



CONCESSIONS DE FORCES HYDRAULIQUES

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

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

VAIHIRIA

**RAPPORT DU DELEGATAIRE
DU SERVICE PUBLIC**

Année 2018

Sommaire

1 - SYNTHÈSE.....	3
1.1 Faits marquants	3
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	29
5.1 Variation des immobilisations en concession.....	30
5.2 Situation des biens nécessaires à l'exploitation du service public	30
5.3 Suivi du programme contractuel d'investissements	32
5.4 Fonds de maintenance des conduites forcées	33
5.5 Dépenses de renouvellement	33
5.6 Dépenses de 1er établissement	36
5.7 Méthodologie relative aux charges calculées	37
5.8 Indemnités de fin de concession	40
6 - ENGAGEMENTS NÉCESSAIRES A LA CONTINUITÉ DU SERVICE PUBLIC	41

1 - SYNTHÈSE

1.1 Faits marquants

Non actualisation tarifaire :

Bien que cela soit prévu au cahier des charges de la concession, la Polynésie française n'a procédé à aucune actualisation tarifaire contractuellement due depuis le 25 février 2016.

Notre société a informé le Service des Energies de la nécessité de cet ajustement.

Rapports avec la TEP :

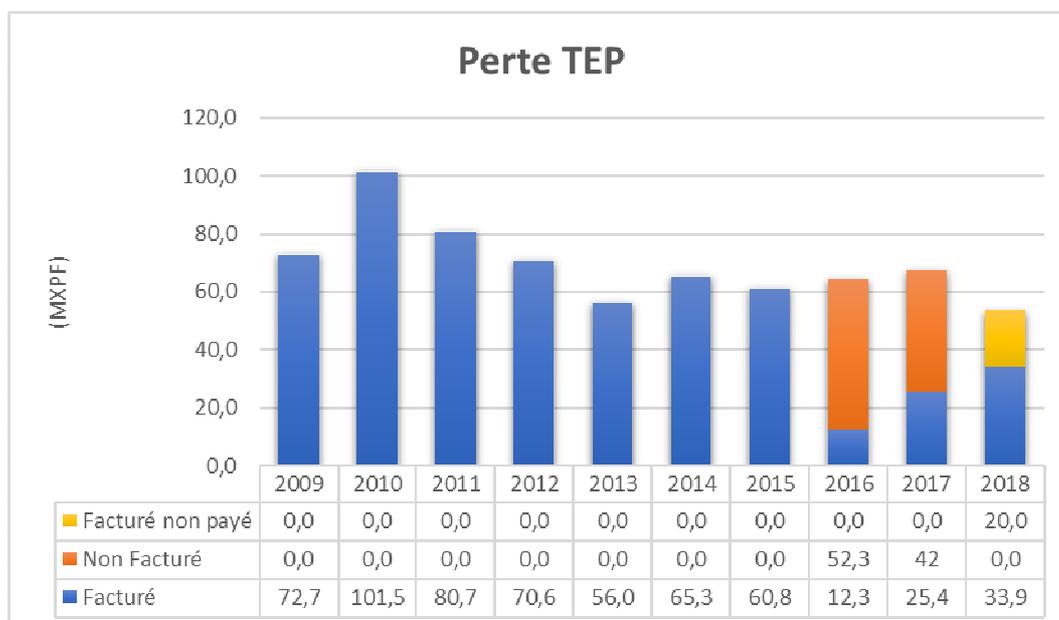
Le sujet de la compensation des pertes de Transport (TEP) devra rapidement être tranché par l'autorité concédante. Au 1er septembre 2017, date d'augmentation de la redevance de transport TEP à son niveau maximum de 2,75 F CFP, MARAMA NUI a cessé d'émettre des avoirs sur l'indemnisation desdites pertes, 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 impacte l'équilibre économique des concessions de MARAMA NUI à hauteur de 60 MF en rythme annuel.

La mise en service du futur réseau de transport (boucle nord) devrait en outre augmenter les pertes de transport de manière très significative, en raison de sa longueur. Nous estimons que ces pertes pourraient être multipliées par 2 ou par 3, ce qui sans cadre contractuel établi avec la TEP, ni cadre réglementaire défini par l'autorité concédante, mettrait l'entreprise en difficulté.

Après une discussion infructueuse avec la TEP, une réunion s'est tenue au Service Energies le 20 février 2019, et un courrier d'alerte a été adressé à ce service le 11 mars. Il est proposé de signer rapidement un contrat de régularisation des prises en charge des pertes de transport par la TEP, dans l'attente d'une éventuelle réorganisation plus profonde du système, à l'étude par le Pays.

Par ailleurs, le réseau de transport n'ayant pas été renouvelé sur les 3 boucles 20 kV du sud, la fiabilité du service reste fragilisée dans la zone sud de l'île et pourrait entraîner des difficultés d'écoulement d'énergie hydroélectrique dans les années à venir. Potentiellement, près d'un tiers des ventes d'énergie de la société est subordonné à la disponibilité de ces boucles.



Historique sur 10 ans du chiffre d'affaires des pertes TEP

1.2 Principaux indicateurs

			Vaihiria	
			2018	2017
Techniques	Pluviométrie	mm	5 104	6 619
	Disponibilité des ouvrages		99,20%	99,90%
	Production sortie d'alternateurs			
	- exercice	kWh	17 486 472	22 443 285
	- moyenne historique	kWh	17 458 106	17 457 006
	Production vendue			
	- exercice	kWh	17 419 448	21 941 093
	- rendement		99,6%	97,8%
	- contractuelle	kWh	16 429 487	16 429 487
Financiers	Chiffre d'Affaires Net Energie	k XPF	159 716	178 610
	Ecart sur prévisionnel (Art16.2)			
	- valeur du fonds au 31 décembre	k XPF	64 732	58 535
	- variation de l'exercice	k XPF	6 197	-33 485
	Patrimoine Immobilier	k XPF	1 407 946	1 407 946
	Travaux réalisés			
	- Dépenses de renouvellement	k XPF	-	13 140
	- Dépenses d'améliorant	k XPF	-	-
	Besoin de renouvellement	k XPF	639 148	638 543
	Fonds de maintenance des conduites forcées			
- valeur du fonds au 31 décembre	k XPF	320 742	307 653	
- Variation sur l'exercice	k XPF	13 089	18 075	
Indemnité de fin de concession	k XPF	514 909	504 758	
Développement durable	Environnement			
	- économie de fuel	m3	3 948	5 086
	- réduction de CO2	T	13 728	17 685



