



**CONCESSION
DE PRODUCTION ET DE DISTRIBUTION
PUBLIQUE
D'ENERGIE ELECTRIQUE
DE NUKU HIVA**

**CONCLUE ENTRE
LA COMMUNE DE NUKU HIVA
ET
LA SOCIETE ELECTRICITE DE TAHITI**

**RAPPORT DU DELEGATAIRE
DU SERVICE PUBLIC**

Année 2016

SOMMAIRE

1 - OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE.....	5
➤ Aspects commerciaux.....	6
1 - Mode de détermination des tarifs	6
2 - Tarifs pratiqués et évolution au cours de l'année 2016.....	6
3 - Chiffre d'affaires énergie	8
4 - Autres produits d'exploitation	8
5 - Statistiques de ventes	9
6 - Services offerts à la clientèle	14
7 - Actions en faveur de la maîtrise des dépenses d'énergie.....	16
2 - OBLIGATIONS DE SERVICE.....	17
➤ Bilan technique	18
1 - Autorisation d'exploitation :	18
2 - Effectif de l'exploitation de Nuku Hiva :	18
3 - Détail des ouvrages de production :	19
4 - Données de production : englobant Taiohae, Aakapa et Taipivai	19
5 - Qualité de service	20
6 - Qualité – Sécurité - Environnement.....	21
7 – Travaux significatifs – Faits marquants	21
8 - Unités d'œuvres 2016 de la concession.....	22
9 - Raccordement solaire	22
3 – DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES.....	23
➤ Bilan et compte de résultat de la concession	24
1– Principes de la comptabilité appropriée	24
2 – Méthodologie et clés de répartition analytique	30
3 - Actif, Passif et Résultat de la concession	34
4 - Revenu autorisé et chiffre d'affaires.....	40
4 – INFORMATIONS SUR LES BIENS IMMOBILISES	43
1. Variation du patrimoine immobilier	44
2. Situation des biens et immobilisations nécessaires à l'exploitation du service public	45
3. Suivi du programme contractuel d'investissements.....	50
4. Dépenses de renouvellement réalisé dans l'année	51
5. Dépenses d'améliorant réalisées dans l'année.....	51
6. Indemnités de fin de concession dans le cadre de l'article 22.....	52
7. Plan de Renouvellement	53
5 – ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUTE DU SERVICE PUBLIC.....	54
1 - Etats des engagements à incidence financière	55

0 - FAITS MARQUANTS

Global société

Audits :

Pas moins de 6 audits ont été réalisés ou commencés au cours de l'exercice

- Audit de la commission d'enquête de l'Assemblée de la Polynésie française chargée d'évaluer l'organisation du secteur énergétique et des délégations de service public y afférentes.
- Audit de la Chambre Territoriale des Comptes CTC relatif à « l'examen de la gestion de la collectivité de la Polynésie française au titre de la politique de l'énergie »
- Audit du cabinet Horwath sur les comptes des concessions.
- Audit du groupe ayant pour objectif d'effectuer un diagnostic des autoévaluations réalisées au titre du contrôle interne au sein de la société sur les processus COR – gouvernance d'entreprise et ITM – Gestion des systèmes d'information.
- Audit de Cyber-sécurité
- Audit des Commissaires aux Comptes

Cadre contractuel :

2016 a permis de confirmer le bon fonctionnement de la nouvelle formule tarifaire validée fin 2015 avec la Polynésie Française.

En ce sens les contestations conduites par M. Yannick JEHANNO, le SPER et Tahiti solaire devant le tribunal administratif de Papeete ont été rejetées par un jugement en date du 24.01.2017.

Comptabilité :

En rappelant que le référentiel comptable utilisé par EDT pour ses charges calculées est celui du Plan Comptable des Entreprises Concessionnaires de 1975 lequel :

- fait l'objet de nombreuses critiques notamment depuis l'audit « P.Blanchard » de 2005,
- ne permet pas l'affichage d'un résultat annuel représentatif de l'avancement du contrat sur la période.

Le concessionnaire a soumis à l'autorité de tutelle, une proposition d'évolution de ses méthodes comptables de sorte à mieux répondre aux impératifs de transparence et aux exigences de la comptabilité appropriée à savoir « charges économiques de renouvellement » & « charge économique du coût des investissements financés par l'entreprise délégataire ».

Aucune suite n'a été apportée à cette demande sur l'exercice.

Contentieux :

- Recours en annulation des avenants 17 et 17b conduits par M. Yannick JEHANNO, le SPER et Tahiti solaire devant le tribunal administratif lesquels ont été rejetées par un jugement en date du 24.01.2017.
- Contestation du FRPH par le SPER devant la Cours d'Appel Administrative de Paris
- Redressement CPS relatif à la réintégration des cotisations retraites en avantages en nature

Image de l'entreprise :

2016 a été aussi une année difficile en terme d'exposition médiatique avec les attaques de Mme Tina Cross et de M. Yannick Jehanno. Ces attaques nous ont amenés à lancer un programme de mobilisation des salariés pour la défense de leur entreprise Te Honora'a qui a rencontré un franc succès.

Performance :

2016 a été l'année de la poursuite de notre plan de transformation de l'entreprise « Engie PF 2020 » avec la mise en œuvre de différents projets visant tant à l'amélioration de la performance qu'au développement de l'entreprise.

Sécurité :

2016 a été l'année de l'amélioration sensible de nos résultats sécurité.

Tarif :

Les tarifs fixés par les arrêtés 192 CM du 25 février 2016 modifié par l'arrêté 223 CM du 02 mars 2016 et applicables à l'ensemble des concessions gérées par EDT ont permis la réalisation d'un chiffre d'affaires de 20 095 455 914 CFP supérieur de 540 466 876 CFP MF au revenu autorisé du concessionnaire sur l'exercice 2016.

Cet excédent a été pris en compte pour l'actualisation des tarifs au 1^{er} mars 2017 et en particulier leur maintien provisoire à leur niveau de 2016 malgré la hausse significative du prix des produits pétroliers.

Concession de Nuku Hiva**Aspects juridiques et contractuels :**

- n/a

Aspects commerciaux :

- Les ventes d'énergie sur le périmètre de la concession augmentent de (+4,1 %) en 2016
- Le nombre de clients augmente (+1,7%), la puissance souscrite diminue de (-0,5 %).
- Le prix moyen de vente « hors taxes » du kWh baisse de (-6,5%)

Aspects techniques :

- La puissance de pointe appelée a été de 937 kWh
- A fin 2016, on recensait 6 installations photovoltaïques
- Le temps moyen de coupure par client sur incident (TMCi) est de 7h55 mn

1 - OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE

- Aspects commerciaux
 1. Mode de détermination des tarifs
 2. Tarifs pratiqués et évolution au cours de l'année 2016
 3. Chiffre d'affaires énergie
 4. Autres produits d'exploitation
 5. Statistiques de ventes
 6. Services offerts à la clientèle
 7. Actions en faveur de la maîtrise des dépenses d'énergie

➤ Aspects commerciaux

1 - Mode de détermination des tarifs

L'avenant 17 réforme en profondeur le mode de rémunération du concessionnaire lequel n'est plus rémunéré par un Tarif mais par un revenu autorisé spécifique par activité et concession.

Les tarifs (parts fixes et prix unitaires de chaque tranche de consommation), de même que les catégories de consommateurs, ainsi que le nombre et l'amplitude des tranches de consommation sont fixés par arrêtés en Conseil des Ministres sans nécessiter d'avenant au présent cahier des charges, de manière à permettre au Concessionnaire d'atteindre le niveau de Revenu Autorisé.

A compter du 1^{er} mars 2016, et jusqu'à l'entrée en vigueur d'un dispositif réglementaire de péréquation et de solidarité tarifaire de l'électricité sur tout le territoire de la Polynésie française, tel que visé en préambule de l'avenant 17b, les tarifs de l'électricité applicable sur l'ensemble des concessions ayant adopté le cahier des charges de la concession de Tahiti Nord, sont établis de sorte à couvrir le revenu autorisé du concessionnaire sur l'ensemble desdites concessions.

Les tarifs applicables en 2016 avaient été fixés par :

- l'arrêté n°211 CM du 25 février 2015 pour la période allant du 1^{er} janvier au 28 février 2016,
- l'arrêté n° 192 CM du 25 Février 2016 modifié par l'arrêté n° 223 CM du 02 Mars 2016 pour la période allant du 1er Mars au 31 décembre 2016.
- Ils ont été publiés au Journal Officiel de la Polynésie française (JOPF).

2 - Tarifs pratiqués et évolution au cours de l'année 2016

Tranches tarifaires	Réf de mars 2015 à février 2016	Réf de mars à décembre 2016	Seuils de mars 2015 à février 2016	Seuils de mars à décembre 2016	Prix du kWh (XPF) Mars 2015 à février 2016	Prix du kWh (XPF) Mars à Déc. 2016
	BT Usage social 1ère tranche	TP0	P1	de 0 à 180 kWh	de 0 à 240 kWh/mois	19
BT Usage social 2ème tranche	TP1	P2	de 181 à 300 kWh	au-dessus de 240 kWh/mois	39	39
BT Usage social	TP2		au-dessus de 300 kWh		60	
BT Usage domestiques 1ère tranche	P1	P3	de 0 à 300 kWh	de 0 à 240 kWh/mois	27,5	24,5
BT Usage domestiques 2ème tranche	P2	P2	de 301 à 450 kWh	au-dessus de 240 kWh/mois	45	39
BT Usage domestiques	P3		au-dessus de 450 kWh		56	
BT Eclairage public	P3	P4			34	33
BT Usage professionnel	P4	P5	de 0 à 3000 kWh		39	35,75
BT Usage professionnel	P4'		au-dessus de 3000 kWh		43	
MT Tarif jour	P5	P6	de 0 à 16200 kWh	de 07h00 à 20h59	26	25
MT Tarif jour	P6		de 16201 à 48600 kWh		26	
MT Tarif jour	P7		au-dessus de 48600 kWh		26	
MT Tarif nuit	P8	P7	de 0 à 9000 kWh	de 21h à 06h59	22	22
MT Tarif nuit	P9		au-dessus de 9000 kWh		22	
MT Tarif uniforme	P10				39	
Prépaiement 2,2 kVA de puissance souscrite avant le 01/03/16	P11	P8			22	22
Prépaiement 3,3 kVA de puissance souscrite	P12	P9			31	28
Prépaiement 4,4 kVA de puissance souscrite	P13				37	
Prépaiement 5,5 kVA de puissance souscrite	P14				39	
Prépaiement 6,6 kVA de puissance souscrite	P15	P10			42	37

PRIME D'ABONNEMENT (en F fcp/kVA)	Mars 2015 à février 2016	Mars à Décembre 2016
Basse tension	MENSUELLE	MENSUELLE
Tarif "petits consommateurs" (puissance souscrite ≤ 3,3 kVA)	263	263
Tarif "classique" basse tension usages domestiques	395	395
Tarifs "classique" basse tension usages professionnels et autres usages	345	360
Moyenne tension	ANNUELLE	MENSUELLE
Pour la part de puissance souscrite jusqu'à 200 kVA	18 401	1533
Pour la part de puissance souscrite au-dessus de 200 kVA	11 501	1245

Taxes	Taux
Taxe municipale	4 XPF/kwh
TVA	
- sur Énergie	5%
- sur Prime d'Abonnement	5%
- sur Avance Sur Consommation	5%

Avance sur consommation (XPF / kVA de puissance souscrite)	Mars 2015 à février 2016	Mars à Décembre 2016
Basse tension	P = 45,00 XPF	P = 39,00 XPF
Tarif "petits consommateurs"	ASC = 37,5 x P x kVA ASC = 1 688 XPF x kVA	ASC = 25 x P x kVA ASC = 975 XPF x kVA
Tarif "classique" basse tension usages domestiques	ASC = 37,5 x P x kVA ASC = 1 688 XPF x kVA	ASC = 25 x P x kVA ASC = 975 XPF x kVA
Autres Tarifs Basse Tension	ASC = 75 x P x kVA ASC = 3 375 XPF x kVA	ASC = 50 x P x kVA ASC = 1 950 XPF x kVA
Moyenne tension	ASC = 150 x P x kVA ASC = 6 750 XPF x kVA	ASC = 100 x P x kVA ASC = 3 900 XPF x kVA

3 - Chiffre d'affaires énergie

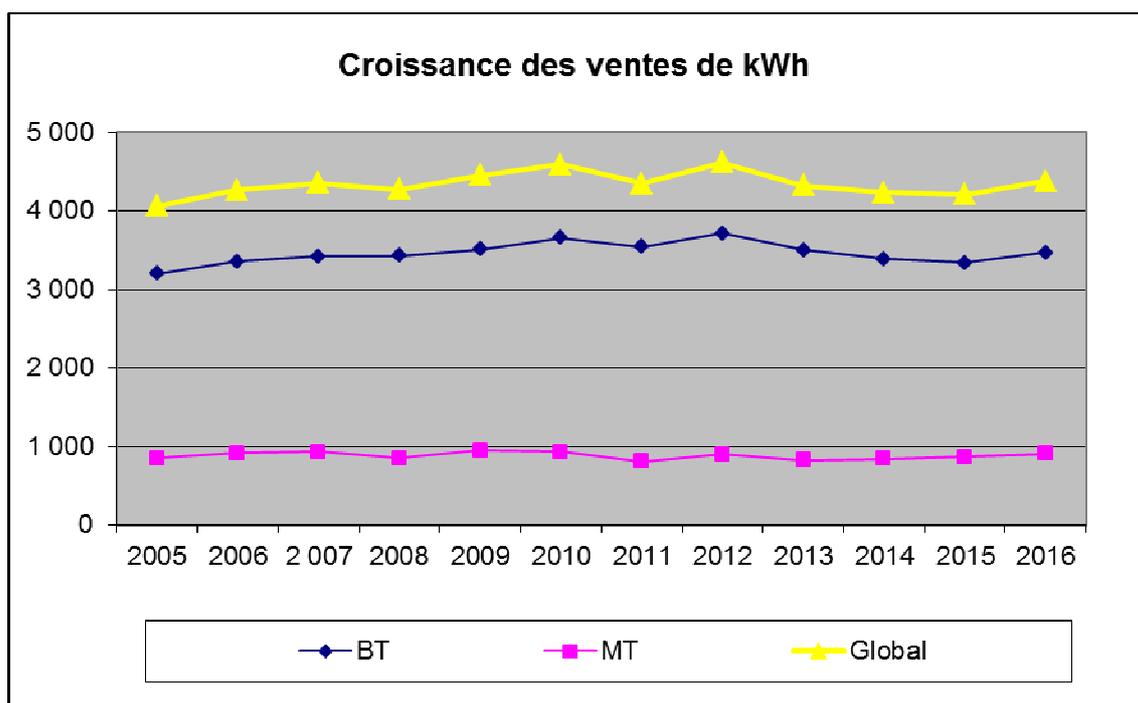
Tranches tarifaires	Réf antérieur 01/03/16	Réf postérieur 01/03/16	kWh vendus antérieur 01/03/2016	kWh vendus postérieur 01/03/2016	Total kWh vendus	Montant antérieur 01/03/2016	Montant postérieur 01/03/2016	Total XPF	Puissance souscrite cumulée	Prime abonnement	Puissance souscrite au 31/12/2016
BT Usage social 1ère tranche	TP0	P1	190 698	1 005 432	1 196 130	3 623 261	19 103 208	22 726 469	25 578	6 739 159	2 153
BT Usage social 2ème tranche	TP1	P2	41 036	61 131	102 167	1 600 404	2 384 109	3 984 513			
BT Usage social	TP2		6 673		6 673	400 380		400 380			
BT Usage domestiques 1ère tranche	P1	P3	94 014	380 263	474 277	2 585 455	9 316 602	11 902 057	10 409	4 108 925	879
BT Usage domestiques 2ème tranche	P2	P2	17 118	175 680	192 798	770 310	6 851 520	7 621 830			
BT Usage domestiques	P2'		16 376		16 376	917 056		917 056			
BT Eclairage public	P3	P4	12 115	66 589	78 704	411 910	2 197 437	2 609 347	1 399	500 170	117
BT Usage professionnel	P4	P5	204 423	1 122 542	1 326 965	7 972 497	40 131 070	48 103 567	25 904	9 277 736	2 160
BT Usage professionnel	P4'		41 972		41 972	1 804 796		1 804 796			
MT Tarif jour	P5	P6	68 734	528 455	597 189	1 787 084	13 211 375	14 998 459	2 419	3 708 796	202
MT Tarif jour	P6		38 994		38 994	1 013 844		1 013 844			
MT Tarif jour	P7										
MT Tarif nuit	P8	P7	33 966	230 086	264 052	747 252	5 061 892	5 809 144			
MT Tarif nuit	P9		12 112		12 112	266 464		266 464			
MT Tarif uniforme	P10										
MT Tarif interne		P8									
Prépaiement		P9									
Autres (employés...)				32 146	32 146		663	663	383		32
Total			778 231	3 602 324	4 380 555	23 900 713	98 257 876	122 158 589	66 093	24 334 786	5 542
Ventes totales								146 493 375			
Prix moyen								33,44			

4 - Autres produits d'exploitation

En complément des ventes d'énergie, l'activité en concession enregistre les autres produits d'exploitations suivants :

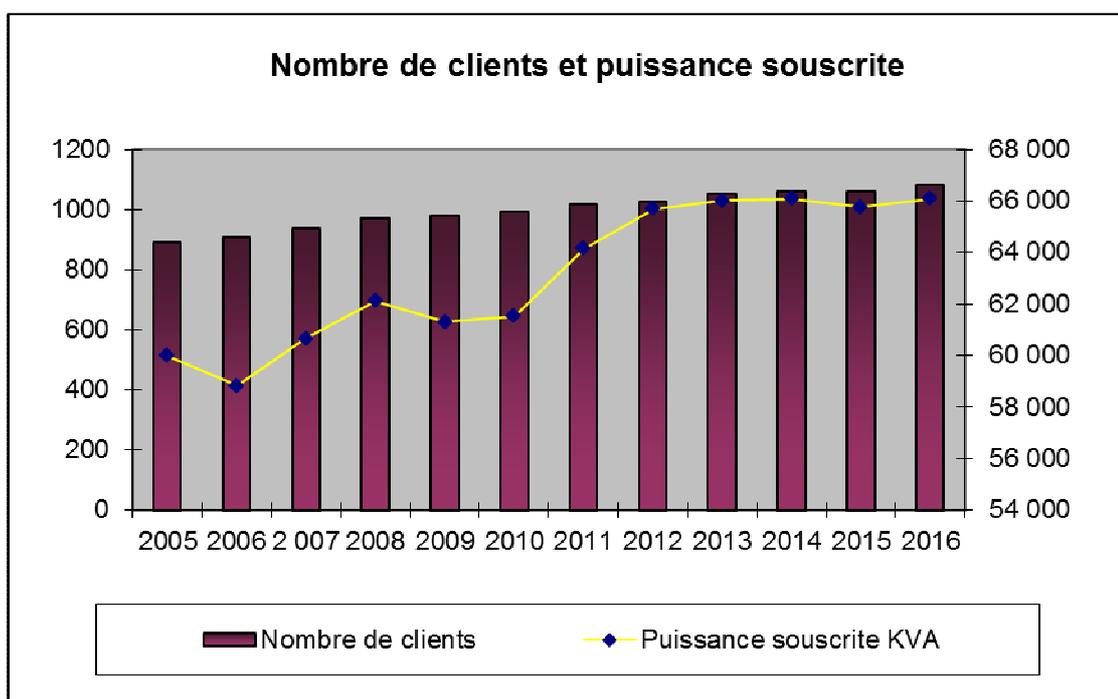
- Frais de perception de taxe :	347 354 XPF
- Frais de relance:	<u>833 886 XPF</u>
- Total	1 181 240 XPF

5 - Statistiques de ventes



- Les ventes d'électricité ont globalement augmenté de 4.1% (soit +174 MWh) entre 2015 et 2016 pour la concession de Nuku Hiva pour atteindre un volume global d'environ 4.4 GWh sur 2016.
- Cette augmentation provient pour 73% de la hausse de 3.8% (+126 MWh) des ventes en basse tension (qui représentent 79% des volumes), et pour 27% de l'augmentation de 5.5% (+47 MWh) des ventes en moyenne tension.
- La consommation globale des clients domestiques (tarifs « petits consommateurs » et « classique » basse tension usages domestiques) a connu une évolution à la hausse de 2.9% (+57 MWh), qui représente 45% de l'augmentation des volumes basse tension.
- Les tarifs domestiques représentent 57% des volumes basse tension en 2016, avec un poids important du tarif « Petits Consommateurs » qui pèse à lui seul pour 38% des ventes basse tension.
- La hausse des volumes est davantage marquée pour le tarif « Petits Consommateurs » dont les ventes croissent de +3.9% (+49 MWh), tandis que la croissance des volumes du tarif domestique « classique » est de 1.2% (+8MWh).
- Ces évolutions s'expliquent par 3 facteurs :
 - croissance du nombre de contrats souscrits à ces tarifs, avec une évolution de +1.6% pour le tarif « Petits Consommateurs » et de +1.1% pour le tarif domestique « classique »
 - le climat particulièrement chaud qu'a connu la Polynésie française sur 2016, avec des températures moyennes observées supérieures aux températures observées en 2015, et qui a également globalement entraîné une hausse des consommations des ménages (surconsommation des appareils de production de froid, utilisation plus intensive des appareils de climatisation)
 - la tendance socio-économique positive probablement liée à une légère reprise économique et la baisse des prix d'électricité au 01/03/16 qui n'ont pu que favoriser cette augmentation des ventes.

