



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**

HAUTE PAPENOO

**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 chiffres d'affaires correspondant.....	14
3.3 Bilan d'exploitation.....	17
4 - DONNÉES COMPTABLES ET FINANCIÈRES.....	21
4.1 Principes de la comptabilité appropriée	22
4.2 Méthodologie et clés de répartition analytique	25
4.3 Les comptes de la concession.....	28
5 - INFORMATIONS SUR LES BIENS IMMOBILISÉS	31
5.1 Variation des immobilisations en concession	32
5.2 Situation des biens nécessaires à l'exploitation du service public	33
5.3 Suivi du programme contractuel d'investissement	36
5.4 Fonds de maintenance des conduites forcées	36
5.5 Dépenses de renouvellement	37
5.6 Dépenses de 1 ^{er} établissement	39
5.7 Méthode relative aux charges calculées	41
5.8 Indemnités de fin de concession.....	44
6 - ENGAGEMENTS NÉCESSAIRES A LA CONTINUITÉ DU SERVICE PUBLIC	45

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 :

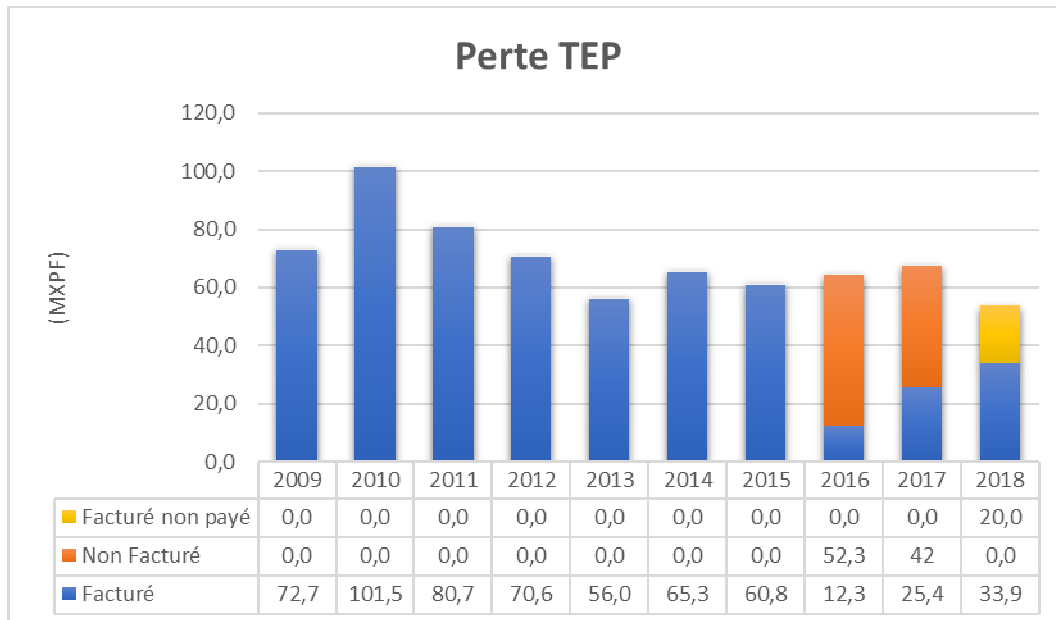
Le sujet de la compensation des pertes de Transport (TEP) devra rapidement être tranché par l'autorité concédante. Au 1er septembre 2017, date d'augmentation de la redevance de transport TEP à son niveau maximum de 2,75 F CFP, MARAMA NUI a cessé d'émettre des avoirs sur l'indemnisation desdites pertes,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

			Haute Papenoo	
			2018	2017
Techniques	Pluviométrie	mm	6 430	8 828
	Disponibilité des ouvrages		99,70%	99,60%
	Production sortie d'alternateurs			
	- exercice	kWh	61 059 728	59 171 141
	- moyenne historique	kWh	59 980 335	59 934 878
	Production vendue			
	- exercice	kWh	60 589 372	57 881 155
	- rendement		99,2%	97,8%
- contractuelle	kWh	57 327 431	57 327 431	
Financiers	Chiffre d'Affaires Net Energie	k XPF	764 615	767 897
	Ecart sur prévisionnel (Art16.2)			
	- valeur du fonds au 31 décembre	k XPF	63 448	36 469
	- variation de l'exercice	k XPF	26 979	1 963
	Patrimoine Immobilier	k XPF	9 962 495	9 906 512
	Travaux réalisés			
	- Dépenses de renouvellement	k XPF	83 121	29 224
	- Dépenses d'améliorant	k XPF	-	165 611
	Besoin de renouvellement	k XPF	4 518 977	4 497 212
	Fonds de maintenance des conduites forcées			
	- valeur du fonds au 31 décembre	k XPF	1 118 984	1 032 626
- Variation sur l'exercice	k XPF	86 358	87 370	
Indemnité de fin de concession	k XPF	3 533 152	3 478 176	
Développement durable	Environnement			
	- économie de fuel	m3	13 786	13 409
	- réduction de CO2	T	47 935	46 626

