



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**

VAITE

**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	38-47
6 Engagements nécessaires à la continuité du service public	48-49

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 :

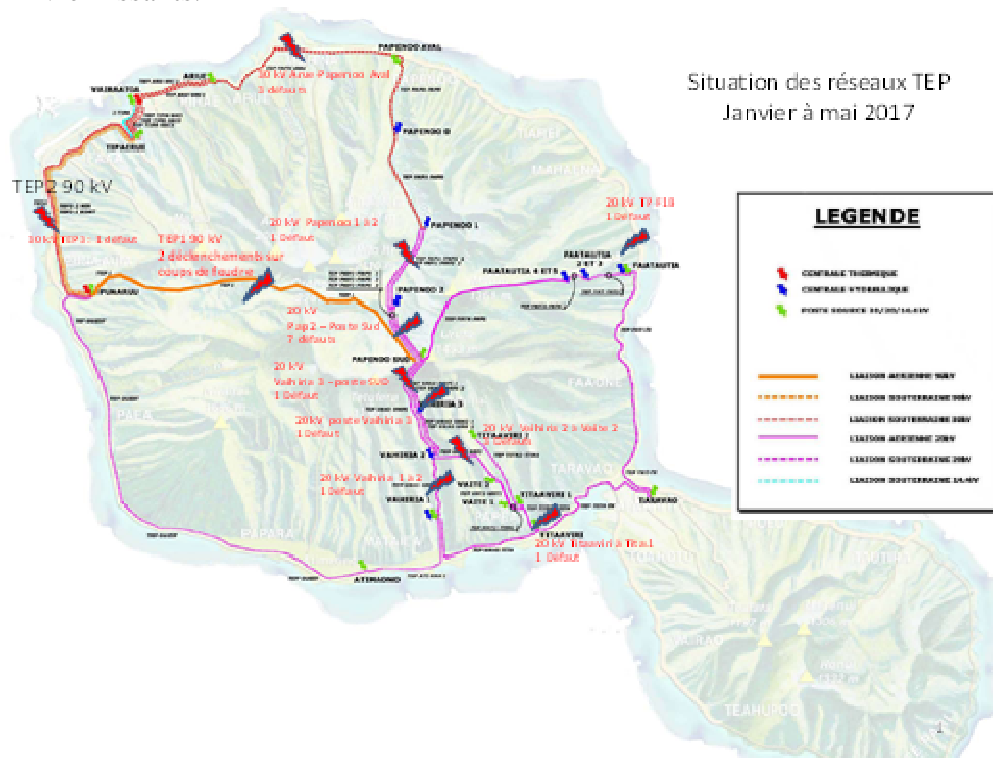
Le sujet de la compensation des pertes de Transport (TEP) devra aussi rapidement être abordé avec l'autorité concédante. Au 1er septembre 2017, date d'augmentation de la redevance de transport TEP à son niveau maximum de 2,75 F CFP, MARAMA NUI a cessé d'émettre des avoirs sur l'indemnisation desdites 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

		Vaite	
Techniques	Pluviometrie	mm	8 146
	Disponibilité des ouvrages		99,80%
	Production sortie d'alternateurs		
	- exercice	kWh	13 994 543
	- moyenne historique	kWh	10 800 821
	Production vendue		
	- exercice	kWh	13 678 764
- rendement		97,7%	
- contractuelle	kWh	10 137 127	
Financiers	Chiffre d'Affaires Net Energie	k XPF	137 777
	Ecart sur prévisionnel (Art16.2)		
	- valeur du fonds au 31 décembre	k XPF	53 008
	- variation de l'exercice	k XPF	-26 844
	Patrimoine Immobilier	k XPF	1 784 227
	travaux réalisés		
	- Dépenses de renouvellement		N/A
	- Dépenses d'améliorant		N/A
	Besoin de renouvellement	k XPF	423 117
	Fonds de maintenance des conduites forcées		
- valeur du fonds au 31 décembre	k XPF	175 793	
- consommation sur l'exercice	k XPF	20 012	
Indemnité de fin de concession	k XPF	816 359	
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		3 171	
- réduction de CO2 en Tonnes		11 027	
- 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

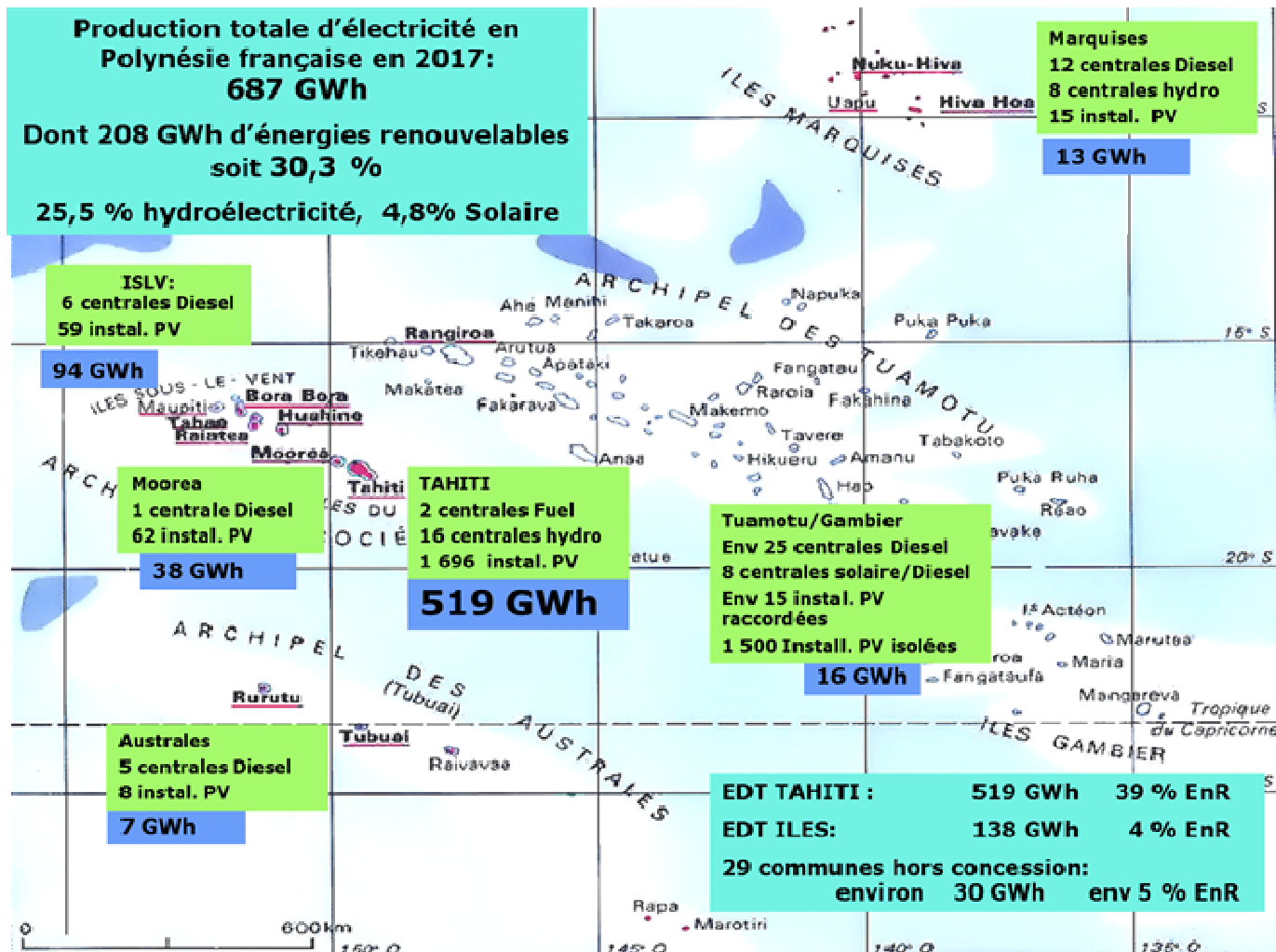
- Présentation
- Atouts
- Organisation locale