- Il est également important de souligner par ailleurs la suppression du seuil de 300 kWh au-delà duquel le prix de l'électricité devenait dissuasif pour les clients en tarif « petits consommateurs ».
- Les ventes des clients professionnels en basse tension, qui représentent 39% des ventes basse tension ont connu une croissance significative de +5% (+66 MWh), liée à l'augmentation du nombre d'abonnés (+2.9%) mais également au double effet climatique et socio-économique.
- Les ventes en tarif Eclairage Public, qui représentent 2.3% des ventes en basse tension avec environ 79 MWh vendus sur 2016, ont pour leur part sensiblement augmenté de +2.9% en 2016, soit +2 MWh.
- La croissance des ventes en moyenne tension s'explique par l'augmentation de la consommation électrique de l'hôpital de Taiohae, sachant que leur chambre froide, tombée en panne en 2015, a continuellement fonctionné en 2016 suite aux nombreux décès intervenus sur Nuku-Hiva en 2016.

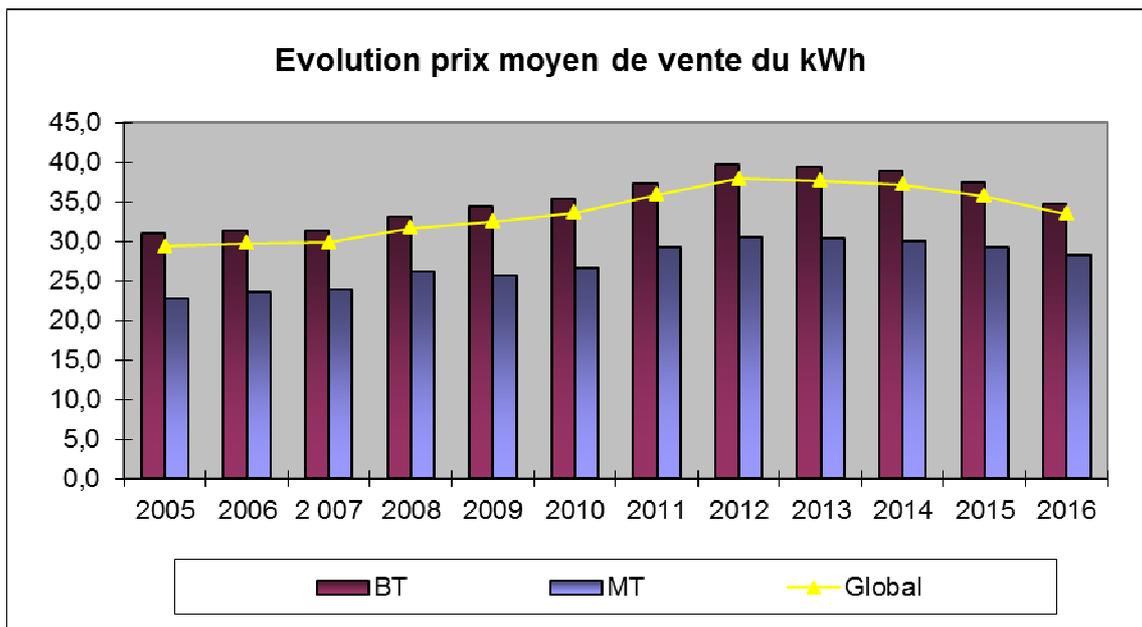


Le nombre de clients s'établit en fin d'exercice à :		variation / 2015
Contrats souscrits aux tarifs basse tension	1 074	+1,7%
Contrats souscrits aux tarifs moyenne tension	<u>5</u>	<u>0%</u>
	1079	+1,7%

Les principales évolutions concernent :

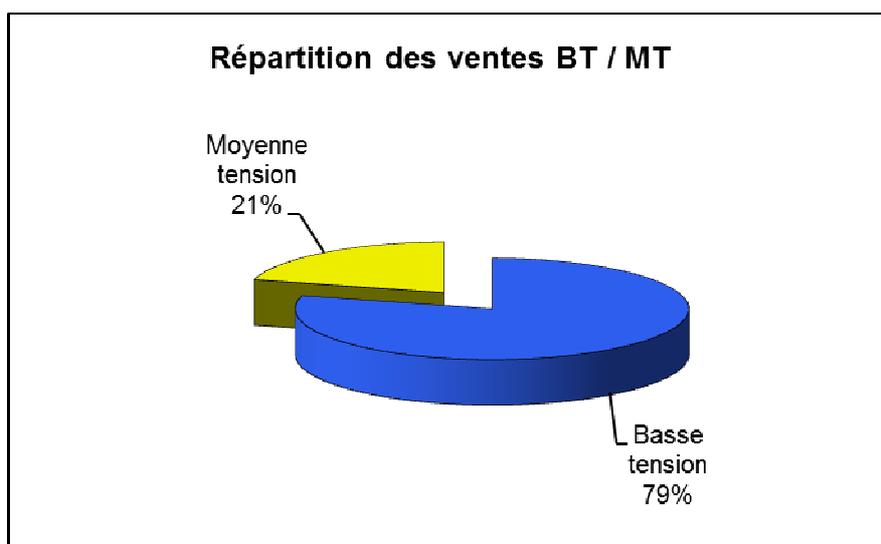
- La croissance du nombre de clients en tarif « Petits Consommateurs », avec 11 contrats supplémentaires à fin 2016, et dans une moindre mesure celle du nombre de clients en tarif usages domestiques « classique » basse tension » qui enregistre 2 contrats supplémentaires comparativement à fin 2015
- L'augmentation de 2.9% du nombre de clients en usages professionnels basse tension avec la souscription de 5 contrats supplémentaires à fin 2016

La puissance souscrite facturée s'élève à 66 093 kVA, à un niveau comparable à 2015, avec une évolution de 0.5% liée aux tarifs basse tension, la puissance souscrite facturée en moyenne tension restant stable par rapport à 2015.



Le prix moyen de ventes H.T incluant la part fixe au kWh s'élève à :		variation / 2015
Tarifs basse tension	34,8 Fcp	-7,1%
Tarifs moyenne tension	<u>28,3 Fcp</u>	<u>-3,2 %</u>
Soit Prix moyen de vente H.T au kWh	33,4 Fcp	-6,5%

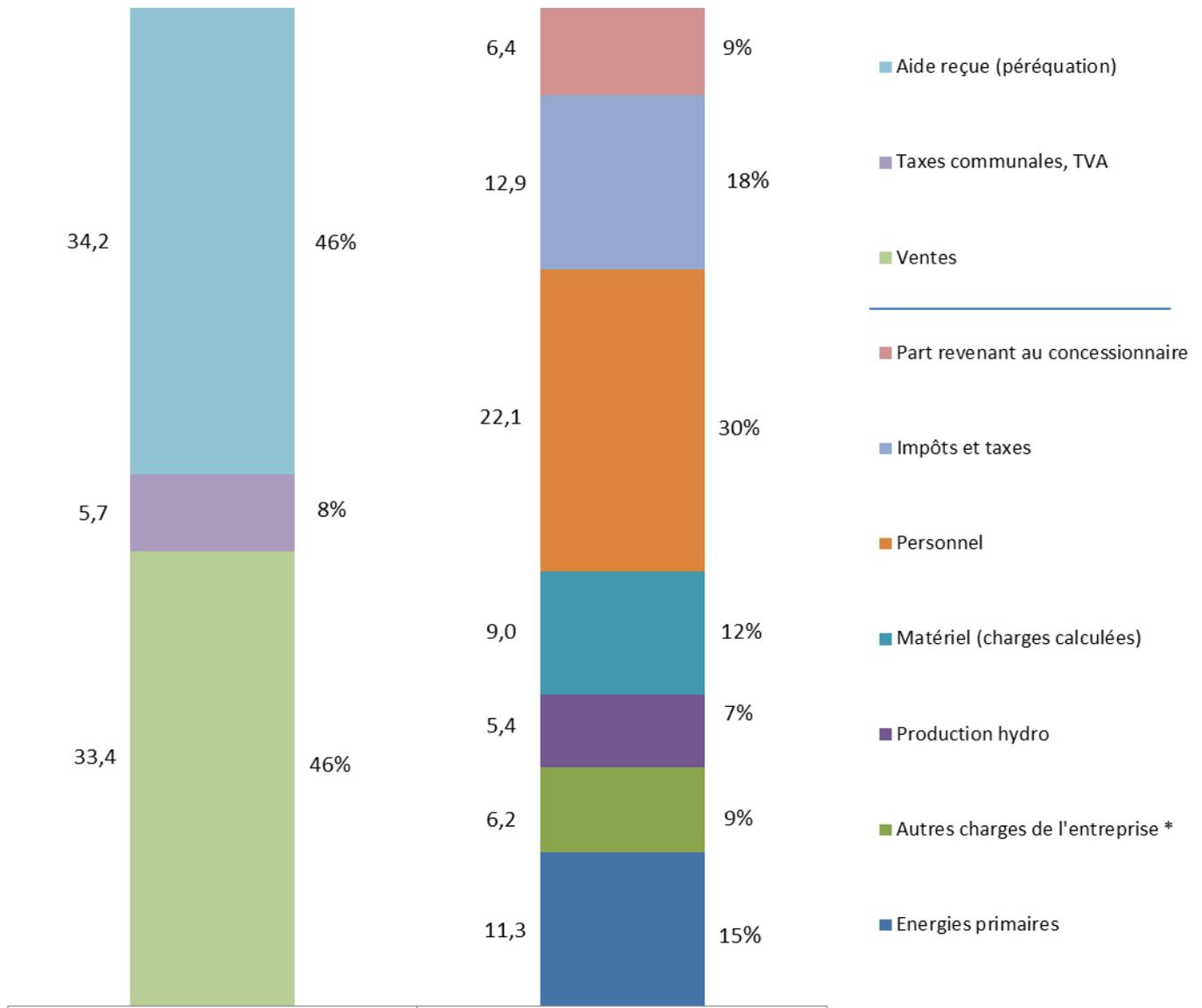
Ces baisses de prix moyens du kWh sont directement liées aux baisses de prix de l'électricité au 1^{er} mars 2016 et aux modifications effectuées au niveau de la grille tarifaire en termes de définition des tranches (suppression de la tranche 3, augmentation du plafond de la tranche 1).



La répartition des volumes de ventes entre tarifs basse tension et moyenne tension reste stable, avec 79% des volumes facturés en tarifs basse tension, et 21% en tarif moyenne tension.

Bénéficiaires des sommes facturées aux clients sur Nuku Hiva

2016 (en F/KWh et en pourcentage) hors activité annexes



*Autres charges de l'entreprise : ce poste comprend les frais de siège, le coût financier, l'interface clientèle, les charges de maintenance & fonctionnement hors main œuvre, etc.

** Dont 39,10 F/KWh (54%) de sommes facturées aux clients

Les sommes facturées aux clients comprennent :

- Le prix de vente HT de l'électricité
- Les taxes communales
- La TVA

Les impôts comprennent :

- Les taxes communales
- La TVA
- L'IS
- L'IRCM reversé par l'actionnaire sur les dividendes

Ne sont pas inclus par simplification, la patente et l'IRCM sur les produits financiers qui figurent dans les « autres charges de l'entreprise »

Les énergies comprennent :

- Le coût d'achat des énergies fossiles fioul et gazole

Le coût d'achat des énergies renouvelables solaire.

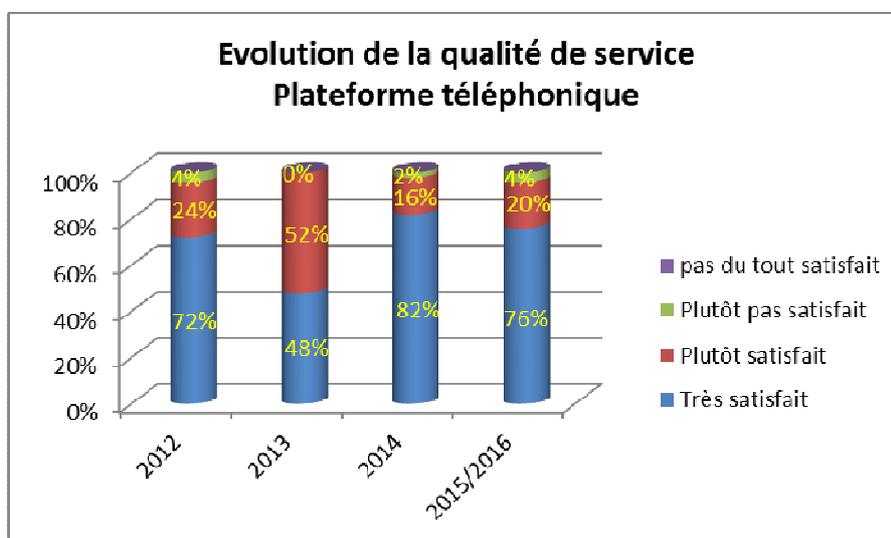
6 - Services offerts à la clientèle

Mesures de la satisfaction clients

L'offre de services d'EDT s'articule au travers du développement de tous les canaux de contact avec nos clients avec une proposition multiple d'accès aux services. Les clients peuvent désormais régler leur facture selon plusieurs choix de service : Directement en agence clientèle, sur l'espace paiement de l'agence en ligne « agence.edt.pf » ou également par téléphone via le module de télévente développé au sein de notre centre d'appel et prochainement par l'acceptation des cartes privées sur la vente à distance.

Les mesures de la satisfaction clients existantes déjà sur le canal de la voix, se sont également généralisées aux autres points de contact clients.

Campagnes d'appels mystères



EDT conserve cette année encore une très bonne qualité de prestation globale de la qualité de l'accueil téléphonique avec 96% des clients traités qui se déclarent satisfaits du service rendu.

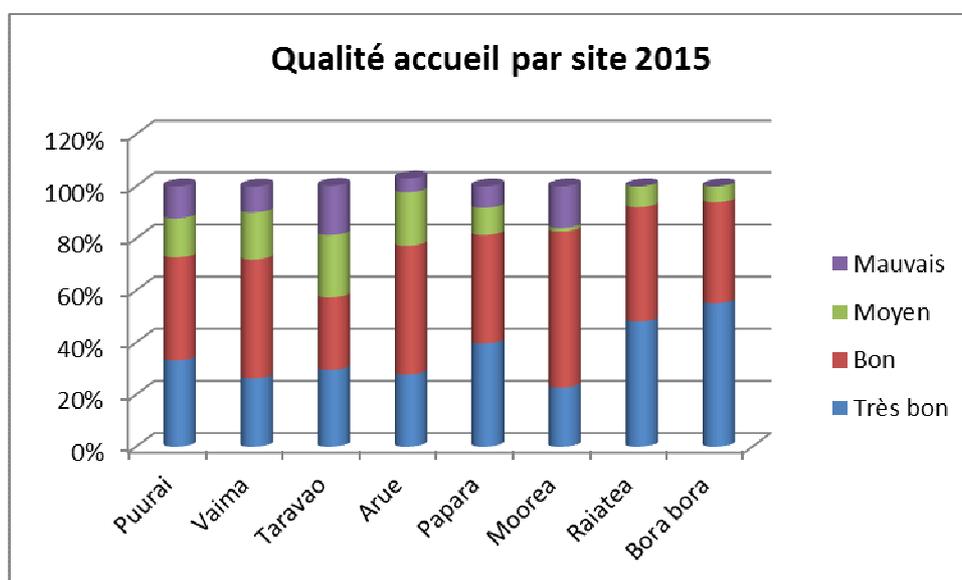
Indicateurs Centre de Relations			
Clients	2014	2015	2016
Nombre d'appels	54 752	52 924	51 641
% traités	81%	81%	76%
Temps moyen d'attente	19 secondes	19 secondes	22 secondes
Temps moyen de conversation	2 mn 05	2 mn 47	2 mn 49
Webmails	2732	3 906	3 395

Les autres indicateurs de la qualité de service de la plateforme téléphonique du groupe EDT indiquent une évolution de la mission de la plateforme vers un centre de relations clients, on constate une baisse 13% des demandes clients qui transitent par l'agence en ligne, ceci s'explique par une réorganisation des flux clients qui sont désormais traités par deux entités afin de répondre au mieux au client.

Campagne de visites mystères

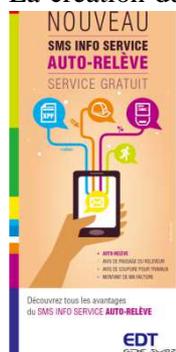
Ce dispositif permet d'évaluer la qualité de la perception de l'accueil commercial de plusieurs agences du réseau commercial : Tahiti, Moorea, Raiatea et Bora Bora. L'évaluation des sites représentant un coût important et un intérêt non significatif sur une fréquence annuelle, elle a été planifiée pour 2017.

Evaluation accueil agence	2015
Très bon	30,6%
Bon	41,5%
Moyen	16,1%
Mauvais	11,7%



L'information clients par SMS

La création du service INFOS SMS remonte à 2011 date à laquelle le SMS Infos facture avait été proposé aux clients qui ne recevaient pas ou rencontraient des difficultés à recevoir leur facture EDT dans un délai correct.



Plus de la moitié des clients domestiques ont depuis adhéré à ce système d'information entièrement gratuit et ceci sur plusieurs domaines : la date du passage du releveur, les coupures pour travaux de leur zone, le rappel de l'envoi de leur auto relève.

Dans la même logique, le SMS Relance a été créé et proposé à la fin de l'année 2015, ce dernier complète le système de la relance par voie recommandée prévu au cahier des charges de la concession. Grâce à cette information rapide et simple, le client dispose immédiatement et personnellement à l'émission de la relance, de l'information relative à sa facture demeurée en impayés.

Nombre de souscriptions Services SMS à fin 2016

Concession	Facture	Passage releveur	Coupure pour travaux	Auto-relève	Relance	Total général
Nuku Hiva	553	424	422	409	68	1 876

7 - Actions en faveur de la maîtrise des dépenses d'énergie



Dans le cadre du développement relatif au self care client, de nombreux outils de maîtrise de la dépense énergétique ont été proposés sur le site de l'agence edt.

Conçus de façon ludique et autonome, le client peut désormais simuler de nombreuses situations de consommation :

- Calculateur de puissance : il peut évaluer son éligibilité à un tarif plus favorable
- Calculateur de lampes : en un simple clic il compare la consommation de ses lampes avec des lampes économiques, le résultat est une aide à la décision d'équipement
- Simulation de factures : grâce à des données de consommation, le client peut avoir une idée de sa facture jusqu'à sa visualisation en format PDF
- Bilan énergie : dorénavant proposé en espace public et en espace client, cet outil permet au client de se positionner sur ses habitudes de consommation.