2 - PRESENTATION

2.1 Les moyens affectés à la concession

2.2 Le cadre juridique et contractuel

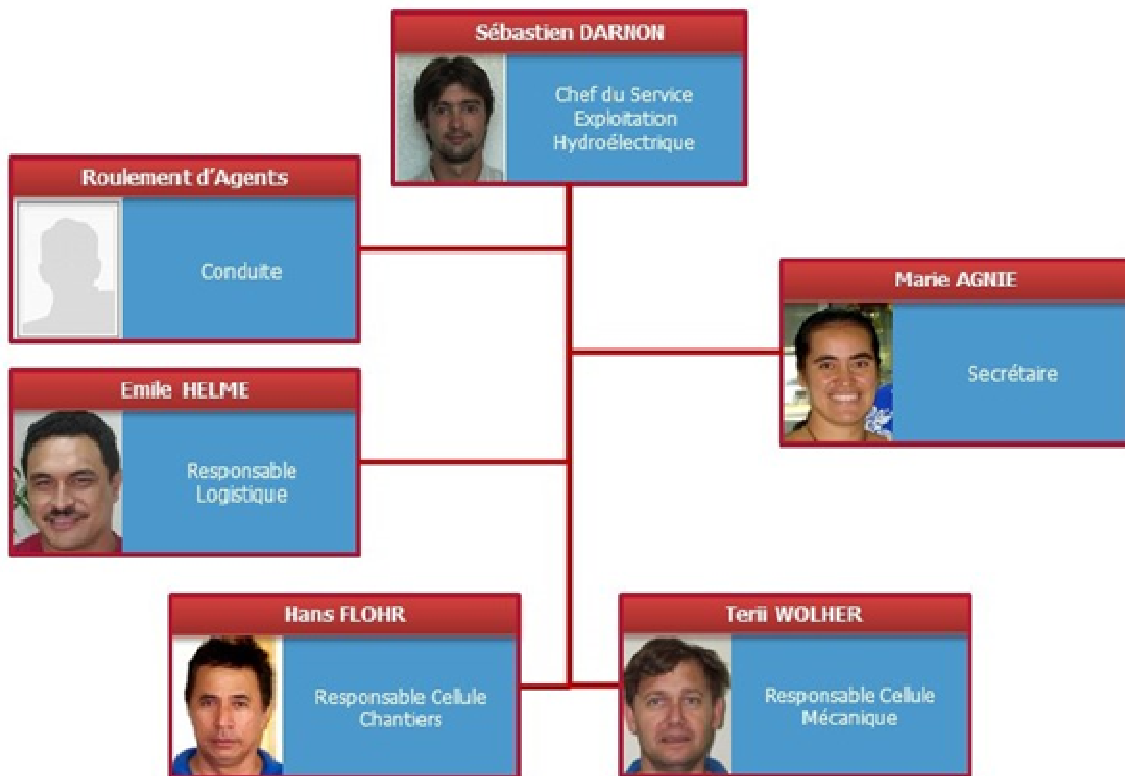
2.2.1 La convention de concession

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.

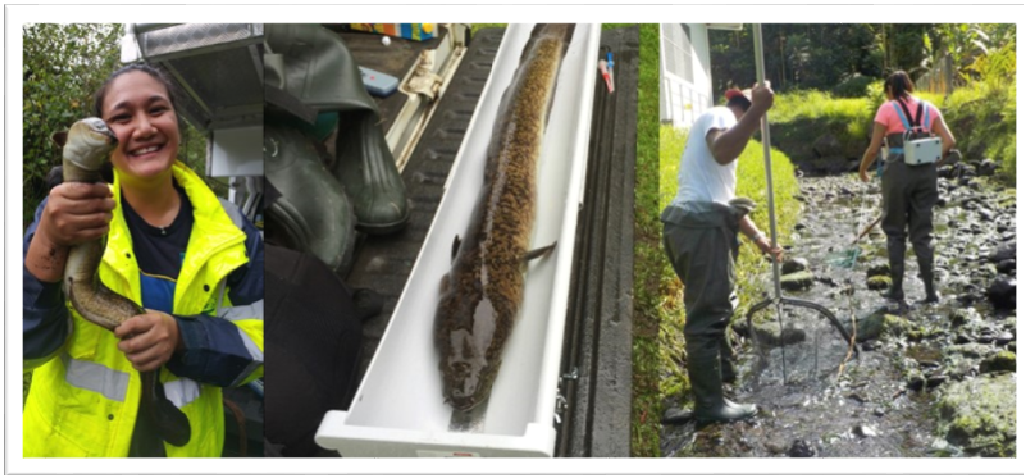
A ce jour MARAMA NUI exploite 15 barrages et 14 centrales, répartis sur 5 vallées de Tahiti, pour une puissance installée totale de 47,4 MW.

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.

Systeme 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 de la Haute Papeno'o a été confiée par la Polynésie française à MARAMA NUI, par une convention du 18 décembre 1989 pour une durée initiale de 46 ans, devant prendre fin le 31 décembre 2035.

Un premier avenant, en date du 19 janvier 1998, a prolongé de 10 ans la durée de la concession (portée au 31 décembre 2045), 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. Cet avenant a aussi autorisé la création d'une turbine VLH en sortie de Papeno'o 1, et une turbine au captage Maroto.

La concession de la Haute Papeno'o comprend notamment 2 centrales, dénommées « Papeno'o 1 et 2 », 2 retenues principales, une turbine VLH et depuis fin décembre 2018, une turbine indépendante à la Maroto.

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

3.2.5.1 Prise en charges temporaire des pertes de transport

3.2.5.2 Chiffre d'affaires

3.3 Bilan d'exploitation

3.3.1 Incidents majeurs

3.3.2 Actions sécurité Environnement

3.3.3 Curage de Tahinu

3.3.4 Bilan d'exploitation VLH

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° 200 CM	13,82 F / kWh (spécifique à la concession de la Haute 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.

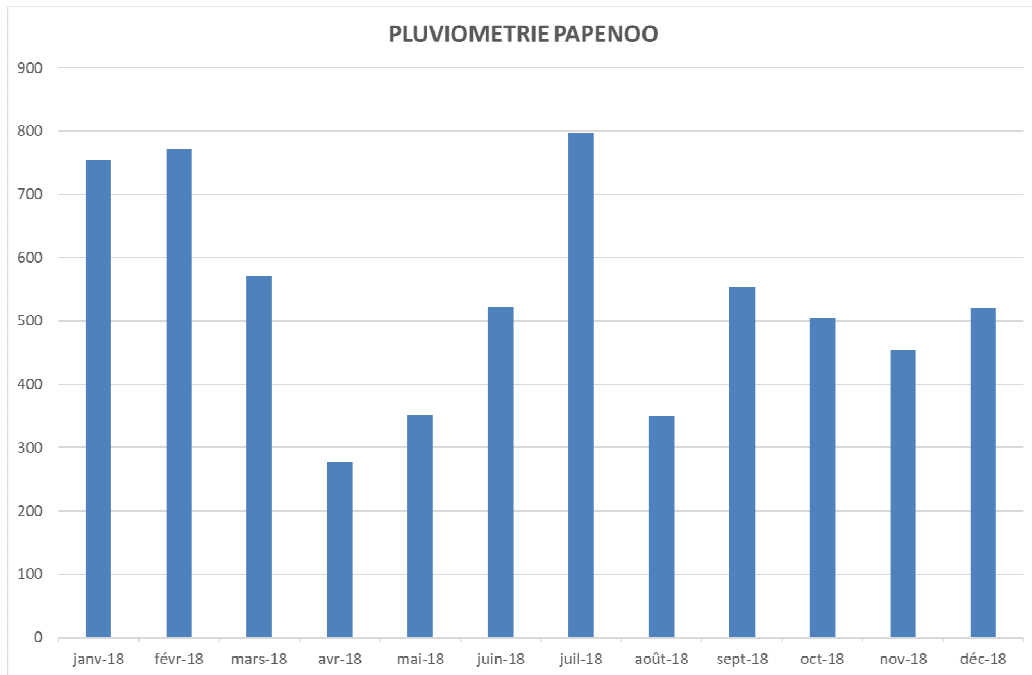
Si pour sa part, l'entreprise a bien facturé son énergie au prix « publié » elle a comptabilisé des « avoirs à établir » de sorte à ce que son chiffre d'affaires, correspondent aux produits qui lui sont contractuellement dus à savoir :

