



# **CONCESSIONS DE FORCES HYDRAULIQUES**

**CONCLUES ENTRE  
LA POLYNESIE FRANCAISE  
ET LA SOCIETE MARAMA NUI**

**DANS LE CADRE DE L'AMENAGEMENT  
ET DE L'EXPLOITATION DE LA VALLEE**

**VAIHIRIA**

**RAPPORT DU DELEGATAIRE  
DU SERVICE PUBLIC**

**Année 2017**

1 ex : Ministère de l'Énergie  
1 ex : Service de l'Énergie



## Sommaire

	Pages
1 Synthèse	3 -5
2 Présentation	6-21
3 Obligation de service à la clientèle	22-29
4 Données comptables et financières	30-38
5 Informations sur les biens immobilisés	39-49
6 Engagements nécessaires à la continuité du service public	50-51

## 1 - SYNTHÈSE

### 1.1 FAITS MARQUANTS

#### Etude de l'impact des ouvrages hydroélectriques sur la faune

Herehia HELME a soutenu sa thèse le 8 décembre avec réussite et a reçu les félicitations du jury. Cette thèse a permis de mieux connaître le cycle de vie des anguilles de Polynésie Française. Tahiti est devenue une référence pour les données sur les anguilles du Pacifique Sud au terme de cette thèse. Elle a permis de mettre en évidence le faible impact des aménagements hydroélectriques sur les anguilles, et la nécessité de se focaliser sur la conception des canaux de fuite.

Aujourd'hui, la jeune docteure a été engagée en CDI, afin de suivre l'impact environnemental des autres aménagements hydroélectriques.



#### Non actualisation tarifaire :

Conformément aux avenants signés fin décembre 2015, les travaux de réalisation des Hydromax se sont poursuivis en 2017, avec l'achèvement des programmes Titaaviri et Papeno'o.

Ces 3 réalisations permettront d'améliorer le productible hydroélectrique de 2,55 Gwh / An et contribueront ainsi à l'objectif de 50 % d'Energies Renouvelables dans le mix énergétique de la Polynésie française.

On regrette qu'à ce jour, la Polynésie française n'ait pas procédé à l'actualisation contractuelle des tarifs du kWh par concession, comme le prévoient nos cahiers des charges.

Un avenant doit a contrario être envisagé pour retirer de ces tarifs, la part initialement prévue pour compenser les charges d'impôt foncier, dont les biens de retour des concessions MARAMA NUI sont finalement exonérés. Notre société a informé le Service des Energies de la nécessité de cet ajustement, sans retour à ce jour.

### **Rapports avec la TEP :**

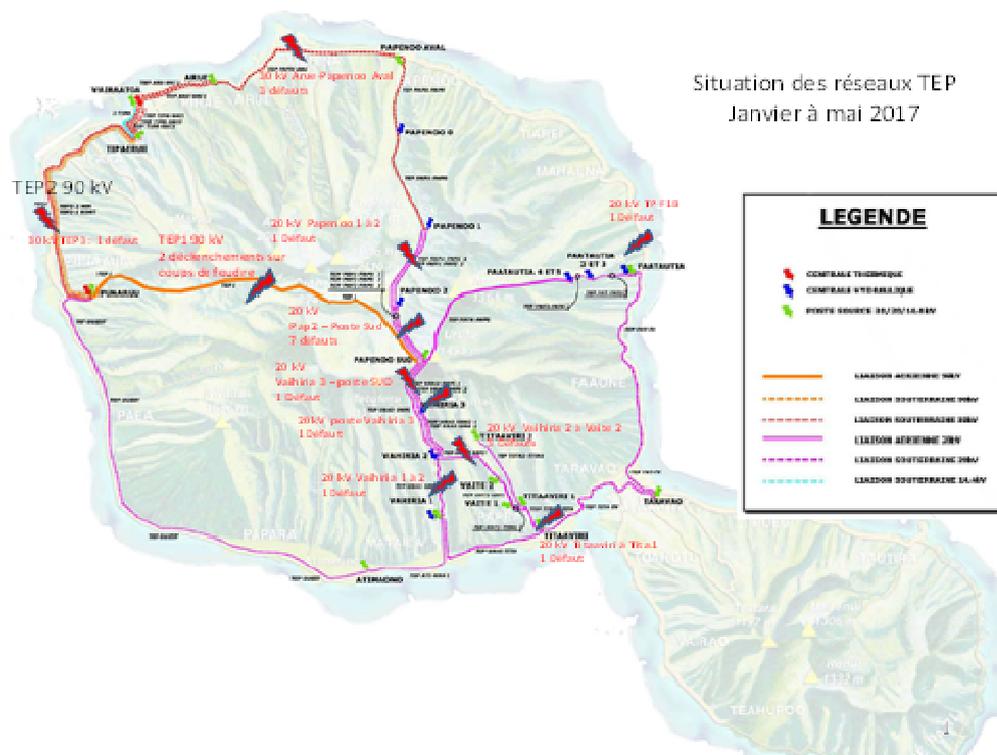
Le sujet de la compensation des pertes de Transport (TEP) devra aussi rapidement être abordé avec l'autorité concédante. Au 1er septembre 2017, date d'augmentation de la redevance de transport TEP à son niveau maximum de 2,75 F CFP, MARAMA NUI a cessé d'émettre des avoirs sur l'indemnisation desdites pertes, conformément aux avenants de décembre 2015. La TEP a cependant décidé unilatéralement de ne pas reconduire le contrat actuel de compensation qui arrive à échéance le 31 mai 2018, ce qui impactera l'équilibre économique des concessions de MARAMA NUI à hauteur de 60 MF en rythme annuel, environ.

Par ailleurs, le réseau de transport a connu en début d'année de nombreux défauts, ce qui a amené de grandes difficultés d'écoulement de l'énergie hydroélectrique durant les 6 premiers mois de l'année.

Ces difficultés ont fortement impacté la production hydroélectrique, l'énergie perdue étant estimée entre 5 et 10 millions de kWh.

La carte ci-dessous indique les 23 défauts rencontrés sur les tronçons du réseau de transport, de janvier à mai 2017 dont notamment :

- 2 déclenchements de la ligne TEP1 90 kV
- 3 défauts sur la liaison 30 kV Papenoo Aval-Arue
- Un éboulement sur un pylône de la liaison 20 kV Papenoo2-Poste Sud qui a amené un fonctionnement à 1/3 de la puissance pendant 4 mois
- 9 défauts sur la zone intérieure SUD du fait de protections électriques obsolètes et de câbles vieillissants.



## 1.2 PRINCIPAUX INDICATEURS

		Vaihiria	
<b>Techniques</b>	<b>Pluviometrie</b>	mm	6 619
	<b>Disponibilité des ouvrages</b>		99,90%
	<b>Production sortie d'alternateurs</b>		
	- exercice	kWh	22 443 285
	- moyenne historique	kWh	17 457 006
	<b>Production vendue</b>		
	- exercice	kWh	21 941 093
- rendement		97,8%	
- contractuelle	kWh	16 429 487	
<b>Financiers</b>	<b>Chiffre d'Affaires Net Energie</b>	k XPF	178 610
	<b>Ecart sur prévisionnel (Art16.2)</b>		
	- valeur du fonds au 31 décembre	k XPF	58 535
	- variation de l'exercice	k XPF	-33 485
	<b>Patrimoine Immobilier</b>	k XPF	1 407 946
	<b>travaux réalisés</b>		
	- Dépenses de renouvellement	k XPF	13 140
	- Dépenses d'améliorant		N/A
	<b>Besoin de renouvellement</b>	k XPF	638 543
	<b>Fonds de maintenance des conduites forcées</b>		
- valeur du fonds au 31 décembre	k XPF	307 653	
- consommation sur l'exercice	k XPF	18 075	
<b>Indemnité de fin de concession</b>	k XPF	504 758	
<b>Developpement durable</b>	<b>Formation</b>		
	- nb d'heures dispensées		0
	<b>Sécurité</b>		
	- nb de visites préventives de sécurité	Toute société	19
	- nb d'AT hors trajet		0
	<b>Environnement</b>		
- économie de fuel en m3		5 086	
- réduction de CO2 en Tonnes		17 685	
- nb de véhicules "propres"	Toute société	1	



## 2 - PRESENTATION

### 2.1 Le système électrique polynésien

- Le système électrique de l'ensemble des archipels
- Le système électrique sur l'île de Tahiti
  - Production thermique, hydraulique, solaire,
  - Transport
  - Distribution

### 2.2 Le groupe Engie au service de la concession

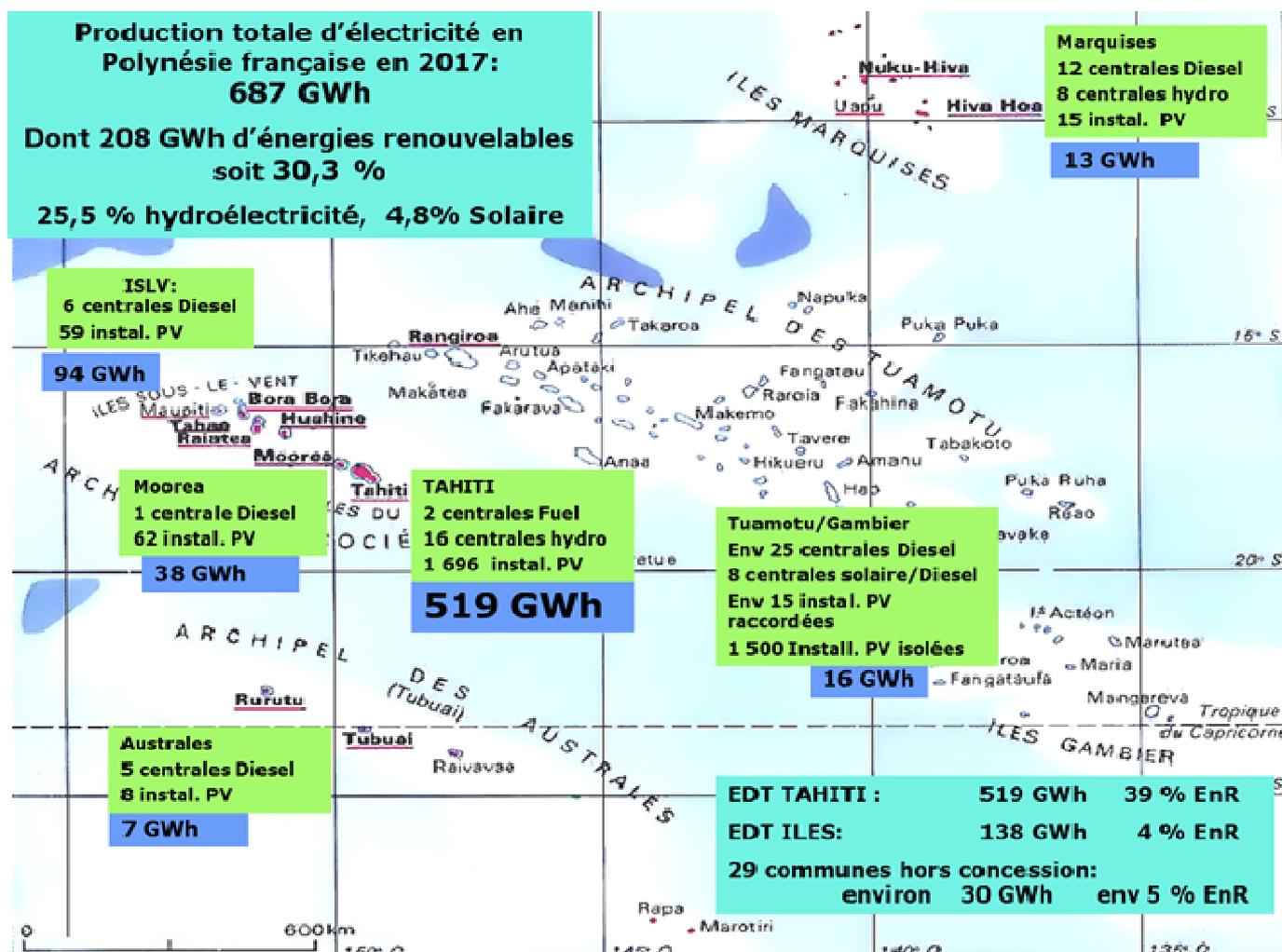
- Présentation
- Atouts
- Organisation locale

### 2.3 le cadre juridique et contractuel

- La convention de concession
- Les autres contrats

## 2.1 LE SYSTEME ELECTRIQUE POLYNESIEN

### 2.1.1 Le système électrique de l'ensemble des archipels



Ce système, est très éclaté puisque destiné à 280.000 habitants répartis sur 76 îles (sur un total de 118) pour une superficie proche de l'Europe.

Les systèmes sont donc de très faibles puissances, sans possibilité de secours par une île voisine.

