



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**

FAATAUTIA

**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	22-28
4 Données comptables et financières	29-37
5 Informations sur les biens immobilisés	38-51
6 Engagements nécessaires à la continuité du service public	52-53

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.

1.2 PRINCIPAUX INDICATEURS

		Faatauita	
Techniques	Pluviometrie	mm	5651
	Disponibilité des ouvrages		99,40%
	Production sortie d'alternateurs		
	- exercice	kWh	33 301 391
	- moyenne historique	kWh	28 728 097
	Production vendue		
	- exercice	kWh	32 522 568
- rendement		97,7%	
- contractuelle	kWh	26 936 002	
Financiers	Chiffre d'Affaires Net Energie	k XPF	282 960
	Ecart sur prévisionnel (Art16.2)		
	- valeur du fonds au 31 décembre	k XPF	79 116
	- variation de l'exercice	k XPF	-33 747
	Patrimoine Immobilier	k XPF	2 441 854
	travaux réalisés		
	- Dépenses de renouvellement	k XPF	45 559
	- Dépenses d'améliorant	k XPF	3 771
	Besoin de renouvellement	k XPF	1 540 082
	Fonds de maintenance des conduites forcées		
- valeur du fonds au 31 décembre	k XPF	339 956	
- consommation sur l'exercice	k XPF	68 780	
Indemnité de fin de concession	k XPF	1 281 333	
Developpement durable	Formation		
	- nb d'heures dispensées		0
	Sécurité		
	- nb de visites préventives de sécurité	Toute société	19
	- nb d'AT hors trajet		0
	Environnement		
- économie de fuel en m3		7 547	
- réduction de CO2 en Tonnes		26 241	
- 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

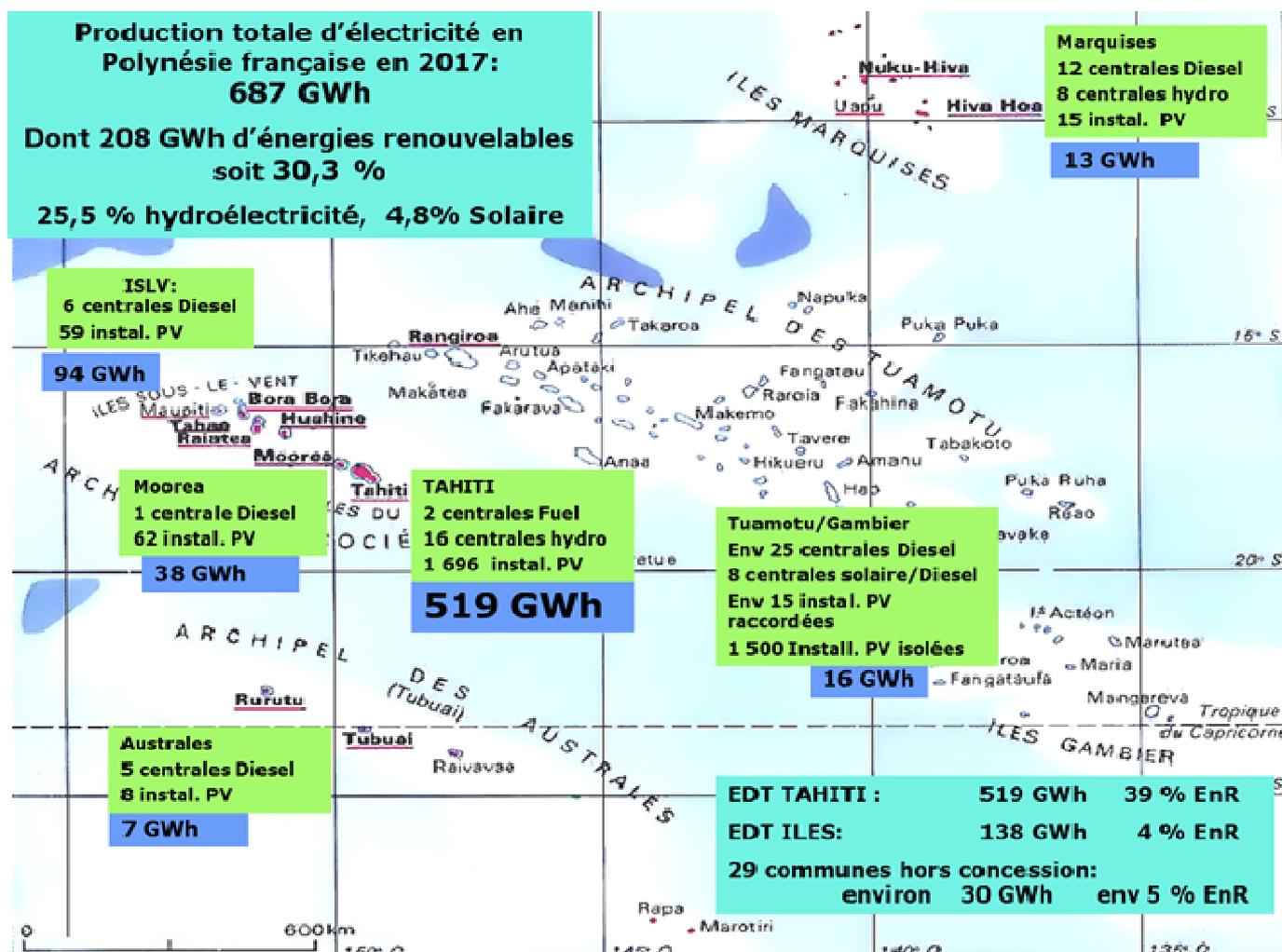
- Présentation
- Atouts
- Organisation locale

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.

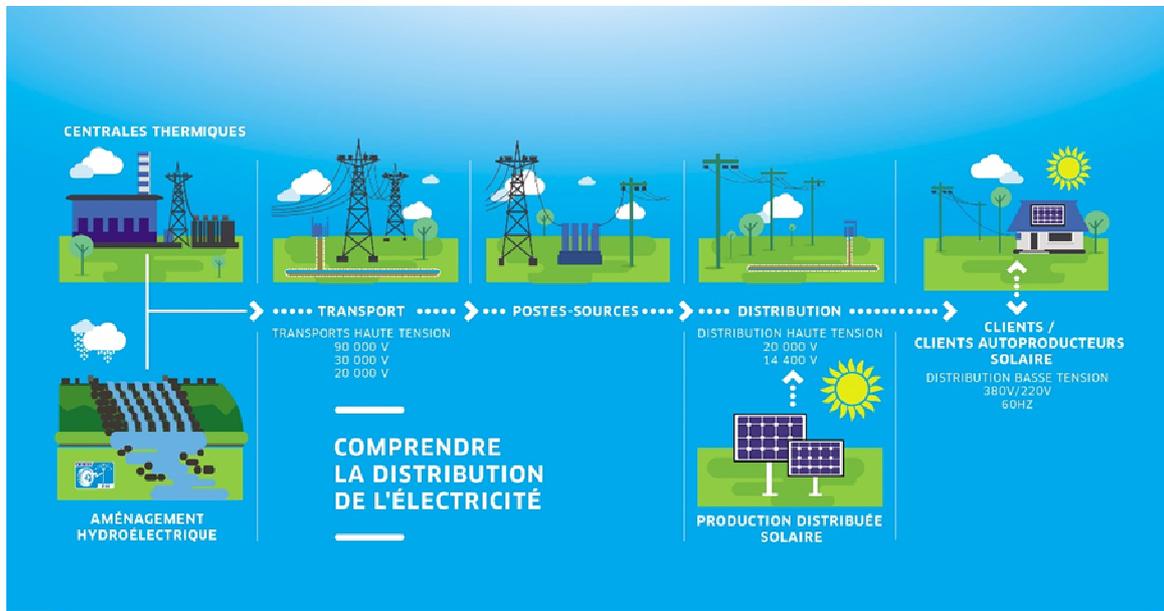
Il n'est pas comparable aux systèmes des grands continents qui sont interconnectés entre eux et bénéficient d'effets d'échelle.