2 - PRESENTATION

2.1 Les moyens affectés à la concession

2.2 Le cadre juridique et contractuel

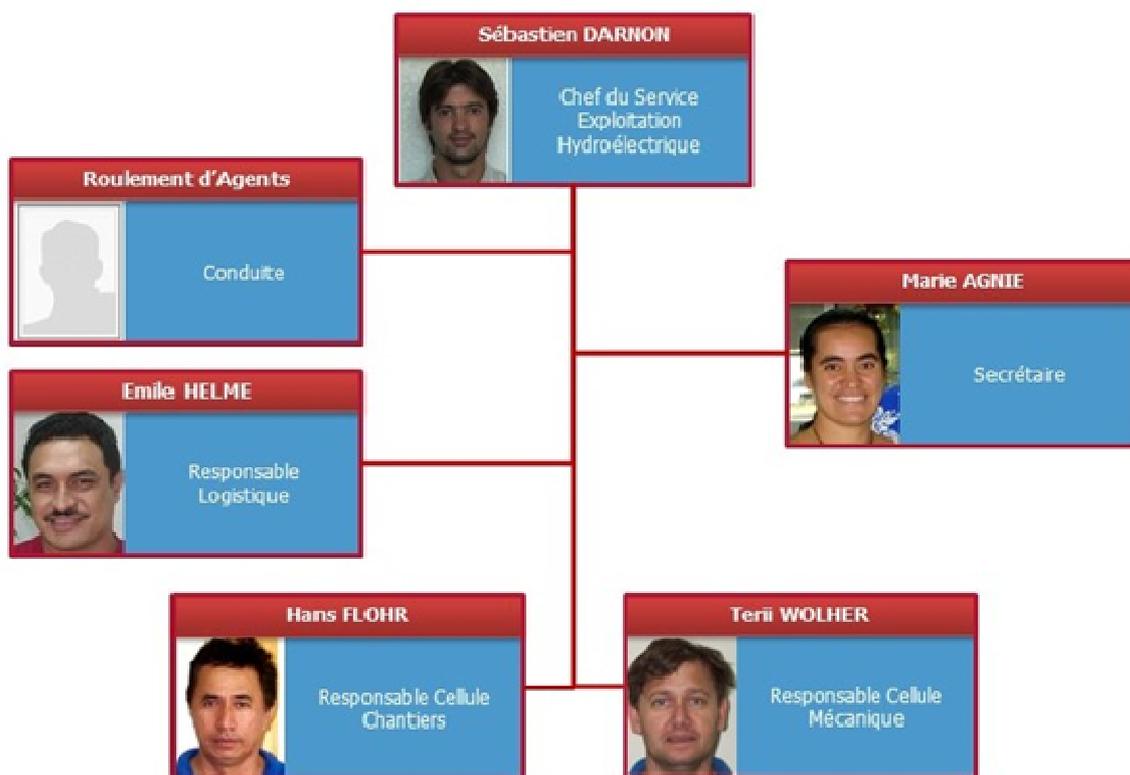
2.2.1 La convention de concession

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 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 24 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

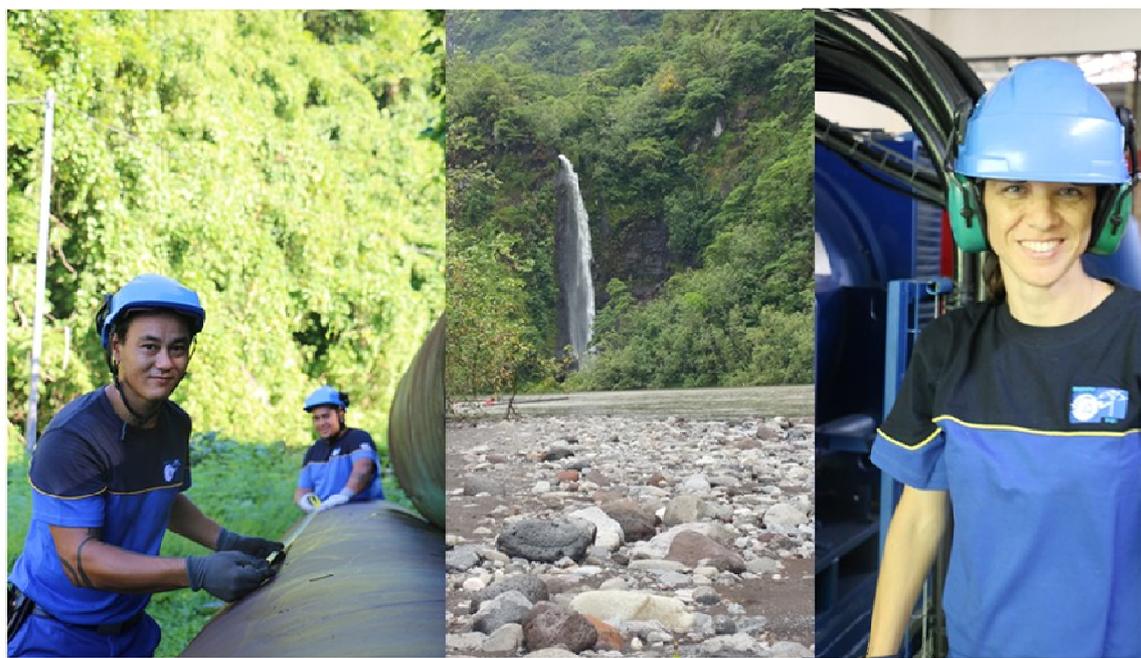
MARAMA NUI est une société anonyme polynésienne créée en 1980, et pionnière en matière de développements hydroélectriques.