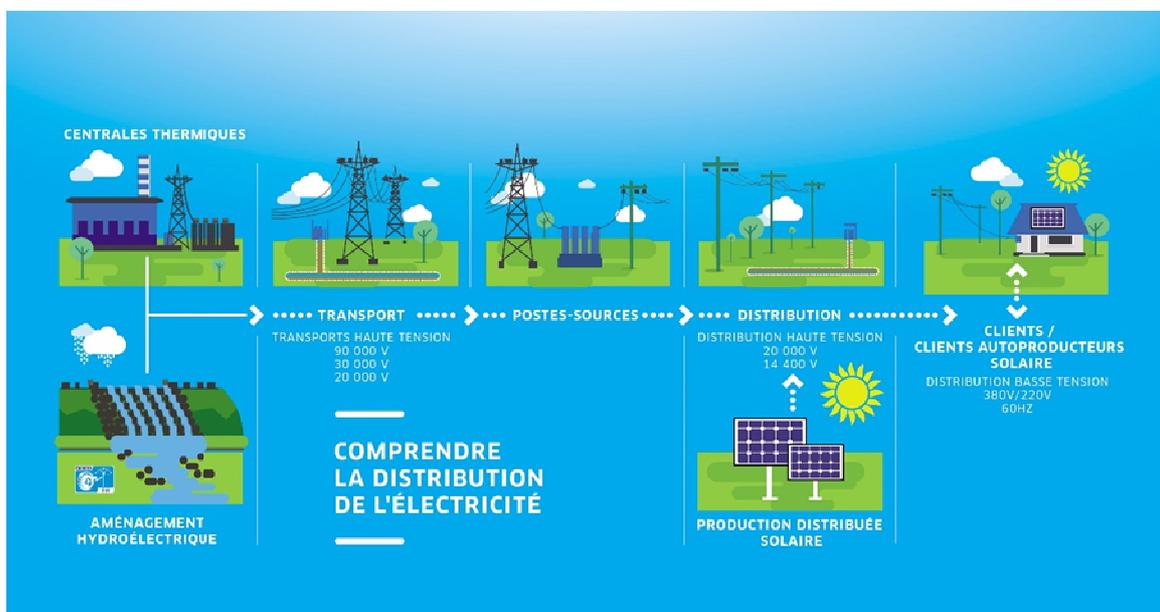
Il n'est pas comparable aux systèmes des grands continents qui sont interconnectés entre eux et bénéficient d'effets d'échelle.

Les plus grands centres de consommation sont gérés en concession pour environ 95% des besoins, les 5% restants sont gérés soit au travers de régies communales soit de petites installations privées.

Les concessions existantes alliant sauf exception production et distribution sont confiées à EDT et à ses filiales (19 concessions) à la Sem Te Mau Ito Api (1 concession) pour la commune de Makemo.

## 2.1.2 Le système électrique sur l'île de Tahiti

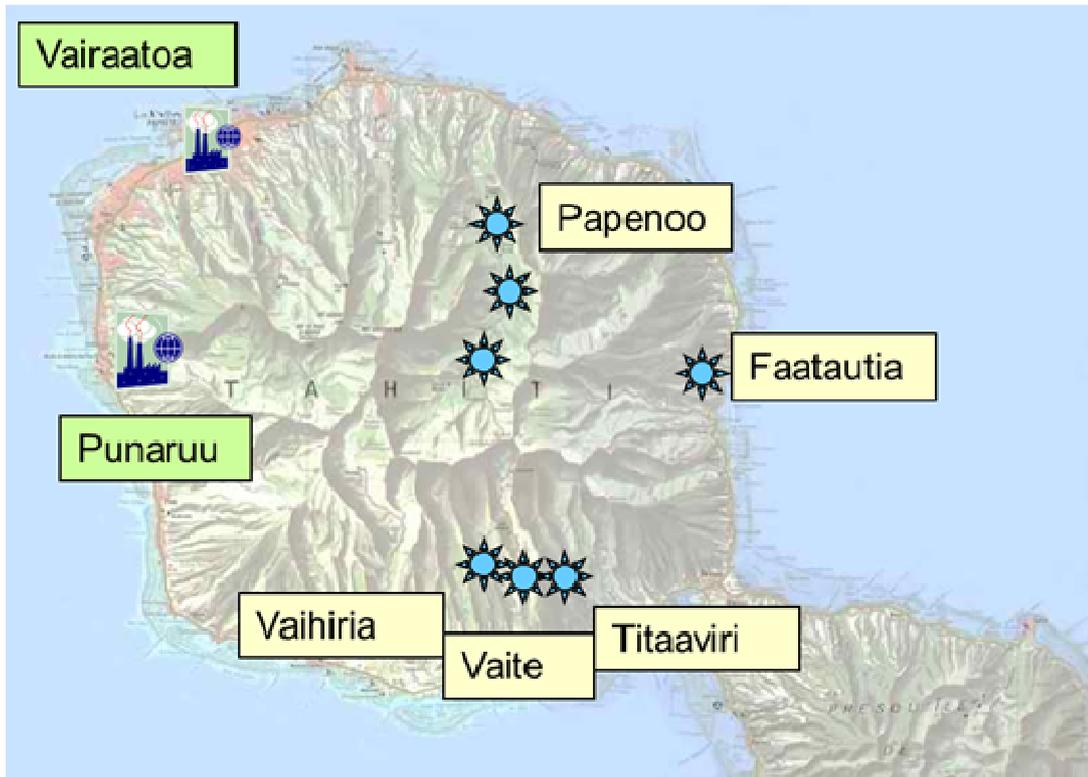
Le système comprend trois activités principales, la production d'électricité, son transport et sa distribution.



### 2.1.2.1 La production est composée à ce jour :

- de 2 centrales thermiques assurant à la fois la garantie de puissance et l'équilibre des réseaux (tension fréquence) (en concession EDT)
- de 16 centrales hydro-électriques (Marama Nui & CHPP)
- de 1.277 installations photovoltaïques (Privés hors concession)

centrales	puissance	production	
– Punaruu :	122,0 MW		
– Vairaatoa : (secours ultime)	25,0 MW		
<b>2 Centrales thermiques</b>	<b>147,0 MW</b>	318,2 GWh	61,27%
– Papenoo : 28,3 MW	28,3 MW		
– Faatautia : 7,5 MW	7,5 MW		
– Vaihiria : 4,6 MW	4,6 MW		
– Vaite : 2,3 MW	2,3 MW		
– Titaaviri : 3 MW	3,0 MW		
– CHPP: 0,6 MW	0,6 MW		
<b>16 Centrales hydroélectriques</b>	<b>46,3 MW</b>	172,6 GWh	33,24%
<b>1,727 Installations photovoltaïques:</b>	<b>28,2 MWcrète</b>	11,0 GWh	2,12%
		17,5 GWh	3,37%
<b>Total</b>		<b>519,3 GWh</b>	<b>100,00%</b>



Centrale thermique de la Punaruu



## Salle des machines



La production thermique est assurée par EDT Engie au travers de son contrat de concession de Tahiti Nord.

La production hydro-électrique est assurée très majoritairement par la société Marama Nui au travers de 6 contrats de concession signés avec le territoire de la Polynésie française entre 1985 et 1995, ces contrats arrivant à échéance entre 2035 pour les plus anciens et 2050 pour les plus récents.

Ces contrats visent au financement, à la conception, à la réalisation puis à l'exploitation d'ouvrages hydrauliques dont la valeur dépasse les 20 milliards de francs

Marama Nui est astreinte à une obligation de puissance garantie modulée envers le distributeur lequel est astreint à absorber l'hydroélectricité en priorité par rapport à l'énergie thermique.

Les autres énergies renouvelables bénéficient aujourd'hui de la même priorité laquelle est hiérarchisée depuis l'arrêté 253 CM du 6 mars 2015 en fonction du prix des énergie en concurrence.

La production solaire issue de 1.727 installations bénéficie de contrats d'achats d'une durée de 25 ans leur garantissant une stabilité des prix.



Les enjeux à court terme de la production sont :

#### En Polynésie

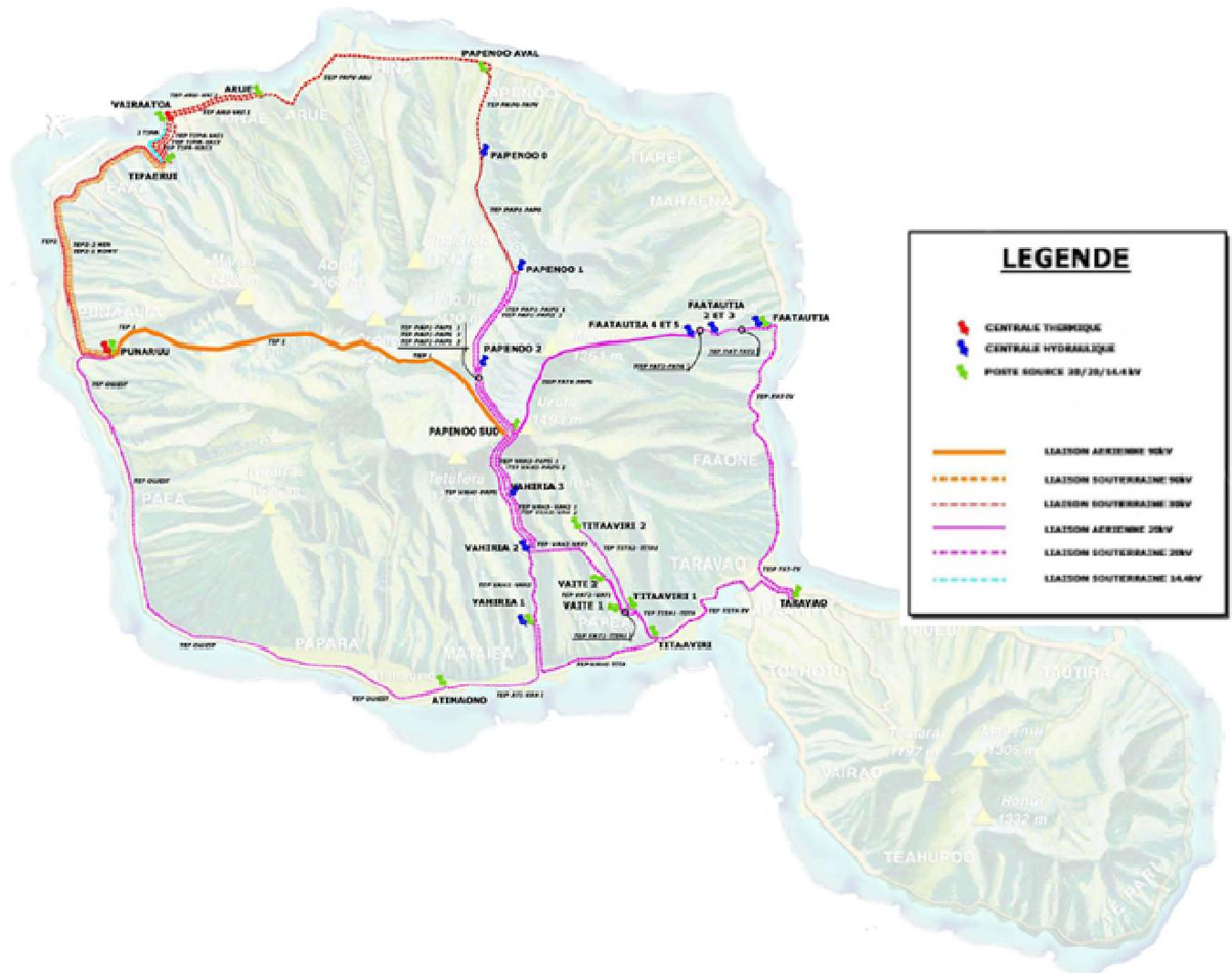
- Le développement des énergies renouvelables pour atteindre 50% en 2020 de la production électrique et 75% en 2030 selon les objectifs du plan de transition énergétique de la Polynésie française.

#### Sur l'île de Tahiti

- Le renouvellement des groupes Pielstick de la Punaruu arrivés en fin de vie vers 2020 afin de garantir la continuité du service public.
  - ⇒ Nouvelle centrale :
    - Localisation : Punaruu ou tout autre site approprié
    - Combustible : fuel, gazole ou gaz (GNL ou GPL), les diverses solutions étant en cours d'études
  - ⇒ Régulateur de production  
Un système innovant avec stockage de l'énergie en batterie pour régler la fréquence et la tension, permettant par ailleurs la réduction de la sollicitation des groupes et l'augmentation de la production d'énergies renouvelables
- Le démantèlement de la centrale de la Vairaatoa : après la boucle 90 kV NORD prévue en 2022 et le renouvellement des groupes Pielstick de la Punaruu qui rempliront alors un rôle de secours.

### 2.1.2.2 Le transport de l'énergie

Le transport de l'énergie des centres de production aux transformateurs de distribution a été confié à la SEM TEP en vertu d'un contrat de concession prenant fin au 31 décembre 2027.



Un important projet de bouclage du réseau de transport par le Nord en 90 kV a été lancé par la TEP en vue de :

- La fiabilisation de l'alimentation de la zone urbaine et du sud de l'île
- L'augmentation de la capacité d'écoulement de l'hydroélectricité et le développement de nouveaux projets hydro-électriques

Ce projet d'un coût estimé à 7 milliards de francs sa mise en service est annoncée pour 2022.