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

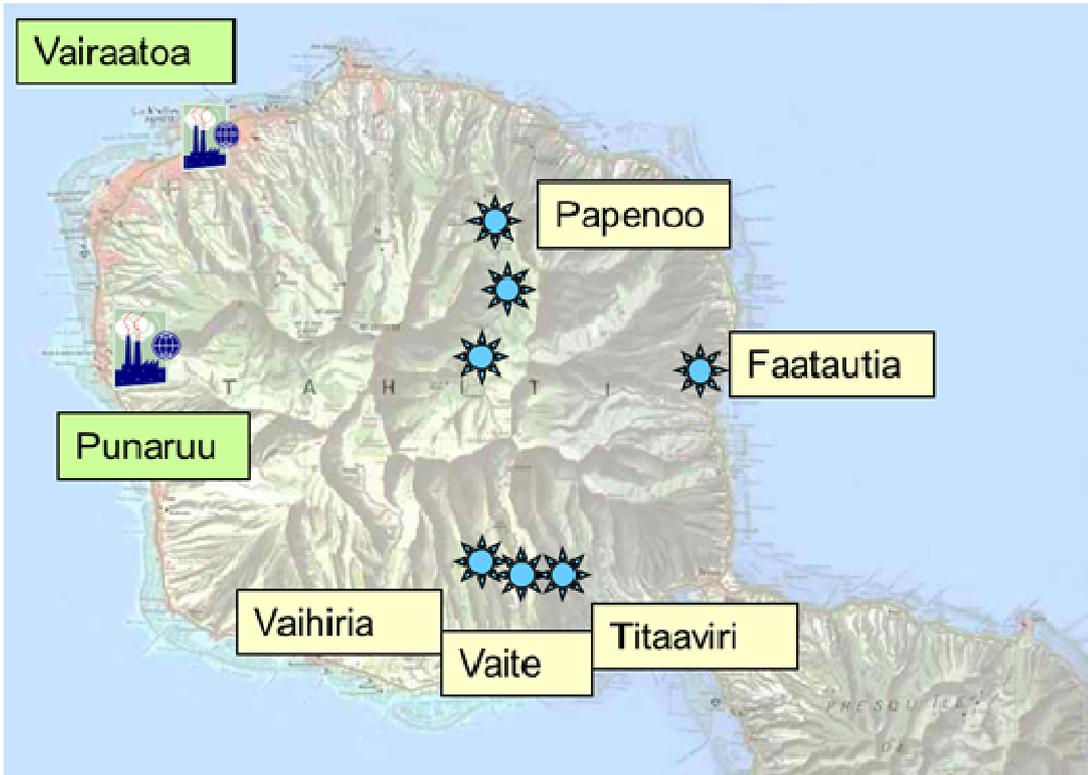
Le système comprend trois activités principales, la production d'électricité, son transport et sa distribution.



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		
2 Centrales thermiques	147,0 MW	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		
16 Centrales hydroélectriques	46,3 MW	172,6 GWh	33,24%
1,727 Installations photovoltaïques:	28,2 MWcrète	11,0 GWh	2,12%
		17,5 GWh	3,37%
Total		519,3 GWh	100,00%



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

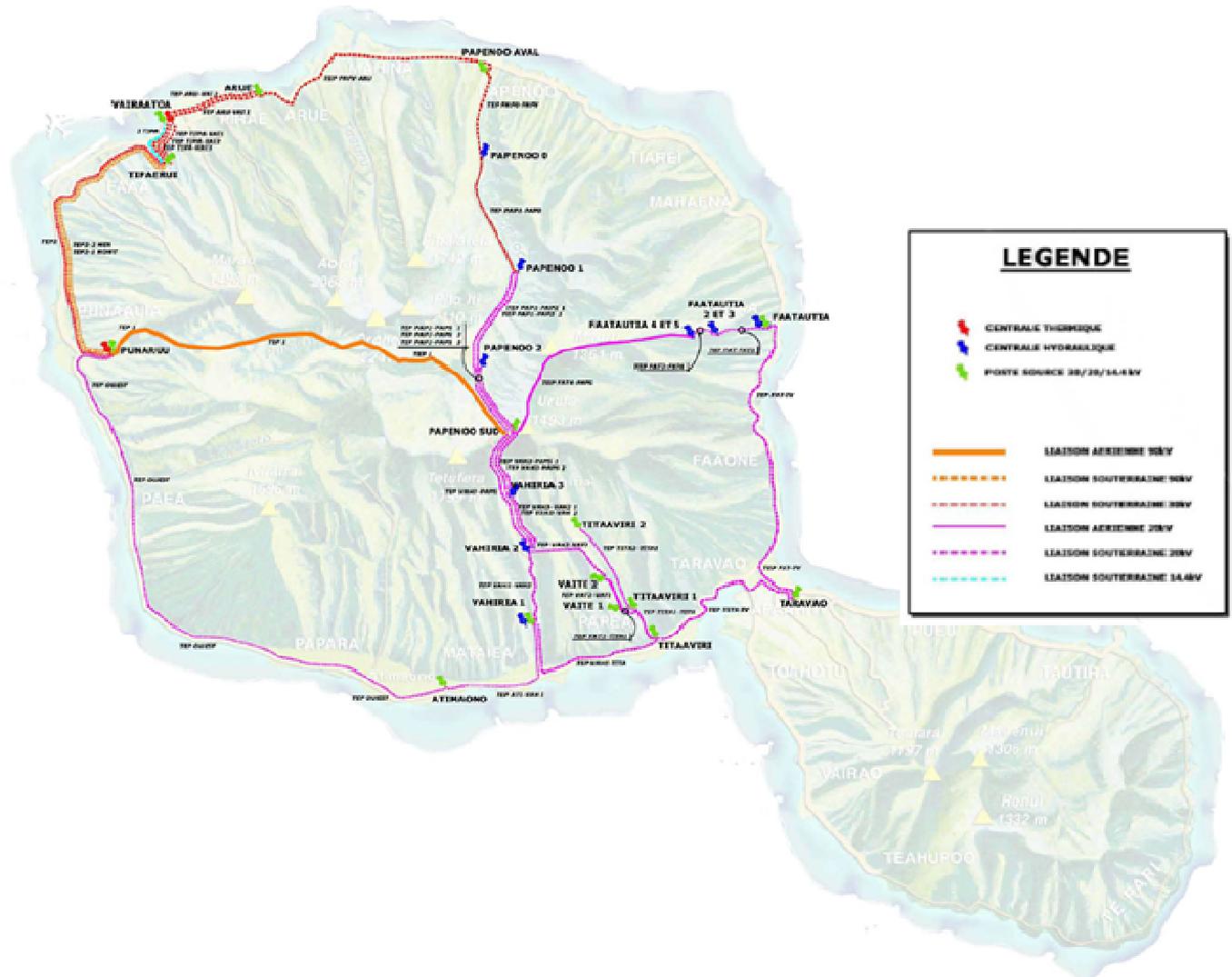
- Le développement des énergies renouvelables pour atteindre 50% en 2020 de la production électrique et 75% en 2030 selon les objectifs du plan de transition énergétique de la Polynésie française.

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.

