire de la principale concession de production et de distribution d'énergie électrique d'exercer son contrôle sur les concessions de production d'hydroélectricité. EDT, titulaire au départ d'une concession de production d'énergie électrique sur la zone urbaine de Tahiti, est non seulement devenu, pour des raisons d'alignement tarifaire, le concessionnaire de la majorité des communes et syndicats intercommunaux de la Polynésie française, mais depuis 2000, maîtrise également la quasi-totalité de la production d'énergie électrique grâce à l'acquisition d'une part majoritaire du capital de MARAMA NUI.

La société EDT peut donc, être regardée à ce jour comme le titulaire effectif de l'ensemble des contrats de concession de production et de distribution d'énergie électrique de Polynésie française. Seul le transport de l'électricité, assuré par la société TEP, majoritairement contrôlée par le Territoire, lui échappe encore, au moins formellement, puisque sans être le premier actionnaire de cette société, elle assure l'exploitation de ses réseaux. Ce développement de la société concessionnaire s'est réalisé par la force des choses, la société EDT étant, vis-à-vis des autorités locales et de la tutelle, le principal interlocuteur, présent et crédible. Ce système aboutit à confier un quasi monopole<sup>6</sup> de la production d'énergie en Polynésie française à une société privée, sans que les autorités du Pays n'en aient clairement manifesté la volonté.

## **2.4. Le transport de l'électricité par la TEP**

Le transport de l'électricité a été confié le 5 novembre 1985 à une société de droit privé, la TEP (transport de l'énergie en Polynésie). Cette entreprise présente la particularité d'être majoritairement contrôlée par le Territoire. A l'origine, cette société, dont le capital était détenu à hauteur de 10 % par la Coder Marama Nui, représentait le complément indispensable à cette dernière pour acheminer l'hydroélectricité vers la zone urbaine. En étant actuellement actionnaire majoritaire de la TEP, la Polynésie française est censée contrôler le transport des flux d'énergie du producteur vers le consommateur.

Toutefois, le contrôle de la concession confiée à la TEP n'est pas exercé par l'autorité délégante qui se borne à être représentée à son conseil d'administration.

---

<sup>6</sup> Seules quelques communes des îles et un particulier à Tahiti produisent leur propre électricité.

La TEP, qui ne rend pas directement compte de ses actions aux autorités du pays, contrairement à ce que prévoit désormais la loi statutaire de 2004, a offert des conditions très favorables de rémunération et d'avantages en nature à son directeur général et à ses présidents successifs.

La loi organique du 27 février 2004 (article 30) prévoit désormais que « *la Polynésie française peut participer au capital des sociétés privées gérant un service public ou d'intérêt général ; elle peut aussi, pour des motifs d'intérêt général, participer au capital de sociétés commerciales. Ces participations feront l'objet d'un rapport annuel annexé au compte administratif de la Polynésie française examiné annuellement* ».

La chambre relève que le rapport annuel mentionné à l'article 30 de la loi organique n'a jamais été joint au compte administratif de la Polynésie française et n'a pas été examiné par l'assemblée délibérante.

Il en résulte que la TEP ne fait pas l'objet d'un suivi rigoureux de la part de son principal actionnaire en dehors du conseil d'administration.

Il est prévu à l'article 9 du cahier des charges que l'exécution de tous les ouvrages dépendant de la concession devra être autorisée par le concédant. Cette formalité paraît en l'occurrence ne pas être appliquée.

L'absence de l'autorisation formelle du concédant, expressément prévue au contrat, prive les institutions du Pays, en particulier le Président, le gouvernement et l'assemblée de la Polynésie française, de la connaissance directe de cet important dossier.

Enfin, les clauses du contrat de concession de la TEP concernant le contrôle du délégataire par la Polynésie française ne paraissent pas avoir été appliquées, la collectivité concédante estimant à tort que sa représentation au sein du conseil d'administration de la TEP suffit à l'exercice de sa mission de contrôle. Il est donc rappelé que toute délégation de service public doit donner lieu à un contrôle effectif de la part de l'autorité délégante. Le contrôle incombant au délégant est motivé par le fait qu'il est le garant du bon fonctionnement du service à l'égard des usagers. Il s'agit d'un devoir dont l'inexécution est susceptible de faire l'objet d'un recours pour excès de pouvoir devant le juge administratif (CE 21 décembre 1906 – Croix de Seguey – Tivoli). L'étendue du pouvoir de contrôle n'est d'ailleurs pas limitée par les clauses de la convention de délégation : le délégant est donc autorisé à contrôler le délégataire même si le contrat ne le prévoit pas expressément ou n'en précise pas les modalités. Les parties ont néanmoins tout intérêt à bien définir dans le contrat toutes ces modalités, notamment en ce qui concerne la production des comptes annuels de la délégation. A cet égard, la chambre recommande de s'inspirer des dispositions du décret n° 2005-236 du 14 mars 2005 relatif au rapport annuel du délégataire de service public local (non applicable en Polynésie française) qui énumèrent les documents susceptibles de permettre à l'autorité délégante un véritable suivi de la délégation et un contrôle efficace du délégataire. Ces dispositions peuvent donc être utilement introduites dans le cahier des charges de la concession.

### **3. Le prix de l'électricité**

L'électricité vendue à Tahiti est chère. Un prix de référence, arrêté en conseil des ministres, est réparti sur différentes catégories de consommateurs selon des tranches tarifaires.

Outre le poids de la solidarité interinsulaire, qui pèse sur le prix de l'électricité, il peut être relevé que les charges calculées des contrats de concession d'EDT, MARAMA NUI et TEP contribuent à alourdir les prix. Enfin les taxes pèsent d'un poids important, notamment les taxes communales. Le petit consommateur s'en trouve pénalisé.

### **3.1. Un niveau de prix résultant en partie des contraintes physiques et démographiques du pays**

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.

Actuellement, les prix appliqués en Polynésie française applicables aux particuliers (prix de vente moyen aux particuliers de 27,91 F CFP soit 0,2338 euros HT du kWh) sont bien plus élevés que ceux des pays de l'union européenne : pour les particuliers 0,1714 euros soit 20,45 F CFP au Danemark pays où le kWh est le plus cher de l'union européenne, 0,064 euros pour la France secteur dérégulé soit 7,64 F CFP et 0,0530 euros secteur régulé soit 6,32 F CFP. Ils sont également plus élevés que ceux de l'Australie (6,32 F CFP le kWh) et de la Nouvelle Zélande (6,20 F CFP le kWh).

Il peut être noté que ces pays pratiquent la plupart, comme la Polynésie française, un tarif préférentiel inférieur pour les industriels.

En Nouvelle-Calédonie, le prix TTC de l'électricité est de 42,62 F CFP le kWh en 2005, alors que le prix de vente moyen à Tahiti est de 34,10 F CFP TTC et le prix de vente troisième tranche (44,80 F CFP TTC).

Les deux principaux handicaps de la Polynésie française sont ses caractéristiques géographiques et l'étroitesse du marché. Il s'agit en effet de desservir des clients peu nombreux, se trouvant sur des îles dispersées, en secteur d'habitat peu dense, sauf dans la zone urbaine de Papeete. La progression démographique de la zone urbaine est cependant un facteur favorable à une baisse des prix car les coûts fixes des installations sont répartis sur un plus grand nombre de consommateurs.

