



**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 2018

SOMMAIRE

0 - FAITS MARQUANTS	3
1 – PRESENTATION.....	7
1.1 - Le système électrique polynésien	8
1.2 - Le groupe Engie au service de la concession	10
1.3 - Le cadre juridique et contractuel	14
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 2018.....	16
2.3 - Chiffre d'affaires énergie	18
2.4 - Autres produits d'exploitation	18
2.5 - Statistiques de ventes	19
2.6 - Gestion des impayés	23
2.7 - Dépenses de la Commune.....	23
2.8 - Services offerts à la clientèle	24
2.9 - Actions en faveur de la maîtrise des dépenses d'énergie.....	26
3 - OBLIGATIONS DE SERVICE.....	27
➤ Bilan technique	28
3.1 - Autorisation d'exploitation	28
3.2 - Détail des ouvrages de production	28
3.3 - Données de production englobant Taiohae, Aakapa et Taipivai	29
3.4 - Qualité de service	29
3.5 - Qualité – Sécurité – Environnement	30
3.6 - Travaux significatifs – Faits marquants.....	30
3.7 - Raccordement solaire	31
3.8 - Unités d'œuvres 2018 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
5 – INFORMATIONS SUR LES BIENS IMMOBILISES	56
5.1 - Variation du patrimoine immobilier	57
5.2 - Situation des biens et immobilisations nécessaires à l'exploitation du service public.....	58
5.3 - Suivi du programme contractuel d'investissements.....	64
5.4 - Dépenses de renouvellement	64
5.5 - Méthode relative aux charges calculées.....	65
5.6 - Dépenses d'améliorant réalisées dans l'année.....	70
5.7 - Indemnités de fin de concession dans le cadre de l'article 22.....	70
5.8 - Plan de Renouvellement	75
6 – ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUTE DU SERVICE PUBLIC.....	77

0 - FAITS MARQUANTS

Communs à toutes les concessions d'EDT :

Projet industriel 2018 – 2030 : une ambition au service des Polynésiens

Présentation au Pays, le 15 octobre 2018, du projet industriel d'EDT ENGIE, pourvu d'une enveloppe de financement prévisionnelle de 10 milliards FCFP jusqu'en 2030. Il vise à atteindre l'indépendance énergétique et favoriser le développement économique de la Polynésie française, tout en luttant contre le réchauffement climatique qui menace ses îles, et se décline en 5 axes :

1. *Contribuer au plan de transition énergétique du Pays*
2. *Développer le tissu économique du Fenua*
3. *Proposer des services de proximité*
4. *Accompagner Tahiti vers la « Smart Island »*
5. *Poursuivre la formation et l'embauche des Polynésiens*

Ce projet industriel met l'accent sur le développement des EnR pour une croissance décarbonée, avec des investissements d'EDT ENGIE :

- Sur Tahiti entre 6 et 8 milliards FCFP d'ici à 2030
- Dans les îles, 4,5 milliards FCFP, pour une production de 16,2 GWh EnR supplémentaires

Le but premier est d'aider le Pays à atteindre les objectifs du Plan de Transition Énergétique (PTE) de la Polynésie, prévoyant 50% d'EnR en 2020 et 75% d'EnR en 2030, et au-delà, tendre vers l'indépendance énergétique de la Polynésie.

MARAMA NUI a proposé au Pays un autre projet Hydromax sur la cote 95 dans la vallée de la Papenoo. Une opération inscrite dans le projet industriel d'EDT ENGIE.

Loi de pays sur les provisions :

La loi de pays relative aux provisions pour renouvellement adoptée par l'Assemblée, a été promulguée le 30 octobre 2018 laissant 6 mois aux concessionnaires pour se mettre en conformité.

La loi de Pays pose des difficultés significatives de mise en œuvre et peut modifier l'équilibre économique des concessions existantes. Ainsi, des discussions sont en cours avec la Polynésie afin de trouver des solutions aux difficultés pratiques de mise en œuvre au regard :

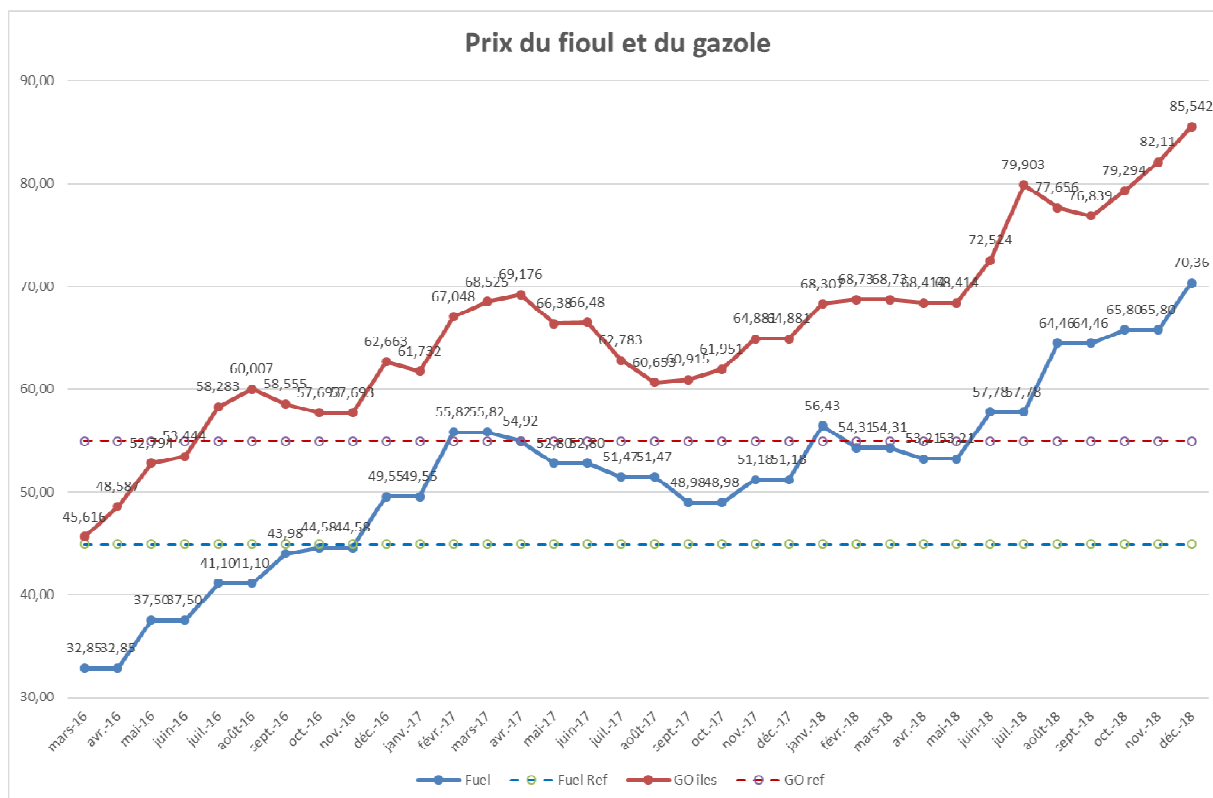
- du nombre important des composants des réseaux (55.000 comptages, 25.000 poteaux, 950 transformateurs, 1.200 km de câbles rien que sur Tahiti Nord) ;
- de la durée de vie à la fois importante (25 ou 30 ans) et très variable au sein même de chaque famille de composants ;
- de la difficulté à prévoir pour chaque composant de leur date et coût de renouvellement.

Données économiques :

1) Combustibles :

Depuis le mois de mars 2016 pendant lequel les tarifs de vente de l'électricité avaient été fixés par le Conseil des ministres les prix des énergies n'ont cessé d'augmenter passant :

- pour le fioul de 32,85 F/L à 70,36 F/L en décembre 2018 (+114,2%)
- pour le gazole de 45,61 F/L à 85,54 F/L en décembre 2018 (87,8%)



P ref : valeur du combustible pris en compte dans les tarifs fixés au 1^{er} mars 2016

2) Redevance de transport :

Sur la même période la redevance de transport est passée de 1,95 F/kWh à 2,45 F/kWh puis 2,75 F/kWh soit une augmentation de 41%.

3) Tarif de vente :

Malgré la hausse des combustibles, les tarifs de vente de l'électricité sont restés stables depuis 2016.

Formule tarifaire et rémunération du concessionnaire :

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 »

(le terme CE correspondant aux dépenses d'énergie, de combustible et de transport).

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.

En l'absence d'accord du concédant ou de décision du tribunal administratif sur l'application de ladite formule tarifaire, la rémunération du concessionnaire est alors constituée par ses seuls encaissements clients.

En cumul depuis 2016, le manque à gagner du concessionnaire s'établit à 2.270 MF dont 1.954 MF au titre de 2018.

A la date de d'émission de ce rapport un avenant 18 a été signé, reconnaissant que la charge de combustible et la redevance de transport n'ont pas à être supportées par EDT.

Sécurité :

Nous enregistrons sur l'année 2018 écoulée :

- 4 accidents de travail avec arrêt (hors trajet) cumulant 79 jours d'interruption du travail (valeurs cibles inférieurs ou égales à 3 accidents et 100 jours)
 - o Taux de fréquence = 4,64
 - o Taux de gravité = 0,09
- 4 accidents de travail sans arrêt (hors trajet)
- 2 accidents de trajet, sans arrêt.

Principaux indicateurs

		NUKU HIVA				
		2018		2017		
CLIENTS	Nombre de contrats clients	1 099		1 087		
	BT	1 094	99,55%	1 082	99,54%	
	MT	5	0,45%	5	0,46%	
	Puissance souscrite au 31/12	kVA	5 715		5 646	
	BT	5 513	96,47%	5 444	96,43%	
	MT	202	3,53%	202	3,57%	
	Puissance maximale appelée	MW	0,91		0,92	
	Nombre de kWh vendus total		4 387 110		4 416 127	
	BT	3 529 636	80,45%	3 479 594	78,79%	
	MT	857 474	19,55%	936 533	21,21%	
	Chiffre d'affaires énergie	XPF	147 093 520		146 048 133	
	BT : Total		122 655 704	83,39%	119 673 400	81,94%
	BT : par client		112 117		110 604	
	BT : par kVA de puissance souscrite		22 248		21 983	
	BT : part fixe en XPF et % du CA total		21 419 678	17,46%	21 072 497	17,61%
	BT : part variable en XPF et % du CA total		101 236 026	82,54%	98 600 903	82,39%
	MT : Total		24 437 816	16,61%	26 374 733	18,06%
	MT : par client		4 887 563		5 274 947	
	MT : par kVA de puissance souscrite		121 219		130 827	
	MT : part fixe en XPF et % du CA total		3 708 636	15,18%	3 708 636	14,06%
MT : part variable en XPF et % du CA total		20 729 180	84,82%	22 666 097	85,94%	
Prix moyen de vente par kWh vendu		33,53		33,07		
BT		34,75		34,39		
MT		28,50		28,16		
TECHNIQUES	Rendement réseaux (s/production nette)	0,86		0,84		
	Energie achetée					
	Energie solaire	kWh	47 852	0,08%	58 593	0,10%
	Energie hydroélectrique	kWh	1 000 945	1,70%	1 647 283	2,80%
	Energie thermique	kWh	4 033 948	6,86%	3 576 165	6,09%
	Energie totale achetée		5 082 744		5 282 042	
	Temps moyen de coupure					
	global		3h21		17h08	
origine production		1h10		0h56		
origine transport		-		-		
origine distribution		2h11		16h12		
FINANCIERS	Patrimoine					
	Longueur du réseaux hors branchement	Km	83		68	
	Valeur d'origine	k XPF	956 359		925 858	
	Valeur nette économique	k XPF	490 564		497 376	
	Travaux réalisés					
	Dépenses de renouvellement	k XPF	20 130		16 915	
	Dépenses d'améliorant	k XPF	3 949		6 356	
	Indemnité de fin de concession	k XPF	50 477		50 504	
	Coût du service pour les usagers (RA)	k XPF	N/A		311 716	
	Part revenant au concessionnaire	k XPF	N/A		219 815	
	Coût des énergies et du transport	k XPF	105 183		91 901	
	Rémunération du concessionnaire (avant IRCM)	k XPF	6 781		36 886	
Ecart RA - CA (+) => à récupérer dans les tarifs N+1	k XPF	N/A		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

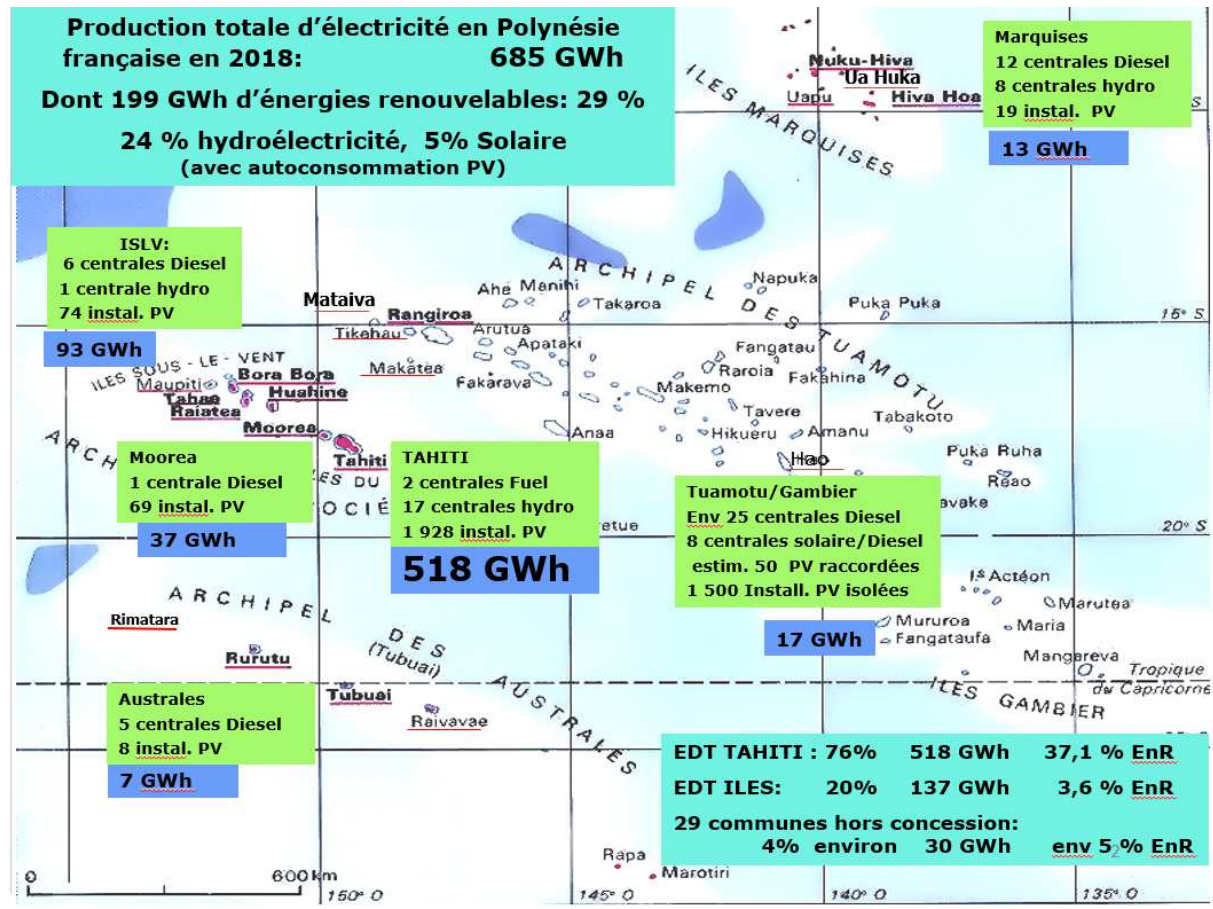
- Présentation
- Atouts
- Organisation locale

1.3 - Le cadre juridique et contractuel

- La convention de concession
- Les autres contrats
Cf. paragraphe :
6– ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUITE DU SERVICE
PUBLIC

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.

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

Il 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 smartgrid, 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, mégohmmètres, 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 Îles) 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

1.3 – Le cadre juridique et contractuel

1.3.1 La convention de concession

La concession de production et de distribution publique d'énergie électrique de **Nuku Hiva** a été confiée par la commune à ELECTRICITE DE TAHITI, par une convention du 25 mai 1992, pour une durée identique à celle de la concession de Tahiti Nord, ce qui impliquait à l'époque une fin de contrat le 30 septembre 2020.

Cette concession s'inscrit dans le cadre de la convention n°90-1778 du 14 décembre 1990 conclue entre EDT et la Polynésie française, laquelle prévoit « l'adhésion » par les communes des îles à la concession de Tahiti Nord.

Les services juridiques du Haut-commissariat ayant estimé, dans une note du 9 janvier 1991, que les communes ne pouvaient pas abandonner une compétence qu'elles avaient commencé à exercer, le principe d'adhésion a été remplacé par un principe de concession à part entière, avec comme cahier des charges commun celui de la concession de Tahiti Nord, et un équilibre financier partagé.

Le prix du service est donc unique, dans toutes les concessions reliées par ce système dit de « péréquation interne ».

Le cahier des charges de la convention de concession de **Nuku Hiva** correspond donc au cahier des charges de la concession de Tahiti, modifié par ses avenants 1 à 7, étant précisé que les modifications ultérieures relatives au calcul des tarifs sont applicables de plein droit par le jeu de la péréquation.

Le cahier des charges spécifique de **Nuku Hiva** a quant à lui été modifié par un avenant depuis son origine.

- L'avenant n°1, en date du 28 novembre 2006, avait pour objet de modifier la méthode de financement des extensions de réseaux réalisées à la charge du concessionnaire sur demande du concédant (système dit du « F.E.R. », abandonné suite à contre-indication du haut-commissariat).

1.3.2 Les autres contrats liés à la délégation de service public

- a. Convention de fourniture de Gasoil (EDT – Petropol)
- b. Conventions de raccordement et d'achat de la production photovoltaïque
- c. Accord d'Indemnité de Départ à la Retraite
- d. Contrat d'adhésion au régime de retraite complémentaire
- e. Principaux baux de la concession
- f. Divers accords de maîtrise foncière des réseaux
- g. Contrats d'abonnement souscrits par la clientèle
- h. Contrat de supports communs avec l'OPT

Ces contrats sont détaillés au chapitre 6 « Engagements nécessaires à la continuité du service public ».

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 2018
 - 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.

Au cours de l'année 2018, les tarifs applicables sont restés stables, la dernière actualisation ayant eu lieu en Mars 2016, conformément à l'arrêté n° 192 CM du 25 Février 2016 modifié, relatif aux prix de l'énergie électrique distribuée par la SA EDT dans le cadre de sa concession.

2.2 - Tarifs pratiqués et évolution au cours de l'année 2018

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
Basse tension	P = 39,00 XPF
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	Total kWh vendus *	Total XPF *	Puissance souscrite cumulée (kVA)	Prime abonnement (XPF)	Puissance au 31/12/2018 (kVA)
BT Usage social 1ère tranche	P1	1 243 741	23 631 079	26 791	7 066 469	2 267
BT Usage social 2ème tranche	P2	88 732	3 460 548			
BT Usage domestiques 1ère tranche	P1	426 331	10 445 360	10 360	4 084 257	858
BT Usage domestiques 2ème tranche	P2	183 815	7 168 785			
BT Eclairage public	P4	74 854	2 470 182	1 399	503 712	117
BT Usage professionnel	P5	1 512 163	54 060 072	27 067	9 765 240	2 272
MT Tarif jour	P6	621 584	15 539 600	2 419	3 708 636	202
MT Tarif nuit	P7	235 890	5 189 580			
Total		4 387 110	121 965 206	68 035	25 128 314	5 715

Ventes totales

147 093 520

Prix moyen

33,53

* Les consommations internes à EDT ne sont pas comptabilisées dans les ventes et le chiffre d'affaires 2018

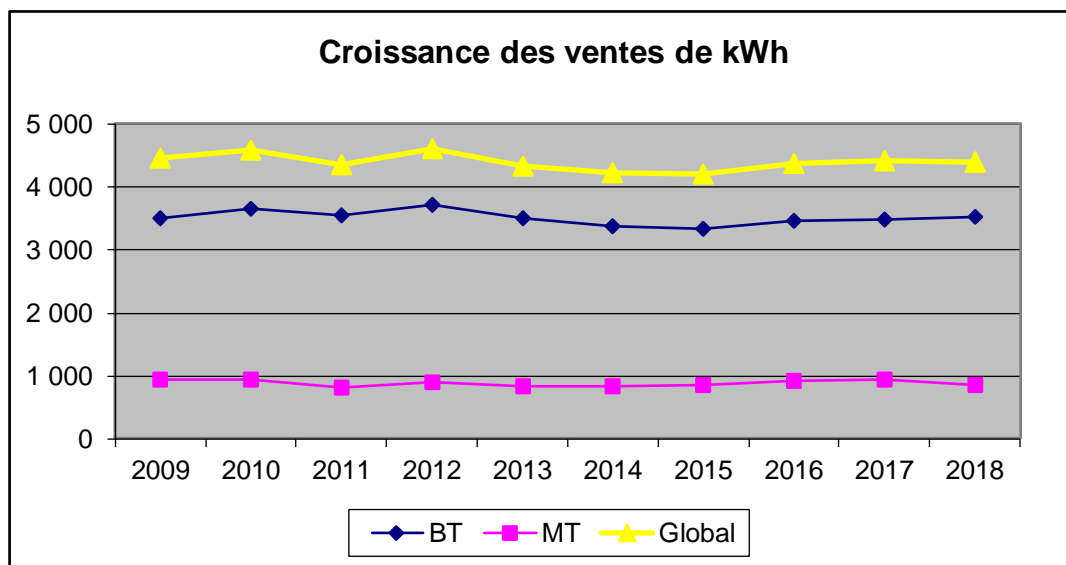
Le chiffre d'affaires de la concession en 2018 comprend la valorisation de la consommation des employés et retraités aux tarifs publics domestiques.