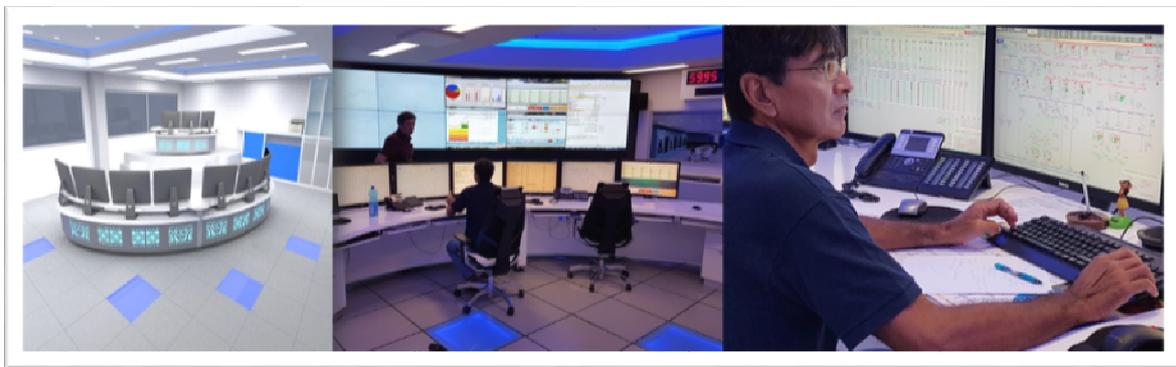
2.1.2.3 La distribution d'électricité

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



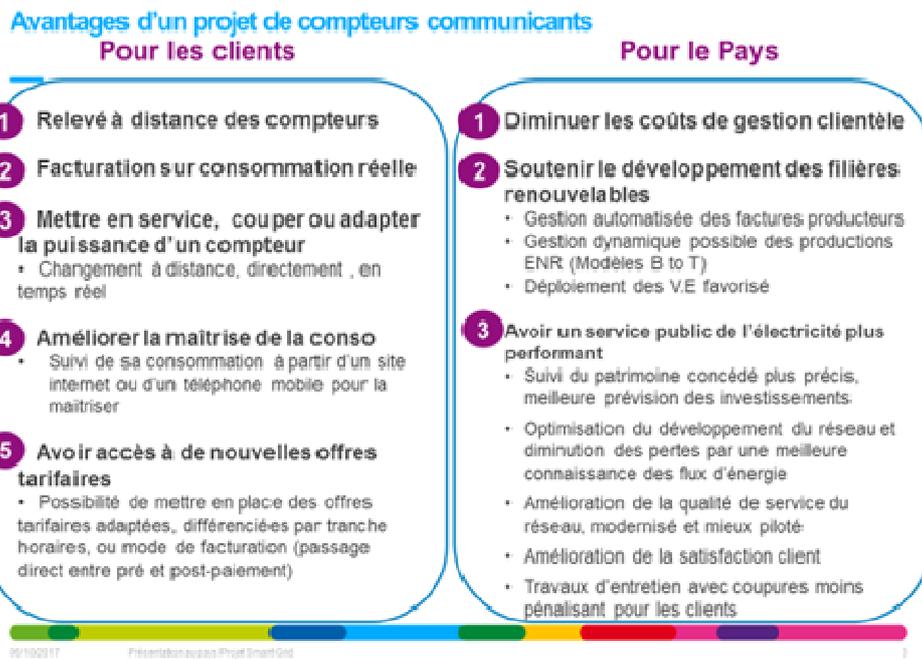
C'est à partir de cette salle que sont réalisés à ce jour :

- 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

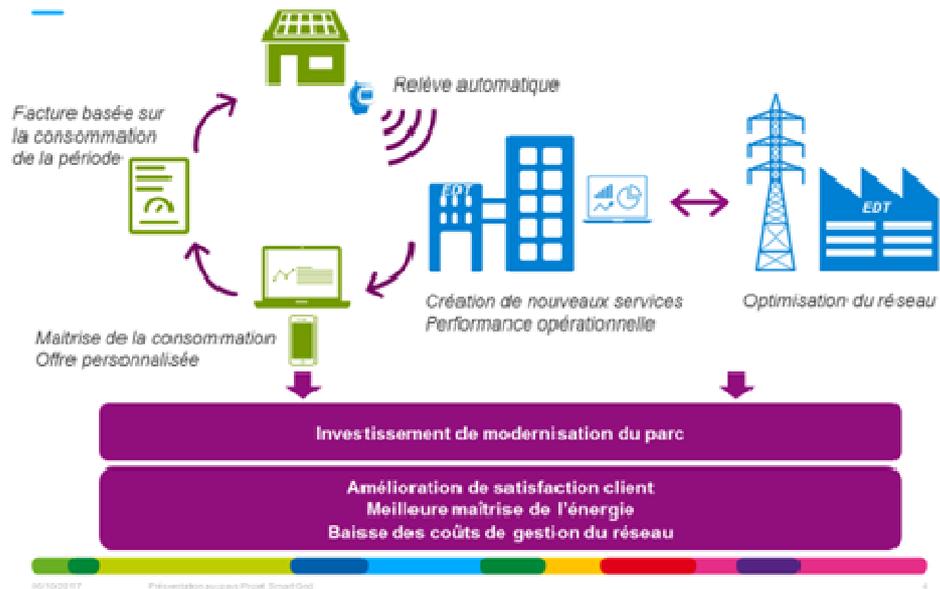
La concession du Secosud délègue à son concessionnaire les missions d'approvisionnement en énergie, de distribution et de gestion de clientèle, elle prend fin le 28 février 2034.

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



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





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.

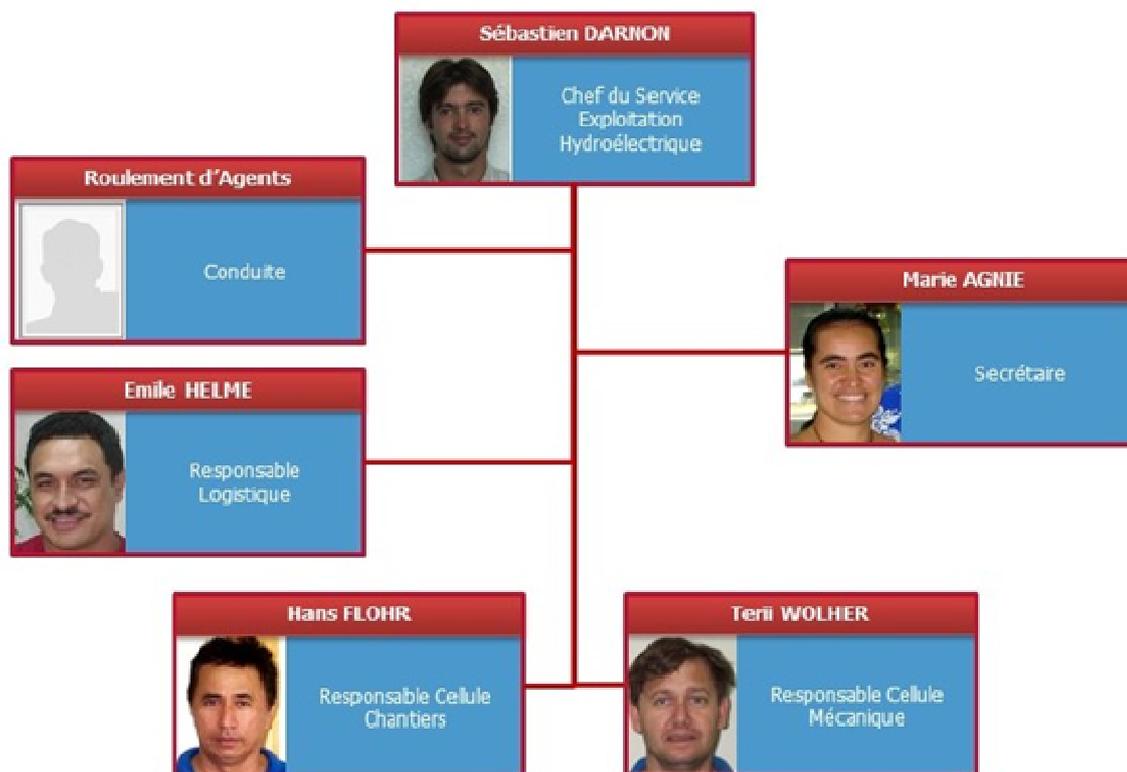
Le pôle services composé des sociétés ENGIE SERVICES et POLYDIESEL est dédié aux activités de services dans les secteurs de la motorisation diesel, des travaux pétroliers, gaz, climatisation, froid, électricité, VRD, élagage, installations hydrauliques, maintenance multi technique et photovoltaïque.

