



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**

MOYENNE PAPENOO

**RAPPORT DU DELEGATAIRE
DU SERVICE PUBLIC**

Année 2019

Sommaire

1 - SYNTHÈSE	3
1.1 Faits marquants	4
1.2 Principaux indicateurs	5
2 - PRÉSENTATION	6
2.1 Les moyens affectés à la concession	7
2.2 Le cadre juridique et contractuel	11
3 - OBLIGATION DE SERVICE A LA CLIENTÈLE	12
3.1 Tarif en vigueur	13
3.2 Production vendue et chiffre d'affaires correspondant	14
3.3 Bilan d'exploitation	17
4 - DONNÉES COMPTABLES ET FINANCIÈRES	19
4.1 Principes de la comptabilité appropriée	20
4.2 Méthodologie et clés de répartition analytique	23
4.3 Les comptes de la concession	26
5 - INFORMATIONS SUR LES BIENS IMMOBILISÉS	30
5.1 Variation des immobilisations en concession	31
5.2 Situation des biens nécessaires à l'exploitation du service public	31
5.3 Suivi du programme contractuel d'investissements	32
5.3.1 Le réalisé de l'année	32
5.4 Fonds de maintenance des conduites forcées	32
5.5 Dépenses de renouvellement	33
5.6 Dépenses de 1er établissement	34
5.7 Méthode relative aux charges calculées	36
5.8 Indemnité de fin de concession	39
6 – ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUITÉ DU SERVICE PUBLIC	40



1 - SYNTHÈSE

1.1 Faits Marquants

1.2 Principaux indicateurs



1.1 Faits marquants

Prise en charge des pertes de transport

Par décision du ministère, (courrier du 12 juillet 2019) les pertes de transport ne sont plus supportées par la TEP, l'aide provisoire accordée à cette société devrait perdurer quelques années encore.

En contrepartie la majoration du prix de vente de l'hydroélectricité prévue aux avenants de 2015 est réintégrée aux tarifs.

Marama Nui se trouve donc exposé à l'inévitable augmentation des pertes de transport qui résultera de la mise en service de la boucle nord.

Non actualisation tarifaire :

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.

Redressement fiscal

Une vérification par le service des impôts a été effectuée au cours du troisième trimestre 2019, elle portait sur l'impôt foncier et la contribution des patentes.

En fin de contrôle, un projet de redressement nous a été exposé, il visait d'une part à réintégrer dans la base imposable les pistes et les captages jusqu'à présent exclus et d'autre part de soumettre l'ensemble de la base imposable à la TVLLP.

Aucune notification de redressement ne nous a été adressée à fin d'exercice.

1.2 Principaux indicateurs

			Moyenne Papenoo	
			2019	2018
Techniques	Pluviométrie	mm	6 935	6 430
	Disponibilité des ouvrages		99,80%	99,40%
	Production sortie d'alternateurs			
	- exercice	kWh	22 918 800	24 646 550
	- moyenne historique	kWh	24 564 107	24 642 454
	Production vendue (*)			
	- exercice	kWh	22 131 408	24 491 455
	- rendement		96,6%	99,4%
	- contractuelle	kWh	23 331 031	23 331 031
Financiers	Chiffre d'Affaires Net Energie	k XPF	323 497	319 390
	Ecart sur prévisionnel (Art16.2)			
	- valeur du fonds au 31 décembre	k XPF	54 534	71 705
	- variation de l'exercice	k XPF	-17 171	10 209
	Patrimoine Immobilier	k XPF	3 898 423	3 898 122
	Travaux réalisés			
	- Dépenses de renouvellement	k XPF	14 404	102 301
	- Dépenses d'améliorant	k XPF	0	0
	Besoin de renouvellement	k XPF	2 186 782	2 051 146
	Fonds de maintenance des conduites forcées			
- valeur du fonds au 31 décembre	k XPF	431 232	412 866	
- Variation sur l'exercice	k XPF	18 367	5 626	
Indemnité prévisionnelle de fin de concession	k XPF	1 415 398	1 395 566	
Développement durable	Environnement			
	- économie de fuel	m3	5 179	5 565
	- réduction de CO2	T	18 009	19 349

(*) En raison de la consommation des auxiliaires des centrales et de la facturation à la TEP des pertes de transport, la production vendue sur l'exercice s'élève à 22 131 408 kWh.

2 - PRESENTATION

2.1 Les moyens affectés à la concession

2.2 Le cadre juridique et contractuel

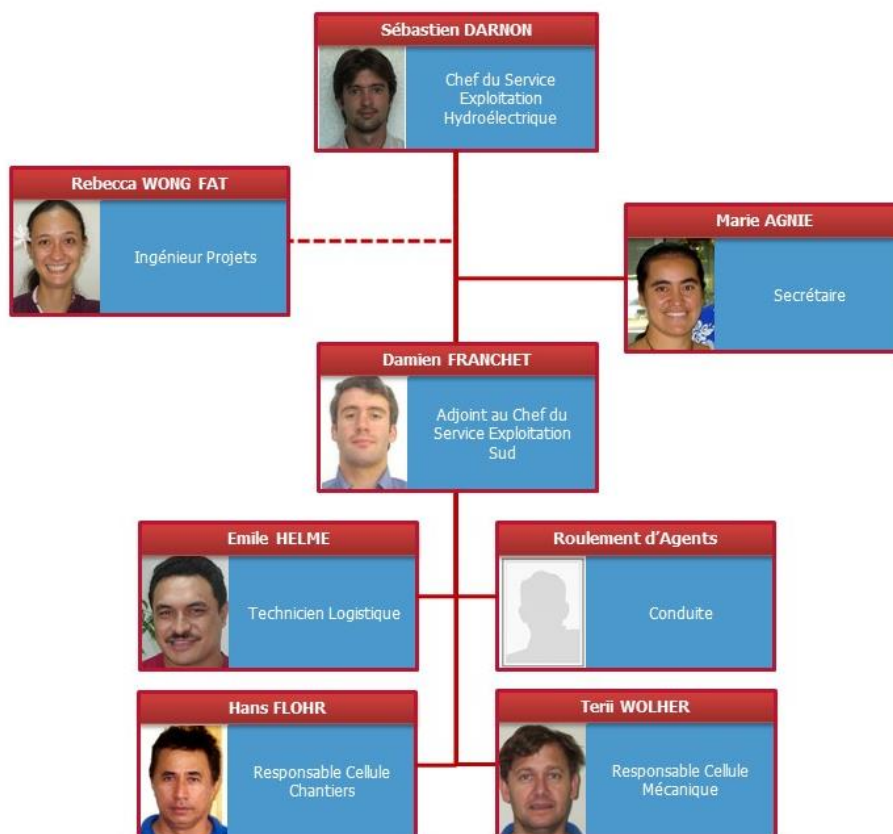
2.2.1 La convention de concession

2.2.2 Les autres contrats

2.1 Les moyens affectés à la concession

Les moyens humains et matériels du groupe implantés en Polynésie et dédiés à l'hydroélectricité sont communs aux 5 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 27 salariés organisés comme suit :



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

MARAMA NUI, la référence polynésienne de l'hydroélectricité

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

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

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

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

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



Après presque 20 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 Maroto. 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.