Le concessionnaire tient à cet égard à faire remarquer à la chambre que l'évolution des prix de l'électricité en Polynésie française a été moins importante que celle du coût de la vie. En effet, il souligne que la facture énergétique a baissé d'environ 20 % depuis 1990 alors que le prix d'achat du fioul a été multiplié par 6 sur la même période.

### **3.2. La détermination du prix de vente du kWh et ses composantes**

La comptabilité analytique du concessionnaire révèle que le prix de revient du kWh d'EDT, qui était de 25,30 F en 2004, est passé à 24,50 F en 2005 et à 25,61 F en 2006 et que le prix de vente moyen, qui était de 28,80 F en 2004, est passé à 27,5 F en 2005 et 27,91 F en 2006.

### **3.2.1. Une politique tarifaire arrêtée par la collectivité d'outre-mer en fonction des dispositions contractuelles applicables**

#### **3.2.1.1. Une répartition des tarifs par tranches fixée par la collectivité de Polynésie française en fonction d'un prix de référence actualisé selon une formule tarifaire**

Le prix de l'électricité en Polynésie française est la composante de plusieurs éléments :

- un prix d'abonnement fixé forfaitairement en fonction de la puissance souscrite ;
- un prix de référence du kWh, décliné en tranches progressive pour la basse tension (particuliers) et dégressif pour la moyenne tension (entreprises) avec une distinction tarifs de jour et de nuit pour la seule moyenne tension.

Le prix de référence évolue en fonction d'une formule de révision qui comprend trois éléments un élément énergie (E), un élément transport (T) et un élément autres charges d'exploitation (ACE).

L'article 11 du contrat de concession (modifié par l'avenant n° 12) prévoit que les tarifs sont actualisés tous les ans, au 1<sup>er</sup> mars de l'année n, par application d'une formule paramétrique et « *à tout moment, en cas de modification de l'énergie primaire, de l'hydroélectricité ou du transport dont l'impact serait doit de faire varier à la hausse ou à la baisse le prix de référence de plus de 1% soit sur la base des consommations de l'année précédente de faire varier à la hausse comme à la baisse le chiffre d'affaires annuel du concessionnaire de plus de 0,5 % (...)* Au cas où l'évolution du prix du fioul ou MDO viendrait déséquilibrer les engagements liant le concédant et le concessionnaire. »

Outre l'actualisation annuelle des prix le concessionnaire bénéficie donc d'une clause de sauvegarde en cas de variation importante des cours de la matière première entrant dans la fabrication de l'électricité.

Les autres charges d'exploitation (ACE) évoluent en fonction de deux indices :

- les prix à la consommation ;
- les prix des produits et services divers.

Un indice correcteur dit « *de partage de croissance* » permet une correction des prix à la baisse lorsque le nombre de consommateurs et donc la rentabilité augmentent. Le « *partage de croissance* » contractuellement prévu permet de ne pas répercuter intégralement l'évolution des prix à la consommation et des produits et services divers dans l'évolution de ACE. Si le nombre d'abonnés à Tahiti augmente au-delà d'un seuil prévu, une part des autres charges d'exploitation n'est pas prise en compte dans la formule.

### **3.2.1.2. Les prix de vente de l'énergie hydroélectrique produite, fixés par le Territoire, entrent dans la composition de la formule de révision**

Le 30 avril 1991, la société MARAMA NUI a reçu une lettre du service des affaires économiques donnant communication d'un arrêté fixant le prix de l'électricité à Tahiti pour l'élément H à 10,50 F au lieu de 12,57 F. En août 1991, le prix de vente du kWh hydroélectrique a été fixé forfaitairement à 13 F du 1<sup>er</sup> septembre au 31 décembre 1991 et à 13,25 F pour les 5 ans qui suivaient. Le prix de vente de l'énergie a été baissé de 1 F en 1997. En décembre 2000, le prix a été fixé à 12,06 F jusqu'à fin 2005. Le prix actuel est toujours fixé à ce niveau.

Ce prix de vente, fixé par la collectivité d'outre-mer, intervient dans la formule de calcul du prix global de l'électricité. Il n'a, a priori, aucun rapport avec le prix de revient du kWh, comme l'explique le concessionnaire : « *Le prix du kWh hydroélectrique est arrêté de façon unilatérale par le Conseil des ministres du pays. Il n'a aucun rapport avec le prix de revient dudit kWh qui est essentiellement fonction du productible hydroélectrique puisque la quasi totalité des charges chez Marama Nui sont des charges fixes* ».

Il a cependant pu être constaté à la lecture des comptes de MARAMA NUI que le prix fixé en conseil des ministres engendre un volume de recettes suffisant pour assurer l'équilibre d'exploitation. Si la société affiche des pertes, c'est en raison des importants frais financiers qu'elle supporte, compte tenu de son endettement. Toutefois la société a dégagé en 2005 un résultat net proche de l'équilibre. Le prix fixé en conseil des ministres n'était donc, pour cette année, pas éloigné de la vérité des prix, alors qu'il s'agissait plutôt d'une année à faible pluviométrie.

Les documents de comptabilité analytique transmis par le concessionnaire EDT montrent que le coût de production hydroélectrique était de 12,82 F le kWh en 2005, 12,25 F en 2004, 11,83 F en 2003, 11,27 F en 2002, 11,36 F en 2001. Les prix fixés par le Pays sont donc très proches du prix de revient.

Il peut être observé que le coût varie selon le niveau de production : plus bas lorsque la pluviométrie est suffisante et plus élevé en année sèche. Il serait donc envisageable de faire varier le prix du kWh hydroélectrique en fonction du rendement constaté. Si la pluviosité est forte, il devrait être possible pour MARAMA NUI de vendre plus d'électricité et donc d'être excédentaire ce qui pourrait éventuellement avoir pour effet de faire baisser le prix du kWh hydroélectrique si les pouvoirs publics en décidaient ainsi.

En réponse à la chambre le concessionnaire a fait valoir que les investissements futurs (remise en état, renouvellement des installations) auront un impact négatif sur le résultat de la société. Il appartiendra le moment venu au concessionnaire de faire valoir son argumentation en faveur d'un réajustement éventuel des prix sur la base d'éléments chiffrés vérifiables tirés d'un plan d'investissements approuvé par le concédant.