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.

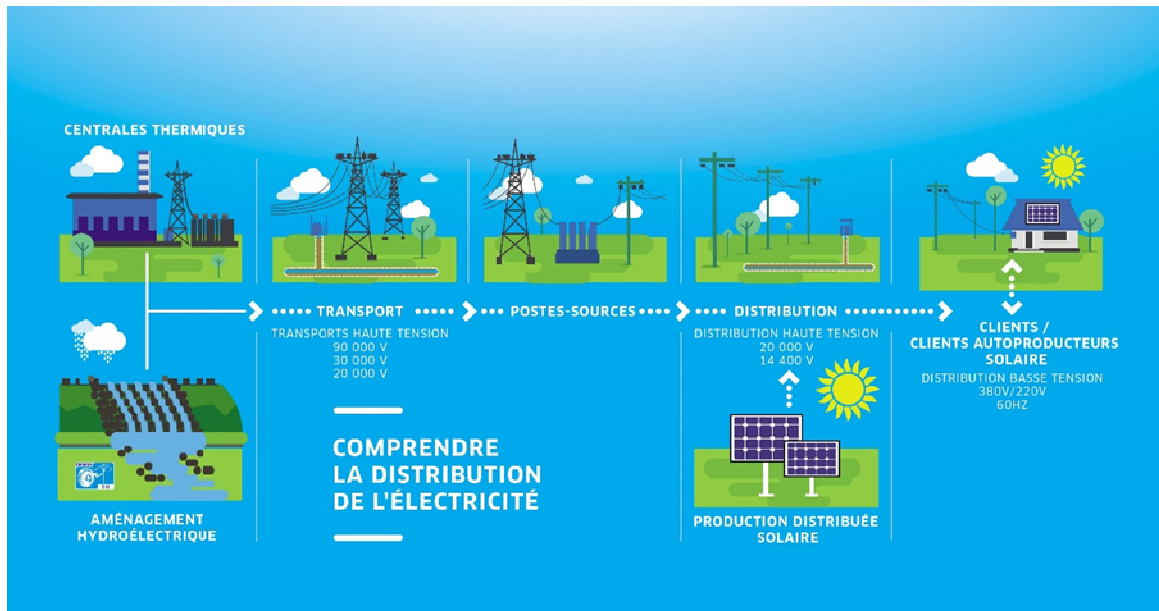
Il n'est pas comparable aux systèmes des grands continents qui sont interconnectés entre eux et bénéficient d'effets d'échelle.

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

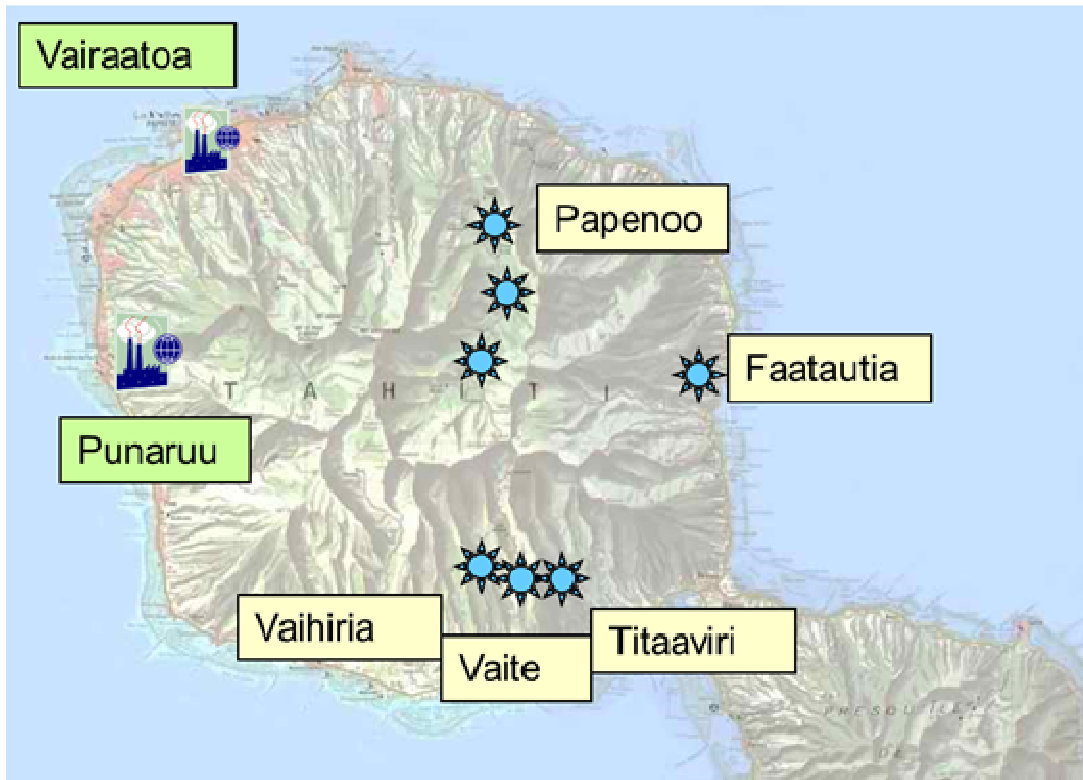
Le système comprend trois activités principales, la production d'électricité, son transport et sa distribution.



