



**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 2017

SOMMAIRE

0 - FAITS MARQUANTS	4
1 – PRESENTATION	8
1.1- Le système électrique polynésien.....	9
1.2 - Le groupe Engie au service de la concession	10
2 - OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE	15
➤ Aspects commerciaux	16
2.1 - Mode de détermination des tarifs.....	16
2.2 - Tarifs pratiqués et évolution au cours de l'année 2017.....	16
2.3 - Chiffre d'affaires énergie	17
2.4 - Autres produits d'exploitation	18
2.5 - Statistiques de ventes.....	18
2.6 - Gestion des impayés.....	22
2.7 - Dépenses de la Commune.....	22
2.8 - Services offerts à la clientèle	23
2.9 - Actions en faveur de la maîtrise des dépenses d'énergie.....	24
3 - OBLIGATIONS DE SERVICE	26
➤ Bilan technique	27
3.1 - Autorisation d'exploitation	27
3.2 - Détail des ouvrages de production	27
3.3 - Données de production englobant Taiohae, Aakapa et Taipivai	28
3.4 - Qualité de service	28
3.5 - Qualité – Sécurité – Environnement	29
3.6 - Travaux significatifs – Faits marquants.....	30
3.7 - Raccordement solaire	31
3.8 - Unités d'œuvres 2017 de la concession.....	31
4 – DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES	33
4.1 - Principes de la comptabilité appropriée	34
4.2 - Méthodologie et clés de répartition analytique	40
4.3 - Comptes de la concession.....	44
4.4 - Chiffre d'affaires énergie, Revenu autorisé et produits comptabilisés.....	52
4.5 - Objectivation de la marge.....	56
5 – INFORMATIONS SUR LES BIENS IMMOBILISES	59
5.1 - Variation du patrimoine immobilier	60
5.2 - Situation des biens et immobilisations nécessaires à l'exploitation du service public.....	61
5.3 - Suivi du programme contractuel d'investissements.....	67
5.4 - Dépenses de renouvellement	67
5.5 - Méthode relative aux charges calculées.....	68
5.6 - Dépenses d'améliorant réalisées dans l'année.....	71

5.7 - Indemnités de fin de concession dans le cadre de l'article 22.....	72
5.8 - Plan de Renouvellement	76
6 – ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUTE DU SERVICE PUBLIC.....	78

0 - FAITS MARQUANTS

Communs à toutes les concessions d'EDT :

Rapport de la chambre territoriale des comptes :

La Chambre Territoriale des Comptes (CTC) a rendu publics deux rapports d'observations définitives portant, l'un sur la politique de l'Énergie de la Polynésie française depuis 2007, et l'autre sur la SEM TEP.

Le premier rapport souligne l'absence de ligne directrice imprimée au secteur de l'énergie par les différents gouvernements qui se sont succédés de 2007 à 2013 : « la politique énergétique s'est principalement focalisée sur le niveau élevé du prix de l'électricité » ; ce qui a eu pour principal effet : « d'aigrir exagérément les relations de la collectivité avec le concessionnaire historique (EDT) et de creuser les malentendus ». La chambre relève que depuis 2014, le dialogue a été restauré avec le gouvernement. La formule tarifaire a ainsi été profondément modifiée à travers l'avenant 17, pour permettre une plus grande transparence, et procéder à deux baisses du prix de l'électricité (mars 2015 et mars 2016) qui s'ajoutent à celle d'octobre 2013, totalisant ainsi une réduction de plus de 10% des prix. Ce dialogue doit perdurer, la recommandation N°1 du rapport en est le reflet.

Dans sa recommandation n° 3, le rapport de la CTC indique qu'il faut « pérenniser » la méthode de contrôle instaurée par le concédant, et non la changer. Il confirme que la mesure de la rentabilité financière d'EDT, située à 8,81% entre 2007 et 2015, est inférieure à la « fourchette raisonnable » estimée par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) qui est de « de 9 à 11% ». Ceci conforte les informations que nous avons déjà diffusées sur le taux de résultat de la concession, qui reste au niveau tout à fait raisonnable de 2 à 5% du chiffre d'affaires depuis plus de 10 ans. Cette mention dans un rapport officiel nous permettra de renforcer notre argumentation en réponse aux prétendues « marges au-delà du raisonnable » qui avait été évoquées dans le passé, y compris par des tribunaux.

Enfin, le rapport de la CTC souligne, et ce n'est pas le moindre des points positifs, les performances techniques du groupe, notamment la réduction du temps de coupure qui est remarquable par rapport aux autres pays du bassin Pacifique.

Si la CTC salue l'émergence d'une politique énergétique, elle souligne plusieurs points faibles de la réforme du système électrique souhaité par le Pays. La CTC souligne en effet que le choix du modèle « non intégré » fait par la Polynésie, à savoir séparant la production, le transport et la distribution, est « inédit » et « sans précédent » car contraire à ce qui se fait dans les outre-mer et en Corse. Elle poursuit en précisant que « très peu de territoires de population comparables à la Polynésie ont adopté un modèle similaire ».

La CTC souligne qu'il « reste plusieurs angles morts concernant des points importants ».

Le premier d'entre eux est le coût de ce projet de transition énergétique. La CTC précise : « A aucun moment, le coût global, et surtout les conditions de la soutenabilité financière du projet de transition énergétique n'ont été abordés ». « Le Plan de Transition Énergétique ne contient aucun chiffrage global ». « Ainsi, pour atteindre les objectifs que la Polynésie s'est fixés, 50% d'EnR dans trois ans, 70% dans 8 ans (sic), les financements sont conséquents mais ne sont pas encore fléchés ». « A ce stade la part que doit logiquement soutenir le tarif reste donc indéterminée ».

Enfin, plusieurs recommandations soulignent le besoin prioritaire d'établissement des règles de péréquation fiscale pour l'ensemble des usagers du service, la nécessité de relancer l'hydroélectricité, conforter l'énergie photovoltaïque et développer la maîtrise de l'énergie, notamment l'utilisation de la norme HQE pour les bâtiments, ce qui va dans le sens de nos projets de développement.

La publication de ces rapports devrait être de nature à éclaircir le débat sur le système énergétique de notre Pays et certaines idées reçues.

Comptabilité :

1) Méthode comptable :

En rappelant :

- Que le référentiel comptable utilisé par EDT pour ses charges calculées est celui du Plan Comptable des Entreprises Concessionnaires de 1975 lequel ne permet pas l'affichage d'un résultat annuel représentatif de l'avancement économique du contrat sur la période.
- Que Les arrêtés 2099 et 2100 du 17 décembre 2015 relatifs à la comptabilité appropriée, donnent pour obligation au concessionnaire de présenter ses comptes de manière économique et à cette fin §218-3 d'opérer tous retraitements susceptibles de satisfaire à une présentation économique des coûts de la ou des activités.

Pour répondre à cette obligation, le concessionnaire a mis en place sur 2017 une méthode de comptabilisation « susceptibles de satisfaire à une présentation économique des coûts de la ou des activités » de la concession :

- Elle consiste à « amortir » sur la durée résiduelle de la concession à la fois la valeur non amortie des biens gérés et de « provisionner » sur la même durée ses coûts prévisionnels de renouvellement.
- Elle permet pour un patrimoine géré constant, d'avoir une charge globale d'amortissement constante sur toute la durée de la concession.

2) Loi de pays sur les provisions :

Une loi de pays a été adoptée par l'Assemblée, sans concertation des professionnels ni du CESC. Cette loi de pays est applicable aux contrats en cours, et risque d'avoir des impacts négatifs très conséquents sur les comptes des concessions, sans pour autant atteindre les objectifs d'amélioration du service public qu'elle se fixe.

Cette loi pose des difficultés significatives car, tout en laissant à la charge des concessionnaires leurs obligations en matière de renouvellement des ouvrages, elle leur demande de justifier les provisions déjà dotées « bien par bien », ce qui est réalisable pour les provisions de renouvellement constituées pour les ouvrages en matière de production mais ce qui ne l'est pas pour les ouvrages de réseaux, compte-tenu du nombre significatif de composants et de durées de vie variables.

La loi prévoit qu'en cas d'impossibilité de justifier les provisions « bien par bien », ces dernières sont transférées dans un fonds de travaux, considéré comme un « apport du concédant » et rémunéré comme tel. Le concessionnaire se trouvera donc privé des ressources financières régulièrement constituées pour faire face à ses obligations contractuelles de renouvellement.

De même la loi, ne permet plus aux concessionnaires de doter de nouvelles provisions si elles ne sont pas justifiées « bien par bien ». Elle ne précise pas non plus dans quel cadre et quelles limites, une autorité concédante peut décider de refuser de valider le plan de renouvellement présenté par son concessionnaire, rendant ainsi réputées « sans objet » les provisions correspondantes.

Compte-tenu des conséquences significatives que cette loi fait peser sur l'économie des concessions, EDT a introduit le 23 avril 2018 un recours contre cette loi de pays au Conseil d'Etat, ce qui empêche sa promulgation le temps de la procédure.

Performance :

2017 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.

Le projet le plus significatif arrivé à terme dans l'exercice est la réforme du quart.

Sécurité :

Nous enregistrons sur l'année 2017 écoulée :

1 accident du travail avec arrêt (hors trajet) cumulant 3 jours d'interruption du travail.

- Taux de fréquence = 1,19 (valeur cible $\leq 4,7$).
- Taux de gravité = 0,04 (valeur cible $\leq 0,12$).

1 accident du travail sans arrêt (hors trajet).

6 accidents de trajet, dont 3 avec arrêt cumulant 63 jours d'interruption du travail.

Tarif :

La formule de Revenu Autorisé de notre concession prévoit que les tarifs de l'électricité sont actualisés : « tous les ans au 1er mars », ou « À tout moment : en cas de modification d'un ou plusieurs des paramètres qui composent les CE ».

Toutefois, depuis le 1er mars 2016, aucune mise à jour des tarifs n'a été opérée, malgré une hausse des prix des hydrocarbures, et de la redevance de transport due à la TEP.

L'autorité concédante s'appuie sur le fait que la formule de Revenu Autorisé ne serait pas encore en vigueur, du fait du retard pris par l'adoption d'une réglementation mettant en place une péréquation tarifaire sur tout le territoire de la Polynésie française (condition suspensive à l'application de la nouvelle formule).

Par deux fois, les demandes d'augmentation tarifaires d'EDT ont été rejetées, alors que la hausse des charges supportées par cette dernière est manifeste.

En cumul à fin 2017, le manque à gagner net s'établi à 307 MF. En cumul à fin 2018, si rien n'est fait, il devrait s'élever, toutes choses égales par ailleurs, à près de 1.500 MF.

A défaut de mesure prise par le gouvernement, soit pour remettre à jour les prix de l'électricité, soit à minima pour compenser les hausses de charges subies par le concessionnaire, EDT a introduit un recours devant le tribunal administratif, sur la base de la gestion déloyale du contrat par l'autorité concédante.

Principaux indicateurs

CLIENTS	nombre de contrats clients		1 087	
	BT		1 082	99,54%
	MT		5	0,46%
	puissance souscrite au 31/12	kVA	5 646	
	BT		5 444	96,43%
	MT		202	3,57%
	Puissance maximale appelée	MW	0,92	
	nombre de kWh vendus total		4 416 127	
	BT		3 479 594	78,79%
	MT		936 533	21,21%
	Chiffre d'affaires énergie	XPF	146 048 133	
	BT : Total		119 673 400	81,94%
	BT : par client		110 604	
	BT : par kVA de puissance souscrite		21 983	
	BT : part fixe en XPF et % du CA total		21 072 497	17,61%
	BT : part variable en XPF et % du CA total		98 600 903	82,39%
	MT : Total		26 374 733	18,06%
	MT : par client		5 274 947	
	MT : par kVA de puissance souscrite		130 827	
MT : part fixe en XPF et % du CA total		3 708 636	14,06%	
MT : part variable en XPF et % du CA total		22 666 097	85,94%	
prix moyen de vente par kWh vendu		33,07		
BT		34,39		
MT		28,16		
TECHNIQUES	Rendement réseaux		0,84	
	energie achetée			
	énergie solaire	kWh	58 593	1,20%
	énergie hydroélectrique	kWh	1 647 283	34,80%
	énergie thermique	kWh	3 576 165	64,00%
	énergie totale achetée		5 282 042	
	temps moyen de coupure			
	globale		17h08	
	origine production		0h56	
origine transport				
origine distribution		16h12		
FINANCIERS	Patrimoine			
	longueur du réseaux hors branchement	km	68	
	valeur d'origine	k XPF	925 858	
	valeur nette économique	k XPF	497 376	
	Travaux réalisés			
	dépenses de renouvellement	k XPF	16 915	
	dépenses d'améliorant	k XPF	6 356	
	Indemnité de fin de concession	k XPF	50 504	
	Coût du service pour les usagers (RA)	k XPF	311 716	
	part revenant au concessionnaire	k XPF	219 815	
coût des énergies et du transport	k XPF	91 901		
Rémunération du concessionnaire (avant IRCM)	k XPF	36 886		
Ecart RA - CA (+) => à récupérer dans les tarifs N+1	k XPF	165 668		

1 – PRESENTATION

1.1 - Le système électrique polynésien

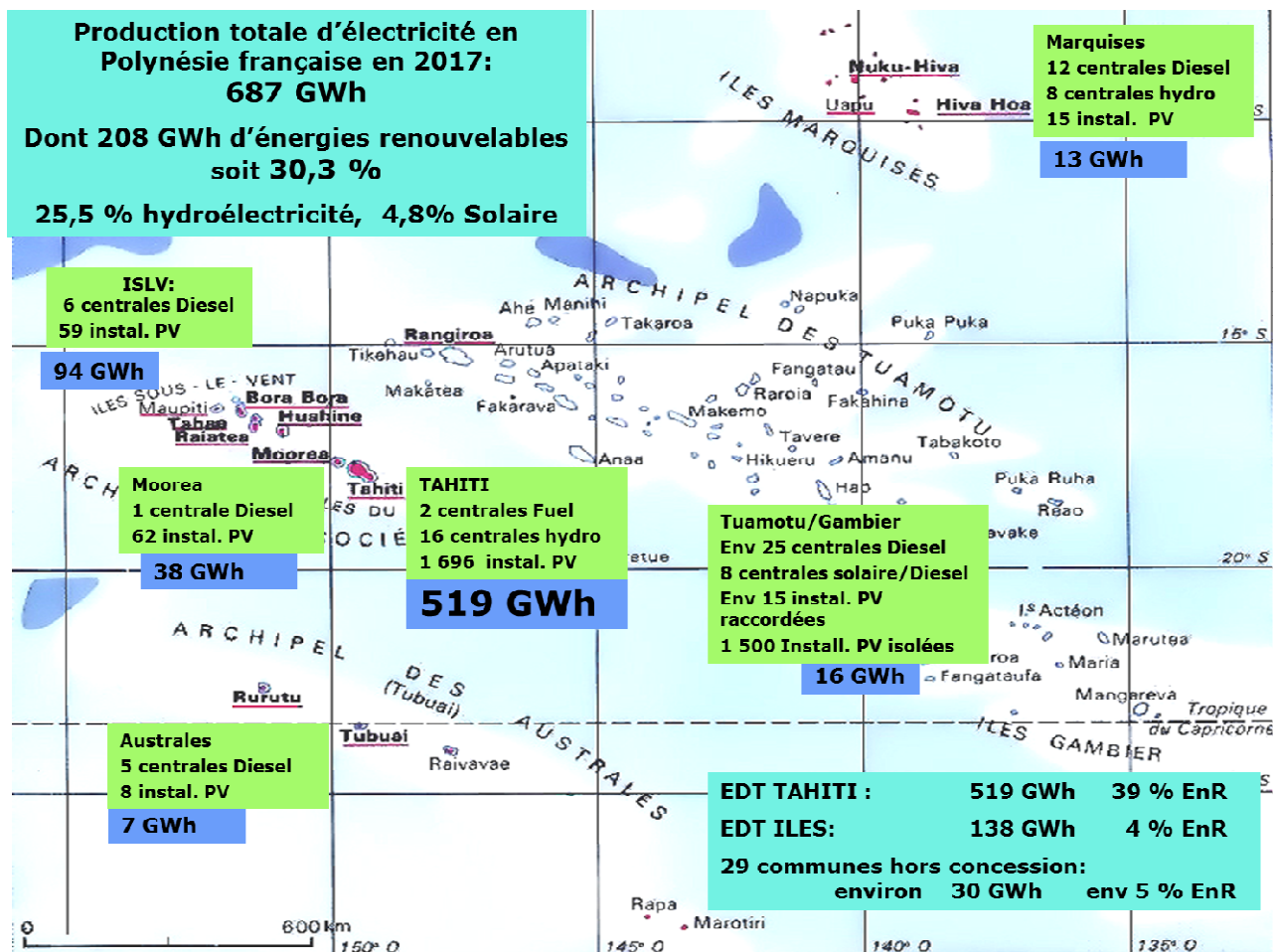
- Le système électrique de l'ensemble des archipels
- Le système électrique dans les îles autres que Tahiti

1.2 - Le groupe ENGIE au service de la concession

- Présentation
- Atouts
- Organisation locale

1.1- Le système électrique polynésien

1.1.1 Le système électrique de l'ensemble des archipels



Ce système, est très éclaté puisque destiné à 280.000 habitants répartis sur 76 îles (sur un total de 118) pour une superficie proche de celle de l'Europe.

Dans les îles, les systèmes sont donc pour la plupart de très faibles puissances, sans possibilité de secours par une île voisine.

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

Les plus grands centres de consommation sont gérés en concession pour environ 95% des besoins, les 5% restants sont gérés soit au travers de régions communales soit de petites installations privées.

Les concessions de distribution existantes comprenant sauf exception des missions de production sont confiées à EDT et à ses filiales (19 concessions) à la Sem Te Mau Ito Api (1 concession) pour la commune de Makemo.

La production hydroélectrique, quant à elle, fait généralement l'objet de concessions ou d'autorisations de forces hydrauliques distinctes des concessions de distribution.

Les enjeux à court terme sont :

En matière de Production

- Le développement des énergies renouvelables pour atteindre 50% en 2020 de la production électrique et 75% en 2030 selon les objectifs du plan de transition énergétique de la Polynésie française.
- Sur Tahiti le renouvellement à court terme de la moitié des moyens thermiques existants et le démantèlement de l'ancienne centrale de Papeete

En matière de transport (Tahiti) :

Le bouclage du réseau de transport par le Nord en 90 kV lancé par la TEP en vue :

- De fiabiliser l'alimentation de la zone urbaine et du sud de l'île
- D'augmenter la capacité d'écoulement de l'hydroélectricité et de permettre le développement de nouveaux projets hydro-électriques

En matière de distribution :

- Dans les îles, le raccordement de familles isolées
- Sur l'île de Tahiti, la mise en place d'un « réseau intelligent » ou smart-grid à savoir équipé de compteurs communicants et d'une informatique performante

En matière d'économie, de solidarité et d'indépendance :

- La mise en place par la Polynésie française d'un système de péréquation au bénéfice de toutes les exploitations indépendamment de leur mode de gestion (régie, délégation de service public).

1.1.2 Le système électrique dans les îles autres que Tahiti

En dehors de Tahiti, les systèmes électriques ne comportent pas de réseau de transport.

Sauf exception, les concessions de service public confiées à EDT dans les îles sont des concessions de production et de distribution électrique. La production est essentiellement assurée par des centrales à gasoil. Seules certaines îles des Marquises disposent d'une production hydroélectrique.

L'île de Makatea dispose quant à elle d'une centrale hybride solaire/gasoil.

1.2 - Le groupe Engie au service de la concession

1.2.1 Le groupe au niveau mondial

Le groupe ENGIE, leader mondial des énergéticiens privés et de la transition énergétique, puise ses racines les plus anciennes dans la Compagnie universelle du canal maritime de Suez, fondée en 1858.

En 2016, Engie compte 153 090 salariés dans 70 pays, pour un chiffre d'affaires de 66,6 milliards d'euros.

Sa stratégie est fondée sur 3 grands axes, dits des « 3D » :

- une énergie Décarbonée (pétrole et charbon remplacés par les énergies renouvelables et le gaz naturel) ;
- Décentralisée (l'énergie est produite et stockée au plus près de son lieu de consommation) ;
- Digitalisée (capteurs, big data et outils numériques au service de l'efficacité énergétique et de la gestion des réseaux).

L'appartenance au groupe fait bénéficier la concession de la longue expérience de celui-ci, dans tous les métiers de l'électricité.

Au plan local, elle autorise la réalisation de synergies importantes de par la mise en commun de moyens et le partage d'expérience au quotidien.

La dimension internationale du groupe **optimise la performance**

- Par la mise en place à l'échelle du groupe d'un fonctionnement en réseau par métier, avec la fourniture d'outils et de méthodes chaque réseau étant animé et supervisé par des spécialistes de haut niveau (ex : dans le domaine des achats avec le bénéfice d'un réseau d'acheteurs spécialisés permettant l'accès à des marchés éloignés et à des tarifs négociés sur des volumes mondiaux).
- Par la disponibilité des compétences techniques et des savoir-faire existant dans tous les domaines et dans le monde entier.
- Par le partage d'expérience et le benchmark entre sociétés

Cette appartenance au groupe ENGIE **sécurise et renforce** le fonctionnement local

- Par la mise à disposition temporaire de moyens lorsque les circonstances l'exigent (ex : en cas de catastrophe naturelle)
- Par la fourniture de garanties pour le financement d'opérations trop importantes pour la structure locale.

Cette appartenance au groupe ENGIE **impose le respect des standards les plus exigeants** en matière de sécurité, de responsabilité sociétale et environnementale, ou encore d'éthique, ou de gestion des risques avec une assistance continue et des contrôles régulièrement effectués par la maison-mère.

Au cours des derniers exercices les concessions ont bénéficié de ce fait :

- De l'expérience de bureaux d'études de renommée mondiale, comme TRACTEBEL ENGINEERING pour l'étude du renouvellement des groupes thermiques de la Punaruu et des solutions gaz.
- De mission de spécialistes en informatique sur les schémas directeurs, la sécurité des systèmes d'information, en contrôle interne, gestion des risques,
- Des partages d'expériences et assistance sur les réseaux smart-grid, les bornes de paiement,
- Des polices d'assurances groupe, bénéficiant de conditions de couverture et de tarifs négociés au niveau mondial
- De l'affectation temporaire de personnels hautement qualifiés
- De l'expérience d'ENGIE Singapour filiale spécialisée en trading pour faire baisser le coût des approvisionnements en fioul.
- Du réseau d'acheteurs et des volumes internationaux pour faire baisser le coût en approvisionnement notamment du câble et des transformateurs.

1.2.2 Le groupe ENGIE en Polynésie

En Polynésie le groupe est organisé en deux pôles énergie et services.

Le pôle énergie composé des sociétés EDT, MARAMA NUI, ELECTRA et TAHITI SUD ENERGIE est dédié aux activités de production et de distribution d'énergies majoritairement en concession.

- EDT assure en concession, la production et la distribution d'énergie sur 18 concessions de Tahiti et des îles
- MARAMA NUI assure en concession la production hydroélectrique dans 6 vallées de Tahiti.
- TAHITI SUD ENERGIE assure en concession la distribution d'électricité dans le sud de l'île de Tahiti
- ELECTRA détient dans le domaine privé, douze centrales de production photovoltaïques

Ce pôle regroupe sur EDT les moyens humains dédiés à cette activité ainsi que les activités de support.