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 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.

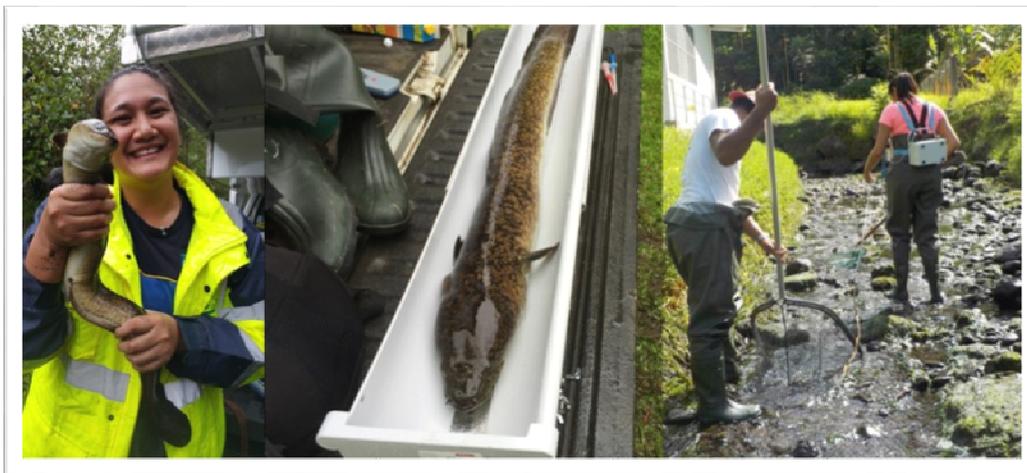
A ce jour, MARAMA NUI exploite 15 barrages et 14 centrales, répartis sur 5 vallées de Tahiti, pour une puissance installée totale de 47,4 MW.

Une énergie propre et locale

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

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 2025 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

2.2.1 La convention de concession

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

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

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

La concession de Vaihiria comprend notamment 3 centrales, dénommées Vaihiria 1 à 3.

2.2.2 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

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° 203 CM	10,00 F / kWh (tarif spécifique à la concession de Vaihiria)

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.

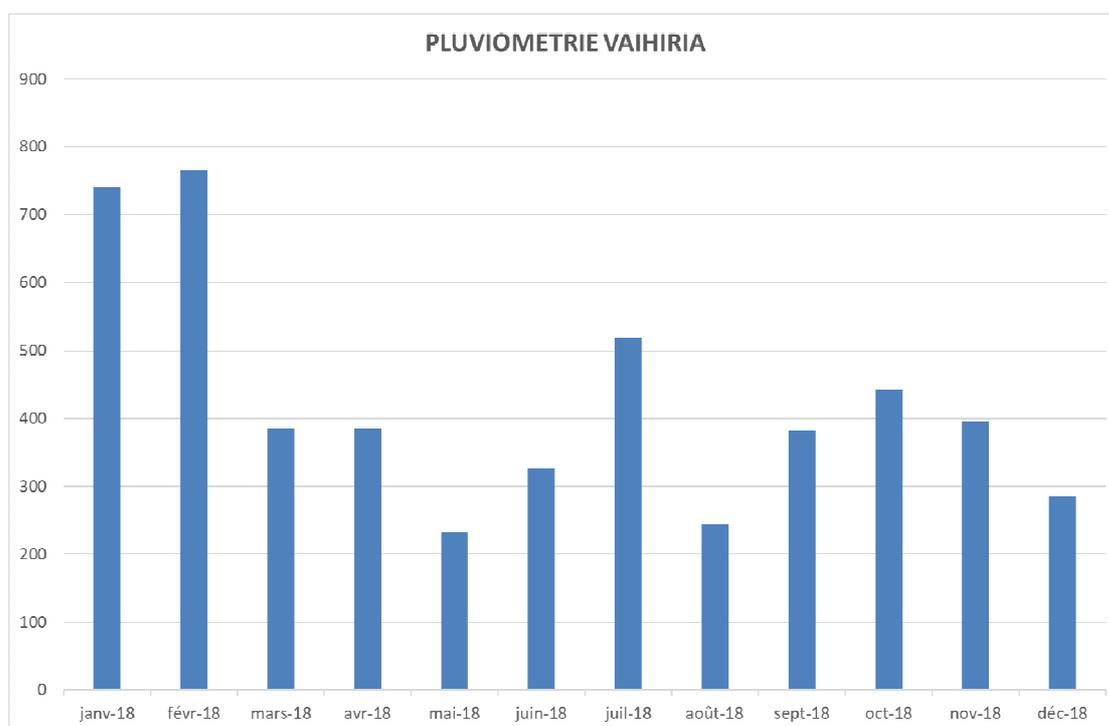
Si pour sa part, l'entreprise a bien facturé son énergie au prix « publié » elle a comptabilisé des « avoirs à établir » de sorte à ce que son chiffre d'affaires, correspondent aux produits qui lui sont contractuellement dus à savoir :

Tarifs de l'avenant N°3 de 12/2015	10,00
restitution taxe foncière	-0,25
actualisation au 01/03/2016	0,01
Tarif au 01/03/2016	9,76
actualisation au 01/03/2017	0,02
Tarif au 01/03/2017	9,78
baisse liée à la refacturation des pertes de transport	-0,29
Tarif au 01/09/2017	9,49
actualisation au 01/03/2018	0,03
Tarif au 1/03/2018	9,52

3.2 Production vendue et chiffre d'affaires correspondant

3.2.1 Pluviométrie

La pluviométrie est très élevée les 2 premiers mois de l'année. Une pluviométrie relativement constante tout au long de l'année à l'exception du mois de décembre un peu bas et du mois d'août très sec.