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 1.727 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

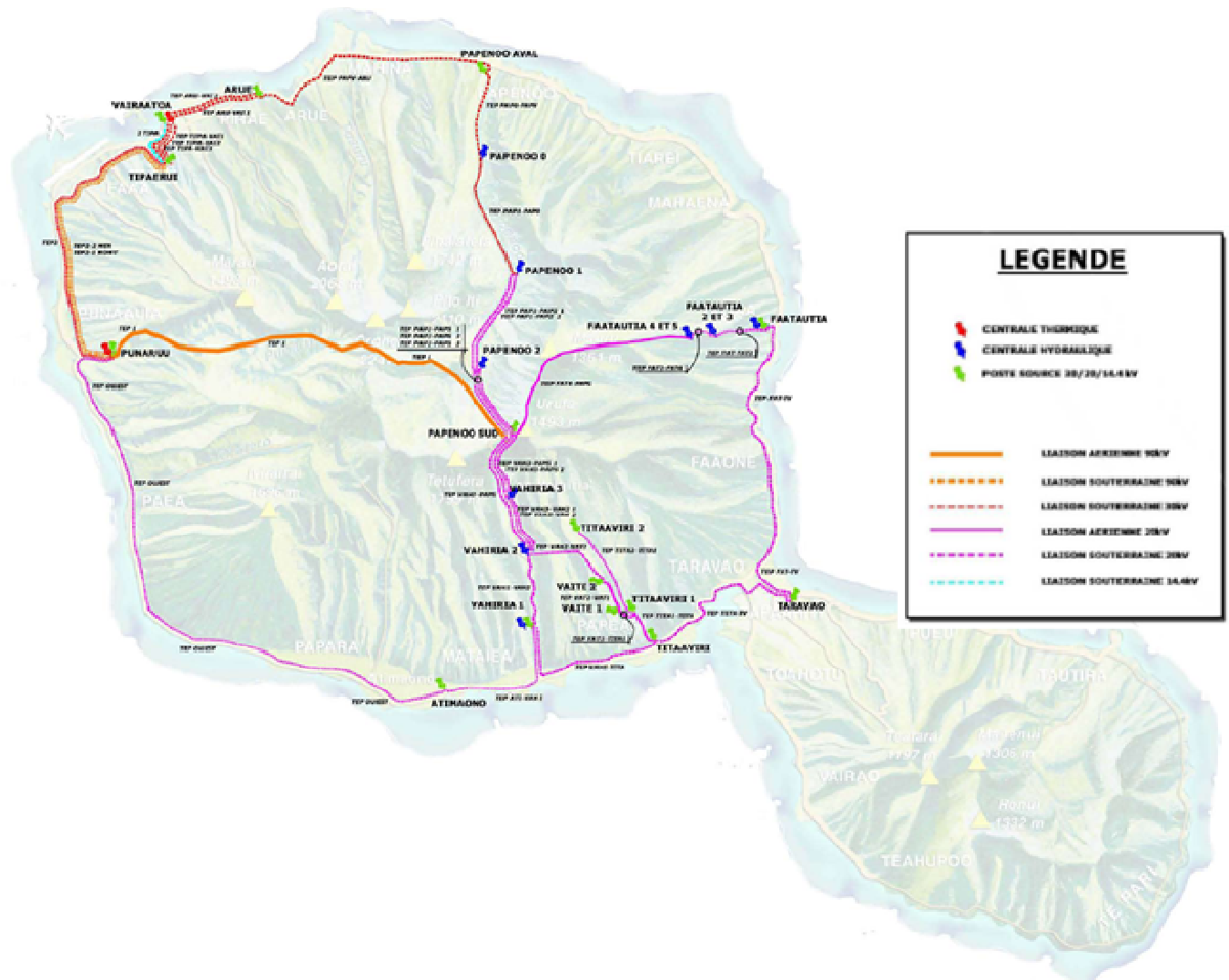
- Le développement des énergies renouvelables pour atteindre 50% en 2020 de la production électrique et 75% en 2030 selon les objectifs du plan de transition énergétique de la Polynésie française.

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.