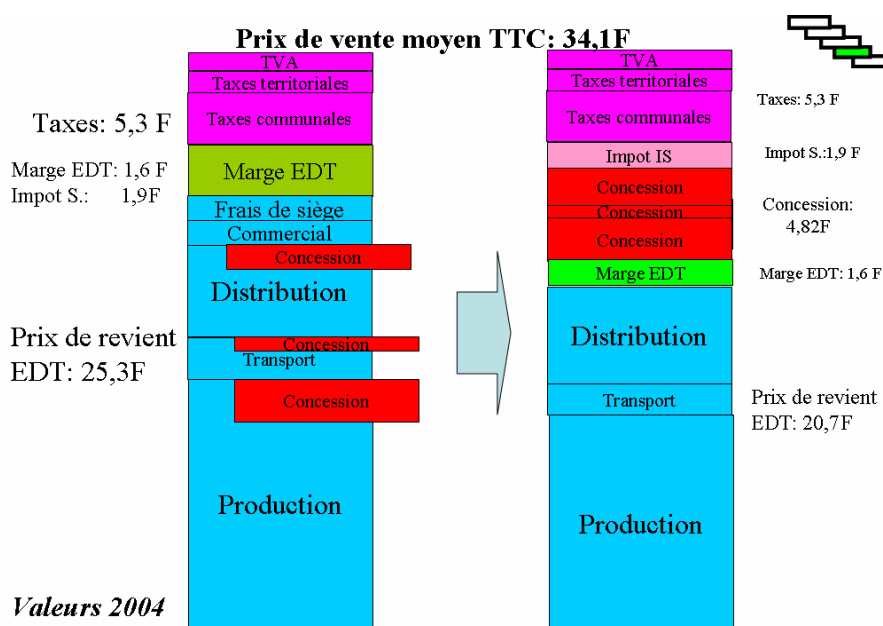
### **3.2.2. Les composantes du prix de revient de l'électricité**

Outre le coût de la péréquation entre Tahiti et les archipels, les charges calculées induites par le contrat de concession et les taxes pèsent d'un poids non négligeable dans la composition du prix de l'électricité.

### 3.2.2.1. Des charges calculées pèsent sur le prix de vente

Des charges calculées (amortissements pour dépréciation, provision pour renouvellement, provision pour grosses réparations et provisions pour risques) viennent accroître le niveau des charges d'exploitation. La comptabilité analytique fournie par EDT, ainsi que l'analyse des comptes de la société TEP et de la société MARAMA NUI a permis de les isoler pour en apprécier le poids.

Une étude sur l'évolution des charges des concessions<sup>7</sup> montre que ces charges engendrent un surcoût de 4 à 6 F du prix du kWh. En 2004 elles représentaient 4,82 F CFP du prix de vente moyen de 34,1 F CFP TTC.



### 3.2.2.2. Les taxes représentent une part non négligeable du prix facturé à l'utilisateur.

Les communes prélèvent la taxe sur l'électricité même lorsqu'elles n'exercent pas la compétence correspondante.

La taxe communale sur l'électricité, qui peut être instituée par simple décision du conseil municipal<sup>8</sup>, représente une part importante du prix de l'énergie électrique. Lorsqu'il existe un syndicat de communes pour l'électricité, la taxe peut être établie et perçue par ledit syndicat. Elle est collectée par la société EDT qui en conserve 2 % pour ses frais de gestion et reverse le reliquat aux communes.

Alors qu'en métropole la taxe sur l'électricité perçue par les communes ne peut dépasser un taux de 8 %, assis selon les puissances souscrites sur 80 % du montant HT ou 30 % des factures acquittées, le taux maximum fixé en Polynésie française par un arrêté du Haut-commissaire en date du 22 mars 1984 est arrêté à 4 F du kWh.

<sup>7</sup> Etude de M. Pierre BLANCHARD, consultant, datée du 2 février 2006, intitulée « analyse des données de base de la production et de la distribution de l'énergie électrique en Polynésie française », réalisée à la demande du ministère de l'équipement et de l'énergie.

<sup>8</sup> Article L.233-1 du code des communes.

Le niveau moyen perçu est de 3 F, toutes les communes de Tahiti ayant fixé le taux de la taxe à son maximum c'est-à-dire 4 F. Il en est de même pour les communes de Moorea, Tahaa, Huahine, Bora Bora, Maupiti, Taputapuatea, Tumaraa, Tubuai, Rurutu et Rimatara.

La taxe est à actuellement fixée à 3 F à Hiva Oa et Nuku Hiva, et à 2 F et 0,75 F à Rangiroa, respectivement pour les usages domestiques et les usages professionnels.

La taxe n'est pas perçue à Hao, Ua Huka, et Ua Pou.

Certaines communes ont voté des exonérations de taxe municipale pour certains usages (bâtiments communaux, établissements publics) ou ont fixé des tarifs particuliers pour certaines catégories de consommateurs.

La taxe versée aux communes est loin d'être négligeable. Pour certaines collectivités, cette taxe représente près de la moitié de la ressource fiscale. Pour la commune de Papeete le montant de la recette est de 578 414 330 F CFP en 2005<sup>9</sup> ce qui représente 23 % des recettes fiscales de la commune. Pour d'autres communes de l'agglomération, cette ressource est encore plus importante : pour PIRAE, elle représente 45 % des ressources fiscales pour FAA'A 38 % et pour Arue 39 %.

commune	total	7351	%	732	7336	7337	7362	73681	73682
		EDT		CAC	d de place	stationnement	taxe de séjour	taxe sur la pub	taxe enseignes
PAPEETE	2 516 696 824	572 025 079	23%	1 751 601 555	77 004 455	67 506 706	19 249 050	1 721 276	27 588 703
PIRAE	307 676 283	139 090 194	45%	151 421 253	17 164 836		-	-	-
FAAA	596 240 830	225 936 812	38%	341 652 651	-	-	25 752 150	-	2 899 217
ARUE	288 539 221	112 748 949	39%	163 371 889	930 000	-	8 062 050	3 426 333	-

La comparaison de cette recette avec celle tirée du fonds intercommunal de péréquation (FIP) par les mêmes collectivités, confirme que la taxe sur l'électricité est une ressource très importante pour les communes.

commune	7351 EDT	FIP * DGNAF 2005
PAPEETE	572 025 079	1 426 976 861
PIRAE	139 090 194	625 130 080
FAAA	225 936 812	1 242 869 489
ARUE	112 748 949	380 503 522

\*FIP DGNAF : dotation globale non affectée de fonctionnement

<sup>9</sup> La différence avec le chiffre EDT s'explique par un décalage dans la comptabilisation des communes.

La taxe communale sur l'électricité n'est toutefois pas affectée par les communes au financement de travaux d'électrification, puisqu'en vertu du principe budgétaire de non affectation des recettes, cette ressource est intégrée dans le financement de l'équilibre global de leur budget. Au surplus, les communes de l'agglomération de Papeete, qui sont les premières à bénéficier de cette ressource, n'exercent pas la compétence « électricité » puisque celle-ci revient à la collectivité de la Polynésie française. Il en est de même pour les communes du SECOSUD, qui conservent le bénéfice de la taxe sur l'électricité alors qu'elles ont transféré cette compétence au syndicat intercommunal. Il convient donc de considérer qu'une part importante du prix de l'électricité facturé à l'utilisateur est un impôt communal, sans lien avec le service.

Des taxes sur l'électricité sont également prélevées au profit de la collectivité d'outre-mer et du Fonds de développement des archipels qui s'ajoutent aux taxes municipales.

Des taxes territoriales sont appliquées aux ventes d'énergie selon deux taux :

- tranche 1 du tarif domestique : 0,5 F du kWh
- autres tranches tarifaires : 1,5 F du kWh,

Un établissement public territorial, le Fonds d'entraide aux Iles, devenu Fonds de développement des Archipels, a également été institué bénéficiaire d'une taxe<sup>10</sup> dont le montant a été fixé en basse tension à 3 F et 3,5 F pour les deuxième et troisième tranches de consommation basse tension (la première tranche est exonérée) et, en moyenne tension à 1,50 F.