Tarifs de l'avenant N°3 de 12/2015	13,82
restitution taxe foncière	-0,46
actualisation au 01/03/2016	0,01
Tarif au 01/03/2016	13,37
actualisation au 01/03/2017	0,02
Tarif au 01/03/2017	13,39
baisse liée à la refacturation des pertes de transport	-0,39
Tarif au 01/09/2017	13,00
actualisation au 01/03/2018	0,04
Tarif au 1/03/2018	13,04
mise en service ouvrage optimax	0,23
Tarif au 1/12/2018	13,27

3.2 Production vendue et chiffres 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 (hors arrêts programmés).

Papenoo 1T1	99,2%	99,5%
Papenoo 1T2	99,9%	
Papenoo 2T1	99,4%	99,8%
Papenoo 2T2	100,0%	
Papenoo 2T3	100,0%	

3.2.3 Production brute d'hydroélectricité (en KWh)

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

	PAPENOO 1	PAPENOO 2	PAPENOO HAUTE
1981			
1982			
1983			
1984			
1985			
1986			
1987			
1988			
1989			
1990			
1991			
1992			
1993			
1994		29 778 500	29 778 500
1995		33 671 700	33 671 700
1996	29 376 100	34 744 300	64 120 400
1997	29 390 200	34 408 300	63 798 500
1998	33 110 500	36 032 900	69 143 400
1999	20 998 500	24 309 700	45 308 200
2000	29 249 700	31 128 900	60 378 600
2001	27 437 700	30 132 400	57 570 100
2002	21 172 500	24 713 100	45 885 600
2003	22 345 020	25 867 720	48 212 740
2004	27 761 120	32 729 860	60 490 980
2005	22 280 160	26 229 690	48 509 850
2006	29 216 870	32 949 730	62 166 600
2007	29 273 190	35 891 600	65 164 790
2008	27 942 530	32 516 270	60 458 800
2009	25 455 316	31 118 286	56 573 602
2010	39 135 480	44 778 390	83 913 870
2011	32 505 337	35 900 000	68 405 337
2012	27 401 546	31 261 393	58 662 939
2013	25 780 471	28 056 421	53 836 892
2014	29 103 011	32 976 969	62 079 980
2015	28 201 136	33 023 762	61 224 898
2016	29 245 466	34 800 511	64 045 977
2017	28 118 492	31 052 649	59 171 141
2018	28 065 030	32 994 698	61 059 728
moy réelle à 2018	27 937 625	32 042 710	59 980 335
Ecart / Moyenne	0%	3%	2%

La production de l'exercice est supérieure sur la concession de 2 % à la moyenne historique avec 61.1 GWh de produit sur l'année par rapport à 59.98 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 **60 589 372 KWh**.

	Janv - Fév	Mars - Aout	Sept - Déc	2018
Production brute (sortie transfo.)				61 059 728 kWh
- Consommation des auxiliaires				-470 358 kWh
Production vendue	17 225 273 kWh	25 862 720 kWh	17 501 379 kWh	60 589 372 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.

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.

3.2.5.2 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 **764 615 481 XPF**.

	Janv - Fév	Mars - Aout	Sept - Déc	2018
Production brute (sortie transfo.)				61 059 728 kWh
- Consommation des auxiliaires				-470 356 kWh
Production vendue	17 225 273 kWh	25 862 720 kWh	17 501 379 kWh	60 589 372 kWh
Production contractuelle (art 16-2)	12 172 292 kWh	24 803 916 kWh	20 440 264 kWh	57 416 472 kWh
Ecart	5 052 981 kWh	1 058 802 kWh	-2 938 885 kWh	3 172 898 kWh
<i>dont 66% porté en cpt courant du concédant</i>	<i>3 334 967 kWh</i>	<i>698 809 kWh</i>	<i>-1 939 664 kWh</i>	<i>2 094 113 kWh</i>
Tarif de vente moyen du kWh	13,02 XPF	13,06 XPF	13,11 XPF	13,06 XPF
Vente à EDT	217 710 012 XPF	328 684 297 XPF	223 418 944 XPF	769 813 253 XPF
Vente à la TEP	6 610 779 XPF	9 077 930 XPF	6 092 820 XPF	21 781 529 XPF
Chiffre affaires énergie	224 320 791 XPF	337 762 227 XPF	229 511 764 XPF	791 594 782 XPF
Ecart sur prévisionnel (Art.16.2)	-43 354 576 XPF	-9 112 474 XPF	25 487 748 XPF	-26 979 301 XPF
Chiffre affaires Net énergie				764 615 481 XPF

3.3 Bilan d'exploitation

3.3.1 Incidents majeurs

Aucun incident majeur n'a eu lieu sur Papenoo en 2018.

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.

Le cycle de vie des anguilles de Polynésie Française

Tahiti est devenue une référence pour les données sur les anguilles du Pacifique Sud au terme de la thèse de Mme Herehia HELME. Elle a permis de mettre en évidence le faible impact des aménagements sur les anguilles, et la nécessité de se focaliser sur la conception des canaux de fuite.

Aujourd'hui, Herehia HELME, la jeune docteure a été engagée en tant que responsable environnemental. Elle continue à suivre notre impact sur la biodiversité, surveille nos activités d'un point de vue environnemental, et mène des actions d'information des populations au sujet des travaux environnementaux menés par MARAMA NUI. Son Etude a été menée sur les vallées de la Papenoo.



Présentation anguille au Forum du LEP Mahina

Un travail de revégétalisations de la nouvelle centrale Maroto a été réalisé au terme de sa mise en exploitation. Des espèces de flore endémique ont été replantées avec pour objectif principal d'endiguer la progression des sensitives. Ce chantier est toujours en cours, et il faudra attendre la fin de l'année 2019 pour confirmer le succès de l'opération.

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.

3.3.3 Curage de Tahinu

Nous avons réalisé cette année le curage décennal de Tahinu. Le chantier a duré 14 semaines. La prise d'eau était ensevelie sous la boue.

Au terme de ces 14 semaines, le captage d'eau du bassin a repris une capacité normale.