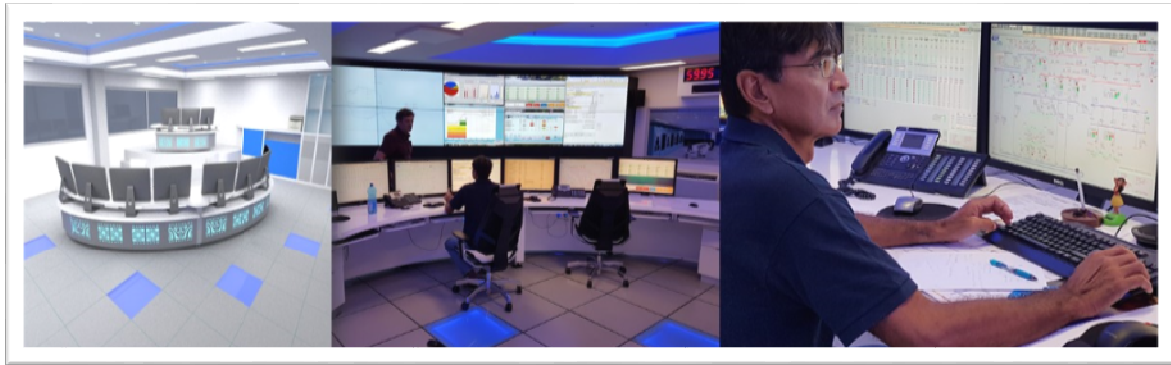
2.1.2.3 La distribution d'électricité

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

Avantages d'un projet de compteurs communicants Pour les clients

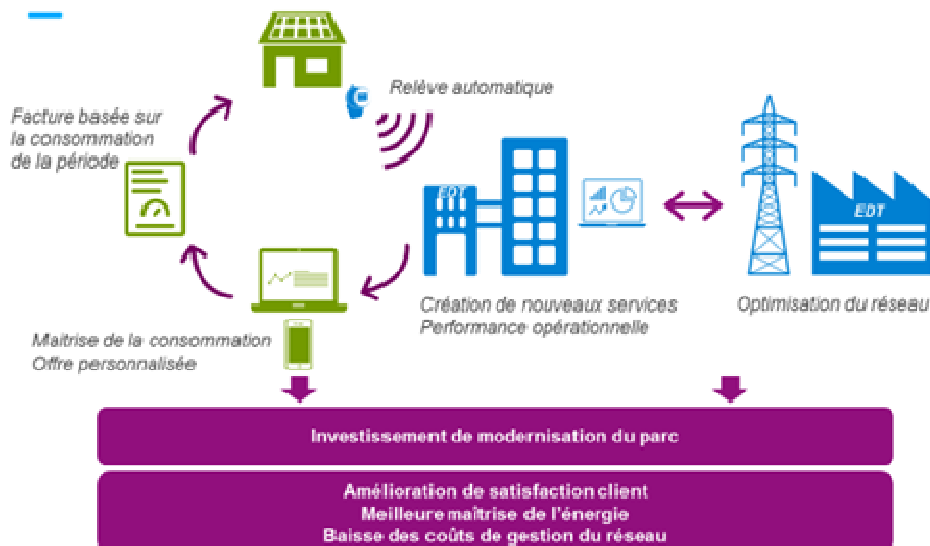
- 1 Relevé à distance des compteurs
- 2 Facturation sur consommation réelle
- 3 Mettre en service, couper ou adapter la puissance d'un compteur
 - Changement à distance, directement, en temps réel
- 4 Améliorer la maîtrise de la conso
 - Suivi de sa consommation à partir d'un site internet ou d'un téléphone 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

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



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.

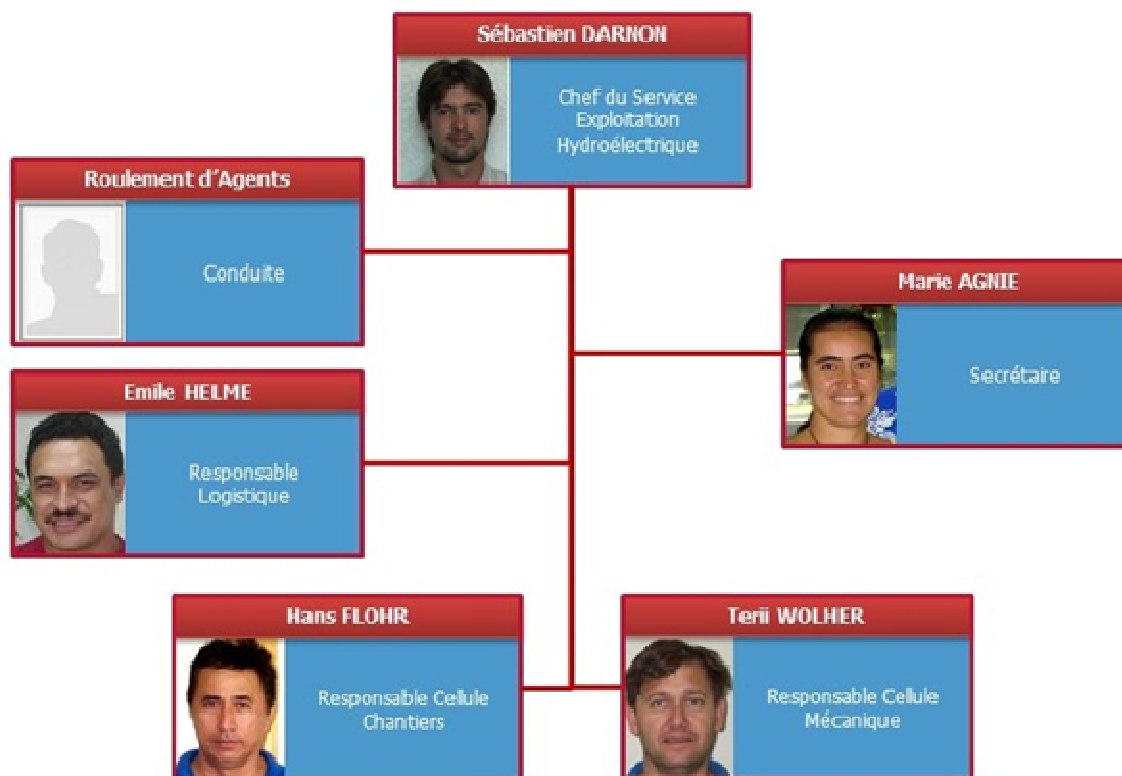
Le pôle services composé des sociétés ENGIE SERVICES et POLYDIESEL est dédié aux activités de services dans les secteurs de la motorisation diesel, des travaux pétroliers, gaz, climatisation, froid, électricité, VRD, élagage, installations hydrauliques, maintenance multi technique et photovoltaïque.