Par ailleurs, la TVA reversée au Pays s'applique au taux de 6 % pour la prime d'abonnement ainsi que pour les prix de vente de l'énergie à l'exclusion de la redevance transport.

Au total, les taxes représentent en valeur absolue près de 3 milliards de F CFP par an, soit 15,54 % du prix de vente moyen TTC du kWh. Elles ne pas pèsent le même poids sur chaque tranche tarifaire et tendent à pénaliser fortement les faibles consommateurs, c'est-à-dire les ménages les plus modestes, qui peuvent voir leur facture majorée de 48 % par la fiscalité locale.

## **4. Le défaut de pilotage du Pays dans le domaine énergétique**

La collectivité de la Polynésie française n'a pas su imposer ses orientations en matière d'énergie. Les objectifs de la charte de l'énergie, signée en 1998, ne sont pas atteints en 2006. L'électricité est essentiellement produite par des centrales thermiques, les énergies renouvelables n'ont pas été développées et la grande dépendance énergétique de la Polynésie française a eu des répercussions budgétaires en 2006 avec la flambée des prix du pétrole. Il conviendrait de fixer de nouvelles orientations visant à réduire la dépendance énergétique de la Polynésie française dans le cadre d'un schéma directeur en attente de finalisation.

---

<sup>10</sup> Délibération 91/72 AT du 15/6/1991 ;



## 4.1. La charte de l'énergie électrique et ses objectifs

Une charte de l'énergie électrique en Polynésie française, a été signée le 30 octobre 1998 par les cinq principaux acteurs concernés, afin de réduire les coûts de l'énergie et la dépendance du Pays par rapport au pétrole :

- la Polynésie française, représentée par M. Gaston FLOSSE président du gouvernement ;
- la société EDT ;
- la société CODER MARAMA NUI ;
- la société de transport d'énergie en Polynésie (TEP) ;
- la société ELECTRA gérante de réseaux de distribution.

Comme la chambre a pu le constater, les cinq acteurs signataires de la convention sont en fait réduits à deux interlocuteurs principaux : la Polynésie française, autorité concédante et actionnaire majoritaire de la société TEP (concessionnaire du transport de l'électricité), et la société EDT, concessionnaire du service qui assure l'essentiel de la distribution d'électricité et actionnaire majoritaire d'ELECTRA et CODER MARAMA NUI, respectivement concessionnaire des communes insulaires et des contrats de production de l'hydroélectricité de l'île de Tahiti.

Les objectifs de la charte<sup>11</sup>, affichés en préambule, sont :

- de réduire les coûts de toutes les composantes du prix de l'énergie électrique ;
- de favoriser les objectifs de développement économique de la Polynésie française ;
- de réduire la dépendance par rapport aux produits pétroliers en prenant en compte les possibilités offertes par les énergies renouvelables comme l'hydroélectricité, l'énergie solaire et l'énergie éolienne ;
- de protéger l'environnement lors de la réalisation des investissements.

La nécessité de planifier les investissements en fonction de l'évolution prévisible de la demande et la réduction des prix de vente au consommateur est également évoquée dans la charte :

- à Tahiti, à court terme, les moyens en place sont estimés suffisants pour un statut quo de 4 ans à compter de la signature de la convention ;
- *« le recours à la mise en œuvre de nouveaux moyens hydroélectriques ne sera programmé que lorsque leurs coûts de production seront compatibles avec les objectifs de réduction des tarifs de vente ».*

Sont enfin mentionnés dans la charte :

- la nécessité de permettre au ministre en charge de l'énergie d'arbitrer le partage de la responsabilité de la puissance garantie entre les producteurs ;
- la volonté de concertation avec les différents acteurs, actuels ou futurs, de la production, du transport et de la distribution d'électricité ;
- la nécessité d'appliquer une politique de maîtrise et d'économie d'énergie ;
- la volonté de développer les moyens appropriés de fourniture électrique dans les archipels.

---

<sup>11</sup> L'objet de la convention prévu en son article 1 est d'assurer le service au meilleur coût.

Il est précisé dans ce même article que le champ d'application de la charte s'étend à toute la Polynésie française.

## **4.2. Le prix de l'énergie électrique dépend toujours autant des cours du pétrole**

Les options prises dans les années 60 par le délégataire du service de l'électricité à Tahiti n'ont pas été fondamentalement remises en cause, la production d'énergie électrique nécessaire à la vie des habitants dépendant essentiellement du pétrole qui doit être importé, avec une forte sensibilité à la variation des cours.

Pour éviter que le prix des produits pétroliers ne subisse les fluctuations incessantes des cours, un fonds de régulation des prix des hydrocarbures (FRPH) a été créé en 1997<sup>12</sup>. Le FRPH permet d'encadrer le prix de vente des produits pétroliers. Il repose sur l'instauration d'un montant de stabilisation qui permet de compenser la différence entre le prix de revient réel du produit (CAF + droits de douane, rémunération des compagnies pétrolières et marges des stations services) et le prix de vente en gros ou en détail sur le territoire.

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

Le FRPH a pour effet direct de prélever un supplément de prix sur certains consommateurs pour en faire bénéficier d'autres. Le fioul acheté par le concessionnaire EDT est ainsi subventionné par ce fonds. La part du fonds destiné à stabiliser les cours des produits pétroliers nécessaires à la fabrication de l'électricité provient en effet des prélèvements sur les carburants automobiles. Le montant annuel versé par le fonds à EDT représentait une somme de 900 millions de F CFP en 1999. Dans le souci de limiter cette subvention au fioul utilisé par EDT, il avait été décidé contractuellement (par avenant n° 11 du 6 décembre 1999 au contrat de concession de 1960) qu'à partir de l'année 2000, si toutes les choses restaient égales, c'est-à-dire sans évolution sensible des cours du pétrole, EDT prendrait chaque année à sa charge une part plus importante de la somme compensée, le résultat escompté étant de ne plus avoir à verser de compensation en 2005.

Sur la période 2000 à 2004, ce prélèvement sur les carburants automobiles, destiné à alimenter le FRPH, a représenté un total de 7,635 milliards de F CFP. En 2004, le soutien des cours du carburant EDT a représenté 1,429 milliards de F CFP et a permis d'éviter une hausse du kWh EDT de 2,35 F sur le prix de référence. Ces prélèvements ont fortement diminué en 2004 et se sont complètement taris en 2005, compte tenu de la flambée des cours du pétrole. Toute l'économie de l'avenant de 1999 était, par conséquent, bouleversée.

La convention ° 99- 3858 du 6 décembre 1999 prévoyait que la SA EDT prendrait à son compte, en 6 ans, le fonds de stabilisation du fioul, c'est-à-dire que la part compensée par la collectivité de la Polynésie française, qui était prévue à 900 millions de F CFP en 2000, devrait être intégralement prise en charge par EDT fin 2005. EDT devait donc acheter à partir de cette date un pétrole non subventionné, au prix du marché.

---

<sup>12</sup> Délibération n° 97-98 du 29 mai 1997 portant création d'un compte spécial de la collectivité de la Polynésie française, dénommé « fonds de régulation des prix des hydrocarbures ». Ce fonds a pour objet d'éviter les fluctuations brutales du prix des hydrocarbures destinés à la consommation intérieure.