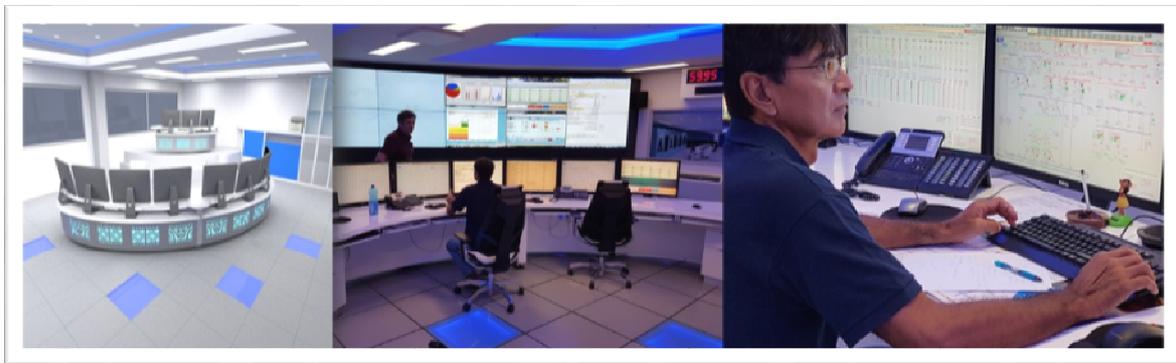
### 2.1.2.3 La distribution d'électricité

Sur l'île de Tahiti, la distribution d'électricité a été confiée :

- Pour la partie Nord, en 1960, par le gouvernement de la Polynésie à la société EDT.
- Pour la partie sud, en 2017, par le SECOSUD, à la Société TSE filiale d'EDT

La concession de Tahiti Nord délègue à son concessionnaire des missions de production, de distribution, de placement de l'énergie, de conduite des réseaux et de stabilité du système électrique, elle prend fin au 30 septembre 2030.

Pour la bonne réalisation de ces missions, l'amélioration de la qualité et l'optimisation des coûts pour l'ensemble du système électrique une nouvelle salle de dispatching a été inaugurée en 2017



C'est à partir de cette salle que sont réalisés à ce jour :

- Le placement de l'énergie l'équilibre, la stabilité du système électrique
- La conduite du réseau de transport pour le compte de la TEP
- L'assistance à la conduite du réseau de distribution
- La remontée des incidents du réseau de distribution au chargé d'exploitation et manœuvre des organes télécommandés pour son compte
- La conduite des centrales hydro, en dehors des heures ouvrables, pour le compte de Marama Nui

La concession du Secosud délègue à son concessionnaire les missions d'approvisionnement en énergie, de distribution et de gestion de clientèle, elle prend fin le 28 février 2034.

Les enjeux à court terme de la distribution sont :

- Dans les îles, le raccordement de familles isolées
  - Sur l'île de Tahiti, la mise en place d'un « réseau intelligent » ou smart-grid à savoir équipé de compteurs communicants et d'une informatique performante

### Avantages d'un projet de compteurs communicants Pour les clients

- 1 Relevé à distance des compteurs
- 2 Facturation sur consommation réelle
- 3 Mettre en service, couper ou adapter la puissance d'un compteur
  - Changement à distance, directement, en temps réel
- 4 Améliorer la maîtrise de la conso
  - Suivi de sa consommation à partir d'un site internet ou d'un téléphone mobile pour la maîtriser
- 5 Avoir accès à de nouvelles offres tarifaires
  - Possibilité de mettre en place des offres tarifaires adaptées, différenciées par tranche horaires, ou mode de facturation (passage direct entre pré et post-paiement)

### Pour le Pays

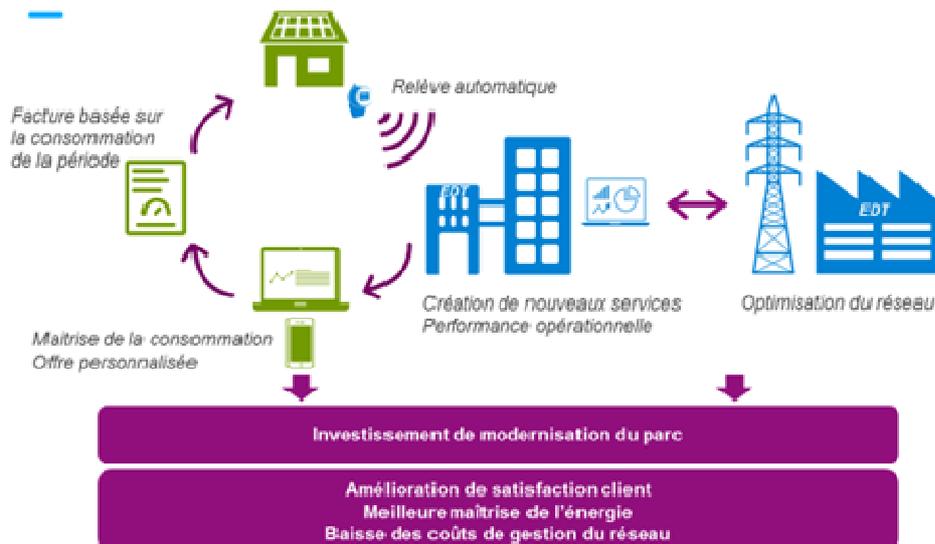
- 1 Diminuer les coûts de gestion clientèle
- 2 Soutenir le développement des filières renouvelables
  - Gestion automatisée des factures producteurs
  - Gestion dynamique possible des productions ENR (Modèles B to T)
  - Déploiement des V.E favorisé
- 3 Avoir un service public de l'électricité plus performant
  - Suivi du patrimoine concédé plus précis, meilleure prévision des investissements
  - Optimisation du développement du réseau et diminution des pertes par une meilleure connaissance des flux d'énergie
  - Amélioration de la qualité de service du réseau, modernisé et mieux piloté
  - Amélioration de la satisfaction client
  - Travaux d'entretien avec coupures moins pénalisant pour les clients

09/10/2017

Présentation aux élus du Projet Smart Grid

1

### Pourquoi les compteurs communicants améliorent-ils le réseau tout en proposant une meilleure qualité de service aux clients ?



09/10/2017

Présentation aux élus du Projet Smart Grid

1



## **2.2 LE GROUPE ENGIE AU SERVICE DE LA CONCESSION**

### **2.2.1 Le groupe au niveau mondial**

Le groupe ENGIE, leader mondial des énergéticiens privés et de la transition énergétique, puise ses racines les plus anciennes dans la Compagnie universelle du canal maritime de Suez, fondée en 1858.

En 2016, Engie compte 153 090 salariés dans 70 pays, pour un chiffre d'affaires de 66,6 milliards d'euros.

Sa stratégie est fondée sur 3 grands axes, dits des « 3D » :

- une énergie Décarbonée (pétrole et charbon remplacés par les énergies renouvelables et le gaz naturel) ;
- Décentralisée (l'énergie est produite et stockée au plus près de son lieu de consommation) ;
- Digitalisée (capteurs, big data et outils numériques au service de l'efficacité énergétique et de la gestion des réseaux).

L'appartenance au groupe fait bénéficier la concession de la longue expérience de celui-ci, dans tous les métiers de l'électricité.

Au plan local, elle autorise la réalisation de synergies importantes au niveau de la mise en commun de moyens et du partage d'expérience au quotidien.

La dimension internationale du groupe **optimise la performance**

- Par la mise en place à l'échelle du groupe d'un fonctionnement en réseau par métier, avec la fourniture d'outils et de méthodes chaque réseau étant animé et supervisé par des spécialistes de haut niveau ( ex : dans le domaine des achats avec le bénéfice d'un réseau d'acheteurs spécialisés permettant l'accès à des marchés éloignés et à des tarifs négociés sur des volumes mondiaux).
- Par la disponibilité des compétences techniques et des savoir-faire existant dans tous les domaines et dans le monde entier.
- Par le partage d'expérience et le benchmark entre sociétés

Cette appartenance au groupe ENGIE **sécurise et renforce** le fonctionnement local

- Par la mise à disposition temporaire de moyens lorsque les circonstances l'exigent (ex : en cas de catastrophe naturelle)
- Par la fourniture de garanties pour le financement d'opérations trop importantes pour la structure locale.

Cette appartenance au groupe ENGIE **impose le respect des standards les plus exigeants** en matière de sécurité, de responsabilité sociétale et environnementale, ou encore d'éthique, ou de gestion des risques avec une assistance continue et des contrôles régulièrement effectués par la maison-mère.



Au cours des derniers exercices la concession a bénéficié de ce fait :

- De l'expérience de bureaux d'études de renommée mondiale, comme TRACTEBEL ENGINEERING pour l'aider à l'élaboration de ses projets ou à l'audit de ses installations.
- De l'intervention du réseau des acheteurs lui permettant de sourcer au meilleur prix un nouveau type de conduites forcées
- Des polices d'assurances groupe

Dans le passé :

- de la caution solidaire du groupe nécessaire à l'obtention des emprunts pour le financement des ouvrages.
- De prêts de trésorerie puis de conditions de placement qui le lui étaient pas accessibles.

### **2.2.2 Le groupe ENGIE en Polynésie**

En Polynésie le groupe est organisé en deux pôles énergie et services.

Le pôle énergie composé des sociétés EDT, MARAMA NUI, ELECTRA et TAHITI SUD ENERGIE est dédié aux activités de production et de distribution d'énergies majoritairement en concession.

- EDT assure en concession, la production et la distribution d'énergie sur 18 concessions de Tahiti et des îles
- MARAMA NUI assure en concession la production hydroélectrique dans 6 vallées de Tahiti.
- TAHITI SUD ENERGIE assure en concession la distribution d'électricité dans le sud de l'île de Tahiti
- ELECTRA détient dans le domaine privé, douze centrales de production photovoltaïques

Ce pôle regroupe sur EDT les moyens humains dédiés à cette activité ainsi que les activités de support.

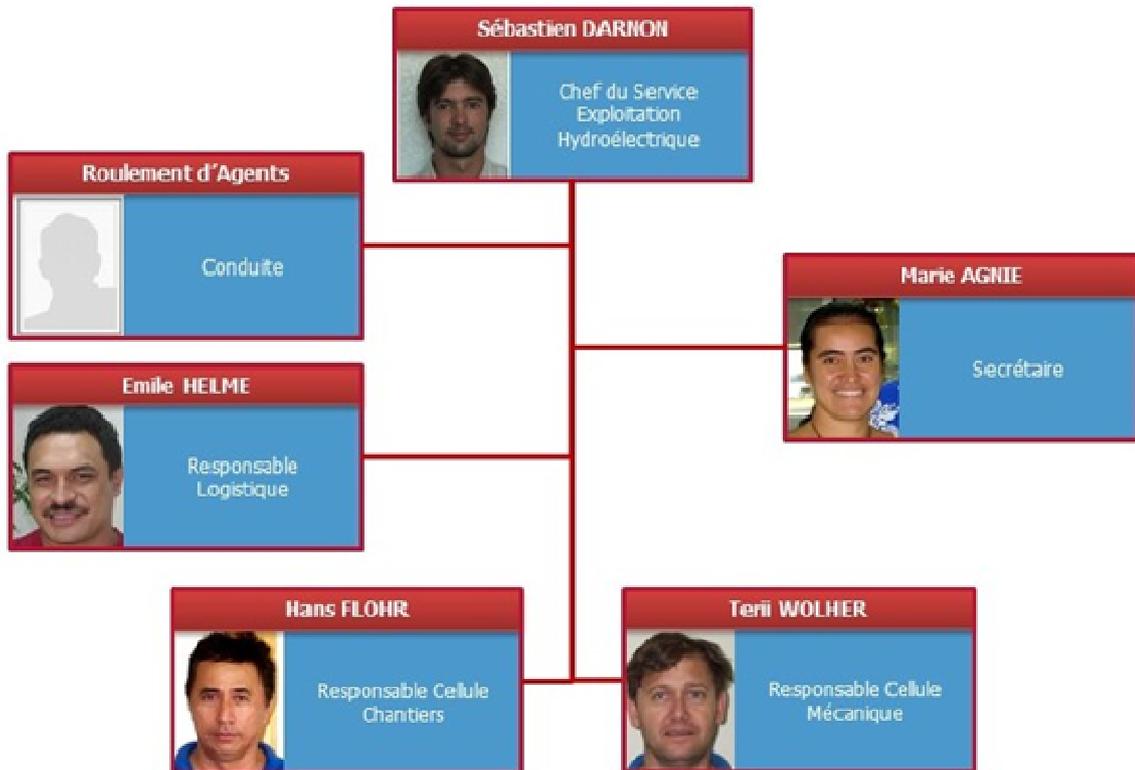
Le pôle services composé des sociétés ENGIE SERVICES et POLYDIESEL est dédié aux activités de services dans les secteurs de la motorisation diesel, des travaux pétroliers, gaz, climatisation, froid, électricité, VRD, élagage, installations hydrauliques, maintenance multi technique et photovoltaïque.

Pour le pôle énergie, il réalise en sous-traitance des opérations de maintenance des moteurs dans les îles et sur Tahiti des travaux sur les réseaux.

### **2.2.3 Les moyens affectés à la concession**

Les moyens humains et matériels du groupe implantés en Polynésie et dédiés à l'hydro-électricité sont communs aux 6 vallées en concession et organisés autour de la société MARAMA NUI délégataire du service public.

L'effectif technique dédié à la production hydroélectrique est de 23 salariés organisé comme suit :



Le management et les supports tant techniques pour les gros travaux, qu'administratifs (personnel, comptabilité, gestion, communication, QSE, achats.....) sont communs à l'ensemble des entités du pôle énergie.

#### **MARAMA NUI, la référence polynésienne de l'hydroélectricité**

MARAMA NUI est une société anonyme polynésienne créée en 1980, et pionnière en matière de développements hydroélectriques.