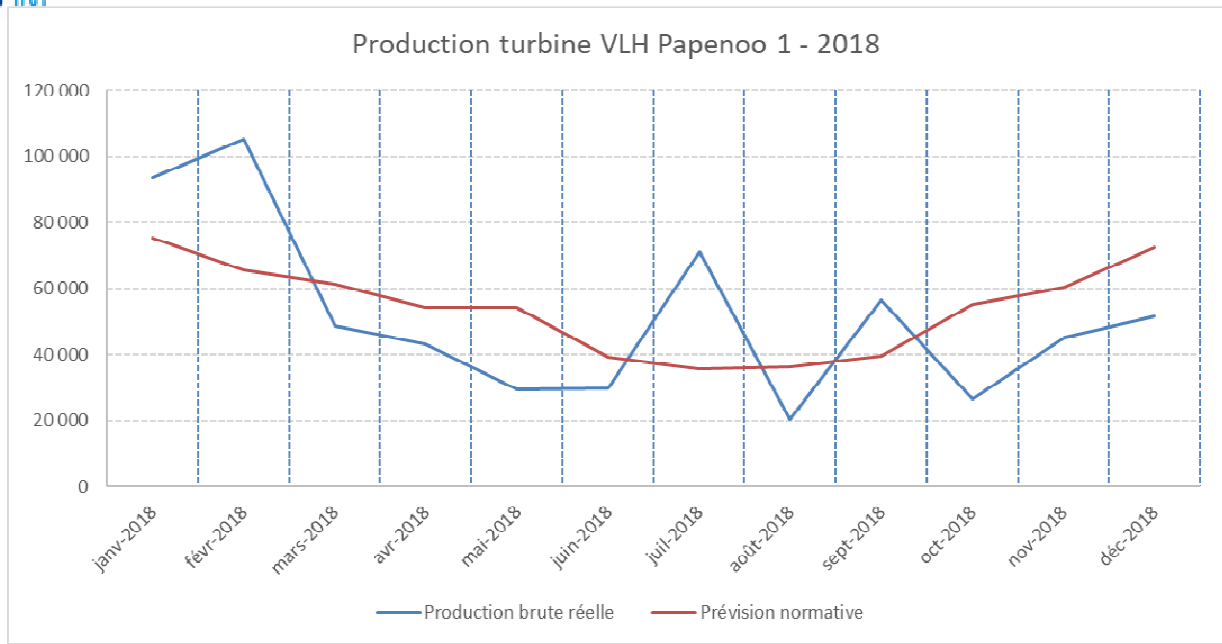
Curage Tahinu (1)



Curage Tahinu (2)

3.3.4 Bilan d'exploitation VLH

2018 est la première année d'exploitation de VLH (Very Low Head). Le process a été optimisé au mois de juin à la suite d'une opération commune entre Marama Nui et le fournisseur. Un gain d'efficacité non négligeable a été constaté. Elle réalise 621 000 KWh brute pour un productible estimé de 650 000 KWh. Ci-dessous le graphe de production 2018.



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	5 556 601
Polydiesel	Travaux sous-traités : production	739 661

4.1.10 - L'identification des contrats à long terme

Cf. chapitre 6. ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUTE 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)
A noter que sur 2015, l'affectation des immobilisations concédées aux concessions a été améliorée sur la Papenoo entre la Haute et la Moyenne Papenoo réduisant d'autant le besoin de répartition
 - Avances et acomptes versés
 - Charges constatées d'avance
 - Au prorata de la valeur brute des immobilisations concédées, pour les postes :
 - Stocks et provisions s'y rapportant
 - Au prorata des ventes de kWh, pour les postes :
 - Clients et Autres créances

Passif

- Les « capitaux propres » enregistrés en Hors concession sont constitués par le capital social, les réserves, les reports à nouveau et le résultat de l'activité Hors concession.

- Les résultats dégagés par concession (bénéfices ou pertes) sont inscrits dans la rubrique des « capitaux propres » de chaque concession au cours de l'exercice de réalisation, puis font l'objet l'année suivante d'une affectation au poste Report à nouveau, figurant en Hors concession.

- Sont imputés directement sur leurs concessions d'appartenance :
 - provisions pour risques et charges (caducité, provision pour renouvellement, remise en état),
 - emprunts bancaires.

- Les autres postes du passif sont répartis par concession selon les modalités suivantes :
 - Au prorata des achats et charges externes pour le poste :
 - fournisseurs.

 - Au prorata de la production moyenne de kWh, pour les postes :
 - dettes fiscales et sociales,
 - autres dettes,
 - produits constatés d'avance.

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

Compte de résultat

- **La production** d'hydroélectricité est suivie par centrale, permettant ainsi d'affecter directement les ventes d'énergie par concession et les pertes de transport.
- **Les coûts de maintenance et de conduite** font principalement l'objet d'une affectation directe par concession ou, à défaut, d'une répartition en fonction des temps passés 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

Bilan

ACTIF	HAUTE PAPENOO (1&2)	
	2018 Concession	2017 Concession
Immobilisations concédées	9 962 495 060	9 906 512 144
Immobilisations privées	130 772 371	211 933 136
Immobilisations financières	10 845 555	16 044 132
Immobilisations en-cours	371 462 458	233 612 173
Avances et acomptes		
Total Immobilisations brutes	10 475 575 444	10 368 101 585
Amortissements	-5 532 855 458	-4 938 932 451
Immobilisation concédés (1)	-5 424 893 839	-4 753 944 252
Immobilisation privés	-107 961 619	-184 988 199
Immobilisations nettes	4 942 719 986	5 429 169 134
Stock	76 744 607	71 685 624
Provisions de stock	-6 407 239	-5 968 760
Net	70 337 368	65 716 864
Créances clients	72 821 718	144 818 019
Autres créances	58 119 263	53 409 008
Charges constatées d'avance	850 258	854 331
Total créances d'exploitation	131 791 239	199 081 358
Provisions créances	-11 660 135	-1 227 858
Créances nettes	120 131 104	197 853 500
TOTAL ACTIF	5 133 188 458	5 692 739 498

PASSIF	HAUTE PAPENOO (1&2)	
	2018 Concession	2017 Concession
RESULTAT	145 414 306	149 504 937
Capitaux propres	145 414 306	149 504 937
Amort caducité, ATO, PRU	1 892 192 064	1 962 273 251
Provision pour renouvellement		
Passif de renouvellement (2)	157 087 944	78 470 347
Fonds de maintenance conduites forcées	1 118 984 408	1 032 626 114
Autres provisions pour risques et charges	23 659 125	19 171 727
Autres provisions pour risques et charges - Immobilisation (1)		549 300 553
S/T capitaux propres et provisions	3 337 337 847	3 791 346 929
C/C du concessionnaire (emprunt)	1 519 771 672	1 737 785 973
Emprunt et dettes		
Avance et Acompte recus (3)	113 440 189	
Fournisseurs	54 520 462	64 243 823
Dettes fiscales et sociales	40 081 216	61 257 323
Autres dettes	68 037 072	38 105 450
PCA		
S/T emprunts et dettes	276 078 939	163 606 596
TOTAL PASSIF	5 133 188 458	5 692 739 498