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

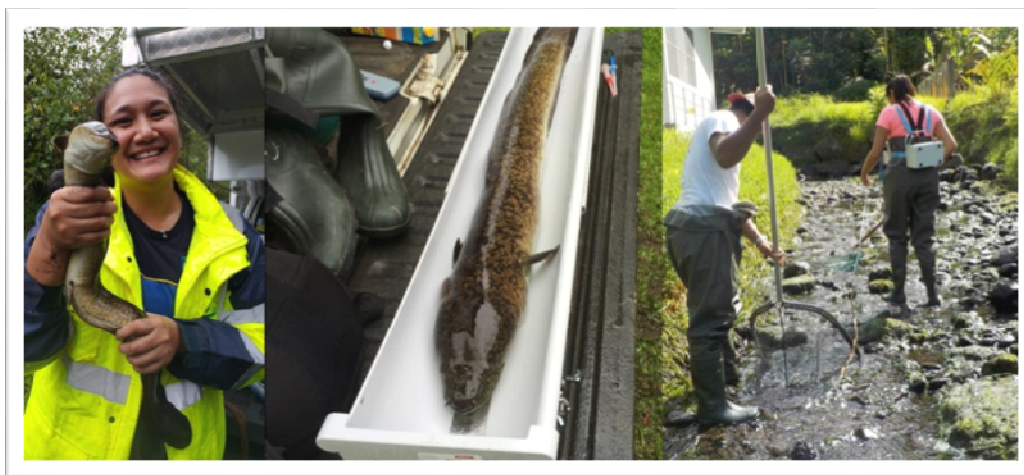
Une énergie propre et locale

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'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 Vaite 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 12 août 1988, a modifié les caractéristiques des installations prévues au cahier des charges, et augmenté à 11 MWh leur production nominale attendue.

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 Vaite comprend 2 centrales, dénommées Vaite 1 et Vaite, ainsi que 2 retenues principales.

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	12.66F /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.

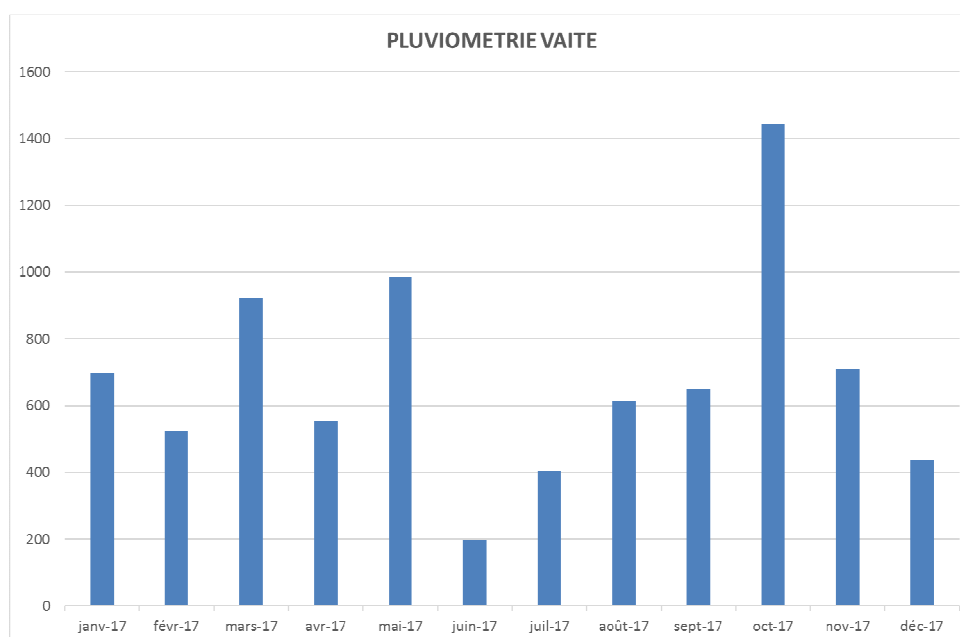
Si pour sa part, l'entreprise a bien facturé son énergie au prix « publié » elle a comptabilisé des « avoirs à établir » de sorte à ce que son chiffre d'affaires, correspondent aux produits qui lui sont contractuellement dus à savoir :

Tarifs de l'avenant N°3 de 12/2015	12,66
restitution taxe foncière	-0,52
actualisation au 01/03/2016	0,01
Tarif au 01/03/2016	12,15
actualisation au 01/03/2017	0,02
Tarif au 01/03/2017	12,17
baisse liée à la refacturation des pertes de transport	-0,36
Tarif au 01/09/2017	11,81

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 pluvieuses en août. 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 disponibilité de la vallée est restée excellente, à 99,8 % (hors arrêts programmés).

Vaite 1	99,6%	99,8%
Vaite 2	99,9%	

3.2.3 Production brute d'hydroélectricité (en KWh)

DEPUIS LA MISE EN EXPLOITATION DES OUVRAGES

(Sortie alternateurs)

	VAITE 1	VAITE 2	vallée VAITE
1981			
1982	2 647 000		2 647 000
1983	3 444 500		3 444 500
1984	2 053 900		2 053 900
1985	3 428 400		3 428 400
1986	2 339 600		2 339 600
1987	3 018 100		3 018 100
1988	3 443 600	7 618 200	11 061 800
1989	2 738 600	6 662 500	9 401 100
1990	3 912 100	8 687 300	12 599 400
1991	3 303 260	7 249 800	10 553 060
1992	3 712 900	7 864 100	11 577 000
1993	3 685 950	7 988 500	11 674 450
1994	3 245 230	7 209 200	10 454 430
1995	3 555 190	7 842 500	11 397 690
1996	2 674 780	7 131 300	9 806 080
1997	2 477 130	7 296 900	9 774 030
1998	4 010 940	9 450 100	13 461 040
1999	2 475 560	6 535 900	9 011 460
2000	2 202 410	6 961 200	9 163 610
2001	3 003 590	7 455 900	10 459 490
2002	2 177 480	5 687 200	7 864 680
2003	2 112 990	5 726 970	7 839 960
2004	2 723 120	7 124 050	9 847 170
2005	2 599 110	6 791 720	9 390 830
2006	3 329 660	8 037 030	11 366 690
2007	3 403 120	8 758 190	12 161 310
2008	2 965 020	7 711 420	10 676 440
2009	3 192 288	8 181 580	11 373 868
2010	3 686 690	6 491 912	10 178 602
2011	3 236 132	7 734 904	10 971 036
2012	3 430 004	9 019 535	12 449 539
2013	2 975 484	8 562 847	11 538 331
2014	2 336 093	7 815 661	10 151 754
2015	3 538 820	8 083 821	11 622 641
2016	4 256 037	9 606 122	13 862 159
2017	4 211 553	9 782 990	13 994 543
moy réelle à 2017	3 098 509	7 702 312	10 800 821
Ecart / Moyenne	36%	27%	30%

La production de l'exercice est supérieure sur la concession de +30 % à la moyenne historique avec 13.9 GWh de produit sur l'année par rapport à 10.8 GWh depuis l'origine. A noter que la production annuelle 2017 est supérieure de +38 % par rapport à la valeur contractuelle de 10.1 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 **13 678 764 KWh**.