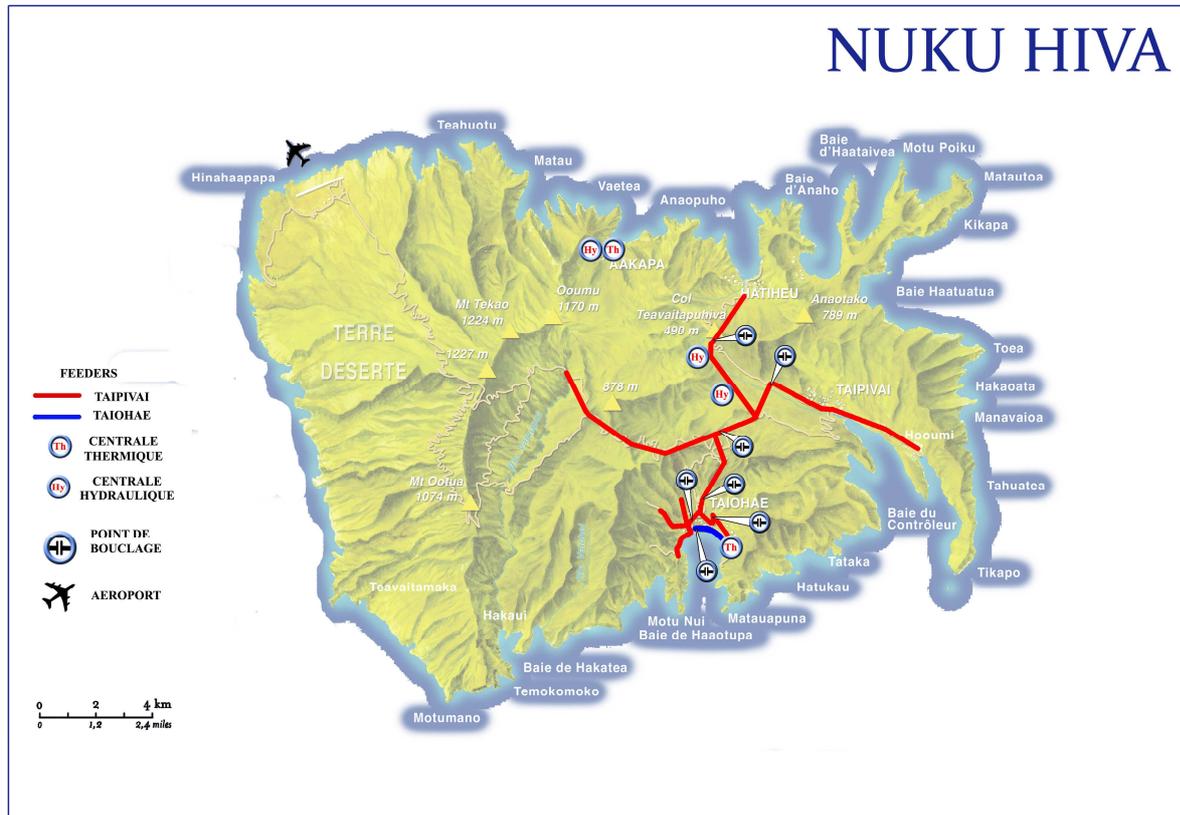
Le besoin de maîtriser sa consommation énergétique a été révélé par l'enquête sur les usages numériques des clients d'EDT, une mise en valeur de ces derniers a été faite sur la home page de l'agence en ligne.



2 - OBLIGATIONS DE SERVICE

- Bilan technique
 1. Autorisation d'exploitation
 2. Effectifs de l'exploitation
 3. Détails des ouvrages de production
 4. Données de production
 5. Qualité de service
 6. Qualité – Sécurité – Environnement
 7. Travaux significatifs – Faits marquants
 8. Unités d'œuvres 2016 de la concession
 9. Raccordement solaire

➤ Bilan technique



1 - Autorisation d'exploitation :

La centrale électrique de NUKU HIVA fait l'objet des arrêts d'exploitation suivants :

Type de text	N°	Date	Objet du texte	Libellé
Arrêté	1127	08/03/2010	TAIOHAE-NUKU HIVA	Modif. Nouveau
Arrêté	9027	07/12/2009	TAIOHAE-NUKU HIVA	Nouveau
Arrêté	1574	19/04/1994	TAIOHAE-NUKU HIVA	Initial et abrogé

2 - Effectif de l'exploitation de Nuku Hiva :

Le nombre d'agents en charge de l'exploitation est de 6 agents courant 2016, et de 5 agents en fin d'année 2016 avec le départ en retraite de Sylvain FALCHETTO. Son remplacement est prévu en 2017.

3 - Détail des ouvrages de production :

Le parc de groupes électrogènes fixes de production est le suivant : (englobant Taiohae, Aakapa et Taipivai)

iles	site	Regroupement positionnement	Marque du Groupe	Puissance nominale (kVA)	Puissance utile (kW)	Date de mise en service	HDM au 1er Janvier 2017	Nbre heure de fonctionnement 1er janvier au 31 décembre
Nuku hiva	Centrale AAKAPA	G1 AAKAPA	FG WILSON	50	32	01/12/2009	34 076	4 350
Nuku hiva	Centrale AAKAPA	G2 AAKAPA	FG WILSON	50	32	01/08/2013	16 918	4 624
Nuku hiva	Centrale TAIQHAE	G1 TAIQHAE	FG WILSON	400	256	01/12/2008	24 990	2 691
Nuku hiva	Centrale TAIQHAE	G2 TAIQHAE	FG WILSON	675	432	02/07/2009	28 873	3 348
Nuku hiva	Centrale TAIQHAE	G3 TAIQHAE	FG WILSON	400	256	29/09/2006	33 801	755
Nuku hiva	Centrale TAIQHAE	G4 TAIQHAE	FG WILSON	635	432	02/07/2009	27 522	4 611
Nuku hiva	Centrale TAIQHAE	G5 TAIQHAE	FG WILSON	635	432	08/11/2010	18 238	0
Nuku hiva	Centrale TAIQHAE	G6 TAIQHAE	FG WILSON	400	256	16/04/2008	27 815	1 853
Nuku hiva	Hydro Taipivai 1	Turbine Taipivai 1	HYDROLEC	500	400	01/01/1985	70 269	7 501
Nuku hiva	Hydro Taipivai 2	Turbine Taipivai 2	BOUVIER	275	220	01/01/1997	28 531	3 369

4 - Données de production : englobant Taiohae, Aakapa et Taipivai

Sortie de centrale thermique, 2 696 MWh ont été produits en 2016 contre 2 966 MWh en 2015.

783 658 litres de gazole ont été consommés en 2016 contre 831 997 en 2015, et 2 709 litres d'huile ont été consommés en 2016 contre 3 412 litres en 2015.

La puissance de pointe appelée est de 937 kW (917 kW pour Taiohae et Taipivai + 20 kW pour Aakapa).. La puissance utile du groupe électrogène le plus puissant de la centrale de Taiohae est de 432 kW, celui de Aakapa est de 32 kW.

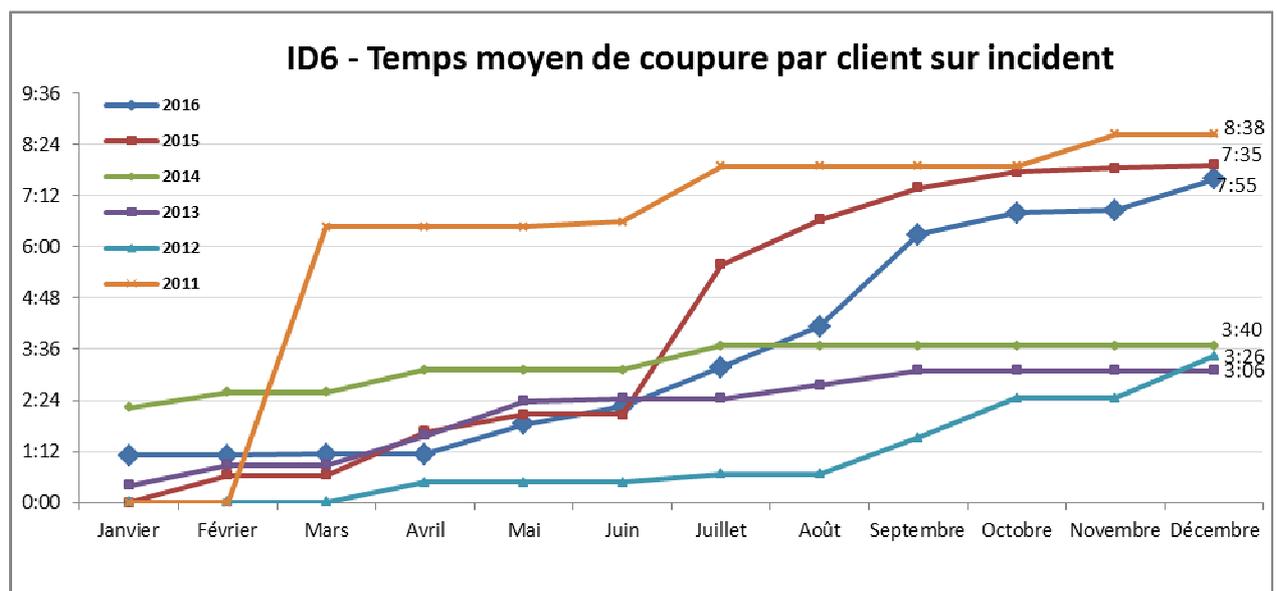
2 377 310 kWh ont été produits dans les centrales hydroélectriques de Taipivai 1 et Taipivai 2 contre 1 960 540 kWh en 2015.

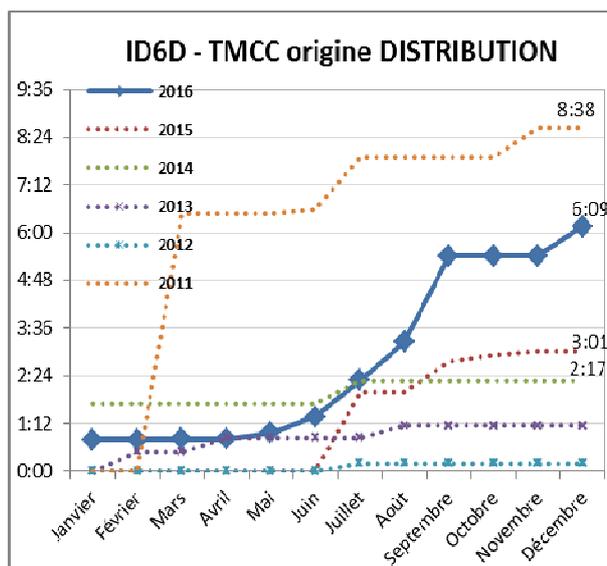
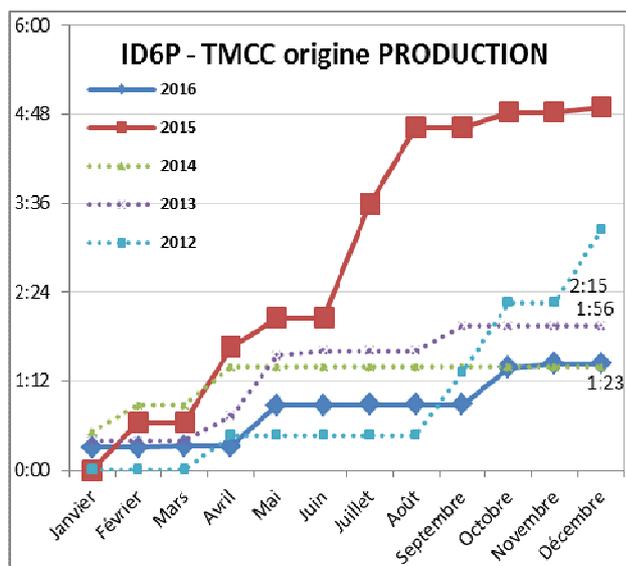
NUKU HIVA PRODUCTION	Energie mensuelle BRUTE (kWh)	Energie mensuelle NETTE (kWh)	Energie renouvelable (kWh)	Pointe Maxi (kW)	Conso Gazole (l)	Conso spé (ml/kWh)
Janvier	222 845	218 468	236 070	832	63 600	285
Février	198 574	194 424	242 110	917	54 937	277
Mars	200 482	196 011	279 120	866	56 000	279
Avril	220 658	215 932	225 980	831	61 100	277
Mai	224 524	219 905	210 800	826	63 650	283
Juin	223 477	218 902	186 600	836	65 050	291
Juillet	205 466	201 027	215 800	700	60 510	295
Août	186 632	182 474	222 690	754	55 040	295
Septembre	218 493	214 512	191 270	795	62 600	287
Octobre	290 054	285 392	116 080	792	81 221	280
Novembre	292 540	287 793	73 800	815	84 000	287
Décembre	266 327	261 486	176 990	780	75 950	285
TOTAL en moyenne	2 750 072	2 696 326	2 377 310	917*	783 658	285

*A la pointe maxi de 917 kW, il faut rajouter 20kW de la pointe maxi de Aakapa soit une pointe maxi totale de 937 kW

5 - Qualité de service

Bilan des TMCC sur incident (Temps Moyens de Coupure par Client)





6 - Qualité – Sécurité - Environnement

POI « Plan d'Opération Interne » pollution-incendie

Réalisation d'un exercice incendie le 20 juin 2016 avec la participation des pompiers.

Traitement des effluents

800 litres d'huile de vidange et 1 fûts de déchet solide souillé par du GO ont été rapatriés sur Tahiti pour traitement (Société TOTAL et Fenua Ma).

7 - Travaux significatifs - Faits marquants

Distribution :

- L'enfouissement du réseau aérien HTA/ BTA derrière le collège en lien avec une zone à risque (ZAR)

Production :

- Remplacement du bloc moteur du GE2 P635 par un neuf
- Remplacement du bloc moteur du GE4 P635 par un moteur reconditionné
- Mise en arrêt du GE5 P635 suite bloc moteur HS
- La construction et l'inauguration de la petite centrale hydro d'Aakapa par le gouvernement et M. le Maire

Clientèle : RAS

Exploitation :

- Départ à la retraite de l'agent Falchetto Sylvain
- Remplacement du véhicule d'intervention réseau HILUX à l'identique

8 - Unités d'œuvres 2016 de la concession

Ces unités d'œuvre seront utilisées à la détermination des revenus autorisés N+1

Puissance maxi appelée en kW	937
Puissance utile du groupe le plus puissant kW	464
Puissance garantie en kW (PG2)	1 200
Nb de kWh vendus	4 380 555
Quantité en litre de combustible	783 658
Nb de kWh thermique sortis centrales thermiques	2 696 326
Nb de kWh hydro acheté par tarif	2 377 310
Nb de kWh solaire acheté par tarif	53 088
Nb de km de réseaux hors branchements	67,8
Puissance totale en kVA des transformateurs installés	3 470
Nombre d'abonnés (BT et HT)	1 079

Achat d'énergie solaire en kwh par tarif

	45 F/kWh	40 F/kWh	35 F/kWh	23,64 F/kWh	40F/kWh Electra
NUKU HIVA	0	43 543	0	9 545	0

Répartition des longueurs Réseau

RESEAU HT						RESEAU BT (sans branchements)					RESEAU HT+BT				
Aerien	Souterrain	Sous-marin	TOTAL	% Aérien	% Souterrain	Aerien	Souterrain	TOTAL	% Aérien	% Souterrain	Aerien	Souterrain	TOTAL	% Aérien	% Souterrain
28,0	2,2	-	30,2	92,7%	7,3%	31,9	5,7	37,6	84,8%	15,2%	59,9	7,9	67,8	88,3%	11,7%

Contrats pluriannuels d'entretien, de maintenance, de renouvellement

EDT a un contrat :

- Pour le contrôle des extincteurs avec la société Fenua Incendie
- Pour le contrôle des Stations de Sécurité Incendie avec INEO
- Pour la visite/entretien de la moto pompe incendie avec Poly Diésel
- Pour la visite/entretien de la nacelle avec Poly Diésel

9 - Raccordement solaire

Concessions	Nombre d'installations	Somme puissance installée	Nombre de centrales raccordées	Puissance raccordée	2016				Tarif de rachat
					INF 10 kWc	de 10 à 36 kWc	de 36 à 100 kWc	SUP 100 kWc	
Nuku-Hiva	6	146							23,64

3 – DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES

- Bilan et comptes de résultat de la concession
 1. Principe de la comptabilité appropriée
 2. Méthodologie et clés de répartition analytique
 3. Actif, Passif et Résultat de la concession
 4. Revenu autorisé et chiffre d'affaire

➤ ***Bilan et compte de résultat 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 2016.

Les comptes y sont présentés par activités (production, distribution, ...), par type de dépenses (maintenance, conduite et fonctionnement ...) et par chapitre (achat, sous-traitance, main œuvre), séparant ce qui est récurrent de ce qui ne l'est pas.

La marge de l'entreprise est présentée par activité, en marge brute d'une part puis en marge nette pour mettre en évidence la part revenant aux actionnaires.

1- Principes de la comptabilité appropriée

- 1) La séparation des activités
- 2) La séparation des services délégués
- 3) Le principe du coût réel constaté
- 4) Le principe de la prééminence de l'imputation directe
- 5) La non compensation des produits et des charges dans la présentation de l'information financière
- 6) La justification du périmètre de charges
- 7) La permanence des méthodes
- 8) Le principe de détermination des charges économiques calculées
- 9) Les opérations effectuées avec les parties liées
- 10) L'identification des contrats à long terme
- 11) Distinction entre coûts récurrents et coûts non récurrents au sein des activités concernées
- 12) Objectivation de la marge du délégataire par concession et activité
- 13) Principe d'ajustement du revenu prévisionnel sur le revenu réalisé
- 14) Ajustement suite à une remise en cause par l'autorité concédante des coûts présentés

1.1) – La séparation des activités

La comptabilité analytique ou métier servant d'outil de pilotage à l'entreprise individualise depuis de nombreuses années les dépenses par concession et par métier.

L'avenant 17 modifiant les conditions de rémunération du concessionnaire a permis l'obtention d'une rémunération spécifique à chaque concession et à chaque activité permettant à partir de l'exercice 2015 d'afficher une marge par concession et par activité.

Les règles de la « comptabilité appropriée » adaptées au métier n'ont que très peu modifié la découpe des activités, elles ont néanmoins imposé de ressortir sur Tahiti la fonction de dispatching et plus généralement une activité de fourniture d'énergie regroupant l'achat d'énergie avec la gestion de clientèle.

Comptablement les dépenses engagées au bénéfice d'une activité y sont toujours directement affectées.

1.2) – La séparation des services délégués

A l'exception des services mutualisés pour des raisons de coordination et d'efficacité à savoir les fonctions de direction générale, les fonctions administratives et certains services techniques à forte valeur ajoutée, chaque concession possède ses propres moyens.

Les exceptions à cette règle concernent la mutualisation de la production thermique sur les îles de Tahiti et sur l'île de Raiatea avec une centrale commune aux concessions de Taputapuatea et Tumaraa.

Comptablement les dépenses engagées au bénéfice d'une concession y sont toujours directement affectées.

1.3) – Le principe du coût réel constaté

Certaines dépenses comme la main d'œuvre, non directement affectables, sont réparties sur les activités et ou chantiers sur la base des pointages journaliers et de taux horaires prédéterminés.

Les écarts constatés en fin d'exercice entre les coûts réels et les coûts imputés sont réinjectés dans les activités concernées pour qu'au final ce soit la charge réelle qui soit imputée.

Il en est de même pour toutes les dépenses intégrées en cours d'année par l'intermédiaire de coût standards et notamment de toutes les dépenses accessoires à la main d'œuvre (outillage, véhicules, coûts d'implantation, encadrement...)

1.4) – La prééminence de l'imputation directe

Dans le respect de ce principe toute dépense engagée au bénéfice d'une concession ou d'une activité y est toujours directement affectée.