Graphique de pluviométrie

3.2.2 Disponibilité des ouvrages

La disponibilité de la vallée est restée excellente, à 99,2 % (hors arrêts programmés). Vaihiria 2 a subi une avarie alternateur, ce qui explique l'écart par rapport aux autres.

Vaihiria 1	99,7%	99,2%
Vaihiria 2	97,5%	
Vaihiria 3	100,0%	

3.3.3 Production brute d'hydroélectricité (en KWh)

Depuis 1998 (moyenne calculée depuis l'origine)
(Sortie transfo.)

	VAIHIRIA 1	VAIHIRIA 2	VAIHIRIA 3	VALLEE VAIHIRIA
1981				
1982				
1983		7 489 400		7 489 400
1984		5 922 000		5 922 000
1985		6 926 900	3 127 500	10 054 400
1986	7 545 700	6 127 100	4 781 500	18 454 300
1987	7 357 900	5 509 000	2 354 400	15 221 300
1988	9 645 800	7 331 500	3 083 800	20 061 100
1989	7 417 600	5 758 800	3 432 000	16 608 400
1990	9 451 400	6 908 700	4 307 600	20 667 700
1991	7 297 800	5 968 700	3 194 500	16 461 000
1992	8 406 520	6 251 900	2 890 800	17 549 220
1993	8 579 900	5 895 400	3 143 200	17 618 500
1994	8 000 600	5 591 900	2 538 300	16 130 800
1995	8 253 600	6 246 800	3 215 700	17 716 100
1996	6 338 900	5 666 200	2 902 900	14 908 000
1997	8 029 500	6 625 200	3 519 800	18 174 500
1998	9 922 000	7 385 400	3 133 500	20 440 900
1999	6 562 800	4 917 400	2 529 300	14 009 500
2000	7 389 700	5 351 100	3 006 900	15 747 700
2001	7 155 200	5 197 100	2 548 800	14 901 100
2002	5 169 340	4 182 470	1 818 000	11 169 810
2003	4 685 630	4 031 380	2 068 071	10 785 081
2004	6 437 340	4 714 550	2 957 790	14 109 680
2005	6 206 370	5 240 430	1 381 332	12 828 132
2006	8 437 960	6 298 700	2 198 289	16 934 949
2007	8 406 830	5 701 770	3 435 949	17 544 549
2008	6 739 600	6 643 300	3 686 230	17 069 130
2009	6 962 497	6 795 416	3 735 739	17 493 652
2010	10 230 070	8 922 270	6 175 759	25 328 099
2011	7 229 882	7 697 235	4 881 472	19 808 589
2012	8 307 189	7 274 182	4 389 175	19 970 546
2013	6 802 415	6 749 783	4 735 942	18 288 140
2014	8 322 140	6 491 888	3 779 733	18 593 761
2015	8 297 199	6 702 052	4 112 873	19 112 124
2016	9 197 850	7 792 278	4 240 701	21 230 829
2017	10 857 750	7 605 011	3 980 523	22 443 285
2018	8 259 410	6 390 434	2 836 628	17 486 472
maxi	10 857 750	8 922 270	6 175 759	25 328 099
mini	4 685 630	4 031 380	1 381 332	10 785 081
moy réelle à 2018	7 815 285	6 286 212	3 356 609	17 458 106
Ecart / Moyenne	6%	2%	-15%	0%

La production de l'exercice est environ égale à la moyenne historique avec 17.486 GWh de produit sur l'année par rapport à 17.458 GWh depuis l'origine.

3.3.4 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 **17 419 448 KWh**.

	Janv - Fév	Mars - Aout	Sept - Déc	2018
Production brute (sortie transfo.)				17 486 472 kWh
- Consommation des auxiliaires				-67 024 kWh
Production vendue	4 673 245 XPF	7 643 614 XPF	5 102 589 kWh	17 419 448 kWh

3.3.5 Chiffre d'affaires

3.3.5.1 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.

Des discussions sont en cours avec la TEP, le SDE et le Ministère de l'énergie pour voir réactiver le contrat dont la TEP avait refusé la reconduction. A défaut de retour à la normale de la prise en charge des pertes, MARAMA NUI sera contraint de faire valoir l'indemnisation de son préjudice en justice.

3.3.5.2 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 **159 715 710 XPF**.

	Janv - Fév	Mars - Aout	Sept - Déc	2018
Production brute (sortie transfo.)				17 486 472 kWh
- Consommation des auxiliaires				-67 024 kWh
Production vendue	4 673 245 kWh	7 643 614 kWh	5 102 589 kWh	17 419 448 kWh
Production contractuelle (art 16-2)	3 483 051 kWh	7 097 539 kWh	5 848 897 kWh	16 429 487 kWh
Ecart	1 190 194 kWh	546 075 kWh	-746 308 kWh	989 961 kWh
<i>dont 66% porté en cpt courant du concédant</i>	<i>785 528 kWh</i>	<i>360 410 kWh</i>	<i>-492 564 kWh</i>	<i>653 374 kWh</i>
Tarif de vente moyen du kWh	9,50 XPF	9,53 XPF	9,53 XPF	9,52 XPF
Vente à EDT	43 123 224 XPF	70 928 551 XPF	47 372 063 XPF	161 423 838 XPF
Vente à la TEP	1 291 749 XPF	1 931 359 XPF	1 265 320 XPF	4 488 428 XPF
Chiffre affaires énergie	44 414 973 XPF	72 859 910 XPF	48 637 382 XPF	165 912 265 XPF
Ecart sur prévisionnel (Art.16.2)	-7 454 659 XPF	-3 431 101 XPF	4 689 206 XPF	-6 196 555 XPF
Chiffre affaires Net énergie				159 715 710 XPF

3.3 Bilan d'exploitation

3.3.1 Incidents majeurs

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



Niveau du lac Vaihiria au cours de l'année 2018 en mètres



3.3.2 Actions Sécurité Environnement

MARAMA NUI mesure trimestriellement les débits réservés s'écoulant en aval de ces ouvrages. Ce débit est également contrôlé visuellement en permanence par l'ensemble des techniciens et sous-traitants de MARAMA NUI.