A ce jour MARAMA NUI exploite 15 barrages et 14 centrales, répartis sur 5 vallées de Tahiti, pour une puissance installée totale de 47,4 MW

Une énergie propre et locale

La production électrique de MARAMA NUI, qui se monte à 159 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.

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 poursuit sa démarche de suivi de la biodiversité dans les rivières qu'elle exploite. Elle fait en sorte de garantir la continuité écologique de ces installations. De plus, elle est aujourd'hui dans une dynamique de communication dans les écoles du territoire.



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.

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 2030 avec des réalisations annuelles, entièrement locales pouvant atteindre 200 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 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

2.2 Le cadre juridique et contractuel

2.1.1 La convention de concession

La concession de forces hydrauliques de la Moyenne Papeno'o a été confiée par la Polynésie française à MARAMA NUI, par une convention du 11 août 1995 pour une durée initiale de 45,5 ans, devant prendre fin le 31 décembre 2040.

Un premier avenant, en date du 19 janvier 1998, a prolongé de 10 ans la durée de la concession (portée au 31 décembre 2050), et instauré une formule procédant à la baisse du tarif du kWh sur les 3 années à suivre.

Un second avenant, en date du 29 décembre 2015, a introduit un prix de vente du kWh hydroélectrique spécifique à chaque concession, 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 la Moyenne Papeno'o comprend notamment 1 centrale, dénommée « Papeno'o 0 », et une retenue principale.

2.1.2 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'Énergie Électrique 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

- 3.1 Tarif en vigueur
- 3.2 Production vendue et chiffre d'affaires correspondant
 - 3.2.1 Pluviométrie
 - 3.2.2 Disponibilité des ouvrages
 - 3.2.3 Production brute d'hydroélectricité
 - 3.2.4 Production vendue
 - 3.2.5 Chiffre d'affaires
- 3.3 Bilan d'exploitation
 - 3.3.1 Incidents majeurs
 - 3.3.2 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° 201 CM	14,34 F /kWh (tarif spécifique à la concession de la Moyenne Papenoo)

Bien que cela soit prévu au cahier des charges de la concession, aucune des actualisations tarifaires contractuellement dues n'a fait l'objet depuis le 25 février 2016 d'un arrêté du conseil des ministres.

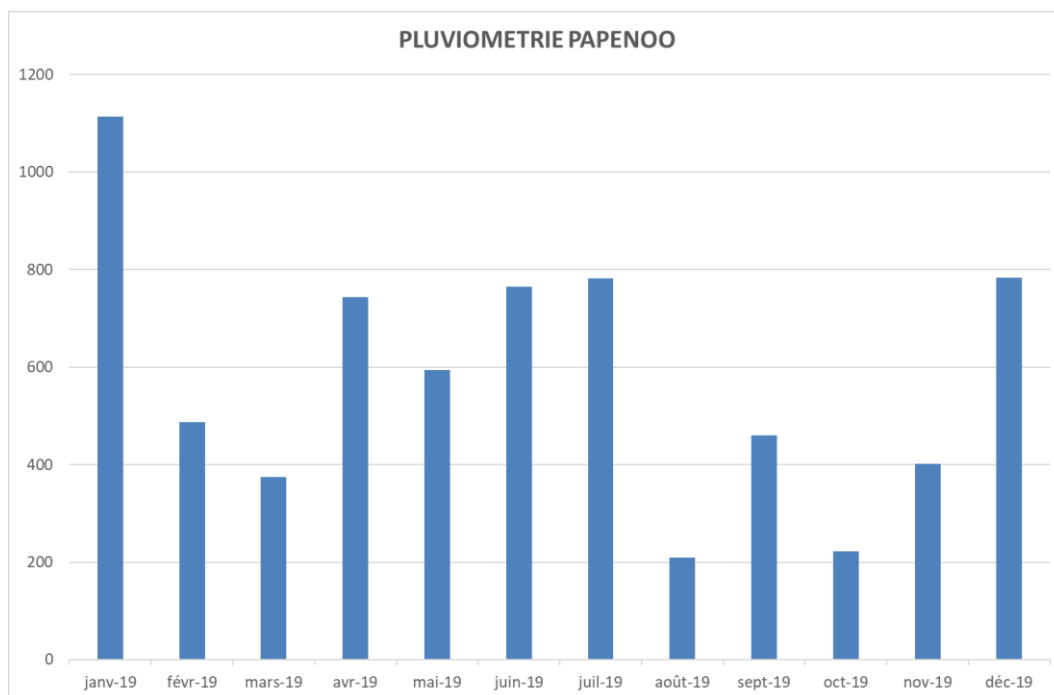
Si pour sa part l'entreprise a bien facturé son énergie au prix « publié », elle a comptabilisé des « avoirs à établir » de sorte à ce que son chiffre d'affaires, correspondent aux produits qui lui sont contractuellement dus à savoir :

Tarifs de l'avenant N°3 de 12/2015	14,34
Restitution taxe foncière	-0,57
Actualisation au 01/03/2016	0,00
Tarif au 01/03/2016	13,77
Actualisation au 01/03/2017	0,03
Tarif au 01/03/2017	13,8
Baisse liée à la refacturation des pertes de transport	-0,40
Tarif au 01/09/2017	13,40
Actualisation au 01/03/2018	0,05
Tarif au 1/03/2018	13,45
Mise en service ouvrage Hydromax	
Tarif au 1/12/2018	13,45
Actualisation au 01/03/2019	-0,02
Tarif au 1/03/2019	13,43
Prise en charge des pertes de transport	0,40
Tarif au 01/08/2019	13,83

3.2 Production vendue et chiffre d'affaires correspondant

3.2.1 Pluviométrie

La pluviométrie a été très élevée en janvier (> à 1m). Cela permet un bon mois mais un surplus de précipitation cumulé sur un seul mois n'apporte rien à la production hormis des dégâts dans les vallées. La bonne pluviométrie du premier semestre nous permet de réaliser une bonne année.



Graphique de pluviométrie

3.2.2 Disponibilité des ouvrages

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

Papenoo OT1	99,8%	99,8%
Papenoo OT2	99,8%	

3.2.3 Production brute d'hydroélectricité (en KWh)

Depuis la mise en exploitation des ouvrages
(Sortie alternateurs)

	PAPENOO MOYEN
1981	
1982	
1983	
1984	
1985	
1986	
1987	
1988	
1989	
1990	
1991	
1992	
1993	
1994	
1995	
1996	
1997	
1998	30 388 133
1999	16 351 826
2000	26 312 303
2001	23 764 414
2002	16 990 783
2003	19 203 101
2004	23 729 271
2005	21 987 340
2006	20 900 575
2007	27 702 030
2008	23 483 997
2009	21 692 735
2010	36 333 695
2011	29 591 368
2012	25 975 885
2013	23 158 011
2014	25 512 907
2015	23 990 294
2016	28 729 673
2017	27 046 653
2018	24 646 550
2019	22 918 800
moy réelle à 2019	24 564 107
Ecart / Moyenne	-7%

La production de l'exercice est inférieure sur la concession de 7% à la moyenne historique avec 22,9 GWh de produit sur l'année par rapport à 24,6 GWh depuis l'origine.