Le pourcentage d'imputation directe sur une concession dépend de l'organisation de l'entreprise, il varie peu d'un exercice sur l'autre. Sur Nuku Hiva, en 2015 :

- Les imputations directes concernent 83% du total des dépenses de la concession de Nuku Hiva. Elles trouvent leur origine dans les personnels affectés et équipements installés sur le territoire de la concession concernée ainsi que des dépenses pièces, combustibles, énergies, sous-traitances.
- Les 17% restants, répartis selon des clefs de répartition appropriées correspondent principalement à des quotes-parts des frais de siège, du Service Exploitation Iles (SEI) de support technique aux îles, des services de back office clientèle.

NUKU HIVA	Imputé directement à l'activité	Frais répartis sur les activités	Total
Imputé directement à la concession	74%	9%	83%
Frais répartis sur la concession	9%	8%	17%
Total	82%	18%	100%

1.5) – La non compensation des produits et des charges

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

1.6) – La justification du périmètre de charges

La structure de la comptabilité analytique colle à l'organisation de l'entreprise permettant la connaissance parfaite des dépenses engagées par chaque service.

Pour sa part, l'organisation de l'entreprise répond à diverses contraintes :

- la contrainte métiers avec des responsables « techniques » par métier
- la contrainte contractuelle avec la gestion d'un patrimoine important (centrales et réseaux) confié à l'entreprise pour l'exécution d'un service de qualité ce qui nécessite des responsables pour chaque contrat de concession, sous tous leurs aspects à savoir qualité de service, gestion budgétaire, sécurité etc...
- Les contraintes de la taille des exploitations et de l'isolement géographique qui obligent à la superposition d'un maximum de moyens sur place dans les îles avec l'existence de services mutualisés à forte valeur ajoutée, ce qui permet d'améliorer l'efficacité et d'optimiser les dépenses.

Il ressort de cette organisation que les périmètres de charge sont parfaitement définis.

Production :

- Les immobilisations de production sont contenues à l'intérieur des centrales, la frontière avec :
 - le transport (Tahiti) sont les connexions des têtes de câbles des liaisons transformateur avec les bornes « amont » des disjoncteurs du transport ;
 - la distribution (îles) sont les bornes « aval » des transformateurs élévateurs.
- Les personnels affectés sont spécifiques par activité dans les grandes îles (Tahiti, Moorea, Bora Bora), polyvalents dans les petites îles avec une imputation de leurs coûts par activité sur la base de feuilles de temps
- Un service spécifique (Service Exploitation îles / SEI) basé sur Tahiti encadre et assiste le personnel des îles dans tous les domaines tant en technique (production Distribution) qu'en sécurité, management ou autres. Ses dépenses non directement imputables à une île en particuliers sont réparties au prorata des temps passés dans chaque exploitation
- Les dépenses de fonctionnement et d'entretien sont imputées centrale par centrale

Dispatching et conduite du réseau

- Seule l'île de Tahiti en raison de sa taille possède un service dispatching spécifique doté de moyens propres (locaux, immobilisations et personnels), ce service d'une dizaine de personnes fonctionne 24h sur 24h.
- Dans les autres îles, cette fonction est assurée en astreinte par l'exploitant, ses coûts ne sont pas différenciés.

Transport :

- Seule l'île de Tahiti en raison de sa taille possède un réseau de transport lequel fait l'objet d'une délégation de service public confiée à la TEP, ses moyens sont distincts de ceux d'EDT.
- Ce réseau qui relie les centres de production au réseau de distribution a pour frontière la connexion des têtes de câbles des liaisons transformateurs production, situées en sortie de centrale, avec les bornes « amont » des disjoncteurs du transport, et à l'autre bout, la connexion des têtes de câbles des liaisons transformateurs de distribution avec les bornes « aval » des disjoncteurs du transport pour l'île de Tahiti.
- L'avenant 17 formalise l'accord d'EDT pour homogénéiser ses frontières et intégrer dans ses actifs des transformateurs rattachés historiquement à la concession de Transport.

Distribution :

- Les immobilisations de distribution sont composées de lignes et de transformateurs, les frontières avec le transport (Tahiti) ou la production (îles) sont claires telles que définies ci-dessus.
- Les personnels affectés sont spécifiques par activité dans les grandes îles (Tahiti, Moorea, Bora Bora), polyvalents dans les petites îles avec une imputation de leurs coûts par activité sur la base de feuilles de temps.

- Un service spécifique (Service Exploitation îles / SEI) basé sur Tahiti encadre et assiste le personnel des îles dans tous les domaines tant en technique (production Distribution) qu'en sécurité, management ou autres. Ses dépenses non directement imputables à une île en particulier sont réparties au prorata des temps passés dans chaque exploitation
- Les dépenses de gestion et d'entretien des réseaux sont directement imputées sur la concession concernée

Gestion de clientèle :

- En dehors des très petites exploitations ou la polyvalence s'impose, les moyens affectés à la gestion de la clientèle sont spécifiques à cette activité, ils sont composés de personnel au contact des clients ou « front office » situés dans les concessions et d'un important service de « back office » mutualisé comprenant la facturation, la comptabilité client, la relance, l'agence en ligne.
- Les personnels polyvalents que l'on retrouve dans les petites îles notamment pour la relève des compteurs voire dans les très petites îles pour l'accueil clients voient leur coûts imputés sur la base de leurs feuilles de temps

1.7) – La permanence des méthodes

- Revenu autorisé :

Les coefficients utilisés pour l'actualisation des forfaits sont spécifiques à chaque concession pour tenir compte des différences dans la structure de coût.

- Répartitions
 - Répartition des frais de siège d'une concession dans ses processus :
En 2015, ces charges étaient incorporées dans les processus de la concession au prorata des coûts de chaque processus.
Or, l'introduction d'une IFC sur les réseaux de distribution (avenant 17) a eu pour seul impact de faire baisser les charges calculées de cette activité et est sans impact sur le fonctionnement de cette activité de distribution. La clef de répartition actuelle réagit mal à ce changement. Elle est devenue inadaptée.
Nous avons opté pour une clé composée pour 50% du montant des immobilisations brutes concédées du processus et pour 50% des frais de personnel du processus. Cette clé a, par ailleurs, l'avantage d'être cohérente avec la clé utilisée pour répartir le total des frais de siège dans les concessions
 - Conformément à l'avenant 17 fixant les modalités de refacturation des combustibles et énergies au Secosud, l'énergie solaire est à compter de 2016 réputée comme consommée dans la concession où elle est injectée.
 - La marge réalisée au travers de la vente d'énergie au Secosud a été intégrée dans les activités annexes du processus.
 - En 2015 les créances clients étaient réparties dans les concessions au prorata du chiffre d'affaires, elles sont désormais imputées directement dans les concessions.
- Changements de présentation
 - Processus production d'origine hydraulique : les postes « maintenance » et « Conduite et fonctionnement » ont été séparés, comme pour les autres processus. Des frais de siège et des activités annexes ont été spécifiquement affectés à ce processus.
 - Processus dispatching : des amortissements et des activités annexes ont été spécifiquement affectés à ce processus.
 - Processus achat au producteur : la gestion administrative est maintenant clairement identifiée.
 - Bilan : les immobilisations et les charges calculées sont maintenant présentées par processus

1.8) – Le principe de détermination des charges économiquement calculées

Les charges calculées incorporées au présent document sont conformes à celles figurant dans les comptes sociaux de l'entreprise.

Des discussions sont ouvertes avec le ministère en vue d'un traitement plus lissé des problématiques de renouvellement.

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

Engie

Libellé	Description	52
	Mise à disposition de personnel	217 572
Convention d'assistance	La société GDF SUEZ ENERGIES SERVICES s'engage à fournir à EDT une assistance dans les domaines suivants : - comptable, administratif et financier - informatique et audit - conseil Ces prestations font l'objet d'une facturation forfaitaire de 0,722% net du chiffre d'affaires hors taxes de EDT	2 219 535
Assurance	Assurance multirisques	2 884 519

Autres parties liées

Libellé	Description	52
Polydiesel	Travaux sous-traités: production	9 878 831
Ineo	Travaux sous traités	1 500 929

1.10) – L'identification des contrats à long terme

Cf paragraphe :

5– ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUITE DU SERVICE PUBLIC

1. Etats des engagements à incidence financière

1.11) – Distinction entre coûts récurrents et coûts non récurrents au sein des activités concernées

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

Cf. paragraphe :

3– ACTIF PASSIF ET RESULTAT DE LA CONCESSION

1. Commentaire sur les états financiers

1.12) – Objectivation de la marge du délégataire par concession et activité

- L'objectivation de la marge a été formalisée sur le compte de résultat de la concession, en pourcentage
- du total des produits (revenu autorisé et produits des activités annexes)
 - du montant des immobilisations brutes

1.13) –Principe d'ajustement du revenu prévisionnel sur le revenu réalisé

Cet écart entre le Revenu Autorisé prévisionnel servant de base à l'établissement des tarifs et le Revenu Autorisé définitif servant à rémunérer le concessionnaire résulte de la différence entre :

- le coût estimé des énergies et celui réalisé.
- la valeur de l'Euribor intégrée au calcul du résultat financier de la concession et le réel de la période

Est également intégré à ce RA définitif, le partage des gains de rendement le cas échéant.

Les comptes de la concession sont établis sur la base du revenu Autorisé définitif.

1.14) –Ajustement suite à une remise en cause par l'autorité concédante des coûts présentés

N/A

2 - Méthodologie et clés de répartition analytique

Bilan :

Les postes de « haut de bilan » représentent 89% du total du bilan et sont obtenus par imputation directe par concession.

Les autres postes relatifs aux actifs circulants et dettes d'exploitation, lesquels ne représentent que 11 % du total bilan, sont répartis au prorata :

- du chiffre d'affaires des concessions concernées pour les créances qui n'ont pas été imputées directement sur la bonne concession;
- des achats et ACE pour les comptes fournisseurs ;
- de la masse salariale pour la PIDR (provision pour indemnité départ à la retraite), et les dettes sociales ;
- du nombre de kWh pour les dettes fiscales.

La différence apparaissant au niveau du bilan de chaque concession entre ses actifs et ses passifs constitue une situation de trésorerie (excédent ou besoin) portée dans la rubrique « Compte Courant du concessionnaire ». Elle sert au calcul des produits et charges financières, imputés à la concession considérée, sur la base des taux de marché.

Compte de résultat

- Postes du compte de résultat

Suite à la mise en place de la comptabilité appropriée, plusieurs activités ont été définies.

On entend par activité le ou les métiers qu'exerce l'opérateur. L'activité désigne un ensemble de tâches ayant une **finalité externe** autre que sa propre réalisation. Les activités principales sont :

- *La production d'électricité d'origine thermique*
- *La production d'électricité d'origine hydraulique*
- *La production d'électricité d'origine photovoltaïque*
- *Le dispatching* consiste à assurer l'équilibre, à tout moment, entre l'offre pouvant être délivrée par les différentes sources de productions, et la demande des consommateurs finaux.
- *Le transport* correspond à l'activité d'un gestionnaire du réseau de transport qui exploite le réseau de haute tension permettant l'acheminement de l'électricité des sources de production jusqu'à l'entrée des réseaux de distribution.
- *La distribution* correspond à l'activité d'un gestionnaire du réseau de moyenne et basse tension permettant l'acheminement de l'électricité du réseau de transport jusqu'au consommateur final
- *La fourniture* correspond à l'activité d'un fournisseur d'électricité qui est chargé d'acheter l'électricité à des producteurs et de la revendre au détail au consommateur final, dont il est le principal interlocuteur.

Le document par concession a été adapté suite à la mise en œuvre de la comptabilité appropriée. Les coûts sont décomposés par activités (production, distribution, ...), par type de dépenses (maintenance, conduite et fonctionnement ...) et par chapitre (achat, sous-traitance, main œuvre).

- *Le Revenu Autorisé* est constitué :
 - d'une part fixe calculée par application des forfaits annuels rapportés à des unités d'œuvres
 - de l'énergie correspondant aux dépenses réelles engagées par le concessionnaire
- *La péréquation* est égale sur une concession donnée à la différence entre le Revenu Autorisé et le Chiffre d'Affaires facturés aux clients
- *Les frais de siège* sont constitués des frais de fonctionnement des services administratifs
- *Le résultat financier* est constitué le cas échéant de la charge d'intérêt relative aux emprunts spécifiques de la concession considérée puis de la rémunération du « compte courant du concessionnaire » tel qu'il figure au bilan N-1;
Dans le cas où le Concessionnaire obtiendrait des rendements financiers de placement supérieurs au marché, les gains au-delà du taux de référence seraient partagés à part égale entre la concession et le concessionnaire. Le taux de marché applicable pour les excédents de trésorerie est arrêté à l'Euribor 3 mois moyen de l'exercice + 1 points. Le taux de marché applicable pour les besoins est le taux Euribor 3 mois moyen de l'exercice + 2 points
Cette rémunération est calculée sur la base du taux de marché de l'exercice considéré
 - le taux appliqué aux besoins de trésorerie est de 1,729% (-0,271%+2%)
 - le taux appliqué aux excédents de trésorerie est de 1,5% (-0,27%+1%+0,77% surperformance financière)
- *L'Impôt sur les Sociétés* intègre :
 - L'impôt sur société stricto sensu
 - La contribution supplémentaire à l'impôt sur les bénéfices
 - L'impôt sur le revenu des capitaux mobiliers (IRCM) : 10% du résultat net
 - La contribution de solidarité territoriale (CST) : 5% du résultat net

Les réintégrations et déductions fiscales sont affectées au réel entre les activités « en concession » et les activités « hors concession » permettant de calculer pour chacune d'elles leur taux de prélèvement « sur résultat comptable ».

Ce taux de prélèvement des activités « en concession » est ensuite appliqué de manière uniforme au résultat comptable de chaque activité et de chaque concession.

- Pour les concessions globalement bénéficiaires, ce taux est appliqué le résultat comptable de chaque activité, même s'il est négatif.
- Pour les concessions globalement déficitaires, aucun impôt n'est appliqué

• **Principes de répartition des coûts indirects**

Les coûts indirects sont appréhendés au travers des centres d'analyse

1. Les frais de siège :

Ils sont répartis sur les filiales, les activités concédées et les activités « hors concession ».

- La part revenant aux filiales fait l'objet d'une refacturation sur la base des temps passés pour la main d'œuvre et d'une refacturation au franc le franc pour les charges engagées pour compte.
- La part restante est répartie au prorata du nombre d'heures travaillées tant sur les activités concédées, les activités Annexes et activités hors concession.

La quote-part revenant à chaque concession est déterminée, à part égale en fonction de la masse salariale, du nombre d'abonnés et des immobilisations brutes.

La quote-part revenant à chaque processus est déterminée au prorata d'une clé composée pour 50% du montant des immobilisations brutes concédées du processus et pour 50% des frais de personnel du processus.

2. Les coûts d'implantation Puurai :

Constitués des loyers, frais de personnel, entretien, assurances, ils sont répartis sur les services hébergés au prorata des superficies occupées. La quote-part revenant aux îles est limitée aux services supports des îles

3. Les coûts de production :

Ce sont des charges directes des concessions concernées à l'exception des clés de Tahiti et Raiatea qui possèdent des centrales communes pour plusieurs concessions, dans ces cas, la refacturation des kWh produits îles est conforme à l'article 12 bis de l'avenant 17 relatif à la vente d'électricité hors du périmètre de la concession.

- Rémunération de la Puissance Maximale Majorée : P1
- Autres charges de production : P2
- Matières consommées

Pour Tahiti, les montants sont répartis entre Tahiti Nord et Secosud au prorata des kWh injectés.

Pour Taputapuatea et Tumaraa, la répartition se faisait au prorata du nombre de kWh vendu-solaire.

Pour les autres concessions, ce sont les sommes réelles dépensées

4. Les coûts du frêt du magasinage :

Regroupés au sein des services magasin et approvisionnement ces coûts sont ventilés sur les sorties de stock et donc imputés en charges ou en immobilisation sur les concessions concernées en fonction de la destination des pièces concernées

5. Les coûts informatiques :

Regroupés au sein du service ad hoc ces coûts sont répartis en fonction du nombre de PC présents dans chaque service.

6. Le service de support aux îles situé à Puurai :

Les coûts de fonctionnement de ce service sont répartis sur les concessions des îles concernées au prorata des temps passés.

Les dépenses de ce service engagées pour le compte des îles/concessions sont imputées directement sur les îles/concessions bénéficiaires de ces dépenses

7. La direction commerciale :

Les clés sont différentes en fonction des services concernés :

- Le service à l'énergie en charge du solaire : au prorata du nombre de contrat solaire
- Le service Grand Comptes : au prorata du nombre de clients grands comptes
- Le service relève, intervention et branchement : au prorata du temps passés
- Le service clientèle : au prorata du nombre d'abonnés.

8. Allocation CE :

Les dépenses sont réparties au prorata de la masse salariale

Ces centres d'analyse sont ensuite répartis sur les activités ou services bénéficiaires

Les répartitions primaires (coût d'implantation, DSI, allocation CE) affectent certains coûts sur les services. Ces derniers sont ensuite ventilés sur les concessions (répartitions secondaires).

Le tableau ci-dessous met en évidence l'impact de ces répartitions secondaires, service par service, sur le résultat des activités concédées.

Répartition	Montant total à répartir (MF)	Montant réparti dans les concessions (MF)	Montant réparti sur Nuku Hiva (MF)	Clé de répartition	Valeur totale de la clé	Valeur de la clé pour Nuku Hiva
Frais de siège	1 253,7	1 189,5	18,6	Abonnés-Immo brutes-Masse salariale	100%	2%
Exploitation des îles	172,6	158,0	10,9	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	791,8	51,3
Clientèle îles	38,6	38,6	1,8	Nombre d'abonnés îles	23 756,0	1 079
Exploitation réseau Tahiti	355,6	284,2	0,7	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	286,5	0,6
Suivi et développement	67,5	65,9	0,5	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	91,8	0,6
Travaux production	61,5	43,2	5,0	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	24,3	3,0
Travaux réseau	69,6	40,9	0,5	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	63,5	0,8
Gestion administrative du solaire	27,8	27,8	0,1	Contrats solaires	1 671,0	6
Service Grand compte	54,1	54,1	1,4	Contrats grands comptes	5 614,0	146
Marketing & E-services	39,7	39,7	0,5	Nombre d'abonnés	87 390,0	1 079
Magasins	39,2	20,6	0,5	Sorties de stock valorisées	564 353,0	3 482,0

3 - Actif, Passif et Résultat de la concession

ACTIF	Nuku Hiva	
	2016	2015
Immobilisations concédées	907 745 554	872 120 533
- Production	506 883 189	
- Distribution	400 862 365	
Immobilisations privées	64 126 766	63 413 813
Immobilisations financières	-	-
Immobilisations en-cours	13 236 347	22 516 800
- Production	-	
- Distribution	13 156 975	
- Privé	79 372	
Avances et acomptes	-	-
Total immobilisations brutes	985 108 667	958 051 146
Amortissements et provisions	- 440 287 238	- 420 802 237
- Production	- 277 352 143	
- Distribution	- 113 439 740	
- Privé	- 49 495 355	
Immobilisations nettes	544 821 429	537 248 909
Stock	16 044 302	20 354 318
Créances clients	40 479 259	31 744 262
Autres créances	7 464 218	1 715 358
Charges constatées d'avance	-	534 240
Provisions pour dépréciation	- 3 576 768	- 8 005 934
Stock et créances nets	60 411 011	46 342 244
Placements et trésorerie	-	-
Compte courant du concessionnaire	59 843 146	69 446 498
TOTAL ACTIF	665 075 585	653 037 651

PASSIF	Nuku Hiva	
	2016	2015
Capital		
Réserves		
Report à nouveau		
Résultat	37 750 528	33 516 828
Capitaux propres	37 750 528	33 516 828
Droits des tiers et concédants	48 254 070	50 855 673
- Production	11 556 346	
- Distribution	36 697 724	
Caducité et provision pour renouvellement	500 979 475	503 461 432
- Production	243 704 510	
- Distribution	257 274 965	
Autres provisions	19 427 342	15 626 076
- PIDR	8 529 543	7 193 966
- Autres provisions	10 897 799	8 432 110
Provision pour risques et charges	520 406 817	519 087 508
Compte courant du concessionnaire (emprunt)	-	-
Emprunts et dettes financières	-	-
- Emprunts	-	-
- Soldes créditeurs de banque	-	-
Clients - avances sur consommation	3 804 570	6 426 078
Fournisseurs	23 548 218	17 591 791
Dettes fiscales et sociales	27 343 773	21 738 373
Autres dettes	22 437	153 000
Produits constatés d'avance	3 945 171	3 668 401
Emprunts et dettes	58 664 170	49 577 643
TOTAL PASSIF	665 075 585	653 037 651