Compte de résultat

RESULTAT	HAUTE PAPENOO (1&2)	
	2018 Concession	2017 Concession
CA "net" Energie	764 615 481	767 896 813
Ventes hydro (à EDT)	769 813 268	756 315 645
Refacturation Pertes Transport (à TEP)	21 781 516	9 617 867
Ecart sur prévisionnel (Art.16.2)	-26 979 303	1 963 301
Production moyenne (de l'origine à 2018)	59 980 335	59 934 878
kWh vendus	60 589 370	57 881 155
CA / kWh vendus	12,62	13,27
Maintenance - Conduite exploitation	-292 502 407	-274 401 751
Achats et charges externes	-399 500 088	-378 195 756
Exploitation Déléguée	-98 521 506	-94 728 537
Production immobilisée	220 971 781	212 201 977
Provision remise en état / grosses réparations		
Provision Stock & créances	-11 196 006	-9 037 028
Amortissement des biens privés destinés à l'exploitation	-4 003 693	-4 061 683
Exceptionnel	-252 895	-580 724
Amortissement des actifs de concession	-216 543 738	-215 773 439
AT, Caducité, PR		
Amortissement biens existants (4)	-121 649 034	-139 631 658
Reprise lissée provision pour risque (4)		19 617 877
Dot. passif de renouvellement	-81 151 522	-79 004 883
Reprise sur travaux de renouvellement	2 533 925	534 535
Reprise lissée caducité	70 081 188	70 081 187
Dot. fonds conduites forcées	-87 370 496	-87 370 498
Reprise sur travaux conduites forcées	1 012 202	
Exceptionnel		
Impôts et taxes	-9 756 915	-6 703 034
Patente	-5 966 553	-3 764 169
Autres	-17 736	-28 802
Provision	-3 772 626	-2 910 039
Exceptionnel		-25
Structure	-34 484 611	-38 180 313
Achats et charges externes	-28 896 927	-26 227 462
Exploitation Déléguée	-7 847 868	-4 972 513
Amortissement des biens privés de structure	-3 004 016	-2 719 738
Provisions	-725 800	-4 260 600
Autres produits et charges	5 990 000	
Exceptionnel		
Financier	-12 879 028	-29 259 794
Intérêts sur emprunt bancaire		
Autres produits et charges financières	154 367	-3 785 219
Rémunération C/C du concessionnaire	-13 033 395	-25 474 575
Résultat avant impôt	198 448 784	203 578 481
Impôt société	-53 034 478	-54 073 544
Résultat net - concessions	145 414 306	149 504 937

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 - 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

2017	Acquisition	Cession	Transfert	2018
9 906 512 144	83 121 496	- 27 138 580		9 962 495 060

Pièces sécurité	64 195 609			64 195 609
Bâtiment	556 407 485	62 314 205	- 27 138 580	591 583 110
Turbine	460 976 046			460 976 046
Elec de Puissance	342 759 076			342 759 076
Elec de Commande	101 768 413			101 768 413
Telecom	45 818 665			45 818 665
Barrage & composants associés	3 065 638 506			3 065 638 506
Pistes & Ponts	1 241 031 380			1 241 031 380
Conduites Forcées	3 807 412 158			3 807 412 158
Appendice	144 899 816	20 807 291		165 707 107
Autre composant	75 604 990			75 604 990
Droits incorporels de concession				
9 906 512 144	83 121 496	- 27 138 580		9 962 495 060

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	PAP AUTRES C1	29 420 983	29 420 983	-
Autre composant	PAP CANAL D'AMENE	46 184 007	15 394 667	30 789 340
Total Autre composant		75 604 990	44 815 650	30 789 340
Barrage & composants associés	PAP ETANCHEITE TAHINU	81 993 694	81 993 694	-
Barrage & composants associés	PAP ETANCHEITE VAINAVENAV	29 054 822	29 054 822	-
Barrage & composants associés	HT PAPERNOO CAPTAGE	2 848 272 437	1 095 936 109	1 752 336 328
Barrage & composants associés	PAP VAITUORU GROS OEUVRE	37 503 199	12 501 067	25 002 132
Barrage & composants associés	PAP VAITUORU GEOMEMBRANES	38 640 484	25 760 321	12 880 163
Barrage & composants associés	PAP ETANCHEITE TAHINU	20 538 870	6 161 664	14 377 206
Barrage & composants associés	AMENAGEMENT CAPTAGE E5	7 600 000	798 266	6 801 734
Barrage & composants associés	MODIF° CAPTAGE PAPERNOO 1	2 035 000	466 354	1 568 646
Total Barrage & composants associés		3 065 638 506	1 252 672 297	1 812 966 209
Bâtiment	PAP GENIE CIVIL C2	256 906 264	163 273 661	93 632 603
Bâtiment	PAP GENIE CIVIL C1	181 763 784	106 175 693	75 588 091
Bâtiment	PAP GENIE CIVIL C1	4 610 171	580 670	4 029 501
Bâtiment	GENIE CIVIL CENTRALE PAP2	4 261 380	153 686	4 107 694
Bâtiment	ESCALIERS BALUSTRADE PAP2	848 834	91 840	756 994
Bâtiment	RENOVAT° TOITURE PAP2	43 945 238	4 754 631	39 190 607
Bâtiment	GENIE CIVIL CENTRALE PAP1	36 826 902	806 441	36 020 461
Bâtiment	ESCALIERS, REMBARDES PAP1	106 332	6 986	99 346
Bâtiment	GC RENOVATION BATIMENT	11 384 915	1 581	11 383 334
Bâtiment	ARMATURE RENOV BATIMENT	12 192 760	2 540	12 190 220
Bâtiment	RENOV TOITURE CENTRALE PA	38 736 530	16 140	38 720 390
Total Bâtiment		591 583 110	275 863 869	315 719 241
Conduites Forcées	PAP CONDUITES C2	1 475 381 018	878 544 538	596 836 480
Conduites Forcées	PAP CONDUITES C1	2 332 031 140	1 284 460 416	1 047 570 724
Total Conduites Forcées		3 807 412 158	2 163 004 954	1 644 407 204
Appendice	PAP PROT CATHODIQUE	12 557 935	8 626 757	3 931 178
Appendice	COANDA I PAPERNOO 1	5 696 088	1 798 765	3 897 323
Appendice	COANDA J PAPERNOO 1	10 374 514	3 055 320	7 319 194
Appendice	GRILLE VAINAVENAVE PAPERNOO	25 279 599	7 267 885	18 011 714
Appendice	MODIF° CAPTAGE PAPERNOO 2	2 460 000	563 750	1 896 250
Appendice	MODIF°CAPTAGE PAPERNOO 2	2 340 000	536 250	1 803 750
Appendice	VANNE VAITAMANU PAPERNOO 2	4 625 997	944 475	3 681 522
Appendice	GRILLE COANDA G1	2 823 765	505 924	2 317 841
Appendice	VANNE VIDANGE TAHINU	22 469 033	3 932 082	18 536 951
Appendice	VANNE VAINAVENAVE PAP 2	25 726 745	3 537 427	22 189 318
Appendice	VANNE CAPTAGE MAROTO PAP1	4 648 435	503 581	4 144 854
Appendice	VANNE CAPTAGE G PAPERNOO1	4 738 434	513 331	4 225 103
Appendice	HYDRAULIQUE, AIR COMPRIE	2 422 158	318 245	2 103 913
Appendice	GRILLE CAPTAGE G PAP 1	6 299 180	393 699	5 905 481
Appendice	GRILLE CAPTAGE VAITAMANU	12 437 933	649 537	11 788 396
Appendice	RENV VANNES TAHINU PAP2	20 807 291	86 697	20 720 594
Total Conduites Forcées		165 707 107	33 233 725	132 473 382