3.2.4 Production « vendue »

En raison de la consommation des auxiliaires des centrales et de la facturation à la TEP des pertes de transport, la production vendue sur l'exercice s'élève à **22 131 408 KWh**.

	Janv - Fév	Mars - Juillet	Août - Déc	2019
Production brute (sortie transfo.)				22 918 800 kWh
- Consommation des auxiliaires				-787 392 kWh
Production vendue - EDT & TEP	6 639 293 kWh	9 814 743 kWh	6 309 088 kWh	22 763 124 kWh
Pertes transport supportées MN	-173 463 kWh	-273 199 kWh	-185 054 kWh	-631 716 kWh
Production vendue - EDT	6 465 830 kWh	9 541 544 kWh	6 124 034 kWh	22 131 408 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.

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 impacte l'équilibre économique des concessions de MARAMA NUI à hauteur de 60 MF en rythme annuel.

Par décision du ministère, (courrier du 12 juillet 2019) les pertes de transport ne sont plus supportées par la TEP, l'aide provisoire accordée à cette société devrait perdurer quelques années encore. En contrepartie la majoration du prix de vente de l'hydroélectricité prévue aux avenants de 2015 est réintégrée aux tarifs. Marama Nui se trouve donc exposé à l'inévitable augmentation des pertes de transport qui résultera de la mise en service de la boucle nord.

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 **323 496 857 XPF**.

	Janv - Fév	Mars - Juillet	Août - Déc	2019
Production brute (sortie transfo.)				22 918 800 kWh
- Consommation des auxiliaires				-787 392 kWh
Production vendue - EDT & TEP	6 639 293 kWh	9 814 743 kWh	6 309 088 kWh	22 763 124 kWh
Pertes transport supportées MN	-173 463 kWh	-273 199 kWh	-185 054 kWh	-631 716 kWh
Production vendue - EDT	6 465 830 kWh	9 541 544 kWh	6 124 034 kWh	22 131 408 kWh
Production contractuelle (art 16-2)	4 946 179 kWh	8 772 468 kWh	9 612 385 kWh	23 331 031 kWh
Ecart	1 519 651 kWh	769 076 kWh	-3 488 351 kWh	-1 199 623 kWh
<i>Dont 66% porté en cpt courant du concédant</i>	<i>1 002 970 kWh</i>	<i>507 590 kWh</i>	<i>-2 302 312 kWh</i>	<i>-791 751 kWh</i>
Vente à EDT	86 965 414 XPF	128 142 934 XPF	84 695 389 XPF	299 803 737 XPF
- Ajustement des avoirs à établir EDT 2017 à 2019				20 388 228 XPF
Ventes Hydro à EDT				320 191 965 XPF
- Avoirs émis à la TEP période 2017 à 2018				-13 866 103 XPF
Chiffre affaires énergie				306 325 862 XPF
Ecart sur prévisionnel (Art.16.2)				11 538 633 XPF
Ajustement écart sur prévisionnel antérieur(Art.16.2)				5 632 362 XPF
Chiffre affaires Net énergie				323 496 857 XPF

3.3 Bilan d'exploitation

3.3.1 Incidents majeurs

Aucun incident n'est survenu sur la vallée de la moyenne Papenoo en 2019.

3.3.2 Actions Sécurité Environnement

Aucune action Sécurité Environnement sur la vallée de la moyenne Papenoo en 2019.

3.3.3 Réalisation de l'année

Le Bassin cote 85 dans la vallée de Papenoo II est curé régulièrement. Cependant cette année était particulière, en effet, suite au curage de la haute vallée en 2018 et aux différents éboulements intervenus sur les dégraveurs I, J et G, la quantité de matériaux était bien plus importante que prévue. Le curage a duré 3 semaines de plus qu'initialement prévu entraînant un dépassement de budget de 30 M XPF.



Curage Bassin Cote 85 Papenoo



4 - DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES

4.1 Principe de la comptabilité appropriée

- 4.1.1 La séparation des activités
- 4.1.2 La séparation des services délégués
- 4.1.3 Le principe du coût réel constaté
- 4.1.4 Le principe de la prééminence de l'imputation directe
- 4.1.5 La non-compensation des produits et des charges dans la présentation de l'information financière
- 4.1.6 La justification du périmètre de charges
- 4.1.7 La permanence des méthodes
- 4.1.8 Le principe de détermination des charges économiques calculées
- 4.1.9 Les opérations effectuées avec les parties liées
- 4.1.10 L'identification des contrats à long terme
- 4.1.11 Distinction entre coûts récurrents et coûts non récurrents au sein des activités concernées
- 4.1.12 Objectivation de la marge du délégataire par concession et activité
- 4.1.13 Principe d'ajustement du revenu prévisionnel sur le revenu réalisé
- 4.1.14 Ajustement suite à une remise en cause par l'autorité concédante des coûts présentés

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 2015 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 comptabilité appropriée

4.1.1 – La séparation des activités

MARAMA NUI possède une seule activité, celle de la fourniture d'hydroélectricité.

4.1.2 – La séparation des services délégués

Un compte de résultat et un bilan spécifique sont présentés pour chaque concession de MARAMA NUI. Comptablement, les dépenses engagées au bénéfice d'une concession y sont toujours directement affectées.

4.1.3 – 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 telle que pratiquée pour l'exploitation déléguée MN/EDT.

4.1.4 – 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...

4.1.5 – La non-compensation des produits et des charges

Les lignes de produit sont identifiées dans le compte de résultat à l'exception des postes suivants :

MOYENNE PAPENOO		Montant Compte de résultat	Détail produits	Détail charges
Maintenance - Conduite exploitation	Provisions sur stocks et créances	4 133 408	10 700 239	-6 566 831
Impôts et Taxes	Provisions pour risques et charges	-37 217 491	209	-37 217 700
Financier	Autres produits et charges financières	655 748	849 889	-194 141
TOTAL		-32 428 336	11 550 336	-43 978 672

4.1.6 – La justification du périmètre de charges

Non applicable car MARAMA NUI possède une seule activité, la production d'hydroélectricité.

4.1.7 – La permanence des méthodes

A compter de 2019, un changement de méthode est opéré dans le calcul de l'IS.

Les réintégrations et déductions fiscales sont affectées au réel entre les activités en concession et le hors concession permettant de calculer les taux de prélèvement « sur résultat comptable ». Ce taux de prélèvement est ensuite appliqué de manière uniforme au résultat comptable de chaque concession ; de la sorte, le montant de l'impôt réparti est équivalent à celui réellement payé.