		Nuku Hiva 2015			Nuku Hiva 2016		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE							
P1	REVENU AUTORISE: Rémunération de la puissance maximale autorisée	146 787 956		146 787 956	147 203 812		147 203 812
	- UO UP1 : Pissance maximale majorée 2015	1 316		1 316	1 316,00		1 316
	- Forfait FP1 2016	111 541		111 541	111 857,00		111 857
	COUTS DE PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE	-95 658 500	32 975 779	-62 682 721	-103 618 785	-9 304 222	-112 923 007
	par UO : Pissance maximale majorée	-72 689		-47 631	-78 738		-85 808
	- Maintenance	-34 997 762		-34 997 762	-40 378 222		-40 378 222
	- AC	-4 263 464		-4 263 464	-2 705 108		-2 705 108
	- ACE	-3 667 603		-3 667 603	-3 194 176		-3 194 176
	- MO	-27 066 695		-27 066 695	-34 478 938		-34 478 938
	- AUTRES						
	- Conduite et Fonctionnement	-2 062 670	-1 222 548	-3 285 218	-4 161 177	-4 733	-4 165 910
	- AC	-59 990		-59 990			
	- ACE	-935 107		-935 107	-2 224 426		-2 224 426
	- MO	-113 126		-113 126	-63 716		-63 716
- AUTRES	-954 447	-1 222 548	-2 176 995	-1 873 035	-4 733	-1 877 768	
- Amortissement des actifs de concession	-23 061 347	29 133 321	6 071 974	-20 773 018	-9 299 489	-30 072 507	
- Dot. Amortissement Technique	-16 294 109		-16 294 109	-13 706 508	-27 248 979	-40 955 487	
- Dot. Amortissement Caducité	-5 314 212		-5 314 212	-5 024 829		-5 024 829	
- Dot. Provision pour Renouvellement	-1 453 026		-1 453 026	5 505 486	-2 633 271	2 872 215	
- Dot. Amort et Provisions exceptionnelles		29 133 321	29 133 321	-7 547 167	20 582 761	13 035 594	
- Quote part des activités support affectées	-35 536 721	5 065 006	-30 471 715	-38 306 368		-38 306 368	
- Fonctions supports	-24 745 916		-24 745 916	-29 340 532		-29 340 532	
- Frais de siège	-10 790 805	5 065 006	-5 725 799	-8 965 836		-8 965 836	
P2	REVENU AUTORISE: Rémunération des autres charges de production	7 164 263		7 164 263	6 545 865		6 545 865
	- UO UP2 : kWh produits sortie de centrale 2015	3 256 483		3 256 483	2 965 956		2 965 956
	- Forfait FP2 2016	2,200		2,200	2,207		2,207
	COUTS DE MAINTENANCE DES MOTEURS	-5 880 876	138 889	-5 741 987	-9 483 507		-9 483 507
	par UO : kWh produits sortie de centrale	- 1,806		- 1,763	- 3,197		- 3,197
	- Maintenance	-4 403 225		-4 403 225	-8 025 231		-8 025 231
	- AC	-2 098 149		-2 098 149	-5 700 702		-5 700 702
	- ACE	-1 542 912		-1 542 912	-1 157 900		-1 157 900
	- MO	-762 164		-762 164	-1 166 629		-1 166 629
	- AUTRES (provision rév groupes...)						
- Traitement des effluents							
- Quote part des activités support affectées	-1 477 651	138 889	-1 338 762	-1 458 276		-1 458 276	
- Fonctions supports	-814 256		-814 256	-1 236 588		-1 236 588	
- Frais de siège	-663 395	138 889	-524 506	-221 688		-221 688	
Matières consommées	REVENU AUTORISE: Matières consommées	59 215 177		59 215 177	47 460 875		47 460 875
	Par kWh produits sortie de centrale	18,18		18,18	16,00		16,00
	- Consommations	-59 215 177		-59 215 177	-47 460 875		-47 460 875
	- Fioul	1 740 750		1 740 750			
	- Gasoil	-59 876 464		-59 876 464	-46 629 445		-46 629 445
	- Huile	-1 079 463		-1 079 463	-831 429		-831 429
- Urée							
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES	6 569 335		6 569 335	16 452 228		16 452 228
	- Coûts directs	-5 905 051		-5 905 051	-16 180 071		-16 180 071
	- AC	-2 971 462		-2 971 462	-13 550 978		-13 550 978
	- ACE	-1 843 755		-1 843 755	-2 190 725		-2 190 725
	- MO	-1 089 834		-1 089 834	-438 368		-438 368
	- AUTRES						
- Quote part des activités support affectées	-1 189 226		-1 189 226	-272 157		-272 157	
SYNTHESE ACTIVITE PRODUCTION THERMIQUE							
	TOTAL DES PRODUITS	219 736 730		219 736 730	217 662 780		217 662 780
	MARGE AVANT IS	51 887 900	33 114 668	85 002 568	40 647 385	-9 304 222	31 343 163
	- IS.	-30 253 366	-19 307 587	-49 560 953	-21 586 281	4 941 119	-16 645 162
	- IS report déficitaire 2016						
	MARGE NETTE	21 634 534	13 807 081	35 441 615	19 061 104	-4 363 103	14 698 000
	En % des produits	10%		16%	9%		7%
	En % des immos brutes				4%		3%

Nuku Hiva 2015		
Récurrent	Non récurrent	Total

Nuku Hiva 2016		
Récurrent	Non récurrent	Total

DISTRIBUTION D'ELECTRICITE

GESTION DES RESEAUX	Nuku Hiva 2015			Nuku Hiva 2016		
	Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
REVENU AUTORISE	53 006 430		53 006 430	53 109 973		53 109 973
- UO UD2 : longueur des reseaux (hors branchement) 2015	67		67	67		67
- Forfait FD2 2016	795 534		795 534	797 088		797 088
COUTS DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE	-25 087 245	-66 897 614	-91 984 859	-36 552 299	29 743 524	-6 808 775
par UO : longueur des reseaux (hors branchement)	-376 516		-1 380 532	-548 586		-102 188
- Maintenance	1 134 079		1 134 079	-12 800 096		-12 800 096
- AC	5 363 393		5 363 393	-1 440 399		-1 440 399
- ACE	2 591 967		2 591 967	-3 230 319		-3 230 319
- MO	-6 821 281		-6 821 281	-8 129 378		-8 129 378
- Conduite et Fonctionnement	-5 365 326	-2 312 323	-7 677 649	-2 125 626	-2 490	-2 128 116
- AC	-21 290		-21 290	-4 483		-4 483
- ACE	-240 103		-240 103	-172 234		-172 234
- MO	-15 973		-15 973	-33 867		-33 867
- AUTRES	-5 087 960	-2 312 323	-7 400 283	-1 915 042	-2 490	-1 917 532
- Amortissement des actifs de concession	-8 323 219	-59 012 846	-67 336 065	-8 956 332	29 746 014	20 789 682
- Dot. Amortissement Technique	-2 147 144		-2 147 144	-2 055 809		-2 055 809
- Dot. Amortissement Caducité	-4 858 348		-4 858 348	-4 858 347		-4 858 347
- Dot. Provision pour Renouvellement	-1 317 727		-1 317 727	-2 042 176		-2 042 176
- Dot. Amort et Provisions exceptionnelles		-59 012 846	-59 012 846		29 746 014	29 746 014
- Quote part des activités support affectées	-12 532 779	-5 572 445	-18 105 224	-12 670 245		-12 670 245
- Fonctions supports	-9 702 800		-9 702 800	-7 161 423		-7 161 423
- Frais de siège	-2 829 979	-5 572 445	-8 402 424	-5 508 822		-5 508 822

ACTIVITES ANNEXES	Nuku Hiva 2015			Nuku Hiva 2016		
	Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
PRODUITS ACC. : Location de poteau, Refacturation SIG...	1 087 644		1 087 644	1 072 965		1 072 965
PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	5 489 494		5 489 494	950 265		950 265
- Coûts directs	-2 645 675		-2 645 675	-1 010 794	2	-1 010 792
- MO	-207 351		-207 351	-893 336		-893 336
- Quote part des activités support affectées	-520 491		-520 491	-1 449 403		-1 449 403
- Fonctions supports	-454 647		-454 647	-1 250 632		-1 250 632
- Frais de siège	-65 844		-65 844	-198 771		-198 771
PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES	31 000 141		31 000 141	20 050 744		20 050 744
- Coûts directs	-27 996 176		-27 996 176	-18 297 519		-18 297 519
- AC	-12 656 910		-12 656 910	-3 971 830		-3 971 830
- ACE	-11 290 750		-11 290 750	-12 423 659		-12 423 659
- MO	-3 778 209		-3 778 209	-1 902 030		-1 902 030
- Quote part des activités support affectées	-4 104 278		-4 104 278	-2 169 652		-2 169 652

SYNTHESE ACTIVITE DISTRIBUTION

Nuku Hiva 2015			Nuku Hiva 2016			
	Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
TOTAL DES PRODUITS	90 583 709		90 583 709	75 183 947		75 183 947
MARGE AVANT IS	30 229 844	-66 897 614	-36 667 770	15 704 280	29 743 526	45 447 806
- I.S.	-17 625 584	39 004 816	21 379 232	-8 339 946	-15 795 656	-24 135 602
MARGENETTE	12 604 260	-27 892 798	-15 288 538	7 364 334	13 947 870	21 312 204
En % des produits	14%		-17%	10%		28%
En % des immos brutes				2%		5%

		Nuku Hiva 2015			Nuku Hiva 2016		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
FOURNITURE D'ELECTRICITE							
ACHAT AUX PRODUCTEURS	REVENU AUTORISE et redevance solaire	214 602 133		214 602 133	231 848 282		231 848 282
	- Achat d'électricité d'origine thermique	213 167 395		213 167 395	201 210 552		201 210 552
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique				28 670 359		28 670 359
	- Achat d'électricité d'origine solaire	1 434 738		1 434 738	1 967 371		1 967 371
	COUTS D'ACHAT	-214 602 133		-214 602 133	-231 848 282		-231 848 282
	- Achat d'électricité d'origine thermique	-213 167 395		-213 167 395	-201 210 552		-201 210 552
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique				-28 670 359		-28 670 359
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique CHPP						
	- Achat d'électricité d'origine solaire	-1 434 738		-1 434 738	-1 967 371		-1 967 371
	GESTION ADMINISTRATIVE				-4 343		-4 343
- Produits de la Redevance solaire				101 010		101 010	
- Coûts de Fonctionnement							
- Quote part des activités support affectées				-105 353		-105 353	
- Fonctions supports				-96 204		-96 204	
- Frais de siège				-9 149		-9 149	
ETUDES & RACCORDEMENT S SOLAIRES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	412 131		412 131	258 214		258 214
	- Coûts directs	-239 182		-239 182	-269 724		-269 724
	- AC						
	- ACE	-140 400		-140 400	-129 600		-129 600
	- MO	-98 782		-98 782	-29 017		-29 017
	- AUTRES				-111 107		-111 107
	- Quote part des activités support affectées	-1 711 918		-1 711 918	-28 120		-28 120
	- Fonctions supports	-1 680 550		-1 680 550	-28 120		-28 120
	- Frais de siège	-31 368		-31 368			
	GESTION DE CLIENTELE	REVENU AUTORISE	12 353 223		12 353 223	12 386 114	
- UO UC : Nombre d'abonnés 2015		1 061		1 061	1 061		1 061
- Forfait FC 2016		11 643		11 643	11 674		11 674
PRODUITS ACCESSOIRES A L'ENERGIE		1 143 797		1 143 797	1 181 240		1 181 240
- Frais de relance		806 130		806 130	833 886		833 886
- Frais de perception de taxe		337 667		337 667	347 354		347 354
COUT DE L'INTERFACE CLIENTELE		-15 605 220	368 550	-15 236 670	-15 127 014	-100 148	-15 227 162
par UO : Nombre d'abonnés		-14 708		-14 361	-14 257		-14 352
- Affranchissements		-1 438 150		-1 438 150	-1 457 957		-1 457 957
- Fonctionnement		-6 682 926		-6 682 926	-6 137 684	-100 148	-6 237 832
- AC	-45 226		-45 226	-199 285		-199 285	
- ACE	-1 688 722		-1 688 722	-1 153 136		-1 153 136	
- MO	-4 855 749		-4 855 749	-4 640 721		-4 640 721	
- AUTRES	-93 229		-93 229	-144 542	-100 148	-244 690	
- Quote part des activités support affectées	-7 484 144	368 550	-7 115 594	-7 531 373		-7 531 373	
- Fonctions supports	-5 723 789		-5 723 789	-6 504 415		-6 504 415	
- Frais de siège	-1 760 355	368 550	-1 391 805	-1 026 958		-1 026 958	
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	774 943		774 943	486 000		486 000
	- Autres						
	- Frais de coupure	774 943		774 943	486 000		486 000
	- Coûts directs				-40 533		-40 533
	- AC						
	- ACE						
	- MO						
	- AUTRES				-40 533		-40 533
	- Quote part des activités support affectées				-59 492		-59 492
	- Fonctions supports				-59 492		-59 492
- Frais de siège							
SYNTHESE ACTIVITE FOURNITURE D'ELECTRICITE							
TOTAL DES PRODUITS	229 286 227		229 286 227	246 159 850		246 159 850	
MARGE AVANT IS	-2 872 226	368 550	-2 503 676	-1 217 658	-100 148	-1 317 806	
- I.S.	1 674 658	-214 884	1 459 774	646 652	53 185	699 837	
- IS report déficitaire 2016							
MARGE NETTE	-1 197 568	153 666	-1 043 902	-571 006	-46 963	-617 969	
En % des produits	-1%		0%	0%		0%	

RESULTAT FINANCIER	Nuku Hiva 2015			Nuku Hiva 2016		
	Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
REVENU AUTORISE	-350 299		-350 299	-1 041 350		-1 041 350
- Intérêts sur emprunts bancaires						
- Rémunération Compte courant du concessionnaire : sur la base des taux de marché	189 718		189 718	506 265		506 265
- Rémunération Compte courant du concessionnaire : surperformance financière	160 582		160 582	535 085		535 085
MARGE AVANT IS						
TOTAL CONCESSION						
TOTAL DES PRODUITS	349 733 085		349 733 085	365 425 034		365 425 034
TOTAL DES CHARGES	-259 336 912		-281 404 822	-305 261 552	20 338 689	-284 922 863
MARGE AVANT IS	90 396 173	-22 067 910	68 328 263	60 163 482	20 338 689	80 502 171
- I.S.	-52 705 707	12 866 748	-39 838 959	-31 950 539	-10 801 105	-42 751 643
MARGE NETTE	37 690 465	-9 201 162	28 489 304	28 212 944	9 537 584	37 750 528
En % des produits	10,8%		8,1%	7,7%		10,3%
En % des immos brutes				3,1%		4,2%

3.1) – Commentaires sur les états financiers

Des éléments non récurrents sur 2016 ont été constatés :

- **Production**

- 27 MF d'impact négatif lié aux amortissements techniques suite à la mise en place de l'approche par composant sur les groupes avec revue du plan de renouvellement de ces composants
- 21 MF d'impact positif suite à la revue du plan de renouvellement
- 3 MF d'impact négatif de provision pour renouvellement suite à la mise en place de l'approche par composant sur les groupes avec revue du plan de renouvellement de ces composants

- **Distribution**

- 30 MF d'impact positif de provision pour renouvellement. Antérieurement le plan de renouvellement était calé sur la durée de vie des biens. Suite à la revue des plans, ils correspondent désormais aux besoins évalués par la technique suivant l'état des biens.

Une variation entre 2015 et 2016, d'éléments récurrents a été constatée :

- **Distribution**

- 14 MF d'impact négatif du fait de la hausse des coûts de maintenance du réseau

4 - Revenu autorisé et chiffre d'affaires

L'avenant 17 du 29 décembre 2015 réforme en profondeur le mode de rémunération du concessionnaire lequel n'est plus rémunéré par un Tarif mais par un revenu autorisé spécifique par activité et concession.

4.1) – Revenu autorisé

Le Revenu Autorisé du Concessionnaire pour une année civile « n » est composé de deux éléments distincts : le « Revenu d'Exploitation » (RE) et les « Coûts d'Energie » (CE).

$$\text{Revenu Autorisé} = RE + CE$$

4.1.1) – Revenu d'Exploitation (RE)

La composante RE est calculée par application de forfaits annuels multipliés par des unités d'œuvres, lesquelles sont représentatives du service rendu.

A titre d'intéressement à la bonne gestion, la rémunération du concessionnaire intègre :

- un terme RF au titre de la surperformance des placements des excédents de trésorerie
- un terme PGR au titre de l'amélioration des rendements

$$RE = C + D + P + RF + PGR$$

Correction faite des estimations de l'avenant 17b, ces variations par rapport à 2015 sont :

	nb UO			Forfaits av					Revenu de		
	exercice N-1	exercice N	variation en % / N-1	Forfait 2015	17b	réguls	Forfait 2016	variation en % / N-1	l'exploitatio n exercice N-1	Revenu de l'exploitatio n exercice N	variation en % / N-1
Activité de production											
puissance maximale majorée	1 316	1 316		111 541	111 857	0	111 857	0,3%	146 787 956	147 203 812	0,3%
nb de kWh produits	3 256 483	2 965 956	-8,9%	2,200	2,207	0,000	2,207	0,3%	7 164 263	6 545 865	-8,6%
Activité de dispatching											
nb de km de réseaux HTA											
Activité de distribution											
nb de km de réseaux (hors branchem	66,630	66,630	0,0%	795 534	797 088	0	797 088	0,2%	53 006 430	53 109 973	0,2%
Activité de fourniture											
nb de clients (abonnements)	1 061	1 061		11 643	11 674	0	11 674	0,3%	12 353 223	12 386 114	0,3%
RE - "Forfaits"									219 311 872	219 245 764	0,0%
Résultat financier									-350 299	-1 041 350	197,3%
Partage des gains de rendement											
RE (Revenu de l'exploitation)									218 961 573	218 204 414	-0,3%

4.1.2) – Coûts d'Energie (CE)

La composante CE correspond aux dépenses réelles liées à l'énergie, engagées par le Concessionnaire à savoir trois postes de charge :

$$CE = CUHPTF + E + T$$

- ➔ *CUHPTF = valeur des combustibles (fioul, gazole, biocarburants), des huiles et des produits de traitement des fumées consommés pour la production thermique du Concessionnaire*
- ➔ *E = valeur de l'énergie électrique achetée, et de l'électricité d'origine renouvelable produite par le Concessionnaire.*
- ➔ *T = montant des redevances payées au concessionnaire de transport.*

CE : CUHPTF + E + T

		2015			2016		
		l/kwh	Prix	Cout	l/kwh	Prix	Cout
carburant : GO	C	831 997	69,87	58 135 714	783 658	59,50	46 629 445
carburant : Fuel	C						
urée	U						
huiles	H	3 412	316,37	1 079 463	2 685	309,66	831 430
énergie achetée Hydr	E						
nergie achetée Solair	E	38 460	37,30	1 434 738	53 088	37,06	1 967 371
prod ENR EDT		1 960 540	12,06	23 644 112	2 377 310	12,06	28 670 359
transport	T						
CE Total				84 294 027			78 098 604

Coût unitaire des combustibles

	Prix publié Gazole Iles	Arrêté CM
Acpt du 12/2014	79,137	Arrêté 1747 CM du 26/11/2014
Acpt du 04/2015	71,238	Arrêté 278 CM du 13 mars 2015 Arrêté 344 CM du 25 mars 2015
Acpt du 08/2015	71,238	Arrêté 972 CM du 23 juillet 2015 Arrêté 344 CM du 25 mars 2015
Acpt du 03/2016	47,506	Arrêté 190 CM du 25 février 2016 Arrêté 188 CM du 25 février 2016
Acpt du 04/2016	50,477	Arrêté 309 CM du 23 mars 2016
Acpt du 05/2016	54,684	Arrêté 457 CM du 21 avril 2016 Arrêté 455 CM du 21 avril 2016
Acpt du 06/2016	55,334	Arrêté 650 CM du 25 mai 2016
Acpt du 07/2016	60,173	Arrêté 814 CM du 22 juin 2016 Arrêté 812 CM du 22 juin 2016
Acpt du 08/2016	61,897	Arrêté 972 CM du 20 juillet 2016
Acpt du 09/2016	60,445	Arrêté 1213 CM du 24 août 2016 Arrêté 1212 CM du 24 août 2016
Acpt du 10/2016	59,583	Arrêté 1405 CM du 22 septembre 2016 Arrêté 1403 CM du 22 septembre 2016
Acpt du 12/2016	64,553	Arrêté 1913 CM du 23 novembre 2016 Arrêté 1911 CM du 23 novembre 2016

4.2) – Revenu autorisé et chiffre d'affaires

- Le revenu autorisé 2015 a été fixé concession par concession en répartissant le chiffre d'affaires contractuel 2015 du concessionnaire pour l'ensemble de ses concessions au prorata des charges de chaque activité dans chaque concession.
Sur une concession donnée la différence entre le Revenu Autorisé du concessionnaire et le Chiffre d'Affaires facturés aux clients correspond à *la péréquation*.