Famille	Composants	Valeur Brute	AT 31/12/2018	VNC 31/12/2018
Elec de Commande	ARMOIRE AUTOMATIS. PAP2T1	4 746 102	4 746 102	-
Elec de Commande	ARMOIRE AUTOMATIS. PAP2T2	4 746 102	4 746 102	-
Elec de Commande	REGULATEUR TENSION PAP2T1	1 186 526	1 186 526	-
Elec de Commande	REGULATEUR TENSION PAP2T2	1 186 525	1 186 525	-
Elec de Commande	REGULATEUR TENSION PAP2T3	1 186 525	1 186 525	-
Elec de Commande	REGULATEUR VITESSE PAP2T1	3 559 577	3 559 577	-
Elec de Commande	REGULATEUR VITESSE PAP2T2	3 559 577	3 559 577	-
Elec de Commande	REGULATEUR VITESSE PAP2T3	3 559 577	3 559 577	-
Elec de Commande	AUTOMATE PAP2 T1	1 483 157	1 483 157	-
Elec de Commande	AUTOMATE PAP2 T2	1 483 157	1 483 157	-
Elec de Commande	AUTOMATE PAP2 T3	1 483 157	1 483 157	-
Elec de Commande	PROTECTION PAP2 T1	1 186 525	1 186 525	-
Elec de Commande	PROTECTION PAP2 T2	1 186 525	1 186 525	-
Elec de Commande	PROTECTION PAP2 T3	1 186 525	1 186 525	-
Elec de Commande	CABLAGE PAP2 T1	2 966 314	2 966 314	-
Elec de Commande	CABLAGE PAP2 T2	2 966 314	2 966 314	-
Elec de Commande	CABLAGE PAP2 T3	2 966 314	2 966 314	-
Elec de Commande	ARMOIRE AUTOMATIS. PAP1T1	7 306 329	6 484 429	821 900
Elec de Commande	REGULATEUR TENSION PAP1T1	1 826 582	1 826 582	-
Elec de Commande	REGULATEUR TENSION PAP1T2	1 826 582	1 826 582	-
Elec de Commande	REGULATEUR VITESSE PAP1T1	5 479 747	5 479 747	-
Elec de Commande	REGULATEUR VITESSE PAP1T2	5 479 747	5 479 747	-
Elec de Commande	AUTOMATE PAP1 T1	2 283 228	2 283 228	-
Elec de Commande	PROTECTION PAP1 T1	1 826 582	1 826 582	-
Elec de Commande	CABLAGE PAP1 T1	4 566 456	4 052 769	513 687
Elec de Commande	CABLAGE PAP1 T2	4 566 456	4 052 769	513 687
Elec de Commande	ARMOIRE AUTOMATISME P2T3	5 833 454	1 069 466	4 763 988
Elec de Commande	ARMOIRE AUTOMATIS. PAP1T2	7 868 793	984 474	6 884 319
Elec de Commande	AUTOMATE PAP1 T2	1 691 455	529 050	1 162 405
Elec de Commande	PROTECTION PAP1 T2	1 702 189	532 407	1 169 782
Elec de Commande	ARMOIRE AUTOMATISME PAP1	4 036 930	212 163	3 824 767
Elec de Commande	AUTOMATE PAPENOO 1	1 614 772	212 163	1 402 609
Elec de Commande	PROTECTIONS PAPENOO 1	817 446	107 404	710 042
Elec de Commande	CABLAGE PAPENOO 1	2 403 166	126 300	2 276 866
Total Elec de Commande		101 768 413	77 724 361	24 044 052