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

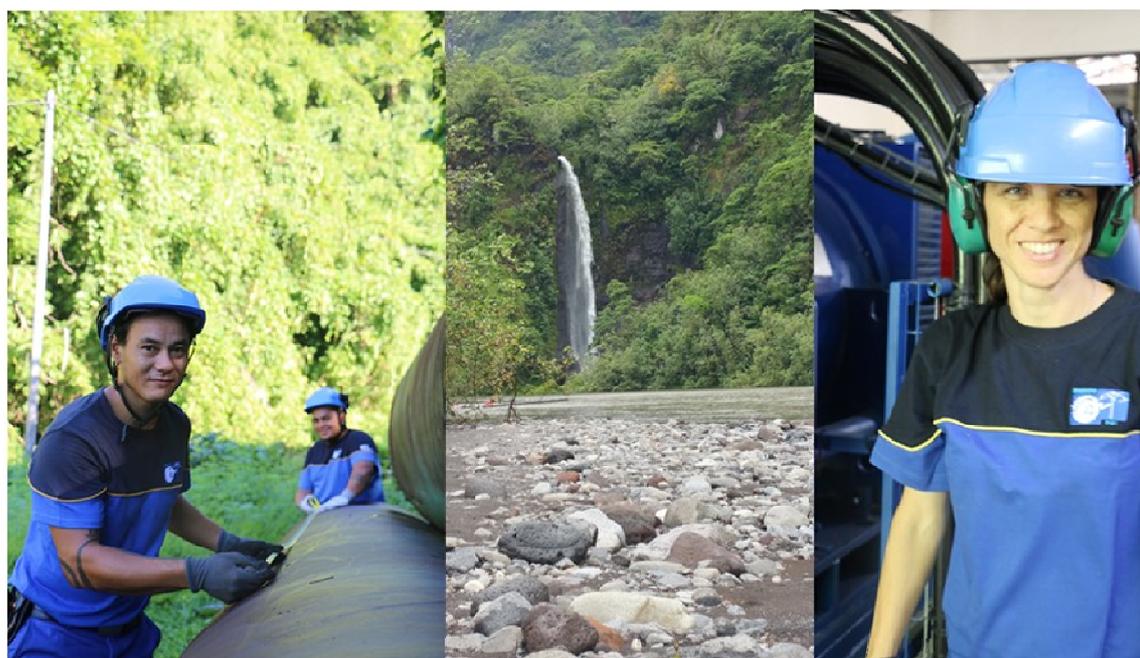
MARAMA NUI est une société anonyme polynésienne créée en 1980, et pionnière en matière de développements hydroélectriques.

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 environs 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

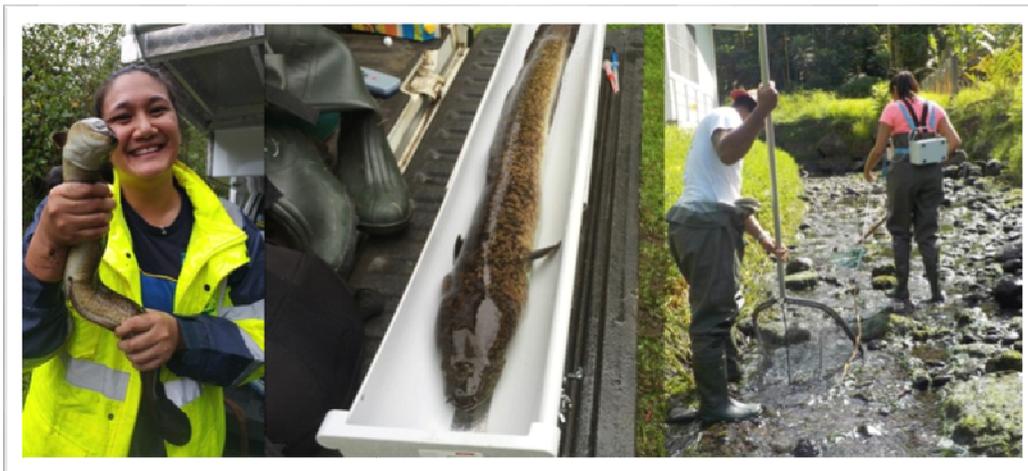
Une énergie propre et locale

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 m³ de fuel environ, et réduit ainsi les émissions dans l'atmosphère de 130.000 tonnes de CO₂ 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'ensemble 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 des plateaux de Hitia'a 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. Elle est aussi parfois appelée concession de Fa'atauti'a, car elle exploite essentiellement le bassin versant de ce cours d'eau.
-
- Un premier avenant, en date du 12 août 1988, a modifié les caractéristiques techniques des installations prévues au cahier des charges initial, et augmenté à 7,540 MWh leur puissance installée.
-
- Un second 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 troisième 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 Hitia'a comprend notamment 3 centrales, dénommées Fa'atauti'a, 1A, Fa'atauti'a, 1B et Fa'atauti'a, 2

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
25.02.2016	Arrêté n° 204 CM	10,10 F /kWh

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.

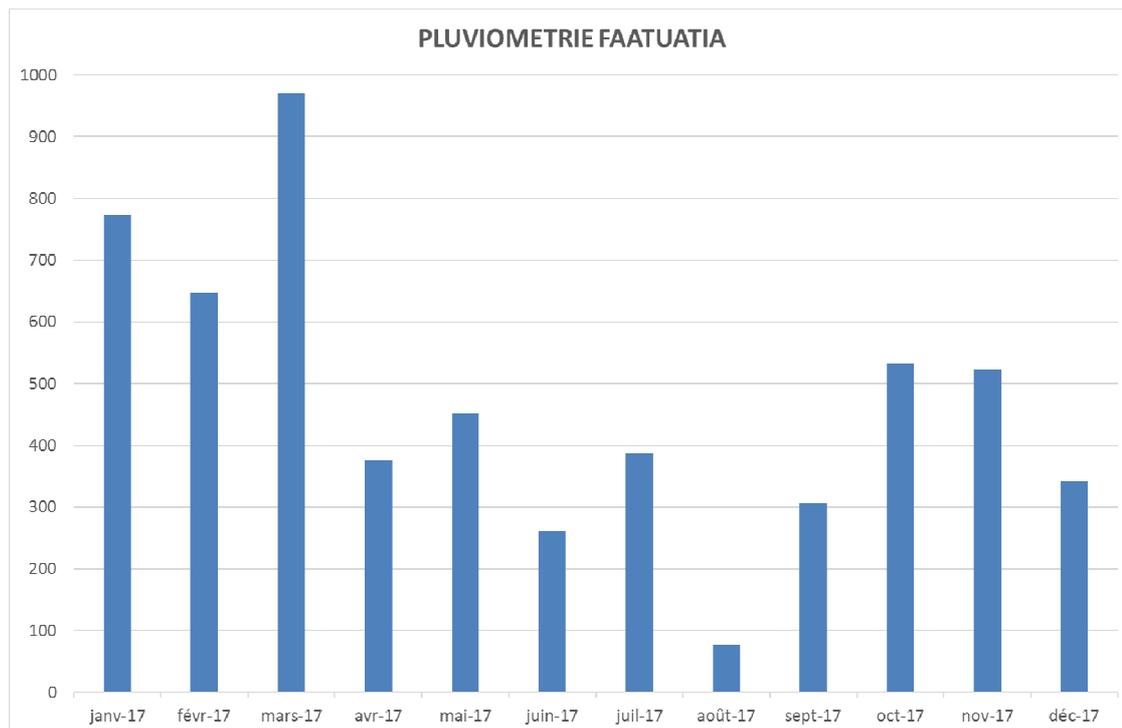
Si pour sa part, l'entreprise a bien facturé son énergie au prix « publié » elle a comptabilisé des « avoirs à établir » de sorte à ce que son chiffre d'affaires, correspondent aux produits qui lui sont contractuellement dus à savoir :