- A compter du 1^{er} mars 2016, et jusqu'à l'entrée en vigueur d'un dispositif réglementaire de péréquation et de solidarité tarifaire de l'électricité sur tout le territoire de la Polynésie française, tel que visé en préambule de l'avenant 17b, les tarifs de l'électricité sont établis de sorte à couvrir le revenu autorisé du concessionnaire sur l'ensemble de ses concessions actuelles.
 - Sur une concession donnée la différence entre le Revenu Autorisé du concessionnaire et les facturations adressées aux clients correspond à *la péréquation*.
 - Sur l'ensemble des concessions ou la péréquation est nulle, l'écart existant entre les facturations adressées aux clients et le revenu autorisé est pris en compte dans les tarifs de la période suivante ; cet écart n'est donc pas intégré au chiffre d'affaires du concessionnaire, il est comptabilisé en produits constatés d'avance ou facture à établir selon qu'il soit positif ou négatif.

Rappel des exercices précédents		Nuku Hiva			
		2 016	2 015	2 014	2 013
	CA ENERGIE	146 493 375	150 447 191	157 433 759	163 056 608
	Péréquation	149 809 644	152 808 409	108 658 440	109 791 725
	Revenu autorisé	296 303 019	303 255 600	0	0
	MARGE NETTE	37 750 528	28 489 304	3 069 489	5 670 861

4 – INFORMATIONS SUR LES BIENS IMMOBILISES

1. Variation du patrimoine immobilier
2. Situation des biens et immobilisations nécessaires à l'exploitation du service public
3. Suivi du programme contractuel d'investissements
4. Dépenses de renouvellement réalisé dans l'année
5. Dépenses d'Améliorant réalisées dans l'année
6. Indemnités de fin de concession dans le cadre de l'article 22
7. Plan de Renouvellement

1. Variation du patrimoine immobilier

	2015	Transfert (*)	Acquisition	Cession	2016
Production	499 416 902	0	17 681 723	-10 215 436	506 883 189 (1)
Distribution	372 703 631	0	29 041 891	-883 157	400 862 365 (2)
Total	872 120 533	0	46 723 614	-11 098 593	907 745 554

(1) dont 15 MF Groupes et 3 MF Filières

(2) dont 26 MF Réseaux et 3 MF Comptages

Le total des acquisitions sur l'exercice 2016 s'élèvent à 46,7 MF dont :

- 17,6 MF en production :
 - 3,0 MF en énergie,
 - 14,6 MF en groupe.
- 29,0 MF en distribution :
 - 2,8 MF pour le branchement et comptage,
 - 9,7 MF pour le réseau aérien,
 - 16,5 MF en réseau souterrain,

Le total des cessions sur l'exercice 2016 s'élèvent à -11,0 MF dont :

- 10,2 MF sur la production pour le groupe.
- 0,8 MF en distribution pour le branchement et comptage.

Les immobilisations en cours du domaine concédé s'élèvent à 13,1 MF contre 22,5 MF fin 2015 soit une baisse de 9,4 MF.

2. Situation des biens et immobilisations nécessaires à l'exploitation du service public

Composants	Date de mise en service	Durée Amort / Mois	Durée Amort / An	Date de fin de vie	Valeur Brute	Amortissement technique	Amortissement technique pour ordre	Provision pour renouvellement	Provision pour amortissement de caducité (y/c PBU)	Dotation/Reprise Global			ATO +/-
										AT	PR	Caducité	
A.N CONSTRUCTION AAKAPA	01/01/1985	420	35	01/01/2020	6 365 512	5 467 196	-	-	-	299 438	-	-	-
AN CONST CONCEDANT NUKU	01/01/1992	420	35	01/01/2027	6 077 582	-	4 250 492	-	-	-	-	-	182 709
FG WILSON P50E2 AAKAPA NU	01/12/2009	82	6,83	01/10/2016	2 750 615	2 750 615	-	1 142 140	-	405 988	(936 880)	-	-
FG WILSON P50 G293 AAKAPA	01/11/2016	60	5	01/11/2021	3 892 755	-	-	129 758	-	-	-	-	129 758
FG WILSON P50-1 AAKAPA	01/08/2013	52	4,33	01/12/2017	3 215 370	2 208 487	-	1 386 414	-	1 098 418	599 281	-	-
A.N FILIERE AAKAPA	01/01/1985	300	25	01/01/2010	127 374	127 374	-	-	-	-	-	-	-
AN FILIERE CONCED NUKU	01/01/1992	300	25	01/01/2017	610 011	-	610 011	10 303 091	-	-	794 132	-	23 345
TOTAL CENTRALE AAKAPA					23 039 219	10 553 672	4 990 261	12 831 645	11 355 904	1 803 844	456 533	275 742	335 812
RENOVAT° CLOTURE TAIQHAE	01/01/2014	0	0	01/01/2014	2 709 977	-	-	-	-	-	-	-	-
AN CONST CONCEDANT NUKU	01/01/1992	420	35	01/01/2027	15 787 900	-	11 041 617	-	-	-	-	-	474 628
A.N CONSTRUCTION TAIQHAE	01/01/1994	420	35	01/01/2029	78 289 881	-	-	46 893 605	-	-	-	-	2 616 356
A.N CONSTRUCTION TAIQHAE	01/01/1994	288	24	01/01/2018	11 137 965	8 718 549	-	4 136 440	-	8 718 549	180 231	-	(6 299 134)
EXT BATIMENT TAIQHAE CENT	29/09/2006	268	22,33	29/01/2029	1 608 340	-	738 554	-	-	-	-	-	72 015
F&P CLOTURE STOCKAGE GO	01/07/2014	174	14,5	01/01/2029	370 500	63 918	(38)	-	-	25 595	-	-	(43)
MOTEUR FG WILSON P400 NUK	17/07/2015	84	7	17/07/2022	6 300 000	1 313 219	(3 219)	-	-	901 760	-	-	(1 760)
MOTEUR FG WILSON P450 NUK	01/12/2008	103	8,58	01/07/2017	5 676 469	5 676 469	-	813 949	-	5 676 469	(1 145 763)	-	-
MOTEUR PERKINS P750 TAIQH	01/05/2016	32	2,66	01/01/2019	10 771 280	2 692 820	-	-	-	2 692 820	-	-	-
MOTEUR FG WILSON P400 NUK	29/09/2006	136	11,33	29/01/2018	5 509 931	5 509 931	-	970 171	-	(7 447 519)	99 900	-	-
MOTEUR FG WILSON P635 NUK	02/07/2009	114	9,5	02/01/2019	10 215 436	9 644 636	-	546 159	-	(10 219 231)	546 159	-	-
MOTEUR FG WILSON P635 NUK	08/11/2010	119	9,91	08/10/2020	10 368 668	6 426 742	1 645 390	-	-	(8 788 922)	-	-	(5 817 491)
MOTEUR FG WILSON P400 NUK	16/04/2008	113	9,41	16/09/2017	5 676 469	5 676 469	-	813 949	-	1 823 803	(1 165 779)	-	-
ALTERNAT FG WILS P400 NUK	17/07/2015	84	7	17/07/2022	2 750 000	573 230	(1 405)	-	-	393 625	-	-	(768)
ALTERNAT FG WILS P450 NUK	01/12/2008	184	15,33	01/04/2024	2 477 824	-	2 477 824	-	-	(3 852 666)	-	-	(755 187)
ALTERNAT FG WILS P635 NUK	02/07/2009	114	9,5	02/01/2019	2 953 971	2 783 803	-	157 931	-	2 783 803	(1 548 590)	-	(3 322 968)
ALTERNAT FG WILS P400 NUK	29/09/2006	136	11,33	29/01/2018	2 405 129	2 405 129	-	423 488	-	2 405 129	43 608	-	-
ALTERNAT FG WILS P635 NUK	02/07/2009	114	9,5	02/01/2019	2 953 971	2 788 914	-	157 931	-	2 788 914	157 931	-	-
ALTERNAT FG WILS P635 NUK	08/11/2010	119	9,91	08/10/2020	2 998 281	1 858 404	475 793	-	-	1 858 405	-	-	(1 682 230)
ALTERNAT FG WILS P400 NUK	16/04/2008	174	14,5	16/10/2022	2 477 824	-	2 477 824	-	-	-	-	-	(475 687)
ACCESSOIRE WILS P400 NUKU	17/07/2015	84	7	17/07/2022	572 400	119 315	(292)	-	-	81 931	-	-	(160)
ACCESSOIRE WILS P450 NUKU	01/12/2008	142	11,83	01/10/2020	3 506 206	-	3 506 206	-	-	-	-	-	(1 068 616)
ACCESSOIRE WILS P635 NUKU	02/07/2009	114	9,5	02/01/2019	8 510 727	8 020 453	-	-	-	8 020 453	-	-	(9 573 847)
ACCESSOIRE WILS P400 NUKU	29/09/2006	136	11,33	29/01/2018	5 042 390	5 042 390	-	299 979	-	5 042 390	(496 445)	-	-
ACCESSOIRE WILS P635 NUKU	02/07/2009	114	9,5	02/01/2019	8 510 727	8 035 179	-	-	-	8 035 179	-	-	-
ACCESSOIRE WILS P635 NUKU	08/11/2010	119	9,91	08/10/2020	7 773 166	4 817 989	1 233 513	-	-	4 817 990	-	-	(4 361 248)
ACCESSOIRE WILS P400 NUKU	16/04/2008	150	12,5	16/10/2020	7 022 261	-	7 022 261	-	-	-	-	-	(1 348 116)
AN FILIERE CONCED NUKU	01/01/1992	300	25	01/01/2017	1 016 686	-	-	1 016 686	-	-	-	-	38 909
A.N FILIERE TAIQHAE	01/01/1994	321	26,75	01/10/2020	1 830 034	-	1 584 655	-	-	-	-	-	65 435
INSTALL 1GRPE NUKU HIVA	29/09/2006	268	22,33	29/01/2029	140 240	-	64 398	-	-	-	-	-	6 280
FOURN.ENS.COMPTAG.THOKEIM	01/06/2009	235	19,58	01/01/2029	1 998 909	-	774 046	-	-	-	-	-	102 072
COMB F&P GRPE P635 TAIQHA	08/11/2010	218	18,16	08/01/2029	544 832	184 320	41	-	-	30 050	-	-	(59)
AIRE DEPOTAGE TAIQHAE NUK	01/01/2011	216	18	01/01/2029	3 753 708	1 250 855	379	-	-	208 952	-	-	(413)
FIL.EAU GRPE P635 TAIQHAE	08/11/2010	218	18,16	08/01/2029	847 819	286 822	63	-	-	46 760	-	-	(91)
INSTALLATION CONDENSATEUR	15/10/2007	255	21,25	15/01/2029	4 268 852	-	1 850 393	-	-	-	-	-	200 887
CELLULE HTA CENT TAIQHAE	16/04/2008	248	20,66	16/12/2028	1 249 123	-	526 343	-	-	-	-	-	60 441
F.ENER GRPE P635 TAIQHAE	08/11/2010	218	18,16	08/01/2029	1 234 579	417 666	90	-	-	68 092	-	-	(133)
COFFRETS COMPTAGES TAIQHA	01/08/2013	185	15,41	01/01/2029	1 805 812	400 152	56	-	-	117 352	-	-	(218)
FILIERE NRJ FOURN BLOC24V	01/02/2015	167	13,91	01/01/2029	160 954	22 134	34	-	-	11 589	-	-	(23)
NRJ TABLEAU HTA NUKU-HIVA	01/08/2015	161	13,41	01/01/2029	4 295 141	453 873	(349)	-	-	320 690	-	-	(555)
INSTALL 1GRPE NUKU HIVA	29/09/2006	268	22,33	29/01/2029	320 570	-	147 208	-	-	-	-	-	14 354
ETUDES DDAAE CENTR.TAIQHAE	01/10/2009	231	19,25	01/01/2029	1 686 794	-	635 288	-	-	-	-	-	87 626

Composants	Date de mise en service	Durée Amort / Mois	Durée Amort / An	Date de fin de vie	Valeur Brute	Amortissement technique	Amortissement technique pour ordre	Provision pour renouvellement	Provision pour amortissement de caducité (y/c PRII)	Dotation/Reprise Global			ATO +/-
										AT	PR	Caducité	
ENVV F&P GRPE P635 TAIOWA	08/11/2010	218	18,16	08/01/2029	111 083	37 580	10	-	-	6 127	-	-	(12)
SECURITE INCENDIE NUKU HI	30/06/2005	282	23,5	30/12/2028	12 638 561	-	6 186 320	-	-	-	-	-	537 811
INSTALL 1GRPE NUKU HIVA	29/09/2006	268	22,33	29/01/2029	49 020	-	22 511	-	-	-	-	-	2 195
ARROSAGE MOUSSE CUVE	01/08/2008	245	20,41	01/01/2029	1 800 551	-	742 266	-	-	-	-	-	88 190
SYST EXTINC INCENDIE NUKU	01/05/2011	212	17,66	01/01/2029	10 281 962	3 298 829	(840)	-	-	582 990	-	-	(992)
INST EVENTS TAIOWAE NUKU	01/04/2012	201	16,75	01/01/2029	215 870	61 208	10	-	-	12 912	-	-	(24)
INSTALL 1GRPE NUKU HIVA	29/09/2006	268	22,33	29/01/2029	870 423	-	399 700	-	-	-	-	-	38 974
CESSION CENTRALE TAIOWAE										3 304 628			
TOTAL CENTRALE TAIOWAE					275 499 216	88 580 999	91 456 940	8 319 997	185 313 509	30 468 618	(3 328 748)	4 749 087	(30 303 601)
TERRAIN TAIPIVAI 1 NUKU	03/05/2013	0	0	03/05/2013	3 823 025	-	-	-	-	-	-	-	-
A.N CONSTRUCT.TAIPIVAI 1	01/01/1985	429	35,75	01/10/2020	14 891 412	-	12 679 296	-	-	-	-	-	589 897
A.N CONSTRUCT.TAIPIVAI 1	01/01/1985	408	34	01/01/2019	3 295 765	2 882 338	-	1 819 210	-	206 714	56 922	-	-
AN CONST CONCEDANT NUKU	01/01/1992	420	35	01/01/2027	16 575 222	-	11 592 249	-	-	-	-	-	498 297
HYDROLEC TAIPIVAI	01/01/1985	480	40	01/01/2025	19 527 781	-	15 637 010	-	-	-	-	-	486 346
A.N FILIERE TAIPIVAI 1	01/01/1985	378	31,5	01/07/2016	363 927	363 927	-	2 636 073	-	-	1 789 176	-	-
PROTECTION CENTRALE TAIP1	01/07/2015	63	5,25	01/10/2020	3 312 667	947 709	40 279	-	-	579 635	-	-	(327 795)
SUPERVIS* GE-SEPAM-HYDRO	01/08/2015	62	5,16	01/10/2020	2 725 437	747 763	29 000	-	-	490 646	-	-	(228 117)
TVX SECU CANAL DEVERSEUR	01/01/2013	93	7,75	01/10/2020	413 000	213 067	13 617	-	-	36 067	-	-	(163 383)
F&P GARDE CORPS BASSIN	01/01/2014	81	6,75	01/10/2020	391 800	174 045	11 544	-	-	43 445	-	-	(119 056)
CONDUITE FORCEE TAIPIVAI1	01/01/2011	300	25	01/01/2036	121 886 575	-	29 252 778	-	-	-	-	-	4 875 463
TOTAL CENTRALE TAIPIVAI 1					187 206 611	5 328 849	69 255 773	4 455 283	154 645 631	1 356 507	1 846 098	1 329 957	5 611 652
A.N CONSTRUCT.TAIPIVAI 2	01/01/1997	420	35	01/01/2032	7 534 687	-	4 305 538	-	-	-	-	-	215 277
F&P SAS ARMOIRE CTRL TAIP	01/01/2013	228	19	01/01/2032	804 400	169 250	98	-	-	42 428	-	-	(91)
F&P VENTILAT* FORCEE TAIP	01/01/2014	216	18	01/01/2032	422 754	70 416	42	-	-	23 536	-	-	(50)
BOUVIER HYDROLEC TAIPIVAI	01/01/1997	480	40	01/01/2037	3 972 591	-	1 635 774	-	-	-	-	-	116 841
A.N FILIERE TAIPIVAI 2	01/01/1997	300	25	01/01/2022	150 770	-	113 585	-	-	-	-	-	7 437
ARMOIRE AUTOMATE TAIP 2	01/06/2014	211	17,58	01/01/2032	3 019 037	443 713	(157)	-	-	172 033	-	-	(334)
COMMUNICAT*CPL TAIPIVAI 2	01/08/2014	209	17,41	01/01/2032	1 841 216	255 548	(68)	-	-	105 923	-	-	(207)
PROTEC CENTRALE TAIPIVAI2	01/06/2016	187	15,58	01/01/2032	3 017 688	112 925	37	-	-	112 925	-	-	37
TVX SECU CANAL DEVERSEUR	01/01/2013	228	19	01/01/2032	375 000	78 902	46	-	-	19 780	-	-	(43)
TOTAL CENTRALE TAIPIVAI 2					21 138 143	1 130 753	6 054 896	-	10 029 354	476 625	-	407 173	338 867
TOTAL PRODUCTION NUKU HIVA					506 883 189	105 594 274	171 757 869	25 606 925	361 344 399	34 105 594	(1 026 117)	6 761 959	(24 017 270)
TRANSFO N2012 TAIOWAE NUK	01/07/2014	300	25	01/07/2039	1 143 042	-	114 305	-	-	-	-	-	45 722
TRANSFO NUKU HIVA 99	01/01/1999	300	25	01/01/2024	164 978	-	118 783	-	-	-	-	-	6 599
TRANSFO NUKU HIVA 2000	01/01/2000	300	25	01/01/2025	4 372 098	-	2 973 028	-	-	-	-	-	174 884
TRANSFO NUKU HIVA 2003	01/01/2003	300	25	01/01/2028	1 032 448	-	578 172	-	-	-	-	-	41 298
TRANSFO ELEVATEUR NUKU	01/11/2004	300	25	01/11/2029	1 484 046	-	722 238	-	-	-	-	-	59 362
TRANSFO POSTE CP DP NUKU	01/07/2006	300	25	01/07/2031	97 816	-	41 085	-	-	-	-	-	3 913
TRANSF N1011 TAIOWAE NUKU	01/01/2011	300	25	01/01/2036	819 062	64 857	131 717	-	-	10 834	-	-	21 928
POSTE PROTECT* CENT NUKU	01/11/2004	300	25	01/11/2029	7 614 826	-	3 705 882	-	-	-	-	-	304 593
POSTE N1011 TAIOWAE NUKU	01/01/2011	300	25	01/01/2036	1 956 526	154 926	314 640	-	-	25 880	-	-	52 381
AUT COMPOS N1011 TAIOWAE	01/01/2011	300	25	01/01/2036	4 597 063	364 014	739 281	-	-	60 807	-	-	123 075
TELECOM NUKU HIVA 97	01/01/1997	180	15	01/01/2012	299 720	299 720	-	-	-	-	-	-	-
TELECOM NUKU HIVA 98	01/01/1998	180	15	01/01/2013	438 415	438 415	-	-	-	-	-	-	-
RES.AERIEN NUKU HIVA 2003	01/01/2003	300	25	01/01/2028	100 452	-	56 253	-	-	-	-	-	4 018