2.4 - Autres produits d'exploitation

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

- Frais de perception de taxe :	349 133 XPF
- Frais de relance :	754 722 XPF
- Total	<u>1 103 855 XPF</u>

2.5 - Statistiques de ventes



Après une année de hausse de 0,8% en 2017, les ventes d'électricité connaissent une baisse de 0,7% (soit -29 MWh) en 2018 et retrouvent leur niveau de 2016 sur la concession de Nuku Hiva. Elles s'établissent ainsi à **4,4 GWh**.

Cette réduction est liée à la diminution de 8,4% (soit -79 MWh) des ventes en moyenne tension, qui représentent 20% des volumes, alors que les ventes en basse tension progressent de 1,4% (+50 MWh).

Les ventes en basse tension progressent pour la troisième année consécutive, portées par les hausses observées des ventes aux tarifs « Petits Consommateurs » et aux professionnels.

La consommation globale des clients domestiques (tarifs « petits consommateurs » et « classique » basse tension usages domestiques) connaît une évolution à la hausse de 0,8%, soit +16 MWh. Cette progression traduit une augmentation de 2,5% des volumes de ventes au tarif « petits consommateurs » (+32 MWh), tandis que les ventes au tarif « classique » reculent de 2,6%, soit -16 MWh.

Cette disparité de comportement traduit l'évolution du nombre de contrats souscrits dans chacun des tarifs, avec une augmentation de 2% pour le tarif « petits consommateurs », alors que le tarif « classique » usages domestiques enregistre un nombre d'abonnés en baisse de 4% sur 2018.

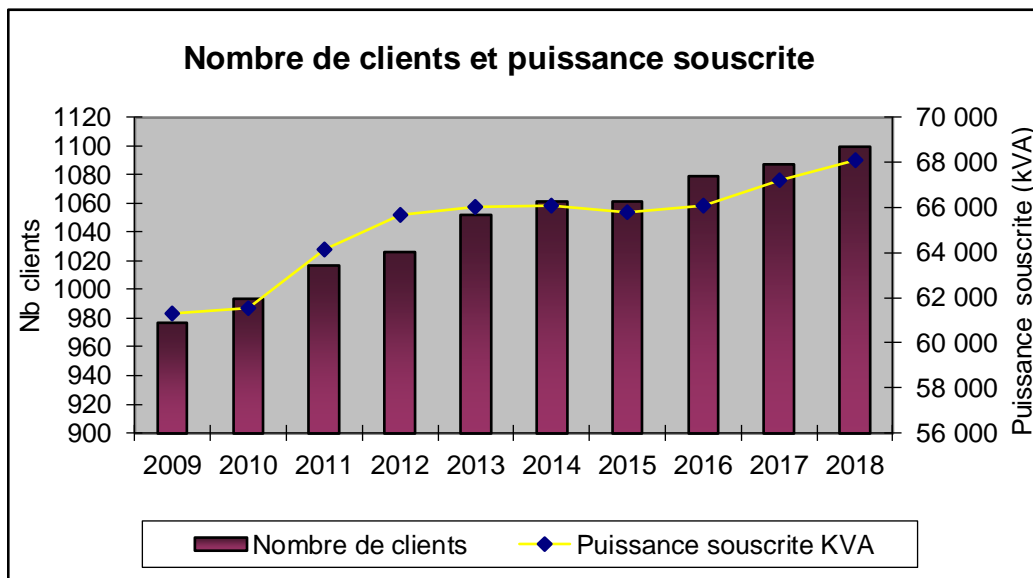
Les tarifs domestiques représentent 55% des volumes basse tension en 2018, avec un poids important du tarif « Petits Consommateurs » qui pèse à lui seul pour 38% des ventes basse tension.

Les ventes en tarif Eclairage Public, qui représentent 2% des ventes en basse tension avec environ 75 MWh vendus sur 2018, ont pour leur part sensiblement diminué de 12,5% en 2018, soit -11 MWh (après avoir connu une augmentation de 8,6% en 2017, soit +7 MWh).

Les ventes aux clients professionnels en basse tension, qui représentent 43% des ventes basse tension (41% en 2017), poursuivent leur tendance haussière et enregistrent une croissance significative de 5,4%, soit +77 MWh (+4,8% en 2017). Elles atteignent ainsi leur plus haut niveau sur les 7 dernières années. Cette progression est liée à l'augmentation des consommations de certains magasins de l'île, à la hausse de régime d'une unité de transformation de fruits ainsi qu'aux augmentations de volumes globalement constatées pour les contrats souscrits au nom de la Commune (cantines des écoles, bassins forages pompages, autres sites communaux, ...).

Après 4 années consécutives de croissance, les ventes en moyenne tension se réduisent de 8,4%, soit -79 MWh, pour s'établir à 857 MWh, et retrouvent ainsi leur moyenne de 2014-2015. Cette forte baisse

s'explique par la réduction de la consommation électrique de l'hôpital de Taiohae, après une forte année de croissance en 2017.



Le nombre de clients s'établit en fin d'exercice à :		variation / 2017 (<i>nombre de contrats</i>)
Contrats souscrits aux tarifs basse tension	1 094	+1,1% (+ 12 contrats)
Contrats souscrits aux tarifs moyenne tension	<u>5</u>	<u>-</u>
	1 099	+1,1% (+ 12 contrats)

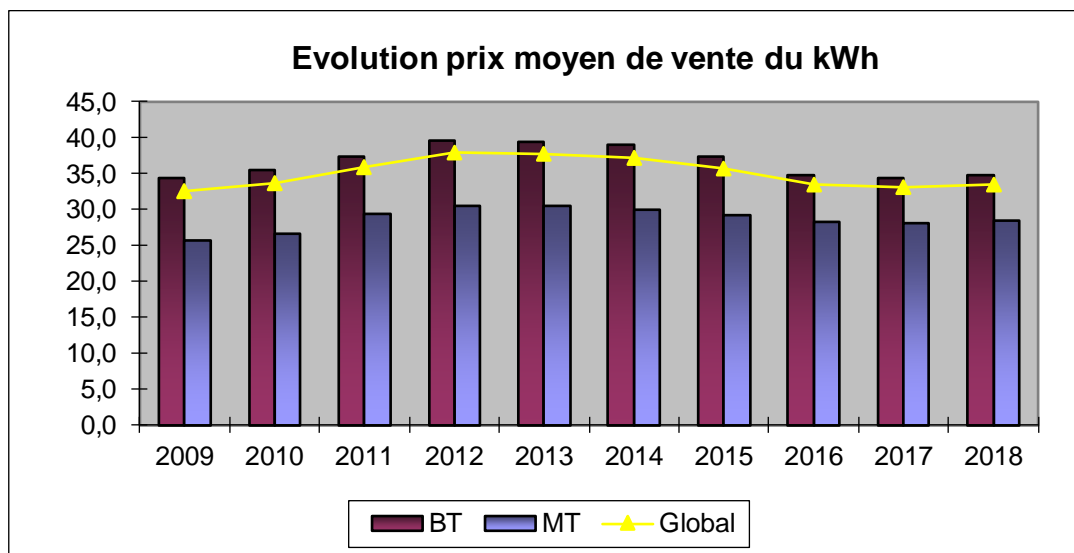
La hausse du nombre de contrats souscrits aux tarifs basse tension concerne le tarif « petits consommateurs », avec 14 contrats supplémentaires par rapport à fin 2017, et les professionnels (+5 contrats).

Le nombre de contrats souscrits en tarif « usages domestiques classique » est pour sa part en recul et enregistre 6 contrats de moins par rapport à fin 2017.

La répartition du nombre de clients par tarifs s'établit de la manière suivante à fin 2018 :

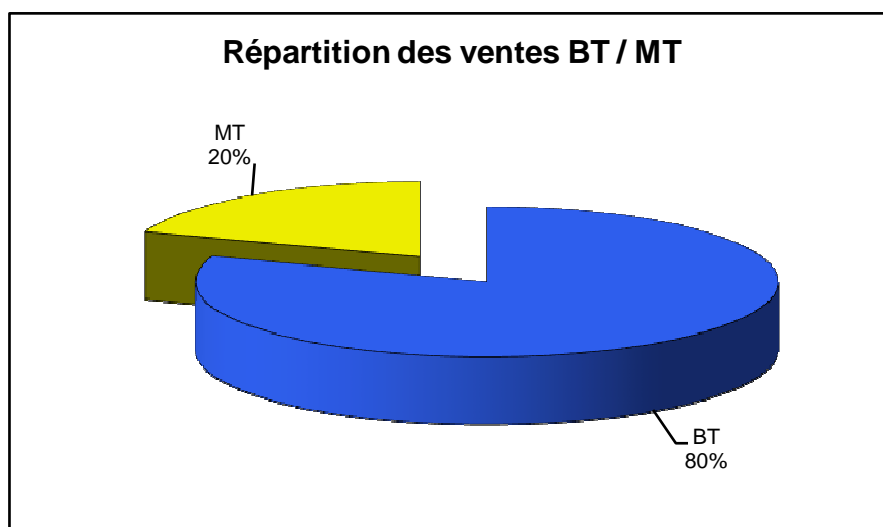
- tarif « Petits Consommateurs »	65%
- tarif Usages professionnels basse tension	17%
- tarif Usages domestiques « classique » basse tension	15%
- tarif Eclairage Public	2%
- tarif Moyenne tension	<1%

La puissance souscrite facturée poursuit sa progression à la hausse (+1,2%) et s'élève à 68 035 kVA, en lien avec l'augmentation de la puissance souscrite facturée pour les tarifs basse tension.



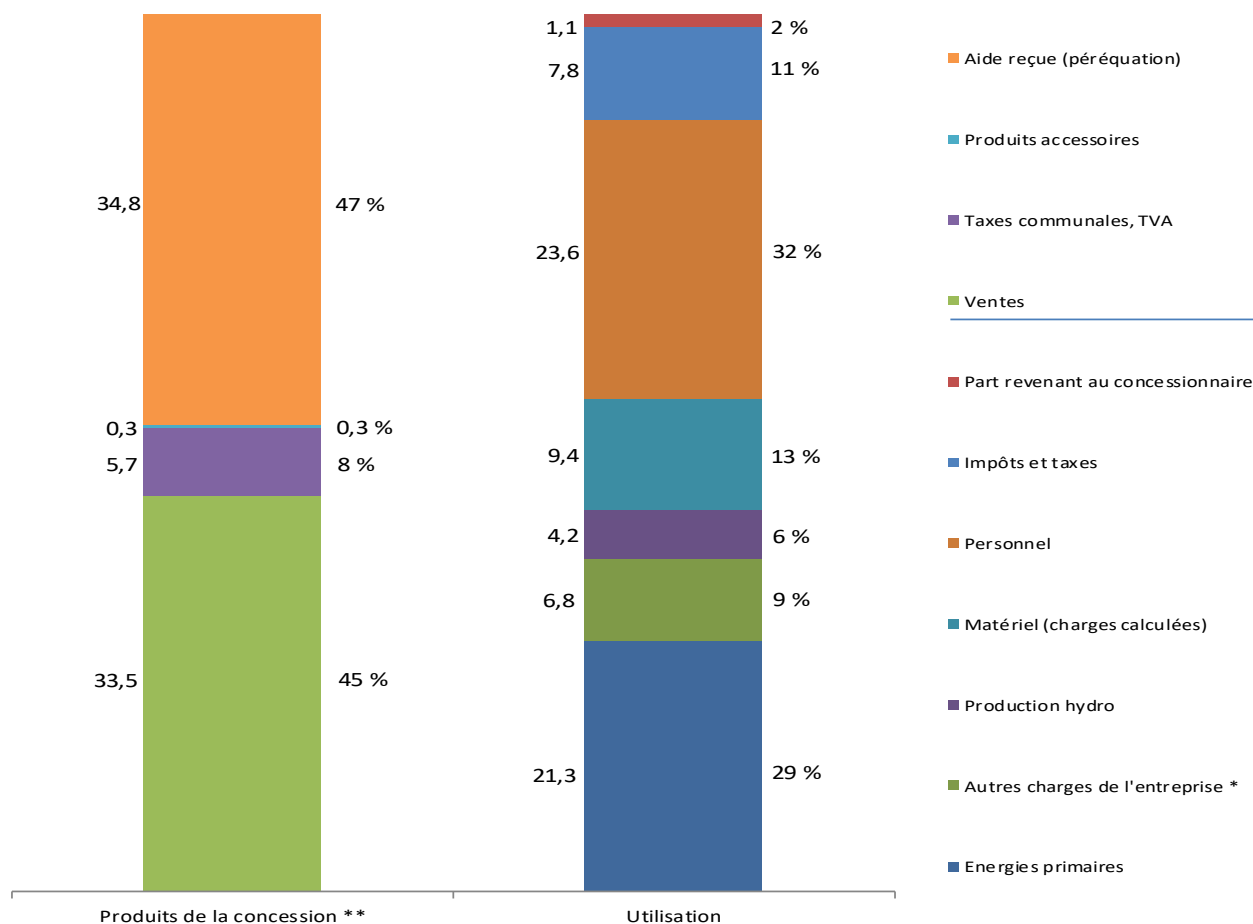
Le prix moyen de ventes H.T au kWh s'élève à :		variation / 2017
Tarifs basse tension	34,8 Fcp	+1,0%
Tarifs moyenne tension	<u>28,5 Fcp</u>	<u>+1,2%</u>
Soit Prix moyen de vente H.T au kWh	33,5 Fcp	+1,4%

Le prix moyen de vente du kWh évolue à la hausse par rapport à 2017. Dans les tarifs basse tension, le prix moyen augmente en raison de l'évolution du mix tarifs marquée en particulier par la hausse de consommation des professionnels. La hausse du prix moyen en tarif moyenne tension est liée à la baisse proportionnellement plus importante des volumes en tarif nuit (-6,6%) par rapport au tarif jour (-5,4%).



La répartition des volumes de ventes entre tarifs basse tension et moyenne tension reste sensiblement stable, avec 80% des volumes facturés en tarifs basse tension, et 20% en tarif moyenne tension.

Bénéficiaires des sommes facturées aux clients sur Nuku Hiva 2018 (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 d'œuvre, etc.

**Dont 39,18 F/KWh (53%) 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 produits accessoires que sont les relances et perception de taxes.

Les charges sont hors charges non récurrentes.

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,
- le coût des huiles.

2.6 - Gestion des impayés

A fin 2018, le montant des créances d'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 31/12/18, était de 23,9 Millions Cfp, ce qui représente 16% du chiffre d'affaires énergie 2018, soit un délai de créances clients de 86 jours. Ce montant est en baisse par rapport à la situation à fin 2017 (33,1 Millions Cfp).

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 153 clients sont ainsi relancés chaque mois, soit environ 14% 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 3 clients, soit 0,3% 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). A noter la réduction du 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, suite à l'entrée en application en 2017 de la loi relative à la protection du consommateur (Art. LP 10 de la loi du pays n° 2016-28 du 11 août 2016).

En 2018, 53 961 Cfp ont ainsi été comptabilisés en créances irrécouvrables pour la concession de Nuku Hiva, soit moins de 0,1% des ventes d'énergie réalisées sur 2018.

2.7 - Dépenses de la Commune

Tarifs	Nombre contrats	Consommation en kWh	Montant TTC facturé*	Prix moyen TTC*
Eclairage Public	18	75 451	3 414 817	45,26
Usages professionnels Basse Tension	51	210 265	11 710 411	55,69
Total	69	285 716	15 125 228	52,94

* Montant des kWh facturés + Montant de la prime d'abonnement, toutes taxes comprises

L'ensemble des dépenses de la Commune pour les achats de kWh EDT augmente de 1,5% en 2018 et s'établit à 15 Millions Cfp TTC, le tout réparti sur 69 compteurs.

Les dépenses en éclairage public diminuent de 10,2%, avec 3,4 Millions Cfp TTC qui leur sont consacrés. Les dépenses au tarif professionnel augmentent pour leur part de 5,5% et s'élèvent à 11,7 Millions Cfp TTC.

2.8 - Services offerts à la clientèle

Mesure de la satisfaction clients

En 2018, EDT conserve cette année encore une très bonne qualité de prestation avec un taux global de satisfaction sur le service rendu de 98% (Figure 1) pour 76% des clients ayant contacté son Centre de Relation Clients (Figure 2).

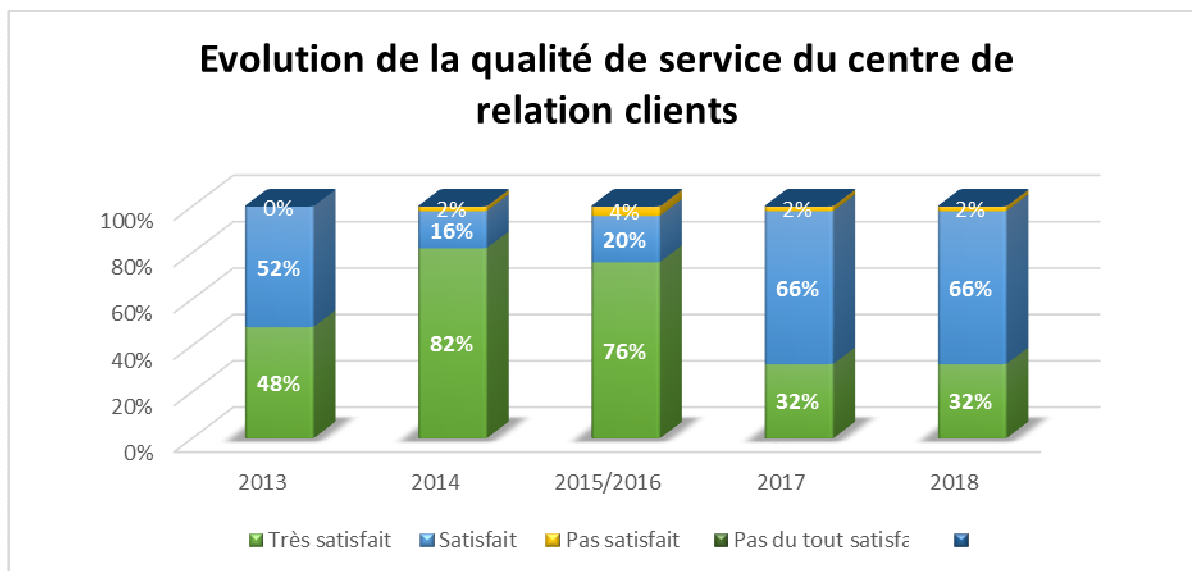


Figure 1 Campagne appels mystères

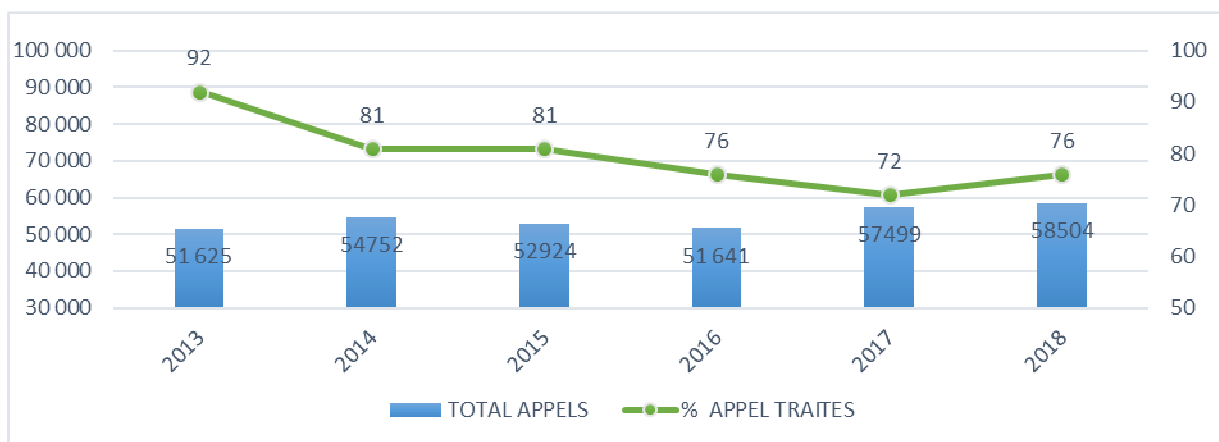


Figure 2 Suivi des appels du CRC EDT

Modes de règlement

L'offre de services d'EDT s'articule au travers du développement de tous les canaux de contact avec nos clients. EDT propose de multiples accès à ses services et offre ainsi aux clients, la possibilité de régler leur facture selon plusieurs modalités :

- par prélèvement ou virement bancaire,
- en agence clientèle,
- à distance via l'espace paiement de l'agence en ligne « agence.edt.pf ». Sur Nuku Hiva, près de 130 clients sont connectés à l'agence en ligne,
- par téléphone via le module de télévente du centre d'appels.