	Tarifs Janv - Fev	Tarif Mars - Aout	Tarifs Sept - Dec	2017
Production brute (sortie alternateur)				13 994 543 kWh
- Consommation des auxiliaires				-315 779 kWh
Production vendue	2 347 015 kWh	6 028 100 kWh	5 303 649 kWh	13 678 764 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 **137 777 114 XPF**

	Tarifs Janv - Fev	Tarif Mars - Aout	Tarifs Sept - Dec	2017
Production vendue	2 347 015 kWh	6 028 100 kWh	5 303 649 kWh	13 678 764 kWh
Tarif de vente du kWh	12,15 XPF	12,17 XPF	11,83 XPF	12,03 XPF
Vente à EDT	28 492 762 XPF	73 361 977 XPF	60 823 449 XPF	162 678 188 XPF
Vente à la TEP			1 943 107 XPF	1 943 107 XPF
Chiffre affaires énergie	28 492 762 XPF	73 361 977 XPF	62 766 556 XPF	164 621 295 XPF
Ecart sur prévisionnel (Art.16.2)				-26 844 181 XPF
Chiffre affaires Net énergie				137 777 114 XPF



3.3 BILAN D'EXPLOITATION

3.3.1 Incidents majeurs

Aucun incident n'est survenu sur la vallée de Vaite.

3.3.2 Actions Sécurité Environnement

Sur l'année 2017, aucune action Sécurité Environnement n'a été faite pour la vallée de la Vaite

3.3.3 Contrats pluriannuels de prestation

Les contrats suivants sont actifs sur la vallée en 2017 :

Elagage des sites :	1 837 612 XPF/an HT
Suivi des barrages et des grilles :	406 796 XPF/an HT
Nettoyage des centrales :	166 664 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	0
Polydiesel	travaux Sous traités: Production	117 150

1.10) L'identification des contrats à long terme

Cf. paragraphe 6 :

ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUITÉ 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 Méthodologie et clés de répartition 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	VAITE		
	2017 Concession	2017 social	2016
Immobilisations concédées	1 784 227 171	1 784 227 171	1 806 427 171
Immobilisations privées	60 055 092	60 055 092	37 420 438
Immobilisations financières	2 891 301	2 891 301	2 352 700
Immobilisations en-cours	5 592 586	5 592 586	3 239 186
Avances et acomptes			
Total Immobilisations brutes	1 852 766 150	1 852 766 150	1 849 439 495
Amortissements	-686 323 668	-685 338 119	-647 670 156
Immobilisations nettes	1 166 442 482	1 167 428 031	1 201 769 339
Stock	12 911 046	12 911 046	12 435 152
Provisions de stock	-1 075 012	-1 075 012	-760 827
Net	11 836 034	11 836 034	11 674 325
Créances clients	34 224 118	34 224 118	15 759 204
Autres créances	12 621 884	12 621 884	6 342 623
Charges constatées d'avance	153 958	153 958	471 350
Total créances d'exploitation	46 999 960	46 999 960	22 573 177
Provisions créances	-290 173	-290 173	-285 363
Créances nettes	46 709 787	46 709 787	22 287 814
Placement et trésorerie			
Disponibilités ou C/C du concessionnaire			
TOTAL ACTIF	1 224 988 303	1 225 973 851	1 235 731 477
PASSIF	VAITE		
	2017 Concession	2017 social	2016
Capital			
Réserves			
RAN			
RESULTAT	40 818 048	39 199 543	28 668 335
Capitaux propres	40 818 048	39 199 543	28 668 335
Amort caducité, ATO, PRU	425 583 325	425 583 325	449 203 419
Provision pour renouvellement			50 185 060
Passif de renouvellement	8 009 811		
Fonds de maintenance conduites forcées	170 604 175	170 604 175	155 781 498
Autres provisions pour risques et charges	40 719 617	40 719 617	2 150 049
Autres provisions pour risques et charges - Immobilisation	47 521 550	50 253 907	37 264 694
S/T capitaux propres et provisions	733 256 526	726 360 567	723 253 056
C/C du concessionnaire (emprunt)	410 927 436	418 808 943	460 173 090
Emprunt et dettes			
Fournisseurs	16 462 270	16 462 270	9 893 698
Dettes fiscales et sociales	11 039 138	11 039 138	10 584 402
Autres dettes	53 302 934	53 302 934	26 266 395
PCA			
S/T emprunts et dettes	80 804 342	80 804 342	52 305 332
TOTAL PASSIF	1 224 988 303	1 225 973 851	1 235 731 477