Composants	Date de mise en service	Durée Amort / Mois	Durée Amort / An	Date de fin de vie	Valeur Brute	Amortissement technique	Amortissement technique pour ordre	Provision pour renouvellement	Provision pour amortissement de caducité (y/c PRU)	Dotation/Reprise Global			ATO +/-
										AT	PR	Caducité	
EXT BTA AER QTIER TEIKIHA	30/05/2005	300	25	30/05/2030	469 466	-	217 573						18 778
RESEAUX NUKU HIVA 2005	01/06/2005	300	25	01/06/2030	91 656	-	42 465						3 666
RESEAUX CP 51906 2005NUKU	01/06/2005	300	25	01/06/2030	692 060	-	320 653						27 682
RESEAUX HTA/BTA NUKU HIVA	12/07/2005	300	25	12/07/2030	2 204 103	-	1 011 192						88 164
EXT BTA QTIER KIMITETE	13/12/2005	300	25	13/12/2030	516 898	-	228 470						20 676
EP VILL HOOU MI NUKU HIVA	01/01/2006	300	25	01/01/2031	684 233	-	301 060						27 370
RESEAUX NUKU HIVA 2006	01/07/2006	300	25	01/07/2031	31 458	-	13 210						1 259
RESEAUX NUKU HIVA 2006	01/07/2006	300	25	01/07/2031	409 948	-	172 179						16 398
RESEAUX NUKU HIVA 2006	01/07/2006	300	25	01/07/2031	739 384	-	310 539						29 575
RESEAUX NUKU HIVA 2006	01/07/2006	300	25	01/07/2031	2 983 591	-	1 253 110						119 343
RESEAU 15% EXT NUKU 06	01/07/2006	300	25	01/07/2031	441 198	-	185 304						17 648
RENF RES BTA CP NUKUHIVA	01/07/2006	300	25	01/07/2031	5 200 250	-	2 184 105						208 010
EXT RES BTA VILL AAKAPA	01/01/2007	300	25	01/01/2032	1 204 444	-	481 780						48 178
EXT BTA TEKOHUOTETUA MROS	01/01/2007	300	25	01/01/2032	202 230	-	80 890						8 089
RESEAUX CP NUKU HIVA 2007	01/07/2007	300	25	01/07/2032	8 987 186	-	3 415 130						359 488
RESEAUX NUKUHIVA 2007	01/07/2007	300	25	01/07/2032	307 437	-	116 826						12 298
RESEAUX NUKUHIVA 2007	01/07/2007	300	25	01/07/2032	467 440	-	177 629						18 698
RESEAUX NUKU HIVA 2007	01/07/2007	300	25	01/07/2032	1 776 749	-	675 165						71 070
15% QUOTE PART EDT 2007	01/07/2007	300	25	01/07/2032	195 161	-	74 160						7 806
RESEAU 2008 CONCEDANT	01/01/2008	300	25	01/01/2033	1 063 828	-	382 977						42 553
EXT SOUT 14A BTAS HANGAR	30/04/2008	300	25	30/04/2033	547 670	-	177 701						22 655
EXT BTA QT AHSHA NUKU HIV	28/05/2008	300	25	28/05/2033	209 171	-	71 886						8 367
RESEAUX CP NUKU HIVA 2008	01/07/2008	300	25	01/07/2033	14 847 351	-	5 048 099						593 894
RESEAUX 2008 TIERS	01/07/2008	300	25	01/07/2033	991 776	-	337 204						39 671
EXT BTA QT TEIHIHEEKUA	13/08/2008	300	25	13/08/2033	53 370	-	17 898						2 135
RESEAUX CP NUKU HIVA 2009	01/07/2009	300	25	01/07/2034	2 872 197	-	861 660						114 888
RESEAUX 2009 CONCEDANT	01/12/2009	300	25	01/12/2034	495 420	-	140 370						19 817
RESEAUX 2009 TIERS	01/12/2009	300	25	01/12/2034	1 096 599	-	310 703						43 864
EXT BTA QTIER PIROTUA M	01/01/2010	300	25	01/01/2035	591 072	165 456	45			23 692			(49)
EXT BTA QTIER AUGEREAU J	30/06/2010	300	25	30/06/2035	821 785	213 839	(85)			32 940			(68)
RESEAUX CP NUKU HIVA 2010	01/07/2010	300	25	01/07/2035	11 969 459	-	3 112 057						478 778
RESEAUX 2010 CONCED NUKU	01/07/2010	300	25	01/07/2035	177 111	-	46 048						7 085
MIS CONFORM. BTA TAIQHAE	01/01/2011	300	25	01/01/2036	2 411 812	-	578 834						96 472
MEC BT QT SALMON TAIQHAE	11/04/2011	300	25	11/04/2036	946 170	-	216 569						37 847
RESEAUX CP NUKU HIVA 2011	01/07/2011	300	25	01/07/2036	81 443 414	39 655	17 877 897			7 221			3 250 515
RESEAUX 2011 CONCED NUKU	01/07/2011	300	25	01/07/2036	2 878 575	-	633 286						115 143
EXT 14A1 BTA QT ARAI NUKU	19/07/2011	300	25	19/07/2036	1 918 765	418 548	(255)			76 902			(151)
MISE CONFORM BTA TAIQHAE	01/01/2012	300	25	01/01/2037	1 187 812	14 251	223 311			2 856			44 657
RESEAU STAT* CONCASSAGE	01/01/2012	300	25	01/01/2037	6 493 798	-	1 298 760						259 752
RESEAUX CP NUKU HIVA 2012	01/07/2012	300	25	01/07/2037	39 205 099	27 578	7 029 340			6 140			1 562 064
RESEAUX 2012 CONCED NUKU	01/07/2012	300	25	01/07/2037	594 196	-	106 956						23 768
EXT 14A1 QT TEIKIHAA NUKU	28/08/2012	300	25	28/08/2037	185 349	32 194	(5)			7 429			(15)
EXT 14A1 QT FIU NUKU HIVA	01/01/2013	300	25	01/01/2038	1 630 987	260 786	171			65 375			(136)
EXT 14A1 QT TEAHU NUKU HI	01/01/2013	300	25	01/01/2038	74 327	11 885	7			2 979			(6)
RESEAUX CP NUKU HIVA 2013	01/07/2013	300	25	01/07/2038	20 873 029	-	2 922 224						834 921
RESEAUX CP NUKU HIVA 2013	01/07/2013	300	25	01/07/2038	355 921	49 855	(26)			14 266			(49)

Composants	Date de mise en service	Durée Amort / Mois	Durée Amort / An	Date de fin de vie	Valeur Brute	Amortissement technique	Amortissement technique pour ordre	Provision pour renouvellement	Provision pour amortissement de caducité (y/c PRU)	Dotation/Reprise Global			ATO +/-
										AT	PR	Caducité	
RESEAUX 2013 TIERS NUKU	01/07/2013	300	25	01/07/2038	685 075	-	95 910			-			27 403
RESEAUX 2013 CONCED NUKU	01/07/2013	300	25	01/07/2038	829 621	-	116 147			-			33 185
RESEAUX 2014 CONCED NUKU	01/07/2014	300	25	01/07/2039	4 071 237	-	407 123			-			162 849
RESEAUX CP NUKU HIVA 2014	01/07/2014	300	25	01/07/2039	447 020	-	44 702			-			17 881
RESEAUX CP NUKU HIVA 2014	01/07/2014	300	25	01/07/2039	722 904	72 362	(72)			28 976			(60)
ART14A/N°051/14/BM/NT	01/11/2014	300	25	01/11/2039	737 625	63 899	28			29 566			(61)
EXT 14A1 QT HIRIGA À TAO	05/02/2015	300	25	05/02/2040	953 898	72 605	103			38 235			(79)
ELEC 14A 1924/14/TAIPIVAI	12/05/2015	300	25	12/05/2040	151 203	9 918	(23)			6 060			(12)
RESEAUX CP NUKU HIVA 2015	01/07/2015	300	25	01/07/2040	4 400 894	10 831	253 223			7 220			168 816
RESEAUX 2015 CONCED NUK	01/07/2015	300	25	01/07/2040	1 266 259	-	75 975			-			50 650
RSX AERIEN 2016 NUKU HIVA	18/02/2016	300	25	18/02/2041	9 224 159	320 199	597			320 199			597
14A1 039/16/BK/BT NUKU HI	06/04/2016	300	25	06/04/2041	218 520	6 438	(4)			6 438			(4)
RESEAUX 2016 CONCED NUKU	01/07/2016	300	25	01/07/2041	129 252	-	2 585			-			2 585
RESEAUX CP NUKU HIVA 2016	01/07/2016	300	25	01/07/2041	139 226	-	2 785			-			2 785
EXT BTSOU QT TAATA NUKU	31/12/2008	420	35	31/12/2043	538 698	-	124 411			-			15 391
MEC RESEAU SOUT TAOHAE	01/01/2011	420	35	01/01/2046	29 973 475	1 695 222	3 443 088			283 182			573 203
MEC BT QT SALMON TAOHAE	11/04/2011	420	35	11/04/2046	2 558 164	-	418 238			-			73 090
MIS CONFORM BTS TAOHAE	01/01/2012	420	35	01/01/2047	2 205 936	53 564	261 571			10 736			52 291
RESEAUX 2013 TIERS NUKU	01/07/2013	420	35	01/07/2048	1 927 791	-	192 780			-			55 080
RESEAUX 2013 CONCED NUKU	01/07/2013	420	35	01/07/2048	374 113	-	37 411			-			10 689
EXT 14A/112/13/NK/BT	04/04/2014	420	35	04/04/2049	628 860	49 290	(30)			18 004			(37)
RESEAU SOUT TIERS NUKU H	01/07/2014	420	35	01/07/2049	3 755 826	-	268 273			-			107 309
RESEAUX CP NUKU HIVA 2015	01/07/2015	420	35	01/07/2050	90 153	3 872	(8)			2 581			(5)
RSX SOUT TIERS NUK 2015	01/07/2015	420	35	01/07/2050	1 131 147	-	48 477			-			32 318
MISE SOUT RESEAUX HT/BT	01/10/2016	420	35	01/10/2051	16 548 296	41 232	76 970			41 232			76 970
COMPTAGE NUKU HIVA 1992	01/01/1992	240	20	01/01/2012	5 493 039	-	5 493 039			-			-
COMPTAGE NUKU HIVA 94	01/01/1994	240	20	01/01/2014	515 938	515 938	-			-			-
COMPTAGE NUKU HIVA 95	01/01/1995	240	20	01/01/2015	609 000	609 000	-			-			-
COMPTAGE NUKU HIVA 96	01/01/1996	240	20	01/01/2016	1 064 250	1 064 250	-			-			-
COMPTAGE NUKU HIVA 97	01/01/1997	285	23,75	01/10/2020	660 000	-	633 947			-			6 947
COMPTAGE NUKU HIVA 98	01/01/1998	273	22,75	01/10/2020	1 019 999	-	939 473			-			21 473
COMPTAGE NUKU HIVA 2000	01/01/2000	249	20,75	01/10/2020	580 664	-	488 979			-			24 449
COMPTAGE NUKU HIVA 2001	01/01/2001	240	20	01/01/2021	2 559 426	-	2 047 540			-			127 972
COMPTAGE NUKU HIVA 2002	01/01/2002	240	20	01/01/2022	414 546	-	310 908			-			20 727
COMPTAGE NUKU HIVA 2002	01/01/2002	240	20	01/01/2022	1 081 466	-	811 098			-			54 073
COMPTAGE NUKU HIVA 2003	01/01/2003	240	20	01/01/2023	1 780 403	-	1 246 280			-			89 020
POSE COMPTEUR 2004 NUKU	01/07/2004	240	20	01/07/2024	487 564	-	304 725			-			24 378
BRANCHEMENT NUKU 2004	01/07/2004	240	20	01/07/2024	1 198 366	-	748 977			-			59 918
COMPATGE NUKU HIVA 2005	01/06/2005	240	20	01/06/2025	1 777 995	-	1 029 758			-			88 900
POSE COMPTEURS NUKU 2005	01/07/2005	240	20	01/07/2025	60 580	-	34 833			-			3 029
COMPTAGES CP NUKU HIVA 05	01/07/2005	240	20	01/07/2025	243 609	-	140 075			-			12 181
BRCHT AERIEN PUHETINI A	01/06/2006	240	20	01/06/2026	48 150	-	25 479			-			2 407
BRCHT NUKU HIVA 2006	01/07/2006	240	20	01/07/2026	547 080	-	287 217			-			27 354
NVEAUX CPTAGES NUKU HIVA	01/07/2006	240	20	01/07/2026	799 714	-	419 852			-			39 986

Composants	Date de mise en service	Durée Amort / Mois	Durée Amort / An	Date de fin de vie	Valeur Brute	Amortissement technique	Amortissement technique pour ordre	Provision pour renouvellement	Provision pour amortissement de caducité (y/c PRU)	Dotation/Reprise Global			ATO +/-	
										AT	PR	Caducité		
BRCHT NUKUHIVA 2007	01/07/2007	240	20	01/07/2027	2 356 017	-	1 119 109			-			117 801	
BRCHT/CPTAGES CP NUKUHIVA	01/07/2007	240	20	01/07/2027	905 741	-	430 227			-			45 287	
BRCHT/CPTAGE CP NUKU HIVA	01/07/2008	240	20	01/07/2028	916 516	-	389 521			-			45 826	
BRCHT 2008 FINANC TIERS	01/07/2008	240	20	01/07/2028	1 741 957	-	740 333			-			87 098	
BRCHT/CPTAG.NUKU HIVA2009	01/07/2009	240	20	01/07/2029	1 821 555	-	683 085			-			91 078	
BRCHT 2009 FINANC.TIERS	01/12/2009	240	20	01/12/2029	894 437	-	316 781			-			44 722	
BRCHT/CPTAGE NUKU HIV 2010	01/07/2010	240	20	01/07/2030	1 339 213	190 164	245 082			29 305			37 656	
COMPTAGE TIERS NUK 2010	01/07/2010	240	20	01/07/2030	1 238 863	-	402 630			-			61 943	
BRCHT/CPTAGE NUKU HIVA	01/07/2011	240	20	01/07/2031	1 649 414	316 599	136 991			57 649			24 822	
COMPTAGE TIERS NUKU 2011	01/07/2011	240	20	01/07/2031	1 820 439	-	500 621			-			91 022	
BRCHT/CPTAGES NUKU HIVA	01/07/2012	240	20	01/07/2032	1 098 125	37 233	209 844			8 289			46 617	
COMPTAGE TIERS NUKU 2012	01/07/2012	240	20	01/07/2032	1 432 291	-	322 266			-			71 614	
CPTEURS SOLAIRE NUK 2012	01/07/2012	240	20	01/07/2032	73 245	-	16 480			-			3 662	
BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA	01/07/2013	240	20	01/07/2033	1 478 068	15 308	243 353			4 381			69 522	
COMPTAGE TIERS NUKU 2013	01/07/2013	240	20	01/07/2033	1 117 214	-	195 513			-			55 861	
CPTEURS SOLAIRE NUK 2013	01/07/2013	240	20	01/07/2033	53 909	-	9 433			-			2 695	
BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA	01/07/2014	240	20	01/07/2034	183 044	17 575	5 305			7 038			2 114	
COMPTAGE TIERS NUKU 2014	01/07/2014	240	20	01/07/2034	1 720 953	-	215 120			-			86 048	
BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA	01/07/2015	240	20	01/07/2035	4 321 208	104 977	219 113			69 985			146 075	
COMPTAGE TIERS NUK 2015	01/07/2015	240	20	01/07/2035	1 357 135	-	101 785			-			67 857	
BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA	01/07/2016	240	20	01/07/2036	2 047 473	19 491	31 696			19 491			31 696	
COMPTAGE TIERS NUKU 2016	01/07/2016	240	20	01/07/2036	734 965	-	18 374			-			18 374	
EQUIP CELLULES NUKU 1995	01/01/1995	300	25	01/01/2020	18 247 995	16 058 236	-			729 919			-	
PR COMPTEURS									10 083 522			(6 167 768)		
PR RESEAUX AERIENS									46 804 266			(5 540 324)		
PR POSTES & TRANSFOS									(12 989 721)			(15 995 746)		
TOTAL DISTRIBUTION NUKU HIVA					400 862 365	23 904 178	89 535 562		43 898 067	281 212 453	2 055 809	4 858 347	12 855 397	
>>>> TOTAL PAR CONCESSION NUKU HIVA					907 745 554	129 498 452	261 293 430		69 504 992	642 556 852	36 161 403	(28 729 955)	11 620 306	(11 161 873)

3. Suivi du programme contractuel d'investissements

Total distribution

Ets	N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute
52	600550	LC 039/16/BK/BT 14A1 TAI OHAE 52201655	218 520
52		TOTAL TRAVAUX ARTICLE 14	218 520
52	528240	MISE SOUT DERRIERE COLL TAI OHAE 5220152824	16 548 296
52	504670	ELECT CENT HYDRO AAKAPA NKH 522015467	9 224 159
52	B5903	RENOUV RESEAUX BT AERIEN TAHITI & ILES	-144 730
52	E4903	RENOUVEL. RESEAUX ILES	283 956
52	E4900	NVX COMPTEURS/PREPAIEMENT ILES (COMPTAGE)	772 455
52	E4901	REN.BRCHT&PREPAIEMT ILES (COMPTAGE)	1 275 018
52		TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13	27 959 154
52		TOTAL DISTRIBUTION NUKU HIVA	28 177 674

Total production

Ets	N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute
52	R52502	PROTECT° CENTRALE TAIPIVAI 2 I52000	3 017 688
52	R52500	FOUR & POSE GPRE P50 AAKAPA NUKU HIVA I520	3 892 755
52	R52600	F&P MOTEUR PERKINS REMPL G2 NUKU HIVA I52000	10 771 280
52		TOTAL PRODUCTION NUKU HIVA	17 681 723

4. Dépenses de renouvellement réalisé dans l'année

26 MF ont été investies dans le renouvellement des immobilisations du domaine concédé

Ets	N° Chantier	Libellé des chantiers	Montant renouvellement
52	528240	MISE SOUT DERRIERE COLL TAIOHAE 5220152824	10 756 392
52	B5903	RENOUV RESEAUX BT AERIEN TAHITI & ILES	-144 730
52	E4903	RENOUVEL. RESEAUX ILES	283 956
52	E4901	REN.BRCHT&PREPAIEMT ILES (COMPTAGE)	1 275 018
52		TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13	12 170 636
52		TOTAL DISTRIBUTION NUKU HIVA	12 170 636

Ets	N° Chantier	Libellé des chantiers	Montant renouvellement
52	R52500	FOUR & POSE GPRE P50 AAKAPA NUKU HIVA I520	3 892 755
52	R52600	F&P MOTEUR PERKINS REMPL G2 NUKU HIVA I52000	10 771 280
52		TOTAL PRODUCTION NUKU HIVA	14 664 035

5. Dépenses d'améliorant réalisées dans l'année

Ets	N° Chantier	Libellé des chantiers	Améliorant
52	R52502	PROTECT° CENTRALE TAIPIVAI 2 I52000	3 017 688
52		TOTAL PRODUCTION NUKU HIVA	3 017 688