Le débit réservé permet de garantir un apport minimal dans un cours d'eau au droit d'un ouvrage hydroélectrique pour sauvegarder l'écoulement de l'eau en aval et la continuité écologique. Il est défini par la concession des forces hydrauliques à 5% du débit de la rivière.



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 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

4.1.1 – 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 spécifiques 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

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

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 2018, les provisions pour renouvellements comptabilisées avant l'introduction d'une Indemnité de Fin de Concession ont été transférées en amortissements des biens existants au bilan redressant par la même le reste à amortir (cf avenant de décembre 2015). Ce transfert est sans impact sur le montant des charges calculées.

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.

Pour l'année 2018, le tableau suivant présente les montants pour les parties liées.

Libellé	Description	Total Concession
Engie Services Polynésie	Travaux sous-traités : réseaux & facility Management	0
Polydiesel	Travaux sous-traités : production	81 471

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

Les coûts non récurrents sont mentionnés sous une rubrique spécifique.

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)
 - 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 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.

- L'impôt sur les sociétés et la contribution supplémentaire (ou à défaut l'IMF en cas de déficit) sont calculés sur le résultat de chaque concession, disposant ainsi d'une situation normative des résultats.

La contrepartie de l'imposition normative est inscrite en Hors Concession dans la rubrique « consolidation des bases fiscales ».

4.3 Les comptes de la concession

4.3.1 Bilan

ACTIF	VAIHIRIA	
	2018 Concession	2017 Concession
Immobilisations concédées	1 407 945 625	1 407 945 625
Immobilisations privées	83 539 193	105 916 728
Immobilisations financières	3 156 749	4 673 114
Immobilisations en-cours	57 200 905	50 629 309
Avances et acomptes		
Total Immobilisations brutes	1 551 842 471	1 569 164 776
Amortissements	-1 093 938 663	-930 568 602
Immobilisation concédés (1)	-1 023 340 017	-839 436 201
Immobilisation privés	-70 598 646	-91 132 401
Immobilisations nettes	457 903 808	638 596 174
Stock	10 845 901	10 188 193
Provisions de stock	-905 501	-848 300
Net	9 940 400	9 339 894
Créances clients	20 936 249	54 896 376
Autres créances	16 709 292	20 245 830
Charges constatées d'avance	247 479	248 838
Total créances d'exploitation	37 893 020	75 391 044
Provisions créances	-3 352 290	-465 446
Créances nettes	34 540 731	74 925 598
Disponibilités ou C/C du concessionnaire	520 177 920	429 325 854
TOTAL ACTIF	1 022 562 859	1 152 187 519

PASSIF	VAIHIRIA	
	2018 Concession	2017 Concession
RESULTAT	73 030 855	28 857 369
Capitaux propres	73 030 855	28 857 369
Amort caducité, ATO, PRU	480 541 386	508 808 526
Provision pour renouvellement		
Passif de renouvellement (2)	31 451 595	15 991 087
Fonds de maintenance conduites forcées	320 741 596	307 652 557
Autres provisions pour risques et charges	13 386 905	12 084 077
Autres provisions pour risques et charges - Immobilisation (1)		170 831 687
S/T capitaux propres et provisions	919 152 337	1 044 225 303
Emprunt et dettes		
Avance et Acompte recus (3)	20 682 113	
Fournisseurs	3 714 150	28 663 229
Dettes fiscales et sociales	11 666 192	17 842 190
Autres dettes	67 348 067	61 456 798
PCA		
S/T emprunts et dettes	103 410 522	107 962 217
TOTAL PASSIF	1 022 562 859	1 152 187 519

4.3.2 Compte de résultat

RESULTAT	VAHIRIA	
	2018 Concession	2017 Concession
CA "net" Energie	159 715 710	178 610 032
Ventes hydro (à EDT)	161 423 834	209 614 784
Refacturation Pertes Transport (à TEP)	4 488 431	2 480 402
Ecart sur prévisionnel (Art.16.2)	-6 196 555	-33 485 154
Production moyenne (de l'origine à 2018)	17 458 106	17 457 006
kWh vendus	17 419 448	21 941 093
CA / kWh vendus	9,17	8,14
Maintenance - Conduite exploitation	-38 612 498	-59 307 451
Achats et charges externes	-23 183 187	-70 394 833
Exploitation Déléguée	-17 358 470	-24 322 483
Production immobilisée	6 571 596	41 338 873
Provision remise en état / grosses réparations		
Provision Stock & créances	-2 359 902	-3 453 130
Amortissement des biens privés destinés à l'exploitation	-2 230 030	-2 253 977
Exceptionnel	-52 504	-221 900
Amortissement des actifs de concession	-13 795 617	-69 624 847
AT, Caducité, PR		
Amortissement biens existants (4)	-13 072 130	-22 611 319
Reprise lissée provision pour risque (4)		9 490 649
Dot. passif de renouvellement	-15 748 812	-16 279 391
Reprise sur travaux de renouvellement	288 304	288 304
Reprise lissée caducité	28 267 140	28 267 140
Dot. fonds conduites forcées (5)	-18 074 858	-68 780 230
Reprise sur travaux conduites forcées	4 544 739	
Exceptionnel		
Impôts et taxes	-2 871 790	-2 864 935
Patente	-1 771 128	-2 013 238
Autres	-2 588	-4 093
Provision	-1 098 075	-847 596
Exceptionnel		-7
Structure	-9 315 970	-13 450 406
Achats et charges externes	-6 000 914	-10 013 400
Exploitation Déléguée	-2 284 230	-1 448 325
Amortissement des biens privés de structure	-819 570	-747 712
Provisions	-211 254	-1 240 969
Autres produits et charges		
Exceptionnel		
Financier	127 750	1 829 521
Intérêts sur emprunt bancaire		
Autres produits et charges financières	127 750	-1 102 507
Rémunération C/C du concessionnaire		2 932 028
Résultat avant impôt	95 247 586	35 191 914
Impôt société	-22 216 731	-6 334 545
Résultat net - concessions	73 030 855	28 857 369

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.