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

Pour le pôle énergie, il réalise en sous-traitance des opérations de maintenance des moteurs dans les îles et sur Tahiti des travaux sur les réseaux.

1.2.3 Les moyens affectés à la concession

L'effectif affecté à la concession de Nuku Hiva est de 7 :

- 1 Chef d'exploitation
- Exploitation et maintenance des réseaux de distribution et production 5 agents
- Gestion de clientèle 1 agent

L'équipe des agents techniques assure :

DISTRIBUTION

- la maintenance des équipements réseaux (poste de transformation HTA/BT, Interrupteurs aériens, ...)
- le renouvellement des équipements réseaux défectueux (poteaux terminés, cellules HTA oxydées, ...)
- la mise à jour de la cartographie des réseaux
- le repérage des câbles souterrains pour répondre aux Déclarations d'Intention de Commencement des Travaux (DICT) des différentes entreprises travaillant au voisinage des réseaux,
- l'élagage des arbres et végétations à proximité des réseaux
- les mises hors tension des réseaux (consignation) pour travaux
- les visites de réseaux pour veiller à leur bon état de fonctionnement
- les dépannages réseaux (arbre tombé sur le réseau, ...) et clientèle (remplacement de disjoncteurs, ...)
- la relève des index de l'ensemble du parc de compteurs de la concession selon le planning annuel défini par la Direction Commerciale
- la réalisation de l'ensemble des interventions issues des opérations commerciales et contractuelles
- la mise sous tension des nouveaux clients, changements de puissance

PRODUCTION (thermique et hydro)

- la fourniture d'une énergie (tension, fréquence) de qualité en répondant aux exigences du cahier des charges en relation avec l'autorité concédante (la Commune)
- la maintenance des groupes (révisions, vidange, ...) et installations hydro (captages, turbines, bassins, ...)
- les dépannages (avaries, ...)
- les relevés périodiques de gazole, d'huile, des effluents rejetés, de manière à suivre et vérifier la conformité et l'efficacité des moyens utilisés
- les appoints de réfrigérant et d'huiles
- l'approvisionnement en gazole
- la sécurité des équipements à l'aide d'un Système de Sécurité Incendie (SSI)

Ils assurent de manière générale, l'exploitation des moyens de distribution et production de manière à fournir et maintenir une énergie de qualité en répondant au cahier des charges en relation avec l'autorité concédante (la Commune) dans le respect de l'Arrêté d'exploitation de l'île et des normes diverses, telles que NFC18 510 ; NF EN 50 160... tout en assurant la sécurité des biens et des personnes.

Ils gèrent leur magasin de pièces de distribution et production, et assurent une astreinte clientèle et technique 24h/24.

L'agent commercial gère l'agence commerciale de Nuku Hiva dont les principales activités consistent à :

- conseiller le client
- accompagner le client dans son utilisation de l'énergie électrique
- réceptionner et traiter les demandes des clients
- assurer les encaissements des factures
- mettre à jour les comptes clients après règlement
- enregistrer toutes les demandes de travaux simples ou complexes
- suivre les demandes de travaux simples (branchements, travaux forfaitaires)
- mettre à jour les contrats d'abonnement
- traiter les réclamations simples (explication de facture, correction de factures simples).

Les infrastructures et moyens matériels et techniques affectés sont :

- des bureaux pour les services d'exploitation ;
- une agence commerciale ;
- une zone de stockage pour le matériel de distribution et production ;
- 5 véhicules d'intervention 4x4 avec VHF sécurisé ;
- 1 nacelle automotrice ;
- des équipements et outillages adaptés au métier (Qalistar, outil TST, telluromètre, mégohmmètre, etc.)

Au travers de son rattachement à EDT la concession de Nuku Hiva bénéficie directement :

- a) D'un service spécifique de support technique aux exploitations des îles : le SEI (Service Exploitation Iles) d'un effectif de 23 salariés

Il est chargé d'organiser, de suivre et d'assister les exploitations des îles dans les domaines de :

- la conduite et exploitation des ouvrages de production et de distribution,
- le service clientèle dans les petites îles,
- les travaux de branchements,
- les opérations de maintenance distribution et production,
- l'approvisionnement et l'expédition du combustible, huile et matériels nécessaires à l'exploitation,
- l'élaboration des propositions commerciales en éclairage public,
- la bonne application et respect des exigences décrites dans l'Arrêté d'exploitation de l'île, le cahier des charges en relation avec l'autorité concédante et la réglementation en vigueur (Code du Travail, ...)

- b) Des moyens communs à l'ensemble des entités du pôle énergie et notamment :

Au plan des services techniques :

- Travaux réseaux (renouvellement de câbles souterrains, étude de raccordement clientèle grand compte, ...)
- Etudes et Développement des réseaux (cartographie, ...)
- Etudes en matière de production (Etudes diverses, travaux sur centrales, commande groupes, dossiers administratifs)
- De la cellule Télécommunication Contrôle Electrique, TCE, (pour des interventions de dépannage, le contrôle et le réglage des protections BT et HTA)

Au plan de la gestion commerciale :

- Des services ou cellules spécialisées
 - Solutions énergétiques
 - Comptabilité clients et recouvrement
 - Facturation
 - Réclamation

- D'un réseau de près de 25 agences permettant de traiter sur tout le territoire polynésien et sans réserve, les demandes des clients de la concession.
- D'outils performants
 - Un centre d'appel téléphonique disponible 24/24h,
 - Une agence en ligne, un système d'information gratuite par sms, plusieurs interfaces web et réseaux sociaux,
 - Des logiciels performants de gestion de clientèle et de facturation, etc.

Au plan du management et des autres supports, des services ou cellules spécialisées suivantes :

- Administration et finance
- Achats, approvisionnement
- Communication, marketing
- Digital et Services informatiques
- Juridique et assurance
- Qualité Sécurité Environnement
- Ressources humaines et formation

2 - OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE

- Aspects commerciaux
 - 2.1 Mode de détermination des tarifs
 - 2.2 Tarifs pratiqués et évolution au cours de l'année 2017
 - 2.3 Chiffre d'affaires énergie
 - 2.4 Autres produits d'exploitation
 - 2.5 Statistiques de ventes
 - 2.6 Gestion des impayés
 - 2.7 Dépenses de la Commune
 - 2.8 Services offerts à la clientèle
 - 2.9 Actions en faveur de la maîtrise des dépenses d'énergie

➤ Aspects commerciaux

2.1 - Mode de détermination des tarifs

Les tarifs de vente de l'électricité sont arrêtés par le Conseil des ministres.

La dernière actualisation est applicable depuis le mois de Mars 2016, en référence à l'arrêté n° 192 CM du 25 Février 2016 modifié par l'arrêté n° 223 CM du 02 Mars 2016, publié au Journal Officiel de la Polynésie française (JOPF).

2.2 - Tarifs pratiqués et évolution au cours de l'année 2017

Tranches tarifaires	Réf	Seuils	Prix du kWh (XPF)
BT Usage social 1ère tranche	P1	de 0 à 240 kWh/mois	19
BT Usage social 2ème tranche	P2	au-dessus de 240 kWh/mois	39
BT Usage domestiques 1ère tranche	P3	de 0 à 240 kWh/mois	24,5
BT Usage domestiques 2ème tranche	P2	au-dessus de 240 kWh/mois	39
BT Eclairage public	P4		33
BT Usage professionnel	P5		35,75
MT Tarif jour	P6	de 07h00 à 20h59	25
MT Tarif nuit	P7	de 21h à 06h59	22
Prépaiement 2,2 kVA de puissance souscrite avant le 01/03/16	P8		22
Prépaiement 3,3 kVA de puissance souscrite	P9		28
Prépaiement 6,6 kVA de puissance souscrite	P10		37

PRIME D'ABONNEMENT	XPF/kVA
Basse tension	MENSUELLE
Tarif "petits consommateurs" (puissance souscrite ≤ 3,3 kVA)	263
Tarif "classique" basse tension usages domestiques	395
Tarifs "classique" basse tension usages professionnels et autres usages	360
Moyenne tension	MENSUELLE
Pour la part de puissance souscrite jusqu'à 200 kVA	1533
Pour la part de puissance souscrite au-dessus de 200 kVA	1245

Taxes	Taux
Taxe municipale	4 XPF/kWh
TVA	
- sur Énergie	5%
- sur Prime d'Abonnement	5%
- sur Avance Sur Consommation	5%
- sur Redevance Transport TEP	0%

Avance sur consommation	XPF / kVA de puissance souscrite
	P = 39,00 XPF
Basse tension	
Tarif "petits consommateurs"	ASC = 25 x P x kVA ASC = 975 XPF x kVA
Tarif "classique" basse tension usages domestiques	ASC = 25 x P x kVA ASC = 975 XPF x kVA
Autres Tarifs Basse Tension	ASC = 50 x P x kVA ASC = 1 950 XPF x kVA
Moyenne tension	ASC = 100 x P x kVA ASC = 3 900 XPF x kVA

2.3 - Chiffre d'affaires énergie

Tranches tarifaires	Réf	kWh vendus antérieur 01/03/16	kWh vendus postérieur 01/03/16	Total kWh vendus	Montant antérieur 01/03/16	Montant postérieur 01/03/16	Total XPF	Puissance souscrite cumulée	Prime abonnement	Puissance au 31/12/17
BT Usage social 1ère tranche	P1	1 871	1 214 991	1 216 862	35 549	23 084 829	23 120 378	26 164	6 905 824	2 202
BT Usage social 2ème tranche	P2		83 123	83 123		3 241 797	3 241 797			
BT Usage domestiques 1ère tranche	P1		439 017	439 017		10 756 136	10 756 136	10 430	4 118 978	868
BT Usage domestiques 2ème tranche	P2		187 524	187 524		7 313 436	7 313 436			
BT Eclairage public	P4		85 511	85 511		2 821 863	2 821 863	1 399	503 712	117
BT Usage professionnel	P5		1 435 005	1 435 005		51 301 666	51 301 666	26 380	9 529 291	2 222
MT Tarif jour	P6		687 457	687 457		17 186 425	17 186 425	2 419	3 708 636	202
MT Tarif nuit	P7		249 076	249 076		5 479 672	5 479 672			
Prépaiement										
Autres (employés...)			32 552	32 552		45 627	45 627	409	14 692	35
Total		1 871	4 414 256	4 416 127	35 549	121 231 451	121 267 000	67 202	24 781 133	5 646
Ventes totales							146 048 133			
Prix moyen							33,07			

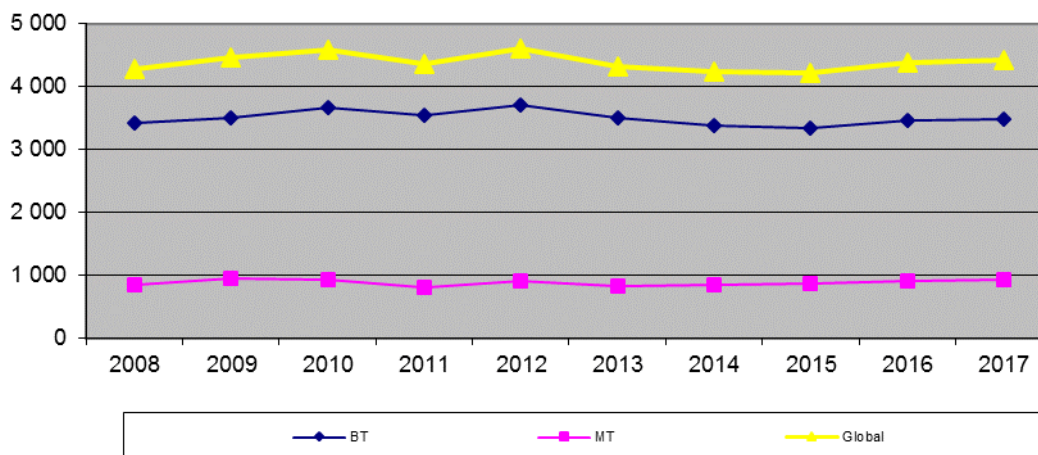
2.4 - Autres produits d'exploitation

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

- Frais de perception de taxe :	352 480 XPF
- Frais de relance :	<u>797 778 XPF</u>
- Total	1 150 258 XPF

2.5 - Statistiques de ventes

Croissance des ventes de kWh



Les ventes d'électricité ont progressé de 0,8% (soit +35 MWh) entre 2016 et 2017, pour s'établir à 4,4 GWh sur 2017.

Cette augmentation provient pour 32% de la hausse de 0,3% (+11 MWh) des ventes en basse tension (qui représentent 79% des volumes), et pour 68% de l'augmentation de 2,7% (+24 MWh) des ventes en moyenne tension.

La progression constatée dans les ventes en basse tension correspond en réalité à des disparités de tendances importantes entre tarifs. En effet, cette hausse globale est portée par la croissance des volumes observées pour les tarifs usages professionnels basse tension, qui masque le recul des ventes en tarifs « domestiques ».

La consommation globale des clients domestiques (tarifs « petits consommateurs » et « classique » basse tension usages domestiques) a en effet connu une évolution à la baisse de 3,1%, soit -62 MWh. Cette baisse est particulièrement marquée pour le tarif « classique », avec un recul de 8,3% des ventes (-57 MWh), tandis qu'elle est beaucoup plus légère pour le tarif « petits consommateurs » (0,4%, soit -5 MWh).

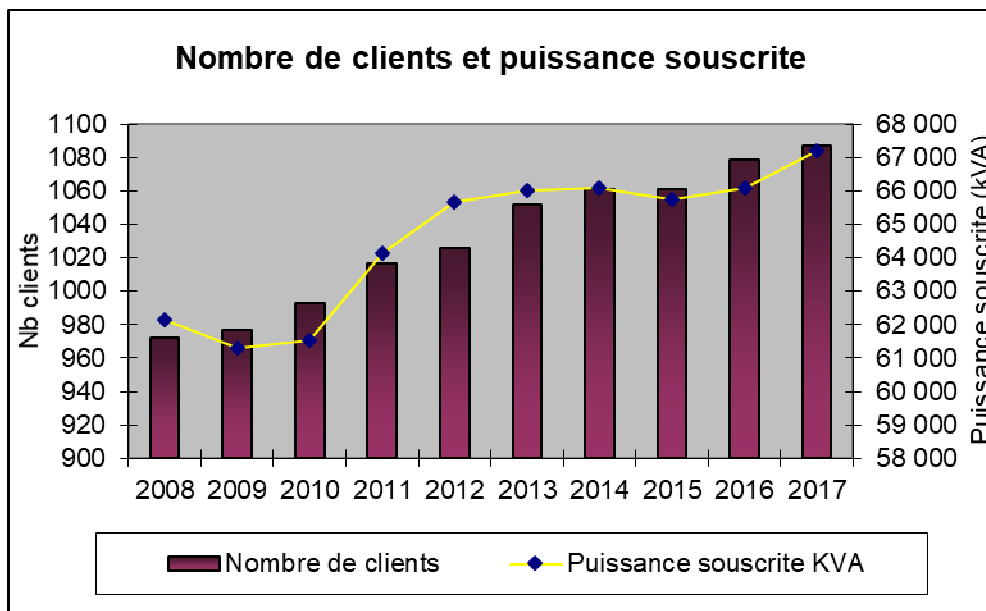
Cette disparité de comportement est liée à l'évolution du nombre de contrats souscrits dans chacun des tarifs, avec une tendance haussière de 1,7% pour le tarif « petits consommateurs », au détriment du tarif « classique » usages domestiques dont le nombre d'abonnés est en baisse de 3,3% sur 2017. Ce basculement est lié à la suppression en mars 2016 du seuil de 300 kWh au-delà duquel le prix de l'électricité devenait dissuasif pour les clients en tarif « petits consommateurs », amenant ainsi naturellement les clients éligibles, donc avec une puissance souscrite de 15A maximum, à basculer à ce tarif.

Les tarifs domestiques représentent 55% des volumes basse tension en 2017, avec un poids important du tarif « Petits Consommateurs » qui pèse à lui seul pour 37% des ventes basse tension

Les ventes en tarif Eclairage Public, qui représentent 2% des ventes en basse tension avec environ 86 MWh vendus sur 2017, ont pour leur part sensiblement augmenté de 8,6% en 2017, soit +7 MWh.

Les ventes des clients professionnels en basse tension, qui représentent 41% des ventes basse tension, ont connu une croissance significative de +4,8% (+66 MWh), liée à l'augmentation des consommations de certains magasins ainsi qu'aux hausses de volumes globalement constatée pour les contrats souscrits au nom de la Commune (cantines des écoles, bassins forages pompages, autres sites communaux, ...).

La croissance des ventes en moyenne tension s'explique par l'augmentation de la consommation électrique de l'hôpital de Taiohae.



Le nombre de clients s'établit en fin d'exercice à :		variation / 2016
Contrats souscrits aux tarifs basse tension	1 082	0,7%
Contrats souscrits aux tarifs moyenne tension	<u>5</u>	
	1 087	0,7%

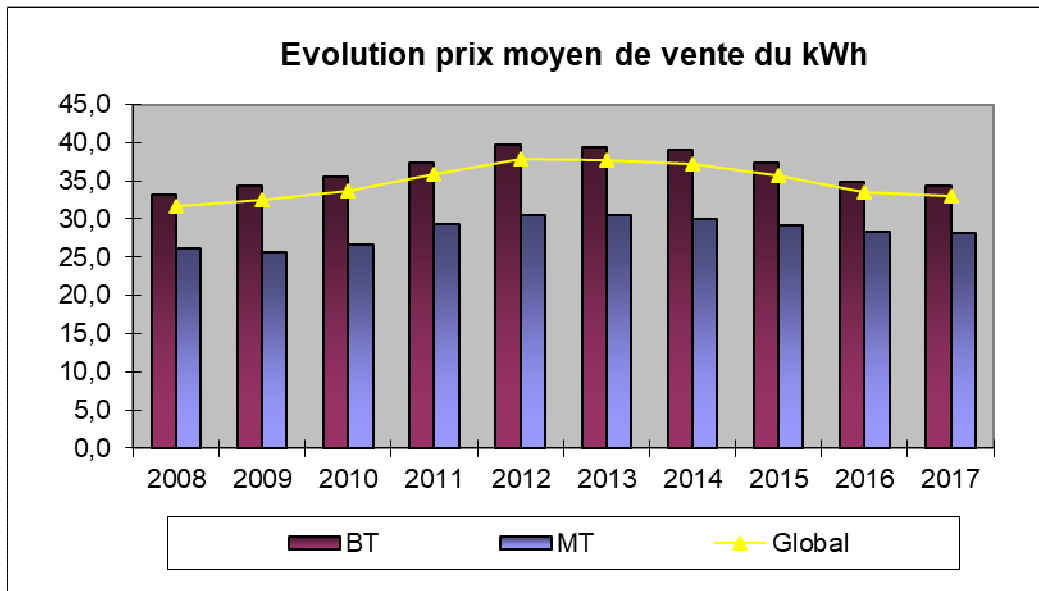
La hausse du nombre de contrats souscrits aux tarifs basse tension concerne le tarif « petits consommateurs », avec 12 contrats supplémentaires par rapport à fin 2016, soit +1,7%.

Le nombre de contrats souscrits en tarif « usages domestiques classique » est pour sa part en recul de 3,3% (soit 6 contrats en moins par rapport à fin 2016).

La répartition du nombre de clients par tarifs s'établit de la manière suivante à fin 2017 :

- Tarif « Petits Consommateurs » 64%
- Tarif Usages domestiques « classique » basse tension 16%
- Tarif Eclairage Public 2%
- Tarif Usages professionnels basse tension 16%
- Tarif Moyenne tension <1%

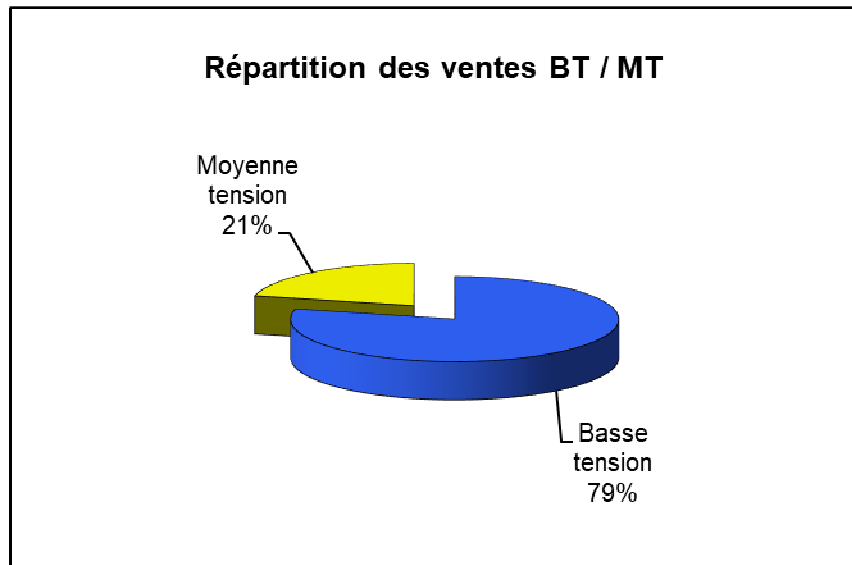
La puissance souscrite facturée s'élève à 67 202 kVA, soit une hausse de 1,7% par rapport à 2016, qui correspond à une hausse de la puissance souscrite facturée pour les tarifs basse tension.