Ets	N° Chantier	Libellé des chantiers	Montant améliorant
52	600550	LC 039/16/BK/BT 14A1 TAIOHAE 52201655	218 520
52		TOTAL TRAVAUX ARTICLE 14	218 520
52	528240	MISE SOUT DERRIERE COLL TAIOHAE 5220152824	5 791 904
52	504670	ELECT CENT HYDRO AAKAPA NKH 522015467	9 224 159
52	E4900	NVX COMPTEURS/PREPAIEMENT ILES (COMPTAGE)	772 455
52		TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13	15 788 518
52		TOTAL DISTRIBUTION NUKU HIVA	16 007 038

Ets		N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute
52	concedant	E4950	TVX DE BRANCHEMENT ILES	129 252
52	tiers	E4950	TVX DE BRANCHEMENT ILES	734 965
52			TOTAL FINANCEMENT CONCEDANT ET TIERS	864 217

6. Indemnités de fin de concession dans le cadre de l'article 22

Ets	Composants	date de mise en service	durée amortissement	date de fin de vie	Valeur Brute Brute Concessionnaire	taux améliorant	Montant de la part améliorante	Montant indemnité fin de concession
52	FG WILSON P50-1 AAKAPAFGWPEP22VBMU06130 NUKU	01/08/2013	7	01/12/2017	3 215 370	0%	-	-
52	RENOVAT* CLOTURE TAI0HAECENTRALE	01/01/2014	-	01/01/2014	2 709 977	0%	-	-
52	F&P CLOTURE STOCKAGE GOSECURITE CENTRALE TAI0HAE	01/07/2014	15	01/01/2029	370 500	100%	370 500	185 250
52	MOTEUR FG WILSON P400 NUKU TAI0HAE	17/07/2015	7	17/07/2022	6 300 000	100%	6 300 000	3 780 000
52	MOTEUR FG WILSON P635 NUKU TAI0HAE	08/11/2010	10	08/10/2020	10 368 668	100%	10 368 668	1 036 867
52	ALTERNAT FG WILSON P400 NUKU TAI0HAE	17/07/2015	7	17/07/2022	2 750 000	100%	2 750 000	1 650 000
52	ALTERNAT FG WILSON P635 NUKU TAI0HAE	08/11/2010	10	08/10/2020	2 998 281	100%	2 998 281	299 828
52	ACCESSOIRE WILSON P400 NUKU TAI0HAE	17/07/2015	7	17/07/2022	572 400	100%	572 400	343 440
52	ACCESSOIRE WILSON P635 NUKU TAI0HAE	08/11/2010	10	08/10/2020	7 773 166	100%	7 773 166	777 317
52	COMB F&P GRPE P635 TAI0HAE NUKU HIVA	08/11/2010	18	08/01/2029	544 832	100%	544 832	544 483
52	AIRE DEPOTAGE TAI0HAE NUKU HIVA	01/01/2011	18	01/01/2029	3 753 708	100%	3 753 708	750 742
52	FIL.EAU GRPE P635 TAI0HAE NUKU HIVA	08/11/2010	18	08/01/2029	847 819	100%	847 819	84 782
52	F.ENER GRPE P635 TAI0HAE NUKU HIVA	08/11/2010	18	08/01/2029	1 234 579	100%	1 234 579	123 458
52	COFFRETS COMPTAGES TAI0HAE CENTRALE NUKU HIVA	01/08/2013	15	01/01/2029	1 805 812	100%	1 805 812	722 325
52	FILIERE NRJ FOURN BLOC24VPR ALIM CELL TAI0HAE NUKU	01/02/2015	14	01/01/2029	160 954	100%	160 954	96 572
52	NRJ TABLEAU HTA NUKU-HIVA CENTRALE TAI0HAE	01/08/2015	13	01/01/2029	4 295 141	100%	4 295 141	2 577 085
52	ENVT F&P GRPE P635 TAI0HAE NUKU HIVA	08/11/2010	18	08/01/2029	111 083	100%	111 083	11 108
52	SYST EXTINC INCENDIE NUKU DETECT* CENTRALE TAI0HAE	01/05/2011	18	01/01/2029	10 281 962	100%	10 281 962	2 056 392
52	INST EVENTS TAI0HAE NUKULOCAL SYST DETEC*&EXTINC*	01/04/2012	17	01/01/2029	215 870	100%	215 870	64 761
52	TERRAIN TAIP1VAI 1 NUKU(EX TERRE TEUAKUEENUI)	03/05/2013	-	03/05/2013	3 823 025	100%	3 823 025	1 529 210
52	PROTECTION CENTRALE TAIP1TAIP1VAI 1 À NUKU HIVA	01/07/2015	5	01/10/2020	3 312 667	100%	3 312 667	1 987 600
52	SUPERVIS* GE-SEPAM-HYDROTAIP1VAI1 NUKUHIVA	01/08/2015	5	01/10/2020	2 725 437	100%	2 725 437	1 635 262
52	TVX SECU CANAL DEVERSEURCENT TAIP1VAI 1 NUKU HIVA	01/01/2013	8	01/10/2020	413 000	100%	413 000	165 200
52	F&P GARDE CORPS BASSINTAIP1VAI 1 NUKU HIVA	01/01/2014	7	01/10/2020	391 800	100%	391 800	195 900
52	CONDUITE FORCEE TAIP1VAI1	01/01/2011	25	01/01/2036	121 886 575	0%	-	-
52	F&P SAS ARMOIRE CTRL TAIP1VAI 2 NUKU	01/01/2013	19	01/01/2032	804 400	100%	804 400	321 760
52	F&P VENTILAT* FORCEE TAIP1VAI 2 + CLIM 9000 BTU	01/01/2014	18	01/01/2032	422 754	100%	422 754	211 377
52	ARMOIRE AUTOMATE TAIP 2REGULATION TURBINE	01/06/2014	18	01/01/2032	3 019 037	100%	3 019 037	1 509 519
52	COMMUNICAT* CPL TAIP1VAI 2& TAIP1VAI 1	01/08/2014	17	01/01/2032	1 841 216	100%	1 841 216	920 608
52	TVX SECU CANAL DEVERSEURCENT TAIP1VAI 2 NUKU HIVA	01/01/2013	19	01/01/2032	375 000	100%	375 000	150 000
52	FG WILSON P50 G293 AAKAPANUKU HIVA	01/11/2016	5	01/11/2021	3 892 755	0%	-	-
52	MOTEUR PERKINS P750 TAI0HAE G196 JGDF5100N01212A	01/05/2016	3	01/01/2019	10 771 280	0%	-	-
52	PROTEC CENTRALE TAIP1VAI2NUKU HIVA	01/06/2016	16	01/01/2032	3 017 688	100%	3 017 688	2 112 382
52	TOTAL PRODUCTION NUKU HIVA				217 006 756		74 530 799	25 353 227
52	TRANSFO N2012 TAI0HAE NUKU MATATINI FEED. TAIP1VAI	01/07/2014	25	01/07/2039	-	-	-	-
52	TRANSF N1011 TAI0HAE NUKUZONE ADM FEEDER TAI0HAE	01/01/2011	25	01/01/2036	819 062	33%	270 290	54 058
52	POSTE N1011 TAI0HAE NUKUZONE ADM FEEDER TAI0HAE	01/01/2011	25	01/01/2036	1 956 526	33%	645 654	129 131
52	AUT COMPOS N1011 TAI0HAEZONE ADM NUKU FEED TAI0HAE	01/01/2011	25	01/01/2036	4 597 063	33%	1 517 031	303 406
52	EXT BTA QTIER PIROTUA MTAIP1VAI NUKU HIVA (14A1)	01/01/2010	25	01/01/2035	591 072	100%	591 072	59 107
52	EXT BTA QTIER AUGEREAU JTERRE AVAU N. HIVA (14A1)	30/06/2010	25	30/06/2035	821 785	100%	821 785	82 179
52	RESEAUX CP NUKU HIVA 2010	01/07/2010	25	01/07/2035	11 969 459	0%	-	-
52	RESEAUX 2010 CONCED NUKUHIVA FINANCEMENT	01/07/2010	25	01/07/2035	-	-	-	-
52	MIS CONFORM. BTA TAI0HAEQT PUHETINI NUKU HIVA	01/01/2011	25	01/01/2036	2 411 812	0%	-	-
52	MEC BT QT SALMON TAI0HAENUKU HIVA	11/04/2011	25	11/04/2036	946 170	0%	-	-
52	RESEAUX CP NUKU HIVA 2011	01/07/2011	25	01/07/2036	81 443 414	0%	180 162	36 032
52	RESEAUX 2011 CONCED NUKUHIVA FINANCEMENT	01/07/2011	25	01/07/2036	-	-	-	-
52	EXT 14A1 BTA QT ARAI NUKUJOHANNA TAI0HAE	19/07/2011	25	19/07/2036	1 918 765	100%	1 918 765	383 753
52	MISE CONFORM BTA TAI0HAESERVITUDE POULAILLER NUKU	01/01/2012	25	01/01/2037	1 187 812	6%	71 269	21 381
52	RESEAU STAT* CONCASSAGETAIOHAE NUKU HIVA	01/01/2012	25	01/01/2037	6 493 798	0%	-	-
52	RESEAUX CP NUKU HIVA 2012	01/07/2012	25	01/07/2037	39 205 099	0%	153 171	45 951
52	RESEAUX 2012 CONCED NUKUNUKU HIVA FINANCEMENT	01/07/2012	25	01/07/2037	-	-	-	-
52	EXT 14A1 QT TEIKIHAA NUKU HIVA / TAI0HAE	28/08/2012	25	28/08/2037	185 349	100%	185 349	55 605
52	EXT 14A1 QT FIU NUKU HIVA A TAI0HAE	01/01/2013	25	01/01/2038	1 630 987	100%	1 630 987	652 395
52	EXT 14A1 QT TEAHU NUKU HIVA A HOUMI	01/01/2013	25	01/01/2038	74 327	100%	74 327	29 731
52	RESEAUX CP NUKU HIVA 2013 CP 2013	01/07/2013	25	01/07/2038	20 873 029	0%	-	-
52	RESEAUX CP NUKU HIVA 2013 CP 2013	01/07/2013	25	01/07/2038	355 921	100%	355 921	142 368
52	RESEAUX 2013 TIERS NUKUHIVA FINANCEMENT	01/07/2013	25	01/07/2038	-	-	-	-
52	RESEAUX 2013 CONCED NUKUHIVA FINANCEMENT	01/07/2013	25	01/07/2038	-	-	-	-
52	RESEAUX 2014 CONCED NUKUHIVA FINANCEMENT	01/07/2014	25	01/07/2039	-	-	-	-
52	RESEAUX CP NUKU HIVA 2014CP 2014	01/07/2014	25	01/07/2039	447 020	0%	-	-
52	RESEAUX CP NUKU HIVA 2014CP 2014 QP 15%EXT EDT	01/07/2014	25	01/07/2039	722 904	100%	722 904	361 452
52	ART14A/N°051/14/BM/NTTAIOHAE	01/11/2014	25	01/11/2039	737 625	100%	737 625	368 813
52	EXT 14A1 QT HIRIGA À TAI0HAE À NUKU HIVA	05/02/2015	25	05/02/2040	953 898	100%	953 898	572 339
52	ELEC 14A 1924/14/TAIP1VAIRSX AERIEN BT	12/05/2015	25	12/05/2040	151 203	100%	151 203	90 722
52	RESEAUX CP NUKU HIVA 2015CP 2015	01/07/2015	25	01/07/2040	4 400 894	4%	180 154	108 092
52	RESEAUX 2015 CONCED NUKUFINANCEMENT NUKU HIVA	01/07/2015	25	01/07/2040	-	-	-	-
52	MEC RESEAU SOUT TAI0HAEZONE ADMINISTRATIVE	01/01/2011	35	01/01/2046	29 973 475	33%	9 891 247	1 978 249
52	MEC BT QT SALMON TAI0HAENUKU HIVA	11/04/2011	35	11/04/2046	2 558 164	0%	-	-
52	MIS CONFORM BTS TAI0HAESERVITUDE POULAILLER NUKU	01/01/2012	35	01/01/2047	2 205 936	17%	375 009	112 503
52	RESEAUX 2013 TIERS NUKUHIVA FINANCEMENT	01/07/2013	35	01/07/2048	-	-	-	-
52	RESEAUX 2013 CONCED NUKUHIVA FINANCEMENT	01/07/2013	35	01/07/2048	-	-	-	-
52	EXT 14A/112/13/NK/BTOROVINI TAI0HAE NUKU HIVA	04/04/2014	35	04/04/2049	628 860	100%	628 860	314 430
52	RESEAUX SOUT TIERS NUKU HIVA FINANCEMENT 2014	01/07/2014	35	01/07/2049	-	-	-	-
52	RESEAUX CP NUKU HIVA 2015CP 2015	01/07/2015	35	01/07/2050	90 153	100%	90 153	54 092

Ets	Composants	date de mise en service	durée amortissement	date de fin de vie	Valeur Brute Brute Concessionnaire	taux améliorant	Montant de la part améliorante	Montant indemnité fin de concession
52	RSX SOUT TIERS NUK 2015FINANCEMENT NUKU HIVA	01/07/2015	35	01/07/2050	-			-
52	BRCHT/CPTAGE NUKU HIV2010	01/07/2010	20	01/07/2030	1 339 213	44%	584 903	58 490
52	COMPTAGE TIERS NUK 2010FINANCEMENT	01/07/2010	20	01/07/2030	-			-
52	BRCHT/CPTAGE NUKU HIVA2011	01/07/2011	20	01/07/2031	1 649 414	70%	1 150 625	230 125
52	COMPTAGE TIERS NUKU 2011FINANCEMENT NUKU HIVA	01/07/2011	20	01/07/2031	-			-
52	BRCHT/CPTAGES NUKU HIVA2012	01/07/2012	20	01/07/2032	1 098 125	15%	165 444	49 633
52	COMPTAGE TIERS NUKU 2012FINANCEMENT NUKU HIVA	01/07/2012	20	01/07/2032	-			-
52	CPTEURS SOLAIRE NUK 2012	01/07/2012	20	01/07/2032	-			-
52	BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA CP 2013	01/07/2013	20	01/07/2033	1 478 068	6%	87 431	34 972
52	COMPTAGE TIERS NUKU 2013FINANCEMENT NUKU HIVA	01/07/2013	20	01/07/2033	-			-
52	CPTEURS SOLAIRE NUK 2013	01/07/2013	20	01/07/2033	-			-
52	BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA CP 2014	01/07/2014	20	01/07/2034	183 044	77%	140 467	70 234
52	COMPTAGE TIERS NUKU 2014FINANCEMENT NUKU HIVA	01/07/2014	20	01/07/2034	-			-
52	BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA CP 2015	01/07/2015	20	01/07/2035	4 321 208	32%	1 396 822	838 093
52	COMPTAGE TIERS NUK 2015FINANCEMENT NUKU HIVA	01/07/2015	20	01/07/2035	-			-
52	RSX AERIEN 2016 NUKU HIVA AAKAPA CENTRALE	18/02/2016	25	18/02/2041	9 224 159	100%	9 224 159	6 456 911
52	14A1 039/16/BK/BT NUKU HIVA QT BIHANNIC TAI OHAE	06/04/2016	25	06/04/2041	218 520	100%	218 520	152 964
52	RESEAUX 2016 CONCED NUKUFINANCEMENT NUKU HIVA	01/07/2016	25	01/07/2041	-			-
52	RESEAUX CP NUKU HIVA 2016CP 2016	01/07/2016	25	01/07/2041	139 226	0%		-
52	MISE SOUT RESEAUX HT/BTCOLLEGE TAI OHAE NUKU	01/10/2016	35	01/10/2051	16 548 296	35%	5 791 904	4 054 333
52	BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVACP 2016	01/07/2016	20	01/07/2036	2 047 473	38%	778 040	544 628
52	COMPTAGE TIERS NUKU 2016FINANCEMENT NUKU HIVA	01/07/2016	20	01/07/2036	-			-
52	TOTAL DISTRIBUTION NUKU HIVA				258 598 328		41 685 150	18 446 171
52	>>>> TOTAL PAR CONCESSION NUKU HIVA				475 605 084		116 215 949	43 799 398

7. Plan de Renouvellement

Distribution

	2017	2018	2019	2020	Total à renouveler
Transfos	1 500 000	-	-	1 568 518	3 068 518
IAT IAM	4 000 000	-	-	-	4 000 000
Réseaux HTA	6 000 000	18 270 000	18 544 050	18 822 211	61 636 261
Réseaux BT	4 000 000	4 060 000	4 120 900	4 182 714	16 363 614
Branchements et comptages	3 000 000	3 045 000	3 090 675	3 137 035	12 272 710
Réseau souterrain	5 000 000				5 000 000
TOTAL	23 500 000	25 375 000	25 755 625	27 710 477	102 341 102

Production :

	2 017	2 018	2 019	2 020	Total à renouveler
ACCESSOIRES GROUPES	-	5 342 369	12 056 734	-	17 399 103
ALTERNATEUR GROUPE	-	2 875 616	6 856 406	-	9 732 022
AN FILIERES	13 303 091			-	13 303 091
BATIMENT	-	15 454 636	5 228 818	4 060 331	24 743 785
BLOC MOTEUR GROUPE	12 980 836	6 587 773	23 710 860	-	43 279 469
GROUPE	9 043 880				9 043 880
TOTAL	35 327 807	30 260 394	47 852 818	4 060 331	117 501 350

5 – ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUITE DU SERVICE PUBLIC

1. Etats des engagements à incidence financière

1 - Etats des engagements à incidence financière

a) Convention de fourniture de Gasoil pour les autres îles (EDT – PETROPOL)

Durée : 1^{er} décembre 2014 au 31 décembre 2020 (et couvre la période allant jusqu'au 31/12/2020)

Prix : prix officiels fixés par la Polynésie française, diminués d'une remise de 0,20 xpf/litre sur les prestations locales.

Le contrat contient des clauses de garanties de stock, de livraison prioritaire, et d'adaptation aux demandes du client.

b) Accord d'Indemnité de Départ à la Retraite

Accord collectif d'entreprise, durée indéterminée.

Une somme est provisionnée chaque année, en fonction notamment d'une estimation du turnover du personnel, de l'âge prévisionnel de départ à la retraite des agents, et de leur niveau de rémunération prévu.

c) Divers accords de maîtrise foncière des réseaux

Conventions d'occupation d'emprises foncières par des postes de transformation, et conventions d'autorisation de passage par les conduites électriques.

Incidence financière faible, la gratuité étant la règle.

Durée généralement calée sur celle de la concession existante.

d) Baux

Bailleur	Objet du bail
TERRITOIRE PF - HAKAPEHI NUK	LOC.TERRAIN 1200M2 - HAKAPEHI NUKU HIVA
TERRITOIRE PF - TAIPIVAI NUK	LOC.TERRAIN 4535M2 - TAIPIVAI NUKU HIVA
COMMUNE NUKU HIVA	AGENCE NUKU HIVA
COMMUNE NUKU HIVA	AGENCE NUKU HIVA

e) Conventions de raccordement et d'achat de la production photovoltaïque

Conventions de raccordement et d'achat, conformes au modèle adopté par arrêté n°2128 CM du 23/11/2010. Les prix de rachat, garantis 25 ans, varient en fonction de la puissance installée, conformément à la réglementation.

La durée des contrats est cependant limitée à la date de fin du contrat de concession attribué à EDT.

f) Contrat d'adhésion au régime de retraite complémentaire

EDT a adhéré en 1970 au régime de retraite complémentaire pour ses cadres et agents de maîtrise, auprès des caisses CRE et IRCAFEX, institutions paritaires désignées par les régimes ARRCO et AGIRC pour la Polynésie française.

g) Contrats d'abonnement souscrits par la clientèle

Cf. paragraphe :

1. OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE

➤ Aspects commerciaux

h) Contrat de supports communs avec l'OPT

EDT met à disposition de l'OPT ses supports aériens du réseau de distribution électrique, afin que cette dernière puisse y poser ses propres réseaux de télécommunication. Ce sont ainsi près de 44.000 poteaux qui sont mis à disposition, toutes concessions confondues, contre rémunération.

Durée : 1^{er} janvier 2014 – 31 décembre 2020