Cette absorption progressive, conditionnée par une croissance des ventes de l'électricité de 2,5 % par an, devait correspondre à un prix d'achat du fioul par EDT de 15 F le litre en 2000, puis de 16,64 F en 2001, 18,27 F en 2002, 19,91 F en 2003, 21,55 F en 2004 et 23,25 F en 2005.

Au total, le prélèvement sur le FRPH pour réduire la charge des carburants d'EDT sur la période 2000 à 2005 s'est élevé à 9,5 milliards.

Source ministère de l'économie

Coût de la stabilisation des hydrocarbures pour la production d'électricité (EDT et régies communales) de 2000 à 2005	2000	2001	2002	2003	2004	2005	Totaux
Fioul ou MDO EDT	1 214 349 234	1 708 669 650	1 431 358 257	1 130 942 192	1 110 766 083	1 131 971 645	7 728 057 061
Gazole EDT Tahiti	1 217 800	4 685 754	1 612 028	2 316 595	3 444 481	65 298 568	77 357 426
Gazole électricité dans les îles	103 619 470	328 935 368	130 844 837	148 875 859	314 571 342	770 433 616	1 693 661 022
<b>Total général participation EDT avec effet cumulé sur exercices suivants</b>	<b>1 319 186 504</b>	<b>2 042 290 772</b>	<b>1 563 815 122</b>	<b>1 282 134 646</b>	<b>1 428 781 906</b>	<b>1 967 703 829</b>	<b>9 499 075 509</b>

Dans la même période il peut être constaté, au vu du tableau suivant, que la société EDT a fourni des efforts à peu près équivalents (8,3 milliards) pour éviter une hausse des prix puisque notamment une partie de la hausse du prix du fioul était prise en charge par le concessionnaire comme le prévoit la convention de 1999. Par exemple 1,64 F d'augmentation par an non compensés par le FRPH ou baisse tarifaire sur P1 et P2 sans contrepartie en 2001.

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	Totaux
<b>Convention n° 993858 de reprise de stab</b>							
Augmentation du prix du fuel de 9,08 F/L au 01/01/00 sans réperussion dans le prix de référence	546 883 608	602 084 915	728 797 893	724 682 532	690 544 371	742 064 653	4 035 057 971
Baisse tarifaire au 01/01/01 sans contrepartie - 5F/KWh sur P1 et -2 F/KWh sur P2		353 502 092	374 345 925	391 794 504	404 225 220	422 204 661	1 946 072 402
Hausse contractuelle du prix du fuel de 1,64 F/L au 01/01/01		108 500 719	119 610 580	133 948 843	120 125 948	134 029 298	616 215 388
Hausse contractuelle du prix du fuel de 1,64 F/L au 01/01/02			119 610 580	133 948 843	120 125 948	134 029 298	507 714 669
Hausse contractuelle du prix du fuel de 1,64 F/L au 01/01/03				133 948 843	120 125 948	134 029 298	388 104 089
Hausse contractuelle du prix du fuel de 1,64 F/L au 01/01/04					120 125 948	134 029 298	254 155 246
Hausse contractuelle du prix du fuel de 1,70 F/L au 01/01/05						138 932 809	138 932 809
<b>Sous-Total sur les exercices concernés</b>	<b>546 883 608</b>	<b>462 002 811</b>	<b>119 610 580</b>	<b>133 948 843</b>	<b>120 125 948</b>	<b>138 932 809</b>	<b>1 521 504 600</b>
<b>Sous-total avec effet cumulé sur exercices suivants</b>	<b>546 883 608</b>	<b>1 064 087 726</b>	<b>1 342 364 978</b>	<b>1 518 323 564</b>	<b>1 575 273 382</b>	<b>1 839 319 317</b>	<b>7 886 252 576</b>
<b>Hors conventions</b>							
Participation supplémentaire juillet 2003 subvention FRPH				100 000 000			100 000 000
Participation baisse prix électricité de janvier 2005 : TEP îles 0,50 F/KWh îles						52 876 365	52 876 365
<b>Sous-Total sur les exercices concernés</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>100 000 000</b>	<b>0</b>	<b>52 876 365</b>	<b>152 876 365</b>
<b>Partage de la croissance - convention n° 60-10</b>							
à l'actualisation de mars 2001 : IS		97 000 000					97 000 000
à l'actualisation de mars 2002 : baisse de -F/KWh de l'éclairage public P3			13 954 094	14 026 146	15 568 606	15 777 680	59 326 526
à l'actualisation de mars 2003 : augmentation du prix du fuel de 2,25 F/L				183 771 278	164 806 941	183 881 660	532 459 879
à l'actualisation de mars 2004 : augmentation du prix du fuel de 0,80 F/L					58 598 023	65 380 146	123 978 169
à l'actualisation de mars 2005 : pas de partage de la croissance car seuil de 2,5% non atteint						0	0
<b>Sous-Total sur les exercices concernés</b>	<b>0</b>	<b>97 000 000</b>	<b>13 954 094</b>	<b>183 771 278</b>	<b>58 598 023</b>	<b>0</b>	<b>353 323 396</b>
<b>Sous-total avec effet cumulé sur les exercices suivants</b>	<b>0</b>	<b>97 000 000</b>	<b>13 954 094</b>	<b>197 797 424</b>	<b>238 973 570</b>	<b>265 039 485</b>	<b>812 764 573</b>
<b>Total général participation EDT sur chaque exercice</b>	<b>546 883 608</b>	<b>559 002 811</b>	<b>133 564 674</b>	<b>417 720 121</b>	<b>178 723 971</b>	<b>191 809 174</b>	<b>2 027 704 360</b>
<b>Total général participation EDT avec effet cumulé sur exercices suivants</b>	<b>546 883 608</b>	<b>1 161 087 726</b>	<b>1 356 319 072</b>	<b>1 816 120 989</b>	<b>1 814 246 952</b>	<b>2 157 235 167</b>	<b>8 305 009 906</b>

Chambre territoriale des comptes de la Polynésie française

Observations définitives

Collectivité de la Polynésie française (Service public de l'électricité) - séance du 30 août 2007

page 25 sur 34

C'était toutefois sans compter sur l'explosion du prix des hydrocarbures.

Depuis 2004 la valeur CAF<sup>13</sup> du prix des hydrocarbures a en effet considérablement augmenté. La valeur CAF de l'essence importée à Tahiti a augmenté de 80 % et le gazole de 93 % entre juin 2004 et juin 2006.

Compte tenu de l'évolution des cours des produits pétroliers les réserves du fonds se sont épuisées en 2005 et le budget général du pays a apporté 1,3 milliards au fonds. Sans intervention en 2006, la charge pour le budget général avait été évaluée à 3,5 milliards.

Le gouvernement de l'époque a pris une mesure autoritaire à l'encontre d'EDT pour limiter les apports du budget de la Polynésie française. Il a, entre autres mesures, décidé de moins compenser le prix du fioul vendu à EDT, sans pour autant autoriser EDT à répercuter cette hausse du coût de l'intrant dans ses prix de vente.