Le prix moyen de ventes H.T au kWh s'élève à :

	variation / 2016
Tarifs basse tension	34,4 Fcp -1,2%
Tarifs moyenne tension	<u>28,2 Fcp</u> -0,4%
Soit Prix moyen de vente H.T au kWh	33,1 Fcp -1,1%

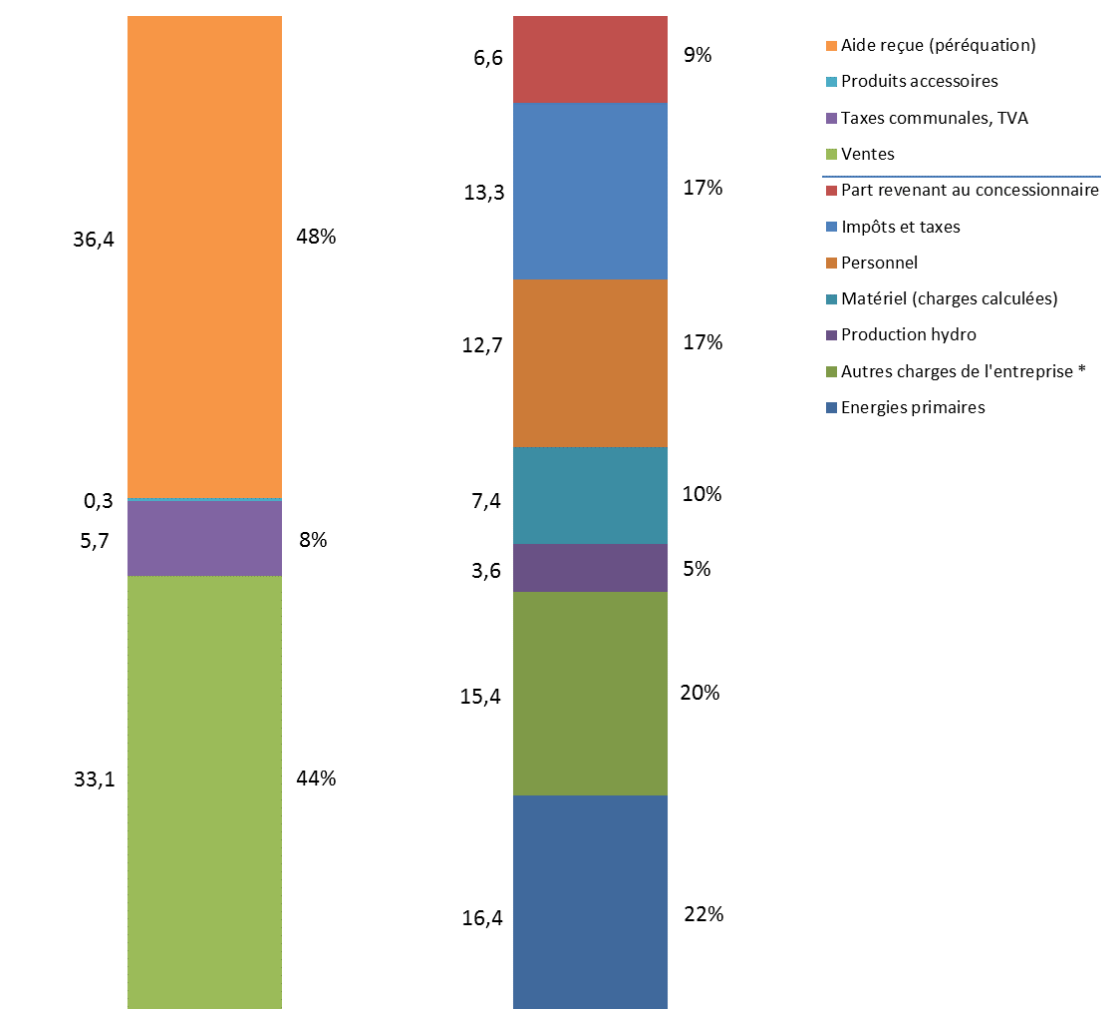
Le prix moyen de vente du kWh reste relativement stable par rapport à 2016, du fait d'un maintien des prix de l'électricité depuis le 1^{er} mars 2016. La légère baisse du prix moyen facturé en tarifs basse tension est liée à l'évolution du mix tarifs, et notamment au basculement d'une partie des volumes tarif « domestique classique » au profit du tarif « petits consommateurs ».



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

2017 (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 33,10 F/KWh (44%) 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.

2.6 - Gestion des impayés

A fin 2017, le montant des impayés des contrats énergie souscrits dans la concession de Nuku Hiva, incluant la facturation du mois de décembre dont une partie n'est pas encore arrivée à échéance de paiement au 31/12/17, était de 33,1 Millions Fcp, ce qui représente 22% du chiffre d'affaires énergie 2017, soit un délai de créances clients de 79 jours.

Dans le cadre du process de recouvrement automatisé mis en place, les clients en impayés au-delà de la date limite de paiement mentionnée sur leur facture font l'objet d'une relance écrite envoyée en courrier recommandé. Sur la concession de Nuku Hiva, en moyenne 161 clients sont ainsi relancés chaque mois, soit environ 15% du nombre de contrats.

En cas de non-paiement de ces impayés dans le délai contractuel de 8 jours après l'envoi de cette relance, les clients s'exposent à la suspension de la fourniture d'énergie. Sur Nuku Hiva, en moyenne 5 clients, soit 0,4% du nombre total de contrats, se retrouvent chaque mois dans cette situation de coupure pour impayés.

Si la situation de non-paiement perdure, le recouvrement des impayés est alors généralement confié à des prestataires de recouvrement, sociétés spécialisées dans le domaine.

En cas d'échec de recouvrement, pour diverses raisons (client insolvable, introuvable, client en redressement ou liquidation judiciaire, ...), à l'issue notamment du délai légal de prescription, ces impayés sont alors passés en pertes (créances irrécouvrables).

En 2017, environ 0,4 Millions Fcp ont ainsi été comptabilisés en créances irrécouvrables pour la concession de Nuku Hiva, soit 0,4% des ventes d'énergie réalisées sur 2017.

Il est important au passage de souligner l'entrée en application en 2017 de la nouvelle loi relative à la protection du consommateur (Art. LP 10 de la loi du pays n° 2016-28 du 11 août 2016), qui réduit le délai de prescription pour le paiement des factures d'énergie et de travaux à 2 ans au lieu de 5 auparavant pour les clients domestiques.

2.7 - Dépenses de la Commune

Tarifs	Nb contrats	Consommation en kWh	Montant TTC facturé	Prix moyen TTC
Eclairage Public	19	85 490	3 804 412	44,50
Usages professionnels Basse Tension	53	194 525	11 099 246	57,06
Moyenne Tension	-	-	-	
Total	72	280 015	14 903 658	53,22

A fin 2017 :

L'ensemble des dépenses de la commune pour les achats de kWh EDT était d'environ 14,9 Millions XPF TTC, dont 3,8 Millions XPF TTC pour les dépenses en éclairage public, le tout réparti sur 72 compteurs.

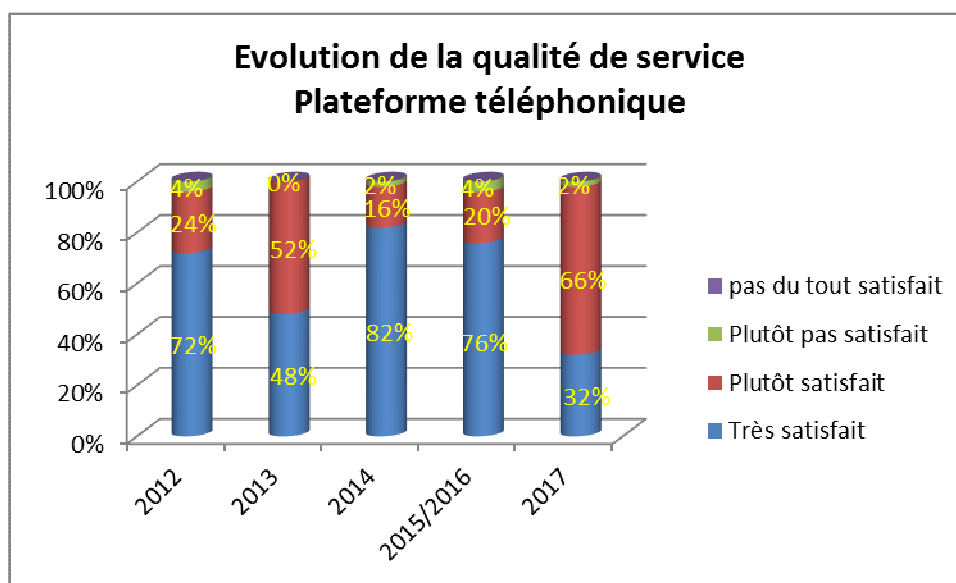
Le montant des dépenses de la commune pour des travaux commandés à EDT (branchements, ...), en dehors des travaux d'extension correspondant à l'article 14A1 du cahier des charges de concession, s'élève à 177 652 XPF TTC sur 2017

2.8 - 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 depuis septembre 2017 l'acceptation de la carte privative sur la vente à distance.

Campagnes d'appels mystères



EDT conserve cette année encore une très bonne qualité de prestation globale de la qualité de l'accueil téléphonique avec 98% des clients traités qui se déclarent satisfaits du service rendu.

Indicateurs Centre de Relations				
Clients	2014	2015	2016	2017
Nombre d'appels	54 752	52 924	51 641	57 499
% traités	81%	81%	76%	72%
Temps moyen d'attente	19 secondes	19 secondes	22 secondes	31 secondes
Temps moyen de conversation	2 mn 05	2 mn 47	2 mn 49	2 mn 40
Webmails	2732	3 906	3 395	2 258

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 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. Il est important de noter également une refonte graphique complète de l'agence en ligne qui a facilité le self care client.

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 sans frais supplémentaire 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 2017

Concession	Facture	Passage releveur	Travaux	Auto-relève	Relance	Total
Nuku hiva	628	63	446	353	489	1 979

2.9 - 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 :

FORMULAIRE

CLIMATISATION	NB D'APPAREILS	NB D'HEURES D'UTILISATION PAR JOUR	NB DE JOURS D'UTILISATION PAR MOIS	CONSO. MOIS (kWh/mois)
12000 BTU	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	0.00
18000 BTU	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	0.00
0900 BTU	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	0.00
VENTILATEUR	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	0.00
EAU CHAUDE SANITAIRE	NB D'APPAREILS	NB D'HEURES D'UTILISATION PAR JOUR	NB DE JOURS D'UTILISATION PAR MOIS	CONSO. MOIS (kWh/mois)
CHAUFFE EAU ELECTRIQUE	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	0.00
ECCLAIRAGE	NB D'APPAREILS	NB D'HEURES D'UTILISATION PAR JOUR	NB DE JOURS D'UTILISATION PAR MOIS	CONSO. MOIS (kWh/mois)
LAMPE À INCANDESCENCE / HALOGENE	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	0.00
LAMPE LBC / LED	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	0.00
ELECTROMENAGER	NB D'APPAREILS	NB D'HEURES D'UTILISATION PAR JOUR	NB DE JOURS D'UTILISATION PAR MOIS	CONSO. MOIS (kWh/mois)
ASPIRATEUR	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	0.00
CAVE À VIN	<input type="text"/>	24	30	0.00
CONGÉLATEUR	<input type="text"/>	24	30	0.00
CUISINIÈRE ÉLECTRIQUE	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	0.00
FER À REPASSER	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	0.00
FONTAINE À EAU	<input type="text"/>	24	30	0.00
FOUR ÉLECTRIQUE	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	0.00

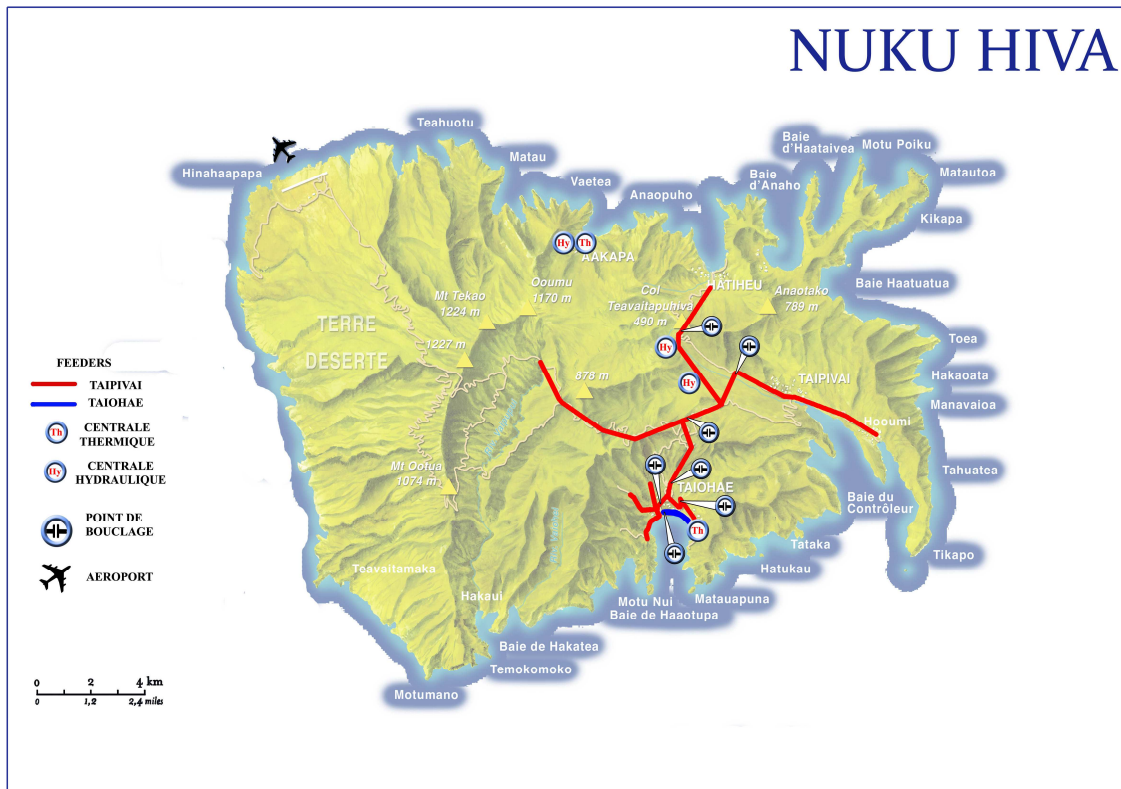
- Calculateur de puissance : il peut évaluer son éligibilité à un tarif plus favorable
- Calculateur de lampes : en un simple clic il compare la consommation de ses lampes avec des lampes économiques, le résultat est une aide à la décision d'équipement
- Simulation de factures : grâce à des données de 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. Une refonte de l'outil « Bilan énergie » a été effectuée en cours d'année dans un objectif de simplification pour le client.

3 - OBLIGATIONS DE SERVICE

- Bilan technique
- 3.1 Autorisation d'exploitation
- 3.2 Détail des ouvrages de production
- 3.3 Données de production
- 3.4 Qualité de service
- 3.5 Qualité – Sécurité – Environnement
- 3.6 Travaux significatifs – Faits marquants
- 3.7 Raccordement solaire
- 3.8 Unités d'œuvres 2017 de la concession

➤ Bilan technique



3.1 - Autorisation d'exploitation

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

Type de texte	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	1674	19/04/1994	TAIOHAE-NUKU HIVA	Initial et abrogé

3.2 - Détail des ouvrages de production

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

Intitulé	Marque du Groupe	Puissance nominale (kVA)	Puissance installée (kW)	Puissance utile (kW)	Numero d'immobilisation	Appellation	Date de mise en service	HDM au 1er Janvier 2017	HDM au 1er Janvier 2018	Nbre heure de fonctionnement
G1 AAKAPA	FG WILSON	50	40	32	G293	G293	18/06/2017		2 701	2 701
G2 AAKAPA	FG WILSON	50	40	32	G268	P50G268	01/08/2013	16 918	21 567	4 649
G1 TAIHAE	FG WILSON	400	320	256	G192	P400G192	01/12/2008	24 990	29 075	4 085
G2 TAIHAE	FG WILSON	675	540	432	G196	P635G196	02/07/2009	28 873	34 435	5 562
G3 TAIHAE	FG WILSON	400	320	256	G153	P400G153	29/09/2006	33 801	34 916	1 115
G4 TAIHAE	FG WILSON	635	540	432	G197	P635G197	02/07/2009	27 522	33 726	6 204
G5 TAIHAE	FG WILSON	635	540	432	G228	P635G228	08/11/2010	18 238	18 238	0
G6 TAIHAE	FG WILSON	400	320	256	G169	P450G169	16/04/2008	27 815	29 942	2 127
Turbine Taipivai 1	HYDROLEC	500	400	400	H001		01/01/1985	70 269	75 982	5 713
Turbine Taipivai 2	BOUVIER	275	220	220	H002		01/01/1997	28 531	34 795	6 264

3.3 - Données de production englobant Taiohae, Aakapa et Taipivai

Sortie de centrale thermique, 3 571 kWh ont été produits en 2017, contre 2 696 kWh en 2016.

1 034 391 litres de gazole ont été consommés en 2017 contre 783 658 en 2016, et 3 055 litres d'huile ont été consommés en 2017 contre 2 709 litres en 2016.

La puissance de pointe appelée est de 920 kW (905 kW pour Taiohae et Taipivai + 15 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.

1 599 360 kWh ont été produits en 2017 dans les centrales hydroélectriques de Taipivai 1 et Taipivai 2 contre 2 377 310 kWh en 2016.

NUKU HIVA 2017	ENERGIE BRUTE Mensuelle (kWh)	ENERGIE NETTE Mensuelle (kWh)	Energie renouvelable (kWh)	Conso gazole (l)	Consommation spécifique (ml/kWh)	Pointe Maxi (kW)
Janvier	340 243	334 898	125 390	95 500	281	754
Février	280 988	276 288	137 090	81 800	291	877
Mars	211 284	206 243	257 190	57 900	274	778
Avril	223 699	218 661	248 090	57 750	258	869
Mai	262 987	257 854	269 390	68 700	261	905
Juin	205 893	201 006	172 800	60 450	294	784
Juillet	250 985	245 947	164 800	75 900	302	712
Août	322 870	317 973	73 700	95 350	295	738
Septembre	379 249	374 231	14 990	111 650	294	730
Octobre	395 425	391 031	38 960	114 900	291	836
Novembre	367 307	362 700	53 940	106 991	291	816
Décembre	390 039	385 072	43 020	107 500	276	826
TOTAL	3 630 969	3 571 904	1 599 360	1 034 391	285	905

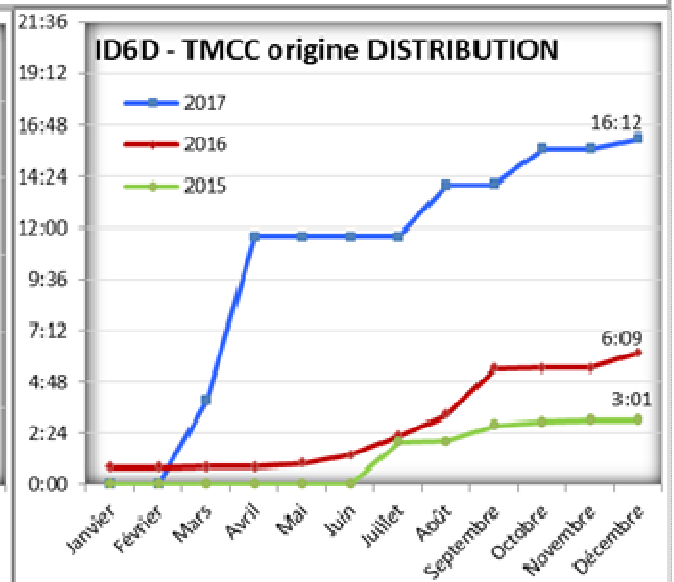
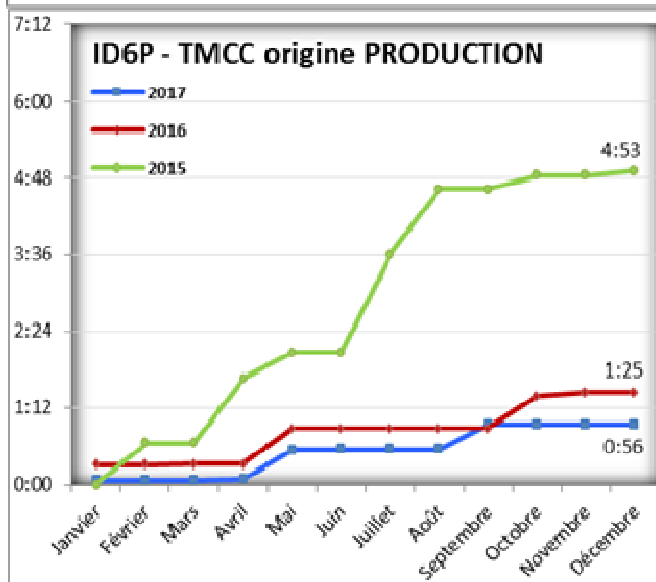
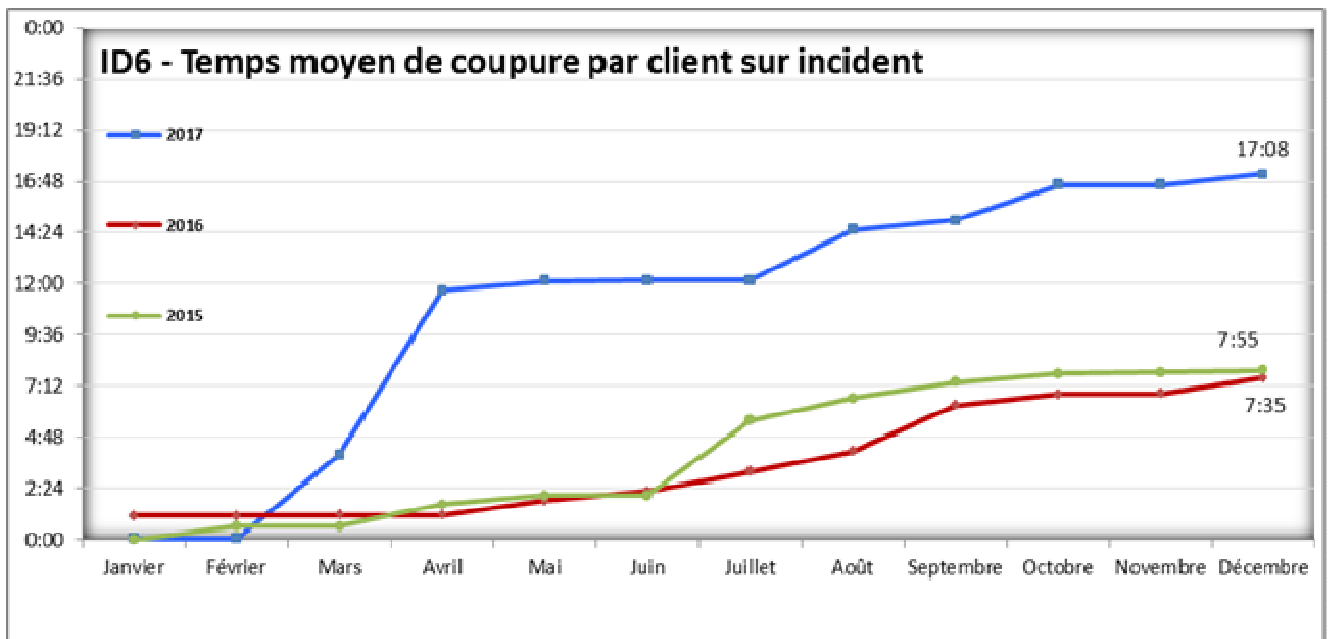
3.4 - Qualité de service

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

Le Temps Moyen de Coupure par Client de Nuku Hiva en 2017 est de 17h08, supérieure aux TMCC des années précédentes.

Cette augmentation est due principalement :

- aux orages et intempéries de Mars 2017
- à une chute de cocotier sur le réseau en Avril 2017



3.5 - Qualité - Sécurité - Environnement

POI « Plan d'Opération Interne » pollution-incendie

Un exercice de lutte contre incendie est prévu chaque année. Ce type d'exercice permet la formation des agents de première intervention d'EDT.

Un POI de la centrale de Taiohae a été réalisé en Septembre 2017 avec la participation des pompiers.