L'information clients par SMS

Le service INFOS SMS mis en service en 2011 reste un service très apprécié des clients, avec un taux global de 92% de clients satisfaits de ce service et 97% particulièrement satisfaits du service SMS Info Coupure pour travaux.

Le service SMS est un service rapide, simple et pratique pour le client qui dispose des informations importantes liées à son contrat d'énergie pour le SMS INFO facture, relance et coupure pour travaux sont les services les plus appréciés des clients.

Nombre de souscriptions Services SMS NUKU HIVA à fin 2018

Concession	Facture	Passage releveur	Travaux	Auto-relève	Relance	Total
Nuku Hiva	515	52	383	320	455	1 725

Mise en place d'un agent conversationnel : Mareva



L'enquête lancée en 2017 auprès de notre clientèle « domestique » sur leurs usages numériques a relevé un besoin client sur la possibilité de poser des questions via Messenger (44%).

Le lancement du chat bot Mareva a été réalisé en février 2018 sur 3 domaines d'information proposés : commercial, technique et ressources humaines. Un an après son lancement, on enregistre plus de 2 200 utilisateurs abonnés et une évaluation moyenne de 3.47/5 de la qualité de service rendu par Mareva.

Lancement d'un blog : Maeva expat.com

La mise en place d'un blog au premier trimestre 2018 avait pour objectif de donner une juste information sur les particularités de la vie en Polynésie : le prix de l'électricité, les formalités administratives, les contacts utiles notamment. La cible première étant les expatriés : enseignants, fonctionnaires mutés en Polynésie.



- Accueil
- EDT ENGIE en bref
- Le prix de l'électricité
- Je m'installe
- Je déménage
- Je fais des économies
- Actualités
- Blog
- Nos réseaux sociaux
- Contacts utiles

q

Agence EDT

Bienvenue en Polynésie française

Les services EDT ENGIE sans vous déplacer



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

Les équipes clientèle sont formées pour accompagner le client dans la compréhension et la maîtrise de sa consommation.

Parmi les offres de gestion, le service auto-relève est simple, facile et disponible 24h sur 24 et 7j sur 7. L'auto-relève permet de suivre et payer sa consommation au réel, en ajustant le plus exactement possible la facturation des clients à leur consommation mensuelle. Chaque mois, à date fixe, avant le jour de facturation indiqué sur la dernière facture, le client relève lui-même l'index de son compteur EDT et le communique soit par téléphone soit directement dans son espace client.

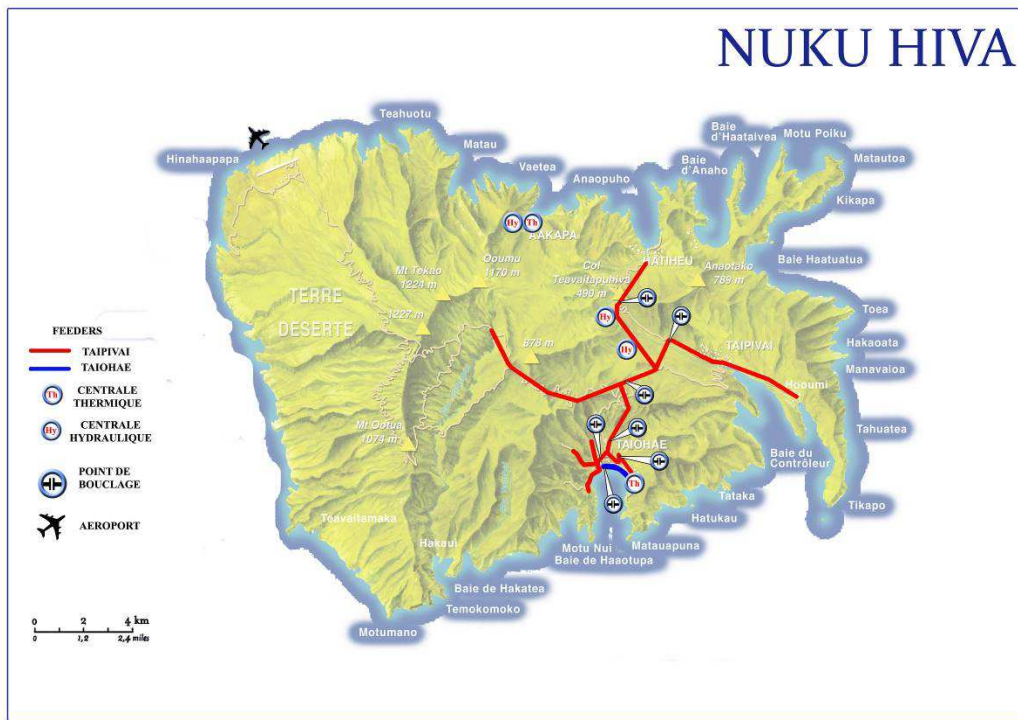
Des outils de maîtrise de la dépense énergétique sont également proposés sur le site de l'agence EDT tels que :

- La 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. Il permet de connaître par lieu de vie sa consommation et identifier les postes sur lesquels le client peut agir pour réduire ses dépenses d'énergie, connaître son besoin en puissance, connaître le montant de sa prochaine facture.

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 2018 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	1574	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)

Regroupement positionnement	Marque du Groupe	Puissance nominale (kVA)	Puissance installée (kW)	Puissance utile (kW)	Date de mise en service	HDM au 1er Janvier 2018	HDM au 1er Janvier 2019	Nbre heure de fonctionnement en 2018
G1 AAKAPA	FG WILSON	50	40	32	18/06/2017	2 701	7 603	4 902
G2 AAKAPA	FG WILSON	50	40	32	01/08/2013	21 567	25 428	3 861
GS TAIIOHAE	PRAMAC	80	64	64	01/07/2011			
G1 TAIIOHAE	FG WILSON	400	320	256	01/12/2008	29 075	34 380	5 305
G2 TAIIOHAE	FG WILSON	675	540	432	02/07/2009	34 435	42 561	8 126
G3 TAIIOHAE	FG WILSON	400	320	256	29/09/2006	34 916	36 969	2 053
G4 TAIIOHAE	FG WILSON	635	540	432	02/07/2009	33 726	35 420	1 694
G5 TAIIOHAE	FG WILSON	635	540	432	08/11/2010	18 238	18 238	0
G6 TAIIOHAE	FG WILSON	400	320	256	16/04/2008	29 942	34 056	4 114
Turbine Taipivai 1	HYDROLEC	500	400	400	01/01/1985	75 982	79 812	3 830
Turbine Taipivai 2	BOUVIER	275	220	220	01/01/1997	34 795	40 535	5 740

3.3 - Données de production englobant Taiohae, Aakapa et Taipivai

Production thermique brute 2018 de la centrale de Aakapa : 77 071 kWh en hausse de 3% par rapport à 2017 ;

Production thermique brute 2018 de la centrale de Taiohae : 4 014 537 kWh en hausse de 12,9% par rapport à 2017.

1 183 819 litres de gazole ont été consommés en 2018 pour ces deux centrales contre 1 034 391 litres en 2017, et 3 828 litres d'huile ont été consommés en 2018 contre 3 688 litres en 2017.

La puissance de pointe appelée est de 912 kW (897 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.

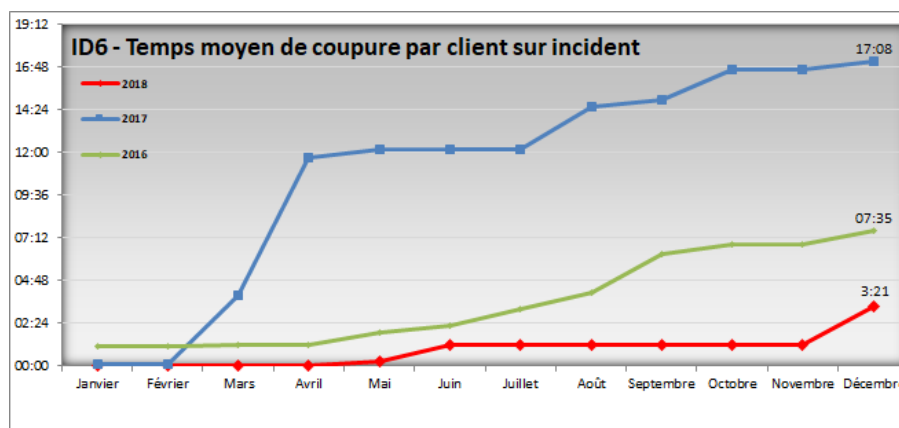
968 340 kWh ont été produits en 2018 dans les centrales hydroélectriques de Taipivai 1 et Taipivai 2 contre 1 599 360 kWh en 2017.

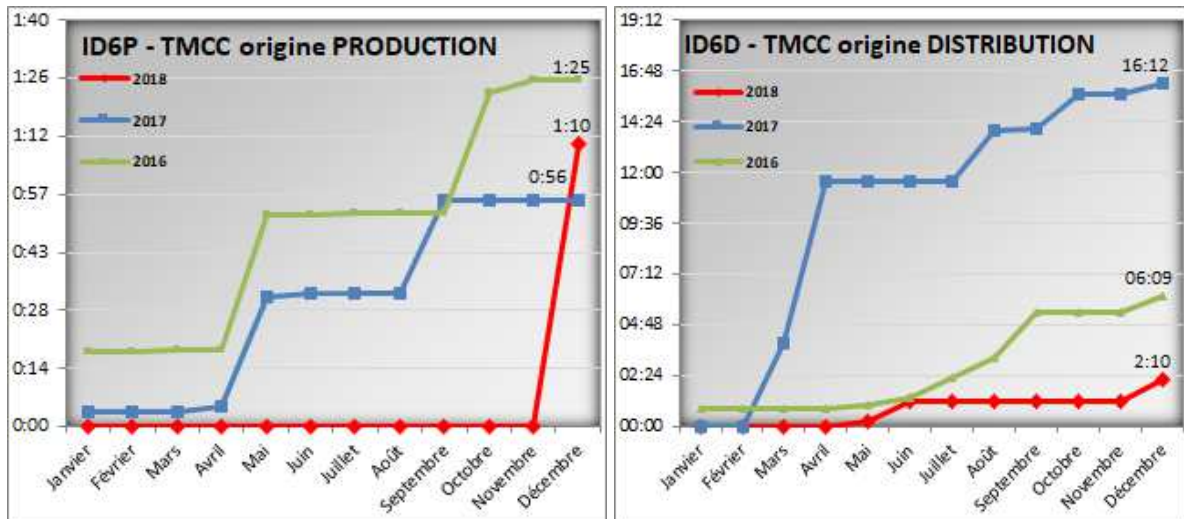
NUKU HIVA 2018	ENERGIE BRUTE Mensuelle (kWh)	ENERGIE NETTE Mensuelle (kWh)	Energie renouvelable (kWh)	CARBURANT Consommé (l)	Consommation spécifique (ml/kWh)	Pointe Maxi (kW)
Janvier	380 527	375 520	42 494	106 300	279	820
Février	368 721	363 601	42 358	104 050	282	827
Mars	387 764	382 414	65 030	112 400	290	835
Avril	387 271	383 225	51 169	110 300	285	853
Mai	387 490	383 687	45 512	118 250	305	854
Juin	325 645	322 030	101 601	96 400	296	810
Juillet	239 055	235 094	164 830	67 700	283	772
Août	248 735	243 762	150 800	72 650	292	912
Septembre	294 789	289 923	105 200	84 050	285	765
Octobre	370 441	364 781	69 490	107 500	290	815
Novembre	364 392	358 836	60 791	104 900	288	840
Décembre	336 778	331 075	92 122	99 319	295	815
TOTAL	4 091 608	4 033 948	991 397	1 183 819	289	912

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 2018 est de 3h21, est en nette amélioration par rapport à une mauvaise année 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 août 2018 avec la participation des pompiers de l'île.

Traitement des effluents

2 460 litres d'huile de vidange et 2 fûts de déchets solides souillés par du gasoil ont été rapatriés sur Tahiti pour traitement en 2018.

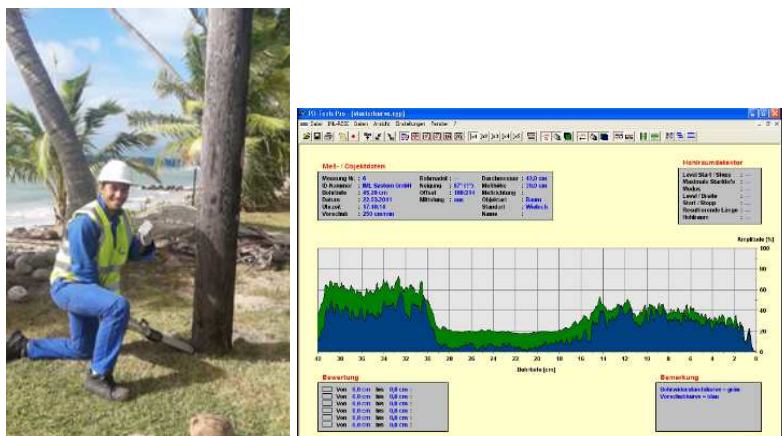
3.6 - Travaux significatifs - Faits marquants

Distribution

Les opérations sur les ouvrages de distribution concernent principalement :

- Renouvellement de supports de réseaux électriques dans les secteurs de Hatiheu, Taipivai, Hooumi et Taiohae
- Travaux d'entretien de postes de distribution publique
- Création de nouveaux branchements
- Extensions article 14a1 et remboursables
- Elagage à proximité des réseaux avec le prestataire ETCLIPS

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

- Renouvellement des automates de la centrale de Taiohae permettant une amélioration des protections électriques de la centrale

Exploitation

- Rencontre entre le conseil municipal et une délégation EDT ENGIE à Nuku Hiva en novembre 2018. Cette visite s'inscrit dans l'optique de répondre aux questions de la commune en vue de la fin de concession.

3.7 - Raccordement solaire

Nombre d'installations	Somme des puissances installées	Nombre de centrales raccordées en 2018	Puissance raccordée	< 10 kWc	de 10 à 36 kWc	de 36 à 100 kWc	> 100 kWc	Tarif de rachat
8	175	2	30	1	1	-	-	23,64 F/kWh

3.8 - Unités d'œuvres 2018 de la concession

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

Puissance maxi appelée en kW	912
Puissance utile du groupe le plus puissant kW	432
Puissance garantie en kW (PG2)	1 200
Nb de kWh vendus	4 387 110
Quantité en litre de combustible	1 183 819
Nb de kWh thermique sortis centrales thermiques	4 091 608
Nb de kWh hydro acheté par tarif	968 340
Nb de kWh solaire acheté par tarif	47 852
Nb de km de réseaux hors branchements	68,7
Puissance totale en kVA des transformateurs installés	3 470
Nombre d'abonnés (BT et HT)	1 099

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	-	38 909	-	8 943	-

Répartition des longueurs Réseau

Concession	RESEAU HT				RESEAU BT			RESEAU HT+BT				
	Aérien	Souterrain	Sous-marin	TOTAL	Aérien	Souterrain	TOTAL	Aérien	Souterrain	TOTAL	% Aérien	% Souterrain
Nuku Hiva	33,2	2,7	-	35,9	36,7	10,4	47,1	69,9	13,1	83,1	84,2%	15,8%

Contrats pluriannuels d'entretien, de maintenance, de renouvellement

EDT a des contrats de sous-traitance pour :

- le contrôle des extincteurs avec la société FENUA INCENDIE,
- le contrôle des Stations de Sécurité Incendie avec ENGIE SERVICES,
- la visite et l'entretien de la moto pompe incendie avec ENGIE SERVICES,
- la visite et l'entretien de la nacelle avec ENGIE SERVICES,
- l'élagage à proximité des réseaux avec le prestataire ETCLIPS.

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

4.1 - 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 2018 :

- 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	75%	8%	83%
Frais répartis sur la concession	9%	8%	17%
Total	84%	16%	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 leurs coûts imputés sur la base de leurs feuilles de temps.

4.1.7) – La permanence des méthodes

- **Compte de résultat analytique**

- L'amortissement des droits incorporels (droits d'entrée et remboursement des emprunts) était intégré dans le coût des fonctions support de la concession concernée. Il est maintenant positionné dans les charges calculées du processus concerné (production ou distribution) quand l'information est disponible, sinon il est réparti sur ces deux processus au prorata des immobilisations brutes concédées.
- Le chiffre d'affaires de la concession comprend, à partir de 2018, l'écart de prix payé par les salariés et retraités d'EDT par rapport au prix public. La contrepartie est inscrite en charges connexes aux salaires.
- Les pièces détachées pour les moteurs des îles, stockées à Tahiti, sont comptabilisées dans les stocks des concessions concernées pour les pièces spécifiques à une seule île. Pour les pièces communes à plusieurs îles, ces pièces sont réparties sur les concessions au prorata du nombre de moteurs.
- Les coûts relatifs à une concession sans pouvoir être affectés à un processus précis étaient répartis dans les processus de la concession au prorata du total des coûts de fonctionnement et maintenance. Ces coûts étant essentiellement composés de MO, ils sont maintenant répartis au prorata des temps pointés dans les différents processus de la concession.
- Lorsque le personnel non commercial directement affecté à la concession pointait en activité commerciale, aucun frais de support n'était calculé. La correction de cette anomalie a pour effet une augmentation des frais de support du processus commercial, intégralement compensé par une baisse sur les processus production et distribution. Cette correction ne concerne que les îles.

- **Bilan par concession**

- Les postes « autres créances » et « autres dettes » ont été modifiés comme suit :
 - Cptes d'avances au personnel : au lieu d'être saisis sur la concession « Tahiti Nord », ces comptes sont maintenant répartis au prorata de la masse salariale.
 - Cptes TVA : au lieu d'être saisis sur la concession « Tahiti Nord », ces comptes sont maintenant répartis au prorata du nombre de kWh vendus par concession.
- Les droits incorporels (droits d'entrée et remboursement des emprunts) étaient comptabilisés en immobilisations privées. En 2018, ces droits sont inscrits dans les immobilisations concédées et affectés au processus concerné (production ou distribution) quand l'information est disponible, sinon ce droit est reparti sur ces deux processus au prorata des immobilisations brutes concédées.

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 personnel	445 667
Convention d'assistance	La société ENGIE 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	2 656 086
Assurance	EDT a souscrit son contrat d'assurance multirisques auprès de ENGIE	1 365 157
Assurance	EDT a souscrit son contrat d'assurance Responsabilité civile et dommages auprès de ENGIE	270 632

Autres parties liées

Libellé	Description	52
Polydiesel	Travaux sous-traités: production	672 559
Engie Services Polynésie	Travaux sous-traités: réseaux et facility management	6 009 682

4.1.10) L'identification des contrats à long terme

Cf. paragraphe :

5- ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUTE 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).

4.1.13) Principe d'ajustement du revenu prévisionnel sur le revenu réalisé

N/A

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 82 % 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 18 % 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 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 1,679% (- 0,321 % + 2 %)
- le taux appliqué aux excédents de trésorerie est de 1,204 % (-0,321 % + 1 % + 0,525 % 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, il est déterminé un impôt positif, mis en report déficitaire, qui s'imputera le moment venu sur l'impôt dû au titre des prochains résultats.

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.