Tarifs de l'avenant N°3 de 12/2015	10,10
restitution taxe foncière	-0,28
actualisation au 01/03/2016	0,00
Tarif au 01/03/2016	9,82
actualisation au 01/03/2017	0,02
Tarif au 01/03/2017	9,84
baisse liée à la refacturation des pertes de transport	-0,29
Tarif au 01/09/2017	9,55

3.2 PRODUCTION VENDUE ET CHIFFRE D'AFFAIRES CORRESPONDANT

3.2.1 Pluviométrie

La pluviométrie est très élevée les 3 premiers mois de l'année. Nous avons ensuite connu une période très sèche en août. Une pluviométrie normale sur la fin de l'année à l'exception du mois de décembre un peu bas.



Graphique de pluviométrie

3.2.2 Disponibilité des ouvrages

La disponibilité de la vallée est restée excellente, à 99,4 % (hors arrêts programmés)

Faatautia 1A	99,0%	99,4%
Faatautia 1B	99,5%	
Faatautia 2	100,0%	

3.2.3 Production brute d'hydroélectricité (en KWh)

DEPUIS LA MISE EN EXPLOITATION DES OUVRAGES

(Sortie alternateurs)

	FAATAUTIA 1	FAATAUTIA 2	FAATAUTIA 3-4-5	Vallée FAATAUTIA
1981				
1982				
1983				
1984				
1985		3 001 100		3 001 100
1986		3 191 000		3 191 000
1987	20 108 600	3 721 300		23 829 900
1988	23 023 000	3 443 300		26 466 300
1989	23 529 500	3 410 000	1 164 960	28 104 460
1990	25 413 300	3 558 200	1 325 180	30 296 680
1991	22 998 200	3 066 714	888 846	26 953 760
1992	26 182 400	3 745 185	1 262 215	31 189 800
1993	20 117 700	2 791 654	1 097 866	24 007 220
1994	19 524 900	2 553 794	916 546	22 995 240
1995	25 086 900	3 560 939	1 120 860	29 768 699
1996	23 925 900	3 275 062	1 040 001	28 240 963
1997	19 046 900	2 596 233	714 859	22 357 992
1998	27 974 000	3 809 451	1 187 599	32 971 050
1999	17 585 600	2 353 461	724 409	20 663 470
2000	22 958 400	3 362 900	932 650	27 253 950
2001	24 276 440	3 494 375	800 405	28 571 220
2002	18 145 970	2 789 385	610 645	21 546 000
2003	19 422 700	3 046 418	638 962	23 108 080
2004	24 694 900	3 577 102	816 658	29 088 660
2005	18 894 760	2 577 309	692 152	22 164 221
2006	23 027 160	3 606 758	1 179 272	27 813 190
2007	26 215 530	3 824 663	1 328 357	31 368 550
2008	23 337 860	3 256 221	1 174 969	27 769 050
2009	24 290 438	3 430 607	1 491 132	29 212 177
2010	33 883 440	5 084 312	1 596 918	40 564 670
2011	26 834 148	3 853 512	1 378 682	32 066 342
2012	24 543 177	3 189 560	955 794	28 688 531
2013	27 062 459	3 705 112	1 103 536	31 871 107
2014	29 521 718	4 138 879	1 327 233	34 987 830
2015	30 069 639	4 078 863	1 268 018	35 416 520
2016	30 852 880	4 069 573	1 484 158	36 406 611
2017	28 193 668	3 745 987	1 361 736	33 301 391
moy réelle à 2017	24 217 490	3 421 483	1 089 125	28 728 097
Ecart / Moyenne	16%	9%	25%	16%

La production de l'exercice est supérieure sur la concession de +16 % à la moyenne historique avec 33.3 GWh de produit sur l'année par rapport à 28.7 GWh depuis l'origine. A noter que la production annuelle 2017 est supérieure de +24 % par rapport à la valeur contractuelle de 26.9 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 **32 522 568 KWh**.

	Tarifs Janv - Fev	Tarif Mars - Aout	Tarifs Sept - Dec	2017
Production brute (sortie alternateur) - Consommation des auxiliaires				33 301 391 kWh -778 823 kWh
Production vendue	5 469 724 kWh	15 355 502 kWh	11 697 342 kWh	32 522 568 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 avoires 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 avoires 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 **282 959 971 XPF**

	Tarifs Janv - Fev	Tarif Mars - Aout	Tarifs Sept - Dec	2017
Production vendue	5 469 724 kWh	15 355 502 kWh	11 697 342 kWh	32 522 568 kWh
Tarif de vente du kWh	9,82 XPF	9,84 XPF	9,55 XPF	9,74 XPF
Vente à EDT	53 712 690 XPF	151 098 140 XPF	108 475 738 XPF	313 286 567 XPF
Vente à la TEP			3 420 123 XPF	3 420 123 XPF
Chiffre affaires énergie	53 712 690 XPF	151 098 140 XPF	111 895 860 XPF	316 706 690 XPF
Ecart sur prévisionnel (Art.16.2)				-33 746 719 XPF
Chiffre affaires Net énergie				282 959 971 XPF



3.3 Bilan d'exploitation

3.3.1 Incidents majeurs

Aucun incident majeur n'a eu lieu sur Faatautia.

3.3.2 Actions Sécurité Environnement

Aucune action n'a été réalisée sur Faatautia en 2017.

3.3.3 Contrats pluriannuels de prestation

Les contrats suivants sont actifs sur la vallée en 2017 :

Elagage des sites :	3 756 596 XPF/an HT
Suivi des barrages et des grilles :	2 033 772 XPF/an HT
Nettoyage des centrales :	333 340 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	2 990 038
Polydiesel	travaux Sous traités: Production	237 156

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 ».