Traitement des effluents

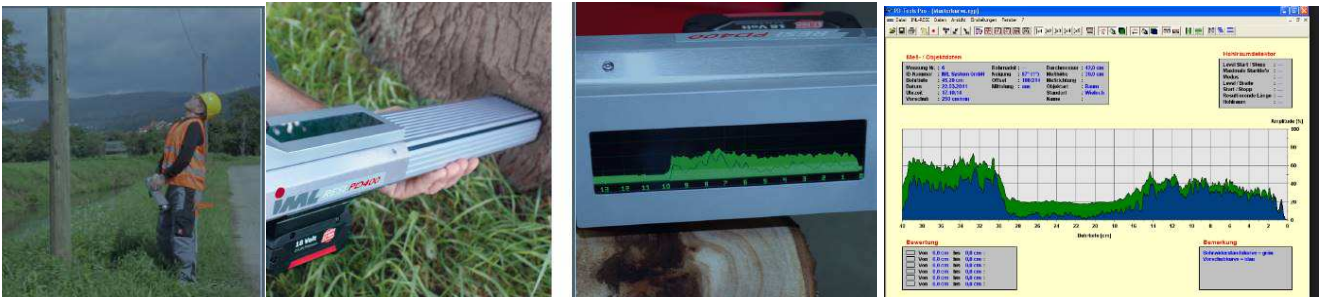
3485 litres d'huile de vidange et 5 fûts de déchet solide souillé par du gasoil ont été rapatriés sur Tahiti pour traitement (Société TOTAL et Fenua Ma).

3.6 - Travaux significatifs – Faits marquants

Distribution : Les opérations sur les ouvrages de distribution concernent principalement :

- L'enfouissement du réseau aérien HTA/ BT derrière le collège
- Le renouvellement des Interrupteurs Aériens à Télécommande Manuelle par des IAM (Interrupteurs Aériens Manuels). Ces nouveaux équipements permettent les manœuvres des réseaux par les agents dans de meilleures conditions de sécurité.
- la création de nouveaux branchements
- les extensions article 14a1

Une campagne de recensement et d'un audit de l'état des supports bois du réseau est prévu en 2018. Le recensement permettra la mise à jour du Système d'Information Géographique SIG. L'audit des poteaux, basé sur l'utilisation d'un résistographe à aiguille, permettra d'évaluer l'état et la résistance mécanique des poteaux.



Production :

- Mise à l'arrêt du GE5 P635 suite à une défaillance du bloc moteur
- La construction et l'inauguration de la centrale hydro d'Aakapa par le gouvernement et M. le Maire
- La pose d'un groupe P50 à la centrale thermique d'Aakapa

Exploitation : Départ à la retraite de l'agent Sylvain FALCHETTO

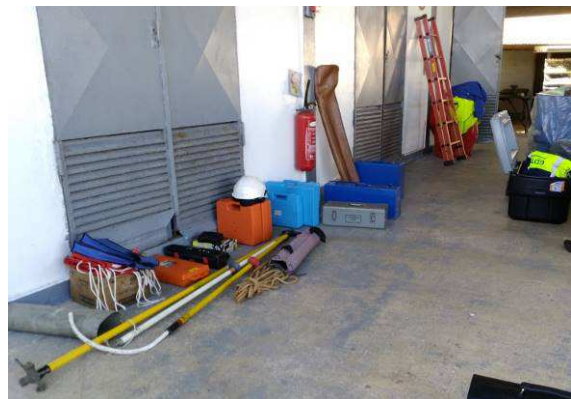
Formation :

Un programme de formation métier par un expert de la distribution s'est achevé en novembre 2017 sur l'ensemble des concessions des îles. La formation de terrain se déroule sur une semaine, avec des travaux de réseaux encadrés par le formateur : utilisation d'outillage spécifique, dépannage branchement, entretien transformateur ou poste, travaux en nacelle, etc. avec une revue des outillages et des processus tels que la consignation, et des rappels systématiques sur tous les aspects de sécurité au travail et pour les Tiers.

Un agent en formation sur une manœuvre de Cut-out



Revue d'outillages



Une formation itinérante « Travaux en hauteur et bucherons / Sauvetage JAG Rescue kit (sauvetage d'un agent en hauteur) » a également été menée sur l'ensemble des exploitations des îles. La formation bucherons porte sur le maniement des tronçonneuses.

3.7 - Raccordement solaire

Nombre d'installations	Somme des puissances installées	Nombre de centrales raccordées en 2017	Puissance raccordée	INF 10 kWc	de 10 à 36 kWc	de 36 à 100 kWc	SUP 100 kWc	Tarif de rachat
6	146	0	0	0	0	0	0	0

3.8 - Unités d'œuvres 2017 de la concession

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

Puissance maxi appelée en kW	920
Puissance utile du groupe le plus puissant kW	464
Puissance garantie en kW (PG2)	1 200
Nb de kWh vendus	4 416 127
Quantité en litre de combustible	1 034 391
Nb de kWh thermique sortis centrales thermiques	3 571 904
Nb de kWh hydro acheté par tarif	1 599 360
Nb de kWh solaire acheté par tarif	58 593
Nb de km de réseaux hors branchements	68,16
Puissance totale en kVA des transformateurs installés	3 470
Nombre d'abonnés (BT et HT)	1 087

L'écart éventuel entre l'UO « longueur de réseaux » et les valeurs du tableau « Répartition des longueurs de réseau » provient du fait que, depuis l'avenant 17, l'UO ne prend pas en compte les corrections d'erreurs effectuées dans notre SIG. Seules les extensions terrain sont intégrées.

Détail du solaire par tarif

	45 F/kWh	40 F/kWh	35 F/kWh	23,64 F/kWh	40F/kWh Electra
Nb de kWh solaire acheté par tarif	0	50 355	0	8 238	0

Répartition des longueurs Réseau

Concession	RESEAU HT				RESEAU BT ss branchements			RESEAU HT+BT				
	Aerien	Souterrain	Sous-marin	TOTAL	Aerien	Souterrain	TOTAL	Aerien	Souterrain	TOTAL	% Aerien	% Souterrain
Nuku Hiva	28,0	2,2	-	30,2	31,9	6,0	37,9	59,9	8,2	68,2	88%	12%

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 ENGIE SERVICES

Pour la visite/entretien de la moto pompe incendie avec ENGIE SERVICES

Pour la visite/entretien de la nacelle avec ENGIE SERVICES

Les contrats d'élagage ont été suspendus en milieu d'année 2017. Un appel d'offre a été lancé en début 2018, renforçant les règles de sécurité et le niveau de qualité de prestation demandé.

4 – DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES

- 4.1 Principe de la comptabilité appropriée
- 4.2 Méthodologie et clés de répartition analytique
- 4.3 Actif, Passif et Résultat de la concession
- 4.4 Chiffre d'affaires énergie, Revenu autorisé et Produits comptabilisés
- 4.5 Objectivation de la marge

4.1 - Principes de la comptabilité appropriée

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.

Les grands principes qui la régissent sont :

- 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

4.1.1) – 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.

4.1.2) – 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.

4.1.3) – 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...)

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...)

4.1.4) – 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 2017 :

- 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	71%	12%	83%
Frais répartis sur la concession	10%	7%	17%
Total	81%	19%	100%

4.1.5) – La non compensation des produits et des charges

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

4.1.6) – La justification du périmètre de charges

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, la frontière 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 particuliers 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.

4.1.7) – La permanence des méthodes

- Revenu autorisé :
- En 2017, le ministère de l'énergie s'est refusé à actualiser les tarifs. Aussi, par prudence et en l'attente du jugement des tribunaux les produits enregistrés par concession et par processus sous le vocable Revenu Autorisé correspondent :
 - Pour 2016 au revenu autorisé
 - Pour 2017 au montant des facturations clients émises sur l'ensemble des concessions lequel montant est réparti par concession et processus au prorata des revenus autorisés. (principe de péréquation)

En parallèle l'écart constaté à fin 2016 (entre les facturations émises et le revenu autorisé), comptabilisé en produits constatés d'avance a été repris en non récurrent

- Changements de présentation
 - Pour tenir compte de la signature d'un contrat de vente d'énergies à TSE, les lignes « Facturations P1, P2 et matières consommées » ont été ajoutées au compte de résultat analytique
 - La mise en œuvre d'une nouvelle méthode de calcul des charges d'amortissement a nécessité l'ajout des lignes suivantes :
 - Reprise Provision pour Renouvellement
 - Dotation provision pour risque
 - Reprise lissée caducité
 - Charge lissée sur biens financés
 - Charge lissée de renouvellement
 - Reprise sur travaux de renouvellement
 - Reprise provision pour risque
 - Les frais de siège facturés à TSE sont calculés selon la règle décrite dans la convention d'exploitation déléguée EDT-TSE. Ils viennent en déduction des frais de siège qui sont répartis entre les concessions EDT
 - Le calcul de l'I.S. a été modifié pour isoler le cout de l'IRCM et de la CST. La présentation est maintenant la suivante pour chaque activité :

MARGE AVANT IS
- I.S.
- IS report déficitaire 2017
MARGE NETTE CONCESSION
MARGE NETTE ACTIONNAIRE

- Pour les processus Productions et distribution, la rémunération calculée selon la méthode de la Base d'Actifs Régulés tel que définie par la « CRE » en métropole a été ajoutée
- Concernant le bilan, les postes suivants ont été détaillés :

- Les droits des tiers et concédants ont été éclatés en 3 : droits des tiers et concédants apports gratuits, droit du concédant PRU et droit du concédant autres
- Les poste Caducité et provision pour renouvellement ont été séparés

4.1.8) – Le principe de détermination des charges économiquement calculées

Le concessionnaire a mis en place sur 2017 une méthode de comptabilisation « susceptibles de satisfaire à une présentation économique des coûts de la ou des activités » de la concession :

- Elle consiste à « amortir » sur la durée résiduelle de la concession à la fois la valeur non amortie des biens gérés et de « provisionner » sur la même durée ses coûts prévisionnels de renouvellement.
- Elle permet pour un patrimoine géré constant, d’avoir une charge globale d’amortissement constante sur toute la durée de la concession.

4.1.9) - Les opérations effectuées avec les parties liées

Une entreprise est considérée comme liée à une autre lorsqu’elle est susceptible d’être incluse par intégration globale dans un même ensemble consolidable.

Engie

Libellé	Description	52
	Mise à disposition de personnel	238 082
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	2 536 092
Assurance	EDT a souscrit son contrat d'assurance multirisques auprès de GDF-SUEZ	944 605
Assurance	EDT a souscrit son contrat d'assurance Responsabilité civile et dommages auprès de GDF-SUEZ	208 995

Autres parties liées

Libellé	Description	52
Polydiésél	Travaux sous-traités: réseaux et facility management	2 314 074
Engie Services Polynésie	Travaux sous-traités: production	10 604 161

4.1.10) 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

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

La notion de produits et charges non récurrents fait référence à l’ensemble des éléments ne rentrant pas habituellement dans le cycle normal d’exploitation, d’investissement ou de financement de l’opérateur.

Les charges non récurrentes sont des charges de caractère exceptionnel qui n'ayant pas vocation à se reproduire les exercices suivants.

Cf. paragraphe :

3- ACTIF PASSIF ET RESULTAT DE LA CONCESSION

1. Commentaire sur les états financiers

4.1.12) Objectivation de la marge du délégataire par concession et activité.

En rappelant :

- Que depuis 1991 et en l'absence de système de péréquation externe, l'équilibre financier des concessions d'EDT s'apprécie dans leur globalité
- Que l'avenant 17 a introduit un revenu autorisé spécifique par concession et activité permettant l'obtention d'une marge spécifique par concession et activité.
- Que l'application de cette nouvelle formule était différée à la mise en place de la péréquation laquelle faisait partie des accords ayant conduit à la signature du dit avenant.
- Que le nouveau gouvernement a différé la mise en place de la péréquation et refusé la mise en application de la nouvelle formule et de ses revenus autorisés,

Il en découle que l'individualisation de marges spécifiques par concession et activité oblige à la répartition du chiffre d'affaires énergie de l'ensemble des concessions au prorata des revenus autorisés.

Cette marge spécifique est calculée par activité et en global pour chaque concession, deux niveaux de marge sont ressortis, avant et après impôts sur les résultats et distribution.

- La marge avant impôt permet de ressortir la performance brute de l'activité et de la concession
- La marge après impôts permet de connaître et de comparer la rentabilité de l'activité ou de la concession pour la société et ou ses actionnaires

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)
- pour les activités de production et de distribution par comparaison à la méthode de la **Base d'Actifs Régulée** telle que définie par la « CRE » en métropole
- pour la concession par comparaison au compte d'exploitation prévisionnel annexé à l'avenant 17 du 29 décembre 2015 faisant ressortir les niveaux de marge attendus par les signataires, de la date de signature de cet avenant jusqu'à la fin de la concession.

4.1.13) 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.

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

N/A

4.2 - Méthodologie et clés de répartition analytique

Bilan :

Les postes de « haut de bilan » représentent 90 % 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 10 % du total bilan, sont répartis au prorata :

- du chiffre d'affaires des concessions concernées pour les autres 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

- En l'attente de la mise en place par le gouvernement d'une péréquation externe,

La péréquation interne aux concessions gérées par EDT se calcule pour chaque concession par différence entre le CA énergie facturés aux clients et le CA énergie péréqué de la concession :

Le CA péréqué de chaque concession est égal au CA facturé aux clients de la concession, corrigé de l'écart en pourcentage, sur l'ensemble des concessions d'EDT, entre le Revenu autorisé et le CA facturé aux clients.

Sur 2017 et en raison de la contestation par la Polynésie de l'applicabilité du « revenu autorisé », le « CA péréqué » est obtenu par la répartition par activité et concession, du CA facturé sur l'ensemble des concessions gérées par EDT, au prorata du « revenu autorisé » de chaque activité et concession.

- *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 1,671% (- 0,329 % + 2%)
- le taux appliqué aux excédents de trésorerie est de 1,355% (-0,329% + 1% + 0,684% surperformance financière)

- *L'Impôt sur les Sociétés* intègre :
 - L'impôt sur société stricto sensu
 - La contribution supplémentaire à l'impôt sur les bénéfices

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

La marge nette actionnaire est calculée en ajoutant les charges suivantes :

- L'impôt sur le revenu des capitaux mobiliers (IRCM) : 10% de la marge nette concession si elle est positive
- La contribution de solidarité territoriale (CST) : 5% de la marge nette concession si elle est positive

➤ Principes de répartition des coûts indirects

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

4.2.1. 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.

4.2.2. 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.

4.2.3. 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

4.2.4. 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

4.2.5. Les coûts informatiques :

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

4.2.6. 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

4.2.7. 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.

4.2.8. 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	937,7	916,2	15,1	Abonnés-Immo brutes-Masse salariale	100%	2%
Exploitation des îles	202,5	185,1	12,3	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	847,3	56,2
Clientèle îles	35,9	35,9	1,6	Nombre d'abonnés îles	24 052,0	1 087
Exploitation réseau Tahiti	391,9	299,6		Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	278,3	0,2
Suivi et développement	94,6	87,1	0,6	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	93,8	0,6
Travaux production	79,5	53,9	3,0	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	18,7	1,1
Travaux réseau	91,7	53,0	0,7	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	50,4	0,6
Gestion administrative du solaire	21,9	21,9	0,1	Contrats solaires	1 797,0	6
Service Grand compte	52,6	52,6	1,5	Contrats grands comptes	5 174,0	144
Marketing & E-services	71,3	71,3	1,0	Nombre d'abonnés	78 276,0	1 087
Magasins	31,3	17,2	0,1	Sorties de stock valorisées	633 246,0	4 815,0

4.3 - Comptes de la concession

4.3.1. BILAN ACTIF

ACTIF	Nuku Hiva		
	2017	2016 retraité	2016
Immobilisations concédées *	925 858 198	907 745 554	907 745 554
- Production	504 536 574	506 883 189	506 883 189
- Distribution	421 321 624	400 862 365	400 862 365
Immobilisations privées	90 998 456	64 126 766	64 126 766
Immobilisations en-cours	10 490 671	13 236 347	13 236 347
- Production	2 907 871	0	0
- Distribution	7 454 596	13 156 975	13 156 975
- Privées	128 204	79 372	79 372
Total immobilisations brutes	1 027 347 325	985 108 667	985 108 667
Amortissements et provisions **	-811 247 889	-782 879 282	-440 287 238
- Production	-432 491 666	-419 239 042	-277 352 143
- Distribution	-328 098 069	-314 144 885	-113 439 740
- Privés	-50 658 154	-49 495 355	-49 495 355
Immobilisations nettes	216 099 436	202 229 385	544 821 429
Stock	18 339 854	16 044 302	16 044 302
Créances clients	33 021 089	40 479 259	40 479 259
Autres créances	1 724 965	7 464 218	7 464 218
Provisions pour dépréciation	-965 201	-3 576 768	-3 576 768
Stock et créances nets	52 120 707	60 411 011	60 411 011
Compte courant du concessionnaire	65 346 838	59 843 146	59 843 146
TOTAL ACTIF	333 566 981	322 483 541	665 075 585

* Dont financement tiers et concédant

- Production 40 067 401
- Distribution 60 500 682

** Dont ATO financement tiers et concédant

- Production - 29 666 689
- Distribution - 24 019 771

1 Amortissement et provisions

en 2016 ce poste regroupait l'amortissement des biens sur leur durée de vie de sorte à faire apparaître la Valeur économique de l'ensemble des biens gérés et ce quel que soit leur mode de financement,

en 2017 ce poste correspond aux charges d'amortissements comptabilisées par le concessionnaire à savoir : en production et distribution : pour amener la valeur nette des biens à 0 en fin de concession (remise gratuite des biens) ou à hauteur du montant de l'indemnité de reprise dans le cadre de l'article 22 concernant l'acquisition des biens améliorants dans les 10 dernières années de la concession.

Rq : la valeur économique des biens figure dans le chapitre de ce rapport dédié au patrimoine géré.

Les amortissements techniques pour ordres pratiqués sur les biens non renouvelables financés par le concessionnaire figurant en 2016 :

- à l'actif en « amortissement et provisions »
- au passif en « droit du concédant exigible en nature : amortissements techniques pour ordre »

ont été annulés à l'actif et au passif dans les comptes 2016 retraités et dans les comptes 2017 pour simplifier la lecture du bilan.

4.3.2. BILAN PASSIF

PASSIF	Nuku Hiva		
	2017	2016 retraité	2016
Résultat	36 886 028	37 750 528	37 750 528
Capitaux propres	36 886 028	37 750 528	37 750 528
Droits des tiers et concédants apports gratuit	46 881 623	48 254 070	48 254 070
- Production	10 400 712	11 556 346	11 556 346
- Distribution	36 480 911	36 697 724	36 697 724
Droits des concédants PRU	0	0	285 072 997
- Production	0	0	124 177 448
- Distribution	0	0	160 895 549
Amortissements techniques pour ordre	0	0	-211 082 369
- Production	0	0	-143 246 814
- Distribution	0	0	-67 835 555
Droits du concédant exigible en nature	46 881 623	48 254 070	122 244 698
Caducité	0	0	357 483 855
- Production	0	0	237 166 951
- Distribution	0	0	120 316 904
Provisions pour renouvellement	0	169 285 230	69 504 992
- Production	0	106 401 604	25 606 925
- Distribution	0	62 883 626	43 898 067
Autres provisions	8 306 653	8 529 543	19 427 342
- PIDR	8 306 653	8 529 543	8 529 543
- Autres provisions	0	0	10 897 799
Provision pour risques et charges	8 306 653	177 814 773	446 416 189
Clients - avances sur consommation	3 962 236	3 804 570	3 804 570
Fournisseurs	27 120 002	23 548 218	23 548 218
Dettes fiscales et sociales	24 982 868	27 343 773	27 343 773
Passif de renouvellement	178 113 104	0	0
- Production	108 891 006	0	0
- Distribution	69 222 098	0	0
Autres dettes	0	22 437	22 437
Produits constatés d'avance	7 314 467	3 945 171	3 945 171
Emprunts et dettes	241 492 677	58 664 170	58 664 170
TOTAL PASSIF	333 566 981	322 483 541	665 075 585

2 Les provisions pour renouvellement utilisées comptabilisées à fin 2016 ont été transférées dans le poste d'amortissement à l'actif **(1)**

3 La caducité comptabilisée à fin 2016 a été transférée en amortissement **(1)**

4 En Production et en distribution, les provisions pour renouvellement antérieurement comptabilisées ont été transférées en passif de renouvellement **(5)**

5 Le passif de renouvellement regroupe les sommes mises de côté par l'entreprise pour être en mesure de financer la réalisation des plans de renouvellement, il comprend à l'ouverture les provisions pour renouvellement constituées ainsi que l'amortissement technique des biens renouvelables dans les cas de remise gratuite.