Afin d'améliorer la compréhension des frais de supports du compte de résultat par activité, les modifications suivantes ont été apportées au tableau de présentation ci-dessous :

- Les valeurs « Montants répartis dans les concessions » et « Montants répartis sur la concession » ne prenaient pas en compte les activités annexes (Travaux vendus et travaux immobilisés). Ces coûts sont maintenant intégrés.
- Les frais de supports « internes » à l'île ont été ajoutés. Ils correspondent à l'encadrement de l'île et diverses charges de fonctionnement non affectés directement sur les processus (production, distribution, clientèle).
- Pointages et répartitions : pour les services qui interviennent sur les processus production et distribution, un taux horaire est calculé en début d'année pour chaque cellule. A chaque fois qu'un opérateur pointe, la part « support » de son pointage est envoyée dans les postes « fonctions supports » du compte de résultat par activité (impératif de la comptabilité appropriée). En fin d'année, l'écart entre les coûts réels de support et le montant imputé via les pointages est réparti en fonction de la clé de répartition indiquée ci-dessous. A de rares exceptions près, les deux méthodes « répartition du total annuel via la clé de répartition » et « pointage + répartition du reste à imputer via la clé de répartition » donnent des résultats très similaires. Dans le cas contraire, l'écart est indiqué en colonne « Ecart méthode ».

Ces 3 points permettent de justifier les postes « Fonctions supports » et « Frais de siège » du compte de résultat par activité.

Le coût du service exploitation des îles est entièrement reporté dans les supports externes depuis 2018 alors qu'antérieurement une partie était comptabilisée en supports internes.

Détail des frais répartis Nuku Hiva

Répartition	Montant total à répartir (MF)	Montant réparti dans les concessions (MF)	Répartition selon clé (1)	Ecart méthode si pointages (2)	Montant réparti sur Nuku Hiva en MF (3)	Clé de répartition (1)	Valeur totale de la clé	Valeur de la clé pour Nuku Hiva
Frais de siège	1 388,5	1 177,5			21,4	Voir les clés définies en 4.2.1.	100%	2%
Exploitation des îles	297,6	297,5	18,1	-0,1	18,1	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	957,6	58,4
Clientèle îles	38,0	38,0	1,7		1,7	Nombre d'abonnés îles	24 325	1 099
Exploitation hydro	82,2	22,1	1,5	0,1	1,6	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	7,8	0,5
Exploitation réseau Tahiti	365,7	365,3	0,7	0,1	0,8	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	398,9	0,8
Suivi et développement	69,6	69,5	1,6	0,0	1,5	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	76,9	1,7
Travaux production	45,3	38,1	0,7	0,0	0,8	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	21,7	0,4
Travaux réseau	97,2	92,7	0,9	0,3	1,2	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	83,2	0,8
Relève Intervention Branchement	252,7	240,2	0,1	0,0	0,1	Temps pointé par la cellule	133,1	0,0
Gestion administrative du solaire	38,1	35,5	0,1		0,1	Contrats solaires	1 976	8
Service Grand compte	53,8	48,5	1,3	0,0	1,3	Contrats grands comptes	5 150	143
Marketing & E-services	55,4	47,8	0,7		0,7	Nombre d'abonnés	77 399	1 099
Comptabilité client et recouvrement	1,2	1,0	0,0		0,0	Nombre d'abonnés	77 399	1 099
Magasins	27,0	26,2	0,2		0,2	Sorties de stock valorisées	1 284 413,0	9 759,0
Total support externe					28,1			
Support interne de l'île					27,6			
Total Support					55,7			

(1) Répartition du total annuel via la clé de répartition

(2) = Ecart entre la méthode (1) et la méthode (3)

(3) si pointages : pointages* taux horaire + répartition du reste à imputer via la clé de répartition
sinon : méthode (1)

4.3 - Comptes de la concession

4.3.1. BILAN ACTIF

ACTIF	Nuku Hiva	
	2018	2017
Immobilisations concédées *	986 424 856	925 858 198
- Production	535 793 096	504 536 574
- Distribution	450 631 760	421 321 624
Immobilisations privées	50 003 616	90 998 456
Immobilisations en-cours	5 407 461	10 490 671
- Production	0	2 907 871
- Distribution	5 407 461	7 454 596
- Privées	0	128 204
Total immobilisations brutes	1 041 835 933	1 027 347 325
Amortissements et provisions **	-859 205 127	-811 247 889
- Production	-462 126 464	-432 491 666
- Distribution	-352 814 164	-328 098 069
- Privés	-44 264 499	-50 658 154
Immobilisations nettes	182 630 806	216 099 436
Stock	23 553 127	18 339 854
Avances et acomptes		
Créances clients	38 833 680	33 021 089
Autres créances	6 347 275	1 724 965
Provisions pour dépréciation	-1 920 655	-965 201
Stock et créances nets	66 813 428	52 120 707
Compte courant du concessionnaire	52 911 437	65 346 838
TOTAL ACTIF	302 355 671	333 566 981

* Immobilisations concédées

	2018	2017
Production		
Concessionnaire	472 140 711	464 469 173
Concessionnaire - Droit incorporel	23 584 984	
Total concessionnaire	495 725 695	464 469 173
Total Tiers et concédant	40 067 401	40 067 401
Total au bilan	535 793 096	504 536 574

	2018	2017
Distribution		
Concessionnaire	381 114 683	360 820 942
Concessionnaire - Droit incorporel	6 481 100	
Total concessionnaire	387 595 783	360 820 942
Tiers et concédant	63 035 977	60 500 682
Total au bilan	450 631 760	421 321 624

** Amortissements et provisions

	2018	2017
Production		
Concessionnaire	-411 752 177	-402 824 977
Concessionnaire - Droit incorporel	-19 551 964	
Total concessionnaire	-431 304 141	-402 824 977
Tiers et concédant	-30 822 323	-29 666 689
Total au bilan	-462 126 464	-432 491 666

	2018	2017
Distribution		
Concessionnaire	-320 578 331	-304 078 298
Concessionnaire - Droit incorporel	-6 481 100	
Total concessionnaire	-327 059 431	-304 078 298
Tiers et concédant	-25 754 733	-24 019 771
Total au bilan	-352 814 164	-328 098 069

1 Amortissement et provisions

Ce poste correspond aux charges d'amortissements comptabilisées par le concessionnaire à savoir :

- en production : pour amener la valeur nette des biens à 0 en fin de concession (remise gratuite des biens),
- en distribution : pour amener la valeur nette des biens au montant de l'indemnité de reprise s'y rapportant.

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 dans les comptes sociaux :

- 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 des comptes du rapport du délégataire pour simplifier la lecture du bilan.

4.3.2. BILAN PASSIF

PASSIF	Nuku Hiva	
	2018	2017
Résultat	6 780 935	36 886 028
Capitaux propres	6 780 935	36 886 028
Droits des tiers et concédants apports gratuit	46 526 322	46 881 623
- Production	9 245 078	10 400 712
- Distribution	37 281 244	36 480 911
Droits du concédant exigible en nature	46 526 322	46 881 623
Autres provisions	9 925 298	8 306 653
- PIDR	9 925 298	8 306 653
Provision pour risques et charges	9 925 298	8 306 653
Clients - avances sur consommation	4 149 933	3 962 236
Fournisseurs	32 164 660	27 120 002
Dettes fiscales et sociales	22 678 859	24 982 868
Passif de renouvellement	175 703 894	178 113 104
- Production	107 471 687	108 891 006
- Distribution	68 232 207	69 222 098
Produits constatés d'avance	4 425 770	7 314 467
Emprunts et dettes	239 123 116	241 492 677
TOTAL PASSIF	302 355 671	333 566 981

2

2 Le passif de renouvellement regroupe les sommes mises de côté par l'entreprise pour être en mesure de financer la réalisation des plans de renouvellement, 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 2017			Nuku Hiva 2018		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE							
P1 Puissance maximale majorée	REVENU AUTORISE: Rémunération de la puissance maximale autorisée	141 277 560	4 167 350	145 444 910	135 212 289		135 212 289
	- UO UP1 : Puissance maximale majorée -1	1 316,00		1 316	1 316,00		1 316
	- Forfait FP1	112 259		112 259	112 426		112 426
	Facturation P1 autres distributeurs						
	COUTS DE PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE	-88 305 428	1 871 268	-86 434 160	-96 563 276	362 149	-96 201 126
	par UO : Puissance maximale majorée	-67 101		-65 679	-73 376		-73 101
	- Maintenance	-35 024 088		-35 024 088	-38 838 015		-38 838 015
	- AC	-4 551 806		-4 551 806	-1 894 162		-1 894 162
	- ACE	-2 023 695		-2 023 695	-3 347 036		-3 347 036
	- MO	-28 448 587		-28 448 587	-33 596 817		-33 596 817
	- AUTRES						
	- Conduite et Fonctionnement	-776 269		-776 269	-1 433 233		-1 433 233
	- AC				-69 106		-69 106
	- ACE	-649 786		-649 786	-787 237		-787 237
- MO	-64 530		-64 530	-42 239		-42 239	
- AUTRES	-61 953		-61 953	-534 651		-534 651	
- Amortissement des actifs de concession	-8 874 544		-8 874 544	-16 437 410		-16 437 410	
- Dotation amortissement biens au bilan	-6 516 960		-6 516 960	-12 026 437		-12 026 437	
- Dotation / reprise de lissage	-2 357 584		-2 357 584	1 300 875		1 300 875	
- Ecart charges lissées				-5 711 848		-5 711 848	
- Quote part des activités support affectées	-43 630 527	1 871 268	-41 759 259	-39 854 617	362 149	-39 492 468	
- Fonctions supports	-36 058 725		-36 058 725	-29 723 477		-29 723 477	
- Frais de siège	-7 571 802	1 871 268	-5 700 534	-10 131 140	362 149	-9 768 991	
P2 Charges variables de production	REVENU AUTORISE: Rémunération des autres charges de production	5 716 550	168 625	5 885 175	7 253 329		7 253 329
	- UO UP2 : kWh produits sortie de centrale -1	2 696 326		2 696 326	3 571 904		3 571 904
	- Forfait FP2	2,217		2,217	2,222		2,222
	Facturation P2 autres distributeurs						
	COUTS DE MAINTENANCE DES MOTEURS	-3 060 985	39 055	-3 021 930	-4 080 274	11 604	-4 068 670
	par UO : kWh produits sortie de centrale	- 1,135		- 1,121	- 1,142		- 1,139
	- Maintenance	-2 086 698		-2 086 698	-2 294 114		-2 294 114
	- AC	-632 609		-632 609	-654 913		-654 913
	- ACE	-197 463		-197 463	8 610		8 610
	- MO	-1 256 626		-1 256 626	-1 647 811		-1 647 811
- Quote part des activités support affectées	-974 287	39 055	-935 232	-1 786 160	11 604	-1 774 556	
- Fonctions supports	-816 257		-816 257	-1 461 549		-1 461 549	
- Frais de siège	-158 030	39 055	-118 975	-324 611	11 604	-313 007	
Matières consommées	REVENU AUTORISE: Matières consommées	66 227 850	1 953 563	68 181 413	82 645 976		82 645 976
	Facturation autres distributeurs						
	Par kWh produits sortie de centrale	24,56		25,29	23,14		23,14
	- Consommations	-69 253 944		-69 253 944	-90 433 262		-90 433 262
	- Fioul						
- Gasoil	-68 115 613		-68 115 613	-89 225 067		-89 225 067	
- Huile	-1 138 331		-1 138 331	-1 208 195		-1 208 195	
- 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	3 311 871		3 311 871	5 567 153		5 567 153
	- Coûts directs	-3 233 999		-3 233 999	-4 844 252		-4 844 252
	- AC	-2 763 277		-2 763 277			
	- ACE	-404 000		-404 000	-4 071 771		-4 071 771
	- MO	-66 722		-66 722	-772 481		-772 481
- AUTRES							
- Quote part des activités support affectées	-77 872		-77 872	-722 901		-722 901	

	Nuku Hiva 2017			Nuku Hiva 2018		
	Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
SYNTHESE ACTIVITE PRODUCTION THERMIQUE						
TOTAL DES PRODUITS	216 533 832	6 289 538	222 823 370	230 678 746		230 678 746
MARGE AVANT IS	52 601 604	8 199 861	60 801 465	34 034 782	373 753	34 408 535
- I.S.	-24 039 738	-3 747 462	-27 787 200	-20 264 217	-222 531	-20 486 748
- IS report déficitaire 2017 / 2018						
MARGE NETTE CONCESSION	28 561 866	4 452 399	33 014 265	13 770 565	151 221	13 921 786
MARGE NETTE ACTIONNAIRE	24 277 586	3 784 539	28 062 125	11 704 980	128 538	11 833 518
En % des produits	11%	-60%	13%	5%		5%

SPECIFIQUE MARQUISES (hydro)

	Nuku Hiva 2017			Nuku Hiva 2018		
	Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE HYDRAULIQUE						
REVENU AUTORISE	18 445 468	544 097	18 989 566	10 672 562		10 672 562
- UO kWh produits sortie de centrale	-1 599 360		-1 599 360	-968 340		-968 340
- Tarif	-12,06		-12,06	-12,06		-12,06
COUTS DE PRODUCTION DE L'ELECTRICITE	-15 818 880	563 152	-15 255 728	-18 511 280	106 061	-18 405 219
par UO : kWh produits sortie de centrale	9,89		9,54	19,12		19,01
- Maintenance	-4 386 885		-4 386 885	-3 530 760		-3 530 760
- AC	-481 547		-481 547	-930 319		-930 319
- ACE	-1 046 225		-1 046 225	-149 193		-149 193
- MO	-2 859 113		-2 859 113	-2 451 248		-2 451 248
- AUTRES						
- Conduite et Fonctionnement	-760 070		-760 070	-3 332 501		-3 332 501
- AC						
- ACE	-760 070		-760 070	-1 027 920		-1 027 920
- MO						
- AUTRES				-2 304 581		-2 304 581
- Amortissement des actifs de concession	-5 711 848		-5 711 848	-5 711 848		-5 711 848
- Dotation amortissement biens au bilan	-5 580 030		-5 580 030	-5 580 030		-5 580 030
- Dotation / reprise de lissage	-131 818		-131 818	-131 818		-131 818
- Quote part des activités support affectées	-4 960 077	563 152	-4 396 925	-5 936 171	106 061	-5 830 110
- Fonctions supports	-2 681 368		-2 681 368	-2 969 108		-2 969 108
- Frais de siège	-2 278 709	563 152	-1 715 557	-2 967 063	106 061	-2 861 002

	Nuku Hiva 2017			Nuku Hiva 2018		
	Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
SYNTHESE PRODUCTION D'ORIGINE HYDRAULIQUE						
TOTAL DES PRODUITS	18 445 468	544 097	18 989 566	10 672 562		10 672 562
MARGE AVANT IS	2 626 588	1 107 249	3 733 838	-7 838 718	106 061	-7 732 657
- I.S.	-1 200 391	-506 030	-1 706 421	4 667 152	-63 148	4 604 003
- IS report déficitaire 2017 / 2018						
MARGE NETTE CONCESSION	1 426 197	601 219	2 027 417	-3 171 567	42 913	-3 128 654
MARGE NETTE ACTIONNAIRE	1 212 268	511 036	1 723 304	-2 695 832	36 476	-2 659 356
En % des produits	7%	-94%	9%	-25%		-25%

		Nuku Hiva 2017			Nuku Hiva 2018		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
DISTRIBUTION D'ELECTRICITE							
GESTION DES RESEAUX	REVENU AUTORISE	51 891 994	1 530 690	53 422 683	49 943 741		49 943 741
	- UO UD2 : longueur des reseaux (hors branchement) -1	67		67	68		68
	- Forfait FD2	799 986		799 986	801 691		801 691
	COUTS DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE	-44 946 100	1 289 735	-43 656 365	-54 106 389	254 389	-53 852 000
	par UO : longueur des reseaux (hors branchement)	-674 563		-655 206	-793 721		-789 989
	- Maintenance	-11 872 144		-11 872 144	-17 626 111		-17 626 111
	- AC	-365 569		-365 569	-1 223 696		-1 223 696
	- ACE	-2 932 747		-2 932 747	-7 074 442		-7 074 442
	- MO	-8 261 432		-8 261 432	-9 327 973		-9 327 973
	- AUTRES	-312 396		-312 396			
	- Conduite et Fonctionnement	1 227 459		1 227 459	-709 670		-709 670
	- AC	-64 000		-64 000	-298 377		-298 377
	- ACE	-62 250		-62 250	-135 385		-135 385
	- MO				-34 262		-34 262
- AUTRES	1 353 709		1 353 709	-241 646		-241 646	
- Amortissement des actifs de concession	-17 971 892		-17 971 892	-19 039 763		-19 039 763	
- Reprise Provision pour Renouvellement		52 648 571	52 648 571				
- Dotation provision pour risque		-52 648 571	-52 648 571				
- Dotation amortissement biens au bilan	-11 633 420		-11 633 420	-18 907 057		-18 907 057	
- Dotation / reprise de lissage	-6 338 472		-6 338 472	-132 706		-132 706	
- Quote part des activités support affectées	-16 329 523	1 289 735	-15 039 788	-16 730 845	254 389	-16 476 456	
- Fonctions supports	-11 110 805		-11 110 805	-9 614 293		-9 614 293	
- Frais de siège	-5 218 718	1 289 735	-3 928 983	-7 116 552	254 389	-6 862 163	
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS ACC. : Location de poteau, Refacturation SIG...	1 140 747		1 140 747	1 378 011		1 378 011
	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	1 900 003		1 900 003	5 913 264		5 913 264
	- Coûts directs	-987 528		-987 528	-4 409 882		-4 409 882
	- AC	-2 280 711		-2 280 711	-822 756		-822 756
	- ACE	-3 848 534		-3 848 534	-198 027		-198 027
	- MO	-878 076		-878 076	-602 640		-602 640
	- AUTRES	6 019 793		6 019 793	-2 786 459		-2 786 459
	- Quote part des activités support affectées	-1 125 489	17 379	-1 108 110	-715 889	2 143	-713 746
	- Fonctions supports	-1 055 169		-1 055 169	-655 934		-655 934
	- Frais de siège	-70 320	17 379	-52 941	-59 955	2 143	-57 812
	MARGE AVANT IS	927 733	17 379	945 112	2 165 504	2 143	2 167 647
	En % des produits	31%		31%	30%		30%
	PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES	15 060 953		15 060 953	8 361 342		8 361 342
	- Coûts directs	-14 545 821		-14 545 821	-8 011 896		-8 011 896
- AC	-6 329 520		-6 329 520	-6 101 223		-6 101 223	
- ACE	-7 415 532		-7 415 532	-1 527 671		-1 527 671	
- MO	-741 109		-741 109	-126 681		-126 681	
- AUTRES	-59 660		-59 660	-256 321		-256 321	
- Quote part des activités support affectées	-899 321		-899 321	-655 139		-655 139	
MARGE AVANT IS	-384 189		-384 189	-305 693		-305 693	
En % des produits	-3%		-3%	-4%		-4%	
SYNTHESE ACTIVITE DISTRIBUTION							
TOTAL DES PRODUITS	69 993 697	1 530 690	71 524 386	65 596 358		65 596 358	
MARGE AVANT IS	7 489 438	2 837 803	10 327 241	-2 302 838	256 532	-2 046 305	
- I.S.	-3 422 788	-1 296 920	-4 719 707	1 371 103	-152 739	1 218 364	
- IS report déficitaire 2017 / 2018							
MARGE NETTE CONCESSION	4 066 650	1 540 884	5 607 534	-931 734	103 794	-827 941	
MARGE NETTE ACTIONNAIRE	3 456 653	1 309 751	4 766 404	-791 974	88 225	-703 749	
En % des produits	5%	-86%	7%	-1%		-1%	