Son actionnariat est détenu à 56,36 % par la S.A. ELECTRICITE DE TAHITI, et à 35,38 % par la collectivité de Polynésie française, le reste étant détenu par 600 petits porteurs environ dont une grande partie est composée d'ayant-droits des vallées accueillant les ouvrages de l'entreprise. Cette participation au capital de la société permet aux riverains d'être associés au développement économique de leurs territoires. La participation de la Polynésie française permet, plus largement, de faire bénéficier financièrement la collectivité des performances de l'entreprise, outre le bénéfice induit par les économies de carburant et la maîtrise des émissions.

MARAMA NUI produit en moyenne 85% de toute l'électricité d'origine renouvelable de Polynésie française. Ces performances permettent à la Polynésie française de disposer d'un mix électrique composé de 30 à 35% d'énergies renouvelables ces dernières années, ce qui la place en tête des collectivités d'outre-mer française dans ce secteur, et en troisième place des pays insulaires du Pacifique Sud, membres de la Pacific Power Association.

L'activité de MARAMA NUI est localisée dans les parties Sud et Est de Tahiti Nui. Son siège social est situé à Taravao, et elle dispose de 6 concessions de forces hydrauliques :

- Vaihiria (1985), commune de Mataiea ;
- Vaite (1985), commune de Papeari ;
- Fa'atauti'a (1985), commune de Hitia'a ;
- Titaaviri (1988), commune de Papeari ;
- Haute Papeno'o (1989), commune de Papeno'o ;
- Moyenne Papeno'o (1995), commune de Papeno'o ;



Après presque 30 ans de pause dans les développements hydroélectriques, voulue par la puissance publique (charte de l'énergie de 1998), MARAMA NUI a inauguré en 2017 et 2018 de nouvelles capacités de production, avec ses projets Hydromax de Titaaviri, Papeno'o 1, et prochainement celui de Maroto attendu pour début 2019. L'ensemble de ces projets, convenus avec l'autorité concédante, permettra à terme de produire 2,55 GWh supplémentaires d'électricité d'origine hydraulique, et d'améliorer ainsi la part d'énergies vertes dans le mix énergétique polynésien.

MARAMA NUI a également réalisé des études avancées en 2008-2009, en vue de la réalisation d'un projet hydroélectrique neuf dans la vallée de Vaiiha, à Faaone. En cas de volonté politique de réaliser cet aménagement fondamental pour l'autonomie énergétique du Pays, MARAMA NUI disposera de tous les atouts pour présenter l'offre la plus performante et la plus respectueuse de l'environnement, en faisant bénéficier le service public de son expérience

A ce jour MARAMA NUI exploite 15 barrages et 13 centrales, répartis sur 5 vallées de Tahiti, pour une puissance installée totale de 47,2 MW

### Une énergie propre et locale

La production électrique de MARAMA NUI, qui se monte à 156 GWh par an en moyenne (avec un record à 217 GWh en 2010), est exclusivement issue des énergies renouvelables, produites dans les vallées de Tahiti. Elle contribue ainsi chaque année à éviter l'importation de 40.000 m<sup>3</sup> de fuel environ, et réduit ainsi les émissions dans l'atmosphère de 130.000 tonnes de CO<sub>2</sub> et autres gaz à effet de serre.

L'activité de MARAMA NUI ne produit pratiquement aucun déchet, et repose sur des ouvrages qui pour leur majorité ont une durée de vie supérieure à 50 ans.

Les techniques d'exploitation de MARAMA NUI sont améliorées d'année en année, et permettent un respect optimal des vallées. Les ouvrages de retenue et de production sont intégrés à l'environnement, ils permettent le respect de la biodiversité des rivières, avec l'aménagement de passes à poisson, et la maîtrise des curages des retenues qui font qu'aujourd'hui, la qualité des eaux des rivières n'est pas impactée par son activité, et que leurs cours sont peuplés d'anguilles, de poissons et de chevrettes.

MARAMA NUI a ainsi fait réaliser par une doctorante, Mme Herehia HELME, l'étude la plus aboutie sur le cycle de reproduction des anguilles du Pacifique Sud. Cette étudiante, devenue employée de la société, a notamment pour tâche de vérifier la bonne application des programmes de préservation de la biodiversité de l'entreprise.



Les installations hydroélectriques sont à présent des vitrines des énergies renouvelables en milieu insulaire. Elles accueillent chaque année des dizaines de groupes scolaires, qui peuvent ainsi s'initier à la production électrique, à la transition énergétique et à la préservation de l'environnement. En 2017, elles ont reçu la visite de M. LECORNU, secrétaire d'État à la transition écologique et solidaire, en présence du gouvernement de la Polynésie française. Cette visite ministérielle a été l'occasion pour le secrétaire d'Etat de saluer l'avance de la Polynésie française en matière d'énergies renouvelables sur la métropole et les DOM-TOM, grâce notamment à son parc hydroélectrique.

M. LECORNU, secrétaire d'État à la transition écologique et solidaire,  
en présence du gouvernement de la Polynésie française



MARAMA NUI est un investisseur de premier plan, au niveau Polynésien.

Elle s'est notamment engagée, depuis 2009, dans un programme de confortement de ses ouvrages de retenue, en vue de garantir leur pérennité et leur solidité. Le coût de programme se monte à près de 4 milliards de francs, il devrait s'achever en 2020-2021 avec des réalisations annuelles, entièrement locales pouvant atteindre 700 MF.

#### Système d'information et moyens matériels

MARAMA NUI dispose de moyens techniques optimum, avec notamment :

- Des moyens de télécommunication techniques et vocaux entre le centre technique de Taravao et l'ensembles des vallées et des sites hydroélectriques (Faisceaux hertziens, fibres optiques, réseaux cuivre, terminaux satellitaires, réseau VHF)
- Un système d'information avancé, incluant GMAO, logiciel de conduite "Vaimana", modèles de prévisions de pluviométrie et de production
- Deux bunkers anticycloniques abritant les serveurs informatiques et les terminaux de conduite au standard data center
- Un ensemble d'outillages spécialisés (robot d'inspection et de réparation de conduite forcée,

Au travers du rattachement de Marama Nui au groupe Engie les concessions de Marama Nui bénéficient directement des moyens communs à l'ensemble des entités du pôle énergie et notamment :

Au plan des services techniques :

- Travaux réseaux
- Etudes
- Suivi du patrimoine

Au plan du management et des autres supports, des services ou cellules spécialisées suivantes :

- Administration et finance
- Communication, marketing
- Digital et Services informatiques
- Juridique et assurance
- Qualité Sécurité Environnement
- Ressources humaines

## **2.3 LE CADRE JURIDIQUE ET CONTRACTUEL**

### **2.3.1 La convention de concession**

La concession de forces hydrauliques de Vaihiria a été confiée par la Polynésie française à MARAMA NUI, par une convention du 15 octobre 1985 pour une durée initiale de 40 ans, devant prendre fin le 31 décembre 2025.

Un premier avenant, en date du 19 janvier 1998, a prolongé de 10 ans la durée de la concession (portée au 31 décembre 2035), et instauré une formule procédant à la baisse du tarif du kWh sur les 3 années à suivre.

Un second avenant, en date du 29 décembre 2015, a notamment modifié le prix de vente du kWh hydroélectrique, introduit une formule d'actualisation et de partage des rendements, instauré une nouvelle méthode d'amortissement des biens de la concession, avec mise en place d'une indemnité de fin de concession sur la valeur nette comptable, et mis en place un fonds de maintenance des conduites forcées.

La concession de Vaihiria comporte notamment 3 centrales, numérotées 1 à 3, et 3 retenues principales, dont le lac de Vaihiria.

### **2.3.2 Les autres contrats liés à la délégation de service public**

- Contrat de fourniture d'hydroélectricité avec EDT
- Accord de puissance garantie hydroélectrique avec EDT
- Convention de gestion déléguée avec EDT
- Contrat pour la compensation des pertes de transport, avec la société de Transport d'Energie Electrique en Polynésie (T.E.P.)
- Contrat de conduite du parc hydroélectrique par EDT

Ces contrats sont détaillés au chapitre 6 « Engagements nécessaires à la continuité du service public ».



### **3 - OBLIGATION DE SERVICE A LA CLIENTELE**

- Tarif en vigueur
- Production vendue d'hydroélectricité et chiffre d'affaires correspondant
- Production vendue et Chiffre d'Affaires
  - ✓ Pluviométrie
  - ✓ Disponibilité des ouvrages
  - ✓ Production Brute d'hydroélectricité
  - ✓ Production vendue
  - ✓ Chiffre d'Affaires
- Bilan d'exploitation
  - ✓ Incidents majeurs de l'année 2017
  - ✓ Actions sécurité Environnement

### 3.1 TARIF EN VIGUEUR

Le tarif est fixé par arrêté en conseil des ministres

Date	Texte	Tarifs
22.01.1985	Arrêté n° 46 CM	de 13,00 F à 27,39 F / kWh selon la tranche (NB : tarifs de distribution sur la Côte Est)
29.08.1991	Arrêté n° 927 CM	13,00 F / kWh
08.01.1992	Arrêté n° 24 CM	13,25 F / kWh
29.04.1992	Arrêté n° 494 CM	13,25 F / kWh
15.06.1993	Arrêté n° 493 CM	13,25 F / kWh
30.05.1994	Arrêté n° 535 CM	13,25 F / kWh
21.07.1997	Arrêté n° 721 CM	12,25 F / kWh
14.05.1998	Arrêté n° 681 CM	12,18 F / kWh
18.05.1999	Arrêté n° 741 CM	12,06 F / kWh
31.12.1999	Arrêté n° 1993 CM	12,06 F / kWh ( 9,90 + 2,16 au titre de la puissance garantie)
25.06.2009	Arrêté n° 901 CM	12,06 F / kWh
<b>25.02.2016</b>	<b>Arrêté n° 204 CM</b>	<b>10,00 F /kWh</b>

En raison de la carence du concédant, aucune des actualisations tarifaires contractuellement dues n'a fait l'objet depuis le 25 février 2016 d'un arrêté du conseil des ministres.

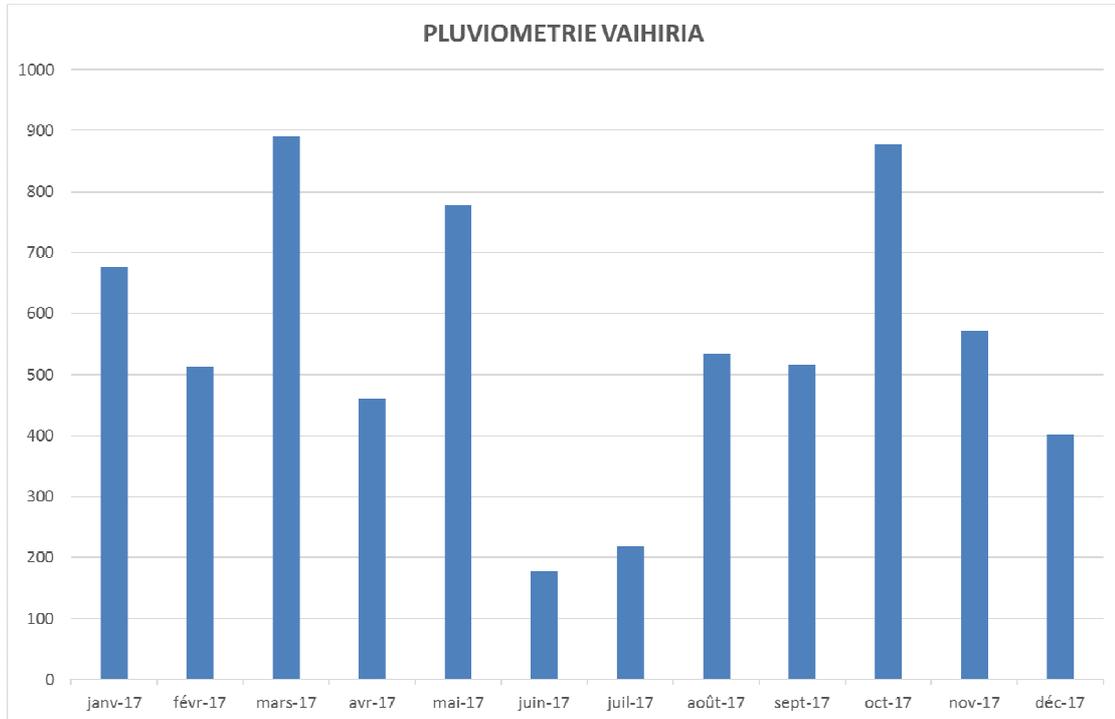
Si pour sa part, l'entreprise a bien facturé son énergie au prix « publié » elle a comptabilisé des « avoirs à établir » de sorte à ce que son chiffre d'affaires, correspondent aux produits qui lui sont contractuellement dus à savoir :

Tarifs de l'avenant N°3 de 12/2015	10,00
restitution taxe foncière	-0,25
actualisation au 01/03/2016	0,01
Tarif au 01/03/2016	9,76
actualisation au 01/03/2017	0,02
Tarif au 01/03/2017	9,78
baisse liée à la refacturation des pertes de transport	-0,29
Tarif au 01/09/2017	9,49

## 3.2 PRODUCTION VENDUE ET CHIFFRE D’AFFAIRES CORRESPONDANT

### 3.2.1 Pluviométrie

La pluviométrie est restée élevée les 5 premiers mois de l’année. Nous avons ensuite connu une période très sèche en juin avant un retour à des conditions plus pluvieuse en aout. A noter un mois d’octobre record et un mois de décembre un peu bas.