4.3.2 Compte de résultat

RESULTAT	FAATAUTIA		
	2017 Concession	2017 social	2016
CA "net" Energie	282 959 961	282 959 961	310 685 704
Ventes hydro (à EDT)	313 286 558	313 286 558	353 635 259
Refacturation Pertes Transport (à TEP)	3 420 122	3 420 122	2 420 012
Ecart sur prévisionnel (Art.16.2)	-33 746 719	-33 746 719	-45 369 567
Production moyenne (de l'origine à 2017)	28 728 097	28 728 097	28 575 681
kWh vendus	32 522 568	32 522 568	35 556 944
Prix de vente moyen du kWh	8,70	8,70	8,74
Maintenance - Conduite exploitation	-93 346 945	-93 346 945	-37 153 556
Achats et charges externes-M	-296 687 787	-296 687 787	-26 110 009
Exploitation Déléguée	-48 676 411	-48 676 411	-28 770 520
Production immobilisée	266 798 303	266 798 303	16 149 695
Provision remise en état / grosses réparations			
Provision Stock	-7 297 756	-7 297 756	2 940 009
Amortissement des biens privés destinés à l'exploitation	-7 014 336	-7 014 336	-1 511 381
Exceptionnel	-468 957	-468 957	148 649
Amortissement des actifs de concession	-29 634 273	-18 025 287	-109 011 385
AT, Caducité, PR			-74 032 934
Amortissement Concédé	-35 330 332	-41 272 985	
Passif de Renouvellement	-37 684 383	386 549 195	
Reprise lissée caducité	39 436 324	39 436 324	
Reprise Lissée provision pour risque	22 018 975	-384 497 531	
Dot.fonds Conduites forcées	-18 074 857	-18 074 857	-68 780 226
Exceptionnel		-165 433	33 801 775
Impôts et taxes	-5 359 766	-5 359 766	-7 991 805
Patente	-3 957 810	-3 957 810	-3 612 963
Autres	-7 099	-7 099	-8 330
Provision	-1 394 845	-1 394 845	-4 370 530
Exceptionnel	-12	-12	18
Structure	-26 807 805	-26 807 805	-21 474 573
Achats et charges externes	-21 160 440	-21 160 440	-15 560 994
Exploitation Déléguée	-2 383 434	-2 383 434	-4 406 285
Amortissement des biens privés de structure	-1 221 732	-1 221 732	-1 023 642
Provisions	-2 042 199	-2 042 199	-483 651
Autres produits et charges			
Exceptionnel			
Financier	-2 533 507	-2 533 507	783 282
Intérêts sur emprunt bancaire			
Autres produits et charges financières	-1 814 338	-1 814 338	252 285
Rémunération C/C du concessionnaire	-719 169	-719 169	530 997
Résultat avant impôt	125 277 664	136 886 650	135 837 668
Impôt société	-32 077 746	-35 328 262	-35 034 547
Résultat net - concessions	93 199 918	101 558 388	100 803 120



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 -18 MF à - 26.9 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^{er} établissement

5.6.1 Le réalisé de l'année

5.6.2 Le programme prévisionnel d'investissement

5.7 Méthode lissée des charges calculées

5.8 Indemnité de fin de concession

5.1 VARIATION DES IMMOBILISATIONS EN CONCESSION

	2016	Acquisition	Cession	Transfert	2017
	2 607 147 824	49 330 227	- 16 492 471	- 198 131 463	2 441 854 117
Pièces sécurité	15 725 150	-	-		15 725 150
Bâtiment	85 812 215	3 770 734	-		89 582 949
Turbine	222 793 099	4 612 415	-		227 405 514
Elec de Puissance	121 617 516	15 757 504	- 5 066 449		132 308 571
Elec de Commande	51 543 559	17 549 604	- 3 659 856		65 433 307
Telecom	23 743 691	-	-		23 743 691
Barrage & composants associés	1 073 258 462	-	-		1 073 258 462
Pistes & Ponts	200 683 917	-	-		200 683 917
Conduites Forcées	357 994 840	-	-		357 994 840
Appendice	45 849 135	7 639 970	-		53 489 105
Autre composant	209 994 777	-	- 7 766 166		202 228 611
Droits incorporels de concession	198 131 463			- 198 131 463	-
	2 607 147 824	49 330 227	- 16 492 471	- 198 131 463	2 441 854 117

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	FAAT AUTRES AB	18 375 602	18 375 602	-
Autre composant	FAAT POMPAGE ABC	45 789 053	34 341 788	11 447 265
Autre composant	FAAT AUTRES C3	262 317	262 317	-
Autre composant	FAAT AUTRES 4&5	5 620 233	5 620 233	-
Autre composant	FAAT POMPAGE	1 416 234	1 018 655	397 579
Autre composant	FAAT POMPAGE	887 891	620 633	267 258
Autre composant	FAAT CABLES	20 992 307	10 495 404	10 496 903
Autre composant	FAATAUTIA PASSERELLE DU	5 900 000	1 090 297	4 809 703
Autre composant	CLAPETS LAVATUBES FAT 4/5	102 984 974	8 034 833	94 950 141
Total Autre composant		202 228 611	79 859 762	122 368 849
Barrage & composants associés	FAAT ETANCHEITE AB	40 798 142	40 798 142	-
Barrage & composants associés	FAAT ETANCHEITE C1	5 617 600	5 617 600	-
Barrage & composants associés	FAATAUTIA CAPTAGE	769 484 415	402 712 815	366 771 600
Barrage & composants associés	FAAT ETAN C2 GROS OEUVRE	47 144 114	14 340 172	32 803 942
Barrage & composants associés	FAAT ETAN C2 GEOMEMBRANES	21 263 808	12 935 482	8 328 326
Barrage & composants associés	FAATAUTIA CAPTAGE	5 545 911	668 767	4 877 144
Barrage & composants associés	FAATAUTIA CAPTAGE	25 411 693	3 064 332	22 347 361
Barrage & composants associés	FAATAUTIA CAPTAGE DIGUE A	6 075 325	656 563	5 418 762
Barrage & composants associés	REHAB BARRAGE FAATAUT AB	151 917 454	7 114 072	144 803 382
Total Barrage & composants associés		1 073 258 462	487 907 945	585 350 517
Bâtiment	FAAT GENIE CIVIL A	12 734 305	10 881 160	1 853 145
Bâtiment	FAAT GENIE CIVIL C2	12 817 389	10 634 904	2 182 485
Bâtiment	FAAT GENIE CIVIL B	13 515 728	10 204 223	3 311 505
Bâtiment	FAAT GENIE CIVIL C3	6 341 985	4 629 331	1 712 654
Bâtiment	FAAT GENIE CIVIL 4&5	12 683 969	9 258 662	3 425 307
Bâtiment	FAAT TOITURE C3	3 039 846	2 129 187	910 659
Bâtiment	FAAT TOITURE 4&5	4 298 681	3 010 910	1 287 771
Bâtiment	FAAT TOITURE AB	20 380 312	12 737 696	7 642 616
Bâtiment	EXTENS BATIMENT FAAT 3	3 770 734	15 711	3 755 023
Total Bâtiment		89 582 949	63 501 784	26 081 165
Conduites Forcées	FAAT CONDUITES A	96 951 611	79 183 223	17 768 388
Conduites Forcées	FAAT CONDUITES 2	94 028 040	74 577 170	19 450 870
Conduites Forcées	FAAT CONDUITES B	154 923 344	112 366 169	42 557 175
Conduites Forcées	FAAT CONDUITES 4	12 091 845	8 457 819	3 634 026
Total Conduites Forcées		357 994 840	274 584 381	83 410 459
Appendice	FAAT PROT CATHODIQUE	5 581 305	3 639 980	1 941 325
Appendice	FAAT VANNE SURVITESSE A	14 373 456	3 645 269	10 728 187
Appendice	FAAT VANNE SURVITESSE B	14 373 456	3 645 269	10 728 187
Appendice	MOTO REDUCTEUR BY PASS 4	571 242	57 124	514 118
Appendice	VANNES BASSIN C2 FAAT 2	10 949 676	684 355	10 265 321
Appendice	VANNES GUILLOTINE FAAT AB	7 639 970	95 500	7 544 470
Total Appendice		53 489 105	11 767 497	41 721 608