		Nuku Hiva 2017			Nuku Hiva 2018		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
FOURNITURE D'ELECTRICITE							
ACHAT AUX PRODUCTEURS	REVENU AUTORISE et redevance solaire	234 879 224	6 928 375	241 807 599	238 591 585		238 591 585
	- Achat d'électricité d'origine thermique	213 221 961	6 289 538	219 511 499	225 111 593		225 111 593
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique (RA)	19 544 821	576 525	20 121 347	11 864 454		11 864 454
	- Achat d'électricité d'origine solaire (RA)	2 112 442	62 312	2 174 754	1 615 538		1 615 538
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique pour revente à TSE						
	- Autres revente à TSE/Tumaraa						
	COUTS D'ACHAT	-235 025 978	-6 833 635	-241 859 613	-238 856 116		-238 856 116
	- Achat d'électricité d'origine thermique	-213 221 961	-6 289 538	-219 511 499	-225 111 593		-225 111 593
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique Marama Nui	-18 445 468	-544 097	-18 989 566	-10 672 562		-10 672 562
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique CHPP	-1 149 585		-1 149 585	-1 304 200		-1 304 200
- Achat d'électricité d'origine solaire	-2 208 964		-2 208 964	-1 767 761		-1 767 761	
GESTION ADMINISTRATIVE	-77 352	1 306	-76 046	-161 306	519	-160 787	
- Produits de la Redevance solaire	121 212		121 212	126 433		126 433	
- Coûts de Fonctionnement	-129 600		-129 600	-129 600		-129 600	
- AC							
- ACE	-129 600		-129 600	-129 600		-129 600	
- MO							
- AUTRES							
- Quote part des activités support affectées	-68 964	1 306	-67 658	-158 139	519	-157 620	
- Fonctions supports	-63 678		-63 678	-143 630		-143 630	
- Frais de siège	-5 286	1 306	-3 980	-14 509	519	-13 990	
MARGE AVANT IS	-224 106	96 047	-128 060	-425 837	519	-425 318	
En % du revenu autorisé	0%	-1%	0%	0%		0%	
ETUDES & RACCORDEMENT TS SOLAIRES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	46 624		46 624	280 287		280 287
	- Coûts directs				-50 986		-50 986
	- MO				-205 508		-205 508
	- AUTRES				154 522		154 522
	- Quote part des activités support affectées				-386 200	760	-385 440
- Fonctions supports				-364 927		-364 927	
- Frais de siège				-21 273	760	-20 513	
MARGE AVANT IS	46 624		46 624	-156 899	760	-156 139	
En % des produits	100%		100%	-56%		-56%	
GESTION DE CLIENTELE	REVENU AUTORISE	12 099 503	356 906	12 456 410	11 677 388		11 677 388
	- UO UC : Nombre d'abonnés -1	1 079		1 079	1 087		1 087
	- Forfait FC	11 726 000		11 726 000	11 755 000		11 755 000
	PRODUITS ACCESSOIRES A L'ENERGIE	1 150 258		1 150 258	1 103 855		1 103 855
	- Frais de relance	797 778		797 778	754 722		754 722
	- Frais de perception de taxe	352 480		352 480	349 133		349 133
	COUT DE L'INTERFACE CLIENTELE	-21 121 351	311 116	-20 810 235	-20 761 529	56 015	-20 705 514
	par UO : Nombre d'abonnés	-19 575		-19 287	-19 100		-19 048
	- Affranchissements	-1 491 259		-1 491 259	-1 531 636		-1 531 636
	- Fonctionnement	-6 677 749		-6 677 749	-8 361 864		-8 361 864
- AC	-68 222		-68 222	-152 642		-152 642	
- ACE	-1 527 235		-1 527 235	-1 428 079		-1 428 079	
- MO	-4 854 459		-4 854 459	-6 404 173		-6 404 173	
- AUTRES	-227 833		-227 833	-376 970		-376 970	
- Quote part des activités support affectées	-12 952 343	311 116	-12 641 227	-10 868 029	56 015	-10 812 014	
- Fonctions supports	-11 693 460		-11 693 460	-9 301 000		-9 301 000	
- Frais de siège	-1 258 883	311 116	-947 767	-1 567 029	56 015	-1 511 014	
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	464 821		464 821	263 204		263 204
	- Frais de coupure	464 821		464 821	263 204		263 204
	- Coûts directs	-81 042		-81 042	-115 415		-115 415
	- AC	-33 693		-33 693			
	- ACE						
	- MO	-47 349		-47 349	-115 415		-115 415
- AUTRES							
- Quote part des activités support affectées	-44 981	3 088	-41 893	-137 380	356	-137 024	
- Fonctions supports	-32 486		-32 486	-127 413		-127 413	
- Frais de siège	-12 495	3 088	-9 407	-9 967	356	-9 611	
SYNTHESE ACTIVITE FOURNITURE D'ELECTRICITE							
TOTAL DES PRODUITS	248 761 642	7 285 282	256 046 924	252 042 752		252 042 752	
MARGE AVANT IS	-7 710 274	767 157	-6 943 117	-8 552 614	57 651	-8 494 964	
- I.S.	3 523 713	-350 602	3 173 111	5 092 203	-34 325	5 057 878	
- IS report déficitaire 2017 / 2018							
MARGE NETTE CONCESSION	-4 186 561	416 554	-3 770 006	-3 460 411	23 326	-3 437 085	
MARGE NETTE ACTIONNAIRE	-3 558 577	354 071	-3 204 505	-2 941 349	19 827	-2 921 522	
En % des produits	-1%	-5%	-1%	-1%		-1%	

		Nuku Hiva 2017			Nuku Hiva 2018		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
PARTAGE DES GAINS DE RENDEMENTS							
PGR	Tarif public combustible 2017						
	REVENU AUTORISE Rendement de production						
	- Rendement de référence						
	- Rendement						
	- kWh produits						
	- Economie réalisée en litre de combustibles						
	REVENU AUTORISE Rendement de distribution				557 103		557 103
	- Rendement de référence						
	- Rendement						
	- kWh fournis aux client finaux						
- Economie réalisée en litre de combustibles							
MARGE AVANT IS				557 103		557 103	
- I.S.							
- IS report déficitaire 2017 / 2018				-331 698		-331 698	
MARGE NETTE CONCESSION				225 405		225 405	
MARGE NETTE ACTIONNAIRE				191 595		191 595	
En % des produits							
RESULTAT FINANCIER							
	REVENU AUTORISE	-775 660	-22 880	-798 541	-719 299		-719 299
	- Intérêts sur emprunts bancaires						
	- Rémunération Compte courant du concessionnaire : sur la base des taux de marché	401 398		401 398	443 651		443 651
	- Rémunération Compte courant du concessionnaire : surperformance financière	409 701		409 701	343 425		343 425
	MARGE AVANT IS	35 439	-22 880	12 558	67 777		67 777
	- I.S.	-16 196	10 457	-5 739	-40 354		-40 354
	- IS report déficitaire 2017 / 2018						
	MARGE NETTE CONCESSION	19 243	-12 424	6 819	27 423		27 423
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	16 356	-10 560	5 796	23 309		23 309
	En % des produits						
TOTAL CONCESSION							
	TOTAL DES PRODUITS	321 291 550	8 793 091	330 084 641	323 044 066		323 044 066
	TOTAL DES CHARGES	-266 248 754	4 096 099	-262 152 656	-307 078 574	793 997	-306 284 577
	MARGE AVANT IS	55 042 795	12 889 190	67 931 985	15 965 492	793 997	16 759 489
	- I.S.	-25 155 400	-5 890 557	-31 045 957	-9 505 811	-472 744	-9 978 554
	- IS report déficitaire 2017 / 2018						
	MARGE NETTE CONCESSION	29 887 395	6 998 633	36 886 028	6 459 681	321 253	6 780 935
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	25 404 286	5 948 838	31 353 124	5 490 729	273 065	5 763 794
	En % des produits	7.9%	-68%	9.5%	1.7%		1.8%

4.3.3.1 Commentaires sur les éléments non récurrents

+ 1 MF sur la marge avant IS de la concession suite à une reprise de provisions pour contentieux y/c CST en 2018 (en frais de siège)

4.3.3.2 Commentaires sur la variation entre 2017 et 2018 des éléments récurrents :

Commentaires sur la variation des produits : + 2 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 sont stables :

- **Production thermique : + 2 MF**
 - + 2 MF sur les travaux immobilisés
- **Distribution : - 2 MF**
 - + 4 MF sur les travaux vendus
 - - 6 MF sur les travaux immobilisés

Commentaires sur la variation des charges : + 33 MF

- **Production thermique : + 33 MF**
 - + 8 MF au titre du financement de la conduite et de la maintenance des centrales dont :
 - + 7 MF au titre de la méthode lissée des charges calculées
 - + 1 MF au titre de la conduite et la maintenance des centrales
 - + 1 MF au titre de la maintenance des moteurs
 - + 21 MF au titre des matières consommées (gazole, huiles...)
 - + 2 MF au titre de la réalisation d'immobilisations

- **Production hydraulique : + 3 MF**
 - + 2 MF au titre de la méthode lissée des charges calculées
 - + 1 MF au titre de la conduite et la maintenance des centrales

- **Distribution : + 5 MF**
 - + 9 MF au titre de la gestion des réseaux dont
 - + 1 MF au titre de la méthode lissée des charges calculées
 - + 8 MF au titre de la conduite et la maintenance des réseaux
 - + 3 MF au titre des travaux vendus
 - - 7 MF au titre de la réalisation d'immobilisations

- **Fourniture : - 8 MF** (hors achat énergie thermique à la production EDT)
 - - 8 MF au titre de l'achat des énergies renouvelables

- **Financier : + 0 MF**

Commentaires sur la variation de la marge récurrente : - 39 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 en produits le CA péréqué. Cela génère un manque à gagner de 28 MF sur l'exercice.
- Une hausse de 8 MF des charges calculées lissées et de 21 MF au titre des matières consommées.

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).

$$\begin{array}{rclclcl} \text{Revenu Autorisé} & = & RE & + & CE \\ \mathbf{328.322.665} & = & \mathbf{223.139.264} & + & \mathbf{105.183.401} \end{array}$$

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 2017 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		112 259	112 426	0,1%	147 732 844	147 952 616	0,1%
Nb de kWh produits	2 696 326	3 571 904	32,5%	2,217	2,222	0,2%	5 977 755	7 936 771	32,8%
Activité de dispatching									
Nb de km de réseaux HTA									
Activité de distribution									
Nb de km de réseaux (hors branchements)	67,830	68,168	0,5%	799 986	801 691	0,2%	54 263 050	54 649 672	0,7%
Activité de fourniture									
Nb de clients (abonnements)	1 079	1 087	0,7%	11 726	11 755	0,2%	12 652 354	12 777 685	1,0%
RE - "Forfaits"							220 626 003	223 316 744	1,2%
Résultat financier							-811 099	-787 075	-3,0%
Partage des gains de rendement								609 596	
RE (Revenu de l'exploitation)							219 814 904	223 139 264	1,5%

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.*

		2017			2018		
		l/kwh	Prix	Coût	l/kwh	Prix	Coût
Carburant : GO	C	1 034 391	65,85	68 115 614	1 183 819	75,37	89 225 067
Carburant : Fuel	C						
Urée	U						
Huiles	H	3 688	308,66	1 138 331	3 828	315,62	1 208 195
Energie achetée Hydro	E			1 149 585			1 304 198
Energie achetée Solaire	E	58 593	37,70	2 208 964	47 852	36,94	1 767 761
Prod ENR EDT		1 599 360	12,06	19 288 282	968 340	12,06	11 678 180
Transport	T						
CE Total				91 900 775	105 183 401		

Prix des combustibles

	Gazole Iles	Arrêté CM
Acpt du 01/2018	70,197	Arrêté 2550 CM du 21 décembre 2017
Acpt du 02/2018	70,620	Arrêté 114 CM du 29 janvier 2018
Acpt du 03/2018	70,620	Arrêté 250 CM du 23 février 2018
Acpt du 04/2018	70,304	Arrêté 459 CM du 21 mars 2018
Acpt du 05/2018	70,304	Arrêté 711 CM du 20 avril 2018
Acpt du 06/2018	74,414	Arrêté 1064 CM du 30 mai 2018
Acpt du 07/2018	81,793	Arrêté 1115 CM du 20 juin 2018
Acpt du 08/2018	79,549	Arrêté 1304 CM du 25 juillet 2018
Acpt du 09/2018	78,729	Arrêté 1669 CM du 30 août 2018
Acpt du 10/2018	81,184	Arrêté 1922 CM du 26 septembre 2018
Acpt du 11/2018	84	Arrêté 2103 CM du 25 octobre 2018
Acpt du 12/2018	87,432	Arrêté 2418 CM du 22 novembre 2018

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

- 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 », (le terme CE correspondant aux dépenses d'énergie, de combustible et de transport).
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.
En l'absence d'accord du concédant ou de décision du tribunal administratif sur l'application de la dite formule tarifaire, la rémunération du concessionnaire est alors constituée par ses seuls encaissements clients.
- En l'attente d'un dispositif réglementaire de péréquation et de solidarité tarifaire de l'électricité sur tout le territoire de la Polynésie française, les tarifs de l'électricité sont les mêmes pour l'ensemble des concessions d'EDT et établis de sorte à couvrir le revenu autorisé du concessionnaire sur l'ensemble de ses concessions actuelles.
- Aussi les produits enregistrés par concession et par processus correspondent 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).

		Nuku Hiva			
		2018	2017	2016	2015
CA facturé dans la concession	A	147 093 520	146 048 133	146 493 375	150 447 191
Péréquation	B	152 956 997	152 046 932	158 602 735	152 808 409
CA péréqué	C=A+B	300 050 517	298 095 065	305 096 110	303 255 600
Ecart RA/CA 2018		n/a	13 620 614	-8 793 091	n/a
Revenu autorisé		328 322 665	311 715 679	296 303 019	303 255 600
Annulation écart RA/CA 2018		n/a	-13 620 614	n/a	n/a
Reprise écart RA/CA 2017 dette		n/a	8 793 091	n/a	n/a
Produits comptabilisés		300 050 517	306 888 157	296 303 019	303 255 600

Le détail du calcul du revenu autorisé ayant servi de base à cette répartition calculée conformément à l'avenant 17b est détaillé au § 4.4.1

4.4.3) – Annexe

DETAIL DES CHARGES D'ENERGIE	Réalisé 2018	Réalisé 2017
Nombre de kWh vendus îles (Consommés + Energie en compteur)	4 387 110	4 416 127
<i>Rendement (kWh) Energie vendue / Energie produite & achetée</i>	85,3%	82,7%
<u>Nombre de kWh à produire ou acheter</u>		
Production Hydro Hakapa	32 605	47 923
Achat Photovoltaïque à 45 F/kWh		
Achat Photovoltaïque à 40 F/kWh	38 909	50 355
Achat Photovoltaïque à 23,64 F/kWh	8 943	8 238
Achat Electra 40F/kWh		
Total Production Photovoltaïque	47 852	58 593
Production hydro	968 340	1 599 360
Production Total EnR	1 048 796	1 705 876
Production brute thermique à produire	4 091 608	3 630 969
Production nette thermique à produire	4 033 948	3 576 165
Total production (EDT et Autres)	5 140 404	5 336 845
<u>Consommation spécifique L/KWh</u>		
Gasoil Centrale thermique	0,289	0,285
<u>Stock Matières Premières en volume (l)</u>		
Stock initial	35 400	28 900
Achat matière première	1 184 369	1 040 891
Stock final	35 950	35 400
Consommation matière première	1 183 819	1 034 391
<u>Consommation spécifique compta L/KWh</u>		
	0,289	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	75,37 F	65,85 F
Prix de l'hydroélectricité		
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	315,62 F	308,66 F
<u>Stock Matières Premières en XPF</u>		
Stock initial	2 356 613	1 859 802
Achat matière première	90 004 444	68 612 425
Stock final	3 135 990	2 356 613
Consommation matière première	89 225 067	68 115 614
Huile	1 208 195	1 138 331
Compensation retard actualisation tarifaire 2014/2015		
(CUHPF) Combustible urée, huiles....	90 433 261	69 253 944
(E) Energie achetée & ENR produite en kWh	3 071 959	3 359 223
(CE) TOTAL achat de matières premières	93 505 220	72 613 167

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

	2017	Acquisition ⁽³⁾	Cession ⁽⁴⁾	2018	Reclassement droit incorporel ⁽⁵⁾	Total bilan 2018
Production	508 780 338 (1)	9 356 426	-5 928 652	512 208 112	23 584 984	535 793 096
Distribution	430 124 406 (2)	14 722 516	-696 262	444 150 660	6 481 100	450 631 760
Total	938 904 744	24 078 942	-6 624 914	956 358 772	30 066 084	986 424 856

(1) Ecart sur rapport délégataire 2017 de 4 243 764 XPF, correspondant à la régularisation de la TVA à reverser sur les acquisitions de 2011 à 2017

(2) Ecart sur rapport délégataire 2017 de 8 802 782 XPF, correspondant à la régularisation de la TVA à reverser sur les acquisitions de 2011 à 2017.

Dont 6 559 689 XPF sur les biens de renouvellement et 2 243 093 XPF sur les biens améliorants.

(3) Détail des acquisitions de Production :

N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Filières
			Energie-Commande
R52701	RENV SEPAMS CENT TAIQHAE NUKU HIVA	9 356 426	9 356 426
	TOTAL CENTRALE TAIQHAE	9 356 426	9 356 426
	TOTAL PRODUCTION NUKU HIVA	9 356 426	9 356 426

Détail des acquisitions de Distribution :

N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Réseau aérien	Réseau souterrain	Branchement & Comptages
606992	RENV RESEAU HTA/BTA NUKU HIVA TOOVI	9 641 154	9 641 154		
CP2018	RESEAUX CP NUKU HIVA 2018 CP 2018	282 978	282 978		
CP2018	BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA CP 2018	1 566 827			1 566 827
	TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13	11 490 959	9 924 132	-	1 566 827
614485	RSX SOUT TIERS NUKU 2018 FINANCEMENTS TIERS	1 885 156		1 885 156	
BRT11/18	COMPTAGE TIERS NUKU 2018 FINANCEMENT NUKU HIVA	1 346 401			1 346 401
	TOTAL FINANCEMENT TIERS NUKU HIVA	3 231 557	-	1 885 156	1 346 401
	TOTAL DISTRIBUTION NUKU HIVA	14 722 516	9 924 132	1 885 156	2 913 228

(4) **Cessions de Production** : 5,9 MF Bâtiment/Filière énergie
Cessions de Distribution : 0,7 MF Comptages

(5) correspond aux emprunts repris à l'origine de la concession.