Graphique de pluviométrie

### 3.2.2 Disponibilité des ouvrages

La centrale Vaihiria 1 fait sa meilleure année suite à la modernisation en 2016.

La disponibilité de la vallée est restée excellente, à 99,9 % (hors arrêts programmés).

Vaihiria 1	99,8%	99,9%
Vaihiria 2	99,8%	
Vaihiria 3	100,0%	

### 3.2.3 Production brute d'hydroélectricité (en KWh)

DEPUIS LA MISE EN EXPLOITATION DES OUVRAGES

(Sortie alternateurs)

	VAIHIRIA 1	VAIHIRIA 2	VAIHIRIA 3	Vallée VAIHIRIA
1981				
1982				
1983		7 489 400		7 489 400
1984		5 922 000		5 922 000
1985		6 926 900	3 127 500	10 054 400
1986	7 545 700	6 127 100	4 781 500	18 454 300
1987	7 357 900	5 509 000	2 354 400	15 221 300
1988	9 645 800	7 331 500	3 083 800	20 061 100
1989	7 417 600	5 758 800	3 432 000	16 608 400
1990	9 451 400	6 908 700	4 307 600	20 667 700
1991	7 297 800	5 968 700	3 194 500	16 461 000
1992	8 406 520	6 251 900	2 890 800	17 549 220
1993	8 579 900	5 895 400	3 143 200	17 618 500
1994	8 000 600	5 591 900	2 538 300	16 130 800
1995	8 253 600	6 246 800	3 215 700	17 716 100
1996	6 338 900	5 666 200	2 902 900	14 908 000
1997	8 029 500	6 625 200	3 519 800	18 174 500
1998	9 922 000	7 385 400	3 133 500	20 440 900
1999	6 562 800	4 917 400	2 529 300	14 009 500
2000	7 389 700	5 351 100	3 006 900	15 747 700
2001	7 155 200	5 197 100	2 548 800	14 901 100
2002	5 169 340	4 182 470	1 818 000	11 169 810
2003	4 685 630	4 031 380	2 068 071	10 785 081
2004	6 437 340	4 714 550	2 957 790	14 109 680
2005	6 206 370	5 240 430	1 381 332	12 828 132
2006	8 437 960	6 298 700	2 198 289	16 934 949
2007	8 406 830	5 701 770	3 435 949	17 544 549
2008	6 739 600	6 643 300	3 686 230	17 069 130
2009	6 962 497	6 795 416	3 735 739	17 493 652
2010	10 230 070	8 922 270	6 175 759	25 328 099
2011	7 229 882	7 697 235	4 881 472	19 808 589
2012	8 307 189	7 274 182	4 389 175	19 970 546
2013	6 802 415	6 749 783	4 735 942	18 288 140
2014	8 322 140	6 491 888	3 779 733	18 593 761
2015	8 297 199	6 702 052	4 112 873	19 112 124
2016	9 197 850	7 792 278	4 240 701	21 230 829
2017	10 857 750	7 605 011	3 980 523	22 443 285
<b>moy réelle à 2017</b>	<b>7 801 406</b>	<b>6 283 235</b>	<b>3 372 366</b>	<b>17 457 006</b>
<b>Ecart / Moyenne</b>	<b>39%</b>	<b>21%</b>	<b>18%</b>	<b>29%</b>

La production de l'exercice est inférieure sur la concession de +29 % à la moyenne historique avec 22.4 GWh de produit sur l'année par rapport à 17.4 GWh depuis l'origine. A noter que la production annuelle 2017 est supérieure de 37 % par rapport à la valeur contractuelle de 16.4 GWh.

### 3.2.4 Production « vendue »

Sur l'exercice et en raison de la consommation des auxiliaires des centrales la production vendue s'élève à **21 941 093 KWh**.

	Tarifs Janv - Fev	Tarif Mars - Aout	Tarifs Sept - Dec	2017
brute (sortie alternateur)				22 443 285 kWh
consommation des auxiliaires				-502 192 kWh
vendue	4 249 080 XPF	9 113 662 XPF	8 578 351 kWh	21 941 093 kWh

### 3.2.5 Chiffre d'affaires

#### 3.2.5.1 Prise en charge temporaire des pertes de transport

Par application de l'avenant du 29 décembre 2015 au cahier des charges de la concession, le chiffre d'affaires comptabilisé jusqu'au 1er septembre 2017 a été réduit par l'émission d'avoirs au bénéfice de la TEP.

Au 1er septembre, en raison de l'entrée en vigueur de la seconde augmentation du tarif TEP sur l'exercice (+40% au total) et en conformité avec les engagements pris avec la Polynésie, Marama Nui a mis fin à l'émission de ses avoirs de sorte à faire à nouveau supporter par la TEP ses pertes liées au transport.

A compter du 1er septembre 2017, l'avantage procuré par l'arrêt de l'émission de ces avoirs a été répercuté au bénéfice des usagers par réduction à due concurrence du tarif de vente de l'énergie hydroélectrique.

#### Avenant 2 du 29 décembre 2015 article 11 : Pertes de transport

*Les Parties rappellent qu'historiquement, et conformément à la logique métier qui prévoit une incitation de l'opérateur de transport à l'optimisation de ses réseaux, les sociétés MARAMA NUI et Transport d'Electricité en Polynésie (TEP) sont liées par un contrat, suivant lequel la seconde rembourse à la première les pertes subies par son énergie au cours de son transit sur le réseau de transport haute tension de Tahiti.*

*A la demande de la Polynésie française, et dans le cadre d'un accord global entre les professionnels du secteur, MARAMA NUI accepte d'assumer financièrement et à titre temporaire les pertes subies par sa production électrique sur le réseau de transport de la TEP, le temps qu'une augmentation du tarif de transport de l'énergie électrique en haute tension permette à cette dernière d'assumer elle-même les pertes intervenues sur son réseau.*

*A ce titre, les factures mensuelles de pertes émises par MARAMA NUI dans le cadre du contrat en cours, feront l'objet d'un avoir de montant équivalent, tant que le présent engagement sera en vigueur.*

*Le deuxième alinéa du présent article prend effet à la date d'entrée en vigueur du présent avenant. Il restera en vigueur jusqu'au jour où les pertes de transport seront à nouveau assumées par la TEP. Dès la fin du mécanisme temporaire prévu au deuxième alinéa, le tarif du kWh défini à l'article 16 du Cahier des Charges sera diminué de plein droit, à due concurrence de l'impact correspondant.*

*L'engagement de MARAMA NUI au titre du deuxième alinéa du présent article est conditionné par le maintien en vigueur des articles 16, 23, 26-1 et 27 du cahier des charges dans leur rédaction issue du présent avenant. Toute résiliation ou résolution, amiable ou judiciaire de l'un desdits articles, ou toute modification, met fin dans les mêmes conditions au dit alinéa.*

### 3.2.5.2 Chiffre d'affaires

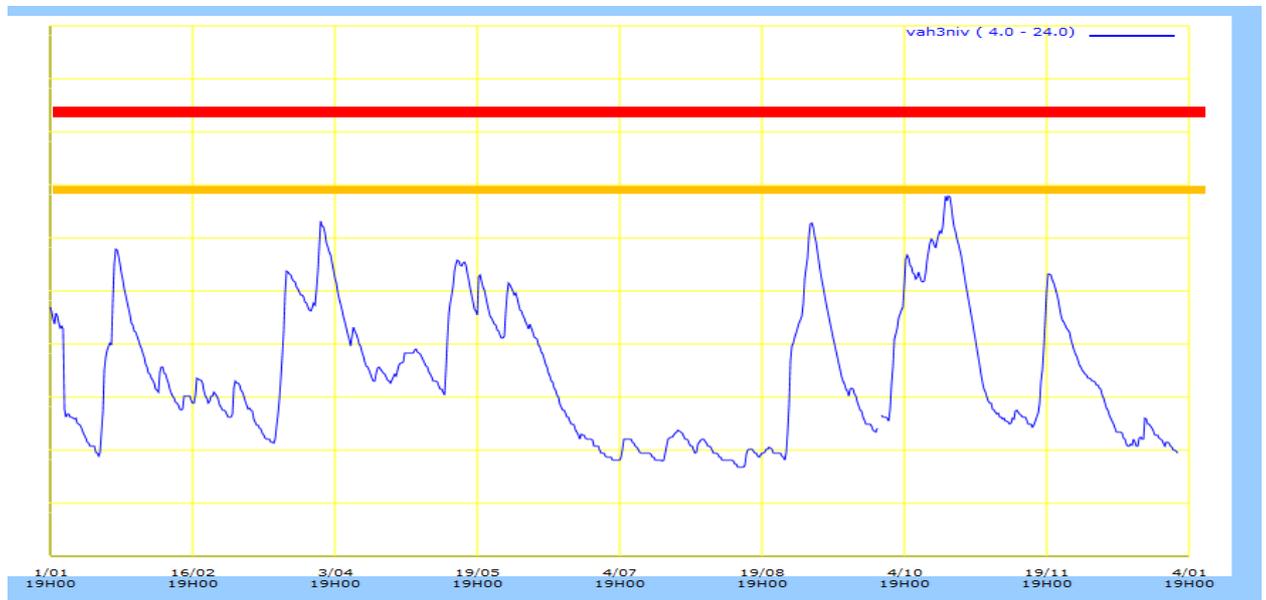
Par application du tarif contractuellement dû aux volumes vendus, traitement des écarts de volume avec la production contractuelle, et prise en charge temporaire des pertes de transport le chiffre d'affaires ressort à **178 610 042 XPF**

	Tarifs Janv - Fev	Tarif Mars - Aout	Tarifs Sept - Dec	2017
Production vendue	4 249 080 XPF	9 113 662 XPF	8 578 351 kWh	21 941 093 kWh
Tarif de vente du kWh	9,76 XPF	9,78 XPF	9,49 XPF	9,67 XPF
Vente à EDT	41 428 530 XPF	89 131 614 XPF	79 054 651 XPF	209 614 796 XPF
Vente à la TEP			2 480 400 XPF	2 480 400 XPF
<b>Chiffre affaires énergie</b>	<b>41 428 530 XPF</b>	<b>89 131 614 XPF</b>	<b>81 535 051 XPF</b>	<b>212 095 196 XPF</b>
Ecart sur prévisionnel (Art.16.2)				-33 485 154 XPF
<b>Chiffre affaires Net énergie</b>				<b>178 610 042 XPF</b>

### 3.3 BILAN D'EXPLOITATION

#### 3.3.1 Incidents majeurs

Aucun incident n'est survenu sur la vallée de Vaihiria, la cote de préalerte du lac de 18 m Vaihiria n'a jamais été atteinte.



Niveau du lac Vaihiria au cours de l'année 2017 en mètres

#### 3.3.2 Actions Sécurité Environnement

##### *Pêche de sauvegarde et repeuplement du lac Vaihiria*

Une pêche de sauvegarde a été réalisée dans le canal de fuite de la centrale de Vaihiria 1 avant les travaux de modernisation. Quelques 500 anguilles juvéniles ont été transférées vers le lac Vaihiria.





### **3.3.3 Contrats pluriannuels de prestation**

Les contrats suivants sont actifs sur la vallée en 2017 :

Elagage des sites :	1 322 160 XPF/an HT
Suivi des barrages et des grilles :	610 116 XPF/an HT
Nettoyage des centrales :	333 332 XPF/an HT



## **4 - DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES**

4.1 Principe de la comptabilité appropriée

4.2 Méthodologie et clés de répartition analytique

4.3 Les comptes de la concession

La comptabilité appropriée a été mise en place par arrêté 2100 CM du 17 décembre 2016 et s'applique à toute personne physique ou morale titulaire d'une délégation de service public du secteur de l'énergie en Polynésie française avec un effet rétroactif sur les comptes de 2015.

Les comptes y sont présentés par type de dépenses (vente, maintenance, conduite et fonctionnement ....)

#### **4.1 PRINCIPES DE LA COMPTABILITE APPROPRIEE**

- 1) La séparation des activités
- 2) La séparation des services délégués
- 3) Le principe du coût réel constaté
- 4) Le principe de la prééminence de l'imputation directe
- 5) La non compensation des produits et des charges dans la présentation de l'information financière
- 6) La justification du périmètre de charges
- 7) La permanence des méthodes
- 8) Le principe de détermination des charges économiques calculées
- 9) Les opérations effectuées avec les parties liées
- 10) L'identification des contrats à long terme
- 11) Distinction entre coûts récurrents et coûts non récurrents au sein des activités concernées
- 12) Objectivation de la marge du délégataire par concession et activité
- 13) Principe d'ajustement du revenu prévisionnel sur le revenu réalisé
- 14) Ajustement suite à une remise en cause par l'autorité concédante des coûts présentés

##### **1.1) – La séparation des activités**

Marama Nui possède une seule activité, celle de la fourniture d'hydroélectricité

##### **1.2) – La séparation des services délégués**

Un compte de Résultat et un Bilan spécifiques sont présentés pour chaque concession de Marama Nui

Comptablement les dépenses engagées au bénéfice d'une concession y sont toujours directement affectées.

##### **1.3) – Le principe du coût réel constaté**

Certaines dépenses comme la main d'œuvre, non directement affectables, font l'objet d'une répartition en fonction des temps passés tel que pratiqué pour l'exploitation déléguée MN/EDT.