Famille	Composants	Valeur Brute	AT 31/12/2017	VNC 31/12/2017
Elec de Commande	ARMOIRE AUTOMATIS. FAAT1A	4 288 829	4 288 829	-
Elec de Commande	REGULATEUR TENSION FAAT1A	1 072 207	1 072 207	-
Elec de Commande	REGULATEUR VITESSE FAAT1A	3 216 622	3 216 622	-
Elec de Commande	AUTOMATE FAAT 1A	1 340 259	1 340 259	-
Elec de Commande	PROTECTION FAAT 1A	1 072 207	1 072 207	-
Elec de Commande	CABLAGE FAAT 1A	2 680 518	2 680 518	-
Elec de Commande	ARMOIRE AUTOMATIS. FAAT2	5 869 263	5 869 263	-
Elec de Commande	AUTOMATE FAAT 2	1 834 145	1 834 145	-
Elec de Commande	PROTECTION FAAT 2	1 467 316	1 467 316	-
Elec de Commande	CABLAGES FAAT 2	3 668 289	3 668 289	-
Elec de Commande	ARMOIRE AUTOMATIS. FAAT1B	4 288 829	4 288 829	-
Elec de Commande	REGULATEUR TENSION FAAT1B	1 072 207	1 072 207	-
Elec de Commande	REGULATEUR VITESSE FAAT1B	3 216 622	3 216 622	-
Elec de Commande	AUTOMATE FAAT 1B	1 340 259	1 340 259	-
Elec de Commande	PROTECTION FAAT 1B	1 072 207	1 072 207	-
Elec de Commande	CABLAGE FAAT 1B	2 680 518	2 680 518	-
Elec de Commande	ARMOIRE AUTOMATIS. FAAT4	1 760 779	1 760 779	-
Elec de Commande	AUTOMATE FAAT 4	550 243	550 243	-
Elec de Commande	PROTECTION FAAT 4	440 195	440 195	-
Elec de Commande	CABLAGES FAAT 4	1 100 486	1 100 486	-
Elec de Commande	ARMOIRE AUTOMATIS. FAAT5	1 760 779	1 760 779	-
Elec de Commande	AUTOMATE FAAT 5	550 243	550 243	-
Elec de Commande	PROTECTION FAAT 5	440 195	440 195	-
Elec de Commande	CABLAGES FAAT 5	1 100 486	1 100 486	-
Elec de Commande	ARMOIRE AUTOMATISME FAAT3	10 209 088	102 091	10 106 997
Elec de Commande	AUTOMATE FAAT 3	2 439 586	60 990	2 378 596
Elec de Commande	PROTECTIONS FAAT 3	1 869 328	46 733	1 822 595
Elec de Commande	CABLAGES FAAT 3	3 031 602	30 316	3 001 286
Total Elec de Commande		65 433 307	48 123 833	17 309 474
Elec de Puissance	FAAT TRANSFORMATEUR A	7 150 768	6 110 161	1 040 607
Elec de Puissance	ARMOIRE PUISSANCE FAAT1A	5 361 036	5 361 036	-
Elec de Puissance	FAAT GENERATRICE C2	8 727 998	8 727 998	-
Elec de Puissance	FAAT TRANSFORMATEUR C2	3 260 855	2 705 611	555 244
Elec de Puissance	ARMOIRE PUISSANCE FAAT 2	3 668 289	3 668 289	-
Elec de Puissance	FAAT ALTERNATEUR B	32 192 388	32 192 388	-
Elec de Puissance	FAAT TRANSFORMATEUR B	7 589 564	5 730 039	1 859 525
Elec de Puissance	ARMOIRE PUISSANCE FAAT 1B	5 361 036	5 361 036	-
Elec de Puissance	FAAT GENERATRICE C3	2 885 932	2 885 932	-
Elec de Puissance	FAAT GENERATRICE 4	1 379 403	1 379 403	-
Elec de Puissance	FAAT GENERATRICE 5	7 020 347	7 020 347	-
Elec de Puissance	FAAT TRANSFORMATEUR 4&5	2 008 578	1 466 162	542 416
Elec de Puissance	ARMOIRE PUISSANCE FAAT 4	1 100 487	1 100 487	-
Elec de Puissance	ARMOIRE PUISSANCE FAAT 5	1 100 487	1 100 487	-
Elec de Puissance	FAAT ALTERNATEUR A	27 743 899	15 550 317	12 193 582
Elec de Puissance	ARMOIRE PUISSANCE FAAT 3	4 755 265	47 553	4 707 712
Elec de Puissance	ARMOIRE AUXILIAIRE FAAT 1	11 002 239	19 560	10 982 679
Total Elec de Puissance		132 308 571	100 426 806	31 881 765

Famille	Composants	Valeur Brute	AT 31/12/2017	VNC 31/12/2017
pièces sécurité	PCE SECU 00512 ALTERNAT.	15 725 150	5 896 932	9 828 218
Total pièces sécurité		15 725 150	5 896 932	9 828 218
Pistes & Ponts	FAATAUTIA PISTE	195 324 209	102 223 723	93 100 486
Pistes & Ponts	FAATAUTIA PONT C2 METAL	5 359 708	5 359 708	-
Total Pistes & Ponts		200 683 917	107 583 431	93 100 486
Telecom	FAAT - FIBRE OPTIQUE	19 008 108	7 060 157	11 947 951
Telecom	FAAT - TELECOMMANDE	4 735 583	2 462 501	2 273 082
Total Telecom		23 743 691	9 522 658	14 221 033
Turbine	FAAT TURBINE A	62 395 866	53 315 774	9 080 092
Turbine	FAAT TURBINE C2	19 752 977	16 389 534	3 363 443
Turbine	FAAT ROUE TURBINE C2	8 024 827	8 024 827	-
Turbine	FAAT TURBINE B	49 380 340	37 281 605	12 098 735
Turbine	FAAT TURBINE C3	17 770 063	12 971 252	4 798 811
Turbine	FAAT ROUE TURBINE C3	4 258 646	4 258 646	-
Turbine	FAAT TURBINE 4	11 679 438	8 525 402	3 154 036
Turbine	FAAT ROUE TURBINE 4	4 258 646	4 258 646	-
Turbine	FAAT TURBINE 5	14 146 047	10 325 905	3 820 142
Turbine	FAAT ROUE TURBINE 5	4 258 646	4 258 646	-
Turbine	FAAT ROUE TURBINE A	14 791 069	7 333 905	7 457 164
Turbine	FAAT ROUE TURBINE B	12 076 534	4 625 986	7 450 548
Turbine	HYDRAULIQUE+VANNES FAAT 3	4 612 415	57 655	4 554 760
Total Turbine		227 405 514	171 627 783	55 777 731
TOTAL FAATAUTIA		2 441 854 117	1 360 802 812	1 081 051 305

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

HITIAA (FAATAUTIA°)					
Année	Années restantes avant fin de la concession	Fonds de maintenance au 1/01/N	Dotation	Reprise	Fonds de maintenance au 31/12/N
2016	19	202 395 481	68 780 226		271 175 707
2017	18	271 175 707	68 780 226		339 955 933

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

Variation du besoin de renouvellement sur l'exercice	
reste à faire au 31/12/2016	1 579 124 482
réalisé	- 45 559 493
réajusté	6 517 221
reste à faire au 31/12/2017	1 540 082 210

	Total Renouvellement
Bâtiment	156 981 269
Turbine	434 742 971
Elec de Puissance	255 471 836
Elec de Commande	160 107 958
Telecom	6 871 072
Composants associés aux barrages	230 917 955
Ponts	12 500 000
Appendice	46 875 991
Autre composant	235 613 158
	1 540 082 210