4.3.3. COMPTE DE RESULTAT PAR ACTIVITE

		Nuku Hiva 2016			Nuku Hiva 2017		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE							
P1	REVENU AUTORISE : Rémunération de la puissance maximale autorisée	147 203 812		147 203 812	141 277 560	4 167 350	145 444 910
	- UO UPI : Puissance maximale majorée -1	1 316,00		1 316	1 316,00		1 316
	- Forfait FP1	111 857		111 857	112 259		112 259
	Facturation P1 autres distributeurs						
	COUTS DE PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE	-103 618 785	-9 304 222	-112 923 007	-88 305 428	1 871 268	-86 434 160
	<i>par UO : Puissance maximale majorée</i>	-78 738		-85 808	-67 101		-65 679
	- Maintenance	-40 378 222		-40 378 222	-35 024 088		-35 024 088
	- AC	-2 705 108		-2 705 108	-4 551 806		-4 551 806
	- ACE	-3 194 176		-3 194 176	-2 023 695		-2 023 695
	- MO	-34 478 938		-34 478 938	-28 448 587		-28 448 587
	- AUTRES						
	- Conduite et Fonctionnement	-4 161 177	-4 733	-4 165 910	-776 269		-776 269
	- AC						
	- ACE	-2 224 426		-2 224 426	-649 786		-649 786
	- MO	-63 716		-63 716	-64 530		-64 530
	- AUTRES	-1 873 035	-4 733	-1 877 768	-61 953		-61 953
- Amortissement des actifs de concession	-20 773 018	-9 299 489	-30 072 507	-8 874 544		-8 874 544	
- Dot. Amortissement Technique	-13 706 508	-27 248 979	-40 955 487				
- Dot. Amortissement Caducité	-5 024 829		-5 024 829				
- Dot. Provision pour Renouvellement	5 505 486	-2 633 271	2 872 215				
- Dot. Amort et Provisions exceptionnelles	-7 547 167	20 582 761	13 035 594				
- Reprise Provision pour Renouvellement							
- Dotation provision pour risque							
- Reprise lissée caducité							
- Charge lissée sur biens financés				-6 516 960		-6 516 960	
- Charge lissée de renouvellement				-2 357 584		-2 357 584	
- Reprise sur travaux de renouvellement							
- Reprise provision pour risque							
- Quote part des activités support affectées	-38 306 368		-38 306 368	-43 630 527	1 871 268	-41 759 259	
- Fonctions supports	-29 340 532		-29 340 532	-36 058 725		-36 058 725	
- Frais de siège	-8 965 836		-8 965 836	-7 571 802	1 871 268	-5 700 534	
P2	REVENU AUTORISE : Rémunération des autres charges de production	6 545 865		6 545 865	5 716 550	168 625	5 885 175
	- UO UP2 : kWh produits sortie de centrale -1	2 965 956		2 965 956	2 696 326		2 696 326
	- Forfait FP2	2,207		2,207	2,217		2,217
	Facturation P2 autres distributeurs						
	COUTS DE MAINTENANCE DES MOTEURS	-9 483 507		-9 483 507	-3 060 985	39 055	-3 021 930
	<i>par UO : kWh produits sortie de centrale</i>	- 3,197		- 3,197	- 1,135		- 1,121
	- Maintenance	-8 025 231		-8 025 231	-2 086 698		-2 086 698
	- AC	-5 700 702		-5 700 702	-632 609		-632 609
	- ACE	-1 157 900		-1 157 900	-197 463		-197 463
	- MO	-1 166 629		-1 166 629	-1 256 626		-1 256 626
	- AUTRES (provision rév groupes...)						
- Traitement des effluents							
- Quote part des activités support affectées	-1 458 276		-1 458 276	-974 287	39 055	-935 232	
- Fonctions supports	-1 236 588		-1 236 588	-816 257		-816 257	
- Frais de siège	-221 688		-221 688	-158 030	39 055	-118 975	
Matières consommées	REVENU AUTORISE : Matières consommées	47 460 875		47 460 875	66 227 850	1 953 563	68 181 413
	Facturation autres distributeurs						
	<i>Par kWh produits sortie de centrale</i>	16,00		16,00	24,56		25,29
	- Consommations	-47 460 875		-47 460 875	-69 253 944		-69 253 944
	- Fioul						
- Gasoil	-46 629 445		-46 629 445	-68 115 613		-68 115 613	
- Huile	-831 429		-831 429	-1 138 331		-1 138 331	
- Urée							
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS						
	- Coûts directs						
	- Quote part des activités support affectées						
	PRODUIT SUR REVENTE ENERGIES						
	- Coûts sur revente energie						
	PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES	16 452 228		16 452 228	3 311 871		3 311 871
	- Coûts directs	-16 180 071		-16 180 071	-3 233 999		-3 233 999
- AC	-13 550 978		-13 550 978	-2 763 277		-2 763 277	
- ACE	-2 190 725		-2 190 725	-404 000		-404 000	
- MO	-438 368		-438 368	-66 722		-66 722	
- AUTRES							
- Quote part des activités support affectées	-272 157		-272 157	-77 872		-77 872	

	Nuku Hiva 2016			Nuku Hiva 2017		
	Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
SYNTHESE ACTIVITE PRODUCTION THERMIQUE						
TOTAL DES PRODUITS	217 662 780		217 662 780	216 533 832	6 289 538	222 823 370
MARGE AVANT IS	40 647 385	-9 304 222	31 343 163	52 601 604	8 199 861	60 801 465
- I.S.	-21 586 281	4 941 119	-16 645 162	-24 039 738	-3 747 462	-27 787 200
- IS report déficitaire 2017						
MARGE NETTE CONCESSION	22 424 828	-5 133 063	17 291 765	28 561 866	4 452 399	33 014 265
MARGE NETTE ACTIONNAIRE	19 061 104	-4 363 103	14 698 000	24 277 586	3 784 539	28 062 125
En % des produits	9%		7%	11%	-60%	13%
Rémunération base actif régulée 11% IS déduit	0		0			15 021 146

SPECIFIQUE MARQUISES (hydro)

	Nuku Hiva 2016			Nuku Hiva 2017		
	Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE HYDRAULIQUE						
REVENU AUTORISE	28 670 359		28 670 359	18 445 468	544 097	18 989 566
- UO kWh produits sortie de centrale	2 377 310		2 377 310	-1 599 360		-1 599 360
- Tarif	12,06		12,06	-12,06		-12,06
COUTS DE PRODUCTION DEL'ELECTRICITE	-23 640 884	-467	-23 641 351	-15 818 880	563 152	-15 255 728
par UO : kWh produits sortie de centrale	9,94		9,94	9,89		9,54
- Maintenance	-4 583 603		-4 583 603	-4 386 885		-4 386 885
- AC	-588 671		-588 671	-481 547		-481 547
- ACE	-908 286		-908 286	-1 046 225		-1 046 225
- MO	-3 086 646		-3 086 646	-2 859 113		-2 859 113
- AUTRES						
- Conduite et Fonctionnement	-1 697 591	-467	-1 698 058	-760 070		-760 070
- AC	-106 352		-106 352			
- ACE	-1 115 241		-1 115 241	-760 070		-760 070
- MO	-9 171		-9 171			
- AUTRES	-466 827	-467	-467 294			
- Amortissement des actifs de concession	-9 768 929		-9 768 929	-5 711 848		-5 711 848
- Dot. Amortissement Technique	-1 955 074		-1 955 074			
- Dot. Amortissement Caducité	-1 737 130		-1 737 130			
- Dot. Provision pour Renouvellement	-1 846 098		-1 846 098			
- Dot. Amort et Provisions exceptionnelles	-4 230 627		-4 230 627			
- Reprise Provision pour Renouvellement						
- Dotation provision pour risque						
- Reprise lissée caducité						
- Charge lissée sur biens financés				-5 580 030		-5 580 030
- Charge lissée de renouvellement				-131 818		-131 818
- Reprise sur travaux de renouvellement						
- Reprise provision pour risque						
- Quote part des activités support affectées	-7 590 761		-7 590 761	-4 960 077	563 152	-4 396 925
- Fonctions supports	-4 768 268		-4 768 268	-2 681 368		-2 681 368
- Frais de siège	-2 822 493		-2 822 493	-2 278 709	563 152	-1 715 557

	Nuku Hiva 2016			Nuku Hiva 2017		
	Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
SYNTHESE PRODUCTION D'ORIGINE HYDRAULIQUE						
TOTAL DES PRODUITS	28 670 359		28 670 359	18 445 468	544 097	18 989 566
MARGE AVANT IS	5 029 475	-467	5 029 008	2 626 588	1 107 249	3 733 838
- I.S.	-2 670 963	248	-2 670 715	-1 200 391	-506 030	-1 706 421
- IS report déficitaire 2017						
MARGE NETTE CONCESSION	2 358 512	-219	2 358 293	1 426 197	601 219	2 027 417
MARGE NETTE ACTIONNAIRE				1 212 268	511 036	1 723 304
En % des produits				7%	-94%	9%
Rémunération base actif régulée 11% IS déduit						

		Nuku Hiva 2016			Nuku Hiva 2017		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
DISTRIBUTION D'ELECTRICITE							
GESTION DES RESEAUX	REVENU AUTORISE	53 109 973		53 109 973	51 891 994	1 530 690	53 422 683
	- UO UD2 : longueur des reseaux (hors branchement) -1	67		67	67		67
	- Forfait FD2	797 088		797 088	799 986		799 986
	COUTS DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE	-36 552 299	29 743 524	-6 808 775	-44 946 100	1 289 735	-43 656 365
	par UO : longueur des reseaux (hors branchement)	-548 586		-102 188	-674 563		-655 206
	- Maintenance	-12 800 096		-12 800 096	-11 872 144		-11 872 144
	- AC	-1 440 399		-1 440 399	-365 569		-365 569
	- ACE	-3 230 319		-3 230 319	-2 932 747		-2 932 747
	- MO	-8 129 378		-8 129 378	-8 261 432		-8 261 432
	- AUTRES				-312 396		-312 396
	- Conduite et Fonctionnement	-2 125 626	-2 490	-2 128 116	1 227 459		1 227 459
	- AC	-4 483		-4 483	-64 000		-64 000
	- ACE	-172 234		-172 234	-62 250		-62 250
	- MO	-33 867		-33 867			
	- AUTRES	-1 915 042	-2 490	-1 917 532	1 353 709		1 353 709
	- Amortissement des actifs de concession	-8 956 332	29 746 014	20 789 682	-17 971 892		-17 971 892
	- Dot. Amortissement Technique	-2 055 809		-2 055 809			
- Dot. Amortissement Caducité	-4 858 347		-4 858 347				
- Dot. Provision pour Renouvellement	-2 042 176		-2 042 176				
- Dot. Amort et Provisions exceptionnelles		29 746 014	29 746 014				
- Reprise Provision pour Renouvellement					52 648 571	52 648 571	
- Dotation provision pour risque					-52 648 571	-52 648 571	
- Reprise lissée caducité							
- Charge lissée sur biens financés				-11 633 420		-11 633 420	
- Charge lissée de renouvellement				-6 338 472		-6 338 472	
- Reprise sur travaux de renouvellement							
- Reprise provision pour risque							
- Amortissement du droit d'entrée							
- Quote part des activités support affectées	-12 670 245		-12 670 245	-16 329 523	1 289 735	-15 039 788	
- Fonctions supports	-7 161 423		-7 161 423	-11 110 805		-11 110 805	
- Frais de siège	-5 508 822		-5 508 822	-5 218 718	1 289 735	-3 928 983	
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS ACC. : Location de poteau, Refacturation SIG...	1 072 965		1 072 965	1 140 747		1 140 747
	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	950 265		950 265	1 900 003		1 900 003
	- Couts directs	-1 010 794	2	-1 010 792	-987 528		-987 528
	- AC	-1 176 074		-1 176 074	-2 280 711		-2 280 711
	- ACE	-390 623		-390 623	-3 848 534		-3 848 534
	- MO	-893 336		-893 336	-878 076		-878 076
	- AUTRES	1 449 239	2	1 449 241	6 019 793		6 019 793
	- Quote part des activités support affectées	-1 449 403		-1 449 403	-1 125 489	17 379	-1 108 110
	- Fonctions supports	-1 250 632		-1 250 632	-1 055 169		-1 055 169
	- Frais de siège	-198 771		-198 771	-70 320	17 379	-52 941
	PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES	20 050 744		20 050 744	15 060 953		15 060 953
	- Couts directs	-18 297 519		-18 297 519	-14 545 821		-14 545 821
	- AC	-3 971 830		-3 971 830	-6 329 520		-6 329 520
- ACE	-12 423 659		-12 423 659	-7 415 532		-7 415 532	
- MO	-1 902 030		-1 902 030	-741 109		-741 109	
- AUTRES				-59 660		-59 660	
- Quote part des activités support affectées	-2 169 652		-2 169 652	-899 321		-899 321	
SYNTHESE ACTIVITE DISTRIBUTION							
TOTAL DES PRODUITS	75 183 947		75 183 947	69 993 697	1 530 690	71 524 386	
MARGE AVANT IS	15 704 280	29 743 526	45 447 806	7 489 438	2 837 803	10 327 241	
- IS.	-8 339 946	-15 795 656	-24 135 602	-3 422 788	-1 296 920	-4 719 707	
- IS report déficitaire 2017							
MARGE NETTE CONCESSION	8 663 922	16 409 259	25 073 181	4 066 650	1 540 884	5 607 534	
MARGE NETTE ACTIONNAIRE	7 364 334	13 947 870	21 312 204	3 456 653	1 309 751	4 766 404	
En % des produits	10%		28%	5%	-86%	7%	
Rémunération base actif régulée 7% IS déduit	0		0			11 730 353	

		Nuku Hiva 2016			Nuku Hiva 2017		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
FOURNITURE D'ELECTRICITE							
ACHAT AUX PRODUCTEURS	REVENU AUTORISE et redevance solaire	231 848 282		231 848 282	234 879 224	6 928 375	241 807 599
	- Achat d'électricité d'origine thermique	201 210 552		201 210 552	213 221 961	6 289 538	219 511 499
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique (RA)	28 670 359		28 670 359	19 544 821	576 525	20 121 347
	- Achat d'électricité d'origine solaire (RA)	1 967 371		1 967 371	2 112 442	62 312	2 174 754
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique pour revente à TSE						
	- Autres revente à TSE						
	COUTS D'ACHAT	-231 848 282		-231 848 282	-235 025 978	-6 833 635	-241 859 613
	- Achat d'électricité d'origine thermique	-201 210 552		-201 210 552	-213 221 961	-6 289 538	-219 511 499
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique Marama Nui	-28 670 359		-28 670 359	-18 445 468	-544 097	-18 989 566
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique CHPP				-1 149 585		-1 149 585
- Achat d'électricité d'origine solaire	-1 967 371		-1 967 371	-2 208 964		-2 208 964	
GESTION ADMINISTRATIVE	-4 343		-4 343	-77 352	1 306	-76 046	
- Produits de la Redevance solaire	101 010		101 010	121 212		121 212	
- Coûts de Fonctionnement				-129 600		-129 600	
- AC							
- ACE				-129 600		-129 600	
- MO							
- AUTRES							
- Quote part des activités support affectées	-105 353		-105 353	-68 964	1 306	-67 658	
- Fonctions supports	-96 204		-96 204	-63 678		-63 678	
- Frais de siège	-9 149		-9 149	-5 286	1 306	-3 980	
ETUDES & RACCORDEMENTS SOLAIRES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	258 214		258 214	46 624		46 624
	- Coûts directs	-269 724		-269 724			
	- AC						
	- ACE	-129 600		-129 600			
	- MO	-29 017		-29 017			
	- AUTRES	-111 107		-111 107			
- Quote part des activités support affectées	-28 120		-28 120				
- Fonctions supports	-28 120		-28 120				
- Frais de siège							
GESTION DE CLIENTELE	REVENU AUTORISE	12 386 114		12 386 114	12 099 503	356 906	12 456 410
	- UO UC : Nombre d'abonnés -1	1 061		1 061	1 079		1 079
	- Forfait FC	11 674		11 674	11 726,00		11 726
	PRODUITS ACCESSOIRES A L'ENERGIE	1 181 240		1 181 240	1 150 258		1 150 258
	- Frais de relance	833 886		833 886	797 778		797 778
	- Frais de perception de taxe	347 354		347 354	352 480		352 480
	COUT DE L'INTERFACE CLIENTELE	-15 127 014	-100 148	-15 227 162	-21 121 351	311 116	-20 810 235
	par UO : Nombre d'abonnés	-14 257		-14 352	-19 575		-19 287
	- Affranchissements	-1 457 957		-1 457 957	-1 491 259		-1 491 259
	- Fonctionnement	-6 137 684	-100 148	-6 237 832	-6 677 749		-6 677 749
- AC	-199 285		-199 285	-68 222		-68 222	
- ACE	-1 153 136		-1 153 136	-1 527 235		-1 527 235	
- MO	-4 640 721		-4 640 721	-4 854 459		-4 854 459	
- AUTRES	-144 542	-100 148	-244 690	-227 833		-227 833	
- Quote part des activités support affectées	-7 531 373		-7 531 373	-12 952 343	311 116	-12 641 227	
- Fonctions supports	-6 504 415		-6 504 415	-11 693 460		-11 693 460	
- Frais de siège	-1 026 958		-1 026 958	-1 258 883	311 116	-947 767	
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	486 000		486 000	464 821		464 821
	- Autres						
	- Frais de coupure	486 000		486 000	464 821		464 821
	- Coûts directs	-40 533		-40 533	-81 042		-81 042
	- AC				-33 693		-33 693
	- ACE						
- MO	-40 533		-40 533	-47 349		-47 349	
- AUTRES							
- Quote part des activités support affectées	-59 492		-59 492	-44 981	3 088	-41 893	
- Fonctions supports	-59 492		-59 492	-32 486		-32 486	
- Frais de siège				-12 495	3 088	-9 407	
SYNTHESE ACTIVITE FOURNITURE D'ELECTRICITE							
TOTAL DES PRODUITS	246 159 850		246 159 850	248 761 642	7 285 282	256 046 924	
MARGE AVANT IS	-1 217 658	-100 148	-1 317 806	-7 710 274	767 157	-6 943 117	
- I.S.	646 652	53 185	699 837	3 523 713	-350 602	3 173 111	
- IS report déficitaire 2017							
MARGE NETTE CONCESSION	-671 772	-55 251	-727 023	-4 186 561	416 554	-3 770 006	
MARGE NETTE ACTIONNAIRE	-571 006	-46 963	-617 969	-3 558 577	354 071	-3 204 505	
En % des produits	0%		0%	-1%	-5%	-1%	

	Nuku Hiva 2016			Nuku Hiva 2017		
	Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
RESULTAT FINANCIER						
REVENU AUTORISE	-1 041 350		-1 041 350	-775 660	-22 880	-798 541
- Intérêts sur emprunts bancaires						
- Rémunération Compte courant du concessionnaire : sur la base des taux de marché	506 265		506 265	401 398		401 398
- Rémunération Compte courant du concessionnaire : surperformance financière	535 085		535 085	409 701		409 701
MARGE AVANT IS				35 439	-22 880	12 558
- I.S.				-16 196	10 457	-5 739
- IS report déficitaire 2017						
MARGE NETTE CONCESSION				19 243	-12 424	6 819
MARGE NETTE ACTIONNAIRE				16 356	-10 560	5 796
En % des produits						
TOTAL CONCESSION						
TOTAL DES PRODUITS	336 855 685		336 855 685	321 291 550	8 793 091	330 084 641
TOTAL DES CHARGES	-276 692 203	20 338 689	-256 353 514	-266 248 754	4 096 099	-262 152 656
MARGE AVANT IS	60 163 482	20 338 689	80 502 171	55 042 795	12 889 190	67 931 985
- I.S.	-31 950 539	-10 801 105	-42 751 643	-25 155 400	-5 890 557	-31 045 957
- IS report déficitaire 2017						
MARGE NETTE CONCESSION	33 191 699	11 220 688	44 412 386	29 887 395	6 998 633	36 886 028
MARGE NETTE ACTIONNAIRE	28 212 944	9 537 584	37 750 528	25 404 286	5 948 838	31 353 124
En % des produits	7,7%		10,3%	7,9%	-68%	9,5%
Rémunération base actif régulée IS déduit	0		0			26 751 499

4.3.3.1 Commentaires sur les éléments non récurrents

- **Production thermique : + 8 MF**
 - + 6 MF de reprise de l'écart RA-CA à fin 2016 (quote-part)*
 - + 2 MF de reprise de provisions pour contentieux y/c CPS (en frais de siège)
- **Production hydraulique : + 1 MF**
 - + 1 MF de reprise de l'écart RA-CA à fin 2016 (quote-part)*
 - + 0 MF de reprise de provisions pour contentieux y/c CPS (en frais de siège)
- **Distribution : + 3 MF**
 - + 2 MF de reprise de l'écart RA-CA à fin 2016 (quote-part)*
 - + 1 MF de reprise de provisions pour contentieux y/c CPS (en frais de siège)

* L'écart constaté à fin 2016 entre les facturations émises et le revenu autorisé comptabilisés en produits constatés d'avance a été repris sur l'exercice en non récurrent (voir paragraphe 4.4.2)

4.3.3.2 Commentaires sur la variation entre 2016 et 2017 des éléments récurrents :

Commentaires sur la variation des produits : - 15 MF

Les explications relatives aux produits comptabilisés sous le vocable « **Revenu Autorisé** » sont données au paragraphe 4.4 - Chiffre d'affaires énergie, Revenu autorisé et produits comptabilisés.

Ce poste augmente de + 2 MF

Les explications relatives aux autres produits qui baissent de - 17 MF sont :

- **Production thermique : - 13 MF**
 - - 13 MF sur les travaux immobilisés
- **Distribution : - 4 MF**
 - + 1 MF sur les travaux vendus
 - - 5 MF sur les travaux immobilisés

Commentaires sur la variation des charges : - 10 MF

• **Production thermique : - 13 MF**

- - 15 MF au titre du financement de la conduite et de la maintenance des centrales dont :
 - - 12 MF au titre de la méthode lissée des charges calculées
 - - 3 MF au titre de la conduite et la maintenance des centrales
- - 7 MF au titre de la maintenance des moteurs
- + 22 MF au titre des matières consommées (gazole, huiles..)
- - 13 MF au titre de la réalisation d'immobilisations

• **Production hydraulique : - 8 MF**

- - 4 MF au titre de la méthode lissée des charges calculées
- - 4 MF au titre de la conduite et la maintenance des centrales

• **Distribution : + 3 MF**

- + 8 MF au titre de la gestion des réseaux dont
 - + 9 MF au titre de la méthode lissée des charges calculées
 - - 1 MF au titre de la conduite et la maintenance des réseaux
- - 5 MF au titre de la réalisation d'immobilisations

• **Fourniture : + 8 MF** (hors achat énergie thermique à la production EDT)

- + 2 MF au titre de l'achat des énergies renouvelables
- + 6 MF au titre du coût de fonctionnement du service clientèle

• **Financier : + 0 MF**

Commentaires sur la variation de la marge récurrente : - 5 MF

La marge récurrente a été impactée par 2 phénomènes aux impacts contraires :

- La non actualisation des tarifs
- La non reconnaissance par le ministère du revenu autorisé conduisant par prudence à comptabiliser le CA facturé aux clients. Cela génère un manque à gagner de 14 MF sur l'exercice.
- La mise en place de la méthode lissée de comptabilisation des charges calculées laquelle stabilise le niveau des charges calculées à un niveau moindre que 2016 à savoir une baisse de 12 MF sur la production thermique, 4 MF sur la production hydraulique et une hausse de 9 MF en distribution

La marge non récurrente a été impactée principalement par la reprise de l'écart CA – RA constaté à fin 2016 soit un impact positif de **9 MF**.

4.4 - Chiffre d'affaires énergie, Revenu autorisé et produits comptabilisés

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.