3 En 2017, les avoirs à établir ont été comptabilisés en hors concession.

Compte de résultat

4 A compter de 2018, les provisions pour renouvellements comptabilisées avant l'introduction d'une Indemnité de Fin de Concession ont été transférées en amortissements des biens existants au bilan redressant par la même le reste à amortir (cf avenant de décembre 2015). Ce transfert est sans impact sur le montant des charges calculées.

5 En 2017, le montant de la dotation de fonds de conduites forcées était de -18 074 857 F au lieu de - 68 780 230 F (inversion avec la concession de Faatautia).

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

2017	Acquisition	Cession	Transfert	2018
1 407 945 625				1 407 945 625

Pièces sécurité	-				-
Bâtiment	72 417 996				72 417 996
Turbine	194 621 684				194 621 684
Elec de Puissance	79 397 153				79 397 153
Elec de Commande	63 127 118				63 127 118
Telecom	25 695 659				25 695 659
Barrage & composants associés	340 679 587				340 679 587
Pistes & Ponts	131 772 761				131 772 761
Conduites Forcées	442 414 578				442 414 578
Appendice	46 803 706				46 803 706
Autre composant	11 015 383				11 015 383
Droits incorporels de concession	-				-
	1 407 945 625				1 407 945 625

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 31/12/2018	VNC 31/12/2018
Autre composant	VAIHIRIA AUTRES C3	5 864 807	5 864 807	0
Autre composant	VAIHIRIA SAHP V3	764 060	439 58	324 479
Autre composant	VAIHIRIA STEB V3	1 664 400	1 231 667	432 733
Autre composant	VAIHIRIA AUTRES C2	2 722 116	2 722 116	0
Total Autre composant		11 015 383	10 258 171	757 212
Barrage & composants associés	VAIHIRIA ETANCHEITE V2	2 497 247	2 497 247	0
Barrage & composants associés	VAIHIRIA CAPTAGE	338 182 340	187 391 414	150 790 926
Total Barrage & composants associés		340 679 587	189 888 661	150 790 926
Bâtiment	VAIHIRIA GENIE CIVIL C3	21 174 315	18 030 450	3 143 865
Bâtiment	VAIHIRIA GENIE CIVIL C1	9 154 999	7 567 605	1 587 394
Bâtiment	VAIHIRIA TOITURE C1	3 132 885	3 132 885	0
Bâtiment	VAIHIRIA TOITURE C3	3 762 015	2 822 013	940 002
Bâtiment	VAIHIRIA GENIE CIVIL C2	18 495 775	5 139 490	13 356 285
Bâtiment	VAIHIRIA TOITURE C2	8 178 064	4 544 503	3 633 561
Bâtiment	BLOC SANITAIRE VAHIRIA1	2 560 000	138 48	2 421 511
Bâtiment	GC SALLE COMMANDE VAHII	3 755 000	135 42	3 619 577
Bâtiment	PORTE FACADE SALLE VAHII1	2 204 943	238 56	1 966 381
Total Bâtiment		72 417 996	41 749 420	30 668 576
Conduites Forcées	VAIHIRIA CONDUITES C2	98 396 627	83 090 486	15 306 141
Conduites Forcées	VAIHIRIA CONDUITES V3	88 499 913	70 647 346	17 852 567
Conduites Forcées	VAIHIRIA CONDUITES C1	255 518 038	198 026 479	57 491 559
Total Conduites Forcées		442 414 578	351 764 311	90 650 267
Appendice	VAIHIRIA VANNES RAMUS V3	1 736 895	1 736 895	0
Appendice	VAIHIRIA PROT CATHODIQUE	4 185 978	2 875 582	1 310 396
Appendice	VAIHIRIA V3 VANNES PIEDS	7 247 524	1 268 316	5 979 208
Appendice	GRILLE RENOVE VAHIRIA 1	33 633 309	2 172 152	31 461 157
Total Appendice		46 803 706	8 052 945	38 750 761
Elec de Commande	ARMOIRE AUTOMATIS. VAHIB	6 625 361	6 625 361	0
Elec de Commande	AUTOMATE VAHI 3	2 070 425	2 070 425	0
Elec de Commande	PROTECTION VAHI 3	1 656 340	1 656 340	0
Elec de Commande	CABLAGES VAHI 3	4 140 851	4 140 851	0
Elec de Commande	REGULATEUR VITESSE VAHI1	2 545 213	2 545 213	0
Elec de Commande	ARMOIRE AUTOMATIS. VAHI2	8 178 407	3 121 425	5 056 982
Elec de Commande	AUTOMATE VAHI 2	2 555 752	2 555 752	0
Elec de Commande	PROTECTION VAHI 2	2 044 602	2 044 602	0
Elec de Commande	CABLAGES VAHI 2	5 111 503	1 950 891	3 160 612
Elec de Commande	REGULATEUR TENSION VAHI3	1 201 807	275 74	926 058
Elec de Commande	REGULATEUR TENSION VAHI2	1 142 238	257 00	885 234
Elec de Commande	ARMOIRE AUTOMATISM VAHI1	11 013 175	966 71	10 046 463
Elec de Commande	AUTOMATE VAHIRIA 1	2 198 870	482 53	1 716 340
Elec de Commande	PROTECTIONS VAHIRIA 1	3 001 512	658 66	2 342 847
Elec de Commande	CABLAGES VAHIRIA 1	8 783 957	771 03	8 012 921
Elec de Commande	REGULATEUR TENSION VAHI1	857 105	185 46	671 637
Total Elec de Commande		63 127 118	30 308 024	32 819 094