5.5.2 Le réalisé de l'année

Comparaison renouvellement réalisé-renouvellement prévu				
		réalisé	valeur de renouvellement prévu	écart
Elec de Commande	Renouvellement Armoire Automatismes (FAAT3):	10 209 088	8 241 800	24%
Elec de Puissance	Renouvellement Armoire Puissance (FAAT3):	4 755 265	5 151 125	-8%
Elec de Commande	Renouvellement Automate (FAAT3):	2 439 586	2 575 563	-5%
Elec de Commande	Renouvellement Protections (FAAT3):	1 869 328	2 060 450	-9%
Elec de Commande	Renouvellement Câblages (FAAT3):	3 031 602	5 151 125	-41%
Turbine	Renouvellement Bac Hydraulique (FAAT3):	4 612 415	4 612 415	0%
Elec de Puissance	Renouvellement Armoire Auxiliaire (FAAT1):	11 002 239	7 726 688	42%
Appendice	Renouvellement Guillotine (FAAT AB):	7 639 970	7 639 970	0%
		45 559 493	43 159 135	6%

Les principales interventions intéressant l'exploitation des ouvrages ont été les suivantes :

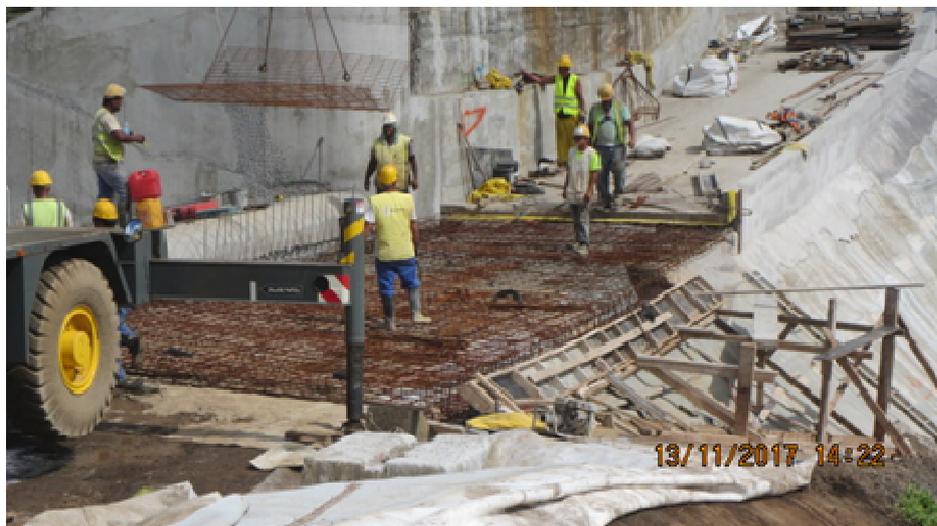
Réhabilitation du barrage de Faatautia

Les travaux de réhabilitation du barrage de Faatautia se sont poursuivis. Les travaux de la zone basse (plinthe en pied de digue B) sont terminés à 95%.

Le déversoir a totalement été refait. Le remplacement des liners démarrera en 2018 et ce pour 3 années.



Coulage terminé à 95%



Travaux de réfection du déversoir à 50 %



Déversoir Faatautia AB terminé



Le nouveau déversoir en service

Renouvellement électriques de Faatutia 3

La centrale Faatutia 3 qui nous permet d'alimenter le bassin C1 depuis le bassin AB a été modernisée et remise en conformité électrique. Cela a permis de la dissocier électriquement de la centrale Faatutia 2.



Turbine Faatutia 3 en cours de réfection électrique

Renouvellement électriques des auxiliares Faatutia 1

Une majeure partie des équipements auxiliaires électriques de la centrale faatutia 1 ont été renouvelés. Cela permet notamment de sécuriser les télécommunications de la vallée faatutia, ainsi que les alimentations électriques auxiliaires de la centrale Faatutia 1.



5.5.3 Le plan de renouvellement à 3 ans

Plan de renouvellement				
	2018	2019	2020	Total Renouvellement
Bâtiment			15 000 000	156 981 269
Turbine		60 000 000	105 000 000	434 742 971
Elec de Puissance		10 000 000	10 000 000	255 471 836
Elec de Commande	19 000 000		50 000 000	160 107 958
Telecom				6 871 072
Composants associés aux barrages	100 000 000			230 917 955
Ponts	12 500 000			12 500 000
Appendice				46 875 991
Autre composant				235 613 158
	131 500 000	70 000 000	180 000 000	1 540 082 210

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 **29 214 226 XPF**

5.6 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.

		renouvellement	améliorant	total
Bâtiment	Extension Bâtiment centrale (GC FAAT3):		3 770 734	3 770 734
Elec de Commande	Renouvellement Armoire Puissance (FAAT3):	10 209 088		10 209 088
Elec de Puissance	Renouvellement Armoire Automatismes (FAAT3):	4 755 265		4 755 265
Elec de Commande	Renouvellement Automate (FAAT3):	2 439 586		2 439 586
Elec de Commande	Renouvellement Protections (FAAT3):	1 869 328		1 869 328
Elec de Commande	Renouvellement Câblages (FAAT3):	3 031 602		3 031 602
Turbine	Renouvellement Bac Hydraulique (FAAT3):	4 612 415		4 612 415
Elec de Puissance	Renouvellement Armoire Auxiliaire (FAAT1):	11 002 239		11 002 239
Appendice	Renouvellement Guillotine (FAAT AB):	7 639 970		7 639 970
	TOTAL INVESTISSEMENTS FAATAUTIA:	45 559 493	3 770 734	49 330 227

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.

La dotation de l'exercice correspond à cette base amortissable, diminuée des charges calculées déjà comptabilisées, divisée par la durée résiduelle 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	2 441 854 117
- IFC biens au bilan cumulé	(434 390 083)
base amortissable	2 007 464 034
doté à l'ouverture	1 336 187 731 (A)
Amortissement	<u>1 336 187 731</u>
reste à amortir	671 276 303
nb années restantes	19
dotation exercice	35 330 332 (B)
dotations cumulées	1 371 518 063 (A) + (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 **418 360 527 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 **22 018 975 XPF**

Détermination du passif de renouvellement		
Besoin évalué 31/12/2016		1 579 124 482
Ajustement du besoin 2017		6 517 221
IFC Prévis. sur renouvellement		(840 571 400)
doté à l'ouverture		(A)
	PR	
	PRU	
reste à doter		745 070 303
nb années restantes		19
dotation exercice		39 214 226 (B)
reprises sur trvx renouvellement		(1 529 843) (C)
Passif de renouvellement		37 684 383 (A) + (B) + (C)

Reprise lissée caducité art LP4		
caducité cpt 229 ouverture		749 290 153 (A)
	Caducité	<u>749 290 153</u>
reprise lissée		(39 436 324) (B)
caducité cpt 229 clôture		709 853 829 (A) + (B)
Reprise lissée Prov risque		
doté à l'ouverture		418 360 527 (A)
	PR	<u>418 360 527</u>
dotation exercice		(22 018 975) (B)
Provision pour risque		396 341 552 (A) + (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	109 004 667	2 623 905	111 628 572
Turbine	302 641 895	404 082	303 045 977
Elec de Puissance	122 153 887	4 345 861	126 499 748
Elec de Commande	29 307 189	3 575 777	32 882 966
Telecom	5 223 098	2 173 706	7 396 804
Barrage & composants associés	104 028 245	290 565 318	394 593 563
Pistes & Ponts	2 490 972	39 052 217	41 543 189
Conduites Forcées	-	30 505 349	30 505 349
Appendice	38 324 998	1 081 568	39 406 566
Autre composant	127 396 447	66 433 433	193 829 880
TOTAL FAATAUTIA	840 571 400	440 761 216	1 281 332 615

5 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^{er} mars 2016, par des tarifs différenciés par concessions :

CONCESSION	PRIX DU KWH (en F CFP)
Hitiaa	10,10

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.