Les années précédentes, le taux de l'impôt sur les sociétés et sa contribution supplémentaire étaient calculés sur le résultat de chaque concession indépendamment du taux réel payé. En raison de la progressivité de la contribution supplémentaire, la somme de l'impôt recalculée était inférieure au montant réellement versé, la différence était inscrite en Hors Concession dans la rubrique « consolidation des bases fiscales ».

L'impact de ce changement de méthode sur l'exercice 2019 est le suivant :

		Impact changement de méthode du calcul de l'IS								
		Concession + HC	HORS CONCESSION	TOUTES CONCESSIONS	VAITE	VAIHIRIA	FAUTAUTIA	TITAVIRII	HAUTE PAPENOO	MOYENNE PAPENOO
Impact résultat net - social	0	48 487 297	-48 487 294	-5 802 436	-8 116 608	-8 002 457	-6 856 959	-10 923 419	-8 785 415	
Impact résultat net - concession CC lissée	0	43 581 132	-43 581 131	-5 025 355	-7 352 500	-7 094 832	-6 237 416	-9 979 029	-7 891 999	

4.1.8 – 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.

4.1.9 - 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.

EDT

Libellé	Description	Moyenne Papenoo
Achat de l'hydroélectricité	EDT achète de l'hydroélectricité à MN au prix de 12,06K/kwh jusqu'au 1er mars 2016, puis les tarifs par vallées ont été actualisés. Au 31/12/19, les tarifs par vallées s'élèvent à 10 xpf pour Vaihiria, 12,66 xpf pour la Vaite, 13,65 xpf pour Titaaviri, 10,10 xpf pour Faatautia, 14,05 xpf pour la haute PPNOO et 14,34 xpf pour la moyenne PPNOO.	320 191 965
Exploitation déléguée : prestations d'exploitation	Une convention d'exploitant déléguée a été conclue entre EDT et Marama Nui le 1er août 2006, donnant lieu à une facturation annuelle forfaitaire des prestations. Un premier avenant a été signé le 23 juin 2011 indiquant une refacturation des prestations au franc le franc sur la base des charges supportées par EDT. En date du 24 septembre 2019, un avenant 2 a été conclu donnant lieu à l'application d'une marge de 2% sur les charges refacturées par EDT, avec effet rétroactif au 1er janvier 2018.	41 144 603
Dispatching	Contrat de prestations techniques d'aide à la conduite entre MNui et EDT. L'aide à la conduite du réseau de distribution du SECOSUD intègre des activités de contrôle des flux depuis le réseau de transport, de respect des capacités nominale des ouvrages et de proposition d'adaptation du schéma du réseau aux diverses contraintes de continuité de service aux utilisateurs du réseau de distribution.	1 546 973
Compte courant	Existence d'un compte courant entre Marama Nui et EDT, refacturation des intérêts en compte courant	191 852
Convention administrative	EDT refacture à l'ensemble de ses filiales des prestations administratives déterminées par un prorata. Sur l'exercice la prestation administrative inclus l'assistance informatique.	7 227 392

Autres parties liées

Libellé	Description	Moyenne Papenoo
Polydiesel	Travaux sous-traités: production	149 544
Engie Services Polynésie	Travaux sous-traités: réseaux et facility management	669 673

4.1.10 - L'identification des contrats à long terme

Cf. chapitre 6. ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUITE DU SERVICE PUBLIC

4.1.11 - Distinction entre coûts récurrents et coûts non récurrents au sein des activités concernées

La notion de produits et charges non récurrents fait référence à l'ensemble des éléments ne rentrant pas habituellement dans le cycle normal d'exploitation, d'investissement ou de financement de l'opérateur. Les charges non récurrentes sont des charges de caractère exceptionnel qui n'ayant pas vocation à se reproduire les exercices suivants.

Cf. paragraphe :

4 – DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES

4.3.3 Commentaires sur les comptes

4.1.12 - Objectivation de la marge du délégataire par concession et activité

Le résultat net est présenté pour chaque concession.

4.1.13 - 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.

4.1.14 - 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 :
 - L'amortissement de caducité, le passif de renouvellement, le fonds de maintenance des conduites forcées,
 - Les provisions pour risques et charges,
 - Les 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 telle que pratiquée 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.

- Les réintégrations et déductions fiscales sont affectées au réel entre les activités en concession et le hors concession permettant de calculer les taux de prélèvement « sur résultat comptable ». Ce taux de prélèvement est ensuite appliqué de manière uniforme au résultat comptable de chaque concession ; de la sorte, le montant de l'impôt réparti est équivalent à celui réellement payé.

4.3 Les comptes de la concession

4.3.1 Bilan

ACTIF	MOYENNE PAPENOO (0)	
	2018 Concession	2019 Concession
Immobilisations concédées	3 898 121 844	3 898 423 134
Immobilisations privées	53 787 296	43 227 364
Immobilisations financières	4 455 812	4 107 248
Immobilisations en-cours	30 660 359	68 672 508
Avances et acomptes		
Total Immobilisations brutes	3 987 025 311	4 014 430 254
Amortissements	-2 093 185 651	-2 130 086 752
Immobilisation concédés (1)	-2 049 923 473	-2 095 872 457
Immobilisation privés	-43 262 178	-34 214 295
Immobilisations nettes	1 893 839 660	1 884 343 502
Stock	30 028 605	31 795 468
Provisions de stock	-2 507 022	-2 525 242
Net	27 521 583	29 270 226
Créances clients	29 436 019	34 115 823
Autres créances	23 492 987	33 458 418
Charges constatées d'avance	349 322	379 982
Total créances d'exploitation	53 278 328	67 954 223
Provisions créances	-4 713 264	-521 327
Créances nettes	48 565 065	67 432 896
Placement et trésorerie		
Disponibilités ou C/C du concessionnaire	406 682 619	361 226 645
TOTAL ACTIF	2 376 608 926	2 342 273 269

PASSIF	MOYENNE PAPENOO (0)	
	2018 Concession	2019 Concession
Capital		
Réserves		
RAN		
RESULTAT	151 912 743	62 194 955
Capitaux propres	151 912 743	62 194 955
Amort caducité, ATO, PRU	1 560 059 504	1 511 307 645
Provision pour renouvellement		
Passif de renouvellement (2)	63 581 817	99 784 151
Fonds de maintenance conduites forcées	412 865 765	431 232 296
Autres provisions pour risques et charges	9 721 065	47 150 240
Autres provisions pour risques et charges - Immobilisation		
S/T capitaux propres et provisions	2 198 140 894	2 151 669 287
C/C du concessionnaire (emprunt)		
Emprunt et dettes		
Avance et Acompte recus	56 310 907	63 523 930
Fournisseurs	18 631 747	27 110 673
Dettes fiscales et sociales	16 467 056	15 706 989
Autres dettes	87 058 323	84 262 389
PCA		
S/T emprunts et dettes	178 468 033	190 603 981
TOTAL PASSIF	2 376 608 926	2 342 273 269