Les immobilisations en cours du domaine concédé s'élèvent à 5,4 MF contre 10,3 MF fin 2017 soit une baisse de 4,9 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	-	6 066 073	-	299 439
AN CONST CONCEDANT NUKU	01/01/1992	35	-	6 077 582	-	4 615 910	1 461 672
FG WILSON P50 G293 AAKAPA	01/11/2016	5	4 196 390	-	1 818 296	-	2 378 094
CPLT FG WILSON P50 AAKAPA	01/05/2017	5	440 764	-	163 261	-	277 503
FG WILSON P50-1 AAKAPA	01/08/2013	4	3 215 370	-	3 215 370	-	-
A.N FILIERE AAKAPA	01/01/1985	25	127 374	-	127 374	-	-
AN FILIERE CONCED NUKU	01/01/1992	25	-	610 011	-	610 011	-
TOTAL CENTRALE AAKAPA			14 345 410	6 687 593	11 390 375	5 225 921	4 416 707
RENOVAT° CLOTURE TAIOHAE	01/01/2014	-	2 850 896	-	-	-	2 850 896
AN CONST CONCEDANT NUKU	01/01/1992	35	-	15 787 900	-	11 990 873	3 797 027
A.N CONSTRUCTION TAIOHAE	01/01/1994	35	78 289 881	-	52 126 317	-	26 163 564
A.N CONSTRUCTION TAIOHAE	01/01/1994	24	5 209 313	-	5 209 313	-	-
EXT BATIMENT TAIOHAE CENT	29/09/2006	22	1 608 340	-	882 584	-	725 756
F&P CLOTURE STOCKAGE GO	01/07/2014	15	389 766	-	120 969	-	268 797
MOTEUR FG WILSON P400 NUK	17/07/2015	7	6 709 500	-	3 312 426	-	3 397 074
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	-	10 771 280	-	-
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	-	10 214 644	-	792
MOTEUR FG WILSON P635 NUK	08/11/2010	10	10 368 668	-	9 290 633	-	1 078 035
MOTEUR FG WILSON P400 NUK	16/04/2008	9	5 676 469	-	5 676 469	-	-
ALTERNAT FG WILSON P400 NUK	17/07/2015	7	2 928 750	-	1 445 900	-	1 482 850
ALTERNAT FG WILSON P450 NUK	01/12/2008	15	2 477 824	-	2 477 824	-	-
ALTERNAT FG WILSON P635 NUK	02/07/2009	10	2 953 971	-	2 953 735	-	236
ALTERNAT FG WILSON P400 NUK	29/09/2006	11	2 405 129	-	2 405 129	-	-
ALTERNAT FG WILSON P635 NUK	02/07/2009	10	2 953 971	-	2 953 742	-	229
ALTERNAT FG WILSON P635 NUK	08/11/2010	10	2 998 281	-	2 686 548	-	311 733
ALTERNAT FG WILSON P400 NUK	16/04/2008	15	2 477 824	-	2 477 824	-	-
ACCESSOIRE WILSON P400 NUKU	17/07/2015	7	609 606	-	300 957	-	308 649
ACCESSOIRE WILSON P450 NUKU	01/12/2008	12	3 506 206	-	3 506 206	-	-
ACCESSOIRE WILSON P635 NUKU	02/07/2009	10	8 510 727	-	8 510 047	-	680
ACCESSOIRE WILSON P400 NUKU	29/09/2006	11	5 042 390	-	5 042 390	-	-
ACCESSOIRE WILSON P635 NUKU	02/07/2009	10	8 510 727	-	8 510 067	-	660
ACCESSOIRE WILSON P635 NUKU	08/11/2010	10	7 773 166	-	6 964 986	-	808 180
ACCESSOIRE WILSON 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	-
A.N FILIERE TAIOHAE	01/01/1994	27	1 830 034	-	1 715 524	-	114 510
INSTALL 1GRPE NUKU HIVA	29/09/2006	22	140 240	-	76 957	-	63 283
FOURN.ENS.COMPTAG.THOKEIM	01/06/2009	20	1 998 909	-	978 190	-	1 020 719
COMB F&P GRPE P635 TAIOHA	08/11/2010	18	544 832	-	244 343	-	300 489
AIRE DEPOTAGE TAIOHAE NUK	01/01/2011	18	3 802 506	-	1 690 009	-	2 112 497
FIL.EAU GRPE P635 TAIOHAE	08/11/2010	18	847 819	-	380 223	-	467 596
INSTALLATION CONDENSATEUR	15/10/2007	21	4 268 852	-	2 252 167	-	2 016 685
CELLULE HTA CENT TAIOHAE	16/04/2008	21	1 249 123	-	647 226	-	601 897
F.ENER GRPE P635 TAIOHAE	08/11/2010	18	1 234 579	-	553 673	-	680 906
COFFRETS COMPTAGES TAIOHA	01/08/2013	15	1 876 239	-	659 243	-	1 216 996

Composants	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique Concessionnaire	Amortissement économique Tiers	Valeur Nette Economique
FILIERE NRJ FOURN BLOC24V	01/02/2015	14	171 416	-	48 244	-	123 172
NRJ TABLEAU HTA NUKU-HIVA	01/08/2015	13	4 574 325	-	1 164 978	-	3 409 347
RENV SEPAMS CENT TAI0HAE	01/08/2018	10	9 356 426	-	374 257	-	8 982 169
INSTALL 1GRPE NUKU HIVA	29/09/2006	22	320 570	-	175 916	-	144 654
ETUDES DDAE CENTR. TAI0HAE	01/10/2009	19	1 686 794	-	810 539	-	876 255
ENVT F&P GRPE P635 TAI0HA	08/11/2010	18	111 083	-	49 819	-	61 264
SECURITE INCENDIE NUKU HI	30/06/2005	24	12 638 561	-	7 261 942	-	5 376 619
INSTALL 1GRPE NUKU HIVA	29/09/2006	22	49 020	-	26 901	-	22 119
ARROSAGE MOUSSE CUVE	01/08/2008	20	1 800 551	-	918 646	-	881 905
SYST EXTINC INCENDIE NUKU	01/05/2011	18	10 415 628	-	4 520 068	-	5 895 560
INST EVENTS TAI0HAE NUKU	01/04/2012	17	221 483	-	89 257	-	132 226
INSTALL 1GRPE NUKU HIVA	29/09/2006	22	870 423	-	477 648	-	392 775
TOTAL CENTRALE TAI0HAE			263 456 195	16 804 586	191 164 419	13 007 559	76 088 803
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	-	13 859 091	-	1 032 321
A.N CONSTRUCT.TAIPIVAI 1	01/01/1985	34	3 295 765	-	3 295 765	-	-
AN CONST CONCEDANT NUKU	01/01/1992	35	-	16 575 222	-	12 588 843	3 986 379
HYDROLEC TAIPIVAI	01/01/1985	40	19 527 781	-	16 609 702	-	2 918 079
A.N FILIERE TAIPIVAI 1	01/01/1985	32	363 927	-	363 927	-	-
PROTECTION CENTRALE TAIP1	01/07/2015	5	3 527 990	-	2 371 534	-	1 156 456
SUPERVIS° GE-SEPAM-HYDRO	01/08/2015	5	2 902 590	-	1 933 443	-	969 147
TVX SECU CANAL DEVERSEUR	01/01/2013	8	429 107	-	338 522	-	90 585
F&P GARDE CORPS BASSIN	01/01/2014	7	412 174	-	310 660	-	101 514
CONDUITE FORCEE TAIPIVAI1	01/01/2011	25	123 471 100	-	39 510 926	-	83 960 174
TOTAL CENTRALE TAIPIVAI 1			172 644 871	16 575 222	78 593 570	12 588 843	98 037 680
A.N CONSTRUCT.TAIPIVAI 2	01/01/1997	35	7 534 687	-	4 736 092	-	2 798 595
F&P SAS ARMOIRE CTRL TAIP	01/01/2013	19	835 772	-	263 929	-	571 843
F&P VENTILAT° FORCEE TAIP	01/01/2014	18	444 737	-	123 536	-	321 201
BOUVIER HYDROLEC TAIPIVAI	01/01/1997	40	3 972 591	-	1 869 456	-	2 103 135
A.N FILIERE TAIPIVAI 2	01/01/1997	25	150 770	-	128 459	-	22 311
ARMOIRE AUTOMATE TAIP 2	01/06/2014	18	3 176 027	-	827 910	-	2 348 117
COMMUNICAT°CPL TAIPIVAI 2	01/08/2014	17	1 936 959	-	491 214	-	1 445 745
PROTEC CENTRALE TAIPIVAI2	01/06/2016	16	3 253 068	-	539 290	-	2 713 778
TVX SECU CANAL DEVERSEUR	01/01/2013	19	389 625	-	123 040	-	266 585
TOTAL CENTRALE TAIPIVAI 2			21 694 236	-	9 102 927	-	12 591 309
TOTAL PRODUCTION NUKU HIVA			472 140 712	40 067 401	290 251 291	30 822 323	191 134 499

Composants	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique Concessionnaire	Amortissement économique Tiers	Valeur Nette Economique
TRANSFO N2012 TAI0HAE NUK	01/07/2014	25	-	1 143 042	-	205 749	937 293
TRANSFO NUKU HIVA 99	01/01/1999	25	164 978	-	131 981	-	32 997
TRANSFO NUKU HIVA 2000	01/01/2000	25	4 372 098	-	3 322 796	-	1 049 302
TRANSFO NUKU HIVA 2003	01/01/2003	25	1 032 448	-	660 768	-	371 680
TRANSFO ELEVATEUR NUKU	01/11/2004	25	1 484 046	-	840 962	-	643 084
TRANSFO POSTE CP DP NUKU	01/07/2006	25	97 816	-	48 910	-	48 906
TRANSF N1011 TAI0HAE NUKU	01/01/2011	25	829 710	-	265 507	-	564 203
POSTE PROTECT° CENT NUKU	01/11/2004	25	7 614 826	-	4 315 068	-	3 299 758
POSTE N1011 TAI0HAE NUKU	01/01/2011	25	1 981 961	-	634 230	-	1 347 731
AUT COMPOS N1011 TAI0HAE	01/01/2011	25	4 656 825	-	1 490 190	-	3 166 635
RENV 5 IACM PAR 5 IAM NUK	01/10/2017	15	11 499 228	-	958 225	-	10 541 003
RES.AERIEN NUKU HIVA 2003	01/01/2003	25	100 452	-	64 289	-	36 163
EXT BTA AER QTIER TEIKIHA	30/05/2005	25	469 466	-	255 130	-	214 336
RESEAUX NUKU HIVA 2005	01/06/2005	25	-	91 656	-	49 797	41 859
RESEAUX CP 51906 2005NUKU	01/06/2005	25	692 060	-	376 018	-	316 042
RESEAUX HTA/BTA NUKU HIVA	12/07/2005	25	2 204 103	-	1 187 520	-	1 016 583
EXT BTA QTIER KIMITETE	13/12/2005	25	516 898	-	269 822	-	247 076
EP VILL HOOUMI NUKU HIVA	01/01/2006	25	684 233	-	355 799	-	328 434
RESEAUX NUKU HIVA 2006	01/07/2006	25	-	31 458	-	15 727	15 731
RESEAUX NUKU HIVA 2006	01/07/2006	25	-	409 948	-	204 975	204 973
RESEAUX NUKU HIVA 2006	01/07/2006	25	-	739 384	-	369 690	369 694
RESEAUX NUKU HIVA 2006	01/07/2006	25	-	2 983 591	-	1 491 797	1 491 794
RESEAU 15% EXT NUKU 06	01/07/2006	25	441 198	-	220 600	-	220 598
RENF RES BTA CP NUKUHIVA	01/07/2006	25	5 200 250	-	2 600 125	-	2 600 125
EXT RES BTA VILL AAKAPA	01/01/2007	25	1 204 444	-	578 136	-	626 308
EXT BTA TEKOHUOTETUA MROS	01/01/2007	25	202 230	-	97 068	-	105 162
RESEAUX CP NUKU HIVA 2007	01/07/2007	25	8 987 186	-	4 134 105	-	4 853 081
RESEAUX NUKUHIVA 2007	01/07/2007	25	-	307 437	-	141 421	166 016
RESEAUX NUKUHIVA 2007	01/07/2007	25	-	467 440	-	215 024	252 416
RESEAUX NUKU HIVA 2007	01/07/2007	25	-	1 776 749	-	817 305	959 444
15% QUOTE PART EDT 2007	01/07/2007	25	195 161	-	89 773	-	105 388
RESEAU 2008 CONCEDANT	01/01/2008	25	-	1 063 828	-	468 083	595 745
EXT SOUT 14A BTAS HANGAR	30/04/2008	25	547 670	-	223 011	-	324 659
EXT BTA QT AHSNA NUKU HIV	28/05/2008	25	209 171	-	88 620	-	120 551
RESEAUX CP NUKU HIVA 2008	01/07/2008	25	14 847 351	-	6 235 887	-	8 611 464
RESEAUX 2008 TIERS	01/07/2008	25	-	991 776	-	416 546	575 230
EXT BTA QT TEIHIHEEKUA	13/08/2008	25	53 370	-	22 168	-	31 202
RESEAUX CP NUKU HIVA 2009	01/07/2009	25	2 872 197	-	1 091 436	-	1 780 761
RESEAUX 2009 CONCEDANT	01/12/2009	25	-	495 420	-	180 004	315 416
RESEAUX 2009 TIERS	01/12/2009	25	-	1 096 599	-	398 431	698 168
EXT BTA QTIER PIRIOTUA M	01/01/2010	25	591 072	-	212 787	-	378 285
EXT BTA QTIER AUGEREAU J	30/06/2010	25	821 785	-	279 497	-	542 288
RESEAUX CP NUKU HIVA 2010	01/07/2010	25	11 969 459	-	4 069 614	-	7 899 845
RESEAUX 2010 CONCED NUKU	01/07/2010	25	-	177 111	-	60 217	116 894

Composants	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique Concessionnaire	Amortissement économique Tiers	Valeur Nette Economique
MIS CONFORM. BTA TAI0HAE	01/01/2011	25	2 443 166	-	781 816	-	1 661 350
MEC BT QT SALMON TAI0HAE	11/04/2011	25	958 470	-	296 066	-	662 404
RESEAUX CP NUKU HIVA 2011	01/07/2011	25	82 502 178	-	24 750 944	-	57 751 234
RESEAUX 2011 CONCED NUKU	01/07/2011	25	-	2 878 575	-	863 572	2 015 003
EXT 14A1 BTA QT ARAI NUKU	19/07/2011	25	1 943 709	-	579 235	-	1 364 474
MISE CONFORM BTA TAI0HAE	01/01/2012	25	1 218 695	-	341 238	-	877 457
RESEAU STAT° CONCASSAGE	01/01/2012	25	6 662 637	-	1 865 557	-	4 797 080
RESEAUX CP NUKU HIVA 2012	01/07/2012	25	40 224 432	-	10 458 520	-	29 765 912
RESEAUX 2012 CONCED NUKU	01/07/2012	25	-	594 196	-	154 492	439 704
EXT 14A1 QT TEIKIHAA NUKU	28/08/2012	25	190 168	-	48 240	-	141 928
EXT 14A1 QT FIU NUKU HIVA	01/01/2013	25	1 694 595	-	406 702	-	1 287 893
EXT 14A1 QT TEAHU NUKU HI	01/01/2013	25	77 226	-	18 534	-	58 692
RESEAUX CP NUKU HIVA 2013	01/07/2013	25	21 687 077	-	4 771 290	-	16 915 787
RESEAUX CP NUKU HIVA 2013	01/07/2013	25	369 802	-	81 359	-	288 443
RESEAUX 2013 TIERS NUKU	01/07/2013	25	-	685 075	-	150 716	534 359
RESEAUX 2013 CONCED NUKU	01/07/2013	25	-	829 621	-	182 517	647 104
RESEAUX 2014 CONCED NUKU	01/07/2014	25	-	4 071 237	-	732 822	3 338 415
RESEAUX CP NUKU HIVA 2014	01/07/2014	25	470 265	-	84 652	-	385 613
RESEAUX CP NUKU HIVA 2014	01/07/2014	25	760 495	-	136 895	-	623 600
ART14A/N°051/14/BM/NT	01/11/2014	25	775 982	-	129 330	-	646 652
EXT 14A1 QT HIRIGA À TAI0	05/02/2015	25	1 015 901	-	158 703	-	857 198
ELEC 14A 1924/14/TAIPIVAI	12/05/2015	25	161 031	-	23 422	-	137 609
RESEAUX CP NUKU HIVA 2015	01/07/2015	25	4 686 952	-	656 221	-	4 030 731
RESEAUX 2015 CONCED NUK	01/07/2015	25	-	1 266 259	-	177 275	1 088 984
RSX AERIEN 2016 NUKU HIVA	18/02/2016	25	9 943 643	-	1 141 281	-	8 802 362
14A1 039/16/BK/BT NUKU HI	06/04/2016	25	235 565	-	25 782	-	209 783
RESEAUX 2016 CONCED NUKU	01/07/2016	25	-	129 252	-	12 925	116 327
RESEAUX CP NUKU HIVA 2016	01/07/2016	25	150 086	-	15 010	-	135 076
14A1 299/16/BT/BK NUKUHIV	01/01/2017	25	1 046 873	-	83 740	-	963 133
14A1 370/16/BK/BT NUKUHIV	27/01/2017	25	946 057	-	72 946	-	873 111
RESEAUX CP NUKU HIVA 2017	01/07/2017	25	516 152	-	30 971	-	485 181
RSX AERIEN TIERS NUK 2017	01/07/2017	25	-	340 585	-	20 435	320 150
RENV RESEAU HTA/BTA NUKU	01/03/2018	25	9 641 154	-	321 372	-	9 319 782
RESEAUX CP NUKU HIVA 2018	01/07/2018	25	282 978	-	5 660	-	277 318
EXT BTSOU QT TAATA NUKU	31/12/2008	35	538 698	-	155 193	-	383 505
MEC RESEAU SOUT TAI0HAE	01/01/2011	35	30 363 130	-	6 940 175	-	23 422 955
MEC BT QT SALMON TAI0HAE	11/04/2011	35	2 591 420	-	571 762	-	2 019 658
MIS CONFORM BTS TAI0HAE	01/01/2012	35	2 263 290	-	452 664	-	1 810 626
RESEAUX 2013 TIERS NUKU	01/07/2013	35	-	1 927 791	-	302 940	1 624 851
RESEAUX 2013 CONCED NUKU	01/07/2013	35	-	374 113	-	58 789	315 324
EXT 14A/112/13/NK/BT	04/04/2014	35	661 561	-	89 627	-	571 934
RESEAUX SOUT TIERS NUKU H	01/07/2014	35	-	3 755 826	-	482 891	3 272 935
RESEAUX CP NUKU HIVA 2015	01/07/2015	35	96 013	-	9 603	-	86 410
RSX SOUT TIERS NUK 2015	01/07/2015	35	-	1 131 147	-	113 114	1 018 033
MISE SOUT RESEAUX HT/BT	01/10/2016	35	17 839 063	-	1 146 771	-	16 692 292

Composants	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique Concessionnaire	Amortissement économique Tiers	Valeur Nette Economique
MISE SOUT RESEAUX HT/BT	01/01/2017	35	6 526 193	-	372 883	-	6 153 310
RSX SOUT TIERS NUKU 2018	01/07/2018	35	-	1 885 156	-	26 931	1 858 225
COMPTAGE NUKU HIVA 1992	01/01/1992	20	-	4 796 777	-	4 796 777	-
COMPTAGE NUKU HIVA 96	01/01/1996	20	520 299	-	520 299	-	-
COMPTAGE NUKU HIVA 97	01/01/1997	24	660 000	-	647 842	-	12 158
COMPTAGE NUKU HIVA 98	01/01/1998	23	1 019 999	-	982 420	-	37 579
COMPTAGE NUKU HIVA 2000	01/01/2000	21	580 664	-	537 877	-	42 787
COMPTAGE NUKU HIVA 2001	01/01/2001	20	-	2 559 426	-	2 303 483	255 943
COMPTAGE NUKU HIVA 2002	01/01/2002	20	414 546	-	352 363	-	62 183
COMPTAGE NUKU HIVA 2002	01/01/2002	20	-	1 081 466	-	919 245	162 221
COMPTAGE NUKU HIVA 2003	01/01/2003	20	-	1 780 403	-	1 424 321	356 082
POSE COMPTEUR 2004 NUKU	01/07/2004	20	487 564	-	353 482	-	134 082
BRANCHEMENT NUKU 2004	01/07/2004	20	-	1 198 366	-	868 814	329 552
COMPATGE NUKU HIVA 2005	01/06/2005	20	-	1 777 995	-	1 207 557	570 438
POSE COMPTEURS NUKU 2005	01/07/2005	20	60 580	-	40 891	-	19 689
COMPTAGES CP NUKU HIVA 05	01/07/2005	20	243 609	-	164 436	-	79 173
BRCHT AERIEN PUHETINI A	01/06/2006	20	48 150	-	30 294	-	17 856
BRCHT NUKU HIVA 2006	01/07/2006	20	-	547 080	-	341 925	205 155
NVEAUX CPTAGES NUKU HIVA	01/07/2006	20	799 714	-	499 823	-	299 891
BRCHT NUKUHIVA 2007	01/07/2007	20	-	2 356 017	-	1 354 711	1 001 306
BRCHT/CPTAGES CP NUKUHIVA	01/07/2007	20	905 741	-	520 801	-	384 940
BRCHT/CPTAGE CP NUKU HIVA	01/07/2008	20	916 516	-	481 173	-	435 343
BRCHT 2008 FINANC TIERS	01/07/2008	20	-	1 741 957	-	914 529	827 428
BRCHT/CPTAG.NUKU HIVA2009	01/07/2009	20	1 821 555	-	865 241	-	956 314
BRCHT 2009 FINANC.TIERS	01/12/2009	20	-	894 437	-	406 225	488 212
BRCHT/CPTAGE NUKU HIV2010	01/07/2010	20	1 339 213	-	569 167	-	770 046
COMPTAGE TIERS NUK 2010	01/07/2010	20	-	1 238 863	-	526 516	712 347
BRCHT/CPTAGE NUKU HIVA	01/07/2011	20	1 670 856	-	626 580	-	1 044 276
COMPTAGE TIERS NUKU 2011	01/07/2011	20	-	1 820 439	-	682 665	1 137 774
BRCHT/CPTAGES NUKU HIVA	01/07/2012	20	1 126 676	-	366 174	-	760 502
COMPTAGE TIERS NUKU 2012	01/07/2012	20	-	1 432 291	-	465 495	966 796
CPTEURS SOLAIRE NUK 2012	01/07/2012	20	-	73 245	-	23 804	49 441
BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA	01/07/2013	20	1 535 713	-	422 331	-	1 113 382
COMPTAGE TIERS NUKU 2013	01/07/2013	20	-	1 117 214	-	307 235	809 979
CPTEURS SOLAIRE NUK 2013	01/07/2013	20	-	53 909	-	14 824	39 085
BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA	01/07/2014	20	192 562	-	43 328	-	149 234
COMPTAGE TIERS NUKU 2014	01/07/2014	20	-	1 720 953	-	387 216	1 333 737
BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA	01/07/2015	20	4 602 087	-	805 421	-	3 796 666
COMPTAGE TIERS NUK 2015	01/07/2015	20	-	1 357 135	-	237 499	1 119 636
BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA	01/07/2016	20	2 207 176	-	275 909	-	1 931 267
COMPTAGE TIERS NUKU 2016	01/07/2016	20	-	734 965	-	91 870	643 095
COMPTAGE TIERS NUKU 2017	01/07/2017	20	-	1 762 366	-	132 177	1 630 189
BRCHT/COMPTAGE NUKU HIVA	01/07/2017	20	2 118 291	-	158 884	-	1 959 407
BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA	01/07/2018	20	1 566 827	-	39 171	-	1 527 656
COMPTAGE TIERS NUKU 2018	01/07/2018	20	-	1 346 401	-	33 660	1 312 741
EQUIP CELLULES NUKU 1995	01/01/1995	25	18 247 995	-	17 518 075	-	729 920
TOTAL DISTRIBUTION NUKU HIVA			381 114 682	63 035 977	118 966 189	25 754 733	299 429 737
>>>> TOTAL PAR CONCESSION NUKU HIVA			853 255 394	103 103 378	409 217 480	56 577 056	490 564 236