Famille	Composants	Valeur Brute	AT 31/12/2018	VNC 31/12/2018
Elec de Puissance	VAIHIRIA TRANSF C2	2 585 185	2 329 879	255 306
Elec de Puissance	VAIHIRIA ALTERNATEUR C3	19 623 491	19 623 491	-
Elec de Puissance	VAIHIRIA TRANSF C3	3 449 329	2 937 190	512 139
Elec de Puissance	ARMOIRE PUISSANCE VAIHI 3	4 140 851	4 140 851	-
Elec de Puissance	VAIHIRIA TRANSF C1	5 797 191	4 792 011	1 005 180
Elec de Puissance	VAIHIRIA ALTERNATEUR C2	16 835 226	16 835 226	-
Elec de Puissance	ALTERNATEUR VAIHIRIA 1	14 864 603	12 882 656	1 981 947
Elec de Puissance	ARMOIRE PUISSANCE VAIHI 2	5 111 504	1 950 890	3 160 614
Elec de Puissance	ARMOIRE PUISSANCE VAIHI1	6 989 773	613 547	6 376 226
Total Elec de Puissance		79 397 153	66 105 741	13 291 412
Pistes & Ponts	VAIHIRIA PISTES	75 518 818	41 846 001	33 672 817
Pistes & Ponts	VAIHIRIA PONTLACVERT BETON	4 145 146	2 979 738	1 165 408
Pistes & Ponts	VAIHIRIA PONTLACVERT METAL	4 655 031	3 223 573	1 431 458
Pistes & Ponts	VAIHIRIA PONTBENETT METAL	8 367 209	4 838 547	3 528 662
Pistes & Ponts	VAIHIRIA PONTBENETT BETON	7 450 713	4 090 355	3 360 358
Pistes & Ponts	VAIHIRIA PONTLACBLEUMETAL	8 367 209	4 838 547	3 528 662
Pistes & Ponts	VAIHIRIA PONTLACBLEUBETON	7 450 713	4 090 355	3 360 358
Pistes & Ponts	VAIHIRIA PONTFUITES METAL	8 367 209	4 838 547	3 528 662
Pistes & Ponts	VAIHIRIA PONTFUITES BETON	7 450 713	4 090 355	3 360 358
Total Pistes & Ponts		131 772 761	74 836 018	56 936 743
Telecom	FAISCEAU HERTZIEN VAIHIRI	25 695 659	11 670 112	14 025 547
Total Telecom		25 695 659	11 670 112	14 025 547
Turbine	VAIHIRIA TURBINE C3	48 204 699	41 047 482	7 157 217
Turbine	VAIHIRIA TURBINE C1	13 433 447	11 104 211	2 329 236
Turbine	VAIHIRIA TURBINE C2	43 480 540	12 082 112	31 398 428
Turbine	VAIHIRIA ROUE C2	17 758 830	9 868 483	7 890 347
Turbine	VAIHIRIA ROUE C1	10 470 818	2 688 965	7 781 853
Turbine	LIGNE ARBRE SUPPOR VAIHI1	35 822 193	3 930 491	31 891 702
Turbine	HYDRAULIQUE VANNES VAIHI1	12 311 280	1 350 821	10 960 459
Turbine	VAIHIRIA ROUE C3	13 139 877	1 093 165	12 046 712
Total Turbine		194 621 684	83 165 730	111 455 954
TOTAL VAIHIRIA		1 407 945 625	867 799 133	540 146 492

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 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.

VAHIRIA

Année	Années restantes avant fin de la concession	Fonds de maintenance au 1/01/N	Dotation	Reprise	Fonds de maintenance au 31/12/N
2016	19	271 502 841	18 074 858		289 577 699
2017	18	289 577 699	18 074 858	0	307 652 557
2018	17	307 652 557	18 074 858	-4 985 821	320 741 594

La conduite de la centrale Vaihiria 3 a subi en 2017 une avarie mettant en évidence un tronçon de 100m à renouveler. Le chantier est complexe au vu de la localisation de ladite conduite. Il est en cours de préparation et des dépenses seront engagées en 2019.



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,
- électricité de puissance,
- électricité 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 31/12/2017	638 542 962
réalisé	-
réajusté	605 020
reste à faire au 31/12/2018	639 147 981

	Total Renouvellement
Pièces sécurité	-
Bâtiment	85 075 404
Turbine	166 433 551
Elec de Puissance	182 400 621
Elec de Commande	60 891 374
Telecom	64 429 189
Barrage & composants associés	11 294 814
Pistes & Ponts	14 273 567
Appendice	18 533 077
Autre composant	35 816 384
	639 147 981

5.5.2 Le réalisé de l'année

Renouvellement l'alternateur Vaihiria 2

L'alternateur Vaihiria 2 a été renouvelé suite à une avarie.



Arbre alternateur Vaihiria 2 sectionné



Préparation alternateur de rechange pour Vaihiria 2

5.5.3 Le plan de renouvellement à 3 ans

	2019	2020	2021	Total Renouvellement
Pièces sécurité	-	-	-	-
Bâtiment	5 847 014	-	-	85 075 404
Turbine	-	-	-	166 433 551
Elec de Puissance	21 521 682	37 448 345	25 000 000	182 400 621
Elec de Commande	6 368 181	-	-	60 891 374
Telecom	-	-	-	64 429 189
Barrage & composants associés	5 019 399	-	-	11 294 814
Pistes & Ponts	-	-	-	14 273 567
Appendice	2 653 163	-	-	18 533 077
Autre composant	14 446 678	-	-	35 816 384
	55 856 116	37 448 345	25 000 000	639 147 981



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 détail 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 **15 460 508 XPF**.

5.6 Dépenses de 1er établissement

5.6.1 Le Réalisé de l'exercice

Aucune dépense n'a été réalisée en 2018.

5.6.2 Le programme prévisionnel d'investissement

Aucun programme d'investissement n'a été prévu sur l'année 2018.