4.3.2 Compte de résultat

RESULTAT	MOYENNE PAPENOO (0)	
	2018 Concession	2019 Concession
CA "net" Energie	319 390 187	323 496 857
Ventes hydro (à EDT)	320 488 765	320 191 965
Refacturation Pertes Transport (à TEP) (3)	9 110 046	-13 866 103
Ecart sur prévisionnel (Art.16.2)	-10 208 624	17 170 995
Production moyenne (de l'origine à 2019)	24 642 454	24 564 107
kWh vendus	24 491 455	22 131 408
CA / kWh vendus	13,04	14,62
Maintenance - Conduite exploitation	-62 364 053	-128 014 430
Achats et charges externes	-137 936 663	-145 342 332
Exploitation Déléguée	-33 386 140	-38 877 928
Production immobilisée	114 866 001	52 335 947
Provision pour risques et charges		
Provision Stock & créances	-4 283 119	4 133 408
Amortissement des biens privés destinés à l'exploitation	-1 550 367	-910 493
Exceptionnel	-73 766	646 969
Amortissement des actifs de concession	-34 947 474	-51 765 987
AT, Caducité, PR		
Amortissement biens existants	-47 319 486	-45 948 983
Dot. passif de renouvellement	-32 091 705	-36 202 334
Reprise sur travaux de renouvellement	1 338 297	
Reprise lissée caducité	48 751 859	48 751 859
Reprise lissée provision pour risque		
Dot. fonds conduites forcées	-17 406 106	-17 406 106
Reprise sur travaux conduites forcées	11 779 667	-960 424
Exceptionnel		
Impôts et taxes	-4 848 286	-40 580 006
Patente	-3 291 392	-3 352 558
Autres	-6 940	-9 957
Provision (4)	-1 549 954	-37 217 491
Exceptionnel		
Structure	-9 721 367	-12 577 177
Achats et charges externes	-8 463 138	-9 496 090
Exploitation Déléguée	-3 224 235	-2 266 676
Amortissement des biens privés de structure	-1 161 304	-729 045
Provisions	-298 189	-234 862
Autres produits et charges	3 425 500	149 495
Exceptionnel		
Financier	450 700	655 748
Intérêts sur emprunt bancaire		
Autres produits et charges financières	450 700	655 748
Rémunération C/C du concessionnaire		
Résultat avant impôt	207 959 708	91 215 004
Impôt société	-56 046 965	-29 020 048
Résultat net - concessions	151 912 743	62 194 955

4.3.3 Commentaires sur les comptes

Bilan

1 Amortissement

Ce poste correspond aux charges d'amortissements comptabilisées par le concessionnaire de façon linéaire sur la durée de la concession pour amener la valeur nette des biens au montant de l'indemnité de reprise s'y rapportant (cf. partie 5.7 du rapport).

Remarque : la valeur économique des biens calculée sur leur durée de vie figure dans le chapitre de ce rapport dédié au patrimoine géré.

2 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

3 En 2019, la société Marama Nui a procédé à l'émission d'avoir des pertes de transport facturées à la TEP au titre de la période 2017 à 2018.

4 Une provision pour risque de la patente a été constituée et porte sur les années 2017 à 2019 suite au contrôle fiscal initié courant 2019.

Commentaires sur les éléments non récurrents :

- Facturation des indemnités à la suite du blackout : + 149.495 FCFP
- Provision redressement Patente : - 35.788.548 FCFP

Au 31/12/2019, les éléments comptabilisés en exceptionnel sont considérés comme des éléments récurrents car il s'agit de complément de dotation pour les immobilisations mises au rebut ou des produits de cession des éléments d'actifs, donc entrant dans le cycle normal d'investissement.

4.3.4 Tableau de passage

	MOYENNE PAPENOO	Autres concessions	Toutes concessions	Hors concession	Concessions + Hors concessions
Résultat avant IS - PCG	106 901 452	597 795 758	704 697 210	3 774 490	708 471 700
Neutralisation des charges lissées sociales	17 713 009	161 771 917	179 484 926		179 484 926
Rémunération C/C du concessionnaire social	0	20 727 631	20 727 631	-20 727 631	0
Charges lissées - RAD	-33 399 457	-223 868 481	-257 267 938		-257 267 938
Rémunération C/C du concessionnaire - RAD	0	-20 756 500	-20 756 500	20 756 500	0
Résultat avant IS - RAD	91 215 004	535 670 325	626 885 328	3 803 359	630 688 687

	MOYENNE PAPENOO	Autres concessions	Toutes concessions	Hors concession	Concession + Hors concessions
Résultat net - PCG	72 545 692	405 677 433	478 223 125	60 859 075	539 082 200
Ecart comptes sociaux / comptes RAD	-15 686 448	-62 125 433	-77 811 881	28 869	-77 783 012
Neutralisation IS PCG IS RAD	34 355 760 -29 020 048	192 118 324 -170 423 484	226 474 084 -199 443 532	-57 084 585 57 278 082	169 389 499 -142 165 450
Résultat net - RAD	62 194 956	365 246 840	427 441 796	61 081 441	488 523 237

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 forcée
- 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

2018	Acquisition	Cession	Transfert	2019
3 853 958 040	14 403 664	- 14 102 374	-	3 854 259 330

Pièces sécurité	46 477 641	-	-	46 477 641
Bâtiment	322 927 435	-	-	322 927 435
Turbine	287 850 959	-	-	287 850 959
Elec de Puissance	146 922 822	7 001 382	- 7 834 652	146 089 552
Elec de Commande	52 966 526	7 402 282	- 6 267 722	54 101 086
Telecom	-	-	-	-
Barrage & composants associés	285 889 185	-	-	285 889 185
Pistes & Ponts	264 345 380	-	-	264 345 380
Conduites Forcées	2 443 865 067	-	-	2 443 865 067
Appendice	-	-	-	-
Autre composant	46 876 829	-	-	46 876 829
Droits incorporels de concession	-	-	-	-
3 898 121 844	14 403 664	- 14 102 374	-	3 898 423 134