4.4.1) – 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'Énergie » (CE).

$$\begin{aligned} \text{Revenu Autorisé} &= RE + CE \\ 311\,715\,679 &= 219\,814\,904 + 91\,900\,775 \end{aligned}$$

4.4.1.1) – 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 2016 sont :

	nb UO exercice N-1	nb UO exercice N	variation en % / N-1	Forfait exercice N-1	Forfait exercice N	variation en % / N-1	Revenu de l'exploitation exercice N-1	Revenu de l'exploitation exercice N	variation en % / N-1
Activité de production									
puissance maximale majorée	1 316	1 316	0,0%	111 857	112 259	0,4%	147 203 812	147 732 844	0,4%
nb de kWh produits	2 965 956	2 696 326	-9,1%	2,207	2,217	0,5%	6 545 865	5 977 755	-8,7%
Activité de dispatching									
nb de km de réseaux HTA	0,0	0,0	0,0%	0	0	0,0%	0	0	0,0%
Activité de distribution									
nb de km de réseaux (hors branchements)	66,630	67,830	1,8%	797 088	799 986	0,4%	53 109 973	54 263 050	2,2%
Activité de fourniture									
nb de clients (abonnements)	1 061	1 079	1,7%	11 674	11 726	0,4%	12 386 114	12 652 354	2,1%
RE - "Forfaits"							219 245 764	220 626 003	0,6%
Résultat financier							-1 041 350	-811 099	-22,1%
Partage des gains de rendement							0	0	
RE (Revenu de l'exploitation)							218 204 414	219 814 904	0,7%

4.4.1.2) – Coûts d'Énergie (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

		2016			2017		
		l/kwh	Prix	Coût	l/kwh	Prix	Coût
carburant : GO	C	783 658	59,50	46 629 445	1 034 391	65,85	68 115 614
carburant : Fuel	C						
urée	U						
huiles	H	2 685	309,66	831 430	3 688	308,66	1 138 331
énergie achetée Hydro	E						1 149 585
énergie achetée Solaire	E	53 088	37,06	1 967 371	58 593	37,70	2 208 964
prod ENR EDT		2 377 310	12,06	28 670 359	1 599 360	12,06	19 288 282
transport	T						
CE Total				78 098 604			91 900 775

Prix des combustibles

	Gazole Iles	Arrêté CM
Acpt du 01/2017	63,622	Arrêté 2237 CM du 21 décembre 2016
Acpt du 02/2017	68,938	Arrêté 75 CM du 25 janvier 2017 Arrêté 73 CM du 25 janvier 2017
Acpt du 03/2017	70,415	Arrêté 175 CM du 22 février 2017
Acpt du 04/2017	71,066	Arrêté 359 CM du 30 mars 2017 Arrêté 357 CM du 30 mars 2017
Acpt du 05/2017	68,27	Arrêté 503 CM du 21 avril 2017 Arrêté 501 CM du 21 avril 2017
Acpt du 06/2017	68,37	Arrêté 684 CM du 24 mai 2017
Acpt du 07/2017	64,673	Arrêté 898 CM du 21 juin 2017 Arrêté 896 CM du 21 juin 2017
Acpt du 08/2017	62,543	Arrêté 1190 CM du 25 juillet 2017
Acpt du 09/2017	62,805	Arrêté 1498 CM du 31 août 2017 Arrêté 1496 CM du 31 août 2017
Acpt du 10/2017	63,841	Arrêté 1668 CM du 21 septembre 2017
Acpt du 11/2017	66,771	Arrêté 1919 CM du 26 octobre 2017 Arrêté 1917 CM du 26 octobre 2017
Acpt du 12/2017	66,771	Arrêté 2202 CM du 24 novembre 2017

4.4.2) - Chiffre d'affaires énergie, Revenu autorisé et Produits comptabilisés

- 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.
- En 2017, malgré une hausse importante du prix des combustibles d'une part et de la redevance TEP d'autre part (+ 40%), le ministère de l'énergie s'est refusé à actualiser les tarifs s'abritant pour se justifier sur la non applicabilité de la formule tarifaire de l'avenant 17 et donc de l'absence d'opposabilité de la notion de revenu autorisé.
Aussi, par prudence et en l'attente du jugement des tribunaux les produits enregistrés par concession et par processus sous le vocable Revenu Autorisé correspondent :
 - Pour 2016 au revenu autorisé
 - Pour 2017 au montant des facturations clients émises sur l'ensemble des concessions lequel montant est réparti par concession et processus au prorata des revenus autorisés. (principe de péréquation)

Ce refus d'actualisation associé à cette remise en cause des avenants 17 et 17b se traduit en récurrent par une baisse du CA du concessionnaire de 837 MF avec impact sur Nuku Hiva de 14.MF

En parallèle l'écart constaté à fin 2016 entre les facturations émises et le revenu autorisé soit 540 MF comptabilisés en produits constatés d'avance a été repris en non récurrent avec un impact positif pour Nuku Hiva de 9 MF

		Nuku Hiva			
		2017	2016	2015	2014
CA facturé dans la concession	A	146 048 133	146 493 375	150 447 191	157 433 759
péréquation	B	152 046 932	158 602 735	152 808 409	108 658 440
CA péréqué	C=A+B	298 095 065	305 096 110	303 255 600	266 092 199
écart RA/CA 2017		13 620 614	-8 793 091	n/a	n/a
Revenu autorisé		311 715 679	296 303 019	303 255 600	n/a
annulation écart RA/CA 2017		-13 620 614	n/a	n/a	n/a
reprise écart RA/CA 2016 dette		8 793 091	n/a	n/a	n/a
Produits comptabilisés		306 888 157	296 303 019	303 255 600	266 092 199

Le détail du calcul du revenu autorisé est détaillé au § 4.4.1

Les produits comptabilisés (hors activités annexes) sont donc égaux au CA 2017 péréqué majoré de la reprise de l'écart RA/CA ou trop perçu 2016.

4.4.3) – Annexe

DETAIL DES CHARGES D'ENERGIE	Réalisé 2017	Réalisé 2016
Nombre de kWh vendus îles (Consommés + Energie en compteur)	4 416 127	4 380 555
<u>Rendement (kWh)</u> Energie vendue / Energie Produit	82,7%	84,6%
<u>Nombre de kWh à produire ou acheter</u>		
Achat Photovoltaïque à 45 F/kWh	50 355	43 543
Achat Photovoltaïque à 40 F/kWh	8 238	9 545
Achat Photovoltaïque à 23,64 F/kWh		
Achat Electra 40F/kWh		
Total Production Photovoltaïque	58 593	53 088
Production hydro	1 599 360	2 377 310
Production Total EnR	1 705 876	2 430 398
Production brute thermique à produire	3 630 969	2 750 072
Production Nette thermique à produire	3 576 165	2 696 326
Total production (EDT et Autres)	37 942 116	5 180 470
<i>Total production sur 30 jours / Variation en % N / N-1</i>		
<u>Consommation spécifique L/KWh</u>		
Gasoil Centrale thermique	0,285	0,285
<u>Stock Matières Premières en volume (l)</u>		
Stock Initial	28 900	29 150
Achat Matière première	1 040 891	783 408
Stock Final	35 400	28 900
Consommation Matière 1ière	1 034 391	783 658
<u>Consommation spécifique compta L/KWh</u>		
	0,285	0,285
<u>Evolution des tarifs d'énergie primaire au litre (consommé pour le fuel, le GO et l'huile - acheté pour hydro et solaire)</u>		
Prix du gasoil îles	65,85 F	59,50 F
Production Photovoltaïque à 45 F/kWh	45,00 F	45,00 F
Production Photovoltaïque à 40 F/kWh	40,00 F	40,00 F
Production Photovoltaïque à 35 F/kWh	35,00 F	35,00 F
Production Photovoltaïque à 23,64 F/kWh	23,64 F	23,64 F
Prix de l'éolien	14,06 F	14,06 F
Prix huile	308,66 F	309,66 F
<u>Stock Matières Premières en XPF</u>		
Stock Initial	1 859 802	2 021 203
Achat Matière première	68 612 425	46 468 044
Stock Final	2 356 613	1 859 802
Consommation Matière 1ière	68 115 614	46 629 445
Huile	1 138 331	831 430
Compensation retard actualisation tarifaire 2014/2015		
(CUHPF) Combustible urée, huiles....	69 253 944	47 460 875
(E) Energie achetée & ENR produite en kWh	3 358 549	1 967 371
(CE) TOTAL achat de matières premières	72 613 167	49 428 246

4.5 - Objectivation de la marge

Deux méthodes peuvent être utilisées pour cette objectivation à savoir :

- La comparaison au compte d'exploitation prévisionnel annexé à l'avenant 17 du 29 décembre 2015 faisant ressortir les niveaux de marge attendus par les signataires, de la date de signature de cet avenant jusqu'à la fin de la concession.
- La comparaison à la méthode de la « Base d'actif régulée » telle que mise en place en métropole pour les activités de production et de distribution d'énergie.

4.5.1. L'objectivation de la marge à partir de la base d'actifs régulée

4.5.1.1 Extraits du rapport CRE du 14/12/2012 : L'objectivation de la marge à partir de la base d'actifs régulée

2.3.1. Le juste niveau de rémunération du concessionnaire devrait être objectif

D'une façon générale, les interlocuteurs rencontrés par la mission ont affirmé que le concessionnaire bénéficierait de marges élevées. Pourtant, aucun n'a été en mesure de préciser les critères quantitatifs précis sur lesquels se fonde cette opinion, ni quel devrait être le juste niveau de rémunération de l'opérateur.

C'est pourtant un élément clé du débat. La réponse est équivoque et ne peut résulter que d'une négociation entre les parties. Toutefois, en pareille situation, le raisonnement financier classique se fonde sur une analyse des comparables, c'est-à-dire des entreprises exerçant dans une activité identique ou, à tout le moins, présentant le même niveau de risque pour l'actionnaire. Le critère typiquement retenu est le niveau de rémunération des capitaux investis.

A titre de comparaison :

1. les niveaux de rémunération des capitaux investis retenus pour les activités d'EDF et des producteurs tiers¹¹ dans les îles bénéficiant de la CSPE¹² est le suivant :

- a. 7,25 % nominal pour les actifs de distribution ; il s'agit du niveau retenu au niveau national pour le calcul du Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité ;
- b. 11 % nominal pour les actifs de production mis en service à partir de 2005¹³ (taux normatif, fixé par arrêté du ministre chargé de l'énergie).

¹¹ Y compris, dans certains cas, des filiales de la branche Services du groupe GDF-SUEZ

¹² Les collectivités régionales et départementales d'outre-mer (y compris Mayotte), Saint-Pierre et Miquelon (sous statut de département au moment de la promulgation de la loi de 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité qui a institué la CSPE), la Corse et les îles bretonnes de Ouessant, Molène et Sein

¹³ Avant 2005, le taux de 7,25 % qui correspondait au niveau estimé d'une activité régulée à faible risque dans le secteur de l'électricité était également appliqué à la rémunération des actifs de production

4.5.1.2 extraits du rapport Horwath du 16/10/2015 : modalités de calcul de la Base d'actif régulée

9.5.1 Méthode de détermination,

a. les immobilisations à prendre dans la base d'actif régulé

A un instant T, ces investissements seront représentés par :

- La valeur brute de ces immobilisations
- Diminué des amortissements techniques
- Diminué des éventuelles dépréciations

.....

b. Les immobilisations à exclure de la BAR

Par hypothèse, ne peuvent être considérées comme des immobilisations directement affectées aux activités productives :

- Les immobilisations encours

- Les immobilisations financières
- Les immobilisations affectées aux autres activités

.....

d. Le mode d'amortissement de l'immobilisation

il doit refléter le plus fidèlement l'utilisation qui en est faite

9.6 Récapitulation des composantes du coût de la rémunération du délégataire

La rémunération allouée à l'opérateur, nette de la valorisation des dettes gratuites et des dettes financières se compose des éléments suivants :

- BAR : représente les actifs qui seront rémunérés (actif net d'amortissement). Ce sont les actifs dédiés à l'activité à la fin N-1 majorés des investissements de l'année N
- DETTE : c'est la somme des ressources financières gratuites à savoir les droits des tiers et du concédant + provisions pour amortissement de caducité + provisions pour renouvellement
- P : représente le taux sans risque, l'OAT 10 ans par exemple
- Tbar : représente la rémunération de la BAR, elle est égale à $T_m * \beta$
- T_m : représente la prime de risque du marché des actions majorée éventuellement d'une prime de risque additionnelle
- β : représente le risque spécifique de l'activité
- R (rémunération allouée à l'investisseur) : $BAR \times Tbar - DETTE \times T$

4.5.1.3. Application aux activités de production et de distribution de la concession

	Production	Distribution	Cumul prod + dist
BAR (VNC 31/12/2016)	229 531 046	287 422 625	
Tbar	11%	7%	
BAR x Tbar	25 248 415	20 119 584	45 367 999
DETTE (à fin 2016)			
1/3 & concédant	11 556 346	38 800 675	
caducité	237 166 951	120 316 904	
PRU	124 177 448	160 895 549	
PR	25 606 925	43 898 067	
PRC	0	6 313 806	
ressource gratuite	398 507 670	370 225 001	768 732 671
T (OAT 10 ans)	0,68%	0,68%	
DETTE x T	2 717 822	2 524 935	5 242 757
Rémunération brute allouée à l'investisseur	22 530 593	17 594 649	
impôt France	33%	33%	
Rémunération nette allouée à l'investisseur	15 021 146	11 730 353	26 751 499

	Production	Distribution	cumul Prod + distrib
Rémunération nette allouée à l'investisseur	15 021 146	11 730 353	26 751 499
marge nette réalisée *			
- sur l'exercice	33 014 265	5 607 534	38 621 799
- moyenne depuis 2016	25 153 015	15 340 357	40 493 372
écart			
- sur l'exercice	17 993 118	(6 122 819)	11 870 300
- moyenne depuis 2016	10 131 869	3 610 005	13 741 873

* il est à noter qu'en Polynésie la société actionnaire subira un prélèvement de 15% (inexistant en métropole) lors de la remontée de ce résultat, il serait donc plus correct de réduire la marge nette réalisée de ce prélèvement avant de la comparer à la "rémunération nette allouée à l'investisseur" telle que calculée en métropole.

La marge nette de la concession, avant retenue à la source évoquée précédemment est inférieure à celle autorisée par la CRE pour des activités similaires en France ou dans les DOM.

- - 16% pour les résultats de l'exercice
- - 25% pour le résultat moyen depuis 2016

5 – INFORMATIONS SUR LES BIENS IMMOBILISES

- 5.1. Variation du patrimoine immobilier
- 5.2. Situation des biens et immobilisations nécessaires à l'exploitation du service public
- 5.3. Suivi du programme contractuel d'investissements
- 5.4. Dépenses de renouvellement
- 5.5. Méthode relative aux charges calculées
- 5.6. Dépenses d'Améliorant réalisées dans l'année
- 5.7. Indemnités de fin de concession dans le cadre de l'article 22
- 5.8. Plan de Renouvellement

5.1 - Variation du patrimoine immobilier

	2016	Acquisition	Cession	2017	
Production	506 883 189	404 000	-2 750 615	504 536 574	(1)
Distribution	400 862 365	22 866 283	-2 407 024	421 321 624	(2)
Total	907 745 554	23 270 283	-5 157 639	925 858 198	

(1) Détail des acquisitions de Production :

N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Groupe	
R52700	POSE GROUPE P50 G293 AAKAPA NUKU HIVA	404 000	1	404 000
	TOTAL PRODUCTION NUKU HIVA	404 000	1	404 000

(2) Détail des acquisitions de Distribution :

N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Organes de coupe aérien	Réseau aérien	Réseau souterrain	Branchement & Comptages
616030	14A1 370/16/BK/BT TAIPIVAI NUKU HIVA	867 147		867 147		
620640	14A1 299/16/BT/BK TAIPIVAI NUKU HIVA	959 554		959 554		
	TOTAL TRAVAUX ARTICLE 14	1 826 701	-	1 826 701	-	-
52824A	MISE SOUT RESEAUX HT/BT COLLEGE TAIOHAE NUKU HIVA	5 981 845			5 981 845	
601330	RENV 5 IACM PAR 5 IAM NUKU HIVA	10 540 081	10 540 081			
91912	QP15%/EXTENSIONS 2017	59 660		59 660		
B5906	RENV RESEAUX BT AERIEN	75 644		75 644		
B5927	RENV RESEAUX HT AERIEN	58 321		58 321		
E4900	NVX COMPTEURS/PREPAIEMENT ILES (COMPTAGE)	272 716				272 716
E4901	RENV BRANCHEMENT & PREPAIEMENT ILES (COMPTAGE)	1 668 889				1 668 889
E4921	EQUIP. SUPPORTS RESEAUX HT&BT - ILES	279 475		279 475		
	TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13	18 936 631	10 540 081	473 100	5 981 845	1 941 605
715595	532071 EXT RESEAU AERIEN BT EGLISE AD 5220171559	340 585		340 585		
B6970	FOURN & POSE BRANCHEMENT ILES	100 044				100 044
CR3003	321077 RACCORDEMENT AUTOPRODUCTEUR TFT CR3004	46 624				46 624
E4950	540110-TVX DE BRANCHEMENT ILES	1 615 698				1 615 698
	TOTAL FINANCEMENT TIERS NUKU HIVA	2 102 951	-	340 585	-	1 762 366
	TOTAL DISTRIBUTION NUKU HIVA	22 866 283	10 540 081	2 640 386	5 981 845	3 703 971

Cessions :

- (1) 2,7 MF Groupe FG Wilson P50
- (2) dont 0,7 MF Télécommunication et 1,7 MF Comptages

Les immobilisations en cours du domaine concédé s'élèvent à 10,3 MF contre 13,1 MF fin 2016 soit une baisse de 2,8 MF.

5.2 - Situation des biens et immobilisations nécessaires à l'exploitation du service public

Composants	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique Concessionnaire	Amortissement économique Tiers	Valeur Nette Economique
A.N CONSTRUCTION AAKAPA	01/01/1985	35	6 365 512		5 766 635		598 877
AN CONST CONCEDANT NUKU	01/01/1992	35		6 077 582		4 433 201	1 644 381
FG WILSON P50 G293 AAKAPA	01/11/2016	5	3 892 755		908 309		2 984 446
CPLT FG WILSON P50 AAKAPA	01/05/2017	5	404 000		59 852		344 148
FG WILSON P50-1 AAKAPA	01/08/2013	4	3 215 370		3 215 370		-
A.N FILIERE AAKAPA	01/01/1985	²	127 374		127 374		-
AN FILIERE CONCED NUKU	01/01/1992	25		610 011		610 011	-
TOTAL CENTRALE AAKAPA			14 005 011	6 687 593	10 077 540	5 043 212	5 571 852
RENOVAT° CLOTURE TAIOHAE	01/01/2014	-	2 709 977		-		2 709 977
AN CONST CONCEDANT NUKU	01/01/1992	35		15 787 900		11 516 245	4 271 655
A.N CONSTRUCTION TAIOHAE	01/01/1994	35	78 289 881		49 509 961		28 779 920
A.N CONSTRUCTION TAIOHAE	01/01/1994	24	11 137 965		11 137 965		-
EXT BATIMENT TAIOHAE CENT	29/09/2006	22	1 608 340		810 569		797 771
F&P CLOTURE STOCKAGE GO	01/07/2014	15	370 500		89 432		281 068
MOTEUR FG WILSON P400 NUK	17/07/2015	7	6 300 000		2 210 000		4 090 000
MOTEUR FG WILSON P450 NUK	01/12/2008	9	5 676 469		5 676 469		-
MOTEUR PERKINS P750 TAIOH	01/05/2016	3	10 771 280		6 732 050		4 039 230
MOTEUR FG WILSON P400 NUK	29/09/2006	11	5 509 931		5 509 931		-
MOTEUR FG WILSON P635 NUK	02/07/2009	10	10 215 436		9 929 640		285 796
MOTEUR FG WILSON P635 NUK	08/11/2010	10	10 368 668		8 681 383		1 687 285
MOTEUR FG WILSON P400 NUK	16/04/2008	9	5 676 469		5 676 469		-
ALTERNAT FG WILS P400 NUK	17/07/2015	7	2 750 000		964 682		1 785 318
ALTERNAT FG WILS P450 NUK	01/12/2008	15	2 477 824		2 477 824		-
ALTERNAT FG WILS P635 NUK	02/07/2009	10	2 953 971		2 868 769		85 202
ALTERNAT FG WILS P400 NUK	29/09/2006	11	2 405 129		2 405 129		-
ALTERNAT FG WILS P635 NUK	02/07/2009	10	2 953 971		2 871 328		82 643
ALTERNAT FG WILS P635 NUK	08/11/2010	10	2 998 281		2 510 373		487 908
ALTERNAT FG WILS P400 NUK	16/04/2008	15	2 477 824		2 477 824		-
ACCESSOIRE WILS P400 NUKU	17/07/2015	7	572 400		200 794		371 606
ACCESSOIRE WILS P450 NUKU	01/12/2008	12	3 506 206		3 506 206		-
ACCESSOIRE WILS P635 NUKU	02/07/2009	10	8 510 727		8 265 250		245 477
ACCESSOIRE WILS P400 NUKU	29/09/2006	11	5 042 390		5 042 390		-
ACCESSOIRE WILS P635 NUKU	02/07/2009	10	8 510 727		8 272 623		238 104
ACCESSOIRE WILS P635 NUKU	08/11/2010	10	7 773 166		6 508 244		1 264 922
ACCESSOIRE WILS P400 NUKU	16/04/2008	13	7 022 261		7 022 261		-
AN FILIERE CONCED NUKU	01/01/1992	25		1 016 686		1 016 686	-

Composants	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique Concessionnaire	Amortissement économique Tiers	Valeur Nette Economique
A.N FILIERE TAIQHAE	01/01/1994	27	1 830 034		1 650 089		179 945
INSTALL 1GRPE NUKU HIVA	29/09/2006	22	140 240		70 677		69 563
FOURN.ENS.COMPTAG.THOKEIM	01/06/2009	20	1 998 909		876 118		1 122 791
COMB F&P GRPE P635 TAIQHA	08/11/2010	18	544 832		214 352		330 480
AIRE DEPOTAGE TAIQHAE NUK	01/01/2011	18	3 753 708		1 459 773		2 293 935
FIL.EAU GRPE P635 TAIQHAE	08/11/2010	18	847 819		333 554		514 265
INSTALLATION CONDENSATEUR	15/10/2007	21	4 268 852		2 051 280		2 217 572
CELLULE HTA CENT TAIQHAE	16/04/2008	21	1 249 123		586 785		662 338
F.ENER GRPE P635 TAIQHAE	08/11/2010	18	1 234 579		485 714		748 865
COFFRETS COMPTAGES TAIQHA	01/08/2013	15	1 805 812		517 342		1 288 470
FILIERE NRJ FOURN BLOC24V	01/02/2015	14	160 954		33 733		127 221
NRJ TABLEAU HTA NUKU-HIVA	01/08/2015	13	4 295 141		773 659		3 521 482
INSTALL 1GRPE NUKU HIVA	29/09/2006	22	320 570		161 562		159 008
ETUDES DDAE CENTR.TAIQHAE	01/10/2009	19	1 686 794		722 913		963 881
ENVTF&P GRPE P635 TAIQHA	08/11/2010	18	111 083		43 705		67 378
SECURITE INCENDIE NUKU HI	30/06/2005	24	12 638 561		6 724 131		5 914 430
INSTALL 1GRPE NUKU HIVA	29/09/2006	22	49 020		24 706		24 314
ARROSAGE MOUSSE CUVE	01/08/2008	20	1 800 551		830 456		970 095
SYST EXTINC INCENDIE NUKU	01/05/2011	18	10 281 962		3 879 987		6 401 975
INST EVENTS TAIQHAE NUKU	01/04/2012	17	215 870		74 106		141 764
INSTALL 1GRPE NUKU HIVA	29/09/2006	22	870 423		438 674		431 749
TOTAL CENTRALE TAIQHAE			258 694 630	16 804 586	183 310 882	12 532 931	79 655 403
TERRAIN TAIPIVAI 1 NUKU	03/05/2013	-	3 823 025		-		3 823 025
A.N CONSTRUCT.TAIPIVAI 1	01/01/1985	36	14 891 412		13 269 194		1 622 218
A.N CONSTRUCT.TAIPIVAI 1	01/01/1985	34	3 295 765		3 089 051		206 714
AN CONST CONCEDANT NUKU	01/01/1992	35		16 575 222		12 090 546	4 484 676
HYDROLEC TAIPIVAI	01/01/1985	40	19 527 781		16 123 356		3 404 425
A.N FILIERE TAIPIVAI 1	01/01/1985	32	363 927		363 927		-
PROTECTION CENTRALE TAIP1	01/07/2015	5	3 312 667		1 607 902		1 704 765
SUPERVIS° GE-SEPAM-HYDRO	01/08/2015	5	2 725 437		1 296 409		1 429 028
TVX SECU CANAL DEVERSEUR	01/01/2013	8	413 000		276 368		136 632
F&P GARDE CORPS BASSIN	01/01/2014	7	391 800		240 579		151 221
CONDUITE FORCEE TAIPIVAI1	01/01/2011	25	121 886 575		34 128 241		87 758 334
TOTAL CENTRALE TAIPIVAI 1			170 631 389	16 575 222	70 395 027	12 090 546	104 721 038
A.N CONSTRUCT.TAIPIVAI 2	01/01/1997	35	7 534 687		4 520 815		3 013 872
F&P SAS ARMOIRE CTRL TAIP	01/01/2013	19	804 400		211 685		592 715
F&P VENTILAT° FORCEE TAIP	01/01/2014	18	422 754		93 944		328 810