De ce fait, la société EDT engagé plusieurs procédures contentieuses contre la Polynésie française estimant que le prix d'achat du fioul par EDT, fixé à 23,68 F en 2006, avait brutalement et unilatéralement été porté, par arrêté en conseil des ministres du 14 septembre 2005, à 38,68 F CFP, soit une augmentation de 15 F CFP, non contractuellement prévue.

Le gouvernement avait estimé, à l'époque, que, compte tenu de la situation que connaissait le pays, le concessionnaire avait les capacités financières pour produire de l'électricité avec du pétrole non subventionné sans augmentation de ses prix de vente.

Pour réduire la part contributive du fonds, qui n'était plus alimenté en 2005, il a donc fixé unilatéralement le prix du fioul acheté par EDT à un niveau bien supérieur à ce que prévoyait la convention, ce qui a notamment entraîné un contentieux en référé provision devant la Cour administrative d'appel de Paris, le tribunal administratif de Papeete s'étant déclaré incompétent pour statuer en référé sans examen préalable au fond. Une action en plein contentieux a également été introduite par le concessionnaire devant le tribunal administratif de Papeete. Cette dernière action a abouti, par une décision récente du tribunal administratif de Papeete en date du 10 juillet 2007, au rejet de la requête de la SA ELECTRICITE DE TAHITI.

### ***4.3. L'absence de schéma directeur incitant au développement des énergies renouvelables***

En 2006, l'essentiel de la production électrique est d'origine thermique, la dépendance énergétique de la Polynésie française n'ayant globalement pas été réduite comme le prévoyait la charte de l'énergie de 1998.

---

<sup>13</sup> Coût de la matière première, des assurances et du fret.

Force est de constater que la part de l'hydraulique dans la production totale (30 %) n'a pas augmenté, bien que le prix du kWh produit par les barrages soit actuellement inférieur au coût de production du kWh thermique.

La voie des énergies renouvelables n'est à ce jour pas assez explorée. Le solaire n'est utilisé que lorsque les contraintes sont fortes comme à Makatea où il est difficile de débarquer le fioul (80 % de l'électricité provient du solaire).

Une timide tentative de développement de l'énergie éolienne sur l'île de Makemo et la création d'une nouvelle SEM (Te Mau Ito Api - les nouvelles énergies<sup>14</sup>) dont le capital est détenu par le Pays à hauteur de 66 %, ne sont pas des initiatives suffisantes pour inverser la tendance.

Le projet de schéma directeur actuellement à l'étude pourrait clairement encourager une plus grande diversification de l'offre énergétique et le développement des énergies renouvelables. Ainsi, par exemple, ce schéma pourrait inciter à développer l'hydroélectricité ou la production d'énergie par utilisation des eaux océaniques profondes, le solaire, l'éolien et, peut être, ainsi, éviter la construction d'une nouvelle centrale au fioul.

Pour le solaire, le concessionnaire EDT se déclare aujourd'hui prêt, comme le fait déjà EDF en métropole, à racheter l'énergie produite en quantité excédentaire par les particuliers. Encore conviendrait-il d'encourager ces derniers à investir par toute mesure appropriée.

Il revient au concédant, à l'occasion de l'élaboration du schéma directeur, de fixer comme priorité au délégataire la réduction de la dépendance énergétique de Tahiti et des îles grâce au développement des énergies renouvelables (hydraulique, solaire, éolien, énergie des mers) en orientant en ce sens ses actions d'investissement.

#### **4.4. Un suivi des questions énergétiques et un contrôle d'EDT à améliorer**

Le suivi des questions énergétiques et le contrôle de la délégation du service public de l'électricité ont été assurés sur la période 2001-2006 par deux ministères (économie et énergie), avec l'intervention de deux services et du cabinet du ministre chargé de l'énergie.

Au sein de la collectivité d'outre-mer, la dispersion des acteurs n'a pas facilité le suivi global du dossier de l'électricité.

---

<sup>14</sup> Cette SEM est destinée selon ses statuts à « l'exploitation et la production d'électricité à travers l'utilisation des énergies renouvelables dans l'archipel des Tuamotu, hormis dans les communes sous concession Electra filiale du groupe EDT ».

L'organisation du gouvernement actuel sur cette question laisse entrevoir une amélioration dans la coordination entre l'économie et l'énergie, puisque le ministère de l'économie, de l'emploi et du dialogue social est également chargé de l'énergie. Toutefois, les énergies renouvelables sont de la compétence d'un autre ministère (développement des archipels).

Il résulte cette dispersion une indéniable absence de vision à long terme. Ainsi, le schéma directeur de l'énergie, qui devrait fixer les orientations et les priorités pour les vingt années à venir, n'a été que partiellement approuvé fin 2006. Pour Tahiti, le schéma directeur 2005-2020 prévoit sur le court terme (2006-2010) de renforcer les moyens de production existants pour répondre à la demande. Les investissements, d'un coût de 4 milliards de F CFP pour la production, visent à renforcer la capacité de la centrale thermique de la PUNARUU. Pour la distribution, un passage en souterrain en ceinture de la commune de Faa'a est prévu. Pour le plus long terme, le dossier n'avait pas connu d'aboutissement avec le gouvernement en fonction jusqu'à la fin de l'année 2006. Le concessionnaire ne sait donc toujours pas quel type d'installation prévoir et où l'implanter.

De ce fait, la société EDT, principal concessionnaire, se plaignait fin 2006 de manquer de directives claires. Selon les explications recueillies auprès du concessionnaire *« les investissements programmés sur l'île de Tahiti sont directement issus des conclusions du schéma directeur de l'électricité. Ce document a été constitué avec les responsables des sociétés TEP et Marama-Nui. La validation du schéma directeur doit être effectuée par les autorités du Pays sur la période 2006-2010 dans un premier temps. Les projections à plus long terme impliquent une décision politique non seulement sur la nature des énergies primaires qui seront utilisées sur la prochaine période de cinquante ans mais également sur l'implantation des nouveaux moyens de production. Ces décisions sont toujours en attente, mais les contraintes en terme de calendrier de réalisation des travaux ont conduit à programmer les renforcements de la centrale de la PUNARUU.*

*L'incendie de la centrale de Vairaatoa en mars 2006 a eu pour conséquence la mise en place d'un programme de réhabilitation de cette unité indispensable à la sécurité d'alimentation de la zone urbaine.*

*Concernant l'ensemble des îles, les programmes sur le moyen terme sont très sensibles aux développements économiques locaux qui amènent de grosses modifications sur le niveau des demandes d'électricité. A titre d'exemple, le projet d'un vaste complexe hôtelier à Huahine n'a pas été intégré dans es prévisions car la demande correspond au double des puissances actuelles de l'île ».*

La finalisation et la validation du schéma directeur de l'électricité de la Polynésie française devrait permettre à la collectivité d'outre-mer de définir, en liaison avec ses partenaires, un plan de développement stratégique du secteur de l'énergie.

Autre inconvénient majeur lié à la multiplicité des centres de décision chargés de suivre le dossier de l'électricité, les initiatives du concédant ont été rares et dispersées. Les dernières grandes décisions du concédant remontent à 1998-1999 où, en échange d'une prolongation du contrat de concession, le concessionnaire acceptait de prendre à sa charge une partie du fioul subventionné par le FRPH. C'est également à cette période (fin 1998) qu'a été adoptée la charte de l'énergie qui avait pour mérite d'énoncer certains grands principes.