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 nécessaires à 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 31/12/2019	VNC 31/12/2019
Autre composant	PAP DEGRILLEUR HYDRAU 0	11 827 267	11 827 267	-
Autre composant	PAP AUTRES CENT 0	35 049 562	35 049 562	-
Total Autre composant		46 876 829	46 876 829	-
Barrage & composants associés	MOY PAPENOO CAPTAGE	285 889 185	96 795 567	189 093 618
Total Barrage & composants associés		285 889 185	96 795 567	189 093 618
Bâtiment	PAP GENIE CIVIL 0	251 541 760	140 126 797	111 414 963
Bâtiment	GC RENOVATION BATIMENT	17 162 173	333 709	16 828 464
Bâtiment	ARMATURE RENOV BATIMENT	11 656 739	339 988	11 316 751
Bâtiment	RENOV TOITURE CENTRALE	42 566 763	2 483 061	40 083 702
Total Bâtiment		322 927 435	143 283 555	179 643 880
Conduites Forcées	PAP CONDUITES C0	2 443 865 067	1 238 397 372	1 205 467 695
Total Conduites Forcées		2 443 865 067	1 238 397 372	1 205 467 695
Elec de Commande	REGULATEUR TENSION PAP0T1	2 089 240	2 089 240	-
Elec de Commande	REGULATEUR TENSION PAP0T2	2 089 240	2 089 240	-
Elec de Commande	REGULATEUR VITESSE PAP0T1	6 267 722	6 267 722	-
Elec de Commande	AUTOMATE PAP0 T1	2 611 551	2 611 551	-
Elec de Commande	PROTECTION PAP0 T1	2 089 241	2 089 241	-
Elec de Commande	CABLAGE PAP0 T1	5 223 101	4 279 928	943 173
Elec de Commande	CABLAGE PAP0 T2	5 223 101	4 279 928	943 173
Elec de Commande	ARMOIRE AUTOMATISME P0T1	4 731 789	1 040 995	3 690 794
Elec de Commande	ARMOIRE AUTOMATIS. PAP0T2	12 949 805	2 102 184	10 847 621
Elec de Commande	AUTOMATE PAP0 T2	2 189 456	888 555	1 300 901
Elec de Commande	PROTECTION PAP0 T2	1 234 558	501 026	733 532
Elec de Commande	REGULATEUR VITESSE PAP0T2	7 402 282	32 899	7 369 383
Total Elec de Commande		54 101 086	28 272 509	25 828 577

Famille	Composants	Valeur Brute	AT 31/12/2019	VNC 31/12/2019
Elec de Puissance	PAP ALTERNATEUR CENT 0	47 292 998	41 781 342	5 511 656
Elec de Puissance	PAP ALTERNATEUR CENT 0	47 292 998	41 781 342	5 511 656
Elec de Puissance	PAP TRANSF CENTRALE 0	10 824 952	6 030 275	4 794 677
Elec de Puissance	PAP TRANSF CENTRALE 0	10 824 952	6 030 275	4 794 677
Elec de Puissance	PAP TRANSF AUX CENT 0	790 674	440 459	350 215
Elec de Puissance	PAP TRANSF AUX CENT 0	584 596	325 658	258 938
Elec de Puissance	PAP TRANSF AUX CENT 0	584 596	325 658	258 938
Elec de Puissance	ARMOIRE PUISSANCE PAP0 T1	10 446 202	8 559 856	1 886 346
Elec de Puissance	ARMOIRE PUISSANCE PAP0 T2	10 446 202	8 559 856	1 886 346
Elec de Puissance	ARMOIRE AUXILIAIRE PAP0	7 001 382	46 676	6 954 706
Total Elec de Puissance		146 089 552	113 881 397	32 208 155
Pièces sécurité	PCE SECU 00536 ALTERNAT.	27 447 947	8 445 520	19 002 427
Pièces sécurité	PCE SECU 01252 ROUE P0	8 084 749	2 487 616	5 597 133
Pièces sécurité	PCE SECU 03602 TRANSFO HT	3 928 863	1 208 880	2 719 983
Pièces sécurité	PCE SECU 00537 TRANSFO HT	7 016 082	2 158 792	4 857 290
Total Pièces sécurité		46 477 641	14 300 808	32 176 833
Pistes & Ponts	MOY PAPENOO PISTE	264 345 380	89 501 324	174 844 056
Total Pistes & Ponts		264 345 380	89 501 324	174 844 056
Turbine	PAP TURBINE 1 CENTRALE 0	114 698 627	63 895 362	50 803 265
Turbine	PAP ROUE 1 CENTRALE 0	13 769 369	13 769 369	-
Turbine	PAP TURBINE 2 CENTRALE 0	114 698 627	63 895 362	50 803 265
Turbine	PAP ROUE 2 CENTRALE 0	13 769 369	13 769 369	-
Turbine	RENV VANNE PIED PAPENOO 0	30 914 967	2 189 810	28 725 157
Total Turbine		287 850 959	157 519 272	130 331 687
TOTAL MOYENNE PAPENOO		3 898 423 134	1 928 828 633	1 969 594 501

5.3 Suivi du programme contractuel d'investissements

5.3.1 Le réalisé de l'année

Aucun investissement n'a été réalisé sur l'année 2019.

5.4 Fonds de maintenance des conduites forcées

Ce fonds a été mis en place par l'avenant 3 du 29 décembre 2015, 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.

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	34	380 786 274	17 406 106		398 192 380
2017	33	398 192 380	17 406 106	-8 359 160	407 239 327
2018	32	407 239 327	17 406 106	-11 779 667	412 865 766
2019	31	412 865 766	17 406 106	960 424	431 232 297

5.5 Dépenses 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

Durant les 5 prochaines années, plusieurs chantiers de renouvellement sont prévus :

- La vanne de pied de la turbine 2 sera renouvelée
- Une ligne d'arbre et une roue seront commandées
- Les bacs hydrauliques seront renouvelés
- Les régulateurs de vitesse et de tension seront renouvelés
- Le Pont cote 45 sera renouvelé

Variation du besoin de renouvellement sur l'exercice

Reste à faire au 31/12/2018	2 051 145 552
Réalisé	- 14 403 664
Réajusté	150 040 028
Reste à faire au 31/12/2019	2 186 781 916

	Total Renouvellement
Pièces sécurité	-
Bâtiment	534 261 913
Turbine	568 928 523
Elec de Puissance	472 264 134
Elec de Commande	171 482 110
Telecom	146 250 000
Barrage & composants	-
Pistes & Ponts	-
Appendice	-
Autre composant	293 595 237
	2 186 781 916

5.5.2 Le réalisé de l'année

Comparaison renouvellement réalisé-renouvellement prévu			
	réalisé	budget	écart
Elec de Puissance	7 001 382	-	
Elec de Commande	7 402 282	10 613 636	-30%
	14 403 664	10 613 636	36%

5.5.3 Le plan de renouvellement à 3 ans

	2020	2021	2022	Total Renouvellement
Pièces sécurité	-	-	-	-
Bâtiment	-	-	-	534 261 913
Turbine	19 674 528	-	19 674 528	568 928 523
Elec de Puissance	-	-	-	472 264 134
Elec de Commande	-	-	11 144 317	171 482 110
Telecom	-	-	-	146 250 000
Barrage & composants	-	-	-	-
Pistes & Ponts	-	-	-	-
Appendice	-	-	-	-
Autre composant	16 899 536	50 080 993	-	293 595 237
	36 574 064	50 080 993	30 818 845	2 186 781 916

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 détails des calculs, 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 **36 202 334 XPF**.