##### **1.4) – La prééminence de l'imputation directe**

Dans la mesure du possible, toutes les commandes spécifiques à des concessions sont en imputation directe. Certains postes non imputables directement font l'objet d'une répartition notamment la prestation déléguée, etc ...



### 1.5) – La non compensation des produits et des charges

A ce titre, les lignes de produit sont identifiées dans le compte de résultat

### 1.6) – La justification du périmètre de charges

Non applicable car Marama Nui possède une seule activité, la production d'hydroélectricité.

### 1.7) – La permanence des méthodes

La mise en œuvre d'une nouvelle méthode « économique de calcul des charges d'amortissement a nécessité l'ajout des lignes suivantes :

- Amortissements concédés
- Passif de renouvellement
- Reprise lissée caducité
- Reprise lissée provision pour risques et charges

Les reclassements et impacts sont précisés en commentaire des comptes de bilan et de résultat

### 1.8) – Le principe de détermination des charges économiquement calculées

Le concessionnaire a mis en place sur 2017 une méthode de comptabilisation « susceptibles de satisfaire à une présentation économique des coûts de la ou des activités » de la concession :

- Elle répond aux exigences de retraitement de la « comptabilité appropriée »
- Elle consiste à « amortir » sur la durée résiduelle de la concession à la fois la valeur non amortie des biens gérés et de « provisionner » sur la même durée ses coûts prévisionnels de renouvellement.
- Elle permet pour un patrimoine géré constant, d'avoir une charge globale d'amortissement constante sur toute la durée de la concession.

### 1.9) - Les opérations effectuées avec les parties liées

Une entreprise est considérée comme liée à une autre lorsqu'elle est susceptible d'être incluse par intégration globale dans un même ensemble consolidable.

Pour l'année 2017, le tableau suivant présente les montants pour les parties liées.

Libellé	Description	Total Concession
Engie Services	travaux sous traité : réseaux et facility Management	28 383 803
Polydiesel	travaux Sous traités: Production	67 460

### 1.10) L'identification des contrats à long terme

Cf. paragraphe 6 :

ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUITE DU SERVICE PUBLIC



### **1.11) Distinction entre coûts récurrents et coûts non récurrents au sein des activités concernées**

Les coûts non récurrents sont mentionnés sous une rubrique spécifique

### **1.12) Objectivation de la marge du délégataire par concession et activité.**

Le Résultat Net est présenté pour chaque concession

### **1.13) Principe d'ajustement du revenu prévisionnel sur le revenu réalisé**

Les avenants prévoient le traitement suivant des écarts par rapport au prévisionnel :

Les écarts en plus ou en moins mesurés à installations constantes, entre le nombre de kWh vendus et celui figurant au Compte d'Exploitation Prévisionnel de la société concessionnaire, sont valorisés chaque année au tarif en vigueur. 66 % de leur valeur sont portés au compte courant du concédant, les 34% restant sont conservés en résultat, ils représentent l'intéressement du concessionnaire, en plus ou en moins, à la pluviométrie et au bon fonctionnement des ouvrages.

Si le cumul de ces écarts sur plusieurs années dépasse 50% du Chiffre d'Affaires prévisionnel de la concession, sa valeur est prise en compte de façon lissée dans la détermination des tarifs des 5 années suivantes.

En fin de concession, l'écart cumulé résiduel positif reviendra au concédant, l'écart résiduel négatif sera pris en charge par le concessionnaire

### **1.14) Ajustement suite à une remise en cause par l'autorité concédante des coûts présentés**

N/A

## **4.2 METHODOLOGIE ET CLES DE REPARTITION ANALYTIQUE**

Un bilan et un compte de résultat analytique sont établis annuellement pour chacune des concessions.

L'affectation des postes de bilan, des produits et des charges par concession s'effectue :

- soit par imputation directe lorsque le poste concerné est directement affectable à une concession,
- soit en recourant à des clés de répartition pour les sections analytiques communes ou indirectes.

### Actif

- Les immobilisations concédées (barrages, pistes, conduites, centrales) représentent près de 80 % de l'actif en valeur brute, et sont imputées de façon directe dans chacune des concessions auxquelles elles se rapportent. Il est de même pour les amortissements techniques correspondants.
  
- Les autres postes de l'actif sont répartis par concession selon les modalités suivantes :
  - Au prorata de la production moyenne de kWh, pour les postes :
    - Autres immobilisations (privées, concédées communes, incorporelles, financières)  
A noter que sur 2015, l'affectation des immobilisations concédées aux concessions a été améliorée sur la Papenoo entre la Haute et la Moyenne Papenoo réduisant d'autant le besoin de répartition
    - Avances et acomptes versés
    - Charges constatées d'avance
  
  - Au prorata de la valeur brute des immobilisations concédées, pour les postes :
    - Stocks et provisions s'y rapportant
  
  - Au prorata des ventes de kWh, pour les postes :
    - Clients et Autres créances

### Passif

- Les « capitaux propres » enregistrés en Hors concession sont constitués par le capital social, les réserves, les reports à nouveau et le résultat de l'activité Hors concession.
  
- Les résultats dégagés par concession (bénéfices ou pertes) sont inscrits dans la rubrique des « capitaux propres » de chaque concession au cours de l'exercice de réalisation, puis font l'objet l'année suivante d'une affectation au poste Report à nouveau, figurant en Hors concession.
  
- Sont imputés directement sur leurs concessions d'appartenance
  - Provisions pour risques et charges (caducité, provision pour renouvellement, remise en état)
  - Emprunts bancaires
  
- Les autres postes du passif sont répartis par concession selon les modalités suivantes :
  - Au prorata des achats et charges externes pour le poste :
    - Fournisseurs
  
  - Au prorata de la production moyenne de kWh, pour les postes :
    - Dettes fiscales et sociales
    - Autres dettes
    - Produits constatés d'avance

**La différence apparaissant au niveau du bilan de la concession entre ses actifs et ses passifs constitue une situation de trésorerie (excédent ou besoin) portée dans la rubrique « Compte Courant du concessionnaire ».**

## Compte de résultat

- **La production** d'hydroélectricité est suivie par centrale, permettant ainsi d'affecter directement les ventes d'énergie par concession et les pertes de transport.
- **Les coûts de maintenance et de conduite** font principalement l'objet d'une affectation directe par concession ou, à défaut, d'une répartition en fonction des temps passés tel que pratiqué pour l'exploitation déléguée MN/EDT.
- **L'amortissement des actifs de concession** : Ces charges sont affectées directement par concession.
- Les impôts et taxes correspondent à la contribution des patentes dont la répartition est effectuée en référence à la valeur brute des immobilisations de concession.
- Les coûts de structure, ou frais généraux et administratifs, sont répartis par concession en fonction de la production moyenne de kWh.
- Les éléments financiers sont essentiellement composés des intérêts sur emprunt, et des intérêts sur compte courant du concessionnaire calculés au taux moyen Euribor 3 mois :
  - Trésorerie positive : le produit financier est calculé au taux Euribor
  - Trésorerie négative : la charge financière est calculée au taux Euribor + 0,75.

Lorsque l'Euribor est négatif, il est retenu pour la valeur 0.

La contrepartie des intérêts ainsi calculés, et affectés à chaque concession, est inscrite dans la rubrique « résultat financier » en Hors concession.

- L'impôt sur les sociétés et la contribution supplémentaire (ou à défaut l'IMF en cas de déficit) sont calculés sur le résultat de chaque concession, disposant ainsi d'une situation normative des résultats.  
La contrepartie de l'imposition normative est inscrite en Hors Concession dans la rubrique « consolidation des bases fiscales ».

## 4.3 - LES COMPTES DE LA CONCESSION

### 4.3.1 Bilan

ACTIF	VAIHIRIA		
	2017 Concession	2017 social	2016
Immobilisations concédées	1 407 945 625	1 407 945 625	1 448 467 853
Immobilisations privées	105 916 728	105 916 728	59 214 212
Immobilisations financières	4 673 114	4 673 114	3 780 705
Immobilisations en-cours	50 629 309	50 629 309	22 453 143
Avances et acomptes			
Total Immobilisations brutes	1 569 164 776	1 569 164 776	1 533 915 913
Amortissements	-930 568 602	-916 541 544	-891 227 032
Immobilisations nettes	638 596 174	652 623 232	642 688 881
Stock	10 188 193	10 188 193	9 971 018
Provisions de stock	-848 300	-848 300	-610 062
Net	9 339 894	9 339 894	9 360 955
Créances clients	54 896 376	54 896 376	24 132 380
Autres créances	20 245 830	20 245 830	9 712 584
Charges constatées d'avance	248 838	248 838	757 443
Total créances d'exploitation	75 391 044	75 391 044	34 602 407
Provisions créances	-465 446	-465 446	-436 982
Créances nettes	74 925 598	74 925 598	34 165 425
Placement et trésorerie			
<b>Disponibilités ou C/C du concessionnaire</b>	<b>429 325 854</b>	<b>406 229 697</b>	<b>437 126 808</b>
<b>TOTAL ACTIF</b>	<b>1 152 187 519</b>	<b>1 143 118 420</b>	<b>1 123 342 070</b>
<b>PASSIF</b>	<b>VAIHIRIA</b>		
	<b>2017 Concession</b>	<b>2017 social</b>	<b>2016</b>
Capital			
Réserves			
RAN			
RESULTAT	28 857 369	29 308 421	39 047 696
Capitaux propres	28 857 369	29 308 421	39 047 696
Amort caducité, ATO, PRU	508 808 526	508 808 526	601 739 830
Provision pour renouvellement			115 658 171
Passif de renouvellement	15 991 087		
Fonds de maintenance conduites forcées	307 652 557	307 652 557	289 577 699
Autres provisions pour risques et charges	12 084 077	12 084 077	3 455 053
Autres provisions pour risques et charges - Immobilisation	170 831 687	177 302 623	6 500 000
S/T capitaux propres et provisions	1 044 225 303	1 035 156 204	1 055 978 449
<b>C/C du concessionnaire (emprunt)</b>			
Emprunt et dettes			
Fournisseurs	28 663 229	28 663 229	18 781 778
Dettes fiscales et sociales	17 842 190	17 842 190	17 008 757
Autres dettes	61 456 798	61 456 798	27 268 817
PCA			
S/T emprunts et dettes	107 962 217	107 962 217	67 363 621
<b>TOTAL PASSIF</b>	<b>1 152 187 519</b>	<b>1 143 118 420</b>	<b>1 123 342 070</b>

### 4.3.2 Compte de résultat

RESULTAT	VAIHIRIA		
	2017 Concession	2017 social	2016
<b>CA "net" Energie</b>	<b>178 610 032</b>	<b>178 610 032</b>	<b>181 695 677</b>
Ventes hydro (à EDT)	209 614 784	209 614 784	205 438 314
Refacturation Pertes Transport (à TEP)	2 480 402	2 480 402	1 307 334
Ecart sur prévisionnel (Art.16.2)	-33 485 154	-33 485 154	-25 049 971
Production moyenne (de l'origine à 2017)	17 457 006	17 457 006	17 300 534
kWh vendus	21 941 093	21 941 093	20 843 836
Prix de vente moyen du kWh	8,14	8,14	8,72
<b>Maintenance - Conduite exploitation</b>	<b>-59 307 451</b>	<b>-59 307 451</b>	<b>-49 857 012</b>
Achats et charges externes-M	-70 394 833	-70 394 833	-51 791 732
Exploitation Déléguée	-24 322 483	-24 322 483	-35 152 925
Production immobilisée	41 338 873	41 338 873	32 852 898
Provision remise en état / grosses réparations			
Provision Stock	-3 453 130	-3 453 130	4 911 478
Amortissement des biens privés destinés à l'exploitation	-2 253 977	-2 253 977	-925 059
Exceptionnel	-221 900	-221 900	248 328
<b>Amortissement des actifs de concession</b>	<b>-69 624 847</b>	<b>-69 074 784</b>	<b>-64 797 852</b>
AT, Caducité, PR			-36 883 088
Amortissement Concédé	-22 611 319	-31 581 407	
Passif de Renouvellement	-15 991 087	110 092 923	
Reprise lissée caducité	28 267 140	28 267 140	
Reprise Lissée provision pour risque	9 490 649	-105 727 308	
Dot.fonds Conduites forcées	-68 780 230	-68 780 230	-18 074 858
Exceptionnel		-1 345 902	-9 839 906
<b>Impôts et taxes</b>	<b>-2 864 935</b>	<b>-2 864 935</b>	<b>-5 331 036</b>
Patente	-2 013 238	-2 013 238	-1 492 266
Autres	-4 093	-4 093	-4 628
Provision	-847 596	-847 596	-3 833 968
Exceptionnel	-7	-7	-174
<b>Structure</b>	<b>-13 450 406</b>	<b>-13 450 406</b>	<b>-13 008 110</b>
Achats et charges externes	-10 013 400	-10 013 400	-9 421 071
Exploitation Déléguée	-1 448 325	-1 448 325	-2 667 691
Amortissement des biens privés de structure	-747 712	-747 712	-626 532
Provisions	-1 240 969	-1 240 969	-292 816
Autres produits et charges			
Exceptionnel			
<b>Financier</b>	<b>1 829 521</b>	<b>1 829 521</b>	<b>3 361 927</b>
Intérêts sur emprunt bancaire			
Autres produits et charges financières	-1 102 507	-1 102 507	152 741
Rémunération C/C du concessionnaire	2 932 028	2 932 028	3 209 186
<b>Résultat avant impôt</b>	<b>35 191 914</b>	<b>35 741 977</b>	<b>52 063 594</b>
Impôt société	-6 334 545	-6 433 556	-13 015 898
<b>Résultat net - concessions</b>	<b>28 857 369</b>	<b>29 308 421</b>	<b>39 047 696</b>

### **4.3.3 Commentaires sur les comptes**

#### **Bilan**

##### **1 Amortissement**

En 2016 ce poste regroupait l'amortissement des biens sur leur durée de vie de sorte à faire apparaître la Valeur économique de l'ensemble des biens gérés et ce quel que soit leur mode de financement

En 2017 ce poste correspond aux charges d'amortissements comptabilisées par le concessionnaire à savoir pour amener la valeur nette des biens au montant de l'indemnité de reprise s'y rapportant  
Remarque : la valeur économique des biens figure dans le chapitre de ce rapport dédié au patrimoine géré.