5.7 Méthodologie 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.

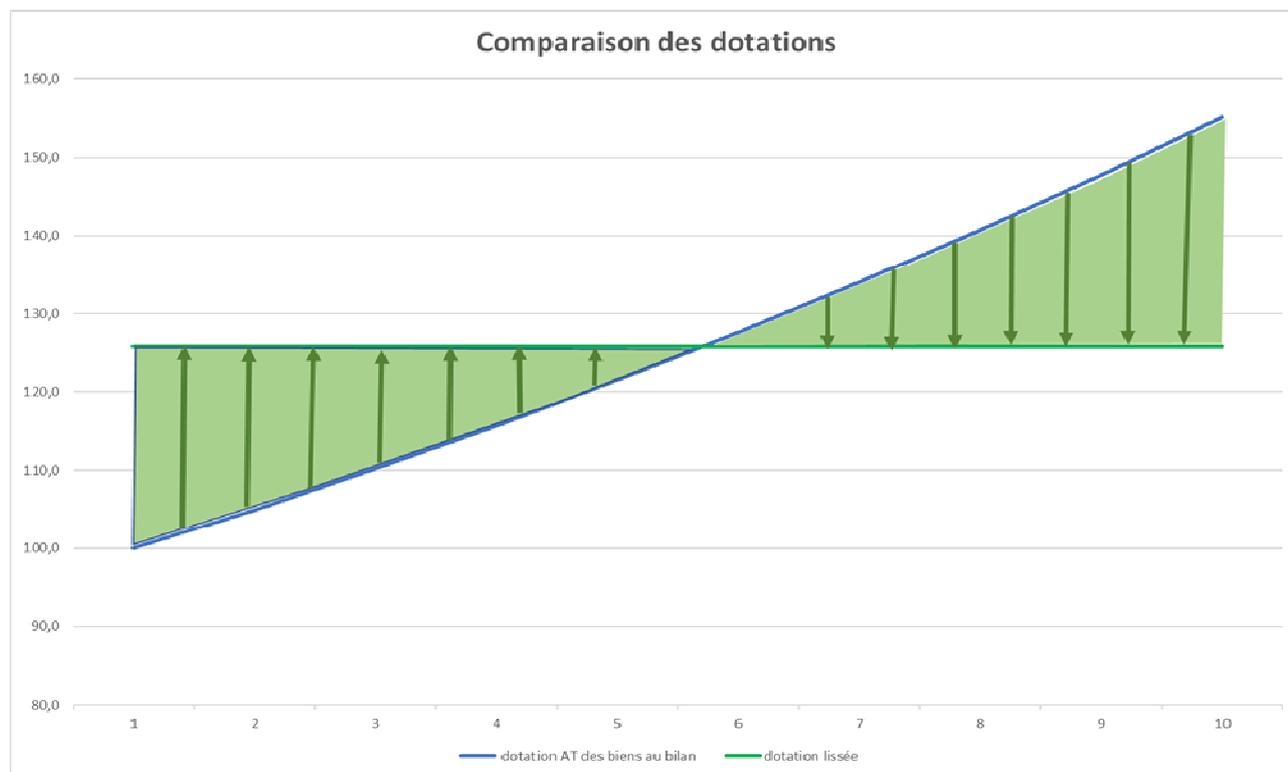
La dotation de l’exercice est obtenue en divisant ce reste à amortir sur la durée résiduelle de la concession.

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 clôture	1 407 945 625	
- IFC biens au bilan cumulé	(162 379 405)	
base amortissable	1 245 566 220	(A)
doté à l'ouverture	839 436 201	
Provisions antérieures à l'IFC	170 831 687	
Cumul dot à l'ouverture corrigé	1 010 267 888	(B)
reste à amortir	235 298 333	(A) - (B)
nb années restantes	18	
dotation exercice	13 072 130	(B)
dotations cumulées	1 023 340 017	(B) + (C)

Amortissement comptable (actif)

Détermination du passif de renouvellement		
Besoin (2017-2035) évalué au 31/12/2017	651 682 839	
Ajustement du besoin 2018	605 020	
Besoin 31/12/2016 réévalué à fin de période	652 287 859	
IFC Prèvis. sur renouvellement	(352 529 846)	
Doté à l'ouverture	15 991 087	(A)
reste à doter	283 766 926	
nb années restantes	18	
dotation & lissage au passif de renouvellement	15 460 508	(B)
Passif de renouvellement à fin 2018	31 451 595	(A) + (B)

Passif de renouvellement (passif)

Reprise lissée caducité art LP4		
caducité cpt 229 ouverture	508 808 526	(A)
Caducité	508 808 526	
reprise lissée	(28 267 140)	(B)
caducité cpt 229 clôture	480 541 386	(A) + (B)

Caducité (passif)

5.8 Indemnités 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 31/12/2018 et non renouvelables	Total IFC prévisionnelle à fin de concession (hors améliorant)
Pièces sécurité	-	-	-
Bâtiment	55 715 254	9 478 524	65 193 778
Turbine	120 625 132	15 742 695	136 367 827
Elec de Puissance	87 481 050	1 623 526	89 104 576
Elec de Commande	21 470 969	4 598 314	26 069 283
Telecom	29 274 495	-	29 274 495
Barrage & composants associés	5 440 448	62 406 062	67 846 511
Pistes & Ponts	8 589 406	19 414 891	28 004 297
Conduites Forcées	-	31 947 227	31 947 227
Appendice	14 076 702	17 168 165	31 244 867
Autre composant	9 856 389	-	9 856 389
TOTAL VAIHIRIA	352 529 846	162 379 405	514 909 250

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 hydroélectrique 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.

En 2018, un projet d'avenant instaurant une rémunération de la prestation d'EDT à hauteur de 2% a été validé par les conseils d'administration des deux sociétés.

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 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 engagée auprès du concédant et à effet au 1^{er} 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.

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