5.6 Dépenses de 1er établissement

5.6.1 Le Réalisé de l'exercice

	renouvellement	améliorant	total
Elec de Puissance Renouvellement armoire auxiliaire (PAP0):	7 001 382		7 001 382
Elec de Commande Renouvellement régulateur de tension(PAP0T2):	7 402 282		7 402 282
TOTAL INVESTISSEMENTS MOYENNE PAPERNOO:	14 403 664	-	14 403 664

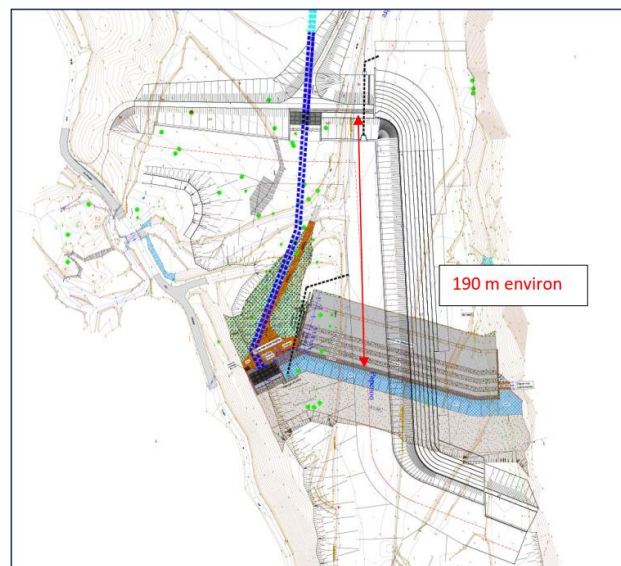
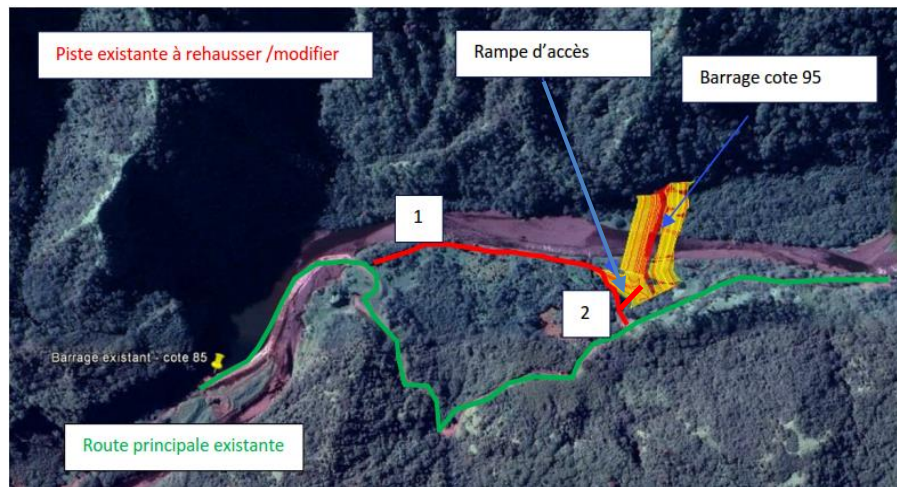
Hydromax : Cote 95

Etat avancement Hydromax Cote 95 – Mars 2020

Afin de réduire les coûts d'investissement et répondre aux contraintes du projet, le nouvel ouvrage cote 95 a été optimisé comme suit :

- Coûts d'investissement : 1 500 MXPF HT ;
- Nouvelle implantation : 190 m en amont de l'ouvrage initialement prévu en phase projet ;
- Longueur totale de la digue à 205 m dont 150 m de déversoir (au lieu de 300 m de déversoir) ;

- Impact limité de l'ouvrage sur les terrains agricoles rive gauche ;
- Préservation de la cascade rive droite et de ses vestiges archéologiques.



Superposition ouvrage cote 95 Projet (juillet 2019) et nouvel ouvrage optimisé (mars 2020)

Les études d'Avant-Projet et d'Impact Environnemental devraient être finalisées en avril 2020 pour un dépôt du dossier de demande d'autorisation d'exploitation en mai 2020. Sous réserve de l'obtention de la double défiscalisation, le démarrage des travaux est programmé pour le 1er trimestre 2022 et une mise en service de l'ouvrage pour le second semestre 2023.

5.6.2 Le programme prévisionnel d'investissement

Aucun programme d'investissement n'a été prévu dans l'année 2019.

5.7 Méthode relative aux charges calculées

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 a pour 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.

§ 218-10 - L'opérateur justifie de sa charge économique de renouvellement en présentant annuellement sa méthode de valorisation de la charge économique de renouvellement ainsi qu'un programme de renouvellement des actifs considérés par l'opérateur comme renouvelables.

5.7.2 Méthode économique des charges calculées

Pour répondre à cette obligation, le concessionnaire a mis en place au 1^{er} janvier 2017 et de manière prospective 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.

Amortissement technique des biens au bilan

La base amortissable est composée du montant brut des immobilisations figurant au bilan duquel est déduit la part financée par les tiers ou le concédant, l'indemnité de fin de concession et des dotations déjà comptabilisées.

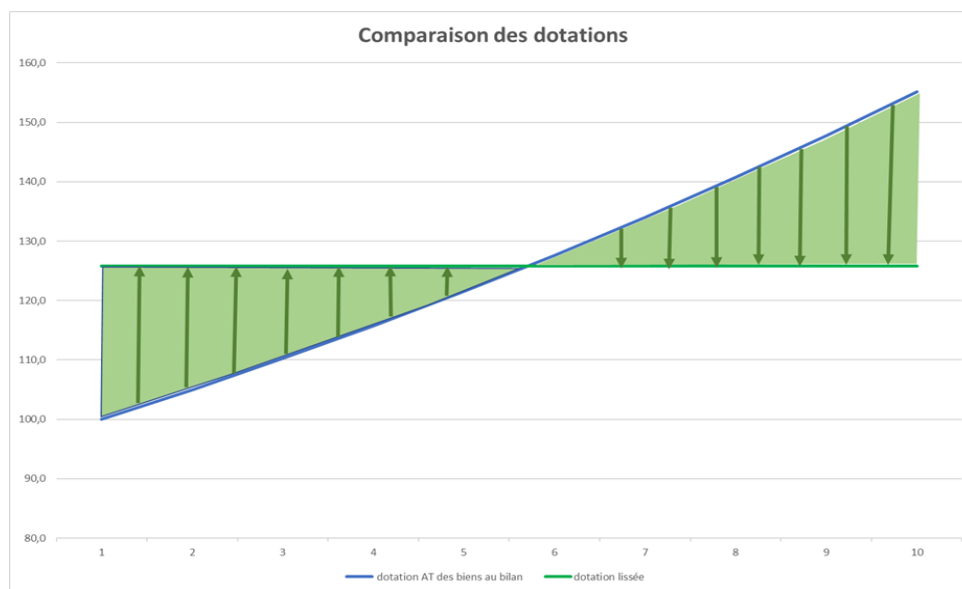
La dotation de l'exercice est obtenue en divisant ce reste à amortir sur la durée résiduelle de la concession.

A patrimoine inchangé la valeur brute des biens au bilan et les dotations aux amortissements s'y rapportant augmentent chaque année en raison des surcoûts de renouvellement.

Dotation/reprise de lissage

Afin d'obtenir des dotations identiques sur la durée de la concession il est fait recours à des dotations/reprises de lissage avec pour contrepartie un compte « Actif/Passif de renouvellement ».