Depuis cette époque, le concédant s'est essentiellement manifesté en période électorale pour faire baisser les prix, en agissant de façon unilatérale : début 2005 baisse de 0,50 F de la redevance transport destinée à la TEP. Le concessionnaire EDT a, quant à lui, résisté à la demande de baisse qui était formulée.

Dans cette période de presque dix années, aucune révision ou renégociation des contrats n'est intervenue. Les initiatives les plus marquantes sont venues du concessionnaire EDT qui, en rachetant MARAMA NUI, a accru son emprise sur le secteur. Le concédant aurait pu, par exemple, décider, conformément aux dispositions de la charte de l'énergie, de favoriser les énergies renouvelables, revoir ses grilles tarifaires ou les taxes sur l'électricité pour répondre aux attentes des consommateurs qui estiment payer leur électricité trop cher.

En réponse à la chambre, le président de la Polynésie française a rappelé les contrôles réguliers effectués par la société SOCOTEC concernant la qualité du courant distribué, l'audit AEC (association pour l'expertise des concessions) réalisé en 1999 qui a abouti à intégrer au contrat une clause de partage de croissance, l'audit récent du service mené par M. BLANCHARD consultant. La chambre tient à faire remarquer que ces audits ne peuvent être considérés comme suffisants dans le cadre du contrôle permanent de la délégation qui incombe au concédant et qui fait à l'heure actuelle toujours défaut.

La chambre ne peut qu'inciter la collectivité d'outre-mer à réexaminer ce dossier et à assumer pleinement sa mission d'autorité concédante.

#### ***4.5. Des marges importantes sont dégagées par le concessionnaire***

Le délégataire qui dégage chaque année d'importantes marges n'a pour l'instant pas d'obligation précise pour la reddition des comptes de la délégation.

##### **4.5.1. Les comptes du concessionnaire ne correspondent pas aux comptes de la délégation de service public**

Electricité de Tahiti produit chaque année ses comptes sociaux à l'autorité délégante. Toutefois, ces comptes ne correspondent pas aux comptes de la délégation du service public de l'électricité pour la zone urbaine de Tahiti. Il peut à cet égard être constaté que les immobilisations de la société ne concernent pas seulement celles destinées au service public délégué. La société EDT acquiert en effet des participations dans des secteurs qui ont, pour certains, un lien avec l'activité principale, sans être rattachables à la délégation, et pour d'autres aucun lien avec l'activité de production et de distribution d'énergie électrique.

L'aisance financière de la société lui permet ainsi d'être propriétaire d'hôtels, d'un centre de production d'eau de source ou de participations dans des sociétés françaises.

L'acquisition chaque année d'immobilisations financières, parfois pour quelques jours seulement, correspond à des opérations de défiscalisation permettant de réduire le résultat avant impôts de la société. Si certaines immobilisations financières correspondent à l'activité du concessionnaire (participation dans la CODER MARAMA NUI), d'autres répondent à une stratégie purement financière de la société (investissement en défiscalisation dans un bateau de pêche de la SEM Tahiti Nui RAVAI, apport remboursé partiellement deux jours plus tard).

Pendant longtemps les comptes produits par le concessionnaire à l'autorité délégante étaient les comptes complets de la société et pas les comptes retraçant seulement les opérations afférentes à l'exécution de la délégation de service public, contrairement aux recommandations du conseil national de la comptabilité qui prévoient que « *l'entreprise concessionnaire distingue l'activité de chacune de ses concessions ou de chaque catégorie de concession dans des comptes de résultats appropriés* ». A cet égard il peut être remarqué que le contrat ne fixe aucune obligation particulière au concessionnaire, si ce n'est la fourniture d'états statistiques prévus à l'article 28 du cahier des charges. Ces états, tenus par le concessionnaire, ne sont d'ailleurs pas réclamés par le concédant et pas fournis. Il conviendrait sur ce point de revoir les termes du contrat de concession en s'inspirant, par exemple, des dispositions du décret n° 2005-236 du 14 mars 2005 relatif au rapport annuel du délégataire de service public local, qui énumèrent les documents susceptibles de permettre à l'autorité délégante un véritable suivi annuel de la délégation et un contrôle efficace du délégataire.

En réponse à la chambre, le concessionnaire a tenu à faire remarquer que le service de contrôle est destinataire depuis deux ans du compte de résultats et du bilan de chaque concession (territoriale et non territoriales) ainsi que d'un document intitulé rapport à l'autorité concédante qui contient de nombreux éléments d'informations nécessaires au contrôle. Le service des mines de la Polynésie française consulté par la chambre reconnaît que les documents récemment transmis sont plus complets.

Ces améliorations ne dispensent toutefois pas la collectivité de faire modifier le contrat de concession sur ce point. En effet, aucune disposition réglementaire ne définit à l'heure actuelle en Polynésie française le contenu des comptes actuels de la délégation, et seules les dispositions contractuelles permettent de préciser, sur ce point, les obligations du délégataire.

**4.5.2. Les résultats de la société EDT sont excellents et son autofinancement permet d'accroître les immobilisations corporelles, incorporelles et financières et de distribuer de substantiels dividendes.**



# Résultats de la société

## au cours des 5 derniers exercices

<i>en Milliers XPF</i>					
	2005	2004	2003	2002	2001
<b>Capital en fin d'exercice</b>					
Capital social	5 406 095	5 406 095	5 406 095	5 406 095	4 213 118
Nombre d'actions existantes	886 245	886 245	886 245	886 245	690 675
<b>Opérations et résultats de l'exercice</b>					
Chiffre d'affaires hors taxes	16 661 151	16 651 670	16 025 793	15 354 634	14 549 115
Capacité d'autofinancement	4 763 387	5 154 854	5 632 714	4 423 233	4 505 169
Résultat avant impôts et dotations aux amortissements et provisions	5 061 847	5 403 018	6 042 890	5 166 666	4 820 108
Impôts sur les bénéfices	296 190	246 971	262 338	742 104	315 351
Résultat après impôts et dotations aux amortissements et provisions	807 755	1 478 742	1 406 103	1 099 934	845 591
Résultat distribué	en cours	1 116 669	1 072 356	992 594	1 588 553
<b>Résultat par action</b>					
Résultat après impôts et dotations mais avant aux amortissements et provisions	5,4	5,8	6,5	5,0	6,5
Résultat après impôts et dotations aux amortissements et provisions	0,9	1,7	1,6	1,2	1,3
Dividende brut attribué à chaque action	en cours	1,3	1,2	1,1	2,1
<b>Personnel</b>					
Montant de la masse salariale	1 782 556	1 664 619	1 534 372	1 477 141	1 370 053
Charges sociales	554 185	475 703	472 173	398 652	393 451
Effectif	295	268	262	256	255
<b>Autres renseignements</b>					
Energie vendue en milliers de KWh	570 536	543 355	527 774	504 343	470 887
Nombre de clients	71 420	69 289	67 440	65 145	62 842