Composants	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique Concessionnaire	Amortissement économique Tiers	Valeur Nette Economique
BOUVIER HYDROLEC TAIPIVAI	01/01/1997	40	3 972 591		1 752 615		2 219 976
A.N FILIERE TAIPIVAI 2	01/01/1997	25	150 770		121 022		29 748
ARMOIRE AUTOMATE TAIP 2	01/06/2014	18	3 019 037		615 255		2 403 782
COMMUNICAT°CPL TAIPIVAI 2	01/08/2014	17	1 841 216		361 196		1 480 020
PROTEC CENTRALE TAIPIVAI2	01/06/2016	16	3 017 688		306 610		2 711 078
TVX SECU CANAL DEVERSEUR	01/01/2013	19	375 000		98 685		276 315
TOTAL CENTRALE TAIPIVAI 2			21 138 143	-	8 081 827	-	13 056 316
TOTAL PRODUCTION NUKU HIVA			464 469 173	40 067 401	271 865 276	29 666 689	203 004 609
TRANSFO N2012 TAI0HAE NUK	01/07/2014	25		1 143 042		160 027	983 015
TRANSFO NUKU HIVA 99	01/01/1999	25	164 978		125 382		39 596
TRANSFO NUKU HIVA 2000	01/01/2000	25	4 372 098		3 147 912		1 224 186
TRANSFO NUKU HIVA 2003	01/01/2003	25	1 032 448		619 470		412 978
TRANSFO ELEVATEUR NUKU	01/11/2004	25	1 484 046		781 600		702 446
TRANSFO POSTE CP DP NUKU	01/07/2006	25	97 816		44 997		52 819
TRANSF N1011 TAI0HAE NUKU	01/01/2011	25	819 062		229 337		589 725
POSTE PROTECT° CENT NUKU	01/11/2004	25	7 614 826		4 010 475		3 604 351
POSTE N1011 TAI0HAE NUKU	01/01/2011	25	1 956 526		547 827		1 408 699
AUT COMPOS N1011 TAI0HAE	01/01/2011	25	4 597 063		1 287 178		3 309 885
TELECOM NUKU HIVA 97	01/01/1997	15	-		-		-
TELECOM NUKU HIVA 98	01/01/1998	15	-		-		-
RENV 5 IACM PAR 5 IAM NUK	01/10/2017	15	10 540 081		175 668		10 364 413
RES.AERIEN NUKU HIVA 2003	01/01/2003	25	100 452		60 271		40 181
EXT BTA AER QTIER TEIKIHA	30/05/2005	25	469 466		236 352		233 114
RESEAUX NUKU HIVA 2005	01/06/2005	25		91 656		46 131	45 525
RESEAUX CP 51906 2005NUKU	01/06/2005	25	692 060		348 336		343 724
RESEAUX HTA/BTA NUKU HIVA	12/07/2005	25	2 204 103		1 099 356		1 104 747
EXT BTA QTIER KIMITETE	13/12/2005	25	516 898		249 146		267 752
EP VILL HOOUMI NUKU HIVA	01/01/2006	25	684 233		328 429		355 804
RESEAUX NUKU HIVA 2006	01/07/2006	25		31 458		14 468	16 990
RESEAUX NUKU HIVA 2006	01/07/2006	25		409 948		188 577	221 371
RESEAUX NUKU HIVA 2006	01/07/2006	25		739 384		340 115	399 269
RESEAUX NUKU HIVA 2006	01/07/2006	25		2 983 591		1 372 454	1 611 137
RESEAU 15% EXT NUKU 06	01/07/2006	25	441 198		202 952		238 246
RENF RES BTA CP NUKUHIVA	01/07/2006	25	5 200 250		2 392 115		2 808 135
EXT RES BTA VILL AAKAPA	01/01/2007	25	1 204 444		529 958		674 486
EXT BTA TEKOHUOTETUA MROS	01/01/2007	25	202 230		88 979		113 251
RESEAUX CP NUKU HIVA 2007	01/07/2007	25	8 987 186		3 774 617		5 212 569

Composants	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique Concessionnaire	Amortissement économique Tiers	Valeur Nette Economique
RESEAUX NUKUHIVA 2007	01/07/2007	25		307 437		129 123	178 314
RESEAUX NUKUHIVA 2007	01/07/2007	25		467 440		196 326	271 114
RESEAUX NUKU HIVA 2007	01/07/2007	25		1 776 749		746 235	1 030 514
15% QUOTE PART EDT 2007	01/07/2007	25	195 161		81 967		113 194
RESEAU 2008 CONCEDANT	01/01/2008	25		1 063 828		425 530	638 298
EXT SOUT 14A BTAS HANGAR	30/04/2008	25	547 670		200 356		347 314
EXT BTA QT AHSNA NUKU HIV	28/05/2008	25	209 171		80 253		128 918
RESEAUX CP NUKU HIVA 2008	01/07/2008	25	14 847 351		5 641 993		9 205 358
RESEAUX 2008 TIERS	01/07/2008	25		991 776		376 875	614 901
EXT BTA QT TEIHIHEEKUA	13/08/2008	25	53 370		20 033		33 337
RESEAUX CP NUKU HIVA 2009	01/07/2009	25	2 872 197		976 548		1 895 649
RESEAUX 2009 CONCEDANT	01/12/2009	25		495 420		160 187	335 233
RESEAUX 2009 TIERS	01/12/2009	25		1 096 599		354 567	742 032
EXT BTA QTIER PIRIOTUA M	01/01/2010	25	591 072		189 144		401 928
EXT BTA QTIER AUGEREAU J	30/06/2010	25	821 785		246 625		575 160
RESEAUX CP NUKU HIVA 2010	01/07/2010	25	11 969 459		3 590 835		8 378 624
RESEAUX 2010 CONCED NUKU	01/07/2010	25		177 111		53 132	123 979
MIS CONFORM. BTA TAIOSHAE	01/01/2011	25	2 411 812		675 307		1 736 505
MEC BT QT SALMON TAIOSHAE	11/04/2011	25	946 170		254 416		691 754
RESEAUX CP NUKU HIVA 2011	01/07/2011	25	81 443 414		21 175 289		60 268 125
RESEAUX 2011 CONCED NUKU	01/07/2011	25		2 878 575		748 429	2 130 146
EXT 14A1 BTA QT ARAI NUKU	19/07/2011	25	1 918 765		495 043		1 423 722
MISE CONFORM BTA TAIOSHAE	01/01/2012	25	1 187 812		285 074		902 738
RESEAU STAT° CONCASSAGE	01/01/2012	25	6 493 798		1 558 512		4 935 286
RESEAUX CP NUKU HIVA 2012	01/07/2012	25	39 205 099		8 625 122		30 579 977
RESEAUX 2012 CONCED NUKU	01/07/2012	25		594 196		130 724	463 472
EXT 14A1 QT TEIKIHAA NUKU	28/08/2012	25	185 349		39 603		145 746
EXT 14A1 QT FIU NUKU HIVA	01/01/2013	25	1 630 987		326 197		1 304 790
EXT 14A1 QT TEAHU NUKU HI	01/01/2013	25	74 327		14 865		59 462
RESEAUX CP NUKU HIVA 2013	01/07/2013	25	20 873 029		3 757 145		17 115 884
RESEAUX CP NUKU HIVA 2013	01/07/2013	25	355 921		64 066		291 855
RESEAUX 2013 TIERS NUKU	01/07/2013	25		685 075		123 313	561 762
RESEAUX 2013 CONCED NUKU	01/07/2013	25		829 621		149 332	680 289
RESEAUX 2014 CONCED NUKU	01/07/2014	25		4 071 237		569 973	3 501 264
RESEAUX CP NUKU HIVA 2014	01/07/2014	25	447 020		62 583		384 437
RESEAUX CP NUKU HIVA 2014	01/07/2014	25	722 904		101 206		621 698
ART14A/N°051/14/BM/NT	01/11/2014	25	737 625		93 432		644 193

Composants	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique Concessionnaire	Amortissement économique Tiers	Valeur Nette Economique
EXT 14A1 QT HIRIGA À TAI O	05/02/2015	25	953 898		110 864		843 034
ELEC 14A 1924/14/TAIPIVAI	12/05/2015	25	151 203		15 943		135 260
RESEAUX CP NUKU HIVA 2015	01/07/2015	25	4 400 894		440 090		3 960 804
RESEAUX 2015 CONCED NUK	01/07/2015	25		1 266 259		126 625	1 139 634
RSX AERIEN 2016 NUKU HIVA	18/02/2016	25	9 224 159		689 762		8 534 397
14A1 039/16/BK/BT NUKU HI	06/04/2016	25	218 520		15 175		203 345
RESEAUX 2016 CONCED NUKU	01/07/2016	25		129 252		7 755	121 497
RESEAUX CP NUKU HIVA 2016	01/07/2016	25	139 226		8 354		130 872
14A1 299/16/BT/BK NUKUHIV	01/01/2017	25	959 554		38 382		921 172
14A1 370/16/BK/BT NUKUHIV	27/01/2017	25	867 147		32 181		834 966
RESEAUX CP NUKU HIVA 2017	01/07/2017	25	473 100		9 462		463 638
RSX AERIEN TIERS NUK 2017	01/07/2017	25		340 585		6 812	333 773
EXT BTSOU QT TAATA NUKU	31/12/2008	35	538 698		139 802		398 896
MEC RESEAU SOUT TAI OHAE	01/01/2011	35	29 973 475		5 994 695		23 978 780
MEC BT QT SALMON TAI OHAE	11/04/2011	35	2 558 164		491 328		2 066 836
MIS CONFORM BTS TAI OHAE	01/01/2012	35	2 205 936		378 162		1 827 774
RESEAUX 2013 TIERS NUKU	01/07/2013	35		1 927 791		247 860	1 679 931
RESEAUX 2013 CONCED NUKU	01/07/2013	35		374 113		48 100	326 013
EXT 14A/112/13/NK/BT	04/04/2014	35	628 860		67 227		561 633
RESEAUX SOUT TIERS NUKU H	01/07/2014	35		3 755 826		375 582	3 380 244
RESEAUX CP NUKU HIVA 2015	01/07/2015	35	90 153		6 440		83 713
RSX SOUT TIERS NUK 2015	01/07/2015	35		1 131 147		80 796	1 050 351
MISE SOUT RESEAUX HT/BT	01/10/2016	35	16 548 296		591 010		15 957 286
MISE SOUT RESEAUX HT/BT	01/01/2017	35	5 981 845		170 910		5 810 935
COMPTAGE NUKU HIVA 1992	01/01/1992	20		5 493 039		5 493 039	-
COMPTAGE NUKU HIVA 94	01/01/1994	20	-		-		-
COMPTAGE NUKU HIVA 95	01/01/1995	20	-		-		-
COMPTAGE NUKU HIVA 96	01/01/1996	20	520 299		520 299		-
COMPTAGE NUKU HIVA 97	01/01/1997	24	660 000		640 894		19 106
COMPTAGE NUKU HIVA 98	01/01/1998	23	1 019 999		960 947		59 052
COMPTAGE NUKU HIVA 2000	01/01/2000	21	580 664		513 428		67 236
COMPTAGE NUKU HIVA 2001	01/01/2001	20		2 559 426		2 175 511	383 915
COMPTAGE NUKU HIVA 2002	01/01/2002	20	414 546		331 636		82 910
COMPTAGE NUKU HIVA 2002	01/01/2002	20		1 081 466		865 172	216 294
COMPTAGE NUKU HIVA 2003	01/01/2003	20		1 780 403		1 335 300	445 103
POSE COMPTEUR 2004 NUKU	01/07/2004	20	487 564		329 104		158 460
BRANCHEMENT NUKU 2004	01/07/2004	20		1 198 366		808 896	389 470

Composants	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique Concessionnaire	Amortissement économique Tiers	Valeur Nette Economique
COMPATGE NUKU HIVA 2005	01/06/2005	20		1 777 995		1 118 657	659 338
POSE COMPTEURS NUKU 2005	01/07/2005	20	60 580		37 862		22 718
COMPTAGES CP NUKU HIVA 05	01/07/2005	20	243 609		152 255		91 354
BRCHT AERIEN PUHETINI A	01/06/2006	20	48 150		27 887		20 263
BRCHT NUKU HIVA 2006	01/07/2006	20		547 080		314 571	232 509
NVEAUX CPTAGES NUKU HIVA	01/07/2006	20	799 714		459 837		339 877
BRCHT NUKUHIVA 2007	01/07/2007	20		2 356 017		1 236 910	1 119 107
BRCHT/CPTAGES CP NUKUHIVA	01/07/2007	20	905 741		475 514		430 227
BRCHT/CPTAGE CP NUKU HIVA	01/07/2008	20	916 516		435 347		481 169
BRCHT 2008 FINANC TIERS	01/07/2008	20		1 741 957		827 431	914 526
BRCHT/CPTAG.NUKU HIVA2009	01/07/2009	20	1 821 555		774 163		1 047 392
BRCHT 2009 FINANC.TIERS	01/12/2009	20		894 437		361 503	532 934
BRCHT/CPTAGE NUKU HIV2010	01/07/2010	20	1 339 213		502 207		837 006
COMPTAGE TIERS NUK 2010	01/07/2010	20		1 238 863		464 573	774 290
BRCHT/CPTAGE NUKU HIVA	01/07/2011	20	1 649 414		536 061		1 113 353
COMPTAGE TIERS NUKU 2011	01/07/2011	20		1 820 439		591 643	1 228 796
BRCHT/CPTAGES NUKU HIVA	01/07/2012	20	1 098 125		301 983		796 142
COMPTAGE TIERS NUKU 2012	01/07/2012	20		1 432 291		393 881	1 038 410
CPTEURS SOLAIRE NUK 2012	01/07/2012	20		73 245		20 142	53 103
BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA	01/07/2013	20	1 478 068		332 564		1 145 504
COMPTAGE TIERS NUKU 2013	01/07/2013	20		1 117 214		251 374	865 840
CPTEURS SOLAIRE NUK 2013	01/07/2013	20		53 909		12 129	41 780
BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA	01/07/2014	20	183 044		32 032		151 012
COMPTAGE TIERS NUKU 2014	01/07/2014	20		1 720 953		301 168	1 419 785
BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA	01/07/2015	20	4 321 208		540 150		3 781 058
COMPTAGE TIERS NUK 2015	01/07/2015	20		1 357 135		169 642	1 187 493
BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA	01/07/2016	20	2 047 473		153 561		1 893 912
COMPTAGE TIERS NUKU 2016	01/07/2016	20		734 965		55 122	679 843
COMPTAGE TIERS NUKU 2017	01/07/2017	20		1 762 366		44 059	1 718 307
BRCHT/COMPTAGE NUKU HIVA	01/07/2017	20	1 941 605		48 540		1 893 065
EQUIP CELLULES NUKU 1995	01/01/1995	25	18 247 995		16 788 156		1 459 839
TOTAL DISTRIBUTION NUKU HIVA			360 820 942	60 500 682	102 930 185	24 019 771	294 371 668
>>>> TOTAL PAR CONCESSION NUKU HIVA			825 290 115	100 568 083	374 795 461	53 686 460	497 376 277

5.3 - Suivi du programme contractuel d'investissements

Distribution :

N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Organes de coupe aérien	Réseau aérien	Réseau souterrain	Branchement & Comptages
616030	14A1 370/16/BK/BT TAIPIVAI NUKU HIVA	867 147		867 147		
620640	14A1 299/16/BK/BK TAIPIVAI NUKU HIVA	959 554		959 554		
	TOTAL TRAVAUX ARTICLE 14	1 826 701	-	1 826 701	-	-
52824A	MISE SOUT RESEAUX HT/BT COLLEGE TAIOHAE NUKU HIVA	5 981 845			5 981 845	
601330	RENV 5 IACM PAR 5 IAM NUKU HIVA	10 540 081	10 540 081			
91912	QP15%/EXTENSIONS 2017	59 660		59 660		
B5906	RENV RESEAUX BT AERIEN	75 644		75 644		
B5927	RENV RESEAUX HT AERIEN	58 321		58 321		
E4900	NVX COMPTEURS/PREPAIEMENT ILES (COMPTAGE)	272 716				272 716
E4901	RENV BRANCHEMENT & PREPAIEMENT ILES (COMPTAGE)	1 668 889				1 668 889
E4921	EQUIP. SUPPORTS RESEAUX HT&BT - ILES	279 475		279 475		
	TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13	18 936 631	10 540 081	473 100	5 981 845	1 941 605
	TOTAL DISTRIBUTION NUKU HIVA	20 763 332	10 540 081	2 299 801	5 981 845	1 941 605

5.4 - Dépenses de renouvellement

Production :

	prévu	réalisé	écart
FILIERES	13 303 091	-	13 303 091
BLOC MOTEUR GROUPE	12 980 836	-	12 980 836
GROUPE	9 043 880	404 000	8 639 880
TOTAL	35 327 807	404 000	34 923 807

dont	écart	commentaires
<i>renouvellement reporté</i>	31 435 054	prévu en 2018
<i>renouvellement anticipé</i>		
<i>renouvellement besoin annulé ou modifier</i>	3 488 753	chantiers commencés sur exercices antérieures et clôturés en 2017
<i>écart de coût sur renouvellement effectué</i>		
<i>total pour vérif</i>	<u>34 923 807</u>	

Distribution :

	prévu	réalisé	écart
Transfos	1 500 000	-	1 500 000
IAT IAM	4 000 000	10 540 081	(6 540 081)
Réseaux HTA	6 000 000	413 440	5 586 560
Réseaux BT	4 000 000		4 000 000
Branchements et comptages	3 000 000	1 668 889	1 331 111
Réseau souterrain	5 000 000	3 888 199	1 111 801
TOTAL	23 500 000	16 510 609	6 989 391

dont	écart
<i>renouvellement reporté</i>	13 529 472
<i>renouvellement anticipé</i>	(6 540 081)
<i>renouvellement besoin annulé ou modifier</i>	
<i>écart de coût sur renouvellement effectué</i>	
<i>total pour vérif</i>	<u>6 989 391</u>

5.5 - Méthode relative aux charges calculées

5.5.1 Contexte

En matière de délégation de services public, le provisionnement des coûts futurs de renouvellement est une obligation, cette dernière est définie aux articles 7 et 24 de la concession « Le concessionnaire est tenu d'établir, d'exploiter, d'entretenir et de renouveler à ses frais les ouvrages faisant partie de la concession, de manière qu'ils soient maintenus en bon état de service »

« le concessionnaire sera tenu de remettre à l'autorité concédante tous les ouvrages et le matériel de la concession en bon état d'entretien »

La méthode de comptabilisation de cette obligation issue du guide comptable des entreprises concessionnaires de 1975 a pour but de sécuriser le maintien au niveau exigé par le service public du potentiel productif des installations concédées ; à cette fin, et par la combinaison des amortissements de caducité, amortissements techniques et provisions pour renouvellement, le concessionnaire doit mettre de côté les ressources financières nécessaires au financement des renouvellements.

Outre sa difficulté de compréhension pour des non professionnels, cette méthode a pour inconvénient :

- D'alourdir les charges de début de concession et d'alléger celles de fin de concession.
- De générer dans les comptes de la concession et à chaque révision des plans de renouvellement, des impacts « one shot » importants
- De ne pas donner une vision économique de la rentabilité du contrat sur la période considérée.
- De ne pas être adapté à l'approche par composant des réseaux laquelle est une obligation nouvelle en Polynésie, non applicable en métropole en raison des exclusions du règlement CRC n°2004-06 et notamment celle en faveur des contrats de délégation de service public

Les arrêtés 2099 et 2100 du 17 décembre 2015 relatifs à la comptabilité appropriée, donnent pour obligation au concessionnaire de présenter ses comptes de manière économique et à cette fin §218-3 d'opérer tous retraitements susceptibles de satisfaire à une présentation économique des coûts de la ou des activités.

Sont directement visés par ces arrêtés §218-9, les charges de renouvellements.

- Les opérateurs sujets à une obligation de maintien au niveau exigé par le service public du potentiel productif des installations peuvent anticiper le surcoût des immobilisations qu'elles jugent devoir renouveler avant le terme du contrat de délégation. Ce surcoût est appréhendé au travers d'une provision pour renouvellement.

5.5.2 Méthode économique des charges calculées

Pour répondre à cette obligation, le concessionnaire a mis en place sur 2017 une méthode de comptabilisation « susceptibles de satisfaire à une présentation économique des coûts de la ou des activités » de la concession :

- elle consiste à « amortir » sur la durée résiduelle de la concession à la fois la valeur non amortie des biens gérés et de « provisionner » sur la même durée ses coûts prévisionnels de renouvellement.
- Elle permet pour un patrimoine géré constant, d'avoir une charge globale d'amortissement constante sur toute la durée de la concession.

5.5.3 Impact sur l'exercice

La nouvelle méthode a été mise en place de manière prospective sans retraitement du passé

Le montant global des investissements au bilan au 31/12/2017, déduction faite des investissements financés par les tiers ou le concédant et de l'indemnité de fin de concession est amorti sur la durée de la concession.

La dotation de l'exercice correspond à cette base amortissable, diminuée des charges calculées déjà comptabilisées, divisée par la durée résiduelle de la concession

Production :

Amortissement des biens au bilan

Vo cloture	504 536 574	
- financements tiers et concédant	(40 067 401)	
- IFC biens au bilan cumulé	(25 353 227)	
base amortissable	439 115 946	
doté à l'ouverture	390 727 987	(A)
Caducité	237 166 951	
PRU	124 177 448	
PRC article 22	4 583 993	
Amort article 22	24 799 595	
reste à amortir	48 387 959	
nb années restantes	4	
dotation exercice	12 096 990	(B)
dotations cumulées	402 824 977	(A) + (B)

Amortissement comptable (actif)

Détermination du passif de renouvellement

Besoin évalué 31/12/2016	117 501 350	
Ajustement du besoin 2017	(3 488 753)	
IFC Prèvis. sur renouvellement	-	
doté à l'ouverture	106 401 604	(A)
Amort	105 594 274	
Annul amort art 22	(24 799 595)	
PR	25 606 925	
reste à doter	7 610 993	
nb années restantes	4	
dotation exercice	1 902 748	(B)
reprises sur trvx renouvellement	586 654	©
Passif de renouvellement	108 891 006	(A) + (B) + ©

Passif de renouvellement (passif)

Distribution :

Amortissement des biens au bilan

Vo cloture	421 321 624	
- financements tiers et concédant	(60 500 682)	
- IFC biens au bilan cumulé	(21 842 384)	
base amortissable	338 978 558	
doté à l'ouverture	292 444 878	(A)
Caducité	120 316 904	
PRU	160 895 549	
PRC article 22	6 313 806	
Amort article 22	<u>4 918 619</u>	
reste à amortir	46 533 680	
nb années restantes	4	
dotation exercice	11 633 420	(B)
dotations cumulées	304 078 298	(A) + (B)

Amortissement comptable (actif)

Détermination du passif de renouvellement

Besoin évalué 31/12/2016	102 341 102	
Ajustement du besoin 2017	(3)	
IFC Prévis. sur renouvellement	-	
doté à l'ouverture	62 883 626	(A)
Amort	23 904 178	
Annul amort art 22	(4 918 619)	
PR	<u>43 898 067</u>	
reste à doter	39 457 473	
nb années restantes	4	
dotation exercice	9 864 368	(B)
reprises sur trvx renouvellement	(3 525 896)	©
Passif de renouvellement	69 222 098	(A) + (B) + ©

Passif de renouvellement (passif)

5.6 - Dépenses d'améliorant réalisées dans l'année

Production : N/A

Distribution :

N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Taux d'améliorant	Montant améliorant
616030	14A1 370/16/BK/BT TAIPIVAI NUKU HIVA	867 147	100%	867 147
620640	14A1 299/16/BT/BK TAIPIVAI NUKU HIVA	959 554	100%	959 554
	TOTAL TRAVAUX ARTICLE 14	1 826 701		1 826 701
52824A	MISE SOUT RESEAUX HT/BT COLLEGE TAIOHAE NUKU HIVA	5 981 845	35%	2 093 646
91912	QP15%/EXTENSIONS 2017	59 660	100%	59 660
E4900	NVX COMPTEURS/PREPAIEMENT ILES (COMPTAGE)	272 716	100%	272 716
	TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13	6 314 221		2 426 022
715595	532071 EXT RESEAU AERIEN BT EGLISE AD 5220171559	340 585	100%	340 585
B6970	FOURN & POSE BRANCHEMENT ILES	100 044	100%	100 044
CR3003	321077 RACCORDEMENT AUTOPRODUCTEUR TFT CR3004	46 624	100%	46 624
E4950	540110-TVX DE BRANCHEMENT ILES	1 615 698	100%	1 615 698
	TOTAL FINANCEMENT TIERS NUKU HIVA	2 102 951		2 102 951
	TOTAL DISTRIBUTION NUKU HIVA	10 243 873		6 355 674

5.7 - Indemnités de fin de concession dans le cadre de l'article 22

- L'article 22 « REPRISE DES INSTALLATIONS EN FIN DE CONCESSION » du cahier des charges prévoit qu'il sera attribué une indemnité au concessionnaire pour la valeur non amortie des ouvrages faisant partie intégrante de la concession, établis par le concessionnaire pendant les dix dernières années de la concession et pour autant que le concessionnaire ait contribué au financement de ces ouvrages et dans la proportion de sa participation à leur premier établissement.