Production :	
VB Concessionnaire :	472 140 712
VB Tiers :	40 067 401
Droit incorporel * :	23 584 984
Total VB (fin 2018)	535 793 097

Distribution :	
VB Concessionnaire :	381 114 682
VB Tiers :	63 035 977
Droit incorporel * :	6 481 100
Total VB (fin 2018)	450 631 759

* : *correspond aux emprunts repris à l'origine de la concession*

5.3 - Suivi du programme contractuel d'investissements

Distribution :

N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Réseau aérien	Branchement & Comptages
606992	RENV RESEAU HTA/BTA NUKU HIVA TOOVI	9 641 154	9 641 154	
CP2018	RESEAUX CP NUKU HIVA 2018 CP 2018	282 978	282 978	
CP2018	BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA CP 2018	1 566 827		1 566 827
	TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13	11 490 959	9 924 132	1 566 827
	TOTAL DISTRIBUTION NUKU HIVA	11 490 959	9 924 132	1 566 827

5.4 - Dépenses de renouvellement

Production :

	Prévu	Réalisé*	Ecart
ACCESSOIRES GROUPES	5 342 369	-	- 5 342 369
ALTERNATEUR GROUPE	2 875 616	-	- 2 875 616
FILIERES	13 303 091	9 356 426	- 3 946 665
BATIMENT	15 454 636	-	- 15 454 636
BLOC MOTEUR GROUPE	19 568 609	-	- 19 568 609
GROUPE	5 151 125	-	- 5 151 125
TOTAL	61 695 446	9 356 426	-52 339 020

* hors rattrapage TVA à reverser

dont	Ecart	Commentaires
<i>renouvellement reporté</i>	-52 339 020	Le renouvellement du bâtiment de la centrale d'Aakapa, d'un groupe à Aakapa et deux groupes à Taiohae a été reporté.
<i>renouvellement anticipé</i>		
<i>renouvellement besoin annulé ou modifié</i>		
<i>écart de coût sur renouvellement effectué</i>		
<i>total pour vérif</i>	-52 339 020	

Distribution :

	Prévu	Réalisé*	Ecart
Transfos	1 500 000	-	- 1 500 000
Réseaux HTA	18 713 840	9 641 154	- 9 072 687
Réseaux BT	4 968 278	-	- 4 968 278
Branchements et comptages	3 534 607	1 132 032	- 2 402 575
Réseau souterrain	1 111 801	-	- 1 111 801
TOTAL	29 828 526	10 773 186	-19 055 340

* hors rattrapage TVA à reverser

dont	Ecart	Commentaires
<i>renouvellement reporté</i>	-19 055 340	Le programme de renouvellement des poteaux HT et BT a été reporté en 2019 dans l'attente de l'audit de l'état des supports par le résistographe terminé au 1er semestre 2019.
<i>renouvellement anticipé</i>		
<i>renouvellement besoin annulé ou modifié</i>		
<i>écart de coût sur renouvellement effectué</i>		
<i>total pour vérif</i>	-19 055 340	

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.

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

5.5.2 Méthode économique des charges calculées

Pour répondre à cette obligation, le concessionnaire a mis en place au 1^{er} janvier 2017 et de manière prospective une méthode de comptabilisation « susceptibles de satisfaire à une présentation économique des coûts de la ou des activités » de la concession :

- elle consiste à « amortir » sur la durée résiduelle de la concession à la fois la valeur non amortie des biens gérés et de « provisionner » sur la même durée ses coûts prévisionnels de renouvellement ;

- o elle permet pour un patrimoine géré constant, d'avoir une charge globale d'amortissement constante sur toute la durée de la concession.

Amortissement technique des biens au bilan

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

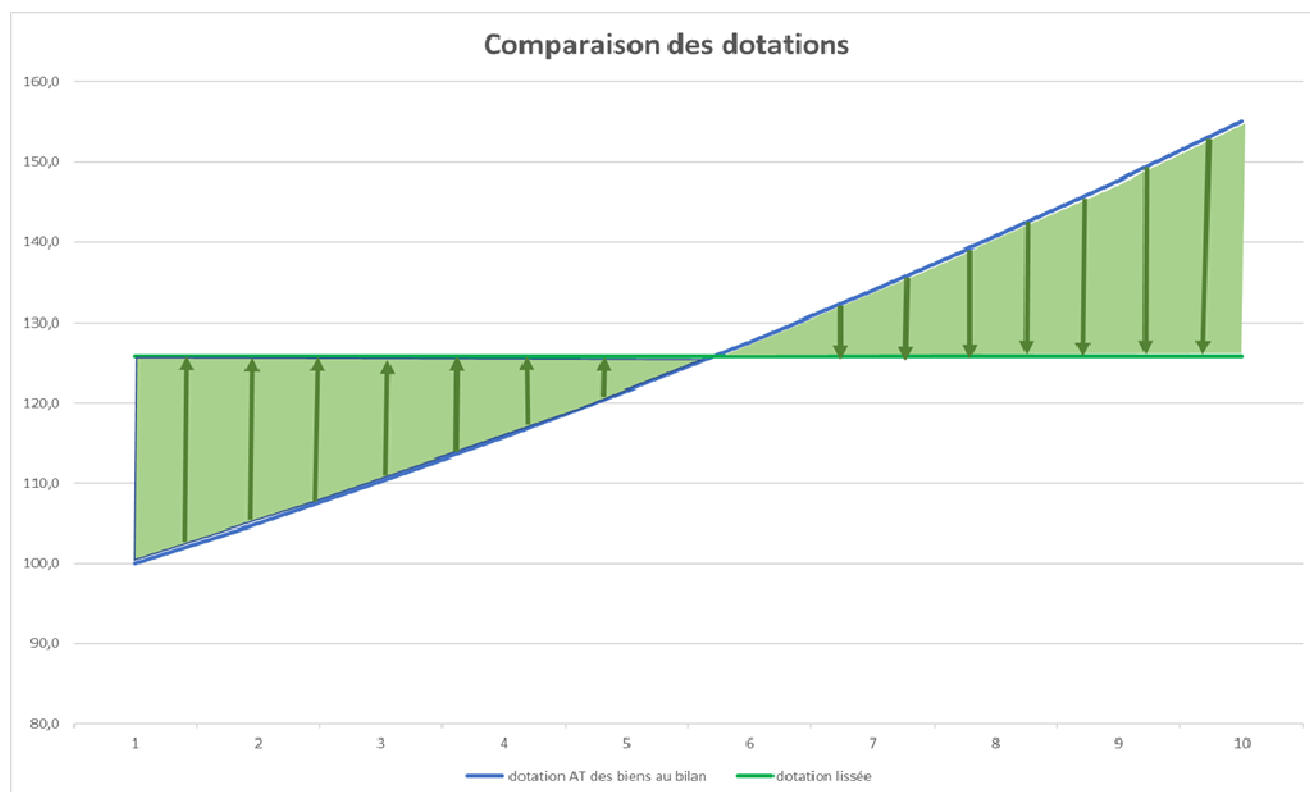
La dotation de l'exercice est obtenue en divisant ce reste à amortir sur la durée résiduelle de la concession.

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

Dotation/reprise de lissage

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

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



En bleu la courbe ascendante des dotations à l'amortissement technique des biens au bilan.

Les flèches vertes représentent les dotations/reprises de lissage.

La droite verte horizontale représente la dotation résultante lissée

La surface verte, « l'actif/passif » de renouvellement.

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

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

Détail des calculs / Production :

Amortissement des biens au bilan	Total	Biens au bilan	Améliorant	
Vo cloture 2018 (hors droit incorporel)	512 208 112	510 030 191	2 177 921	
- financements tiers et concédant	(40 067 401)	(40 067 401)	-	
- IFC renouvellement cumul	(26 550 907)	(26 550 907)	-	
base amortissable	445 589 804	443 411 883	2 177 921	(A)
Cumul des dotations à l'ouverture	402 824 977	402 824 977	-	
Régularisation sortie 2017 (bilan)	(2 750 615)	(2 750 615)	-	
Régularisation dotation 2017 (résultat)	687 654	687 654	-	
Cumul dot à l'ouverture corrigé	400 762 016	400 762 016	-	(B)
- sortie AT des biens renouvelés (exercice)	(5 928 652)	(5 928 652)	-	(C)
reste à amortir	50 756 441	48 578 520	2 177 921	(D) = (A-B-C)
nb années restantes	3	3	3	
dotation	16 918 814	16 192 840	725 974	
réintégration droit entrée	-	-	-	
dotations exercice ⁽¹⁾	16 918 814	16 192 840	725 974	(E)
dotation cumulée	411 752 177	411 026 203	725 974	(B+C+E)
réintégration droit entrée amt cumulé antérieur	19 551 964	19 551 964	-	
dotations cumulées à fin 2018 ⁽²⁾	431 304 141	430 578 167	725 974	

methode lissée charge nette totale (hors régul. & écarts)						
	mécanique de lissage des AT		AT / biens existants au bilan	dotation hors améliorant lissée A+B	Améliorant	total
	Actif/Passif de renouvellement	dotations /reprises B	dotation aux amortissements A		dotation aux amortissements	impact exercice (+) = produit
	(106 401 604)					
2017	(108 640 744)	(2 239 140)	(12 784 644)	(15 023 783)	-	(15 023 783)
2018	(107 471 687)	1 169 057	(16 192 840)	(15 023 783)	(725 974)	(15 749 757)
2019	(55 766 009)	51 705 678	(66 729 461)	(15 023 783)	(725 974)	(15 749 757)
2020	-	55 766 009	(70 789 792)	(15 023 783)	(725 974)	(15 749 757)
		106 401 604	(166 496 736)	(60 095 132)	(2 177 921)	(62 273 053)
moyenne :		26 600 401	(41 624 184)	(15 023 783)		
				moyenne 2017 / 2020		

1) dotation impactant le résultat de l'entreprise (biens financem

	Total	Thermique	Hydro	Autre
Dotation N	16 918 814	11 338 784	5 580 030	
Réintégration droit d'entrée	-	-		
Régularisation dotation 2017	687 654	687 654		
Total dotation amortissements biens au bilan 2018	17 606 467	12 026 437	5 580 030	-
Charges / (reprises) lissage 2018	(1 169 057)	(1 300 875)	131 818	
écart charges lissées 2018 et autres	(0)	5 711 848		(5 711 848)
Total amortissement des actifs de concession 4.3.3 & 5.5.3	16 437 410	16 437 410	5 711 848	(5 711 848)
- régularisations et écarts	(6 399 501)	(6 399 501)	-	5 711 848
Charge lissée dotation 2018 (hors régularisations & écarts)	15 749 757	10 037 909	5 711 848	-

2) amortissement cumulé (financement concessionnaire)

Amortissement cumulé (financement concessionnaire)	431 304 141
Amortissement cumulé (financement tiers & concédant)	30 822 323
Total amortissement au bilan	462 126 464

Besoin 31/12/2016 réévalué à fin de période :	116 959 842
- réalisé 2017 :	(404 000)
- réalisé 2018 ⁽¹⁾ :	(11 422 269)
Reste à faire à fin 2018 :	105 133 573

⁽¹⁾ : dont rattrapage sur TVA à reverser 2011-2017 de 2 065 843 xpf

Détail des calculs / Distribution :

Amortissement des biens au bilan	Total	Biens au bilan	Améliorant	
Vo cloture 2018 (hors droit incorporel)	444 150 660	431 602 563	12 548 097	
- financements tiers et concédant	(63 035 977)	(57 701 469)	(5 334 508)	
- IFC renouvellement cumul	(23 925 749)	(23 925 749)	-	
base amortissable	357 188 933	349 975 344	7 213 589	(A)
Cumul des dotations à l'ouverture	304 078 298	303 015 117	1 063 181	
Régularisation sortie 2017 (bilan)	(2 407 024)	(2 407 024)	-	
Régularisation dotation 2017 (résultat)	601 756	601 756	-	
Cumul dot à l'ouverture corrigé	302 273 030	301 209 849	1 063 181	(B)
- sortie AT des biens renouvelés (exercice)	-	-	-	(C)
reste à amortir	54 915 903	48 765 495	6 150 408	(D) = (A-B-C)
nb années restantes	3	3	3	
dotation lissée	18 305 301	16 255 165	2 050 136	
réintégration droit entrée	-	-	-	
dotations exercice ⁽¹⁾	18 305 301	16 255 165	2 050 136	(E)
dotation cumulée lissée	320 578 331	317 465 014	3 113 317	(B+C+E)
réintégration droit entrée amt cumulé antérieur	6 481 100	6 481 100	-	
dotations cumulées à fin 2018 ⁽²⁾	327 059 431	323 946 114	3 113 317	

methode lissée charge nette totale (hors régul. & écarts)						
	mécanique de lissage des AT		AT / biens existants au bilan	dotation hors améliorant lissée A+B	Améliorant	total
	Actif/Passif de renouvellement	dotations /reprises B	dotation aux amortissements A		dotation aux amortissements	impact exercice (+) = produit
	(62 883 626)					
2017	(68 099 501)	(5 215 875)	(11 171 995)	(16 387 871)	(1 063 181)	(17 451 051)
2018	(68 232 207)	(132 706)	(16 255 165)	(16 387 871)	(2 050 136)	(18 438 007)
2019	(47 864 913)	20 367 294	(36 755 165)	(16 387 871)	(2 050 136)	(18 438 007)
2020	-	47 864 913	(64 252 783)	(16 387 871)	(2 050 136)	(18 438 007)
		62 883 626	(128 435 109)	(65 551 483)	(7 213 589)	(72 765 072)
moyenne :		15 720 907	(32 108 777)	(16 387 871)		
				moyenne 2017 / 2020		

1) dotation impactant le résultat de l'entreprise (biens financement concessionnaire)			
Dotation N		18 305 301	
Réintégration droit d'entrée		-	
Régularisation dotation 2017		601 756	
Total dotation amortissements biens au bilan 2018		18 907 057	4.3.3
Charges / (reprises) lissage 2018		132 706	4.3.3
Total amortissement des actifs de concession		19 039 763	4.3.3
- Réintégration droit d'entrée		-	
Total amortissement des actifs de concession (hors reintégration		19 039 763	5.5.3
- régularisations et écarts		(601 756)	
Charge lissée dotation 2018 (hors régularisations & écarts)		18 438 007	

2) amortissement cumulé (financement concessionnaire)

Amortissement cumulé (financement concessionnaire)	327 059 431
Amortissement cumulé (financement tiers & concédant)	25 754 733
Total amortissement au bilan	352 814 164

Besoin 31/12/2016 réévalué à fin de période :	102 341 099
- réalisé 2017 :	-16 510 609
- réalisé 2018 :	-17 332 875
Reste à faire à fin 2018 :	68 497 615

5.5.3 Impact sur l'exercice

Les charges calculées en méthode lissée (résultat des concessions) sont inférieures à celles découlant de la méthode PCG (comptes sociaux).

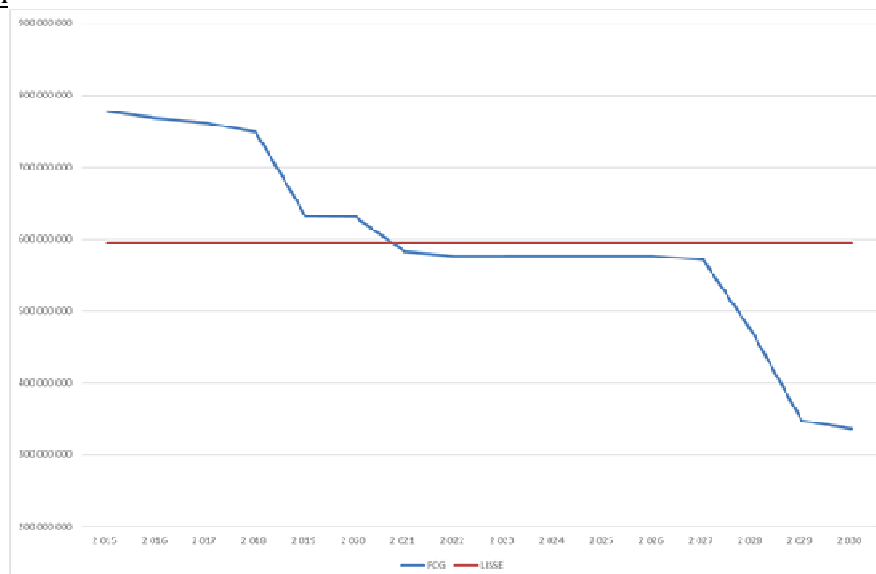
	Nuku Hiva		
	PCG	lissée	Ecart
PRODUCTION	23 966 310	16 437 410	- 7 528 900
DISTRIBUTION	24 786 948	19 039 763	- 5 747 185
TOTAL	48 753 258	35 477 173	- 13 276 085

Les écarts s'expliquent :

- en distribution : par un rythme différent de provisionnement des renouvellements (durée de vie des biens en PCG / durée résiduelle de la concession en méthode lissée) ;
- en production : par un rythme différent de provisionnement des renouvellements (durée de vie des biens en PCG / durée résiduelle de la concession en méthode lissée).

1) La méthode PCG alourdit les charges de début de période, ces dernières diminuent avec l'arrivée des renouvellements.

Illustration



5.6 - Dépenses d'améliorant réalisées dans l'année

Distribution :

N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Taux d'améliorant	Améliorant
91912	QP 15% EXTENSIONS 2018	282 978	100%	282 978
E4900	BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA CP 2018	434 795	100%	434 795
	TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13	717 773		717 773
614485	RSX SOUT TIERS NUKU 2018 FINANCEMENTS TIERS	1 885 156	100%	1 885 156
BRT11/18	COMPTAGE TIERS NUKU 2018 FINANCEMENT NUKU HIVA	1 346 401	100%	1 346 401
	TOTAL FINANCEMENT TIERS NUKU HIVA	3 231 557		3 231 557
	TOTAL DISTRIBUTION RURUTU	3 949 330		3 949 330

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 – (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

- Le montant de l'indemnité prévisionnelle au titre des investissements 2010 à 2018 s'élève à 51 MXPf.