4.3.2 Compte de résultat

RESULTAT	VAITE		
	2017 Concession	2017 social	2016
CA "net" Energie	137 777 104	137 777 104	135 315 603
Ventes hydro (à EDT)	162 678 184	162 678 184	160 698 250
Refacturation Pertes Transport (à TEP)	1 943 101	1 943 101	781 236
Ecart sur prévisionnel (Art.16.2)	-26 844 181	-26 844 181	-26 163 883
Production moyenne (de l'origine à 2017)	10 800 821	10 800 821	10 765 972
kWh vendus	13 678 764	13 678 764	13 611 681
Prix de vente moyen du kWh	10,07	10,07	9,94
Maintenance - Conduite exploitation	-39 763 683	-39 763 683	-47 602 198
Achats et charges externes-M	-19 619 524	-19 619 524	-33 170 882
Exploitation Déléguée	-19 081 046	-19 081 046	-17 617 644
Production immobilisée	2 367 607	2 367 607	2 144 057
Provision remise en état / grosses réparations			
Provision Stock	-2 029 056	-2 029 056	1 549 761
Amortissement des biens privés destinés à l'exploitation	-1 271 275	-1 271 275	-585 847
Exceptionnel	-130 388	-130 388	78 357
Amortissement des actifs de concession	-30 097 781	-27 609 832	-32 016 038
AT, Caducité, PR			-34 026 264
Amortissement Concédé	-33 548 898	-36 338 402	
Passif de Renouvellement	-8 009 811	50 192 710	
Reprise lissée caducité	23 643 518	23 643 518	
Reprise Lissée provision pour risque	2 640 086	-50 185 060	
Dot.fonds Conduites forcées	-14 822 677	-14 822 677	-20 011 500
Exceptionnel		-99 921	22 021 726
Impôts et taxes	-1 786 152	-1 786 152	-3 260 346
Patente	-1 256 544	-1 256 544	-943 181
Autres	-5 187	-5 187	-5 772
Provision	-524 416	-524 416	-2 311 400
Exceptionnel	-4	-4	7
Structure	-7 980 907	-7 980 907	-8 101 736
Achats et charges externes	-5 831 889	-5 831 889	-5 862 650
Exploitation Déléguée	-896 093	-896 093	-1 660 081
Amortissement des biens privés de structure	-485 125	-485 125	-396 788
Provisions	-767 800	-767 800	-182 217
Autres produits et charges			
Exceptionnel			
Financier	-8 370 474	-8 370 474	-9 373 901
Intérêts sur emprunt bancaire			95 049
Autres produits et charges financières	-682 132	-682 132	
Rémunération C/C du concessionnaire	-7 688 342	-7 688 342	-9 468 950
Résultat avant impôt	49 778 108	52 266 057	34 961 384
Impôt société	-8 960 059	-13 066 514	-6 293 049
Résultat net - concessions	40 818 048	39 199 543	28 668 335

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 -27.6 MF à 30 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
	1 806 427 171	-	-	- 22 200 000	1 784 227 171
Pièces sécurité	5 511 846		-		5 511 846
Bâtiment	47 989 130		-		47 989 130
Turbine	134 542 942		-		134 542 942
Elec de Puissance	34 122 089		-		34 122 089
Elec de Commande	35 872 432		-		35 872 432
Telecom	7 875 842		-		7 875 842
Barrage & composants associés	928 225 506		-		928 225 506
Pistes & Ponts	134 622 184		-		134 622 184
Conduites Forcées	433 495 151		-		433 495 151
Appendice	8 768 408		-		8 768 408
Autre composant	13 201 641		-		13 201 641
Droits incorporels de concession	22 200 000		-	- 22 200 000	-
	1 806 427 171	-	-	- 22 200 000	1 784 227 171

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	VAITE AUTRES C2	8 043 341	8 043 341	-
Autre composant	AUSCULTATION VAITE 2	5 158 300	1 010 167	4 148 133
Total Autre composant		13 201 641	9 053 508	4 148 133
Barrage & composants associés	VAITE CAPTAGE	309 966 219	171 759 153	138 207 066
Barrage & composants associés	VAITE CAPTAGE C2	247 020 727	31 672 677	215 348 050
Barrage & composants associés	VAITE INSTRUMENTAT° BARRA	23 675 045	8 976 786	14 698 259
Barrage & composants associés	VAITE C2 BARRAGE 2012	108 269 046	9 788 767	98 480 279
Barrage & composants associés	VAITE C2 ETANCHEITE GROS	143 576 681	21 095 324	122 481 357
Barrage & composants associés	VAITE C2 ETANCHEITE GEOME	95 717 788	18 751 450	76 966 338
Total Barrage & composants associés		928 225 506	262 044 157	666 181 349
Bâtiment	VAITE GENIE CIVIL C1	8 809 601	7 908 627	900 974
Bâtiment	VAITE GENIE CIVIL C2	22 598 293	4 143 505	18 454 788
Bâtiment	VAITE TOITURE C2	3 150 220	1 155 081	1 995 139
Bâtiment	VAITE TOITURE C1	8 002 604	1 667 208	6 335 396
Bâtiment	VT C1 ESCALIER RAMBARDE	5 428 412	618 157	4 810 255
Total Bâtiment		47 989 130	15 492 578	32 496 552
Conduites Forcées	VAITE CONDUITES 1	62 645 234	54 198 147	8 447 087
Conduites Forcées	VAITE CONDUITES 2	181 571 794	130 504 730	51 067 064
Conduites Forcées	VT2 CONDUITE AMENE (FOND	79 756 856	12 516 439	67 240 417
Conduites Forcées	VAITE C2 CONDUITE PHASE 2	109 521 267	14 140 140	95 381 127
Total Conduites Forcées		433 495 151	211 359 456	222 135 695