Famille	Composants	Valeur Brute	AT 31/12/2018	VNC 31/12/2018
Elec de Puissance	PAP ALTERNATEUR C2	42 507 544	42 507 544	-
Elec de Puissance	PAP ALTERNATEUR C2	42 507 544	42 507 544	-
Elec de Puissance	PAP ALTERNATEUR C2	42 507 544	42 507 544	-
Elec de Puissance	PAP TRANSFORMATEUR C2	7 253 806	4 610 066	2 643 740
Elec de Puissance	PAP TRANSFORMATEUR C2	7 253 806	4 610 066	2 643 740
Elec de Puissance	PAP TRANSFORMATEUR C2	7 253 806	4 610 066	2 643 740
Elec de Puissance	PAP TRANSF AUX C2	737 909	468 966	268 943
Elec de Puissance	PAP TRANSF AUX C2	593 926	377 465	216 461
Elec de Puissance	PAP TRANSF AUX C2	593 926	377 465	216 461
Elec de Puissance	PAP TRANSF AUX C2	593 926	377 465	216 461
Elec de Puissance	ARMOIRE PUISSANCE PAP2 T1	5 932 628	5 932 628	-
Elec de Puissance	ARMOIRE PUISSANCE PAP2 T2	5 932 628	5 932 628	-
Elec de Puissance	ARMOIRE PUISSANCE PAP2 T3	5 932 628	5 932 628	-
Elec de Puissance	PAP ALTERNATEUR C1	43 792 333	40 434 942	3 357 391
Elec de Puissance	PAP ALTERNATEUR C1	43 792 333	40 434 942	3 357 391
Elec de Puissance	PAP TRANSFORMATEUR C1	6 872 243	4 014 362	2 857 881
Elec de Puissance	PAP TRANSFORMATEUR C1	6 872 243	4 014 362	2 857 881
Elec de Puissance	PAP TRANSF AUX C1	760 213	444 072	316 141
Elec de Puissance	PAP TRANSF AUX C1	611 878	357 424	254 454
Elec de Puissance	PAP TRANSF AUX C1	611 878	357 424	254 454
Elec de Puissance	ARMOIRE PUISSANCE PAP1 T1	9 132 911	8 105 536	1 027 375
Elec de Puissance	ARMOIRE PUISSANCE PAP1 T2	9 132 911	8 105 536	1 027 375
Elec de Puissance	ARMOIRE AUXILIAIRE PAP 2	5 648 551	546 027	5 102 524
Elec de Puissance	ARMOIRE AUXILIAIRE PAP 1	10 487 290	594 280	9 893 010
Elec de Puissance	ALTERNATEUR BT PAPERNOO 1	27 451 121	2 404 515	25 046 606
Elec de Puissance	TRANSFORMATEUR PAPERNOO 1	1 532 463	50 338	1 482 125
Elec de Puissance	CONVERTISSEUR PUISSANCE	6 459 087	848 653	5 610 434
Total Elec de Puissance		342 759 076	271 464 488	71 294 588
Pièces sécurité	PCE SECU 00578 ALTERNAT.	17 247 156	5 030 420	12 216 736
Pièces sécurité	PCE SECU 00652 ALTERNAT.	27 331 123	8 696 268	18 634 855
Pièces sécurité	PCE SECU 01253 ROUE P1	6 138 267	1 790 327	4 347 940
Pièces sécurité	PCE SECU 01254 ROUE P2	8 593 497	8 593 497	-
Pièces sécurité	PCE SECU 00573 TRANSFO HT	4 885 566	1 424 955	3 460 611
Total Pièces sécurité		64 195 609	25 535 467	38 660 142
Pistes & Ponts	HP PONT VAITUORU METALLIQ	30 548 382	30 548 382	-
Pistes & Ponts	HP PAPERNOO PISTE	942 092 230	362 490 920	579 601 310
Pistes & Ponts	MP PONT VAITAMANU METAL	10 417 069	10 417 069	-
Pistes & Ponts	MP PONT VAITAMANU BETON	11 545 940	5 182 493	6 363 447
Pistes & Ponts	MP PONT VAINAVENAVE METAL	10 897 367	7 293 772	3 603 595
Pistes & Ponts	MP PONT COTE 45 METAL	46 182 810	29 488 867	16 693 943
Pistes & Ponts	MP PONT COTE 45 BETON	46 182 810	17 564 623	28 618 187
Pistes & Ponts	PAPERNOO PISTE MAROTO	67 637 560	11 456 328	56 181 232
Pistes & Ponts	PONT VAITAPAA HP METAL	16 164 657	2 694 109	13 470 548
Pistes & Ponts	PONT VAITAPAA HP BETON	13 754 725	1 654 897	12 099 828
Pistes & Ponts	PONT GUE TAHINU BETON PAP	24 234 222	807 808	23 426 414
Pistes & Ponts	PONT GUE TAHINU METAL PAP	21 373 608	1 139 925	20 233 683
Total Pistes & Ponts		1 241 031 380	480 739 193	760 292 187
Famille	Composants	Valeur Brute	AT 31/12/2018	VNC 31/12/2018
Elec de Puissance	PAP ALTERNATEUR C2	42 507 544	42 507 544	-
Telecom	FAISCEAU HERTZIEN PAPERNOO	45 818 665	21 942 050	23 876 615
Total Telecom		45 818 665	21 942 050	23 876 615
Turbine	PAP TURBINE 1 C2	68 685 503	43 652 235	25 033 268
Turbine	PAP ROUE 1 T1 C2	7 532 518	7 532 518	-
Turbine	PAP ROUE 2 T1 C2	7 532 518	7 532 518	-
Turbine	PAP TURBINE 2 C2	68 685 503	43 652 235	25 033 268
Turbine	PAP ROUE 1 T2 C2	7 532 518	7 532 518	-
Turbine	PAP ROUE 2 T2 C2	7 532 518	7 532 518	-
Turbine	PAP TURBINE 3 C2	68 685 503	43 652 235	25 033 268
Turbine	PAP ROUE 1 T3 C2	7 532 518	7 532 518	-
Turbine	PAP ROUE 2 T3 C2	7 532 518	7 532 518	-
Turbine	PAP TURBINE 1 C1	76 101 257	44 453 869	31 647 388
Turbine	PAP ROUE 1 C1	10 594 774	10 594 774	-
Turbine	PAP TURBINE 2 C1	76 101 257	44 453 869	31 647 388
Turbine	PAP ROUE 2 C1	10 594 774	10 594 774	-
Turbine	DISTRIBUTEUR TURBINE PAP1	12 110 789	795 611	11 315 178
Turbine	ROUE TURBINE PAPERNOO 1	24 221 578	1 591 223	22 630 355
Total Turbine		460 976 046	288 635 933	172 340 113
TOTAL HAUTE PAPERNOO		9 962 495 060	4 935 631 987	5 026 863 073

5.3 Suivi du programme contractuel d'investissement

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.

HAUTE PAPENOO - PAPENOO 1

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	29	475 192 922	31 126 903		506 319 825
2017	28	506 319 825	31 126 903		537 446 727
2018	27	537 446 727	31 126 903	-1 012 202	567 561 428

HAUTE PAPENOO - PAPENOO 2

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	29	382 692 198	56 243 593		438 935 791
2017	28	438 935 791	56 243 593		495 179 385
2018	27	495 179 385	56 243 593		551 422 978

TOTAL HAUTE PAPENOO

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	29	857 885 120	87 370 496		945 255 616
2017	28	945 255 616	87 370 496		1 032 626 112
2018	27	1 032 626 112	87 370 496	-1 012 202	1 118 984 406

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

reste à faire au 31/12/2017	4 497 211 696
réalisé	- 83 121 496
réajusté	104 886 598
reste à faire au 31/12/2018	4 518 976 798

	Total Renouvellement
Pièces sécurité	-
Bâtiment	964 068 174
Turbine	984 134 057
Elec de Puissance	874 492 142
Elec de Commande	363 040 907
Telecom	186 503 779
Barrage & composants associés	447 969 441
Pistes & Ponts	387 688 040
Appendice	227 301 620
Autre composant	83 778 638
	4 518 976 798

5.5.2 Le réalisé de l'année

Comparaison renouvellement réalisé-renouvellement prévu			
	réalisé	budget	écart
Bâtiment	62 314 205	52 000 000	20%
Composants associés aux barrages	-	42 500 000	-100%
Appendice	20 807 291	47 000 000	-56%
	83 121 496	141 500 000	-41%

La toiture de la centrale Papenoo 1 a été renouvelée pour un montant de 62 MXPF.