Cette indemnité sera égale au montant réajusté conformément à l'Article 27, des dépenses dûment justifiées par le concessionnaire, sauf déduction pour chaque ouvrage de 1/10ème de cette valeur réajustée pour chaque année entière légale écoulée depuis son achèvement.

L'amortissement correspondant, dit amortissement de caducité, sera, chaque année, égal à 1/N de la valeur des ouvrages, N étant le nombre d'années restant à courir avant la fin de la concession (pour N > 10) et égal à 1/10 pour de la valeur des ouvrages pour les dix dernières années de la concession.

- Application de la formule

Pour les concessions prenant fin en 2020, les acquisitions de biens réalisées par le concessionnaire au cours de la période du 01/01/2010 au 30/09/2020 donneront lieu à indemnisation.

L'indemnité de fin de concession comportera un nombre de 10ème de la valeur d'origine égal à : $10 - (2020 - (\text{année de mise en service} + 1))$.

Soit :

	année légale		Indemnité en 10ème de la VO
du 01/01 au 31/12	2009	entière	0
du 01/01 au 31/12	2010	entière	1
du 01/01 au 31/12	2011	entière	2
du 01/01 au 31/12	2012	entière	3
du 01/01 au 31/12	2013	entière	4
du 01/01 au 31/12	2014	entière	5
du 01/01 au 31/12	2015	entière	6
du 01/01 au 31/12	2016	entière	7
du 01/01 au 31/12	2017	entière	8
du 01/01 au 31/12	2018	entière	9
du 01/01 au 31/12	2019	entière	10
du 01/01 au 30/09	2020	partielle	10

Composants	date de mise en service	durée amortissement	Valeur Brute Brute Concessionnaire	TVA 13%	Vo majorée de la TVA à reverser	taux améliorant	Montant de la part améliorante	Montant prévisionnel indemnité fin de concession
FG WILSON P50-1 AAKAPA FGWPEP22VBMU06130 NUKU	01/08/2013	7	3 215 370	417 998	3 382 569	0%	-	-
RENOVAT° CLOTURE TAIQHAE CENTRALE	01/01/2014	-	2 709 977	352 297	2 886 126	0%	-	-
F&P CLOTURE STOCKAGE GO SECURITE CENTRALE TAIQHAE	01/07/2014	15	370 500	48 165	394 583	100%	394 583	197 291
MOTEUR FG WILSON P400 NUKU TAIQHAE	17/07/2015	7	6 300 000	819 000	6 791 400	100%	6 791 400	4 074 840
MOTEUR FG WILSON P635 NUKU TAIQHAE	08/11/2010	10	10 368 668	1 347 927	10 503 461	100%	10 503 461	1 050 346
ALTERNAT FG WILS P400 NUKU TAIQHAE	17/07/2015	7	2 750 000	357 500	2 964 500	100%	2 964 500	1 778 700
ALTERNAT FG WILS P635 NUKU TAIQHAE	08/11/2010	10	2 998 281	389 777	3 037 259	100%	3 037 259	303 726
ACCESSOIRE WILS P400 NUKU TAIQHAE	17/07/2015	7	572 400	74 412	617 047	100%	617 047	370 228
ACCESSOIRE WILS P635 NUKU TAIQHAE	08/11/2010	10	7 773 166	1 010 512	7 874 217	100%	7 874 217	787 422
COMB F&P GRPE P635 TAIQHAE NUKU HIVA	08/11/2010	18	544 832	70 828	551 915	100%	551 915	55 191
AIRE DEPOTAGE TAIQHAE NUKU HIVA	01/01/2011	18	3 753 708	487 982	3 851 304	100%	3 851 304	770 261
FIL.EAU GRPE P635 TAIQHAE NUKU HIVA	08/11/2010	18	847 819	110 216	858 841	100%	858 841	85 884
F.ENER GRPE P635 TAIQHAE NUKU HIVA	08/11/2010	18	1 234 579	160 495	1 250 629	100%	1 250 629	125 063
COFFRETS COMPTAGES TAIQHAE CENTRALE NUKU HIVA	01/08/2013	15	1 805 812	234 756	1 899 714	100%	1 899 714	759 886
FILIERE NRJ FOURN BLOC24V PR ALIM CELL TAIQHAE NUKU	01/02/2015	14	160 954	20 924	173 508	100%	173 508	104 105
NRJ TABLEAU HTA NUKU-HIVA CENTRALE TAIQHAE	01/08/2015	13	4 295 141	558 368	4 630 162	100%	4 630 162	2 778 097
ENVTF&P GRPE P635 TAIQHAE NUKU HIVA	08/11/2010	18	111 083	14 441	112 527	100%	112 527	11 253
SYST EXTINC INCENDIE NUKU DETECT° CENTRALE TAIQHAE	01/05/2011	18	10 281 962	1 336 655	10 549 293	100%	10 549 293	2 109 859
INST EVENTS TAIQHAE NUKU LOCAL SYST DETEC°&EXTINC°	01/04/2012	17	215 870	28 063	224 289	100%	224 289	67 287
TERRAIN TAIPIVAI 1 NUKU (EX TERRE TEUAKUEENUI)	03/05/2013	-	3 823 025	496 993	4 021 822	100%	4 021 822	1 608 729
PROTECTION CENTRALE TAIPIVAI 1 À NUKU HIVA	01/07/2015	5	3 312 667	430 647	3 571 055	100%	3 571 055	2 142 633
SUPERVIS° GE-SEPAM-HYDRO TAIPIVAI 1 NUKUHIVA	01/08/2015	5	2 725 437	354 307	2 938 021	100%	2 938 021	1 762 813
TVX SECU CANAL DEVERSEURCENT TAIPIVAI 1 NUKU HIVA	01/01/2013	8	413 000	53 690	434 476	100%	434 476	173 790
F&P GARDE CORPS BASSIN TAIPIVAI 1 NUKU HIVA	01/01/2014	7	391 800	50 934	417 267	100%	417 267	208 634
CONDUITE FORCEE TAIPIVAI 1	01/01/2011	25	121 886 575	15 845 255	125 055 626	0%	-	-
F&P SAS ARMOIRE CTRL TAIPIVAI 2 NUKU	01/01/2013	19	804 400	104 572	846 229	100%	846 229	338 492
F&P VENTILAT° FORCEE TAIPIVAI 2 + CLIM 9000 BTU	01/01/2014	18	422 754	54 958	450 233	100%	450 233	225 117
ARMOIRE AUTOMATE TAIPIVAI 2 REGULATION TURBINE	01/06/2014	18	3 019 037	392 475	3 215 274	100%	3 215 274	1 607 637
COMMUNICAT°CPL TAIPIVAI 2& TAIPIVAI 1	01/08/2014	17	1 841 216	239 358	1 960 895	100%	1 960 895	980 448
TVX SECU CANAL DEVERSEUR CENT TAIPIVAI 2 NUKU HIVA	01/01/2013	19	375 000	48 750	394 500	100%	394 500	157 800
FG WILSON P50 G293 AAKAPA NUKU HIVA	01/11/2016	5	3 892 755	506 058	4 246 996	0%	-	-
MOTEUR PERKINS P750 TAIQHAE G196 JGDF5100N01212A	01/05/2016	3	10 771 280	1 400 266	11 751 466	0%	-	-
PROTEC CENTRALE TAIPIVAI 2 NUKU HIVA	01/06/2016	16	3 017 688	392 299	3 292 298	100%	3 292 298	2 304 608
CPLT FG WILSON P50 AAKAPA G293 POSE NUKU HIVA	01/05/2017	5	404 000	52 520	446 016	0%	-	-
PRODUCTION NUKU HIVA			217 410 756	28 263 398	225 595 517		77 826 719	26 940 138

Composants	date de mise en service	durée amortissement	Valeur Brute Brute Concessionnaire	TVA 13%	Vo majorée de la TVA à reverser	taux améliorant	Montant de la part améliorante	Montant prévisionnel indemnité fin de concession
TRANSFO N2012 TAIHAE NUKU MATATINI FEED. TAIPIVAI	01/07/2014	25	-	-	-	-	0	-
TRANSF N1011 TAIHAE NUKU ZONE ADM FEEDER TAIHAE	01/01/2011	25	819 062	106 478	840 358	33%	277 318	55 464
POSTE N1011 TAIHAE NUKU ZONE ADM FEEDER TAIHAE	01/01/2011	25	1 956 526	254 348	2 007 396	33%	662 441	132 488
AUT COMPOS N1011 TAIHAE ZONE ADM NUKU FEED TAIHAE	01/01/2011	25	4 597 063	597 618	4 716 587	33%	1 556 474	311 295
EXT BTA QTIER PIRIOTUA MTAIPIVAI NUKU HIVA (14A1)	01/01/2010	25	591 072	76 839	598 756	100%	598 756	59 876
EXT BTA QTIER AUGEREAU JTERRE AVAU N. HIVA (14A1)	30/06/2010	25	821 785	106 832	832 468	100%	832 468	83 247
RESEAUX CP NUKU HIVA 2010	01/07/2010	25	11 969 459	1 556 030	12 125 062	0%	-	-
RESEAUX 2010 CONCED NUKUHIVA FINANCEMENT	01/07/2010	25	-	-	-	-	0	-
MIS CONFORM. BTA TAIHAEQT PUHETINI NUKU HIVA	01/01/2011	25	2 411 812	313 536	2 474 519	0%	-	-
MEC BT QT SALMON TAIHAE NUKU HIVA	11/04/2011	25	946 170	123 002	970 770	0%	-	-
RESEAUX CP NUKU HIVA 2011	01/07/2011	25	81 443 414	10 587 644	83 560 943	0%	184 846	36 969
RESEAUX 2011 CONCED NUKU HIVA FINANCEMENT	01/07/2011	25	-	-	-	-	0	-
EXT 14A1 BTA QT ARAI NUKU JOHANNA TAIHAE	19/07/2011	25	1 918 765	249 439	1 968 653	100%	1 968 653	393 731
MISE CONFORM BTA TAIHAE SERVITUDE POULAILLER NUKU	01/01/2012	25	1 187 812	154 416	1 234 137	6%	74 048	22 214
RESEAU STAT° CONCASSAGE TAIHAE NUKU HIVA	01/01/2012	25	6 493 798	844 194	6 747 056	0%	-	-
RESEAUX CP NUKU HIVA 2012	01/07/2012	25	39 205 099	5 096 663	40 734 098	0%	159 145	47 743
RESEAUX 2012 CONCED NUKUNUKU HIVA FINANCEMENT	01/07/2012	25	-	-	-	-	0	-
EXT 14A1 QT TEIKIHAA NUKU HIVA / TAIHAE	28/08/2012	25	185 349	24 095	192 578	100%	192 578	57 773
EXT 14A1 QT FIU NUKU HIVA A TAIHAE	01/01/2013	25	1 630 987	212 028	1 715 798	100%	1 715 798	686 319
EXT 14A1 QT TEAHU NUKU HIVA A HOUMI	01/01/2013	25	74 327	9 663	78 192	100%	78 192	31 277
RESEAUX CP NUKU HIVA 2013 CP 2013	01/07/2013	25	20 873 029	2 713 494	21 958 427	0%	-	-
RESEAUX CP NUKU HIVA 2013 CP 2013	01/07/2013	25	355 921	46 270	374 429	100%	374 429	149 772
RESEAUX 2013 TIERS NUKU HIVA FINANCEMENT	01/07/2013	25	-	-	-	-	0	-
RESEAUX 2013 CONCED NUKU HIVA FINANCEMENT	01/07/2013	25	-	-	-	-	0	-
RESEAUX 2014 CONCED NUKU HIVA FINANCEMENT	01/07/2014	25	-	-	-	-	0	-
RESEAUX CP NUKU HIVA 2014 CP 2014	01/07/2014	25	447 020	58 113	476 076	0%	-	-
RESEAUX CP NUKU HIVA 2014 CP 2014 QP 15%EXT EDT	01/07/2014	25	722 904	93 978	769 893	100%	769 893	384 946
ART14A/N°051/14/BM/NT TAIHAE	01/11/2014	25	737 625	95 891	785 571	100%	785 571	392 785
EXT 14A1 QT HIRIGA À TAIHAE À NUKU HIVA	05/02/2015	25	953 898	124 007	1 028 302	100%	1 028 302	616 981
ELEC 14A 1924/14/TAIPIVAI RSX AERIEN BT	12/05/2015	25	151 203	19 656	162 997	100%	162 997	97 798
RESEAUX CP NUKU HIVA 2015 CP 2015	01/07/2015	25	4 400 894	572 116	4 744 164	4%	194 206	116 524
RESEAUX 2015 CONCED NUK FINANCEMENT NUKU HIVA	01/07/2015	25	-	-	-	-	0	-
MEC RESEAU SOUT TAIHAE ZONE ADMINISTRATIVE	01/01/2011	35	29 973 475	3 896 552	30 752 785	33%	10 148 419	2 029 684
MEC BT QT SALMON TAIHAE NUKU HIVA	11/04/2011	35	2 558 164	332 561	2 624 676	0%	-	-
MIS CONFORM BTS TAIHAE SERVITUDE POULAILLER NUKU	01/01/2012	35	2 205 936	286 772	2 291 968	17%	389 634	116 890
RESEAUX 2013 TIERS NUKU HIVA FINANCEMENT	01/07/2013	35	-	-	-	-	0	-
RESEAUX 2013 CONCED NUKU HIVA FINANCEMENT	01/07/2013	35	-	-	-	-	0	-

Composants	date de mise en service	durée amortissement	Valeur Brute Brute Concessionnaire	TVA 13%	Vo majorée de la TVA à reverser	taux améliorant	Montant de la part améliorante	Montant prévisionnel indemnité fin de concession
EXT 14A/112/13/NK/BTOROVINI TAIHAE NUKU HIVA	04/04/2014	35	628 860	81 752	669 736	100%	669 736	334 868
RESEAUX SOUT TIERS NUKU HIVA FINANCEMENT 2014	01/07/2014	35	-	-	-		0	-
RESEAUX CP NUKU HIVA 2015 CP 2015	01/07/2015	35	90 153	11 720	97 185	100%	97 185	58 311
RSX SOUT TIERS NUK 2015 FINANCEMENT NUKU HIVA	01/07/2015	35	-	-	-		0	-
BRCHT/CPTAGE NUKU HIV 2010	01/07/2010	20	1 339 213	174 098	1 356 623	44%	592 507	59 251
COMPTAGE TIERS NUK 2010 FINANCEMENT	01/07/2010	20	-	-	-		0	-
BRCHT/CPTAGE NUKU HIVA 2011	01/07/2011	20	1 649 414	214 424	1 692 299	70%	1 180 541	236 108
COMPTAGE TIERS NUKU 2011 FINANCEMENT NUKU HIVA	01/07/2011	20	-	-	-		0	-
BRCHT/CPTAGES NUKU HIVA 2012	01/07/2012	20	1 098 125	142 756	1 140 952	15%	171 896	51 569
COMPTAGE TIERS NUKU 2012 FINANCEMENT NUKU HIVA	01/07/2012	20	-	-	-		0	-
CPTEURS SOLAIRE NUK 2012	01/07/2012	20	-	-	-		0	-
BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA CP 2013	01/07/2013	20	1 478 068	192 149	1 554 928	6%	91 977	36 791
COMPTAGE TIERS NUKU 2013 FINANCEMENT NUKU HIVA	01/07/2013	20	-	-	-		0	-
CPTEURS SOLAIRE NUK 2013	01/07/2013	20	-	-	-		0	-
BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA CP 2014	01/07/2014	20	183 044	23 796	194 942	77%	149 597	74 799
COMPTAGE TIERS NUKU 2014 FINANCEMENT NUKU HIVA	01/07/2014	20	-	-	-		0	-
BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA CP 2015	01/07/2015	20	4 321 208	561 757	4 658 262	32%	1 505 774	903 464
COMPTAGE TIERS NUK 2015 FINANCEMENT NUKU HIVA	01/07/2015	20	-	-	-		0	-
RSX AERIEN 2016 NUKU HIVA AAKAPA CENTRALE	18/02/2016	25	9 224 159	1 199 141	10 063 557	100%	10 063 557	7 044 490
14A1 039/16/BK/BT NUKU HIVA QT BIHANNIC TAIHAE	06/04/2016	25	218 520	28 408	238 405	100%	238 405	166 884
RESEAUX 2016 CONCED NUKU FINANCEMENT NUKU HIVA	01/07/2016	25	-	-	-		-	-
RESEAUX CP NUKU HIVA 2016 CP 2016	01/07/2016	25	139 226	18 099	151 896	0%	-	-
MISE SOUT RESEAUX HT/BTCOLLEGE TAIHAE NUKU	01/10/2016	35	16 548 296	2 151 278	18 054 191	35%	6 318 967	4 423 277
BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA CP 2016	01/07/2016	20	2 047 473	266 171	2 233 793	38%	848 841	594 189
COMPTAGE TIERS NUKU 2016 FINANCEMENT NUKU HIVA	01/07/2016	20	-	-	-		-	-
RENV 5 IACM PAR 5 IAM NUKU HIVA	01/10/2017	15	10 540 081	1 370 211	11 636 249	0%	-	-
14A1 299/16/BT/BK NUKU HIVA	01/01/2017	25	959 554	124 742	1 059 348	100%	1 059 348	847 478
14A1 370/16/BK/BT NUKU HIVA	27/01/2017	25	867 147	112 729	957 330	100%	957 330	765 864
RESEAUX CP NUKU HIVA 2017 CP 2017	01/07/2017	25	473 100	61 503	522 302	13%	65 865	52 692
RSX AERIEN TIERS NUK 2017 FINANCEMENTS NUKU HIVA	01/07/2017	25	-	-	-		-	-
MISE SOUT RESEAUX HT/BT COLLEGE TAIHAE NUKU HIVA	01/01/2017	35	5 981 845	777 640	6 603 957	35%	2 311 385	1 849 108
COMPTAGE TIERS NUKU 2017 FINANCEMENT NUKU HIVA	01/07/2017	25	-	-	-	100%	-	-
BRCHT/COMPTAGE NUKU HIVA CP 2017	01/07/2017	20	1 941 605	252 409	2 143 532	14%	301 078	240 863
DISTRIBUTION NUKU HIVA			279 361 660	36 317 016	291 796 143		48 778 158	23 563 782
>>>> TOTAL PAR CONCESSION NUKU HIVA			496 772 416	64 580 414	517 391 661		126 604 877	50 503 920

5.8 - Plan de Renouvellement

Production :

Variation du besoin de renouvellement sur l'exercice

reste à faire au 31/12/2016	117 501 350
réalisé	- 404 000
écart de coût sur réalisé	-
réajusté	- 3 488 753
reste à faire au 31/12/2017	113 608 597

Plan de renouvellement au 31/12/2017

	2018	2019	2020	Total général
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	19 568 609	23 710 862	-	43 279 471
GROUPE	5 151 125	-	-	5 151 125
Total général	61 695 446	47 852 820	4 060 331	113 608 597

Situation de l'actif/passif de renouvellement

	actif/passif à l'ouverture	+ dotation 2017	- utilisation 2017	actif/passif clôture	reste à renouveler
TOTAL NUKU HIVA PRODUCTION	106 401 604	1 902 748	- 404 000	107 900 352	113 608 597
	(1)	(2)			

(1) correspond au 31/12/2016 à :

-amortissement technique:	105 594 274
- amortissement technique sur biens indemnisés: -	24 799 595
- provision de renouvellement:	25 606 925
	<u>106 401 604</u>

(2) correspond à la dotation 2017:

- reste à faire réajusté 2016:	114 012 597
- déjà doté à l'ouverture:	<u>- 106 401 604</u>
reste à doter	7 610 993
nb année à doter:	4
dotation de l'exercice:	1 902 748

Distribution :

Variation du besoin de renouvellement sur l'exercice

reste à faire au 31/12/2016	102 341 102
réalisé	- 16 510 609
écart de coût sur réalisé	
réajusté	
reste à faire au 31/12/2017	85 830 493

Plan de renouvellement au 31/12/2017

	2018			2019			2020			TOTAL
	qté	coût unit	total	qté	coût unit	total	qté	coût unit	total	
Transfos	1	1 500 000	1 500 000			-	1	1 568 518	1 568 518	3 068 518
Réseaux HTA	30	616 363	18 713 840	30	616 363	18 713 840	30	616 363	18 713 840	56 141 521
Réseaux BT	12	409 090	4 968 278	12	409 090	4 968 278	12	409 090	4 968 278	14 904 833
Branchements et comptages	35	102 273	3 534 607	35	102 273	3 534 607	35	102 273	3 534 607	10 603 821
Réseau souterrain			1 111 801							1 111 801
TOTAL			29 828 526			27 216 725			28 785 242	85 830 493

Situation de l'actif/passif de renouvellement

	actif/passif à l'ouverture	+ dotation 2017	- utilisation 2017	actif/passif clôture	reste à renouveler
TOTAL NUKU HIVA DISTRIBUTION	62 883 626	9 864 368	-16 510 609	56 237 385	85 830 493

(1)

(2)

(1) correspond au 31/12/2016 à :

-amortissement technique:	23 904 178
- amortissement technique sur biens indemnisés -	4 918 619
- provision de renouvellement:	43 898 067
	<hr/>
	62 883 626

(2) correspond à la dotation 2017:

- reste à faire réajusté 2016:	102 341 102
- déjà doté à l'ouverture:	- 62 883 626
	<hr/>
reste à doter	39 457 476
nb année à doter:	4
dotation de l'exercice:	9 864 369

6 – ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUTE DU SERVICE PUBLIC

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