**2** Les provisions pour renouvellement antérieurement comptabilisées ont été reprise, une provision pour risque a été dotée à due concurrence, **4** celle-ci est reprise de manière lissée sur la durée résiduelle de la concession.

**3** Le passif de renouvellement regroupe les sommes mises de côté par l'entreprise pour être en mesure de financer la réalisation des plans de renouvellement.

#### **Compte de résultat**

Les écarts entre le résultat « 2017 social » et « 2017 Concession » sont liés à la méthode économique des charges calculée qui lisse sur la durée résiduelle de la concession les charges d'amortissement et de renouvellement à venir.

En résultat sur cette concessions la charge nette d'amortissement passe de -69 MF à -69.6 MF.

## 5 - INFORMATIONS SUR LES BIENS IMMOBILISES

5.1 Variation des immobilisations en concession

5.2 Situation des biens nécessaires à l'exploitation du service public

5.3 Suivi du programme contractuel d'investissements

5.4 Le fonds de maintenance des conduites forcées

5.5 Dépenses de renouvellement

5.5.1 Le besoin de renouvellement

5.5.2 Le réalisé de l'année

5.5.3 Le plan de renouvellement à 3 ans

5.5.4 La dotation de l'exercice

5.6 Dépenses de 1<sup>er</sup> établissement

5.6.1 Le réalisé de l'année

5.6.2 Le programme prévisionnel d'investissement

5.7 Méthode lissée des charges calculées

Indemnité de fin de concession

## 5.1 VARIATION DES IMMOBILISATIONS EN CONCESSION

	2016	Acquisition	Cession	Transfert	2017
	1 448 467 853	13 139 877	- 7 662 105	- 46 000 000	1 407 945 625
Pièces sécurité	-	-	-		-
Bâtiment	72 417 996	-	-		72 417 996
Turbine	189 143 912	13 139 877	- 7 662 105		194 621 684
Elec de Puissance	79 397 153	-	-		79 397 153
Elec de Commande	63 127 118	-	-		63 127 118
Telecom	25 695 659	-	-		25 695 659
Barrage & composants associés	340 679 587	-	-		340 679 587
Pistes & Ponts	131 772 761	-	-		131 772 761
Conduites Forcées	442 414 578	-	-		442 414 578
Appendice	46 803 706	-	-		46 803 706
Autre composant	11 015 383	-	-		11 015 383
Droits incorporels de concession	46 000 000			- 46 000 000	-
	<b>1 448 467 853</b>	<b>13 139 877</b>	<b>- 7 662 105</b>	<b>- 46 000 000</b>	<b>1 407 945 625</b>

Les immobilisations sont comptabilisées au moment de leur mise en service, en l'attente, elles figurent en immobilisations en cours.

## 5.2 SITUATION DES BIENS NECESSAIRES A L'EXPLOITATION DU SERVICE PUBLIC

L'amortissement présenté correspond à un amortissement linéaire sur la durée de vie des biens de sorte à faire apparaître leur valeur nette économique à la date de clôture.

Cet amortissement diffère de celui pratiqué dans les comptes de la concession, lequel permet, pour un patrimoine géré constant l'obtention d'une charge annuelle « d'amortissement » identique sur toute la durée de la concession.

Famille	Composants	Valeur Brute	AT 31/12/2017	VNC 31/12/2017
Autre composant	VAIHIRIA AUTRES C3	5 864 807	5 864 807	-
Autre composant	VAIHIRIA SAHP V3	764 060	419 301	344 759
Autre composant	VAIHIRIA STEB V3	1 664 400	1 204 621	459 779
Autre composant	VAIHIRIA AUTRES C2	2 722 116	2 722 116	-
<b>Total Autre composant</b>		<b>11 015 383</b>	<b>10 210 845</b>	<b>804 538</b>
Barrage & composants associés	VAIHIRIA ETANCHEITE V2	2 497 247	2 497 247	-
Barrage & composants associés	VAIHIRIA CAPTAGE	338 182 340	182 191 727	155 990 613
<b>Total Barrage &amp; composants associés</b>		<b>340 679 587</b>	<b>184 688 974</b>	<b>155 990 613</b>
Bâtiment	VAIHIRIA GENIE CIVIL C3	21 174 315	17 506 472	3 667 843
Bâtiment	VAIHIRIA GENIE CIVIL C1	9 154 999	7 340 835	1 814 164
Bâtiment	VAIHIRIA TOITURE C1	3 132 885	3 132 885	-
Bâtiment	VAIHIRIA TOITURE C3	3 762 015	2 634 013	1 128 002
Bâtiment	VAIHIRIA GENIE CIVIL C2	18 495 775	4 677 113	13 818 662
Bâtiment	VAIHIRIA TOITURE C2	8 178 064	4 135 600	4 042 464
Bâtiment	BLOC SANITAIRE VAIHIRIA1	2 560 000	74 489	2 485 511
Bâtiment	GC SALLE COMMANDE VAIHI1	3 755 000	72 840	3 682 160
Bâtiment	PORTE FACADE SALLE VAIHI1	2 204 943	128 315	2 076 628
<b>Total Bâtiment</b>		<b>72 417 996</b>	<b>39 702 562</b>	<b>32 715 434</b>
Conduites Forcées	VAIHIRIA CONDUITES C2	98 396 627	82 452 730	15 943 897
Conduites Forcées	VAIHIRIA CONDUITES V3	88 499 913	69 960 709	18 539 204
Conduites Forcées	VAIHIRIA CONDUITES C1	255 518 038	195 897 162	59 620 876
<b>Total Conduites Forcées</b>		<b>442 414 578</b>	<b>348 310 601</b>	<b>94 103 977</b>
Appendice	VAIHIRIA VANNES RAMUS V3	1 736 895	1 736 895	-
Appendice	VAIHIRIA PROT CATHODIQUE	4 185 978	2 729 983	1 455 995
Appendice	VAIHIRIA V3 VANNES PIEDS	7 247 524	905 940	6 341 584
Appendice	GRILLE RENOVE VAIHIRIA 1	33 633 309	1 331 319	32 301 990
<b>Total Appendice</b>		<b>46 803 706</b>	<b>6 704 137</b>	<b>40 099 569</b>
Elec de Commande	ARMOIRE AUTOMATIS. VAIHI3	6 625 361	6 625 361	-
Elec de Commande	AUTOMATE VAIHI 3	2 070 425	2 070 425	-
Elec de Commande	PROTECTION VAIHI 3	1 656 340	1 656 340	-
Elec de Commande	CABLAGES VAIHI 3	4 140 851	4 140 851	-
Elec de Commande	REGULATEUR VITESSE VAIHI1	2 545 213	2 545 213	-
Elec de Commande	ARMOIRE AUTOMATIS. VAIHI2	8 178 407	2 757 249	5 421 158
Elec de Commande	AUTOMATE VAIHI 2	2 555 752	2 555 752	-
Elec de Commande	PROTECTION VAIHI 2	2 044 602	2 044 602	-
Elec de Commande	CABLAGES VAIHI 2	5 111 503	1 723 281	3 388 222
Elec de Commande	REGULATEUR TENSION VAIHI3	1 201 807	155 568	1 046 239
Elec de Commande	REGULATEUR TENSION VAIHI2	1 142 238	142 780	999 458
Elec de Commande	ARMOIRE AUTOMATISM VAIHI1	11 013 175	526 185	10 486 990
Elec de Commande	AUTOMATE VAIHIRIA 1	2 198 870	262 643	1 936 227
Elec de Commande	PROTECTIONS VAIHIRIA 1	3 001 512	358 514	2 642 998
Elec de Commande	CABLAGES VAIHIRIA 1	8 783 957	419 678	8 364 279
Elec de Commande	REGULATEUR TENSION VAIHI1	857 105	99 757	757 348
<b>Total Elec de Commande</b>		<b>63 127 118</b>	<b>28 084 199</b>	<b>35 042 919</b>

Famille	Composants	Valeur Brute	AT 31/12/2017	VNC 31/12/2017
Elec de Puissance	VAIHIRIA TRANSF C2	2 585 185	2 266 052	319 133
Elec de Puissance	VAIHIRIA ALTERNATEUR C3	19 623 491	19 623 491	-
Elec de Puissance	VAIHIRIA TRANSF C3	3 449 329	2 851 833	597 496
Elec de Puissance	ARMOIRE PUISSANCE VAIHI 3	4 140 851	4 140 851	-
Elec de Puissance	VAIHIRIA TRANSF C1	5 797 191	4 648 414	1 148 777
Elec de Puissance	VAIHIRIA ALTERNATEUR C2	16 835 226	16 835 226	-
Elec de Puissance	ALTERNATEUR VAIHIRIA 1	14 864 603	11 891 682	2 972 921
Elec de Puissance	ARMOIRE PUISSANCE VAIHI 2	5 111 504	1 723 280	3 388 224
Elec de Puissance	ARMOIRE PUISSANCE VAIHI1	6 989 773	333 956	6 655 817
<b>Total Elec de Puissance</b>		<b>79 397 153</b>	<b>64 314 785</b>	<b>15 082 368</b>
Pistes & Ponts	VAIHIRIA PISTES	75 518 818	40 684 869	34 833 949
Pistes & Ponts	VAIHIRIA PONTLACVERTBETON	4 145 146	2 688 386	1 456 760
Pistes & Ponts	VAIHIRIA PONTLACVERTMETAL	4 655 031	2 937 281	1 717 750
Pistes & Ponts	VAIHIRIA PONTBENETT METAL	8 367 209	4 642 510	3 724 699
Pistes & Ponts	VAIHIRIA PONTBENETT BETON	7 450 713	3 988 526	3 462 187
Pistes & Ponts	VAIHIRIA PONTLACBLEUMETAL	8 367 209	4 642 510	3 724 699
Pistes & Ponts	VAIHIRIA PONTLACBLEUBETON	7 450 713	3 988 526	3 462 187
Pistes & Ponts	VAIHIRIA PONTFUITES METAL	8 367 209	4 642 510	3 724 699
Pistes & Ponts	VAIHIRIA PONTFUITES BETON	7 450 713	3 988 526	3 462 187
<b>Total Pistes &amp; Ponts</b>		<b>131 772 761</b>	<b>72 203 644</b>	<b>59 569 117</b>
Telecom	FAISCEAU HERTZIEN VAIHIRI	25 695 659	9 100 546	16 595 113
<b>Total Telecom</b>		<b>25 695 659</b>	<b>9 100 546</b>	<b>16 595 113</b>
Turbine	VAIHIRIA TURBINE C3	48 204 699	39 854 612	8 350 087
Turbine	VAIHIRIA TURBINE C1	13 433 447	10 771 463	2 661 984
Turbine	VAIHIRIA TURBINE C2	43 480 540	10 995 139	32 485 401
Turbine	VAIHIRIA ROUE C2	17 758 830	8 980 542	8 778 288
Turbine	VAIHIRIA ROUE C1	10 470 818	2 165 424	8 305 394
Turbine	LIGNE ARBRE SUPPOR VAIHI1	35 822 193	2 139 381	33 682 812
Turbine	HYDRAULIQUE VANNES VAIHI1	12 311 280	735 257	11 576 023
Turbine	VAIHIRIA ROUE C3	13 139 877	436 171	12 703 706
<b>Total Turbine</b>		<b>194 621 684</b>	<b>76 077 989</b>	<b>118 543 695</b>
<b>TOTAL VAIHIRIA</b>		<b>1 407 945 625</b>	<b>839 398 282</b>	<b>568 547 343</b>

### **5.3 SUIVI DU PROGRAMME CONTRACTUEL D'INVESTISSEMENTS**

L'aménagement des vallées réalisé par Marama Nui au titre des concessions de forces hydrauliques s'est achevé en 2001, date à laquelle ont été abandonnés les derniers projets de captage non rentables, ou non réalisables au regard de contraintes environnementales.