# Tableau de financement

en Milliers de XPF		
	2005	2004
<b>Calcul de la capacité d'autofinancement</b>		
Résultat net	807 755	1 478 742
Dotations aux amortissements et provisions	4 766 175	5 852 877
Reprises sur amortissements et provisions	- 808 273	- 2 175 572
Résultat sur cessions d'actif	- 2 270	- 1 193
<b>C A F</b>	<b>4 763 387</b>	<b>5 154 854</b>
<b>Ressources</b>		
Capacité d'autofinancement	4 763 387	5 154 854
Cessions d'immobilisations corporelles	2 270	1 193
Cessions d'immobilisations financières	1 078 848	572 037
Augmentation de capital ou apports	-	-
Augmentation des dettes à long terme	-	-
<b>Total des ressources</b>	<b>5 844 505</b>	<b>5 728 084</b>
<b>Emplois</b>		
Distributions mises en paiement au cours de l'exercice	1 116 669	1 072 356
Acquisitions ou augmentations :		
- immobilisations incorporelles	7 999	180 478
- immobilisation corporelles	2 640 594	1 522 155
- immobilisations financières	1 939 233	1 163 763
Charges à répartir sur plusieurs exercices		
Remboursement dettes financières	276 665	3 368 521
Remboursement de dettes à long terme	-	-
<b>Total des emplois</b>	<b>5 981 160</b>	<b>7 307 273</b>
<b>Variation du fonds de roulement net global : emploi net (-) ou ressource nette (+)</b>	<b>- 136 655</b>	<b>1 579 189</b>
<b>Utilisation de la variation du fonds de roulement net global</b>		
<b>Variation du besoin en fonds de roulement</b>		
Variation des actifs		
- stocks en cours	- 142 666	115 451
- avances et acomptes versés sur commande	790	13 792
- créances clients et comptes rattachés	310 921	- 25 143
- autres créances	- 1 019 886	569 659
Variation des dettes		
- avances et acomptes reçus sur commandes	- 67 084	20 727
Dettes fournisseurs et comptes rattachés	- 621 755	57 034
- autres dettes	381 304	- 410 248
<b>A - variation du besoin en fonds de roulement</b>	<b>- 1 158 376</b>	<b>341 272</b>
Variation de trésorerie		
Variation des disponibilités (y compris valeurs mobilières de placement)	1 193 373	- 2 016 543
Variation des concours bancaires courants et des soldes créditeurs de banque	- 171 652	96 082
<b>B - Variation nette de trésorerie</b>	<b>1 021 721</b>	<b>- 1 920 461</b>
Utilisation de la variation du fonds de roulement net global (A+B) :		
Emploi net (+) ou ressource nette (-)	- 136 655	- 1 579 189

Le tableau de financement permet de constater que la capacité d'autofinancement et les autres ressources provenant de la cession d'immobilisations (5 844 505 000 F CFP en 2005) sont consacrés au financement des immobilisations corporelles (2 640 594 000 F CFP), à la distribution de dividendes (1 116 669 000 F CFP), et au remboursement de la dette.

En 2005, le bénéfice de l'exercice réalisé par EDT est de 807 755 370 F CFP, le report à nouveau de 807 277 182 F CFP, le bénéfice distribuable 1 615 032 553 F CFP, le dividende brut proposé 1 116 668 700 F CFP, soit un dividende unitaire de 1 260 F CFP brut ou 1 071 F CFP après prélèvement de l'IRCM pour un nombre d'actions de 886 245.

EDT est donc très rentable pour ses actionnaires, les principaux étant ELYO (70 %) et SMEG (21,09 %) qui perçoivent chaque année, sous forme de redistribution de dividendes, une rémunération importante. Le montant total des dividendes versés sur la période 2001 à 2004 représente la somme de 4 770 172 000 F CFP. ELYO bénéficie en plus de la rémunération d'un contrat d'assistance générale facturé forfaitairement à EDT sur la base de 0,722 % net du chiffre d'affaires social.

Autre signe de bonne santé financière, qui découle de l'excédent des produits sur les charges, les valeurs mobilières de placement oscillent entre 3 et 5 milliards de F CFP depuis l'exercice 2000.

L'investissement en immobilisations financières est possible compte tenu de l'aisance de la société. Si la défiscalisation est un facteur de développement de l'outre-mer, il serait intéressant d'orienter cette aide financière vers des opérations mettant en valeur les énergies renouvelables. Pour l'instant, elle n'est bien souvent pour la société concessionnaire qu'une simple opération financière, concernant dans la plupart des cas des opérations immobilières (Carlton Hill's et Santa Anna en 2005 et 2006).

Le concessionnaire a toutefois tenu à faire remarquer à la chambre que : « *la continuité du service public de l'électricité en Polynésie nécessitera de très lourds investissements dans les prochaines années à venir à savoir :*

- \* *pour EDT, en plus du milliard cinq cent millions d'investissements annuels récurrents*
  - *en 2006 : 2.500 millions XPF dans la nouvelle centrale de MOOREA,*
  - *en 2007, 1.500 millions XPF dans la turbine à combustion de la centrale de la VAIRAATOA,*
  - *en 2008, près de 5 milliards XPF dans l'extension de la centrale de la PUNARUU,*
  - *à suivre: transfert de la centrale de VAIRAATOA et mise en service d'une nouvelle centrale.*
  
- \* *pour MARAMA NUI le projet de nouveaux barrages hydrauliques de la PAPE IHA pour 4.500 millions XPF*
  
- \* *pour la TEP, le bouclage et le renforcement des réseaux de transport pour environ 4 500 millions XPF ».*

### **4.5.3. Conclusions et recommandations**

La chambre formule quelques recommandations quant au contrôle et au suivi de la délégation du service public de l'électricité par la collectivité de la Polynésie française.

Outre l'élaboration d'un compte de la concession à joindre aux comptes rendus annuels, la convention de concession gagnerait à être complétée sur certains points, notamment ceux relatifs au contrôle du délégataire. La formule de rémunération et les paramètres d'évolution des tarifs pourraient être vérifiés à l'occasion de ces contrôles.

#### **Compléter le contrat en vue d'obtenir annuellement les comptes de la délégation et des précisions sur les charges calculées (amortissements et provisions).**

Afin de mieux maîtriser et contrôler la délégation de service public il serait opportun pour le concédant d'obtenir un compte de la concession s'inspirant des dispositions du décret n° 2005-236 du 14 mars 2005 et de pouvoir être renseigné, de manière plus détaillée, sur les charges calculées et sur les aspects patrimoniaux de la concession (amortissements techniques et de caducité pratiqués sur les biens de retour et de reprise, provisions de renouvellement).

#### **Revoir la formule de rémunération du délégataire**

Même s'il a pu être constaté que le délégataire gère le contrat avec rigueur et professionnalisme, le contrat permet de dégager des marges très importantes.

Il serait donc souhaitable que le concédant se donne les moyens de mieux contrôler les marges de la délégation de service public et leur évolution, en adaptant au besoin la formule de partage de croissance pour mieux faire bénéficier le consommateur des gains de productivité.

#### **Vérifier la validité des paramètres d'évolution des tarifs**

La validité des paramètres d'évolution des tarifs devrait être vérifiée notamment pour que soient répercutées les baisses des coûts de production de l'hydroélectricité.

L'utilisation des énergies renouvelables pourrait en outre être encouragée par une politique tarifaire adaptée.