Famille	Composants	Valeur Brute	AT 31/12/2017	VNC 31/12/2017
Appendice	VAITE PROT CATHODIQUE	2 790 652	1 819 988	970 664
Appendice	VAITE AUT COMP GRILLE C1	5 977 756	921 519	5 056 237
Total Appendice		8 768 408	2 741 507	6 026 901
Elec de Commande	REGULATEUR TENSION VAITE1	2 954 979	2 954 979	-
Elec de Commande	AUTOMATE VAITE 1	3 693 723	3 693 723	-
Elec de Commande	PROTECTION VAITE 1	2 954 979	2 954 979	-
Elec de Commande	ARMOIRE AUTOMATIS. VAITE2	5 689 247	1 428 871	4 260 376
Elec de Commande	AUTOMATE VAITE 2	1 777 890	1 200 579	577 311
Elec de Commande	PROTECTION VAITE 2	1 422 312	960 463	461 849
Elec de Commande	CABLAGE VAITE 2	3 555 779	893 045	2 662 734
Elec de Commande	ARMOIRE AUTOMATIS. VAITE1	7 584 439	957 494	6 626 945
Elec de Commande	CABLAGE VAITE 1	4 740 275	598 434	4 141 841
Elec de Commande	REGULATEUR TENSION VAITE2	1 498 809	249 802	1 249 007
Total Elec de Commande		35 872 432	15 892 369	19 980 063
Elec de Puissance	VAITE TRANSFORMATEUR C1	2 223 236	1 995 862	227 374
Elec de Puissance	VAITE ALTERNATEUR C2	13 948 711	13 948 711	-
Elec de Puissance	VAITE TRANSFORMATEUR C2	4 996 267	3 731 699	1 264 568
Elec de Puissance	VAITE ALTERNATEUR C1	4 657 820	4 657 820	-
Elec de Puissance	ARMOIRE PUISSANCE VAITE 2	3 555 780	893 045	2 662 735
Elec de Puissance	ARMOIRE PUISSANCE VAITE 1	4 740 275	598 434	4 141 841
Total Elec de Puissance		34 122 089	25 825 571	8 296 518
Pièces sécurité	PCE SECU 00579 ALTERNAT.	5 511 846	2 066 941	3 444 905
Total Pièces sécurité		5 511 846	2 066 941	3 444 905
Pistes & Ponts	VAITE PISTES	29 386 608	16 283 771	13 102 837
Pistes & Ponts	VAITE PONT 1 METALLIQUE	6 109 887	2 290 149	3 819 738
Pistes & Ponts	VAITE PONT 1 BETON	8 245 081	1 946 991	6 298 090
Pistes & Ponts	VAITE PONT 2 METALLIQUE	14 229 018	4 555 388	9 673 630
Pistes & Ponts	VAITE PONT 2 BETON	15 770 982	3 175 920	12 595 062
Pistes & Ponts	VAITE PONT 3 METALLIQUE	9 916 595	3 174 776	6 741 819
Pistes & Ponts	VAITE PONT 3 BETON	10 991 231	2 213 385	8 777 846
Pistes & Ponts	VAITE PONT 4 BETON	26 850 317	4 894 205	21 956 112
Pistes & Ponts	VAITE PONT 4 METALLIQUE	13 122 465	3 796 585	9 325 880
Total Pistes & Ponts		134 622 184	42 331 170	92 291 014
Telecom	VAITE FAISCEAU H. OUEST	7 875 842	5 502 248	2 373 594
Total Telecom		7 875 842	5 502 248	2 373 594
Turbine	VAITE TURBINE C2	42 732 668	31 916 913	10 815 755
Turbine	ROUE VAITE 2	7 294 322	4 163 841	3 130 481
Turbine	VAITE TURBINE C1	58 456 893	4 508 267	53 948 626
Turbine	VAITE ROUE C1	11 755 497	1 812 306	9 943 191
Turbine	VAITE AUT COMP VANNE C1	14 303 562	2 897 994	11 405 568
Total Turbine		134 542 942	45 299 321	89 243 621
TOTAL VAITE		1 784 227 171	637 608 826	1 146 618 345

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

VAITE					
Année	Années restantes avant fin de la concession	Fonds de maintenance au 1/01/N	Dotations	Reprise	Fonds de maintenance au 31/12/N
2016	19	135 769 998	20 011 500		155 781 498
2017	18	155 781 498	20 011 500	-5 188 823	170 604 175

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	421 424 362
réalisé	
réajusté	1 693 028
reste à faire au 31/12/2017	423 117 390

	Total Renouvellement
Bâtiment	40 911 650
Turbine	132 141 127
Elec de Puissance	90 988 737
Elec de Commande	45 023 836
Telecom	19 747 854
Composants associés aux barrages	31 886 853
Ponts	20 828 275
Appendice	4 079 034
Autre composant	37 510 025
	423 117 390

5.5.2 Le réalisé de l'année

Aucun investissement réalisé sur l'année 2017

5.5.3 Le plan de renouvellement à 3 ans

	2018	2019	2020	Total Renouvellement
Bâtiment				40 911 650
Turbine				132 141 127
Elec de Puissance				90 988 737
Elec de Commande				45 023 836
Telecom				19 747 854
Composants associés aux barrages				31 886 853
Ponts				20 828 275
Appendice				4 079 034
Autre composant				37 510 025
	-	-	-	423 117 390

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 **8 009 811 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.

La berge dans laquelle la conduite forcée est enterrée a été reprise et consolidée par un enrochement percolé au béton.



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	1 784 227 171
- IFC biens au bilan cumulé	(545 427 772)
base amortissable	1 238 799 399
doté à l'ouverture	601 370 345 (A)
Amortissement	<u>601 370 345</u>
reste à amortir	637 429 054
nb années restantes	19
dotation exercice	33 548 898 (B)
dotations cumulées	634 919 243 (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 **50 161 636 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 **2 640 086 XPF**

Détermination du passif de renouvellement		
Besoin évalué 31/12/2016		421 424 362
Ajustement du besoin 2017		1 693 028
IFC Prèvis. sur renouvellement		(270 930 987)
doté à l'ouverture		
	PR	
	PRU	
reste à doter		152 186 403
nb années restantes		19
dotation exercice		8 009 811 (B)
reprises sur trvx renouvellement		- (C)
Passif de renouvellement		8 009 811 (A) + (B) + (C)

Reprise lissée caducité art LP4		
caducité cpt 229 ouverture		449 226 843 (A)
	Caducité	<u>449 226 843</u>
reprise lissée		(23 643 518) (B)
caducité cpt 229 clôture		425 583 325 (A) + (B)

Reprise lissée Prov risque		
doté à l'ouverture		50 161 636 (A)
	PR	<u>50 161 636</u>
dotation exercice		(2 640 086) (B)
Provision pour risque		47 521 550 (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	31 861 544	8 287 023	40 148 566
Turbine	108 180 414	27 646 470	135 826 885
Elec de Puissance	48 707 170	729 325	49 436 495
Elec de Commande	21 563 877	1 896 246	23 460 123
Telecom	5 215 243	-	5 215 243
Barrage & composants associés	22 986 470	345 315 462	368 301 933
Pistes & Ponts	20 068 685	28 350 104	48 418 789
Conduites Forcées	-	130 612 027	130 612 027
Appendice	2 774 297	2 591 115	5 365 412
Autre composant	9 573 287	-	9 573 287
TOTAL VAITE	270 930 987	545 427 772	816 358 759

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 indirectes 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)
Vaite	12,66

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.