Nouvelle toiture Papenoo 1

5.5.3 Le plan de renouvellement à 3 ans

	2019	2020	2021	Total Renouvellement
Pièces sécurité				
Bâtiment				964 068 174
Turbine		70 590 819		984 134 057
Elec de Puissance			53 709 772	874 492 142
Elec de Commande	22 288 635		10 934 433	363 040 907
Telecom				186 503 779
Barrage & composants associés				447 969 441
Pistes & Ponts	44 324 033			387 688 040
Appendice				227 301 620
Autre composant				83 778 638
	66 612 668	70 590 819	64 644 204	4 518 976 798

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 **78 617 597 XPF**.

5.6 Dépenses de 1^{er} établissement

5.6.1 Le Réalisé de l'exercice

Hydromax : Mise en place de la turbine Maroto

La turbine a été mise en exploitation le 28/12/2018. Elle fait aujourd'hui 220 KW et le productible attendu est de 650 000 kWh pour un montant total d'investissement de 101 MXPF.

Il s'agit du dernier projet vannant clôturer HYDROMAX.



Centrale Maroto



Turbine maroto

5.6.2 Le programme prévisionnel d'investissement

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

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.

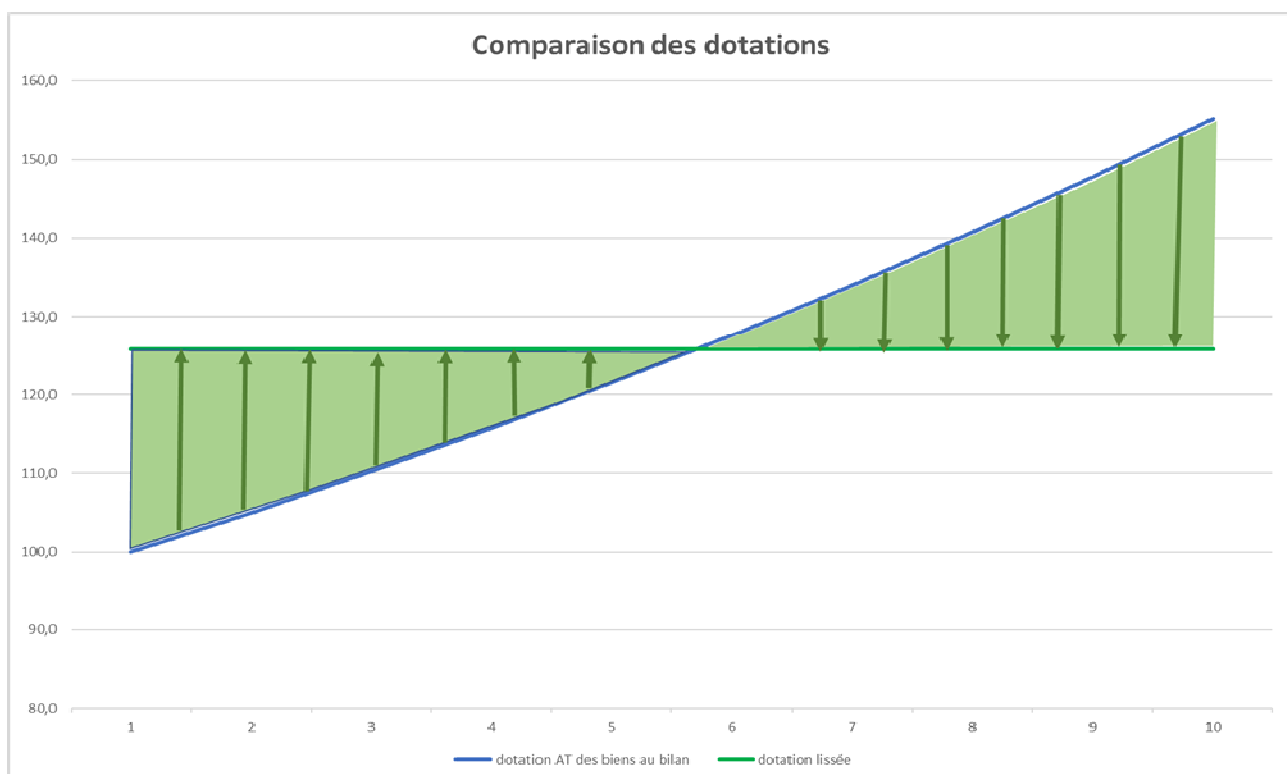
La dotation de l'exercice est obtenue en divisant ce reste à amortir sur la durée résiduelle de la concession.

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 clôture	9 962 495 060	
- IFC biens au bilan cumulé	(1 253 077 312)	
base amortissable	8 709 417 748	(A)
doté à l'ouverture	4 753 944 252	
Provisions antérieures à l'IFC	549 300 553	
Cumul dot à l'ouverture corrigé	5 303 244 805	(B)
reste à amortir	3 406 172 944	(A) - (B)
nb années restantes	28	
dotation exercice	121 649 034	(B)
dotations cumulées	5 424 893 839	(B) + (C)

Amortissement comptable (actif)

Détermination du passif de renouvellement		
Besoin (2017-2045) évalué au 31/12/2017	4 526 436 099	
Ajustement du besoin 2018	104 886 598	
Besoin 31/12/2016 réévalué à fin de période	4 631 322 697	
IFC Prèvis. sur renouvellement	(2 280 075 188)	
Doté à l'ouverture	78 470 347	(A)
reste à doter	2 272 777 162	
nb années restantes	28	
dotation & lissage au passif de renouvellement	78 617 597	(B)
Passif de renouvellement à fin 2018	157 087 944	(A) + (B)

Passif de renouvellement (passif)

Reprise lissée caducité art LP4		
caducité cpt 229 ouverture	1 962 273 251	(A)
Caducité <u>1 962 273 251</u>		
reprise lissée	(70 081 188)	(B)
caducité cpt 229 clôture	1 892 192 063	(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	680 198 095	32 776 549	712 974 644
Turbine	619 473 961	-	619 473 961
Elec de Puissance	389 524 009	447 753	389 971 762
Elec de Commande	94 982 886	-	94 982 886
Telecom	58 792 856	-	58 792 856
Barrage & composants associés	44 892 094	573 719 546	618 611 640
Pistes & Ponts	206 813 108	226 530 086	433 343 193
Conduites Forcées	-	419 603 378	419 603 378
Appendice	102 313 396	-	102 313 396
Autre composant	83 084 783	-	83 084 783
TOTAL HAUTE PAPENOO	2 280 075 188	1 253 077 312	3 533 152 499

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.