Compostants	Date de mise en service	Durée d'amortissement	Date fin de vie	Valeur Brute concessionnaire	TVA à reverser (13%)	Vo majorée de la TVA à reverser	Tx améliorant	Montant de la part améliorante	Montant prévisionnel indemnité fin de concession
FG WILSON P50-1 AAKAPA FGWPEP22VBMU06130 NUKU	01/08/2013	4	01/12/2017	3 215 370	125 399	3 340 769	0%	-	-
RENOVAT* CLOTURE TAI0HAE CENTRALE	01/01/2014	-	01/01/2014	2 709 977	140 919	2 850 896	0%	-	-
F&P CLOTURE STOCKAGE GO SECURITE CENTRALE TAI0HAE	01/07/2014	15	01/01/2029	370 500	19 266	389 766	100%	389 766	194 883
MOTEUR FG WILSON P400 NUK U TAI0HAE	17/07/2015	7	17/07/2022	6 300 000	409 500	6 709 500	100%	6 709 500	4 025 700
MOTEUR FG WILSON P635 NUK U TAI0HAE	08/11/2010	10	08/10/2020	10 368 668	-	10 368 668	100%	10 368 668	1 036 867
ALTERNAT FG WILSON P400 NUK U TAI0HAE	17/07/2015	7	17/07/2022	2 750 000	178 750	2 928 750	100%	2 928 750	1 757 250
ALTERNAT FG WILSON P635 NUK U TAI0HAE	08/11/2010	10	08/10/2020	2 998 281	-	2 998 281	100%	2 998 281	299 828
ACCESSOIRE WILSON P400 NUKU TAI0HAE	17/07/2015	7	17/07/2022	572 400	37 206	609 606	100%	609 606	365 764
ACCESSOIRE WILSON P635 NUKU TAI0HAE	08/11/2010	10	08/10/2020	7 773 166	-	7 773 166	100%	7 773 166	777 317
COMB F&P GRPE P635 TAI0HA E NUKU HIVA	08/11/2010	18	08/01/2029	544 832	-	544 832	100%	544 832	54 483
AIRE DEPOTAGE TAI0HAE NUK U HIVA	01/01/2011	18	01/01/2029	3 753 708	48 798	3 802 506	100%	3 802 506	760 501
FILÉAU GRPE P635 TAI0HAE NUKU HIVA	08/11/2010	18	08/01/2029	847 819	-	847 819	100%	847 819	84 782
F.ENER GRPE P635 TAI0HAE NUKU HIVA	08/11/2010	18	08/01/2029	1 234 579	-	1 234 579	100%	1 234 579	123 458
COFFRETS COMPTAGES TAI0HA E CENTRALE NUKU HIVA	01/08/2013	15	01/01/2029	1 805 812	70 427	1 876 239	100%	1 876 239	750 495
FILIERE NRJ FOURN BLOC24V PR ALIM CELL TAI0HAE NUKU	01/02/2015	14	01/01/2029	160 954	10 462	171 416	100%	171 416	102 850
NRJ TABLEAU HTA NUKU-HIVA CENTRALE TAI0HAE	01/08/2015	13	01/01/2029	4 295 141	279 184	4 574 325	100%	4 574 325	2 744 595
ENVT F&P GRPE P635 TAI0HA E NUKU HIVA	08/11/2010	18	08/01/2029	111 083	-	111 083	100%	111 083	11 108
SYST EXTINC INCENDIE NUKU DETECT* CENTRALE TAI0HAE	01/05/2011	18	01/01/2029	10 281 962	133 666	10 415 628	100%	10 415 628	2 083 126
INST EVENTS TAI0HAE NUKU LOCAL SYST DETEC*&EXTINC*	01/04/2012	17	01/01/2029	215 870	5 613	221 483	100%	221 483	66 445
TERRAIN TAIP IVAI 1 NUKU (EX TERRE TEUAKUEENUI)	03/05/2013	-	03/05/2013	3 823 025	149 098	3 972 123	100%	3 972 123	1 529 210
PROTECTION CENTRALE TAIP1 TAIP IVAI 1 À NUKU HIVA	01/07/2015	5	01/10/2020	3 312 667	215 323	3 527 990	100%	3 527 990	2 116 794
SUPERVIS* GE-SEPAM-HYDRO TAIP IVAI1 NUKU HIVA	01/08/2015	5	01/10/2020	2 725 437	177 153	2 902 590	100%	2 902 590	1 741 554
TVX SECU CANAL DEVERSEUR CENT TAIP IVAI 1 NUKU HIVA	01/01/2013	8	01/10/2020	413 000	16 107	429 107	100%	429 107	171 643
F&P GARDE CORPS BASSIN TAIP IVAI 1 NUKU HIVA	01/01/2014	7	01/10/2020	391 800	20 374	412 174	100%	412 174	206 087
CONDUITE FORCEE TAIP IVAI1	01/01/2011	25	01/01/2036	1 211 886 575	1 584 525	1 230 431 100	0%	-	-
F&P SAS ARMOIRE CTRL TAIP IVAI 2 NUKU	01/01/2013	19	01/01/2032	804 400	31 372	835 772	100%	835 772	334 309
F&P VENTILAT* FORCEE TAIP IVAI 2 + CLIM 9000 BTU	01/01/2014	18	01/01/2032	422 754	21 983	444 737	100%	444 737	222 369
ARMOIRE AUTOMATE TAIP 2 REGULATION TURBINE	01/06/2014	18	01/01/2032	3 019 037	156 990	3 176 027	100%	3 176 027	1 588 013
COMMUNICAT* CPL TAIP IVAI 2 & TAIP IVAI 1	01/08/2014	17	01/01/2032	1 841 216	95 743	1 936 959	100%	1 936 959	968 480
TVX SECU CANAL DEVERSEUR CENT TAIP IVAI 2 NUKU HIVA	01/01/2013	19	01/01/2032	375 000	14 625	389 625	100%	389 625	155 850
FG WILSON P50 G293 AAKAPA NUKU HIVA	01/11/2016	5	01/11/2021	3 892 755	303 635	4 196 390	0%	-	-
MOTEUR PERKINS P750 TAI0H AE G196 JGDF5100N01212A	01/05/2016	3	01/01/2019	10 771 280	840 160	11 611 440	0%	-	-
PROTEC CENTRALE TAIP IVAI2 NUKU HIVA	01/06/2016	16	01/01/2032	3 017 688	235 380	3 253 068	100%	3 253 068	2 277 147
CPLT FG WILSON P50 AAKAPA G293 POSE NUKU HIVA	01/05/2017	5	01/11/2021	404 000	36 764	440 764	0%	-	-
RENV SEPAMS CENT TAI0HAE NUKU HIVA	01/08/2018	10	01/01/2029	9 356 426	-	9 356 426	0%	-	-
PRODUCTION NUKU HIVA				226 767 182	5 358 422	232 125 604		76 857 818	26 550 907

Compostants	Date de mise en service	Durée d'amortissement	Date fin de vie	Valeur Brute concessionnaire	TVA à reverser (13%)	Vo majorée de la TVA à reverser	Tx améliorant	Montant de la part améliorante	Montant prévisionnel indemnité fin de concession
TRANSFO N2012 TAIHAE NUKU MATATINI FEED. TAIPIVAI	01/07/2014	25	01/07/2039	-	-	-			-
TRANSF N1011 TAIHAE NUKU ZONE ADM FEEDER TAIHAE	01/01/2011	25	01/01/2036	819 062	10 648	829 710	33%	270 290	54 761
POSTE N1011 TAIHAE NUKU ZONE ADM FEEDER TAIHAE	01/01/2011	25	01/01/2036	1 956 526	25 435	1 981 961	33%	645 654	130 809
AUT COMPOS N1011 TAIHAE ZONE ADM NUKU FEED TAIHAE	01/01/2011	25	01/01/2036	4 597 063	59 762	4 656 825	33%	1 517 031	307 350
EXT BTA QTIER PIROTUA M TAIPIVAI NUKU HIVA (14A1)	01/01/2010	25	01/01/2035	591 072	-	591 072	100%	591 072	59 107
EXT BTA QTIER AUGEREAU J TERRE AVAU N. HIVA (14A1)	30/06/2010	25	30/06/2035	821 785	-	821 785	100%	821 785	82 179
RESEAUX CP NUKU HIVA 2010	01/07/2010	25	01/07/2035	11 969 459	-	11 969 459	0%	-	-
RESEAUX 2010 CONCED NUKU HIVA FINANCEMENT	01/07/2010	25	01/07/2035	-	-	-			-
MIS CONFORM. BTA TAIHAE QT PUHETINI NUKU HIVA	01/01/2011	25	01/01/2036	2 411 812	31 354	2 443 166	0%	-	-
MEC BT QT SALMON TAIHAE NUKU HIVA	11/04/2011	25	11/04/2036	946 170	12 300	958 470	0%	-	-
RESEAUX CP NUKU HIVA 2011	01/07/2011	25	01/07/2036	81 443 414	1 058 764	82 502 178	0%	180 162	36 501
RESEAUX 2011 CONCED NUKU HIVA FINANCEMENT	01/07/2011	25	01/07/2036	-	-	-			-
EXT 14A1 BTA QT ARAI NUKU JOHANNA TAIHAE	19/07/2011	25	19/07/2036	1 918 765	24 944	1 943 709	100%	1 918 765	388 742
MISE CONFORM BTA TAIHAE SERVITUDE POULAILLER NUKU	01/01/2012	25	01/01/2037	1 187 812	30 883	1 218 695	6%	71 269	21 937
RESEAU STAT* CONCASSAGE TAIHAE NUKU HIVA	01/01/2012	25	01/01/2037	6 493 798	168 839	6 662 637	0%	-	-
RESEAUX CP NUKU HIVA 2012	01/07/2012	25	01/07/2037	39 205 099	1 019 333	40 224 432	0%	153 171	47 146
RESEAUX 2012 CONCED NUKU NUKU HIVA FINANCEMENT	01/07/2012	25	01/07/2037	-	-	-			-
EXT 14A1 QT TEIKHAA NUKU HIVA / TAIHAE	28/08/2012	25	28/08/2037	185 349	4 819	190 168	100%	185 349	57 050
EXT 14A1 QT FIU NUKU HIVA A TAIHAE	01/01/2013	25	01/01/2038	1 630 987	63 608	1 694 595	100%	1 630 987	677 838
EXT 14A1 QT TEAHU NUKU HI VA A HOUMI	01/01/2013	25	01/01/2038	74 327	2 899	77 226	100%	74 327	30 890
RESEAUX CP NUKU HIVA 2013 CP 2013	01/07/2013	25	01/07/2038	20 873 029	814 048	21 687 077	0%	-	-
RESEAUX CP NUKU HIVA 2013 CP 2013	01/07/2013	25	01/07/2038	355 921	13 881	369 802	100%	355 921	147 921
RESEAUX 2013 TIERS NUKU HIVA FINANCEMENT	01/07/2013	25	01/07/2038	-	-	-			-
RESEAUX 2013 CONCED NUKU HIVA FINANCEMENT	01/07/2013	25	01/07/2038	-	-	-			-
RESEAUX 2014 CONCED NUKU HIVA FINANCEMENT	01/07/2014	25	01/07/2039	-	-	-			-
RESEAUX CP NUKU HIVA 2014 CP 2014	01/07/2014	25	01/07/2039	447 020	23 245	470 265	0%	-	-
RESEAUX CP NUKU HIVA 2014 CP 2014 QP 15%EXT EDT	01/07/2014	25	01/07/2039	722 904	37 591	760 495	100%	722 904	380 248
ART14A/N°051/14/BM/NT TAIHAE	01/11/2014	25	01/11/2039	737 625	38 357	775 982	100%	737 625	387 991
EXT 14A1 QT HIRIGA À TAIHAE À NUKU HIVA	05/02/2015	25	05/02/2040	953 898	62 003	1 015 901	100%	953 898	609 541
ELEC 14A 1924/14/TAIPIVAI RSX AERIEN BT	12/05/2015	25	12/05/2040	151 203	9 828	161 031	100%	151 203	96 619
RESEAUX CP NUKU HIVA 2015 CP 2015	01/07/2015	25	01/07/2040	4 400 894	286 058	4 686 952	4%	180 154	115 118
RESEAUX 2015 CONCED NUKU FINANCEMENT NUKU HIVA	01/07/2015	25	01/07/2040	-	-	-			-
MEC RESEAU SOUT TAIHAE ZONE ADMINISTRATIVE	01/01/2011	35	01/01/2046	29 973 475	389 655	30 363 130	33%	9 891 247	2 003 967
MEC BT QT SALMON TAIHAE NUKU HIVA	11/04/2011	35	11/04/2046	2 558 164	33 256	2 591 420	0%	-	-
MIS CONFORM BTS TAIHAE SERVITUDE POULAILLER NUKU	01/01/2012	35	01/01/2047	2 205 936	57 354	2 263 290	17%	375 009	115 428
RESEAUX 2013 TIERS NUKU HIVA FINANCEMENT	01/07/2013	35	01/07/2048	-	-	-			-
RESEAUX 2013 CONCED NUKU HIVA FINANCEMENT	01/07/2013	35	01/07/2048	-	-	-			-
EXT 14A/112/13/NK/BT OROVINI TAIHAE NUKU HIVA	04/04/2014	35	04/04/2049	628 860	32 701	661 561	100%	628 860	330 780
RESEAUX SOUT TIERS NUKU HIVA FINANCEMENT 2014	01/07/2014	35	01/07/2049	-	-	-			-
RESEAUX CP NUKU HIVA 2015 CP 2015	01/07/2015	35	01/07/2050	90 153	5 860	96 013	100%	90 153	57 608

Compostants	Date de mise en service	Durée d'amortissement	Date fin de vie	Valeur Brute concessionnaire	TVA à reverser (13%)	Vo majorée de la TVA à reverser	Tx améliorant	Montant de la part améliorante	Montant prévisionnel indemnité fin de concession
RSX SOUT TIERS NUK 2015 FINANCEMENT NUKU HIVA	01/07/2015	35	01/07/2050	-	-	-			-
BRCHT/CPTAGE NUKU HIV2010	01/07/2010	20	01/07/2030	1 339 213	-	1 339 213	44%	584 903	58 490
COMPTAGE TIERS NUK 2010 FINANCEMENT	01/07/2010	20	01/07/2030	-	-	-			-
BRCHT/CPTAGE NUKU HIVA 2011	01/07/2011	20	01/07/2031	1 649 414	21 442	1 670 856	70%	1 150 625	233 117
COMPTAGE TIERS NUKU 2011 FINANCEMENT NUKU HIVA	01/07/2011	20	01/07/2031	-	-	-			-
BRCHT/CPTAGES NUKU HIVA 2012	01/07/2012	20	01/07/2032	1 098 125	28 551	1 126 676	15%	165 444	50 924
COMPTAGE TIERS NUKU 2012 FINANCEMENT NUKU HIVA	01/07/2012	20	01/07/2032	-	-	-			-
CPTEURS SOLAIRE NUK 2012	01/07/2012	20	01/07/2032	-	-	-			-
BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA CP 2013	01/07/2013	20	01/07/2033	1 478 068	57 645	1 535 713	6%	87 431	36 336
COMPTAGE TIERS NUKU 2013 FINANCEMENT NUKU HIVA	01/07/2013	20	01/07/2033	-	-	-			-
CPTEURS SOLAIRE NUK 2013	01/07/2013	20	01/07/2033	-	-	-			-
BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA CP 2014	01/07/2014	20	01/07/2034	183 044	9 518	192 562	77%	140 467	73 886
COMPTAGE TIERS NUKU 2014 FINANCEMENT NUKU HIVA	01/07/2014	20	01/07/2034	-	-	-			-
BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA CP 2015	01/07/2015	20	01/07/2035	4 321 208	280 879	4 602 087	32%	1 396 822	892 569
COMPTAGE TIERS NUK 2015 FINANCEMENT NUKU HIVA	01/07/2015	20	01/07/2035	-	-	-			-
RSX AERIEN 2016 NUKU HIVA AAKAPA CENTRALE	18/02/2016	25	18/02/2041	9 224 159	719 484	9 943 643	100%	9 224 159	6 960 550
14A1 039/16/BK/BT NUKU HI VA QT BIHANNIC TAIHAE	06/04/2016	25	06/04/2041	218 520	17 045	235 565	100%	218 520	164 895
RESEAUX 2016 CONCED NUKU FINANCEMENT NUKU HIVA	01/07/2016	25	01/07/2041	-	-	-			-
RESEAUX CP NUKU HIVA 2016 CP 2016	01/07/2016	25	01/07/2041	139 226	10 860	150 086	0%	-	-
MISE SOUT RESEAUX HT/BT COLLEGE TAIHAE NUKU	01/10/2016	35	01/10/2051	16 548 296	1 290 767	17 839 063	35%	5 791 904	4 370 570
BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA CP 2016	01/07/2016	20	01/07/2036	2 047 473	159 703	2 207 176	38%	778 040	587 109
COMPTAGE TIERS NUKU 2016 FINANCEMENT NUKU HIVA	01/07/2016	20	01/07/2036	-	-	-			-
RENV 5 IACM PAR 5 IAM NUK U HIVA	01/10/2017	15	01/10/2032	10 540 081	959 147	11 499 228	0%	-	-
14A1 299/16/BT/BK NUKUHIV A	01/01/2017	25	01/01/2042	959 554	87 319	1 046 873	100%	959 554	837 499
14A1 370/16/BK/BT NUKUHIV A	27/01/2017	25	27/01/2042	867 147	78 910	946 057	100%	867 147	756 846
RESEAUX CP NUKU HIVA 2017 CP 2017	01/07/2017	25	01/07/2042	473 100	43 052	516 152	13%	59 660	52 071
RSX AERIEN TIERS NUK 2017 FINANCEMENTS NUKU HIVA	01/07/2017	25	01/07/2042	-	-	-			-
MISE SOUT RESEAUX HT/BT COLLEGE TAIHAE NUKU HIVA	01/01/2017	35	01/01/2052	5 981 845	544 348	6 526 193	35%	2 093 646	1 827 334
COMPTAGE TIERS NUKU 2017 FINANCEMENT NUKU HIVA	01/07/2017	25	01/07/2042	-	-	-	100%	-	-
BRCHT/COMPTAGE NUKU HIVA CP 2017	01/07/2017	20	01/07/2037	1 941 605	176 686	2 118 291	14%	272 716	238 027
RENV RESEAU HTA/BTA NUKU HIVA TOOVI	01/03/2018	25	01/03/2043	9 641 154	-	9 641 154	0%	-	-
RESEAUX CP NUKU HIVA 2018 CP 2018	01/07/2018	25	01/07/2043	282 978	-	282 978	100%	282 978	254 680
RSX SOUT TIERS NUKU 2018 FINANCEMENTS TIERS	01/07/2018	35	01/07/2053	-	-	-	100%	-	-
BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA CP 2018	01/07/2018	20	01/07/2038	1 566 827	-	1 566 827	28%	434 795	391 316
COMPTAGE TIERS NUKU 2018 FINANCEMENT NUKU HIVA	01/07/2018	20	01/07/2038	-	-	-	100%	-	-
DISTRIBUTION NUKU HIVA				290 852 619	8 802 782	299 655 401		46 655 646	23 925 749
>>>> TOTAL PAR CONCESSION NUKU HIVA				517 619 801	14 161 203	531 781 004		123 513 464	50 476 656

5.8 - Plan de Renouvellement

Production :

Variation du besoin de renouvellement sur l'exercice

reste à faire au 31/12/2017	113 608 597	
Réalisé	- 11 422 269	(1)
Ecart de coût sur réalisé	-	
Réajusté	2 947 245	(1)
reste à faire au 31/12/2018	105 133 573	

(1) : dont rattrapage sur TVA à reverser 2011-2017 de 2 065 843 xpf

Plan de renouvellement au 31/12/2018

reste à faire au 31/12/2018	2019	2020	TOTAL
G1 TAI0HAE	6 490 418		6 490 418
G2 AAKAPA	5 151 125		5 151 125
G2 TAI0HAE	21 312 002		21 312 002
G3 TAI0HAE	14 805 758		14 805 758
G4 TAI0HAE	21 312 000		21 312 000
G6 TAI0HAE	6 490 418		6 490 418
S/T Groupes	75 561 721	-	75 561 721
Filières groupes	13 303 091		13 303 091
Bâtiment	12 208 430	4 060 331	16 268 761
TOTAL	101 073 242	4 060 331	105 133 573

Situation de l'actif/passif de renouvellement

	Actif/passif à l'ouverture	+ Dotation 2018	- Reprise de lissage 2018	Actif/passif clôture	Reste à renouveler
TOTAL NUKU HIVA PRODUCTION	108 640 744	2 773 033	- 3 942 090	107 471 687	105 133 573

(1)

(1) correspond à la dotation 2018 :

besoin évalué 31/12/2016 :	117 501 350
ajustement du besoin 2017 :	(3 488 753)
ajustement du besoin 2018 :	2 947 245
- doté à l'ouverture :	108 640 744
reste à doter	8 319 098
nb années restantes	3
dotation de l'exercice :	2 773 033

Distribution :**Variation du besoin de renouvellement sur l'exercice**

Reste à faire au 31/12/2017	85 830 494
Réalisé	(17 332 875)
Réajusté	
Reste à faire au 31/12/2018	68 497 619

Plan de renouvellement au 31/12/2018

	2019	2020	TOTAL
TOTAL	41 000 000	27 497 618	68 497 618

Situation de l'actif/passif de renouvellement

	Actif/passif à l'ouverture	+ Dotation 2018	- Reprise de lissage 2018	Actif/passif clôture	Reste à renouveler
TOTAL NUKU HIVA DISTRIBUTION	68 099 501	11 413 866	- 11 281 160	68 232 207	68 497 619

(1)

(1) correspond à la dotation 2018 :

besoin évalué 31/12/2016 :	102 341 102
ajustement du besoin 2017 :	(3)
ajustement du besoin 2018 :	-
- doté à l'ouverture :	68 099 501
reste à doter	34 241 598
nb années restantes	3
dotation de l'exercice :	11 413 866

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) 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.

c) 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.

d) 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.

e) 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

f) 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.

g) Contrats d'abonnement souscrits par la clientèle

Cf. paragraphe :

2. 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