### **5.4 FONDS DE MAINTENANCE DES CONDUITES FORCEES**

Ce fonds a été mis en place par l'avenant 3 du 29 décembre 2018, il est destiné au financement des opérations de maintenance, de réparation, d'entretien ou de remplacement partiel des conduites sur la durée de la concession

<b>VAIHIRIA</b>					
<b>Année</b>	<b>Années restantes avant fin de la concession</b>	<b>Fonds de maintenance au 1/01/N</b>	<b>Dotation</b>	<b>Reprise</b>	<b>Fonds de maintenance au 31/12/N</b>
2016	19	271 502 841	18 074 858		289 577 699
2017	18	289 577 699	18 074 858		307 652 557

Aucun travaux n'a été imputée sur ces fonds dans l'exercice

### **5.5 DEPENSES DE RENOUVELLEMENT**

Elles portent sur l'ensemble des ouvrages de renouvellement de la concession exception faite des conduites forcées, à savoir :

- Bâtiments
- Turbines
- Electricité de puissance
- Electricité de commande
- Composants renouvelables associés aux barrages
- Appendice
- Ponts

#### **5.5.1 Le besoin de renouvellement**

<b>Variation du besoin de renouvellement sur l'exercice</b>	
<b>reste à faire au 31/12/2016</b>	635 900 382
réalisé	- 13 139 877
réajusté	15 782 457
<b>reste à faire au 31/12/2017</b>	638 542 962

	Total Renouvellement
Bâtiment	84 988 995
Turbine	166 433 551
Elec de Puissance	180 439 593
Elec de Commande	63 001 190
Telecom	64 429 189
Composants associés aux barrages	11 127 895
Ponts	14 273 567
Appendice	18 493 868
Autre composant	35 355 114
	<b>638 542 962</b>

### 5.5.2 Le réalisé de l'année

Comparaison renouvellement réalisé-renouvellement prévu			
	réalisé	valeur de renouvellement prévu	écart
Renouvellement Roue Vaihiria 3:	13 139 877	14 192 941	-7%
	<b>13 139 877</b>	<b>14 192 941</b>	7%

### **Renouvellement des câbles télécommande FH Vaihiria à la centrale Vaihiria 2**

Les câbles de télécommandes ont été complètement renouvelés et une réserve a été rajoutée pour le futur.



Réalisation d'une jonction PEHD tranchée/forage dirigée

### **5.5.3 Le plan de renouvellement à 3 ans**

	2018	2019	2020	Total Renouvellement
Bâtiment				84 988 995
Turbine				166 433 551
Elec de Puissance				180 439 593
Elec de Commande				63 001 190
Telecom				64 429 189
Composants associés aux barrages				11 127 895
Ponts				14 273 567
Appendice				18 493 868
Autre composant				35 355 114
	-	-	-	<b>638 542 962</b>

Aucun travaux de renouvellement n'a été programmé et jugé nécessaire de 2018 à 2020.

### **5.5.4 La dotation de l'exercice**

Elle s'obtient en divisant le reste à doter par le nombre d'années résiduelles de la concession.

Le calcul du reste à doter figure au point 5.7 Méthode relative aux charges calculées § 5.7.3 impact sur l'exercice, il correspond au besoin de renouvellement au 31 décembre N-1, réajusté le cas échéant, diminué de l'indemnité de fin de concession et des dotations déjà comptabilisés.

La dotation de l'exercice s'élève à **16 279 391 XPF**

## **5.4 DEPENSES DE 1er ETABLISSEMENT**

### **5.6.1 Le Réalisé de l'exercice**

Depuis 2007, un important programme de confortement et de sécurisation des barrages a été lancé sur la base d'études menées en collaboration avec les sociétés EDF-DTG et Coyne & Bellier. Le coût de ce programme est évalué à 3 710 millions XPF pour une réalisation qui devrait s'échelonner jusqu'en 2025.

### **5.6.2 Le programme prévisionnel d'investissement**

RAS

## **5.6 METHODE RELATIVE AUX CHARGES CALCULEES**

### **5.7.1 Contexte**

En matière de délégation de services public, le provisionnement des coûts futurs de renouvellement est une obligation, cette dernière est définie aux articles 7 et 24 de la concession « Le concessionnaire est tenu d'établir, d'exploiter, d'entretenir et de renouveler à ses frais les ouvrages faisant partie de la concession, de manière qu'ils soient maintenus en bon état de service »

« le concessionnaire sera tenu de remettre à l'autorité concédante tous les ouvrages et le matériel de la concession en bon état d'entretien »

La méthode de comptabilisation de cette obligation issue du guide comptable des entreprises concessionnaires de 1975 a pour but de sécuriser le maintien au niveau exigé par le service public du potentiel productif des installations concédées ; à cette fin, et par la combinaison des amortissements de caducité, amortissements techniques et provisions pour renouvellement, le concessionnaire doit mettre de côté les ressources financières nécessaires au financement des renouvellements.

Outre sa difficulté de compréhension pour des non professionnels, cette méthode apour inconvénient :

- D'alourdir les charges de début de concession et d'alléger celles de fin de concession.
- De générer dans les comptes de la concession et à chaque révision des plans de renouvellement, des impacts « one shot » importants
- De ne pas donner une vision économique de la rentabilité du contrat sur la période considérée.
- De ne pas être adapté à l'approche par composant des réseaux laquelle est une obligation nouvelle en Polynésie, non applicable en métropole en raison des exclusions du règlement CRC n°2004-06 et notamment celle en faveur des contrats de délégation de service public

Les arrêtés 2099 et 2100 du 17 décembre 2015 relatifs à la comptabilité appropriée, donnent pour obligation au concessionnaire de présenter ses comptes de manière économique et à cette fin §218-3 d'opérer tous retraitements susceptibles de satisfaire à une présentation économique des coûts de la ou des activités.

Sont directement visés par ces arrêtés §218-9, les charges de renouvellements.

*- Les opérateurs sujets à une obligation de maintien au niveau exigé par le service public du potentiel productif des installations peuvent anticiper le surcoût des immobilisations qu'elles jugent devoir renouveler avant le terme du contrat de délégation. Ce surcoût est appréhendé au travers d'une provision pour renouvellement.*

### 5.7.2 Méthode économique des charges calculées

Pour répondre à cette obligation, le concessionnaire a mis en place sur 2017 une méthode de comptabilisation « susceptibles de satisfaire à une présentation économique des coûts de la ou des activités » de la concession :

- Elle consiste à « amortir » sur la durée résiduelle de la concession à la fois la valeur non amortie des biens gérés et de « provisionner » sur la même durée ses coûts prévisionnels de renouvellement.
- Elle permet pour un patrimoine géré constant, d'avoir une charge globale d'amortissement constante sur toute la durée de la concession.

### 5.7.3 Impact sur l'exercice

La nouvelle méthode a été mise en place de manière prospective sans retraitement du passé

Le montant global des investissements au bilan au 31/12/2017, déduction faite des investissements financés par les tiers ou le concédant et de l'indemnité de fin de concession est amorti sur la durée de la concession.

Cette méthode permet l'obtention d'une charge annuelle « économique » dans la mesure où pour un patrimoine géré constant la charge annuelle « d'amortissement » est identique sur toute la durée de la concession. Elle diffère de l'amortissement linéaire des biens sur leur durée de vie (§5.2 patrimoine géré).

Amortissement des biens au bilan	
Vo cloture	1 407 945 625
- IFC biens au bilan cumulé	(161 505 685)
base amortissable	1 246 439 940
doté à l'ouverture	<b>816 824 882 (A)</b>
Amortissement <u>816 824 882</u>	
reste à amortir	429 615 058
nb années restantes	19
dotation exercice	<b>22 611 319 (B)</b>
dotations cumulées	<b>839 436 201 (A) + (B)</b>

Le cout du programme de renouvellement valorisé à date de renouvellement, déduction faite de l'indemnité de fin de concession le cas échéant, des amortissements techniques déjà constitués au 31/12/2016 est lissé sur la durée restante de la concession soit 19 ans au 01/01/2017.

Les provisions de renouvellement antérieurement constituées pour **180 322 336 XPF** ont été reprises et redotées en risques et charges lesquelles sont reprises linéairement sur la durée résiduelle de la concession pour un montant de **9 490 649 XPF**

<b>Détermination du passif de renouvellement</b>		
Besoin évalué 31/12/2016		635 900 382
Ajustement du besoin 2017		15 782 457
IFC Prèvis. sur renouvellement		(342 374 411)
doté à l'ouverture		<b>(A)</b>
	PR	
	PRU	
reste à doter		309 308 428
nb années restantes		19
dotation exercice		16 279 391 <b>(B)</b>
reprises sur trvx renouvellement		(288 304) <b>©</b>
Passif de renouvellement		15 991 087 <b>(A) + (B) + ©</b>

<b>Reprise lissée caducité art LP4</b>		
caducité cpt 229 ouverture		537 075 666 <b>(A)</b>
	Caducité	<u>537 075 666</u>
reprise lissée		(28 267 140) <b>(B)</b>
caducité cpt 229 clôture		508 808 526 <b>(A) + (B)</b>

<b>Reprise lissée Prov risque</b>		
doté à l'ouverture		180 322 336 <b>(A)</b>
	PR	<u>180 322 336</u>
dotation exercice		(9 490 649) <b>(B)</b>
Provision pour risque		170 831 687 <b>(A) + (B)</b>

## 5.8 INDEMNITES DE FIN DE CONCESSION

Au terme de la concession, il sera attribué au concessionnaire une indemnité correspondant à la valeur non amortie des ouvrages figurant au bilan de la concession, pour autant que le concessionnaire ait contribué au financement de ces ouvrages et dans la proportion de sa participation à leur financement. Par exception, les terrains sur lesquels reposent les ouvrages seront remis gratuitement au concédant en fin de concession, et seront de ce fait soumis à un amortissement de caducité linéaire

	IFC prévisionnelle sur biens à renouveler	IFC sur biens existants au bilan au 31/12/2017 et non renouvelables	Total IFC
Pièces sécurité	-	-	-
Bâtiment	55 414 445	9 478 719	64 893 164
Turbine	120 625 132	15 743 114	136 368 245
Elec de Puissance	81 694 911	1 623 575	83 318 487
Elec de Commande	19 762 462	4 598 452	24 360 914
Telecom	29 274 495	-	29 274 495
Barrage & composants associés	4 947 945	62 407 633	67 355 578
Pistes & Ponts	8 589 406	19 415 377	28 004 784
Conduites Forcées	-	31 948 180	31 948 180
Appendice	13 940 206	17 168 489	31 108 695
Autre composant	8 125 409	-	8 125 409
<b>TOTAL VAIHIRIA</b>	<b>342 374 411</b>	<b>162 383 540</b>	<b>504 757 952</b>

## 6 - ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUITE DU SERVICE PUBLIC

### ➤ Etats des engagements à incidence financière

#### 1°) - Convention de gestion déléguée avec la société Electricité de Tahiti (EDT)

Une convention de gestion déléguée pour l'exploitation, la conduite et la maintenance des ouvrages de production hydro-électrique a été conclue entre Marama Nui et EDT en 2006.

A la demande de Marama Nui, les conditions de rémunération de cette prestation sont passées en 2011 d'un mode forfaitaire à une refacturation au franc le franc des dépenses effectivement supportées par l'exploitant délégué.

Seuls les gros travaux dont la maîtrise d'œuvre est confiée à l'exploitant délégué sont refacturés avec l'application sur les coûts directs d'un coefficient destiné à couvrir les charges indirects de production ainsi que les Frais généraux du concessionnaire

#### 2°) - Convention de fourniture d'hydroélectricité

Le contrat de fourniture d'hydroélectricité, signé le 30 novembre 2000 avec la société EDT, s'est poursuivi. Le tarif unique de 12,06 F/kWh a néanmoins été remplacé, au 1<sup>er</sup> mars 2016, par des tarifs différenciés par concessions :

CONCESSION	PRIX DU KWH (en F CFP)
Vaihiria	10

#### 3°) – Accord de puissance garantie

Une convention de puissance garantie a été signée le 3 mai 1999 avec la société EDT. Cette convention a fait l'objet d'un avenant en 2005 portant sur les nouvelles conditions d'application de la puissance garantie hydroélectrique modulée (PGHM) dont la valeur de référence évolue entre 9 MW, 12 MW et 18 MW selon 3 périodes saisonnières.

En cas d'incapacité propre à Marama Nui à fournir la PGHM, des pénalités peuvent être appliquées par EDT dans le cas où :

- EDT n'aurait pas pu, avec ses moyens thermiques disponibles, compenser le déficit de puissance hydroélectrique dans la limite des valeurs de référence de chaque période.
- L'énergie hebdomadaire hydroélectrique déjà utilisée serait inférieure à la valeur de l'énergie minimale potentielle hebdomadaire de la période correspondante.

La pénalité est égale au volume estimé d'énergie non livrée, limitée au maximum à la valeur de l'énergie minimale hebdomadaire correspondante, exprimée en kWh, multiplié par le prix de cession en vigueur du kWh hydroélectrique par Marama Nui à EDT.

La convention a une durée de 5 ans à compter de la date de son approbation par le Ministre en charge de l'énergie, avec renouvellement tacite sauf dénonciation sous préavis de 6 mois.



**4°) Contrat pour la compensation des pertes de transport, avec la société de Transport d’Energie Electrique en Polynésie (T.E.P.)**

Par cette convention conclue le 31 mai 2012, la TEP rembourse à MARAMA NUI les kWh non vendus du fait des pertes en lignes sur le réseau de transport, au tarif réglementé.

Au travers des avenants signés fin décembre 2015 Marama Nui s'est engagé auprès du concédant et a effet au 1er mars 2016, à émettre de façon temporaire et au bénéfice de la TEP des avoirs sur ces facturations. Ces avoirs ont été appliqués pour les mois de mars à décembre 2016.