Les dotations/reprises de lissage (flèches vertes) sont calculées par différence entre la dotation de l'exercice à l'amortissement des biens figurant au bilan et la moyenne sur la durée résiduelle de la concession des mêmes dotations.



En bleu la courbe ascendante des dotations à l'amortissement technique des biens au bilan
Les flèches vertes représentent les dotations/reprises de lissage

La droite verte horizontale représente la dotation résultante lissée
La surface verte, « l'actif/passif » de renouvellement.

A la mise en application de cette méthode, toutes les dotations antérieures au renouvellement (AT/PR) ont été transféré dans « l'actif/passif de renouvellement ».

En fin de concession cet « actif/passif de renouvellement » sera à zéro, le cumul des dotations étant par construction égal au cumul des reprises.

5.7.3 Détail des calculs

Amortissement des biens au bilan		
Vo cloture	3 854 259 330	
- IFC biens au bilan cumulé	(333 968 391)	
base amortissable	3 520 290 939	(A)
doté à l'ouverture	2 049 923 473	
Cumul dot à l'ouverture corrigé	2 049 923 473	(B)
reste à amortir	1 470 367 466	(A) - (B)
nb années restantes	32	
dotation exercice	45 948 983	(C)
dotations cumulées	2 095 872 457	(B) + (C)

Détermination du passif de renouvellement		
Besoin (2017-2035) évalué au 31/12/2017	2 194 293 994	
Ajustement du besoin 2018	(40 847 800)	
Ajustement du besoin 2019	150 040 028	
Besoin 31/12/2016 réévalué à fin de période	2 303 486 222	
IFC Prévis. sur renouvellement	(1 081 429 730)	
Doté à l'ouverture (hors reprises)	63 581 817	(A)
reste à doter	1 158 474 674	
nb années restantes	32	
dotation & lissage au passif de renouvellement	36 202 334	(B)
Passif de renouvellement à fin 2019	99 784 151	(A) + (B)

Reprise lissée caducité art LP4		
caducité cpt 229 ouverture	1 560 059 504	(A)
Caducité <u>1 560 059 504</u>		
reprise lissée	(48 751 859)	(B)
caducité cpt 229 clôture	1 511 307 644	(A) + (B)

5.8 Indemnité 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 31/12/2019 et non renouvelables	Total IFC
Pièces sécurité	-	-	-
Bâtiment	344 430 607	10 244 905	354 675 512
Turbine	330 790 467	-	330 790 467
Elec de Puissance	249 816 813	-	249 816 813
Elec de Commande	64 053 382	-	64 053 382
Telecom	20 576 358	-	20 576 358
Barrage & composants	-	52 778 151	52 778 151
Pistes & Ponts	-	48 800 939	48 800 939
Conduites Forcées	-	222 144 396	222 144 396
Appendice	-	-	-
Autre composant	71 762 103	-	71 762 103
TOTAL MOYENNE PAPENOO	1 081 429 730	333 968 391	1 415 398 121

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)
2. Convention de fourniture d'hydroélectricité
3. Accord de puissance garantie
4. Contrat pour la compensation des pertes de transport, avec la société de Transport d'Energie Electrique en Polynésie (T.E.P.)
5. Convention de prestation de conduite
6. Convention d'assistance administrative
7. Convention d'indemnisation des indisponibilités du réseau de transport

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 hydroélectrique a été conclue entre MARAMA NUI et EDT, elle a fait l'objet d'une prolongation de 10 ans à compter du 1er janvier 2020 avec faculté de résiliation à tout moment, avec un préavis de 6 mois.

Dans ce cadre, la société EDT a repris l'intégralité du personnel de la société MARAMA NUI, elle s'engage à maintenir les ouvrages confiés en parfait état de fonctionnement et à en assurer une gestion optimale sur la base d'un programme de maintenance et d'un programme à moyen terme de modernisation et de renouvellement prédéfinis et révisables d'accord des parties.

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. Depuis le 1er janvier 2018 un second avenant a mis en place une rémunération de la prestation fournie à hauteur de 2% des dépenses gérées.

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.

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 :

- a) 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 ;
- b) 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, multipliée 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'Énergie Électrique 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 à ses concessions signés fin décembre 2015, MARAMA NUI s'est engagée auprès du concédant et à 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 jusqu'au 1er septembre 2017, date à laquelle la hausse de la redevance de transport a atteint son maximum.

Arrivée à son terme le 31 mai 2017, et prolongée pour un an, la convention de compensation des pertes n'a pas été renouvelée au 1er juin 2018, par décision de la TEP. Compte tenu de l'équilibre économique du système électrique de l'île de Tahiti, MARAMA NUI considérait néanmoins qu'il appartenait toujours au transporteur d'assumer les pertes intervenues sur son réseau.

Le ministère de l'énergie en a cependant décidé autrement. Par courrier du 12 juillet 2019, Mme la ministre a considéré que la situation temporaire de prise en charge des pertes par MARAMA NUI devait être maintenue après le 1er septembre 2017. MARAMA NUI a donc indiqué qu'elle émettrait des avoirs à l'attention de la TEP, y compris rétroactivement, et que ses tarifs de vente à EDT seraient réhaussés en conséquence.

5- Convention de prestation de conduite

Le 1er avril 2017, une convention de prestation d'assistance à la conduite des ouvrages de MARAMA NUI a été conclue avec EDT. Cette convention permet de déléguer à EDT les missions de conduite desdits ouvrages, en dehors des heures ouvrables. La conduite est ainsi assurée 24/24h, 7/7j.

6- Convention d'assistance administrative

Depuis le 1er mars 2001, MARAMA NUI bénéficie de l'assistance d'EDT en matière administrative et financière, comptable, paye et ressources humaines, juridique, informatique et technique.... EDT met à disposition de MARAMA NUI les moyens humains et matériels lui permettant de fournir une assistance de qualité correspondant à la taille et aux besoins de la société.

L'assistance administrative fournie à MARAMA NUI concerne l'ensemble des tâches habituelles ou exceptionnelles que peut avoir à accomplir le service administratif d'une entreprise de la taille de cette société, tant dans son activité interne que dans ses rapports avec les tiers.

Les conditions de rémunération de cette assistance sont effectuées sur la base des coûts réellement engagés :

- Le coût de fonctionnement des services concernés constitués des frais de personnel majorés de 20% pour tenir compte des charges accessoires (locaux, téléphone, fournitures, amortissement du matériel...) sont pris en compte au prorata du temps passé,
- Les débours à savoir consultations juridiques ou autres sous-traitants sont refacturés au franc le franc

Pour l'exercice 2019, les montants facturés se sont élevés à 58.286.327 FCFP et inclus l'assistance informatique.



7- Convention d'indemnisation des indisponibilités du réseau de transport

Le 29 mai 2019, Marama Nui et EDT ont conclu avec la TEP un « accord sur les modalités de rétrocession de la maintenance des ouvrages de transport ».

Ce contrat prévoit notamment l'indemnisation des pertes de production subies par Marama Nui en cas d'indisponibilité excessive du réseau de transport.